

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abderrahmane Mira de Bejaia
Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique

Mémoire de Master
Option : Energies Renouvelables

Thème

**ETUDE COMPARATIVE DES DIFFÉRENTES
ARCHITECTURES DE CONVERTISSEURS
STATIQUES DÉDIÉS AU
PHOTOVOLTAÏQUE**

Soutenue par : BENDRIS YANIS

BELAHBIB FOUAD

Devant le jury composé de :

M. TARAFT

MME. BELAID

Encadreur :

M. ADLI

Juin 2013

Remerciements

A l'issue de la période de notre projet de master, qui a été effectué à l'Université Abderrahmane Mira de Béjaia. Nous remercions notre promoteur Monsieur M. Adli. Enseignant à l'Université de Béjaia, pour sa disponibilité, et pour ses encouragements lors de la réalisation de ce mémoire.

Nos remerciements vont également au cadre enseignant de l'Université de Béjaia pour la formation qu'ils nous ont inculqué pendant les cinq années d'études ainsi que le cadre administratif qui n'a épargné aucun effort pour nous assurer les meilleures conditions de travail.

Aux membres du jury : Mr. Taaraft, Mme. Belaid, nous les remercions grandement pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger notre travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents, qui n'ont cessé de me soutenir pendant tout mon parcours. Je leur exprime toute ma gratitude pour leur soutien moral et financier que Dieu me les garde.

A mon frère Walid ainsi que mes sœurs Rim, Nawal, Liza, et Célia.

A mes grands-parents que j'adore ainsi que tous mes oncles, tantes, cousins et cousines.

A tous mes amis, en particulier Hamza qui me supporte au quotidien et avec qui j'ai partagé tant de bons moments.

A tous ceux qui me connaissent et qui m'apprécient.

Nistel

Dédicaces

Je dédie ce travail à mes parents, à mes grands-parents.

à mes frères : Hamza , Naim , Didine.

à mes tantes et mes oncles ainsi qu'à tous mes cousins particulièrement sofiane

et khaled.

à tous mes amis particulièrement Riad, Nadir et Hamza.

Et à tous ceux qui ont participé de près de ou de loin à l'aboutissement de mon

cursus universitaire.

Fouad

Sommaire

Introduction générale

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

Chapitre I Généralités et description de la chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque

I-1 Introduction	3
I-2 Les éléments influents sur les performances d'un système photovoltaïque	3
I.3. Gisement solaire	4
I.3.1. Le Potentiel Solaire en Algérie	4
I.3.2.1 Rayonnement direct	6
I.3.2.2 Le rayonnement diffus	7
I.3.2.3 Rayonnement global.....	8
I.3.2.4 L'irradiance	8
I.3.2.5 L'irradiation	9
I.4 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque	10
I.4.1. La cellule photovoltaïque	10
I.4.1.1 Historique et État Actuel	10
I.4.1.2 Technologies des cellules photovoltaïques	11
I.4.1.2.1 Cellules monocristallines.....	11
I.4.1.2.2 Cellule polycristalline.....	12
I.4.1.2.3 Cellule amorphe.....	12
I.4.1.2.4 Cellules organiques et plastiques.....	13
I.4.1.3 Principe de Fonctionnement de la Cellule Photovoltaïque.....	14
I.4.2 Module photovoltaïque.....	14
I.4.3 Régulateur	15

I.4.4 Système de stockage	16
I.4.5 Système de conversion	17
I.4.5.1 Le convertisseur continu-continu (DC/DC)	17
I.4.5.2 Le convertisseur continu- alternatif (DC/AC).....	17
I.5 Les Différents Types de Systèmes Photovoltaïques	18
I.5.1 Alimentations électriques faibles puissances	18
I.5.2 Installations électriques photovoltaïques autonomes	18
I.5.3 Installations ou centrales électriques photovoltaïques raccordées au réseau	20
I.6 Avantages et Inconvénients de l'Énergie Photovoltaïque	21
I.6.1 Les avantages	21
I.6.2 Les inconvénients	21
I.7 Conclusion	22

Chapitre II Modélisation du générateur photovoltaïque et des convertisseurs statiques

II-1 Introduction	23
II-2 Paramètres des cellules solaires	23
II-2-1 Courant de court-circuit I_{cc}	23
II-2-2 Tension de circuit-ouvert V_{oc}	24
II-2-3 Facteur de Forme FF	24
II-2-4 Rendement η	25
II-3 Modèle de générateur photovoltaïque	25
II-3-1 Modèle à une diode	26
II-3-1-1 Module photovoltaïque idéal	27
II-3-1-2 Module photovoltaïque réel	28
II-3-2 Simulation du modèle à une diode	29
II-3-2-1 Caractéristique courant/tension du GPV	31
II-3-2-2 Caractéristique puissance/tension du GPV	31

II-4 Influence des conditions météorologiques sur les performances du GPV	32
II-4-1 Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques courant/tension et puissance/tension du GPV	33
II-4-2 Influence de la température sur les caractéristiques courant/tension et puissance/tension du GPV	34
II-5 Association des cellules	35
II-5-1 Association série des cellules	35
II-5-2 Association parallèle des cellules	36
II-6 Modèle de convertisseurs statiques dédiés aux PV	38
II-6-1 Modélisation du hacheur Boost	38
II-6-3 Modélisation de l'onduleur	40
II-7 Conclusion	42

Chapitre III

Association sources photovoltaïques-convertisseurs statiques

III.1 Introduction	44
III.2 Connexion directe GPV-charge comme mode de transfert de puissance	45
III.3 Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge	46
III.3.1 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)	46
III.3.2 Principe des commandes "Perturb and Observe" (P&O).	47
III.3.3 Structure de convertisseur PV avec un seul étage d'adaptation	49
III.3.3.1 L'onduleur monophasé.....	49
III.3.3.2 L'onduleur triphasé	49
III.3.3.3 Le hacheur Buck	50
III.3.3.4 Le hacheur Boost.....	50
III.3.3.5 Convertisseur Buck-Boost	51
III.3.4 Structure de convertisseur pour PV avec deux étages de conversion.....	52
III.3.4.1 Structure avec convertisseur forward.....	52
III.3.4.2 Structure avec un convertisseur de type fly-back	53
III.3.5 Structure de convertisseurs pour PV à trois étages de conversion	53

III.4 Les différentes topologies des convertisseurs dédiés au PV	54
III.4.1 Connexion GPV-charge via étage de conversion continu-alternatif	54
III.4.1.1 Onduleur central.....	55
III.4.1.2 Onduleur rangée	56
III.4.1.3 Les onduleurs intégrés aux panneaux PV	57
III.4.2 La connexion GPV-Charge via un étage d'adaptation continu-continu	58
III.4.2.1 Hacheur rangée.....	59
III.4.2.2 Hacheur modulaire parallèle	59
III.4.2.3 Hacheur modulaire série	60
III.5 Conclusion :.....	61

Chapitre IV

Simulation de l'ensemble GPV-CS et comparaison des résultats

IV.1 Introduction	62
IV.2 Topologie Hacheur modulaire Série	62
IV.2.1 Résultat de la simulation	63
IV.3 Topologie Hacheur modulaire parallèle.....	70
IV.3.1 Résultats de la simulation	71
IV.4 Discussion des résultats et comparaison	74
IV.5 Conclusion	75

Conclusion générale

Conclusion générale	76
---------------------------	----

Nomenclature :

α :	Azimet du soleil (Degré °).
α_{cc} :	Coefficient d'incrémentation du courant (A/°C).
β :	Coefficient de trouble atmosphérique.
β_{oc} :	Coefficient d'incrémentation de la tension (V/°C).
θ :	Angle d'incidence du rayonnement solaire (Degré °).
ΔT_c :	Variation de la température (°C).
ΔI :	Variation du courant par rapport à l'insolation et à la température (A).
ΔV :	Variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température (V).
η :	Rendement (%).
Alb :	L'albédo ou coefficient de réflexion qui dépend de la nature du sol.
CS :	Convertisseur statique.
$D_{(i,g)}$:	Rayonnement direct (W/m ²)
$D_{c(i,g)}$:	Part du ciel sur une surface d'inclinaison quelconque (W/m ²).
$D_{s(i,g)}$:	Part du ciel pour une surface d'inclinaison quelconque (W/m ²).
$D_{c,h}$:	Part du ciel sur une surface horizontale (W/m ²).
FF :	Facteur de forme (%).
GPV :	Générateur Photovoltaïque.
G_h :	Rayonnement global horizontal. (W/m ²)
$G_{(i,g)}$:	Rayonnement global. (W/m ²)
G :	Ensoleillement. (W/m ²)

H :	Hauteur du soleil (Degré °).
i :	Angle d'incidence (Degré °).
I_{dir} :	Rayonnement direct (W/m^2).
I_n :	Rayonnement (W/m^2).
I :	Courant (A).
I_s :	Courant de saturation (A).
I_{ph} :	Photo courant (A).
I_d :	Courant de la diode (A).
I_{sh} :	Courant shunt (A).
I_{pv} :	Courant Photovoltaïque (A).
I_{cc} :	Courant de circuit-ouvert (A).
I_{mpp} :	Courant au point de puissance maximal (A).
I_{nouv} :	Nouvelle valeur du courant (A).
I_s :	Courant de sortie (A).
I_c :	Courant aux bornes du condensateur (A).
I_L :	Courant aux bornes de l'inductance (A).
K :	Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} J/K$).
K_1, K_2, K_3, K_4 :	Paramètres du panneau photovoltaïque.
L :	Inductance (H).
MPPT:	Maximum power point tracking.
N_s :	Nombre de cellules branchées en série.
N_p :	Nombre de cellules branchées en parallèle.

PV :	Photovoltaïque.
PPM :	Point de puissance maximale.
PWM:	Pulse with modulation.
P_{mpp} :	Puissance au point de puissance maximale (W).
P_{pv} :	Puissance photovoltaïque (W).
P&O :	Perturbation et observation.
P_V :	Pression partielle de vapeur d'eau (mmHg).
Q :	Charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19}$ Coulomb).
Re :	Rapport d'élévation.
R_s :	Résistance série (Ohm).
R_{sh} :	Résistance shunt (Ohm).
S:	Surface (m^2).
STC:	Conditions standards de fonctionnement.
S1,S2,S3:	Fonctions logiques correspondant à l'état de l'interrupteur.
T :	Température (°C).
T_L :	Facteur de trouble de Link
V_{hach} :	Tension à la sortie du hacheur (V).
V_{oc} :	Tension de circuit ouvert (V).
V_{mpp} :	Tension au point de puissance maximale (V).
V_t :	Potentiel thermodynamique (V).
V_{pv} :	Tension photovoltaïque (V).
V_L :	Tension aux bornes de l'inductance (V).

$V_e :$	Tension d'entrée (V).
$V_c :$	Tension aux bornes du condensateur (V).
$V_s :$	Tension de sortie (V).
$V_{\text{nouv}} :$	Nouvelle valeur de la tension (V).
$V_{ao}, V_{bo}, V_{co} :$	Tensions à l'entrée de l'onduleur (V).
$V_{an}, V_{bn}, V_{cn} :$	Tensions de phase de la charge (V).
$V_{no} :$	Tension du neutre (V).
$V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} :$	Tension aux bornes des phases de l'onduleur (V).

Liste des figures

Figure I.1 : Potentiel solaire en Algérie. [9]	4
Figure I.2 : Eclairement solaire [10].....	6
Figure I.3 : Rayonnement direct et diffus.....	8
Figure I.4 : Heures de puissance crête.....	9
Figure I.5 : Cellule monocristalline [17].....	11
Figure I.6 : Cellule polycristalline [17]	12
Figure I.7 : Cellule de silicium amorphe. [17]	12
Figure I.8 : Cellule PV organique [18].....	13
Figure I.9 : Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [6]	14
Figure I.10 : Panneau solaire. [1]	15
Figure I.11 : Régulateur [1].	16
Figure I.12 : Schéma simplifié d'un système PV [18]	18
Figure I.13 : Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome. [19]	19
Figure I.14 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau [19].	20
Figure II.1 : Schémas équivalents de cellules :(a) modèle à une diode, (b) modèle à deux diodes.....	26
Figure II.2 : Schéma équivalent d'un module photovoltaïque idéal.....	27
Figure II.3 : Schéma équivalent d'un module photovoltaïque réel.	28
Figure II.4 : Caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque.	31
Figure II.5 : Caractéristique puissance/tension d'une cellule photovoltaïque.....	31
Figure II.6 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique courant/tension.....	33
Figure II.7 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique puissance/tension	33
Figure II.8 : Influence de la température sur la caractéristique courant/tension	34
Figure II.9 : Influence de la température sur la caractéristique puissance/tension	34
Figure II.10 : Association serie des cellules photovoltaïques	35

Figure II.11 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série	36
Figure II.12 : Association parallèle des cellules photovoltaïque.....	36
Figure II.13 : Caractéristique résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle	37
Figure II.14 : Schéma d'un hacheur parallèle survolteur (Boost).	38
Figure II.15 : Schéma de la première phase de fonctionnement.	38
Figure II.16 : Schéma de la deuxième phase de fonctionnement.	39
Figure II.17 : Schéma d'un onduleur.....	40
Figure III.1 : Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour.....	45
Figure III.2 : Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P_{MAX} du GPV.....	46
Figure III.3 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec CS contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.	47
Figure III.4 : Caractéristiques P_{pv} (V_{pv}) d'un panneau solaire [41]	47
Figure III.5 : Algorithme type de la méthode P&O [41]	48
Figure III.6 : Schéma électrique de l'onduleur monophasé.....	49
Figure III.7 : Schéma électrique de l'onduleur triphasé	49
Figure III.8 : Schéma électrique du hacheur Buck	50
Figure III.9 : Schéma électrique du hacheur Boost	51
Figure III.10 : Schéma électrique du hacheur Buck-Boost	51
Figure III.11 : Structure avec convertisseur forward.....	52
Figure III.12 : Structure avec un convertisseur de type fly-back	53
Figure III.13 : Structure à trois étages de conversion.....	53
Figure III.14 : Connexion GPV-charge via étage de conversion continu-alternatif.....	54
Figure III.15 : Onduleur central.....	55
Figure III.16 : Onduleur rangée.....	56
Figure III.17 : Connexion GPV-Charge via un étage d'adaptation continu-continu.....	58
Figure III.18 : Hacheur rangée.	59

Figure III.19 : Hacheur modulaire parallèle.....	60
Figure III.20 : Hacheur modulaire série.....	60
Figure IV.1 : Schéma bloc de la topologie hacheur modulaire série.....	62
Figure IV.2 : Schéma bloc du panneau PV avec régulation+MPPT et hacheur boost.....	63
Figure IV.3 : La caractéristique puissance-tension et courant-tension avec MPPT de chaque panneau....	63
Figure IV.4 : Allure de la tension à la sortie de chaque panneau.....	64
Figure IV.5 : Allure du courant à la sortie de chaque panneau.....	64
Figure IV.6 : Allure de la puissance totale du système.....	64
Figure IV.7 : Allure de la tension continue à la sortie d'un seul hacheur et de l'ensemble du système	65
Figure IV.8 : Allure du courant du système.....	66
Figure IV.9 : Allure du rapport $(1-\alpha)$	66
Figure IV.10 : Principe de la MLI naturelle.....	67
Figure IV.11 : Allure de la tension alternative d'une seule phase à la sortie de l'onduleur MLI.....	68
Figure IV.12 : Allure de la tension triphasée à la sortie du filtre.....	69
Figure IV.13 : Allure du courant triphasé.....	69
Figure IV.14 : Spectre des harmoniques de la tension V_s	70
Figure IV.15 : Schéma bloc de la topologie hacheur modulaire parallèle.....	70
Figure IV.16 : La caractéristique puissance-Tension et courant-tension avec MPPT de chaque panneau	71
Figure IV.17 : Allure de la tension et du courant à la sortie de chaque panneau.....	71
Figure IV.18 : Allure de la puissance totale du système.....	71
Figure IV.19 : Allure du courant à la sortie de chaque hacheur.....	72
Figure IV.20 : Allure du rapport $(1-\alpha)$	73
Figure IV.21 : Spectre des harmoniques de la tension V_s	73
Figure IV.22 : Allure du rapport $(1-\alpha)$ des deux topologies.....	74
Figure IV.23 : Allure du spectre harmonique des deux topologies.....	75

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Potentiel de l'énergie photovoltaïque en Algérie.	5
Tableau I.2 : Rendement actuel des cellules photovoltaïques en silicium.	13
Tableau II.1 : Paramètres d'un panneau solaire SIEMENS SM 110-24	30



INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles principalement les hydrocarbures, le charbon et le nucléaire [1].

Ce type de consommation énergétique n'est pas neutre sur l'impact environnemental. Pour les hydrocarbures et le charbon par exemple, d'importantes émissions de gaz à effet de serre sont générées quotidiennement jouant un rôle prépondérant au niveau du dérèglement climatique et de l'augmentation de la pollution, ainsi la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40% des émissions mondiales de CO₂ [2]. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

L'énergie d'origine nucléaire, qui ne rejette pas directement de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique à cause des risques importants encourus. Certes, les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles mais les conséquences d'un accident seraient désastreuses. Par ailleurs, le traitement des déchets issus de ce mode de production est très coûteux : la radioactivité des produits traités reste élevée durant de nombreuses années. Enfin, les réserves d'uranium sont comme celles du pétrole, limitées.

De ce fait, ce constat pousse à rechercher de plus en plus de solutions innovantes palliant le déficit énergétique et limitant l'impact négatif sur l'environnement. Le développement des sources non-polluantes à base d'énergie renouvelable est de plus en plus sollicité à la fois par les producteurs d'énergie et les pouvoirs publics.

Ainsi, à la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Elles sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le Soleil (l'énergie solaire mais aussi hydraulique, éolienne et Biomasse...), la Lune (énergie marémotrice, certains courants : énergie hydrolienne...) et la Terre (géothermique profonde...). Elles regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. La filière étudiée dans cette thèse est l'énergie solaire photovoltaïque.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) [3] basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale [4].

Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, depuis maintenant plus de 15 ans, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de 30 à 40% par an [5]. Cette croissance exceptionnelle, due principalement aux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau de distribution d'électricité, se traduit bien évidemment par des innovations technologiques et une baisse de coûts des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de recherche et développement dans le domaine de l'électronique de puissance.

En effet, les performances techniques et la fiabilité des convertisseurs statiques associés aux modules photovoltaïques, sont des paramètres qui peuvent très fortement faire varier la production d'énergie électrique annuelle et donc la rentabilité financière d'un système.

Les évolutions récentes des topologies de champ PV montrent une insertion de plus en plus importante de l'électronique de puissance. En effet après « l'onduleur central », est apparue la topologie de champ appelée « onduleur rangée » puis « hacheur modulaire » qui introduit un hacheur pour chaque module PV. L'augmentation de la fiabilité et des rendements de l'électronique de puissance permet d'envisager une discrétisation plus grande. Cette augmentation de la discrétisation de l'électronique de puissance pose la question du choix et de l'optimisation des différents étages de conversion.

Le travail présenté dans ce mémoire a porté sur les différents modes d'association entre les panneaux photovoltaïques et les convertisseurs statiques.

Chapitre I

GENERALITES ET DESCRIPTION DE LA CHAINE DE CONVERSION DE L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE

I.1 Introduction

Depuis très longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil, étoile la plus proche de la terre. En effet, le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. La quantité d'énergie libérée par le soleil et captée par la planète terre pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an [2]. Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque.

Cependant, la performance d'un système Photovoltaïque (PV) dépend fortement des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire, la température. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant et au moindre coût. Les zones les plus favorables sont répertoriées sous forme d'atlas et mettent en évidence des « gisements solaires » à la surface de la terre [3].

I.2 Les éléments influents sur les performances d'un système photovoltaïque

Le principal facteur climatique à étudier est l'énergie incidente, très dépendante des caractéristiques géographiques du site (latitude, longitude, altitude, fuseau horaire). Elle fait intervenir de nombreux paramètres tels que [3]:

- * L'orientation du système (inclinaison et azimut).
- * Le coefficient d'albédo.
- * La hauteur d'horizon, pour les ombrages lointains.

La connaissance des ressources solaires du site d'implantation est indispensable pour évaluer le potentiel d'électricité solaire du projet photovoltaïque. Les données d'ensoleillement sont disponibles auprès des stations météorologiques.

I.3. Gisement solaire

Comme pour toutes applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire pour l'étude des systèmes photovoltaïques. Par gisement solaire, on entend ici les différentes caractéristiques du rayonnement solaire, susceptibles d'influencer les performances d'un système en un lieu donné.

I.3.1 Le Potentiel Solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) [9]. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au nord et $2263\text{kwh}/\text{m}^2/\text{an}$ au sud du pays. Au Sahara, ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable s'il est exploité de manière économique [9]. La figure I.1 montre le potentiel solaire au niveau du territoire national.

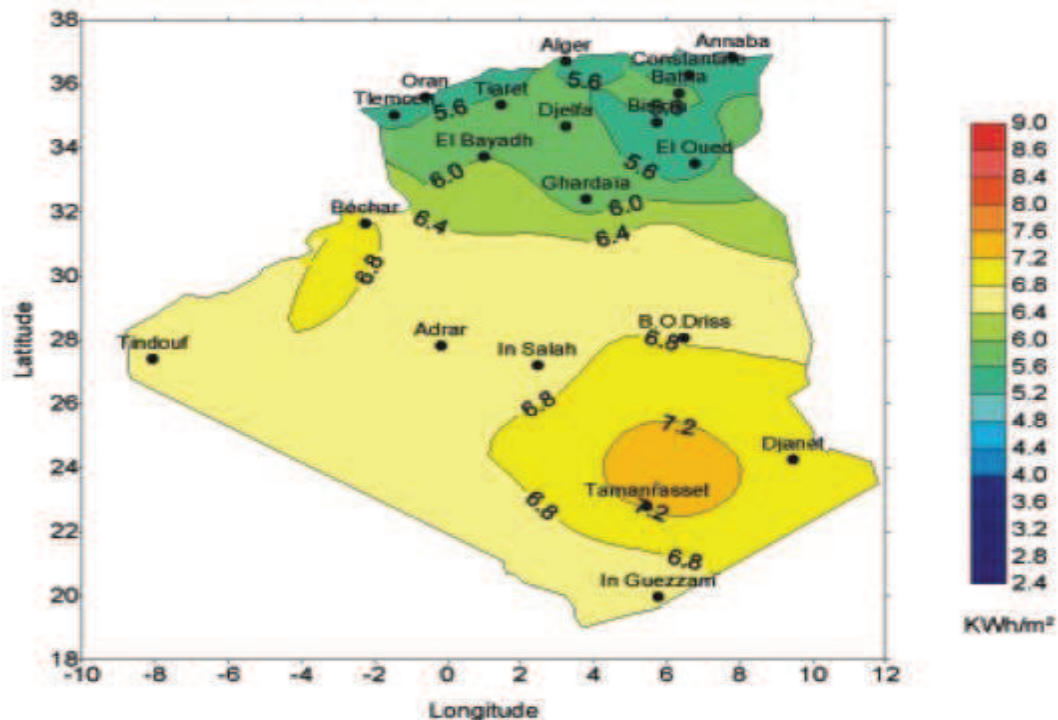


Figure I.1 : potentiel solaire en Algérie. [9]

Le tableau I.1 indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie en KWh/m²/an [9].

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficies (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (H/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau I.1: potentiel de l'énergie photovoltaïque en Algérie.

I.3.2 Caractéristique du rayonnement solaire

L'énergie solaire au niveau de la terre est disponible sous forme de rayonnement électromagnétique émis par le soleil. La puissance transmise par ce rayonnement varie avec la longueur d'onde du rayonnement. La plus grande quantité d'énergie est apportée par les ondes visibles (la lumière blanche qui est la superposition de toutes les couleurs).

Dans un premier temps, on rappellera quelques données de base concernant le spectre du rayonnement solaire.

I.3.2.1 Le spectre solaire

Le spectre du rayonnement électromagnétique solaire comporte une très grande étendue, depuis les rayonnements radio jusqu'aux rayons X. On distingue en général le spectre continu, qui est sensiblement celui d'un corps noir à environ 6000°K et le spectre réel d'émission du soleil. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, nous donne la distribution en énergie du spectre solaire [7] [8] :

*Rayonnement ultraviolet (UV) représente 6.4%

*Rayonnement ultraviolet (UV) Visible représente 48.0%

*Rayonnement infrarouge (IR) représente 45.6%

La figure I.2 représente l'éclairement solaire.

