

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA MAÎTRISE
EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
YAMINA AZZOUG

COMMANDÉE DE LA CHARGE D'UNE BATTERIE DANS
UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAIQUE

Février 2008

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer mes profonds remerciements à mon directeur de recherche, le professeur à l'UQTR, Monsieur Ahmed Chériti et à mon codirecteur de recherche, Monsieur Mohamed Benslima pour l'aide qu'ils m'ont apportée pour leur patience et leurs encouragements.

Je tiens à remercier également tous les professeurs de l'UQTR du département de génie électrique et spécialement les professeurs, qui ont accepté de corriger mon mémoire.

Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin contribué, chacune à sa manière, à l'accomplissement de ce mémoire.

Je voudrais remercier tout particulièrement tous les membres de ma famille ainsi que mes parents de leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Résumé

Les installations photovoltaïques ne fournissent de l'énergie que pendant une partie du temps. Pendant la nuit et par temps couvert, la fourniture d'énergie est nulle ou insignifiante. Les batteries sont donc nécessaires pour stocker une partie de l'énergie produite pour pouvoir l'utiliser lorsque la production photovoltaïque est insuffisante afin de couvrir les besoins énergétiques des consommateurs. La connexion directe entre ces batteries et les panneaux solaires ne permet pas de tirer le maximum de puissance disponible. La commande de la charge des batteries dans des systèmes photovoltaïques reste encore un sujet d'actualité. L'adaptation d'impédance entre un générateur photovoltaïque et une charge de type batterie est un problème technologique qui assure essentiellement le transfert du maximum de puissance du générateur photovoltaïque à la charge. La connexion directe entre ces batteries et le générateur photovoltaïque ne permet pas de tirer le maximum de puissance disponible. Dans la littérature, on propose une plusieurs algorithmes de contrôle effectuant une recherche de point de puissance maximale lorsque le générateur photovoltaïque et la charge sont connectés à travers un convertisseur statique. Dans ce mémoire, le problème est abordé dans sa globalité par une approche basée sur la commande extrémale. Ce travail présente des algorithmes améliorés de la commande extrémale capable de déterminer le point de fonctionnement de référence du générateur photovoltaïque au début de l'application de l'algorithme. Les résultats obtenus montrent que l'écart entre la puissance potentielle du générateur photovoltaïque et celle réellement transférée à la batterie a été largement réduit.

TABLE DES MATIERES

Remerciements.....	i
Résumé.....	ii
Tables des matières.....	iii
Liste des figures.....	vi
Liste des abréviations.....	ix
Chapitre 1 : Introduction.....	1
1.1 Système photovoltaïque avec stockage d'énergie.....	1
1.2 La problématique du stockage dans les systèmes photovoltaïques.....	3
1.3 Objectifs	4
1.4 Méthodologie de recherche.....	5
1.5 Structure du mémoire.....	5
Chapitre 2 : Les systèmes photovoltaïques.....	7
2.1 Introduction	7
2.2 L'effet photovoltaïque	9
2.3 Modélisation d'une cellule photovoltaïque	11
2.4 Générateur photovoltaïque.....	13
2.5 Caractéristiques des générateurs photovoltaïques.....	13
2.6 Effet de l'éclairement sur le générateur photovoltaïque.....	15
2.7 Effet de la température sur le générateur photovoltaïque.....	15
2.8 Association des panneaux solaires photovoltaïques avec batteries.....	16

2.9 Système photovoltaïque avec système de stockage.....	18
2.10 Conclusion.....	19

Chapitre 3 : Comportement des batteries dans les systèmes photovoltaïques.....20

3.1 Le stockage dans les systèmes photovoltaïques.....	20
3.2 Capacité des batteries de stockage.....	21
3.3 Autodécharge des batteries de stockage.....	22
3.4 Conditions d'utilisation des batteries de stockage dans les systèmes photovoltaïques.....	22
3.5 Effet de la température.....	24
3.6 Rendement de charge.....	24
3.7 Stratification.....	25
3.8 Sulfatation.....	26
3.9 Densité spécifique.....	26
3.10 Tension de gazéification.....	27
3.11 Autonomie des batteries dans les systèmes photovoltaïques.....	27
3.12 Régime standard de recharge des batteries.....	28
3.13 Régime de recharge en technique photovoltaïque.....	30
3.14 Conclusion.....	31

Chapitre 4 : Interfaçage des batteries aux générateurs photovoltaïques.....32

4.1 Introduction.....	32
4.2 Circuit d'interface entre le générateur photovoltaïque et les batteries.....	33
4.3 Adaptation par modification des connexions électriques des modules.....	34

4.4 Adaptation par convertisseurs électroniques.....	35
4.4.1 Convertisseurs sans isolation galvanique.....	37
4.4.2 Convertisseurs avec isolation galvanique.....	40
4.5 Conclusion.....	42
Chapitre 5 : Régulateur de charge basé sur la commande MPPT extrémale.....	43
5.1 Introduction.....	43
5.2 Régulateur de charge basé sur la commande MPPT extrémale.....	44
5.3 La commande MPPT extrémale correspond au type P&O.....	47
5.4 Simulation de la méthode P&O.....	50
5.5 Analyse des résultats de la méthode P&O.....	52
5.6 Conclusion.....	56
Chapitre 6 : Amélioration de la commande MPPT extrémale.....	57
6.1 Introduction.....	57
6.2 Méthode de l'incrémentation de la conductance.....	58
6.3 Simulation de la méthode de l'incrémentation de la conductance.....	60
6.4 Analyse des résultats de la méthode de l'incrémentation de la conductance.....	62
6.5 Comparaison des algorithmes de la commande extrémale.....	65
6.6 Amélioration de la commande extrémale.....	66
6.7 Analyse des résultats des algorithmes améliorés de la commande MPPT extrémale .	70
6.8 Conclusion.....	72
Chapitre 7 : Conclusion générale.....	73
Bibliographie.....	75

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Principe d'une cellule photovoltaïque.....	10
Figure 2.2 : Schéma équivalent électrique de la cellule photovoltaïque réelle.....	12
Figure 2.3 : Caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur photovoltaïque.....	14
Figure 2.4 : Effet de l'éclairement sur le générateur photovoltaïque.....	15
Figure 2.5 : Effet de la température sur le générateur photovoltaïque.....	16
Figure 2.6 : Association série des cellules photovoltaïques.....	17
Figure 2.7 : Association parallèle des cellules photovoltaïques.....	17
Figure 2.8: Système photovoltaïque avec système de stockage.....	18
Figure 3.1. État de charge cyclique d'une batterie stationnaire.....	21
Figure 3.2. choix des batteries selon leurs cycles.....	23
Figure 3.3. État de charge et tension des batteries.....	25
Figure 3.4: Association en parallèle et en série de deux batteries 12Volts /100 Ah.....	28
Figure 3.5 : Le premier régime standard de recharge des batteries.....	29
Figure 3.6 : Le second régime standard de recharge des batteries.....	30
Figure 3.7 : Régime de recharge en technique photovoltaïque.....	30
Figure 4.1 : Étage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque et les batteries.....	34
Figure 4.2 : Adaptation entre un générateur photovoltaïque et les batteries par convertisseur DC/DC.....	36
Figure 4.3 : Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur-survolteur.....	38
Figure 4.4 : Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur.....	39
Figure 4.5 : Schéma de principe d'un convertisseur survolteur.....	39
Figure 4.6 : Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur-survolteur avec isolation..	41

Figure 4.7 : Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur avec isolation.....	41
Figure 5.1 : Système photovoltaïque contrôlé par une commande MPPT.....	45
Figure 5.2: Représentation des différents points de fonctionnement sur la caractéristique I(V) et P(V) d'un générateur photovoltaïque.....	46
Figure 5.3 : Convertisseur statique de la commande MPPT.....	47
Figure 5.4 : Points de fonctionnement du générateur photovoltaïque batteries.....	48
Figure 5.5 : Méthode de la l'observation de la perturbation.....	49
Figure 5.6 : Modèle du système photovoltaïque.....	50
Figure 5.7 : Schéma d'implémentation de la méthode P&O sous Matlab-Simulink.....	51
Figure 5.8 : Puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque.....	52
Figure 5.9 : Évolution de ΔP_{moy} en fonction de la valeur initiale de V_{ref} et de ΔV	54
Figure 5.10:Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme P&O pour $\Delta V=0.001V$ et $V_{ref}=6V$	54
Figure 5.11 : Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme P&O pour $\Delta V =$ $0.001V$ et $V_{ref}=12V$	55
Figure 5.12:Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme P&O pour $\Delta V=0.01V$ et $V_{ref}=6V$	55
Figure 5.13:Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme P&O pour $\Delta V=0.01V$ et $V_{ref}=12V$	56
Figure 6.1: Caractéristique I(P) d'un générateur photovoltaïque.....	60
Figure 6.2: Méthode de l'incrémentation de la conductance.....	61
Figure 6.3 : Schéma d'implémentation de la méthode de l'incrémentation de la conductance sous Matlab-Simulink.....	62

Figure 6.4: Évolution de ΔP_{moy} en fonction de la valeur initiale de V_{ref} et de ΔV lorsqu'on utilise la méthode de l'incrémentation de la conductance.....	63
Figure 6.5 :Évolution de ΔP_{moy} en fonction de la valeur initiale de $V_{ref} = 12V$ et de $\Delta V= 0.001V$	64
Figure 6.6 : Évolution de ΔP_{moy} en fonction de la valeur initiale de $V_{ref}= 12V$ et de $\Delta V = 0.01V$	64
Figure 6.7 : Algorithme amélioré de la méthode d'observation de la perturbation.....	68
Figure 6.8 : Algorithme amélioré de la méthode de l'incrémentation de la conductance.	69
Figure 6.9 : Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme amélioré de la méthode de l'incrémentation de la conductance.....	71
Figure 6.10: Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme amélioré de la méthode d'observation de la perturbation pour $\Delta V=0.01V$	71
Figure 6.11: Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme amélioré de la méthode d'observation de la perturbation pour $\Delta V=0.001V$	72

LISTE DES ABRÉVIATIONS

D : L'incrément du rapport cyclique

I_{bat} : Courant dans la batterie (A)

I_{cc} : Courant de court circuit d'une photopile (A)

I_{sat} : Courant de saturation inverse de la diode (A)

I_{pmax} : Courant à puissance maximale des panneaux photovoltaïques (A)

I_{pv} : Courant d'un groupe de panneaux photovoltaïques (A)

G : Conductance du générateur photovoltaïque (A/V)

K_B : Constante de Boltzmann (J/ $^{\circ}$ K)

K : Rapport de transformation du transformateur

MPPT : Maximum power point tracking

n : Facteur d'idéalité de la diode

n_p : Nombre de cellules associées en parallèle

n_s : Nombre de cellules associées en séries

P_{pmax} : Puissance maximale fournie par les panneaux photovoltaïques (W)

P_{pv} : Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion photovoltaïque (W)

e : Charge élémentaire (C)

R_{ser} : Résistance série des panneaux photovoltaïques (Ω)

R_{shu} : Résistance parallèle des panneaux photovoltaïques (Ω)

SOC: État de charge (state of charge)

T : Température des panneaux photovoltaïques ($^{\circ}$ K)

V_{bat} : Tension aux bornes de la batterie (V)

V_{oc} : Tension en circuit ouvert aux bornes d'une photopile (V)

V_{pmax} : Tension à puissance maximale des panneaux photovoltaïques (V)

V_{pv} : Tension aux bornes d'un groupe de panneaux photovoltaïques (V)

η_T : Efficacité de poursuite du point de puissance maximale

α : Rapport cyclique

Chapitre 1

Introduction

1.1 Système photovoltaïque avec stockage d'énergie

Dans les installations de production d'énergie solaire, l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques est utilisée immédiatement ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Ces installations sont, en général, couplées au réseau sans système de stockage ou bien isolés du réseau et donc associées à un dispositif de stockage de l'énergie. Le principal avantage des systèmes couplés au réseau est qu'ils permettent de revendre l'énergie produite et non consommée sur place au propriétaire du réseau. Par contre, ces systèmes ne peuvent fonctionner qu'en présence du réseau. Bien que le producteur indépendant a son propre système de production d'électricité, il se trouve privé d'électricité dans le cas d'une coupure du réseau [1].

Le producteur consommateur isolé du réseau est tributaire des conditions météorologiques. Ainsi, si l'on a plusieurs jours successifs défavorables à la production d'électricité, le producteur-consommateur risque également d'être privé d'électricité lorsque son dispositif de stockage sera complètement déchargé. Au contraire, si les conditions sont favorables à la production et que toute la capacité de stockage est totalement utilisée, il doit arrêter de produire et donc délester sa production.

Dans le cas d'une unité de production non raccordée au réseau la présence d'un dispositif de stockage s'impose dans la mesure où la consommation et la production sont fortement découplées. Dans les applications existantes, ce sont quasi systématiquement des batteries d'accumulateurs au plomb. Le dimensionnement du système de stockage est généralement et simplement lié à l'autonomie en jours recherchée. Ainsi, la capacité de stockage correspond, dans le cas d'une installation photovoltaïque, à une consommation de 3 à 7 jours sans recharge, voire 10 jours pour les installations nécessitant une grande marge de sécurité. Par conséquent, le stockage représente une part très importante du coût total de l'installation, d'autant plus que la durée de vie des accumulateurs est bien inférieure à celle des générateurs photovoltaïques [2]. Pour un système raccordé au réseau électrique, un dispositif de stockage ne semble nécessaire qu'en cas de défaillance du réseau. Dans ce cas, il est dimensionné de manière à assurer un fonctionnement, éventuellement en mode dégradé, pour la durée de la coupure. Cependant, si ces unités de production, qui ont un caractère aléatoire de par la nature des sources utilisées, viennent à se multiplier et à atteindre des proportions non négligeables alors les dispositifs de stockage joueront un rôle important pour assurer la stabilité du réseau [2].

Le système de stockage est dimensionné par sa capacité de stockage, mais pas seulement.

Il doit en effet également répondre aux critères suivants :

- puissance crête déterminée ;
- cyclabilité élevée ;
- bon rendement en charge et en décharge dans la gamme de puissance en production et en consommation ;

- pertes d'autodécharges faibles ;
- coûts réduits.

Malgré un nombre de cycles limités, les accumulateurs électrochimiques représentent aujourd’hui la solution qui a la plus grande maturité industrielle et qui semble offrir le meilleur compromis coût performances pour cette application.

1.2 La problématique du stockage dans les systèmes photovoltaïques

Le stockage d'énergie est le facteur limitant des systèmes photovoltaïques. La difficulté d'établir un modèle régissant le comportement d'une batterie provient essentiellement de la complexité des phénomènes qui le régissent, à savoir le phénomène chimique et le phénomène électrique. En effet, la fiabilité et la simplicité des modèles d'accumulateur électrochimique ne sont pas encore au point, et sont très liées à la technologie utilisée. Afin de faciliter la gestion de l'énergie et d'optimiser au mieux le système photovoltaïque, il faudrait effectuer des tests de batteries dédiés à l'application considérée, notamment en ce qui concerne le vieillissement des batteries. Certains travaux menés sur le sujet [3] ont montré qu'il était possible de découpler le système complet de la gestion des batteries en utilisant plusieurs accumulateurs en parallèle. Il s'agit de forcer les flux de puissance dans les accumulateurs selon des lois qui optimisent leur vieillissement. Notamment, on évitera les faibles oscillations de l'état de charge, et on assurera systématiquement une recharge complète des éléments de stockage. Dans un cas idéal, cette gestion pourrait être réalisée de manière transparente pour le système en utilisant la mise en parallèle des accumulateurs pour effectuer en interne les transferts de puissance appropriés. Mais compte tenu du coût actuel des accumulateurs

électrochimiques, il n'est pas évident que cette solution surdimensionnant la capacité énergétique installée soit beaucoup plus intéressante que la solution classique. En plus, le réglage des flux de puissance nécessite l'introduction de modèles électrochimiques complexes qui ne sont pas adaptés à l'approche énergétique envisagée. Un travail de modélisation nécessitant des bancs de mesures de vieillissement sur le long terme est donc nécessaire au préalable à l'investigation de cette solution [4].

Afin de renforcer la puissance instantanée disponible sans surdimensionner la capacité énergétique du stockage, il est également envisagé d'inclure dans la commande classique de charge des batteries une optimisation du transfert de l'énergie produite par les modules photovoltaïques afin d'assurer systématiquement une recharge complète des batteries [5, 6].

1.3 Objectifs

Ce travail a pour but de développer une commande améliorée de transfert d'énergie photovoltaïque aux batteries d'un système photovoltaïque. Pour atteindre cet objectif, il faut réaliser les sous-objectifs suivants :

- étude du comportement des batteries dans les systèmes photovoltaïques; analyse des interfaces des batteries dans les systèmes photovoltaïques;
- étude du régulateur de charge basée sur la commande MPPT extrémale;
- application des algorithmes de la commande MPPT extrémale;
- étude comparative entre les algorithmes de la commande MPPT extrémale;
- amélioration de la commande MPPT extrémale.

1.4 Méthodologie de recherche

La première étape de notre travail est la recherche bibliographique. Cette recherche bibliographique permet de cerner précisément la problématique de la commande des batteries dans les systèmes photovoltaïques.

Dans la seconde étape de notre travail, les éléments constituants le système photovoltaïque seront étudiés. Dans cette étape le comportement des batteries et des interfaces des batteries utilisés dans le système photovoltaïque seront détaillés.

Dans l'étape suivante de notre travail, le régulateur de charge basé sur une commande assurant le MPPT extrémale sera étudié de manière approfondie. Les deux algorithmes de la commande MPPT extrémale seront appliqués dans ce contexte.

Dans la dernière étape de notre travail, une étude comparative des algorithmes de la commande MPPT extrémale permettra de montrer quel est l'algorithme qui présente la meilleure efficacité. Une amélioration des algorithmes de la commande MPPT extrémale sera ensuite proposée.

1.5 Structure du mémoire

Ce rapport de mémoire est constitué de six chapitres. Le premier sera consacré à expliciter la problématique de recherche, les objectifs ainsi que la méthodologie suivie tout au long de la réalisation de ce travail.

Le second chapitre est consacré à la description des systèmes photovoltaïques. Ce chapitre permet de comprendre le mode de fonctionnement du système photovoltaïque et de poser le modèle mathématique de chacun des blocs qui le constitue.

Le comportement des batteries dans les systèmes photovoltaïques sera étudié dans le troisième chapitre. Les conditions d'utilisation des batteries de stockage dans les systèmes photovoltaïques seront déterminées.

Le quatrième chapitre est consacré à la description des interfaces des batteries permettant de contrôler les échanges de puissance du générateur photovoltaïque avec les batteries.

Le cinquième portera sur les régulateurs de charge basés sur la commande MPPT extrémale. L'analyse et la synthèse des résultats obtenus avec l'algorithme de la commande MPPT extrémale de type perturbation et observation (P&O) seront rapportées dans ce chapitre.

Dans le sixième chapitre, on présentera le second algorithme de la commande MPPT extrémale ainsi que l'amélioration proposée pour les deux algorithmes de la commande MPPT extrémale. Une conclusion générale viendra clore le rapport.

Chapitre 2

Les systèmes photovoltaïques

2.1 Introduction

Depuis très longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil, étoile la plus proche de la terre. La plupart des utilisations sont directes comme en agriculture, à travers la photosynthèse, ou dans les diverses applications de séchage et chauffage, autant artisanale qu'industrielle. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre et, malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère, la quantité restante demeure encore importante quand elle arrive au sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m^2 crête dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m^2 , lorsque l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou en eau [7]. Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend des facteurs suivants :

- l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre,
- la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude,
- la période de l'année,
- l'instant considéré dans la journée,
- la nature des couches nuageuses.

Ainsi, dans le monde il existe des zones plus favorisées que d'autres du point de vue ensoleillement. Elles sont répertoriées sous forme d'atlas et mettent en évidence des «gisements solaires». Les principaux phénomènes physiques évoqués ci-dessus sont des paramètres à prendre en compte pour l'installation et la maintenance des générateurs photovoltaïques. En effet, le comportement de ces générateurs d'énergie s'avère plus ou moins aléatoire, en fonction du site de mise en fonctionnement. Ainsi, si l'on considère des zones à climat sec et possédant un taux d'ensoleillement important dans l'année, le flux solaire peut être facilement modélisable et prévisible en fonction des heures de la journée et des jours de l'année. Le fonctionnement des générateurs photovoltaïque est alors souvent proche de celui estimé. Si, au contraire, on considère des zones plus défavorables, souvent ventées et présentant un temps nuageux alternant avec des périodes d'ensoleillement sur plusieurs journées par an, l'irradiation change rapidement et dans de larges proportions [8].

Il est alors difficile de faire des prédictions fines sur le taux d'irradiation sur un lieu et une heure précise. Des relevés expérimentaux ont montré des changements d'ensoleillement importants inférieurs à 50ms, pouvant se produire plusieurs fois par minute. Dans ce cas très défavorable, l'exploitation du gisement solaire devient plus difficile par des générateurs photovoltaïques qui doivent tenir compte de cette réalité.

