



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

N° de série :.....

N° d'ordre :.....

Thèse

Pour l'obtention du diplôme de
DOCTORAT EN SCIENCES EN ELECTROTECHNIQUE

OPTION : MACHINES ELECTRIQUES

Présenté par :

MAKHOLOUF MESSAOUD

Magistère en Electrotechnique

**MODELISATION ET OPTIMISATION DE SYSTEMES DE
PRODUCTION D'ENERGIES RENOUVELABLES COUPLES
AU RESEAU**

Soutenue le : / / 2012

Devant le jury :

Président :	Bouزيد Aissa	Professeur	Université Mentouri Constantine
Rapporteur :	Benalla Hocine	Professeur	Université Mentouri Constantine
Examineurs :	Bentounsi Amar	Professeur	Université Mentouri Constantine
	Azoui Boubaker	Professeur	Université de Batna
	Arrouf Mohamed	Maître de conférences	Université de Batna

Dédicaces

A ma mère Aïcha,

A mon épouse Fairouz,

A ma petite fille Sondous,

A tous ceux qui m'ont nourri de leur savoir,

Et à ceux avec qui je partage de bons souvenirs,

M.Makhlouf

Les travaux présentés dans cette thèse ont été effectués au sein du laboratoire d'électrotechnique du département d'électrotechnique, faculté des sciences de l'ingénieur de l'université de Mentouri Constantine, sous la direction de monsieur, **Benalla Hocine** professeur au département d'électrotechnique de l'université de Mentouri Constantine, à qui je présente l'expression de ma profonde gratitude pour tous les conseils et les encouragements qu'il m'a prodigué pendant toute la durée de ce travail.

Mes remerciements les plus sincères sont adressés à monsieur **Bouzi Aissa**, professeur au département d'électrotechnique de l'université de Mentouri Constantine, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant la présidence du jury de ce mémoire.

Mes remerciements les plus sincères sont adressés à monsieur **Bentounsi Amar**, Professeur au département d'électrotechnique de l'université de Mentouri Constantine, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en me faisant l'honneur de participer à ce jury.

Mes vifs remerciements vont aussi à monsieur **Azoui Boubaker**, Professeur au département d'électrotechnique de l'université de Batna, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en me faisant l'honneur de participer à ce jury.

Je suis très reconnaissant également à monsieur **Arrouf Mohamed**, Maître de conférences au département d'électrotechnique de l'université de Batna, pour l'intérêt qu'il a bien voulu porter à ce travail en acceptant de siéger dans ce jury.

Je tiens également à présenter ma gratitude à ma femme fairouz, qui ma aidé le long des phases de préparation de cette thèses.

A toutes les personnes (dont le nombre est très élevé pour les citer toutes ici), qui ont contribué de près ou de loin, directement ou indirectement à l'aboutissement de ce travail, je les remercie tous, particulièrement ma mère, et tous mes amis.

Enfin, je ne pourrais terminer ces remerciements sans une pensée à l'ensemble de mes enseignants qui sont à l'origine de tout mon savoir.

SOMMAIRE

Introduction Générale	1
Chapitre I : Etat de l'art et Problématique	5
I.I.Introduction.....	5
I.II. Contexte énergétique mondial.....	5
I.II.1. Ressources énergétiques.....	6
I.II.1.1. Ressources non renouvelables ou épuisables.....	6
I.II.1.2. Ressources renouvelables ou non épuisables.....	7
I.II.2. Besoins énergétiques.....	8
I.II.2.1. Besoins en énergie primaire.....	8
I.II.2.2. Besoins en électricité.....	10
I.II.2.3. Capacités des énergies renouvelables.....	12
I.II.3. Production de l'électricité par le photovoltaïque solaire.....	13
I.III. Le Photovoltaïque : rappels et notion générales.....	15
I.III.1. Effet photovoltaïque : définition.....	15
I.III.2. Historique des cellules solaires.....	16
I.III.3. Jonction PN utilisée comme capteur.....	17
I.III.4. Les différents types de cellules solaires.....	18
I.III.4.1. Cellule en silicium amorphe.....	19
a- Avantages.....	19
b- Inconvénients.....	19
I.III.4.2. Cellule en silicium monocristallin.....	20
a- Avantages.....	20
b- Inconvénients.....	20
I.III.4.3. Cellule en silicium multicristallin.....	20
a- Avantages.....	20
b- Inconvénients.....	20
I.III.4.4. Cellule tandem.....	20
a- Avantages.....	21
b- Inconvénients.....	21
I.III.5. Type de systèmes photovoltaïques.....	22
I.III.5.1. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	22
I.III.5.2. Systèmes photovoltaïques non connectés au réseau.....	23
I.III.5.3. Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV).....	24
I.III.5.4. Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides.....	24

I.III.6. Avantages et inconvénients.....	25
I.III.6.1. Avantages.....	25
I.III.6. 2. Inconvénients.....	26
I.III.7 .Conclusion.....	26
Chapitre II : Modélisation et Simulation des Générateurs Photovoltaïques.....	28
II.1 Introduction.....	29
II. 2. Modélisation des modules photovoltaïques.....	29
II.2.1. Cellule Photovoltaïque Idéale.....	29
II.2.2. Dispositif photovoltaïque pratique.....	30
II. 3. Ajustement du modèle photovoltaïque.....	36
II. 3.1. Evaluation des Resistances R_s et R_p	38
II. 4. Validation du modèle	42
II. 4.1. Q6LM.....	42
II. 4.2. MSX83.....	43
II.5. Conclusion.....	43
Chapitre III : Les Systèmes Photovoltaïques Autonome	46
III.I. Introduction.....	45
III.2. Modélisation des composants de système photovoltaïque autonome.....	46
III.2.1. Modélisation du générateur photovoltaïque.....	46
III.2.2 Modélisation des unités de conditionnement de puissance.....	47
III.2.2.1. modélisation du convertisseur DC-DC (hacheur).....	47
III.2.2.1.1. Convertisseur DC-DC (hacheur) dévolteur.....	48
III.2.2.1.2. Convertisseur DC-DC (hacheur) survolteur.....	49
III.2.2.1.3. Convertisseur DC-DC survolteur-dévolteur.....	50
III.2.2.1.4. Modélisation du convertisseur DC-AC (onduleur).....	50
III.2.2.1.5 modulation de la largeur d'impulsion MLI.....	52
III.2.3. Modélisation du moteur asynchrone	53
III.2.3.1. Equation électrique.....	53
III.2.3.2 Equations magnétiques.....	54
III.2.3.3. Equation mécanique.....	55
III.2.3.4. Modélisation de la machine asynchrone dans le repère de Park.....	55
III.2.3.5. Equations magnétiques.....	57
III.2.3.6. Expression du couple électromagnétique	59
III.2.4. Pompe centrifuge.....	59

III.2.4.1. Introduction.....	59
III.2.4.2. Constitution d'une pompe centrifuge et principe de fonctionnement.....	60
III.2.4.3. La courbe débit–hauteur.....	61
III.2.4.4. Courbe de puissance.....	62
III.2.4.5. Puissance mécanique nécessaire à la pompe.....	62
III.2.4.6. Couple de pompe.....	63
III.2.4.7. Rendement.....	63
III.2.5. Principe de la commande vectorielle à flux rotorique orienté.....	63
III.2.5.1. Estimation de φ_{rd} , ω_r , θ_s	64
III.2.5.2. Découplage et compensation.....	65
III.2.5.3. Calcul des régulateurs.....	65
III.2.5.3.1. Réglage de la boucle de vitesse.....	65
III.2.5.3.2. Régulateur de flux.....	66
III.2.5.3.3. Régulateur P.I de courant i_{sd}	67
III.3. Recherche du point de puissance maximale du générateur PV.....	67
III.3.1. Synthèse des différentes techniques de maximisation de la puissance.....	67
III.3.1.1. Les méthodes indirectes.....	68
III.3.1.1.a. La méthode d'ajustement de courbe.....	68
III.3.1.1.b. La méthode « look-up table ».....	69
III.3.1.1.c. La méthode de la tension de circuit ouvert du GPV.....	69
III.3.1.1.d. La méthode de court-circuit.....	69
III.3.1.2. Les méthodes directes.....	70
III.3.1.2.a. La méthode de différenciation.....	70
III.3.1.2.b. Méthode de perturbation et d'observation (p&o).....	70
III.3.1.2.c. méthode d'incrémentat ion de la conductance	74
III.3.1.2.d. méthode de capacité parasite (PC).....	76
III.3.2. Efficacité des techniques des MPPT.....	77
III.4. Synthèse d'algorithme de recherche du point de puissance maximale.....	77
III.5. Résultat de simulation et discussions.....	79
III.6. Conclusion.....	83
Chapitre IV : Systèmes Photovoltaïques Connectés aux Réseaux Electriques.....	84
IV.1. Introduction.....	85
IV.2. Configurations des systèmes photovoltaïques.....	86

IV.2.1. L'onduleur Central.....	86
IV.2.2. L'onduleur « Rangée ».....	87
IV.2.3. Le hacheur « Rangée ».....	88
IV.2.4. Le hacheur modulaire parallèle.....	89
IV.2.5. Le hacheur modulaire série.....	89
IV.3. Normes de raccordement des systèmes photovoltaïques au réseau électrique.....	90
IV.3.1. Tension de fonctionnement	91
IV.3.2. Fréquence.....	92
IV.3.3. Mise a la terre.....	92
IV.3.4. L'injection du courant continu.....	92
IV.3.5. Déformation/Harmoniques.....	93
IV.3.6. Facteur de puissance.....	93
IV.3.7. La détection de l'ilotage et la reconnexion.....	93
IV.4. Structure du système photovoltaïque connecte au réseau électrique.....	94
IV.4.1. Le générateur photovoltaïque.....	95
IV.4.2. Convertisseurs d'électronique de puissance pour les systèmes PV.....	96
IV.4.2.1. Convertisseur DC-DC (Hacheur-Boost).....	96
IV.4.2.2. Convertisseur DC-AC (Onduleur de Tension).....	98
IV.4.3. Modélisation de l'interface réseau.....	98
IV.4.3.1. Modèle du filtre LC et la charge (R, L).....	99
IV.4.3.2. Modèle du réseau électrique.....	104
IV.4.3.3. Etude de la synchronisation du convertisseur sur le réseau.....	104
IV.4.3.4. Commande de l'interface au réseau électrique.....	105
IV.4.3.4.1. Méthode Watt-Var découplé.....	105
IV.4.3.5. Régulation de la tension continue.....	108
IV.4.4. Schéma synoptique de connexion au réseau.....	109
IV.4.5. Résultats de simulation.....	110
IV.4.6. Conclusion.....	130
Conclusion Générale.....	134
Références Bibliographiques.....	137
Annexes.....	144

LISTES DES FIGURES

Fig.1.1 : Ressources annuelles d'origine renouvelable disponibles à la surface de la Terre.....8

Fig.1.2 : Consommation mondiale d'énergie primaire.....10

Fig. 1.3 : Répartition de la production d'électricité mondiale en 200811

Fig. 1.4 : Répartition de la production d'électricité mondiale d'origine renouvelable.....11

Fig. 1.5: Taux de croissance annuels moyens entre 1998 et 2008, des sources de production électrique mondiale.....12

Fig.1.6 : Chiffres clés du marché photovoltaïque.....14

Fig. 1.7 : Spectre solaire.....15

Fig.1.8 : La Jonction P-N..... 17

Fig.1.9 : Caractéristique I (V) d'une jonction PN.....17

Fig. 1.10 : L'effet photovoltaïque – la lumière incidente déplace un électron de la bande de valence vers la bande de conduction.....18

Fig.1.11 : Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution.....23

Fig.1.12 : Système photovoltaïque autonome.....25

Fig.1.13 : Système photovoltaïque hybride.....25

Fig.2.1 : Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque idéale à une diode.....30

Fig. 2. 2 : Courbe de la caractéristique I(V) de la cellule photovoltaïque.....30

Fig. 2.3 : Circuit équivalent d'un dispositif photovoltaïque pratique comprenant les résistances série et parallèle.....31

Fig.2.4 : La caractéristique I(V) d'un dispositif photovoltaïque pratique et les trois points remarquables I_{SC} , P_{mp} (V_{mp} , I_{mp}) et V_{OC} 31

Fig.2.5 : Détail de la structure physique d'une cellule photovoltaïque illustrant les origines de la résistance ohmique.....33

Fig. 2.6: Organigramme du processus itératif d'ajustement du modèle photovoltaïque.....37

Fig.2.7: les courbes P(V), pour différentes valeurs de R_s et R_p39

Fig. 2.8: Les courbes I(V) pour différentes valeurs de R_s et R_p39

Fig.2.9 : $P_{max}=f(R_s)$ Pour $I=I_{mp}$ et $V=V_{mp}$40

Fig. 2.10: La courbe I(V) ajustée en trois points remarquables (I_{sc} , V_{oc} et P_{max}).....41

Fig. 2.11: La courbe P(V) P ajustée en trois points remarquables (I_{sc} , V_{oc} et P_{max}).....41

Fig. 2.12: courbes I(V) théorique et pratique du module Q6LM pour des éclairagements de 1000 W/m^2 et 200 W/m^242

Fig. 2.13: Courbes P(V) théorique et pratique du module Q6LM pour des éclairagements de 1000 W/m^2 et 200 W/m^242

Fig. 2.14: Courbes I (V) théorique et pratique du module MSX-83 83 pour différentes températures (25°C, 50°C et 75 °C).....43

Fig. 2.15: Courbes P(V) théorique et pratique du module MSX-83 pour différentes températures (25°C, 50°C et 75 °C).....43

Fig .3.1 : Schéma élémentaire des composants des systèmes photovoltaïques autonomes.....45

Fig.3.2 : Circuit du Hacheur dévolteur.....48

Fig.3.3 : Circuit du Hacheur survolteur.....49

Fig.3.4 : Circuit du Hacheur survolteur-dévolteur.....50

Fig.3.5 : Topologie d'un onduleur triphasé.....51

Fig. 3.6: La commande MLI par modulation « sinus-triangle »52

Fig.3.7 : Machine asynchrone modélisée - définition des repérés stator et rotor53

Fig. 3.8 : Position du système d'axe (d, q).....57

Fig. 3.9 : Schéma de principe d'une pompe centrifuge.....60

Fig. 3.10 : Courbe Q -H pour différentes hauteurs et vitesse.....61

Liste des figures

Fig. 3.11 : Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge.....	62
Fig.3.12 : Principe de la commande vectorielle.....	64
Fig 3.13 : Schéma–bloc de régulation de vitesse.....	65
Fig.3.14 :Schéma du réglage de flux par un régulateur P.I.....	66
Fig.3.15 : Schéma bloc de la régulation du courant statorique i_{sd}	67
Fig. 3.16 : Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation.....	72
Fig. 3.17 : Divergence de la méthode P&O	73
Fig. 3.18 : Caractéristique de la puissance.....	74
Fig. 3.19 : Algorithme de la Méthode d'incrémentat ion de conductance.....	76
Fig. 3.20 : Schéma global du système de pompage photo voltaïque.....	80
Fig.3.21 : les caractéristiques Φ_{rd} et Φ_{rq}	81
Fig.3.22 : Les courants i_{sd} et i_{sq} après optimisation.....	81
Fig. 3.23 :Le courant i_{sa} (t) après optimisation.....	81
Fig. 3.24 : Caractéristique de vitesse avant et après optimisation.....	82
Fig. 3.25 : Rendement de système global avant et après optimisation.....	82
Fig.3.26 : Caractéristique de débit d'eau avant et après optimisation.....	82
Fig. 3.27 : Caractéristique du couple en fonction du temps	84
Fig.3.28 : Caractéristique V (t) avant après optimisation.....	84
Fig. 4.1 : Développement de coût et de quantité spécifiques de production pour un convertisseur photo voltaïque d'une puissance nominale comprise entre 1 et 10kW pendant les deux dernières décennies.....	86
Fig.4.2 : La topologie « Onduleur Central »	87
Fig.4.3: La topologie « Onduleur rangée ».....	88
Fig.4.4: La topologie « Hacheur rangée ».....	88
Fig.4.5: La topologie « hacheur modulaire parallèle ».....	89
Fig.4.6: La topologie « hacheur modulaire série »	89
Fig.4.7 : Configuration du système photo voltaïque connecté au réseau électrique.....	95
Fig.4.8 Modèle du module photo voltaïque sous Simulink/Matlab.....	95
Fig.4.9 : Schéma électrique équivalent du convertisseur.....	96
Fig.4.10 : Le hacheur et son control.....	98
Fig.4.11 : Schéma de l'interface de connexion d'un onduleur au réseau électrique et une charge RL.....	99
Fig.4.12 : Circuit équivalent d'un filtre LC avec la charge RL.....	101
Fig. 4.13 : Diagramme de blocs d'une PLL.....	104
Fig.4.14: diagramme Schématique d'un (PLL).....	105
Fig.4.15: Schéma d'un onduleur connecté au réseau.....	106
Fig.4.16 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée.....	107
Fig.4.17 : Schéma global du contrôle par la méthode Watt-Var découplé.....	107
Fig.4.18: Schéma de régulation de la tension continue.....	109
Fig.4.19 : Schéma synoptique de commande de la connexion au réseau.....	109
Fig.4.20 : Tension de sortie du hacheur	110
Fig.4.21 : Caractéristiques des tensions simples à la sortie de l'onduleur.....	110
Fig.4.22 : Caractéristiques des tensions composées à la sortie de l'onduleur	112
Fig.4.23 : Caractéristiques des courants de ligne à la sortie de l'onduleur.....	112
Fig.4.24 : Caractéristiques des tensions simples à la sortie du filtre LC.....	113
Fig.4.25 : Caractéristiques des tensions composées à la sortie du filtre LC.....	114
Fig.4.26 : THD de la tension composée avant filtrage.....	115
Fig.4.27 : THD de la tension composée après filtrage.....	115
Fig.4.28: Courant de référence $I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$	116
Fig.4.29 : Réponse du système pour une charge de 30 kW.....	116

Liste des figures

Fig.4.30 : Réponse du système pour une charge de 10 kW.....	118
Fig.4.31 : Réponse du système à l'absence de la charge.....	119
Fig.4.32 : Tension au lien DC après un changement de 1000 à 400 W/m ²	119
Fig.4.33 : Tension aux bornes de capacité d'entrée de l'onduleur après la compensation de la tension.....	119
Fig.4.34 : Tension composée avant compensation lors d'un changement de l'éclairement....	120
Fig.4.35 : Tension composée après compensation lors d'un changement de l'éclairement....	120
Fig.4.36: Tension simples avant compensation lors d'un changement de l'éclairement.....	120
Fig.4.37: Tension simples après compensation lors d'un changement de l'éclairement.....	121
Fig.4.38 : Les courants dans la charge	121
Fig.4.39 : Les courants dans le réseau.....	121
Fig.4.40 : Les courants sortant de l'onduleur de tension.....	122
Fig.4.41 : Fig.4.41 : Réponse du système pour une charge de 100 kW	122

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Il est préoccupant d'apprendre qu'environ 1.7 à 2.0 milliard de personnes dans les pays en voie de développement, n'ont aucun accès à l'électricité. En plus, 2 milliards sont alimentées par des réseaux non fiables. Les facteurs préoccupant les écologistes, les météorologistes, les chercheurs et les gouvernements, incluant aussi bien la croissance de la population (7 milliards actuels, la dernière projection de la population mondiale de l'organisation des Nations unies (ONU) suppose, selon son scénario moyen, que l'humanité pourrait atteindre 9,3 milliards de personnes vers 2050 et 10,1 milliards en 2100, avec un milliard supplémentaire d'habitants s'ajoutant à la population chaque décennie [1]), sont les changements climatiques et l'épuisement rapide des réserves des ressources traditionnelles d'énergie (fossile, gaz, etc.). La consommation d'énergie dans le monde s'enève actuellement à 13 TW. Les problèmes écologiques provoqués par les sources d'énergie classiques, sont très inquiétants ; car l'environnement est menacé par la pollution et l'effet de serre ; où le climat change et changera, Entre 75% et 85% des émissions dans le monde sont imputables au secteur de l'énergie [2], la température globale augmentera de 1,1 à 6,4 °C supplémentaires au cours du siècle à venir.

Par conséquent, la production de l'électricité par des moyens propres (non polluants) est devenue une nécessité primordiale afin de satisfaire l'alimentation électrique des futures générations. Alors les nouvelles sources propres, renouvelables et soutenables devront être utilisées. A savoir que le soleil fournit, en une heure, quatre fois plus d'énergie que celui utilisé mondialement en un an [3].

Les énergies renouvelables se manifestent comme une solution potentielle à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Parmi les moyens de production prometteurs (micro éolien, micro hydraulique...), le photovoltaïque (PV) apparaît aujourd'hui comme le plus approprié et le plus abouti à la production d'électricité d'origine renouvelable pour l'habitat.

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité en raison de ses nombreux avantages :

- Elle est un moyen fiable qui requiert peu d'entretien;
- Elle fournit de l'électricité avec l'énergie gratuite et renouvelable du soleil;
- Elle ne nécessite aucun combustible;

- Elle est silencieuse et non polluante respectueuse de l'environnement;
- Elle est polyvalente et peut être ajustée selon les besoins.

Généralement, les systèmes de conversion d'énergie renouvelable souffrent d'un manque d'optimisation qui en font des systèmes chers et présentant encore des déficiences importantes en rendement et en fiabilité.

Dans ce cadre, l'énergie photovoltaïque (PV) bien que connue depuis de nombreuses années pour pouvoir d'être une source d'énergie électrique ayant de grandes possibilités pouvant aller de quelques milliwatts aux mégawatts. Les problèmes qui restent à résoudre concernent le matériau de construction des cellules solaires qui reste cher et la chaîne de conversion qui présente beaucoup de pertes par le manque d'optimisation et souvent une utilisation inappropriée des convertisseurs statiques.

Sur la partie matériau, beaucoup d'équipe de recherche travaillent depuis de nombreuses années pour obtenir des rendements élevés associés à des prix de réalisation bas et une tenue des performances en vieillissement sur les durées importantes (10 à 30 ans).

Sur la partie système de conversion lui-même, les recherches se résument en deux points :

-Le développement d'un modèle mathématique exacte qui représente la cellule photovoltaïque réel, et qui reflète l'influence des différentes conditions atmosphériques sur les paramètres de la cellule solaire.

- Le développement d'une méthode d'optimisation efficace qui est apte de déterminer le point de puissance maximale de la caractéristique $I(V)$ de la cellule pour n'importe quelle condition d'éclairement et de la température, et quel que soit le changement rapide ou lent.

Dans la réalité on peut distinguer deux types des systèmes solaires :

➤ **Les systèmes autonomes ou hors réseau**

Les constructions munies d'un système PV autonome ne dépendent que de la lumière solaire pour répondre à leurs besoins en électricité. Ces systèmes comportent généralement des accumulateurs qui stockent l'énergie produite pour les utilisations de nuit ou en périodes de faible ensoleillement. La taille du champ de modules PV et de la banque d'accumulateurs doit être déterminée soigneusement afin d'optimiser la performance du système.

Certains systèmes PV sont combinés à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois. Ces systèmes hybrides s'avèrent utiles pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, ou lorsque le rayonnement solaire diminue pendant certaines périodes de l'année. Ils permettent également de diminuer l'investissement dans les champs photovoltaïques et les accumulateurs.

➤ **Les systèmes PV raccordés au réseau**

Les constructions munies d'un système PV raccordé au réseau de distribution électrique produisent leur propre énergie, mais peuvent aussi, en période de faible ensoleillement, s'alimenter au réseau, évitant ainsi de devoir recourir à une importante batterie d'accumulateurs. Dans une telle installation, l'onduleur ainsi que tout l'équipement de raccordement doivent répondre à des normes très rigoureuses, exigées par l'interconnexion aux réseaux publics.

En période de grand ensoleillement, les systèmes raccordés au réseau peuvent également acheminer vers le réseau l'excédent d'énergie qu'ils produisent et que d'autres clients pourront ainsi consommer. L'apport d'énergie au réseau peut être mesuré et le producteur indépendant compensé de différentes façons.

La génération (PV) photovoltaïque fournit une bonne solution pour la génération distribuée d'énergie (DEG). Les systèmes photovoltaïques fournissent un niveau de puissance plus élevé au milieu du jour, qui correspond avec les conditions de puissance de crête sur le réseau électrique en service, particulièrement pendant l'été. Quoique les systèmes photovoltaïques soient les ressources intermittentes dues à leur dépendance au rayon du soleil, le temps ou l'énergie fournie par le soleil est maximale correspond au temps ou la demande de puissance parvenant du réseau électrique est à la pointe. Cette corrélation rend la génération photovoltaïque fortement appropriée comme source de pointe, [4, 5].

Les inconvénients liés à la génération conventionnelle d'énergie ont provoqué l'introduction de nouvelles lois et politiques gouvernementales favorables liés au problème majeur qui doit être surmonté en raccordant les panneaux photovoltaïques au réseau électrique est d'extraire et exporter la puissance maximale disponible avec un facteur qualité/prix élevé.

Pour ce qui concerne la qualité de l'énergie, le système de conditionnement de puissance (PCS) qui est exigé pour convertir la tension continu DC à une tension alternative de 50 ou

60 Hz à un niveau approprié pour qu'il soit raccordé au réseau de distribution, devrait être choisie avec son système de contrôle adéquatement [5].

Pour réaliser cela, le travail est divisé en 04 chapitres et une conclusion :

Dans le premier chapitre, un état de l'art sur les sources énergétiques a été présenté, avec des notions générales et rappels sur les systèmes photovoltaïques.

Dans le deuxième chapitre, une méthode de modélisation des cellules photovoltaïques basée sur les données expérimentales pour la détermination des paramètres des cellules est développée afin d'être plus proche de modèle réel de la cellule.

Dans le troisième chapitre on procédera aux systèmes photovoltaïques autonomes (non connecté au réseau électrique de distribution) expliquant ainsi les éléments de conditionnement de puissance, les méthodes d'optimisation de l'énergie photovoltaïque avec l'application de ces notions sur le pompage d'eau entraîné par un moteur asynchrone.

Dans le quatrième chapitre une étude générale est consacrée sur les systèmes photovoltaïques reliés aux réseaux électriques, l'étude concerne la conception de système, des conditions techniques de normes d'interconnexion, etc.

En conclusion, dans le dernier chapitre, le système global est mis en application dans l'environnement de Matlab/simulink et le comportement du système est analysé.

CHAPITRE I

ETAT DE L'ART ET PROBLEMATIQUE

I.I. INTRODUCTION

Les activités énergétiques humaines doit actuellement faire face à un double défi. D'une part, les ressources énergétiques conventionnelles ne pourront répondre indéfiniment à la demande, ce qui impose d'envisager de nouveaux moyens de production d'énergie permettant de répondre aux besoins énergétiques des générations futures. D'autre part, les émissions de gaz à effet de serre causées par nos activités énergétiques sont les responsables majeurs du changement climatique. La prise de conscience simultanée de l'épuisement des ressources conventionnelles et de l'impact de nos consommations d'énergie doit notamment nous amener au développement de nouveaux modes de production d'électricité ainsi qu'à une consommation plus rationnelle de nos ressources.

Mais dans les pays industrialisés, dès le XIX^{ème} siècle, elles furent progressivement marginalisées aux profits d'autres sources d'énergie que l'on pensait plus prometteuses. Depuis lors, la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire.

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

- elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
- elles sont inépuisables ;
- elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ;
- elles offrent une importante indépendance énergétique. [6]

I.II. CONTEXTE ENERGETIQUE MONDIAL

Dans cette partie, nous allons comparer les ressources et les besoins énergétiques au niveau mondial.

La distinction sera faite entre ressources non renouvelables (fossiles et fissiles) et ressources renouvelables. Une attention particulière sera portée sur l'énergie électrique.

I.II.1. RESSOURCES ENERGETIQUES

I.II.1.1. RESSOURCES NON RENOUVELABLES OU EPUISABLES

Une ressource est dite non renouvelable lorsque sa consommation aboutit à sa diminution notable à l'échelle des temps humains.

Les principales sources d'énergies non-renouvelables sont dérivées des hydrocarbures, tels que le pétrole, le gaz naturel, et les huiles.

On peut classer les énergies non renouvelables en deux grandes familles :

1. Énergie fossile : notamment le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine, et la consommation intensive, d'où les risques d'épuisement actuels.

2. Énergie nucléaire, les gisements d'uranium étant limités, et son stock ne se reconstitue pas à l'échelle de la vie du système solaire. Seule la fusion nucléaire pourrait, à condition d'être industriellement maîtrisée, produire de l'énergie sur le très long terme [7].

Ces ressources sont donc définies comme non renouvelables car leur épuisement au rythme de leur consommation actuelle est inévitable.

Ressource	Réserve prouvée / Production annuelle
Pétrole	40 ans
Gaz	57 ans
Charbon	220 ans
Uranium	70 ans

Tableau 1.1 : Rapport réserve prouvée / production annuelle des différentes ressources non renouvelables [8]

Les réserves prouvées en énergie fossile et fissile sont aujourd'hui assez correctement estimées, il est alors possible de déterminer le rapport entre réserve prouvée et production annuelle correspondant à la période d'exploitation de la ressource avant extinction de celle-ci (Tableau 1.1). Bien entendu, ces données étant issues de travaux de prospections géologiques, une certaine incertitude plane autour de leur valeur. Cependant, il est hautement probable que nous nous trouvons actuellement autour du "peak oil" ou pic de Hubbert correspondant au maximum de la production mondiale de pétrole, date à partir de laquelle la production mondiale de pétrole commencera à diminuer du fait du déclin des capacités de production.

Bien que ce pic concernant les autres énergies fossiles et fissiles ne soit pas encore atteint, ces ressources ne représentent qu'une solution à court terme (probablement moins d'un siècle) pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux.

II.1.2. RESSOURCES RENOUVELABLES OU NON EPUISABLES

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires.

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateaux à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire.

Mais dans les pays industrialisés, dès le XIX^{ème} siècle, elles furent progressivement marginalisées aux profits d'autres sources d'énergie que l'on pensait plus prometteuses. Depuis lors, la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire.

Une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles d'accès. Actuellement deux milliards et demi d'habitants, principalement dans les zones rurales des pays en développement, ne consomment que 1 % de l'électricité produite dans le monde [9].

La Figure 1.1 représente les différentes ressources renouvelables disponibles à la surface de la terre. Selon l'origine de l'énergie, il est possible de distinguer :

➤ L'énergie solaire : La terre est en permanence soumise à un rayonnement solaire fluctuant avec une période majeure annuelle. En moyenne annuelle, la terre intercepte environ 1600×10^{15} kWh.

Sur ce total :

- Environ 30% sont directement réfléchis par les couches hautes de l'atmosphère terrestre et renvoyés dans l'espace.
- 45% sont transformés en chaleur puis rayonnés sous forme d'infrarouge dans l'espace.
- 25% sont convertis en surface et dans l'atmosphère, donnant naissance aux phénomènes de houle et de vent.
- 0,06% sont exploités par la photosynthèse.

- L'énergie géothermique : Le noyau terrestre fournit aussi une part non négligeable de l'énergie renouvelable disponible à la surface de la terre. Celle-ci est estimée à un total annuel de 300×10^{12} kWh.
- L'énergie marée-motrice : L'interaction gravitationnelle entre le soleil, la terre et la lune, conduisant notamment au phénomène des marées, rend disponible une quantité d'énergie importante estimée à environ 25×10^{12} kWh.

La somme de ces ressources renouvelables constitue donc un gisement potentiel d'énergie d'une ampleur sans commune mesure. La récupération d'une part infime de cette énergie disponible en abondance à la surface terrestre peut répondre de façon durable aux besoins énergétiques mondiaux (actuellement environ 140×10^{12} kWh d'énergie primaire).

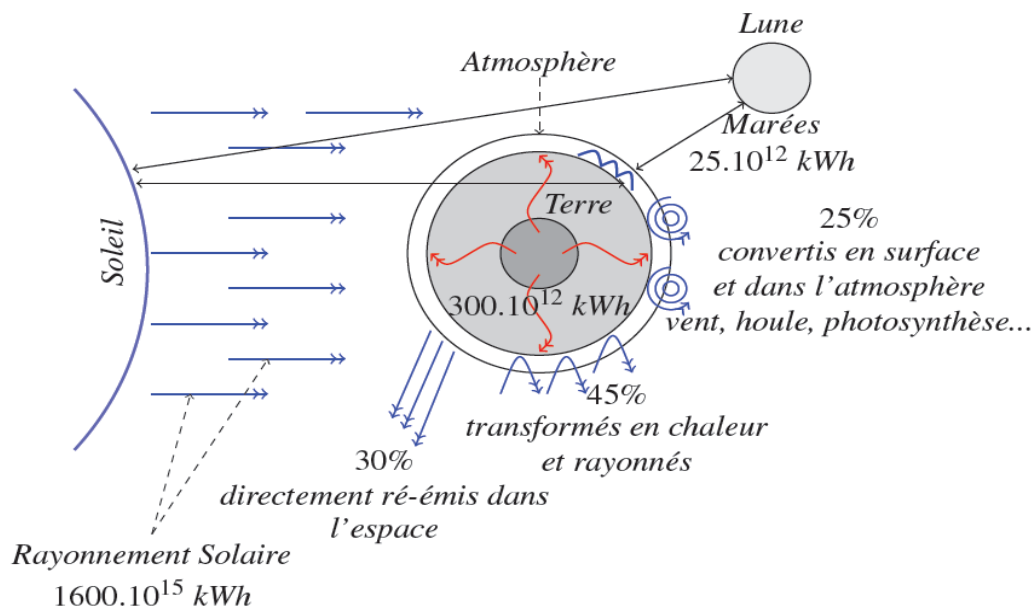


Fig.1.1 : Ressources annuelles d'origine renouvelable disponibles à la surface de la terre [8]

I.II.2. BESOINS ENERGETIQUES

I.II.2.1. BESOINS EN ENERGIE PRIMAIRE

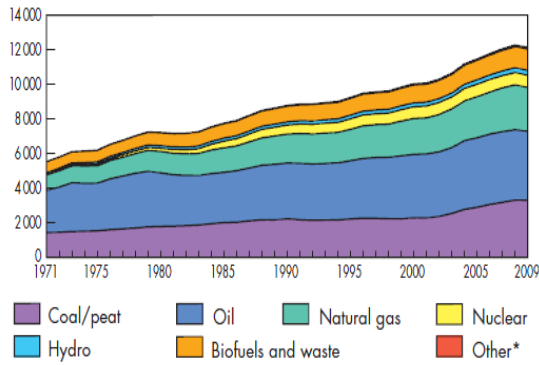
Une énergie est dite primaire si elle est disponible dans la nature sans aucune transformation.

Par opposition, une énergie est dite finale lorsque c'est sous cette forme qu'elle est commercialisée (l'électricité, le gaz naturel ou l'essence distribuée à la pompe sont des formes d'énergie finale).

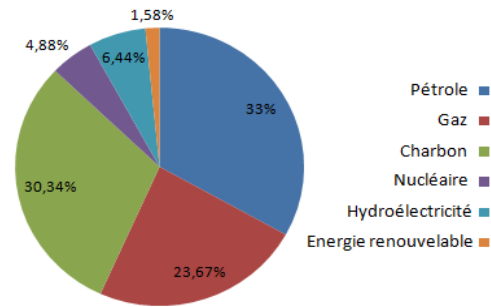
D'après l'Agence Internationale de l'Énergie [10] la production mondiale d'énergie primaire a doublé dans l'espace d'une trentaine d'années, passant de 6111 Mtep en 1973 à 12150 Mtep fin 2009, ce qui correspond à une progression moyenne annuelle de 2;3%. La figure 1.2(a) représente l'évolution de la production mondiale d'énergie primaire par source entre 1973 et 2009. Il est possible de remarquer la part largement majoritaire des sources fossiles dans la production mondiale d'énergie primaire. La figure 1.2(b) représente le mix énergétique mondial de 2011. Les énergies fossiles répondaient encore en 2011 majoritaire comme source d'énergie primaire au niveau mondial.

Le taux de l'énergie nucléaire est de 4.8 % dans ce mix. La production d'énergie d'origine renouvelable représente en 2011 environ 6.44 % de l'énergie primaire totale hydraulique. La part provenant des "nouvelles" sources renouvelables comme l'énergie photovoltaïque ou l'éolien représente encore une part relativement faible du paysage énergétique mondial bien qu'elles connaissent actuellement une croissance rapide (plus de 30% par an) qui devrait leur permettre d'atteindre d'ici peu une proportion respectable.

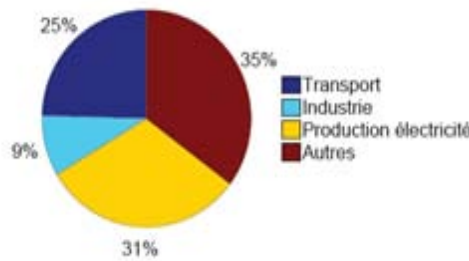
La figure 1.2(c) rappelle la répartition de la demande énergétique primaire mondiale par secteur d'activité, il s'agit d'une projection à l'horizon 2010 réalisée en 2004 par l'Agence Internationale de l'Énergie [11]. Une proportion importante (31%) de la demande énergétique primaire mondiale est destinée à la production électrique, celle-ci connaît une croissance continue et représente donc une caractéristique importante dans l'optique de la maîtrise de nos consommations énergétiques.



a) Evolution de la consommation mondiale d'énergie primaire



b) Mix 2011 de l'énergie primaire



(c) La répartition par secteur de la demande énergétique primaire mondiale en 2010 (projection)

Fig.1.2 : Consommation mondiale d'énergie primaire [10], [11]

II.2.2. BESOINS EN ELECTRICITE

En 2010, la production d'électricité mondiale (Figures 1.3 et 1.4) provenant des sources d'énergies renouvelables atteint 19,6 % de la production totale. Cette part est nettement inférieure à la production issue des combustibles fossiles (67,2 %) mais reste néanmoins supérieure à la part de la production d'origine nucléaire (13,0 %). Les 0,2 % manquants sont fournis par la combustion des déchets dits non renouvelables. Des 6 sources composant la production d'électricité renouvelable, la principale est l'hydroélectricité avec 82,9 % de la production totale d'origine renouvelable. La biomasse, qui comprend la biomasse solide et liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables est la seconde source avec 6,3 %.

Viennent ensuite la filière éolienne (8,3 %), la géothermie (1,6 %), le solaire qui regroupe les centrales photovoltaïques et thermiques (0,8 %), et enfin les énergies marines (0,01 %) [12].

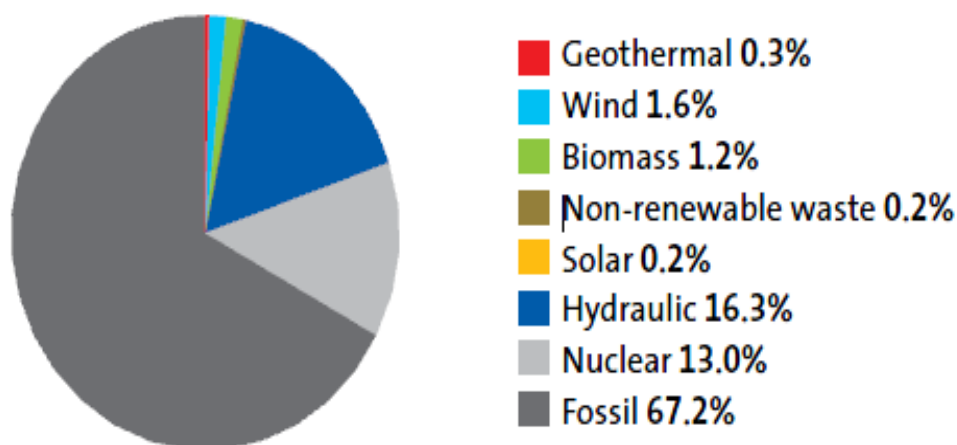


Fig. 1.3 : Répartition de la production d'électricité mondiale en 2010 [12]

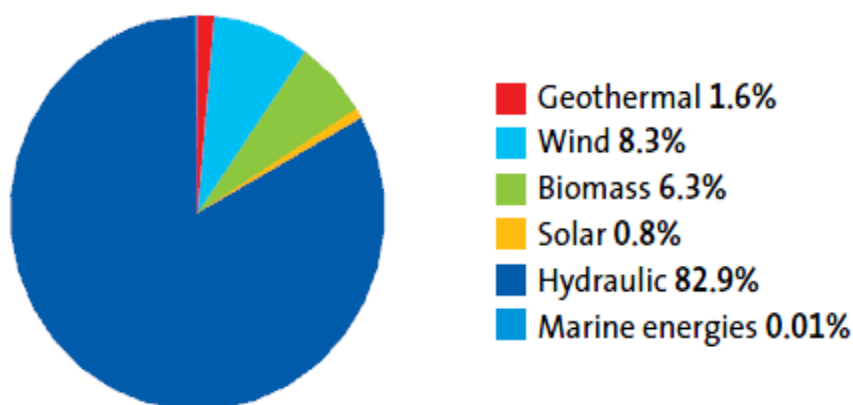


Fig. 1.4 : Répartition de la production d'électricité mondiale, d'origine renouvelable, en 2010 [12]

Entre 2000 et 2010 (Fig. 1.5), ce sont les sources de production solaire et éolienne qui ont connu les taux de croissance annuels moyens les plus importants. Ils ont en effet augmenté respectivement de 38,1 et de 27,1 % par an. Seules les énergies marines ont connu une baisse durant cette période. Pour les autres sources, ces valeurs sont comprises entre 0,6% (pour le nucléaire) et 7,0 % (pour la biomasse) [12].

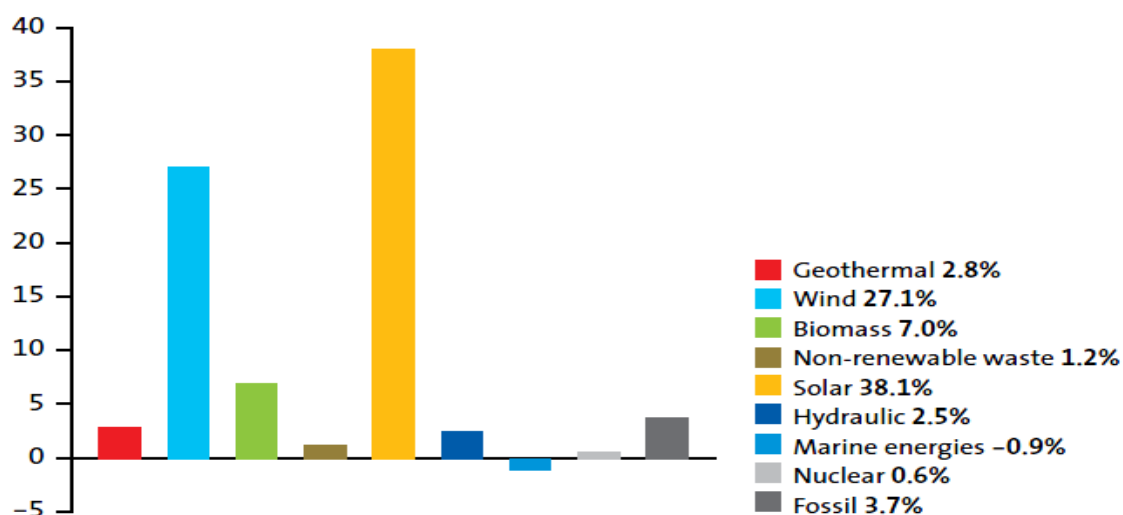


Fig. 1.5: Taux de croissance annuels moyenne entre 2000 et 2010, des sources de production électrique mondiale [12]

III.2.3. CAPACITES DES ENERGIES RENOUVELABLES

L'énergie renouvelable pourrait représenter près de 80% de l'énergie dans le monde au sein de quatre prochaines décennies - mais seulement si les gouvernements poursuivent des politiques nécessaires pour promouvoir l'énergie verte, selon un rapport historique publié le lundi 9 May 2011.[40]

Le Groupe d'experts intergouvernemental dans le changement climatique , le corps de scientifiques mondiaux du climat menant convoquée par le Nations Unies , a déclaré que si la gamme complète des technologies renouvelables ont été déployés, le monde pourrait maintenir les concentrations de gaz à effet de serre à moins de 450 parties par million, le niveau les scientifiques ont prédit sera la limite de sécurité au-delà duquel le changement climatique devient catastrophique et irréversible.

L'énergie renouvelable est déjà une croissance rapide - sur les 300 gigawatts de capacité électrique de nouvelle génération a ajouté le monde entre 2008 et 2009, environ 140GW provenait de sources renouvelables, comme l'éolien et l'énergie solaire , selon le même rapport. [40]

I.II.3. PRODUCTION DE L'ELECTRICITE PAR LE PHOTOVOLTAÏQUE SOLAIRE

L'énergie solaire est fondamentalement la source finale pour toutes sortes de ressources énergétiques sur la terre à seulement quelques exceptions telles que l'énergie géothermique. Il y a normalement deux manières de produire de l'électricité de la lumière du soleil : par les systèmes (PV) photovoltaïques et les thermiques solaires [13].

La puissance solaire rayonnée reçue par la terre (estimée à une moyenne annuelle) comprise entre 120 et 260 kW/m² en fonction de la zone géographique considérée) offre un gisement d'énergie sans commune mesure [14].

Les systèmes basés sur la conversion d'énergie solaire par effet photovoltaïque connaissent actuellement une forte croissance au niveau mondial (+56% de puissance photovoltaïque installée au monde en 2007 par rapport à 2006) et devraient représenter une part importante du futur mix énergétique à l'horizon de quelques décennies.

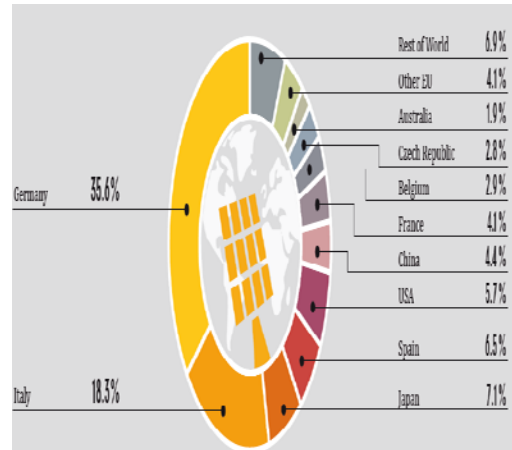
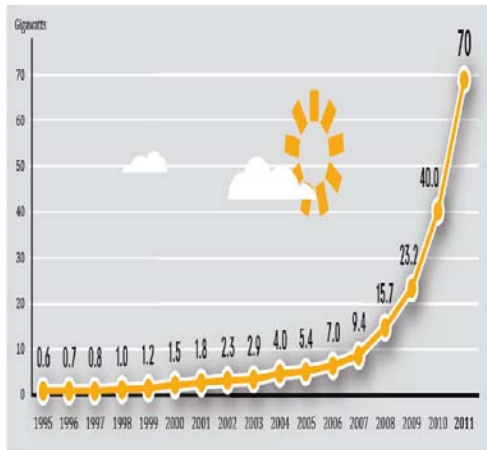
Pour des applications photovoltaïques dans les pays de l'IEA-PVPS (Agence internationale de l'énergie-programme des systèmes de puissance photovoltaïque), la capacité photovoltaïque totale installée a été augmentée plus de 31 fois - de 110 MW en 1992 jusqu'à 3500 MW en 2010 [15].

En raison des améliorations dans les matériaux de semi-conducteur (base des cellules photovoltaïques), des conceptions des dispositifs et la qualité du produit, et l'expansion de la capacité productive, les charges financières des panneaux photovoltaïques ont été diminuées significativement, de plus de 50 \$/W dans le début des années 80 à environ 1.78 \$ à 1.15 \$ par watt en 2011 [16]. Le coût de l'électricité produit par ces systèmes continue à chuter. Il a diminué de 0.90\$/ kWh en 1980 à environ 0.20 \$/kWh aujourd'hui [17]. Aux États-Unis, le but est de réduire le coût de l'énergie photovoltaïque à 0.06 \$/kWh en 2020 [17]. Cependant, l'énergie photovoltaïque est toujours habituellement plus chère que l'énergie disponible dans les réseaux de distribution publique.