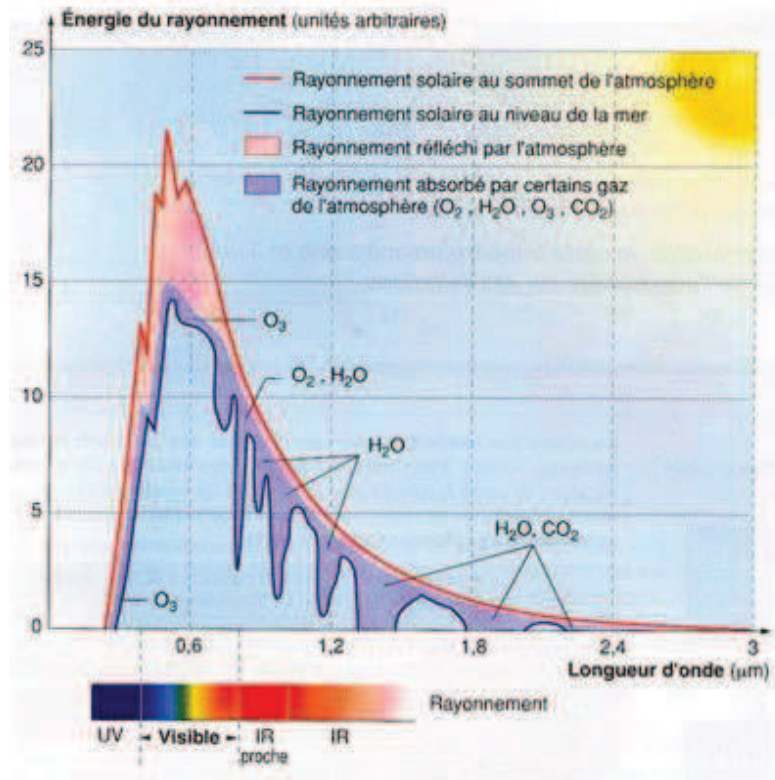


Figure I.2 : éclairement solaire [10]

I.3.2.2 Rayonnement direct

Le rayonnement direct est défini comme étant le rayonnement provenant au sol sous un angle solide limité au seul disque solaire sans aucun intermédiaire et reçu sur une surface normale à l'axe de cet angle solide. Le rayonnement direct sur un plan incliné est calculé par la formule suivante :

$$I_{\text{dir}(i,g)} = I_n * \cos(\theta) \quad (\text{I-1})$$

Avec:

$$\cos \theta = \cos(h) * \sin(i) * \cos(g - \alpha) + \cos(i) * \sin(h) \quad (\text{I-2})$$

$$I_n = 1370 * e^{\left[\frac{-T_L}{0.9 + 9.4 * \sin(h)} \right]} \quad (\text{I-3})$$

$$T_L = 2.4 + (14.6 * \beta) + 0.4 * (1 + (2 * \beta)) * \ln(P_V) \quad (I-4)$$

I_n : Rayonnement direct reçu sur un plan normal (perpendiculaire) au rayonnement solaire.

θ : Angle d'incidence du rayonnement solaire direct tombant sur un plan quelconque.

I : Angle que fait le capteur avec le plan horizontal.

G : Angle que fait la normale à la surface du capteur et le plan méridien.

T_L : Facteur de trouble de Link

β : Coefficient de trouble atmosphérique.

P_V : Pression partielle de vapeur d'eau.

I.3.2.3 Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus, issu du ciel, à l'exception du disque solaire et du sol, est beaucoup plus difficile à analyser. Tout d'abord, le sol réfléchi en moyenne le tiers du rayonnement qu'il reçoit [2] et il faut tenir compte également de la diffusion de ce rayonnement réfléchi.

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. La part de ce rayonnement peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu) [2].

Le rayonnement diffus sur un plan incliné est calculé par la formule suivante :

$$D_{(i,g)} = D_{c(i,g)} + D_{s(i,g)} = \left[\frac{1+\cos(i)}{2} \right] * D_{c,h} + alb * \left[\frac{1-\cos(i)}{2} \right] * G_h \quad (I-5)$$

Avec:

$$D_{c,h} = 54.6 * \sqrt{\sin(h)} * [T_L - 0.5 - \sqrt{\sin(h)}] \quad (I-6)$$

$$G_h = I_n * \sin(h) + D_{c,h} \quad (I-7)$$

Avec:

$D_{c(i,g)}$: Part du ciel sur une surface d'inclinaison quelconque.

$D_{s(i,g)}$: Part du sol sur une surface d'inclinaison quelconque.

$D_{c,h}$: Part du ciel sur une surface horizontale.

alb: L'albédo ou coefficient de réflexion qui dépend de la nature du sol.

G_h : Rayonnement global sur une surface horizontale.

I.3.2.4 Rayonnement global

Le rayonnement global $G_{(i,g)}$ sur une surface d'inclinaison quelconque est la somme des contributions décrites précédemment:

$$G_{(i,g)} = I_{dir(i,g)} + D_{(i,g)} \quad (I-8)$$



Figure I.3: Rayonnement direct et diffus [9]

I.3.2.5 L'irradiance

L'irradiance est la mesure de la densité de puissance de la lumière du soleil, elle est mesurée en W/m^2 . L'irradiance est ainsi, une quantité instantanée. La constante solaire correspond à l'irradiance venant du soleil et reçue par la terre au-dessus de l'atmosphère [5][11].

I.3.2.6 L'irradiation

L'irradiation est la mesure de la densité d'énergie de la lumière du soleil, elle est mesurée en KWH/m^2 . L'irradiation est souvent exprimée en «heures de puissance crête», qui correspond à la durée en heures, à un niveau d'irradiance constant de 1KW/m^2 , nécessaire pour produire l'irradiation quotidienne. Le nombre d'heure de puissance crête est obtenu par intégration de l'irradiance sur toutes les heures de clarté (figure I.4). [5] [12]

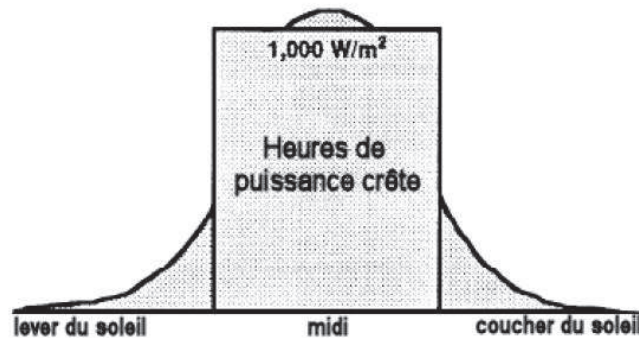


Figure I.4 : Heures de puissance crête .

La connaissance de cette valeur permet de quantifier rapidement les possibilités offertes par le générateur solaire. Un module de 50Wc fournira 150WH dans un site correspondant à un ensoleillement de 3 heures de puissance crête [5] [11] [12].

L'irradiance et l'irradiation dépendent de l'emplacement, des conditions climatiques et de la période de l'année. Elles dépendent aussi de l'ombre des arbres et des bâtiments qui pourrait exister et de l'inclinaison de la surface.

Dans le cadre de l'utilisation des panneaux photovoltaïques, il serait utile de pouvoir déterminer avec exactitude, la durée d'insolation à un endroit particulier en un jour précis.

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

I.4 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque

I.4.1 La cellule photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. [3]

I.4.1.1 Historique et État Actuel

En plaçant deux électrodes métalliques dans un liquide conducteur et en exposant l'ensemble au rayonnement solaire, on peut mesurer une faible tension. C'est ainsi que fut découvert l'effet photovoltaïque en 1839 par le physicien français Antoine BECQUEREL. Ce fut donc la première fois que l'énergie solaire fut transformée en énergie électrique. Dans les années 1880, l'américain Charles FRITTS mit au point les premières cellules solaires au sélénium. Les investigations sur le silicium, les tentatives pour l'isoler, le purifier, mettre en œuvre ses propriétés physiques, commencèrent avant 1910. Einstein en expliqua les mécanismes en 1912, mais ce n'est qu'entre 1930 et 1945 qu'un premier procédé industriel de purification par refroidissement progressif du silicium fondu fut mis au point. [13]

En 1954, deux chercheurs des laboratoires américains Bell, Darryl Chapin et Carl Fuller, annoncèrent au public que des cellules solaires à base de silicium avaient été obtenues avec un rendement de 6%. Bien que ces deux scientifiques arrivèrent par la suite à fabriquer en laboratoire des cellules à 15% de rendement, ils rencontrèrent des obstacles économiques et les laboratoires Bell abandonnèrent leurs efforts de recherche pour diminuer les coûts de fabrication. [13] [14]

L'énergie photovoltaïque eut un regain d'intérêt dans les années 1950 lors des premiers lancements spatiaux de satellites (Vanguard I, 1958). Les crises économiques des années 1970 (flambée des prix du pétrole, 1973) puis les accidents de centrales nucléaires tels ceux de Three Mile Island (USA, 1979) ou de Tchernobyl (URSS, 1986) renforcèrent l'intérêt envers les énergies renouvelables, en particulier l'énergie photovoltaïque qui s'impose comme une des sources d'énergies renouvelables les plus prometteuses. [13] [14]

Deux types de technologie se partagent la quasi-totalité du marché mondial : les photopiles couches minces et les photopiles cristallines avec toujours le silicium comme matériau semi-conducteur. Les photopiles couches minces utilisent en grande majorité le silicium amorphe hydrogéné, les photopiles cristallines utilisent le silicium monocristallin et polycristallin.

I.4.1.2 Technologies des cellules photovoltaïques :

I.4.1.2.1 Cellules monocristallines

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie et onéreux. [8] [15] [16]

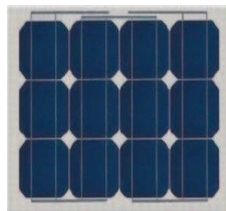


Figure I.5 : Cellule monocristalline [17]

Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 14 à 16%, [15], mais la méthode de production est laborieuse.

I.4.1.2.2 Cellule polycristalline

Les panneaux PV avec des cellules polycristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les différentes orientations des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 12 à 14%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. [8] [16]

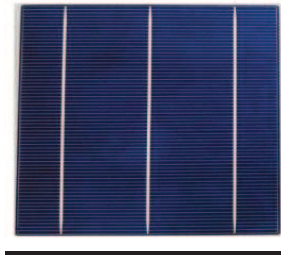


Figure I.6 : Cellule polycristalline [17]

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure poly-cristalline [15].

I.4.1.2.3 Cellule amorphe

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement [8][16]. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide. [15] [16]



Figure I.7 : Cellule de silicium amorphe. [17]

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies polycristallines ou monocristallines. Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première. [16]

I.4.1.2.4 Cellules organiques et plastiques

Les cellules organiques (Figure I.8) sont aujourd'hui un sujet d'étude très actif et restent actuellement un sujet de laboratoire. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%) [18]. Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures) [18].

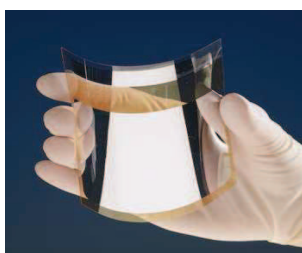


Figure 1.8 : Cellule PV organique [18]

Les nanosciences ouvrent cependant de nouvelles voies à leurs améliorations. Leur avenir industriel n'est pas encore établi mais ces technologies ouvriraient la voie à des modules à très bas coût, biodégradable et pouvant être intégrés à toutes formes de surface. Par exemple des encres photovoltaïques sont actuellement étudiées. Ces encres pourraient être intégrées à un très large éventail de matériaux [6] [18].

	Théorique	En laboratoire	Actuel
Silicium monocristallin	27.0%	24.7%	14.0 à 16.0%
Silicium polycristallin	27%	19.8%	12.0 à 14.0%
Silicium amorphe	25%	13.0%	6.0 à 8.0%

Tableau II.2 : Rendement des cellules photovoltaïques en silicium.

I.4.1.3 Principe de Fonctionnement de la Cellule Photovoltaïque

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et génèrent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches.

Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. La tension maximale de la cellule est obtenue pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{cc}) et dépend fortement du niveau d'éclairement. [3]

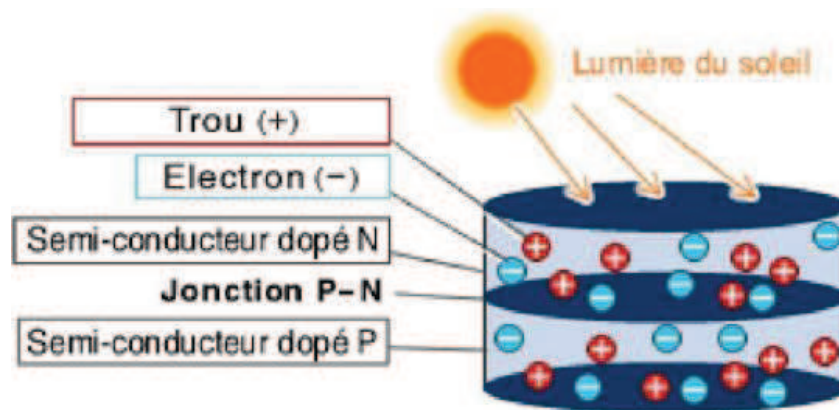


Figure 1.9 : Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [6]

I.4.2 Module photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque.

Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) (Figure I.10) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une couche de polyéthylène [11].



Figure I.10 : Panneau solaire. [1]

I.4.3 Régulateur

Le régulateur qui sera fixé sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie. Ce dernier est composé également d'un circuit imprimé sur lequel se trouvent [19] :

*Des diodes schotcky misent en série, placée sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêche la décharge des batteries.

*Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boîte à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche [19].

*Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte.



Figure I.11 : Régulateur [1].

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

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

I.4.4 Système de stockage

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [20] :

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

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

I.4.5 Système de conversion

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

A l'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [19].

I.4.5.1 Le convertisseur continu-continu (DC/DC)

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant la tension de la charge à la tension du champ PV correspondant au point de puissance maximal [19]. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95% [19].

I.4.5.2 Le convertisseur continu- alternatif (DC/AC)

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs [19] :

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

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

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

* **Statique** : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances.

Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en MLI (PWM : pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale.

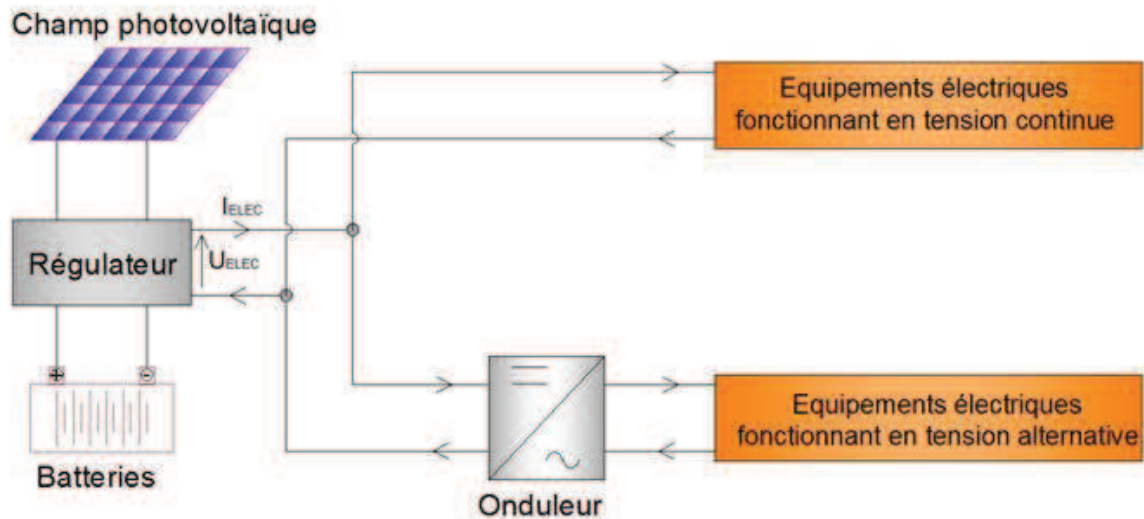


Figure I.12 : Schéma simplifié d'un système PV [18]

I.5 Les Différents Types de Systèmes Photovoltaïques

I.5.1 Alimentations électriques faibles puissances

Il s'agit des alimentations électriques faibles telles que les calculatrices ou les chargeurs de piles. Des modules photovoltaïques peuvent faire fonctionner n'importe quel appareil alimenté par des piles. [21]

I.5.2 Installations électriques photovoltaïques autonomes :

La majorité des populations à l'écart des réseaux électriques vit dans des zones rurales, où l'implantation de tels réseaux est difficile, pour des raisons d'accès ou de moyens. Les systèmes photovoltaïques constituent alors une option intéressante, ils donnent aux populations un accès à l'électricité avec un coût, une maintenance et des difficultés de mise en œuvre réduits. [19]

En site isolé, le champ photovoltaïque (figure I.13) peut fournir directement l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipement domestique). Un système de régulation et une batterie d'accumulateurs permettent de stocker l'énergie électrique qui sera ensuite utilisée en l'absence du Soleil. Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous une forme chimique. Elles restituent l'énergie électrique au besoin selon ses caractéristiques.

Le régulateur de charge a pour fonction principale de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie. En site isolé, on peut aussi utiliser des récepteurs fonctionnant en courant alternatif. Dans ce cas, l'installation comprendra un onduleur. On peut citer quelques exemples de systèmes autonomes, comme les balises en mer, les lampadaires urbains, le pompage solaire et les maisons en sites isolés.

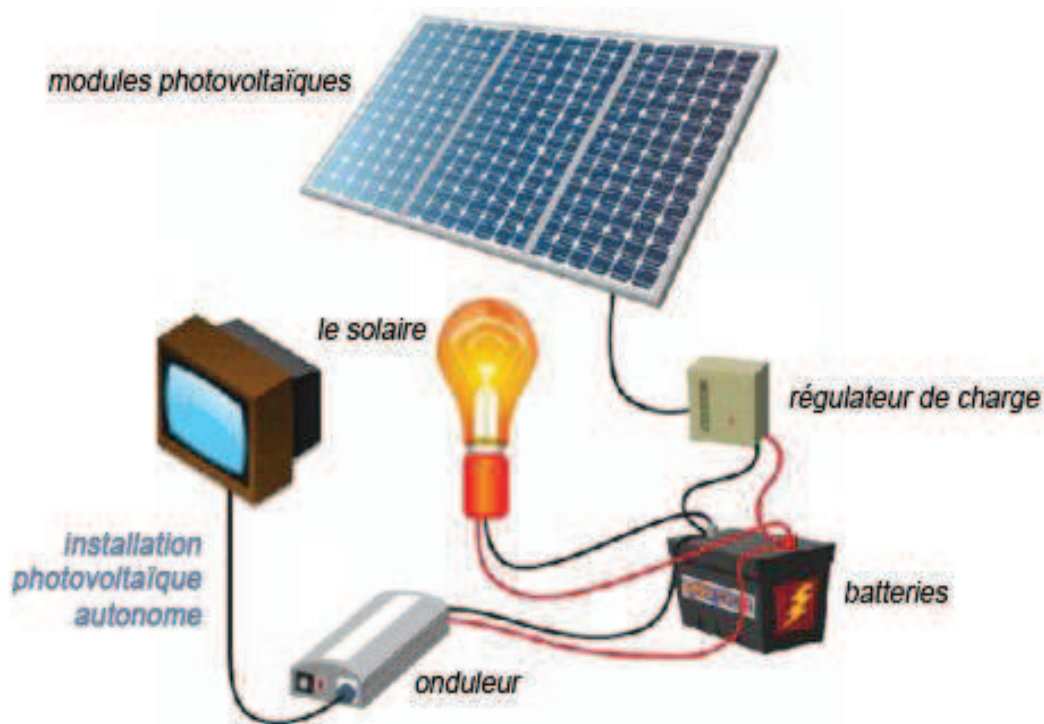


Figure I.13 : Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome [19].

I.5.3 Installations ou centrales électriques photovoltaïques raccordées au réseau

Un générateur photovoltaïque connecté au réseau n'a pas besoin de stockage d'énergie et élimine donc le maillon le plus problématique (et le plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.

Deux compteurs d'énergie sont nécessaires : un compteur comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque la production dépasse la consommation.

Un troisième compteur est ajouté dans le cas où l'énergie produite est injectée en intégralité dans le réseau (compteur de non-consommation). [18] [22]

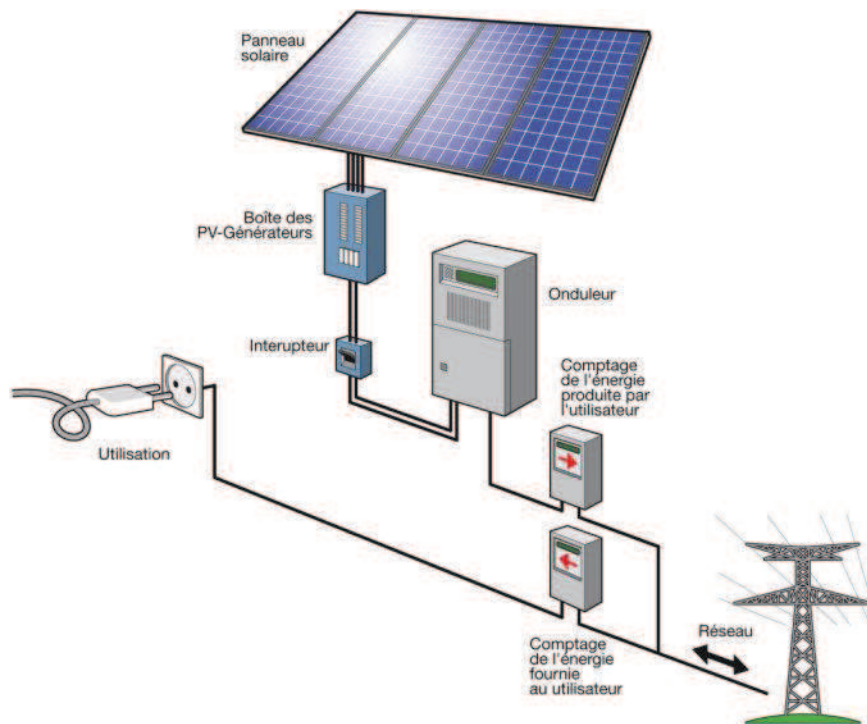


Figure I.14 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau [19].

I.6 Avantages et Inconvénients de l'Énergie Photovoltaïque

I.6.1 Les avantages

Les principaux avantages de l'énergie photovoltaïque sont [8] [16] :

- * Sa gratuité.
- * Non polluante.
- * Sa fiabilité et la longue vie de l'installation.
- * Sa structure fixe.
- * Son coup de maintenance bas.
- * Sa flexibilité (dimensionnement selon les besoins, modularité).
- * L'installation ne produit aucun bruit.
- * Son potentiel illimité.

I.6.2 Les inconvénients

Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque sont [15] [16] [17] :

- * Le coût élevé de l'installation.
- * Le rendement relativement bas de l'effet photovoltaïque.
- * La puissance est réduite lorsque les conditions climatiques sont défavorables (nuages).
- * Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire pour une installation autonome.
- * Même si l'électricité produite par une installation photovoltaïque est sans pollution, la fabrication, l'installation et l'élimination des panneaux ont un impact sur l'environnement.

I.7 Conclusion

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différents paramètres météorologiques qu'il faudra connaître avant l'installation d'un système de captage photovoltaïque. Ainsi une bonne connaissance du gisement solaire s'avère nécessaire afin d'optimiser les performances du système.

Nous avons ensuite présenté les différents éléments qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque en expliquant les principes de fonctionnement de chaque élément ; de la cellule photovoltaïque au système de conversion de l'énergie en passant par le régulateur et le système de stockage. Ensuite nous avons présenté les différentes technologies de cellules actuellement sur le marché et en cours de développement, et malgré la fin du silicium annoncée depuis de nombreuses années, ce dernier garde une grande longueur d'avance sur les autres technologies.

Nous avons présenté les différents types de systèmes photovoltaïques, ainsi nous avons vu qu'il existe trois types de système, en commençant par les alimentations de faibles puissances et les installations photovoltaïques autonomes, qui sont parfaitement adaptées aux sites isolés, et en terminant par les installations raccordées au réseau de distribution.

Enfin nous avons conclu par les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque, ainsi malgré les nombreux avantages que comporte ce type d'énergie il faudra composer avec quelques inconvénients, comme le coût élevé d'une installation photovoltaïque ainsi que le rendement relativement bas de l'effet photovoltaïque.

Le circuit équivalent du générateur solaire et la simulation de ses caractéristiques seront le centre du prochain chapitre.

Chapitre II

MODELISATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE ET DES CONVERTISSEURS STATIQUES

II-1 Introduction

Les systèmes photovoltaïques individuels sont largement utilisés dans les applications des sources d'énergie renouvelables et il est important d'avoir une capacité à évaluer la performance des systèmes installés. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance du générateur PV sont basées sur la caractéristique courant/tension des modules. De cette caractéristique peuvent être extraits le rendement de conversion en énergie, la tension en circuit ouvert V_{oc} , le courant de court-circuit I_{cc} et le facteur de forme FF.

Dans ce chapitre nous allons commencer par décrire les paramètres des cellules solaires, par la suite nous présenterons un modèle de simulation pour prédire la performance d'un système photovoltaïque (PV) fonctionnant dans les conditions météorologiques du site d'installation, à la fin nous allons présenter un modèle de hacheur et d'onduleur.

II-2 Paramètres des cellules solaires

La cellule solaire est caractérisée par un courant de court-circuit I_{cc} , une tension de circuit ouvert V_{oc} , un facteur de forme FF, ainsi qu'un rendement de conversion η . Nous allons définir ces paramètres ci-dessous.

II-2-1 Courant de court-circuit I_{cc}

Il s'agit du courant lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul, c'est le plus grand courant que la cellule peut fournir, celui-ci est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue. [14]. Le courant de court-circuit est exprimé par l'équation suivante :

$$I_{cc} = I_s * \left[\left(e^{\frac{Q * V_d}{K * T}} \right) - 1 \right] \quad (II-1)$$

Avec :

Q : Charge électrique élémentaire.

K: Constante de Boltzmann.

T : Température de la cellule.

I_s : Courant de saturation.

V_d : Tension de la diode.

II-2-2 Tension de circuit-ouvert V_{oc}

La tension de circuit ouvert V_{oc} , est la tension mesurée lorsqu'aucun courant ne circule dans le dispositif photovoltaïque. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire ainsi que de l'éclairement de celle-ci [23]. A partir de l'expression du courant total de la cellule sous illumination et dans le cas d'un courant nul, on obtient l'expression de la tension de circuit ouvert:

$$V_{oc} = \frac{K \cdot T}{Q} * \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad (II-2)$$

Avec:

Q: Charge de l'électron.

K: Constante de Boltzmann.

I_{ph} : Photo-courant.

T : Température.

I_s : Courant de saturation.