De même, prenons le cas d'un site présentant des zones d'ombres liées à des infrastructures ou des reliefs naturels. Le comportement du générateur photovoltaïque ne va plus être homogène et va souvent présenter des comportements dégradés qu'il faudra soit éviter, soit prévenir. La production d'énergie est dans ce cas souvent bien dégradée. Enfin, il ne faudra pas négliger des changements brutaux de point de fonctionnement

directement liés au comportement de la charge sur laquelle le générateur photovoltaïque doit débiter. Ce dernier point peut en effet entraîner un fonctionnement du générateur photovoltaïque bien en deçà de son point nominal si la charge est mal adaptée. Ces premiers constats montrent que l'exploitation d'une énergie comme le photovoltaïque peut s'avérer complexe et inefficace sans une bonne connaissance des conditions d'exploitation. Pour faciliter une meilleure compréhension du comportement des générateurs photovoltaïques, nous avons fait une synthèse en fonction de différentes contraintes.

2.2 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés "semi-conducteurs" (le plus connu est le silicium utilisé pour les composants électroniques). Cet effet voltaïque a été découvert pour la première fois en 1839 par le physicien Alexandre-Edmond Becquerel. Lorsque les "grains de lumière" (les photons) heurtent une surface mince de ces matériaux, ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique qui est recueilli par des fils métalliques très fins. Ce courant peut être ajouté à celui provenant d'autres dispositifs semblables de façon à atteindre la puissance désirée pour un usage donné [9].

En polarisant électriquement une jonction PN et en la soumettant à un éclairement solaire, on obtient les caractéristiques semblables à celles représentées en figure 2.1. Sans éclairement, le comportement d'une cellule photovoltaïque est semblable à celui d'une mauvaise diode. Ainsi, sous polarisation directe, la barrière de potentiel est abaissée et le

courant de porteurs peut se développer. Sous polarisation inverse, seul un courant de porteurs minoritaires (courant de saturation) circule. Ce dernier varie peu avec la tension appliquée tant que cette tension est inférieure à la tension de claquage. Ces courants, directs ou inverses, comme pour des jonctions classiques, sont sensibles à la température de jonction. Si cette jonction PN est soumise au rayonnement solaire, alors des paires électrons-trous supplémentaires sont créées dans le matériau en fonction du flux lumineux. Ce phénomène, aussi appelé effet photovoltaïque, ne se produit que si l'énergie des photons est supérieure ou égale à l'énergie de la bande interdite du matériau E_g . La différence de potentiel qui en résulte aux bornes de la structure caractérise l'effet photovoltaïque et se situe, selon les matériaux et la structure de la jonction, entre 0,3 et 0,7 V. On notera que d'autres formes de capteurs peuvent être utilisées pour la conversion photovoltaïque, notamment les jonctions Schottky et les cellules multicouches [9].

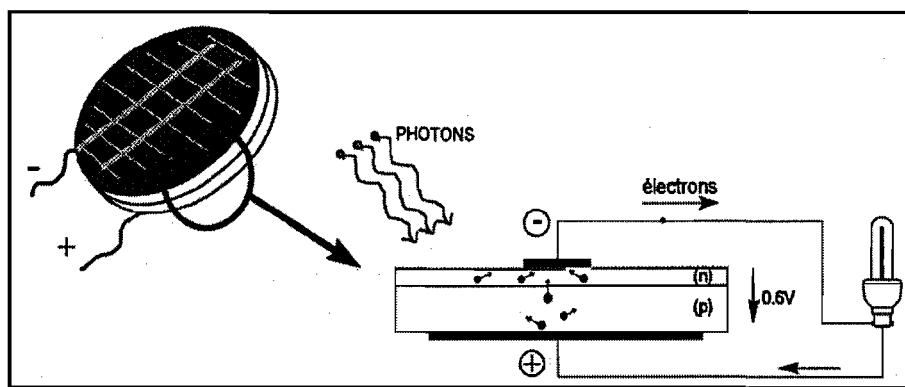


Figure 2.1: Principe d'une cellule photovoltaïque [9].

2.3 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Lorsque la jonction est éclairée, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur, en produisant un courant de court-circuit proportionnel à l'éclairement [9].

Ce comportement en statique peut être décrit par l'équation électrique suivante :

$$I_{PV} = I_{cc} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_{PV} + (I_{PV} \times R_{ser})}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + (I_{PV} \times R_{shu})}{R_{shu}} \quad (2.1)$$

Avec $V_T = e T K$. représentant le potentiel thermodynamique,

I_{sat} le courant de saturation (A),

K la constante de Boltzman ($1,381 \cdot 10^{-23} J/K$),

T la température effective des cellules ($^{\circ}K$),

e la charge d'un électron (C),

n le facteur de non idéalité de la jonction,

I_{PV} le courant fourni par la cellule lorsqu'elle fonctionne en générateur (A),

V_{PV} la tension aux bornes de cette même cellule (V),

I_{cc} le photocourant de la cellule dépendant de l'éclairement et de la température (ou bien courant de court circuit) (A),

R_{shu} la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction (Ω),

R_{ser} la résistance série représentant les diverses résistances de contacts et de connexions (Ω).

Le modèle électrique correspondant à l'équation (2.1) est décrit ci-dessous [9].

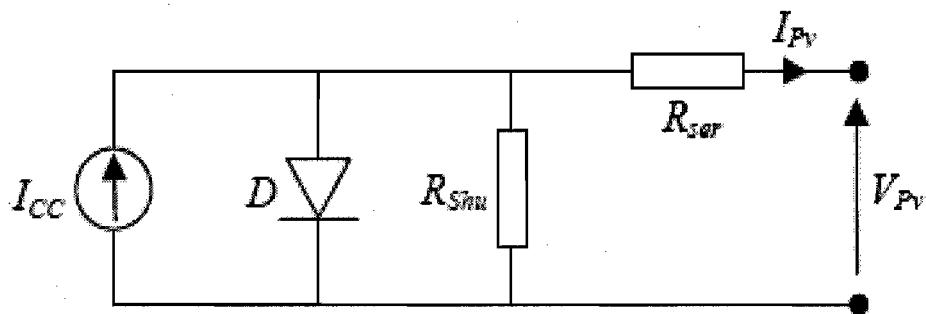


Figure 2.2: Schéma équivalent électrique de la cellule photovoltaïque réelle.

Ce modèle a l'avantage d'être simple et implantable sur bon nombre de simulateurs. Il permet d'obtenir le comportement statique d'une cellule photovoltaïque sous polarisation. Toutefois, pour l'étude du comportement d'un générateur photovoltaïque en conditions réelles de fonctionnement, ce modèle permet de reproduire les principaux comportements interagissant avec le reste du système.

En associant les cellules photovoltaïques en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur photovoltaïque selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes (N_p) en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur photovoltaïque est donnée par :

$$P_{PV} = N_s \cdot N_p \cdot V_{PV} \cdot I_{PV} \quad (1.3)$$

Si l'on désire avoir un générateur photovoltaïque ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules photovoltaïques de plus grande surface et de meilleur rendement, ou associer en parallèle plusieurs modules photovoltaïques de caractéristiques similaires. Ainsi, le générateur photovoltaïque constitué peut fonctionner de façon autonome.

2.4 Générateur photovoltaïque

La cellule solaire, unité de base d'un panneau solaire photovoltaïque, produit typiquement une puissance de 1,3 W pour une surface de 10 cm^2 . Pour produire plus de puissance, des cellules solaires identiques sont assemblées pour former un module solaire (ou panneau photovoltaïque). La mise en série de plusieurs cellules solaires somme les tensions pour un même courant, tandis que la mise en parallèle somme les courants en conservant la tension. La plupart des panneaux solaires photovoltaïques destinés à un usage général sont composés de 36 cellules en silicium mono ou polycristallin connectées en série pour des applications en 12 V nominales [10].

2.5 Caractéristiques des générateurs photovoltaïques

Le panneau solaire photovoltaïque étant une association de cellules solaires individuelles, sa caractéristique $I(v)$ est directement liée à la caractéristique de la cellule solaire de base. De même que pour la cellule, la tension qui est présente lorsqu'il ne circule aucun courant est appelée tension en circuit ouvert (V_{oc}). À l'opposé, le courant présent lorsqu'il n'y a aucune tension est appelé courant de court-circuit (I_{cc}) (Figure 2.3). Dans ces deux situations, aucune puissance n'est extraite du panneau photovoltaïque. La

meilleure combinaison s'appelle le point de puissance maximale du panneau solaire photovoltaïque. La tension et le courant correspondants sont appelés tension à puissance maximale (V_{pmax}) et courant à puissance maximale (I_{pmax}). Le point de puissance maximale sert à déterminer le rendement nominal du panneau solaire et la puissance en ce point est exprimée en Wc (watt crête).

En cas de stockage de l'électricité solaire produite par les panneaux photovoltaïques dans des batteries stationnaires, ce sont celles-ci qui vont fixer la tension de fonctionnement du système, selon leur état de charge c.à.d par exemple entre 10,8 V et 14 V pour une batterie de 12 V nominal (tension différente de V_{pmax}).

Le courant solaire généré alors est donc forcément différent de I_{pmax} et la puissance solaire extraite du panneau photovoltaïque n'est pas égale à la puissance maximale. Ceci reste toujours vrai, même si l'ensoleillement est de 1000W/m^2 et la température des cellules de 25°C (conditions STC).

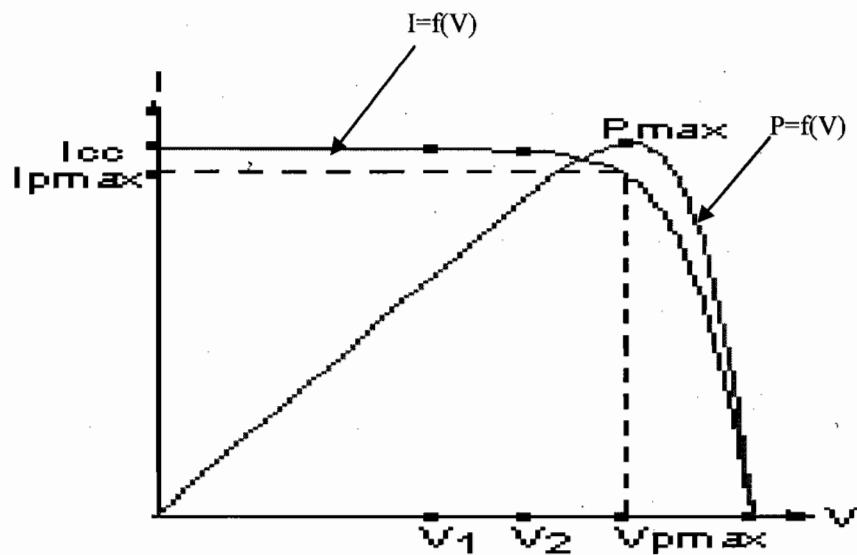


Figure 2.3: Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un générateur photovoltaïque.

2.6 Effet de l'éclairement sur le générateur photovoltaïque

Une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de la création de paires électron-trou avec un courant à l'obscurité inchangé. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction du photocourant et du courant de diode à l'obscurité, il y a une baisse du courant solaire I_{cc} proportionnelle à la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une très légère diminution de la tension V_{co} et donc un décalage du point P_{max} du panneau solaire vers les puissances inférieures (Figure 2.4).

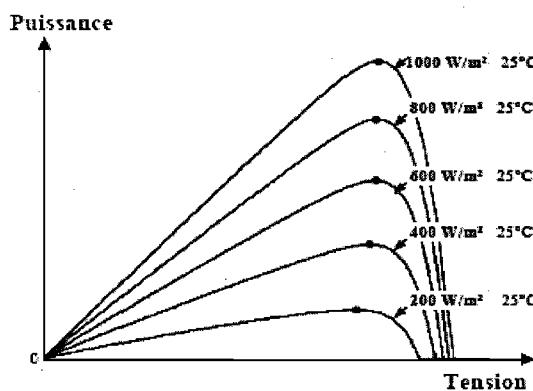


Figure 2.4: Effet de l'éclairement sur le générateur photovoltaïque.

2.7 Effet de la température sur le générateur photovoltaïque

Une élévation de la température (de jonction) des cellules solaires provoque un important accroissement de leur courant à l'obscurité et facilite une légère augmentation de la création de paires électron-trou. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction du photocourant et du courant de diode à l'obscurité, il y a une légère augmentation du courant I_{cc} accompagnée d'une forte diminution de la tension V_{co} et donc un décalage du point P_{max} vers les puissances inférieures (Figure 2.5).

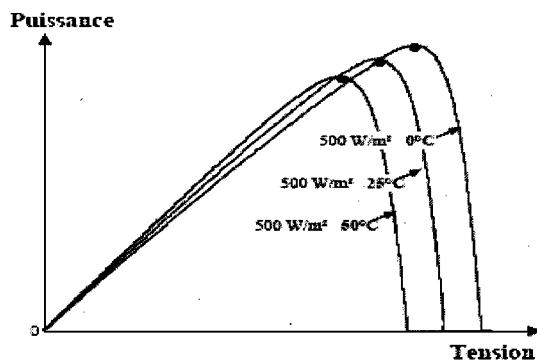


Figure 2.5: Effet de la température sur le générateur photovoltaïque.

2.8 Association des panneaux solaires photovoltaïques avec batteries

On associe couramment les panneaux solaires photovoltaïques en série pour obtenir des tensions multiples de 12 Volts (24V, 48V) et en parallèle pour augmenter le courant solaire. La seule précaution à prendre est d'utiliser des diodes spécifiques. Diodes bypass (contournement) ou diodes séries (blocage). Les associations élémentaires des panneaux photovoltaïques se réalisent directement dans les boîtes de jonction des modules solaires. Dans les conditions standard STC (1000W/m^2 ; 25°C ; AM 1.5), la puissance maximale pour une cellule au silicium de 10 cm^2 serait d'environ 1.25 W. La cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de très faible puissance insuffisant pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle d'un grand nombre de cellules élémentaires. Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres existant dans un réseau de photopiles en fonctionnement. En effet, bien que choisies théoriquement identiques, les nombreuses cellules qui constituent le générateur présentent des caractéristiques

différentes du fait des dispersions de construction inévitables, mais aussi d'un éclairement et d'une température non uniformes sur l'ensemble du réseau [10].

Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant pour une même tension. La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 volts.

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné (Figure 2.6).

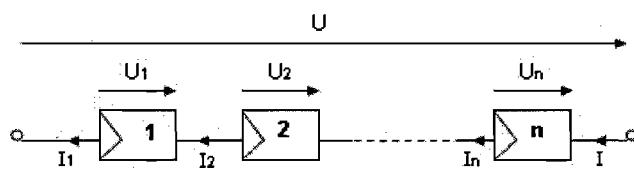


Figure 2.6: Association série des cellules photovoltaïques.

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules étant soumises à la même tension, les intensités s'additionnent : la caractéristique résultante est obtenue par addition de courants à tension donnée (Figure 2.7).

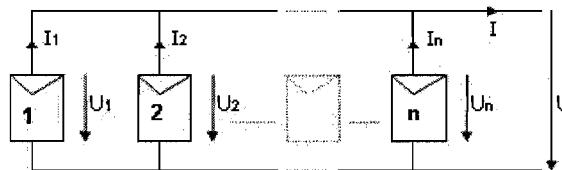


Figure 2.7: Association parallèle des cellules photovoltaïques.

2.9 Système photovoltaïque avec système de stockage

Indépendamment des composants technologiques (panneaux, batteries, contrôleur,..) qui composent un système photovoltaïque et de ses caractéristiques techniques, les installations photovoltaïques peuvent être caractérisées par le fait qu'elles sont ou non connectées au réseau de distribution électrique, qu'elles comportent ou non un appoint, qu'elles comportent ou non un système de stockage.

Dans un système photovoltaïque, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque, en attente pour une utilisation ultérieure. Le stockage qui permet d'emmageriser de l'énergie a deux fonctions :

- fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur photovoltaïque 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 photovoltaïque.

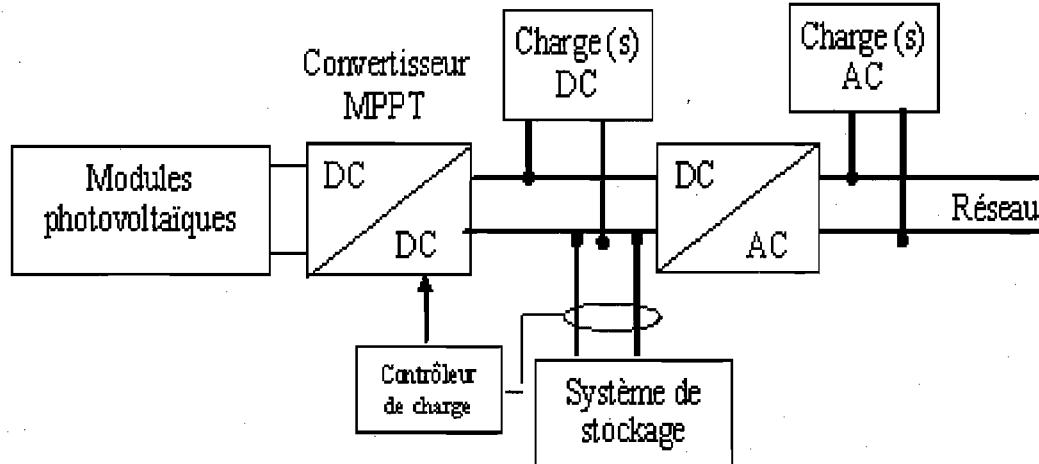


Figure 2.8: Système photovoltaïque avec système de stockage.

2.10 Conclusion

Le générateur photovoltaïque est l'élément de base de toutes les installations photovoltaïques. L'énergie produite n'est stockée dans le générateur photovoltaïque, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas donc une pile, mais un convertisseur instantané, qui pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement solaire.

L'énergie solaire est de nature intermittente et les besoins en électricité ne correspondent pas souvent aux heures d'ensoleillement. Un stockage de l'excédent d'énergie produite par le générateur photovoltaïque est donc nécessaire pour couvrir les besoins en électricité pendant l'absence d'ensoleillement. Le stockage d'énergie dans les systèmes photovoltaïques autonomes est en général assuré par des batteries. Celles-ci sont des éléments essentiels au bon fonctionnement des systèmes autonomes. Le stockage d'énergie, qui représente de 15 à 25% du coût des systèmes photovoltaïques, est l'élément fragile du système. Dans le chapitre suivant, on abordera le comportement et les conditions typiques d'utilisation des batteries dans les systèmes photovoltaïques.

Chapitre 3

Comportement des batteries dans les systèmes photovoltaïques

3.1 Le stockage dans les systèmes photovoltaïques

La plupart des systèmes photovoltaïques comportent des batteries spéciales (batteries stationnaires à alliages de Plomb) qui emmagasinent l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques en prévision des périodes où il n'y a pas de soleil. Ces batteries sont conçues pour restituer un courant stable pendant de longues périodes en conservant leurs aptitudes à la recharge, et ceci, à un grand nombre de reprises (cycles), on parle de batteries stationnaires ou à décharge profonde [11].

Il existe sur le marché différents types de batteries stationnaires en 2, 6 ou 12 V nominal, qu'on distingue principalement par le nombre de cycles que celles-ci peuvent fournir à une profondeur de décharge admissible déterminée, par la géométrie des plaques positives (planes ou tubulaires) et enfin par la forme de l'électrolyte (liquide, gel). Dans le cas des systèmes photovoltaïques, on opte généralement pour des batteries à profondeur de décharge de l'ordre de 60 à 80% pendant au moins 400 cycles. On choisit les batteries à électrolyte liquide si la maintenance du système est aisée, tandis que les

batteries à électrolyte gélifié sont adaptées aux situations où le confort de l'utilisateur est souhaité (cas des petites unités) et aux systèmes à maintenance réduite [12]. La figure 3.1 illustre l'état de charge cyclique d'une batterie stationnaire.

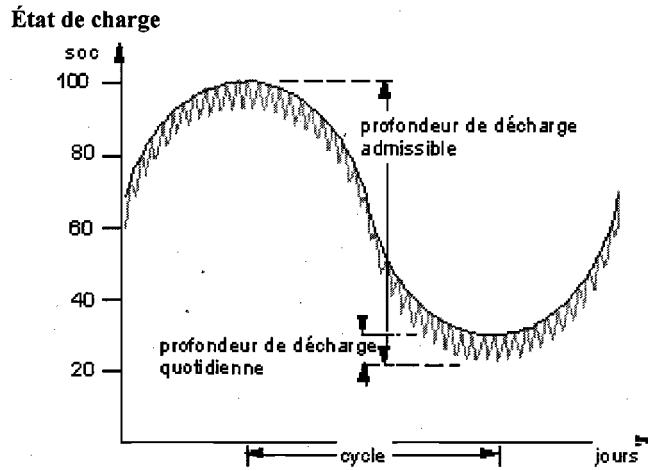


Figure 3.1: État de charge cyclique d'une batterie stationnaire [12].