Néanmoins, il y a beaucoup d'applications pour lesquelles le système photovoltaïque est l'option à long terme la plus rentable, particulièrement dans les sites isolés, telles que les télécommunications à distance, l'éclairage et des signes à distance..... etc

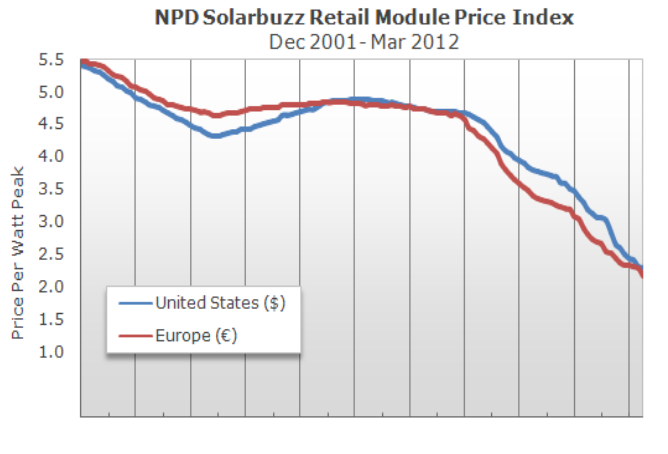
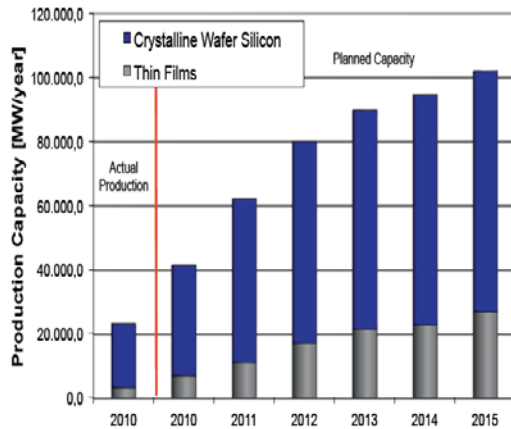
La figure I.6(a) représente l'évolution de la puissance photovoltaïque installée au niveau mondial : une forte croissance du marché depuis le début de la décennie peut y être remarquée. Comme représenté sur la figure 1.6(b) (d'après [18]), le marché de l'industrie photovoltaïque est aujourd'hui majoritairement détenu par l'Allemagne et l'Italie avec

respectivement 35.6% et 18.3 % de la puissance photovoltaïque installée au monde durant l'année 2011.



a) Puissance crête photovoltaïque installée au niveau mondial

b) Répartition mondiale de la puissance photovoltaïque en 2011



c) Répartition par technologie de la production de modules photovoltaïques

d) Evolution du coût moyen de production des cellules photovoltaïques

Fig.1.6 : Chiffres clés du marché photovoltaïque ([14],[18], [19], [20])

Le marché des modules photovoltaïques reste encore largement dominé par les technologies à base de Silicium (environ 85% en 2012, silicium mono et polycristallin et amorphe) bien que le marché des couches minces (notamment les technologies Cuivre Indium Sélénium et Tellure de Cadmium) prenne une place de plus en plus prépondérante (figure 1.6(c)).

Cette croissance soutenue dans le domaine du photovoltaïque permet de diminuer relativement rapidement le prix de vente des modules photovoltaïques, comme illustré dans la figure 1.6 (d) [21].

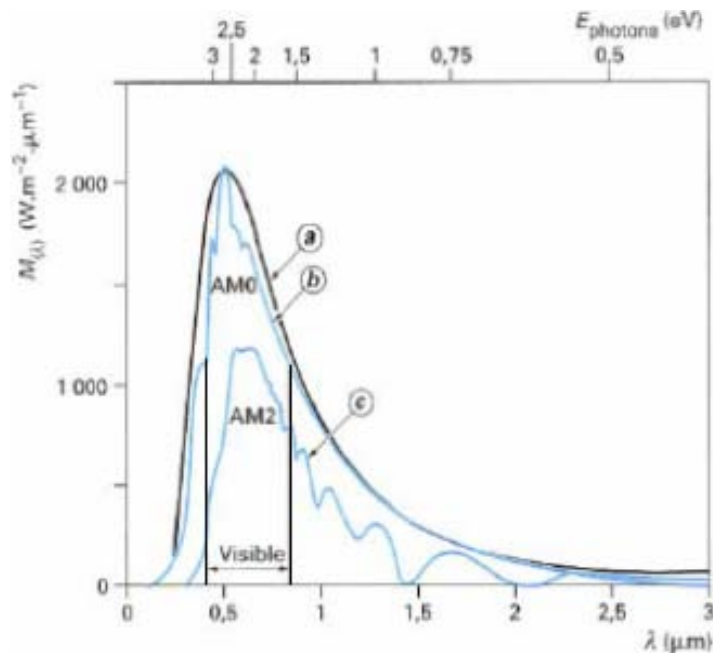
I.III. LE PHOTOVOLTAÏQUE : RAPPELS ET NOTION GENERALES

I.III.1. EFFET PHOTOVOLTAÏQUE : DEFINITION

Il a été démontré que le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie E_{ph} qui répond, elle même, à la relation suivante:

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad (1.1)$$

Où E_{ph} représente la quantité d'énergie, (λ) la longueur d'onde, h la constante de Planck et c la vitesse de la lumière. D'après la relation (1.1), on voit que cette énergie est inversement proportionnelle à la longueur d'onde. Le flux d'énergie solaire est alors transmis sous forme de rayonnements électromagnétiques dont les longueurs d'onde sont assez différentes du corps noir dans l'espace, mais encore plus sur la terre ainsi que le montre la figure 1.7. Il est à remarquer que le spectre de l'énergie solaire en atmosphère terrestre est décalé vers le rouge et l'infrarouge par rapport au spectre hors atmosphère [22].



a- théorique du corps noir, b- hors atmosphère, c- au sol (soleil à 30° par rapport à l'horizon).

Fig. 1.7 : Spectre solaire [23]

I.III.2. HISTORIQUE DES CELLULES SOLAIRES [22] [23] [24]

La technologie de conversion de l'énergie photovoltaïque (PV) débute en 1839, lorsque Becquerel découvre pour la première fois l'effet photovoltaïque. Il s'agit de convertir directement l'énergie solaire en énergie électrique. Becquerel a réalisé des expériences en utilisant des électrodes en acide soluté et en métal noble.

L'étude des dispositifs photovoltaïques à semi-conducteurs a été débutée en 1982. Le matériau utilisé était le sélénium avec une efficacité de conversion d'énergie qui n'a jamais excédé approximativement 2%.

En 1954, les laboratoires de téléphone Bell ont produit le premier type pratique de la cellule solaire, une cellule de silicium de type monocristalline avec une efficacité de conversion d'énergie jusqu'à 6%.

Le développement de la nouvelle technologie d'énergie a été plutôt modéré jusqu'au milieu des années 70 et a été limité par les technologies conventionnelles d'énergie dominantes, les combustibles fossiles, particulièrement le charbon, le pétrole et le gaz naturel. En outre la recherche a été consacrée surtout au développement de l'énergie nucléaire. Durant cette période la production d'électricité à partir de l'énergie photovoltaïque a été seulement utilisée dans les applications spatiales.

Ensuite, la situation a été changée radicalement. Des grandes améliorations ont permis l'augmentation de l'efficacité de la conversion d'énergie, réduisant ainsi les coûts des cellules, par l'utilisation de différents matériaux de semi-conducteurs. Un rendement maximum de conversion de l'énergie photovoltaïque pour les cellules solaires monocristallines à base de silicium, a été atteint en 1988 avec une valeur de 22.8%, sans qu'il y ait utilisation de concentrateur solaire, et ceci en laboratoire. Le rendement le plus élevé a été obtenu pour une cellule cristalline de l'arséniure de gallium (GaAs) avec une efficacité de 31% avec un éclairage solaire équivalent à 350 W/m² (1988).

D'autres types des cellules solaires sont celles appelées couches minces qui se composent de CuInSe, et cellules amorphes de silicium. Ces deux types ont permis une efficacité de plus de 14% [24]. Les nouvelles technologies de production ont réduit le prix de vente des cellules photovoltaïques, ce qui a permis à l'industrie PV de se développer.

Plusieurs facteurs sont responsables de cette évolution tels que l'augmentation mondiale de la demande énergétique et le fait que les sources d'énergie fossiles sont périssables et de plus en plus chers. Une autre question importante est l'impact des technologies classiques de la production d'énergie sur l'environnement (pollution de l'air et l'effet de serre qui en résulte). L'énergie nucléaire est elle-même source de problèmes tels que la radioactivité et les déchets nucléaires.

En contre partie, l'avantage de l'énergie produite par les cellules photovoltaïques est la production d'énergie propre et durable et son avenir est prometteur.

I.III.3. JONCTION PN UTILISEE COMME CAPTEUR

Une jonction PN est formée quand les semi-conducteurs de type n et de type p sont placés en contact. Dans un tel dispositif, certains des électrons de conduction excessifs dans le matériau émigrent rapidement au matériau de type p pour combler les trous de valence. Ceci provoque un champ électrique fort et permanent à proximité de la jonction, comme il est montré dans la figure 1.8 ci-dessous:

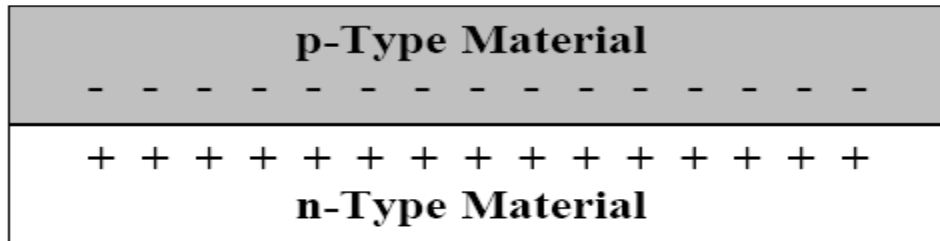


Fig.1.8 : La Jonction P-N [25]

En polarisant électriquement une jonction PN classique à base de Silicium, on obtient la caractéristique statique représentée en figure 1.9.

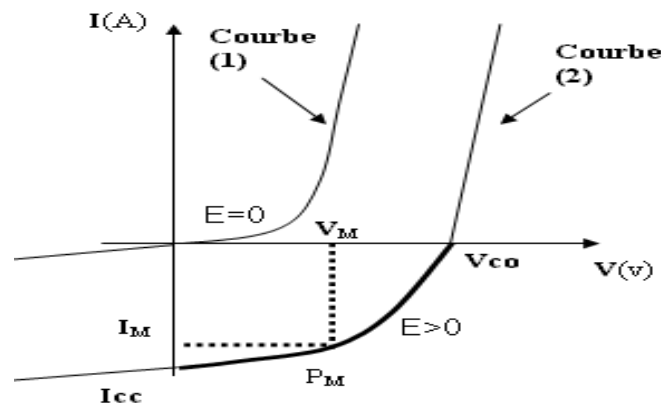


Fig.1.9 : Caractéristique I (V) d'une jonction PN.

Ce comportement statique peut être décrit par l'équation électrique suivante [26] :

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{q.V}{a.K.T}\right) - 1 \right] \tag{1.2}$$

I_0 correspondant au courant de saturation, K la constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K), T la température effective des cellules (en Kelvin), q la charge de l'électron, et a le facteur de qualité de la jonction. Sous polarisation directe, la barrière de potentiel est abaissée et le courant de porteurs

peut se développer. Sous polarisation inverse, seul un courant de porteurs minoritaires (courant de saturation) circule, cependant, il varie peu avec la tension appliquée, tant que cette tension est inférieure à la tension de claquage. Il faut noter que ces courants directs ou inverses comme pour des jonctions classiques sont sensibles à la température de jonction.

Si cette jonction PN est soumise au rayonnement solaire, alors il se produit l'effet photovoltaïque (PV). Ainsi, le flux lumineux crée des paires électron-trous supplémentaires dans le matériau à la condition que leurs énergies supérieures ou égales à la bande interdite E_g . La différence de potentiel ainsi créée aux bornes de la structure, caractérise l'effet photovoltaïque et se situe selon les matériaux et la structure de la jonction entre 0.3 et 0.7 V. [27].

Comme nous pouvons le voir sur les caractéristiques

- Si $V < 0$, la jonction se comporte en photorécepteur.

- Si $V > 0$, la jonction fonctionne comme un générateur avec un courant de court-circuit I_{cc} proportionnel à l'éclairement.

Si la cellule PV est connectée à une charge, l'électron de la bande de conduction sera repoussé par le photon incident du côté de type p de la cellule PV. Sa circulation à travers le circuit, produit un courant dans la charge comme montre à la figure 1.10 [22] [23].

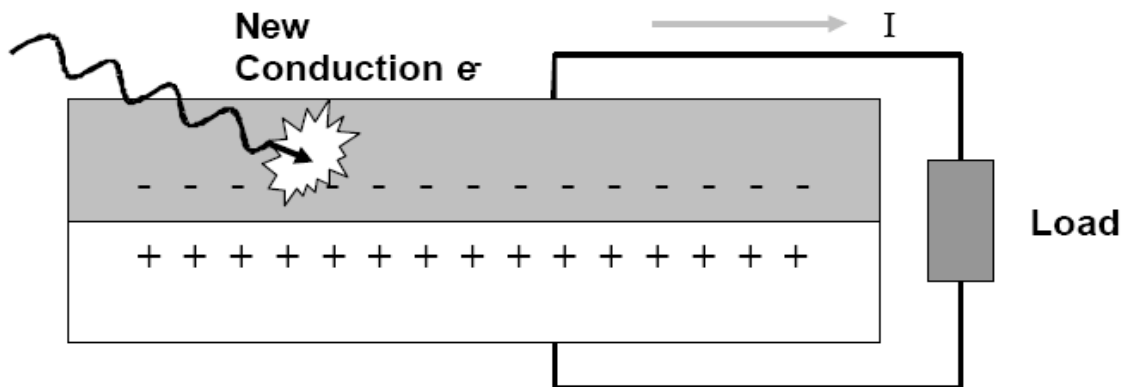


Fig. 1.10 : L'effet photovoltaïque – la lumière incidente déplace un électron de la bande de valence vers la bande de conduction [25]

I.III.4. LES DIFFERENTS TYPES DE CELLULES SOLAIRES

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. On l'obtient par réduction à partir de silice, composé le plus abondant dans la croûte terrestre et notamment dans le sable ou le quartz. La première étape est la production de silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement, obtenu à partir de morceaux de quartz

provenant de galets ou d'un gisement filonien (la technique de production industrielle ne permet pas de partir du sable).

Le silicium de qualité photovoltaïque doit être purifié jusqu'à plus de 99,999% , ce qui s'obtient en transformant le silicium en un composé chimique qui sera distillé puis retransformé en silicium.

Le silicium est produit sous forme de barres nommées « lingots » de section ronde ou carrée. Ces lingots sont ensuite sciés en fines plaques mises au carré (si nécessaire) de 200 micromètres d'épaisseur qui sont appelées « wafers ».

Après un traitement pour enrichir en éléments dopants (P,As, Sb ou B) et ainsi obtenir du silicium semi-conducteur de type P ou N, les wafers sont « métallisés » : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques.

La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'un module photovoltaïque doit fonctionner environ deux à trois ans [28] suivant sa technique de fabrication pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication (retour énergétique du module).

Les techniques de fabrication et les caractéristiques des principaux types de cellules sont décrits dans les trois paragraphes suivants. Il existe d'autres types de cellules actuellement à l'étude, mais leur utilisation est pratiquement négligeable.

I.III.4.1. CELLULE EN SILICIUM AMORPHE

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est gris très foncé. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites « solaires ».

a- Avantages :

- 1- Fonctionne avec un éclairage faible ou diffus (même par temps couvert, y compris sous éclairage artificiel de 20 à 3000 lux),
- 2- Un peu moins chère que les autres techniques,
- 3- Intégration sur supports souples ou rigides.

b- Inconvénients :

- 1- Rendement faible en plein soleil, de 5% à 7% [29],
- 2- Nécessité de couvrir des surfaces plus importantes que lors de l'utilisation de silicium cristallin (ratio Wc/m^2 plus faible, environ $60 Wc/m^2$)[30],

3- Performances qui diminuent avec le temps dans les premiers temps d'exposition à la lumière naturelle (3-6 mois), pour se stabiliser ensuite (-10 à 20% selon la structure de la jonction).

I.III.4.2. CELLULE EN SILICIUM MONOCRISTALLIN

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme.

a- Avantages :

- 1- Bon rendement, de 14% à 16% [29],
- 2- Bon ratio Wc/m^2 (~150 Wc/m^2) [30] ce qui permet un gain de place si nécessaire,
- 3- Nombre de fabricants élevé.

b- Inconvénients :

- 1- coût élevé.

I.III.4.3. CELLULE EN SILICIUM MULTICRISTALLIN

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

a- Avantages :

- 1- cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Si monocristallin) permettant un meilleur foisonnement dans un module,
- 2- bon rendement de conversion, environ 100 Wc/m^2 (voire plus) [30], mais cependant un peu moins bon que pour le monocristallin,
- 3- lingot moins cher à produire que le monocristallin.

b- Inconvénient :

- 1- rendement faible sous un faible éclairage ou soleil diffus

Polycristallin ou multicristallin ? On parlera ici de silicium multicristallin (réf. IEC TS 61836, vocabulaire international photovoltaïque). Le terme polycristallin est utilisé pour les couches déposées sur un substrat (petits grains).

I.III.4.4. CELLULE TANDEM

Empilement monolithique de deux cellules simples. En combinant deux cellules (couche mince de silicium amorphe sur silicium cristallin par exemple) absorbant dans des domaines spectraux se chevauchant, on améliore le rendement théorique par rapport à des cellules simples distinctes, qu'elles soient amorphes, cristallines ou microcristallines.

a- Avantage :

1- sensibilité élevée sur une large plage de longueur d'onde. Excellent rendement.

b- Inconvénient :

1- coût élevé dû à la superposition de deux cellules.

Le tableau ci-dessous illustre le rendement et le domaine d'application de plusieurs types de cellules photovoltaïques [31]

Type de cellule	Rendement des cellules PV			Domaines d'applications
	théorique	en laboratoire	disponibles	
Silicium monocristallin	27,0 %	24,7 %	14,0-16,0 %	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, appareils de faibles puissances, espace (satellites)
Silicium poly cristallin	27,0 %	19,8 %	12,0-14,0 %	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles (reliés réseau ou sites isolés)
Silicium amorphe	25,0 %	13,0 %	6,0-8,0 %	Appareils de faible puissance production d'énergie embarquée (calculatrice montres...) modules de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
GaAs	29,0 %	27,5 %	18,0-20,0 %	Systèmes de concentrateur, espace (satellites).
CIGS	27,5 %	18,2 %	10,0-12,0 %	Appareils de faibles puissances, modules de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)

Tableau 1.2 : Rendement et domaine d'application des cellules photovoltaïques

I.III.5. TYPE DE SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

Plusieurs configurations de systèmes photovoltaïques (PV) existent actuellement dans le monde :

- ❖ Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (On-grid) ou l'énergie photovoltaïque est injectée dans le réseau de distribution.
- ❖ Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau (Off-grid) sont employés lorsque le réseau de distribution est inexistant ou lorsque les coûts de connexion à ce réseau sont prohibitifs.
- ❖ Les systèmes photovoltaïques hybrides (mini-réseaux) où les sources de production photovoltaïques sont associées localement à des moyens de stockage, à d'éventuels autres moyens de production et à des consommateurs. A l'heure actuelle, ces mini-réseaux concernent seulement certaines zones isolées mais devraient à terme pouvoir être connectés au réseau principal de distribution et participer au renforcement de son l'énergie.

I.III.5.1. SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau représentent la quasi-totalité des systèmes PV installés. La figure 1.6(a) donne une idée de la répartition au niveau mondial entre systèmes connectés au réseau et systèmes autonomes. A titre d'exemple, en Europe, le marché du connecté réseau représentait en terme de puissance crête 99,5% de la capacité photovoltaïque installée au cours de l'année 2007 [32].

Comme il est montré sur la figure 1.11, les panneaux photovoltaïques débitent sur un bus de tension continue à travers un convertisseur dont le rôle est d'effectuer la conversion DC-AC et de faire en sorte que le générateur PV fonctionne toujours à son point de fonctionnement optimal (MPPT : Maximum Power Point Tracking). Les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques étant liées aux conditions météorologiques, ce convertisseur améliore la rentabilité du système global. Actuellement, non seulement les tarifs de rachat de l'électricité sont incitatifs mais en plus, sauf coupure exceptionnelle et dans la mesure d'un taux de pénétration relativement faible, le réseau de distribution peut accepter en permanence l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques permettant une diminution de l'investissement relativement rapide. Il n'y a donc pas de délestage de production dans ce type de système.

Le développement massif de tels systèmes posera à terme des problèmes de stabilité du réseau.

En effet, si aucune mesure complémentaire n'est prise, le gestionnaire de réseau, dont la mission est d'assurer en permanence l'adéquation entre production et consommation électrique, rencontrera des difficultés à accepter en temps réel l'énergie électrique d'origine photovoltaïque en raison de sa nature intermittente.

Le développement à grande échelle de ces systèmes ne pourra se faire qu'en ayant recours au stockage d'énergie offrant un degré de liberté supplémentaire de façon à mieux utiliser l'énergie produite. Par exemple, en mode connecté réseau, le stockage d'énergie permet d'augmenter l'autoconsommation.

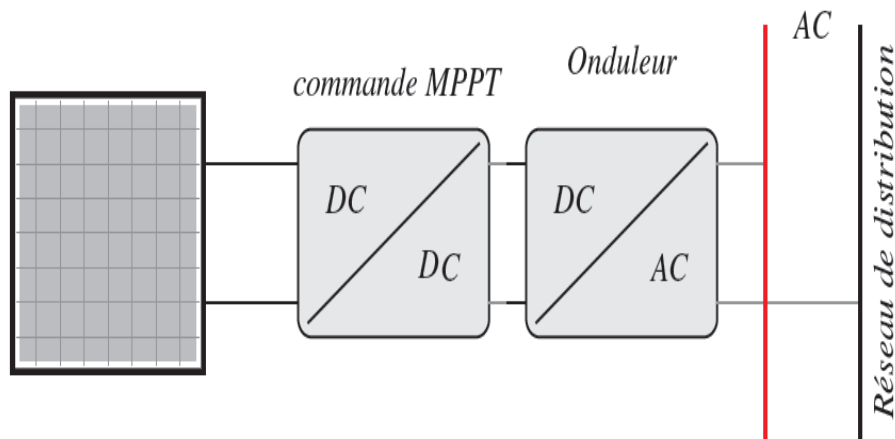


Fig.1.11 : Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution

I.III.5.2. SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES NON CONNECTES AU RESEAU

On distingue deux types de systèmes photovoltaïques non connectés au réseau. Si l'énergie photovoltaïque est l'unique source d'énergie du système, on parlera de système autonome (Stand-Alone Photovoltaic system). Si une autre source de production est utilisée en appui de la production photovoltaïque, on parlera de système photovoltaïque hybride.

Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau sont principalement utilisés dans les zones où le réseau électrique est très peu dense en raison du coût de raccordement prohibitif. L'énergie produite est destinée à être consommée sur place.

L'électrification des sites isolés par systèmes photovoltaïques concerne l'habitat (Solar Home System : SHS) mais aussi les relais de télécommunication se trouvant éloignés des réseaux de distribution électrique.

Bien que la part du marché photovoltaïque hors réseau soit actuellement faible, mais jusqu'à l'horizon 2030, plus de 3 milliards d'êtres humains pourraient être électrifiés par ce type de système [33].

LI.5.2.1. SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES (SAPV)

La seule source d'électricité de ce type de systèmes est d'origine photovoltaïque. Un schéma d'un système photovoltaïque autonome est représenté sur la figure 1.12. Du fait de la dé-corrélation entre production photovoltaïque et alimentation des charges du consommateur, un système de stockage est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation.

En raison de sa maturité technologique et de son faible coût d'investissement, le moyen de stockage universellement répandu pour de telles applications est du type électrochimique Plomb-Acide [34]. Cependant, de nouvelles technologies sont actuellement envisagées comme celles au Lithium.

Les performances de ce type de système sont directement liées à son dimensionnement. Un sous-dimensionnement a notamment pour conséquences un vieillissement prématuré du système de stockage ainsi qu'un accroissement des délestages de consommation et de production alors qu'un sur-dimensionnement peut conduire à un surcoût économique.

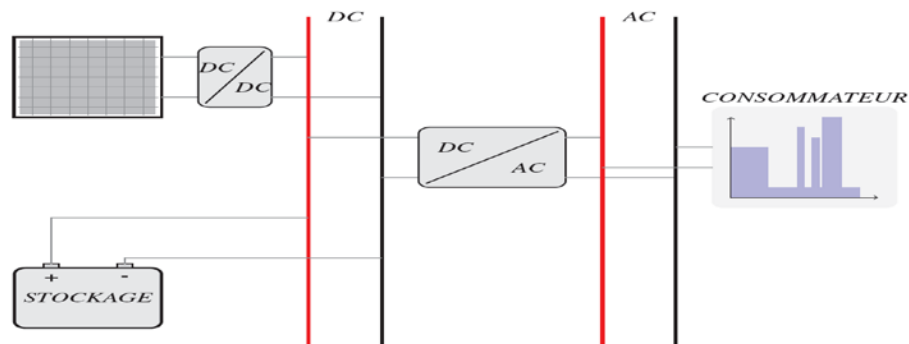


Fig.1.12 : Système photovoltaïque autonome

LI.5.2.2. SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES HYBRIDES

Dans ce type de système, un second producteur d'énergie (le plus souvent un Groupe Électrogène) est utilisé pour palier les insuffisances de la production photovoltaïque. L'idée étant de faire appel à l'énergie de ce producteur lorsque le système n'est plus en mesure de subvenir aux besoins du consommateur et/ou que l'état de charge de l'accumulateur est trop

faible. La figure 1.13 représente une architecture possible d'un système photovoltaïque autonome hybride.

L'avantage de ce type de système est que, théoriquement, le consommateur ne se trouve jamais en situation d'être délesté, le groupe électrogène assurant la fourniture d'énergie lorsque la production PV est insuffisante (sauf dans le cas où le réservoir du groupe électrogène est vide). Les coûts d'investissement des panneaux photovoltaïques et du système de stockage peuvent être minimisés ; par contre, les coûts de fonctionnement principalement liés au prix du combustible du groupe électrogène sont plus importants que pour un système autonome non hybride.

Notons que d'autres types d'hybridations ont déjà été envisagés, parmi lesquels :

- Hybridation Photovoltaïque / Éolien [[35], [36]] : Systèmes dans lesquels la complémentarité de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne est recherchée et permet notamment de réduire le coût global, en particulier les besoins en stockage.
- Hybridation Photovoltaïque / Pile à Combustible [37] : Systèmes dans lesquels une pile à combustible associée à un réservoir d'hydrogène et à un électrolyseur permet de stocker le surplus d'énergie photovoltaïque produite en évitant le surdimensionnement de l'accumulateur électrochimique.

Ce type d'hybridation se heurte au coût d'investissement prohibitif de la pile à combustible ainsi qu'à sa faible durée de vie (actuellement quelques milliers d'heures).

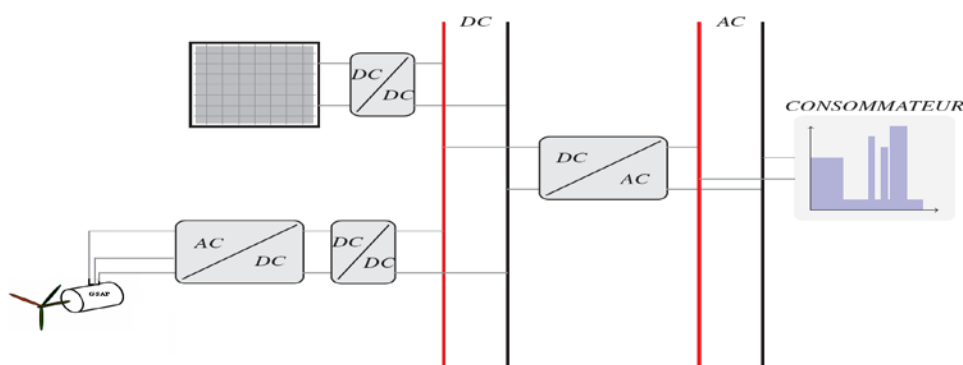


Fig.1.13 : Système photovoltaïque hybride

I.III.6. AVANTAGES ET INCONVENIENTS [38][39]

I.III.6.1. AVANTAGES

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages.

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

I.III.6. 2. INCONVENIENTS

Le système photovoltaïque présente toutefois des inconvénients.

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28 %).
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs Diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

Enfin, lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru. La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulations associés soient judicieusement choisis.

I. IV .CONCLUSION

Après avoir établi un état de l'art sur les ressources et des besoins énergétiques mondiaux, il apparaît clairement que le recours de plus en plus prononcé aux ressources énergétiques renouvelables semble être une solution très rationnelle pour répondre aux besoins énergétiques de l'humanité. Il apparaît, en effet, que la terre reçoit annuellement à sa surface plus de 8000 fois la consommation annuelle anthropique en énergie primaire.

L'utilisation d'une très faible part de ces ressources, disponibles gratuitement et inépuisables à nos échelles temporelles, permettrait de répondre au défi énergétique actuel avec un moindre impact sur l'écosystème.

Parmi ces ressources renouvelables, l'énergie solaire convertie par effet photovoltaïque représente un gisement d'énergie sans commune mesure. L'exploitation de cette ressource se heurte encore à un coût de l'énergie produite relativement élevé par rapport aux solutions conventionnelles, mais celui-ci décroît rapidement. Il pourrait devenir rapidement compétitif.

CHAPITRE II

MODELISATION ET SIMULATION DES GENERATEURS PHOTOVOLTAÏQUES

II.1 INTRODUCTION

Le but de ce chapitre est de développer un modèle simple et efficace, pour la modélisation et la simulation des générateurs photovoltaïques basant sur une méthode fondée sur les données expérimentales [41], dans l'objectif qu'ils soient capables de reproduire les caractéristiques non linéaires de la tension et du courant que ces dispositifs présentent.

Dans la littérature plusieurs chercheurs ont proposé des méthodes pour modéliser et simuler les générateurs photovoltaïques, basées sur le modèle à une diode.

Toutefois, plusieurs de ces méthodes sont basées sur l'ajustement visuel de la courbe mathématique $I(V)$ aux points de la courbe expérimentale, ce qui nécessite l'extraction graphique de la pente de la courbe aux points déterminés, ou nécessitent une analyse expérimentale du dispositif photovoltaïque. Toutes ces méthodes sont impraticables, parce que les courbes $I(V)$ expérimentales ne sont pas toujours disponibles dans les fiches techniques des fabricants, et les appareils permettant les mesures des données expérimentales ne sont pas toujours disponibles également.

Certains auteurs ont proposé des méthodes d'outils de modélisation basées sur l'intelligence artificielle [42], et les techniques d'interpolation [43]. Ces méthodes sont impraticables et trop complexes pour ce type d'application. En outre, beaucoup d'études dans la littérature considèrent généralement des modèles simplifiés, où les résistances série (R_s) et parallèle (R_p) du dispositif photovoltaïque sont ignorées. Par ailleurs, il y'a peu d'études dans la littérature relatives à l'ajustement de la courbe $P(V)$, cependant ce dernier est basé uniquement sur la caractéristique $I(V)$ et la puissance de crête du modèle qui en résulte ne correspond pas toujours à la puissance de crête du dispositif réel.

II.2 MODÉLISATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

II.2.1. CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE IDEALE

L'équation de base qui décrit mathématiquement la caractéristique $I(V)$ de la cellule photovoltaïque idéale est :

$$I = I_L - \underbrace{I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V)}{akT_c}\right) - 1 \right]}_{I_d} \quad (2.1)$$

Où I_L , est le courant produit par la lumière incidente (I_L est directement proportionnel à l'irradiation du soleil), I_d est l'équation de diode de Shockley, I_0 est le courant inverse de saturation ou de fuite de la diode [A], q est la charge d'électron [$1.60217646 \cdot 10^{-19}$ C], k est la constante de Boltzmann [$1.3806503 \cdot 10^{-23}$ J/K], T [K] est la température de la jonction PN, et a est le facteur d'idéalité de diode.

La figure 2.1 montre le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale décrite par l'équation (2.1). La figure 2.2 montre la caractéristique $I(V)$ produite par l'équation (2.1) et le circuit de la figure 2.1.

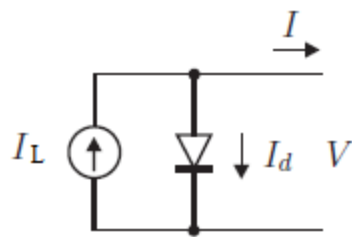


Fig.2.1 : Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque idéale à une diode

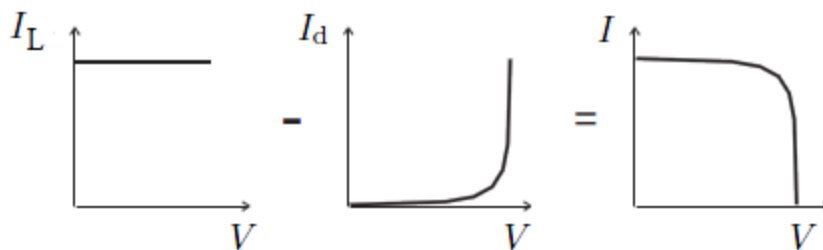


Fig.2. 2 : Courbe de la caractéristique $I(V)$ de la cellule photovoltaïque. Le courant net I de la cellule se compose de I_L le courant photonique et de courant de la diode I_d

II.2.2. DISPOSITIF PHOTOVOLTAÏQUE PRATIQUE

L'équation de base (2.1) relative à une cellule photovoltaïque idéale ne représente pas la caractéristique $I(V)$ globale d'un dispositif photovoltaïque pratique. Ce dernier se compose de plusieurs cellules photovoltaïques reliées en série et/ou en parallèle, et pour bien représenter ces caractéristiques, des paramètres additionnels doivent être ajoutés à l'équation de base [44] comme représenté sur la figure (2.3) :

$$I = I_L - I_0 \left(\exp\left(\frac{V + R_S I}{V_t a}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_p} \quad (2,2)$$

Où, $V_t = N_s.k.T/q$ est la tension thermique du panneau avec N_s est le nombre des cellules en série. R_S et R_p représentent les résistances série et parallèle équivalentes.

La connexion en série augmente la tension tandis que la connexion en parallèle augmente le courant.

L'équation (2.2) permet la représentation de la courbe $I(V)$ montrée sur la figure 2.4, où trois points sont à souligner: point de court-circuit $(0, I_{sc})$, point de puissance maximale (V_{mp}, I_{mp}) et le point de circuit ouvert $(V_{oc}, 0)$. Ces trois points sont appelés points remarquables dans certaines parties de ce texte.

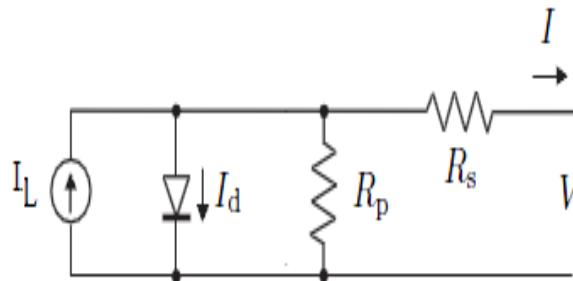


Fig. 2.3 : Circuit équivalent d'un dispositif photovoltaïque pratique comprenant les résistances série et parallèle

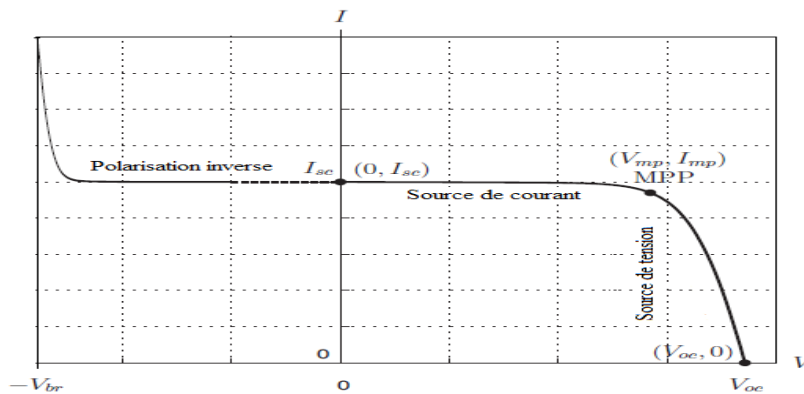


Fig. 2.4 : La caractéristique $I(V)$ d'un dispositif photovoltaïque pratique et des trois points remarquables : point de court-circuit $(0, I_{sc})$, point de puissance max (V_{mp}, I_{mp}) et le point de circuit ouvert $(V_{oc}, 0)$.

La figure 2.4 présente également la région de polarisation inverse du dispositif photovoltaïque [45], qui n'est pas considérée par ce modèle. Cette région d'opération doit être

évitée car le dispositif dissipe de l'énergie électrique et peut être détruit par échauffement ou s'il atteint la tension de claquage V_{br} .

L'équation (2.2) décrit le modèle à une seule diode présentée sur la figure 2.3. Certains auteurs proposent des modèles plus précis et réalistes en utilisant des modèles à deux ou plusieurs diodes.

Par exemple, dans [46] une diode supplémentaire est employée pour représenter l'effet de la recombinaison des porteurs. Dans [47] une troisième diode a été ajoutée au modèle mathématique afin d'inclure l'influence des effets qui ne sont pas considérés par les modèles précédents.

Le modèle à une diode offre un bon compromis entre la simplicité et l'exactitude [48] et il a été employé par plusieurs chercheurs dans les travaux précédents, parfois avec des simplifications mais toujours avec la structure de base composée d'une source de courant et d'une diode en parallèle [49].

La simplicité de ce modèle avec la méthode d'ajustement des paramètres, rend ce dernier parfait pour les concepteurs des convertisseurs de l'électronique de puissance, qui recherchent un modèle facile et efficace pour la simulation des dispositifs photovoltaïques avec des convertisseurs de puissance [50].

Les fabricants de panneaux photovoltaïques ne fournissent généralement pas les paramètres de la caractéristique $I(V)$, figurant dans l'équation (2.2), le plus souvent est que les fiches techniques ne contiennent que des données expérimentales concernant les caractéristiques thermiques et électriques du dispositif photovoltaïque. Le courant photoélectrique, les résistances série et parallèle, la constante d'idéalité et le courant de saturation inverse demeurent toujours inconnus.

Les fiches techniques des panneaux photovoltaïques apportent fondamentalement les informations suivantes : la tension nominale de circuit ouvert $V_{oc,n}$, le courant nominal de court-circuit $I_{sc,n}$, la tension au point de puissance maximale V_{mp} , le courant de point de puissance maximale I_{mp} , le coefficient de la température de la tension de circuit ouvert $[V/^{\circ}C]$ K_V , le coefficient de la température du courant de court circuit $[A/^{\circ}C]$ K_I , et $P_{max,e}$ la puissance maximale expérimentale de sortie. Ces informations sont fournies suivant les conditions nominales ou normales d'essais (STC) de la température et de l'irradiation solaire ($25^{\circ}C$ et $1000 W/m^2$).

Quelques fabricants fournissent les courbes $I(V)$ pour des plusieurs états d'irradiation et de température. Ces courbes facilitent l'ajustement et la validation de l'équation $I(V)$ mathématique désirée.

Les générateurs électriques généralement sont classifiés comme sources de courant ou de tension. Le photovoltaïque présente un comportement hybride, qui est plus ou moins intense selon le point de fonctionnement. Il peut être une source de courant ou de tension selon le point d'opération. Suivant les indications de la figure 2.4, le graphe de la courbe caractéristique $I(V)$ peut être divisé en deux régions principales d'opération, à la gauche du point de la puissance maximale le dispositif se comporte essentiellement comme une source de courant, tandis que le point puissance maximale de la partie droite à un comportement semblable à celui d'une source de tension.

Le dispositif photovoltaïque, possède une résistance série R_s dont l'influence est plus forte quand le dispositif fonctionne dans la région de source de tension, et une résistance parallèle R_p dont l'influence est plus forte dans la région de source de courant. La résistance R_s est la somme de plusieurs résistances structurales de la cellule photovoltaïque [51] comme le montre la figure 2.5.

L'existence de la résistance R_p est due principalement aux courants de fuite de la jonction PN et dépend de la méthode de conception de ces cellules. Il a été montré dans [45,52] que la résistance R_s décroît linéairement avec la tension et la résistance R_p diminue avec la température [45, 53], mais ces résistances peuvent être considérées constantes, sans porter préjudice à la validité du modèle.

La valeur du R_p est généralement grande et quelques auteurs [54] la négligent pour simplifier le modèle. La valeur de R_s est très petite et parfois elle est négligée aussi [55].

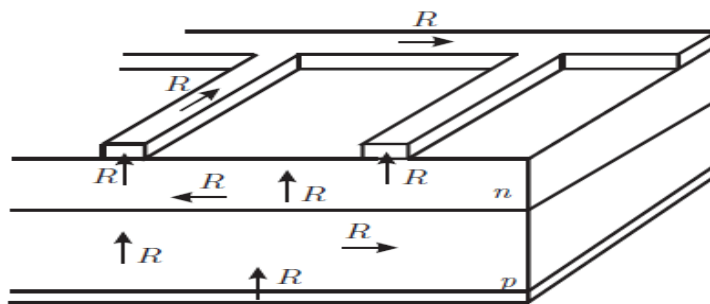


Fig.2.5: Détail de la structure physique d'une cellule photovoltaïque illustrant les origines de la résistance ohmique [56].

La caractéristique $I(V)$ du dispositif photovoltaïque montrée dans la figure 2.4 dépend des paramètres internes du dispositif (R_s , R_p) et des influences externes telles que le niveau de la température et l'irradiation solaire. La quantité de lumière incidente affecte directement la

génération des porteurs de charge et par conséquent le courant produit par le dispositif. Il est difficile de déterminer le courant photonique (I_L) des cellules photovoltaïques élémentaires, sans tenir compte de l'influence des résistances série et parallèle. Les fiches techniques indiquent seulement le courant nominal de court-circuit ($I_{sc,n}$), qui est le courant maximum disponible dans le dispositif pratique. La supposition $I_{sc} \approx I_L$ est généralement employée dans les modèles photovoltaïques parce que la résistance série a de petites valeurs contrairement à la résistance parallèle. Le courant photonique dépend linéairement de l'irradiation solaire et est également influencé par la température selon la relation suivante [57]:

$$I_L = (I_{L,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (2.3)$$

Où $I_{L,n}$ [A] est le courant photoélectrique dans les conditions nominales (généralement sous $T_n = 25^\circ\text{C}$ et $G_n = 1000\text{W/m}^2$), $\Delta T = T - T_n$ (T_n et T étant respectivement la température de fonctionnement et la température nominale [$^\circ\text{K}$], G [W/m^2] et G_n [W/m^2] sont respectivement l'éclairement actuel et l'éclairement nominal, K_I est la constante qui concerne la variation du courant en fonction de la température.

Le courant de saturation inverse de la diode (I_0) est lié à la température selon l'expression [58, 59]:

$$I_0 = I_{0,n} \left(\frac{T_n}{T} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{qE_g}{ak} \right) \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (2.4)$$

Où E_g est l'Energie de bandgap du semi-conducteurs (p. ex = 1,12 eV dans le silicium poly-cristallin à 25 C [58]) et $I_{0,n}$ est le courant de saturation nominal est donné par :

$$I_{0,n} = \frac{I_{sc,n}}{\exp \left(\frac{V_{oc,n}}{aV_{t,n}} \right)} \quad (2.5)$$

Où $V_{t,n}$ étant la tension thermique de N_s cellules en série dans une température nominale T_n .

Le courant la saturation I_0 du dispositif photovoltaïque dépend de la densité du courant de saturation du semi-conducteur (J_0 , généralement donnée en [A/cm^2]) et de la surface effective de la cellule photovoltaïque. Le courant J_0 dépend des caractéristiques intrinsèques du dispositif photovoltaïque, qui dépendent de divers paramètres physiques tels que le

coefficient de diffusion des électrons dans les semi-conducteurs, la durée de vie des porteurs minoritaires, la densité intrinsèque des porteurs, et d'autres [47].

Ces informations ne sont pas généralement disponibles pour des dispositifs photovoltaïques commerciaux et doivent être déterminées par une méthode. Le courant de saturation nominale I_0 peut être obtenu indirectement en utilisant l'équation (2.2) effectué sous la condition nominale du circuit ouvert, à savoir : $V=V_{oc,n}$, $I=0$ et $I_{sc} \approx I_L$.

La valeur de la constante a de la diode peut être arbitrairement choisie. Beaucoup d'auteurs discutent des manières pour estimer la valeur correcte de cette constante [60].

Habituellement $1 \leq a \leq 1.5$ et le choix dépend d'autres paramètres du modèle $I(V)$. Quelques valeurs pour " a " sont trouvées dans [58] basées sur une analyse empirique.

Puisque a exprime le degré d'idéalité de la diode et il est totalement empirique, n'importe quelle valeur initiale de a peut être choisie afin d'ajuster le modèle [50].

Le courant de saturation inverse calculé par l'équation (2.4) peut être amélioré si cette équation est remplacée par l'équation (2.6) qui prend en considération, les coefficients K_V et K_I , qui concernent les changements de tension et de courant en fonction de la température, ce qui nous donne un modèle plus précis :

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_I \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_V \Delta T}{aV_t}\right) - 1} \quad (2.6)$$

Cette modification permet d'ajuster les tensions de circuit ouvert du modèle avec des tensions d'expérimentation sur une large plage de température. L'équation (2.6) est obtenue à partir de (2,5), en incluant les coefficients de tension / température et de courant/température K_V et K_I .

Le courant I_0 dépend fortement de la température, et l'équation (2.6) est une autre façon d'exprimer cette dépendance de telle sorte que l'effet de la variation de température produit une variation linéaire de la tension de circuit ouvert exprimée par le coefficient K_V . Cette méthode de calcul de I_0 simplifie le modèle et annule les erreurs au voisinage du point de circuit ouvert et donc dans d'autres parties de la courbe $I(V)$.

La validité du modèle avec l'équation (2.6) peut être vérifiée par des simulations et comparaisons avec les données expérimentales. Un fait intéressant à propos de cette équation est la présence, du coefficient K_V , qui n'est pas présent dans toutes les équations

du modèle. Ce coefficient donne les informations nécessaires à l'adaptation du modèle à une large gamme de températures.

Dans le souhait d'utiliser l'équation traditionnelle (2.4) [61, 62], au lieu d'employer (2.6), il est possible d'obtenir la meilleure valeur du E_g pour le modèle de sorte que les tensions de circuit ouvert du modèle mathématique soient assorties avec la tension de circuit ouvert réelle pour la gamme de températures $T_n < T < T_{max}$. En égalisant les équations (2.4) et (2.6) en mettant $T = T_{max}$ on obtient:

$$\varepsilon_g = -\ln \left[\frac{\left(\frac{I_{sc,T_{max}}}{I_{0,n}} \right) \left(\frac{T_n}{T_{max}} \right)^3}{\exp \left(\frac{qV_{oc,T_{max}}}{aN_s k T_{max}} \right) - 1} \right] \frac{akT_n T_{max}}{q(T_n - T_{max})} \quad (2.7)$$

Ou $I_{sc,T_{max}} = I_{sc,n} + KI\Delta T$ and $V_{oc,T_{max}} = V_{oc,n} + KV\Delta T$, avec $\Delta T = T_{max} - T_n$.

II. 3. AJUSTEMENT DU MODELE PHOTOVOLTAÏQUE

Après la détermination du courant de saturation inverse nominal $I_{0,n}$, les expressions sont connues pour le calcul du courant de saturation inverse I_0 et le courant photoélectrique I_L , les paramètres demeurent inconnus en (2.2), sont : le courant photoélectrique nominale $I_{L,n}$, les résistances série R_s et parallèle R_p .

