



Université de REIMS CHAMPAGNE-ARDENNE
Ecole Doctorale Sciences Technologies Santé 547



ECOLE NATIONALE d'INGENIEURS de SFAX
Ecole Doctorale Sciences et Technologies

THESE

présentée à

L'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax

en vue de l'obtention du grade de

Docteur en co-tutelle de l'Université de Reims Champagne-Ardenne

et de l'Université de Sfax

Discipline: Génie Electrique

par

Salim ABOUDA

(DEA – Electrotechnique)

CONTRIBUTION A LA COMMANDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES: APPLICATION AUX SYSTEMES DE POMPAGE

soutenue le 14 avril 2015, devant le jury composé de:

MM. Yassine KOUBAA	Professeur à l'ENI - Sfax	Président
Abdessattar CHAARI	Professeur à l'ENI - Sfax	Directeur de Thèse
Said DOUBABI	Professeur à la FS - Marrakech	Rapporteur
Najib ESSOUNBOULI	Professeur à l'IUT - Troyes	Directeur de Thèse
Mohamed Faouzi MIMOUNI	Professeur à l'ENI - Monastir	Rapporteur
Frédéric NOLLET	Maître de Conférences à l'IUT - Troyes	Examineur

N° attribué par la bibliothèque

[[[REI]]]]

Résumé

L'objectif des travaux présentés dans cette thèse est d'apporter une contribution à l'étude d'un système photovoltaïque fonctionnant à sa puissance maximale et énergétiquement autonome. Le cas étudié, dans cette thèse, concerne la commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque dans un site isolé. Dans ce sens, et pour que le système photovoltaïque fonctionne à sa puissance maximale, il doit comporter un étage d'adaptation associé à un algorithme MPPT. Dans notre étude, nous avons utilisé deux algorithmes MPPT, l'algorithme "Perturb and Observe" (P&O) puis l'algorithme "Increment of Conductance" (IncCond). Dans quelques applications industrielles, il est parfois nécessaire de maintenir la tension délivrée par le système photovoltaïque constante. Pour cela, un système de contrôle de cette tension est présenté. Les méthodes utilisées pour la simulation de ce système sont basées sur l'utilisation d'un régulateur PID, puis sur le contrôle par mode glissant, et enfin sur un contrôleur par logique floue. Ce système est testé pour une charge résistive puis pour le cas d'une pompe centrifuge entraînée par un moteur à courant continu à aimant permanent. Ensuite, nous avons étudié le cas d'une chaîne de pompage utilisant un moteur asynchrone triphasé comme moteur d'entraînement. Dans le but d'avoir la possibilité de régler le débit d'eau, et en se basant sur la caractéristique de proportionnalité entre la vitesse et le débit, la méthode de contrôle direct du couple, Direct Torque Control - DTC est utilisée pour la commande de la vitesse du moteur asynchrone.

Abstract

The aim of the work presented in this thesis is to contribute to the study of a photovoltaic system operating at its maximum power and energetically autonomous. The case studied in this thesis relates to the control of a chain of photovoltaic pumping in an isolated site. In this sense and for the PV system operates at its maximum power, it must include a converter associated with a MPPT algorithm. In our study, we used two MPPT algorithms, the algorithm “*Perturb and Observe*” (P & O), then the algorithm “*Increment of Conductance*” (IncCond). In some industrial applications, it is sometimes necessary to maintain the voltage delivered by the PV system constant. For this, a control system of this voltage is presented. The methods used for the simulation of this system are based on the use of a PID controller and the sliding mode control, and finally a fuzzy logic controller. This system was tested for a resistive load then for the case of a centrifugal pump driven by a permanent magnetic DC motor. Then we studied the case of a pumping chain using a three-phase induction motor as a drive motor. In order to be able to regulate the flow of water, the Direct Torque Control method “DTC” is used to control the speed of the induction motor because it is proportional with the water flow.

Remerciements

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont été menés conjointement au sein du Laboratoire des Sciences et Techniques de l'Automatique et de l'Informatique Industrielle (Lab-STA) à l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax et du Centre de Recherche en Sciences et Technologies de l'Information et de la Communication (CReSTIC-Troyes).

Je remercie chaleureusement Monsieur Najib ESSOUNBOULI, Professeur à l'Université de Reims, directeur de thèse, pour avoir assuré de manière agréable le suivi de mon travail et pour m'avoir fait profiter de son expérience. Ses compétences scientifiques, ses conseils, sa disponibilité et sa qualité humaine ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance au Professeur Abdessattar CHAARI, Professeur à l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax, en tant que co-directeur de thèse pour son soutien scientifique et humain tout au long de ce travail de recherche.

Je suis très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur Yassine KOUBAA, Professeur à l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax en acceptant de participer à ce jury. Je lui exprime toute ma reconnaissance pour l'intérêt porté à ce travail.

Nous remercions également Monsieur Frederic NOLLET, Maître de conférences à l'Université de Reims, d'avoir accepté de participer à mon jury comme examinateur.

Mes sincères remerciements à Monsieur Said DOUBABI, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de Marrakech, et Monsieur Mohamed Faouzi MIMOUNI, Professeur à L'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Monastir, d'avoir pris le temps de juger ce travail et de m'avoir fait l'honneur d'être rapporteurs de ma thèse.

A toutes les personnes appartenant ou non au Lab-STA et au CReSTIC, qui ont contribué de près ou de loin, directement ou indirectement à l'aboutissement de ce travail, trouvez ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Liste des Publications

Articles:

1- **Salim ABOUDA**, Frédéric NOLLET, Najib ESSOUNBOULI, Abdessattar CHAARI and Yassine KOUBAA, « *Voltage PID and Sliding Mode Control-SMC for a motor-pump voltage in a Photovoltaic- PV system based on MPPT controller*»; International Journal of Computer Applications (0975 – 8887); Volume 73– No.3, July 2013.

2- **Salim ABOUDA**, Frédéric NOLLET, Najib ESSOUNBOULI, Abdessattar CHAARI and Yassine KOUBAA, « *Design, Simulation and Voltage Control of Standalone Photovoltaic System Based MPPT: Application to a Pumping system*»; International Journal of Renewable Energy Research; Vol.3, No.3 (2013)

3- **Salim ABOUDA**, Frédéric NOLLET, Abdessattar CHAARI, Najib ESSOUNBOULI and Yassine KOUBAA, « *Direct Torque Control - DTC of induction motor used for piloting a centrifugal pump supplied by a photovoltaic generator*»; World Academy of Science, Engineering and Technology; Vol:80, 2013-11-01

Communications:

1- **Salim ABOUDA**, Abdessattar CHAARI, Najib ESSOUNBOULI and Yassine KOUBAA, « *Maximum power point tracker for photovoltaic module* » ; 10^{ème} conférence internationale des sciences et des techniques de l'automatique (STA'2009). Hammamet du 20 au 22 décembre 2009.

2- **Salim ABOUDA**, Frédéric NOLLET, Abdessattar CHAARI, Najib ESSOUNBOULI and Yassine KOUBAA, « *A DC/DC boost converter for photovoltaic application* »; 11^{ème} conférence internationale des sciences et des techniques de l'automatique (STA'2010). Monastir du 19 au 21 décembre 2010.

3- **Salim ABOUDA**, Frédéric NOLLET, Najib ESSOUNBOULI, Abdessattar CHAARI and Yassine KOUBAA, « *Voltage control of a photovoltaic system* »; 12^{ème} conférence internationale

des sciences et des techniques de l'automatique (STA'2011). Monastir du 18 au 20 décembre 2011.

4- Salim ABOUDA, Najib ESSOUNBOULI, Frédéric NOLLET, Abdessattar CHAARI and Yassine KOUBAA, « *Modeling and simulation of pumping system using PMDC motor fed by photovoltaic system with voltage control* »; 2nd International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA2012) Newcastle upon Tyne, UK, 25-27 Juin 2012.

5- Salim ABOUDA, Frédéric NOLLET, Abdessattar CHAARI, Najib ESSOUNBOULI and Yassine KOUBAA, « *Direct torque control of induction motor pumping system fed by a photovoltaic generator* »; The 2013 International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT'13). pp 404-408, IEEE, Hammamet du 6 au 8 Mai 2013.

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre 1 : Problématique de la production d'électricité dans le monde : Etat de l'art – Conversion photovoltaïque.....	6
1.1. Introduction	6
1.2. Production d'électricité dans le monde	7
1.4. Production d'électricité en Tunisie.....	11
1.5. Tendances d'énergie dans le monde	12
1.6. Le photovoltaïque dans le monde.....	13
1.7. Principe de la conversion photovoltaïque.....	14
1.8. Générateur photovoltaïque	17
1.8.1. Cellule photovoltaïque.....	17
1.8.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	20
1.8.2.1. Modèle à deux diodes :.....	20
1.8.2.2. Modèle à une diode :	21
1.8.3. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)	23
1.9. Module photovoltaïque.....	25
1.9.1. Modélisation sous Simulink	25
1.9.2. Caractéristique courant-tension ($I-V$) à ensoleillement et température variables	27
1.9.2.1. Influence de la température	27
1.9.2.2. Influence de l'ensoleillement	28
1.9.3. Caractéristique puissance-tension ($P-V$) à ensoleillement et température variables	29
1.10. Conclusion	30
Chapitre 2 : Conversion électrique et stockage de l'énergie	31
2.1. Introduction	31
2.2. Connexion GPV-charge.....	31
2.2.1. Connexion directe	31
2.2.2. Connexion via un étage d'adaptation	33
2.3. Système photovoltaïque.....	33

2.3.1. Constitution d'un système photovoltaïque	33
2.3.1.1. Cas d'un étage d'adaptation DC-DC.....	34
2.3.1.2. Cas d'un étage d'adaptation DC-AC.....	39
2.4. Stockage de l'énergie.....	43
2.4.1. Modélisation de la batterie	43
2.4.1.1. Modèle électrique simple de la batterie.....	43
2.4.1.2. Modèle CIEMAT	44
2.4.2. Régulation de la charge/décharge	46
2.4.2.1. Régulateur de type parallèle	47
2.4.2.2. Régulateur de type série	48
2.4.3. Simulation d'une chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque avec stockage. .	49
2.5. Conclusion	56
Chapitre 3 : Etude du fonctionnement à maximum de puissance.....	58
3.1. Introduction	58
3.2. Recherche du point de puissance maximale (MPPT).....	58
3.2.1. Principe.....	58
3.2.2. Différents types de commandes MPPT	59
3.2.2.1. Premières commandes MPPT	59
3.2.2.2. Commandes MPPT à algorithmes performants	60
3.2.2.3. Les commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité.....	65
3.2.2.4. Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue.	67
3.2.2.5. Les commandes MPPT basées sur les réseaux de neurones	67
3.3. Simulation de la recherche du point de puissance maximale	67
3.3.3.1. Algorithme « <i>Perturb and Observe</i> » (P&O).....	69
3.3.3.2. Algorithme « <i>Incrément de Conductance</i> » (IncCond).....	70
3.4. Simulation du système PV pour des variations de température et d'ensoleillement.....	71
3.4.1. Cas d'un ensoleillement constant et différentes valeurs de température	71
3.4.2. Cas d'une température constante et différentes valeurs de l'ensoleillement	72
3.4.3. Cas d'une température variable ou/et un ensoleillement variable.....	73
3.5. Simulation pour des variations brusques de la température ou/et de l'ensoleillement.....	75
3.6. Simulation pour des variations de la charge	78

3.7. Conclusion	79
Chapitre 4 : Etude de la chaine de pompage photovoltaïque.....	80
4.1. Introduction	80
4.2. Commande de la tension de sortie du système PV	81
4.2.1. <i>Cas d'une charge résistive</i>	82
4.2.1.1. Réglage de la tension avec un contrôleur PID	82
4.2.1.2. Réglage de la tension avec la méthode de modes glissants.....	82
4.2.1.3. Réglage de la tension avec la logique floue	85
4.2.1.4. Interprétation des résultats	88
4.2.2. <i>Cas d'un moteur à aimant permanent</i>	88
4.2.2.1. Modélisation du moteur à aimant permanent	89
4.2.2.2. Résultats de simulation.....	90
4.3. Commande de la chaine de pompage photovoltaïque	93
4.3.1. <i>Chaine de pompage photovoltaïque</i>	93
4.3.2. <i>Modélisation du moteur asynchrone</i>	94
4.3.3. <i>Modélisation de la pompe centrifuge</i>	97
4.3.4. <i>Simulation du système photovoltaïque</i>	98
4.3.5. <i>Commande directe du couple du moteur asynchrone</i>	99
4.3.5.1. Contrôle du flux statorique.....	100
4.3.5.2. Contrôle du couple électromagnétique.....	102
4.3.5.3. Modèle du vecteur tension de l'onduleur.....	103
4.3.5.4. Estimation du flux statorique et du couple.....	104
4.3.5.5. Résultats de simulation.....	105
4.4. Conclusion	107
Conclusion générale	108
Bibliographie	111

Table des figures

Figure 0.1. <i>Mix énergétique primaire dans le monde en 2009 (Source : Agence internationale de l'énergie, édition 2011)</i>	1
Figure 1.1. <i>Production d'électricité par nombre d'habitant (année 2012)</i>	7
Figure 1.2. <i>Structure de la production d'électricité dans le monde (année 2012)</i>	8
Figure 1.3. <i>Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde (année 2012)</i>	9
Figure 1.4. <i>Taux de croissance annuel moyen</i>	9
Figure 1.5. <i>Structure de la production Tunisienne en 2012</i>	11
Figure 1.6. <i>Ressources et consommation d'énergie primaire en Tunisie</i>	11
Figure 1.7. <i>Prévisions des besoins en énergies renouvelables jusqu'au 2050 (Source Aspo)</i>	12
Figure 1.8. <i>Puissances crêtes PV raccordées par pays durant l'année 2012 (GW) pour 80% du marché mondial (Source EPIA)</i>	13
Figure 1.9. <i>Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM</i>	15
Figure 1.10. <i>Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM. Source NREL solar spectrum</i>	15
Figure 1.11. <i>Structure d'une cellule photovoltaïque</i>	17
Figure 1.12. <i>Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque</i>	19
Figure 1.13. <i>Modèle électrique équivalent à deux diodes de la cellule photovoltaïque</i>	20
Figure 1.4. <i>Modèle électrique équivalent à une diode de la cellule photovoltaïque</i>	21
Figure 1.15. <i>Modèle électrique équivalent simplifié de la cellule photovoltaïque</i>	22
Figure 1.16. <i>Caractéristique résultante d'un groupement de n_s cellules en série</i>	24
Figure 1.17. <i>Caractéristique résultante d'un groupement de n_p cellules en parallèle</i>	24
Figure 1.18. <i>Architecture d'un panneau photovoltaïque avec diodes de protection, et activation de la diode by-pass lors de la défaillance d'une cellule</i>	25
Figure 1.19. <i>Modèle du panneau photovoltaïque</i>	26
Figure 1.20. <i>Sous-système du panneau photovoltaïque</i>	26
Figure 1.21. <i>Courbes (I-V) pour une température variable et un ensoleillement de $1\text{Kw}/\text{m}^2$</i>	28

Figure 1.22. Courbes (I-V) pour un ensoleillement variable et une température de 25°C.....	28
Figure 1.23. Courbes (P-V) pour une température variable et un ensoleillement de 1Kw /m ²	29
Figure 1.24. Courbes (P-V) pour un ensoleillement variable et une température de 25°C.....	29
Figure 2.1. Connexion directe GPV-Charge.....	32
Figure 2.2. Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.	32
Figure 2.3. Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.	33
Figure 2.4. Schéma de base d'un convertisseur boost	35
Figure 2.5. Schéma de base d'un convertisseur buck	36
Figure 2.6. Schéma de base d'un convertisseur buck-boost	38
Figure 2.7. Onduleur central	40
Figure 2.8. Onduleur string	41
Figure 2.9. Onduleur intégré au panneau.....	42
Figure 2.10. Onduleur multi-string.....	43
Figure 2.11. Modèle R-C de la batterie	44
Figure 2.12. Schéma équivalent de la batterie dans le modèle CIEMAT.....	44
Figure 2.13. Régulateur parallèle	47
Figure 2.14. Régulateur série.....	48
Figure 2.15. Principe de la charge en fonction de l'état de recharge	49
Figure 2.16. Chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque	49
Figure 2.17. Etat de charge de la batterie (R=100Ω).....	50
Figure 2.18. Tension de la batterie (R=100Ω)	51
Figure 2.19. Etat de charge de la batterie (R=10Ω)	52
Figure 2.20. Tension de la batterie (R=10Ω)	52
Figure 2.21. Etat de charge de la batterie (R=1Ω)	53
Figure 2.22. Tension de la batterie (R=1Ω)	53
Figure 2.23. Etat de charge de la batterie (R=100Ω, C=60 Ah).....	54
Figure 2.24. Tension de la batterie (R=100Ω, C=60 Ah).....	55

Figure 2.25. <i>Etat de charge de la batterie (R=1Ω, C=60 Ah)</i>	55
Figure 2.26. <i>Tension de la batterie (R=1Ω, C=60 Ah)</i>	56
Figure 3.1. <i>Chaine de conversion photovoltaïque avec convertisseur statique contrôlé par une commande MPPT</i>	59
Figure 3.2. <i>Principe de la première commande MPPT numérique</i>	60
Figure 3.3. <i>Relation entre la puissance et le rapport cyclique</i>	61
Figure 3.4. <i>Algorithme de la commande Hill Climbing</i>	61
Figure 3.5. <i>Caractéristique puissance–tension d’un panneau photovoltaïque</i>	62
Figure 3.6. <i>Algorithme de la méthode P&O</i>	63
Figure 3.7. <i>Algorithme de la méthode Incrément de conductance</i>	65
Figure 3.8. <i>Système photovoltaïque muni d’une commande MPPT</i>	68
Figure 3.9. <i>Recherche du MPPT pour T=25°C et E variable</i>	69
Figure 3.10. <i>Recherche du MPPT pour E=100W/m² et T variable</i>	70
Figure 3.11. <i>Recherche du MPPT pour T=25°C et E variable</i>	70
Figure 3.12. <i>Schéma synoptique du système photovoltaïque étudié</i>	71
Figure 3.13. <i>Tension d’entrée Vin (E=1Kw/m²)</i> Figure 3.14. <i>Courant d’entrée Iin (E=1Kw/m²)</i>	71
Figure 3.15. <i>Tension de sortie Vo (E=1Kw/m²)</i> Figure 3.16. <i>Courant de sortie Io (E=1Kw/m²)</i>	72
Figure 3.17. <i>Tension d’entrée Vin (T=25°C)</i> Figure 3.18. <i>Courant d’entrée Iin (T=25°C)</i>	72
Figure 3.19. <i>Tension de sortie Vo (T=25°C)</i> Figure 3.20. <i>Courant de sortie Io (T=25°C)</i>	73
Figure 3.21. <i>Vin (T=25°C, E variable)</i> Figure 3.22. <i>Iin (T=25°C, E variable)</i>	74
Figure 3.23. <i>Vin (E=1Kw/m², T variable)</i> Figure 3.24. <i>Iin (E=1Kw/m², T variable)</i>	74
Figure 3.25. <i>Vin (T et E variables)</i> Figure 3.26. <i>Iin (T et E variables)</i>	74
Figure 3.27. <i>Vin & Vo (variation de l’éclairement)</i>	75
Figure 3.28. <i>Pin & Po (variation de l’éclairement)</i>	75
Figure 3.29. <i>Vin & Vo (variation de la température)</i>	76
Figure 3.30. <i>Pin & Po (variation de la température)</i>	76
Figure 3.31. <i>Vin & Vo (variation de l’éclairement et de la température)</i>	77
Figure 3.32. <i>Pin & Po (variation de l’éclairement et de la température)</i>	77

Figure 3.33. <i>Vin (charge variable)</i>	Figure 3.34. <i>Vo (charge variable)</i>	78
Figure 3.35. <i>Pin (charge variable)</i>	Figure 3.36. <i>Po (charge variable)</i>	78
Figure 4.1. <i>Schéma synoptique du système photovoltaïque</i>		81
Figure 4.2. <i>Tension de sortie Vo (PID)</i>		82
Figure 4.3. <i>Structure d'un convertisseur boost</i>		83
Figure 4.4. <i>Tension de sortie Vo (SMC)</i>		84
Figure 4.5. <i>Schéma synoptique du contrôleur flou pour convertisseurs DC-DC</i>		85
Figure 4.6. <i>Tracés de la fonction d'appartenance de l'erreur e.</i>		86
Figure 4.7. <i>Tracés de la fonction d'appartenance du changement de l'erreur de.</i>		86
Figure 4.8. <i>Tracés de la fonction d'appartenance du rapport cyclique.</i>		87
Figure 4.9. <i>Tension de sortie Vo (FLC)</i>		88
Figure 4.10. <i>Modèle du moteur à courant continu à aimant permanent</i>		90
Figure 4.11. <i>Tension de sortie Vo (PID)</i>		91
Figure 4.12. <i>Tension de sortie Vo (SMC)</i>		91
Figure 4.13. <i>Tension de sortie Vo (FLC)</i>		92
Figure 4.14. <i>Chaine de pompage photovoltaïque</i>		93
Figure 4.15. <i>Courant statorique</i>	Figure 4.16. <i>Courant rotorique</i>	98
Figure 4.17. <i>Vitesse du moteur</i>	Figure 4.18. <i>Couple électromagnétique</i>	99
Figure 4.19. <i>Schéma de base de la commande DTC d'un moteur asynchrone</i>		100
Figure 4.20. <i>Evolution du vecteur Φ_s dans le repère (α, β)</i>		102
Figure 4.21. <i>Vecteurs de tension V_s</i>		104
Figure 4.22. <i>Courant statorique</i>	Figure 4.23. <i>Courant rotorique</i>	106
Figure 4.24. <i>Vitesse du moteur</i>	Figure 4.25. <i>Couple électromagnétique</i>	106
Figure 4.26. <i>Le débit d'eau</i>		106