II-2-3 Facteur de Forme FF

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairage dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée P_{max}) pour un point de fonctionnement $P_m(I_m, V_m)$ [23]. Le facteur de forme est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (II-3)$$

Avec:

V_{oc} : Tension de circuit-ouvert.

I_{cc} : Courant de court-circuit.

V_m : Tension maximale.

I_m : Courant maximal

II-2-4 Rendement η :

Le rendement photovoltaïque est un facteur très important pour les composants photovoltaïques, il se définit comme étant le taux de conversion d'énergie des cellules PV. Le rendement est aussi le pourcentage de l'énergie solaire qui est convertie en électricité par l'intermédiaire d'une cellule solaire. [14] Ainsi, c'est le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente. Le rendement est exprimé par la loi suivante :

$$\eta = \frac{V_{\max} * I_{\max}}{G * S} \quad (\text{II-4})$$

Avec:

V_{\max} : Tension maximale.

I_{\max} : Courant maximal.

G : Ensoleillement.

S : Surface du panneau.

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

II-3 Modèle de générateur photovoltaïque

Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance des générateurs PV sont basées sur les paramètres des cellules solaires, on trouve de nombreux modèles mathématiques pour représenter le comportement fortement non linéaire d'une cellule photovoltaïque, cette non-linéarité est due principalement aux jonctions semi-conductrice qui sont à la base de la réalisation des cellules. [24]

Les circuits équivalents traditionnels de la cellule solaire, représentés par une source parallèlement à une ou deux diodes (figure II-1). Le modèle de la figure II-1 (a) correspond au modèle à une diode et comprend quatre composants: une source de photo-courant, une diode parallèle à la source, une résistance série R_s et une résistance shunt R_{sh} .

La Figure II.1 (b) correspond au modèle à double diode qui comme son nom l'indique inclut une diode additionnelle et cela pour un meilleur ajustement des courbes. [25]

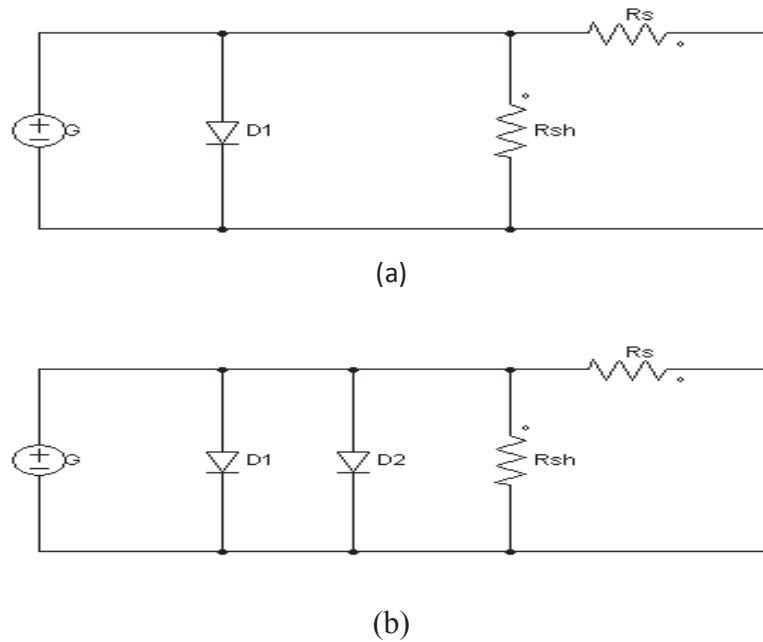


Figure II.1 : Schémas équivalents de cellules :(a) modèle à une diode, (b) modèle à deux diodes.

Il existe de nombreux autres modèles mathématiques de générateurs photovoltaïques, mais le modèle à une diode reste le plus fréquemment utilisé dans la modélisation. C'est dans cette optique là que nous allons étudier le modèle simplifié à une diode ou communément nommé modèle à cinq paramètres (I_{cc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , R_s) qui tient compte de la variation du courant et de la tension du panneau photovoltaïque en fonction des conditions climatiques.

II-3-1 Modèle à une diode

La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu, elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant, elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendants de l'éclairement. [26] [27].

En réalité il existe deux types de générateurs photovoltaïques qui ont un schéma équivalent assimilable au modèle à une diode, le modèle idéal et le modèle réel, nous allons voir dans ce qui suit la différence entre ces deux modèles.

II-3-1-1 Module photovoltaïque idéal

Un module photovoltaïque idéal est décrit par une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente en parallèle avec une diode qui représente la jonction PN. (Figure II.2)

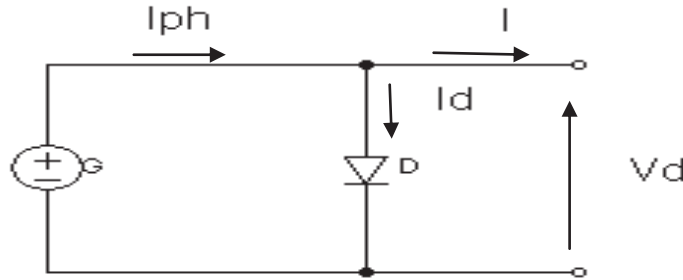


Figure II.2 : Schéma équivalent d'un module photovoltaïque idéal.

Le courant débité s'exprime comme suit :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{II-5})$$

La diode étant un élément non linéaire, le courant I_d s'exprime suivant la relation suivante :

$$I_d = I_s * (e^{\frac{V_d}{V_T}} - 1) \quad (\text{II-6})$$

Avec :

$$V_T = \frac{K*T}{Q} \quad (\text{II-7})$$

L'expression du courant I devient donc :

$$I = I_{ph} - I_s * (e^{\frac{V_d}{V_T}} - 1) \quad (\text{II-8})$$

Avec :

I_{ph} : Photo courant.

I_s : Courant de saturation.

V_d : Tension aux bornes de la diode.

V_T : Potentiel thermodynamique.

K : Constante de Boltzmann.

T : Température

Q : Charge de l'électron.

Ce modèle reste théorique et ne montre pas le comportement de la cellule PV dans des conditions réels, il reste toutefois valable pour certaines hypothèses (non prise en compte de pertes de tensions et de courant de fuite) [24].

II-3-1-2 Module photovoltaïque réel

Le modèle précédent ne tient pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion de l'énergie lumineuse. En effet dans le cas réel on observe des pertes de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. Les pertes en tension et les courants de fuites sont modélisés respectivement par une résistance série R_s et par une résistance shunt R_{sh} , comme le montre la figure II-3. [24] [28]

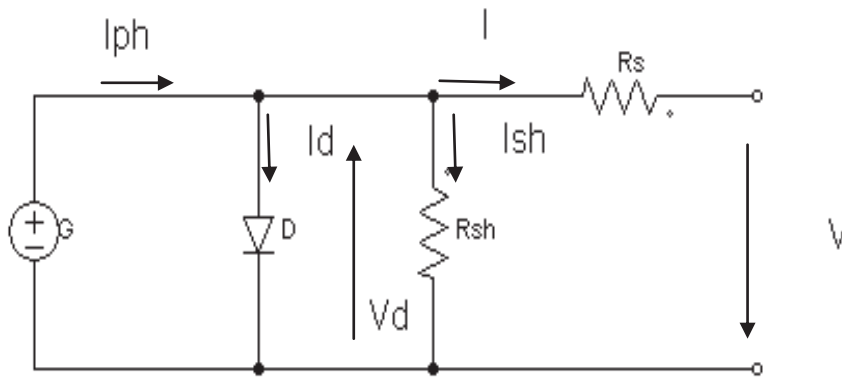


Figure II.3 : Schéma équivalent d'un module photovoltaïque réel.

Le courant I du modèle s'exprime par :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II-9})$$

Avec :

$$I_d = I_s * \left(e^{\frac{V_d}{V_T}} - 1 \right) \quad (\text{II-10})$$

$$I_{sh} = \frac{V_d}{R_{sh}} \quad (\text{II-11})$$

Avec :

$$V_d = V + (I * R_s) \quad (\text{II-12})$$

L'expression du courant devient :

$$I = I_{ph} - [I_s * \left(e^{\frac{V+(I*R_{sh})}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V+(I*R_{sh})}{R_{sh}}] \quad (II-13)$$

Avec :

I_{ph} : Photo courant.

I_s : Courant de saturation.

V_T : Potentiel thermodynamique.

R_{sh} : Résistance shunt.

II-3-2 Simulation du modèle à une diode

Le module photovoltaïque est caractérisé par son schéma électrique équivalent (figure II.3) qui se compose d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt R_{sh} qui tient compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contact et de connexion, une diode en parallèle qui modélise jonction PN [28]. L'expression du courant du module photovoltaïque est donné par :

$$I_{pv} = I_{cc} * [1 - K_1 (e^{K_2 * V_{pv}^m} - 1)] \quad (II-14)$$

Ou les coefficients K_1 , K_2 , et m sont donnés par :

$$K_1 = 0.01175$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{oc}^m} \quad (II-15)$$

$$K_4 = \ln \left[\frac{1+K_1}{K_1} \right] \quad (II-16)$$

$$m = \frac{\ln \left[\frac{K_3}{K_4} \right]}{\ln \left[\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \right]} \quad (II-17)$$

$$K_3 = \ln \left[\frac{I_{cc} * (1+K_1) + I_{mpp}}{K_1 * I_{sc}} \right] \quad (II-18)$$

Avec :

K_1, K_2, K_3, K_4, m représentent les paramètres du panneau photovoltaïque.

I_{mpp} : Courant au point de puissance maximale.

V_{mpp} : Tension au point de puissance maximale.

I_{cc} : Courant de court-circuit.

V_{oc} : Tension de circuit ouvert.

Il est à noter que l'équation (II -14) est applicable que pour un niveau d'insolation G et de température T particuliers ($G=1000 \text{ w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$), relatif aux conditions standards de fonctionnement.

Le tableau suivant représente la plaque signalétique d'un panneau solaire de type SIEMENS SM 110-24 qui nous servira par la suite à la simulation du GPV :

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P_{mpp}	110W
Courant au point de puissance maximale I_{mpp}	3.15A
Tension au point de puissance maximale V_{mpp}	35V
Courant de court-circuit I_{cc}	3.45A
Tension de circuit ouvert V_{oc}	43.5V
Coefficient d'incrémentation du courant (α_{cc})	1.4mA/°C
Coefficient d'incrémentation de la tension (β_{oc})	-152mV/°C

Tableau II-1 : Paramètres d'un panneau solaire SIEMENS SM 110-24

Les caractéristiques courant-tension et puissance-tension du module PV sont réalisées avec le logiciel MATLAB/Simulink aux conditions standards (STC) c'est-à-dire un ensoleillement de l'ordre de 1000 W/m^2 et une température de 25°C .

II-3-2-1 Caractéristique courant/tension du GPV

La figure II.4 illustre la courbe de la caractéristique courant/tension d'un GPV, nous pouvons voir sur cette caractéristique la tension de circuit ouvert (V_{co}) qui est égale à 43.5V, et le courant de court-circuit(I_{cc}) qui lui est égal à 3.45A.

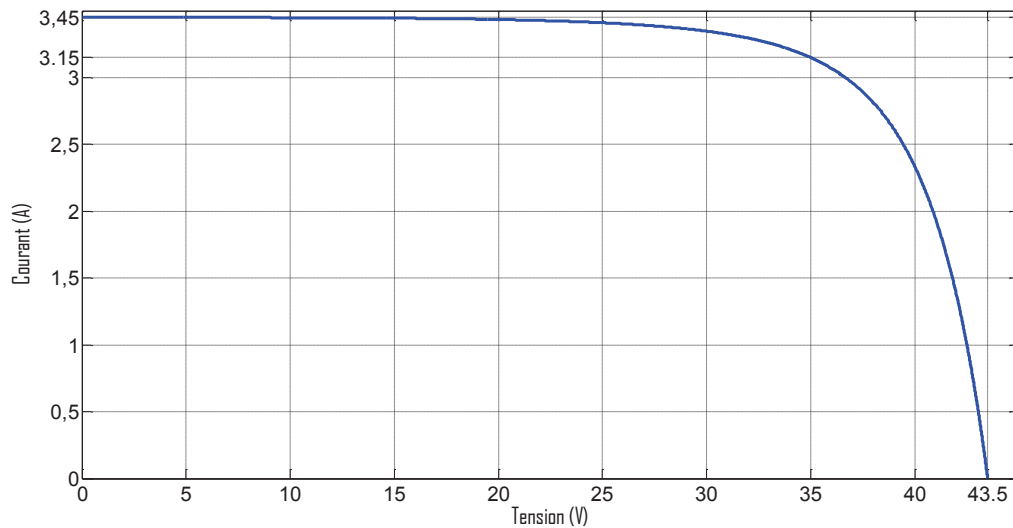


Figure II.4 : Caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque.

II-3-2-2 Caractéristique puissance/tension du GPV:

La figure II.5 représente la caractéristique puissance/tension d'un GPV dans les conditions standards de fonctionnement, où le point PPM représente le point de puissance maximum qui est de l'ordre de 110 W.

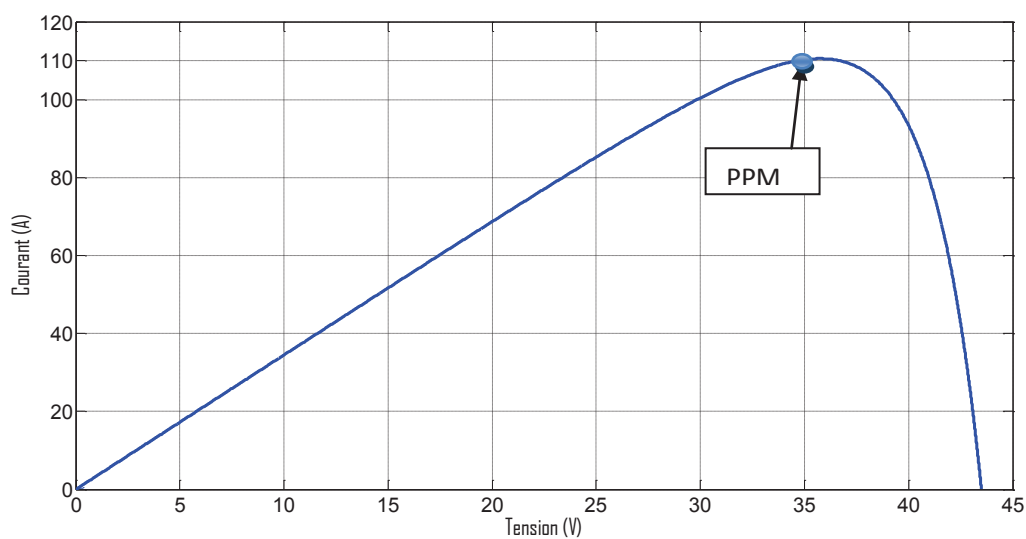


Figure II.5 : Caractéristique puissance/tension d'une cellule photovoltaïque

II-4 Influence des conditions météorologiques sur les performances du GPV

Les caractéristiques d'un GPV sont directement dépendantes de l'éclairement et de la température, quand on varie ces dernières les paramètres du tableau (II-1) changent suivant les équations suivantes :

$$\Delta T_c = T_c - T_{stc} \quad (II-19)$$

$$\Delta I = \alpha_{cc} * \left(\frac{G}{G_{stc}} \right) * \Delta T_c + \left(\frac{G}{G_{stc}} - 1 \right) * I_{cc,stc} \quad (II-20)$$

$$\Delta V = -\beta_{oc} * \Delta T_c - R_s * \Delta I \quad (II-21)$$

Avec:

G_{stc} et G : Représentent respectivement, le niveau d'insolation dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques.

T_{stc} et T_c : Représentent respectivement, la température dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques.

ΔT_c : Variation de la température.

ΔI : Variation du courant par rapport à l'insolation et à la température.

ΔV : Variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température.

α_{cc} : Coefficient d'incrémentation du courant I_{cc} quand la température de la surface augmente d'un degré Celsius ($A/^\circ C$).

β_{oc} : Coefficient d'incrémentation de la tension V_{oc} quand la température de la surface augmente d'un degré Celsius ($V/^\circ C$).

Les nouvelles valeurs de la tension et du courant photovoltaïque sont donnés par les formules suivantes :

$$V_{nouv} = V_{stc} + \Delta V \quad (II-22)$$

$$I_{nouv} = I_{stc} + \Delta I \quad (II-23)$$

II-4-1 Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques courant/tension et puissance/tension du GPV

Les figures II.5 et II.6 présentent respectivement les caractéristiques courant/tension et puissance/tension d'un module photovoltaïque pour différents ensoleillements et une température fixe (25°C).

Comme on peut le voir sur les deux figures, le courant et la puissance du module sont proportionnels à l'ensoleillement. Tandis que la tension de circuit-ouvert change que très peu avec la variation de ce dernier pour les deux caractéristiques.

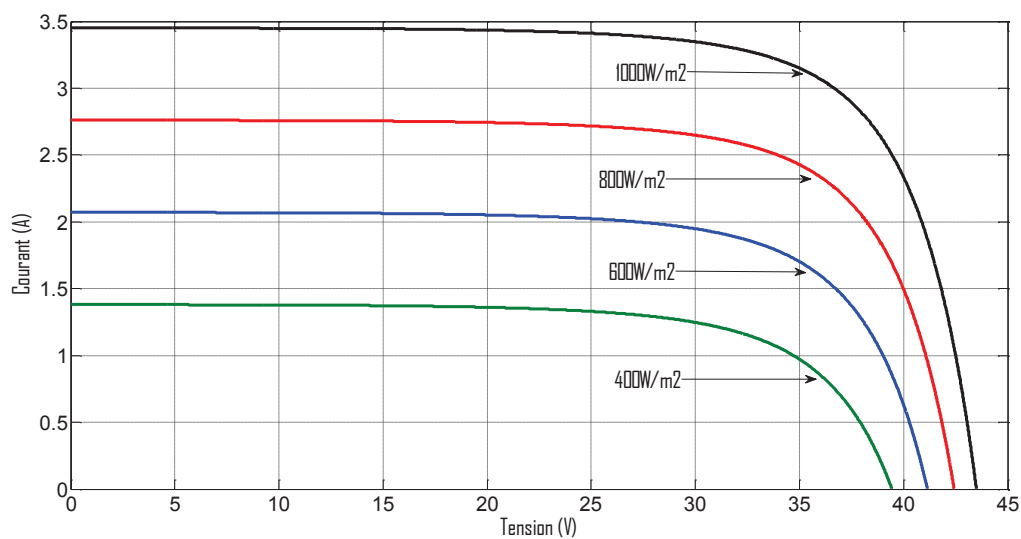


Figure II.5 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique courant/tension

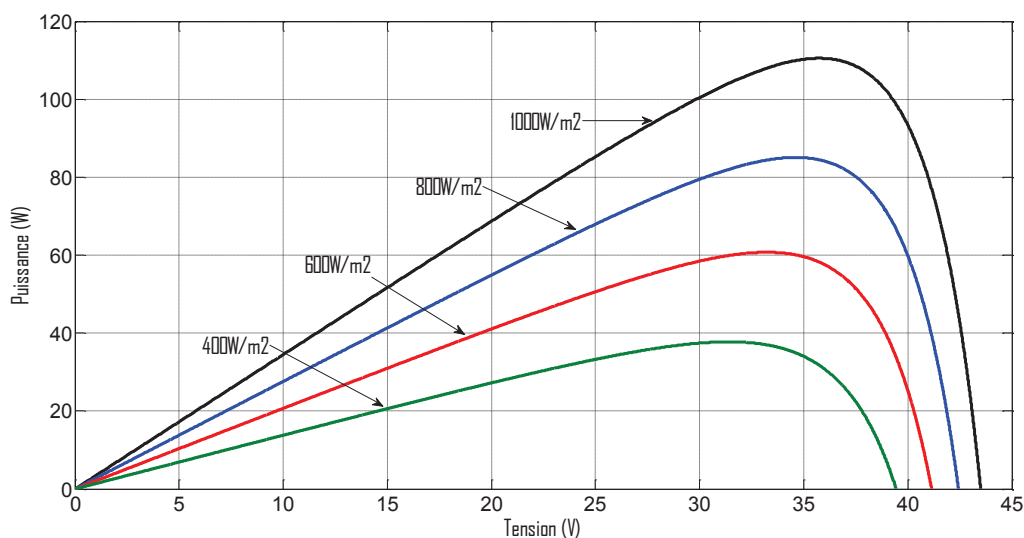


Figure II.6 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique puissance/tension

II-4-2 Influence de la température sur les caractéristiques courant/tension et puissance/tension du GPV

Les figures II.7 et II.8 présentent respectivement les caractéristiques courant/tension et puissance/tension d'un module photovoltaïque pour différentes températures et un ensoleillement fixe (1000w/m^2). Ainsi, sur la figure II.7 nous remarquons que la tension de circuit ouvert(V_{oc}) augmente avec la diminution de la température tandis que le courant(I_{cc}) reste presque constant. Pour la figure II.8 l'augmentation de la température a un effet sur la puissance, mais elle cause surtout une diminution apparente de la tension de circuit ouvert.

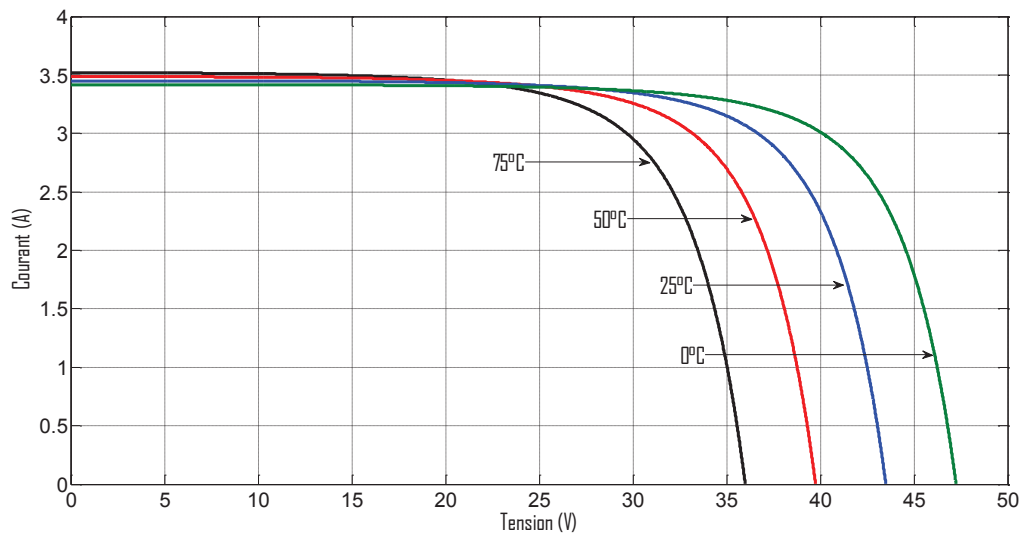


Figure II.7 : Influence de la température sur la caractéristique courant/tension

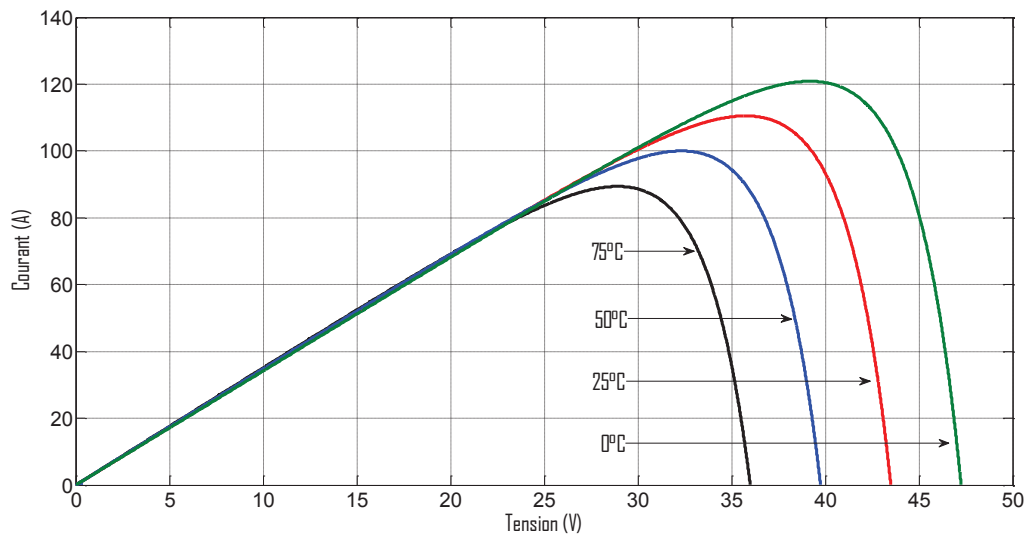


Figure II.8 : Influence de la température sur la caractéristique puissance/tension

II-5 Association des cellules

En associant les cellules photovoltaïques en série (somme de tension de chaque cellule) ou en parallèle (somme des courants 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 de courant souhaitées. [25] [29].

Ainsi pour N_s cellules en séries, constituant des branches elles-mêmes N_p en parallèles, la puissance en sortie du générateur est donné par :

$$P_{pv} = N_s * V_{pv} * N_p * I_{pv} \quad (II-24)$$

Dans ce qui suit, nous allons présenter le comportement de cellules PV lors de ces différentes connexions.

II-5-1 Association série des cellules :

Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule.