Quelques auteurs ont proposé des méthodes pour déterminer mathématiquement ces résistances. Bien qu'il puisse être utile d'avoir une formule mathématique pour déterminer ces inconnus, n'importe quelle expression pour R_s et R_p sera toujours fondée sur des données expérimentales.

Quelques auteurs proposent de varier R_s dans un processus itératif, incrémentant R_s jusqu'à ce que la courbe IV adapte visuellement les données expérimentales et puis varier R_p de la même façon. C'est une méthode pauvre et imprécise, principalement parce que R_s et R_p ne peuvent être ajustées séparément, si un bon modèle IV est désiré.

Certains chercheurs ont proposé des méthodes d'ajustement en utilisant des modèles simplifiés où l'une des résistances (R_s et R_p) est ignorée, ou des méthodes basées sur l'ajustement visuel de la courbe $I(V)$, ce qui donne des résultats insatisfaisants [41].

Les paramètres restants de l'équation (2.2), peuvent être réalisés par un algorithme itératif qui permet, après plusieurs raffinements, d'obtenir l'équation caractéristique I(V) qui représente mieux le dispositif photovoltaïque réel.

La Figure 2.6 illustre l'organigramme de l'algorithme itératif pour ajuster le modèle mathématique photovoltaïque. Le but de l'algorithme est de déterminer les paramètres inconnues (R_s , R_p et $I_{L,n}$) qui font le pic de la courbe $P(V)$ du modèle mathématique correspond au pic de la courbe expérimentale au point (V_{mp}, I_{mp}) . L'équation (2.2) est successivement résolue tant que la condition $P_{max,m} = P_{max,e}$ est satisfaite avec l'erreur maximale tolérable, c'est à dire la puissance maximale calculée par le modèle mathématique ($P_{max,m}$) de l'équation (2.2) et égale à la puissance maximale expérimentale ($P_{max,e}$) du point de puissance maximale du dispositif photovoltaïque réel (MPP) (à partir des fiches techniques des constructeurs des panneaux photovoltaïques).

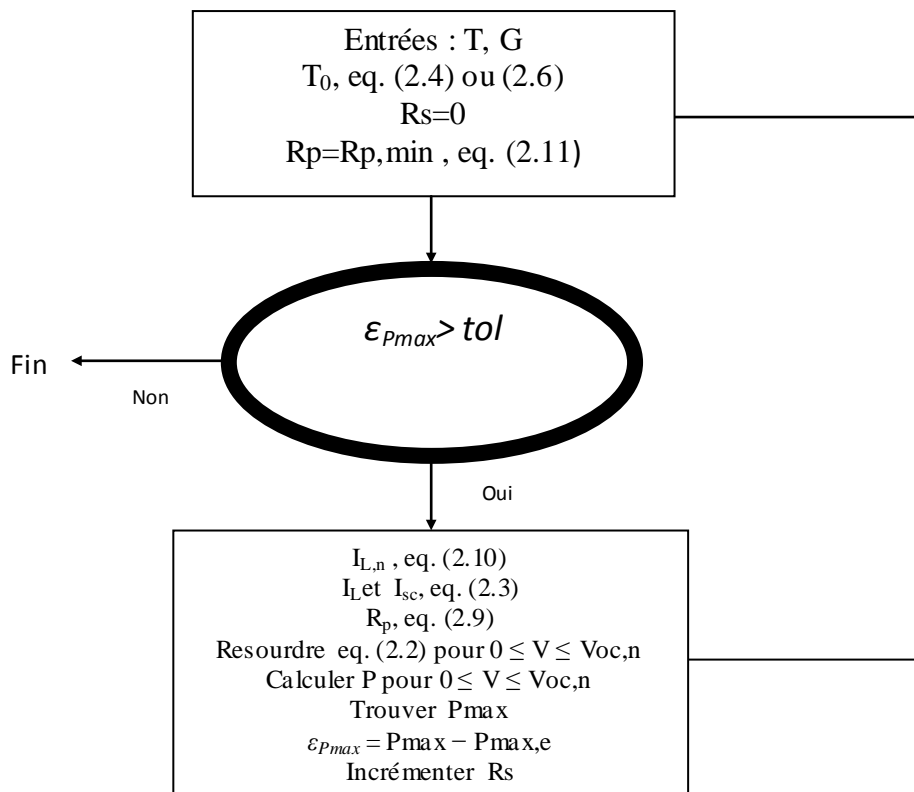


Fig. 2.6: Organigramme du processus itératif d'ajustement du modèle photovoltaïque.

Le fonctionnement de l'algorithme itératif est basé sur le principe qu'il n'y a qu'un seul ensemble $\{R_s, R_p\}$ qui remplit la condition $P_{max,m} = P_{max,e} = V_{mp} \times I_{mp}$ exactement au point (V_{mp}, I_{mp}) de la courbe I(V).

Les méthodes conventionnelles trouvées en littérature réalisent l'ajustement du modèle pour la courbe I×V mais elles l'ignorent pour la courbe P (V), qui doit être également ajustée aux données expérimentales.

Des travaux comme [55, 63] proposent la nécessité d'ajuster la courbe de puissance, mais avec des modèles simplifiés. Dans [64], par exemple, la résistance série du modèle est négligée.

Une relation importante entre les résistances R_s et R_p , sur laquelle la méthode d'ajustement itératif est basée, en faisant $P_{\max, m} = P_{\max, e}$ et en résolvant l'équation (2.2) pour R_p comme indiqué dans (2.8) et (2.9).

L'équation (2.9) signifie que pour n'importe quelle valeur de R_s il y a une valeur du R_p qui fait que la courbe mathématique théorique I(V) coïncide avec le point expérimental (V_{mp}, I_{mp}) .

$$P_{\max, m} = V_{mp} \left\{ I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{kT} \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{a N_s} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_p} \right\} = P_{\max, e} \quad (2.8)$$

$$R_p = V_{mp} (V_{mp} + I_{mp} R_s) / \left\{ V_{mp} I_L - V_{mp} I_0 \exp \left(\frac{(V_{mp} + I_{mp} R_s) q}{N_s a kT} \right) + V_{mp} I_0 - P_{\max, e} \right\} \quad (2.9)$$

II. 3.1. EVALUATION DES RESISTANCES R_s ET R_p

L'objectif est de trouver la valeur de R_s (et par conséquent de R_p) qui fait que la crête de la courbe mathématique photovoltaïque coïncide avec la puissance de crête expérimentale au point (V_{mp}, I_{mp}) . Ceci exige plusieurs itérations jusqu'à que $P_{\max, m} = P_{\max, e}$. Dans ce mode de recherche itératif, R_s doit être lentement incrémentée à partir de $R_s = 0$.

Dont le but est d'ajuster la courbe photovoltaïque pour assortir les données expérimentales, il est nécessaire de trouver la courbe pour plusieurs valeurs de R_s et de R_p . En réalité le traçage de la courbe n'est pas nécessaire, car seulement la valeur de puissance de crête est exigée. Les figures. 2.7 et 2.8 illustrent comment ce processus itératif travaille. Dans la figure 2.7 si R_s augmente la courbe photovoltaïque se déplace vers la gauche et à la puissance de crête ($P_{\max, m}$) va vers le MPP expérimental.

Pour chaque courbe photovoltaïque P(V) de la figure 2.7 il y a une courbe IV correspondante dans la figure 2.8. Comme prévu par (2.8), toutes les courbes I(V) réalisent l'intersection avec le point de puissance maximale expérimentale au (V_{mp}, I_{mp}) .

Le traçage des courbes P(V) et I(V) exige la résolution de l'équation (2.2) pour $I \in [0, I_{sc}, n]$ et $V \in [0, V_{oc, n}]$. Cette équation n'a pas une solution analytique directe parce que I

= f (V, I) et V = f (I, V). Ce qu'exige l'utilisation des méthodes numériques. Les points IV sont facilement obtenus en résolvant numériquement $g (V, I) = I - f(V, I) = 0$ pour un ensemble de valeurs de V et d'obtenir l'ensemble des points correspondant à I.

L'équation (2.10) est introduite dans l'algorithme et évaluée à chaque étape du processus itératif, dont l'objectif est de rendre le modèle plus réaliste, en différenciant le courant photoélectrique $I_{L,n}$ par rapport du courant de court circuit $I_{sc,n}$:

$$I_{L,n} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{sc,n} \tag{2.10}$$

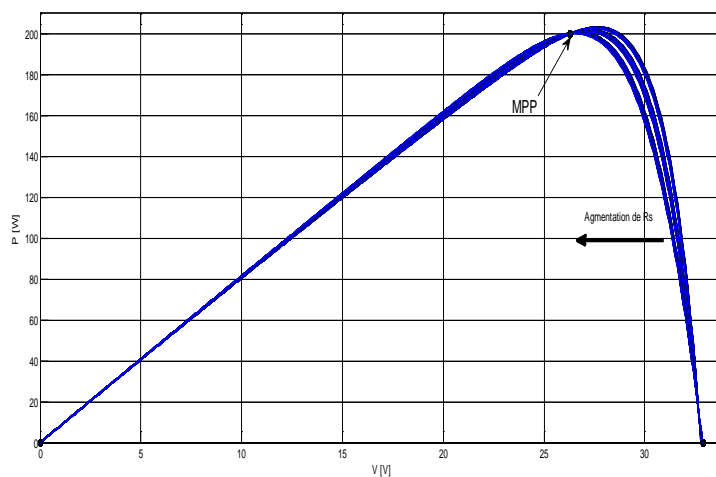


Fig.2.7: les courbes P(V), pour différentes valeurs de R_s et R_p

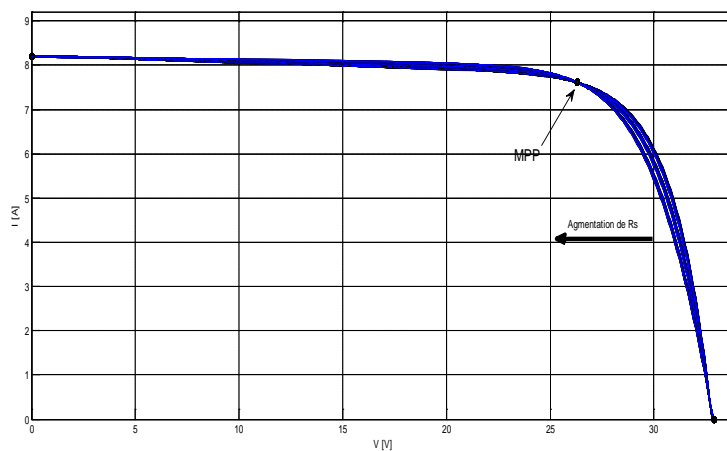


Fig. 2.8: Les courbes I(V) pour différentes valeurs de R_s et R_p

Puisque les valeurs de R_s et R_p sont initialement inconnues, les valeurs initiales devraient être adoptées au début du processus. La valeur initiale de R_s peut être zéro et la valeur initiale de R_p est donnée par:

$$R_{p,\min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (2.11)$$

L'équation (2.11) détermine la valeur minimum du R_p , qui est la pente de la ligne reliée entre les points de court-circuit et la puissance maximale. Bien que le R_p soit encore inconnu, elle est certainement plus grande que $R_{p,\min}$ ($R_p \geq R_{p,\min}$), donc c'est une bonne valeur initiale.

La méthode itérative pour le panneau solaire analysées dans cet exemple fournit $R_s = 0,221 \Omega$. La figure 2.9 montre une parcelle de $P_{\max, m}$ en fonction de V pour différentes valeurs de R_s . Il y a un seul point, correspondant à une valeur unique de R_s , satisfaisant la condition $P_{\max, m} = V_{mp} \times I_{mp}$ au point (V_{mp}, I_{mp}) de la courbe $I(V)$.

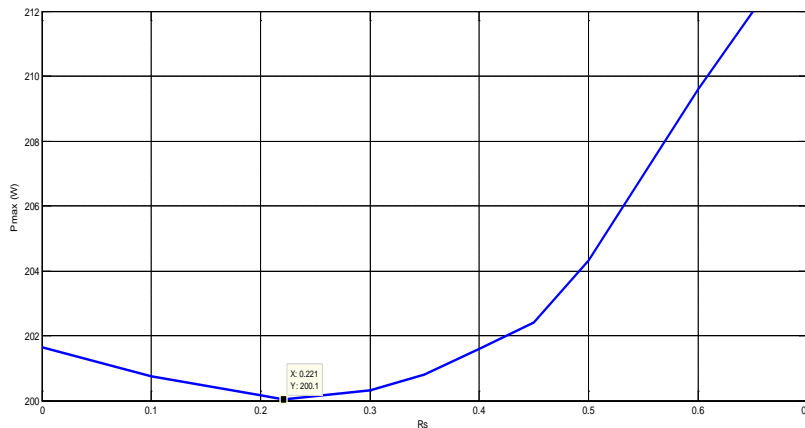


Fig.2.9 : $P_{\max}=f(R_s)$ Pour $I=I_{mp}$ et $V=V_{mp}$

Les figures. 2.10 et 2.11 montrent les courbes $I(V)$ et $P(V)$ du panneau solaire KC200GT modélisé par la méthode proposée. Les courbes du modèle correspondent exactement aux trois points fournis par la fiche technique du dispositif à savoir les points de: courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et la puissance maximale.

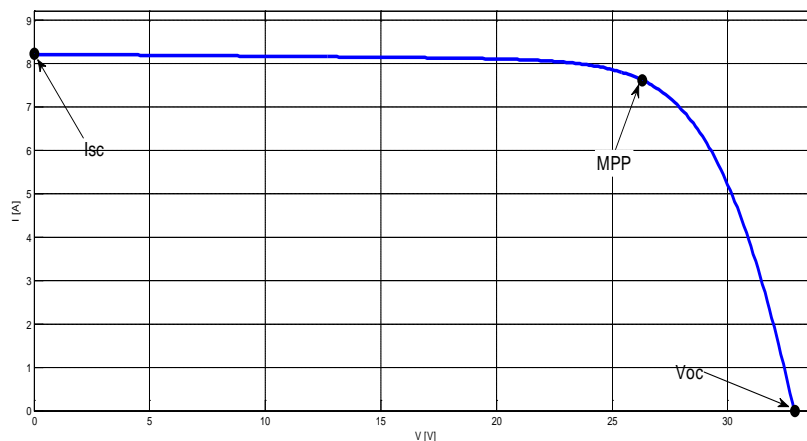


Fig. 2.10: La courbe I(V) ajustée en trois points remarquables (I_{sc} , V_{oc} et P_{max}).

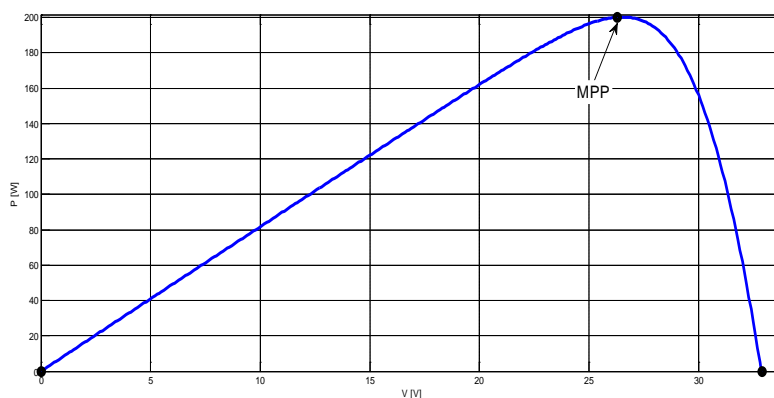


Fig. 2.11: La courbe P(V) P ajustée en trois points remarquables (I_{sc} , V_{oc} et P_{max}).

Les paramètres du module photovoltaïque utilisé dans ce chapitre identifiés par la méthode proposée sont montrés au tableau 2.1.

Paramètre	Valeur
R_p	150.999577 Ω
R_s	0.357000 Ω
a	1.0
T	25 °C
G	1000.000000
$P_{max,m}$	59.850012 W (model)
$P_{max,e}$	59.850000 W (experimental)
P_{error}	0.000012W
I_{pv}	3.809019 A
I_{sc}	3.800000 A
I_{on}	4.54101e-010 A

Tableau 2.1 : Répertoire des paramètres du modèle photovoltaïque obtenu avec l'algorithme proposé

II. 4. VALIDATION DU MODELE

La confirmation de la méthode de modélisation objet de ce chapitre, a été examinée par une comparaison entre les résultats théoriques et pratiques de deux modèles de cellules photovoltaïques, à savoir le modèle Q6LM et le MSX-83, les figures 2.12, 2.13, 2.14 et 2.15 montrent que les courbes théoriques coïncident avec celles de la pratiques ce qui illustre l'efficacité de la méthode proposée.

II.4.1 Q6LM

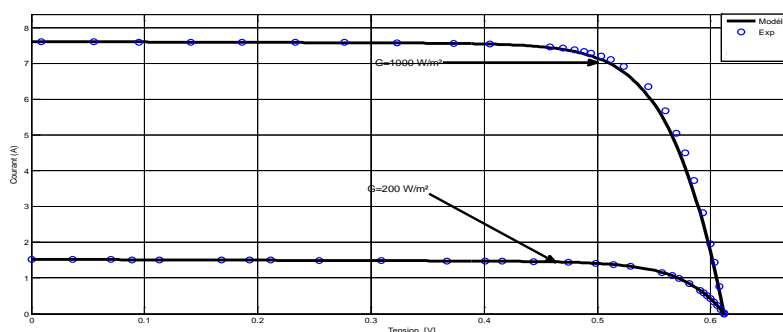


Fig. 2.12: courbes I(V) théorique et pratique du module Q6LM pour des éclairements de 1000 W/m^2 et 200 W/m^2

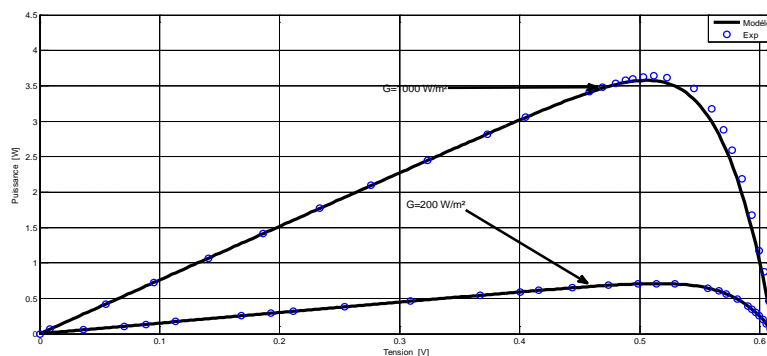


Fig. 2.13: courbes P(V) théorique et pratique du module Q6LM pour des éclairements de 1000 W/m^2 et 200 W/m^2

II.4.1 MSX-83

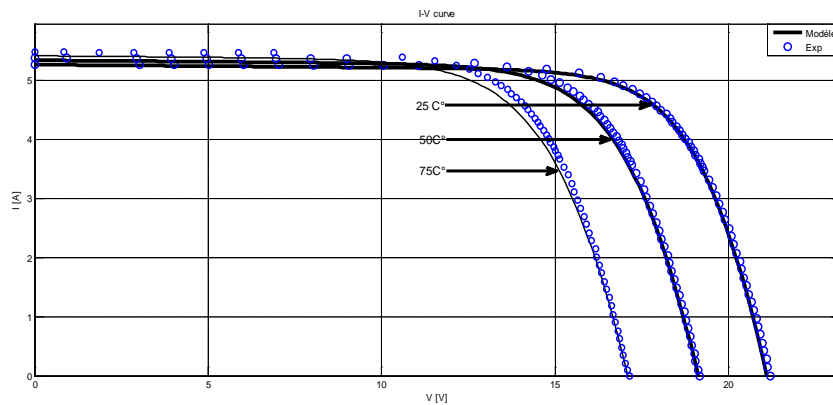


Fig. 2.14: Courbes $I(V)$ théorique et pratique du module MSX-83 83 pour différentes températures (25°C , 50°C et 75°C)

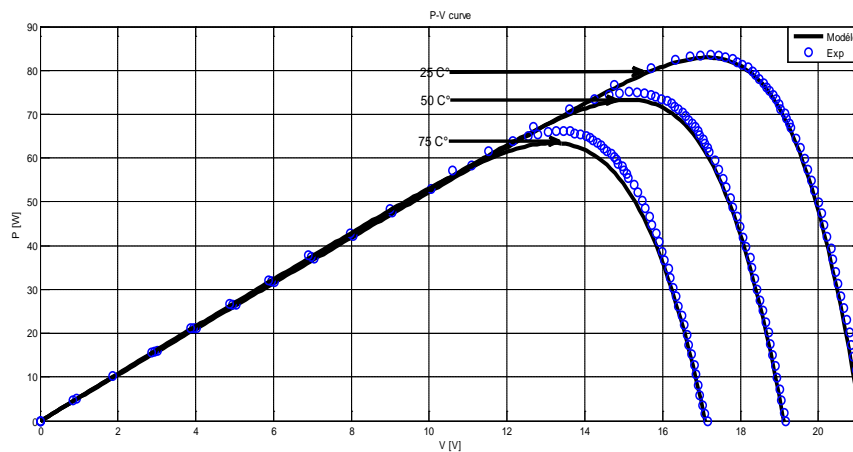


Fig. 2.15: Courbes $P(V)$ théorique et pratique du module MSX-83 pour différentes températures (25°C , 50°C et 75°C)

II.5. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons étudié la modélisation de cellules photovoltaïques par une méthode basée sur des données expérimentales, pour rendre le modèle mathématique proche de la réalité. La validité du modèle a été examinée par la comparaison des résultats théoriques avec des données expérimentales. Les courbes montrent que les figures théoriques coïncident avec celles obtenues par expérimentation, rendant ce modèle efficace et pouvant ainsi représenter les caractéristiques des cellules photovoltaïques avec précision.

CHAPITRE III

LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOME

III.1. INTRODUCTION

La production d'électricité décentralisée par sources d'énergies renouvelables, offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement.

Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux.

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont les systèmes les plus utilisés au monde malgré l'intérêt récent dans le marché mondial aux systèmes connectés aux réseaux de distribution. Un système autonome photovoltaïque devrait fournir assez d'énergie à une application totalement isolée pour assurer sa bonne fonction. La configuration standard de ce type de systèmes est montrée sur la figure 3.1, où il peut voir que le générateur photovoltaïque est relié à une batterie d'accumulateurs (le photovoltaïque peut produire l'électricité seulement quand la lumière du soleil est disponibles et donc autonomes évidemment une certaine sorte de stockage de l'énergie de secours qui les rend disponibles par la nuit ou dans les mauvaises conditions), et à la charge. Dans quelques cas spécifiques, tels que le pompage de l'eau, le générateur peut être relié directement au moteur.

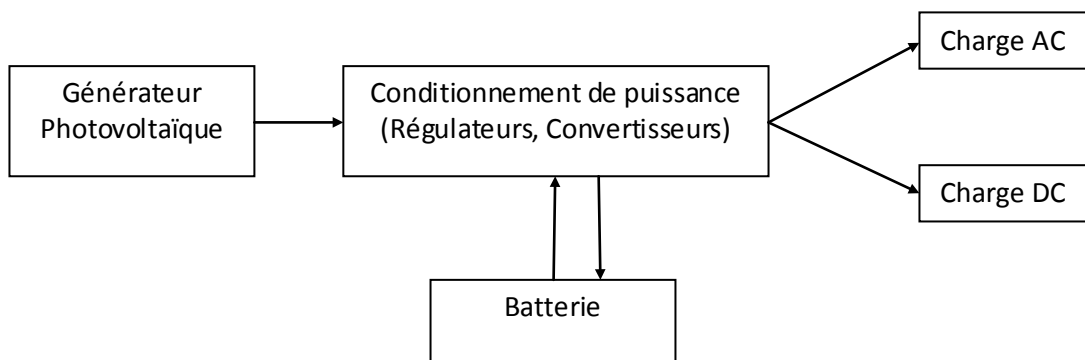


Fig.3.1 : Schéma élémentaire des composants des systèmes photovoltaïques autonomes

Nous avons décrit en ce chapitre, les modèles disponibles pour les divers éléments composant les applications photovoltaïques liées aux systèmes autonomes non couplés au réseau, telles que les modules photovoltaïques, les dispositifs de conditionnement de puissance (hacheurs et onduleurs), et les propriétés spécifiques de fonctionnement.

Nous avons étudié brièvement le pompage photovoltaïque utilisant un moteur asynchrone comme exemple sur les systèmes photovoltaïques autonomes, puisque c'est l'application la plus connue dans ce domaine.

III.2. MODELISATION DES COMPOSANTS DE SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME

Le système photovoltaïque autonome généralement se compose des éléments suivants :

- 1-Un générateur photovoltaïque
- 2-Un hacheur d'adaptation
- 3- Un onduleur
- 4-Une charge AC ou DC (En utilise dans ce chapitre une pompe centrifuge entraînée par un moteur asynchrone comme charge)
- 5-Une Batterie de compensation avec son régulateur (Dans les systèmes utilisant la batterie pour compensation en cas d'une diminution de l'éclairement ou un surplus dans la puissance demandée).

III.2.1. MOELISATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Comme défini dans le chapitre précédent, une cellule photovoltaïque idéale peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_L proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode. En addition au modèle idéal, le modèle réel tient compte des propriétés résistives (une perte de tension en sortie) de la cellule qui sont modélisées par une résistance série R_s mais aussi des courants de fuites modélisés par une résistance parallèle R_p [65].

L'équation générale décrivant ce modèle comme montré dans le chapitre II

$$\text{est : } I = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_t a} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.1)$$

Ce modèle nous à permet de tenir compte de l'influence de la température et de l'ensoleillement sur les paramètres des cellules photovoltaïques.

Un panneau photovoltaïque est obtenu à partir de la mise en parallèle et/ou série de plusieurs cellules PV.

Les paramètres évalués dans le chapitre précédent sont basés sur les données pour un module simple aux conditions de référence. Pour déterminer la caractéristique $I(V)$ pour l'ensemble des paramètres d'un champ photovoltaïque, on procède de la façon suivante :

$$I_{O,tot} = N_{pp} \cdot I_0 \quad (3.2)$$

$$I_{L,tot} = N_{pp} \cdot I \quad (3.3)$$

$$R_{s,tot} = \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \cdot R_s \quad (3.4)$$

$$R_{p,tot} = \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \cdot R_p \quad (3.5)$$

$$a_{tot} = N_s \cdot a \quad (3.6)$$

Où N_{pp} est le nombre de modules reliés en parallèle et N_{ss} , le nombre de modules reliés en série. Cette méthode de calcul suppose que tous les modules du panneau sont semblables. Or il est très difficile de produire des modules identiques. En réalité il y aura toujours une différence entre la valeur globale et les valeurs mesurées des paramètres de chaque élément du champ photovoltaïque. Cependant, pour des tolérances de production de \pm (5% ÷ 10%), les pertes de disparité ne sont pas significatives [66].

La connexion des cellules en série augmente la tension, et la connexion des cellules en parallèle augmente le courant, suivant l'expression suivante:

$$I_{tot} = N_{pp} \times I \quad (3.7)$$

$$V_{tot} = N_{ss} \times V \quad (3.8)$$

III.2.2 MODELISATION DES UNITES DE CONDITIONNEMENT DE PUISSANCE

III.2.2.1. MODELISATION DU CONVERTISSEUR DC-DC (HACHEUR)

Un convertisseur DC/DC est utilisé pour augmenter l'efficacité du système en assortissant la tension d'alimentation à la tension exigée par la charge. Un convertisseur DC/DC peut augmenter (survolteur), diminuer (abaisseur), ou augmenter et diminuer (survolteur, abaisseur) la tension.

III.2.2.1.1. CONVERTISSEUR DC-DC (HACHEUR) DEVOLTEUR

Le convertisseur dévolteur qui est le convertisseur de base est connu comme convertisseur Buck. Car on le comprend de son nom la fonction principale de ce convertisseur est de convertir le niveau de tension DC d'entrée à un autre niveau inférieur de tension en sortie. Les composants principaux dans ce convertisseur sont l'interrupteur en semi-conducteur S, la diode D, une bobine d'inductance L et le filtre de condensateur C suivant les indications de la figure 3.2.

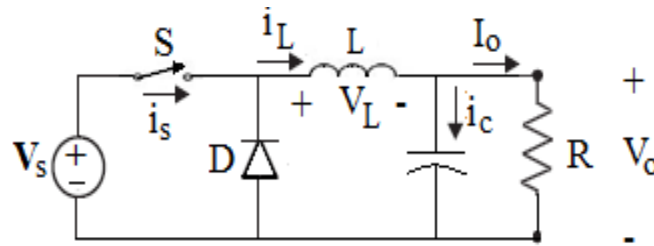


Fig.3.2 : Le circuit du hacheur dévolteur

L'état du convertisseur où le courant dans la bobine n'est jamais zéro est appelé mode de conduction continu (CCM).

La tension V_L dans n'importe quelle période du temps est zéro alors ;

$$(V_s - V_o) \times D \times T = V_o \times (1 - D)T \quad (3.9)$$

Où D est le rapport cyclique, $D = t_{on}/T$ and $1 - D = t_{off}/T$.

Donc la fonction de Transfer de ce hacheur est :

$$\frac{V_o}{V_s} = D \quad (3.10)$$

En mode de conduction continu le courant I_L est toujours plus grand que zéro. Quand la valeur moyenne du I_L est petite ou la fréquence de commutation est très basse, le convertisseur peut entrer dans le mode discontinu de conduction. Dans le hacheur dévolteur la limite entre la conduction continue et le mode discontinu peut être trouvée par la formule suivante [67].

$$L_b = (1 - D) \frac{R}{2f} T \quad (3.11)$$

La valeur minimale pour que la capacité satisfasse le mode de conduction continu sera trouvée par l'équation suivante :

$$C_{\min} = \frac{(1 - D) \times V_o}{8 \times V_r \times L \times f^2} \quad (3.12)$$

Ces deux équations sont très importantes dans la considération de conception des convertisseurs [68].

III.2.2.1.2. CONVERTISSEUR DC-DC (HACHEUR) SURVOLTEUR

Dans ce hacheur représenté par la figure (3.3), la tension de sortie est supérieure à la tension d'entrée. Il se compose d'une inductance L , du condensateur C , d'un interrupteur en semi-conducteur contrôlable S , de la diode D et de la résistance R utilisée comme charge.

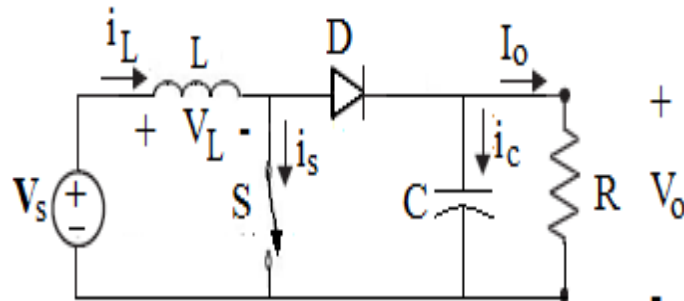


Fig.3.3 : Circuit du Hacheur survolteur

Comme montré sur la figure 3.3, quand l'interrupteur S est fermé le courant dans L augmentera et quand le commutateur est ouvert le courant I_L traversera la diode pour être réparti dans le circuit RC .

Dans le hacheur Boost on a :

$$V_s \times D \times T = (V_o - V_s) \times (1 - D) \times T \quad (3.13)$$

Donc la fonction de transfert de ce convertisseur est :

$$\frac{V_o}{V_s} = \frac{1}{1 - D} \quad (3.14)$$

Dans ce hacheur la limite entre la mode continu et le mode discontinu peut être trouvée par la formule suivante :

$$L_b = (1 - D)^2 \times D \times \frac{R}{2f} \quad (3.15)$$

La valeur minimale pour que la capacité satisfasse le mode de conduction continu sera trouvé par:

$$C_{\min} = \frac{D \times V_o}{V_r \times L \times f^2} \quad (3.16)$$

III.2.2.1.3. CONVERTISSEUR DC-DC SURVOLTEUR-DEVOLTEUR

Ce convertisseur peut augmenter ou diminuer la tension d'entrée, se compose de la tension d'entrée, inductance L, condensateur C, charge R et l'interrupteur S comme montré sur la figure (3.4).

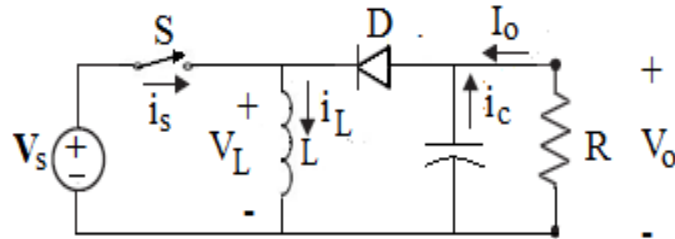


Fig.3.4 : Circuit du hacheur survolteur-dévolteur

La condition sur le courant dans L donne :

$$V_s \times D \times T + V_o \times (1 - D) \times T = 0 \tag{3.17}$$

D'où La fonction de transfert concernant la relation entrée-sortie est donnée par :

$$\frac{V_o}{V_s} = \frac{-D}{(1 - D)} \tag{3.18}$$

Dans ce hacheur la limite entre la conduction continue et le mode discontinu peut être trouvée dans la formule suivante :

$$L_b = (1 - D)^2 \times \frac{R}{2f} \tag{3.19}$$

Puisque la structure de circuit de ce hacheur est la même que celle du hacheur survolteur La valeur minimale pour que la capacité pour le hacheur dévolteur-survolteur reste la même.

III.2.2.1.4. MODELISATION DU CONVERTISSEUR DC-AC (ONDULEUR)

La fonction des onduleurs est de convertir la tension d'entrée C.C en une tension alternative. Dans ces dispositifs, le courant, la phase, la fréquence et la tension doivent être toujours contrôlables. Par cette topologie de contrôle, il est préférable de donner une sortie plus proche à la sinusoïdale en phase désirée, tension et fréquence.

La topologie standard d'un onduleur triphasé est montrée sur la figure 3.5, trois bras chacune comporte deux interrupteurs, S1 et S4, S3 et S6, et S2 et S5 ne peuvent pas être

fermé en même temps, parce que ceci engendrera le court circuit de la source de tension continue.

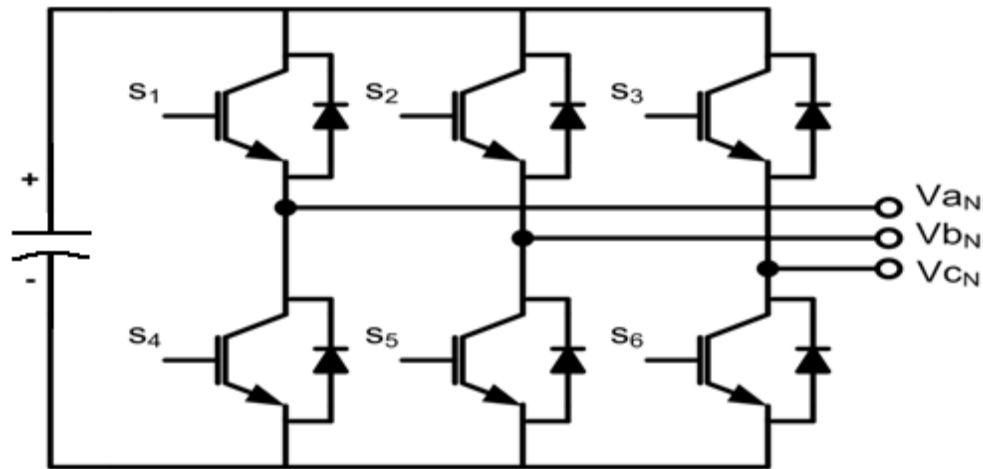


Fig.3.5 : Topologie d'un onduleur triphasé

III.2.2.1.5 MODULATION DE LA LARGEUR D'IMPULSION MLI:

La MLI permet de former à chaque alternance de la tension de sortie plusieurs créneaux. Pour obtenir cela, on adopte certaine technique de commande des interrupteurs de l'onduleur. La stratégie sinus-triangle est l'une des techniques les plus simples. Elle consiste de comparer les trois tensions de référence ($v_{a,r}, v_{b,r}, v_{c,r}$), calculées par une transformation inverse de PARK à un signal (porteuse) triangulaire d'amplitude fixe et de pulsation nettement supérieur à celle des tensions de référence.

La stratégie sinus-triangle est caractérisée par deux paramètres qui sont : l'indice de modulation m qui représente le rapport de la fréquence de la porteuse à la fréquence de référence et le coefficient de réglage en tension qui représente le rapport de l'amplitude de l'onde de référence à la valeur de crête de la porteuse.

Quand $V_{a,r}$ est plus grand que V_t , S_1 est fermé et S_4 est ouvert, quand $V_{b,r}$ est plus grand que V_T S_3 est fermé et S_6 est ouvert, quand $V_{c,r}$ est plus grand que le V_T , S_5 est fermé et S_2 est ouvert.

Les instants de commutation sont obtenus par comparaison de trois tensions de référence correspondant aux tensions de sortie désirées de fréquence f à la fréquence f_p du signal triangulaire comme le montre la figure (3.6).

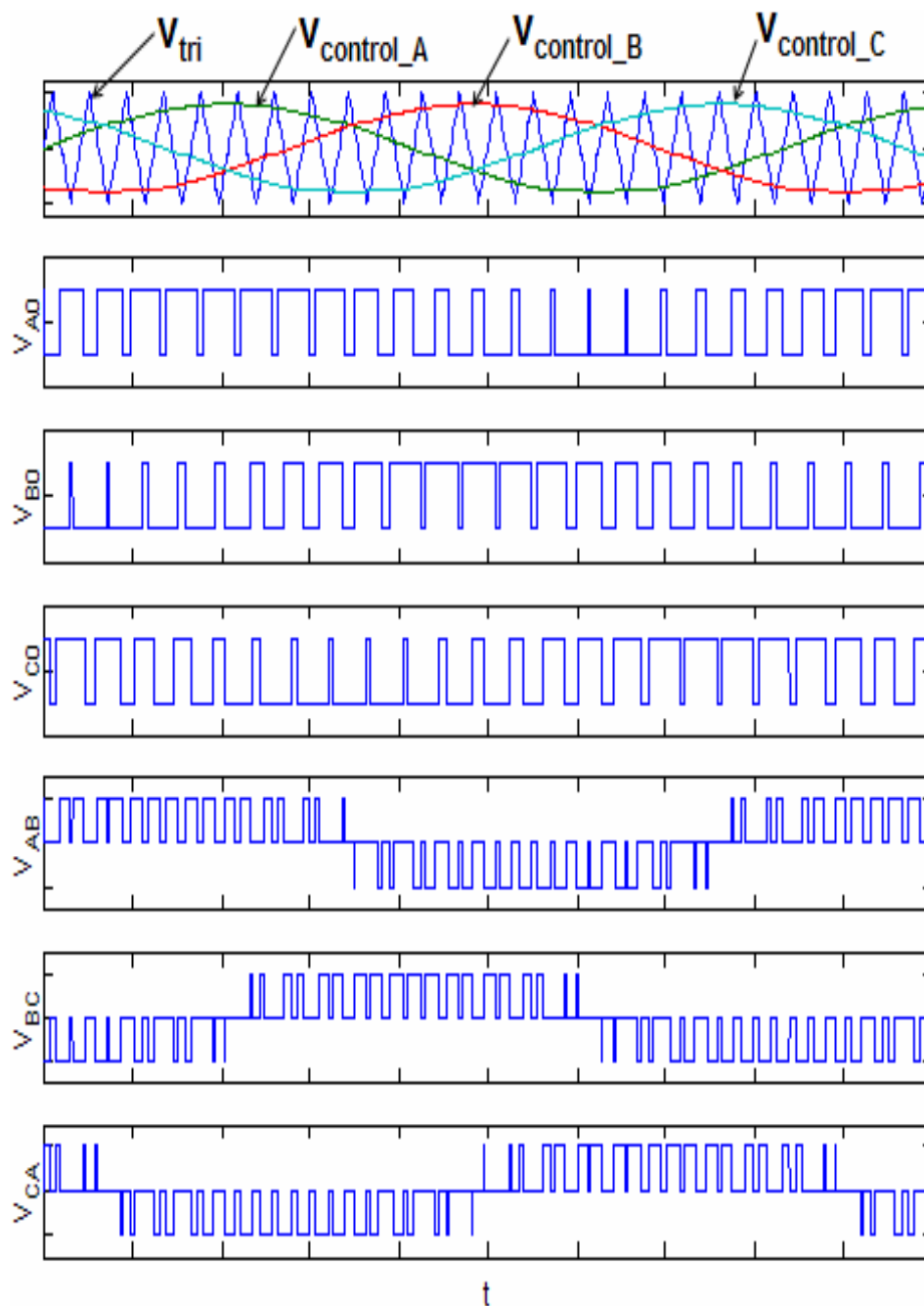


Fig. 3.6: La commande MLI par modulation « sinus-triangle » [69]

Soit m l'index de modulation il vaut V_r/V_t [70]. Si V_r est inférieur à V_t et $0 \leq m \leq 1$:

Les tensions de sortie de l'onduleur est alors donné par ;

$$V_{an} = ma \times \frac{V_{dc}}{2} \times \sin(2\pi \times fo \times t) \tag{3.20}$$

$$V_{bn} = ma \times \frac{V_{dc}}{2} \times \sin(2\pi \times fo \times t - 120) \tag{3.21}$$

$$V_{cn} = m_a \times \frac{V_{dc}}{2} \times \sin(2\pi \times f_o \times t + 120) \quad (3.22)$$

Si V_r est supérieur que V_t et $m = V_r/V_t$, la tension de sortie de l'onduleur sera :

$$V_{a,1} = 4 / \pi \times (V_{dc} / 2) \quad (3.23)$$

III.2.3. MODELISATION DU MOTEUR ASSYNCHRONE A CAGE [71]

[72][73][74]

La représentation schématique de la machine asynchrone dans l'espace électrique est donnée sur la Figure 3.7.

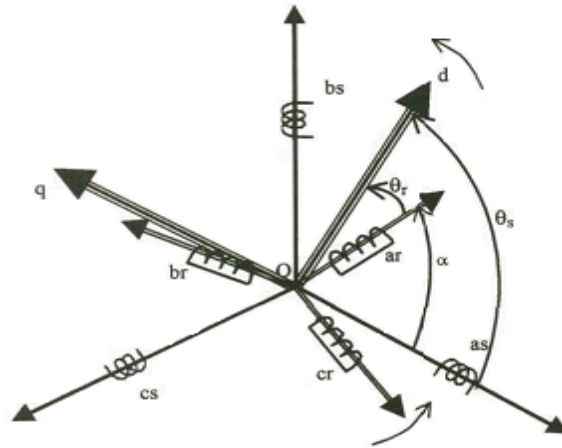


Fig.3.7 : Machine asynchrone modélisée - définition des repérés stator et rotor.

Dans le cadre des hypothèses simplificatrices et pour une machine équilibrée les équations de la machine s'écrivent comme suit :

III.2.3.1. EQUATION ELECTRIQUE

Les équations de tension des trois phases statoriques et les trois phases rotoriques sont :

$$\begin{cases} V_{as} = R_s I_{as} + \frac{d}{dt} \Phi_{as} \\ V_{bs} = R_s I_{bs} + \frac{d}{dt} \Phi_{bs} \\ V_{cs} = R_s I_{cs} + \frac{d}{dt} \Phi_{cs} \end{cases} \quad (3.24)$$

$$\begin{cases} V_{ar} = 0 = R_r I_{ar} + \frac{d}{dt} \Phi_{ar} \\ V_{br} = 0 = R_r I_{br} + \frac{d}{dt} \Phi_{br} \\ V_{cr} = 0 = R_r I_{cr} + \frac{d}{dt} \Phi_{cr} \end{cases} \quad (3.25)$$

En désignant par :

- $V_{as}, V_{bs}, V_{cs}, V_{ar}, V_{br}, V_{cr}$: les tensions statoriques et rotoriques;
- $I_{as}, I_{bs}, I_{cs}, I_{ar}, I_{br}, I_{cr}$: les courants statoriques et rotoriques;
- $\Phi_{as}, \Phi_{bs}, \Phi_{cs}, \Phi_{ar}, \Phi_{br}, \Phi_{cr}$: les flux statoriques et rotoriques;
- R_s, R_r : les résistances statoriques et rotoriques.

Les équations (3.24) et (3.25) peuvent s'écrire sous forme matricielle :

$$[V_s] = [R_s] [I_s] + \frac{d}{dt} [\Phi_s] \quad (3.26)$$

$$[V_r] = 0 = [R_r] [I_r] + \frac{d}{dt} [\Phi_r] \quad (3.27)$$

III.2.3.2 EQUATIONS MAGNETIQUES [75]

Les relations entre flux et courants s'écrivent comme suit :

$$\begin{aligned} \Phi_{as} &= L_s I_{as} + M_s I_{bs} + M_s I_{cs} + M_{sr} I_{ar} + M_{sr} I_{br} + M_{sr} I_{cr} \\ \Phi_{bs} &= M_s I_{as} + L_s I_{bs} + M_s I_{cs} + M_{sr} I_{ar} + M_{sr} I_{br} + M_{sr} I_{cr} \\ \Phi_{cs} &= M_s I_{as} + M_s I_{bs} + L_s I_{cs} + M_{sr} I_{ar} + M_{sr} I_{br} + M_{sr} I_{cr} \end{aligned} \quad (3.28)$$

$$\begin{aligned} \Phi_{ar} &= L_r I_{ar} + M_r I_{br} + M_r I_{cr} + M_{rs} I_{as} + M_{rs} I_{bs} + M_{rs} I_{cs} \\ \Phi_{br} &= M_r I_{ar} + L_r I_{br} + M_r I_{cr} + M_{rs} I_{as} + M_{rs} I_{bs} + M_{rs} I_{cs} \\ \Phi_{cr} &= M_r I_{ar} + M_r I_{br} + L_r I_{cr} + M_{rs} I_{as} + M_{rs} I_{bs} + M_{rs} I_{cs} \end{aligned} \quad (3.29)$$

Sous forme matricielle on a :

$$[\Phi_s] = [L_{ss}] [I_s] + [M_{sr}] [I_r] \quad (3.30)$$

$$[\Phi_r] = [L_{rr}] [I_r] + [M_{rs}] [I_s] \quad (3.31)$$

Avec :

$$[L_{SS}] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix}$$

$$[L_{RR}] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix}$$

$$[M_{SR}] = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad [M_{RS}] = [M_{SR}]^T$$

Telle que :

- L_s : L'inductance propre d'une phase statorique;
- L_r : L'inductance propre d'une phase rotorique;
- M_s : L'inductance mutuelle entre phases statoriques;
- M_r : L'inductance mutuelle entre phases rotoriques;

III.2.3.3. EQUATION MECANIQUE

Le couple électromagnétique est donné par la dérivée partielle de la co-énergie par rapport à l'angle mécanique entre le rotor et le stator. Pour simuler la machine, en plus des équations électriques il faut ajouter l'équation du mouvement du système :

$$C_{em} - C_r = J \cdot \frac{d\Omega}{dt} + f \Omega \quad (3.32)$$

III.2.3.4. MODELISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE DANS LE REPERE DE PARK

La mise en équation des moteurs synchrones triphasés aboutit à des équations différentielles à coefficients variables. L'étude analytique du comportement du système est

alors laborieuse, vu le grand nombre de variables. On utilise des transformations mathématiques qui permettent de décrire le comportement du moteur à l'aide d'équations différentielles à coefficients constants. Les transformations de *Concordia* ou de *Park* permettent d'obtenir un système {équivalent formé de trois enroulements orthogonaux, deux de ces enroulements sont situés dans le même plan que les enroulements a , b , et c . Le troisième enroulement est situé dans le plan orthogonal au plan formé par les axes de phases a , b , et c et représente la composante homopolaire. La transformation de *Park* permet de passer d'une représentation dans le repère triphasé (a, b, c) à une représentation dans un repère dit de *Park* à axes orthogonaux (d, q, o) . En se basant sur les hypothèses simplificatrices, et en appliquant la transformation de *Park* ou la transformation de *Concordia* au stator et au rotor, on peut exprimer l'ensemble des relations de la machine dans ce repère. Le repère de *Park* (d, q, o) est à priori quelconque, on peut ainsi considérer qu'il tourne à une vitesse arbitraire. Des choix plus ou moins pertinents peuvent être faits en fonction du repère auquel on lie la représentation de *Park* [76] [77].