3.2 Capacité des batteries de stockage

La capacité d'une batterie s'exprime en ampères heures (Ah), c'est la quantité de courant qu'elle peut fournir au cours d'un nombre d'heures précis, à une température de référence. Cette capacité nominale varie dans le même sens que la température de service de la batterie. La capacité standard est déterminée en déchargeant la batterie à l'aide d'un courant constant pendant 10 heures, sans que la tension ne descende en dessous de la limite de décharge. On parle alors d'une capacité de batterie à C/10 ou C10 [13].

Dans le cas particulier des batteries destinées aux applications photovoltaïques, on parle de la capacité de décharge sur 100 heures, soit C100. Cette donnée est utile pour les

situations où les batteries doivent couvrir le besoin d'énergie pendant plusieurs jours d'affilée.

3.3 Autodécharge des batteries de stockage

En raison d'impuretés présentes dans les produits chimiques utilisés pour la fabrication des batteries, des technologies mises en œuvre et des réactions électrochimiques qui y ont lieu, les batteries se déchargent même quand elles ne sont pas utilisées. Cette autodécharge est exprimée en pourcentage de la perte relative de capacité par mois. L'autodécharge des batteries à décharge profonde est très faible par rapport aux autres batteries. L'autodécharge dépend de la température, de la tension et du vieillissement de la batterie. Elle est plus rapide quand la batterie est complètement chargée, elle varie très rapidement avec la température (elle double de valeur tous les 10 °C) et son taux augmente aussi avec le vieillissement de la batterie [13].

3.4 Conditions d'utilisation des batteries de stockage dans les systèmes photovoltaïques

Les conditions typiques d'utilisation des batteries (à décharge profonde) dans les systèmes photovoltaïques sont très différentes de celles des batteries de démarrage. La batterie à décharge profonde oscille lentement entre des niveaux de pleine charge et de décharge maximale admissible tandis que la batterie de démarrage est rechargée immédiatement après utilisation par l'alternateur. Les plaques (électrodes) de la batterie à décharge profonde sont plus épaisses que celles de la batterie de démarrage et sont fabriquées dans un alliage plus dense et plus élaboré. Leurs surfaces sont aussi plus

réduites, elles ne peuvent donc pas produire de forts courants instantanément ; ce qui justifie l'interdiction d'utiliser même occasionnellement une batterie stationnaire pour démarrer le moteur d'un véhicule (risque de détérioration dès la première utilisation).

La figure 3.2 donne la courbe des batteries selon leurs cycles. Les plaques (toujours planes et minces) d'une batterie de démarrage se dégradent à une vitesse impressionnante si elles sont soumises à des décharges profondes. Cette batterie subit des dommages dès que la décharge atteint 50% de la capacité nominale, c'est pourquoi elles ne conviennent pas aux systèmes photovoltaïques [13].

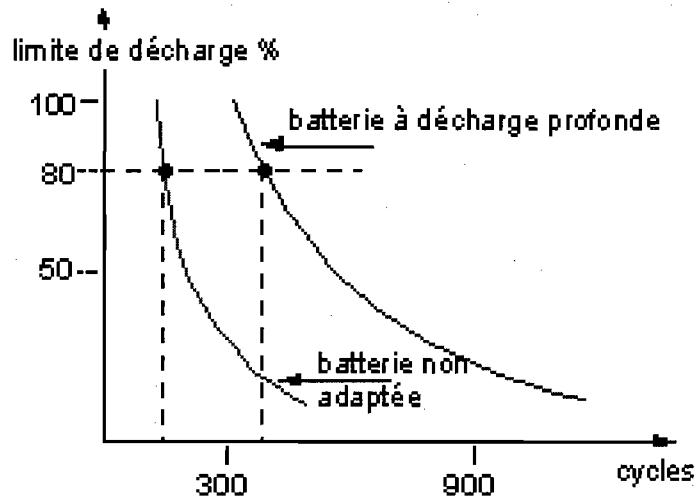


Figure 3.2: Choix des batteries selon leurs cycles [13].

En outre, les batteries de démarrage contiennent des catalyseurs destinés à accélérer les vitesses de réaction, ce qui est indispensable pour que ces batteries puissent fournir les courants élevés nécessaires au démarrage d'un véhicule. Mais, ces catalyseurs accélèrent aussi la sulfatation. Ce n'est pas gênant pour une utilisation sur un véhicule, car la batterie est immédiatement rechargée après chaque utilisation. Par contre, utiliser une batterie de démarrage dans une installation solaire s'avère une mauvaise solution malgré

le prix avantageux de ces batteries, puisque les batteries des installations photovoltaïques sont la plupart du temps dans un état partiellement déchargé.

Si malgré tout, une batterie de démarrage est utilisée au sein d'un système photovoltaïque, et même si la profondeur maximale admissible de décharge est limitée à 40% et la profondeur de décharge quotidienne à 20% de celle-ci; elle ne pourra pas présenter plus d'une centaine de cycles.

3.5 Effet de la température

La batterie étant un composant électrochimique, la température a des effets importants sur son fonctionnement interne : taux de réactions électrochimiques, tension de gazéification, tension limite de charge, tension limite de décharge, perte d'électrolyte ainsi que ses performances : capacité, autodécharge et durée de vie. En particulier, la tension de fin de charge et la tension de fin de décharge qui varie en sens inverse de la température doivent être contrôlées. On parle de compensation en température (-30 mV/°C en moyenne pour une batterie 12 volts nominal à électrolyte liquide). Pour les basses températures, la profondeur de décharge maximale doit être encore plus limitée pour éviter le gel de la batterie [13].

3.6 Rendement de charge

Le rendement de charge d'une batterie est le rapport entre la quantité de charge fournie lors d'une décharge et la quantité de charge nécessaire pour ramener la batterie dans son état initial. Ce rapport est de l'ordre de 90% pour les batteries à décharge

profonde. L'état de charge (SOC : state of charge) d'une batterie est la quantité résiduelle de charge pouvant être restituée par rapport à la capacité nominale. L'état de charge est exprimé en pourcentage et il est de 100% quand la batterie est entièrement chargée. C'est la variable véritablement importante de la batterie en technique photovoltaïque.

La figure 3.3 montre l'état de charge et tension des batteries. À une température donnée, la tension aux bornes d'une batterie de 12 V nominal varie selon l'état de charge et de la résistance interne qui elle-même varie selon le vieillissement. La relation qui lie les deux quantités, SOC et tension est complexe et la seule mesure de la tension n'est pas une information fiable [13].

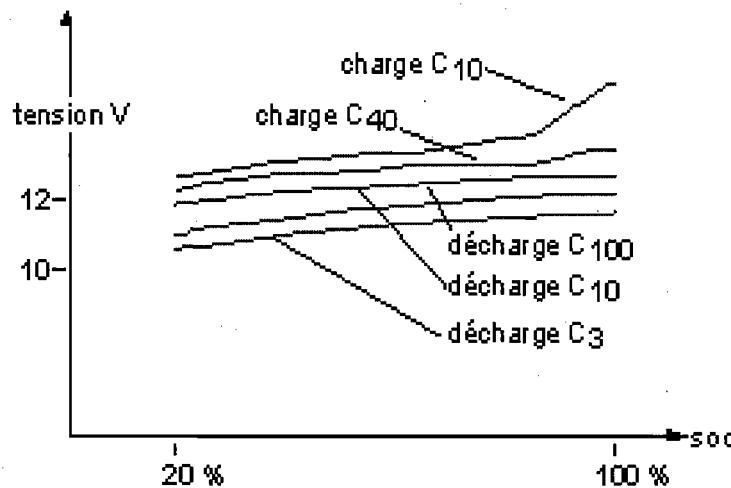


Figure 3.3: État de charge et tension des batteries [13].

3.7 Stratification

La stratification est le mélange non homogène de l'électrolyte. Elle a pour effet de réduire la durée de vie des batteries si elle est prolongée. L'acide a tendance à se concentrer en bas en laissant de l'eau ayant une densité plus faible en haut : il existe alors

des risques de congélation, d'oxydation et de corrosion de part et d'autre du plan de séparation. On y remédie par une charge d'égalisation (régénération) qui a pour effet de brasser l'électrolyte liquide [13].

3.8 Sulfatation

La sulfatation est une réaction électrochimique normale qui a lieu dans les batteries qui ont été fréquemment partiellement déchargées ou exposées à de hautes températures. Elle a pour effet de diminuer la capacité nominale et d'elever la résistance interne de la batterie. De même que pour la stratification, on peut y remédier partiellement par une charge d'égalisation (régénération) périodique qui a pour effet de forcer la réaction électrochimique inverse [13].

3.9 Densité spécifique

À 25°C, la densité spécifique de l'électrolyte (solution diluée d'acide sulfurique) est typiquement dans la gamme de 1,25 à 1,28. Dans une batterie entièrement chargée, l'électrolyte est composé approximativement de 36 % d'acide sulfurique en Poids ou de 25 % en volume, le reste étant de l'eau distillée. Quand la batterie est déchargée, la densité spécifique de l'électrolyte est typiquement dans la gamme de 1,15. Si la batterie est entièrement déchargée, l'électrolyte est essentiellement de l'eau avec une densité spécifique de 1,0. Le coefficient de réajustement de la densité spécifique est de -0,0007 par °C par rapport à la température de référence (25°C) [13].

3.10 Tension de gazéification

Lors de la charge d'une batterie, sa tension s'élève. Lorsque l'on atteint une tension suffisamment élevée, les réactions électrochimiques deviennent très rapides et donnent lieu à un dégagement de gaz (oxygène et hydrogène) à l'intérieur de la batterie. C'est la tension de gazéification. On définit donc une tension de charge maximum qui doit toujours être inférieure à la tension de gazéification [13].

3.11 Autonomie des batteries dans les systèmes photovoltaïques

Dans les systèmes photovoltaïques, on associe les batteries en série pour obtenir des tensions multiples de 12 Volts (24V, 48V) (fig.3.4) et en parallèle pour augmenter la capacité de stockage des batteries (fig.3.4). La capacité de stockage est déterminée en fonction de l'autonomie désirée du système photovoltaïque.

Lors du dimensionnement d'un système photovoltaïque, une durée d'autonomie est indiquée. Il s'agit de la période comptée en jours durant laquelle les besoins énergétiques peuvent être couverts même par mauvais temps. L'apparente simplicité de la définition de cette période d'autonomie peut cependant engendrer quelques écarts. Une autonomie excessive non justifiée par les conditions météorologiques aboutit typiquement à la préconisation soit d'un parc batteries, soit d'un champ photovoltaïque surdimensionné. Avec dans le premier cas, le risque que l'état de pleine charge n'est jamais atteint (sulfatation rapide des batteries) et dans le deuxième cas la certitude que le parc batteries est toujours à l'état de pleine charge, ce qui limite l'intérêt des batteries à décharge profonde [14].

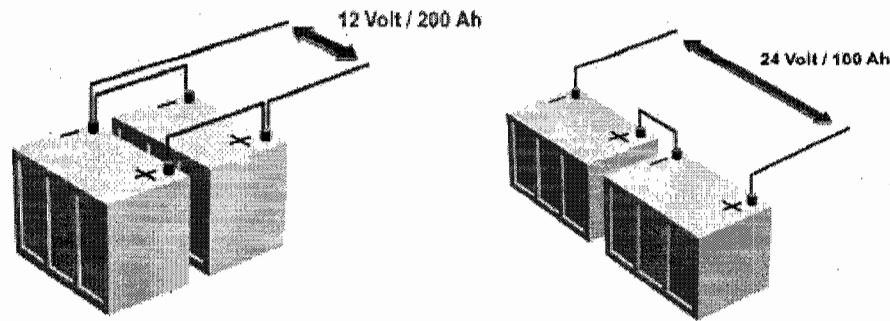


Figure 3.4: Association en parallèle et association en série de deux batteries 12 V/100 Ah.

3.12 Régime standard de recharge des batteries

Il existe deux régimes standard de recharge des batteries. Le premier régime est une succession de trois étapes nommées bulk, absorption et floating (fig.3.5) [15].

Dans l'étape bulk, on applique à une batterie, à électrolyte liquide de 12 volts nominal déchargée, un courant constant (typiquement égal à $0,05 \times C_{10}$) jusqu'à ce que la tension de la batterie atteigne environ 14,4 volts. A ce moment, quelque 80% de l'état de charge de la batterie a été restauré.

Durant l'étape d'absorption, la tension est maintenue égale à 14,4 volts, alors que le courant baisse, car la batterie est de plus en plus chargée. La fin de cette étape marque le « presque » plein état de charge.

Dans l'étape de charge de finition (floating), la tension est baissée à environ 13 volts tandis que le courant de charge, devenue très faible, est presque constant ; c'est l'état de pleine charge.

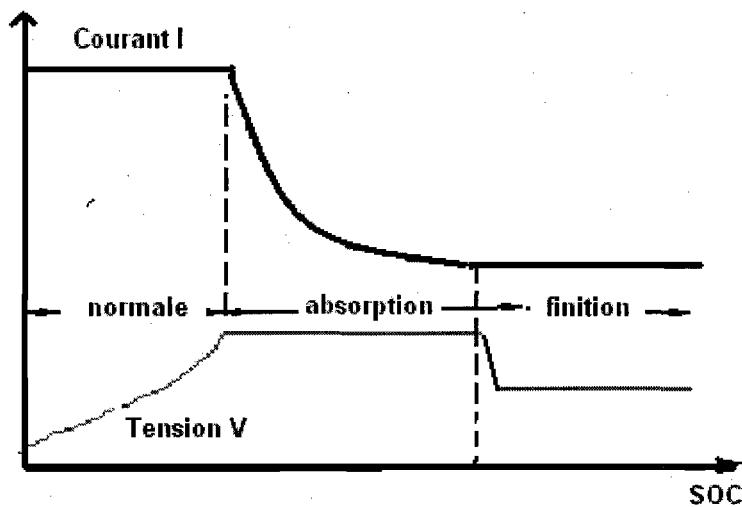


Figure 3.5: Le premier régime standard de recharge des batteries.

Le second régime est une succession de deux étapes nommées boost et floating (Fig.3.6).

Dans l'étape boost, on applique à une batterie, à électrolyte liquide de 12 volts nominal déchargée, un courant constant (typiquement égal à $0,05 \times C_{10}$) jusqu'à ce que la tension de la batterie atteigne environ 14 Volts. A ce moment, quelque 70% de l'état de charge de la batterie a été restauré.

Durant l'étape de charge de finition (floating), la tension est maintenue égale à 14 Volts, alors que le courant baisse et devient presque constant, car la batterie est de plus en plus chargée. On nomme cette étape « charge de finition » parce qu'elle compense l'autodécharge des batteries.

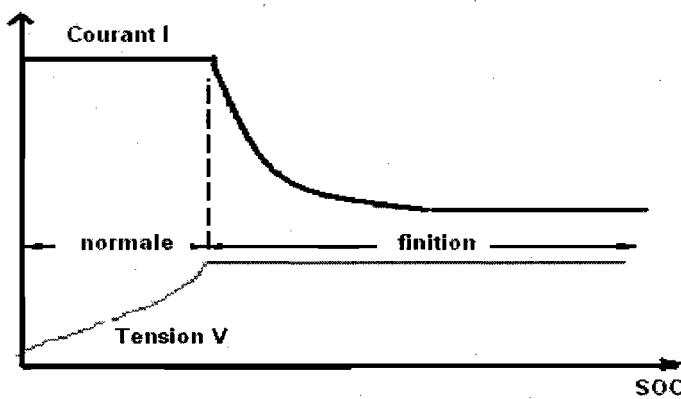


Figure 3.6: Le second régime standard de recharge des batteries.

3.13 Régime de recharge en technique photovoltaïque

Les constructeurs de batteries et de chargeurs de batteries se réfèrent généralement au régime classique à trois étapes ou au régime à deux étapes. Selon leur degré de sophistication, les régulateurs de charge/décharge photovoltaïque ont certains traits communs avec les régulateurs de charge à deux étapes. Dans ce cas, on parlera de régime modifié à deux étapes, car au cours de durées changeantes, le courant disponible généré par le générateur photovoltaïque est variable, la tension de la batterie étant-elle fixée par la vigueur du régime de recharge (Fig.3.7) [15].

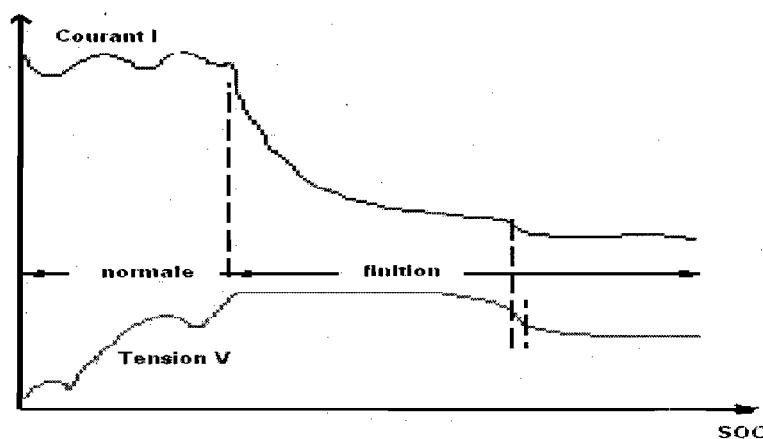


Figure 3.7: Régime de recharge en technique photovoltaïque.

3.14 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les différentes performances d'une batterie en bon état. Ces performances changent avec le vieillissement de la batterie et elles sont très sensibles aux conditions d'utilisation des batteries, elles peuvent même devenir gênante et empêcher la recharge de la batterie. Les spécificités d'utilisation des batteries en technique photovoltaïque ont été aussi étudiées.

L'un des problèmes associés au stockage de l'énergie électrique dans les installations photovoltaïques est la charge rapide qui requiert beaucoup de puissance électrique. Dans ce cas, le générateur photovoltaïque doit fournir le maximum de puissance disponible pendant les périodes ensoleillées. L'évolution des convertisseurs de l'électronique de puissance est un facteur clé des applications du stockage dans les installations photovoltaïques. Les nouvelles structures de convertisseurs permettent d'envisager leur utilisation dans les interfaces de stockage. Dans le prochain chapitre, on présentera les différents circuits d'interfaces capables de contrôler efficacement les échanges de puissance du générateur photovoltaïque avec les batteries.

Chapitre 4

Interfaçage des batteries aux générateurs photovoltaïques

4.1 Introduction

L'installation photovoltaïque la plus simple que l'on puisse concevoir se compose d'un générateur photovoltaïque formé d'un ou plusieurs modules connectés en série ou en parallèle, des batteries et d'une charge qui utilise directement l'énergie produite. Une telle installation ne fournit un effet utile que pendant les périodes ensoleillées. Elle ne convient donc que pour de rares applications. Ce type d'installation a le mérite de la simplicité, mais elle ne conduit pas à une utilisation optimum du générateur photovoltaïque. Mais, le niveau de tension et de courant qui s'établit spontanément sur générateur photovoltaïque n'est pas forcément celui qui convient le mieux aux les éléments de l'installation. On doit veiller lors de la conception de l'installation à choisir des éléments tels qu'une adaptation se réalise spontanément dans toutes les conditions d'utilisation. Compte tenu du nombre de paramètres en jeu, l'adaptation obtenue n'est jamais parfaite, et la solution n'est pas

transposable d'une région à l'autre ni même d'une situation à l'autre. On est donc amené à disposer un circuit d'interface entre les batteries et le générateur photovoltaïque, en général un convertisseur statique. Les pertes d'énergie occasionnées par ce circuit sont compensées par une meilleure extraction d'énergie du générateur photovoltaïque. Compte tenu des fluctuations permanentes des conditions de fonctionnement, il faut aussi prévoir un système de commande automatique de ce convertisseur, ainsi que divers capteurs fournissant à ce convertisseur les informations dont il a besoin. Dans ce chapitre, on présentera les différents circuits d'interfaces qui réalisent l'adaptation entre les éléments de l'installation photovoltaïque.

4.2 Circuit d'interface entre le générateur photovoltaïque et les batteries

Comme nous l'avons vu dans le chapitre 2, un générateur photovoltaïque présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des points de puissance maximale. Ces caractéristiques dépendent entre autres du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur photovoltaïque débite, on peut trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge comme décrit dans la figure 4.1. Cet étage qui joue le rôle d'interface assure à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le

générateur photovoltaïque pour qu'elle soit la plus proche possible de puissance maximale disponible [16-18].

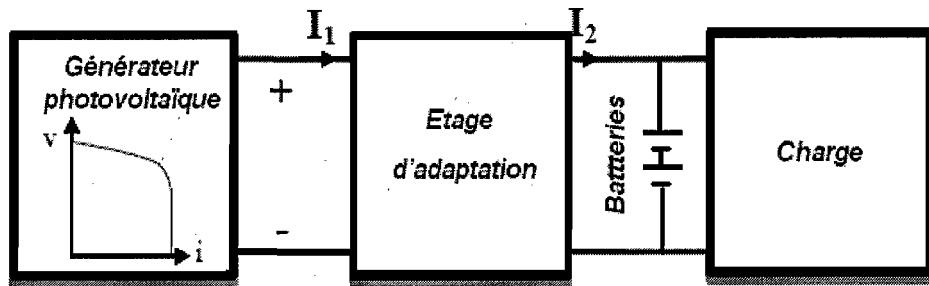


Figure 4.1: Étage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque et les batteries.