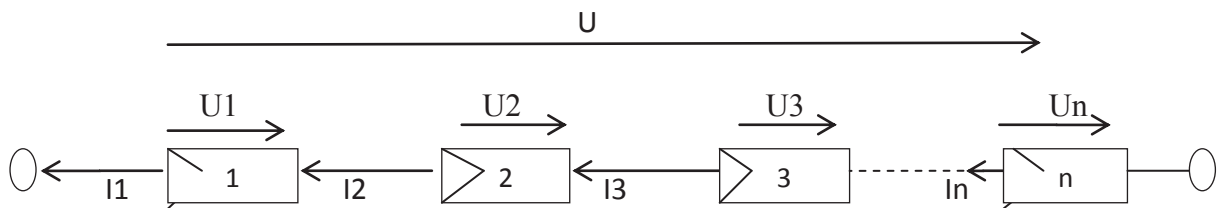


Figure II.9 : Association serie des cellules photovoltaïques

L'équation suivante résume la caractéristique électrique d'une association de N_s cellules :

$$V_{oc} = N_s * V_{oc} \quad (II-25)$$

La figure II.10 représente la caractéristique résultante d'un groupement de N_s cellules en série.

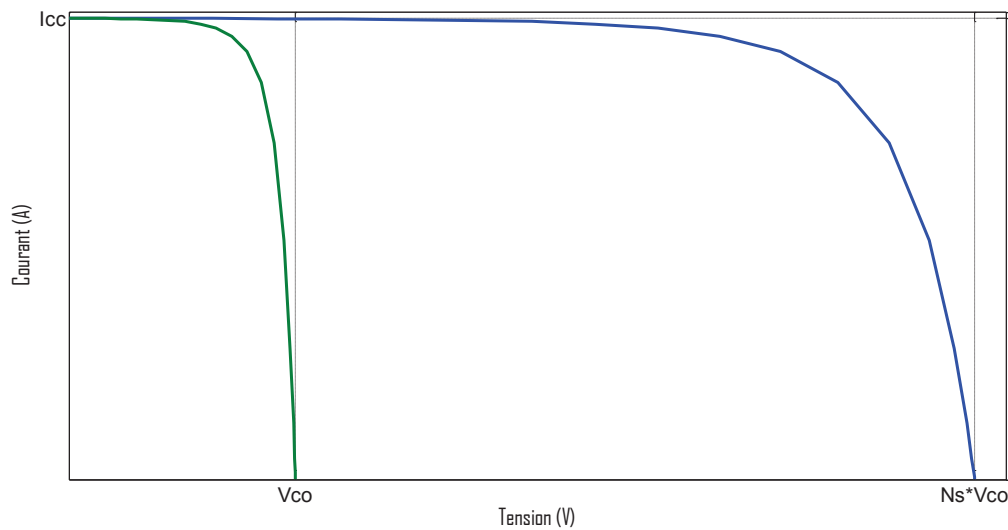


Figure II.10 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série

Ce type d'association est généralement le plus souvent utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. L'association série permet d'accroître la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble.

Cependant le groupement en série des cellules présente un effet indésirable lorsque le module est partiellement à l'ombre ou lorsque les cellules ne sont pas éclairées équitablement (éclairage non homogène). [19] [30] [31]

II-5-2 Association parallèle des cellules :

Une association parallèles de N_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèles, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement parallèle est obtenue par addition des courants.

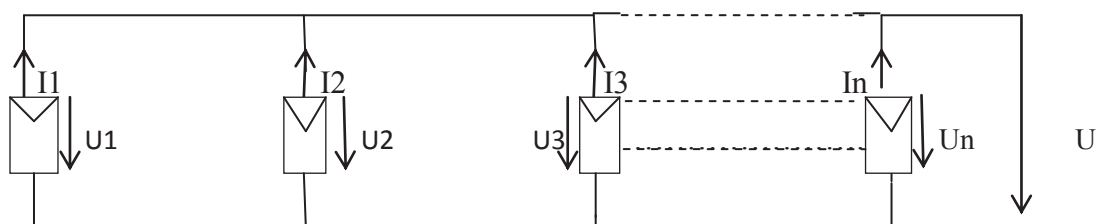


Figure II.11: Association parallèle des cellules photovoltaïques.

L'équation suivante résume à son tour la caractéristique électrique d'une association de N_p cellules :

$$I_{cc} = N_p * I_{cc} \quad (\text{II-26})$$

La figure II-12 représente la caractéristique résultante d'un groupement N_p de cellules en parallèle.

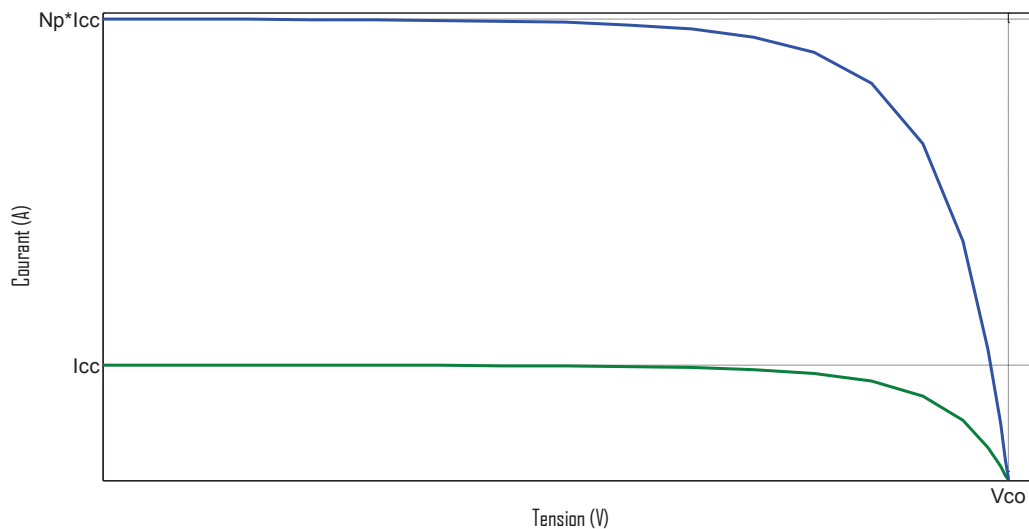


Figure II.12 : Caractéristique résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle

Si l'on désire avoir un générateur photovoltaïque ayant un courant de sortie plus important, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules photovoltaïques de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (N_s , N_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement. [27] [30]

Cependant un groupement parallèle pur des cellules pour la construction d'un module, n'est généralement pas convenable, car un grand courant nécessite une section de câblage plus grande. En plus, une tension basse occasionne des pertes relativement élevées. Pour ces raisons, un groupement en série est plus approprié [19] [30] [31].

II-6 Modèle de convertisseurs statiques dédiés aux PV :

Il existe deux principaux types de convertisseurs statiques dédiés au photovoltaïque, à savoir le convertisseur continu/continu (DC/DC), plus connus sous le nom de Hacheur, et le convertisseur continu/alternatif (DC/AC) appelé aussi onduleur. Dans ce qui suit nous allons présenter une modélisation de ces deux types de convertisseurs.

II-6-1 Modélisation du hacheur Boost:

Le hacheur est un convertisseur continu-continu mettant en œuvre un ou plusieurs interrupteurs commandés et qui permet de modifier la valeur de la tension d'une source de tension continue avec un rendement élevé.

On utilise un hacheur Boost (survolteur) lorsqu'on désire augmenter la tension disponible d'une source continue. Sa commande à l'amorçage et au blocage est basée sur un interrupteur commandé et une diode. [14]

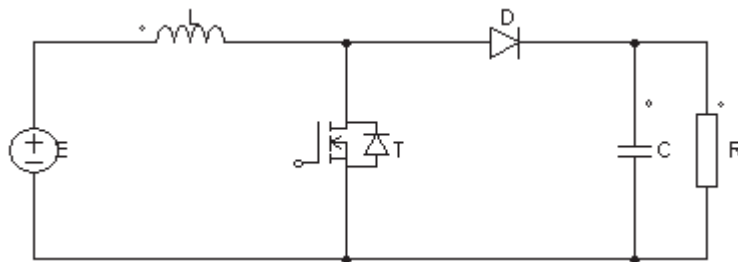


Figure II.13 : Schéma d'un hacheur parallèle survolteur (Boost).

Ce hacheur comprend deux interrupteurs, l'un est commandé à l'amorçage et au blocage et l'autre est une diode, il présente deux phases de fonctionnement. [32]

Phase de 0 à αT :

L'interrupteur T est fermé, la diode D est bloquée. Le schéma équivalent du circuit est le suivant:

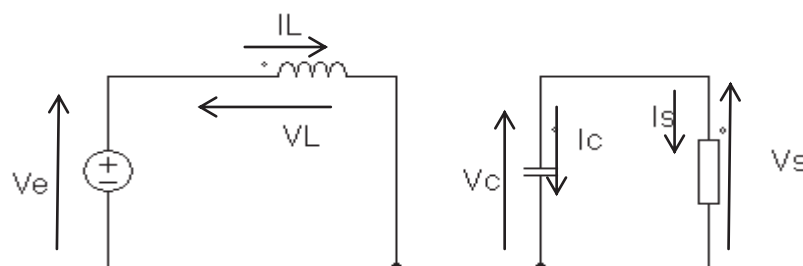


Figure II.14 : schéma de la première phase de fonctionnement.

Pendant ce mode, le courant I_L circule à travers l'inductance qui emmagasine une certaine quantité d'énergie (chargement de l'inductance), et la diode D se bloque car la tension à ses bornes est négative. Le condensateur C supposé préalablement chargé, fournit à la charge une énergie, et un courant I_S circule dans cette dernière. [23]

$$V_L = V_e = L \frac{dI_L}{dt} \quad (\text{II-27})$$

$$V_C = V_s = R * I_s \quad (\text{II-28})$$

$$I_s = I_c \quad (\text{II-29})$$

Avec :

V_L : Tension aux bornes de l'inductance.

V_e : Tension d'entrée.

V_C : Tension aux bornes du condensateur.

V_s : Tension de sortie.

I_s : Courant de sortie.

I_c : Courant aux bornes du condensateur.

I_L : Courant aux bornes de l'inductance.

Phase de αT à T :

A $t = \alpha T$ l'interrupteur T s'ouvre. La diode D devient conductrice et le schéma équivalent du circuit devient :

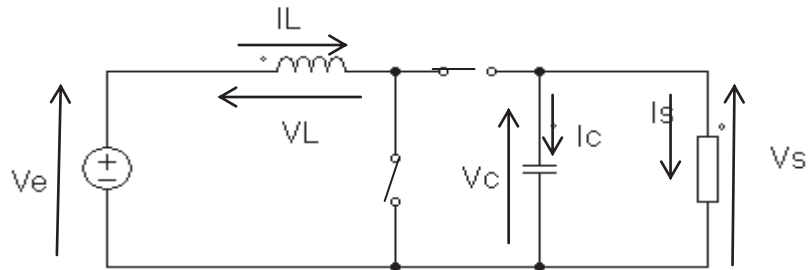


Figure II.15 : schéma de la deuxième phase de fonctionnement.

$$V_L = -V_c = L \frac{dI_L}{dt} \quad (\text{II-30})$$

$$I_c = I_L - I_s \quad (\text{II-31})$$

La tension de sortie du hacheur est ajustée en agissant sur le rapport cyclique α , la relation entre la tension d'entrée et celle de sortie est donnée par [23]:

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1-\alpha} \quad (\text{II-32})$$

Avec :

α : Rapport cyclique.

La relation entre le courant d'entrée et le courant de sortie est donnée par :

$$\frac{I_e}{I_s} = \frac{1}{1-\alpha} \quad (\text{II-33})$$

La source PV doit assurer, via une commande appropriée du convertisseur DC/DC utilisé, un transit de puissance maximale. Plusieurs techniques de commande ont permis de faire fonctionner le GPV en régime optimal, parmi eux on trouve la méthode P&O (Perturb & Observe).

II-6-3 Modélisation de l'onduleur

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant produit par le générateur solaire en courant alternatif monophasé ou triphasé. Un onduleur est habituellement conçu pour fonctionner sur une plage assez réduite. Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrée et de sortie fixes.

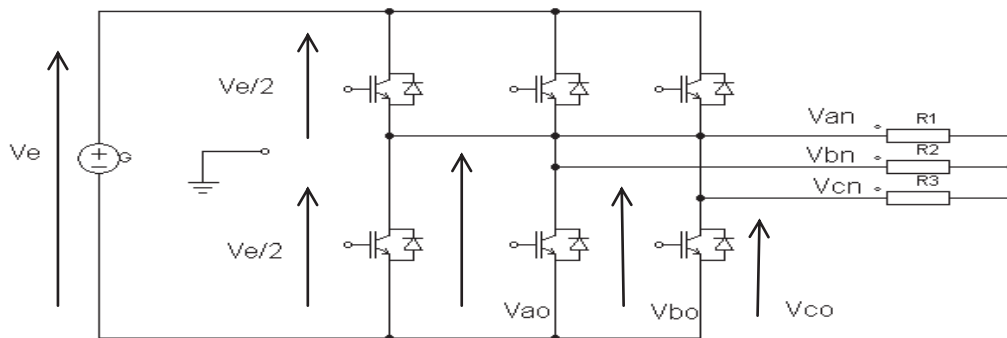


Figure II.16 : schéma d'un onduleur

A partir du schéma de l'onduleur (figure II-16), on développera les différentes équations qui modélisent le fonctionnement de ce dernier. On suppose donc que :

- La commutation des interrupteurs est instantanée.
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable.
- La charge est équilibrée.

Les tensions V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} sont obtenues à partir des relations suivantes :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} + V_{ob} = V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bc} = V_{bo} + V_{oc} = V_{bo} - V_{co} \\ V_{ca} = V_{co} + V_{oa} = V_{co} - V_{ao} \end{cases} \quad (\text{II-34})$$

Avec :

V_{ao} , V_{bo} , V_{co} , sont les tensions à l'entrée de l'onduleur (continues). On a pris le point de milieu 'O' d'un diviseur fictif à l'entrée comme référence pour ces dernières tensions [33]. Les trois tensions à l'entrée continue sont données par la relation de Charles comme suit :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} + V_{no} \\ V_{bo} = V_{bn} + V_{no} \\ V_{co} = V_{cn} + V_{no} \end{cases} \quad (\text{II-35})$$

Avec :

V_{an} , V_{bn} , V_{cn} sont les tensions de phase de la charge, ou de sortie de l'onduleur et V_{no} est la tension du neutre de la charge par rapport au point 'O'.

On a supposé que la charge est équilibrée c'est-à-dire que :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (\text{II-36})$$

En remplaçant l'équation (II-35) dans l'équation (II-36) on aura :

$$V_{no} = \frac{1}{3} * (V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (\text{II-37})$$

La substitution de l'équation (II-34) dans l'équation (II-35), donne :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3} * (2V_{ao} - V_{bo} - V_{co}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3} * (2V_{bo} - V_{ao} - V_{co}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3} * (2V_{co} - V_{ao} - V_{bo}) \end{cases} \quad (II-38)$$

Si on suppose que :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_e \cdot S_1 \\ V_{bo} = V_e \cdot S_2 \\ V_{co} = V_e \cdot S_3 \end{cases} \quad (II-39)$$

A partir des équations (II-38) que l'on remplace dans (II-39), on tire la matrice qui assure le passage du continu vers l'alternatif et qui donne le modèle de l'onduleur :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{V_e}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (II-40)$$

Avec :

S_1, S_2, S_3 , des fonctions logiques correspondant à l'état de l'interrupteur pour un seul bras (égale à 1 si l'interrupteur est fermé et à 0 si l'interrupteur est ouvert).

II-7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une modélisation de la source photovoltaïque en commençant par la présentation des paramètres de la cellule solaire, ensuite nous avons expliqué la différence entre le modèle idéal et le modèle réel d'une cellule solaire à une diode. Nous avons constaté que la cellule PV présente une caractéristique courant/tension non linéaire, et présentait un PPM caractérisé par un courant I_{max} et une tension V_{max} .

Nous avons présenté aussi l'influence des différents paramètres sur la caractéristique courant/tension, le courant de court-circuit I_{cc} évolue principalement avec l'éclairement, et la tension de circuit ouvert V_{co} avec la température. L'interconnexion des cellules PV en série ou en parallèle pose plusieurs problèmes de déséquilibre qui sont très pénalisant si les cellules ne

sont pas soumises aux mêmes conditions. A la fin nous avons présenté une modélisation du hacheur parallèle boost, et de l'onduleur deux niveaux.

Dans le chapitre suivant, nous allons définir les différentes topologies d'association entre le générateur photovoltaïque et les convertisseurs statiques.

Chapitre III

ASSOCIATION SOURCES
PHOTOVOLTAÏQUES-CONVERTISSEURS
STATIQUES

III.1 Introduction

L'électricité produite par un GPV peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Plus récemment, avec l'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité.

Cette évolution constante a été rendue possible grâce aux recherches fondamentales menées dans le domaine des matériaux photovoltaïques comme nous avons pu le voir dans le chapitre I, mais aussi par l'amélioration progressive des dispositifs de gestion de cette énergie menée en parallèle. En effet, l'électricité photovoltaïque est une source d'énergie intermittente, à caractère non-linéaire et dépendante de nombreux paramètres comme l'éclairement et la température. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à notre mode de consommation, soit en stockant la production solaire dans des batteries ou dans tout autre moyen de stockage en cours de développement, soit en la renvoyant sur le réseau électrique public.

Plus récemment, avec le développement d'une électronique de puissance spécifique dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup de systèmes de conversion innovants ont été conçus, notamment des onduleurs ayant des premiers étages d'adaptation en entrée assurant la recherche de PPM. En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Généralement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique plus ou moins complexes permettant d'adapter la tension PV à la tension d'entrée de l'onduleur [32].

Dans ce contexte, l'objectif de ce chapitre est de présenter un état des lieux actuel des différentes architectures de gestion de l'énergie photovoltaïque afin de mieux comprendre les enjeux et les perspectives à venir de l'électronique de puissance dans ces applications. Ainsi, nous allons présenter plus particulièrement les fonctions et les topologies de champs PV connectés au réseau.

III.2 Connexion directe GPV-charge comme mode de transfert de puissance

La connexion directe du panneau solaire photovoltaïque à une charge reste actuellement le principe de fonctionnement le moins cher et le plus répandu, (Figure III.1), Bien sûr, il faut s'assurer auparavant que la charge accepte bien la connexion directe au générateur de puissance continue qu'est le panneau solaire. En effet, le GPV est une source d'énergie continue qui ne peut être connectée à une charge alternative que via un étage d'adaptation de type onduleur.

En réalité, la connexion directe est surtout utilisée en raison de sa simplicité de mise en œuvre, son coût minimal et sa fiabilité [34]. En termes de rendement, même si la puissance du GPV est choisie judicieusement par rapport à la charge, ce type de connexion souffre souvent d'une mauvaise adaptation électrique et présente des pertes importantes de production d'énergie. [18]

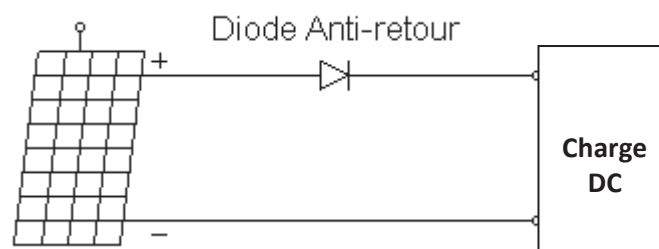


Figure III.1 : Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour.

Aujourd'hui, on peut trouver deux types d'étages d'adaptation électroniques distincts commercialisés. Le premier type permet de connecter le GPV à une charge continue telle qu'une batterie. Il fait appel à des convertisseurs DC-DC plus communément connus sous l'appellation d'hacheurs. Ce type d'architecture est la plupart du temps utilisé pour un fonctionnement en site isolé. Dans certains cas, les caractéristiques de la charge ne sont pas compatibles avec la forme d'électricité produite par un GPV, c'est le cas de toutes les charges ayant besoin de tensions alternatives. Dans ce cas, on fait appel à un second type d'architecture permettant d'effectuer une conversion continu-alternatif (DC-AC). Ainsi, cette dernière permet d'injecter l'énergie photovoltaïque produite dans un réseau de distribution.

III.3 Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge

Comme nous l'avons vu dans le chapitre II, un GPV présente des caractéristiques courant/tension non linéaires avec des PPM. Ces caractéristiques dépendent entre autre du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons 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 GPV et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge comme décrit dans la figure III.2. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{MAX} disponible [35] [36].



Figure III.2 : Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P_{MAX} du GPV.

III.3.1 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)

La chaîne de puissance d'un GPV où une charge DC est alimentée par un générateur à travers un convertisseur statique (CS) commandé par une MPPT (Maximum Power Point Tracking) peut être représentée comme indiquée sur la figure III.3. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique (α) du CS de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit la P_{max} disponible à ses bornes.

L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le PPM, parmi les nombreuses méthodes on retrouve l'algorithme P&O, il est basé sur la variation du rapport cyclique (α) du CS jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du CS (I_{pv} et V_{pv}). [3]

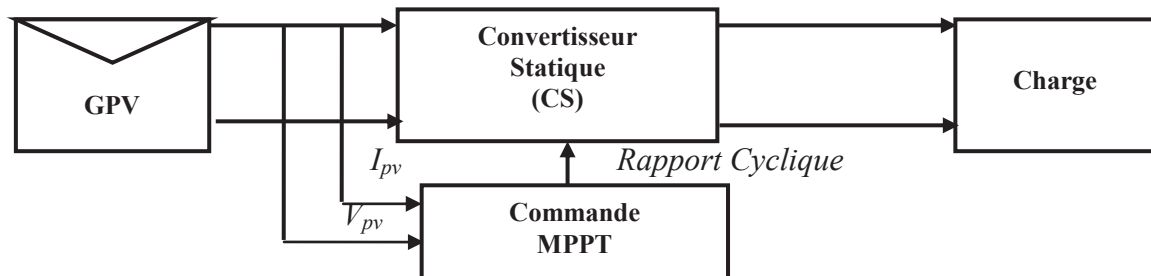


Figure III.3 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec CS contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.

III.3.2 Principe des commandes “Perturb and Observe” (P&O).

Le principe de la commande P&O consiste à perturber la tension V d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte [42] [43]. Ainsi, comme l'illustre la figure III.4, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît.

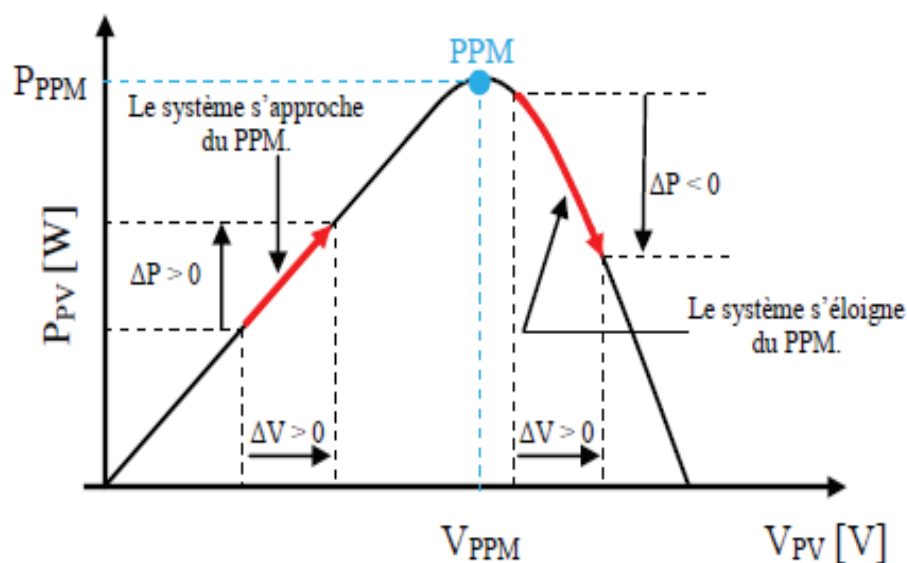


Figure III.4 : Caractéristiques P_{pv} (V_{pv}) d'un panneau solaire [41]

A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

La figure III.5 représente l'algorithme classique associé à une commande P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

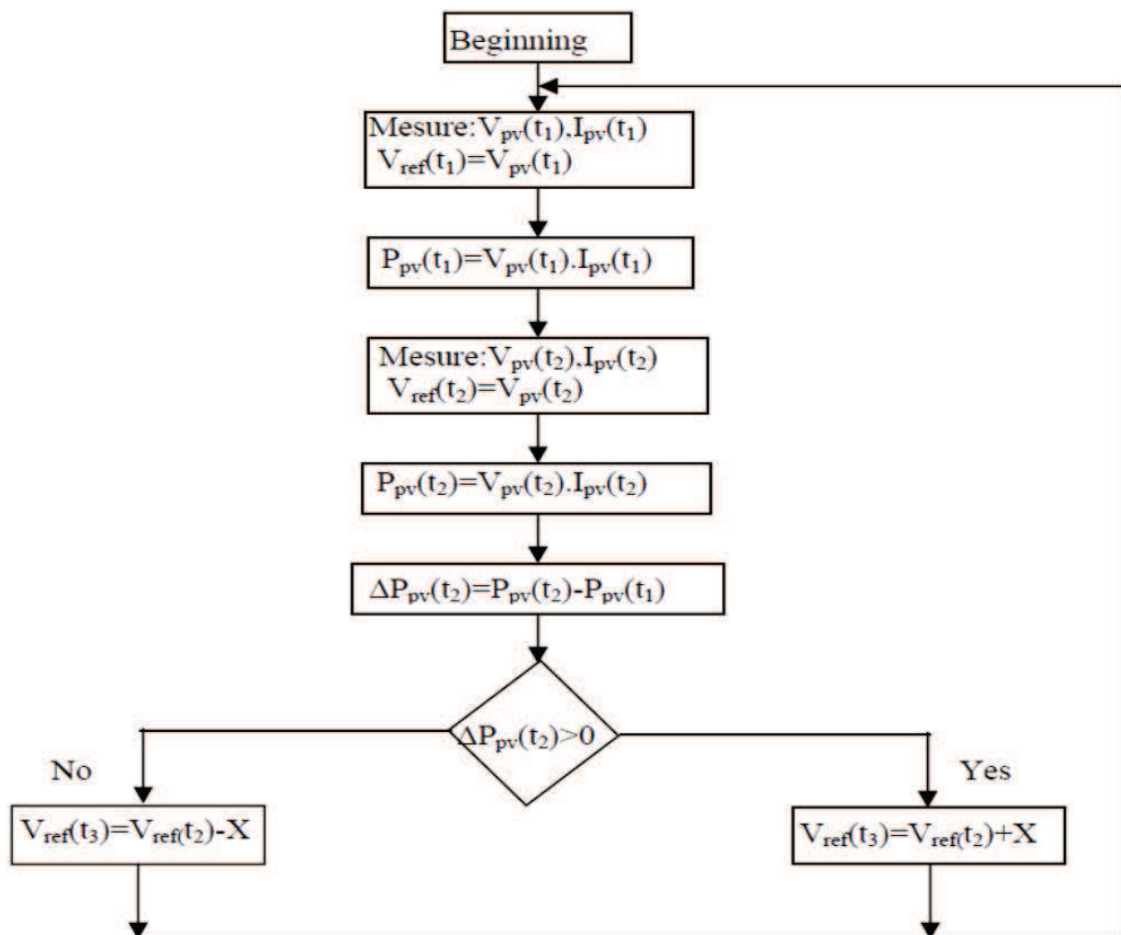


Figure III.5 : Algorithme type de la méthode P&O [41]

III.3.3 Structure de convertisseur PV avec un seul étage d'adaptation

III.3.3.1 L'onduleur monophasé

L'ensemble est constitué d'un bus continu (condensateur et résistance de décharge), du convertisseur MLI monophasé et d'un filtre relié au réseau comme le montre la figure (III.6). Ce dispositif permet de transmettre la puissance issue d'une source continue (GPV) vers le réseau électrique monophasé. Afin de générer un courant alternatif, il faudra que la tension du bus continu (U_{dc}) soit supérieure à la valeur crête de la tension apparaissant du côté du filtre (U) [8] [32].