Tandis que la transformation de *Concordia* conserve la puissance instantanée elle est donc invariante en puissance. [76] [78].

À un système triphasé quelconque (a, b, c) on associe un système biphasé (d, q, o) , comme le montre la figure (3.8).

La matrice $P(\theta)$ de [PARK] est donnée sous la forme suivante :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Les tensions et les courants dans ce repère sont données par:

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} = P(\theta)^{-1} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$\begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} = P(\theta)^{-1} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

La machine asynchrone à cage d'écureuil peut être modélisée dans un repère diphasé dq par le système d'équations (3.36) :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d}{dt} \Phi_{sd} - \omega_s \Phi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d}{dt} \Phi_{sq} + \omega_s \Phi_{sd} \\ 0 = R_r I_{rd} + \frac{d}{dt} \Phi_{rd} - (\omega_s - \omega) \Phi_{rq} \\ 0 = R_r I_{rq} + \frac{d}{dt} \Phi_{rq} + (\omega_s - \omega) \Phi_{rd} \end{cases} \quad (3.36)$$

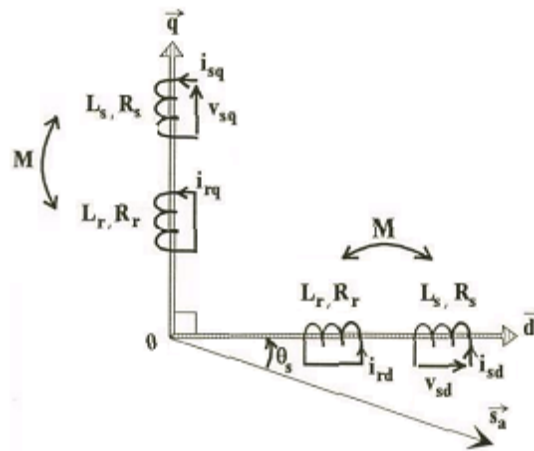


Fig. 3.8 : Position du système d'axe (d, q).

Il existe 3 types des repères :

- repère lié au stator : $\theta_s = 0$
- repère lié au rotor : $\theta_r = 0 \Rightarrow \theta_s = \theta$
- repère lié au champ : $\theta_s = \theta + \theta_r$

Le dernier repère est souvent utilisé dans l'étude de l'alimentation des moteurs asynchrones à fréquence variable.

III.2.3.5. EQUATIONS MAGNETIQUES

Les flux statoriques :

$$\text{On a : } \Phi_{sd} = L_s I_{sd} + M_{sr} I_{rd} \quad (3.37)$$

$$\text{Soit : } I_{sd} = \frac{\Phi_{sd}}{L_s} - \frac{M_{sr}}{L_s} I_{rd} \quad (3.38)$$

$$\text{Et : } \Phi_{sq} = L_s I_{sq} + M_{sr} I_{rq} \quad (3.39)$$

$$\text{Soit : } I_{sq} = \frac{\Phi_{sq}}{L_s} - \frac{M_{sr}}{L_s} I_{rq} \quad (3.40)$$

Les flux rotoriques :

$$\text{On a : } \Phi_{rd} = L_r I_{rd} + M_{sr} I_{sd} \quad (3.41)$$

$$\text{Soit : } I_{rd} = \frac{\Phi_{rd}}{L_r} - \frac{M_{sr}}{L_r} I_{sd} \quad (3.42)$$

$$\text{Et : } \Phi_{rq} = L_r I_{rq} + M_{sr} I_{sq} \quad (3.43)$$

$$\text{Soit : } I_{rq} = \frac{\Phi_{rq}}{L_r} - \frac{M_{sr}}{L_r} I_{sq} \quad (3.44)$$

$$(3.42) \text{ dans (3.37)} \Rightarrow \Phi_{sd} = \left(L_s - \frac{M_{sr}^2}{L_r} \right) I_{sd} + \frac{M_{sr}}{L_r} \Phi_{rd}$$

$$\Rightarrow \Phi_{sd} = L_s \left(1 - \frac{M_{sr}^2}{L_s * L_r} \right) I_{sd} + \frac{M_{sr}}{L_r} \Phi_{rd}$$

$$\Phi_{sd} = L_s \sigma I_{sd} + \frac{M_{sr}}{L_r} \Phi_{rd} \quad (3.45)$$

$$\Phi_{sq} = L_s \sigma I_{sq} + \frac{M_{sr}}{L_r} \Phi_{rq} \quad (3.46)$$

De (3.36), (3.42), (3.44), (3.45), et (3.46) :

$$\begin{cases}
V_{sd} = R_s I_{sd} + L_s \sigma \frac{d}{dt} I_{sd} + \frac{M_{sr}}{L_r} \frac{d}{dt} \Phi_{rd} - \omega s (L_s \sigma I_{sq} + \frac{M_{sr}}{L_r} \Phi_{rq}) \\
V_{sq} = R_s I_{sq} + L_s \sigma \frac{d}{dt} I_{sq} + \frac{M_{sr}}{L_r} \frac{d}{dt} \Phi_{rq} - \omega s (L_s \sigma I_{sd} + \frac{M_{sr}}{L_r} \Phi_{rd}) \\
0 = -\frac{L_s R_r}{M_{sr}} I_{sd} + \left[\frac{R_r}{M_{sr}} + \frac{d}{dt} \right] \Phi_{rd} - (\omega s - \omega) \Phi_{rq} \\
0 = -\frac{L_s R_r}{M_{sr}} I_{sq} + \left[\frac{R_r}{M_{sr}} + \frac{d}{dt} \right] \Phi_{rq} + (\omega s - \omega) \Phi_{rd}
\end{cases} \quad (3.47)$$

III.2.3.6. EXPRESSION DU COUPLE ELECTROMAGNETIQUE [76]

On a :

$$P_{em} = C_{em} \cdot \Omega = \omega (\Phi_{sd} \cdot I_{sq} - \Phi_{sq} \cdot I_{sd}) \quad (3.48)$$

$$\omega = p \cdot \Omega$$

$$C_{em} = p (\Phi_{sd} \cdot I_{sq} - \Phi_{sq} \cdot I_{sd}) \quad (3.49)$$

A partir des équations (3.42) et (3.44) l'expression du couple électromagnétique devient :

$$C_{em} = P \cdot \frac{M_{sr}}{L_r} \cdot (\Phi_{rd} \cdot I_{sq} - \Phi_{rq} \cdot I_{sd}) \quad (3.50)$$

On constate que le couple électromagnétique résulte de l'interaction d'un terme de flux et d'un terme de courant.

III.2.4. POMPE CENTRIFUGE

III.2.4.1. INTRODUCTION

Grâce aux progrès réalisés dans l'emploi de la force électromotrice, le développement des pompes centrifuges a été très rapide. Couplées aux moteurs électriques, elles constituent des groupes légers, peu encombrants, peu coûteux et d'un très bon rendement. Toutefois, ces pompes demandent à être utilisées rationnellement pour permettre un fonctionnement optimal de l'ensemble [79].

III.2.4.2. CONSTITUTION D'UNE POMPE CENTRIFUGE ET PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

Une pompe centrifuge est construite pour répondre à des conditions précises de fonctionnement (débit Q à élever à une hauteur H) [80]. D'une façon générale, une pompe centrifuge comporte, voir figure (3.9) :

- Un organe mobile : la roue, encore appelée turbine, impulseur ou rotor.
- Des organes fixes, à savoir :
 - Un diffuseur encore appelé stator.
 - Des canaux de retour.

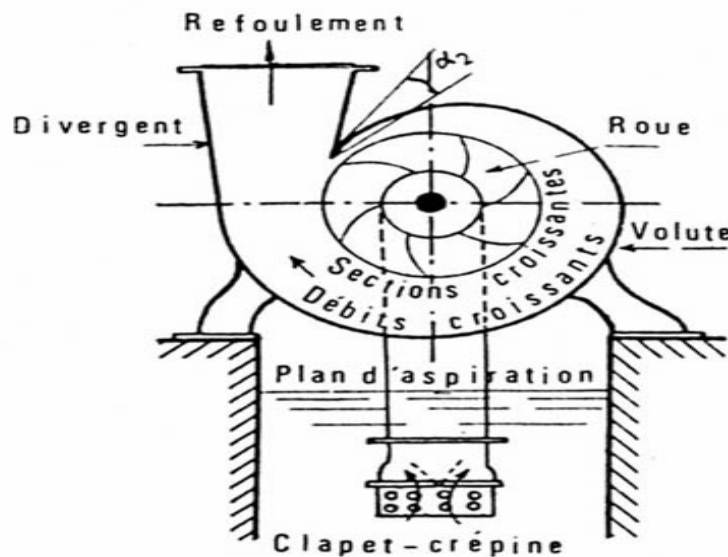


Fig. 3.9 : Schéma de principe d'une pompe centrifuge [80].

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est basé sur le principe suivant :

Lorsque la pompe est pleine d'eau, sous l'effet de la rotation de la turbine entraînée par le moteur, l'eau qui arrive dans la région axiale est projetée à la périphérie et de ce fait, engendre une dépression. Cela provoque un appel des tranches suivantes et par suite, un écoulement continu de la veine liquide. Cette dernière est recueillie par la volute ou par le diffuseur et dirigée dans la conduite de refoulement.

Les courbes principales qui caractérisent une pompe centrifuge et qui expriment ses performances sont, pour une vitesse de rotation donnée :

III.2.4.3. LA COURBE DEBIT-HAUTEUR.

La courbe débit hauteur, ou la courbe Q-H, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction du débit. Les constructeurs sont en mesure de fournir au client les courbes Q-H maximale et minimale correspondant aux diamètres maximaux et minimaux possibles de la roue. Dans cette application, elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale H en fonction du débit Q. En prenant comme paramètre la vitesse de rotation de moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de "PELEIDER-PETERMAN" [79].

$$H = C_1 \omega^2 - C_2 \omega Q - C_3 Q^2 \tag{3.51}$$

Un cas particulier de cette équation se présente lorsque la quantité d'eau est nulle, cela se manifeste par le phénomène de << barbotage >> qui se traduit par la hauteur de barbotage H_1 .

$$H_1 = C_1 \omega^2 \tag{3.52}$$

Alors la caractéristique Q-H peut être tracée et la caractéristique résistante Q-H de la canalisation est ensuite déterminée. Cette dernière se met sous la forme suivante :

$$H = H_g + \Delta H \tag{3.53}$$

La courbe Q-H comme est indiquée sur la figure (3.10), est une parabole. Le point de rencontre de la courbe Q-H avec l'axe des ordonnées est le point à débit nul. On l'appelle point à vanne fermée. Le point de fonctionnement de la pompe est le point d'intersection des deux courbes, $H = f(Q)$ de la pompe et celle de la canalisation.

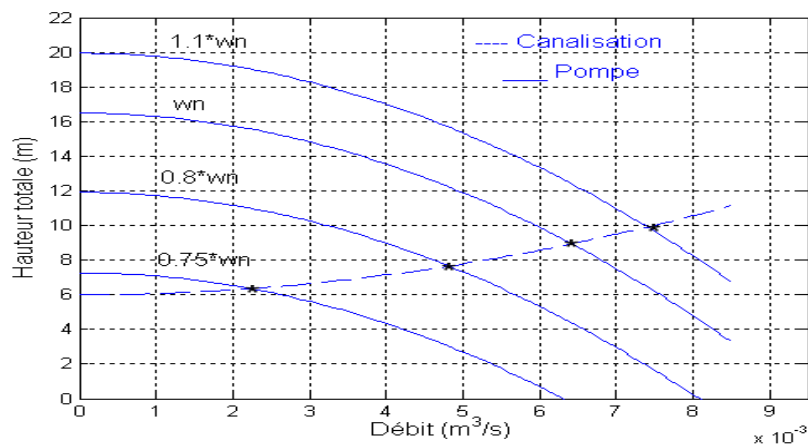


Fig. 3.10 : Courbe Q -H pour différentes hauteurs et vitesse

III.2.4.4. COURBE DE PUISSANCE

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique en Watt est donnée comme suit : [81]

$$P_H = \rho g Q H \quad (3.54)$$

L'autre expression à considérer est celle de la puissance en Watt absorbée par une pompe, c'est à dire la puissance nécessaire pour son entraînement mécanique, qui est exprimé par la relation :

$$P = 9.81 Q H / \eta_p \quad (3.55)$$

Où η_p : Le rendement de la pompe.

ρ : La masse volumique de l'eau étant de $1000 \text{ Kg} / \text{m}^3$.

La courbe de la figure (3.11), représente les rendements obtenus pour des différents débits est une branche de parabole qui peut présenter un maximum dans la plage utilisable. Cette dernière forme de courbe permet d'éviter une surcharge du moteur si les conditions d'utilisation de la pompe sont appelées à varier.

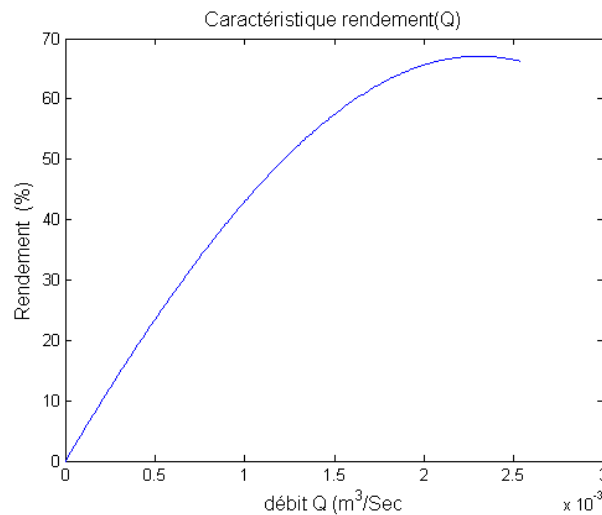


Fig. 3.11 : Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge.

III.2.4.5. PUISSANCE MECANIQUE NECESSAIRE A LA POMPE

C'est la puissance mécanique P_{mec} que doit recevoir la pompe pour assurer la puissance hydraulique. Elle est exprimée en kW et dépend du rendement η_p de la pompe.

$$P_{méc} = \frac{P_H}{\eta_p} \quad (3.56)$$

Cette puissance est généralement donnée par le constructeur de la pompe choisie. La connaissance de cette puissance permet de choisir le moteur d'entraînement.

III.2.4.6. COUPLE DE POMPE.

La pompe centrifuge oppose un couple résistant C_r [82], [83].

$$C_r = k_r \omega^2 + C_s \quad (3.57)$$

Avec :

k_r : coefficients de proportionnalité [(Nm/rad.s⁻¹)²], C_s représente le Couple statique.

L'équation de puissance mécanique de la pompe est aussi déterminée en fonction de la vitesse est donnée par la relation suivante [84]:

$$P_{méc} = k_p \cdot \omega^3 \quad (3.58)$$

III.2.4.7. RENDEMENT

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les fabricants donnent généralement la courbe du rendement globale, comme on peut tracer la courbe de rendement hydraulique en utilisant la formule :

$$\eta_H = \frac{P_{hydraulique}}{P_{arbre}} \quad (3.59)$$

Généralement le rendement maximal du groupe motopompe ne dépasse pas 72 % [83].

III.2.5. PRINCIPE DE LA COMMANDE VECTORIELLE À FLUX ROTORIQUE ORIENTE [85][86][87]

La commande par orientation de flux de la MAS consiste à placer le repère (d, q) tel que l'axe d coïncide avec le flux à orienter comme montré sur la figure 3.12 ; ce qui revient à

imposer les composantes $\Phi_{rq} = 0$ et $\Phi_{rd} = \Phi_r$ et disposer d'une commande du couple type orthogonale telle que le cas de la machine à courant continu.

Le couple se réduira alors à:

$$C_{em}^* = P \cdot \frac{M}{L_r} \cdot (\Phi_{rd}^* \cdot I_{sq}^*) \quad (3.60)$$

D'après [85] et [86], les équations des tensions statoriques peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{cases} V_{sd}^* = \left(R_s + \frac{R_r M_{sr}^2}{L_r^2} \right) \cdot I_{sd} + (L_s \sigma) \frac{dI_{sd}^*}{dt} - (\omega_s L_s \sigma) I_{sq}^* - \left(\frac{R_r \cdot M_{sr}}{L_r^2} \right) \Phi_{rd} \\ V_{sq}^* = R_s \cdot I_{sq}^* + (L_s \sigma) \frac{dI_{sq}^*}{dt} + (\omega_s L_s \sigma) I_{sd}^* + \left(\omega_s \frac{M_{sr}}{L_r} \right) \Phi_{rd} \end{cases} \quad (3.61)$$

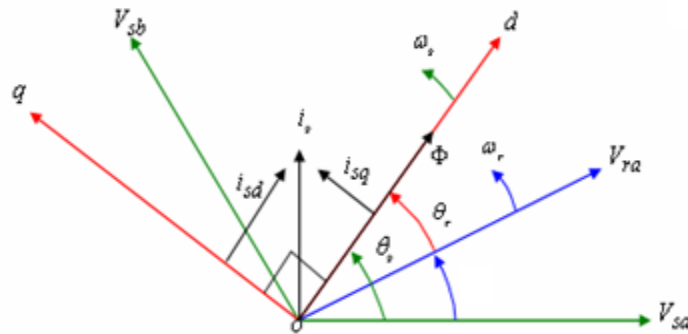


Fig.3.12 : Principe de la commande vectorielle.

III.2.5.1. ESTIMATION DE Φ_{rd} , ω_r , θ_s .

Seules les grandeurs statoriques sont accessibles, les grandeurs rotoriques, elles, ne le sont pas. Il faut donc pouvoir les estimer à partir des grandeurs statoriques.

Donc à partir du système d'équation (3.36) et en utilisant la notation de Laplace on obtient:

$$\tilde{\Phi}_{rd} = \frac{M_{sr}}{1 + \left(\frac{L_r}{R_r} \right) s} \cdot I_{sd} \quad (3.62)$$

De la même façon on obtient:

$$\begin{cases} \omega_r = \frac{M_{sr}}{\tilde{\Phi}_{rd}} \cdot \frac{R_r}{L_r} \cdot I_{sq} \\ \tilde{\theta}_r = \int \omega_r \cdot dt + \theta_{r0} \quad , \quad \theta_s = \theta_r + \theta \end{cases} \quad (3.63)$$

III.2.5.2. DECOUPLAGE ET COMPENSATION

On définit deux nouvelles variables de commande V_{sd1} et V_{sq1} et on reconstitue les tensions V_{sd} et V_{sq} à partir des ces tensions V_{sd1} et V_{sq1} .

$$\begin{cases} e_d = (\omega_s \sigma L_s) I_{sq} + \left(\frac{M_{sr}}{L_r^2} R_r \right) \Phi_r \\ e_q = -(\omega_s \sigma L_s) I_{sd} - \left(\omega_r \frac{M_{sr}}{L_r} \right) \Phi_r \\ V_{sd1} = (\sigma L_s) \frac{dI_{sd}}{dt} + \left(R_s + R_r \frac{M_{sr}^2}{L_r^2} \right) I_{sd} \\ V_{sq1} = -(\sigma L_s) \frac{dI_{sq}}{dt} + \left(R_s + R_r \frac{M_{sr}^2}{L_r^2} \right) I_{sq} \end{cases} \quad (3.64)$$

III.2.5.3. CALCUL DES RÉGULATEURS [88], [89]

III.2.5.3.1. REGLAGE DE LA BOUCLE DE VITESSE

Le schéma bloc de la régulation de la vitesse est représenté par la figure 3.13.

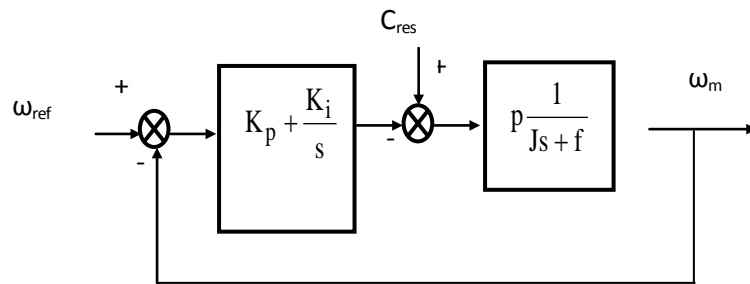


Fig 3.13 : Schéma-bloc de régulation de vitesse

La fonction de transfert en boucle fermée avec un couple résistant nul s'écrit:

$$\frac{\omega_{ref}(s)}{\omega(s)} = \frac{K_p s + K_i}{J s^2 + (K_p + f)s + K_i} \quad (3.65)$$

Cette fonction de transfert possède une dynamique de 2^{ème} ordre, dont la forme canonique est

$$\frac{1}{\frac{1}{\omega_n^2} s^2 + \frac{2\xi}{\omega_n} s + 1} \quad (3.66)$$

Par comparaison et avec un coefficient d'amortissement $\xi = 1$ et une pulsation ω_n donnée, on obtient:

$$\begin{cases} K_i = J \omega_n^2 \\ K_p = \frac{2\zeta \omega_n - f}{P} \end{cases} \quad (3.67)$$

III.2.5.3.2. REGULATEUR DE FLUX.

Il prend en entrée le flux de référence et le flux estimé comme montré sur la figure (3.14). Il convient de régler le flux en agissant sur la composante du courant statorique I_{sd}^* .

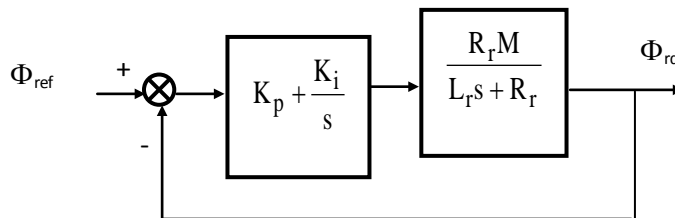


Fig.3.14.Schéma du réglage de flux par un régulateur P.I.

La fonction de transfert en boucle fermée avec un couple résistant nul s'écrit:

$$\frac{\Phi_{rd}}{\Phi_{rdref}} = \frac{(K_p s + K_i) R_r \cdot M_{sr}}{L_r s^2 + (K_p + R_r)s + K_i} \quad (3.68)$$

Avec la même procédure vue précédemment, on trouve les éléments du régulateur de flux:

$$\begin{cases} K_i = \frac{L_r \omega_n^2}{R_r M} \\ K_p = 2L_r \omega_n - R_r M \end{cases} \quad (3.69)$$

III.2.5.3.3. REGULATEUR P.I DE COURANT I_{sd} .

Le schéma bloc de la régulation de la composante inverse du courant statorique est représenté par la figure (3.15).

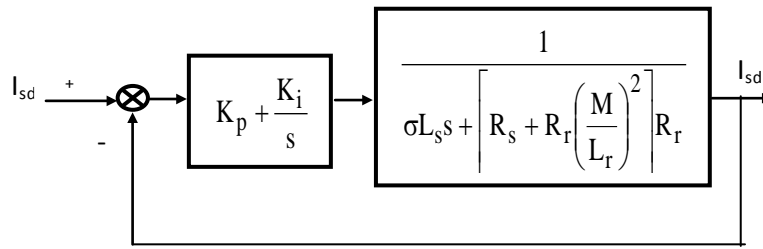


Fig.3.15 : Schéma bloc de la régulation du courant statorique i_{sd}

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$\frac{I_{sd}}{V_{sd}} = \frac{1}{\sigma L_s s + \left(R_a + R_r \left(\frac{M}{L_r} \right)^2 \right)} \quad (3.70)$$

Nous obtenons une réponse de type de 2^{ème} ordre. La constante de temps sera obtenue par :

$$\begin{cases} K_i = \sigma L_s \omega_n^2 \\ K_p = 2L_s \sigma \zeta \omega_n - \left(R_a + R_r \left(\frac{M}{L_r} \right)^2 \right) \end{cases} \quad (3.71)$$

III.3. RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

III.3.1. SYNTHESE DES DIFFERENTES TECHNIQUES DE MAXIMISATION DE LA PUISSANCE

Le traqueur de point de puissance maximale (MPPT) permet au module photovoltaïque de fonctionner à son point de puissance maximale. Il est conçu généralement avec un convertisseur qui règle la puissance tirée du panneau solaire. En changeant la

commande des commutateurs, l'énergie transférée par le convertisseur peut être commandée avec précision.

Le point maximum de puissance (MPP) est habituellement contrôlé par deux variables de commande.

La tension ou la puissance est à chaque fois mesurée est employé à nouveau dans une boucle pour déterminer si le module solaire est au point de puissance maximale [90].

Quand le système emploie comme paramètre la tension, il règle le module solaire à une tension spécifique qui devrait donner le point maximum de la puissance.

Dans la référence [91], les auteurs passent en revue les différentes méthodes de maximisation de puissance classées en deux catégories : les méthodes indirectes et les méthodes directes.

III.3.1.1. LES METHODES INDIRECTES

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques (PV) dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement...) mais aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum. Ces méthodes sont souvent propres à chaque type de panneau et donc difficile à généraliser. Parmi elles, on peut citer :

- la méthode d'ajustement de courbe,
- la méthode « look-up table »,
- la méthode de la tension de circuit ouvert du générateur,
- la méthode de court circuit.

III.3.1.1.a. LA METHODE D'AJUSTEMENT DE COURBE

Elle est basée sur la connaissance exacte de la caractéristique des panneaux PV à partir de laquelle on extrait des équations mathématiques permettant de connaître le point de puissance maximum (MPP en anglais). Ainsi, d'après la référence [92], les équations (3.72) et (3.73) permettent de retrouver le MPP à partir des paramètres a, b, c et d.

$$P_{pv} = aV_{pv}^3 + bV_{pv}^2 + cV_{pv} + d \quad (3.72)$$

$$V_{mpp} = -\frac{b\sqrt{b^2 - 3ac}}{3a} \quad (3.73)$$

Avec P_{pv} , V_{pv} et V_{mpp} respectivement la puissance, la tension et la tension au point de puissance maximale des panneaux photovoltaïques.

Les principaux inconvénients de cette méthode sont le nombre élevé d'itérations permettant d'obtenir VMPP et la nécessité de disposer d'une grande capacité de mémoire.

L'obligation de connaître avec précision les paramètres physiques des panneaux sont aussi un handicap puisque ces paramètres varient selon les conditions climatologiques et les fabricants.

III.3.1.1.b. LA METHODE « LOOK-UP TABLE »

Elle consiste à mesurer la tension et le courant des panneaux puis à les comparer aux données en mémoire sous les mêmes conditions climatologiques afin de retrouver le MPP [93]. L'inconvénient de cette méthode est la nécessité d'une grande mémoire de stockage.

De plus, l'algorithme peut s'avérer inefficace dans certains cas puisqu'il est très difficile de stocker toutes les caractéristiques correspondant aux différents scénarios climatologiques.

III.3.1.1.c. LA METHODE DE LA TENSION DE CIRCUIT OUVERT DU GENERATEUR

Cet algorithme, décrit dans les références [94], [95], est basé sur la tension du générateur PV au point de puissance maximale qui est approximativement proportionnelle à sa tension à circuit ouvert, V_{oc} . La constante proportionnelle, k_1 , dépend de la technologie de cellules photovoltaïques, du facteur de forme et des conditions météorologiques.

$$k_1 = -\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \cong Cte < 1 \quad (3.74)$$

La tension de circuit ouvert du générateur PV est mesurée et stockée en arrêtant le système, cette opération s'effectuant à une certaine fréquence. Le MPP est calculé suivant l'équation (3.74), et la tension de fonctionnement est ajustée sur le point de puissance maximale. Bien que cette méthode soit apparemment simple, il est difficile de choisir une valeur optimale de k_1 . Cependant, dans la littérature [95], [96], les rapports k_1 sont compris entre 0.73 et 0.80 pour les modules PV polycristallins. En considérant k_1 constant, on ne tient donc pas compte de l'influence de l'ensoleillement et de la température et encore moins du vieillissement des panneaux. Cette méthode souffre donc d'inexactitude mais présente l'avantage d'être simple et à bas prix. Aussi, l'interruption de service la limite à des systèmes avec stockage ou la déconnexion des panneaux est « transparente » pour l'utilisateur.

III.3.1.1.d. LA METHODE DE COURT-CIRCUIT

Cette méthode est similaire à la précédente et est basée sur la proportionnalité existant entre le courant de court circuit et le courant au point de puissance maximale (équation (3.75)).

$$k_2 = -\frac{V_{mpp}}{I_{sc}} \cong Cte < 1 \quad (3.75)$$

Dans la plupart des cas, pour les cellules polycristallines, le coefficient k_2 est choisi égal à 0.85 [97].

Cette méthode présente les mêmes avantages et inconvénients que ceux de la méthode de la tension de circuit ouvert.

III.3.1.2. LES METHODES DIRECTES

Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures.

L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Parmi ces méthodes, on retrouve la méthode de différenciation, la méthode Perturb & Observ (P&O), l'incrément de conductance...

III.3.1.2.a. LA METHODE DE DIFFERENCIATION

Cette méthode est basée sur la propriété de la dérivée d'une fonction qui s'annule en un de ses extrema. La résolution de l'équation (3.76) permet d'obtenir le point de puissance maximale :

$$\frac{dP_{pv}}{dt} = V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dt} + I_{pv} \frac{dV_{pv}}{dt} = 0 \quad (3.76)$$

Cependant, afin d'atteindre réellement le point de puissance maximale, cette équation doit être résolue rapidement. Cette opération est longue et complexe car exigeant au moins huit calculs et mesures : mesures de la tension V_{pv} des panneaux, du courant I_{pv} , de la variation de la tension dV_{pv} , de la variation du courant dI_{pv} , permettant le calcul de la variation de la puissance dP_{pv} puis sa comparaison à « 0 ». Si la variation de la puissance n'est pas nulle, son signe permet de déterminer la direction de la recherche du MPP. Cette méthode nécessite donc des moyens de calcul qui soient très efficaces.

III.3.1.2.b. METHODE DE PERTURBATION ET D'OBSERVATION (P&O) [98]

La méthode de perturbation et observation (P&O) est une approche largement répandue dans la recherche du MPPT parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de tension et du courant du panneau photovoltaïque V_{pv} et I_{pv} respectivement, elle peut

dépister le point maximum de puissance même lors des variations de l'éclairement et la température.

Comme son nom l'indique, la méthode P&O fonctionne avec la perturbation de la tension V_{pv} et l'observation de l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du panneau PV.

La figure (3.16) représente l'algorithme de la méthode P&O. À chaque cycle, V_{pv} et I_{pv} sont mesurés pour calculer $P_{pv}(k)$. Cette valeur de $P_{pv}(k)$ est comparée à la valeur $P_{pv}(k-1)$ calculée au cycle précédent.

Si la puissance de sortie a augmenté, V_{pv} est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent.

Si la puissance de sortie a diminué, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent. V_{pv} est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT.

Quand le point de puissance maximale est atteint, V_{pv} oscille autour de la valeur optimale $V_{pv,MP}$. Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas de l'incrément de la perturbation. Si ce pas d'incrément est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement.

D'autre part, si le pas est petit, les pertes, lors des conditions de changements atmosphériques lents ou stables, seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre rapidement aux changements rapides de la température ou de l'éclairement.

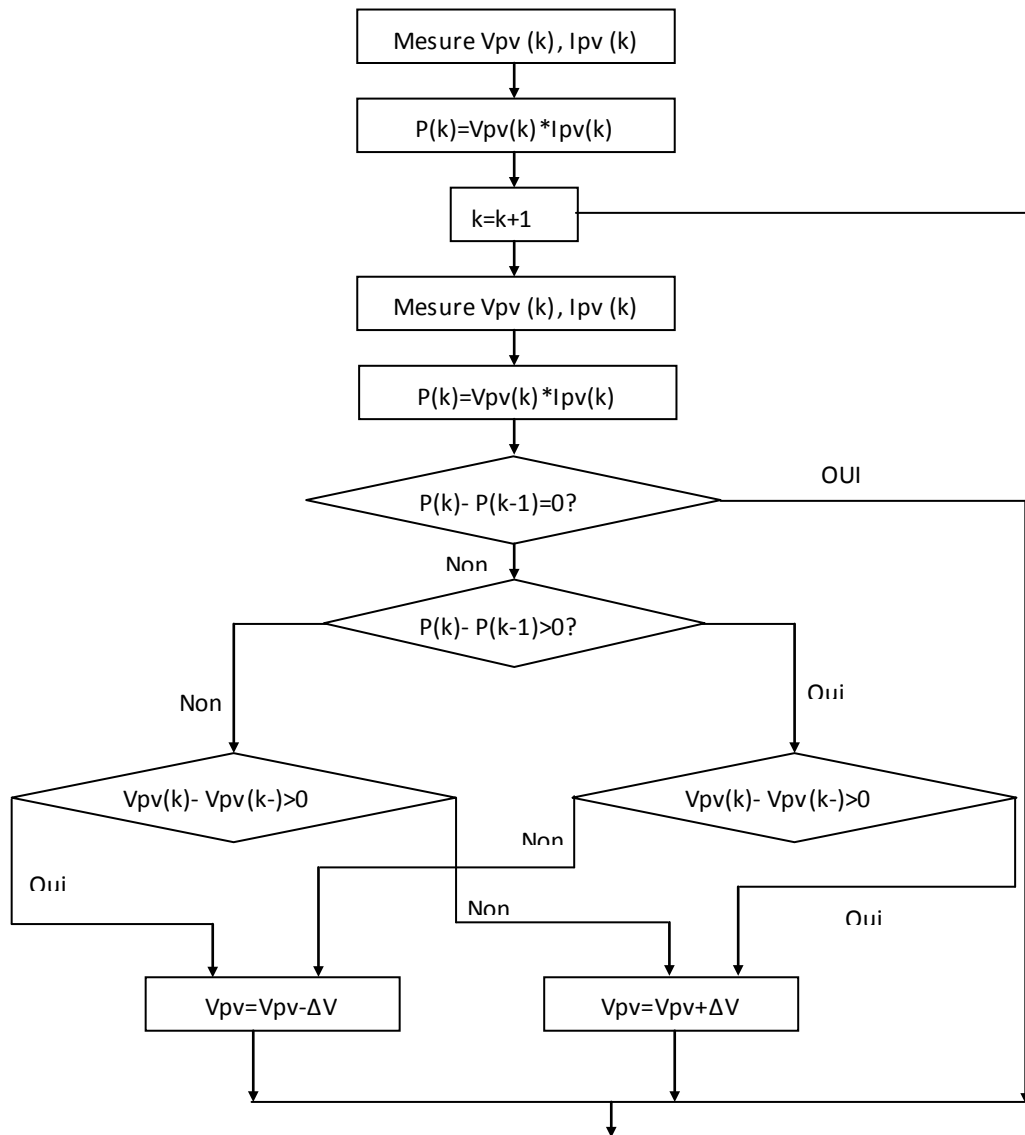


Fig. 3.16 : Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O).

L'inconvénient de la technique de P&O est celui en cas de changement rapide des conditions atmosphériques, telles qu'un nuage mobile, cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans la direction fautive comme représenté sur la figure (3.17).

Au commencement, la tension de fonctionnement du convertisseur est au point (1), qui est le point de puissance maximale.

Supposer qu'une perturbation déplace le point de fonctionnement vers le point (2). Pendant cette période de perturbation, l'éclairement a augmenté de I_{r1} à I_{r2} . Ceci mène à une augmentation de la mesure de puissance de sortie du convertisseur de P_{pv1} à P_{pv2} .

Cependant, le point de puissance maximale à cet éclairement est au point (4), qui correspond à une puissance maximale $P_{pv,max}$, I_{r2} . Dans la perturbation suivante, l'algorithme de P&O incrémentera la tension de fonctionnement du convertisseur (MPPT) bien plus loin à droite vers le point (3), et encore une augmentation de la puissance du convertisseur sera mesurée si l'éclairement a augmenté de I_{r2} à I_{r3} avec le nouveau point de puissance maximale au point (5).

De cette façon, l'algorithme de P&O continuera à déplacer le point de fonctionnement du convertisseur plus loin du point maximum réel de puissance, et encore plus de puissance sera perdue.

Cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que le changement de l'éclairement ralentisse ou se stabilise.

Un autre inconvénient de cette méthode est l'oscillation autour du point de puissance maximale dans les conditions de fonctionnement normales [99].

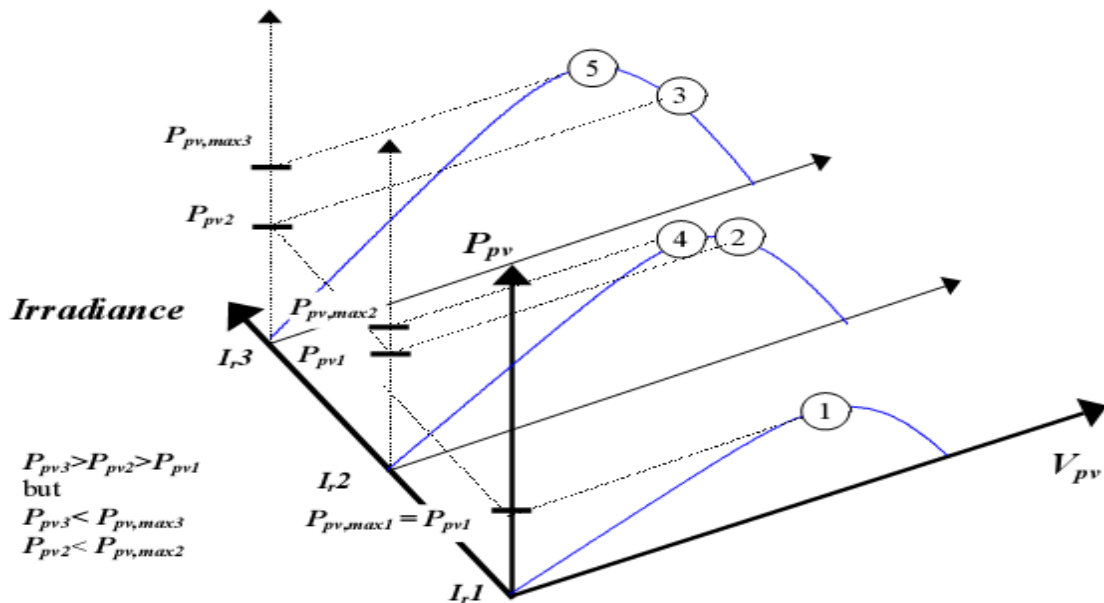


Fig. 3.17 : Divergence de la méthode P&O [98]

La première solution à ce problème est d'augmenter la vitesse d'exécution en employant un micro- contrôleur plus rapide.

La deuxième solution est de vérifier n'importe quel changement rapide d'irradiation en vérifiant la valeur de $\frac{dI_{pv}}{dt}$ et en neutralisant l'ajustement de tension si le changement de $\frac{dI_{pv}}{dt}$ dépasse une limite.

III.3.1.2.c METHODE D'INCREMENTATION DE LA CONDUCTANCE [98]

La méthode d'incrémentation de la conductance a été proposée pour éviter les inconvénients de la méthode P&O de recherche du MPPT.

Elle est basée sur le fait que la dérivée de la puissance de sortie P_{pv} par rapport à la tension de panneau V_{pv} est égale à zéro au point maximum de puissance.

La caractéristique $P_{pv}-V_{pv}$ du panneau PV sur la figure (3.18) montre que cette dérivée est positive à gauche du point maximum de puissance et négative à droite du point maximum de puissance.

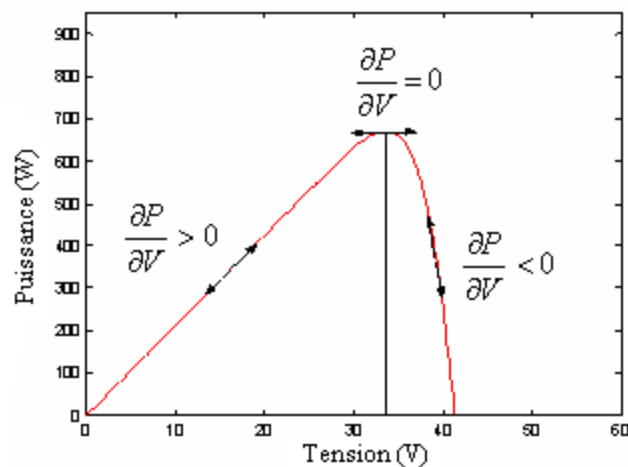


Fig. 3.18 : Caractéristique de la puissance.

Ceci mène à l'ensemble d'équations suivantes:

Au MPP

$$\frac{\partial p_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial(I_{pv} V_{pv})}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} = 0 \quad (3.77)$$

Au gauche du MPP

$$\frac{\partial p_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial(I_{pv} V_{pv})}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \quad (3.78)$$

Au droite du MPP

$$\frac{\partial p_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial(I_{pv} V_{pv})}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} < 0 \quad (3.79)$$

Ces équations peuvent être écrites comme :

Au MPP

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (3.80)$$

Au gauche du MPP

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (3.81)$$

Au droite du MPP

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (3.82)$$

Les équations ci-dessus peuvent être employées comme algorithme de commande pour commander le point de fonctionnement du convertisseur en mesurant l'accroissement de la conductance et la conductance instantanée du convertisseur dI_{pv} / dV_{pv} et I_{pv} / V_{pv} respectivement.

L'organigramme de l'algorithme de commande est montré sur la figure (3.19).

Il peut être plus difficile de mettre en application cette méthode que les méthodes précédentes parce qu'elle implique des divisions dans lesquelles les dénominateurs peuvent être égaux à zéro.

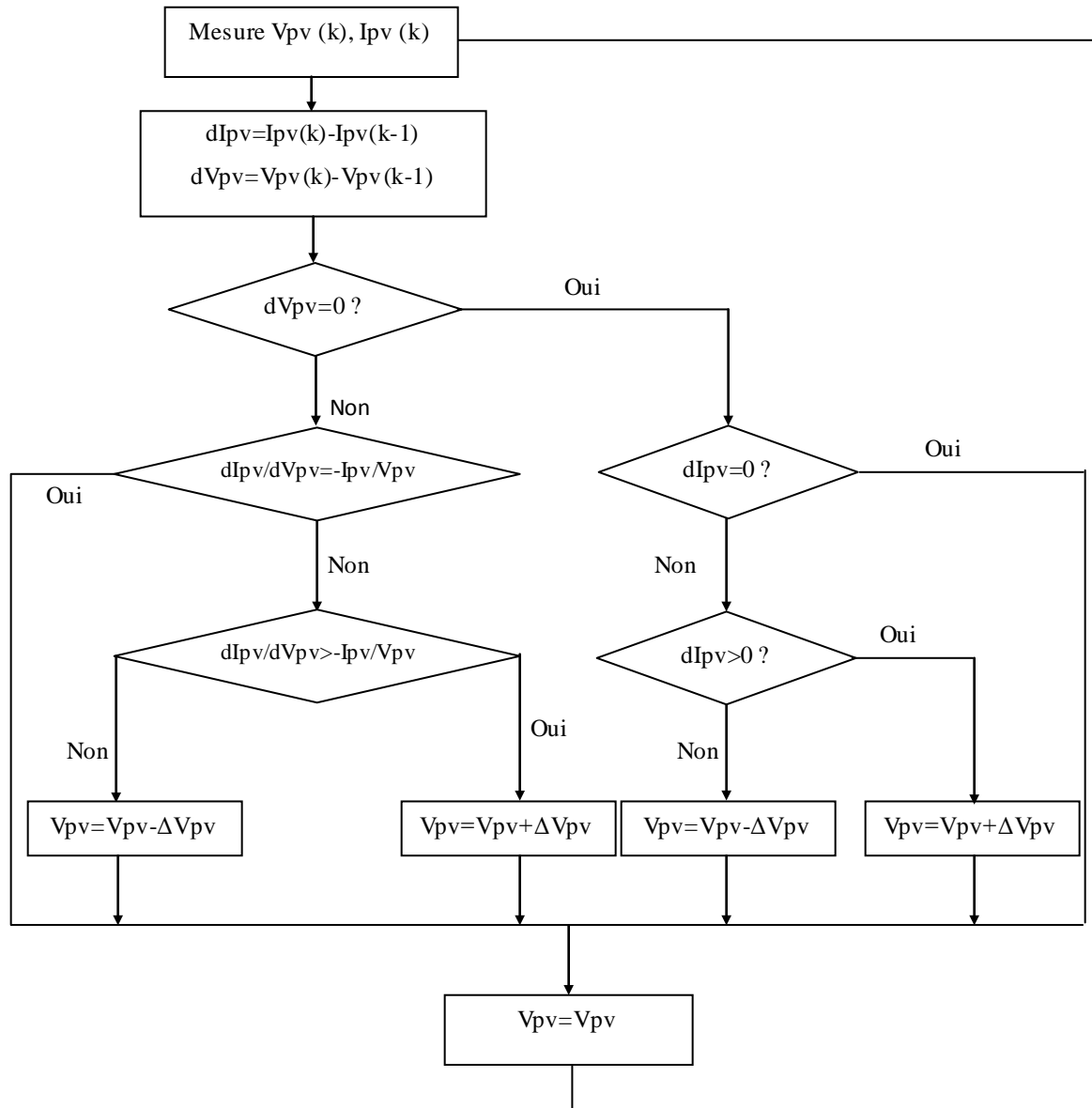


Fig. 3.19 : Algorithme de la méthode d'incrément de conductance (INC)

III.3.1.2.d METHODE DE CAPACITE PARASITE (PC) [72]

En chaque cellule solaire il y a une capacité parasite, et cette capacité est employée pour déterminer le MPP.

La technique parasite de capacité emploie l'ondulation de commutation pour perturber le panneau photovoltaïque. Pour expliquer la capacité parasite, l'ondulation moyenne dans la puissance et la tension du panneau, produit par la fréquence de commutation est mesuré et puis employé pour calculer la conductibilité du panneau. Alors l'algorithme par accroissement de conductibilité est employé pour déterminer dans quelle la direction le point MPPT d'opération doit être déplacée. Il est clair que c'est une sorte d'amélioration de la technique d'inc., et est ainsi au moins en tant que complexe. Un inconvénient de ceci la

méthode est la taille de la capacité parasite est très petite dans chaque module, et elle peut être utile dans les grands systèmes avec plusieurs modules en parallèle. Il y a également un problème quand il y a de grandes capacités d'entrée des convertisseurs DC-DC, comme ceux-ci pourraient cacher l'effet de la capacité parasite.

III.3.2. EFFICACITE DES TECHNIQUES DE MPPT

De ce qui précèdent les méthodes d'incrémentation de la conductance et de la capacité parasite sont les plus complexes que le reste des méthodes, toutes les méthodes présentées ici sont conçues pour être appliquées dans des systèmes avec un coût bas et une basse capacité de calcul. Les résultats présentés dans [100] indiquent l'efficacité de trois méthodes (CV, P & O et INC), comme montré sur le tableau 3.1 :

	CV	P&O	INC
Panneau	88.1%	96.5%	98.2%
Simulateur	92.7%	97.2%	98.5

Tableau 3.1 : Efficacité des méthodes MPPT

Ces résultats montrent que la méthode CV (tension constante) a une basse efficacité, et la différence dans l'efficacité entre P&O et INC est petite, mais toutes les deux ont un rendement élevé. Le rendement de la méthode de la capacité parasite par rapport à ces méthodes est inconnue, mais puisque c'est une amélioration de la méthode d'INC., on peut assumer quelle à le même rendement que l'INC. ou même légèrement mieux.

III.4. SYNTHESE D'ALGORITHME DE RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE

La puissance maximale s'obtiendra lorsque la dérivée de la puissance par rapport à la tension (dP/dV) sera égale à zéro.

L'algorithme de recherche du point de fonctionnement maximal se fera de la façon suivante :

- Déterminer, pour un éclairement et température donnée, la caractéristique $I(V)$ du générateur et le point de puissance maximale (V_{MP} , I_{MP} , P_{MP}).