4.3 Adaptation par modification des connexions électriques des modules

La connexion directe entre les éléments de l'installation photovoltaïque ne permet pas de faire fonctionner les modules à leur tension optimale. En outre, lorsque les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque sont dégradées (cellule ombrée, éclairement faible), il se peut même que le générateur photovoltaïque ne fournisse plus aucune énergie alors qu'il pourrait encore le faire à une tension plus faible. On va donc s'intéresser aux modes de connexion qui permettent d'adapter la tension de fonctionnement des modules aux circonstances.

Dans le cas d'une installation comportant un grand nombre de modules photovoltaïques, et pour autant que la tension d'utilisation soit très supérieure à la tension d'un module, il est possible de regrouper ceux-ci de plusieurs façons par mise en série et en parallèle. En principe, on pourrait modifier ces connexions de façon automatique en cours de

fonctionnement de façon à garder en permanence un régime de fonctionnement proche de l'optimum. Les modifications se faisant par relais, ce dispositif n'occasionnerait lui-même que peu de pertes [17].

4.4 Adaptation par convertisseurs électroniques

Dans ce paragraphe, on présentera la méthode d'adaptation des tensions la plus utilisée et qui est plus simple que l'adaptation par modification des connexions électriques des modules photovoltaïques. Cette méthode d'adaptation se base sur l'utilisation d'un convertisseur électronique commandé par un signal PWM généré selon les méthodes MPPT qu'on étudiera aux chapitres 5 et 6. L'interrupteur du convertisseur est fermé (tension nulle) pendant une durée αT de la période T . Il est ouvert (courant nul) pendant le reste $(1-\alpha)T$ de la période. La variable α , compris entre 0 et 1, porte le nom de rapport cyclique. L'interrupteur du convertisseur est généralement un transistor MOSFET.

Dans le cas d'un transistor MOSFET idéal ($R_{on} = 0$), lorsque le courant est nul ou la tension est nulle, la puissance dissipée dans l'interrupteur, qui est le produit de la tension par le courant, est en permanence nulle. En pratique la résistance interne du transistor est non nulle, donc la tension n'est pas tout à fait nulle pendant le temps de conduction, et la commutation d'un état à l'autre n'est pas instantanée, ce qui produit une perte d'énergie dans l'interrupteur du convertisseur. Pour cela, afin de réduire une perte d'énergie dans le convertisseur on choisit un transistor à faible résistance interne R_{on} [19].

Comme l'indique la figure 4.2, on suppose que l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque aux batteries et à la charge DC transite via le convertisseur DC/DC sans pertes de puissance. Dans ce cas, le convertisseur DC/DC est assimilable à un

transformateur à courant continu avec un rapport de transformation k réglable. Les tensions et courants d'entrée et de sortie du convertisseur DC/DC sont donnés par les équations suivantes [20, 21] :

$$\frac{U_1}{U_2} = k \quad (4.1)$$

$$; \text{ et } \frac{I_2}{I_1} = k \quad (4.2)$$

Les équations 4.1 et 4.2 donnent :

$$U_1 I_1 = U_2 I_2 \quad (4.3)$$

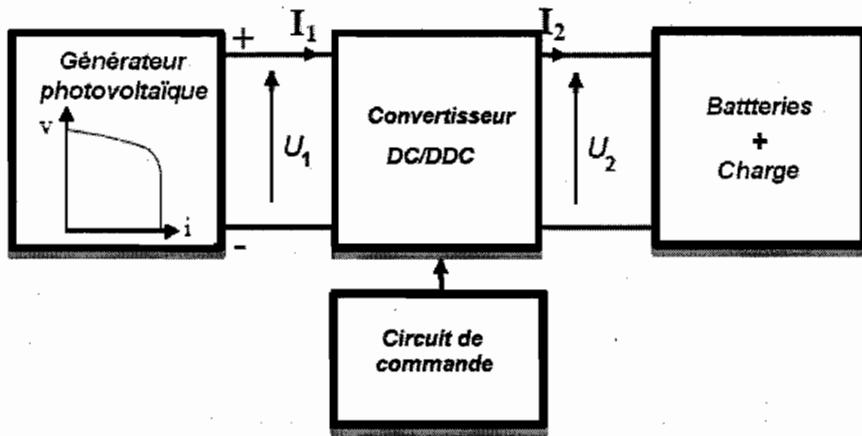


Figure 4.2 : Adaptation entre un générateur photovoltaïque et les batteries par convertisseur DC/DC.

Le convertisseur DC/DC peut être survolté, dévolteur ou survolté-dévolteur selon le niveau de tension des modules photovoltaïques et des batteries avec ou sans isolation galvanique.

4.4.1 Convertisseurs sans isolation

Le fonctionnement convertisseur survolté-dévolteur, dont le schéma de principe est donné à la figure 4.3, peut être divisé en deux phases suivant l'état de l'interrupteur du convertisseur. En phase conduction, l'interrupteur du convertisseur est fermé, conduisant ainsi à une augmentation de l'énergie stockée dans l'inductance. Par contre, à l'état bloqué, l'interrupteur du convertisseur est ouvert. Il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la capacité et la charge.

Le convertisseur survolté-dévolteur présente un rapport de transformation k qui dépend du rapport cyclique α (éq. 4.4). Ce qui donne une tension de sortie variant de 0 à l'infini avec une polarité inverse à celle de la tension d'entrée [20, 21].

$$k = \frac{\alpha - 1}{\alpha} \quad (4.4)$$

Le convertisseur survolté-dévolteur est utilisé dans les systèmes photovoltaïques où le niveau de tension des modules photovoltaïques est proche de celui des batteries.

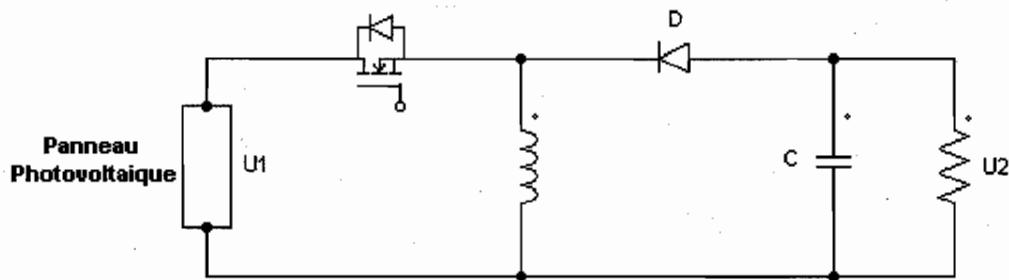


Figure 4.3: Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur-survolteur

La figure 4.4 donne le schéma de principe du convertisseur dévolteur qui permet d'adapter la tension de sortie des modules photovoltaïques à celle des batteries avec un fort rendement (jusqu'à 95%). Le fonctionnement d'un convertisseur dévolteur se base sur l'accumulation et la restitution de l'énergie dans l'inductance L. L'accumulation de l'énergie se fait lorsque l'interrupteur du convertisseur est fermé. Ainsi, le courant traversant l'inductance augmente linéairement. La tension aux bornes de la diode étant négative, aucun courant ne la traverse. Par contre lorsque l'interrupteur du convertisseur est ouvert, la diode devient passante afin d'assurer la continuité du courant dans l'inductance. Le courant traversant l'inductance décroît ce qui assure la restitution de l'énergie.

Le convertisseur dévolteur est utilisé dans les systèmes photovoltaïques où le niveau de tension des modules photovoltaïques est supérieur à celui des batteries. Le convertisseur dévolteur présente un rapport de transformation k (éq. 4.5) de sorte que sa tension d'entrée soit toujours plus grande que sa tension de sortie [20, 21].

$$k = \frac{1}{\alpha} \quad (4.5)$$

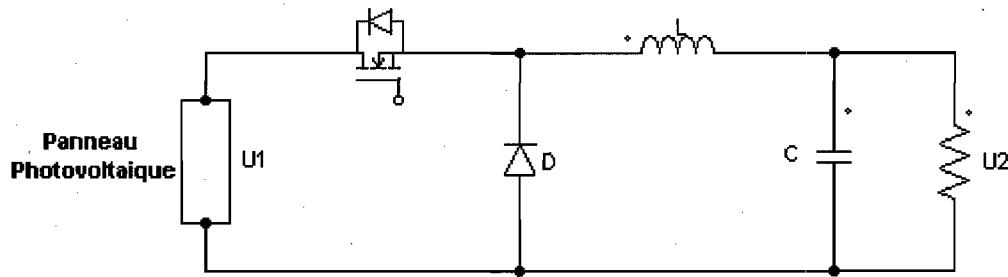


Figure 4.4: Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur

La figure 4.5 donne le schéma de principe du convertisseur survolté qui permet aussi d'adapter la tension de sortie des modules photovoltaïques à celle des batteries avec un fort rendement. Le fonctionnement du convertisseur survolté est similaire à celui du convertisseur dévolteur. L'accumulation d'énergie se fait lorsqu'on ferme l'interrupteur du convertisseur, ce qui entraîne une augmentation du courant dans l'inductance donc le stockage d'énergie sous forme d'énergie magnétique. Lorsque l'interrupteur du convertisseur est ouvert, l'inductance se trouve alors en série avec le générateur photovoltaïque et sa f.e.m. s'additionne à celle du générateur photovoltaïque (effet survolté). Le courant traversant l'inductance traverse ensuite la diode D, le condensateur C et la charge. Il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la capacité

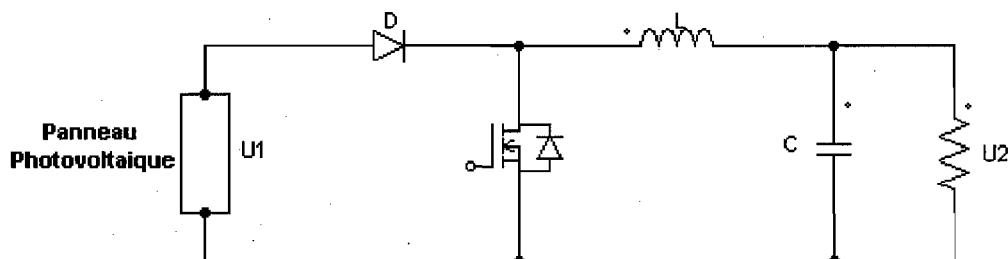


Figure 4.5: Schéma de principe d'un convertisseur survolté

Le convertisseur survoltéur est utilisé dans les systèmes photovoltaïques où le niveau de tension des modules photovoltaïques est inférieur à celui des batteries. Le convertisseur survoltéur présente un rapport de transformation k (éq. 4.6) de sorte que sa tension d'entrée soit toujours plus petite que sa tension de sortie.

$$k = 1 - \alpha \quad (4.6)$$

4.4.2 Convertisseurs avec isolation

Pour résoudre les problèmes de sécurité ou de différences de potentiel entre les différentes parties du système photovoltaïque, on utilise des convertisseurs avec isolation. Ces convertisseurs comportent un transformateur d'isolation qui travaille en régime impulsif et qui permet d'avoir tous les rapports de transformation possibles entre la tension d'entrée et la tension de sortie [21, 22].

La figure 4.6 donne le schéma de principe d'un convertisseur dévolteur-survoltéur avec isolation. Le principe fonctionnement de ce convertisseur est très similaire au fonctionnement du convertisseur dévolteur-survoltéur sans isolation. En effet, quand l'interrupteur est fermé, le primaire du transformateur est relié directement au générateur photovoltaïque. Il en résulte une augmentation du flux magnétique dans le transformateur. La tension aux bornes du secondaire est négative, bloquant ainsi la diode. C'est le condensateur de sortie qui fournit l'énergie demandée par la charge. Par contre, lorsque l'interrupteur est ouvert. L'énergie stockée dans le transformateur est transférée aux batteries et à la charge.

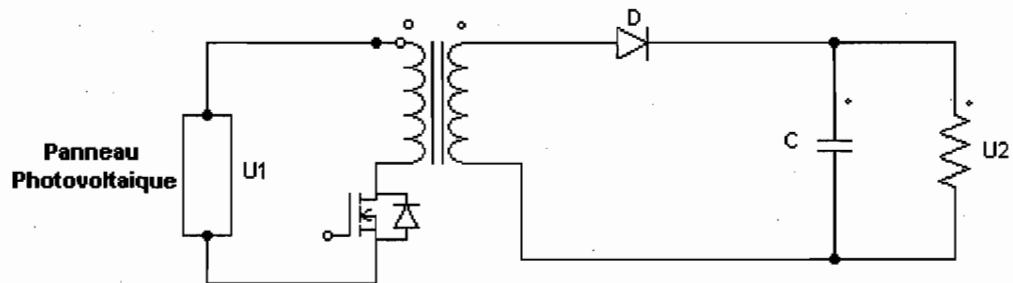


Figure 4.6: Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur-survolteur avec isolation.

Le fonctionnement du convertisseur dévolteur avec isolation, dont le schéma de principe est donné à la figure 4.7, se base l'état de conduction de l'interrupteur du convertisseur. Lorsque l'interrupteur du convertisseur est fermé, la tension aux bornes du secondaire est négative, bloquant ainsi la diode D_1 . C'est l'inductance de sortie qui fournit l'énergie demandée par les batteries et la charge via la diode de roue libre D_2 . Par contre, lorsque l'interrupteur du convertisseur est ouvert, la diode D_1 devient passante et la diode D_2 devient bloquée. Une partie l'énergie accumulée dans le transformateur sera stockée dans l'inductance de sortie et l'autre partie de l'énergie sera transférée aux batteries et à la charge [21, 22].

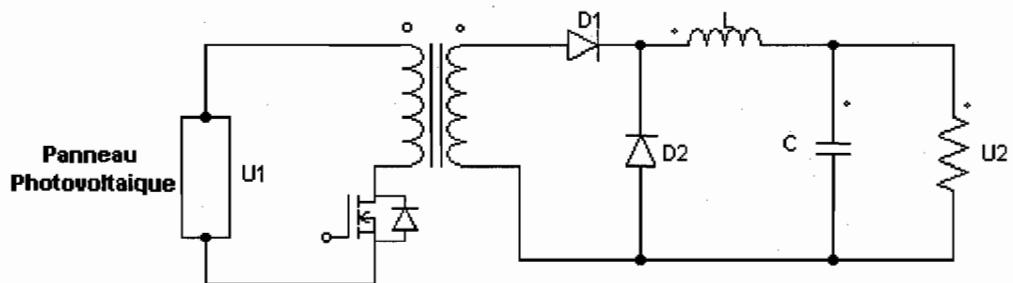


Figure 4.7: Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur avec isolation.

4.5 Conclusion

On a présenté dans ce chapitre l'utilisation de plusieurs convertisseurs statiques assimilables à des transformateurs DC comme étage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque et les batteries. On remarque que le convertisseur dévolteur-survolteur est d'utilisation plus souple, mais de rendement moins bon, que le convertisseur dévolteur ou le survolteur et que le convertisseur dévolteur ne permet pas le fonctionnement à faible niveau de rayonnement. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur DC/DC de telle sorte que la puissance fournie par le générateur photovoltaïque soit la puissance maximale disponible à ses bornes. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le point de puissance maximale, mais en général il est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur DC/DC jusqu'à se placer sur le point de puissance maximale en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur DC/DC (I_{PV} et V_{PV}). Dans le chapitre suivant, on présente les différents types d'algorithmes MPPT extrémaux présents dans la littérature.

Chapitre 5

Régulateur de charge basé sur la commande MPPT extrémale

5.1 Introduction

Les commandes MPPT basées sur la maximisation de la puissance de sortie sont principalement utilisées quand la charge du générateur photovoltaïque est une batterie. Il y a un certain nombre de commandes MPPT qui effectuent une recherche du point de puissance maximale selon l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. La commande MPPT extrémale est basée sur cette technique qui est décrite dans ce chapitre. Ainsi, dans la littérature, on retrouve différents types d'algorithmes basés sur des commandes extrémales (dans la littérature nommé Perturbation and Observation method) présentant plus ou moins de précisions [21- 27]. Ces algorithmes utilisent la valeur de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque pour l'application d'une action de contrôle adéquate pour le suivi du point de puissance maximale. Ces commandes ont comme avantages leurs précisions et leur rapidité de réaction.

5.2 Régulateur de charge basé sur la commande MPPT extrémale

La majorité des régulateurs de charge des systèmes photovoltaïques développés ces dernières années [21-23] sont tous basés sur le principe de la commande extrémale. Ce type de commande se base sur la recherche d'un extrême d'un paramètre ou d'une variable physique d'un système par la variation ou la perturbation d'un paramètre d'entrée de ce système. La commande extrémale a été rapportée en 1920 par Leblanc pour la recherche du pic de résonance d'un système électromécanique [28, 29]. Dans le cas particulier d'un générateur photovoltaïque, une commande MPPT extrémale oblige le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque à se rapprocher du point de puissance maximale et à osciller autour de lui indéfiniment.

La commande MPPT extrémale est appliquée dans ce contexte à la recherche du point de puissance maximale d'un générateur photovoltaïque portant sur un comportement en régime établi caractérisé par une oscillation autour du point de puissance maximale. L'algorithme fait évoluer les valeurs des tensions et des courants du générateur photovoltaïque vers le point de puissance maximale par une variation positive ou négative linéaire de la tension du générateur photovoltaïque (V_{PV}) au cours du temps.

Pour la réalisation pratique consistant à adapter V_{PV} , un convertisseur statique est inséré entre le générateur photovoltaïque et la charge DC (figure 5.1). Dans ce cas, la charge DC est une batterie au plomb (la tension étant notée V_B). La variation de V_{PV} avec une dérivée temporelle constante est effectuée à travers le même type de variations introduites sur le rapport cyclique du convertisseur statique. Les variations introduites sur le rapport cyclique du convertisseur statique modifient la tension d'entrée de ce dernier, mais aussi le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque, comme indiqué dans la figure

5.2. Dans cette figure, les points de fonctionnement P_1 et P_2 correspondent respectivement aux tensions d'entrée V_1 et V_2 et, de manière équivalente, aux rapports cycliques α_1 et α_2 .

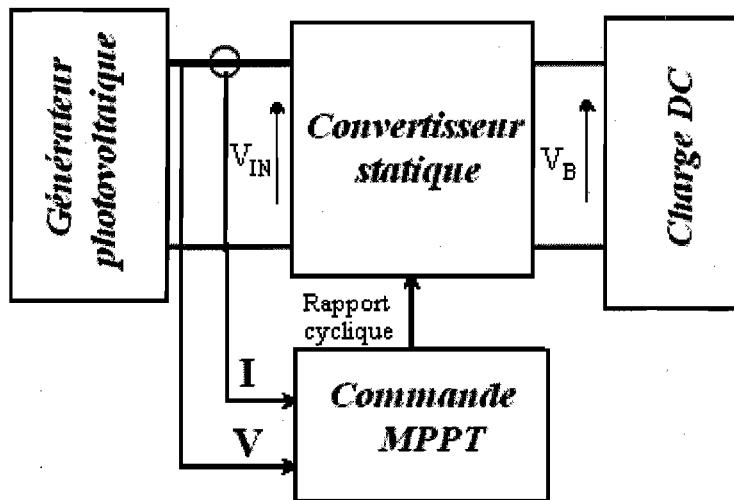


Figure 5.1: Système photovoltaïque contrôlé par une commande MPPT.

Si on suppose que le convertisseur statique de commande MPPT est une structure de type survoltage (figure 5.3) [30], la tension d'entrée du convertisseur statique peut s'exprimer :

$$V_{IN} = V_B (1 - \alpha) \quad (5.1)$$

Où V_B est la tension de la batterie supposée constante.

Si nous supposons que la transition d'un point de fonctionnement P_1 à un point de fonctionnement générique P est effectuée par un incrément du rapport cyclique D de la manière suivante :

$$\alpha_P(t) = \alpha_1 + D \cdot t \quad (5.2)$$

Où D est une constante positive.