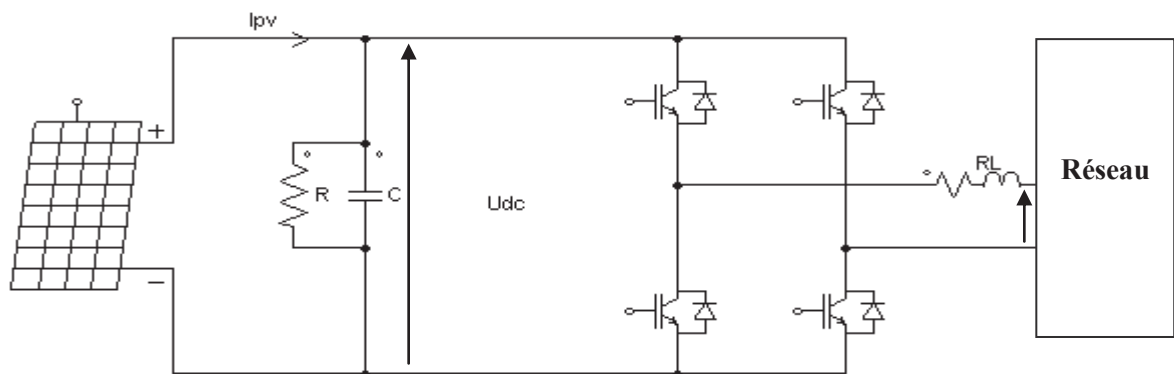


Figure III.6 : Schéma électrique de l'onduleur monophasé

III.3.3.2 L'onduleur triphasé

L'onduleur triphasé a le même rôle que l'onduleur monophasé c'est-à-dire faire transiter la puissance de la source vers le réseau et transformer une tension continue en une alternative, la seule différence entre les deux onduleurs c'est que le triphasé comme son nom l'indique renvoie un courant triphasé équilibré vers le réseau.

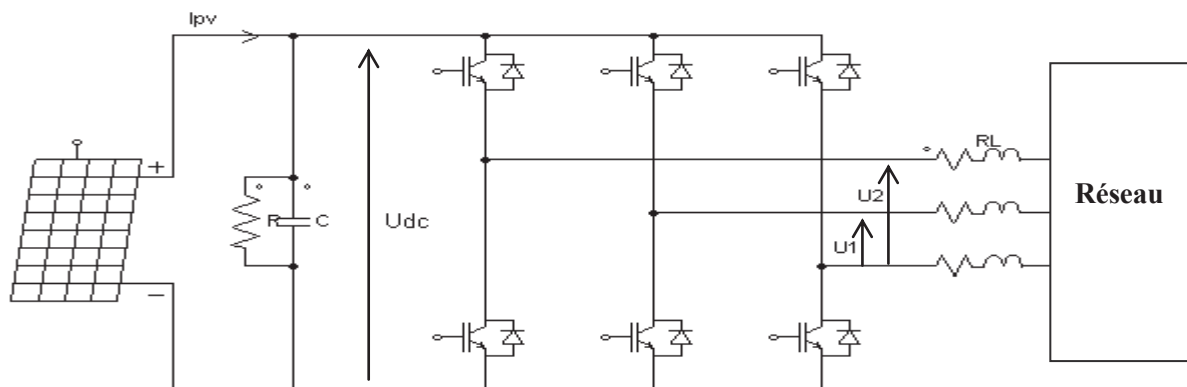


Figure III.7 : Schéma électrique de l'onduleur triphasé

III.3.3.3 Le hacheur Buck

La figure (III.8) représente le circuit électrique d'un convertisseur Buck. Le transistor MOSFET fonctionne en régime de commutation avec une période T_s . Dans un premier laps de temps αT_s , le transistor est dans un état de saturation, alors l'inductance L se charge, ce qui induit une augmentation du courant I_L . Dans le deuxième laps de temps $(1-\alpha)T_s$ l'inductance L se décharge, et courant I_L diminue. [23].

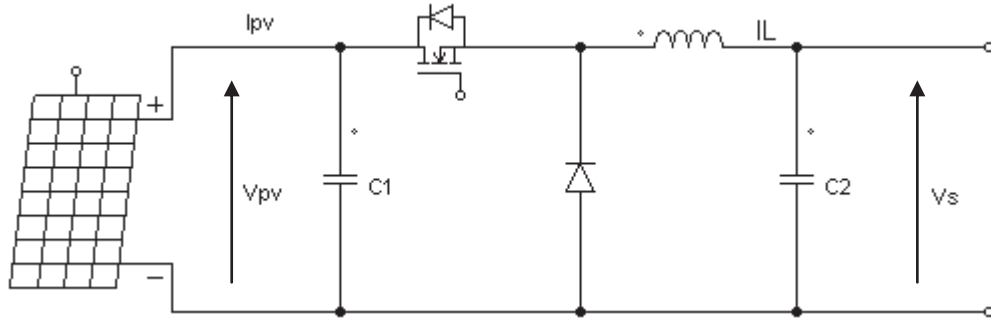


Figure III.8 : Schéma électrique du hacheur Buck

La tension d'entrée peut être exprimée comme suit :

$$V_s = \frac{V_{pv}}{\alpha} \quad (III.1)$$

Avec :

V_{pv} : Tension d'entrée ; V_s : Tension de sortie et α : Rapport cyclique.

III.3.3.4 Le hacheur Boost

Le convertisseur Boost ou élévateur est représenté par son schéma électrique (figure III.7). Ainsi à l'instant αT_s , le transistor MOSFET est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement.

Lorsqu'on amorce le transistor, l'inductance L s'oppose à la diminution du courant I_L et génère une tension qui s'additionne à la tension de la source. [23]

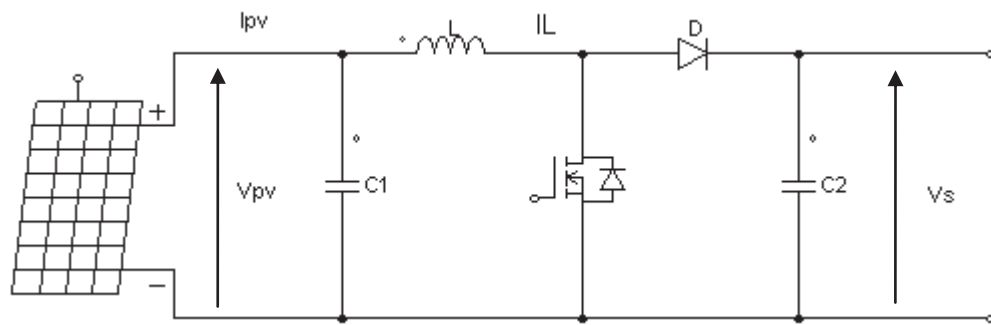


Figure III.9 : Schéma électrique du hacheur Boost

La tension de sortie peut s'exprimer comme suit :

$$V_s = \frac{V_{pv}}{(1-\alpha)} \quad (\text{III.2})$$

Avec :

V_{pv} : Tension d'entrée ; V_s : Tension de sortie et α : Rapport cyclique.

III.3.3.5 Convertisseur Buck-Boost

Le convertisseur Buck-Boost présenté dans la figure (III.10) combine les propriétés des deux convertisseurs précédents. Il est utilisé comme un convertisseur idéal qui pourrait s'appliquer à n'importe quelle tension d'entrée (continue) afin d'obtenir la tension de sortie désirée.

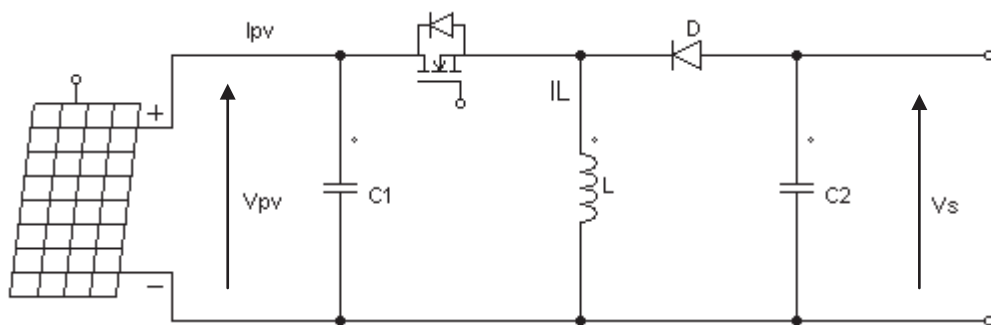


Figure III.10 : Schéma électrique du hacheur Buck-Boost

La tension de sortie peut s'exprimer comme suit :

$$V_s = \frac{V_{pv} \cdot \alpha}{(1-\alpha)} \quad (III.3)$$

Avec :

V_{pv} : Tension d'entrée ; V_s : Tension de sortie et α : Rapport cyclique.

III.3.4 Structure de convertisseur pour PV avec deux étages de conversion

III.3.4.1 Structure avec convertisseur forward

La figure (III.11) représente un convertisseur forward qui permet d'augmenter la tension de sortie du module photovoltaïque jusqu'à 350V (tension désirée), la conversion continue-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé.

Les inconvénients majeurs de ce montage sont [3] [37]:

- Le bus continu supportera un signal en créneaux qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite ; l'inductance du transformateur comprise dans le convertisseur générera des pertes de fuite.
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.
- La capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.

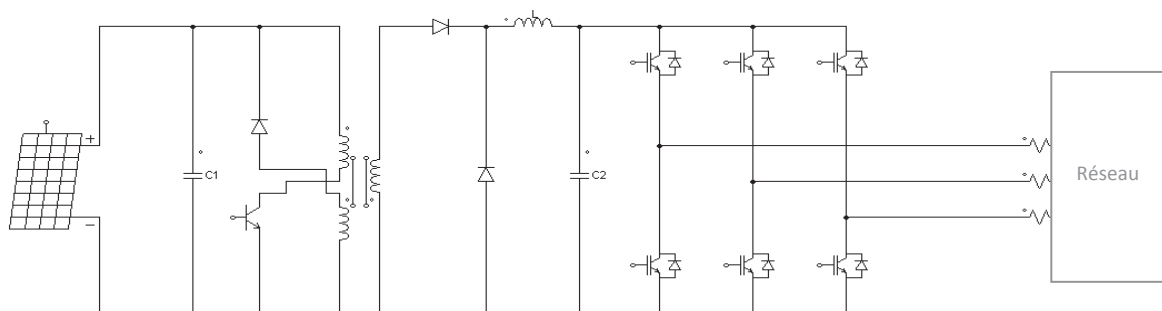


Figure III.11 : Structure avec convertisseur forward

III.3.4.2 Structure avec un convertisseur de type fly-back

La figure (III.12) représente une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension de sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée. La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique. Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum de puissance du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante ainsi que le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et augmente le coût de l'installation. [38]

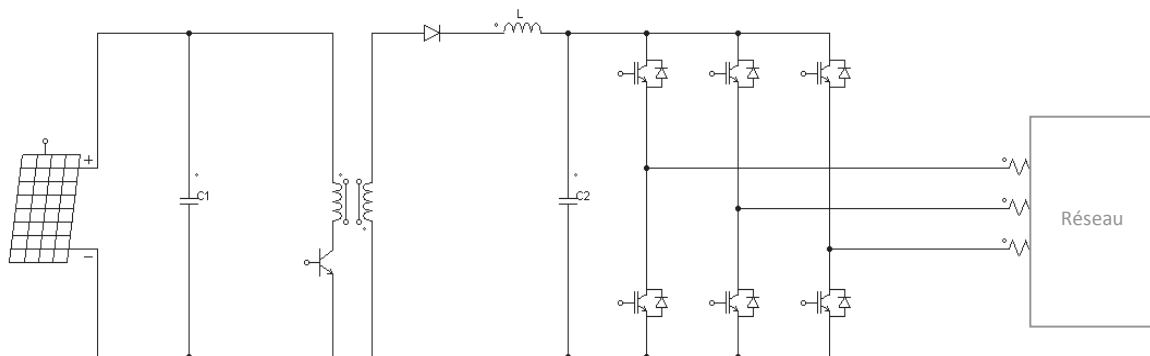


Figure III.12 : Structure avec un convertisseur de type fly-back

III.3.5 Structure de convertisseurs pour PV à trois étages de conversion

Le montage de la figure (III.13) comprend 3 étages différents. Il est composé d'un transformateur haute fréquence qui adapte la tension alternative d'entrée à la valeur souhaitée, d'un redresseur qui permet la conversion en continue. Enfin le pont de sortie permet par ondulation d'amplitude de transformer ce signal continu en un signal alternatif sinusoïdal adapté à la fréquence du réseau. [3] [38]

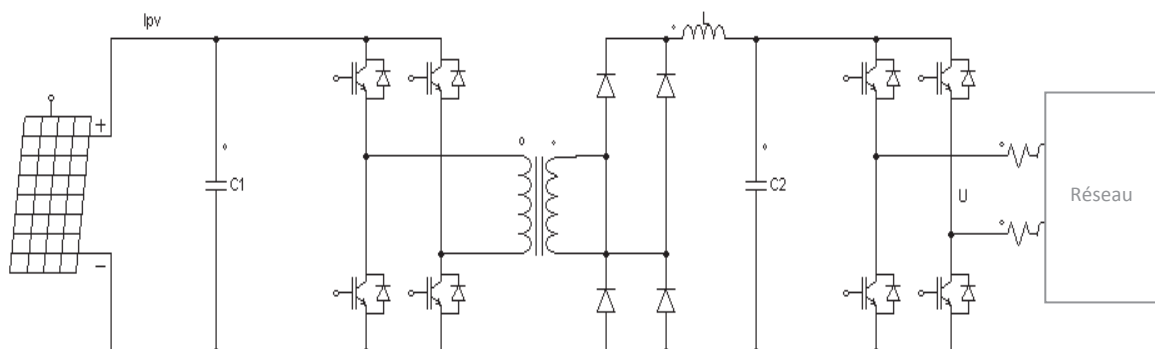


Figure III.13 : Structure à trois étages de conversion

III.4 Les différentes topologies d'association GPV-CS

III.4.1 Connexion GPV-charge via étage de conversion continu-alternatif

Les applications photovoltaïques les plus valorisantes actuellement sont les installations PV destinées à alimenter le réseau électrique public.

Il existe différentes topologies de gestion de ces installations. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un GPV raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent et mettent en forme l'énergie solaire électrique. Les progrès effectués ces dernières années dans le développement des onduleurs dédiés aux photovoltaïques ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion [16].

Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée, mais ils exploitent également la puissance délivrée par le GPV en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre l'alimentation en cas de problèmes survenant soit du réseau soit de l'installation.

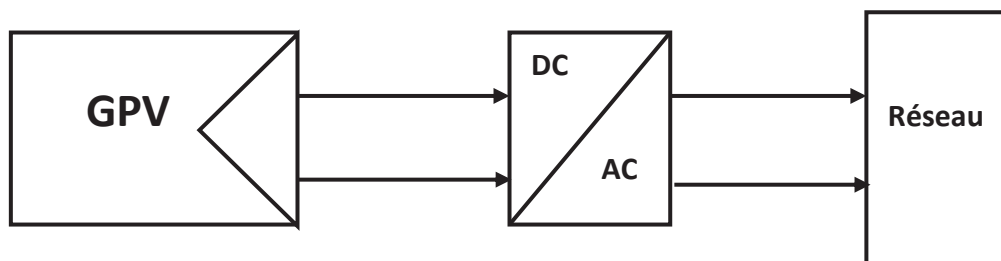


Figure III.14 : Connexion GPV-charge via étage de conversion continu-alternatif

Actuellement il existe principalement deux architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions : l'onduleur central, l'onduleur rangée (string) et l'onduleur intégré au panneau PV [5], nous décrivons leurs propriétés ci-dessous.

III.4.1.1 Onduleur central

Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation ($>10\text{kW}$) sont montés en rangées pour former une chaîne (String en anglais) [34], elle même couplée en parallèle avec des diodes anti-retours. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits.

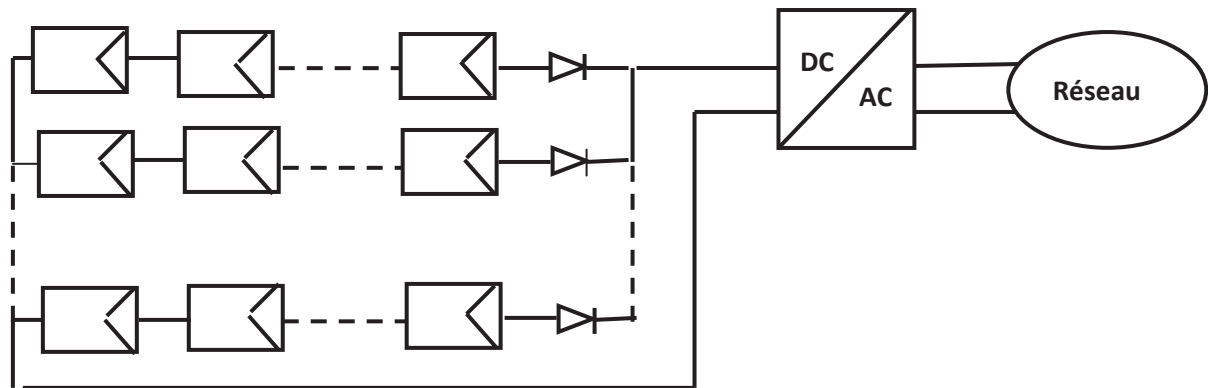


Figure III.15 : Onduleur central

La fonction principale de cet appareil est de créer une tension alternative à partir d'une tension continue la plus compatible avec le réseau et d'examiner en permanence la présence ou non du réseau pour autoriser l'injection du courant.

La structure classique de l'onduleur est souvent un circuit en pont permettant de relier chacun des deux pôles d'entrée à chacun des deux pôles de sortie par le biais d'interrupteurs de puissance.

Le couplage direct des installations PV avec des onduleurs sans transformateur gagne en importance. En effet, ils sont peu onéreux et offrent un rendement énergétique imbattable (entre 95% et 97% pour les fortes puissances). [18]

Pour pouvoir alimenter le réseau, la tension d'entrée doit toujours dépasser la tension crête de la tension réseau redressée. Soit, pour une valeur de tension efficace réseau de 230V, une source de tension minimale de 350V est nécessaire pour pouvoir injecter un courant sinusoïdal dans le réseau. Par conséquent, un panneau mal adapté ou encore un ombrage partiel porte préjudice à une exploitation optimale de chaque chaîne PV et entraîne une réduction du rendement énergétique [43].

L'onduleur central possède de plus en plus souvent un système de contrôle MPPT lui permettant de fonctionner à son PPM. Cela marche parfaitement tant que les panneaux sont identiques et qu'ils fonctionnent sous un ensoleillement homogène. Mais lorsque les caractéristiques électriques entre les panneaux diffèrent, dues à des ombrages, des salissures, au vieillissement, la commande MPPT devient incertaine et le champ photovoltaïque ne produit pas autant qu'il le pourrait. En outre, la fiabilité de l'installation est limitée parce qu'elle dépend d'un seul onduleur. Ainsi, lorsqu'une panne de l'onduleur central se produit, elle entraîne l'arrêt complet de l'installation et donc de la production.

III.4.1.2 Onduleur rangée

De même que pour l'onduleur central, le champ PV est, ici aussi constitué de chaînes. Chaque chaîne est toutefois reliée à un onduleur, ainsi chaque chaîne peut fonctionner à son PPM. Cette technologie réduit considérablement le risque de problèmes d'adaptation ainsi que les pertes dues aux effets d'ombrage, tout en éliminant celles occasionnées par les diodes anti-retour et un câblage prolongé vers le générateur DC.

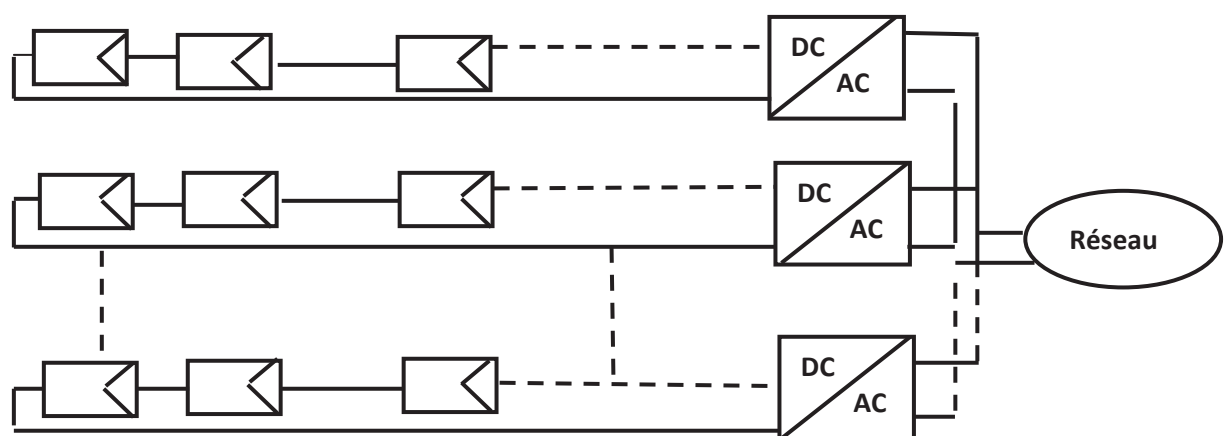


Figure III.16 : Onduleur rangée.

Ces propriétés techniques avantageuses accroissent la fiabilité de l'installation ainsi que sa production énergétique. Mais il faut prendre en compte l'augmentation du nombre d'onduleurs de moyenne puissance disposant de rendement compris entre 92% et 96% [12] nécessaires pour calculer le surcoût d'une telle architecture par rapport à la précédente.

Une étude théorique développée [39] explore les avantages et les bénéfices à utiliser une architecture string comparée à une architecture centralisée. Ces travaux sont focalisés sur l'évaluation des performances des deux types de systèmes en prenant en compte les pertes dans les dispositifs d'électronique de puissance, les dissipations dans les câbles et les sensibilités des GPV vis-à-vis de l'irradiance et des effets d'ombrages. Il en résulte que l'architecture string apporte un gain en rendement de 1.5% par rapport à une conception centralisée. [18]

Cependant, un paramètre reste toujours incertain dans le contrôle MPPT lorsque la caractéristique de puissance du string possède plusieurs pics de puissance. Dans ce cas, l'onduleur peut fonctionner à un faux point de puissance maximum, par conséquent, la puissance délivrée ne sera pas la puissance maximale disponible. Cette configuration peut arriver lorsqu'une partie des panneaux est sale ou cachée par des ombres ou de la neige ou bien l'orientation des panneaux d'un même string n'est pas identique pour tous les panneaux. Une disposition non optimale des panneaux implique donc qu'un string peut recevoir un éclairage inhomogène pouvant perturber la recherche du PPM. La solution en termes de gain énergétique est d'aller vers une gestion plus individuelle des panneaux en intégrant par exemple un étage d'adaptation par GPV.

III.4.1.3 Les onduleurs intégrés aux panneaux PV

Chaque panneau dispose ici de son propre onduleur, ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant en-deçà de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux panneaux induisent des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau 230 V. Le nombre nettement supérieur d'onduleurs intégrés aux panneaux nécessaires dans cette architecture entraîne un travail de couplage nettement plus conséquent. Ce concept ne s'applique donc généralement qu'aux installations PV d'une puissance modeste allant de 50 W à 400 W [41].

Récemment, on a vu apparaître un nouveau concept hybride se basant sur les avantages et les inconvénients de chacune des méthodes citées précédemment.