- Détermination de la vitesse optimale de référence de la machine en fonction des caractéristiques du générateur photovoltaïque qui sont elle-même en fonction de l'éclairement et la température a travers de la procédure suivante:

On a :

$$P_{méc} = k_p \cdot \omega^3 \quad (3.83)$$

Et on sait que :

$$P_{méc} = \eta_p \cdot P_m \quad (3.84)$$

Où η_p est le rendement de la pompe et P_m est la puissance du moteur.

La puissance de moteur lui aussi peut être déterminée en fonction du rendement de ce dernier comme suit :

$$P_m = \eta_m \cdot P_c \quad (3.85)$$

Où η_m est le rendement du moteur et P_c est la puissance à la sortie du convertisseur.

De même

$$P_c = \eta_c \cdot P_{pv\ max} \quad (3.86)$$

Où $P_{pv\ max}$ est la puissance maximale que le générateur photovoltaïque peut délivrée.

Avec

$$P_{pv\ max} = V_{MP} \cdot I_{MP} \quad (3.87)$$

V_{MP} et I_{MP} sont la tension maximale et le courant maximal du générateur.

$$P_c = \eta_c \cdot V_{MP} \cdot I_{MP} \quad (3.88)$$

Donc

$$P_{méc} = k_p \cdot \omega^3 = \eta_p \cdot \eta_m \cdot \eta_c \cdot V_{MP} \cdot I_{MP} \quad (3.89)$$

Finalement la vitesse optimale en fonction des valeurs maximales du courant et de tension du générateur photovoltaïque est :

$$\omega_{ref} = \sqrt[3]{\frac{(\eta_c \cdot \eta_m \cdot \eta_p \cdot I_{MP} \cdot V_{MP})}{k_p}} \quad (3.90)$$

Ou $\eta_c = 0.95, \eta_m = 0.92$ et $\eta_p = 0.74$ sont respectivement le rendement de l'onduleur, du moteur et de la pompe.

Cette vitesse sera la référence de la boucle de régulation de vitesse comme montré dans la figure (3.20) qui représente le schéma global du système de pompage photovoltaïque.

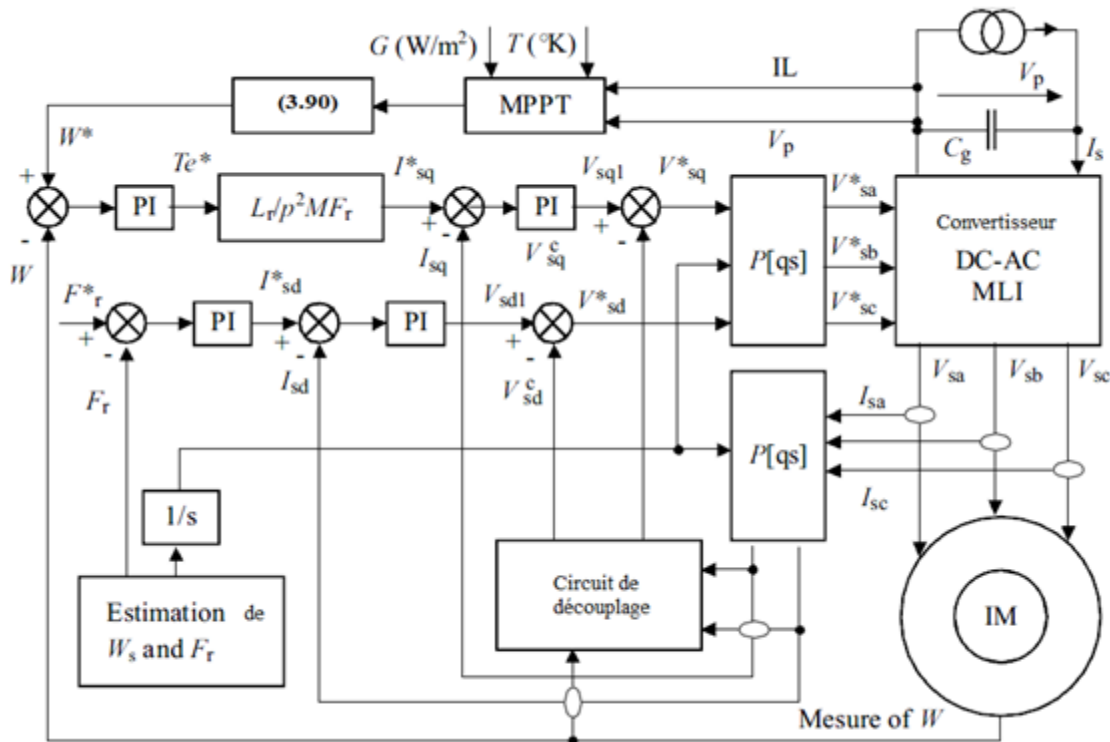


Fig. 3.20 : Schéma global du système de pompage photovoltaïque

III.5. RESULTAT DE SIMULATION ET DISCUSSIONS.

Afin de vérifier la loi de flux rotorique orienté proposée pour la commande de la machine asynchrone, y compris l'estimation du flux de rotor et le traqueur de point maximum de puissance, des simulations numériques ont été présentés.

Suivant les résultats de simulation on note que la valeur de flux rotorique directe $\Phi_{rd} = 0.8$ Wb et que le flux rotorique quadratique $\Phi_{rq} \cong 0$ Wb, se qui montre que ces deux grandeur ont suivi les références choisies et la technique de commande est efficace (figure (3.21)).

Les figures de 3.21 à 3.28 montrent les courbes de : tension photovoltaïque, flux rotorique ; et la vitesse de rotor sous les contrôleurs proposés pour trois niveaux d'isolation $G = 1000, 400$ et 600 W/m^2 . Les formes d'onde représentées par ces figures prouvent

l'efficacité de la méthode proposée. Comme il peut être vu que le flux a été maintenu constant malgré que le couple développé soit changée (figure 3.27). De même la vitesse de rotor converge à sa référence déterminée par l'équation (3.90).

Il est important de noter que même si la puissance fournie par le générateur photovoltaïque soit inférieure à sa maximum, ce résultat a motivé l'utilisation d'un convertisseur DC/AC sans avoir besoin d'un autre (convertisseur DC/DC) pour assurer le point de puissance maximum désiré, qui garde essentiellement la puissance de convergence à sa valeur optimale. Additivement a ce qui précédent, nous avons appliqué trois niveaux d'insolation juste pour être sûrs que malgré le changement rapide des conditions atmosphériques comme l'éclairement, le générateur photovoltaïque peut fonctionner autour de sa valeur optimale. Le résultat de l'effet de MPPT et les taux de paramètres de système avant et après optimisation est illustré dans le tableau 3.2, à cause de la disponibilité de l'estimateur de flux de rotor, la convergence de l'amplitude de flux à la valeur nominale est parfaite sans aucune commande additionnelle. La tension photovoltaïque est maintenue constante à sa valeur nominale correspondant à 538 V qui représente le point de puissance optimale.

En réalité le système photovoltaïque ne travaille pas toujours dans les conditions optimales de l'éclairement et la température, dans des niveaux élevés de l'isolation (dans notre cas 1000W/m^2) l'optimisation n'a aucun effet sur le système (le tableau 3.2), contrairement à cela le cas ou $G = 400\text{W/m}^2$ il y a une différence importante dans les paramètres de système avant et après l'optimisation.

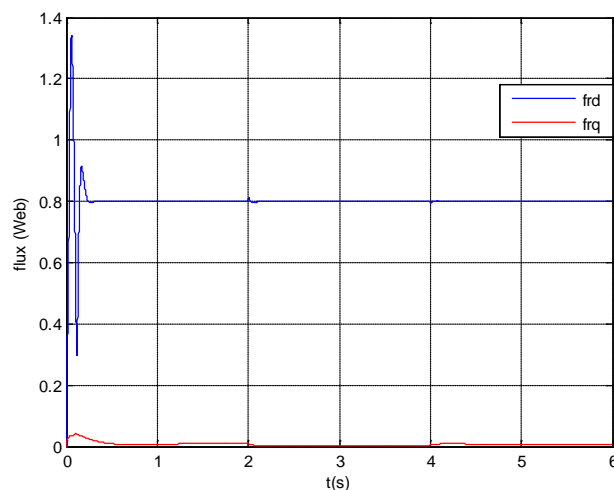


Fig.3.21 : les caractéristiques Φ_{rd} et Φ_{rq}

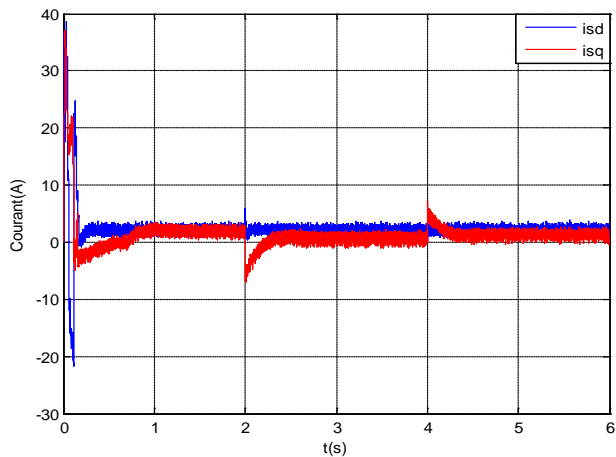


Fig.3.22 : Les courants i_{sd} et i_{sq} après optimisation.

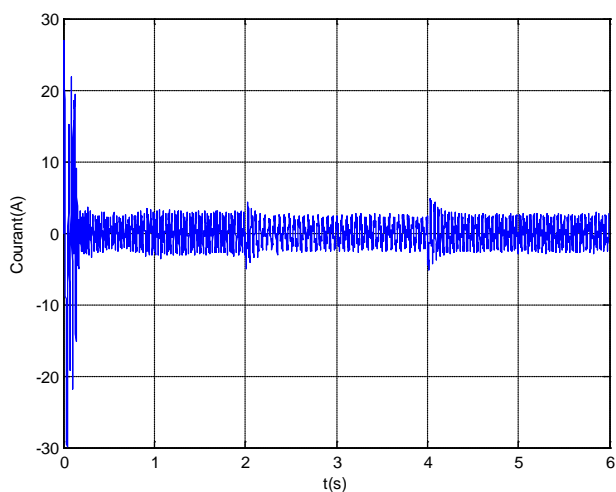


Fig. 3.23 : Le courant i_{sa} (t) après optimisation.

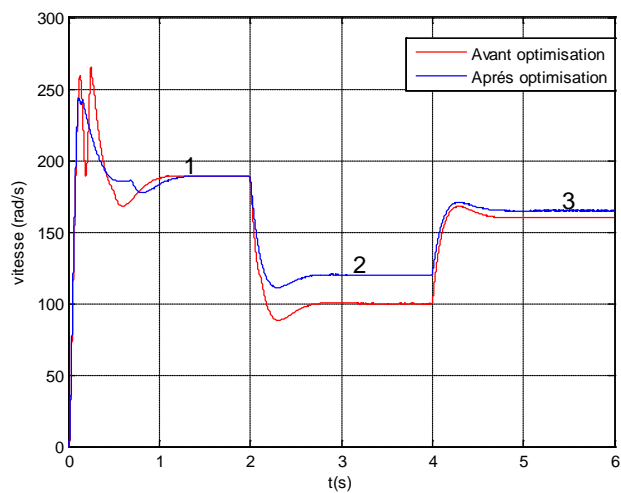


Fig. 3.24 : Caractéristique de vitesse avant et après optimisation.

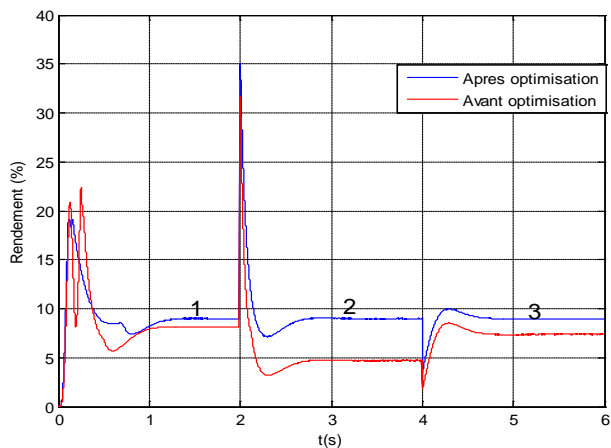


Fig. 3.25 : Rendement de système global avant et après optimisation

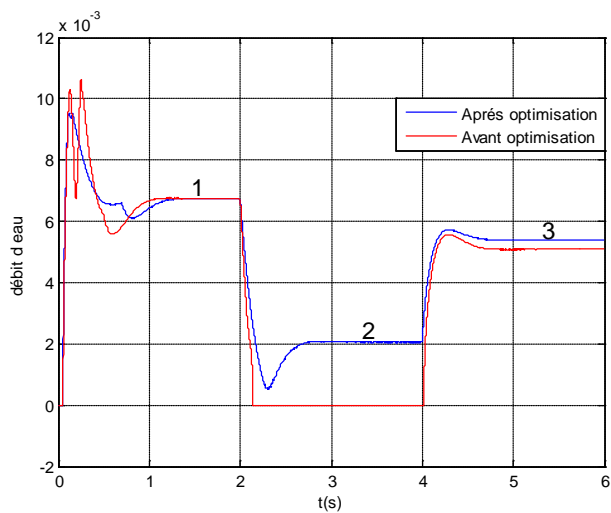


Fig.3.26 : Caractéristique de débit d'eau avant et après optimisation.

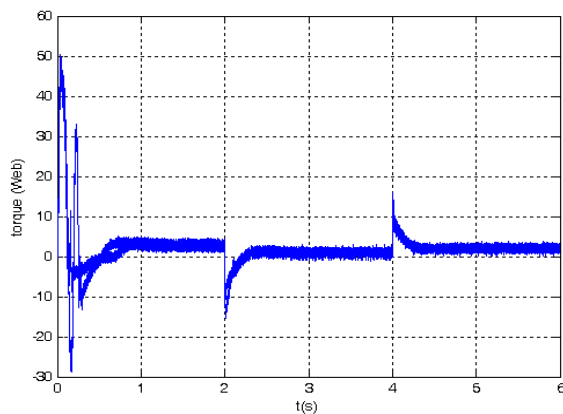


Fig. 3.27 : Caractéristique du couple en fonction du temps

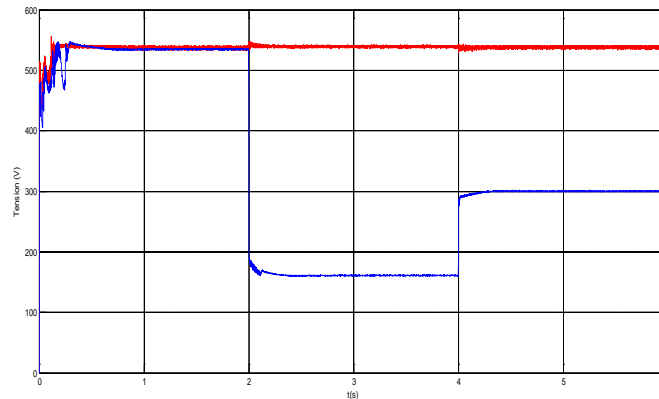


Fig.3.28 : Caractéristique V (t) avant après optimisation.

G (W/m ²)	Résultats avant Optimisation				Résultats Optimisés				Erreur Relative (%)			
	W (rad/s)	Q (m ³ /h)	η (%)	Vph	W (rad/s)	Q (m ³ /h)	η (%)	Vph (V)	W (rad/s)	Q (m ³ /h)	η (%)	Vph
1000	180	6.753	8.21	538	180	6.753	8.755	538	0	0	6.225	0
600	160.110	5.25	6.667	300	165.02	5.751	8.753	538	2.975	8.711	23.831	44.237
400	100.01	0	4.999	161.5	125.12	2.125	8.753	538	20.068	100	42.888	69.891

Tableau 3.2. Estimation de l’erreur entre le system de pompage photo voltaïque avant et après optimisation

III.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté une modélisation mathématique de chaque élément constituant le système photovoltaïque autonome.

Comme exemple de ce type de systèmes (autonome : non connectés aux réseaux électriques), nous avons étudiés de pompage photovoltaïque utilisant un moteur asynchrone.

Par un choix adéquat de la méthode de contrôle du moteur asynchrone, un fonctionnement optimal de pompage photovoltaïque a été obtenu.

Une étude comparative a été effectuée sur deux systèmes : couplage directe et optimisé. Les résultats de simulation prouvent qu'une optimisation de grandeurs mesurées a été acquise par l'approche proposée.

En outre, cette méthode n'a pas besoin de deux convertisseurs, il utilise seulement un convertisseur DC/AC. Également nous avons déduit de cette étude que la méthode d'optimisation a un effet important aux niveaux bas de l'éclairement.

CHAPITRE IV

LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AUX RESEAUX ELECTRIQUES

IV.1. INTRODUCTION

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau basse tension jouent un rôle prépondérant dans les systèmes de génération répartis. Afin de permettre aux systèmes photovoltaïques d'être plus efficace, les convertisseurs photovoltaïques devraient avoir les caractéristiques suivantes :

- Un coût bas
- Petit poids et taille réduite, du aux installations résidentielles
- Fiabilité élevée à assortir avec celle des panneaux photovoltaïques
- Rendement élevé
- Être sûr pour l'interaction humaine

Pendant la dernière décennie, l'industrie des énergies propres connaît un essor phénoménal, dû essentiellement aux avancées enregistrées dans la technologie des convertisseurs photovoltaïques. Suivant les indications de la figure 4.1, les prix ont été baissé d'environ 50% pendant les deux dernières décennies, l'efficacité et la fiabilité ont été augmentées considérablement [101]. Dépendre de l'estimation de puissance du convertisseur, le prix des puissances en-dessous de 10 kilowatts varies entrent 0.2 et 1.2 euro/kW [102].

Tous ces développements et améliorations se sont produits particulièrement en Europe, aux Etats-Unis et au Japon ou on peut trouver beaucoup de systèmes de petite taille reliés au réseau [103].

Une classification générale des onduleurs permettant le raccordement des panneaux photovoltaïques aux réseaux électriques est présentée comme suit [101], [102], [103] :

- Onduleurs centraux
- Onduleurs « rangée »
- Hacheurs « rangée »
- Le hacheur modulaire série
- Le hacheur modulaire parallèle

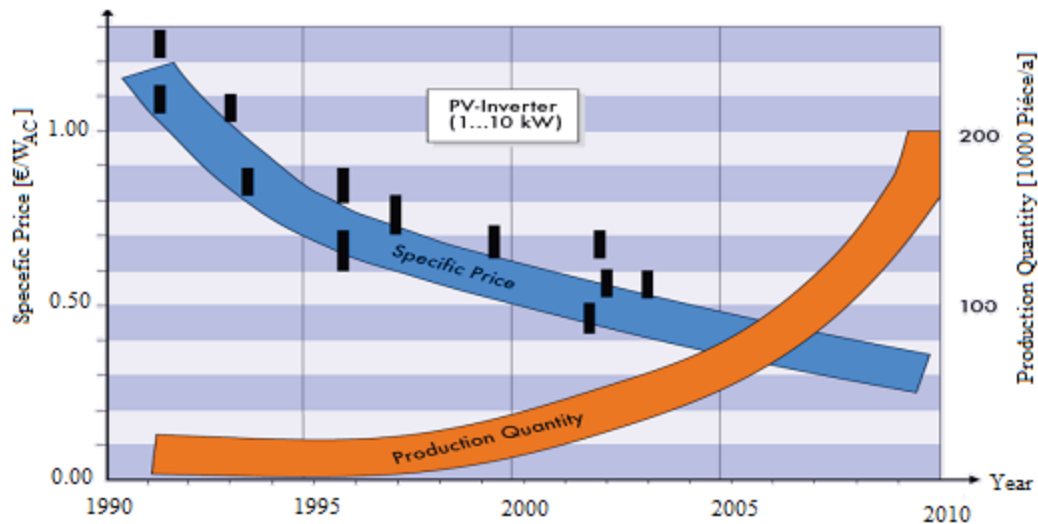


Fig. 4.1 : Développement de coût et de quantité spécifiques de production pour un convertisseur photovoltaïque d'une puissance nominale comprise entre 1 et 10kW pendant les deux dernières décennies [111].

IV.2. CONFIGURATIONS DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

Nous allons présenter dans la suite les architectures de panneaux PV permettant la connexion au réseau de distribution, en s'intéressant principalement à la « conversion » qui est sa fonction de base.

Nous garderons évidemment à l'esprit qu'une installation PV devra également intégrer les autres fonctions présentées ci-dessus. Une grande diversité de topologies de champs PV existe, nous présenterons uniquement les plus utilisées et les plus intéressantes.

IV.2.1. L'ONDULEUR CENTRAL

La topologie la plus ancienne et la plus classique est composée d'un seul onduleur réalisant l'interface entre le réseau et le panneau photovoltaïque, où des chaînes de modules (ou "string") sont connectées en parallèle (Fig.4.2). Ce montage est généralement utilisé pour des installations de grandes puissances (20-400 kW [104]) dans lesquelles des protections anti-retour de courant sont implantées par rangée.

L'avantage de cette configuration est le besoin de peu d'onduleurs, qui donnent une basse perte dans l'étape de conversion de puissance, et la possibilité de relier plusieurs modules en série afin d'obtenir une tension d'entrée suffisamment élevée, mais également éviter l'augmentation de la tension [62].

Par contre, ce montage présente plusieurs défauts [105] :

- pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules)
- pertes et risques électriques dans le câblage DC.
- aucune évolutivité.
- aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur.

Malgré les nombreux défauts de cette configuration, le recours à cette solution est très fréquent dans les centrales PV au sol de forte puissance.

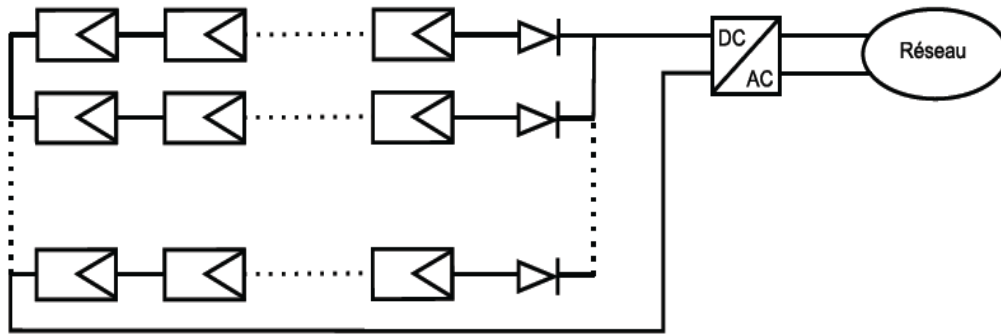


Fig.4.2 : La structure « Onduleur Central » [106]

IV.2.2. L'ONDULEUR « RANGÉE »

L'une des topologies les plus utilisées actuellement est celle de l'onduleur rangée (cf. Fig.4.3), qui consiste à implanter un onduleur au bout de chaque chaîne. Les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique, cette configuration nécessite de ce fait une coordination entre ces derniers (du type maître - esclaves) pour proscrire le fonctionnement en îlotage évitant ainsi les échanges de puissance entre les onduleurs.

Dans cette configuration, l'avantage tiré dans ce cas est l'obtention d'une tension d'entrée élevée, si un nombre suffisant de modules photovoltaïques sont connectés en série. Si c'est ne pas le cas, alors l'utilisation d'un transformateur, ou un convertisseur DC-DC s'avère nécessaire pour avoir la tension désirée.

La topologie « onduleur rangée » permet d'améliorer le contrôle de la puissance disponible par chaîne grâce au MPPT de chaque onduleur. De plus, la continuité de service est accrue car la panne d'un convertisseur n'entraîne pas l'arrêt total de l'installation. Enfin, cette architecture est évolutive puisque chaque string constitue un sous ensemble indépendant. Dans le cas d'augmentation de puissance de l'installation, seule la connexion AC est à remplacer.

Les pertes de disparité sont également réduites, mais pas éliminées. Cette configuration augmente l'efficacité globale une fois comparée à l'onduleur centralisé, réduisant le prix, dû à la possibilité pour la production en série [62].

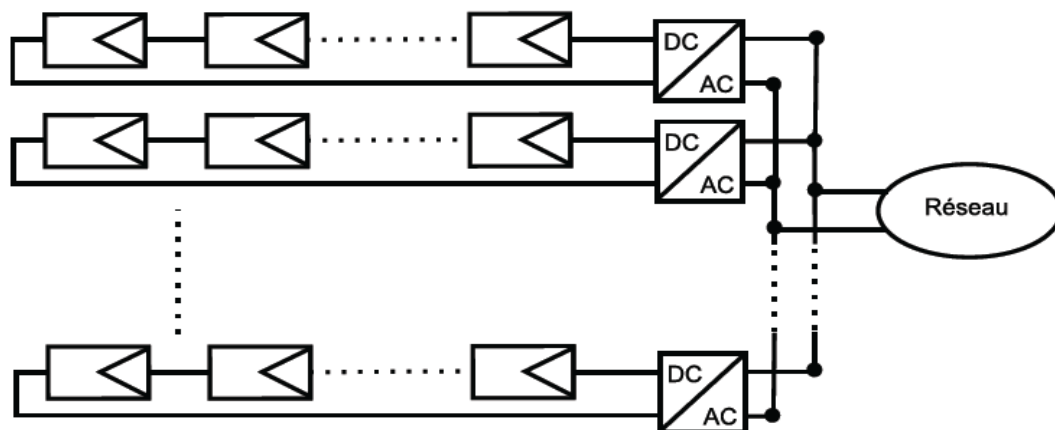


Fig.4.3: La structure « Onduleur rangée » [105]

IV.2.3. LE HACHEUR « RANGÉE »

L'utilisation de plusieurs étages de conversion peut améliorer le rendement de conversion et la fiabilité du système, selon [107], 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-chaîne, utilise un hacheur a bout de chaque chaîne du système PV (Fig.4.4).

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. Le MPPT se fait pour chaque chaîne, ce qui limite l'influence des modules entre eux [108].

Le montage reste évolutif, mais la continuité de service n'est pas assurée en cas de panne de l'onduleur. Par rapport à l'onduleur "rangée", les coûts seront probablement réduits car chaque hacheur n'a pas besoin d'intégrer les fonctionnalités de mesure et de surveillance de la tension et du courant réseau, le contrôle et la commande de la partie alternative et la détection de courant continu résiduel sur le réseau [107,109].

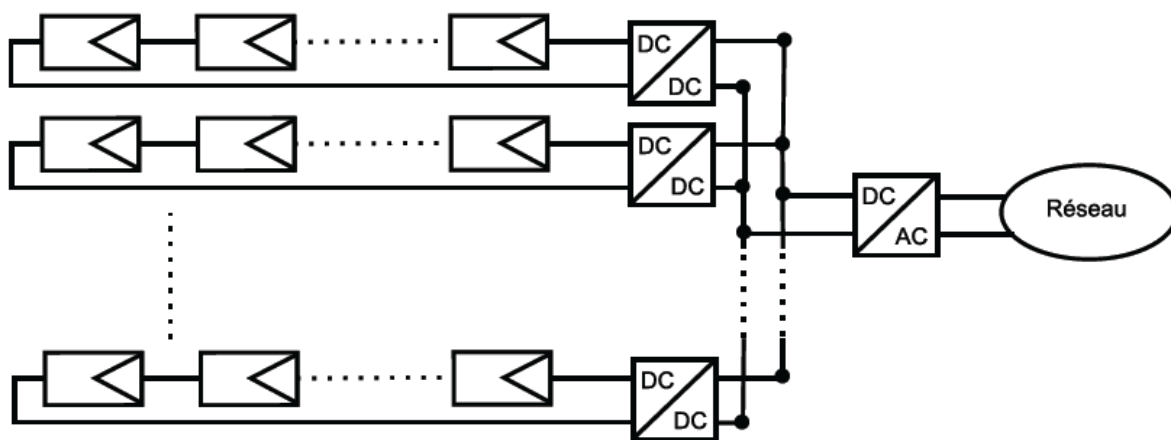


Fig.4.4: La structure « Hacheur rangée »

IV.2.4. LE HACHEUR MODULAIRE PARALLELE

Une évolution de la topologie hacheur « rangée » est la topologie hacheur modulaire parallèle présentée sur la Figure 4.5. 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 », 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 pour chaque module PV.

Le principal point dur de cette structure est le grand rapport d'élévation entre la tension de sortie du module PV et la tension nécessaire à l'injection sur le réseau de distribution. [109].

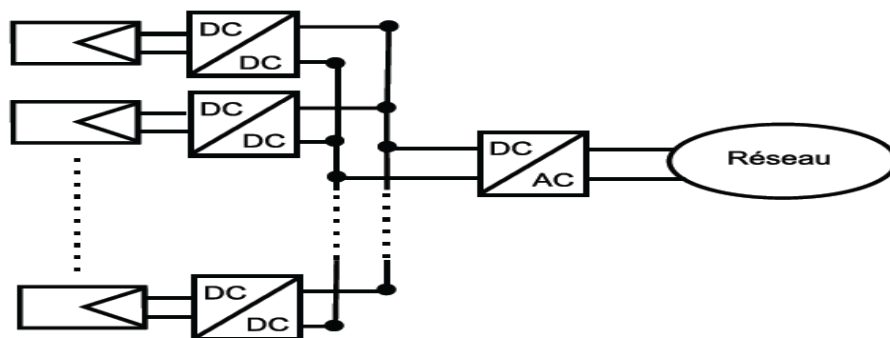


Fig.4.5: La structure « hacheur modulaire parallèle »

IV.2.5. LE HACHEUR MODULAIRE SERIE

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

Cette topologie garde tous les avantages de la topologie précédente et donne une conception flexible avec un rendement élevé.

Cette topologie dénommée hacheur modulaire série est présentée sur la Figure 4.6 [109].

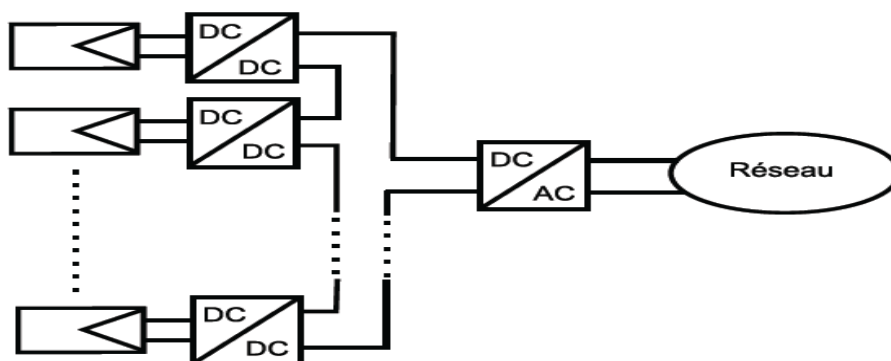


Fig.4.6: La structure « hacheur modulaire série » [110]

IV.3. NORMES DE RACCORDEMENT DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES AU RESEAU ELECTRIQUE

Avant de procéder à la conception des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique de distribution, il est nécessaire de suivre les règles et les règlements afin de permettre à l'installation sujette à conception de se relier au réseau.

Ces règles, ne seront cependant pas identiques partout dans le monde. Selon le type de réseau il y a différents paramètres à prendre en considération dans chaque pays, et donc il y aura toujours une certaine adaptation aux demandes des réseaux locaux chacun selon ces propres spécifications.

Ces normes sont souvent très semblables, mais elles pourraient avoir quelques variations en degré de limitations et des définitions utilisées.

Sur ce sujet la littérature internationale [62,111] fait souvent référence aux recommandations de l'IEEE (organisme américain) et du corps IEC rassemblant plus de 60 pays membres, Union européenne, États-Unis, Canada, Chine, Corée et l'Australie compris) [111]. En plus des normes établies par ces deux institutions, il ya des règlements propres à certains pays [112]. Bien que de nombreux pays aient maintenant une industrie photovoltaïque forte, avec des milliers de systèmes PV connectés au réseau en fonctionnement, les études de la normalisation et la réglementation sont en constante évolution.

Environ 30 normes ou recommandations concernant les matériaux et les équipements régissent la conception et le fonctionnement des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau [113]. Ci-après quelques documents de référence les plus importants et directement liés aux convertisseurs connectés au réseau [62, 111, 114, 115, 116].

- IEEE 1547: Standard pour les ressources d'interconnexion distribuées avec les systèmes d'alimentation électrique.
- IEEE929-2000:Pratiques recommandées pour l'interface entre le réseau et les systèmes photovoltaïques (PV).
- IEC 61727: Caractéristiques d'interface de réseau de distribution au point de raccordement.

- IEC 62116: Procédure de test des méthodes de prévention de l'îlotage pour les systèmes photovoltaïques connecté aux réseaux électriques.
- VDE 0126-1-1: dispositif de déconnexion automatique entre le générateur et le réseau publique à basse tension.

Les documents cités traitent les sujets en questions telles que les caractéristiques de terre et d'isolement, qualité de l'énergie électrique (contenu harmonique et le niveau d'injection DC dans le réseau), la protection contre l'îlotage (sécurité en cas relié à réseau dans une partie du réseau qui contient une charge et une génération est isolé par rapport au reste du système) et autres questions relatives à la technologie photovoltaïque et la technologie du convertisseur électronique. Ce qui suit est un résumé des exigences que les convertisseurs pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau doivent répondre [62, 115,117].

IV.3.1.TENSION DE FONCTIONNEMENT

Les systèmes photovoltaïques reliés au réseau de distribution basse tension ne contrôlent pas normalement la tension du réseau, ils assurent seulement l'injection du courant au réseau et le contrôle de ce dernier, donc il n'y a habituellement pas de commande active de la tension. Aussi, il doit y avoir une certaine plage de tension permettant au convertisseur de fonctionner, afin de détecter des conditions de service anormales et empêcher le mode d'îlotage.

Les paramètres de tension fournie par les règles concernant les tensions maximales et minimales avec lesquelles le convertisseur doit être en mesure de fonctionner. Le convertisseur doit également se déconnecter, lorsque des conditions de fonctionnement anormales de tension sont détectées, avec des différents temps de coupure pour chaque plage de tension.

Les normes IEEE 1547, IEC 61727 et VDE 0126-1-1 [114] exposent différents cas de figure concernant le comportement du convertisseur en présence de perturbations dans la tension du réseau, comme montré dans des Tableaux 4.1 à 4.3.

Plage de tension (% du nominal)	Temps de déconnexion (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 88$	2,00
$110 \leq V \leq 120$	1,00
$V > 120$	0,16

Tableau 4.1: Plage de fonctionnement de tension et le temps de déconnexion-normes IEEE 1547.

Plage de tension (% du nominal)	Temps de déconnexion (s)
$V < 50$	0,10
$50 \leq V \leq 85$	2,00
$110 \leq V \leq 135$	2,00
$V > 135$	0,05

Tableau 4.2: Plage de fonctionnement de tension et le temps de déconnexion- IEC 61727.

Plage de tension (% du nominal)	Temps de déconnexion (s)
$85 \leq V \leq 110$	0,20

Tableau 4.3: Plage de fonctionnement de tension et le temps de déconnexion - VDE 0126-1-1.

IV.3.2. FREQUENCE

La tension et le courant du convertisseur sont synchronisés avec le réseau, ce qui signifie que la fréquence de fonctionnement du convertisseur est exactement la même du réseau. Les recommandations sur la fréquence de fonctionnement du convertisseur se rapportent à des limites supérieure et inférieure de la fréquence.

Lorsque le réseau présente des fréquences en dehors de ces limites, le convertisseur doit se déconnecter. Comme il est montré au tableau 4.4 la IEC recommande que la déviation de fréquence maximale autorisée doit être ± 1 Hz, alors que la norme IEEE permet le fonctionnement de l'entraînement que dans la gamme de 59,3 Hz à 60,5 Hz et la norme VDE la plage est $47,5 < f < 50,2$, la Vérification de la fréquence de fonctionnement du réseau est la première exigence (condition nécessaire mais non suffisante) pour la détection d'îlotage.

Norme	Plage de fréquence	Temps de déconnexion (s)
IEEE 1547	$59,3 < f < 60,5$	0,16
IEC 61727	$f_n - 1 < f < f_n + 1$	0,2
VDE 0126-1-1	$47,5 < f < 50,2$	0,2

Tableau 4.4: Gamme de déviation de fréquence(Hz) et le temps de déconnexion(s)

IV.3.3. MISE A LA TERRE

Le système connecté au réseau doit permettre la connexion de la borne négative du panneau photovoltaïque à la terre.

IV.3.4. L'INJECTION DU COURANT CONTINU

Le convertisseur ne doit pas injecter un courant continu $> 0.5\%$ (de courant de sortie du convertisseur) dans le réseau de distribution sous n'importe quelle condition de fonctionnement.

IV.3.5. DEFORMATION/HARMONIQUES

Il est indispensable d'avoir des niveaux bas du taux de déformation harmonique dans le réseau, afin de diminuer le potentiel pour des effets nuisibles sur les équipements reliés.

Dans les normes internationales, les limites de taux de distorsion du courant ou de tension autorisés d'être injectés au réseau de distribution sont montrées dans le tableau 4.5.

Ordre de l'harmonique	Limites de Distorsion
THD (toutes les harmoniques)	5%
de la 3 ^{ème} à la 9 ^{ème}	< 4%
de la 11 ^{ème} à la 15 ^{ème}	< 2%
de la 17 ^{ème} à la 21 ^{ème}	< 1,5%
de la 23 ^{ème} à la 33 ^{ème}	< 0,6%
> 33 ^{ème}	< 0,3%
Harmoniques pairs	25% des limites ci-dessus

Tableau 4.5 : limites de courant d'harmonique [62]

IV.3.6. FACTEUR DE PUISSANCE

Si le convertisseur assure le transfert de la puissance active, le convertisseur devrait idéalement fonctionner avec un facteur de puissance unitaire, mais dans quelques situations il s'avère que le convertisseur doit assurer le transfert de la puissance réactive. Par conséquent, le convertisseur devrait avoir la capacité de régler le facteur de puissance de sortie selon le besoin.

Selon la norme CEI 61727, en aucun cas ce facteur de puissance doit être inductif et ne peut pas être inférieure à 0,85 (convertisseur fonctionnant avec plus de 10% de la puissance nominale) ou 0,90 (convertisseur fonctionnant avec plus de 50 % de la puissance nominale) [72].

IV.3.7.LA DETECTION DE L'ILOTAGE ET LA RECONNEXION

Dans les réseaux électriques de distribution des phénomènes non désirés tels que «l'ilotage (islanding) » peuvent se produire. L'ilotage est une condition qui peut se produire dans le système photovoltaïque relié à réseau dans lequel une partie du réseau qui contient une charge et une génération est isolé par rapport au reste du système. Les sources indépendantes du réseau de distribution (dont le réseau n'a aucune commande directe) comme les systèmes photovoltaïques reliés à un réseau peuvent avoir ce type de problèmes.

Le phénomène de l'îlotage est non désiré, car pouvant endommager les équipements des clients, interférer à la restauration du service normal du réseau, mais également pouvant engendrer des risques pour les exploitants du réseau, en cas de intervention sur ce dernier en supposant que l'installation est démontée de toutes sources d'énergie.

Le convertisseur "non-îlotage" nécessaire à ce type de systèmes est défini comme un convertisseur qui cesse de fonctionner un certain temps après que l'îlotage se produise, mais se basant sur des mesures qu'il n'est pas facile à définir.

Dans ce qui suit, un ensemble de limitations définissant exactement les circonstances où une situation d'îlotage se produit.

La définition de quand une situation d'îlotage se produit a été définie différemment dans les normes du CEI et d'IEEE.

1. Le CEI 61727:

Un système de distribution de service est exposé au phénomène de l'îlotage quand il est hors des caractéristiques d'opération normale pour la tension et/ou la fréquence. Quand cette situation se produit, le système photovoltaïque doit cesser d'alimenter le réseau à moins de 2 s de la perte du réseau.

2. IEEE 929 (definition of non islanding inverter):

Un convertisseur qui cessera d'alimenter le réseau en au moins dix cycles une fois soumis à un type de charge sous l'effet de l'îlotage dans laquelle l'une ou l'autre des cas suivants est vraie :

- a) Il y a au moins une disparité de 50% dans la puissance réelle de la charge par rapport à la puissance de sortie du convertisseur (c'est-à-dire, la puissance de la charge est $<50\%$ ou $>150\%$ de la puissance de sortie du convertisseur).
- b) Le facteur de puissance de la charge îlotée est < 0.95 (en avance ou en retard).

Si le taux entre la puissance générée et la charge est à moins de 50% et le facteur de puissance de la charge îlotée est supérieur à 0.95, alors l'installation d'un convertisseur anti-îlotage dont le rôle est de cesser d'alimenter le réseau dans un délai à moins de 2 s (ou le système photovoltaïque est connecté) est indispensable [72].

IV.4. STRUCTURE DU SYSTEME POTOVOLTAIQUE CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE

La figure 4.7 représente la configuration du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique de distribution. Le générateur photovoltaïque est relié à un convertisseur DC/DC qui assure le suivi du point de fonctionnement optimal, et alors l'ensemble est

connecté au réseau électrique par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/AC commandé par une stratégie qui permet de synchroniser la source photovoltaïque avec le réseau.

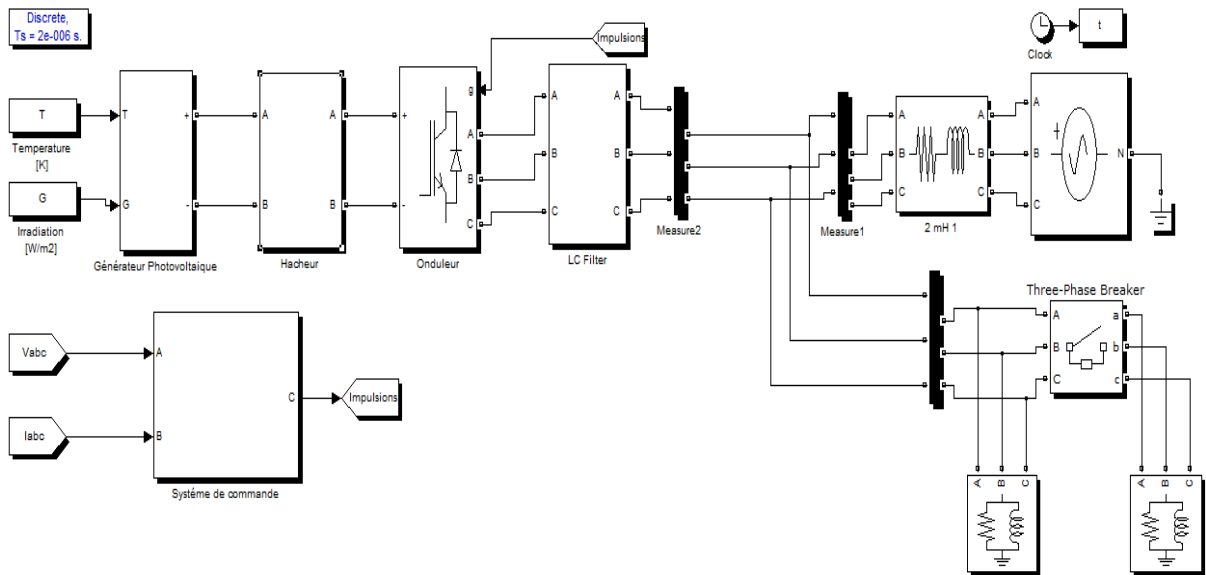


Fig.4.7 : Configuration du système photovoltaïque connecté au réseau électrique

IV.4.1. LE GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

La cellule photovoltaïque est l'élément de base dans le système photovoltaïque. Le modèle mathématique choisi dans cette thèse est le modèle dit « à cinq paramètres » à simple-diode, comme il est montré dans le chapitre II (Fig.4.8), se compose d'une source de courant, d'une diode, et de deux résistances internes série R_s et parallèle R_p .

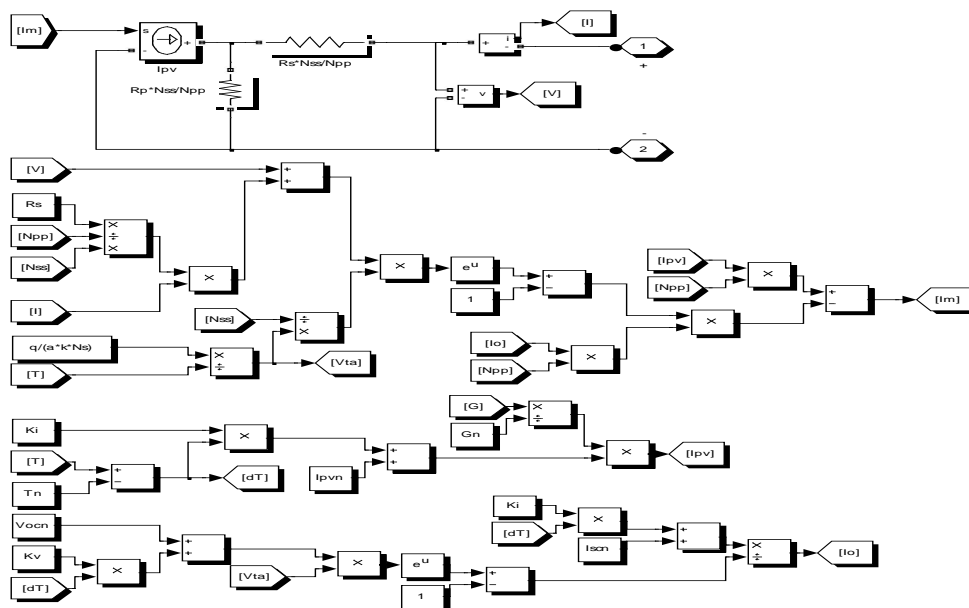


Fig.4.8 Modèle du module photovoltaïque sous Simulink/Matlab

Le module photovoltaïque utilisé dans ce chapitre pour la simulation du système photovoltaïque est de type KC200GT formé de 16 modules en série et de 2 modules en parallèle, dont les caractéristiques physiques et électriques sont montrées à l'annexe.

IV.4.2. CONVERTISSEURS D'ELECTRONIQUE DE PUISSANCE POUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

IV.4.2.1. CONVERTISSEUR DC-DC (HACHEUR-BOOST)

Puisque la tension du panneau photovoltaïque (formé de plusieurs cellules en série et en parallèle) est faible, l'utilisation d'un convertisseur DC-DC type boost (élevateur de tension dont un schéma équivalent est montré à la figure 4.9) pour augmenter cette tension et rendre possible la connexion du générateur photovoltaïque aux différentes charges est nécessaire, en conséquence, le coût en sera réduit. Un condensateur est intégré dans le circuit du hacheur boost, dont le but est de réduire les harmoniques à haute fréquence.

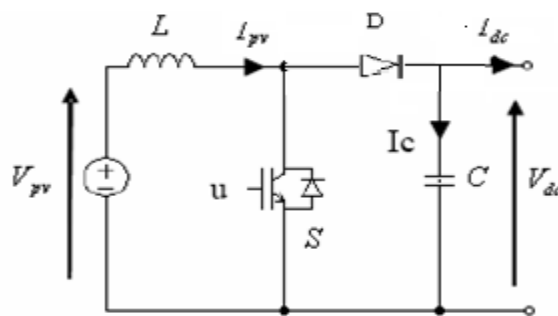


Fig.4.9 : Schéma électrique équivalent du convertisseur

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande \$u\$. Il apparaît deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur \$S\$, que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle [118-119].