Liste des tables

Table 1.1. <i>Caractéristiques Production d'énergie solaire pour l'année 2012</i>	9
Table 1.2. <i>Performances des différentes filières silicium</i>	17
Table 1.3. <i>Caractéristiques électriques du module photovoltaïque</i>	26
Table 2.1. <i>Seuils de basculement de la batterie</i>	49
Table 4.1. <i>Tableau des règles de l'erreur (e) et du changement de l'erreur (de)</i>	87
Table 4.2. <i>Tableau comparatif des résultats de simulation pour une charge résistive</i>	88
Table 4.3. <i>Tableau comparatif des résultats de simulation pour un module de pompage</i>	92

Nomenclature

GPV : générateur photovoltaïque

PV : photovoltaïque

AM : Air Mass

PPM : Point de Puissance Maximale

MPPT: Maximum Power Point Tracking

DC: Direct current

AC: Alternating current

P&O: Perturb and Observe

IncCond: Increment of Conductance

V_{oc} : Tension de circuit ouvert [V]

I_{cc} : Courant de court-circuit [A]

E : Niveau d'éclairement (ou d'irradiation) [W/m^2]

I_0 : Courant de saturation de la diode [A]

n : Le facteur de non idéalité de la jonction de la diode

K : La constante de Boltzmann

T : La température effective de la cellule [$^{\circ}K$]

q : La charge de l'électron [C]

n_s : Nombre de cellules en série

n_p : Nombre de cellules en parallèle

G : Conductance du GPV

D : Rapport cyclique

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion

I_{opt} : Courant Optimal

V_{opt} : Tension Optimale

V_{in} : Tension à l'entrée du convertisseur statique

V_o : Tension à la sortie du convertisseur statique

PID : Proportionnel Intégral Dérivé

SMC : Sliding Mode Control

FLC : Fuzzy Logic Control

e : Erreur

\dot{e} : Changement de l'erreur

C_e : couple électromagnétique du moteur

C_r : couple de charge (ou couple résistant)

ω : vitesse de l'arbre du moteur

EDC : Etat de charge de la batterie

Introduction générale

Durant ces dernières décennies, la consommation énergétique est en croissance dans toutes les régions du monde. En effet, d'après l'agence internationale de l'énergie, la demande mondiale d'énergie pourrait augmenter de 45 % d'ici l'an 2030, en raison du développement démographique et de l'industrialisation de pays comme la Chine et l'Inde dont le nombre d'habitants dépasse les 2 milliards, ce qui augmente la consommation d'électricité par habitant. Actuellement, la grande partie de la production de l'énergie électrique est basée sur des ressources non renouvelables comme le charbon, le gaz naturel et le pétrole, qui représente 81% de la production énergétique dans le monde en 2009 (figure 0.1.) ce qui entrainera dans les quelques prochaines décennies un risque d'épuisement de ces ressources. En plus, la croissance de la demande d'énergie se traduit généralement par une fluctuation du prix du pétrole dans le marché mondial.

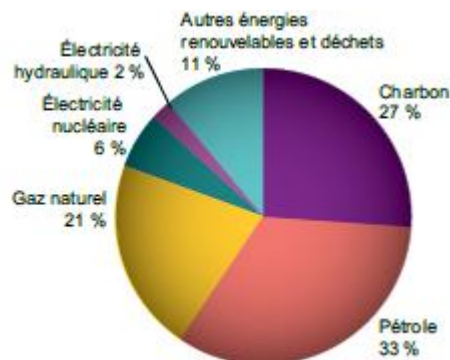


Figure 0.1. *Mix énergétique primaire dans le monde en 2009 (Source : Agence internationale de l'énergie, édition 2011)*

D'autre part, ce type de ressources d'énergie entraîne des conséquences néfastes sur l'environnement. Par exemple, pour les hydrocarbures et le charbon, l'émission de gaz à effet de serre générée quotidiennement est très importante provoquant l'augmentation de la pollution et des perturbations climatiques. Toujours d'après l'agence internationale de l'énergie, les émissions mondiales de CO₂ dues à la combustion d'énergie s'établissent à 29 milliards de tonnes de CO₂ en 2009, dont 41 % par la Chine et les Etats-Unis seules, alors que les émissions mondiales de CO₂ dues à la production d'électricité s'élèvent à 11,8 milliards de tonnes de CO₂. Pour pallier à ces problèmes, il est nécessaire de chercher d'autres solutions

pour augmenter la production de l'énergie en limitant l'impact négatif sur l'environnement. Une première solution consiste à diminuer la consommation énergétique, d'où l'apparition sur le marché des appareils de faible consommation de classe A ou A+ (réfrigérateurs, lave-linge, ampoules basse consommation,...). En parallèle à ces solutions, le développement de nouvelles sources d'énergies propres et renouvelables est nécessaire. Le soleil, le vent, la biomasse, la mer, ... sont des ressources naturelles inépuisables et facilement exploitables pour générer de l'énergie électrique, disponibles en quantité supérieure aux besoins énergétiques actuels de l'humanité. Comme exemple, d'après l'Agence Internationale de l'Energie, une surface de 145000km² (4% de la surface des déserts arides) de panneaux photovoltaïques peut satisfaire les besoins énergétiques du monde entier. En plus le Soleil envoie chaque année à la surface de la terre à peu près 10 000 fois plus d'énergie que la consommation mondiale.

Aujourd'hui, l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne présente le taux de croissance le plus élevé. Leur développement au niveau résidentiel et industriel est considérable, surtout en Chine, en Europe et aux Etats-Unis. En effet, l'énergie éolienne présente les avantages suivants :

- La surface occupée au sol est peu importante,
- L'énergie éolienne est une énergie propre (pas d'émissions de gaz à effet de serre);
- La surface immense disponible en mer où le vent est pratiquement constant.

De même les avantages de l'énergie photovoltaïque sont :

- La production de cette électricité renouvelable n'émet pas de gaz à effet de serre,
- La lumière du soleil est disponible partout et inépuisable,
- L'électricité photovoltaïque peut être produite d'une manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.

Si on compare les avantages de ces deux types de sources d'énergie, on peut dire que l'énergie photovoltaïque est privilégiée par rapport à l'éolienne, car sa production journalière est quasi-régulière, tandis que l'éolienne est trop intermittente à cause de l'activité des vents.

Il existe deux solutions pour monter une installation photovoltaïque : le photovoltaïque site isolé et le photovoltaïque connecté au réseau. La solution photovoltaïque site isolé est utilisée lorsqu'il est impossible de s'alimenter à travers le réseau public d'électricité. Cette solution présente l'avantage d'avoir une autonomie électrique complète vis-à-vis du réseau public. Son

inconvenient est que l'installation doit être dimensionnée en fonction des besoins énergétiques ; un bilan énergétique précis doit donc être fait par un professionnel sur site et le coût de l'installation dépend essentiellement de la puissance demandée. En plus, les batteries nécessitent un entretien régulier, pour prolonger leur durée de vie.

Pour le système photovoltaïque connecté au réseau, le propriétaire devient producteur de l'électricité. L'énergie produite par les panneaux est injectée dans le réseau par l'intermédiaire d'un compteur de production. Ce système présente l'avantage d'être simple car il n'y a pas de batteries de stockage de l'énergie.

La conversion de l'énergie solaire photovoltaïque en énergie électrique s'effectue par des cellules photovoltaïques. Ce phénomène de conversion est basé sur le principe de l'effet photovoltaïque, ainsi une cellule exposée à la lumière produit une force électromotrice dont la valeur varie en fonction du matériau utilisé. L'association série/parallèle des cellules photovoltaïques constitue un générateur photovoltaïque (GPV) dont la caractéristique courant-tension est non linéaire. Cette caractéristique, qui présente un point de puissance maximale (PPM), est fonction de la température et de l'ensoleillement du GPV. Pour que le point de fonctionnement, qui dépend de la charge alimentée par le GPV, soit au voisinage du PPM, un étage d'adaptation doit être introduit entre le générateur et la charge. Plusieurs algorithmes de contrôle proposés dans la littérature pour la recherche du PPM, appelés commande MPPT (maximum power point tracking) lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique. Dans de nombreuses applications industrielles, il est nécessaire parfois d'avoir un système de réglage de la tension délivrée par le système photovoltaïque fonctionnant toujours à sa puissance maximale ; nous avons étudié dans cette thèse quelques techniques de contrôle de la tension de sortie du convertisseur.

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications de l'énergie solaire photovoltaïque dans les sites isolées. Cette technologie est en développement et caractérisée par un coût graduellement en baisse. La première génération des systèmes de pompage solaires utilise des moteurs à courant continu à aimant permanent, surtout pour les applications à des basses et moyennes hauteurs. Ces dernières années, le moteur asynchrone est de plus en plus utilisé pour les applications de pompes solaires à cause de sa simplicité, sa robustesse et son faible prix. La chaîne de pompage étudiée dans notre cas, dotée d'une commande MPPT, utilise un

moteur asynchrone, entraînant une pompe centrifuge, qui est muni d'un système de contrôle de la vitesse afin d'avoir la possibilité de régler le débit d'eau.

Dans ce manuscrit, nous commençons tout d'abord par présenter un état d'art sur les problématiques de la production de l'énergie électrique dans le monde dans le premier chapitre. Pour cela, nous donnerons la structure de la production d'électricité dans le monde et celle de l'électricité renouvelable. La tendance de l'énergie dans le monde et la production de l'énergie photovoltaïque dans le monde seront présentées. Ensuite nous rappellerons le principe de la conversion photovoltaïque, le fonctionnement d'une cellule et la constitution d'un GPV. Après avoir fait la modélisation sous l'environnement MATLAB-Simulink du GPV, nous présentons les simulations des caractéristiques courant-tension et puissance-tension du GPV en fonction de la variation des paramètres météorologiques (température et ensoleillement).

Dans le chapitre 2, les problèmes de connexion GPV-charge et la nécessité d'un étage d'adaptation sont évoqués. En effet, pour que le GPV fonctionne à sa puissance maximale, un étage d'adaptation doit être inséré entre la source et la charge. Pour cela, les différentes topologies des convertisseurs DC-DC et DC-AC seront étudiées. En plus, et dans le but d'assurer en permanence l'énergie quelle que soit les conditions météorologiques, une étude sur les problèmes de stockage et les régulateurs de charge et décharge est envisagée.

Le chapitre 3 est consacré à l'étude des différents types d'algorithmes de recherche du point de puissance maximale rencontrés dans la littérature. Dans notre étude, les algorithmes « *Perturb and Observe* » (P&O) et « *Incrément de Conductance* » (IncCond) sont utilisés. Ensuite, la deuxième partie de ce chapitre est consacrée à la simulation du système photovoltaïque pour des variations climatiques pour voir le comportement du système surtout lors de la variation brusque de la température ou/et de l'ensoleillement et de la charge.

Pour avoir une tension constante délivrée par le système photovoltaïque, nous présentons en premier lieu dans le chapitre 4, une technique de commande utilisant trois méthodes de contrôle basées sur un régulateur PID, les modes glissants et la logique floue. Nous étudierons le cas d'une charge résistive puis le cas d'une unité de pompage composée d'une pompe centrifuge entraînée par un moteur à courant continu à aimant permanent. Dans un second lieu, nous étudierons une chaîne de pompage à courant alternatif. Dans cette

chaine, nous utiliserons un moteur asynchrone triphasé alimenté par un onduleur triphasé comme outil d'entraînement de la pompe centrifuge. La commande de la vitesse du moteur est aussi envisagée. Ainsi, pour extraire le maximum de puissance du GPV, la chaine de pompage doit comporter une commande MPPT.

Chapitre 1 : Problématique de la production d'électricité dans le monde : Etat de l'art – Conversion photovoltaïque

1.1. Introduction

La production d'énergie électrique est faite principalement à base d'énergies fossiles et de combustible d'origine nucléaire. La consommation excessive de ces énergies, durant le 20ème siècle, qui deviennent de plus en plus rares malgré la croissance de la demande mondiale en énergie, a conduit à une pollution aggravée de l'atmosphère. Etant donné que cette forme d'énergie couvre la plus grande partie de la production énergétique actuelle, il s'avère nécessaire de trouver d'autres solutions pour prendre la relève. La contrainte est donc d'avoir une source d'énergie économique, durable et peu polluante, car la protection de l'environnement est devenue aussi un point très important. Plusieurs recherches ont été menées dans le domaine des énergies renouvelables, telles que la production d'électricité par le vent et la transformation d'énergie solaire.

L'énergie solaire est disponible en abondance sur toute la surface de la terre, malgré une diminution importante à la traversée de l'atmosphère; la quantité qui arrive au sol reste assez importante. On peut ainsi compter sur 1000 W/m² crête dans les zones tempérées et jusqu' à 1400 W/m² lorsque l'atmosphère est faiblement polluée. Actuellement, la technologie photovoltaïque devient de plus en plus avancée, les éléments de base sont des cellules ou des panneaux photovoltaïques qui convertissent le rayonnement solaire en courant électrique ; on parle alors de l'effet photovoltaïque. Malgré le progrès technologique, l'inconvénient de cette énergie réside dans le faible rendement et le coût élevé par rapport aux autres formes d'énergies.

Dans ce chapitre, nous présenterons tout d'abord un état de l'art sur les problématiques de la production électrique dans le monde. Dans ce sens, nous donnerons un état sur la structure de la production d'électricité et celle de l'électricité renouvelable, ainsi que la tendance de l'énergie dans le monde. Ensuite nous étudierons le principe de base de l'effet photovoltaïque

et les principaux éléments constituant un module PV et leur modèle électrique en simulant les caractéristiques courant-tension pour des variations de la température ou de l'ensoleillement d'un panneau photovoltaïque sous l'environnement Matlab-Simulink.

1.2. Production d'électricité dans le monde

L'énergie électrique représente un facteur indispensable pour le développement économique dans le monde entier. En effet, le progrès technologique dans l'industrialisation et dans le confort de la vie moderne explique l'augmentation de son importance. La production d'électricité par nombre d'habitants permet donc d'avoir une idée claire concernant les écarts de développements entre les différentes régions du monde. Cependant, en 2012, l'Amérique du Nord est la région où on produit le plus d'électricité (14167 KWh/hab/an.), ce qui représente approximativement le double de la production de l'Europe de l'Ouest (6646 KWh/hab/an.), plus que trois fois que l'Europe centrale (4411 KWh/hab/an), plus que quatre fois qu'en Asie de l'Est et du Sud-Est (3400 KWh/hab/an), encore plus de huit fois plus qu'en Afrique du Nord (1771 KWh/hab/an) et de l'ordre de trente fois qu'en Afrique subsaharienne (490 kWh/hab/an) (Observ'ER, 2013).



Figure 1.1. Production d'électricité par habitant en 2012 (Source : Observ'ER, 2013)

1.3. Production d'électricité d'origine renouvelable

La production d'électricité renouvelable a atteint 20,8% de la production d'électricité mondiale en 2012 (4699,2 TWh). Les combustibles fossiles restent les plus utilisés pour la production de l'électricité mondiale (68,1%) comme le montre la figure 1.2.

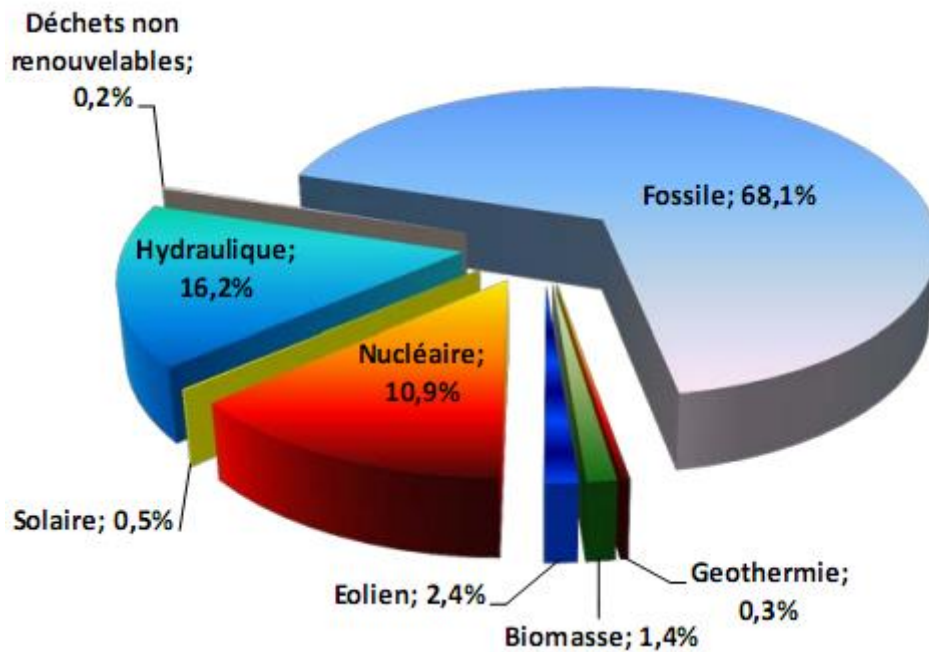


Figure 1.2. Structure de la production d'électricité dans le monde en 2012 (Source: *Observ'ER, 2013*)

Les sources qui représentent les énergies renouvelables sont : l'hydroélectricité qui contribue de 78% en 2012, l'énergie éolienne (11,4%), la biomasse (6,9%), le solaire (2,2%), la géothermie (1,5%) et les énergies marines (0,01%), (voir figure 1.3).

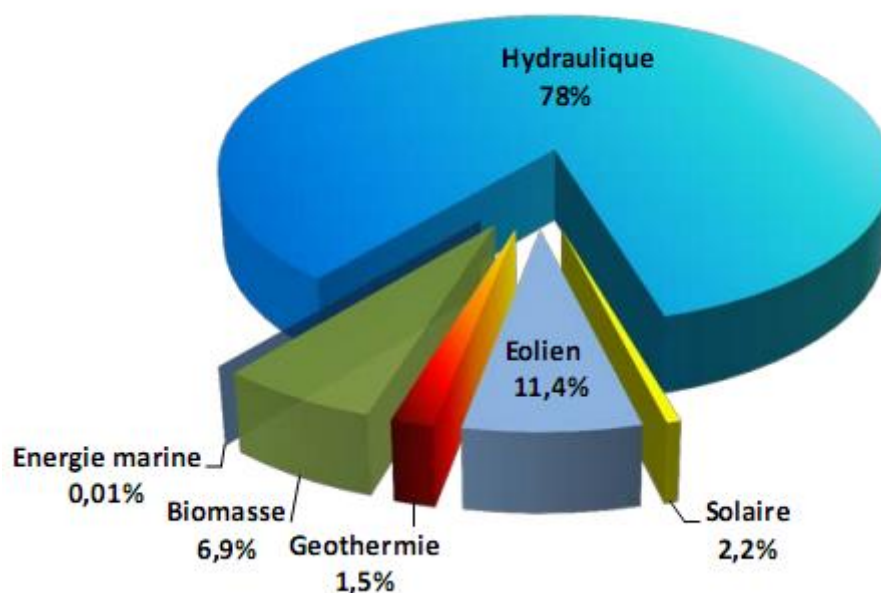


Figure 1.3. Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde en 2012 (Source : Observ'ER, 2013)

Entre 2002 et 2012, la production d'électricité renouvelable a passé de 2960,1 TWh à 4699,1 TWh, soit une croissance moyenne annuelle de 4,7%. Une analyse détaillée par filières, montre que le taux de croissance moyen annuel de la production d'électricité solaire est de +50,6%, celui de la filière éolienne représente +26,1%, alors que la croissance pour la biomasse est de +8,3%. La figure 1.4 illustre le taux de croissance annuel moyen pour la période 2002-2012 (Observ'ER, 2013).

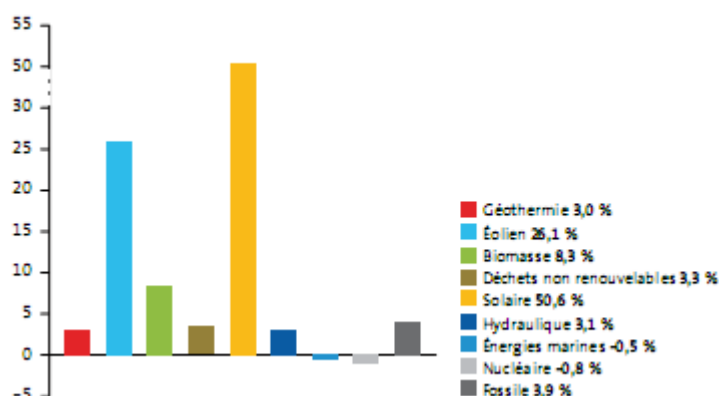


Figure 1.4. Taux de croissance annuel moyen 2002-2012 (Source : Observ'ER, 2013)

Vu que notre domaine d'intérêt repose sur les systèmes photovoltaïques, dans ce qui suit nous allons décrire la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. En effet, cette filière est basée sur deux technologies. La technologie des panneaux photovoltaïques dans laquelle on utilise les propriétés des semi-conducteurs qui génère un courant électrique en présence de la lumière. La seconde technologie est celle des centrales solaire thermique, qui consiste à utiliser des miroirs pour concentrer le rayonnement solaire sur un point focal permettant d'avoir des températures très élevées allant de 400 à 1000°C pour produire l'électricité.