Ainsi, l'expression de $V_P(t)$ est :

$$V_P = V_B (1 - \alpha_p) = V_B (1 - D - \alpha_1) \quad (5.3)$$

D'un autre côté, pour le point P_1 :

$$V_1 = V_B (1 - \alpha_1) \quad (5.4)$$

À partir de (5.3) et (5.4), nous pouvons écrire :

$$V_P(t) = V_B (1 - \alpha_1 - D.t) = V_1 - V_B . D.t \quad (5.5)$$

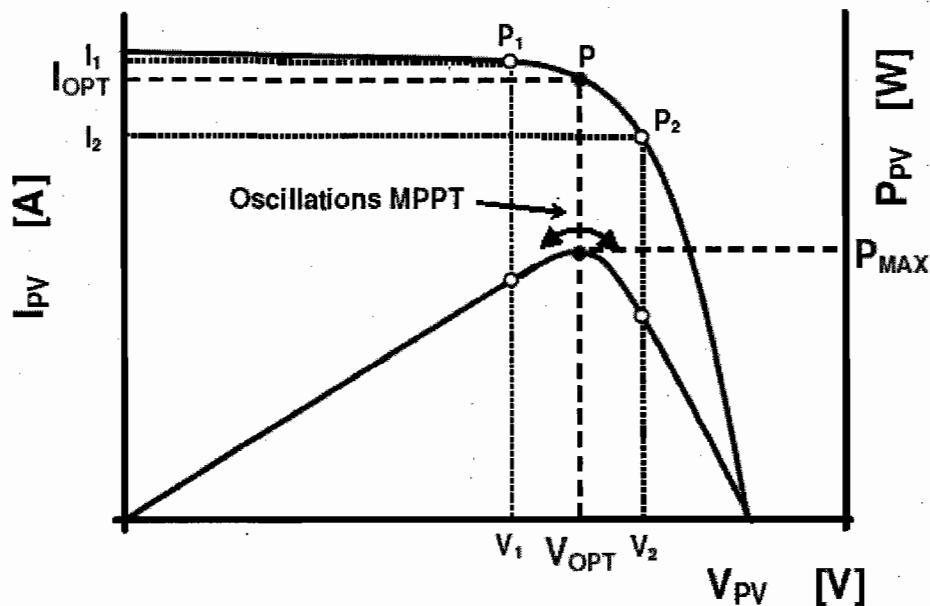


Figure 5.2 : Représentation des différents points de fonctionnement sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un générateur photovoltaïque

On constate qu'une transition impliquant un décrément de α , c'est-à-dire une pente négative sur l'équation (5.3), implique un changement de signe de D sur l'équation (5.5).

Ainsi, l'équation (5.5) exprime un décrément temporel linéaire de V_{PV} . De manière similaire, un décrément du rapport cyclique donne lieu à un incrément temporel de V_{PV} noté $V_P(t)$.

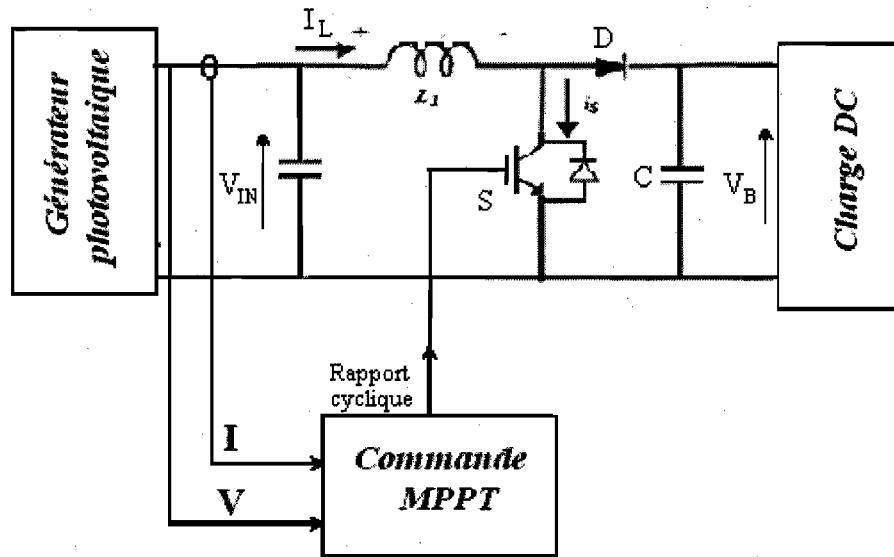


Figure 5.3: Convertisseur statique de la commande MPPT

5.3 La commande MPPT extrémale correspond au type P&O

La figure 5.4 qu'on a tracée à partir de la caractéristique du générateur photovoltaïque et de la courbe de charge des batteries montre que le point de fonctionnement pour le système photovoltaïque Batteries se trouve à l'intersection de la courbe de polarisation du générateur photovoltaïque et de la courbe de charge. Ce point de fonctionnement, malheureusement, ne permet pas de tirer systématiquement le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque. On remarque qu'en temps normal, pour une batterie élémentaire de 6 Volts, le point de fonctionnement se trouve au point P_1 , alors que le point de fonctionnement optimum se retrouve au point P_M . Un contrôle est donc nécessaire pour ramener P_1 à P_M . Le premier algorithme de la commande

extrémale permettant de ramener P_1 à P_M est basé sur l'approche de l'observation de la perturbation du point de fonctionnement optimal. C'est la méthode la plus utilisée en raison de sa simplicité de mise en œuvre et du nombre réduit de mesures à effectuer [21].

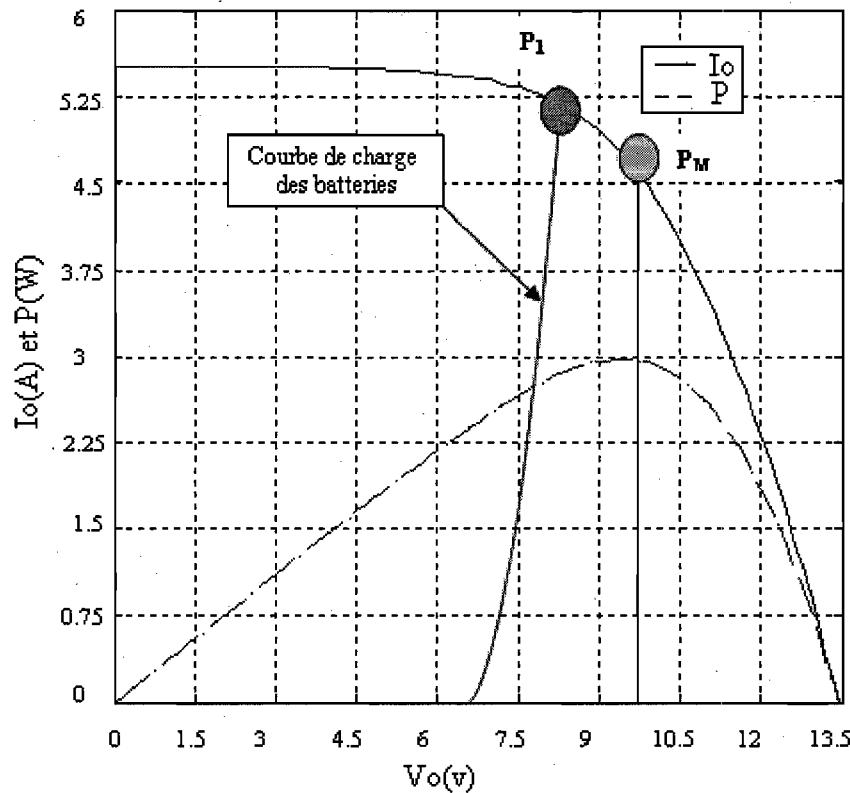


Figure 5.4: Points de fonctionnement du générateur photovoltaïque batteries.

L'algorithme de la méthode P&O est donné par la figure 5.5. La tension aux bornes du générateur photovoltaïque est volontairement perturbée (augmentée ou diminuée d'une quantité ΔV) puis la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque est comparée à celle obtenue avant la perturbation. Précisément, si la puissance aux bornes du générateur photovoltaïque est augmentée du fait de la perturbation, la perturbation suivante est faite dans la même direction. Réciproquement, si la puissance diminue, la nouvelle

perturbation est réalisée dans le sens opposé. Cette opération se répète de façon itérative, jusqu'à ce que l'on se rapproche alors dans chaque cas du point de puissance maximale.

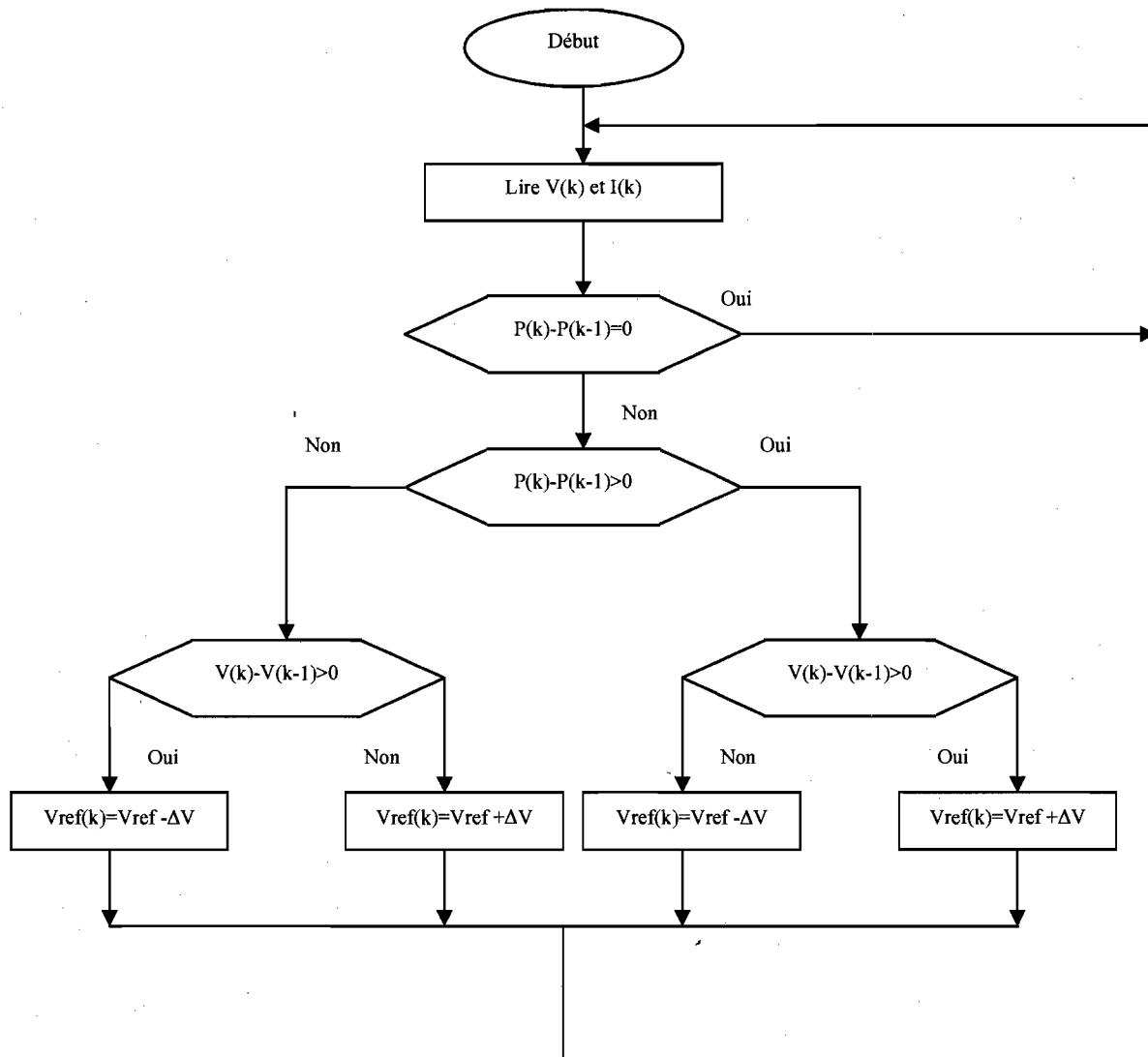


Figure 5.5 : Méthode perturbation et observation

5.4 Simulation de la méthode P&O

Le modèle du système photovoltaïque est représenté dans l'environnement MATLAB/Simulink pour des fins de simulation (figure 5.6). Ce modèle offre une architecture ouverte, flexible et extensible pour créer des modèles complexes en interconnectant ensemble les composants individuels du système photovoltaïque. Conçu comme bloc de sous-ensemble dans Simulink, ce modèle, qui se base sur les caractéristiques du générateur photovoltaïque de la figure 5.4, permet d'effectuer des simulations continues dans le temps des différents algorithmes de la commande MPPT extrémale. L'élément de commutation utilisé est idéal sans pertes et La fréquence de commutation est de 20 kHz.

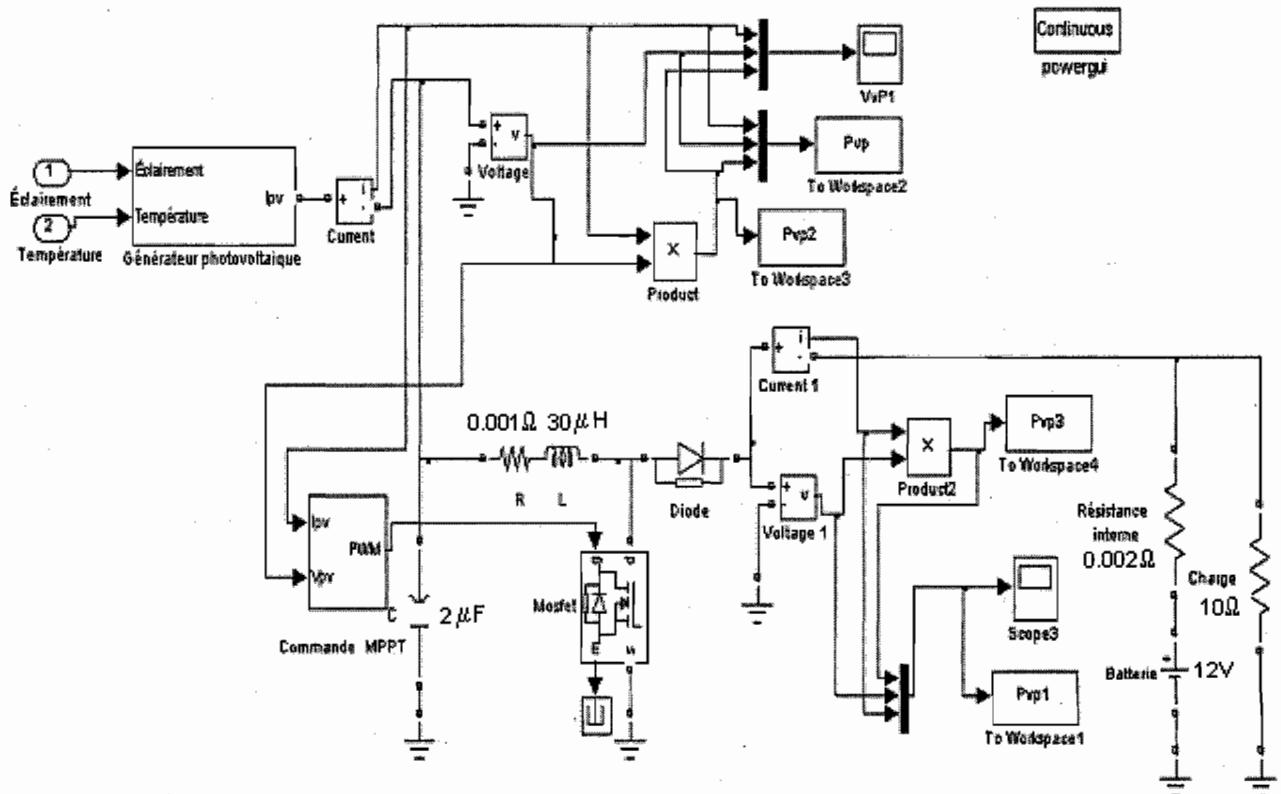


Figure 5.6 : Modèle MATLAB/Simulink du système photovoltaïque.

La figure 5.7 donne le schéma d'implémentation sous Matlab-Simulink de l'algorithme de la commande MPPT extrémale de type P&O [31]. La simulation qu'on a réalisée se base sur le profil de la puissance maximale disponible aux bornes du générateur photovoltaïque représenté par la courbe de la figure 5.8. L'application de cette méthode requiert la connaissance de deux paramètres importants: (i) la valeur initiale de point de fonctionnement qui est repéré par la tension aux bornes du générateur photovoltaïque (V_{ref}), (ii) le pas de mise à jour de la tension de référence (ΔV). Dans un premier temps, ΔV a été fixée à 0.01V et $V_{ref} = 12V$. Mais, plusieurs valeurs de ΔV et de V_{ref} seront également utilisées pour déterminer l'influence de ces deux paramètres sur l'efficacité de la méthode.

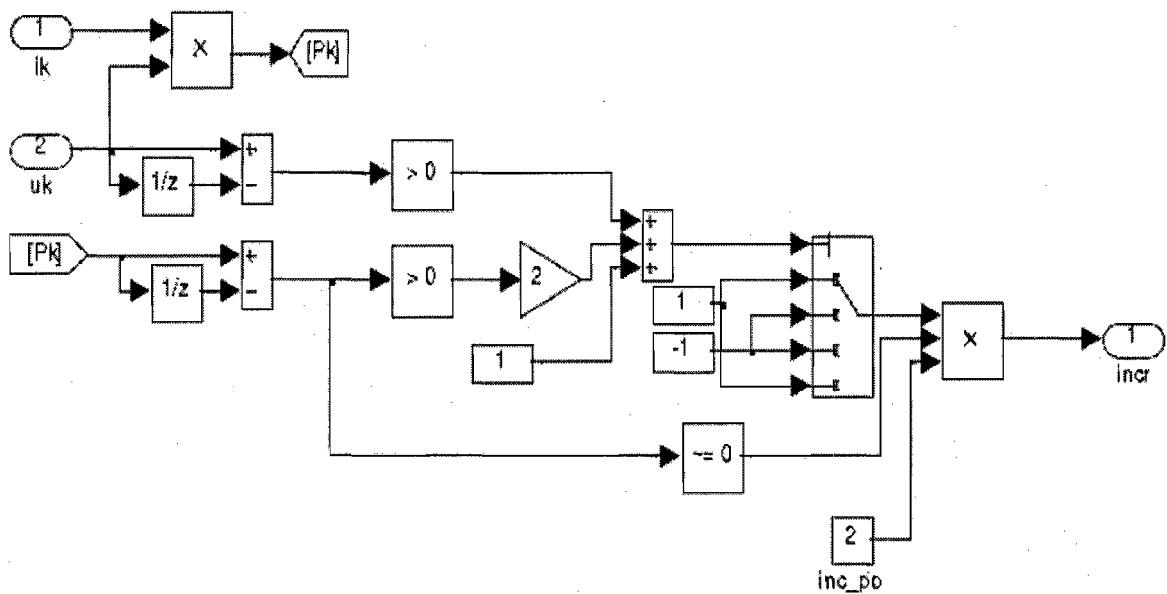


Figure 5.7: Schéma d'implémentation de la méthode P&O sous Matlab-Simulink [31]

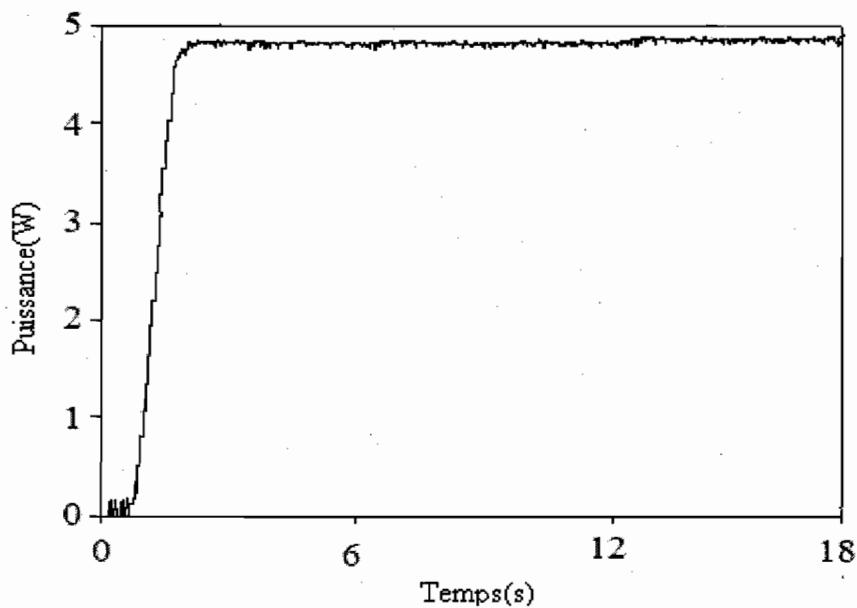


Figure 5.8 : Puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque.

5.5 Analyse des résultats de la méthode P&O

La puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme P&O suit l'évolution de la puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque avec un écart de puissance ΔP . Cet écart informe sur la performance de la méthode MPPT utilisée. Comme le ΔP change au cours du temps, on a défini l'écart de puissance moyenne ΔP_{moy} qui représente la valeur moyenne de toutes les valeurs absolues des écarts entre les puissances disponibles aux bornes du générateur photovoltaïque et les puissances délivrées à la charge. Pour voir l'influence des paramètres V_{ref} et ΔV sur la performance de la méthode, on a estimé ΔP_{moy} en fonction des paramètres de la valeur initiale de V_{ref} et de ΔV . La figure 5.9 montre l'évolution de ΔP_{moy} en fonction des paramètres de la valeur initiale de V_{ref} . On remarque le ΔP_{moy} obtenu pour $\Delta V=0.001V$, est très important que celui obtenu avec $\Delta V=0.01V$.