Habituellement, les onduleurs strings et intégrés sont reconnus pour leur meilleure réponse aux variations d'ensoleillement et aux inhomogénéités lumineuses mais aussi pour leur facilité d'installation. D'autre part, l'onduleur central est souvent moins cher en termes d'équipement électronique qui est, somme toute, très modeste, il dispose d'un meilleur rendement et est, en plus, plus fiable. Les dernières données correspondant aux onduleurs intégrés aux panneaux s'affranchissent en grande partie des problèmes d'ombrage et optimisent la production d'un GPV de façon remarquable. Il reste encore pas mal de développement technologique pour les rendre aussi fiables que les onduleurs centralisés. [3] [18]

III.4.2 La connexion GPV-Charge via un étage d'adaptation continu-continu

Les panneaux solaires de première génération sont généralement dimensionnés pour que leurs PPM correspondent à la tension nominale de batterie de 12 ou 24 Volts [12]. Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit à effectuer le transfert d'énergie du GPV à la charge. Cependant, les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques.

L'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée [40].

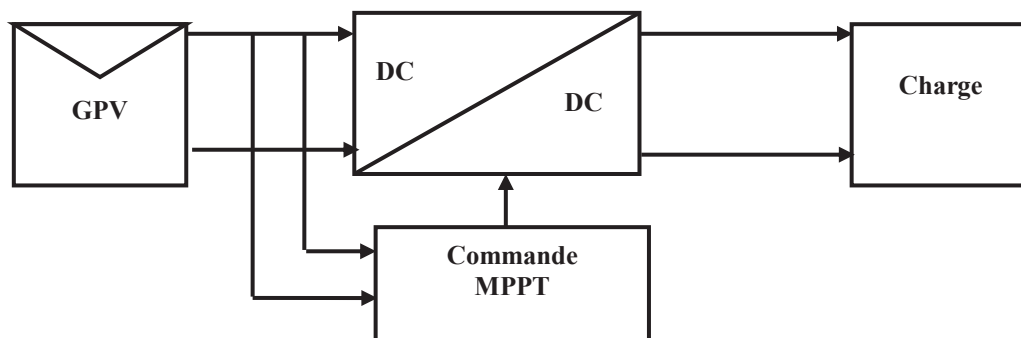


Figure III.17 : Connexion GPV-Charge via un étage d'adaptation continu-continu

Comme pour les onduleurs, il existe actuellement trois architectures principales de hacheurs donnant de bonnes solutions : hacheur rangée, hacheur modulaire parallèle, hacheur modulaire série, nous étudierons les propriétés ces trois topologies ci-dessous.

III.4.2.1 Hacheur rangée

L'utilisation de plusieurs étages de conversion peut améliorer le rendement de conversion et la fiabilité du système en dissociant les fonctionnalités de l'onduleur. Souvent présenté comme une solution intermédiaire entre l'onduleur "central" et de l'onduleur "rangée", le hacheur "rangée", aussi appelé convertisseur multi-string [40], utilise un hacheur en bout de chaque chaîne du système PV.

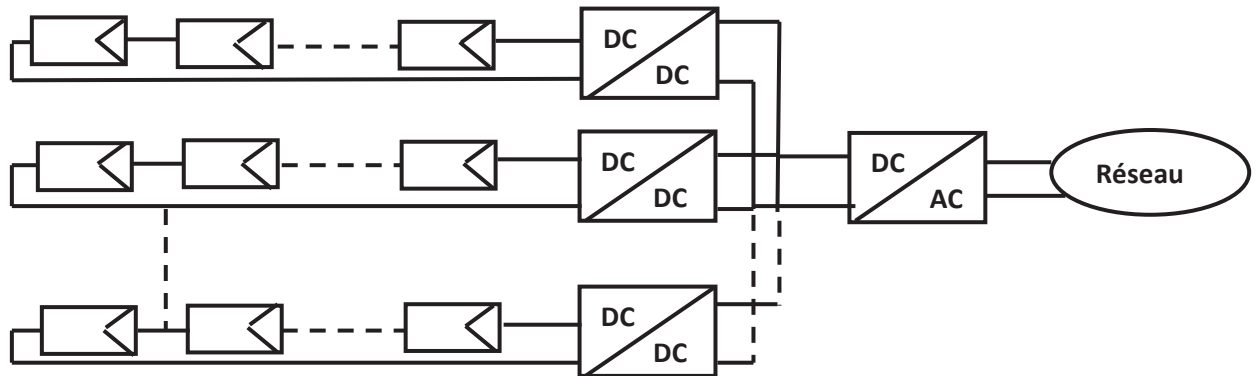


Figure III.18 : Hacheur rangée.

La gestion multi-string est née de la combinaison entre la gestion par onduleur central et la gestion par strings. Le principe de la conversion multi-string est basé sur de nombreux convertisseurs DC-DC modulables connectés à un onduleur central via un bus continu.

Le bus continu a l'avantage d'intégrer facilement un élément de stockage. De plus, l'utilisation d'un seul onduleur comme interface avec le réseau permet de réduire le nombre d'interactions entre le réseau et l'installation PV. La participation de l'installation aux services systèmes est donc facilitée. Le MPPT se fait pour chaque string, ce qui limite l'influence des modules entre eux.

III.4.2.2 Hacheur modulaire parallèle

Une évolution de la topologie hacheur « rangée » est la topologie hacheur modulaire parallèle. Le hacheur n'est plus connecté à une chaîne de modules PV mais directement à la sortie du module PV. Cette évolution garde tous les avantages du hacheur « rangée » [11], tout en augmentant le niveau de discrétisation du MPPT.

Ainsi ce n'est plus une chaîne de modules PV qui fonctionne à son MPPT mais chaque module PV. Un gain de productivité est donc à attendre par rapport au hacheur « rangée » [11] [12].

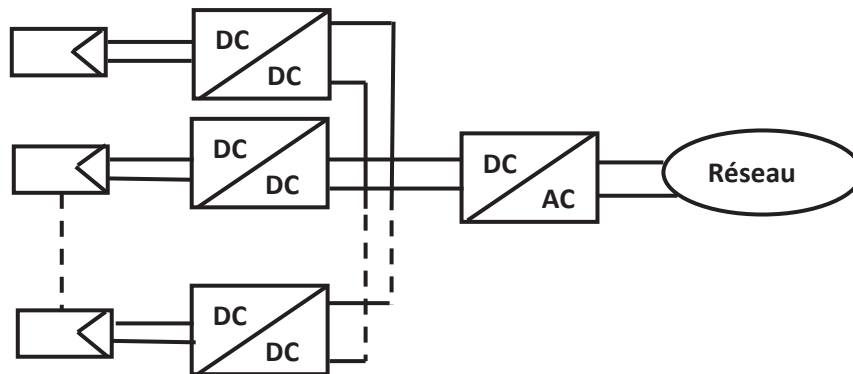


Figure III.19 : Hacheur modulaire parallèle.

Cette structure a un grand rapport d'élévation entre la tension de sortie du module PV et la tension nécessaire à l'injection sur le réseau de distribution. En effet pour un hacheur non isolé, plus le rapport d'élévation est élevé plus les pertes sont importantes, lorsque ce rapport est trop important (>8 en général), il est nécessaire d'avoir recours à des structures isolées ou à des cascades de convertisseurs [12] [18], ce qui limite le rendement du hacheur et pénalise cette topologie.

III.4.2.3 Hacheur modulaire série

Une des solutions pour diminuer le rapport d'élévation des hacheurs nécessaires à la topologie hacheur modulaire parallèle est de mettre la sortie des hacheurs en série. Ainsi le rapport d'élévation est d'autant diminué que le nombre de hacheurs en série est augmenté [40].

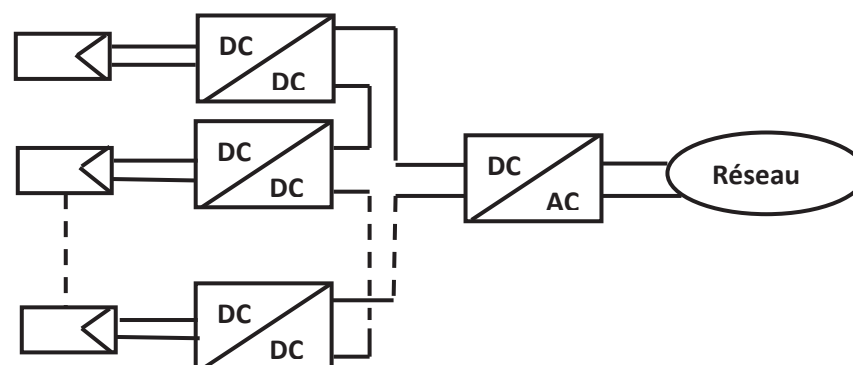


Figure III.20 : Hacheur modulaire série

Cette topologie garde tous les avantages de la topologie précédente tout en diminuant le rapport d'élévation des hacheurs et permet ainsi d'augmenter le rendement. En revanche, la mise en série des hacheurs implique une dépendance des points de fonctionnement des uns par rapport aux autres et complexifie les lois de commandes et le dimensionnement de la structure.

III.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes topologies de champs PV utilisées pour la connexion d'une centrale PV sur le réseau de distribution. Nous avons constaté que les systèmes PV faisaient l'objet de nombreuses réflexions, les études sont diverses et variées, la volonté directrice de chacune des publications rencontrées est la volonté de faire progresser les convertisseurs pour les systèmes PV. Nous avons également montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une fonction MPPT entre le GPV et la charge afin d'optimiser en permanence la puissance produite.

Nous avons constaté qu'actuellement la tendance forte est de discrétiser de plus en plus l'électronique de puissance pour assurer le fonctionnement d'un plus grand nombre de cellules PV à leur point de puissance maximale. Les études s'attachent donc à contrer les différents problèmes que l'on peut rencontrer dans ce type d'installation et qui peuvent être résolus, du moins minimisés, par de l'électronique de puissance.

Dans le prochain chapitre nous allons présenter les résultats de la simulation des topologies hacheur modulaires série et parallèle.

Chapitre IV

SIMULATION DE L'ENSEMBLE GPV-CS ET COMPARAISON DES RESULTATS

IV.1 Introduction

Après avoir étudié séparément les différents éléments constituant la chaîne de conversion photovoltaïque allant de la cellule photovoltaïque élémentaire aux différentes associations possibles et aux organes de contrôle de cette énergie, les premières conclusions nous ont conforté dans l'idée qu'une architecture de gestion distribuée apporterait un gain significatif en termes d'énergie produite et d'optimisation de fonctionnement de la chaîne complète (robustesse aux défaillances).

Ce chapitre est consacré à l'étude comparative des résultats de simulation que nous avons menés sur les performances des étages d'adaptation « Hacheur modulaire série » et « Hacheur modulaire parallèle ».

IV.2 Topologie Hacheur modulaire Série

Les conditions de fonctionnement que nous allons étudier est le fonctionnement dans les conditions standard de test (STC). Ces conditions traduisent un éclairement et une température constants sur l'ensemble des modules PV. L'éclairement est de 1000 W/m^2 et la température est de 25°C .

L'ensemble est constitué d'un groupement de quatre panneaux photovoltaïques branchés en série avec à la sortie de chaque panneau un hacheur survolteur muni d'un système MPPT qui permet au système de fonctionner en permanence à son point de puissance maximale. Le tout est branché à un onduleur MLI à deux niveaux et un filtre LC qui permet d'obtenir en sortie une tension sinusoïdale.

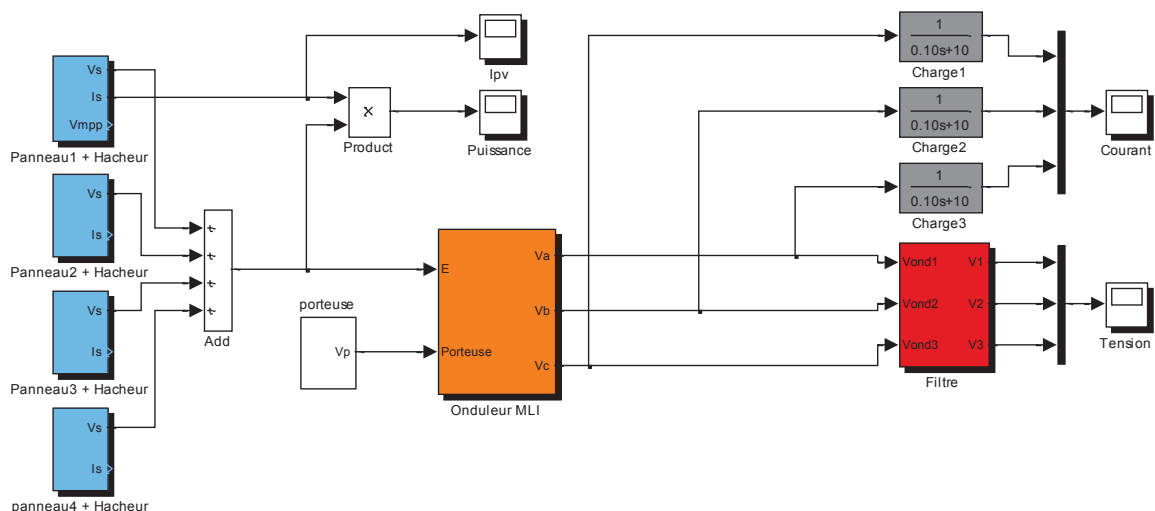


Figure IV.1 : Schéma bloc de la topologie hacheur modulaire série

IV.2.1 Résultat de la simulation

Les résultats de la simulation sont obtenus avec des modules photovoltaïques de type SIEMENS SM 110-24 d'une puissance de 110 W (35V-3.15A) aux conditions standards (STC) c'est-à-dire un ensoleillement de l'ordre de 1000w/m^2 et une température de 25°C .

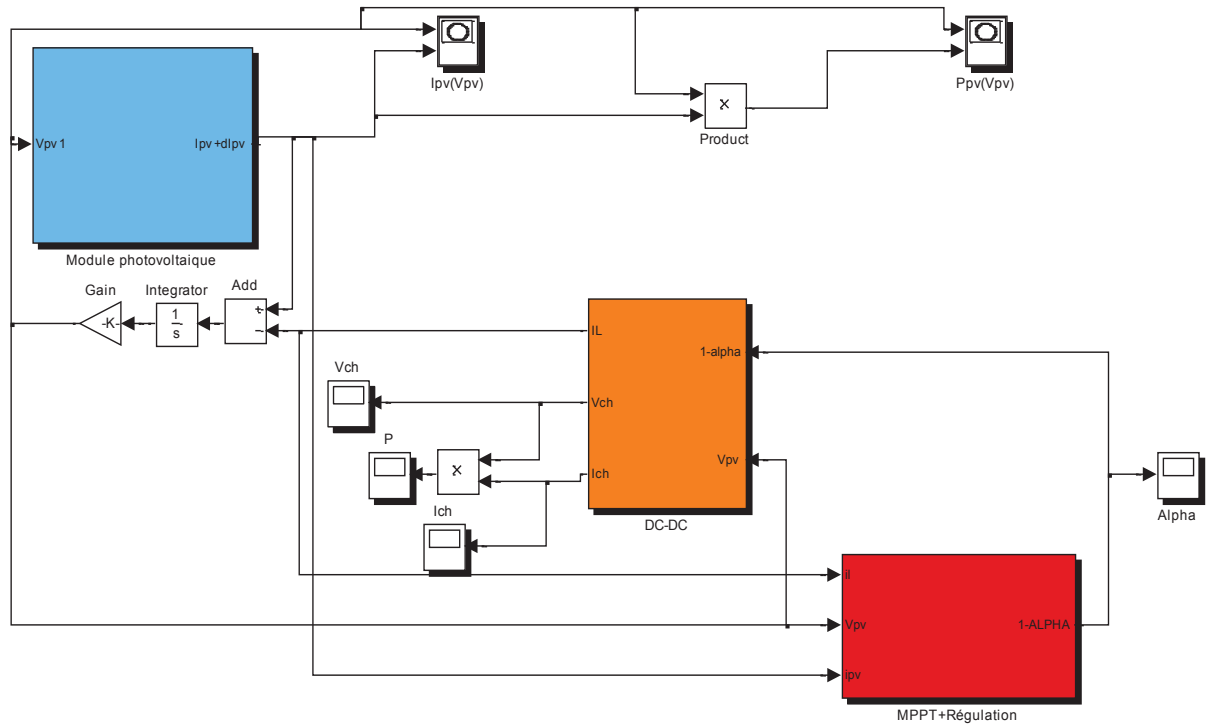


Figure IV.2 : Schéma bloc du panneau PV avec régulation+MPPT et hacheur boost

La simulation du bloc de la « figure IV.2 » permet d'obtenir les figures suivantes :

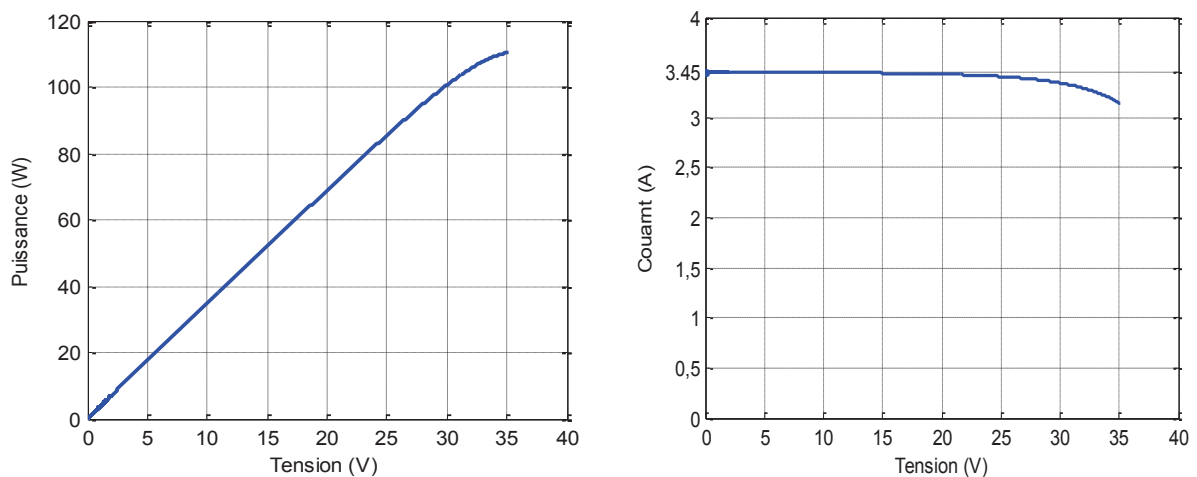


Figure IV.3 : La caractéristique puissance-tension et courant-tension avec MPPT de chaque panneau

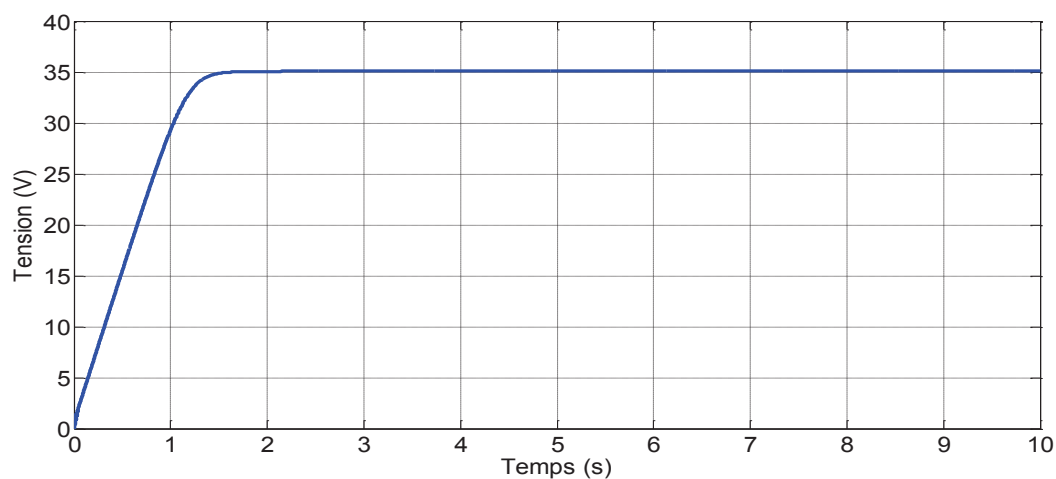


Figure IV.4 : Allure de la tension à la sortie de chaque panneau

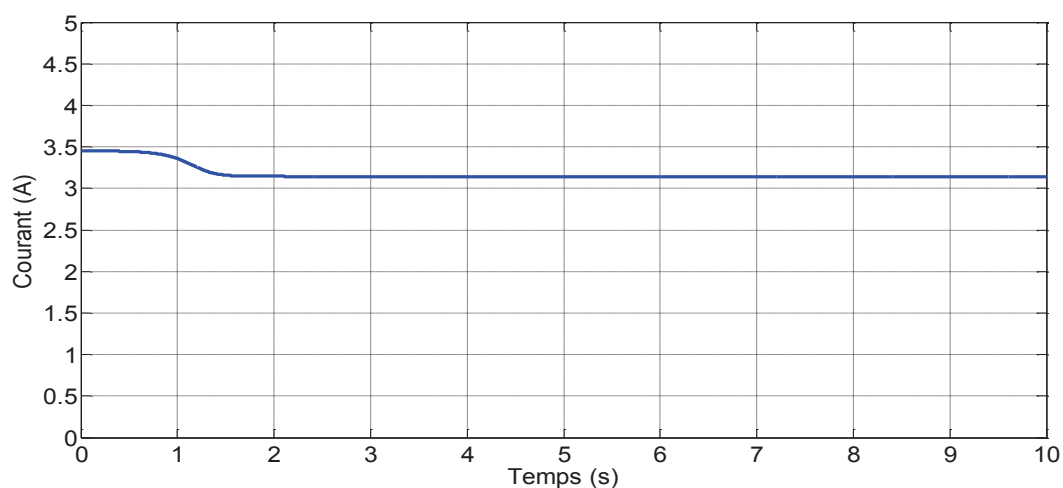


Figure IV.5 : Allure du courant à la sortie de chaque panneau

Pour notre système nous avons quatre panneaux branchés en série, ce qui nous donne pour l'ensemble des panneaux la puissance suivante :

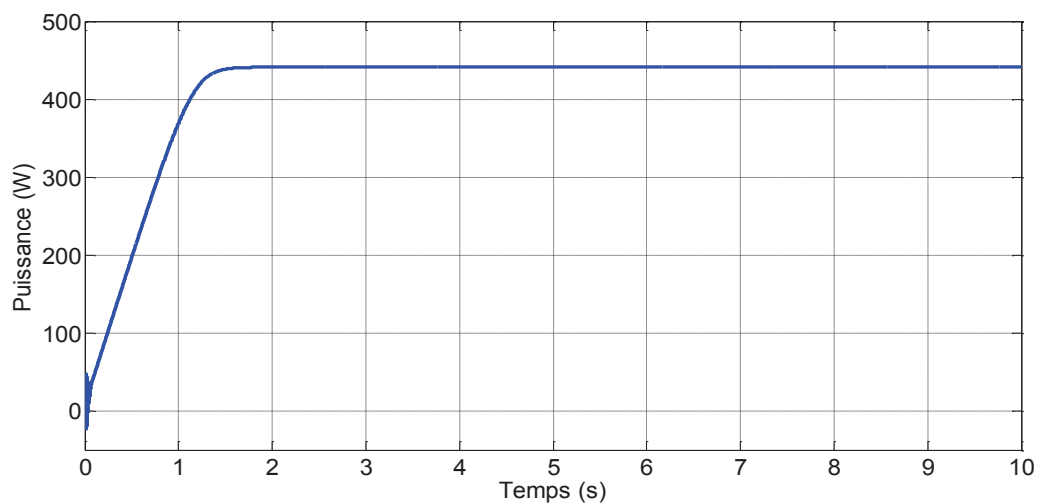


Figure IV.6 : Allure de la puissance totale du système

Le hacheur boost en plus de faire fonctionner le système à son point de puissance maximale, permet de réguler la tension à une valeur fixe de 350V afin d'obtenir une tension de 230V à la sortie de l'onduleur.

Notre système est composé de quatre panneaux photovoltaïques (N_{pv}) branchés en série ce qui veut dire que la tension est multipliée par quatre (x4) alors que le courant garde la même valeur c'est-à-dire que les quatre panneaux sont traversés par le même courant.

Dans ce qui suit nous allons calculer la valeur de la tension qu'il faudra avoir à la sortie de chaque hacheur.

$$V_s = \frac{V_{hach}}{N_{pv}} \quad (IV-1)$$

$$V_s = \frac{350}{4} = 87.5V$$

$$Re = \frac{V_s}{V_{mpp}} \quad (IV-2)$$

$$Re = \frac{87.5}{35} = 2.5$$

De ce fait, afin d'obtenir une tension de 350V à l'entrée de l'onduleur il faudra que chacun des quatre hacheurs ait un rapport d'élévation de la tension de 2,5.