Le solaire photovoltaïque est utilisé soit pour des applications connectées au réseau, c'est le cas des centrales solaires terrestres de grande puissance et des centrales installées sur les bâtiments, soit pour des applications autonomes où la connexion au réseau n'est pas possible. Le solaire photovoltaïque connecté au réseau représente l'essentiel de la production mondiale d'électricité solaire. Le tableau 1.1 montre la production d'énergie solaire en TWh pour l'année 2012 dans les principaux pays producteurs d'électricité.

Table 1.1. Principaux pays producteurs d'électricité *solaire en 2012* (Source : *Observ'ER, 2013*)

Pays	Production (TWh)	Part production mondiale
Allemagne	28	26,8%
Italie	18,9	18%
Etats-Unis	15	14,3%
Espagne	11,9	11,4%
Japon	7,2	6,9%
Chine	5,2	5%
France	4,1	3,9%
République Tchèque	2,2	2,1%
Belgique	1,7	1,6%
Australie	1,5	1,4%
Reste du monde	9	8,6%
Monde	104,5	100%

1.4. Production d'électricité en Tunisie

La production tunisienne de l'électricité s'appuie à 98,4% sur les combustibles fossiles. Le reste (1,6%) est assuré par l'énergie renouvelable composée par l'hydraulique (0,6%), l'éolienne (0,9%) et le photovoltaïque (0,01%). La figure 1.5 représente la structure de la production de l'électricité en 2012.

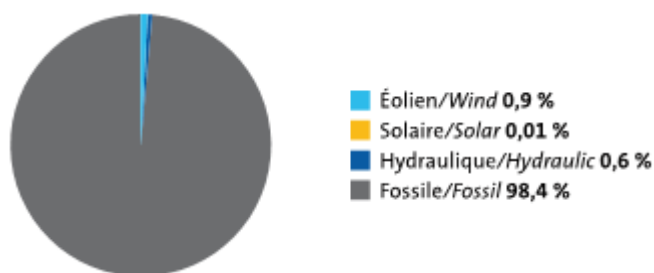


Figure 1.5. Structure de la production Tunisienne en 2012 (Source : Observ'ER, 2013)

Concernant le bilan énergétique de la Tunisie, il a passé par une situation excédentaire entre les années 1990 et 1994, puis vers une situation d'équilibre pour la période 1994-2000, mais depuis l'année 2001 la situation est devenue déficitaire comme le montre la figure 1.6.

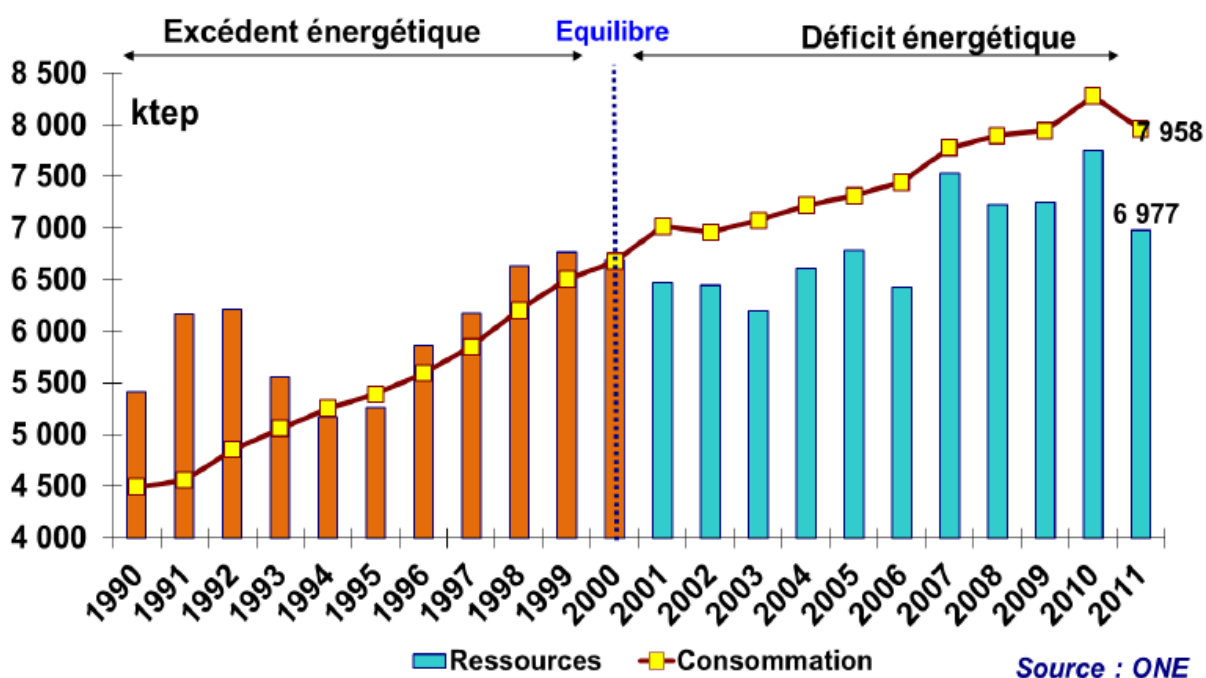


Figure 1.6. Ressources et consommation d'énergie primaire en Tunisie

Ainsi, pour améliorer sa production en électricité, la Tunisie estime développer un important axe méditerranéen d'échange de l'électricité en s'appuyant sur son potentiel solaire. A savoir que le rayonnement moyen est de 1600 KWh/m²/an au Nord et de 2600 KWh/m²/an au Sud, avec un nombre d'heures d'exposition assez important de 2700 h/an au Nord et de 3600 h/an au Sud. En plus le programme du plan solaire tunisien comporte la réalisation de 40 projets d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelable pour la période 2010-2016.

1.5. Tendances d'énergie dans le monde

Les énergies d'origine fossile sont menacées d'épuisement à court ou moyen terme. Il est donc indispensable de mettre en place des mesures d'économie, de récupération, et de recyclage pour remédier à ce problème. Plusieurs estimations des stocks et d'épuisement d'énergie existent. Les scénarios de production d'énergie de l'Association for Study of Peak Oil, (Aspo) est illustré par la figure 1.7.

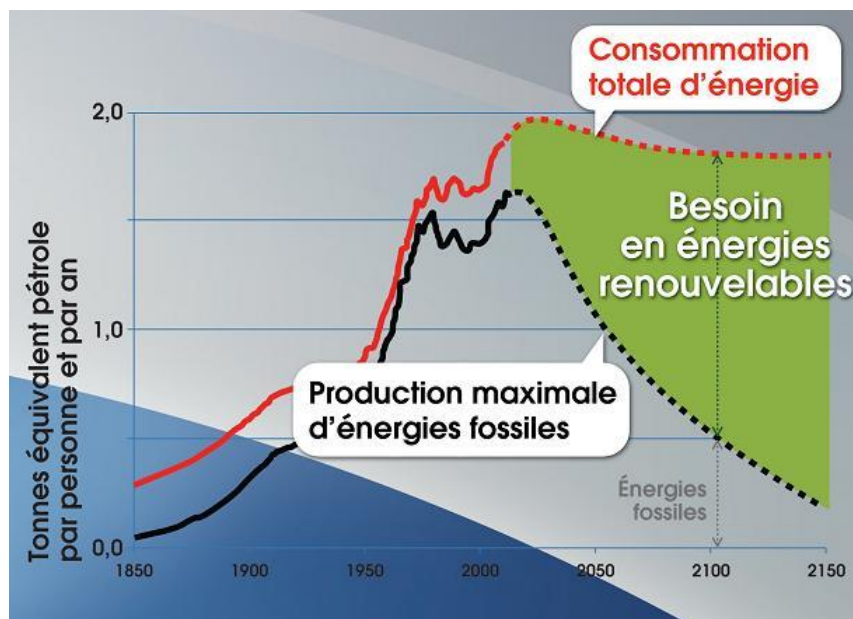


Figure 1.7. Prévisions des besoins en énergies renouvelables jusqu'au 2150 (Source Aspo)

Cette figure montre la production d'énergies fossiles par habitant et par an et la consommation d'énergie totale (fossiles + renouvelables). On remarque bien que la courbe qui représente la production rapportée à la population mondiale, présente un maximum vers ou avant l'année 2020, puis décroît : la cause est que la production n'est plus capable de

satisfaire la demande. Alors que la zone verte, écart entre la consommation totale d'énergie et la production d'énergies fossiles, indique le besoin en énergies renouvelables.

En conséquence, les besoins en énergie augmentent et les stocks d'énergies fossiles diminuent. Pour cela, et afin de répondre au besoin mondial en énergie, les recherches sur les énergies renouvelables sont accentuées. L'énergie solaire, qui est disponible sur toute la planète avec une quantité énorme, représente l'un des énergies qui répond à cette demande. En effet, pour une journée ensoleillée, les radiations solaires sur la terre peuvent atteindre 3000W/m^2 selon le lieu. C'est pour cela que la plupart des pays du monde ont introduit l'énergie solaire dans leur politique énergétique.

1.6. Le photovoltaïque dans le monde

D'après les statistiques éditées par EPIA (European Photovoltaic Industry Association) pour l'année 2012, la puissance photovoltaïque installée dans le monde a dépassé la barre de 100GW avec une croissance moyenne de l'ordre de 35% par an depuis 1998. Dans ce contexte, et durant l'année 2012, le marché annuel mondial du photovoltaïque a été concentré sur 8 pays qui ont produit 80% de la puissance installée pendant cette année: l'Allemagne, suivie par la Chine, l'Italie, les Etats Unis, le Japon, la France, l'Australie et l'Inde comme le montre la figure 1.8.

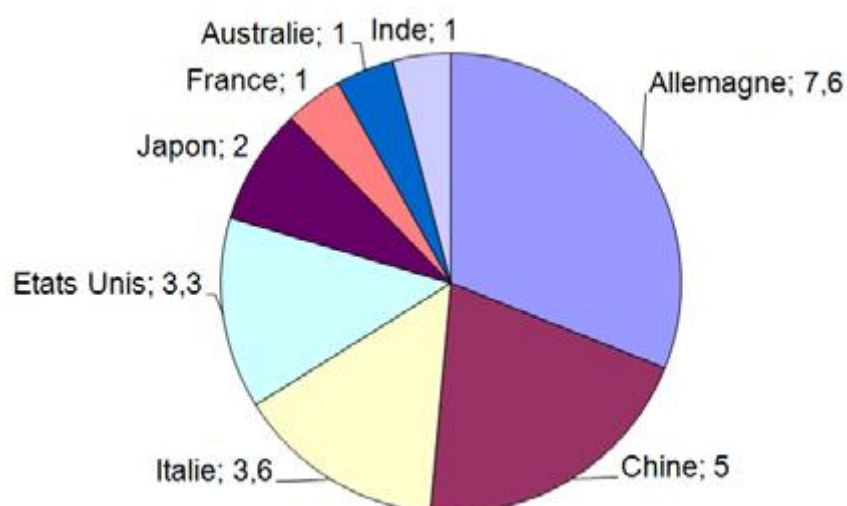


Figure 1.8. Puissances crêtes PV raccordées par pays durant l'année 2012 (GW) pour 80% du marché mondial (Source EPIA).

Les prévisions de croissance de l'énergie photovoltaïque dans le monde en 2014, qui sont publiées par le cabinet américain IHS en décembre 2013, montrent que les capacités supplémentaires qui seront installées durant cette année devraient dépasser 40 GW. Dans cette croissance, le Japon va occuper la deuxième place après la Chine.

Cependant, IHS prévoit aussi que 4 pays de l'Union Européenne seront parmi les 10 principaux pays développant l'énergie photovoltaïque en 2014 : l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie et la France. En effet, dans l'Union Européenne, l'Allemagne est le pays qui dispose du plus grand parc photovoltaïque, avec 35,7 GW, alors que la capacité du parc français est de 4,2GW.

Malgré la croissance du marché photovoltaïque dans le monde, la production électrique développée par les panneaux photovoltaïques reste encore très faible dans les mix électriques nationaux. A titre d'exemple, durant l'année 2013, la production photovoltaïque allemande a permis de satisfaire 5,3% de la consommation intérieure électrique. Pour la France, l'énergie photovoltaïque générée, durant les mois de juillet et août 2013, ne représente que 1,5% de la production électrique nationale. Selon l'EPIA, et suivant la croissance du marché actuel, l'énergie photovoltaïque pourrait satisfaire 8% de la demande électrique dans l'Union Européenne en 2020 et 15% en 2030.

1.7. Principe de la conversion photovoltaïque.

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet à l'infrarouge. Pour caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise, on utilise la notion AM pour « Air Mass ». Dans l'espace hors atmosphère terrestre (AM0), l'énergie transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m² (Figure 1-9). En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une diminution et une modification de son spectre dû aux phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz. Sa valeur est de l'ordre de 1000 W/m² au niveau du sol, à 90° d'inclinaison (AM1).

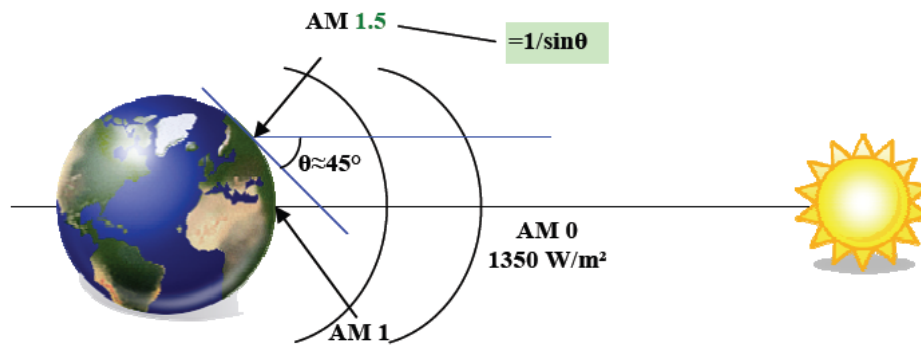


Figure 1.9. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

La valeur du rayonnement global reçu au sol est déterminée en ajoutant à ce dernier le rayonnement diffus qui concerne le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de $1000\text{W}/\text{m}^2$, la Figure (1-10) correspondant à nos latitudes (Pétion, 2009).

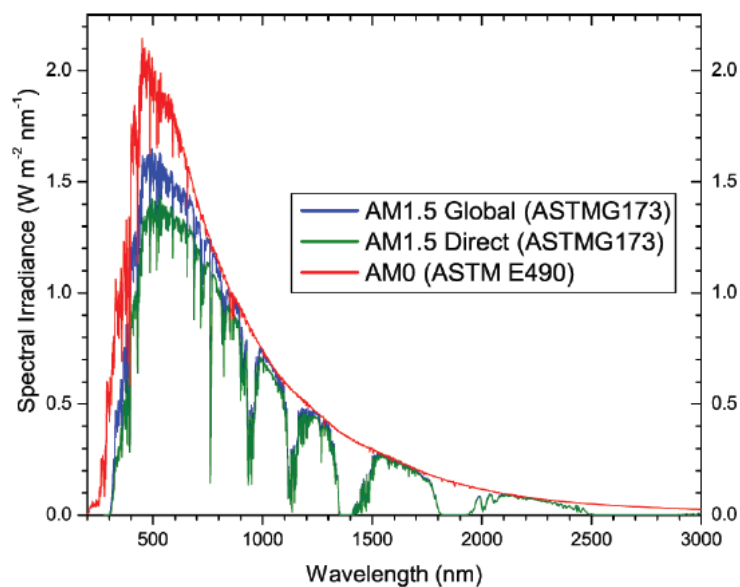


Figure 1.10. Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.
(Source : NREL solar spectrum).

L'effet photovoltaïque est découvert en 1839 par Antoine Becquerel dans une pile constituée par des électrodes de platine et de cuivre oxydé plongeant dans une solution électrolytique acide. Plus généralement, on qualifie de photoélectriques tous les phénomènes électriques provoqués par l'action de la lumière sur la matière qui provoquent une éjection d'électrons du matériau :

- l'émission photoélectrique ;
- la photoconductivité ;
- l'effet photovoltaïque.

À ce dernier est également associé, par le choix judicieux d'un matériau adapté, l'apparition de forces électromotrices, ce qui permet une conversion directe de l'énergie du rayonnement en énergie électrique. Du point de vue historique, ces différents effets sont découverts expérimentalement au cours du XIXe siècle. Mais ce n'est qu'en 1905, qu'Albert Einstein lève les difficultés posées par l'interaction entre lumière et matière, en introduisant les quanta de lumière pour interpréter la loi du rayonnement proposée en 1900 par Max Planck. Albert Einstein produit une théorie qui explique les phénomènes photoélectriques en introduisant le concept de photons, à la fois particule et onde. Dans cette théorie, on démontre que l'énergie d'un photon est entièrement transférée à un électron du matériau et que le courant photoélectrique est proportionnel au nombre de photons, donc au flux lumineux.

Du point de vue énergétique, le rayonnement électromagnétique solaire est constitué de photons de longueur d'onde λ transportant une énergie donnée par la relation :

$$E = h \nu = h c / \lambda$$

Avec :

E (J) énergie,

h (J.s) constante de Planck ($= 6,62 \cdot 10^{-34}$),

c (m.s⁻¹) vitesse de la lumière ($= 3 \cdot 10^8$),

λ (m) longueur d'onde (souvent exprimée en micromètre),

ν (Hz) fréquence.

On obtient donc la relation suivante qui lie l'énergie du photon exprimée en électron-volt (eV) et sa longueur d'onde exprimée en μm par :

$$E_{\text{eV}} = 1,2419 / \lambda_{\mu\text{m}}$$

La conversion photovoltaïque est donc définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière (Astier, 2008).

1.8. Générateur photovoltaïque

1.8.1. Cellule photovoltaïque.

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur qui transforme l'énergie lumineuse absorbée en courant électrique. Le principe de fonctionnement est basé sur les propriétés d'absorption du rayonnement lumineux par des matériaux semi-conducteurs. Le choix des matériaux utilisés pour la construction des cellules PV se fait en fonction des propriétés physiques des électrons qui sont susceptibles d'être libérés de leurs atomes lorsqu'ils sont excités par des photons provenant du spectre solaire. Une fois libérée, le déplacement de ces électrons dans le matériau forme un courant électrique de type continu, qui donne naissance à une force électromotrice aux bornes de la cellule. Ce phénomène physique est appelé effet photovoltaïque. La figure (1.11) illustre la constitution d'une cellule photovoltaïque en silicium.

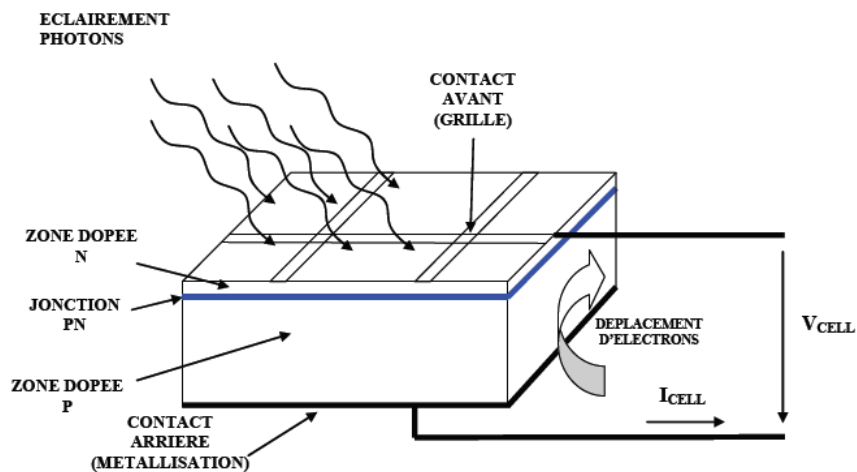


Figure 1.11. Structure d'une cellule photovoltaïque.

Comme pour le cas d'une diode classique, une cellule PV peut donc être réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée positivement et l'autre dopée négativement. Entre les deux zones se développent une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Différents types de technologies de fabrication des cellules photovoltaïques existent sur le marché, en effet les cellules photovoltaïques basés sur le silicium cristallin dominant le marché avec plus de 90%. On distingue deux catégories des cellules fabriquées à partir du silicium cristallisé, celles à partir de silicium monocristallin et celles à partir de silicium polycristallin. Le silicium monocristallin est plus cher que le silicium poly-cristallin mais de rendement plus élevé. Le silicium est aussi utilisé dans la technologie dite amorphe, lors de sa transformation, le silicium produit un gaz, qui sera projeté sur une feuille de verre. Ce type de cellules présente l'avantage d'être intégré sur des supports souples ou rigides, il est utilisé généralement pour les calculatrices et les montres. Le tableau 1.2 montre les performances des différentes filières silicium présentent actuellement sur le marché (Pétion, 2009).

Table 1.2. Performances des différentes filières silicium

Technologie	Rendement typique	Influence de la température	Taux de dégradation
Monocristallin	12 à 16 %	-0.442% par °C	-0.38% par an
Poly-cristallin	11 à 14 %	-0.416% par °C	-0.35% par an
Amorphe	6 à 7 %	-0.175% par °C	-1.15% par an

Dans la suite, on cite quelques types de cellules photovoltaïques qu'on peut rencontrer, telles que :

➤ La cellule photovoltaïque multi-jonction : Ces cellules sont constituées de plusieurs couches minces associant de matériaux semi-conducteurs. Par exemple, Une cellule triple jonction est constituée des semi-conducteurs GaAs (arséniure de gallium), Ge (germanium) et GaInP2 (Phosphure d'indium gallium). Le rendement des cellules multi-jonction est très élevé, il dépasse parfois les 40%. Ces cellules ont été développées en priorité pour les applications spatiales à cause de son coût de fabrication très élevé.