- Lorsque \$S\$ est fermé:

$$V_{pv} = L \frac{dI_{pv}}{dt} \quad (4.1)$$

$$0 = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \quad (4.2)$$

- Lorsque \$S\$ est ouvert

$$I_{pv} = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \quad (4.3)$$

En posant $u = 1$, lorsque l'interrupteur S est fermé et $u = 0$ pour S ouvert, nous pouvons représenter le convertisseur par un système d'équations unique, que nous qualifions de modèle instantané. Nous considérons ici les interrupteurs parfaits.

$$V_{pv} = L \frac{dI_{pv}}{dt} + V_{dc}(1-u) \quad (4.4)$$

$$(1-u)I_{pv} = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \quad (4.5)$$

Le modèle instantané fait apparaître un comportement non linéaire du convertisseur par l'existence de produits entre la commande u et les variables d'état V_{dc} et I_{pv} . Par ailleurs il convient de signaler qu'en remplaçant la variable u par sa valeur moyenne sur une période de découpage $T_d = 1/f_d$, c'est-à-dire le rapport cyclique D ($D = T_{on}/T_d$) nous pouvons obtenir le modèle aux valeurs moyennes. Soit :

$$\frac{dI_{pv}}{dt} = -(1-D) \frac{V_{dc}}{L} + \frac{V_{pv}}{L} \quad (4.6)$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = (1-D) \frac{I_{pv}}{C} - \frac{V_{dc}}{RC} \quad (4.7)$$

La méthode P&O est employée pour assurer le suivi du point de puissance maximale. La méthode est simple et indépendante des paramètres de panneau. Le courant d'opération et la tension de panneau photovoltaïque sont constamment surveillés et la différence dans ces variables est vérifiée à chaque instant de temps. La différence entre les valeurs actuelles et précédentes de la puissance est vérifiée pour déterminer le signe de la pente sur la courbe caractéristique de puissance. La pente calculée ainsi est employée pour produire de la tension de référence. Un contrôleur de type PI emploie cette tension de référence pour produire des impulsions de commande pour le hacheur Boost comme montré dans la figure 4.10. Une nouvelle valeur de référence indique que le point d'opération se déplace vers le MPP. Ce processus est répété jusqu'à ce que la pente de la caractéristique photovoltaïque soit zéro, c'est-à-dire, le MPP a été déterminé.

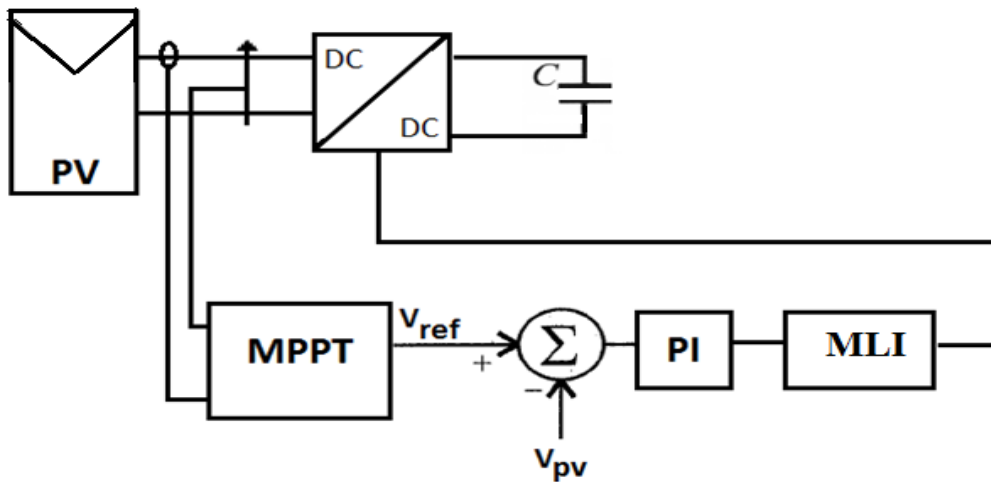


Fig.4.10 : Le hacheur et son contrôle

IV.4.2.2. CONVERTISSEUR DC-AC (ONDULEUR DE TENSION)

Le modèle de l'onduleur de tension et la technique de sa commande ont été discutés au chapitre précédent, dans la partie suivante nous traitons l'obtention des signaux de référence qui seront à leur tour comparés avec un signal triangulaire pour générer les impulsions de commande des interrupteurs de l'onduleur.

IV.4.3. MODELISATION DE L'INTERFACE RESEAU

Les charges sont les éléments consommateurs de puissance électrique dans un système. La consommation de cette puissance électrique dépend des caractéristiques de la charge. Une modélisation correcte de ces caractéristiques est indispensable pour représenter finement le comportement de la charge. La figure 4.11 nous montre le modèle de la charge connectée à l'onduleur de tension [120] :

- Le filtre LC
- La charge équilibrée de nature RL
- Le réseau électrique basse tension

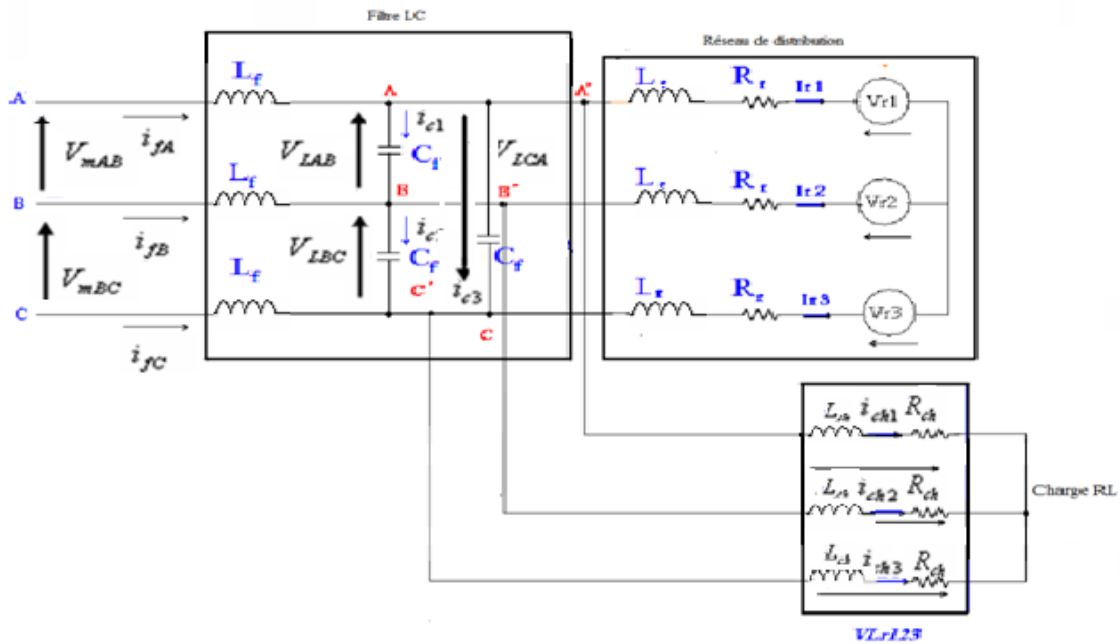


Fig.4.11 : Schéma de l'interface de connexion d'un onduleur au réseau électrique et une charge RL

IV.4.3.1. MODELE DU FILTRE LC ET LA CHARGE (R, L)

L'injection de la puissance à partir du système photovoltaïque au réseau de distribution est typiquement faite par l'intermédiaire d'un onduleur de tension. Des harmoniques dans la tension de sortie du convertisseur sont habituellement atténués en reliant un filtre entre l'onduleur et le réseau électrique, afin de faire face aux conditions de qualité de puissance du réseau.

Généralement, le problème harmonique peut être défini comme : la perturbation particulière qui, lancée par la présence des composants non linéaires des systèmes électriques, détermine une modification permanente des formes sinusoïdales de la tension et du courant, en termes de composants sinusoïdaux à une fréquence différente du celle de la composante fondamentale.

Les générateurs photovoltaïques sont reliés au réseau de distribution par des convertisseurs statiques et peuvent donc potentiellement causer des harmoniques, dégradant ainsi la qualité de l'énergie électrique et changeant les performances d'autres équipements sensibles aux harmoniques de tension. D'autre part, les convertisseurs statiques eux-mêmes sont sensibles aux harmoniques et peuvent fonctionner de manière non précise, en raison de la présence des harmoniques, ce phénomène rend, l'utilisation des filtres dans ces systèmes indispensable.

La maîtrise des harmoniques est nécessaire pour permettre à l'utilisateur et au système d'avoir :

- Un réseau électrique **propre**, par la réduction du taux global de distorsion en courant (THDI) en minimisant ou éliminant les harmoniques
- Un taux de distorsion en tension (THDV) compatible avec les normes
- De **bons** facteurs de puissance et de déphasage (≥ 0.94)
- une installation conforme aux normes actuelles et à venir en matière de pollutions harmoniques
- Minimisation des anomalies du système photovoltaïque en réseau (exploitation des énergies des MPP, réduction des pertes, etc..)

La réduction du THDI et du THDV dépend de la diminution des harmoniques de courants les plus importants. Pour cela, plusieurs solutions ont été proposées par [121,122, 123-124], sont possibles :

- Mettre une inductance à la sortie de l'onduleur pour réduire l'amplitude de ces harmoniques (en particulier ceux de rang élevé) [121]
- Mettre en sortie du pont onduleur un filtre anti-harmonique passif de type LCL adapté à la gamme d'harmoniques à éliminer
- Utiliser un filtre actif qui réagit en temps réel aux harmoniques présents pour les éliminer [121, 122]

En ce qui concerne le filtrage de tension de sortie, les topologies des filtres passifs utilisées sont très diversifiées [123-124]. La structure la plus adéquate avec les onduleurs MLI unipolaires est celle qui élimine les harmoniques de basse fréquence en prenant en considération l'effet résonant indésirable du circuit électrique filtre-réseau, et cela par l'utilisation d'une commande appropriée.

Le filtre LC représenté à la figure (4.12) souvent utilisé dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électriques de distribution, est régi par les équations de tension et de courant explicitées ci-dessous [125]

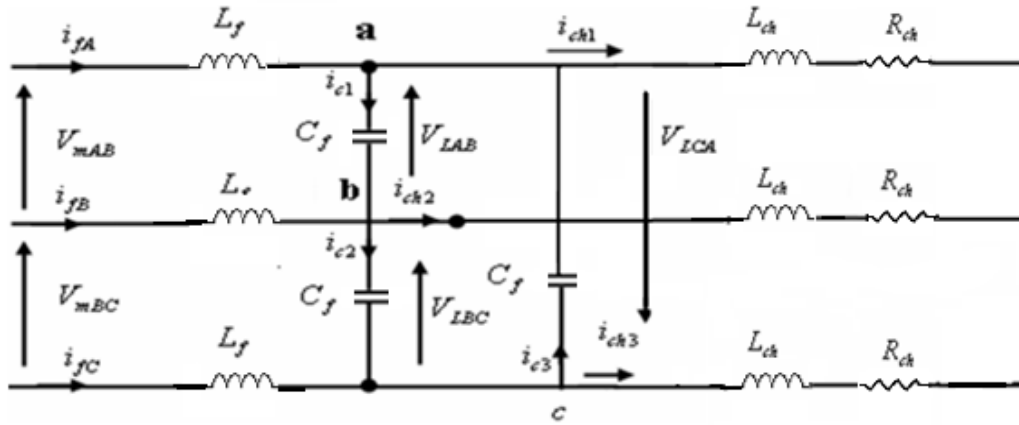


Fig.4.12 : Circuit équivalent d'un filtre LC avec la charge RL

A partir de la figure (4.12), on applique la première loi de Kirchoff's (loi des nœuds) aux points a, b, c ; on obtient les équations suivantes:

❖ **Noeud a:**

$$i_{fA} + i_{c3} = i_{c1} + i_{ch1} \Rightarrow i_{fA} + C_f \frac{dV_{LCA}}{dt} = C_f \frac{dV_{LAB}}{dt} + i_{c1} \quad (4.16)$$

❖ **Noeud b:**

$$i_{fB} + i_{c1} = i_{c2} + i_{ch2} \Rightarrow i_{fB} + C_f \frac{dV_{LAB}}{dt} = C_f \frac{dV_{LBC}}{dt} + i_{ch2} \quad (4.17)$$

❖ **Noeud c:**

$$i_{fC} + i_{c2} = i_{c3} + i_{ch3} \Rightarrow i_{fC} + C_f \frac{dV_{LBC}}{dt} = C_f \frac{dV_{LCA}}{dt} + i_{ch3} \quad (4.18)$$

Avec:

$$i_{c1} = C_f \frac{dV_{LAB}}{dt}$$

$$i_{c2} = C_f \frac{dV_{LBC}}{dt} \quad (4.19)$$

$$i_{c3} = C_f \frac{dV_{LCA}}{dt}$$

La soustraction (4.16) de (4.17) en obtient:

$$i_{fA} - i_{fB} + C_f \left(\frac{dV_{LCA}}{dt} - \frac{dV_{LAB}}{dt} \right) = C_f \left(\frac{dV_{LAB}}{dt} - \frac{dV_{LBC}}{dt} \right) + i_{ch1} - i_{ch2} \quad (4.20)$$

$$\Rightarrow C_f \left(\frac{dV_{LCA}}{dt} + \frac{dV_{LBC}}{dt} - 2 \frac{dV_{LAB}}{dt} \right) = -i_{fA} + i_{fB} + i_{ch1} - i_{ch2}$$

La soustraction (4.17) de (4.18) en obtient:

$$i_{fB} - i_{fC} + C_f \left(\frac{dV_{LAB}}{dt} - \frac{dV_{LBC}}{dt} \right) = C_f \left(\frac{dV_{LBC}}{dt} - \frac{dV_{LCA}}{dt} \right) + i_{ch2} - i_{ch3} \quad (4.21)$$

$$\Rightarrow C_f \left(\frac{dV_{LAB}}{dt} + \frac{dV_{LCA}}{dt} - 2 \frac{dV_{LBC}}{dt} \right) = -i_{fB} + i_{fC} + i_{ch2} - i_{ch3}$$

La soustraction (4.18) de (4.19) en obtient:

$$i_{fC} - i_{fA} + C_f \left(\frac{dV_{LBC}}{dt} - \frac{dV_{LCA}}{dt} \right) = C_f \left(\frac{dV_{LCA}}{dt} - \frac{dV_{LAB}}{dt} \right) + i_{ch3} - i_{ch1} \quad (4.22)$$

$$\Rightarrow C_f \left(\frac{dV_{LAB}}{dt} + \frac{dV_{LBC}}{dt} - 2 \frac{dV_{LCA}}{dt} \right) = -i_{fC} + i_{fA} + i_{ch3} - i_{ch1}$$

Avec

$$V_{LAB} + V_{LBC} + V_{LCA} = 0 \quad (4.23)$$

A partir de les équations (4.20 à 4.23) on obtient :

$$\frac{dV_{LAB}}{dt} = \frac{1}{3C_f} i_{fAB} - \frac{1}{3C_f} i_{LAB} \quad (4.24)$$

$$\frac{dV_{LBC}}{dt} = \frac{1}{3C_f} i_{fBC} - \frac{1}{3C_f} i_{LBC} \quad (4.25)$$

$$\frac{dV_{LCA}}{dt} = \frac{1}{3C_f} i_{fCA} - \frac{1}{3C_f} i_{LCA} \quad (4.26)$$

Ou

$$i_{fAB} = i_{fA} - i_{fB}$$

$$i_{fBC} = i_{fB} - i_{fC}$$

$$i_{fCA} = i_{fC} - i_{fA}$$

$$i_{LAB} = i_{ch1} - i_{ch2}$$

$$i_{LBC} = i_{ch2} - i_{ch3}$$

$$i_{LCA} = i_{ch3} - i_{ch1}$$

En appliquant la deuxième loi de Kirchoff's (loi des mailles) aux tensions de coté de l'onduleur, les équations des courants peuvent être écrites comme suit :

$$\frac{di_{fAC}}{dt} = -\frac{1}{L_f}V_{LAB} + \frac{1}{L_f}V_{mAB} \quad (4.27)$$

$$\frac{di_{fBC}}{dt} = -\frac{1}{L_f}V_{LBC} + \frac{1}{L_f}V_{mBC} \quad (4.28)$$

$$\frac{di_{fCA}}{dt} = -\frac{1}{L_f}V_{LCA} + \frac{1}{L_f}V_{mCA} \quad (4.29)$$

En appliquant la même loi sur la coté du charge, les équations des tensions peuvent être décrites comme suit :

$$V_{LAB} = L_{ch} \frac{di_{ch1}}{dt} + R_{ch} i_{ch1} - L_{ch} \frac{di_{ch2}}{dt} - R_{ch} i_{ch2} \quad (4.30)$$

$$V_{LBC} = L_{ch} \frac{di_{ch2}}{dt} + R_{ch} i_{ch2} - L_{ch} \frac{di_{ch3}}{dt} - R_{ch} i_{ch3} \quad (4.31)$$

$$V_{LCA} = L_{ch} \frac{di_{ch3}}{dt} + R_{ch} i_{ch3} - L_{ch} \frac{di_{ch1}}{dt} - R_{ch} i_{ch1} \quad (4.32)$$

L'équation (IV.33) peut être réécrite comme suit :

$$\frac{di_{LAB}}{dt} = -\frac{RC}{L_C} i_{LAB} + \frac{1}{L_C} V_{LAB} \quad (4.33)$$

$$\frac{di_{LBC}}{dt} = -\frac{RC}{L_C} i_{LBC} + \frac{1}{L_C} V_{LBC} \quad (4.34)$$

$$\frac{di_{LCA}}{dt} = -\frac{RC}{L_C} i_{LCA} + \frac{1}{L_C} V_{LCA} \quad (4.35)$$

En les exprimant sous forme matricielle, on a :

$$\frac{dV_L}{dt} = \frac{1}{3C_f} I_f - \frac{1}{3C_f} I_L \quad (4.36)$$

$$\frac{df}{dt} = -\frac{1}{L_f} V_L + \frac{1}{L_f} V_f \quad (4.37)$$

$$\frac{dI_L}{dt} = -\frac{1}{L_L}V_L + \frac{R}{L}I_L \quad (4.38)$$

Avec

$$V_L = [V_{LAB} \ V_{LBC} \ V_{LCA}]^T, \ I_f = [I_{fAB} \ I_{fBC} \ I_{fCA}]^T, \ V_f = [V_{fAB} \ V_{fBC} \ V_{fCA}]^T$$

IV.4.3.2. MODELE DU RESEAU ELECTRIQUE

L'analyse présentée dans cette thèse considère la tension du réseau en tant que sinusoïdale pure avec une amplitude constante, c.-à-d., $V_g = A \sin(\omega t)$. Ce modèle représente une approximation du vrai réseau car en réalité, cette tension ne pourrait pas se comporter comme un signal sinusoïdal pur, comme elle peut contenir des composantes harmoniques impairs qui ne peuvent pas être négligés [126].

IV.4.3.3. ETUDE DE LA SYNCHRONISATION DU CONVERTISSEUR SUR LE RESEAU

Une boucle à verrouillage de phase (PLL) produit en sortie, un signal synchronisé en phase et en fréquence avec le signal d'entrée, utilisant une boucle de contre-réaction négative.

Le PLL contrôle et assure que, l'erreur dans la phase entre l'entrée et la sortie est gardée au minimum, et que la fréquence de l'entrée et la sortie est la même.

Le circuit PLL de base se compose souvent de trois composants, d'un détecteur de phase, d'un filtre de boucle et d'un oscillateur commandé en tension. Ce circuit de base est montré sur la figure 4.13.

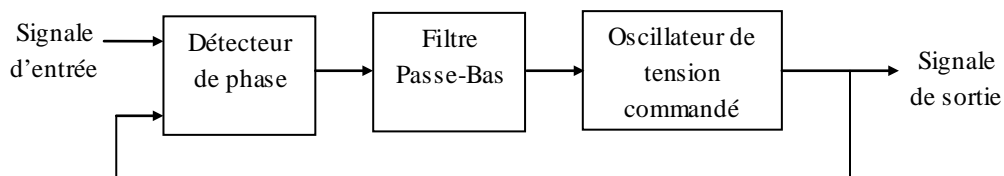


Fig. 4.13 : Diagramme de blocs d'une PLL.

Les multiples blocs de contrôle du système photovoltaïque connecté au réseau électrique se fondent sur les informations fournies par le PLL pour régler leurs signaux de commande.

Le PLL calcule la fréquence du réseau par la transformation des trois tensions dans le domaine de park à ces composants dq, et puis force la composante quadrature V_q à être nulle

pour éliminer le couplage dans les termes des puissances active et réactive [120]. Un contrôleur proportionnel-intégral (PI) est employé pour effectuer cette tâche.

Un modèle schématique présenté dans la figure 4.14, explique le principe de base d'une boucle à verrouillage de phase avec ses transformations des tensions triphasées. [127].

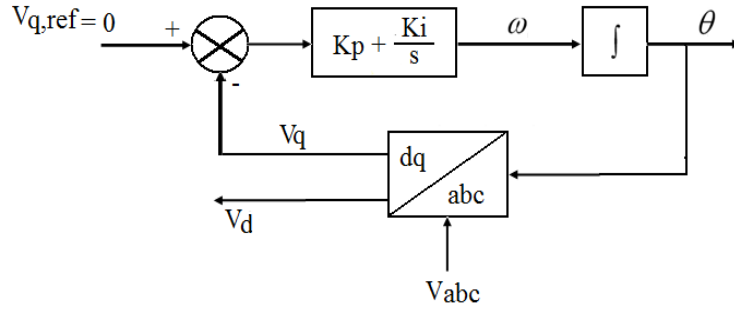


Fig.4.14: diagramme Schématique d'un (PLL)

La sortie du contrôleur PI est la de fréquence de rotation ω (rad/s). L'intégration de ce terme nous donne θ l'angle de rotation en radians. Le fonctionnement du PLL est régie par :

$$\begin{aligned} \omega &= K_p V_q + K_i \int V_q dt \\ \theta &= \int \omega dt \end{aligned} \tag{4.39}$$

IV.4.3.4. COMMANDE DE L'INTERFACE AU RESEAU ELECTRIQUE

IV.4.3.4.1. METHODE WATT-VAR DECOUPLE

Afin de comprendre le principe de cette commande dans le cas général, nous considérons un onduleur connecté au réseau, via la résistance R et l'inductance L (représentant le modèle simplifié d'un transformateur), comme indiqué sur la figure 4.15.

Nous avons l'équation suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ i_{r3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_r}{L_r} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R_r}{L_r} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R_r}{L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ i_{r3} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_r} \begin{bmatrix} V_{r1} - V_{ma} \\ V_{r2} - V_{mb} \\ V_{r3} - V_{mc} \end{bmatrix} \tag{4.40}$$

En passant par la transformation de Park, l'équation (4.40), s'écrit de la manière suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_r}{L_r} & \omega \\ \omega & -\frac{R_r}{L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{dr} - V_{dm} \\ V_{qr} - V_{qm} \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

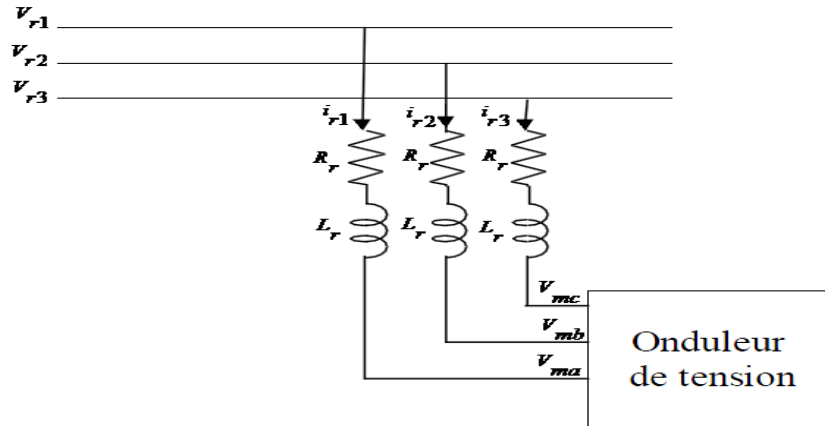


Fig.4.15: Schéma d'un onduleur connecté au réseau

Pour connaître les avantages du système de commande, l'algorithme watt-var découplé classique est présenté brièvement.

Les deux nouvelles variables présentées en (4.42), sont les sorties du système de commande constitué de deux contrôleurs PI :

$$X_1 = \frac{1}{L_r} (V_{dr} - e_{dm}) \quad \text{et} \quad X_2 = \frac{1}{L_r} (V_{qr} - e_{qm}) \quad (4.42)$$

Les valeurs de $i_{d,ref}$ et $i_{q,ref}$ sont les références des courants actif et réactif [106] :

$$X_1 = (K_P + \frac{K_I}{S}) (I_{d,ref} - i_{dr}) - \omega i_{qr} \quad (4.43)$$

$$X_2 = (K_P + \frac{K_I}{S}) (I_{q,ref} - i_{qr}) - \omega i_{dr}$$

Nous appliquons la transformation de Laplace à l'équation (4.41). Nous transformons ainsi les équations (4.42) et (4.43). Nous obtenons les fonctions de transfert (4.44) :

$$F(S) = \frac{i_{dr}}{i_{d,ref}} = \frac{i_{qr}}{i_{q,ref}} = \frac{K_I + SK_P}{K_I + S \left(\frac{R_r}{L_r} + K_P + S^2 \right)} \quad (4.44)$$

Le contrôle est optimal si les gains K_P et K_I sont maximaux [106].

Le schéma de contrôle par la méthode "Watt-Var découplé" est représenté sur la figure 4.16.

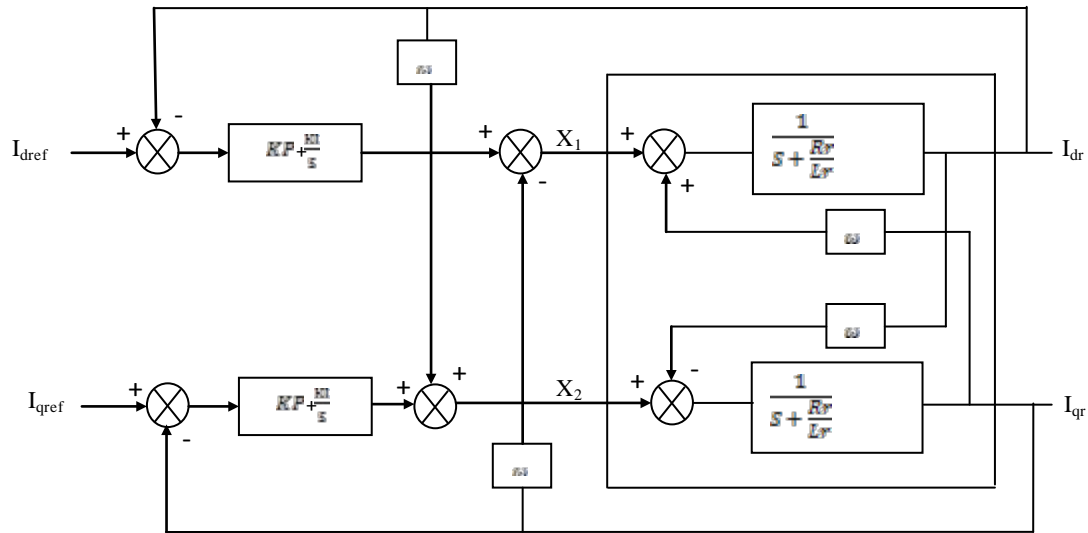


Fig.4.16 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée

Le schéma global de l'identification des références et de régulation du courant pour cette méthode est montré sur la figure 4.17 où le régulateur est celui de la figure 4.16.

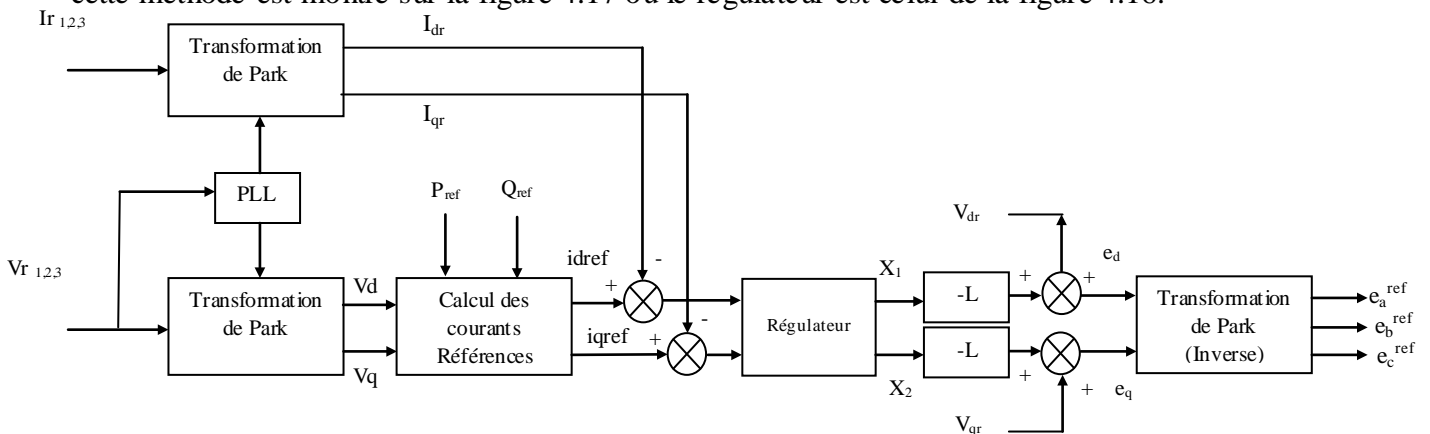


Fig.4.17 : Schéma global du contrôle par la méthode Watt-Var découplé

Le but de cette commande est d'imposer les valeurs des puissances actives et réactives injectées au réseau de distribution.

Les puissances et la mesure de tension au point de connexion sont calculées dans le référentiel de Park [128].

Soit :

$$\begin{aligned}
 P_{ref} &= \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr,ref} + v_{qr} i_{qr,ref}) \\
 Q_{ref} &= \frac{3}{2} (v_{dr} i_{qr,ref} - v_{qr} i_{dr,ref})
 \end{aligned}
 \tag{4.45}$$

Ou P_{ref} et Q_{ref} sont les puissances de référence.

On déduit les courant dans le référentiel de Park par :

$$i_{d,ref} = \frac{2 (P_{ref} V_{dr} + Q_{ref} V_{qr})}{3 (V_{dr}^2 + V_{qr}^2)}$$

$$i_{q,ref} = \frac{2 (P_{ref} V_{qr} + Q_{ref} V_{dr})}{3 (V_{dr}^2 + V_{qr}^2)} \quad (4.46)$$

V_d et V_q sont les composantes directe et quadratique de la tension, mesurée au point de connexion, dans le référentiel de Park.

I_{d, ref} et I_{q, ref} sont les composantes directe et quadratique des courants injectés au réseau.

Ces courants dépendent donc des puissances demandées ainsi que de la tension mesurée au point de connexion de la production. Cette tension mesurée est transformée dans le référentiel de Park avant le calcul des courants. Ceci est illustré par la figure 3.15.

Une boucle a verrouillage de phase ou PLL (Phase Locked Loop) est utilisée pour synchroniser la transformation de Park sur la pulsation de la tension mesurée sur le réseau. Ainsi, lorsque le système est dans un régime établi, la composante directe V_d en sortie de la transformation de Park est une image de l'amplitude de la tension mesurée, et la composante quadratique V_q est nulle. Ainsi, les équations (4.46) font apparaître I_{d_ref} comme une image directe de la puissance active et I_{q_ref} comme une image de la puissance réactive.

Les composantes du courant sont comparées avec ses références. Les écarts entre elles, passent par les régulateurs, qui donnent les composantes de la tension de référence de la MLI dans le repère d-q. En passant par la transformation inverse de Park, nous obtenons les références de la MLI pour commander l'onduleur de tension.

IV.4.3.5. REGULATION DE LA TENSION CONTINUE

Les panneaux photovoltaïques sont connectés à l'onduleur de tension à travers une capacité. Pour un fonctionnement optimal, l'installation a besoin à une tension constante aux bornes de cette capacité.

La régulation de la tension continue V_{DC} est mise en œuvre en absorbant ou en fournissant de la puissance active sur le réseau. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction de courants fondamentaux actifs dans les courants de référence.

Suite à l'écart entre $(V_{dc}^2_{ref})$ et (V_{dc}^2) , la puissance P_{ref} à la sortie du régulateur s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant ainsi la tension V_{dc} .

Afin d'obtenir le signal (P_{ref}) , nous avons utilisé un régulateur proportionnel intégral qui souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique [129]

Le schéma de calcul et de régulation de la tension aux bornes du condensateur est donné par la figure 4.18.

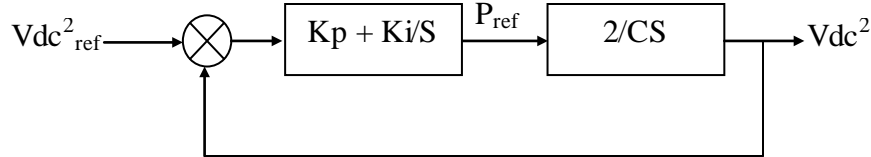


Fig.4.18: Schéma de régulation de la tension continue [129]

La fonction de transfert de la figure 4.18 en boucle fermée est :

$$\frac{V_{dc}^2}{V_{dc}^2_{ref}} = \frac{\frac{2K_p}{C}S + \frac{2k_i}{C}}{S^2 + \frac{2K_p}{C}S + \frac{2k_i}{C}} \tag{4-47}$$

IV.4.4. SCHEMA SYNOPTIQUE DE CONNEXION AU RESEAU

Le schéma synoptique de connexion au réseau électrique de distribution se présente comme le schéma ci-après :

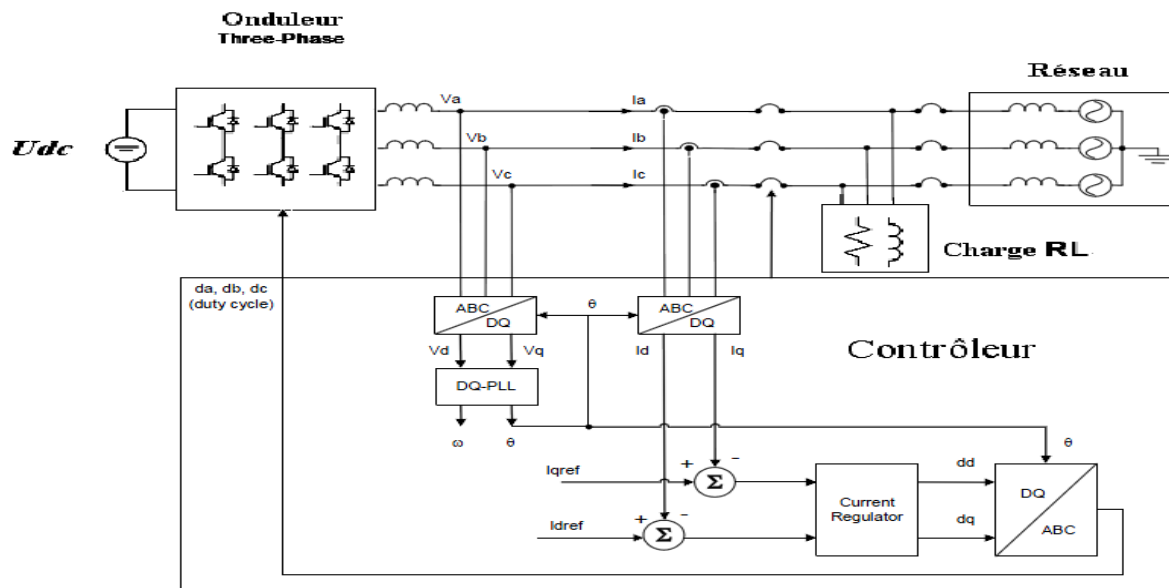


Fig.4.19 : Schéma synoptique de commande de la connexion au réseau [130]

IV.4.6.RESULTATS DE SIMULATION ET DISCUSION

IV.4.6.1. R E P O N S E D U S Y S T E M E D A N S L E R E G I M E P E R M A N A N T

- Tension d'alimentation de l'onduleur de tension

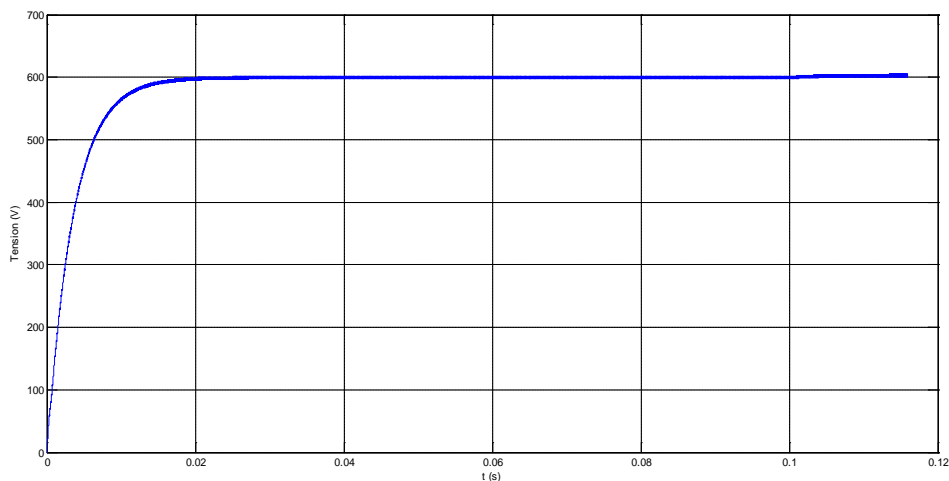
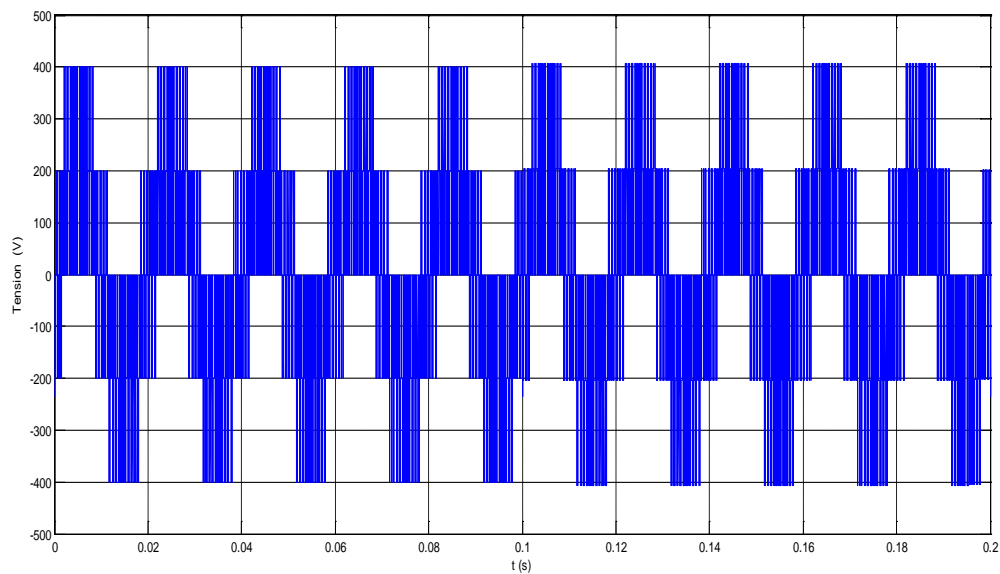
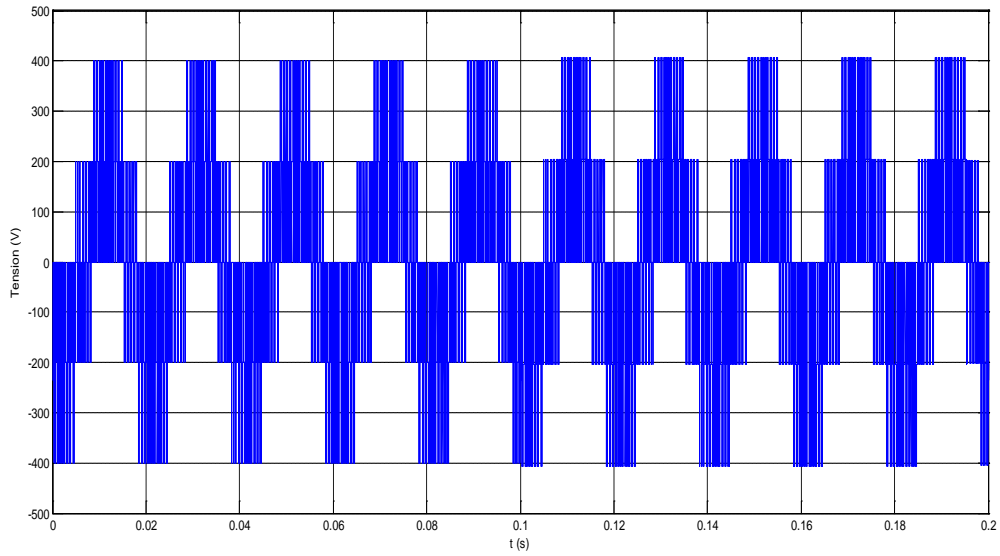


Fig.4.20 : Tension continue alimentant l'onduleur de tension

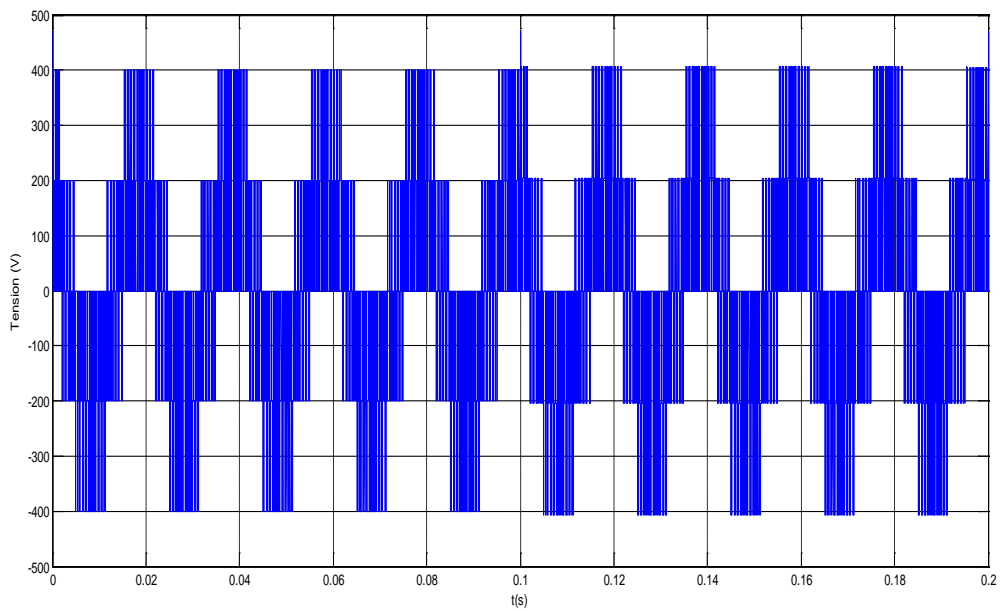
- Les tensions simples à la sortie de l'onduleur



(a)



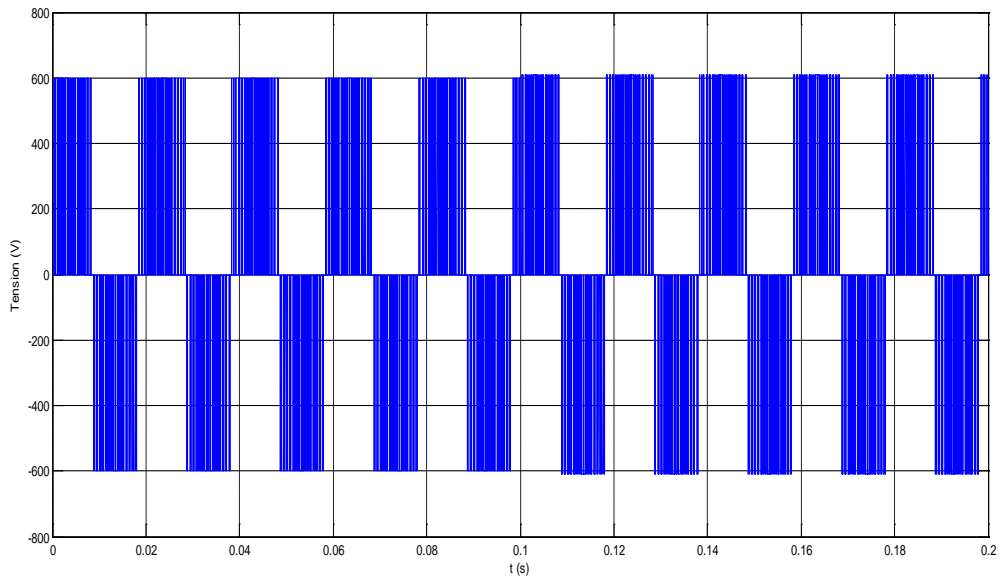
(b)



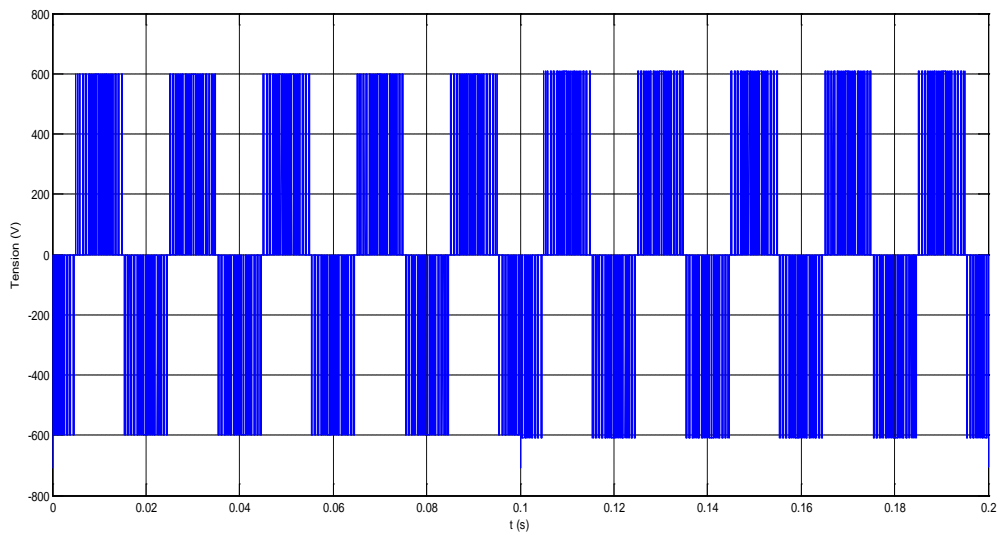
(c)

Fig.4.21 : Caractéristiques des tensions simples à la sortie de l'onduleur

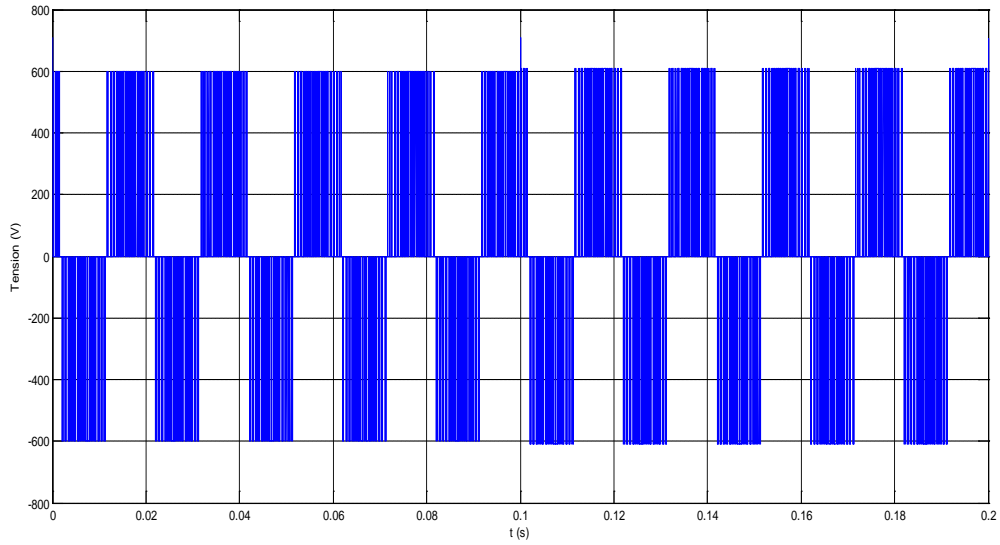
- Les tensions composées à la sortie de l'onduleur



(a)