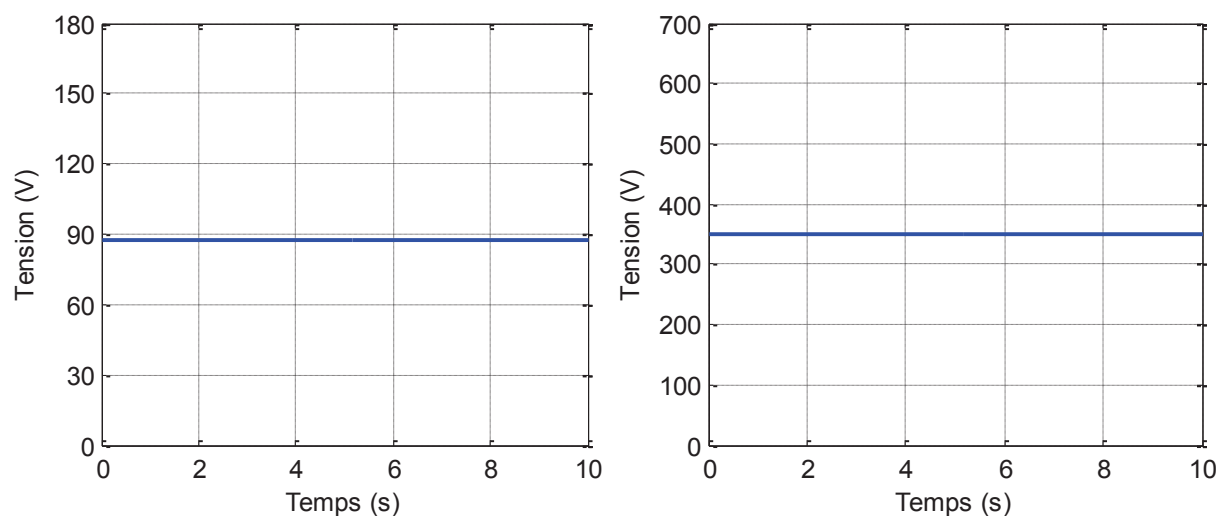


Figure IV.7 : Allure de la tension continue à la sortie d'un seul hacheur et de l'ensemble du système

Du fait qu'on ait un rapport d'élévation (Re) de la tension de 2.5, alors on aura un courant qui sera divisé par ce même rapport d'élévation. L'allure de ce dernier est représentée par la figure(IV.8)

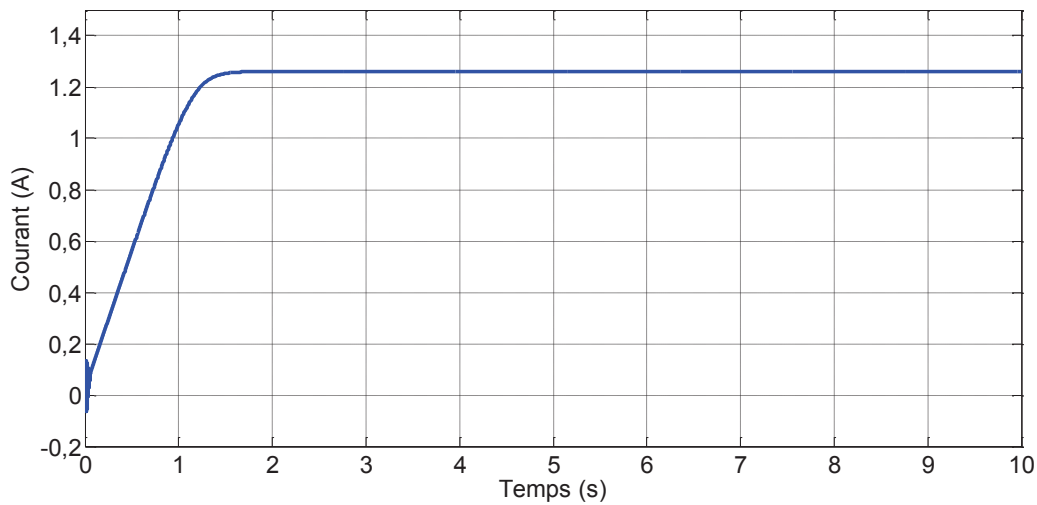


Figure IV.8 : Allure du courant du système

Le hacheur boost étant commandé par le biais de son rapport $(1-\alpha)$, on obtient les équations suivantes :

$$(1-\alpha) = \frac{V_{pv}}{V_s} \quad (IV-3)$$

$$(1-\alpha) = \frac{I_s}{I_{pv}} \quad (IV-4)$$

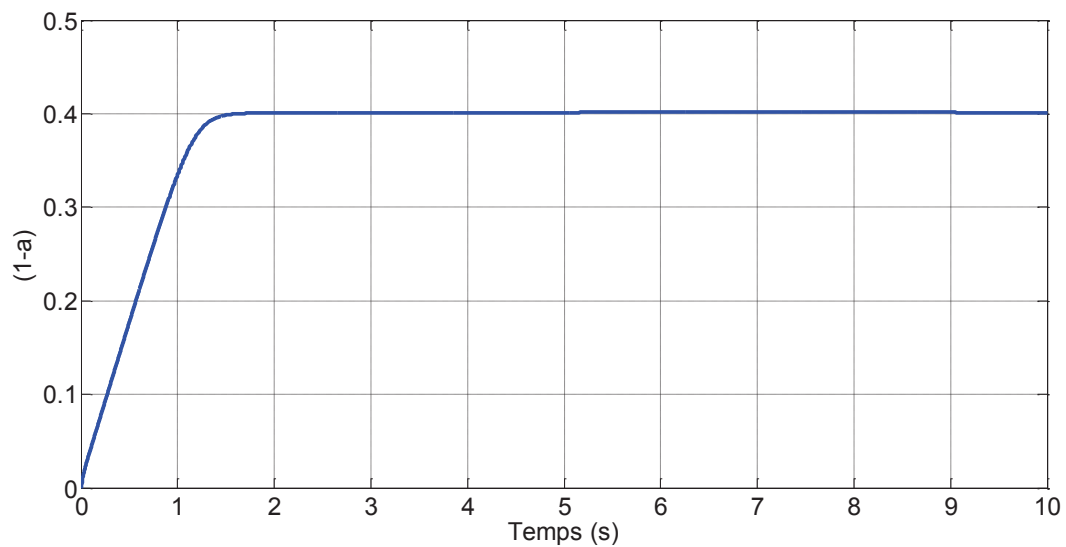


Figure IV.9 : Allure du rapport $(1-\alpha)$

Afin d'avoir une tension et un courant triphasés et sinusoïdaux on a utilisé pour ça un onduleur MLI triphasé à deux niveaux. Dans un premier temps, on rappellera quelques données de base concernant la commande MLI.

- **La commande par modulation de la largeur d'impulsion (MLI)**

En général, la technique de commande MLI appelée en anglais (Pulse Width Modulation **PWM**) permet de définir les instants de commande des interrupteurs, il existe diverses techniques de cette dernière, celle que nous avons utilisé est la MLI sinus-triangle ou la MLI naturelle.

Il s'agit d'une modulante sinusoïdale d'amplitude **Am** (qu'on a fixé dans notre cas à 220V) et de fréquence **fm** (fixée à 50Hz), combinée à une porteuse triangulaire d'amplitude **Ap** (fixée à 400 V) de haute fréquence **fp** (fixée à 8KHz), les instants de commutation des interrupteurs de l'onduleur sont situés aux intersections de la porteuse et de la modulante présenté dans la « figure IV.10 ».

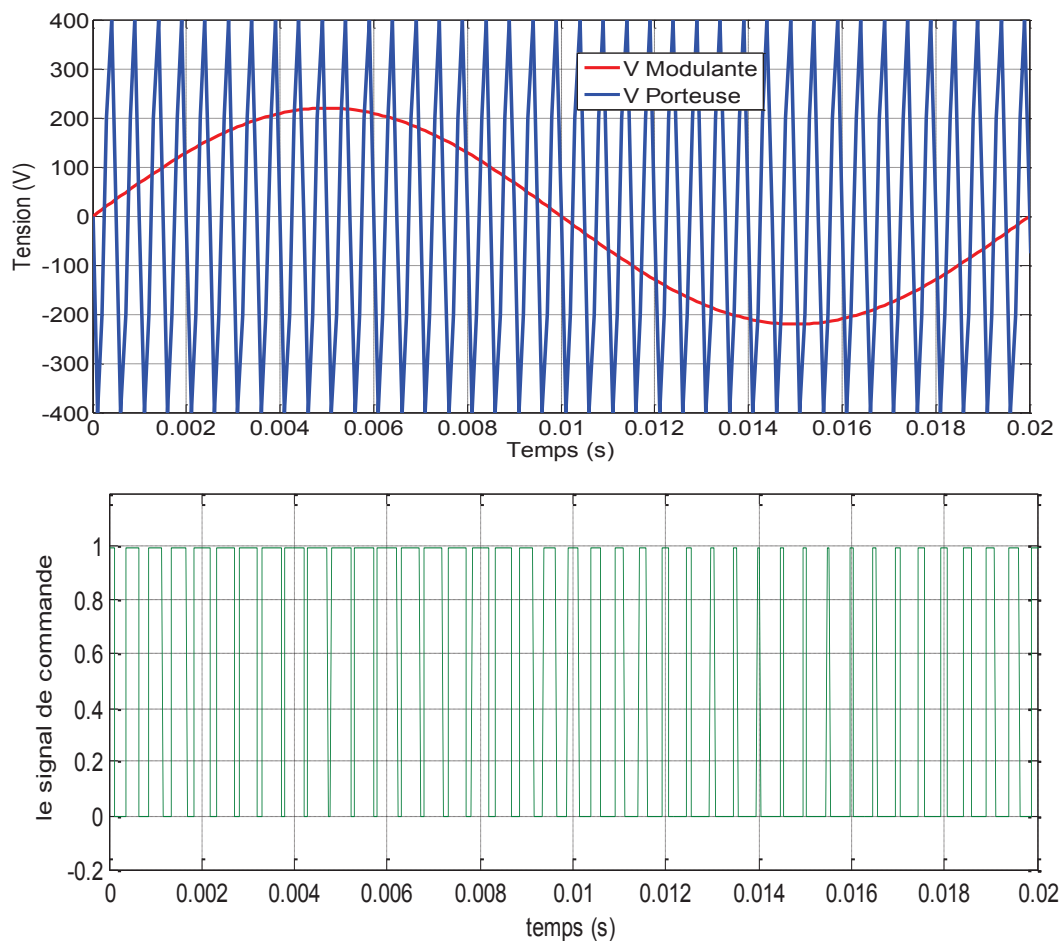


Figure IV.10 : Principe de la MLI naturelle

Comme la référence est sinusoïdale et la porteuse est triangulaire, alors deux paramètres caractérisent la commande :

L'indice de modulation (m) égale au rapport de la fréquence de la porteuse f_p sur la fréquence de la modulante f_m .

$$m = \frac{f_p}{f_m} \quad (IV-5)$$

$$m = \frac{8000}{50} \quad (IV-6)$$

$$m = 160$$

Le coefficient de réglage en tension (r) égale au rapport de l'amplitude de la tension de réglage V_s sur l'amplitude de la tension de la porteuse.

$$r = \frac{V_m}{V_p} \quad (IV-7)$$

$$r = \frac{220}{400} \quad (IV-8)$$

$$r = 0.55$$

Les résultats de la simulation sont représentés par les graphes suivants :

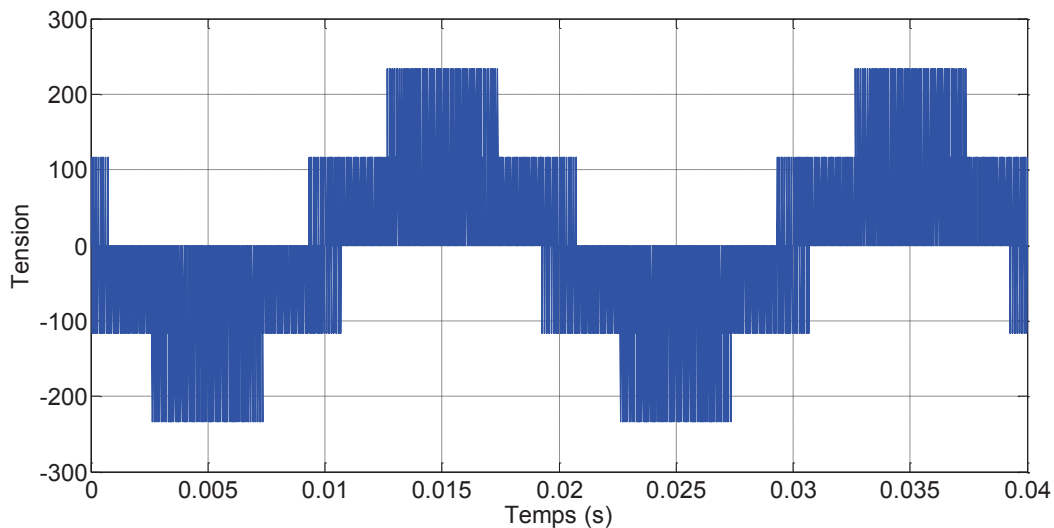


Figure IV.11 : Allure de la tension alternative d'une seule phase à la sortie de l'onduleur MLI

Afin d'obtenir une tension sinusoïdale, on a utilisé un filtre à la sortie de l'onduleur, l'allure de la tension qui en résulte est représentée par la figure (IV.12) :

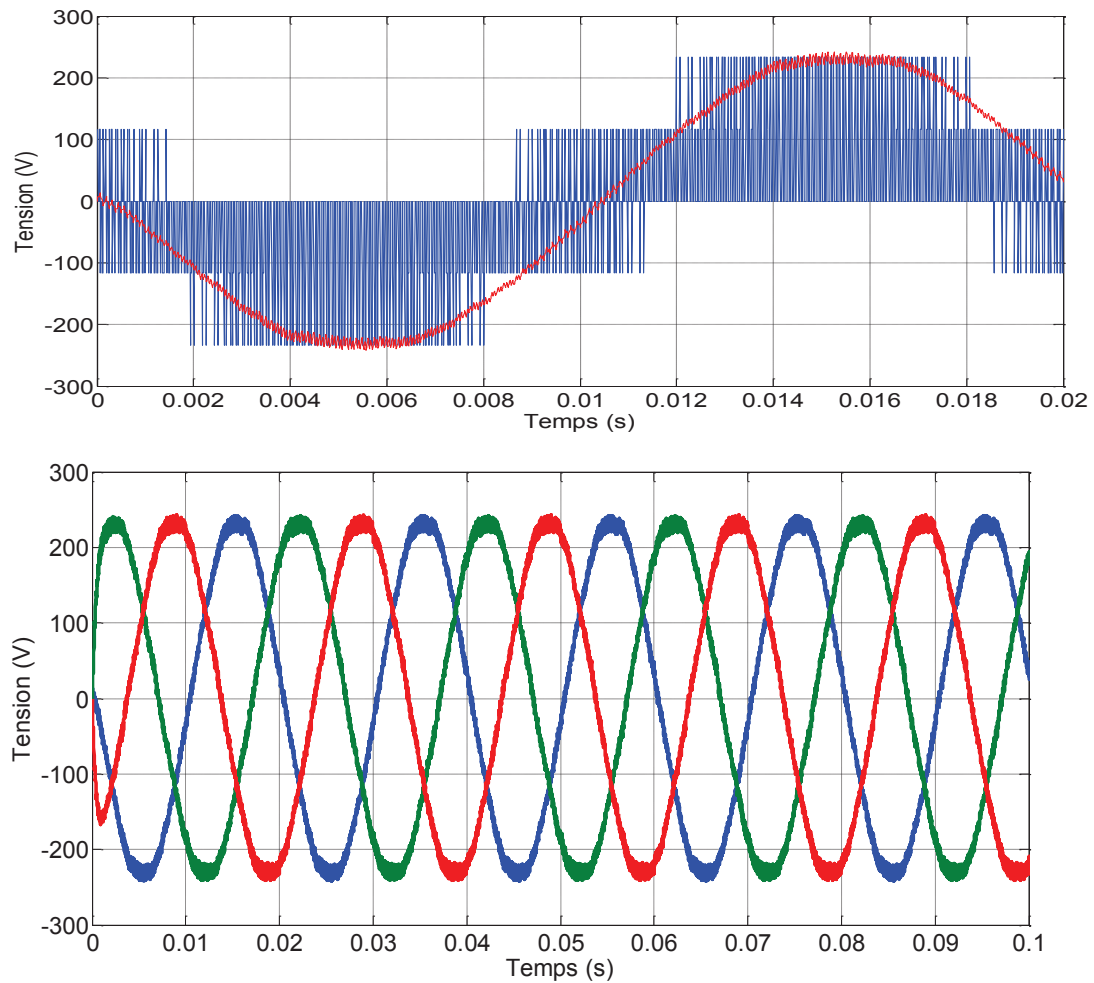


Figure IV.12 : Allure de la tension triphasée à la sortie du filtre

Afin de visualiser l'allure du courant à la sortie de l'onduleur, nous avons utilisé une charge RL. Avec $R= 10 \, \Omega$ et $L= 0.1H$

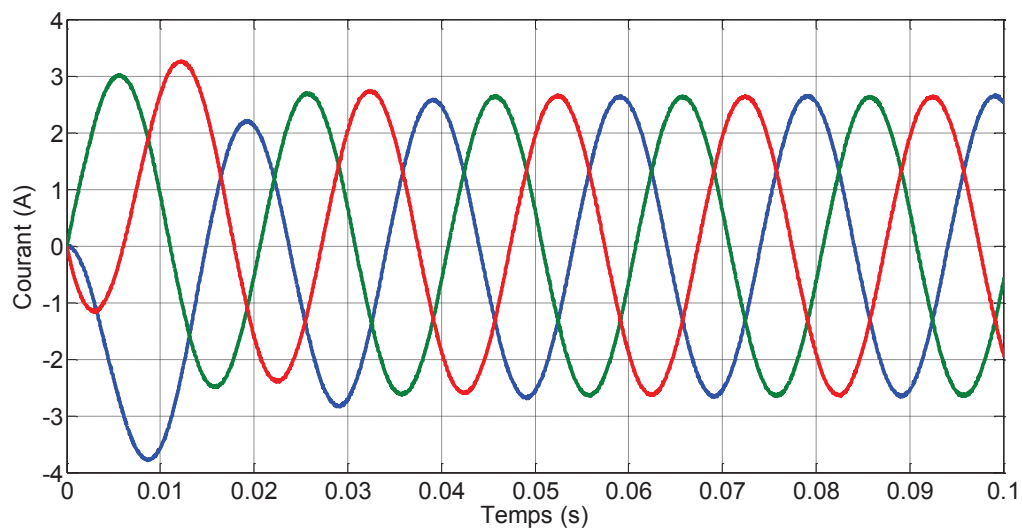


Figure IV.13 : Allure du courant triphasé

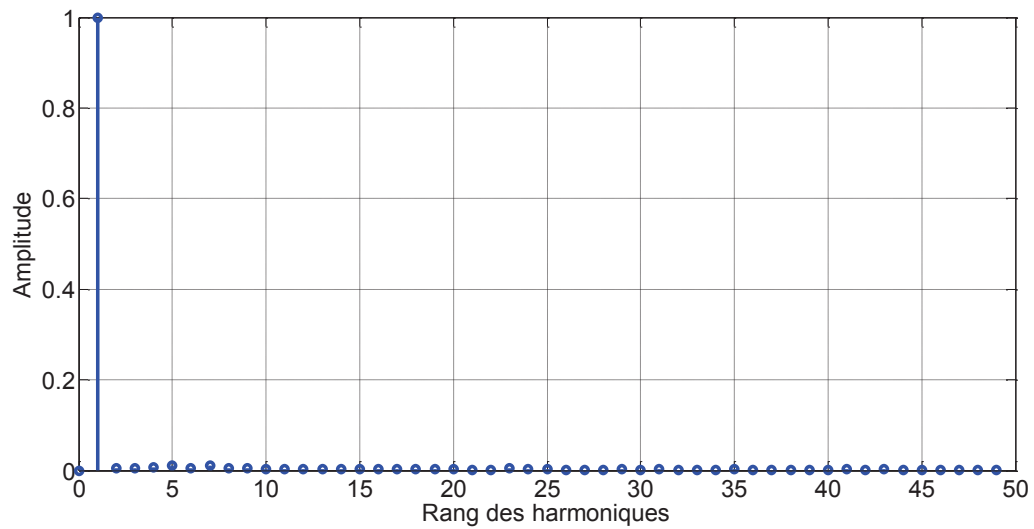


Figure IV.14 : Spectre des harmoniques de la tension V_s

La valeur du taux de distorsion harmonique : $THD = 0.3348$

IV.3 Topologie Hacheur modulaire parallèle

De même que pour la topologie hacheur modulaire série, le hacheur modulaire parallèle est constitué d'un groupement de quatre panneaux photovoltaïques branchés en parallèle avec à la sortie de chaque panneau PV un hacheur survolteur muni d'un système MPPT, qui permet au système de fonctionner en permanence à son point de puissance maximale. Le tout est branché à un onduleur à deux niveaux MLI et un filtre afin d'obtenir en sortie une tension sinusoïdale.

La figure (IV.15) représente le schéma bloc sous le logiciel MATLAB/SIMULINK de la topologie hacheur modulaire parallèle

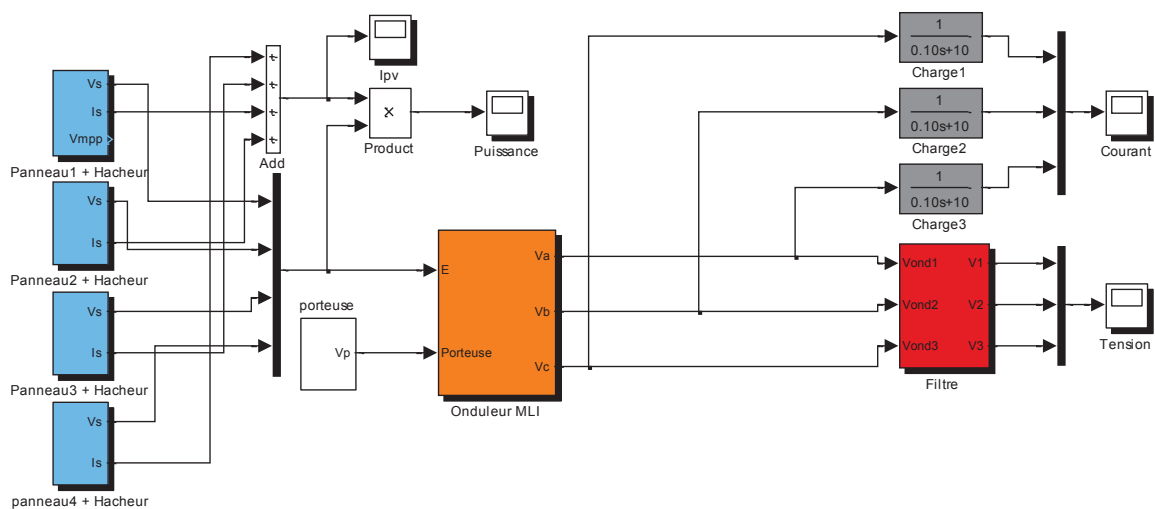


Figure IV.15 : Schéma bloc de la topologie hacheur modulaire parallèle

IV.3.1 Résultats de la simulation

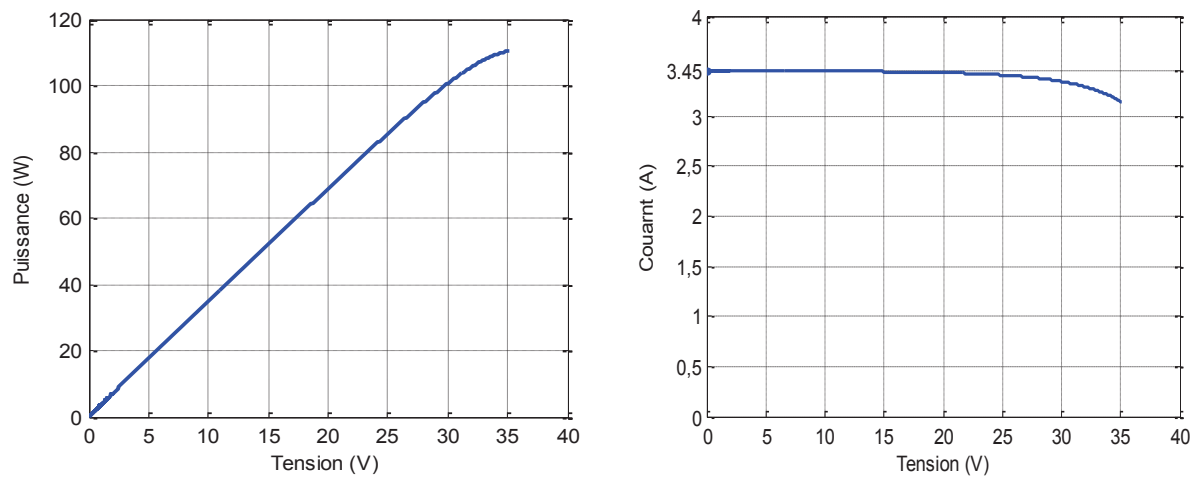


Figure IV.16 : La caractéristique puissance-Tension et courant-tension avec MPPT de chaque panneau

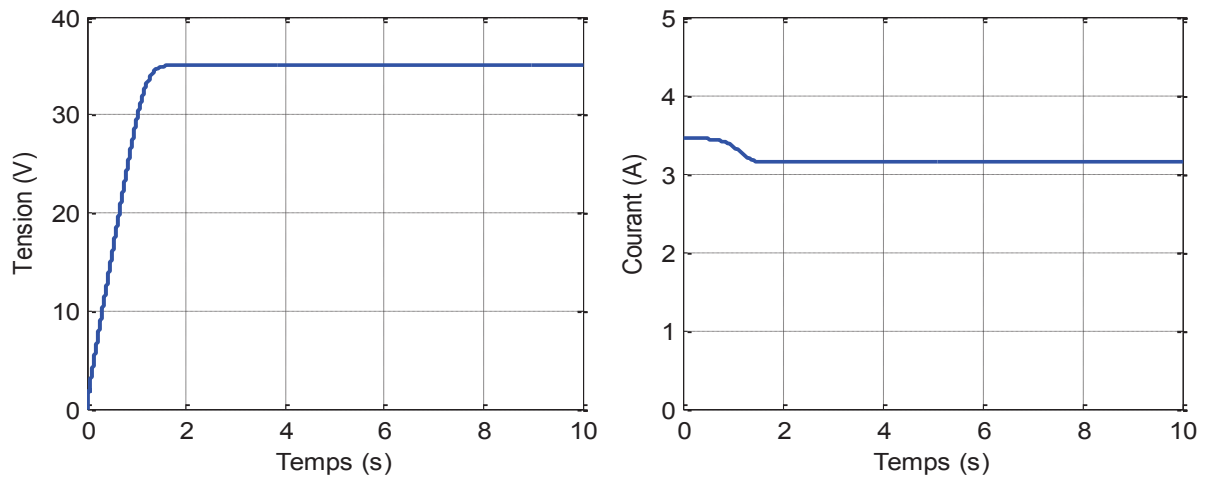


Figure IV.17 : Allure de la tension et du courant à la sortie de chaque panneau

Pour notre système nous avons quatre panneaux branchés en parallèle, ce qui nous donne pour l'ensemble des panneaux la puissance suivante :

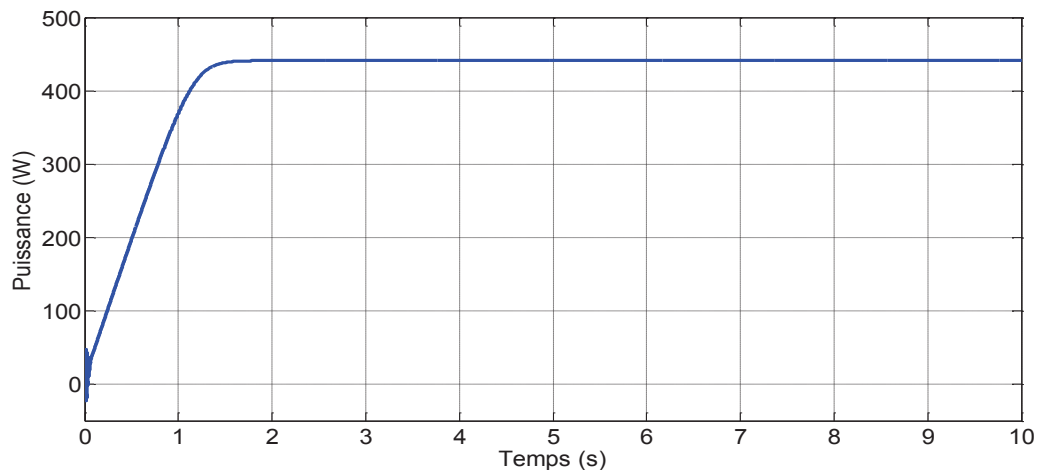


Figure IV.18 : Allure de la puissance totale du système

Contrairement au hacheur modulaire série, un branchement en parallèle ne permet pas un gain en tension donc afin d'obtenir la tension désirée de 350V, sachant que la tension à la sortie de chaque panneau dans les conditions (STC) est de 35V, le rapport d'élévation de la tension devra être très élevé.