➤ La cellule photovoltaïque CIGS : La technique consiste à déposer un matériau semi-conducteur à base de cuivre, d'indium, de gallium et sélénium sur un support. Ces nouvelles

techniques de haute performance utilisent des métaux rares comme l'indium dont la production mondiale est faible, ce qui rend le coût de fabrication élevé.

➤ La cellule photovoltaïque organique : Les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Le rendement de ces cellules est encore inférieur à 3% mais leur coût est faible à cause du faible prix de la matière première.

Lorsque les photons sont absorbés par la cellule, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des paires électrons-trous. Ceci crée alors une différence de potentiel (de 0.6 à 0.8 Volt) entre les deux couches que l'on peut mesurer entre les bornes positives et négatives de la cellule, nommée tension de circuit ouvert (V_{OC}) fortement dépendante de la température. Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, ce courant est nommé courant de court-circuit (I_{CC}) dépendant fortement du niveau d'éclairement (E). A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. La figure (1.12) illustre la caractéristique non linéaire $I(V)$ d'une cellule PV à base de silicium pour un éclairement et une température donnée, avec la présence d'un point de puissance maximal (PPM) caractérisé par sa tension et son courant optimaux (V_{OPT} et I_{OPT}) (Cabal, 2008), (Faranda et Leva, 2008).

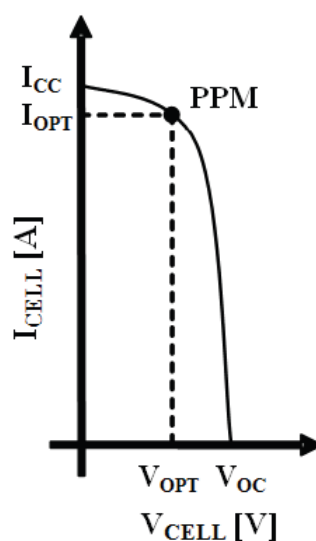


Figure 1.12. Caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque

1.8.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque.

Pour développer un modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque, il est nécessaire de faire un choix judicieux des circuits électriques qui le constituent et de comprendre la configuration physique et les caractéristiques électriques des éléments de la cellule. Pour cela, plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter le comportement non linéaire des jonctions des semi-conducteurs. Dans la suite nous présentons deux modèles d'une cellule photovoltaïque, à savoir le modèle à deux diodes et le modèle à une diode.

1.8.2.1. Modèle à deux diodes :

La figure 1.13 représente le circuit équivalent d'une cellule solaire, réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes de courants de saturation I_{01} et I_{02} et de facteurs de diode n_1 et n_2 , une source de courant produisant le courant de court-circuit de la cellule qui dépend de l'éclairement solaire. La résistance série R_s tient compte de la résistivité du matériau et du contact semi-conducteur-métal. Sa valeur peut être déterminée par l'inverse de la pente de la caractéristique $I(V)$ pour la tension à circuit ouvert V_{co} . La résistance parallèle R_p traduit la présence d'un courant de fuite dans la jonction.

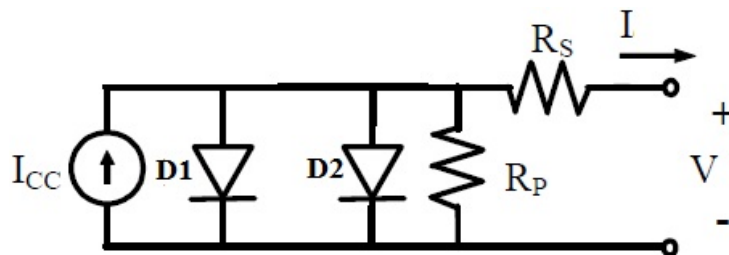


Figure 1.13. Modèle électrique équivalent à deux diodes de la cellule photovoltaïque.

Le courant I délivré par la cellule est donné par l'expression suivante (Helali, 2012):

$$I = I_{cc} - I_{01} \left[e^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{n_1 k T}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{n_2 k T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1.1)$$

Avec :

I_{cc} (A), le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'ensoleillement et de la température,

I_{01} (A) correspondant au courant de saturation de la diode1,

I_{02} (A) correspondant au courant de saturation de la diode2,

K (1.381×10^{-23} J/K), la constante de Boltzmann,

T (K), la température effective de la cellule,

q (1.602×10^{-19} C), la charge de l'électron,

n_1 , le facteur de non idéalité de la jonction de la diode₁,

n_2 , le facteur de non idéalité de la jonction de la diode₂,

I (A), le courant fourni par la cellule,

V (V), la tension aux bornes de la cellule,

R_p (Ω), la résistance de shunt caractérisant les courants de fuites de la jonction,

R_s (Ω), la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

1.8.2.2. Modèle à une diode :

La cellule photovoltaïque est aussi représentée par le modèle « standard » à une diode. Ce modèle comporte une diode en moins par rapport au modèle à deux diodes comme le montre la figure 1.14 (Pétion, 2009), (Cabal, 2008), (Cid Pastor, 2006) et (Helali, 2012).

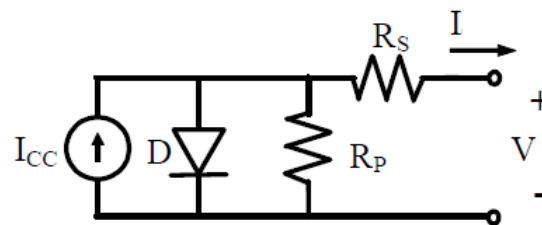


Figure 1.4. Modèle électrique équivalent à une diode de la cellule photovoltaïque.

L'expression du courant I devient alors :

$$I = I_{cc} - I_0 \left[e^{\frac{q(V + I R_s)}{nkT}} - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (1.2)$$

La résistance parallèle (R_p) est très grande par rapport à la résistance série (R_s), son effet est donc très faible de telle sorte que l'on peut la négliger. Ce modèle, qui est largement

utilisé, devient plus simple à étudier. La figure 1.15 illustre le modèle simplifié de la cellule photovoltaïque (Francisco, 2005), (Walker, 2000) et (Helali, 2012).

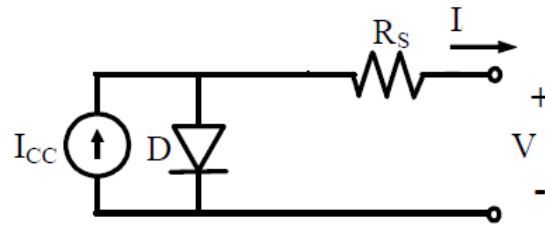


Figure 1.15. *Modèle électrique équivalent simplifié de la cellule photovoltaïque.*

L'équation (1.2) devient alors :

$$I = I_{cc} - I_0 \left[e^{\frac{q(V + I R_s)}{nkT}} - 1 \right] \quad (1.3)$$

Au début on calcule le courant de court-circuit à une température T de la cellule (Akihiro, 2005):

$$I_{cc(T)} = I_{cc(T_{ref})} \cdot [1 + a(T - T_{ref})] \quad (1.4)$$

Avec:

$I_{cc(T_{ref})}$ est le courant de court-circuit à la température de référence T_{ref} , donné par la fiche technique du constructeur (mesuré sous un ensoleillement de 1 Kw/m^2).

T_{ref} est la température de référence de la cellule en Kelvin ($^{\circ}\text{K}$), généralement 298°K (25°C).

a est le coefficient de température de I_{cc} en ($\%/^{\circ}\text{C}$), donnée par la fiche technique du constructeur.

Le courant de court-circuit I_{cc} est proportionnel à l'intensité de l'ensoleillement, sa valeur pour un ensoleillement donné (E) sera donc :

$$I_{cc(E)} = \left(\frac{E}{E_0} \right) I_{cc(E_0)} \quad (1.5)$$

Avec: E_o est la valeur nominale de l'ensoleillement, généralement de $1\text{KW}/\text{m}^2$.

Le courant inverse de saturation (I_0) de la diode à la température de référence (T_{ref}) est donné par :

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{\left(e^{\frac{qV_{oc}}{nkT}} - 1 \right)} \quad (1.6)$$

Le courant inverse de saturation (I_0) pour une température (T) donnée est calculé par l'expression suivante :

$$I_{0(T)} = I_{0(T_{ref})} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{n}} \cdot e^{\frac{-qE_g}{nk} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right)} \quad (1.7)$$

L'équation de la résistance R_s pour la tension à circuit ouvert est :

$$R_s = - \frac{dV}{dI_{(Voc)}} - \frac{nkT/q}{I_0 \cdot e^{\frac{qV_{oc}}{nkT}}} \quad (1.8)$$

1.8.3. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)

Dans des conditions d'ensoleillement standard ($1000\text{W}/\text{m}^2$; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm^2 est d'environ 2.3 W sous une tension de 0.5V . Cette faible puissance est insuffisante pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Le générateur photovoltaïque est donc constitué d'un réseau série/parallèle de nombreux modules photovoltaïques, regroupés en panneaux photovoltaïques constitués de modules identiques. Lorsque les cellules sont assemblées en série, les tensions s'additionnent ; alors que si elles sont montées en parallèle, les courants s'additionnent. Ces cellules doivent avoir les mêmes caractéristiques.

Dans un groupement de n_s cellules en série, la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, alors que le courant

traversant les cellules reste le même. La figure (1.16) montre la caractéristique résultante ($I_{CC_{ns}}, V_{CO_{ns}}$), avec $I_{CC_{ns}}=I_{CC}$ et $V_{CO_{ns}}=n_s \cdot V_{CO}$.

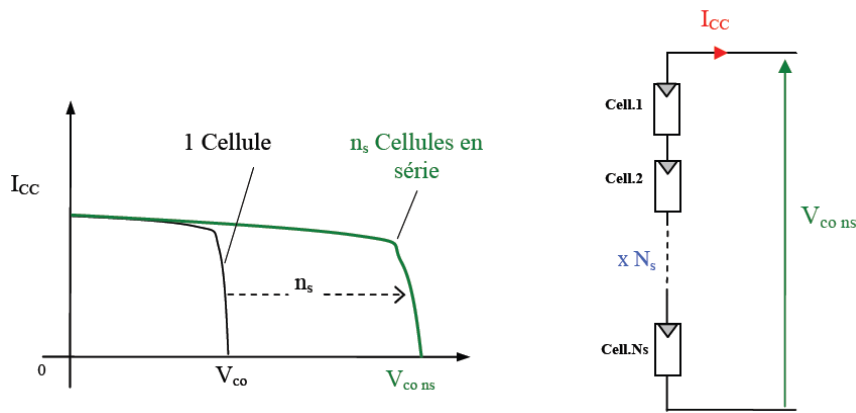


Figure 1.16. Caractéristique résultante d'un groupement de n_s cellules en série.

Dans le cas d'un groupement de n_p cellules en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par l'addition des courants. La Figure (1.17) illustre la caractéristique résultante avec $I_{CC_{np}}=n_p \cdot I_{CC}$ et $V_{CO_{np}}=V_{CO}$ (Pétion, 2009).

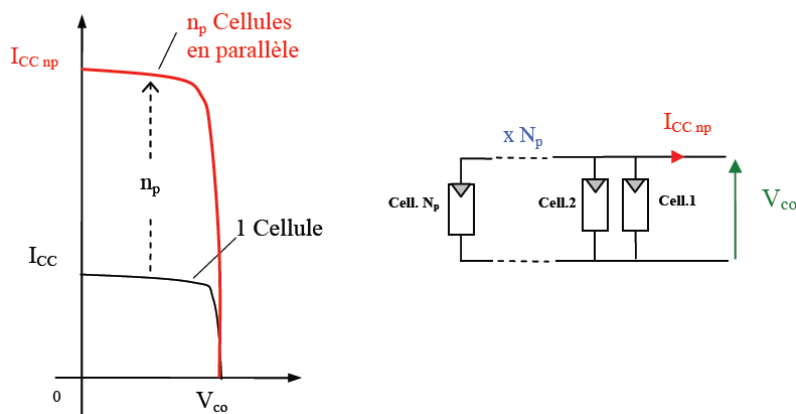


Figure 1.17. Caractéristique résultante d'un groupement de n_p cellules en parallèle.

Une installation photovoltaïque est destinée à produire de l'énergie électrique pendant des années, il est donc indispensable d'ajouter des protections électriques aux modules pour éviter des pannes destructrices liées à l'association en série et en parallèle des cellules. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés :

- la diode anti-retour empêche la circulation d'un courant négatif dans les GPV lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle. Cette diode est indispensable lorsque la charge est une batterie pour qu'elle ne débite pas sur le module PV pendant la nuit.

- les diodes by-pass servent à isoler un ensemble de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène pour éviter l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées.

La figure (1.18) montre l'architecture d'un panneau photovoltaïque avec les diodes de protection, et la mise en évidence du courant de circulation dans le cas de la défaillance d'une cellule.

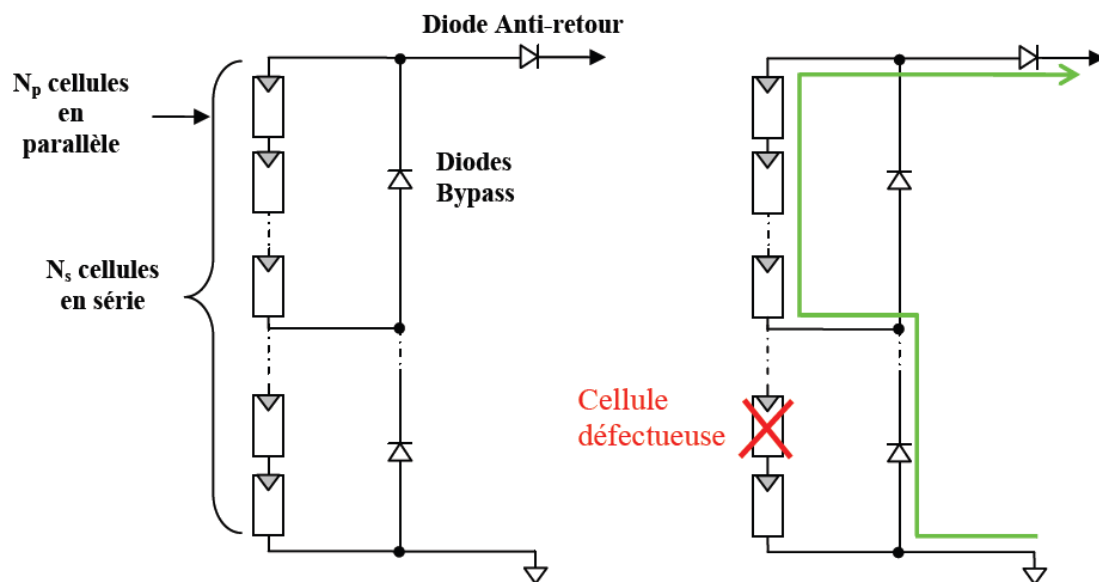


Figure 1.18. Architecture d'un panneau photovoltaïque avec diodes de protection, et activation de la diode by-pass lors de la défaillance d'une cellule.

1.9. Module photovoltaïque.

1.9.1. Modélisation sous Simulink

Dans le but d'avoir un modèle simple à utiliser, nous avons procédé à la mise en œuvre d'un modèle du panneau photovoltaïque sous Matlab-Simulink qui va être utilisé dans la suite

de notre travail. Le modèle, basé sur l'équation (1.1), comporte deux paramètres d'entrée (la température et l'ensoleillement) et deux paramètres de sortie (la tension et le courant). Les figures (1.19) et (1.20) illustrent le modèle du panneau photovoltaïque et de son sous-système.

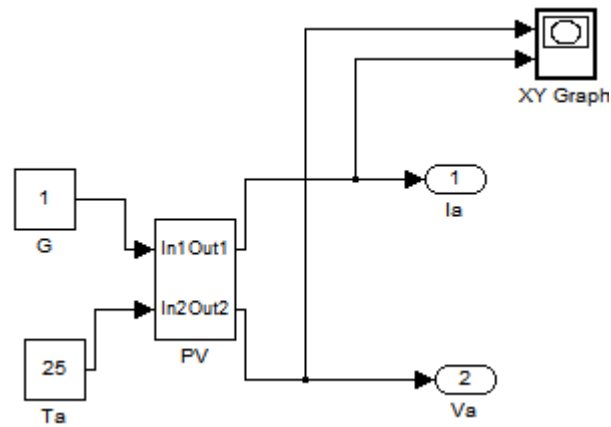


Figure 1.19. Modèle du panneau photovoltaïque.

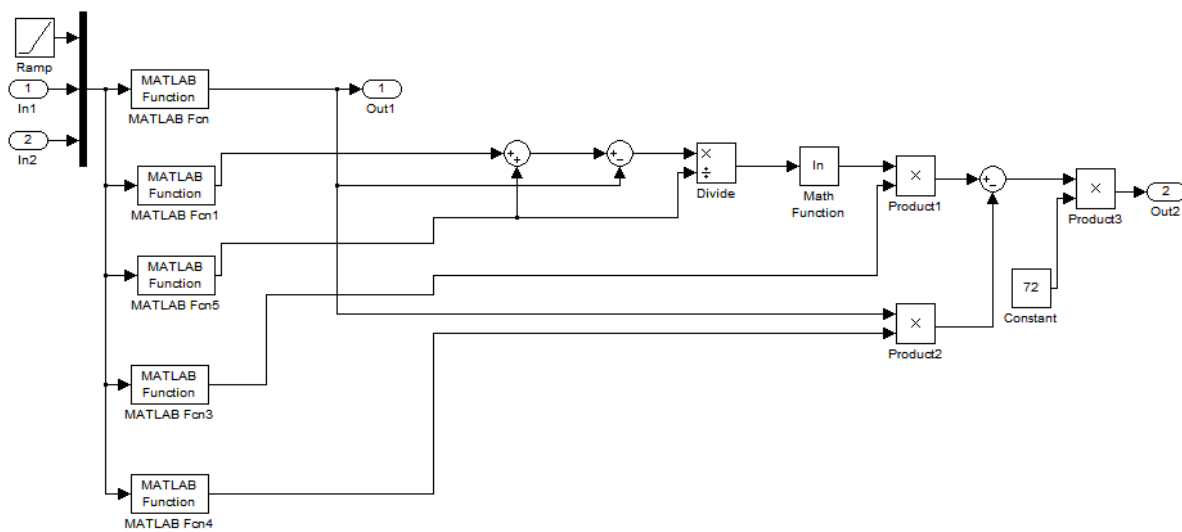


Figure 1.20. Sous-système du panneau photovoltaïque.

Dans notre étude, BP Solar BP SX 150S est choisi comme modèle de simulation sous MATLAB. Le module est constitué de 72 cellules solaires en silicium multi-cristallin en série et fournit 150W de puissance maximale nominale (Francisco et Gonzalez, 2005). Le tableau 1.3 montre ses caractéristiques électriques fournies par la fiche technique du fabricant.

Table 1.3. *Caractéristiques électriques du module photovoltaïque*

Caractéristiques électriques	
Puissance maximale (P_{max})	150W
Tension à P_{max} (V_{mp})	34.5V
Courant à P_{max} (I_{mp})	4.35A
Tension à circuit ouvert (V_{oc})	43.5V
Courant de court-circuit (I_{sc})	4.75A
Coefficient de température de I_{sc}	$0.065 \pm 0.015 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$
Coefficient de température de V_{oc}	$-160 \pm 20 \text{ mV / } ^\circ\text{C}$
Coefficient de température de la puissance	$-0.5 \pm 0.05 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$
NOCT	$47 \pm 2^\circ\text{C}$

1.9.2. Caractéristique courant-tension (I-V) à ensoleillement et température variables

1.9.2.1. Influence de la température

La température est un paramètre important dans le comportement des modules photovoltaïques à cause de leur exposition au flux énergétique solaire. En effet, la température de la cellule peut parfois dépasser les 70°C à midi. Cette augmentation de la température va engendrer une diminution de la largeur de la bande interdite de la jonction PN qui se traduit par une légère augmentation du courant, et une diminution significative de la tension dû à une forte augmentation du courant direct de la diode. La figure 1.21 illustre les courbes (I-V) simulées pour une température variable de 0°C à 75°C avec un ensoleillement constant de 1Kw /m².