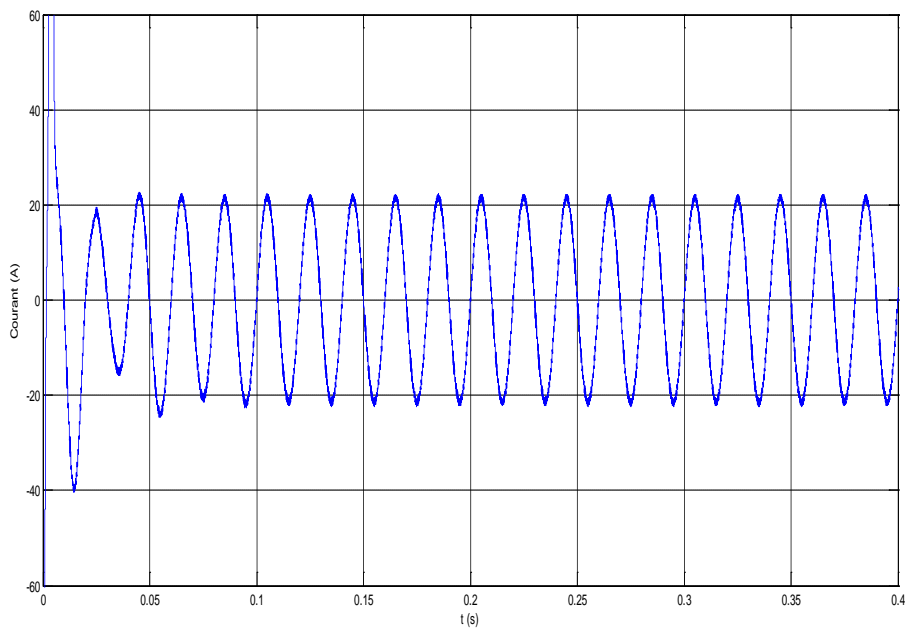
(b)



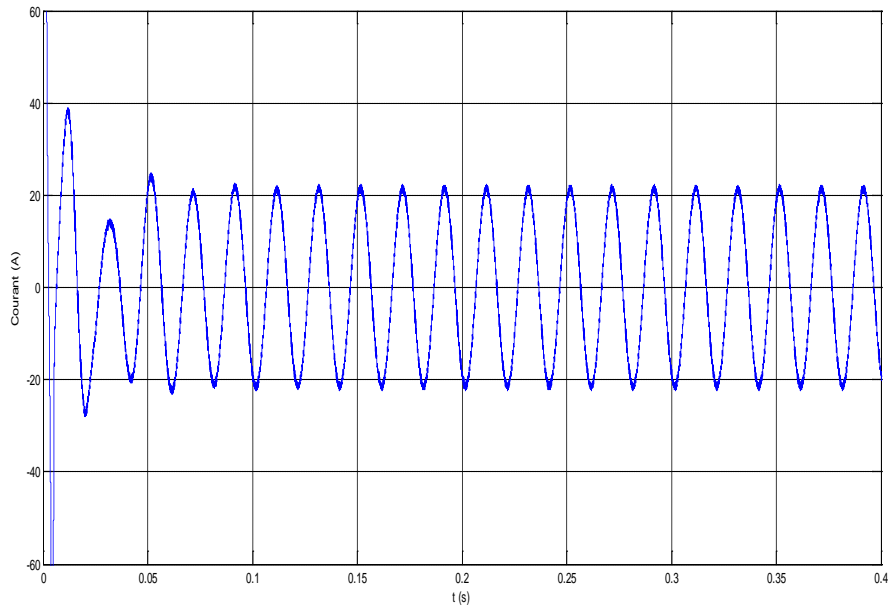
(c)

Fig.4.22 : Caractéristiques des tensions composées à la sortie de l'onduleur

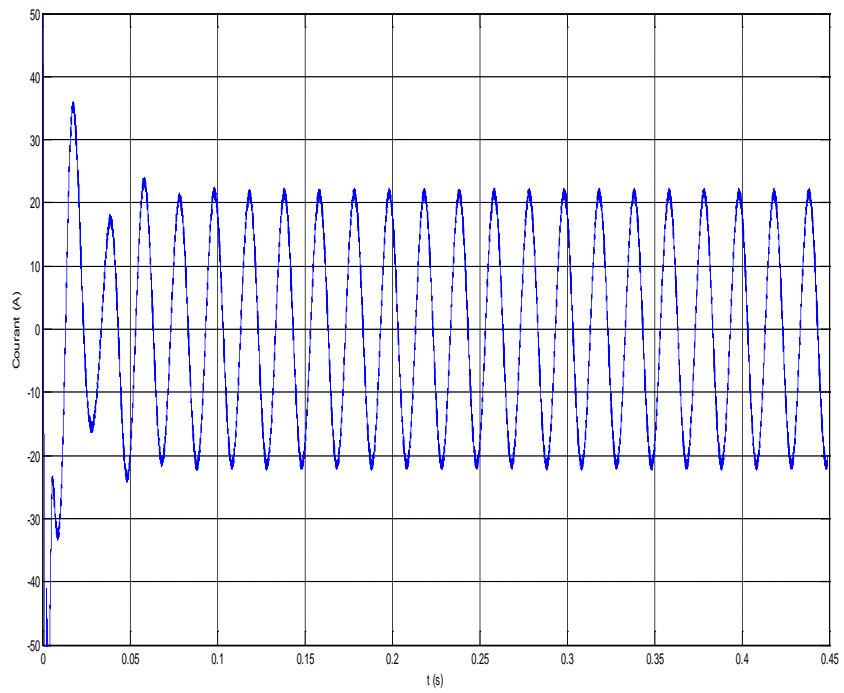
- Les courants de ligne à la sortie de l'onduleur



(a)



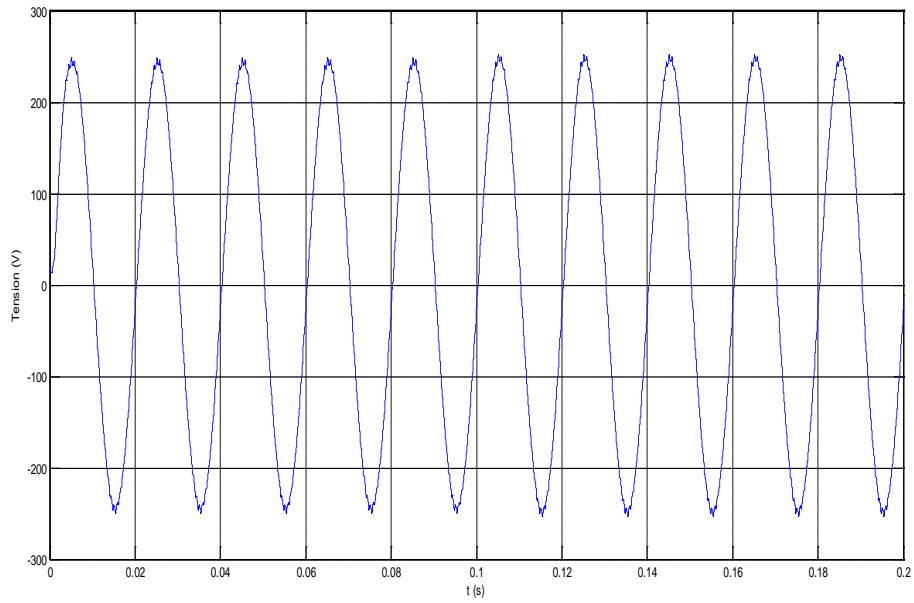
(b)



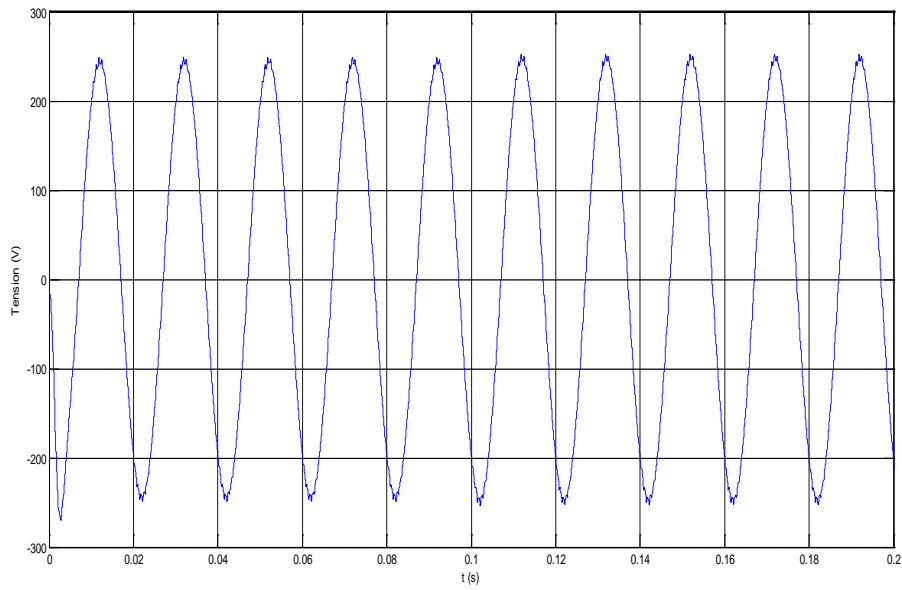
(c)

Fig.4.23 : Caractéristiques des courants de ligne à la sortie de l'onduleur

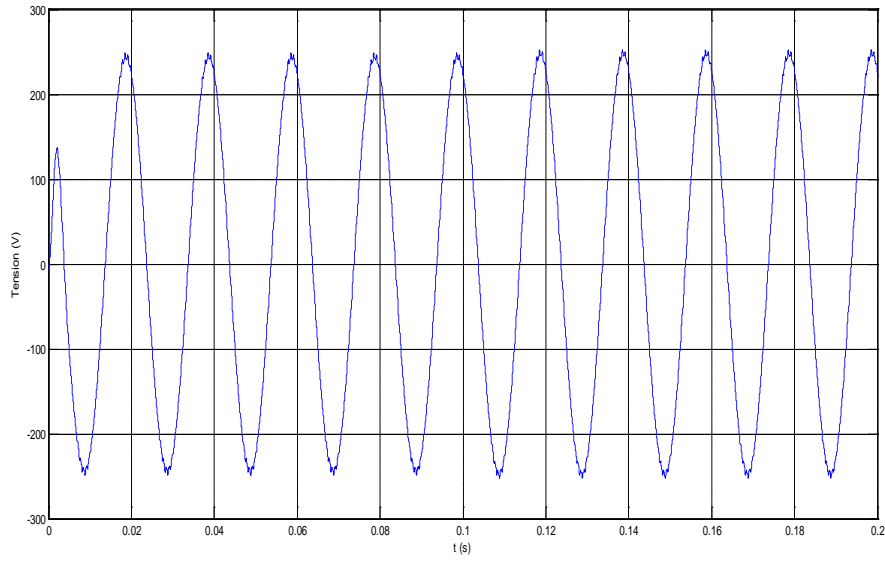
- Les tensions simples après filtrage



(a)



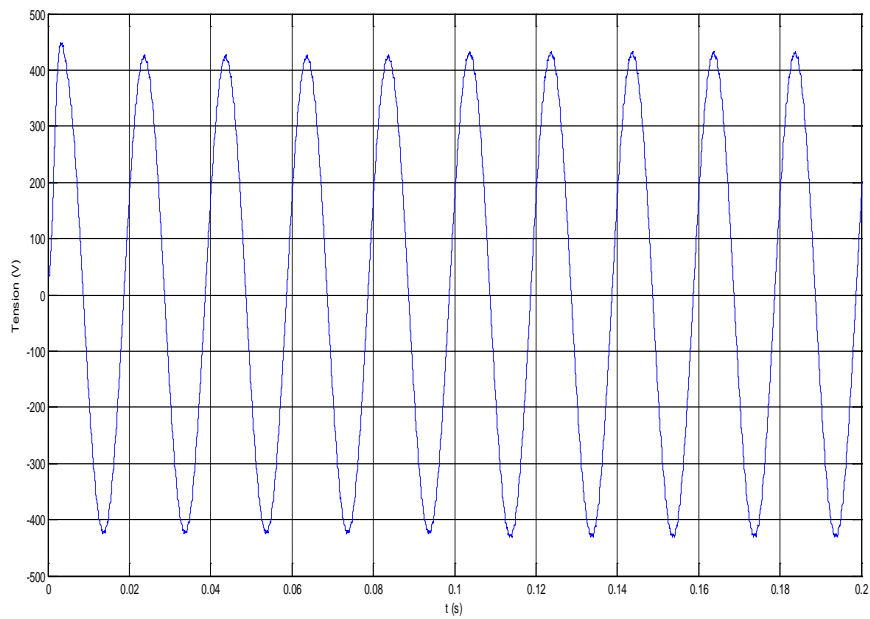
(b)



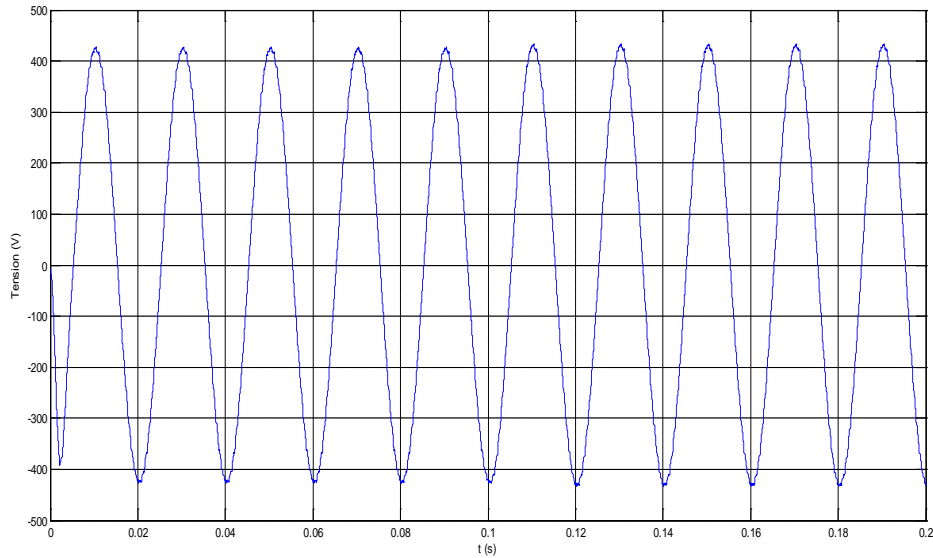
(c)

Fig.4.24 : Caractéristiques des tensions simples des trois phases à la sortie du filtre LC

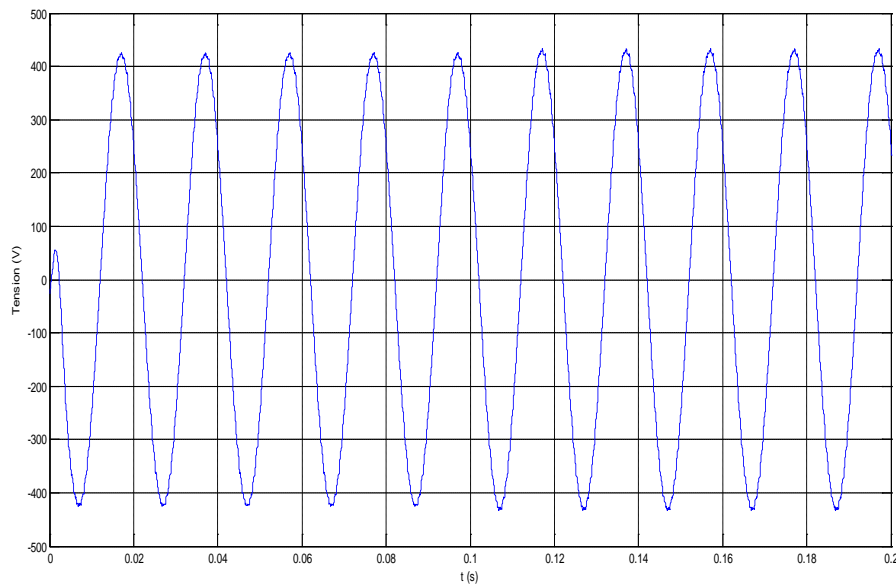
- Les tensions composées après filtrage



(a)



(b)



(c)

Fig.4.25: Caractéristiques des tensions composées des trois phases à la sortie du filtre LC

Ce groupe des résultats de simulation sous Simulink/Matlab représente les tensions (simples et composées) et les courants à la sortie de l'onduleur de tension avant et après l'opération de filtrage par le filtre LC qui a comme rôle de minimiser les harmoniques.

Comme illustré aux figures précédentes les tensions après filtrage sont devenues sinusoïdales avec un THD bas ce qui permet de raccorder la source photovoltaïque au réseau électrique de distribution tout en assurant les conditions suivantes :

- 1- La même fréquence
- 2- La même valeur efficace de tension

3- Le même déphasage

Les deux figures qui suivent indiquent que le THD qui a diminué de 92% à un taux < à 1.2% ce qui montre l'efficacité du filtre utilisé.

- THD des tensions avant et après filtrage

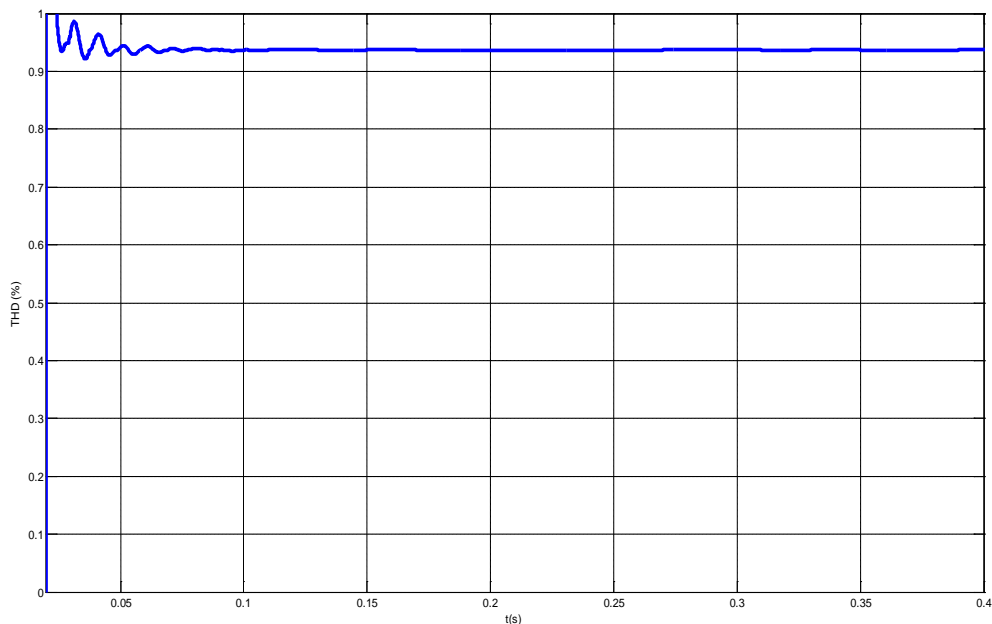


Fig.4.26 : THD de la tension composée avant filtrage (92%)

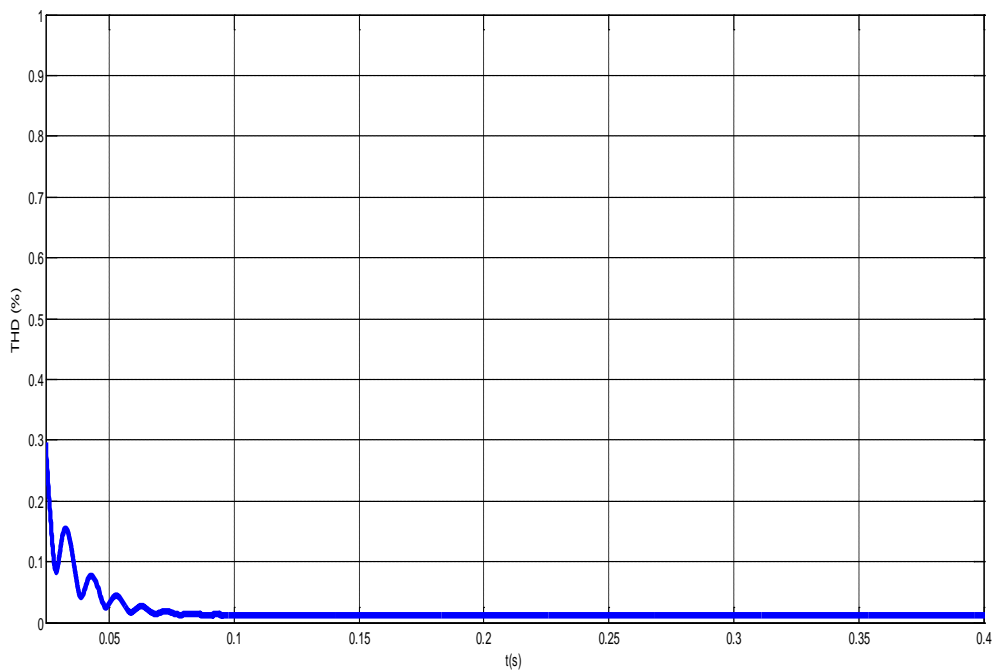


Fig.4.27 : THD de la tension composée après filtrage (<1.2%)

- **Caractéristique du courant de référence $I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$**

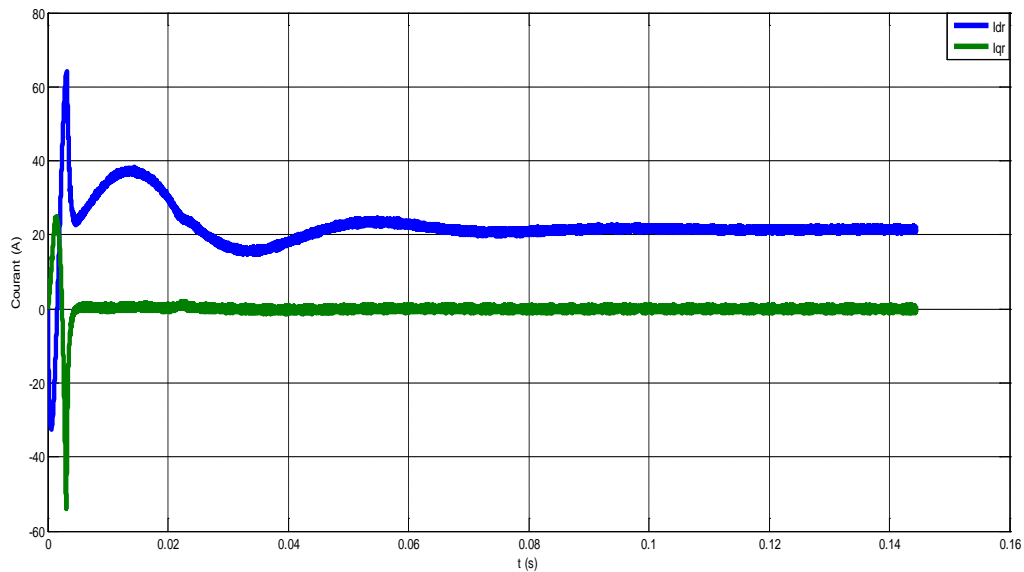


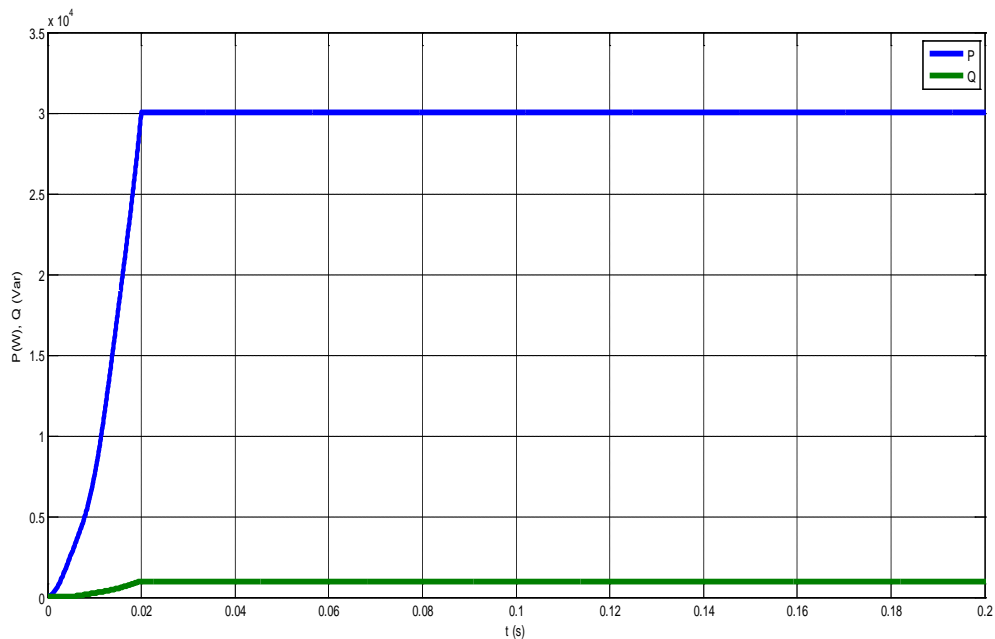
Fig.4.28 : Courant de référence $I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$

La figure (4.28) représente les courants de référence dans le domaine de Park $I_{d,ref}$ et $I_{q,ref}$, ces deux courants montrent la stratégie de la commande qui oblige le courant $I_{q,ref}$ d'être Zéro pour que le système photovoltaïque fournisse uniquement de l'énergie active au réseau, ce qui apparaît clairement dans cette figure.

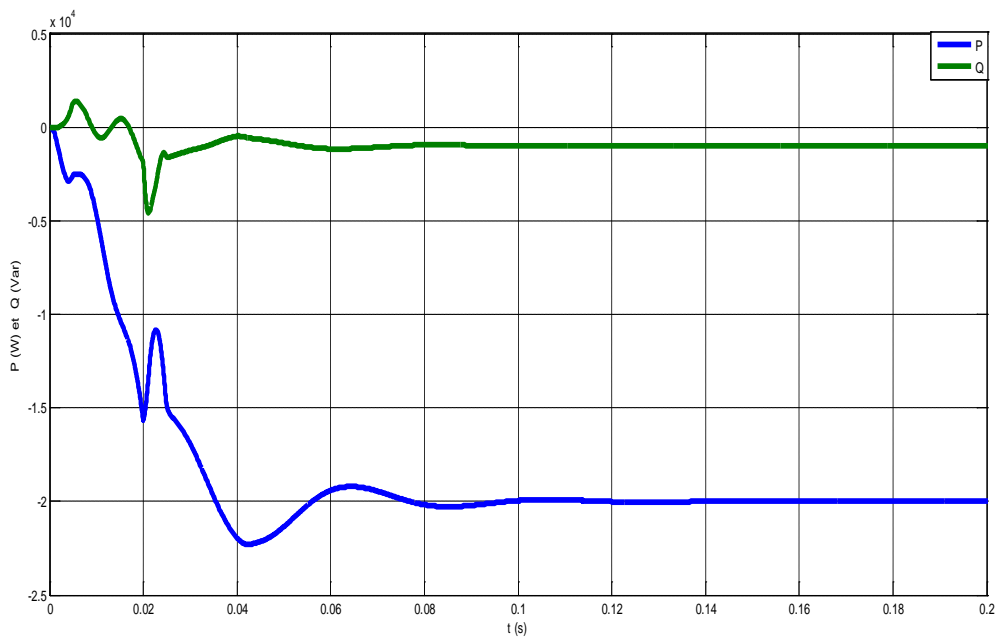
- **Situation 1 : Puissance photovoltaïque < Puissance de la Charge**

Dans cette situation, la puissance assurée au réseau sera la différence entre les valeurs de la puissance photovoltaïque et la puissance de la charge qui a une valeur négative c.-à-d. ($10 \text{ kW} - 30 \text{ kW} = -20 \text{ kW}$) ce qui signifie que le réseau fournit de la puissance à la charge selon sa demande.

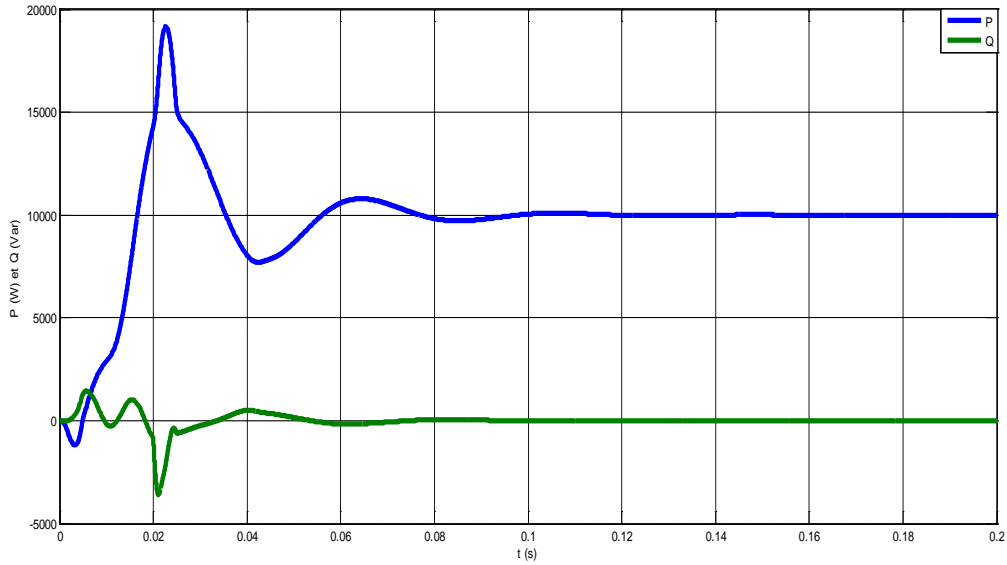
Pour 30 kW de charge, le système photovoltaïque fournit 10 kW et le reste 20 kW et 1kVAR est assuré à partir du réseau comme il est montré sur la figure 4.29.



(a) : Puissances active et réactive de la charge



(b) : Puissances active et réactive du réseau

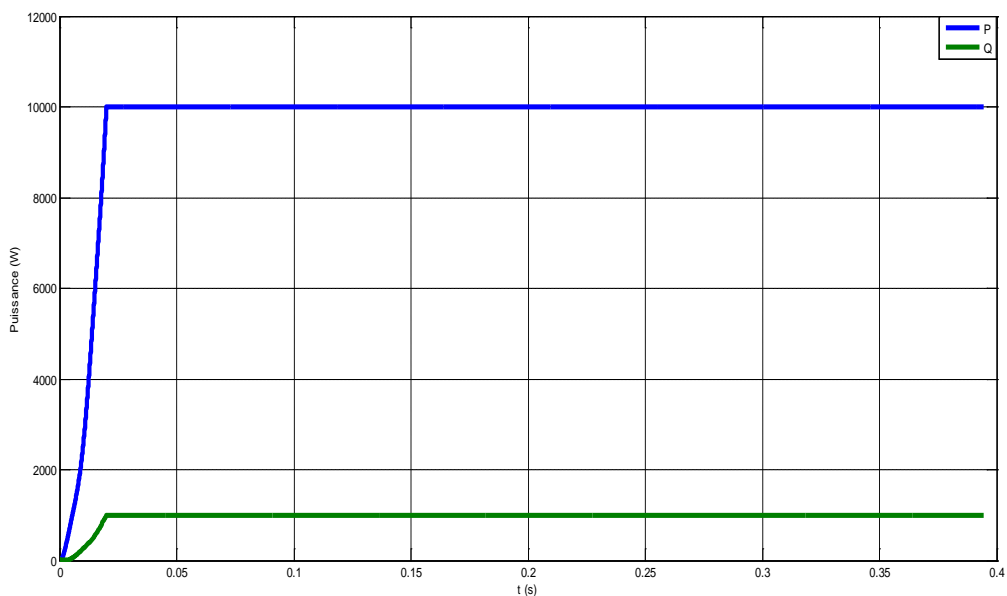


(c): Puissances active et réactive du système photovoltaïque

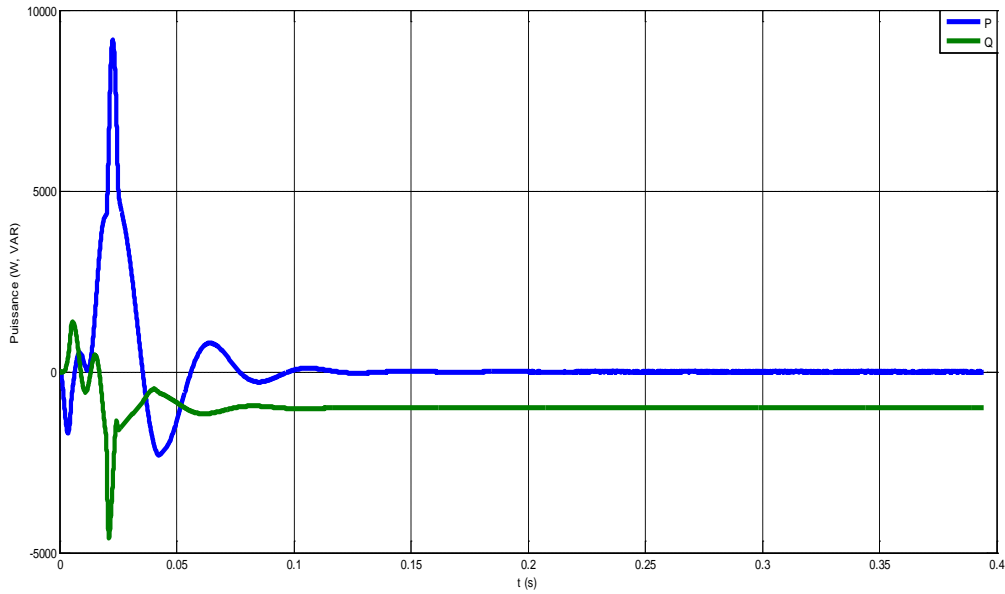
Fig. 4.29 : Réponse du système pour une charge de 30 kW

• Situation 2 : Puissance photovoltaïque = Puissance de la Charge

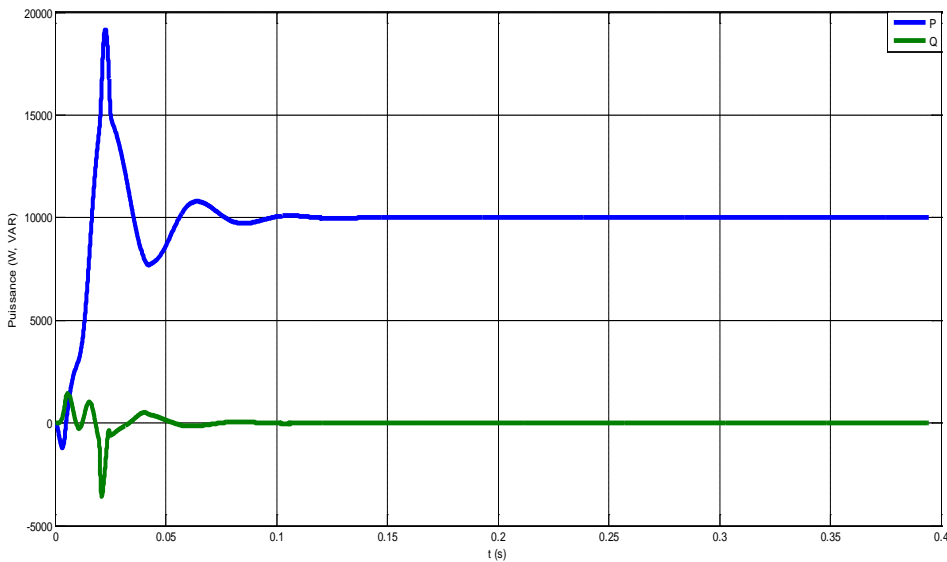
Dans cette situation, la puissance assurée au réseau est zéro à l'état permanent. Toute l'énergie produite par le générateur photovoltaïque sert à l'alimentation de la charge. En régime transitoire, le réseau donne de la puissance (négative) parce qu'en raison de la réponse lente de la puissance du générateur photovoltaïque comme le montre la figure 4.30.



(a) : Puissances active et réactive de la charge



(b) : Puissances active et réactive du réseau



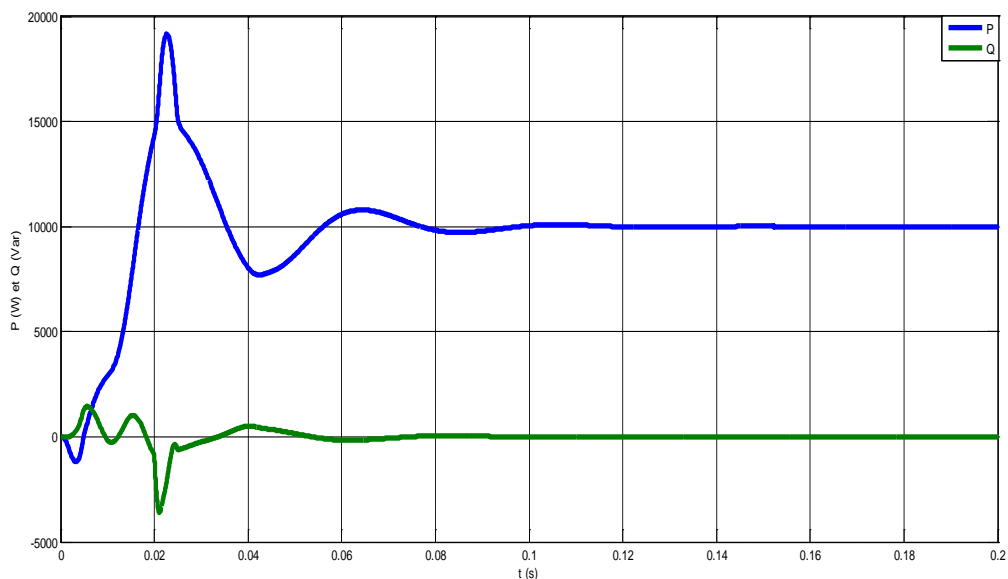
(c): Puissances active et réactive du système photovoltaïque

Fig. 4.30 : Réponse du système pour une charge de 10 kW

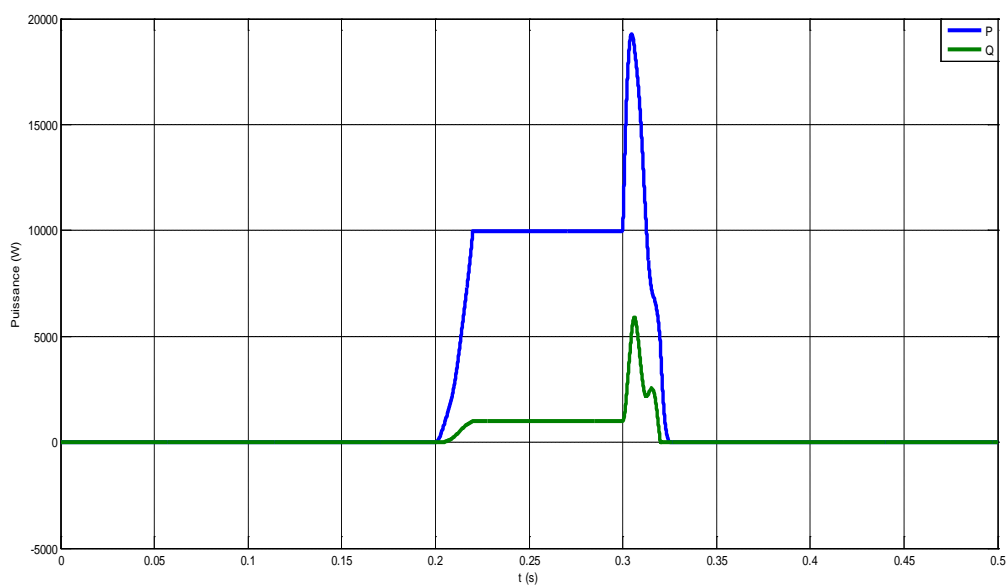
• **Situation 2 : Présence de la charge entre t=0.2 et 0.3 s**

Contrairement à l'état précédent si on applique une charge de 10 kW et 1 kVAR uniquement entre 0.2 et 0.3 s, on remarque que la puissance produite par le générateur photovoltaïque sera injectée au réseau de distribution (Puissance du réseau = Puissance photovoltaïque = 10 kW), quand la charge s'applique on remarque

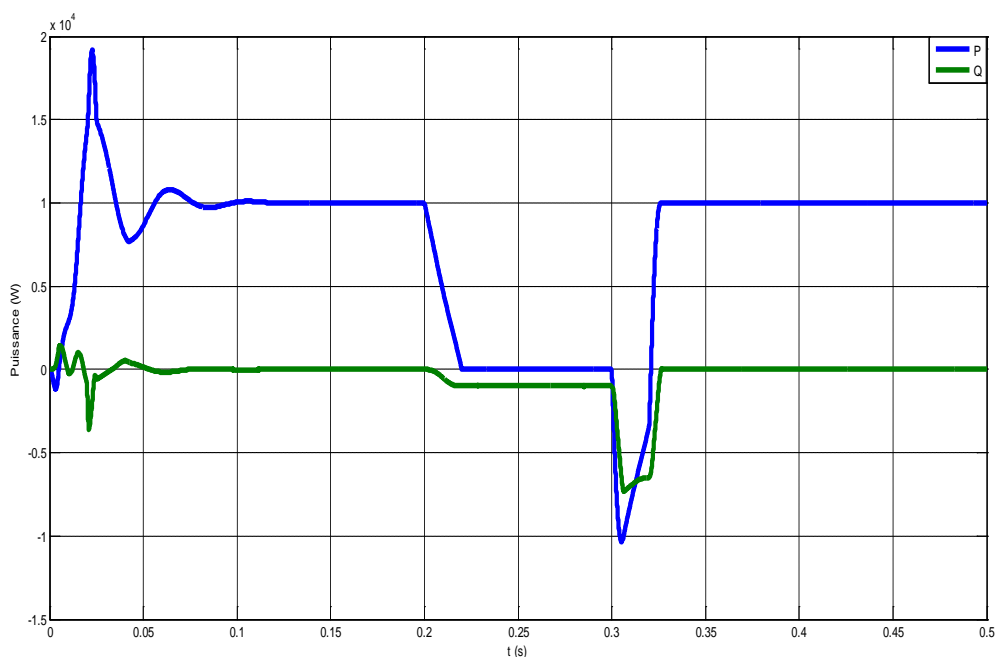
sur la figure 4.31 que la puissance active du réseau deviendra zéro, le réseau fournit seulement de la puissance réactive.



(b) : Puissances active et réactive du système photovoltaïque



(c) : Puissances active et réactive de la charge



(c) : Puissances active et réactive du réseau

Fig. 4.31 : Réponse du système à l'absence de la charge

IV.4.6.2. R E PONSE DU SYSTEME DANS LE REGIME DYNAMIQUE

- **La tension au niveau du lien DC après un changement de l'éclairement de 1000 W/m² à 400 W/m²**

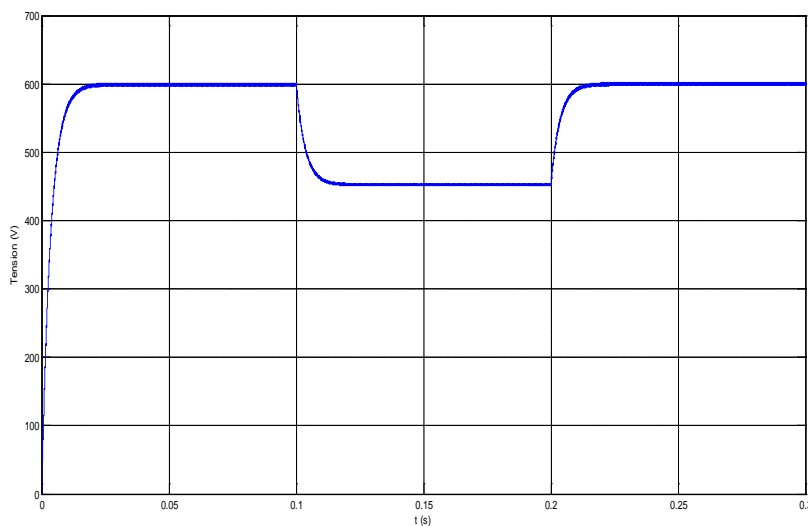


Fig.4.32 : Tension au lien DC après un changement de l'éclairement de 1000 W/m² à 400 W/m² et retour à 1000 W/m²

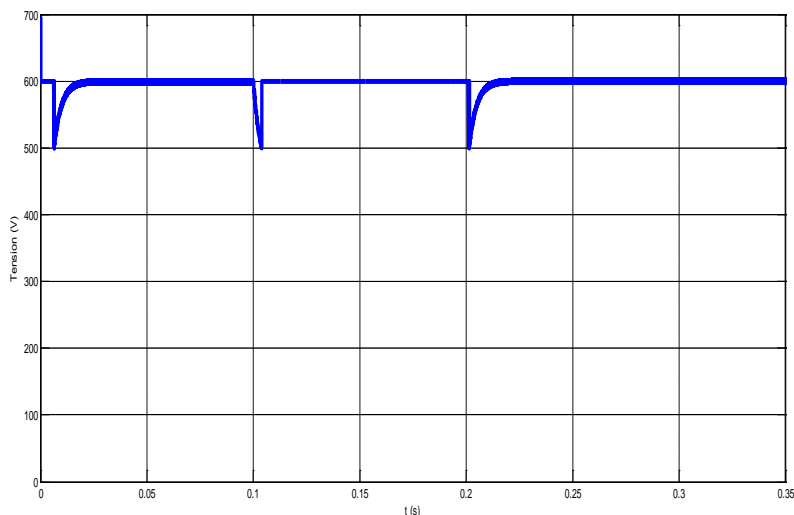


Fig.4.33 : Tension aux bornes de capacité d'entrée de l'onduleur après la compensation de la tension

La figure (4.32) représente la tension photovoltaïque après une diminution dans l'éclairement de 400 W/m^2 (de 1000 W/m^2 à 600 W/m^2) entre l'instant 0,1 s et 0,2 s , par conséquent la tension diminue jusqu'à 450 V , la figure (4.33) montre que le système de contrôle de la tension continue a maintenu la tension d'entrée de l'onduleur constante (600 V) afin d'assurer une connexion adéquate avec le réseau de distribution et la charge.