Dans ce qui suit nous allons calculer la valeur de la tension qu'il faudra avoir à la sortie de chaque hacheur.

$$V_s = 350V$$

$$Re = \frac{V_s}{V_{mpp}} \quad (IV-9)$$

$$Re = \frac{350}{35} = 10$$

De ce fait, afin d'obtenir la tension désirée (350V) à l'entrée de l'onduleur il faudra que chacun des quatre hacheurs ait un rapport d'élévation de la tension de 10, on aura alors un courant qui sera divisé par ce même rapport. Les allures de ce dernier et le rapport $(1-\alpha)$ du hacheur sont représentées respectivement par les figures (IV.19) et (IV.20)

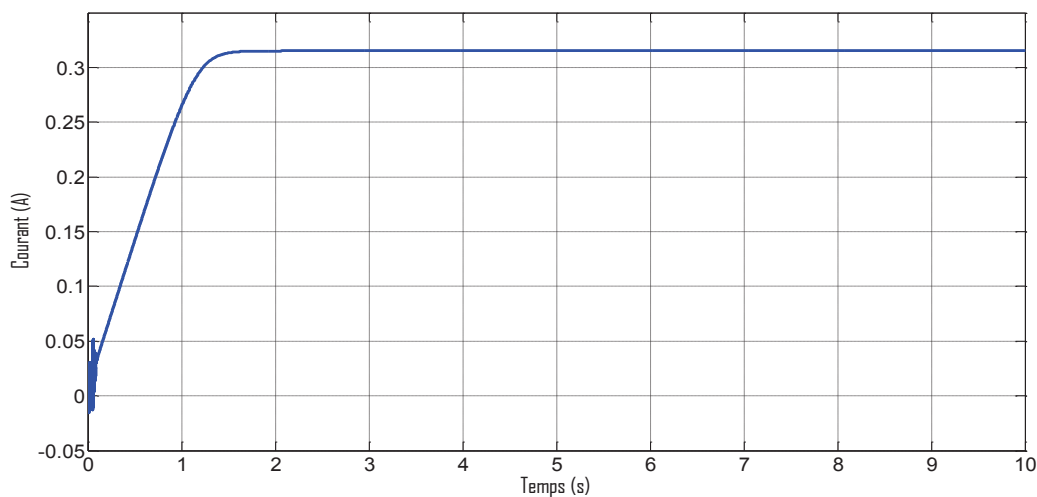


Figure IV.19 : Allure du courant à la sortie de chaque hacheur

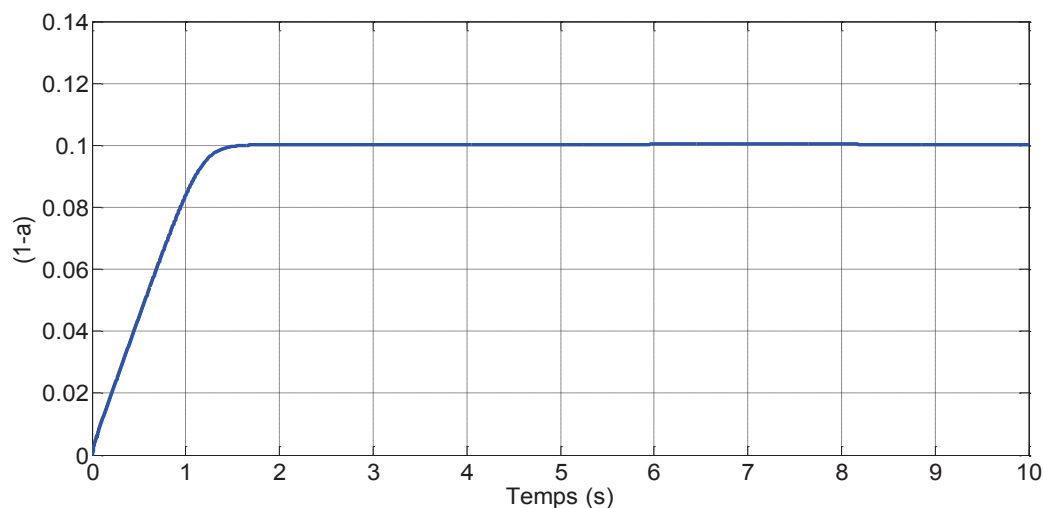


Figure IV.20 : Allure du rapport $(1-\alpha)$

De même que pour la topologie hacheur modulaire série, nous avons utilisé un onduleur MLI triphasé + filtre afin d'obtenir une tension alternative sinusoïdale.

L'allure des harmoniques de la tension à la sortie de l'onduleur est représentée par la figure (IV.21)

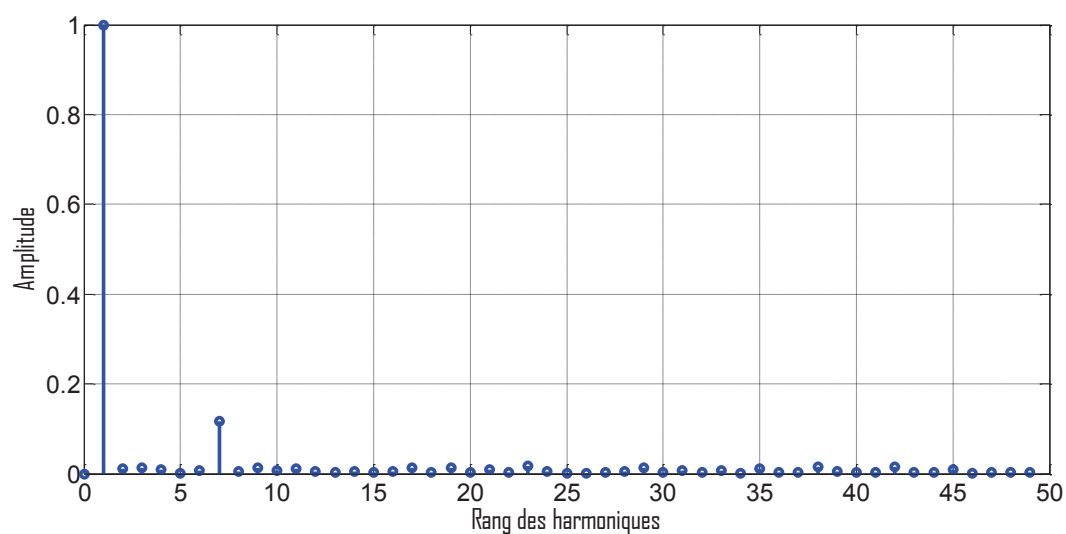


Figure IV.21 : Spectre des harmoniques de la tension V_s

La valeur du taux de distorsion harmonique : $THD = 1.8558$

Discussion des résultats et comparaison

Dans cette section, nous présentons les résultats de la simulation des deux topologies, en l'occurrence le hacheur modulaire série et le hacheur modulaire parallèle. Les premières conclusions du chapitre III, ont établi que la gestion par hacheur modulaire série semblerait plus avantageuse que la gestion par hacheur modulaire parallèle au niveau du rendement.

Les résultats de simulation effectués dans ce chapitre ont confirmé cette conclusion, en effet pour une tension de sortie de 350V et en utilisant le même nombre de panneau , on a constaté que le rapport d'élévation de la tension était beaucoup plus important pour la topologie hacheur modulaire parallèle par rapport la topologie série (10 contre 2.5), de ce fait on aura des pertes plus importantes au niveau du parallèle et par conséquent un rendement plus faible ce qui induit une perte de puissance. Des tests expérimentaux devraient nous permettre de quantifier le gain énergétique d'une architecture par rapport à l'autre dans des conditions réelles de fonctionnement.

Un rapport d'élévation élevé implique un rapport $(1-\alpha)$ faible, ainsi sur la figure (IV.22) nous constatons que la valeur de $(1-\alpha)$ est différent pour les deux topologies, ainsi le branchement en série occasionne un rapport $(1-\alpha)$ pour la commande des hacheurs plus important qu'un branchement en parallèle.

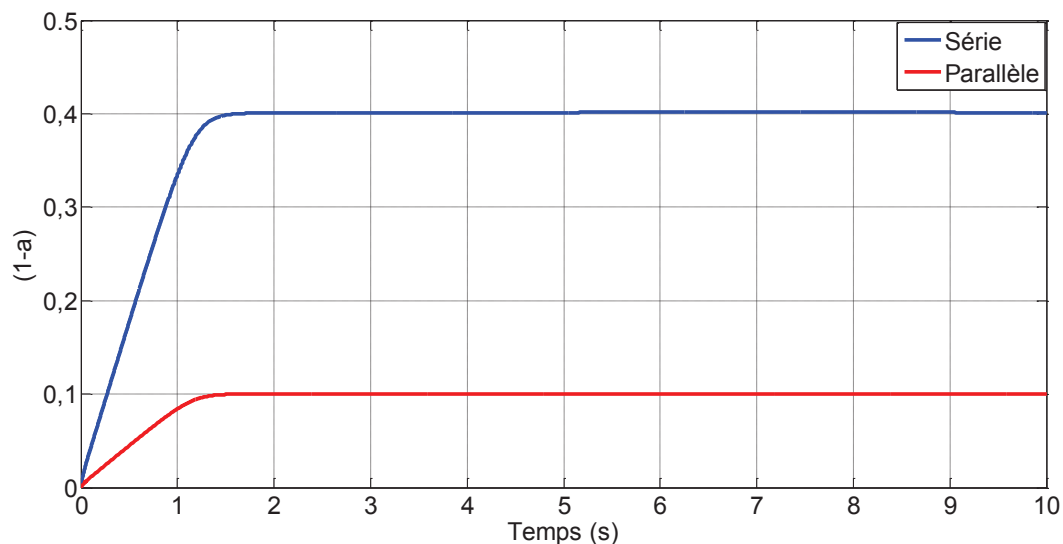


Figure IV.22 : Allure du rapport $(1-\alpha)$ des deux topologies

Du point de vue de la qualité de l'énergie et tout particulièrement des harmoniques et du taux de distorsion harmoniques (THD), nous constatons que les deux topologies présentent un taux de distorsion harmoniques (THD) très correct (THD = 0.3348 et 1.8558%). Mais du point de vue des harmoniques la topologie parallèle présente un harmonique de tension de rang 7 qui est dû à la forte élévation de la tension. La figure (IV.23) représente le spectre harmonique des deux topologies :

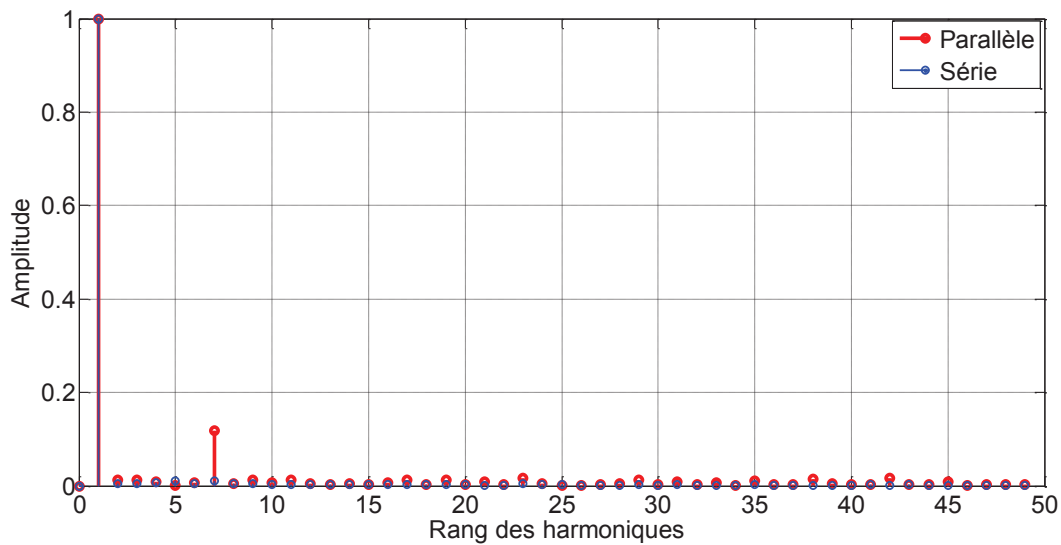


Figure IV.23 : Allure du spectre harmonique des deux topologies

Conclusion

Le travail qui a été fait dans ce chapitre a été principalement consacré à la comparaison des résultats de la simulation des topologies « hacheur modulaire série et parallèle ». Les résultats obtenus ont conforté nos conclusions qu'une architecture de gestion distribuée en série générerait moins de pertes de puissance due à un rapport d'élévation en tension élevé que comporte l'architecture parallèle. Nous avons vu que cela cause des harmoniques de tension plus ou moins importants.



CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent généralement la problématique de valorisation de l'énergie photovoltaïque par les nombreux systèmes d'association entre les générateurs photovoltaïques et les convertisseurs statiques. Nous avons ainsi présenté plusieurs pistes pour améliorer la conversion d'énergie photovoltaïque qui souffre encore aujourd'hui de problèmes de transfert de puissance importants des GPV vers les charges souvent très loin des possibilités maximales des générateurs. Notre démarche a été d'explorer les différents types d'architectures de gestion d'énergie afin de trouver la plus à même de maximiser la production électriques des systèmes photovoltaïques en s'appuyant sur des travaux de chaînes de conversion discrétisées. Les deux topologies de champs PV développées dans ce mémoire c'est-à-dire « hacheur modulaire série » et « hacheur modulaire parallèle » suivent cette tendance forte.

Avant d'aborder la problématique proprement dite de gestion, nous avons effectué un état des lieux par filière technologique, des principaux axes de développement photovoltaïque et du potentiel de chacun. Ceci s'est avéré nécessaire pour acquérir une connaissance approfondie du comportement d'un générateur photovoltaïque. En effet, les résultats obtenus nous ont permis de mieux optimiser l'installation. Dans ce contexte, nous avons décrit dans le chapitre II les principales caractéristiques d'un GPV dont il faut tenir compte pour dimensionner les étages de conversion associés en fonction de données météo plus ou moins contraignantes. Nous avons rappelé, en plus le fonctionnement du hacheur parallèle (boost) et de l'onduleur.

L'étude des différentes structures de convertisseurs statiques dédiés aux photovoltaïques qui a été faite dans le chapitre III nous a permis de faire un large balayage de toutes les technologies qui existent dans le domaine, et nous a conforté dans l'idée qu'une architecture de gestion distribuée apporterait un gain significatif en termes d'énergie produite et d'optimisation de fonctionnement de la chaîne complète (robustesse aux défaillances) par rapport à une gestion centralisée. C'est ainsi nous avons choisi deux principales architectures à étudier à savoir, la topologie hacheur modulaire série et la topologie hacheur modulaire parallèle.

Enfin, dans le dernier chapitre nous avons effectué des simulations des deux topologies ce qui nous a permis de voir les principaux point de divergence de ces deux dernières. Ainsi d'après les résultats de la simulation nous pouvons dire que la topologie hacheur modulaire série reste une meilleure option que l'architecture hacheur modulaire parallèle cela en garantissant un rendement plus intéressant, cependant la mise en place des deux architectures reste relativement onéreuses par rapport aux autres topologies (hacheur rangée, onduleur rangée,...) , même si elles restent les plus efficaces.

Perspectives

Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque devient progressivement une source d'énergie à part entière, de plus en plus sollicitée pour produire de l'énergie électrique allant du domestique à de grandes centrales connectées au réseau. Cependant, il reste encore beaucoup de freins à son développement en termes de manques de production, de taux de pannes ou bien même de coûts prohibitifs rendant cette source d'énergie chère.

Actuellement, les études qui sont menées dans le domaine sont focalisées vers la recherche de structures associables en grand nombre et le développement d'architectures vers la conversion DC/AC. Quelques tendances existent déjà sur la mise en parallèle. Il reste à en effectuer une analyse précise de la stabilité lors de la mise en parallèle de plusieurs étages d'adaptation réalisés avec différentes commandes MPPT [45]. Finalement, le même type d'études devrait se faire pour la mise en série de plusieurs étages d'adaptation pour GPV.

Références bibliographiques

- [1] Belhadj Mohamed, “Modélisation d’un système de captage photovoltaïque autonome”, Mémoire de magister, centre universitaire de Béchar, 2007/2008
- [2] www.editionsdumoniteur.com
- [3] A. Cid-Pastor, “Conception et réalisation de modules photovoltaïque électronique”, thèse université Paul Sabatier, Toulouse III, 2006.
- [4] Soltane Belekhel, “Conception et commande des machines à aimant permanent dédiés aux énergies renouvelables”, thèse de doctorat université de Constantine 2010.
- [5] R.A. Messenger, J. Ventre, “Photovoltaic Systems Engineering (Second Edition)”, CRC Press, 2004
- [6] Cours “gestion énergétique des panneaux photovoltaïques”, Master de Génie électrique , université de Sfax.
- [7] Roshanak RADBEH, ”Réalisation et caractérisation de cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones”, thèse Université de Limoges, 2008.
- [8] Alonso Corine, ”Contribution à l’optimisation, la gestion et le traitement de l’énergie”, mémoire d’habilitation à diriger les recherches, université Paul Sabatier Toulouse III, 2003
- [9] Article CDER, “La division d’évaluation du potentiel énergétique en Algérie ”, bulletin des énergies renouvelables, N°1, juin 2002.
- [10] M.Dahbi, “Etude et optimisation d’une installation hybride photovoltaïque-éolienne autonome”, mémoire de magister, université de Blida, 2007
- [11] Tom Markvart & Luis Castaner, "Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications", ELSEVIER, 2003.

- [12] F.A. Farret, M. Godoy Simoes, "Integration of Alternative Sources of Energy", John Wiley & Sons Ltd, 2006
- [13] Antonio Luque, Steven Hegedus, "Handbook of photovoltaic science and engineering", John Wiley & Sons Ltd, 2003
- [14] Anne Labouret, Michel Villoz, "Energie solaire photovoltaïque " Dunod 2003.
- [15] Energie solaire photovoltaïque.doc / B. Flèche - D. Delagnes / juin 2007
- [16] Ludovic Protin, Stéphan Astier, "Convertisseurs photovoltaïques ", Techniques de l'Ingénieur -D3 360-.
- [17] Cours STI électrotechnique, production d'énergie électrique, énergie solaire photovoltaïque, université de Toulouse III, 2011.
- [18] Stéphane VIGHETTI, Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, "Choix et dimensionnement des étages de conversion ", thèse université Grenoble, septembre 2010.
- [19] C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi, "Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger ".2006
- [20] N. Achaibou,A Malek , N Bacha, "Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV " ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.
- [21] A. Bentaillah, "Etude expérimental et de simulation des performances d'une installation PV de faible puissance ", mémoire de Magister en physique énergétique, Tlemcen, 1994.
- [22] A. buyers, "Les systèmes photovoltaïques " guide, Canada 2002 .ARTICLE PDF.
- [23] M.L.Elhafyani, S.Zouggar, A.Aziz, M.Benkaddou, " Conception et modélisation d'un système photovoltaïque contrôlé par un régulateur de tension ", N. spécial, pp 118-124,2009.

- [24] Baghdadhi Fazia, "Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergie renouvelable", Thèse de magister Université de Tizi Ouzou, 2011.
- [25] Mohamed Arrouf, "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branché sur un générateur photovoltaïque", thèse de doctorat Université Mentouri de Constantine, 2007
- [26] Roshanak RADBEH, "Réalisation et caractérisation de cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones", thèse Université de Limoges, 2008.
- [27] R.Khezzar, "Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique courant/tension d'un GPV", revue des énergies renouvelables vol 11 N°3 2008.
- [28] A.T.Singo, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétique autonome", thèse Université Henry Poincaré Nancy, 2010
- [29] J.A.Gow, C.D.Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power electronics simulation studies", IEEE proceedings on electronic power applications vol 146 N°2,1999.
- [30] J.P.David, A.Michel, J.Duveau, "Electrical and thermal testing and modeling of breakdown in space solar cells and generators ", 23rd specialists conference, 1993, 10-14 may 1993 pp 1415-1420.
- [31] A.Kajihara, T.Harakawa, "Model of photovoltaic cells circuits under spatial shading "Industrial technology, 2005 pp 866-870.
- [32] C.Chabert, A.Rufer, "Optimisation des convertisseurs de puissance embarqués : adaptation des cellules a lien alternatif (mf) et à commutation douce", EPF2000 : 8ème colloque électronique de puissance du futur, Lille, France, 2002.
- [33] Evert Rogers, "Understanding buck-boost power stages in switch mode power supplies", Texas instruments, 1999.
- [34] A.woyt, J.Nijs,R.Belmans, "Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configuration: Literature review and field test results", solar energy, volume 74, march2003.

- [35] S.Singer, A.Braunstein, "A general model of Maximum Power Point Tracking", Proceedings of MELECON 85 IEEE Mediterranean electro-technical conference, Madrid Spain pp147-151.
- [36] S.Singer, A.Braunstein, "Maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load", IEEE proceedings, ptg 1987 pp1-7.
- [37] J.Mankou, "Introduction aux convertisseurs et aux transformateurs de puissances", cours université de Montreal, 2009.
- [38] R.Ridley, "Switch power magazine", 2005.
- [39] Y.Pankow, "Etude de l'intégration décentralisée dans un réseau basse tension, Application au GPV", thèse de doctorat, école centrale de Lille, France, décembre 2004.
- [41] C.Cedric, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque", thèse de doctorat, Université Paul Sabatier, décembre 2008.
- [42] N.Femia, G.Petrone, M.Vitelli, "Optimisation of perturb and observe maximum power point tracking method", IEEE transactions power electronics, volume 20, N°4 pp16-19, may 2004.
- [43] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Blaadbjerg, "Improved MPPT Algorithms for rapidly Changing Environmental Conditions", Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International, pp. 1614-1619, Aug. 2006.
- [44] H.Hassini, "Modélisation, optimisation d'un système hybride éolien-photovoltaïque", mémoire de magister, Université Abou Bakr Belkaid de Tlemcen, 2010.
- [45] Enslin. J.H.R., Wolf. M.S., Snyman.D.B., Swiegers, W, "Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter", Industrial Electronics, IEEE Transactions on , Volume: 44 Issue: 6, Dec. 2011.

RÉSUMÉ

Les recherches actives sur les matériaux photovoltaïques et sur les systèmes de gestion de cette énergie sont à la base de ces progrès constants. Les recherches s'orientent depuis plusieurs années dans cette optique d'amélioration et d'optimisation de l'énergie électrique produite par les systèmes solaires photovoltaïques. L'insertion d'un étage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque (PV) et une charge optimise le transfert d'énergie. Ainsi, cet étage, commandé par une MPPT (Maximum Power Point Tracking), permet de rechercher en permanence le point maximum de puissance délivrée par le module PV. C'est dans ce contexte de maximisation de la production PV et de changement des fonctionnalités que le travail réalisé dans ce mémoire explore les topologies de champs PV (générateurs PV + électronique de puissance) pouvant répondre à ces nouvelles exigences.

Mots Clés : Électronique de puissance, GPV, Convertisseur DC-DC / DC-AC, Photovoltaïque, Énergies renouvelables, Cellules solaires.