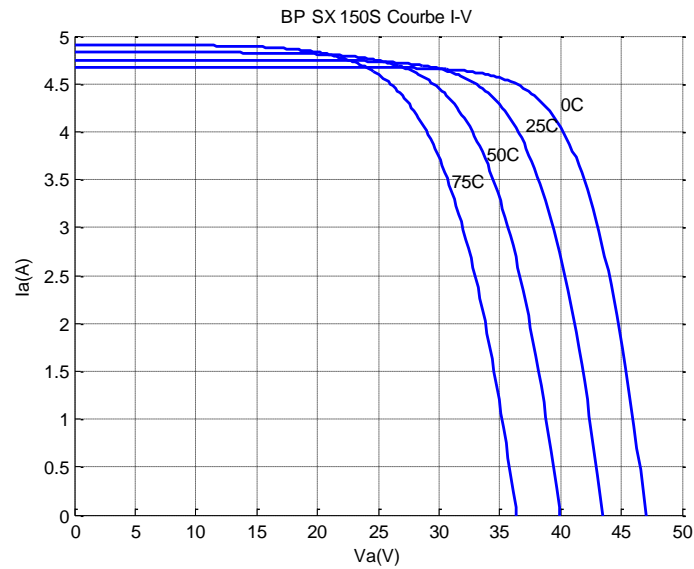


Figure 1.21. Courbes (I-V) pour une température variable et un ensoleillement de $1\text{Kw}/\text{m}^2$

1.9.2.2. Influence de l'ensoleillement

La figure 2.4 présente les courbes (I-V) simulées pour une température constante de 25°C et un ensoleillement variable. Cette figure montre que le courant de court-circuit est proportionnel à la valeur de l'ensoleillement, qui s'explique par la relation (1.22) déjà démontrée dans le premier chapitre, tandis que la tension de circuit ouvert change légèrement avec l'ensoleillement.

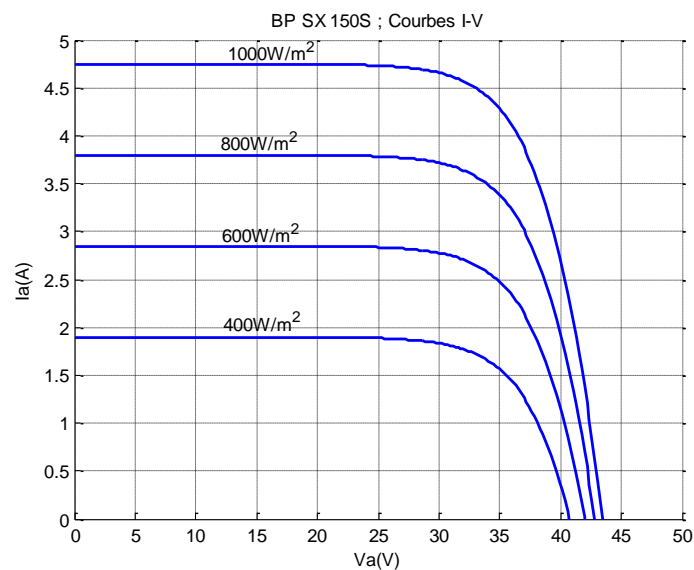


Figure 1.22. Courbes (I-V) pour un ensoleillement variable et une température de 25°C

1.9.3. Caractéristique puissance-tension (P-V) à ensoleillement et température variables

Compte tenu des caractéristiques (I-V) présentées précédemment on peut en déduire les caractéristiques (P-V). La figure 1.23 illustre les courbes (P-V) pour un ensoleillement constant de 1 Kw/m^2 et une température variable allant de 0°C à 75°C ; tandis que la figure 1.24 montre les courbes (P-V) pour une température constante de 25°C et un ensoleillement variable de 200w/m^2 à 1000w/m^2 .

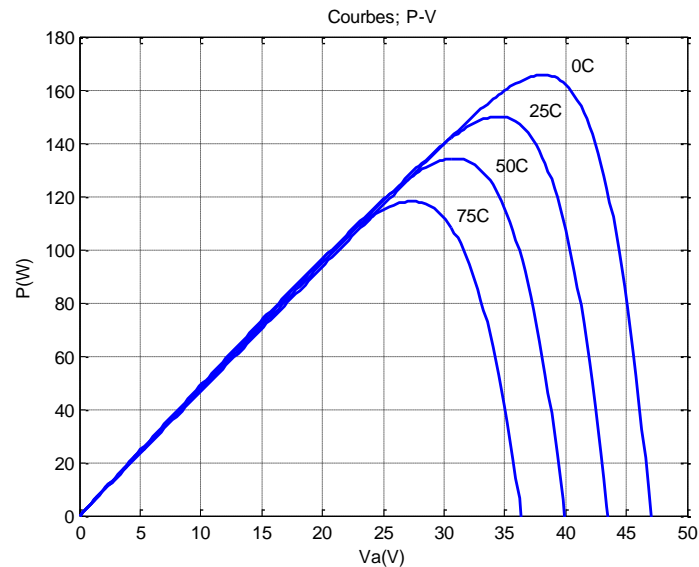


Figure 1.23. Courbes (P-V) pour une température variable et un ensoleillement de 1 Kw/m^2

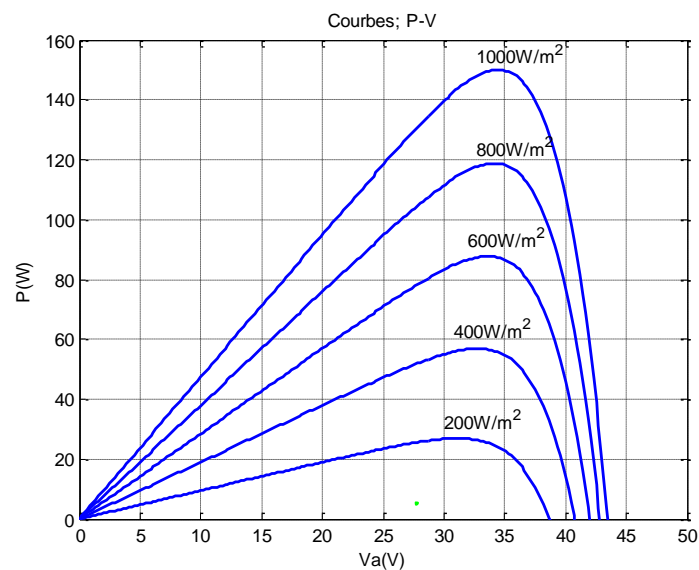


Figure 1.24. Courbes (P-V) pour un ensoleillement variable et une température de 25°C

1.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons commencé par donner un état d'art sur la production d'électricité en général et celle d'origine renouvelable dans le monde. Pour le cas de la Tunisie, nous avons montré que depuis l'année 2001 la situation est devenue déficitaire car la demande en électricité commence à dépasser la production. Ensuite, nous avons présenté les tendances d'énergie dans le monde ; pour cela, les prévisions des besoins en énergies renouvelables jusqu'au 2050, montrent qu'à partir de l'année 2020 la production de l'énergie dans le monde devient incapable de satisfaire les besoins.

Nous avons ensuite présenté la constitution d'un GPV en passant par le principe de la conversion photovoltaïque et la modélisation d'une cellule solaire. Ensuite, une modélisation du panneau photovoltaïque est faite sous l'environnement Matlab-Simulink. Ce modèle est simple à utiliser surtout lorsqu'on ajoute d'autres étages au système photovoltaïque tel que le convertisseur, la charge, la commande MPPT, etc... Nous avons, par la suite, présenté le comportement électrique du générateur photovoltaïque. En effet, les simulations des caractéristiques principales de ce générateur, à savoir les caractéristiques courant-tension et puissance-tension, ont bien montré l'influence de la température et de l'ensoleillement sur son comportement électrique.

Dans ce qui suit, nous étudierons dans le chapitre 2, les problèmes de connexion directe entre un GPV et la charge et la nécessité d'introduire un étage d'adaptation. Ensuite, nous présentons les problèmes de stockage de l'énergie pour garantir la fourniture de l'énergie quel que soit les conditions météorologiques.

Chapitre 2 : Conversion électrique et stockage de l'énergie

2.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous étudierons le problème de connexion GPV-charge et la nécessité d'un étage d'adaptation. En effet, pour que le GPV fonctionne à sa puissance maximale, un étage d'adaptation doit être inséré entre la source et la charge. Cet étage peut être un convertisseur DC-DC, abaisseur ou élévateur de tension, ou même dans le cas de besoin du courant alternatif, un onduleur. Pour cela, différentes topologies des convertisseurs DC-DC et DC-AC seront étudiées dans ce chapitre.

Pour assurer une fourniture d'énergie permanente quel que soit l'ensoleillement, il est nécessaire d'avoir la possibilité de stocker l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque. Suivant l'application, on fait appel à des batteries de technologie différente pour répondre à ce besoin. Parmi ces technologies, la batterie au plomb, qui existe depuis plus de cent ans, offre encore la meilleure réponse en termes de prix et de durée de vie. Dans la deuxième partie de ce chapitre, la modélisation de la batterie au plomb ainsi que le problème du régulateur de charge et décharge sont étudiés.

2.2. Connexion GPV-charge

2.2.1. Connexion directe

La connexion directe du panneau solaire photovoltaïque à une charge est le principe de fonctionnement le moins cher et le plus répandu. Le point de fonctionnement du GPV dépend de l'impédance de la charge à laquelle il est connecté, il résulte de l'intersection entre la caractéristique I-V du GPV et la caractéristique I-V de la charge. En plus, pour éviter la circulation d'un courant négatif vers le GPV, une diode anti-retour doit être placée comme le montre la figure 2.1.

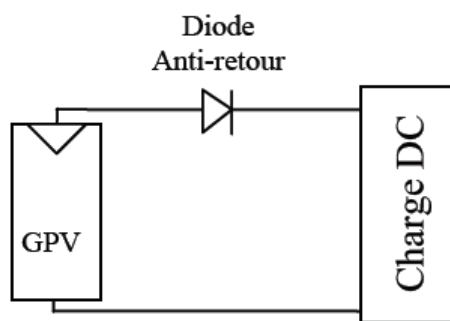


Figure 2.1. Connexion directe GPV-Charge.

Cette configuration n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension de la charge. Le transfert de la puissance maximale disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas donc garanti, comme l'illustre la figure (2.2) (Pétion, 2009), (Cabal, 2008), (Cid Pastor, 2006).

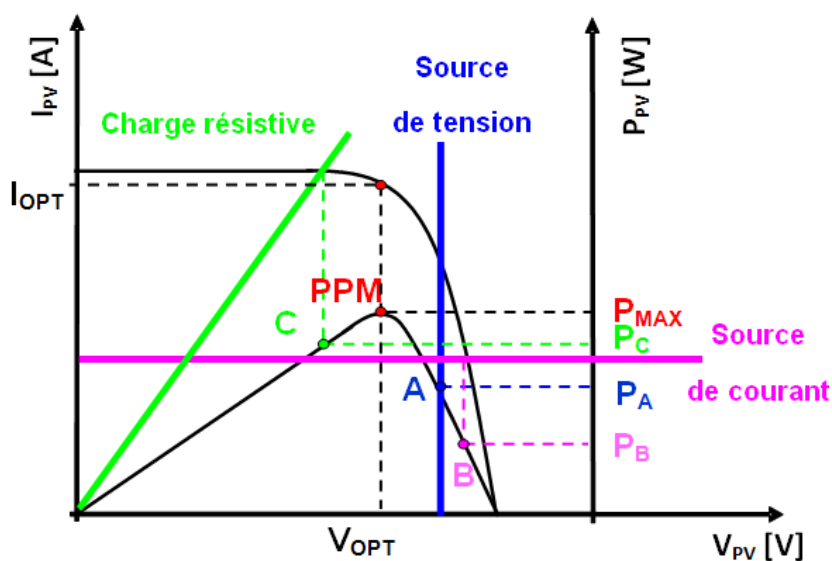


Figure 2.2. Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.

D'après la figure (2.2), trois types de charges peuvent être connectées directement à un GPV :

- une charge de type source de tension continue,
- une charge de type source de courant continu,
- une charge purement résistive.

Pour les points de fonctionnement A, B et C, la puissance fournie par le générateur est respectivement P_A , P_B et P_C de valeurs inférieures à la puissance maximale P_{MAX} . La différence de puissance sera donc perdue et dissipée dans le générateur sous forme de chaleur. D'autre part, certains types de charges ont besoin d'une source de tension alternative, or le GPV fournit un courant continu, la connexion directe est donc impossible dans ce cas. L'utilisation de la connexion directe est donc limitée, vu les pertes de production qu'elle entraîne et les limites de ses applications à des récepteur fonctionnant en courant continu.

2.2.2. Connexion via un étage d'adaptation

Comme nous l'avons vu précédemment, un GPV présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des points de puissance maximum. Ces caractéristiques dépendent aussi du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. En plus, d'après la figure (2.1), la valeur de la puissance nominale délivrée par le GPV diffère beaucoup de celle réellement transférée à la charge. Il est donc nécessaire d'utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge comme décrit dans la figure (2.3) pour extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur à l'aide d'un système de contrôle utilisé à cet effet.

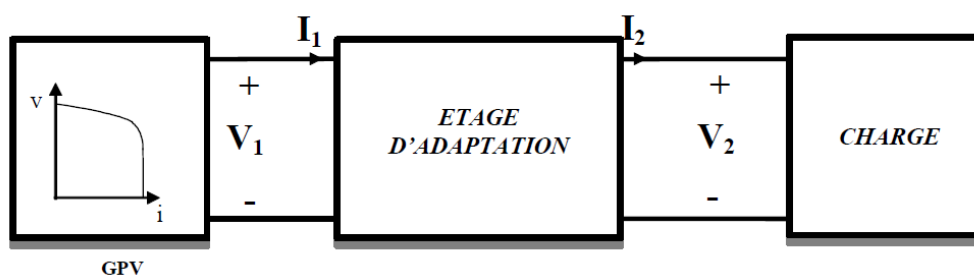


Figure 2.3. Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.

2.3. Système photovoltaïque.

2.3.1. Constitution d'un système photovoltaïque

La sensibilité du module photovoltaïque aux conditions météorologiques et ses caractéristiques non linéaires engendrent des pertes énergétiques. Pour remédier à ce

problème, un étage d'adaptation est utilisé pour optimiser la production de l'énergie à chaque instant.

2.3.1.1. Cas d'un étage d'adaptation DC-DC

En courant continu, un système photovoltaïque est principalement constitué d'un GPV, d'un étage d'adaptation DC-DC muni d'une commande MPPT et d'une charge. Cette structure autonome permet généralement d'alimenter une charge à courant continu ou une batterie qui sert pour le stockage d'énergie.

La conception d'un étage d'adaptation DC-DC permet de relier aisément un générateur photovoltaïque GPV à une charge de type continu (DC) avec un rendement de conversion assez important. En fait, La conception d'un étage d'adaptation DC-DC correspond à la modélisation des fonctions de base d'un convertisseur DC-DC (ou hacheur), à travers la notion de conservation de la puissance transférée par un convertisseur statique, correspondant aux relations entre les quatre grandeurs électriques sur les ports d'entrée et de sortie qui sont ses courants et ses tensions d'entrée et de sortie.

Le rôle du convertisseur DC-DC est de faire l'adaptation entre le GPV et une charge DC pour avoir un transfert de puissance maximal. Le point de fonctionnement est donc maintenu au voisinage du PPM quelles que soient les conditions de fonctionnement (ensoleillement, température, variation de charge, etc.).

Les types de convertisseurs DC-DC généralement utilisés sont : le convertisseur élévateur de tension (hacheur parallèle ou boost), abaisseur de tension (hacheur série ou buck) et élévateur-abaisseur de tension (hacheur série-parallèle ou buck-boost). Dans ce qui suit nous rappelons brièvement leur principe de fonctionnement en mode de fonctionnement continu.

- Convertisseur boost

Un convertisseur boost, ou hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de valeur plus forte. La figure 2.4 représente le schéma de base d'un convertisseur boost.

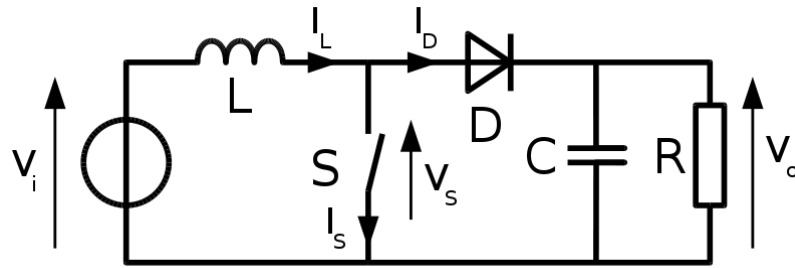


Figure 2.4. Schéma de base d'un convertisseur boost

Le principe de fonctionnement d'un convertisseur boost est divisé en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur S:

➤ Lorsque l'interrupteur S est fermé (état passant), le courant dans l'inductance va augmenter, et une énergie sous forme d'énergie magnétique est stockée. La diode est donc bloquée, et la charge sera déconnectée.

L'expression de V_i est donc :

$$V_i = L \cdot \frac{dI_L}{dt} \quad (2.1)$$

A la fin de l'état passant, le courant I_L a augmenté de la valeur $\Delta I_{L_{on}}$ exprimée par :

$$\Delta I_{L_{on}} = \int_0^{D.T} dI_L = \int_0^{D.T} \frac{V_i \cdot dt}{L} = \frac{V_i \cdot D.T}{L} \quad (2.2)$$

D est le rapport cyclique qui représente la fraction de la période T lorsque l'interrupteur S est passant. $0 < D < 1$.

➤ Lorsque l'interrupteur est ouvert, l'inductance est alors en série avec le générateur et sa tension va s'ajouter à celle du générateur : c'est l'effet survolteur. L'énergie cumulée dans l'inductance va être donc transférée vers la capacité.

L'expression de V_i est alors:

$$V_i - V_o = L \cdot \frac{dI_L}{dt} \quad (2.3)$$

La variation de I_L durant l'état bloqué sera donc égale à:

$$\Delta I_{Loff} = \int_0^{(1-D)T} dI_L = \int_0^{(1-D)T} \frac{(V_i - V_o) \cdot dt}{L} = \frac{(V_i - V_o)(1-D)T}{L} \quad (2.4)$$

La quantité d'énergie emmagasinée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. Par conséquent, le courant I_L est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. Ce qui permet d'écrire:

$$\Delta I_{Lon} + \Delta I_{Loff} = \frac{V_i \cdot D \cdot T}{L} + \frac{(V_i - V_o)(1-D)T}{L} = 0 \quad (2.5)$$

Le rapport entre V_i et V_o sera donc:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1-D} \quad (2.6)$$

- Convertisseur buck

Un convertisseur buck, ou hacheur série, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de valeur plus faible. Le schéma de base d'un convertisseur boost est représenté par la figure 2.5.

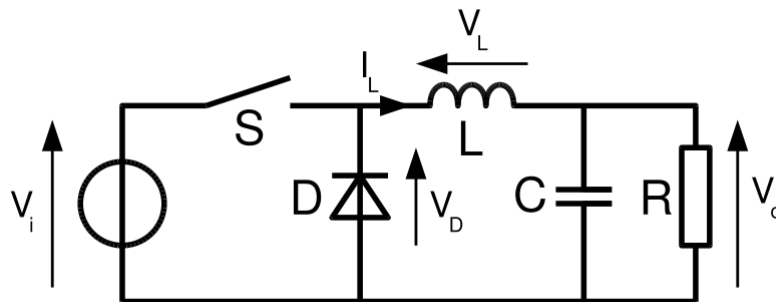


Figure 2.5. Schéma de base d'un convertisseur buck

Le principe de base du fonctionnement de ce type de convertisseur est le suivant :

➤ Lorsque l'interrupteur S est fermé, la tension aux bornes de l'inductance est égale à $V_L = V_i - V_o$. Le courant I_L croît linéairement et la diode se trouve bloquée.

La tension aux bornes de l'inductance L est :

$$V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} \quad (2.7)$$

L'augmentation du courant I_L est donné par :

$$\Delta I_{Lon} = \int_0^{DT} dI_L = \int_0^{DT} \frac{V_L}{L} dt = \frac{(V_i - V_o) \cdot DT}{L} \quad (2.8)$$

➤ Lorsque l'interrupteur S est ouvert, La diode devient alors passante pour assurer la continuité du courant I_L . La tension V_L est donc égale à $V_L = -V_o$ et le courant I_L décroît.

La diminution du courant I_L dans l'inductance est :

$$\Delta I_{Loff} = \int_{DT}^T dI_L = \int_{DT}^T \frac{V_L}{L} dt = -\frac{V_o \cdot (T - DT)}{L} \quad (2.9)$$

Vu que l'énergie emmagasinée dans les composants et le courant I_L ont les mêmes valeurs au début et à la fin de chaque cycle de commutation, on peut écrire :

$$\frac{(V_i - V_o) \cdot DT}{L} - \frac{V_o \cdot (T - DT)}{L} = 0 \quad (2.10)$$

D'où l'expression de V_o :

$$V_o = DV_i \quad (2.11)$$

- Convertisseur buck-boost

Le convertisseur buck-boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de valeur plus faible ou plus grande, mais de polarité inverse. Le schéma de principe d'un convertisseur buck-boost est représenté par la figure 2.6.

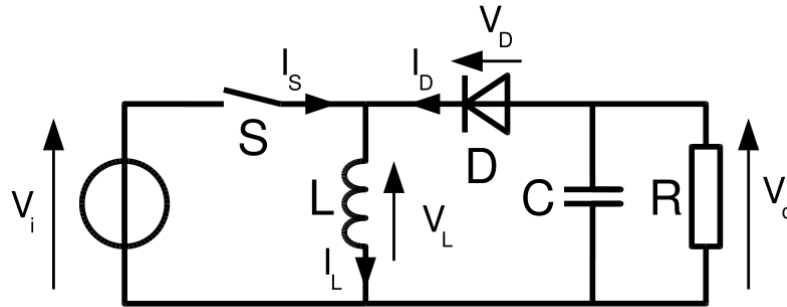


Figure 2.6. Schéma de base d'un convertisseur buck-boost

Le fonctionnement du convertisseur buck-boost peut être expliqué selon l'état de l'interrupteur S.

- Lorsque l'interrupteur S est fermé, l'énergie stockée dans la bobine va augmenter.