Les figures 5.10 à 5.13 donnent la puissance absorbée par la charge (les batteries) obtenue par l'algorithme P&O à partir du profil de la figure 5.8 pour différentes valeurs de ΔV et V_{ref} . On remarque que pour ΔV est égale à 0.001V, l'algorithme P&O devient très lent, mais l'oscillation est réduite (figure 5.10 et 5.11). Par contre, lorsque ΔV est égale à 0.01V l'algorithme P&O converge rapidement mais, l'oscillation devient grande ce qui a pour conséquence une perte de puissance (figure 5.12 et 5.13).

On remarque aussi que la puissance transférée à la charge se rapproche de la puissance maximale disponible quand la valeur V_{ref} initiale augmente pour une valeur de ΔV donnée. En commençant l'algorithme avec V_{ref} initiale égale à 12 Volts, on se rapproche beaucoup plus de points de transfert de puissance maximale dès le départ. Dans ces conditions, lorsqu'une perturbation de ce point survient, il est plus

Tableau I : ΔP_{moy} en fonction de V_{ref} et de ΔV (méthode P&O).

V_{ref} initiale [V]	ΔV [V]	ΔP_{moy}	V_{ref} initiale [V]	ΔV [V]	ΔP_{moy}
3	0,01	1,848	3	0,001	1,959
6	0,01	1,523	6	0,001	1,716
9	0,01	1,361	9	0,001	1,589
12	0,01	1,12	12	0,001	1,395
15	0,01	0,873	15	0,001	1,191

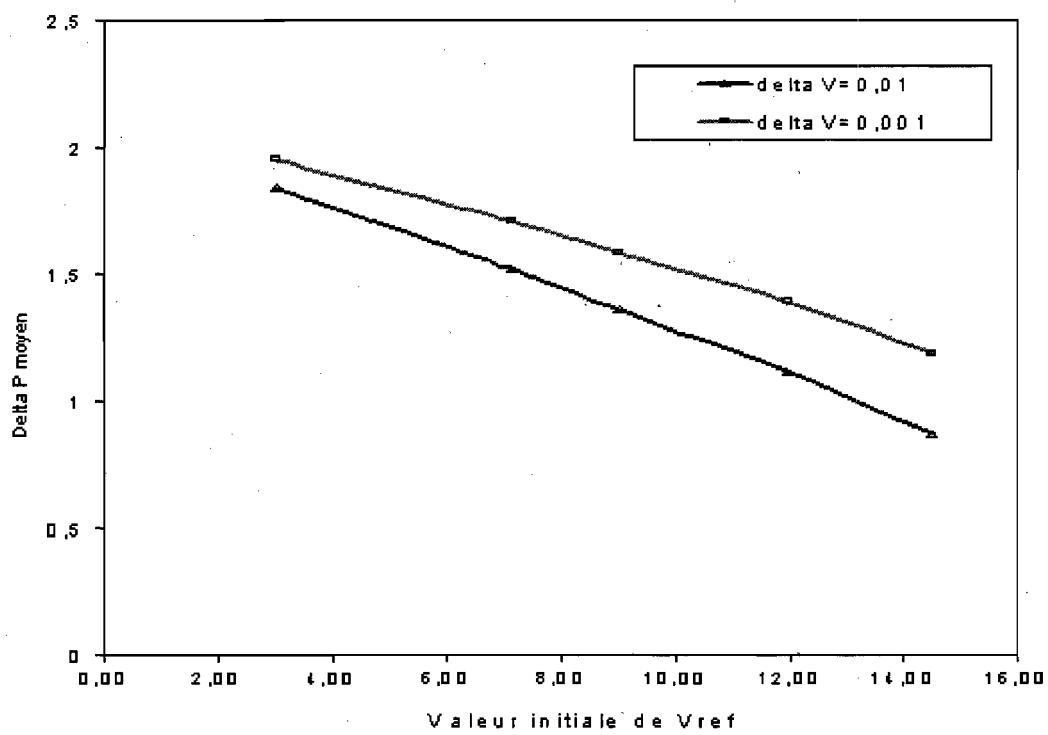


Figure 5.9 : Évolution de ΔP_{moy} en fonction de la valeur initiale de V_{ref} et de ΔV .

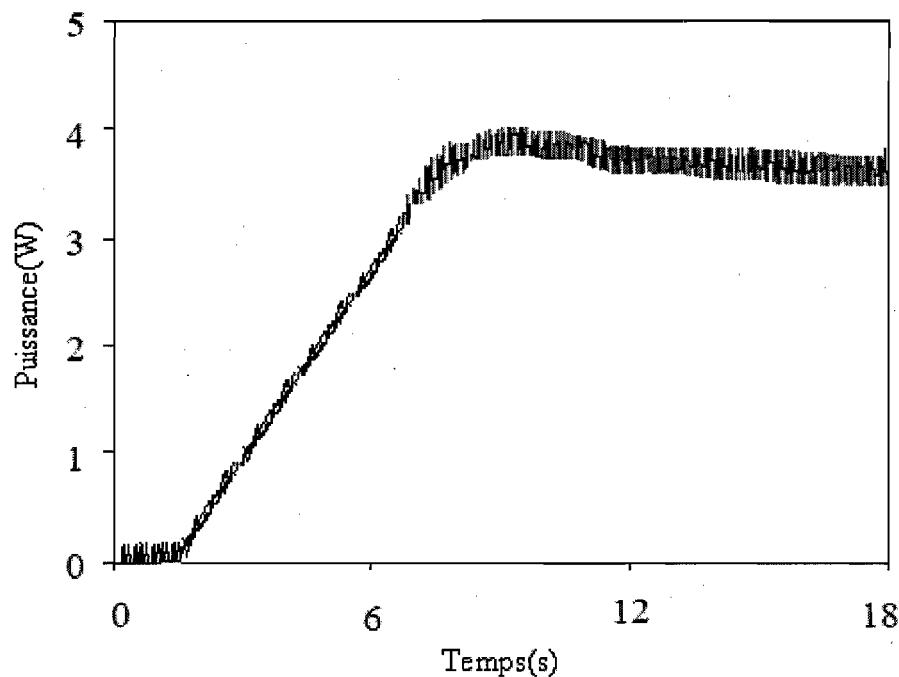


Figure 5.10 : Puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque pour $\Delta V = 0.001V$ et $V_{ref} = 6V$.

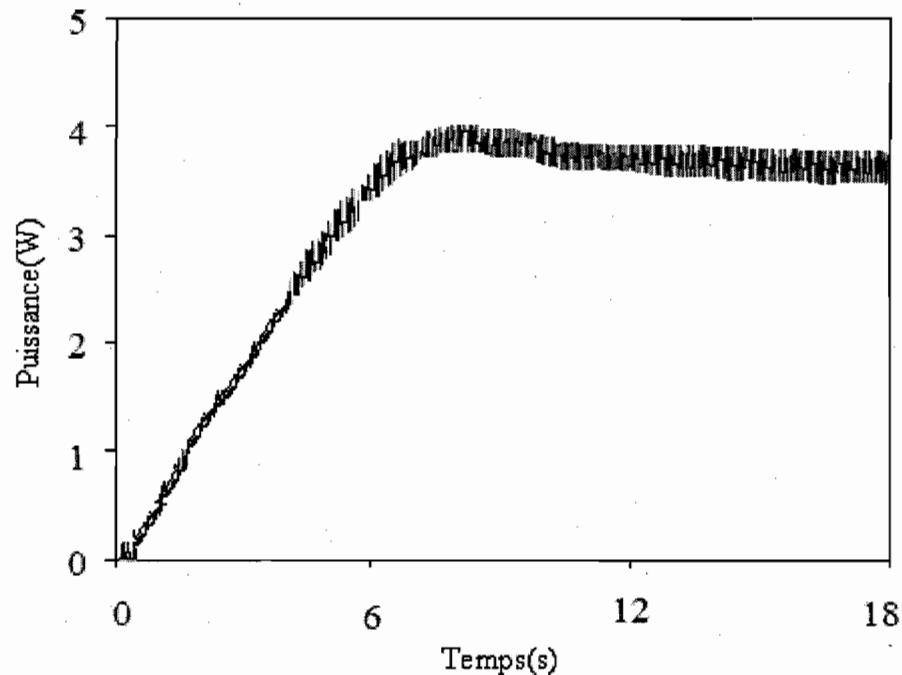


Figure 5.11 : Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme P&O
pour $\Delta V = 0.001V$ et $V_{ref} = 12V$.

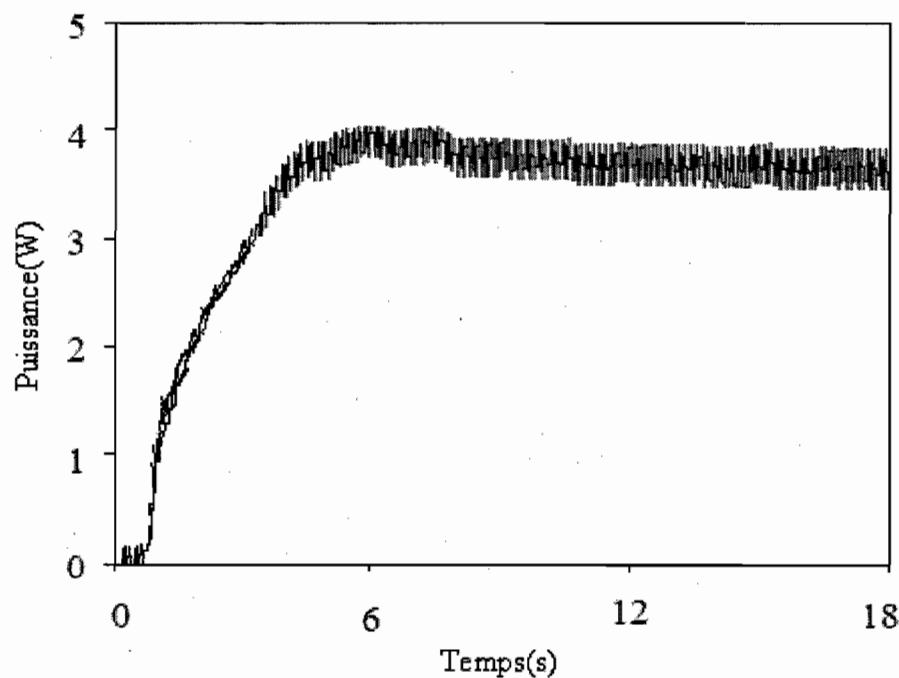


Figure 5.12 : Puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque
pour $\Delta V = 0.01V$ et $V_{ref} = 6V$..

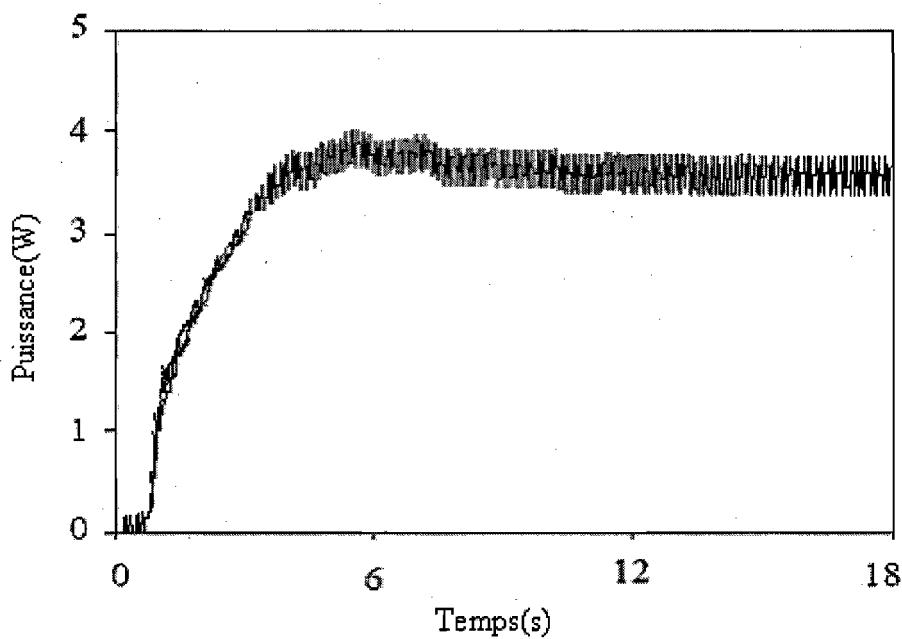


Figure 5.13 : Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme P&O

Pour $\Delta V = 0.01V$ et $V_{ref} = 12V$.

5.6 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté la commande extrémale de type P&O qui permet le transfert du maximum de puissance du générateur photovoltaïque à la batterie. Cette commande applique continuellement de nouvelles perturbations pour retrouver le nouveau point de fonctionnement optimal du système photovoltaïque. En effet, de par le fonctionnement de l'algorithme P&O, même lorsque le point de puissance maximale est atteint, le système est sans cesse de nouveau perturbé. Ces oscillations ont pour principale conséquence une perte de puissance. La réduction des pertes oscillations rend l'algorithme P&O trop lente à retrouver le nouveau point de fonctionnement optimal. Dans le prochain chapitre, on verra un autre type d'algorithme, plus efficace que l'algorithme P&O, où le point de fonctionnement du système n'oscille pas autour du point de puissance maximal une fois qu'il l'atteint.

Chapitre 6

Amélioration de la commande MPPT extrémale

6.1 Introduction

Dans le chapitre 5, on a présenté la commande extrémale permettant de réaliser l'adaptation performante entre un générateur photovoltaïque et une charge DC (batterie). Des conclusions partielles en termes de performances nous ont montré que la commande MPPT extrémale correspond au type P&O impose toujours une oscillation autour du point de puissance maximale. En effet, cette oscillation est nécessaire pour connaître les variations de la puissance de sortie du générateur photovoltaïque et ainsi réajuster le rapport cyclique du convertisseur statique en faisant en sorte que le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque oscille le plus près possible du point de puissance maximale, même si les conditions de fonctionnement sont inchangées. Dans ce chapitre, on présentera la méthode d'incrémentation de la conductance qui est souvent considérée comme plus efficace [32] car la méthode P&O est jugée trop lente à retrouver le point de fonctionnement optimal. En outre, l'algorithme de la méthode d'incrémentation de la conductance est indépendant des caractéristiques du générateur photovoltaïque, ce qui lui confère une plus grande fiabilité. Une amélioration de

l'algorithme P&O et de l'algorithme de la méthode d'incrémentation de la conductance sera proposée.

6.2 Méthode de l'incrémentation de la conductance

Cette méthode se base directement sur l'évaluation de la conductance et la variation de la conductance du générateur photovoltaïque [33-38]. La conductance est une grandeur physique relativement connue : il s'agit du quotient de l'intensité par la tension ($G = I/V$).

La variation de la conductance est beaucoup plus rarement définie, il s'agit du quotient de la variation, entre deux instants, de l'intensité par celle de la tension ($dG = dI/dV$). En comparant la conductance G à l'incrémentation de la conductance dG , on va chercher le maximum de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque.

Précisément, la puissance en sortie de la source peut s'écrire :

$$P = I * V \quad (6.1)$$

D'où en dérivant :

$$dP/dV = I * dV/dV + V * dI/dV \quad (6.2)$$

$$dP/dV = I + V * dI/dV \quad (6.3)$$

Donc,

$$(1/V) dP/dV = I/V + dI/dV \quad (6.4)$$

Soit

$$(1/V) dP/dV = G + dG \quad (6.5)$$

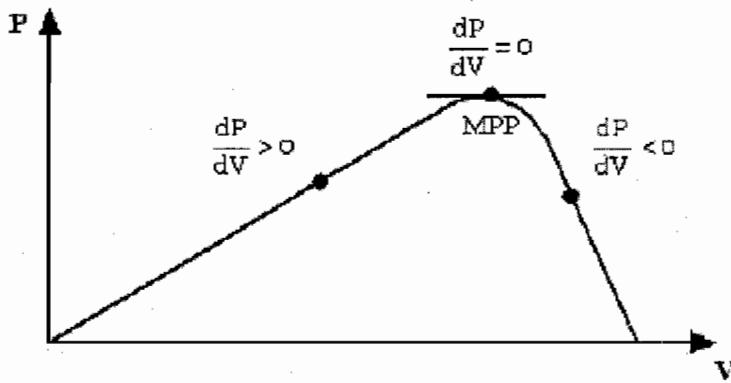
En général, la tension issue de la source est positive, c'est pourquoi, nous pouvons déduire les résultats clés de la méthode de la conductance incrémentielle.

$$dP/dV > 0 \quad \text{donc,} \quad G > -dG \quad (6.6)$$

$$dP/dV = 0 \quad \text{donc,} \quad G = -dG \quad (6.7)$$

$$dP/dV < 0 \quad \text{donc,} \quad G < -dG \quad (6.8)$$

L'équation (6.6) est utilisée pour repérer le point de puissance maximale. Les équations (6.7) et (6.8) sont employées pour déterminer la direction dans laquelle une perturbation doit se produire pour diriger le point de fonctionnement vers le point de puissance maximale, et la perturbation est répétée jusqu'à ce que l'équation (6.6) soit satisfaite. Une fois que le point de puissance maximale est atteint, le système continue à fonctionner en ce point jusqu'à ce qu'un changement du courant soit mesuré. Ce changement du courant se corrélera avec un changement d'irradiation solaire du générateur photovoltaïque. À mesure que l'irradiation solaire sur le générateur photovoltaïque augmente, le point de puissance maximale se déplace vers la droite sur la caractéristique P(V). Pour compenser ce mouvement du point de puissance maximale, le système doit augmenter la tension de fonctionnement du générateur photovoltaïque. L'opposé est vrai quand une diminution d'irradiation solaire est détectée. On déduit facilement les actions à faire dans les différents cas sur le schéma de la figure 6.1.

Figure 6.1 : Caractéristique $P(V)$ d'un générateur photovoltaïque.

6.3 Simulation de la méthode de l'incrémentation de la conductance

La figure 6.2 donne l'organigramme de la méthode de l'incrémentation de la conductance. La valeur actuelle et la valeur précédente de la tension et du courant du générateur photovoltaïque sont utilisées pour calculer les valeurs de dI et de dV . Si $dV = 0$ et $dI = 0$, alors les conditions atmosphériques n'ont pas changé et le système fonctionne toujours au point de puissance maximale. Si $dI > 0$ et $dV = 0$, alors la quantité de l'irradiation solaire a augmenté, soulevant la tension du point de puissance maximale. Ceci exige du système d'augmenter la tension de fonctionnement du générateur photovoltaïque pour repérer le nouveau point de puissance maximale. Réciproquement, si $dI < 0$, la quantité de l'irradiation solaire a diminué, abaissant ainsi la tension de point de puissance maximale et exigeant du système de diminuer la tension de fonctionnement du générateur photovoltaïque. Si les changements de la tension et du courant ne sont pas zéro, les rapports des équations (6.7) et (6.8) sont employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d'atteindre le point de puissance maximale.