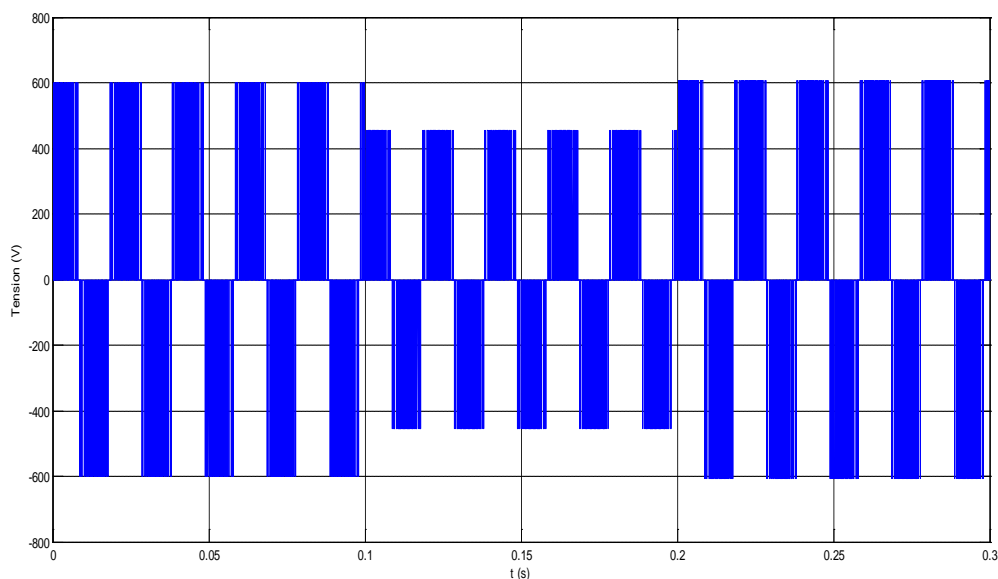


Fig.4.34 : Tension composée avant compensation lors d'un changement de l'éclairement

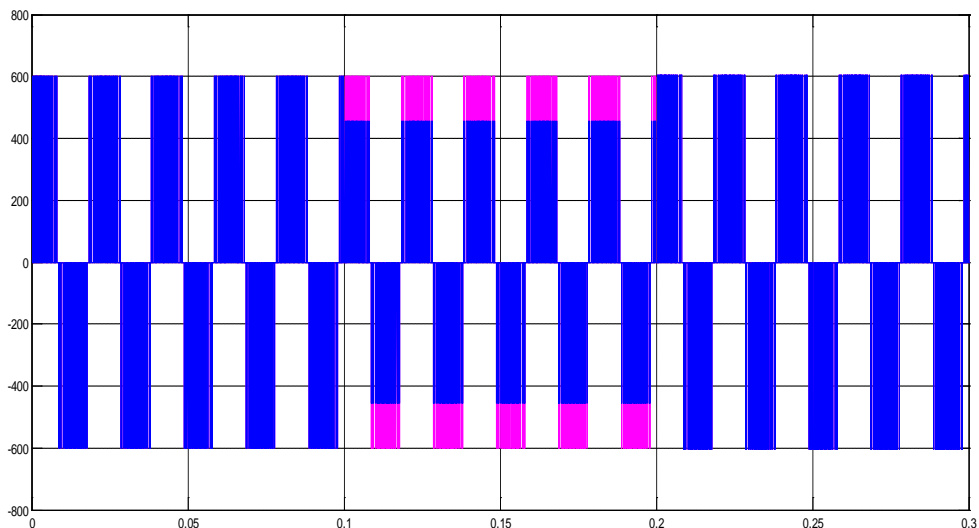


Fig.4.35 : Tension composée après compensation lors d'un changement de l'éclairément

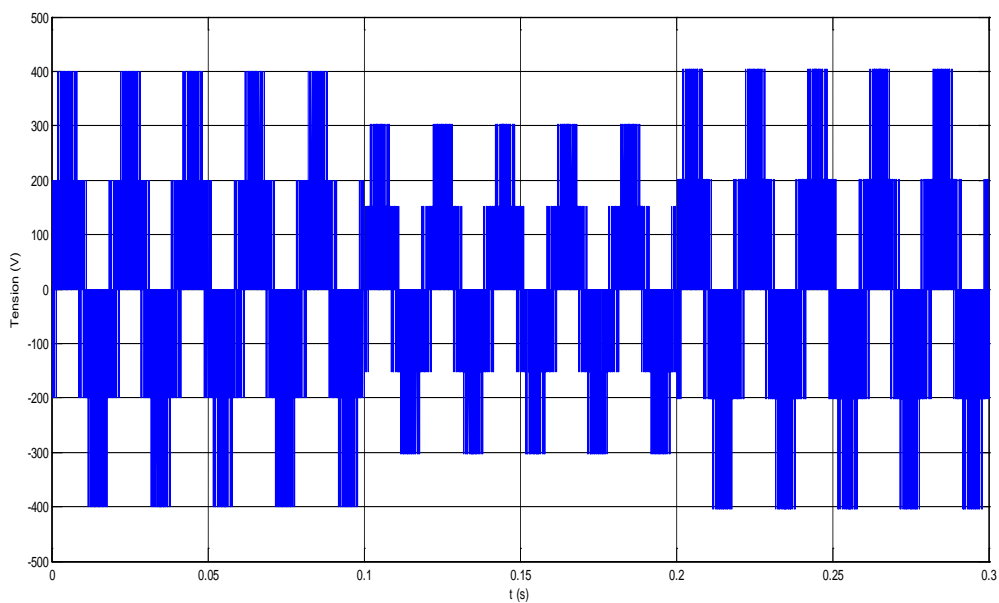


Fig.4.36: Tension simples avant compensation lors d'un changement de l'éclairément

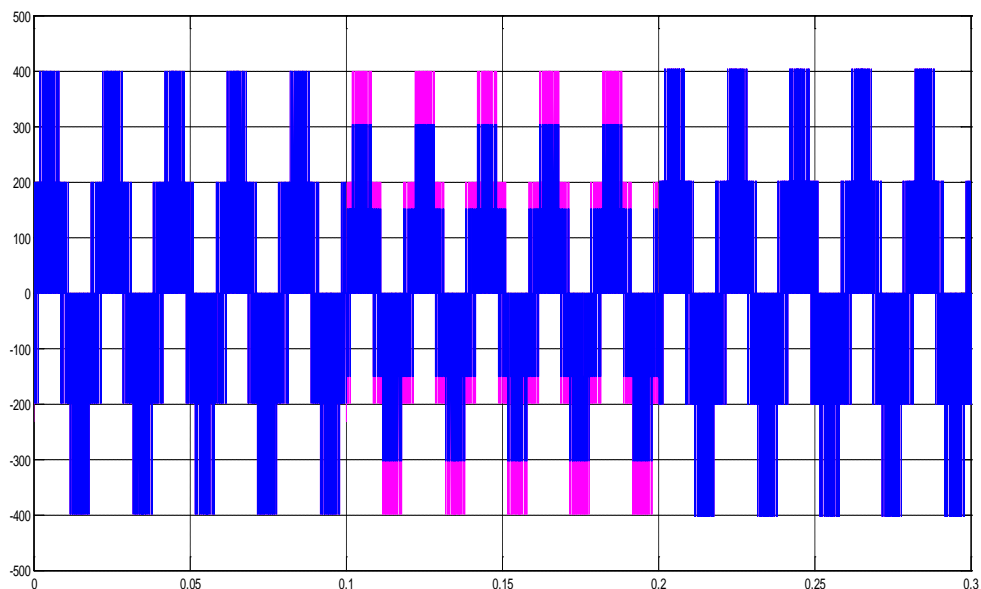


Fig.4.37: Tension simples après compensation lors d'un changement de l'éclairement

Les figure (4.34) au (4.37) représentent les tensions simples et composés avant et après compensation après la diminution de l'éclairement, il est complètement claire que la tension gardera sa valeur constante.

- Réponse du système en cas d'augmentation de la charge de 30 kW à 100 kW

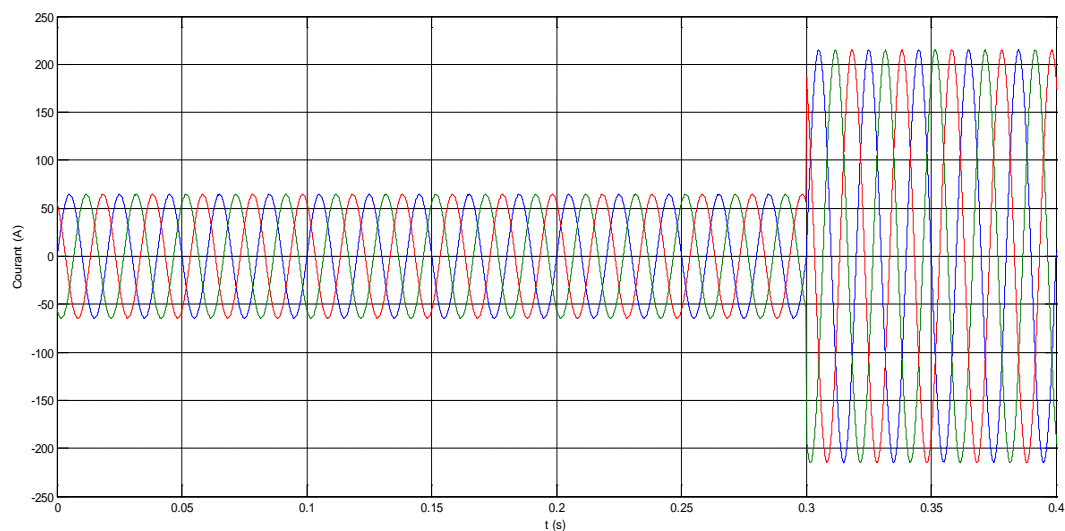


Fig.4.38 : Les courants de la charge

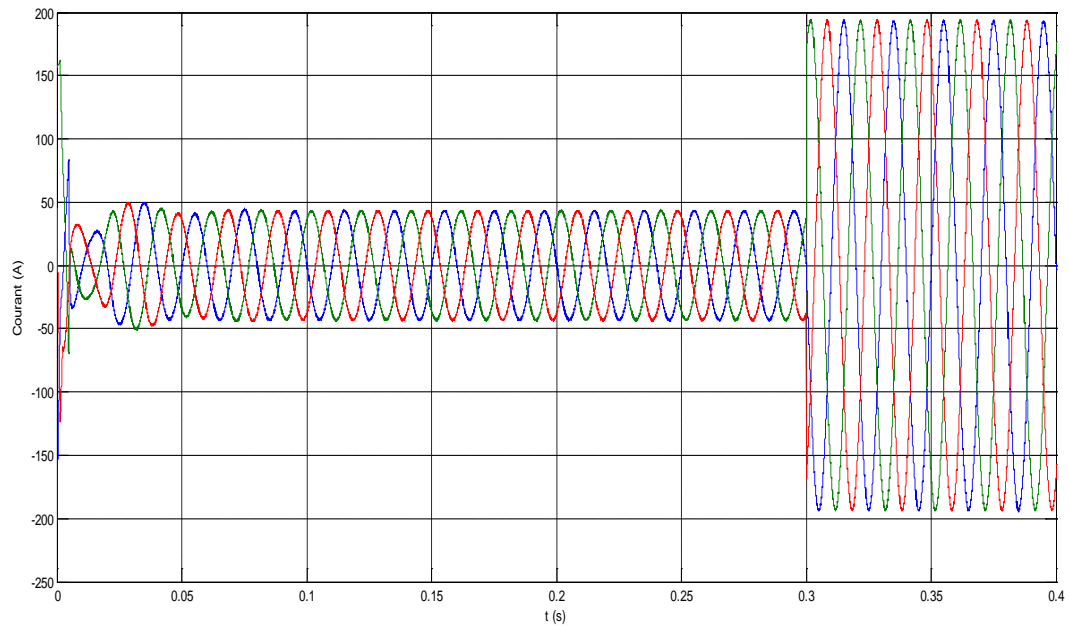


Fig.4.39 : Les courants du réseau

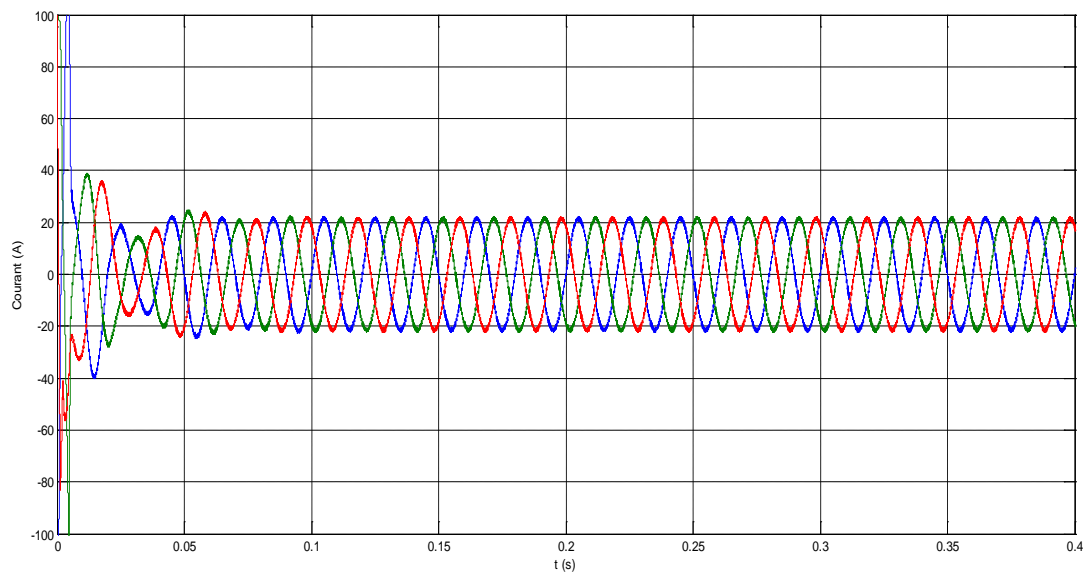
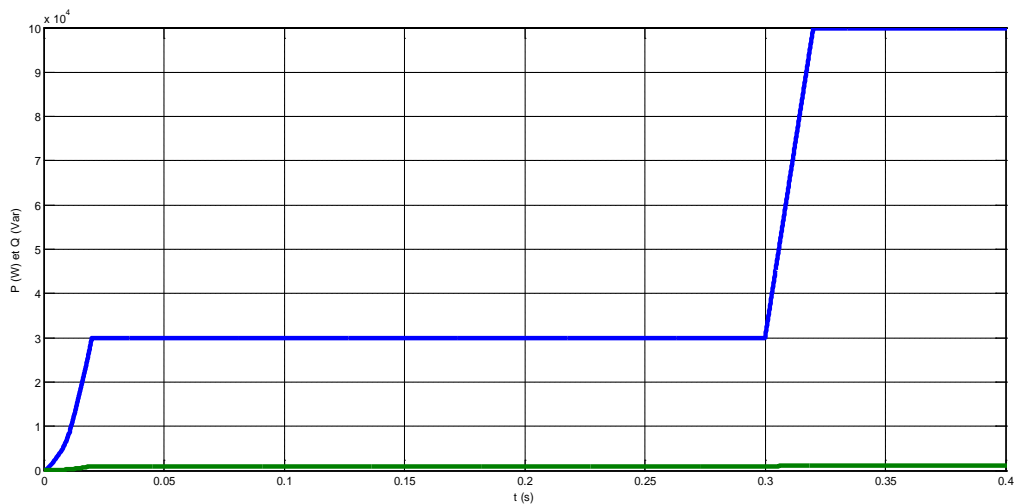
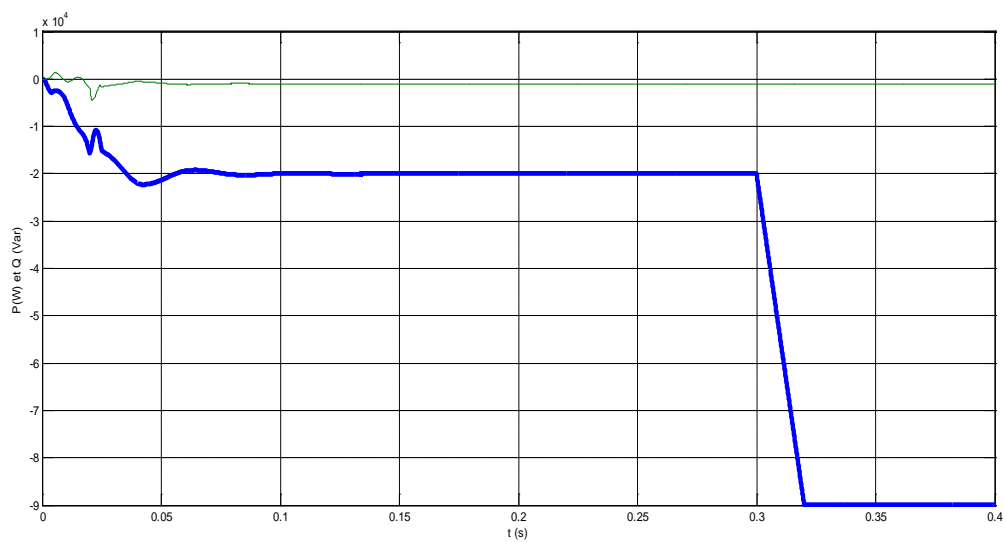


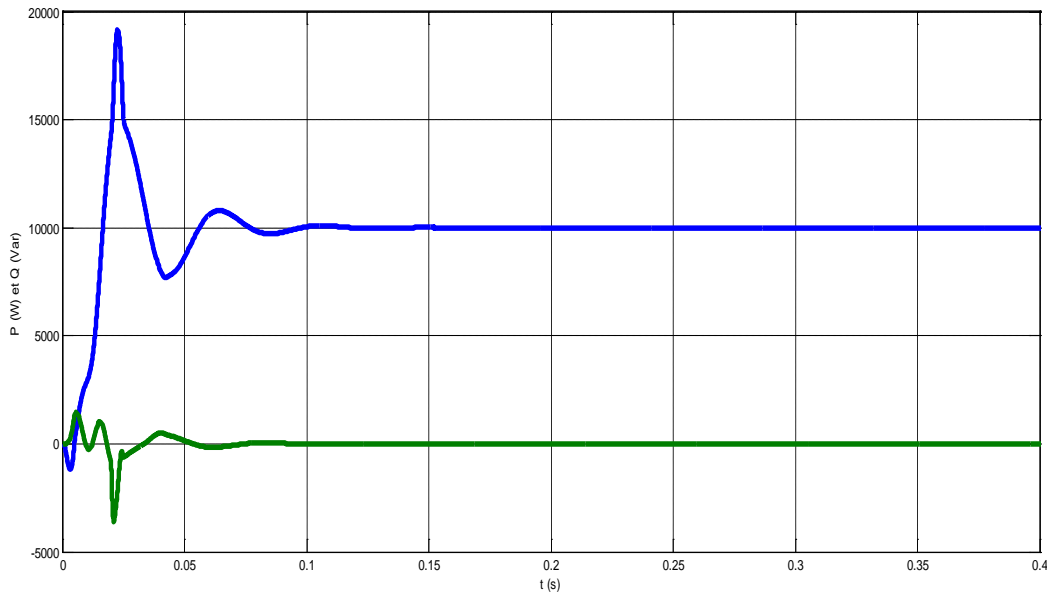
Fig.4.40 : Les courants sortant de l'onduleur de tension



(a) : Puissances active et réactive de la charge



(b) : Puissances active et réactive du réseau



(c): Puissances active et réactive du système photovoltaïque

Fig.4.41 : Réponse du système pour une charge de 100 kW

D'après ces courbes on peut déduire ce qui suit :

Sur le plan des courants circulant dans l'installation durant la phase où la charge est de 30 kW, il apparaît dans les figures (4.38, 4.39 et 4.40) que le courant du panneau photovoltaïque, de la charge et du réseau sont de : 22 A, et respectivement 60A et 48 A, après l'augmentation brusque de la puissance demandée à 100 kW traduite par la valeur 220 A à partir de l'instant 0.3 s, le courant du réseau s'élève à 195 A pour assurer cette augmentation.

Sur le plans des puissances, les figures 4.41 (a,b et c)) montrent que la puissance générée par le système photovoltaïque est constante, et se limite à 10 kW, donc c'est au réseau de distribution d'assurer cette augmentation, ce qui se traduit par la valeur de 90 kW après à l'instant 0.3 s, donc la puissance demandée par la charge est satisfaite à 100%.

IV.4.7. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et simulé les différents composants du système photovoltaïque connectés au réseau, tel que le générateur photovoltaïque, le hacheur, l'onduleur et la charge.

La commande et la connexion au réseau sont assurés par :

- 1- La synchronisation da la commande à travers un PLL

2- La méthode Watt-Var découplée est utilisée pour la régulation des courants de référence afin d'injecter le maximum de la puissance active au réseau électrique.

Le système de commande utilisé dans ce travail nous a permis de produire à travers le générateur photovoltaïque passant par l'onduleur de tension, des résultats qui s'adaptent aux conditions de raccordement des sources d'électricité indépendantes au réseau électrique de distribution, ce qui rend l'utilisation de ce type d'énergies renouvelables soit autonomes ou connectées au réseau une solution attirante pour régler les problèmes d'alimentation des zones rurales ou dans des endroits souffrant de surcharge ou d'une chute de tension.

Les résultats obtenus dans ce chapitre valident le modèle utilisé, et prouvent l'efficacité du système de contrôle proposé.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Le travail présenté dans cette thèse traite la thématique du couplage des systèmes photovoltaïques aux réseaux électriques de distribution.

Les problèmes écologiques provoqués par les sources d'énergie classiques, sont très inquiétants ; car l'environnement est menacé par la pollution et l'intensification de l'effet de serre. Par conséquent, la production de l'électricité par des moyens propres (non polluants) est devenue une nécessité primordiale afin de satisfaire l'alimentation électrique des futures générations. La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme source d'énergie électrique alternative.

Ainsi, après un bref rappel sur les ressources énergétiques conventionnelles et renouvelables, nous nous sommes intéressés aux chaînes de production photovoltaïque.

En ce qui concerne les générateurs photovoltaïques, un modèle mathématique basé sur les données expérimentales, pour la détermination des paramètres de la cellule solaire a été présenté et validé à travers la comparaison avec les courbes réelles des fiches techniques fournies par les constructeurs.

Compte tenu de la nature fluctuante de l'éclairement solaire, l'installation d'un système de poursuite du point de puissance maximale pour maximiser le rendement du système photovoltaïque est indispensable.

Le hacheur survolteur additivement à son activité principale s'agissant d'un adaptateur entre le générateur et le reste de l'installation, assure le suivi du point de puissance maximale (MPPT) et ce, par le réglage du rapport cyclique.

Un système de contrôle de la tension aux bornes de l'onduleur boucle est utilisé afin de résoudre le problème de réglage de la tension continue à l'entrée de l'onduleur de tension triphasé. Ce problème surgit en raison des caractéristiques non linéaires du générateur photovoltaïque.

Dans la réalité on distingue deux types des systèmes solaires :

- Avant de traiter le couplage au réseau, nous avons jugé utile d'étudier d'abord les systèmes autonomes ou hors réseau : La seule source qui existe est l'énergie

photovoltaïque alimentant différents types de charges dont le deuxième chapitre lui a été consacré. Est traité comme charge un dispositif de pompage entraîné par un moteur asynchrone, cette phase va nous permettre d'étudier convenablement les systèmes couplés au réseau.

- Les systèmes PV raccordés au réseau : le générateur photovoltaïque est raccordé directement au réseau de distribution.

Les études sur le couplage entre le photovoltaïque et d'autres sources d'énergies ont débutées en 2000 et ont portées sur la conception et la réalisation de générateurs d'énergie connectés aux réseaux électriques. Notre travail dans cette thèse se résume à ce qui suit :

Un convertisseur DC-DC fournissant une tension continue réglable et un convertisseur DC-AC commandé par la MLI qui la transforme en une tension alternative puis filtrée par l'intermédiaire d'un filtre LC, ce système sert à injecter de la puissance au réseau de distribution.

L'étude de ce type des systèmes nécessite une synchronisation des courants de référence, généralement la synchronisation est faite par l'intermédiaire d'un PLL plus ou moins évolué.

Le PLL a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale du réseau, assurant la commande par rapport à l'évolution des tensions du réseau en cas de diverse perturbation qui peuvent survenir sur le réseau (déséquilibre...).

L'identification et la régulation des courants de référence est indispensable afin d'injecter le maximum de puissance au réseau. Dans notre cas la méthode Watt-Var découplé est utilisée.

La commande de l'onduleur et des systèmes de production, déterminent le comportement principal de la production décentralisée sur le réseau basse tension.

Les technologies actuelles permettent une souplesse de commande importante et même de s'adapter aux défauts du réseau et ainsi de ne pas être déconnectée du réseau.

Le modèle a été testé par l'augmentation brusque de la charge et de son influence sur la production de l'électricité coté photovoltaïque et le réseau.

Conclusion générale

Ces premiers résultats encourageants nous motivent donc encore plus à poursuivre des travaux sur :

- 1- L'étude de l'effet de l'ombrage partiel sur le comportement de système photovoltaïque connecté au réseau
- 2- Une réalisation pratique permettre de tester les performances de la commande utilisée.

***REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES***

- [1] http://fr.wikipedia.org/wiki/Population_mondiale
- M. Djarallah, «Contribution à l'Etude des Systèmes Photovoltaïques Résidentiels Couplés au réseau Electrique», Thèse de Doctorat, département d'électrotechnique Université de Batna 2006.
- [2] Y. Riffonneau, « Gestion des Flux Energétiques dans un Système Photovoltaïque avec Stockage Connecté au Réseau », thèse de doctorat, Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble (G2Elab) université joseph fourier, 23 octobre 2009.
- [3] Programme D'Environnement Des Nations Unies (PENU), http://www.uniptie.org/energy/re/fact_sheet/
- [4] T. F. Wu, C. H. Chang, Y. K. Chen, « A multi-function photovoltaic power supply system with grid-connection and power factor correction features», IEEE 31st Annual conference on power electronics specialists PESC'2000, Vol. 3, PP. 1185-1190, 2000.
- [5] L. G. Leslie, «Design and analysis of a grid-connected photovoltaic generation system with active filtering function », Master thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University, March 2003.
- [6] O.Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur » Thèse de doctorat de l'École Normale Supérieure de Cachan,2002.
- [7] Site Internet, http://fr.wikipedia.org/wiki/Ressource_non_renouvelable.
- [8] B. Multon, O. Gergaud, G. Robin, and H. Ben Ahmed, «Consommation d'énergie et ressources énergétiques », Techniques de l'Ingénieur, D3900, 2003.
- [9] Site Internet de l'association de conseil en énergie et environnement de Franche- Comté, AJENA, <http://perso.wanadoo.fr/ajena/>
- [10] Key World Energy Statistics. International Energy Agency, 2011.
- [11] World Energy Outlook 2011. International Energy Agency, 2011 .
- [12] Observ'ER, « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde », Collection chiffres et statistiques, Onzième inventaire, Edition 2011.
- [13] C.Wang, « Modeling and control of hybrid Wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems», these PHD de Montana State University Bozeman, Montana, July 2006
- [14] Renewables Global Status Report - 2009 Update. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2009.
- [15] Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS), September 2011.
- [16] Kristen Ardani, National Survey Report of PV Power Applications in the United States 2011, National Renewable Energy Laboratory, Washington, DC 29585 USA, June 2012.
- [17] National Status Report 2011 –USA, IEA-PVPS.
- [18] European Commission. PV Status Report. Institute for Energy, 2009
- [19] J.C Muller. Électricité Photovoltaïque - Filières et Marché. Techniques de l'Ingénieur, BE8579, 2007.
- [20] Site Web : <http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm>.
- [21] Trends in Photovoltaics Applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010. International Energy Agency, 2010.
- [22] S.Astier, P.Chapoulie, D.Harribey, «Modélisation et contrôle d'un système autonome à générateur photovoltaïque. Application à l'energisation d'un véhicule électrique solaire ».
- [23] Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 3 360 .3,2007.
- [24] L.O.Herwig, « Photovoltaic Technology Advanced, Industry Progress, and Market Promise», Proc. Of the 1989 Annual Conference, American Solar Energy Society, 1989.

- [25] F.Bryan, «Simulation of grid-tied building integrated photovoltaic systems» M. S. Thesis Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison: 1998.
- [26] Laugier A. et Roger J.A, «Les photopiles solaires, du matériau au dispositif, aux applications», Éditions Technique et Documentation (1981). (1989).
- [27] A.L.Fahrench, R.H.Bube, «Fundamentals of solar cells», Academic Press, New York, 1983.
- [28] IEA - Compared assessment of selected environmental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities http://www.eupvplatform.org/fileadmin/Documents/Brochure-indicateurs_26_pays.pdf
- [29] Site internet <http://www.ines-solaire.com/solpv/page5.html>
- [30] Site Internet Rendement suivant les matériaux d'après ADEME : <http://www2.ademe.fr/servlet/getbin?name=D81E8795D5A60FDAA2A71629E1DFb0AC1142434136931.pdf>
- [31] Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 3 360 .3
- [32] EUROBSERV'ER. Baromètre Photovoltaïque. Systèmes Solaires - Le Journal du Photovoltaïque, Hors Série n.1, 2009
- [33] European Photovoltaic Industry Association and Greenpeace. Solar Generation V. Report EPIA, 2008.
- [34] R. Kaiser. Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems. Journal of Power Sources, vol.168 :58–65, 2007.
- [35] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. Solar Energy, vol.82 :354–367, 2008.
- [36] O. Gergaud. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. PhD thesis, École Normale Supérieure de Cachan, SATIE, 2002.
- [37] G. Gomez. Optimization of the photovoltaic-hydrogen supply system of a stand-alone remote-telecom application. International Journal Of Hydrogen Energy, vol.34 :5304–5310, 2009.
- [38] A. Labouret, P. Cumunel, J-P Braun et B. Faraggi, «Le livre des Cellules solaires : les bases de l'énergie photovoltaïque », (ETSF).
- [39] M.F.Shraif, « optimisation et mesure de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique ». Thèse de doctorat de l'université Paul Sabatier de toulouse. Rapport de LAAS N°02569 -2002
- [40] Site Internet : <http://www.guardian.co.uk/environment/2011/may/09/ipcc-renewable-energy-power-worldSite>.
- [41] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. Ruppert F, « modeling and circuit-based Simulation of photovoltaic arrays », Brazilian Journal of Power Electronics, 2009 vol. 14, no. 1, pp. 35--45, ISSN 1414-8862
- [42] M. T. Elhagry, A. A. T. Elkousy, M. B. Saleh, T. F. Elshatter, and E. M. Abou-Elzahab, «Fuzzy modeling of photovoltaic panel equivalent circuit», In Proc. 40th Midwest Symposium on Circuits and Systems, volume 1, pages 60–63, August 1997.
- [43] K. Khouzam, C. Khoon Ly, C.and Koh, and Poo Yong Ng, « Simulation and real-time modelling of space photovoltaic systems», In IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 24th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, volume 2, pages 2038– 2041, 1994.
- [44] H. S. Rauschenbach, « Solar Cell Array Design Handbook», Van Nostrand Reinhold, 1980.
- [45] I. Caluianu, G. Notton, I. Colda, S. Caluianu, and A. Damian, « Photovoltaic energy generation under partially shading conditions», In Proc. 8th International Symposium

- on Advanced Electromechanical Motion Systems. Electric Drives Joint Symposium ELECTROMOTION 2009, pages 1–6, July 1–3, 2009.
- [46] J. A. Gow and C. D. Manning, « Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies», *Electric Power Applications, IEE Proceedings*, 146(2):193–200, 1999..
- [47] K.Nishioka, N.Sakitani, Y.Uraoka, and T.Fuyuki, « Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration» , *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91(13):1222–1227, 2007.
- [48] C. Carrero, J. Amador, and S. Arnaltes, « A single procedure for helping PV designers to select silicon PV module and evaluate the loss resistances», *Renewable Energy*, 2007.
- [49] Wang Yi-Bo, Wu Chun-Sheng, Liao Hua, and Xu Hong-Hua, « Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system», In Proc. IEEE International Conference on Industrial Technology ICIT 2008, pages 1–6, 2008.
- [50] M.G. Villalva et All, « Modeling and Circuit-based Simulation of photovoltaic arrays», 10th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2009
- [51] France Lasnier and Tony Gan Ang, « Photovoltaic engineering handbook», Adam Hilger, 1990.
- [52] K. Chakrabarty and S. N. Singh, «Depletion layer resistance and its effect on i-v characteristics of fully- and partially-illuminated silicon solar cells», *Solid-State Electronics*, 39(4):577–581, April 1996.
- [53] Priyanka Singh, S.N. Singh, M. Lal, and M. Husain, «Temperature dependence of i-v characteristics and performance parameters of silicon solar cell», *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(12):1611–1616, December 2008.
- [54] Y. Yusof, S. H. Sayuti, M. Abdul Latif, and M. Z. C. Wanik, « Modeling and simulation of maximum power point tracker for photovoltaic system», In Proc. National Power and Energy Conference, PECon, pages 88–93, 2004
- [55] M. C. Glass, « Improved solar array power point model with SPICE realization», In Proc. 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, IECEC, volume 1, pages 286–291, August 1996.
- [56] France Lasnier and Tony Gan Ang, « Photovoltaic Engineering Handbook», Adam Hilger, 1990.
- [57] A. Driesse, S. Harrison, and P. Jain, « Evaluating the effectiveness of maximum power point tracking methods in photovoltaic power systems using array performance models», In Proc. IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC, pages 145–151, 2007.
- [58] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, «Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance», *Solar Energy*, 80(1):78–88, January 2006.
- [59] Q. Kou, S. A. Klein, and W. A. Beckman. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. *Solar Energy*, 64(1-3):33–40, September 1998
- [60] C. Carrero, J. Amador, and S. Arnaltes, « A single procedure for helping PV designers to select silicon PV module and evaluate the loss resistances», *Renewable Energy*, 2007.
- [61] F. Blaabjerg, F. Iov, R. Teodorescu, and Z. Chen, «Power electronics in renewable energy systems», In Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International, pages 1–17, 2006.

- [62] Svein Erik Evju, «Fundamentals of grid connected photo-voltaic power electronic converter design», Master's thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2007.
- [63] E. I. Ortiz-Rivera and F. Z. Peng, «Analytical model for a photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet», In Proc. IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, PESC, pages 2087–2091, 2005.
- [64] M. C. Glass, « Improved solar array power point model with SPICE realization», In Proc. 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, IECEC, volume 1, pages 286–291, August 1996.
- [65] R.C Campbell , «A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies», 39th North American Power Symposium, 2007. NAPS '07, pp.97 – 101, Sept. 30 2007-Oct. 2 2007.
- [66] Eckstein, Jurgen Helmut, «Detailed Modeling of Photovoltaic Components», M. S. Thesis Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison: 1990.
- [67] M. H. Rashid, Power Electronics Handbook, Academic Press, 2001.
- [68] E.Taymur, «Photovoltaics Systems Sizing», M. S. Thesis, The Ohio State University 2009
- [69] D. A. M. CARLOS, « Contrôle direct du couple d'une machine asynchrone alimentée par convertisseur multiniveaux a fréquence imposée », thèses doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, 15 Décembre 2000.
- [70] N. Mohan , «Power Electronics: Converters, Applications and Design»,Wiley, NJ, 2003.
- [71] J. Lesenne, F. Notelet, G. Seguir, «Introduction A L'électrotechnique Approfondie», Technique Et Documentation.11, Rue Lavoisier ,75737 Paris, 1981.
- [72] Chatlin, «Machine Electrique », presses Polytechnique normandes.1990
- [73] C.Canudas de wit, «Commande des moteurs asynchrones, optimisation discrétisation et observateurs», Paris, Hermès Science Publications, 2000, 286 p. ISBN 2-7462-0112-7.
- [74] D.R. Chouiter,«Conception et réalisation d'une commande robuste de machine asynchrone», Thèse CEGELY, Lyon, Ecole Centrale de Lyon, 1997, 192 p.
- [75] P. Barret, « Régime Transitoires des Machines Tournantes Electrique », Editions Eyrolles, Paris, 1986.
- [76] G. S. EDDIE, « modélisation et commande des moteurs triphasés », ellipses Edition Marketing S.A., 2000.
- [77] J. P.Caron, J. P.Hautier, « modélisation et commande de la machine asynchrone », Edition 1995.
- [78] J. Lesenne, Notelet. F., G. Seguir, « Introduction A L'électrotechnique Approfondie », Technique Et Documentation.11, Rue Lavoisier, Paris, 1981.
- [79] A.Hamidat, A,Hadj Arab, F.chenlo and M.A.Abella, «performances costs of the centrifugal and displacement pumps »,WREC1998, pp1951-1954.
- [80] F.Milsant, « l'électrotechnique et Electrotechnique de puissance », (Cours et problèmes) Edition ellipse 1993.
- [81] D.Weiner and. Evinson, « An optimal operation design of a photovoltaic dc motor coupled water puming system », electric machine and power system, 1996, Vol .24 N°24,
- [82] H.Suehrche, J.Apelbaum and B.Reshef, «Modelling a permanent magnet DC motor/centrifugal pump assembly in photovoltaic assembly in photovoltaic energy system », Solar Energy Vol.pp37-42 ,1997.

- [83] B.Azoui, « Modélisation and experimentation of low power photovoltaic system aimed to electrification of mountainous and isolated regions »,Thesis of magister, university of batna, Algeria, 1990.
- [84] N.Boubacar, « Conception Technico-economique d'un Système de Pompage autonome Photovoltaïque-Aerogenerateur », mémoire magister université de Montréal février 1999.
- [85] A. Djahbar, «Commande Vectoriel d'une Machines Asynchrone Alimentée en Tension», Ecole Nationale Polytechnique, 1995
- [86] S. Barkati, «Commande Robuste par Retour D'état d'une Machine Asynchrone», Thèse de Magister, ENP, 1997
- [87] J.caron J.Hautier, «Modélisation et Commande de la Machine Asynchrone», Technips-Paris, 1995
- [88] H. Bühler, «Electronique de Puissance», Presses Polytechniques Romandes, 1989
- [89] F. Messai, « Contribution à l' Etude d'une Génératrice à Réductance Variable»,Thèse de Magister, Institut d'électrotechnique Université mentouri constantine2009
- [90]C. Hua and C. Shen, «Study of maximum Power Point Tracking Techniques and Control of DC/DC Converters for Photovoltaic Power Systems», IEEE 29th Annual Power Electronics Specialists Conference, p.86-93, 1998
- [91]V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro , «Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems”, Solar Energy Materials & Solar Cells n°90 (2006), pp. 1555–1578
- [92] N. Takehara, S. Kurokami , «Power control apparatus and method and power generating system using them” Patent US 5.654.883. 1997
- [93]H.E.-S.A. Ibrahim, et al, «Microcomputer controlled buck regulator for maximum power point tracker for DC pumping system operates from photovoltaic system”, Fuzzy Systems Conference Proceedings, FUZZ-IEEE'99, 1999 IEEE International 1 (22–25) (1999),
- [94] M.A.S. Masoum, et al, «Optimal power point tracking of photovoltaic system under all operating conditions”, 17th Congress of the World Energy Council, Houston, TX, 1998
- [95]J.J. Schoeman, J.D. van Wyk, «A simplified maximal power controller for terrestrial photovoltaic panel arrays”, IEEE Power Electronics Specialists Conference. PESC '82 Record. New York, NY, 1982, pp. 361–367.
- [96] M. Abou El Ela, J. Roger, «Optimization of the function of a photovoltaic array using a feedback control system”, Solar. Cells: Their Science, Technology, Applications and Economics 13 (2) (1984) 185–195
- [97] T. Noguchi, et al, «Short-current pulse-based adaptive maximum power point tracking for a photovoltaic power generation system”, Elect. Eng. Japan 139 (1) (2002), pp. 65–72. pp. 406–411
- [98]YUN TIAM TAN, « Impact on the Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generation », thèse de doctorat, the university of Manchester institute of science and technology, February 2004.
- [99] T.Tafticht, K.Agbossou, «Development of a MPPT Method for Photovoltaic Systems », Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Volume 2, 2-5 May 2004 Page(s):1123 - 1126 Vol 2 .
- [100] Hohm D.P, Ropp M.E, «Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed», Electrical Engineering Department at South Dakota State University, Brookings

- [101] W. Kleinkauf, G. Cramer, and M. Ibrahim, «PV Systems Technology - State of the art developments and trends in remote electrification», SMA Technologie AG, Dec. 01, 2005.
- [102] M.J. de Wild-Scholten, E.A. Alsema, E.W. ter Horst, M. Bächler, and V.M. Fthenakis, «A Cost and Environmental Impact Comparison Of Grid-Connected Rooftop And Ground-Based Pv Systems», in 21th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4-8 Sep. 2006, pp. 1-7
- [103] M. Abella and F. Chenlo, «Choosing the right inverter for grid-connected PV systems», Renewable Energy World, vol. 7, no. 2, Mar-Apr. 2004, pp. 132-147
- [102] J.M. Carrasco et al , «Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey», IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, no. 4, Aug. 2006, pp. 1002-1016
- [103] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V.G. Agelidis, «Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview», in IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference, 23-27 Jun 2002, pp. 1995 - 2000
- [104] L. Protin, S. Astier, «Convertisseurs photovoltaïques», Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique
- [105] S. Bacha et D. Chatroux, «Systèmes photovoltaïques couplés au réseau Nouvelles Technologies de l'Energie », 1 - Chapitre X, 2006
- [106] I. Papic, P. Zunko, D. Povh and M. Weinhold, « Basic Control of Unified Power Flow Controller», IEEE Trans. On Power Systems, vol. 12, No. 4, pp.1734-1739, November 1997.
- [107] Soeren Baekhoej Kjaer, John K. Pedersen, and Frede Blaabjerg , «A Review of Single Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules », IEEE transactions on industry applications, vol. 41, no. 5 Septembre 2005
- [108] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme – Innovative Electrical Concepts Report IEA-PVPS T7-7:2001, 2001
- [109] M. Meinhardt, «Past, Present and Future of grid connected Photovoltaic and Hybrid Power Systems Power Engineering Society Summer Meeting », Volume 2, 16-20 Page(s):1283 – 1288, July 2000
- [110] Eduardo Román, Ricardo Alonso, Pedro Ibañez , «Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems», IEEE transactions on industrial electronics, vol. 53, no. 4, août 2006
- [111] Christoph Panhuber, «IEC and European inverter standards», http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/16_panhuber.pdf, 2004.
- [112] DKE - German Commission for Electrical, Electronic & Information Technologies of DIN and VDE. List of standards, drafts and specifications specially developed for PV applications. <http://www.vde.com>, 2010.
- [113] Sandia National Laboratories, « PV standards », <http://photovoltaics.sandia.gov/docs/pvstndrds.htm>.
- [114] M. Liserre , « Grid requirements to connect DPGS based on RES », http://www.tf.uni-kiel.de/etit/LEA/dl-open/vl_liserre/liserre_lecture_3.pps.
- [115] IEEE 1547-2003, «Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=8676>, 2003.
- [116] IEEE 929-2000 , « Recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems », <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=6743>, 2000.
- [117] IEEE 1374-1998 , « Guide for terrestrial photovoltaic power system safety », <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=5834>, 1998.

- [118] M.Fadel, « Lois de commande pour une alimentation AC/DC à absorption de courant sinusoïdal », 3EI 2000.
- [119] J.Lachaize, M.Fadel, S.Caux, P.Shott, L.Nicod, « Modelling and Control of a fuel cell system for electrical rail transport », EPE 2003 – Toulouse, France – Sept 2-4.
- [120] Kroutikova, N.; Hernandez-Aramburo, C.A.; Green, T.C, « State-space model of grid-connected inverters under current control mode », Electric Power Applications, IET, vol.1, no.3, pp.329-338, May 2007
- [121] Q.Jiang, et J.Brown, « Simulation of EMC performance of Grid connected PV Inverters », Proc. Of AUPEC'02, Univ. de Monash, Melbourne, Australie, Sept, 2002
- [122] A.Woyte, « Design issues of photovoltaic systems and their grid intergration », Phd thesis, Faculteit Toegepaste Wetenschappen, Katholieke Universiteit leuven, Begium 2003
- [123] G. Gay, (Direction) et al, « Les perturbations Electromagnétiques Basse et haute fréquence », Intersection, Le magazine Schneider Electric de l'enseignement technique et professionnel 2000, www.schneider-electric.com/fr/pdf/et152.pdf
- [124] S.Senini, et P. Wolfs, « Analysis and Comparison of New and Existing Hybrid Active Filter Topologies for Harmonic current Removal », Proc of AUPEC'99, Univ de Nothern territory, Australie, Sept 1999.
- [125] J. Woo Jung, « Project # Roject sine- PWM Inverter », PH.D Student, the OHIO state university.
- [126] IEEE, « Recommended practice for utility interface of photovoltaic systems », Technical report, IEEE Std, 2000
- [127] A.S. Khalifa, « Control and Interfacing of Three Phase Grid Connected Photovoltaic Systems », Master of Applied Science, Waterloo, Ontario, Canada, 2010
- [128] G.RAMI, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies Connectées au réseau électrique de distribution », Thèse de doctorat DE L'INP Grenoble
- [129] E.Gholipour Shahraki, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré; Nancy-I, Octobre 2003
- [130] Z. Ye, R. Walling, L. Garces, R. Zhou, L. Li, and T. Wang, « Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters », NREL, National Renewable Energy Laboratory,

ANNEXES

➤ **Caractéristique du module photovoltaïque KC200GT**

P_{max}	V_{mp}	I_{mp}	V_{oc}	I_{sc}	K_V	K_I	N_s
200W	26,3V	7,61A	32,9V	8,21A	$-1.23 \times 10^{-1} \text{ V}/^\circ\text{C}$	$3,18 \times 10^{-3} \text{ A}/^\circ\text{C}$	54

➤ **Caractéristique du module photovoltaïque Q6LM**

P_{max}	V_{mp}	I_{mp}	V_{oc}	I_{sc}	K_V	K_I	N_s
3.642	0.5119 V	7.1147A	0.6118 V	7.61A	$-0.0037 * V_{oc}$	$0.0005 * I_{sc}$	1

➤ **Caractéristique du module photovoltaïque MSX-83**

P_{max}	V_{mp}	I_{mp}	V_{oc}	I_{sc}	K_V	K_I	N_s
83W	17.1V	4.85A	21.2V	5.27A	$-(80 \pm 10) \text{ mV}/^\circ\text{C}$	$(0.065 \pm 0.015)\% / ^\circ\text{C}$	36

➤ **Paramètres de la machine asynchrone**

P(kW)	Ra(Ω)	Rr(Ω)	Ls(H)	Lr(H)	M(H)	J(kg/m ²)	f(Nm/m ²)	Wn (rad/s)	P
1.5	5.72	4.2	0.462	0.462	0.44	0.0049	0.0098	150	2

Réf : M. Mimouni, N. Mansouri, "Vectorial Command of an Asynchronous Motor Fed by a Photovoltaic Generator", *Renewable Energy* 29 (2004) 433–442

➤ **Pompe centrifuge**

$P_n = 559.5$ Wn=183,2595 rad/s, $C_1 = 4.9234e^{-4} \text{ m}/(\text{rad}/\text{s})^2$, $C_2 = 1,5825e^{-5} \text{ m}/((\text{rad}/\text{s})(\text{m}^3/\text{h}))$, $C_3 = -0,0410 \text{ m}/(\text{m}^3/\text{h})^2$

Réf : K.Benarbi et al, "A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system", *Solar Energy* 77 (2004) 203–216.

➤ **Paramètres du système photovoltaïque connecté au réseau**

1- Paramètres du réseau

Rr (Ω)	Lr (mH)	F (Hz)	Tension (V)
0.1	10	50	380/220

Réf ; Z.Teja, Z.Zhengming, "Design and control of three phases grid connected photovoltaic system with developed maximum power point tracking", IEEE,2008.

2- Contrôleur du lien capacitive DC

$K_p = 1, K_i = 460, C = 2000 \text{ uF}$

3-PLL

$K_p = 2.1, K_i = 5000$

4- Contrôleurs du courant

$K_p = 1.5, K_i = 4000$

5-Filtre LC

$L = 1.35 \text{ mH}, C = 50 \text{ uF}$

6- Charge RL

Puissance Active Max 100kW

ملخص

هذا العمل يقوم بدراسة نظام الطاقة الفوتونية من خلال نظامين ، غير مربوط بالشبكة الكهربائية و يستعمل في مجال ضخ المياه ، وكذلك تعقب نقطة الاستطاعة العظمى (MPPT) الطاقة في حالة تغير الاضاءة، كما تم التطرق الى الربط بالشبكة الكهربائية عبر المحولات الساكنة و مزودة بنظام مراقبة النقص في التوتر، كما تم التعرض الى تغيرات في الحمولة و اثرها على انتاج الكهرباء

Résumé

Ce travail porte sur l'étude de deux mode de fonctionnement des systèmes photovoltaïques, le premier c'est le système autonome non connecté au réseau électrique dont en applique le pompage photovoltaïque comme charge avec le suivi du point de fonctionnement maximum en cas de changement de l'éclairement solaire , et le deuxième est le système connecté au réseau électrique à travers les convertisseurs statiques avec un système de contrôle de la tension d'alimentation de l'onduleur qu'elle soit constante en cas de changement de conditions de fonctionnement (Eclairement), le sujet traite aussi l'augmentation brusque de la charge sur le comportement du système photovoltaïque et le réseau électrique.

Abstract

This work concerns the study of two operating process of the photovoltaic systems, the first is the stand alone system not connected to the electrical grid, this mode has been applied to a water pumping with an MPPT device that allows the optimization of the whole system even in case of variation in atmospheric conditions, the second is the system connected to the electrical grid through the power electronic inverters with a control system which ensures that the supply voltage of the inverter is constant even in the case of changing the operating conditions (Illumination...), the subject treats also the effect of sudden increase in the load on the behavior of the photovoltaic system and the electrical grid .