La valeur de la tension V_i est alors :

$$V_i = L \frac{dI_L}{dt} \quad (2.12)$$

L'augmentation du courant I_L à la fin de l'état passant est définie par :

$$\Delta I_{Lon} = \int_0^{DT} dI_L = \int_0^{DT} \frac{V_i \cdot dt}{L} = \frac{V_i \cdot DT}{L} \quad (2.13)$$

- Lorsque l'interrupteur S est ouvert, l'inductance se trouve alors reliée à la charge et à la capacité. L'énergie stockée dans l'inductance va être transférée vers la capacité et la charge.

La valeur de la tension V_o est alors :

$$V_o = L \frac{dI_L}{dt} \quad (2.14)$$

Par conséquent, la variation de I_L durant l'état bloqué est alors :

$$\Delta I_{Loff} = \int_0^{(1-D)T} dI_L = \int_0^{(1-D)T} \frac{V_o \cdot dt}{L} = \frac{V_o(1-D)T}{L} \quad (2.15)$$

Si on considère que l'énergie stockée dans chaque composant et le courant I_L ont la même valeur au début et à la fin de chaque cycle de commutation, on peut donc écrire :

$$\Delta I_{Lon} + \Delta I_{Loff} = \frac{V_i \cdot D \cdot T}{L} + \frac{V_o(1-D)T}{L} = 0 \quad (2.16)$$

Le rapport entre la tension de sortie et la tension d'entrée est alors:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{-D}{1-D} \quad (2.17)$$

Par comparaison aux convertisseurs boost et buck, la tension V_o est de polarité inverse par rapport à V_{in} , en plus elle peut varier de 0 à $-\infty$.

2.3.1.2. Cas d'un étage d'adaptation DC-AC

Pour alimenter une charge à courant alternatif à partir d'un GPV, un onduleur doit être utilisé comme étage d'adaptation. En effet, un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance qui permet de délivrer une tension alternative à partir d'une source à courant continu.

La structure d'un onduleur est généralement constituée d'interrupteurs électroniques tels que les IGBT, transistors de puissance ou thyristors. Pour avoir un signal alternatif de fréquence bien déterminée, on module la source à l'aide des commutations commandées généralement par modulation de largeur d'impulsion (MLI).

On distingue :

- Les onduleurs autonomes : La tension délivrée par ce type de convertisseur est soit de fréquence fixe ou variable. En plus, l'onduleur autonome n'a pas besoin de réseau électrique pour fonctionner.
- Les onduleurs non autonomes: Ce type de convertisseurs est un montage redresseur tout thyristors qui permet un fonctionnement en onduleur, lorsqu'il est en commutation naturelle assistée par le réseau, auquel il est raccordé.
- Onduleurs hybrides ou intelligents : Ces onduleurs représentent une nouvelle génération destinée surtout aux applications d'énergie renouvelable en particulier pour les panneaux solaires photovoltaïques.

Actuellement, les installations destinées à l'alimentation du réseau électrique public, représentent les applications photovoltaïques les plus bénéfiques. En effet, différentes méthodes existent pour monter ses installations dont le principe est basé sur un GPV raccordé au réseau à travers un ou plusieurs onduleurs. Ces onduleurs permettent de transformer la tension continue délivrée par le GPV en une tension alternative en le forçant à fonctionner à sa puissance maximale. En plus, ils assurent une protection du réseau contre les défauts qui peuvent survenir de ce dernier ou de l'installation. Pour la gestion de ces installations, les différentes topologies qui existent sont : l'onduleur central, les onduleurs strings, les onduleurs intégrés aux panneaux et les onduleurs multi-string que nous décrivons dans ce qui suit.

➤ L'onduleur central :

Pour ce type d'architecture, les panneaux photovoltaïques sont montés en rangées pour former une chaîne appelée en anglais « string », cette chaîne est couplée en parallèle avec d'autres à travers des diodes anti-retours comme le montre la figure 2.7.

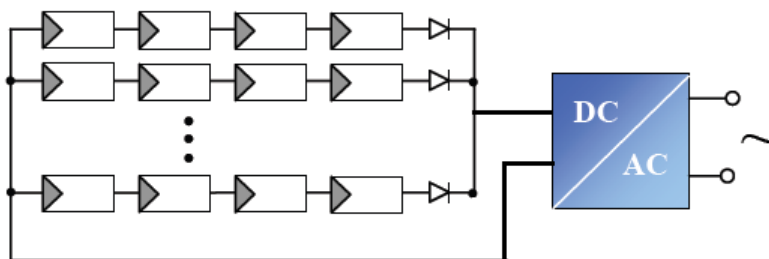


Figure 2.7. Onduleur central

Pour alimenter le réseau, la tension d'entrée de l'onduleur doit être supérieure à la valeur crête de celle redressée. Une mauvaise adaptation du panneau ou un éclairage insuffisant entraîne donc une diminution du rendement énergétique. Généralement, l'onduleur central est doté d'une commande MPPT pour permettre un fonctionnement au PPM. Ceci est réalisable si les panneaux sont identiques et fonctionnent sous le même éclairage. En conclusion, la fiabilité de cette topologie est limitée, surtout lorsqu'une panne survient sur l'onduleur central, la production de l'énergie s'arrête complètement (Pétion, 2009).

➤ Les onduleurs strings :

Dans ce cas, le module photovoltaïque est constitué de chaînes. Chaque chaîne est reliée à un onduleur qui peut être doté d'un système de contrôle MPPT (Figure 2.8). Cette topologie permet d'éviter les problèmes liés à l'adaptation du GPV et au manque d'ensoleillement occasionnel. Cette technologie présente l'avantage d'augmenter la fiabilité de l'installation, par contre le nombre élevé des onduleurs de moyenne puissance va engendrer un surcoût par rapport à la technologie précédente. En plus, pour le fonctionnement à maximum de puissance, la caractéristique de puissance des chaînes peut avoir plusieurs pics de puissance et par conséquent la puissance délivrée ne sera pas la valeur maximale désirée. En effet, si quelques panneaux sont par exemple mal ensoleillés ou leur orientation n'est pas identique, la recherche du PPM est perturbée.

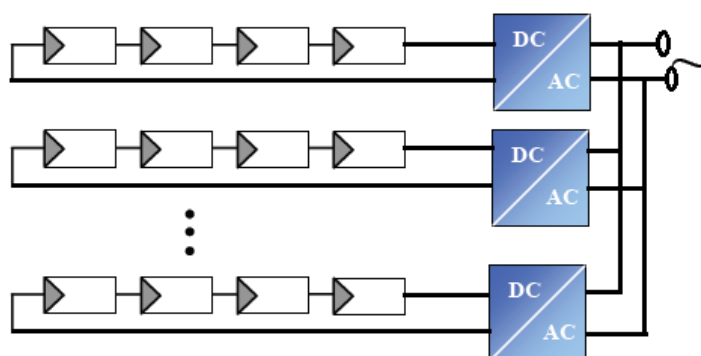


Figure 2.8. Onduleur string

➤ Les onduleurs intégrés aux panneaux :

Dans cette architecture, chaque panneau est muni de son propre onduleur (Figure 2.9), ce qui permet d'éliminer les problèmes dus au déséquilibre entre les panneaux. Mais le nombre élevé des onduleurs et le câblage de l'installation entraînent des coûts supplémentaires.

Généralement, cette topologie n'est applicable que pour des installations de faible puissance variant entre 50 W et 400 W.

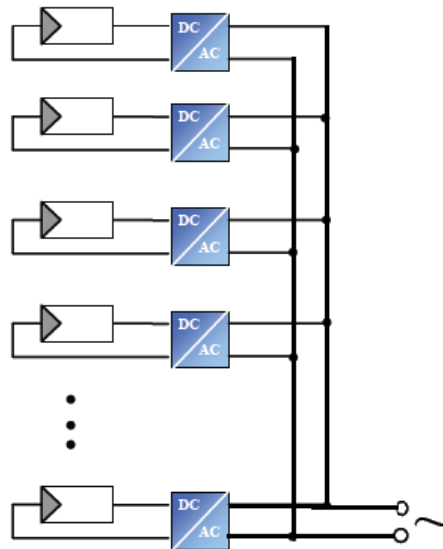


Figure 2.9. Onduleur intégré au panneau

➤ Les onduleurs multi-string :

La configuration multi-string est la combinaison entre la configuration par onduleur central et la configuration par strings. Le principe de cette méthode est basé sur le fait que chaque chaîne est reliée à un convertisseur DC-DC doté de sa propre commande MPPT permettant à chaque chaîne de fonctionner à son point de puissance maximale. Ces convertisseurs DC-DC sont connectés à onduleur central à travers un bus continu comme le montre la figure 2.10. L'avantage de cette architecture est tout d'abord d'avoir la possibilité de détecter et localiser le GPV en panne qui ne dérange pas le fonctionnement de l'installation. En plus, l'utilisation des convertisseurs DC-DC permet de travailler à des tensions plus faibles du GPV.

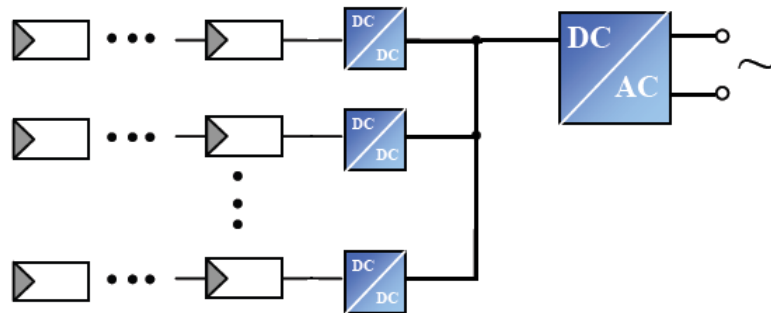


Figure 2.10. Onduleur multi-string

Cette topologie permet de fonctionner même si les GPV ne sont pas identiques. Cependant, l'existence de plusieurs pics sur la caractéristique puissance-tension d'une chaîne provoque un fonctionnement sur un point différent du PPM qui conduit à une diminution du rendement de cette chaîne. Pour pallier à ce problème une autre topologie a été développée qui consiste à avoir une commande MPPT propre pour chaque panneau photovoltaïque.

2.4. Stockage de l'énergie

Il existe plusieurs types de stockage de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques. La batterie au plomb acide est la technologie la plus utilisée, à cause de son faible coût et sa disponibilité. La réaction de ces batteries n'est pas la même suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, c'est pour cela qu'on ne trouve pas un modèle unique pour tous les cas. Dans la littérature, les modèles les plus utilisés sont le modèle électrique simple d'une batterie appelé aussi modèle R-C et le modèle dit « CIEMAT » (Research Center for Energy, Environment and Technology, Espagne), ce modèle est aussi dit universel car il est relativement complet malgré qu'il comporte quelques inconvénients.

2.4.1. Modélisation de la batterie

2.4.1.1. Modèle électrique simple de la batterie

Ce modèle est composé d'une f.e.m. E_0 représentant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie C_b et une résistance interne R_s (Singo A. T., 2010).

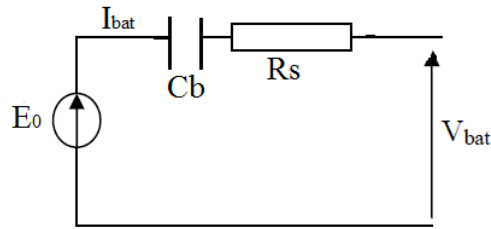


Figure 2.11. *Modèle R-C de la batterie*

L'expression de la tension V_{bat} est alors :

$$V_{bat} = E_0 - R_s I_{bat} - V_{cb} \quad (2.18)$$

L'état de charge de la batterie est définie par :

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \quad (2.19)$$

C_{bat} étant la capacité nominale de la batterie, et Q_d représente la quantité de charge manquante par rapport à C_{bat} .

2.4.1.2. Modèle CIEMAT

Ce modèle, étudié par Olivier GERGAUD (Gergaud O., 2002), est basé sur le schéma la figure 2.12 qui représente le schéma équivalent de n_b éléments en série. La batterie est représentée dans ce cas par une source de tension et une résistance interne.

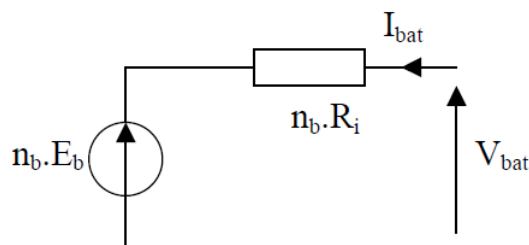


Figure 2.12. *Schéma équivalent de la batterie dans le modèle CIEMAT*

L'équation de la tension V_{bat} peut donc s'écrire :

$$V_{bat} = n_b E_b + n_b R_i I_{bat} \quad (2.20)$$

Où V_{bat} et I_{bat} sont respectivement les valeurs de la tension et du courant de la batterie en convention récepteur, E_b représente la f.e.m. de la batterie qui dépend de l'état de charge et R_i est la résistance interne d'un élément.

L'expression de l'état de charge est égale à :

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \quad (2.21)$$

La quantité de charge manquante Q_d dépend du mode de fonctionnement de la batterie, elle croît pendant la charge et décroît pendant la décharge.

L'équation de la tension de décharge est donnée par (Gergaud O., 2002) :

$$V_{bat_d} = n_b \cdot [1.965 + 0.12 \cdot EDC] - n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{1.3}} + \frac{0.27}{EDC^{1.5}} + 0.02 \right) \cdot (1 - 0.007 \cdot \Delta T) \quad (2.22)$$

Où C_{10} est la capacité de la batterie en A.h en régime de décharge à courant constant pendant 10 heures, et ΔT est l'écart de la température de l'accumulateur par rapport à une température de référence de 25°C.

L'expression de la charge est exprimée par :

$$V_{bat_c} = n_b \cdot [2 + 0.16 \cdot EDC] + n_b \cdot \frac{I_{bat}}{C_{10}} \cdot \left(\frac{6}{1 + I_{bat}^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - EDC)^{1.2}} + 0.36 \right) \cdot (1 - 0.025 \cdot \Delta T) \quad (2.23)$$

Singo A. T. a démontré dans sa thèse (Singo A. T., 2010) que les résultats de simulation de la batterie CIEMAT avec un pas de calcul de $5 \cdot 10^{-6}$ s montrent que la tension aux bornes de la batterie dépasse la valeur nominale. Il confirme que ce modèle ne peut pas être utilisé pour

des simulations à faible pas de calcul. Le modèle CIEMAT sera donc utilisé pour des simulations ne nécessitant pas un petit pas de calcul, alors que le modèle R-C peut être utilisé dans le cas inverse.

2.4.2. Régulation de la charge/décharge

L'utilisation des accumulateurs dans les systèmes solaires nous amènent à chercher des batteries à faible autodécharge (< 5%), faible maintenance, durée de vie supérieure à 5 ans.

Actuellement, les accumulateurs les mieux adaptés aux systèmes photovoltaïques sont les éléments au plomb car ils sont disponibles, leur entretien est facile et disposent d'un bon circuit de recyclage. C'est le meilleur rapport qualité/prix, à court et à long terme. Leurs seuls défauts sont le poids et le volume.

Dans la plupart des cas, la batterie est branchée en permanence sur le PV. Pour éviter donc le problème de surcharge, un régulateur de charge doit être monté dans le système photovoltaïque pour maintenir la batterie dans un état voisin de la pleine charge (entre 2,25 V et 2,35 V par élément), à savoir que la fin de la charge est atteinte à 2,6 V ou 2,7 V, (Bendjamâa I., 2012), (Aït Cheikh M. S., Chirk Belhadj M., Bassaid M., Becherif M. et Larbès C., 2012).

D'autre part, la profondeur de décharge doit être limitée pour augmenter la durée de vie de la batterie. En effet, si la décharge se produit trop profondément, l'acide sulfurique peut attaquer les plaques pour donner du sulfate de plomb $PbSO_4$, qui va provoquer la destruction de la batterie. En pratique, il ne faut pas descendre au-dessous de 20% de la capacité de la batterie.

L'état de charge ou de décharge d'une batterie au plomb doit être donc surveillé pour la conserver dans un bon état de fonctionnement. Car la surcharge ou la décharge profonde peuvent entraîner la destruction définitive de l'accumulateur. Pour remédier ce problème, le système doit être donc équipé d'un régulateur de charge-décharge avec correction.

Plusieurs modèles de régulateur de charge existent pour les installations photovoltaïques autonomes, tels que le régulateur série, le régulateur parallèle, et le régulateur PWM ou MLI, (Zaamta S., 2008).

2.4.2.1. Régulateur de type parallèle

Ce type de régulateur est généralement adapté aux petits systèmes. En fin de charge, il court-circuite le panneau photovoltaïque pour que la batterie ne reçoive plus de courant, et ce pour éviter le problème de surcharge. L'énergie excédentaire sera dissipée sous forme calorifique, grâce à des composants de puissance dans le régulateur.

La figure (2.13) montre une structure parallèle d'un régulateur solaire, la diode anti-retour sert à éviter le court-circuit de la batterie.

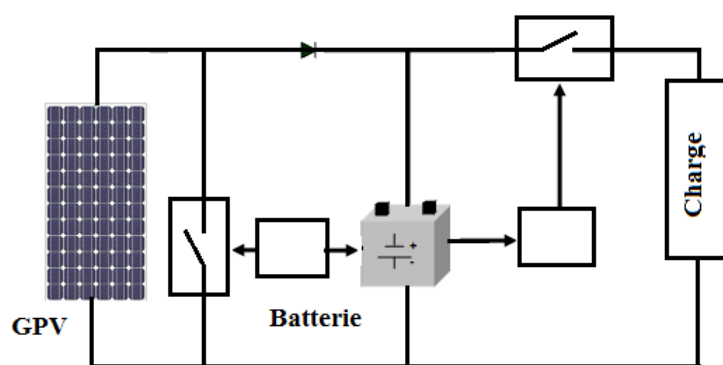


Figure 2.13. Régulateur parallèle

Le fonctionnement du régulateur shunt peut être divisé selon deux techniques de contrôle:

- La première technique consiste à une interruption « on/off » « *shunt interrupting design* ». En effet quand la tension V_{bat} atteint la tension de régulation V_R , la batterie sera déconnectée complètement du panneau photovoltaïque. Lorsque la tension arrive à la valeur V_{ARV} (*array reconnect voltage*), le régulateur la reconnecte. Cette opération se répète jusqu'à arriver à la tension de charge.

- La deuxième technique, appelée « *shunt linear design* », consiste à ce que le régulateur va interrompre le courant de charge d'une façon linéaire lorsque la tension de la batterie V_{bat}

atteint la tension de régulation V_R , et ce pour maintenir la tension de la batterie V_{bat} à une valeur constante.

2.4.2.2. Régulateur de type série

Cette méthode consiste à arrêter la circulation du courant en ouvrant le circuit.

La figure (2.14) illustre une structure série d'un régulateur solaire.

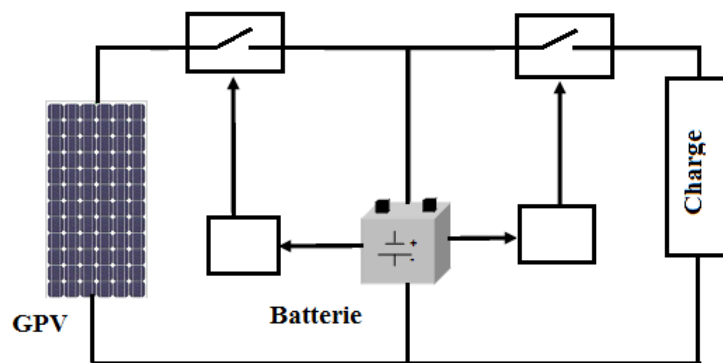


Figure 2.14. Régulateur série

Il existe plusieurs méthodes de fonctionnement du régulateur série, à savoir:

- La première méthode consiste à faire des interruptions série dites «*Series-Interrupting-Design*». Dans cette technique la batterie est complètement déconnectée du panneau photovoltaïque lorsque la tension de la batterie atteint la valeur de régulation V_R , puis elle sera reconnectée dès que la tension diminue à la valeur V_{ARV} .
- Dans la deuxième méthode, la limitation du courant de charge est linéaire pour que la tension de la batterie reste égale à la valeur V_R . Cette méthode est appelée «*Series-Linear - Design*».
- La troisième méthode est basée sur la technique MLI «*series -Interrupting, PWM Design*». Cette technique, moderne et contrôlée par logiciel. Elle est caractérisée par la présence d'un circuit de puissance, monté entre le panneau photovoltaïque et la batterie, qui s'ouvre et se referme par un signal de commande MLI à fréquence constante et à rapport cyclique variable. Le courant généré par le panneau photovoltaïque est haché en impulsions

pour réguler la quantité de la charge dans la batterie. En effet, lorsque la tension de la batterie croît, la largeur d'impulsion décroît, et par conséquent le courant de charge diminue. Le régulateur à technique MLI, rapide et efficace, permet d'atteindre 100% de l'état de charge de la batterie, contrairement aux anciens régulateurs (shunt et série) dont la recharge ne dépasse pas les 70% de sa capacité. Actuellement, les techniques à base MLI sont les plus utilisées dans les installations autonomes. La figure (2.15) montre le principe de la charge de la batterie en fonction de son état de recharge.