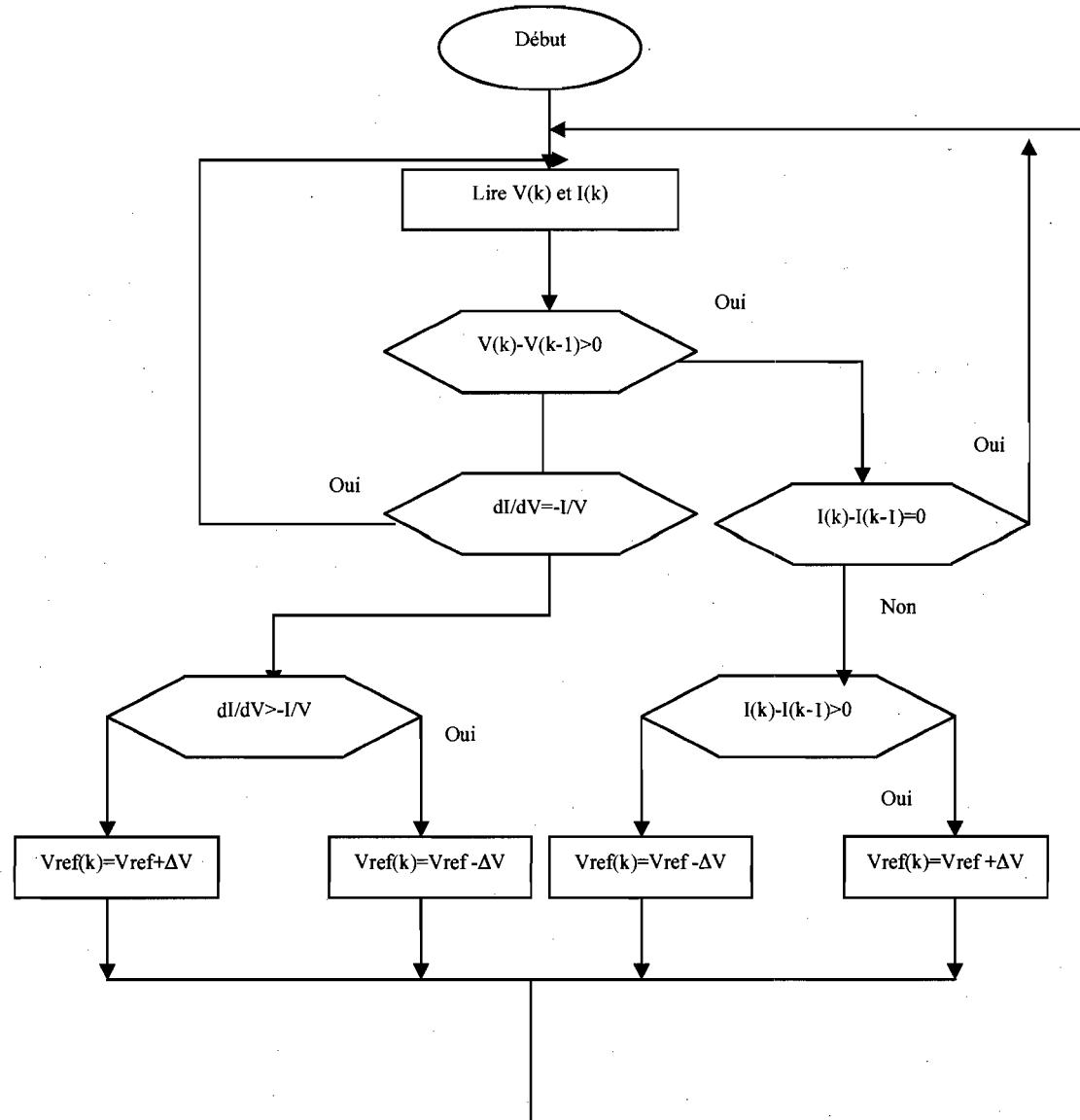


Figure 6.2: Méthode de l'incrémentation de la conductance

La figure 6.3 donne schéma d'implémentation sous Matlab-Simulink de l'algorithme de la commande MPPT extrémale de type incrémentation de la conductance [31]. Ce bloc s'intègre facilement dans le modèle du système photovoltaïque de la figure 5.6. Les

conditions de simulation sont les mêmes que celles qu'on a utilisé dans le chapitre précédent pour la méthode l'algorithme P&O.

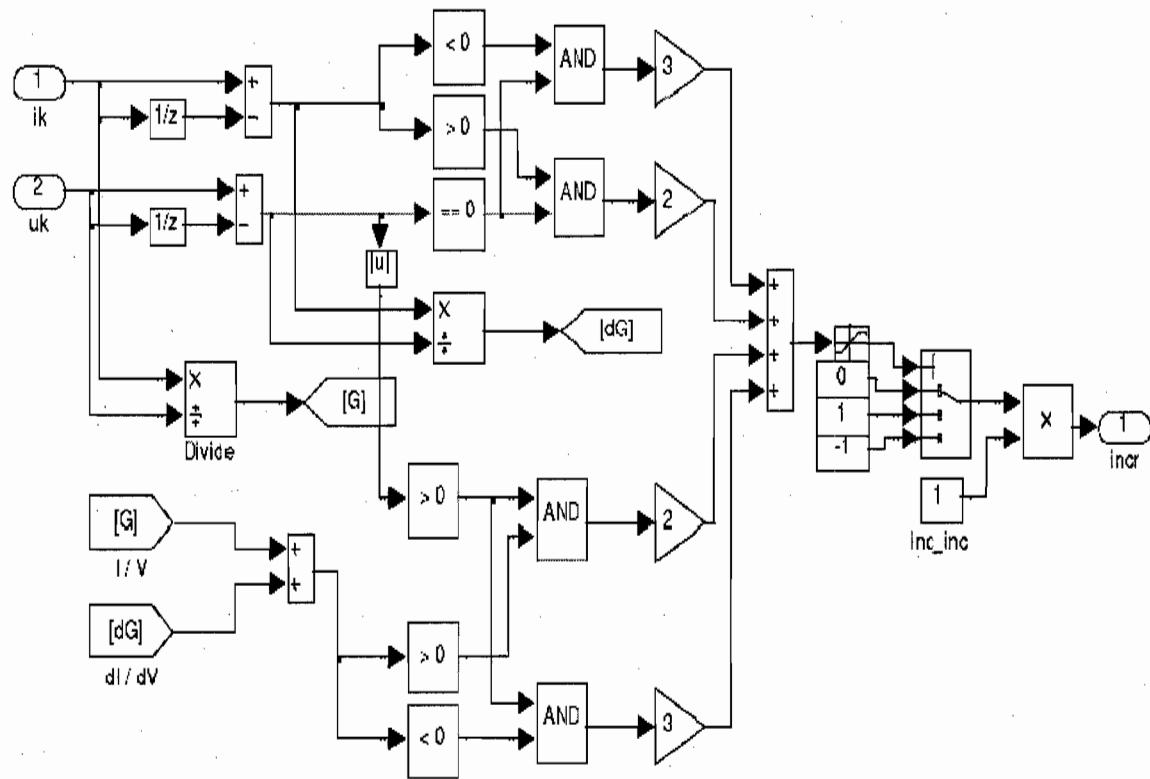


Figure 6.3 : Schéma d'implémentation de la méthode de l'incrémentation de la conductance sous Matlab-Simulink [31]

6.4 Analyse des résultats de la méthode de l'incrémentation de la conductance

La figure 6.4 représente l'évolution de ΔP_{moy} en fonction des paramètres de la valeur initiale de V_{ref} et de ΔV pour $\Delta V=0.001V$ et $\Delta V=0.01V$. On remarque l'écart de puissance obtenu pour $\Delta V=0.01V$ est meilleur que celui obtenu avec $\Delta V=0.001$. Les

figures 6.5 et 6.6 donnent la puissance absorbée par la charge (les batteries) obtenue par l'algorithme de l'incrémentation de la conductance. On remarque que la méthode n'a aucune oscillation autour du point de puissance maximale dans les conditions de fonctionnement et qu'il converge rapidement lorsque la valeur V_{ref} est grande, d'où la nécessité de bien estimé la valeur V_{ref} .

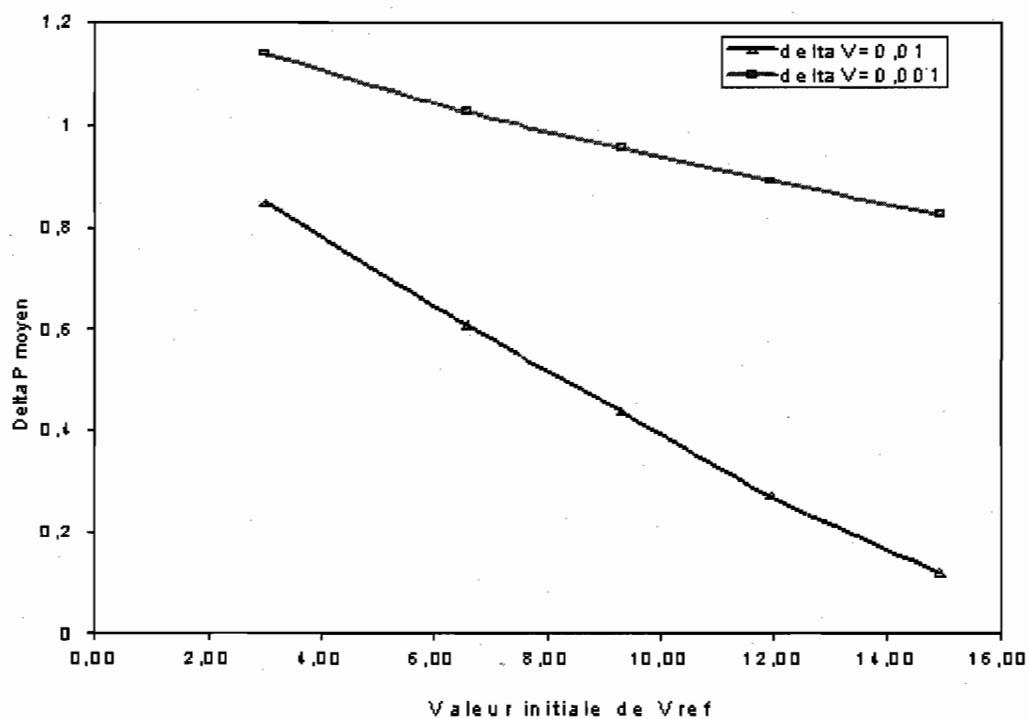


Figure 6.4 : Évolution de ΔP_{moy} en fonction de la valeur initiale de V_{ref} et de ΔV

lorsqu'on utilise la méthode de l'incrémentation de la conductance.

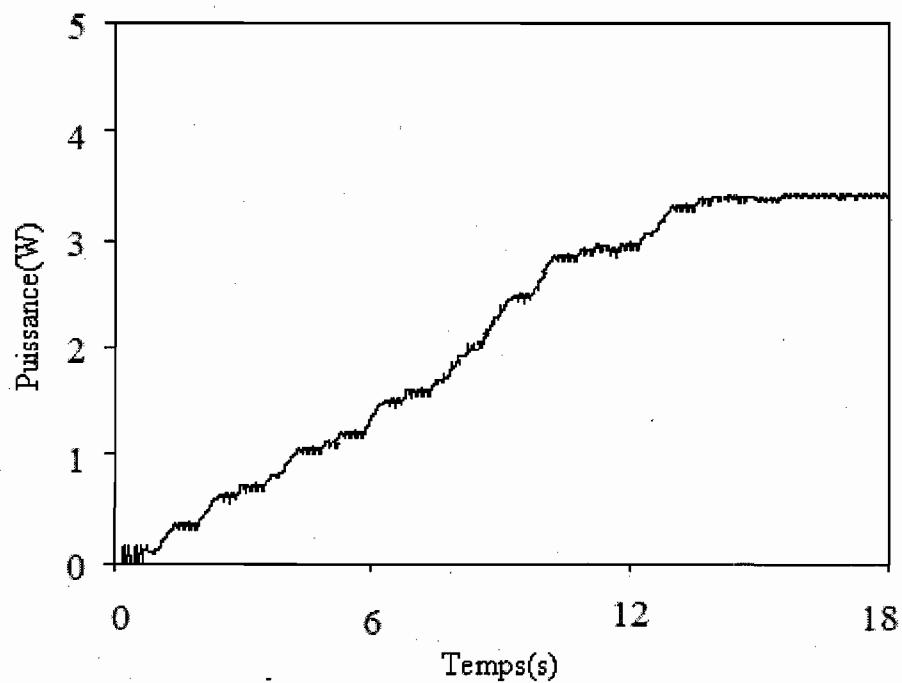


Figure 6.5 : Évolution de ΔP_{moy} en fonction de la valeur initiale
de $V_{ref} = 12V$ et de $\Delta V = 0.001V$

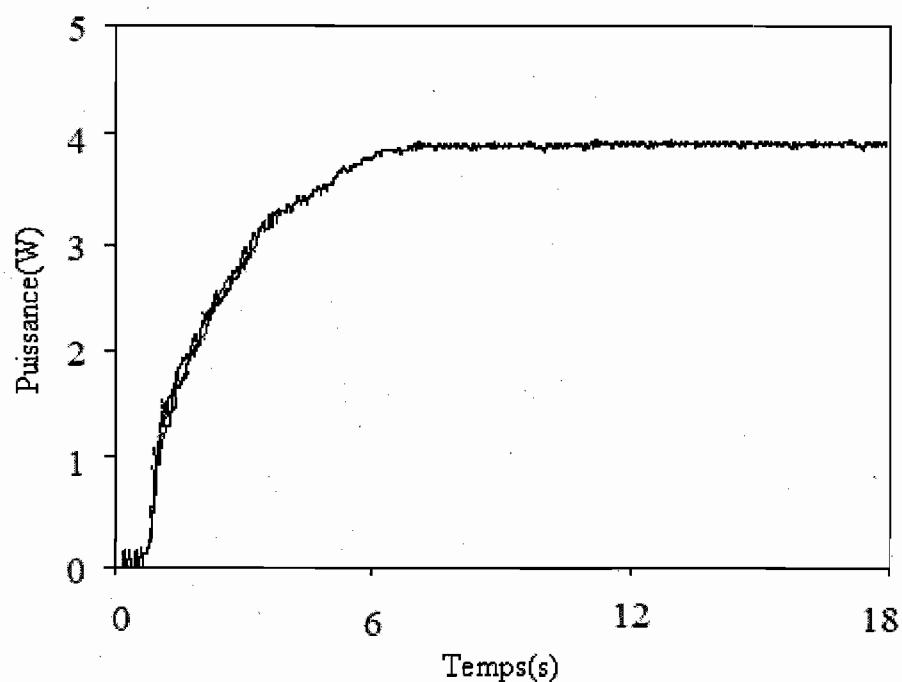


Figure 6.6 : Évolution de ΔP_{moy} en fonction de la valeur initiale
de $V_{ref} = 12V$ et de $\Delta V = 0.01V$

6.5 Comparaison des algorithmes de la commande extrémale

Pour comparer les deux algorithmes de la commande MPPT extrémale, l'efficacité de la poursuite du maximum de puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque a été définie par la relation suivante [33] :

$$\eta_T = \frac{\int_0^T P dt}{\int_0^T P_{\max} dt} \quad (6.14)$$

où P représente la puissance réellement absorbée par la charge et P_{\max} représente la puissance maximale disponible aux bornes du générateur photovoltaïque. Un algorithme est meilleur qu'un autre si son efficacité de poursuite est plus élevée. Lorsque η_T tend vers 1, un rapprochement quasi total existe entre la courbe représentant la puissance maximale disponible aux bornes du générateur photovoltaïque et celle de la puissance réellement absorbée par la charge.

Le tableau II donne l'efficacité de poursuite avec la méthode d'observation de la perturbation (η_{T1}) et l'efficacité de poursuite avec la méthode de l'incrémentation de la conductance (η_{T2}) en fonction de V_{ref} initiale. D'après la définition de l'équation 6.14, une méthode dont η_T tend vers 1 sera d'une efficacité maximale.

D'après le Tableau III, la méthode P&O donne des résultats meilleurs que ceux obtenus avec la méthode de l'incrémentation de la conductance. Ceci est dû à la complexité l'algorithme de la méthode de l'incrémentation de la conductance qui nécessite un grand temps de calcul.

Tableau II: Comparaison des efficacités de poursuite de la puissance maximale

V_{ref} initiale [V]	3	6	9	12	15
η_{T1}	0.5653	0.6567	0.9385	0.8521	0.7947
η_{T2}	0.6740	0.7358	0.9102	0.8639	0.7265

6.6 Amélioration de la commande extrémale

L'efficacité de poursuite de la puissance maximale donnée au tableau III montre qu'elle est meilleure lorsque de V_{ref} est proche du point du fonctionnement optimal qui est de 10 volts dans notre cas (figure 5.4). Malheureusement, la valeur de la tension correspondant au point de fonctionnement optimal n'est pas toujours connue et en plus elle varie en fonction de l'ensoleillement et de la température. À l'heure actuelle, il n'existe aucune règle pour déterminer cette valeur [34-42]. Afin d'améliorer les deux algorithmes de la commande extrémale, on propose une méthode qui fixe la valeur V_{ref} à la valeur optimale. Les algorithmes améliorés de la méthode P&O et la méthode de l'incrémentation de la conductance sont donnés respectivement par la figure 6.7 et la figure 6.8.

La méthode qu'on a proposée se base sur l'asservissement du système à partir du calcul de la dérivée de la puissance par rapport à la tension (dP/dV). L'action de la commande MPPT cesse d'agir et maintient le point de fonctionnement lorsque cette dérivée est nulle. Après cette étape, on utilise un des deux algorithmes de la commande extrémale pour suivre le point de puissance maximale.

La valeur approchée de la dérivée sera utilisée. Entre deux points de la courbe de P, la valeur ΔP (valeur approchée de dP) est définie par l'équation 6.15.

$$\Delta P = \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \quad (6.15)$$

où P_i et P_{i-1} sont respectivement les puissances mesurées lorsque les tensions V_i et V_{i-1} sont appliquées.

Le point de fonctionnement optimal est repéré lorsque $V_i \neq V_{i-1}$ et $\Delta P=0$. En effet, l'égalité parfaite ($\Delta P= 0$) est quasiment impossible à constater, c'est pourquoi on introduit une marge d'erreur. À la place de tester l'égalité, l'algorithme regarde si les valeurs ne sont pas espacées de moins de 1%.