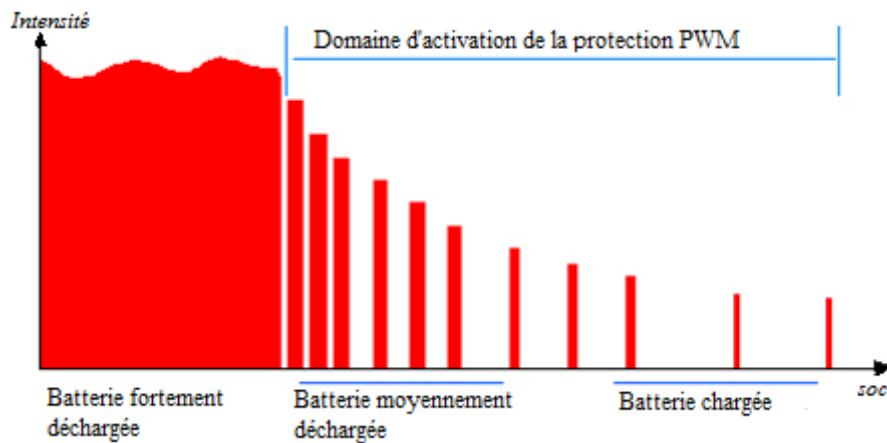


Figure 2.15. Principe de la charge en fonction de l'état de recharge

2.4.3. Simulation d'une chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque avec stockage.

La chaîne de conversion étudiée est composée des éléments suivants : le panneau photovoltaïque, la batterie, le contrôleur de charge de la batterie, et la charge.

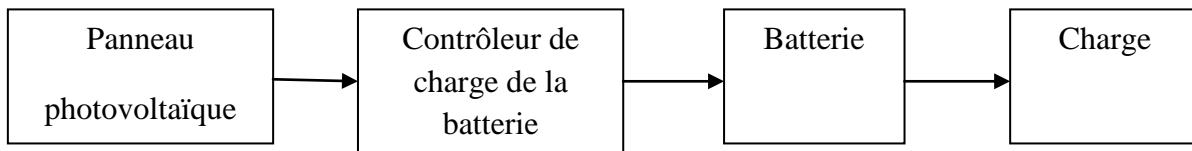


Figure 2.16. Chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque

Le modèle est simulé sous l'environnement Matlab /Simulink, la batterie choisie est du type plomb-acide (Lead-Acid) de tension nominale 24V, de capacité nominale de 10Ah et d'état de charge initial (soc) de 0%.

Le contrôleur de charge est constitué par un «relay » associé à deux interrupteurs commandés « ideal switch ». Il permet de contrôler l'état de charge de la batterie et sa tension suivant les seuils de basculement fixés à travers le « relay ». Suivant la valeur du seuil, le contrôleur agit pour basculer le dispositif de stockage en charge ou en décharge dans une résistance que nous avons choisie comme charge dans notre exemple. Le tableau suivant illustre les seuils de basculement de la batterie (CAMARA M. A., 2011).

Table 2.1. *Seuils de basculement de la batterie*

	Seuil de basculement haut	Seuil de basculement bas
Etat de charge de la batterie (%)	100	20

Les figures 2.17 et 2.18 montrent les résultats de simulation pour le cas d'une charge résistive de valeur 100Ω , sous un ensoleillement constant de 1000W/m^2 et une température de 25°C .

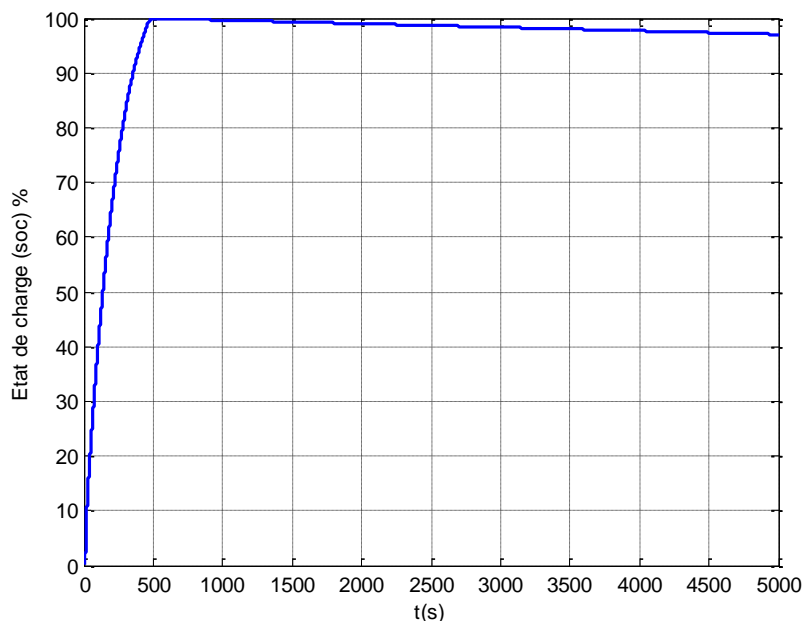


Figure 2.17. *Etat de charge de la batterie ($R=100\Omega$)*

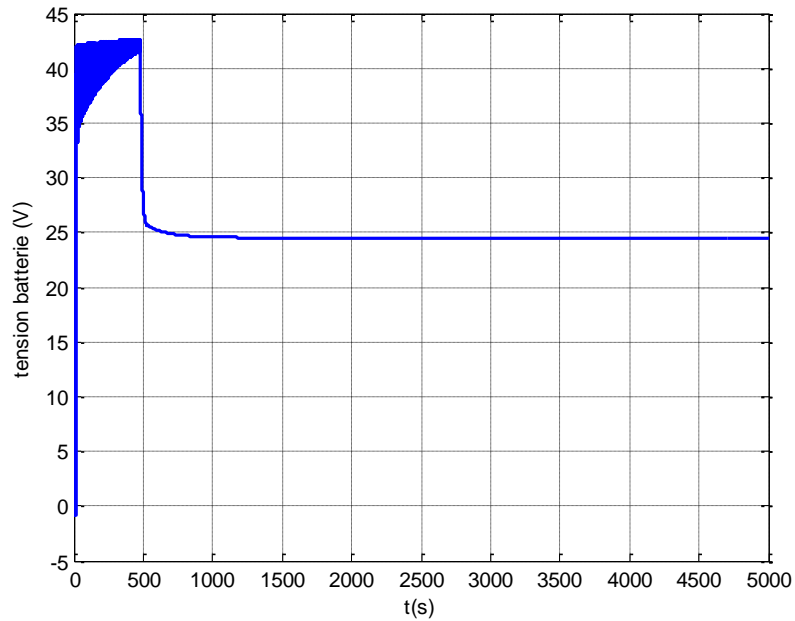


Figure 2.18. *Tension de la batterie ($R=100\Omega$)*

D'après les résultats de simulation, le temps de charge de la batterie est de 480 secondes, soit 8 minutes. Ce temps de charge dépend essentiellement de la valeur de la tension délivrée par le panneau photovoltaïque qui doit être toujours supérieure à celle de la batterie.

Afin de voir l'influence de la valeur de la charge sur la décharge de la batterie, nous avons procédé à la simulation du système pour une valeur de charge de 10Ω illustrée dans les figures 2.19 et 2.20. Les figures 2.21 et 2.22 représentent les simulations pour une charge de 1Ω .

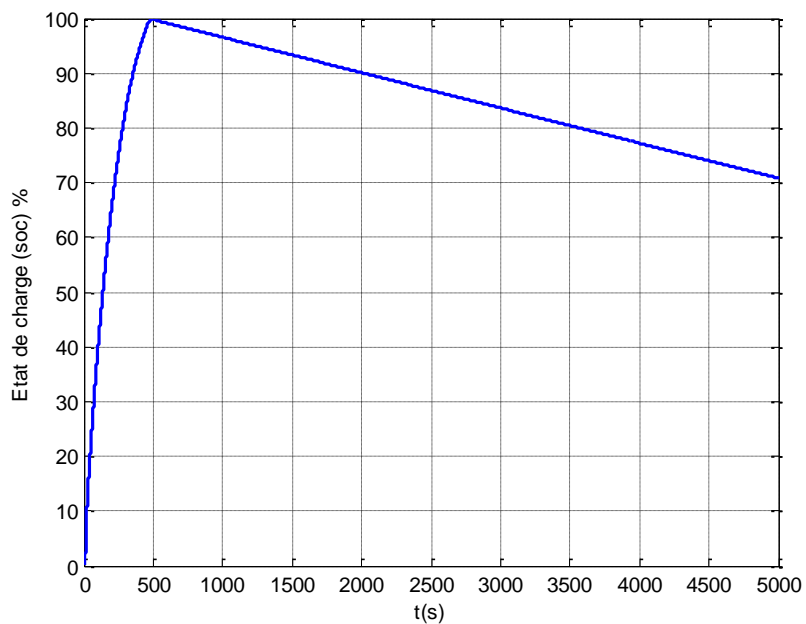


Figure 2.19. *Etat de charge de la batterie ($R=10\Omega$)*

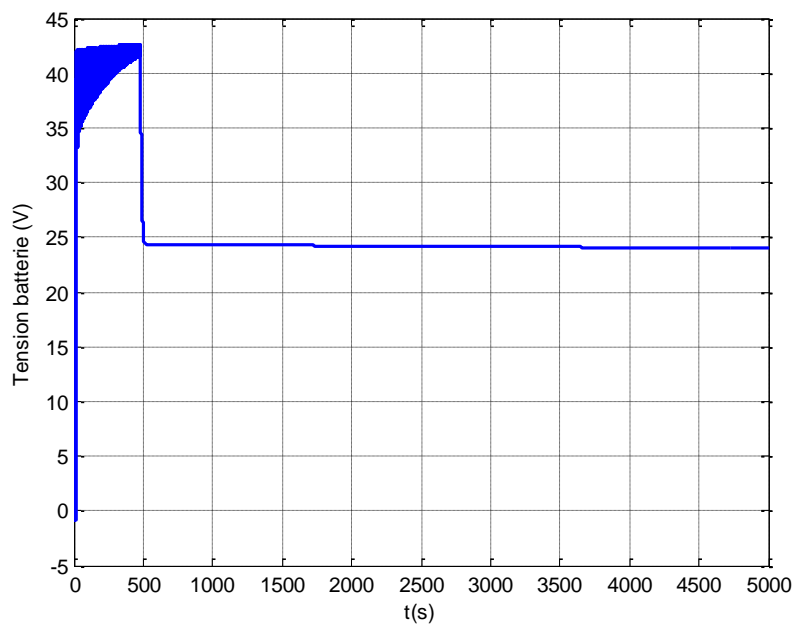


Figure 2.20. *Tension de la batterie ($R=10\Omega$)*

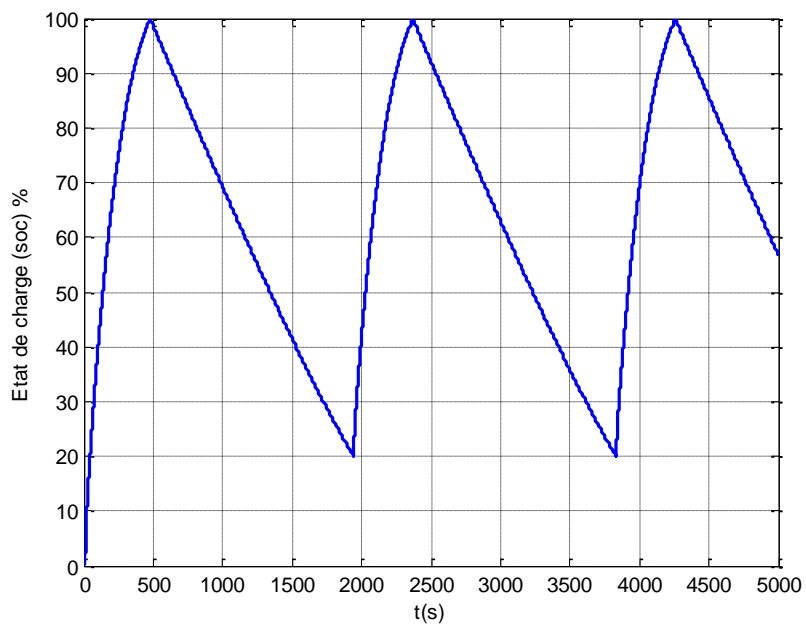


Figure 2.21. *Etat de charge de la batterie ($R=1\Omega$)*

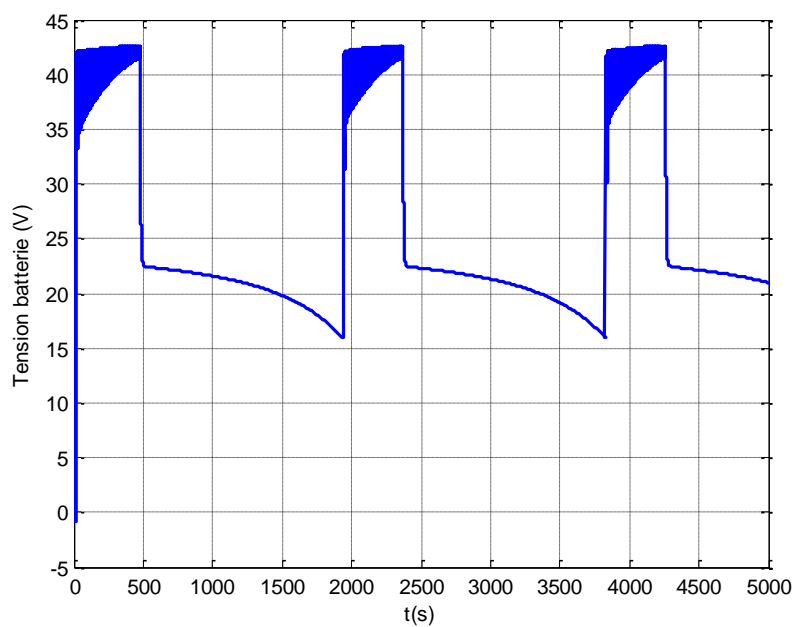


Figure 2.22. *Tension de la batterie ($R=1\Omega$)*

Les résultats de simulation montrent bien l'influence de la charge sur le comportement de la batterie surtout pendant la décharge. En effet, le basculement entre le seuil haut (100%) et le seuil bat (20%) est clair dans la figure 2.23 Il faut noter aussi que pendant la charge, la tension de la batterie est égale à la valeur délivrée par le panneau photovoltaïque.

Dans un second lieu, et pour voir l'influence de la valeur de la capacité nominale de la batterie, nous avons simulé le système avec une batterie dont sa capacité nominale est de 60Ah. Les figures suivantes montrent les caractéristiques de l'état de charge de la batterie et la tension entre ses bornes pour une charge résistive de valeurs respectivement égales à 100Ω et 1Ω .

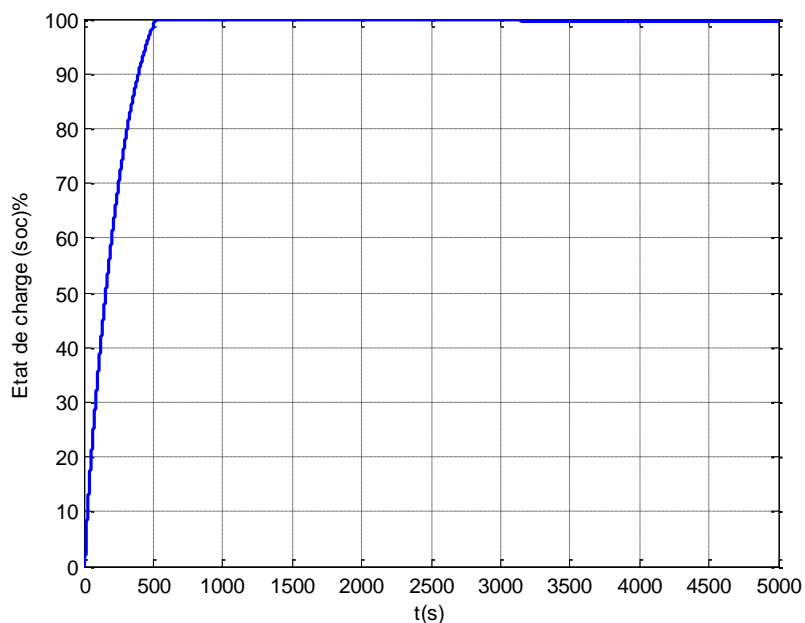


Figure 2.23. Etat de charge de la batterie ($R=100\Omega$, $C=60 Ah$)

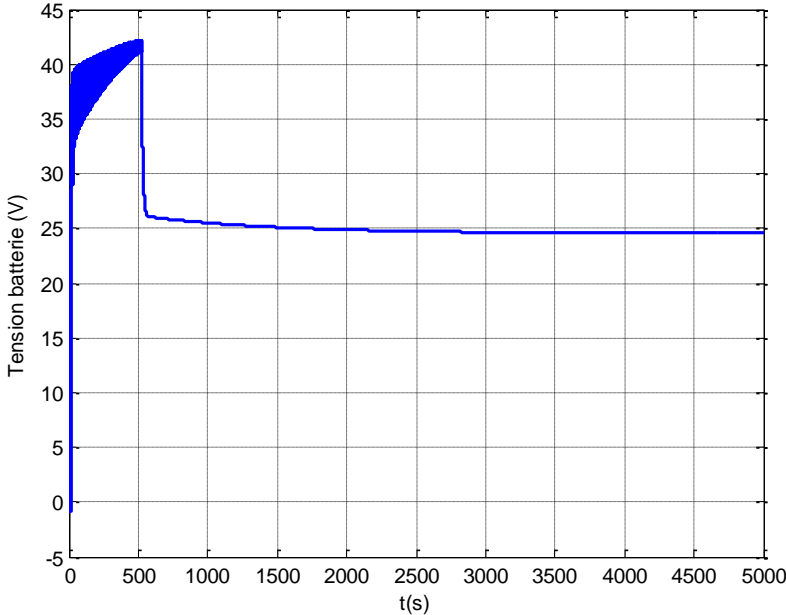


Figure 2.24. Tension de la batterie ($R=100\Omega$, $C=60 Ah$)

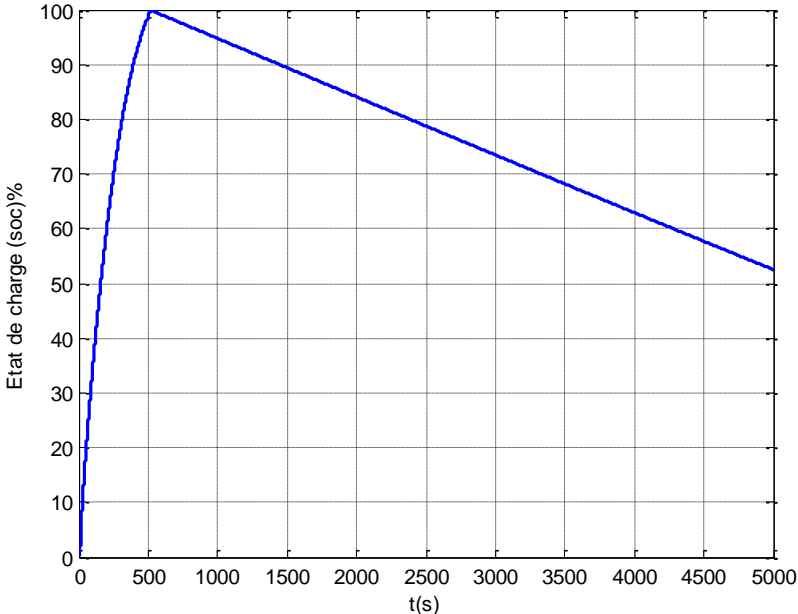


Figure 2.25. Etat de charge de la batterie ($R=1\Omega$, $C=60 Ah$)

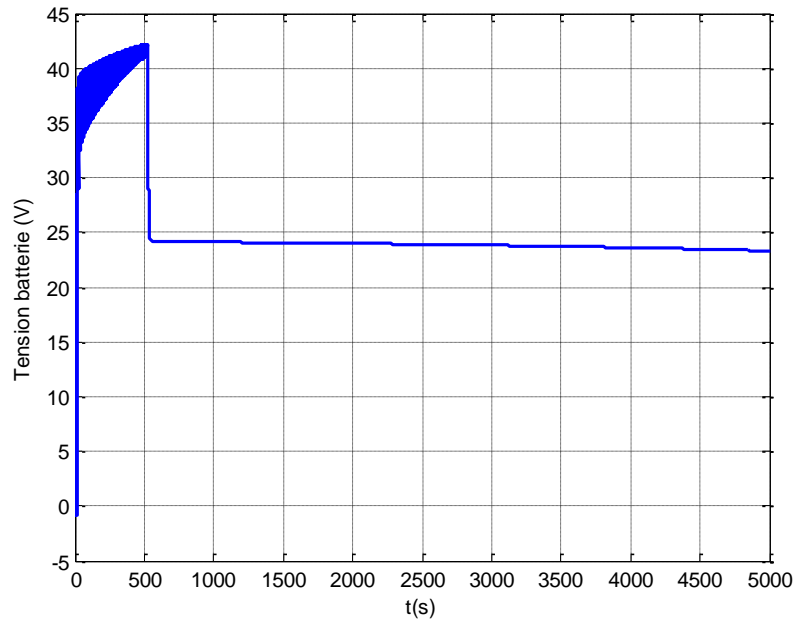


Figure 2.26. Tension de la batterie ($R=1\Omega$, $C=60\text{ Ah}$)

Ces résultats montrent bien l'effet de la valeur de la capacité nominale sur le temps de décharge de la batterie. Cependant, en faisant une comparaison entre les figures 2.17 et 2.23 pour une charge de 100Ω , et entre les figures 2.21 et 2.25 pour une charge de 1Ω , on peut affirmer que le temps de décharge augmente avec la capacité nominale de la batterie.