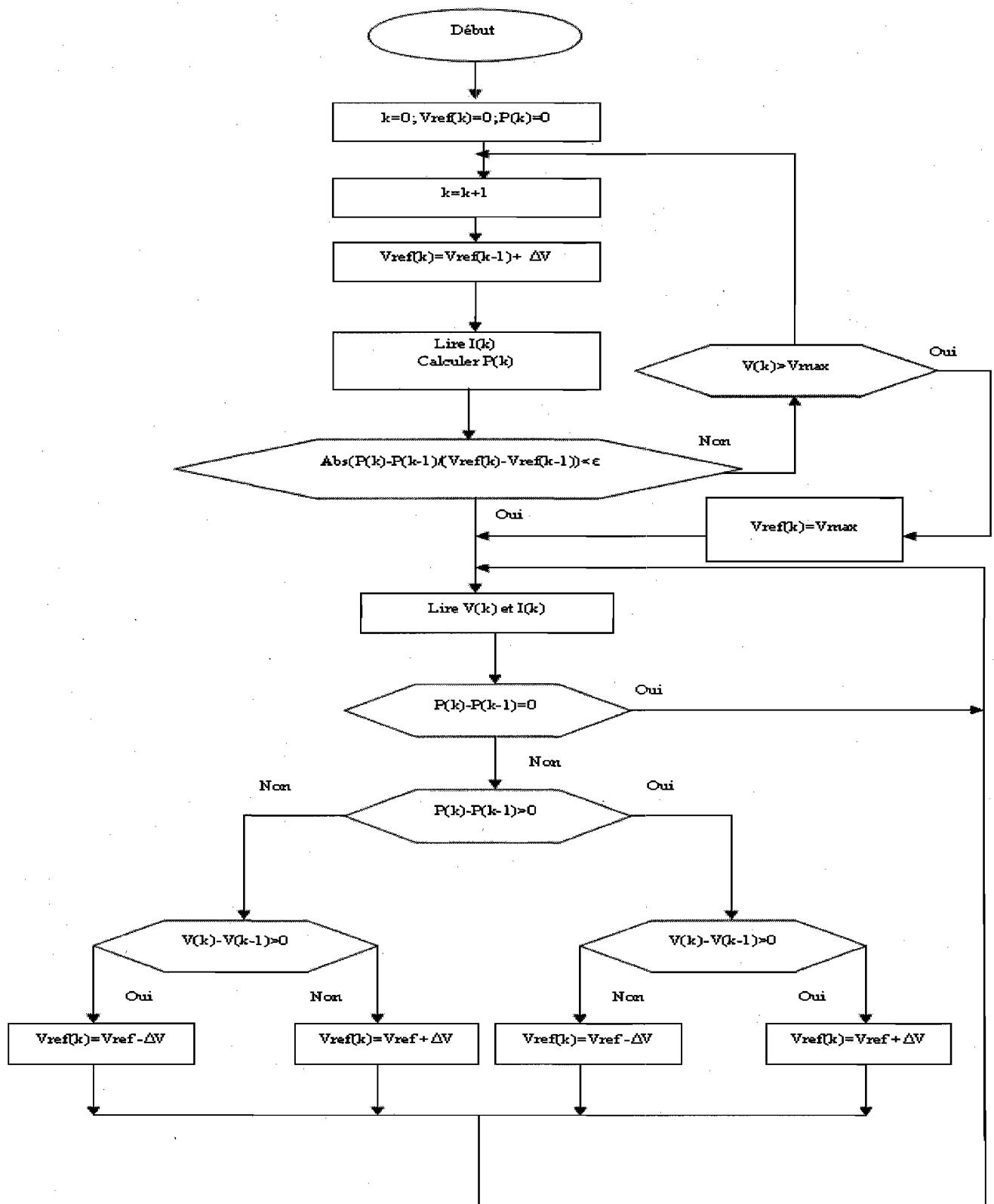


Figure 6.7 : Algorithme amélioré de la méthode d'observation de la perturbation

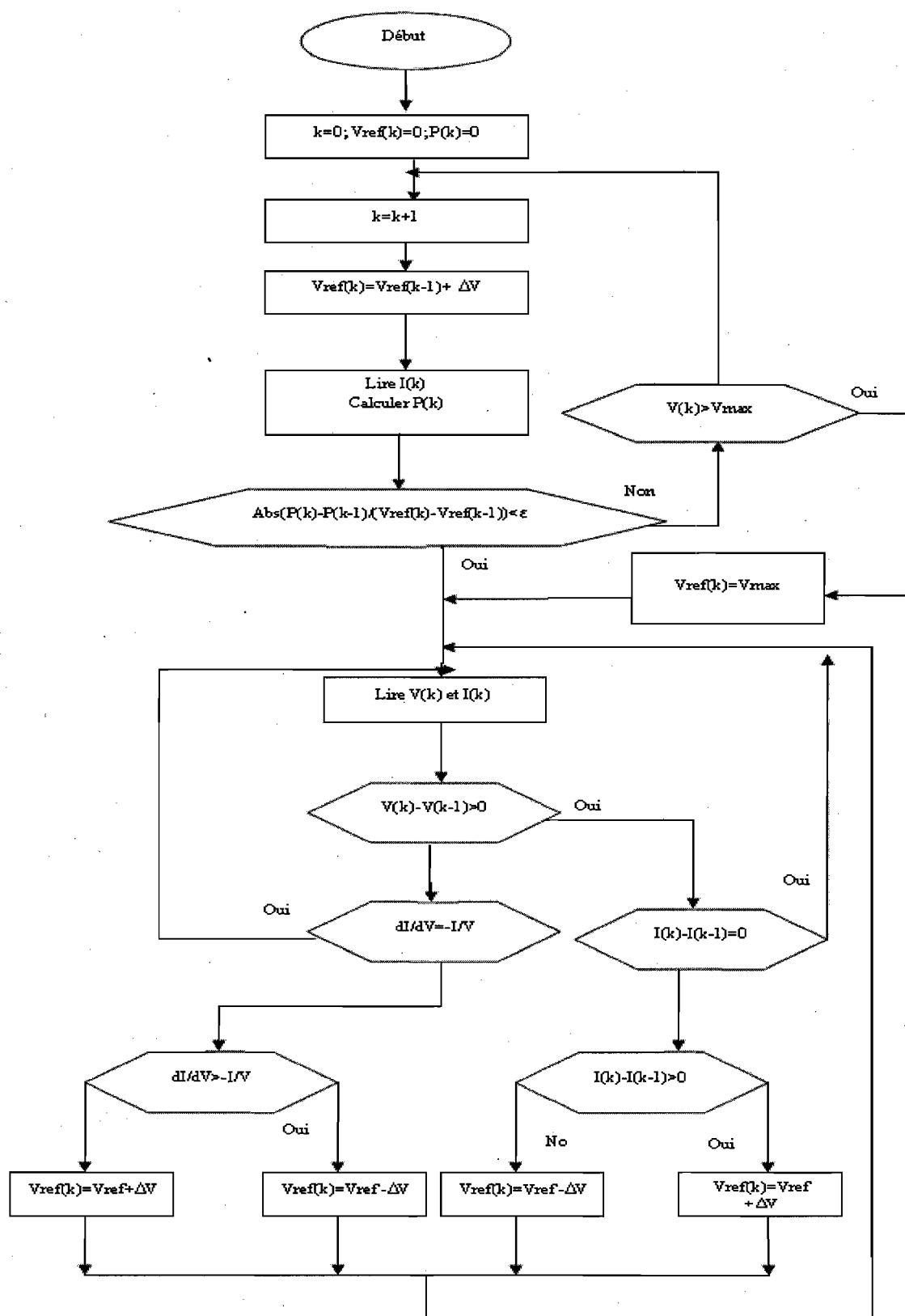


Figure 6.8 : Algorithme amélioré de la méthode de l'incrémentation de la conductance

6.7 Analyse des résultats des algorithmes améliorés de la commande MPPT extrémale

Les figures 6.9 à 6.11 donnent la puissance transférée à la batterie obtenue respectivement par les algorithmes améliorés de la méthode de l'incrémentation de la conductance et de la méthode P&O. Les résultats obtenus montrent que les performances de la poursuite sont grandement améliorées lorsque la valeur de Vref est bien estimée.

Dans les récentes méthodes MPPT, rencontrées dans la littérature [39-42], on constate que l'amplitude des oscillations autour du point de puissance maximale dépend du pas de mise à jour de la tension de référence. Si les conditions météorologiques sont constantes, une plus longue période d'échantillonnage peut être utilisée pour réduire les pertes de puissance causées par les oscillations. Par contre pour les conditions météorologiques non stables, on réduit le pas de mise à jour de la tension de référence ce qui permet de diminuer l'oscillation, mais le temps de convergence de la méthode devient important. Contrairement aux méthodes MPPT, rencontrées dans la littérature, l'algorithme amélioré qu'on a proposé ajuste dynamiquement le pas en fonction des différentes conditions météorologiques. L'avantage principal de l'algorithme amélioré est que même si on réduit le pas de mise à jour de la tension de référence pour diminuer l'oscillation, le temps de convergence est court (figures 6.10 et 6.11).

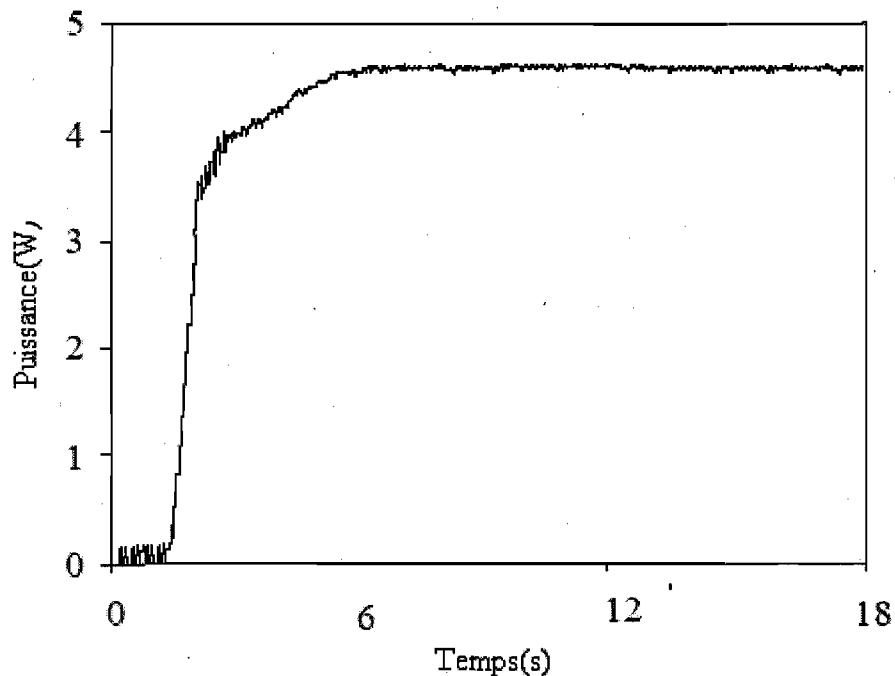


Figure 6.9 : Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme amélioré de la méthode de l'incrémentation de la conductance pour $\Delta V = 0.01V$

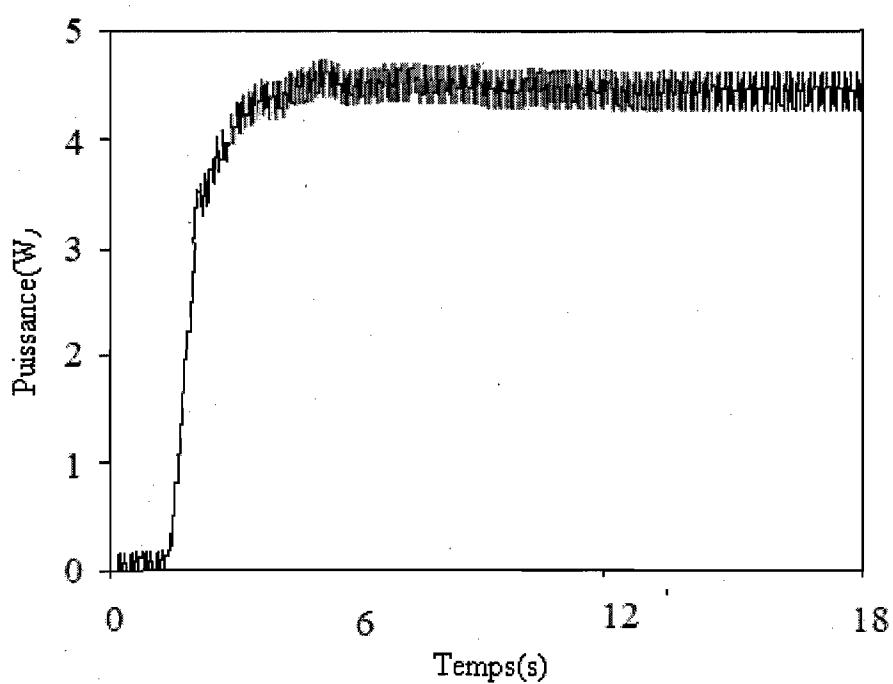


Figure 6.10 : Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme amélioré de la méthode d'observation de la perturbation pour $\Delta V=0.01V$

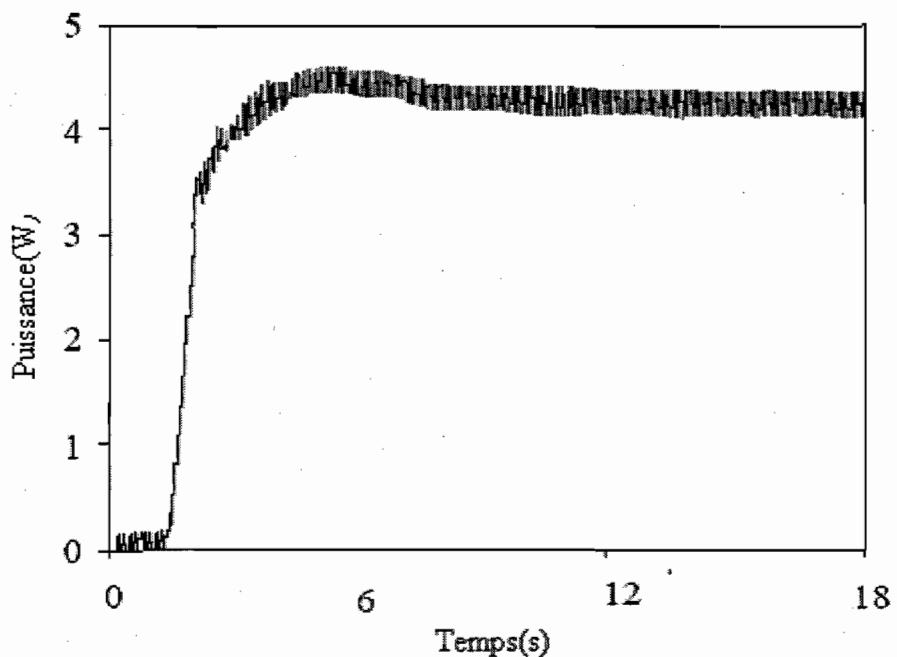


Figure 6.11 : Puissance délivrée à la charge obtenue par l'algorithme amélioré de la de la méthode d'observation de la perturbation pour $\Delta V=0.001V$.

6.8 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté la méthode de l'incrémentation de la conductance. L'inconvénient de l'algorithme de cette méthode est la complexité accrue une fois comparée à l'algorithme P&O. Ceci augmente le temps de calcul de l'algorithme malgré que les résultats obtenus montrent que cette méthode n'oscille autour du point de puissance maximale une fois qu'il l'atteint. Une étude comparative basée sur l'efficacité de la poursuite du point de puissance entre cette méthode et la méthode P&O montre que les deux méthodes sont presque équivalentes. Une amélioration des deux algorithmes de la commande extrémale basée sur estimation de la valeur initiale de V_{ref} a permis d'augmenter considérablement l'efficacité de poursuite des deux algorithmes.

Chapitre 7

Conclusion générale

Ce chapitre présente la conclusion générale des travaux qu'on a effectués tout au long de ce mémoire.

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent la problématique du couplage entre les batteries et un générateur photovoltaïque. En effet, ce type de couplage souffre encore du problème du transfert de puissance du générateur photovoltaïque aux batteries qui est souvent très loin des possibilités du générateur.

Avant d'aborder la problématique de la commande de la charge des batteries dans une installation photovoltaïque, on a tout d'abord étudié le contexte et la problématique du stockage de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques. Ceci s'est avéré nécessaire pour acquérir une connaissance approfondie du comportement d'un générateur photovoltaïque et des batteries. Dans ce contexte, on rappelle les principales caractéristiques d'un générateur photovoltaïque et des batteries de stockage dont il faut tenir compte pour mieux optimiser les algorithmes de contrôles. On présente en plus les étages d'adaptation utilisées entre les batteries et un générateur photovoltaïque pour extraire à chaque instant

le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur et de la transférer aux batteries.

Les commandes MPPT extrémiales sont principalement utilisées pour réaliser l'adaptation quand la charge du générateur photovoltaïque est une batterie. L'application des algorithmes de la commande MPPT extrémale a permis de faire une étude comparative entre les algorithmes de la commande MPPT extrémale. Les résultats obtenus montrent que les rendements MPPT avec ces algorithmes sont presque équivalents. L'amélioration de la commande MPPT extrémale qu'on a proposée, a donné des rendements MPPT supérieurs à ce qu'on a obtenu avec les algorithmes classiques.

Même si la commande proposée offre déjà des performances très satisfaisantes, plusieurs travaux de recherche peuvent être entrepris afin d'optimiser encore les performances des convertisseurs DC/DC en intégrant des circuits à résonance permettant de réduire les pertes de commutation des semi-conducteurs.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] S. R. Bull, "Renewable Energy Today and Tomorrow", Proceedings of the IEEE, vol. 89, no. 8, pp. 1216-1225, August 2001.
- [2] A. Luque and S. Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", John Wiley & Sons Ltd, 2003.
- [3] M. M. Mahmoud, "On the storage batteries used in solar electric power systems and development of an algorithm for determining their ampere-hour capacity", Electric Power Systems Research, Volume 71, Issue 1, pp. 85-89, September 2004.
- [4] J. D. Maclay, J. Brouwer and G. Scott Samuelsen, "Dynamic modeling of hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications", Journal of Power Sources, Volume 163, Issue 2, pp. 916-925, 1 January 2007.
- [5] M. Akbaba, "Matching three-phase AC loads to PVG for maximum power transfer using an enhanced version of the Akbaba model and double step-up converter", Solar Energy, Volume 75, Issue 1, pp.17-25, July 2003.
- [6] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei and E. F. Fuchs, "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking" IEEE Trans on Energy Conversion, Vol: 17, pp. 514 - 522, Dec. 2002.
- [7] A. Laugier et J.A. Roger, "Les Photopiles solaires : du matériau au dispositif, du dispositif aux applications", ed. Technique & documentation, Paris, 1981.

- [8] F. Lasnier, "Photovoltaic engineering handbook", ed. Adam Hilger, U.K., 1990.
- [9] A. Ricaud "Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés", ed. Presses polytechniques et universitaires romandes, Suisse, 1997.
- [10] A. Labouret, "Cellules solaires : les bases de l'énergie photovoltaïque", ed. Dunod, Paris, 2001.
- [11] D. Benchemte, F. Mattera, M. Perrin, J. Martin, O. Bach, M. Le Gall and P. Malbranche, "Optimization of charge parameters for lead-acid batteries used in photovoltaic systems" Journal of Power Sources, Volume 144, Issue 2, pp. 346-351, 15 June 2005.
- [12] P.C. Butler, J.T. Crow and P.A. Taylor, "Battery evaluation methods and results for stationary applications", Telecommunications Energy Conference, 1997. INTELEC 97, 19th International, pp.311 - 318, 19-23 Oct. 1997.
- [13] J. Robert et J. Alzieu, "Accumulateurs au plomb ", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie Électrique, D3351, 11/2004.
- [14] J. P. Dunlop, "Batteries and charge control in stand-alone photovoltaic systems fundamentals and application", Cocoa, Sandia National Laboratories, 1997.
- [15] J.P. Dunlop, "Charge Control in Stand Alone Photovoltaic Systems Fundamentals and Applications", Cocoa, Sandia National Laboratories, 1997.
- [16] A. Adane and T. Tafticht, "An optimum regulator device for stand-alone photovoltaic systems", World Renewable Energy Congress, Reading, U. K, 1994.
- [17] J. Applebaum, "The quality of load in a direct-coupling photovoltaic system", IEEE Trans Energy Conversion, vol. 2(4), pp. 534-541, 1987.

- [18] T. Tafticht, K. Agbossou, "MPPT method Development for photovoltaic systems", IEEE, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, CCGEI 2004, Niagara Falls (Ontario), May 2004.
- [19] A.S. Kislovski, "Dynamic behaviour of a constant-frequency buck power cell in a photovoltaic battery charger with a maximum power tracker", Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1990. APEC '90, Conference Proceedings 1990, Fifth Annual, pp. 212 – 220, 11-16 March 1990.
- [20] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, "Power Electronics, Applications and Design", 2nd ed. New York: Wiley, 1995.
- [21] Site web: www.lei.ucl.be.
- [22] P. R. Mishra, A. K. Pandey and J. C. Joshi, "Design of a battery voltage regulator based on maximum power point tracking and charge equalisation concepts" Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 44, Issue 1, 30 October 1996, pp 11-24.
- [23] S.J. Chiang, K.T. Chang and C.Y. Yen, "Residential photovoltaic energy storage system", IEEE Trans on Industrial Electronics, vol. 45(3), pp. 385-394, 1998.
- [24] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli "Optimizing sampling rate of P&O MPPT technique" Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual Volume 3, 20-25 June 2004.
- [25] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, "Optimizing duty-cycle perturbation of P&O MPPT technique" Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual Vol. 3, 20-25 June 2004 PP: 1939-1944.
- [26] X. Liu and L.A.C. Lopes, "An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays" Power Electronics Specialists

- Conference, 2004 PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual Vol. 3, 20-25 June 2004, pp: 2005–2010.
- [27] M. L. Chiang, C.C. Hua, and J.R. Lin, "Direct power control for distributed PV power system," in Proc. Power Conversion Conf., 2002,pp. 311-315.
- [28] M. Kristic, "Performance improvement and limitation in extremum seeking control", Systems & Control Letters, vol 39, pp.313-326, 2000.
- [29] T. Kawamura, K. Harada, Y. Ishihara, T. Todaka, T. Oshiro, H. Nakamura and M.Imataki "Analysis of MPPT characteristics in photovoltaic power system", Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 47, Issues 1-4, pp.155-165 , Oct. 1997.
- [30] I. H. Altas, A.M. Sharaf, "A novel on-line MPP search algorithm for PV arrays", IEEE Trans on Energy Conversion, vol. 11(4), pp. 748-754, 1996.
- [31] M. Leblanc, "Sur l'électrification des chemins de fer au moyen de courants alternatif de fréquence élevée", Revue Générale de l'Électricité, 1922.
- [32] B. K. Bose, "Power Electronics and AC Drives", Chap.5, ed. Prentice-Hall, 1986.
- [33] T. Kerekes, D. Sera, R.Teodorescu; Teaching Maximum Power Point Trackers Using a Photovoltaic Array Model with Graphical User Interface; IWTPV'06, 30-31.Mar.2006., Prague, Czech Republic.
- [34] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino and M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 142, no. 1, pp. 59-64, January 1995.
- [35] D.P.Hohm and M.E. Ropp, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point

- Tracking Test Bench". Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the 28th IEEE 2000, pp.1699 – 1702, 15-22 Sept.
- [36] N. Kasa, T. Iida, and L. Chen, "Flyback Inverter Controlled by Sensorless Current MPPT for Photovoltaic Power System," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 52, pp. 1145-1152, Aug. 2005.
- [37] K. Ripsaw, T. Saito, I. Takano, and Y. Sawada, "Maximum power point tracking control of photovoltaic generation system under non-uniform insolation by means of monitoring cells," in Conf. Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conf., 2000, pp. 1707-1710.
- [38] G. J. Yu, Y. S. Jung, J. Y. Choi, I. Choy, J. H. Song, and G. S. Kim, "A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms," in Conf. Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conf., 2002, pp. 1531-1534.
- [39] K. Kobayashi, I. Takano, and Y. Sawada, "A study on a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions," in IEEE Power Eng. Society General Meeting, 2003, pp. 2612-2617.
- [40] W. Wu, N. Pongratananukul, W. Qiu, K. Rustom, T. Kasparis, and I. Batarseh, "DSP-based multiple peak power tracking for expandable power system," in Eighteenth Annual IEEE Appl. Power Electron. Conf. and Exposition, 2003, pp. 525-530.
- [41] T. Tafticht, K. Agbossou and M.L.Doumbia, "A new MPPT method for photovoltaic systems used for hydrogen production", International Journal for

Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering
(COMPEL), vol. 26, no 1, 2007.

- [42] N. S. D'Souza, L. A. C. Lopes, and X. Liu, "An intelligent maximum power point tracker using peak current control," in 36th Annual IEEE Power Electron. Specialists Conf., 2005, pp. 172-177.
- [43] T. Esram, Patrick L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", Energy Conversion, IEEE Transaction on Volume 22, Issue 2, June 2007 Page(s):439 – 449.
- [44] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu and F. Blaabjerg, "Improved MPPT method for rapidly changing environmental conditions", Power Electronics and Electrical Drives, ISIE 2006, Montreal, Canada.