2.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence les problèmes dus à la connexion directe entre GPV et la charge. Dans ce sens, et dans le but d'optimiser la puissance fournie par le GPV, un étage d'adaptation doit être introduit entre la source et la charge. Cet étage d'adaptation doit être associé à une commande de recherche du point de puissance maximum.

Dans un second lieu, nous avons présenté la constitution du système photovoltaïque pour le cas d'un étage d'adaptation DC-DC puis pour le cas d'un étage d'adaptation DC-AC. Pour cela, nous avons défini les différentes topologies utilisées dans les deux cas. Les convertisseurs DC-DC les plus utilisés comme étage d'adaptation sont les convertisseurs boost, buck et buck-boost. Une brève description de ces convertisseurs a été faite dans ce

chapitre. Pour les convertisseurs DC-AC, les différentes architectures pour monter les onduleurs dans ces installations sont présentées.

La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à l'étude du problème de stockage de l'énergie. Nous avons fait en premier lieu la modélisation des batteries. Deux modèles ont été présentés : le modèle électrique simple et le modèle CIEMAT. Ensuite nous avons abordé le problème de régulation de la charge et de la décharge de la batterie, car la surcharge et la décharge profonde peuvent entraîner la destruction de la batterie. A ce propos, plusieurs solutions ont été présentées pour éviter ce problème.

Pour que le système photovoltaïque fonctionne à sa puissance maximale même pour des variations météorologiques ou de la charge, il doit comporter un étage d'adaptation associé à un algorithme de commande MPPT. Les principaux types d'algorithmes MPPT présents dans la littérature seront détaillés dans le chapitre suivant.

Chapitre 3 : Etude du fonctionnement à maximum de puissance

3.1. Introduction

Dans le but d'atteindre la valeur optimale du GPV, l'étage d'adaptation doit être muni d'une commande MPPT, qui va agir sur son rapport cyclique en fonction des variations des conditions météorologiques ou de la charge pouvant survenir. Dans ce sens, nous présenterons dans ce chapitre le fonctionnement à puissance maximale et les différents types de commandes de la recherche du point de puissance maximale. Par la suite, nous donnerons les résultats de simulation pour la recherche du point de puissance maximale pour différentes valeurs de températures ou d'ensoleillement en utilisant les deux algorithmes « *Perturb and Observe* » et « *Incrément de conductance* ».

Dans la deuxième partie, nous allons présenter les résultats de simulation du système photovoltaïque pour des variations climatiques. Pour cela, différents cas de simulation seront présentés pour différentes valeurs de la température ou/et de l'ensoleillement ; ensuite pour le cas où ces variations sont brusques.

3.2. Recherche du point de puissance maximale (MPPT)

3.2.1. Principe

Pour que le système photovoltaïque fonctionne à des points de puissance maximums de leurs caractéristiques, il existe des lois de commande spécifiques qui répondent à ce besoin. Cette commande est nommée dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou « Maximum Power Point Tracking » en Anglais (MPPT). Le principe de ces commandes est de chercher le point de puissance maximale (PPM) en gardant une bonne adaptation entre le générateur et sa charge pour assurer le transfert de la puissance maximale. La figure 3.1 représente une chaîne de conversion photovoltaïque élémentaire associée à une commande MPPT. La commande MPPT est associée à un convertisseur statique permettant

de faire une adaptation entre le GPV et la charge de telle sorte que la puissance générée correspond à sa valeur maximale et qu'elle soit transférée directement à la charge.

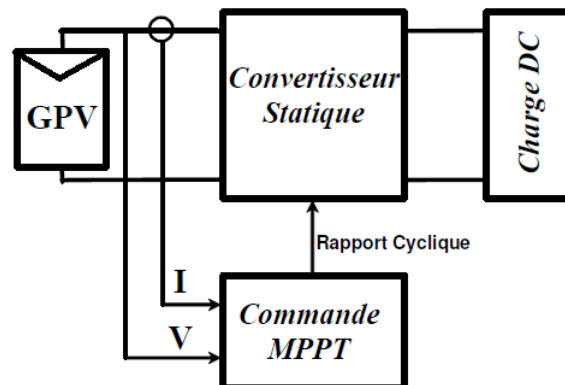


Figure 3.1. *Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur statique contrôlé par une commande MPPT.*

La technique de contrôle consiste donc à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le point de fonctionnement du générateur à sa valeur optimale quelque soient les instabilités météorologiques ou les variations brutales de la charge.

3.2.2. Différents types de commandes MPPT

Plusieurs publications sur les commandes de la recherche du point de puissance maximale apparaissent dans la littérature, et ce depuis les années 1970. Ces commandes diffèrent par leur principe de fonctionnement, leur précision et leur rapidité de recherche. Dans ce qui suit, nous allons citer les principales commandes rencontrées dans la littérature (Cabal, 2008).

3.2.2.1. Premières commandes MPPT

En Janvier 1968, A.F. Boehringer a publié la première loi de commande MPPT adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque. La commande, basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permet de maintenir le fonctionnement du système à son point de puissance maximale. A partir des mesures du courant délivré par le panneau photovoltaïque I_{ph} et de la tension V_{ph} , la méthode consiste à calculer la puissance à l'instant t_i et la comparer à la valeur mémorisée à l'instant t_{i-1} . Par la suite, un nouveau rapport

cyclique est calculé et est appliqué au convertisseur statique. La figure 3.2 illustre le principe de la première commande MPPT numérique.

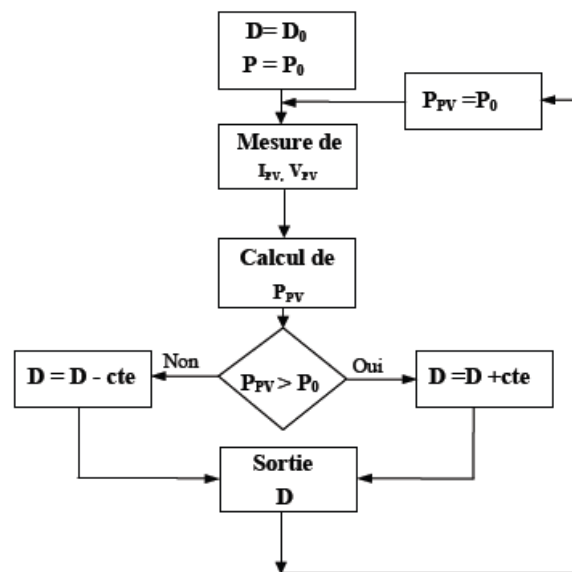


Figure 3.2. Principe de la première commande MPPT numérique.

Ce principe de commande est toujours valable, il est appliqué maintenant sur des algorithmes numériques plus performants, avec un temps de réaction et une précision de la recherche du PPM améliorés.

3.2.2.2. Commandes MPPT à algorithmes performants

Différents types d'algorithmes MPPT sont rencontrés dans la littérature. Les trois méthodes les plus rencontrées sont *Hill Climbing*, *Perturb & Observ (P&O)* et *l'incrément de conductance (IncCond)*. Nous présentons leurs différents principes dans les parties suivantes.

- Principe des commandes « *Hill Climbing* »

La technique de commande « *Hill Climbing* » consiste à donner une perturbation sur le rapport cyclique qui se traduit par un déplacement du point de fonctionnement le long de la caractéristique puissance-rapport cyclique du générateur photovoltaïque. Théoriquement, la recherche doit s'arrêter lorsque le point de puissance maximale est atteint.

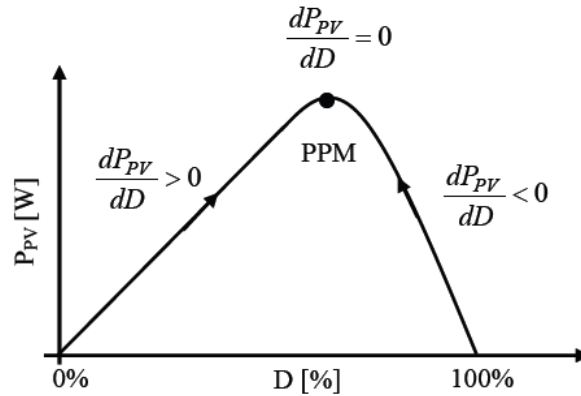


Figure 3.3. Relation entre la puissance et le rapport cyclique.

La figure 3.3 montre que si une incrémentation positive du rapport cyclique crée un accroissement de la puissance, le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, la direction de la perturbation est donc maintenue. Si au contraire, il est donc à droite du PPM et la perturbation est inversée pour reprendre la convergence vers le PPM. L'algorithme de cette méthode est illustré dans la figure 3.4. La variable *slope* prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction de recherche pour augmenter la puissance, et *a* est la variable d'incrément du rapport cyclique.

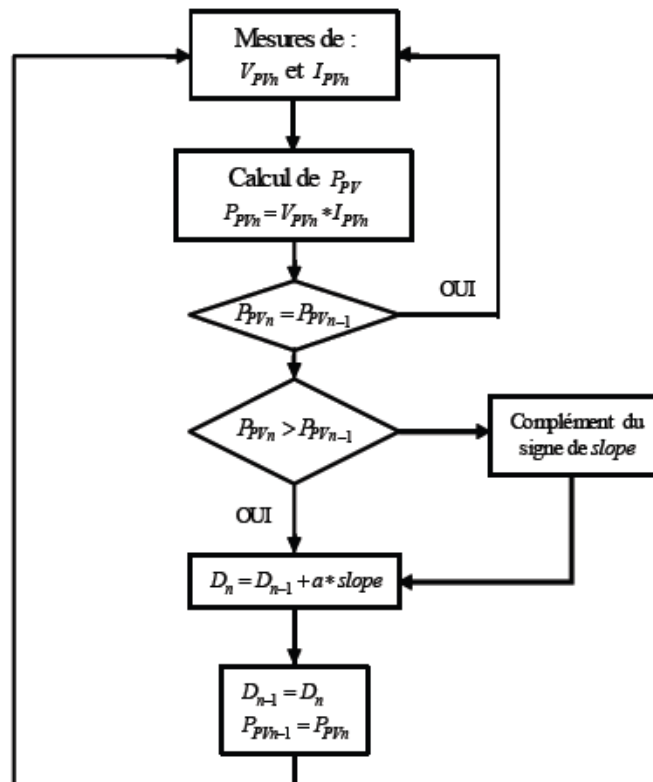


Figure 3.4. Algorithme de la commande Hill Climbing.

- Principe des commandes « *Perturb and Observe* » (P&O)

Le principe de commande P&O consiste à provoquer une perturbation de faible valeur sur la tension V_{PV} , ce qui engendre une variation de la puissance. La figure 3.5 montre que si une augmentation de la tension provoque un accroissement de la puissance, le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, si au contraire la puissance décroît, il est à droite. De la même manière, on peut faire un raisonnement pour une diminution de la tension. En résumé, pour une perturbation de la tension, si la puissance augmente, la direction de la perturbation est maintenue. Si non, elle est inversée pour que le point de fonctionnement converge vers le PPM.

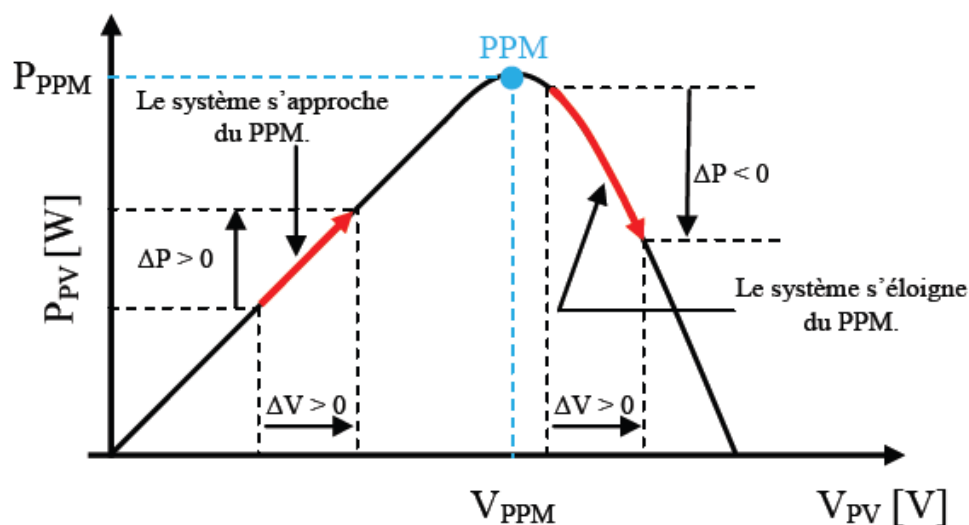


Figure 3.5. Caractéristique puissance–tension d'un panneau photovoltaïque.

La figure 3.6 illustre l'organigramme de la commande MPPT de type P&O. Pour déterminer la puissance à chaque instant, deux capteurs sont nécessaires pour mesurer les valeurs de la tension et du courant.

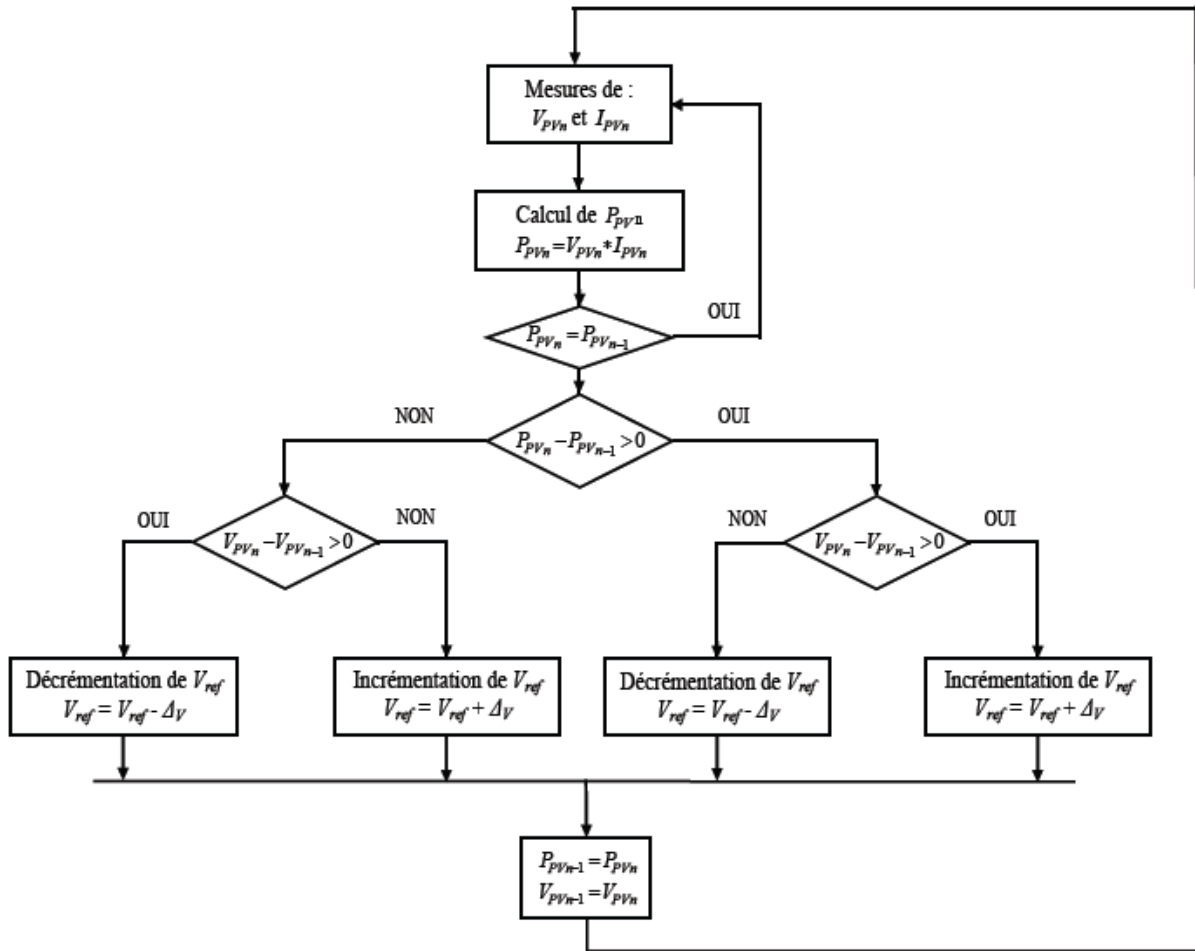


Figure 3.6. Algorithme de la méthode P&O.

A cause de la facilité de son implémentation, la méthode P&O est fréquemment utilisée malgré qu'elle présente des problèmes d'oscillations autour du PPM car la recherche doit être répétée périodiquement pour obliger le système à osciller autour du PPM. En plus, et pour des variations brusques des conditions climatiques ou/et de la charge, cette méthode présente parfois des erreurs d'interprétation dans la direction qu'il faut suivre pour atteindre le PPM.

- Principe des commandes « *Incrément des conductances* » (IncCond)

Cette technique est basée sur la variation de la conductance du GPV et son influence sur la position du point de fonctionnement. La conductance et la variation élémentaire de la conductance (incrément) du module photovoltaïque sont définies respectivement par :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.1)$$

$$dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.2)$$

La caractéristique puissance-tension du GPV, permet d'écrire les conditions suivantes :

- Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM,
- Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$, le point de fonctionnement est sur le PPM,
- Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

En utilisant la relation (3.2), la dérivée de la puissance peut s'écrire sous la forme :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(V_{PV} \cdot I_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} \cdot \frac{dV_{PV}}{dV_{PV}} + V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.3)$$

On peut donc avoir d'autres conditions sur la variation de la conductance :

- Si $I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \Rightarrow \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est sur le PPM,
- Si $I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > 0 \Rightarrow \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM,
- Si $I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < 0 \Rightarrow \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

Le PPM peut être atteint en comparant à chaque instant la valeur de la conductance (I_{PV}/V_{PV}) avec celle de l'incrément de conductance (dI_{PV}/dV_{PV}). La figure 3.7 montre l'algorithme de cette méthode, où V_r représente la tension de référence.

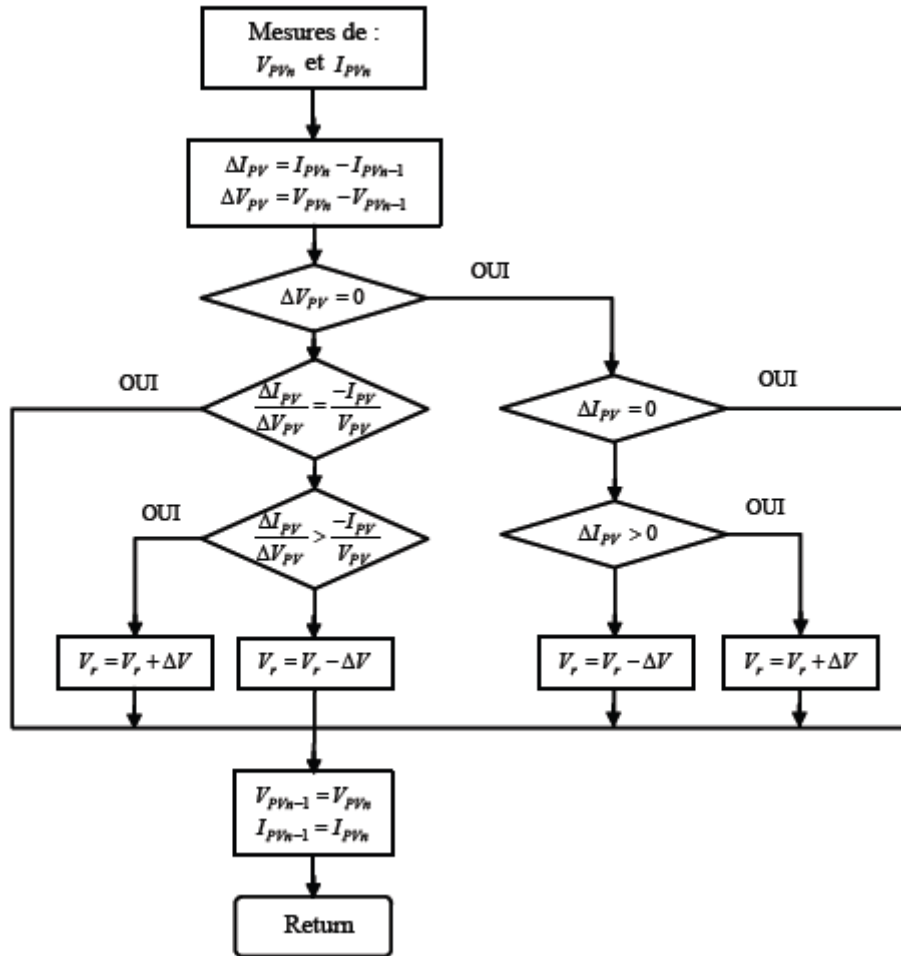


Figure 3.7. Algorithme de la méthode Incrément de conductance.

Pratiquement, comme la méthode P&O, cette technique présente des oscillations autour du PPM car il est difficile de remplir la condition $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$, ce qui fait que le système reste toujours en train de la chercher. L'algorithme IncCond est plus complexe que celui du P&O, ce qui engendre un temps d'exécution plus long.

3.2.2.3. Les commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité.

Ces commandes sont basées sur des relations de proportionnalité entre les valeurs optimales du point de puissance maximale (V_{OPT} et I_{OPT}) et les paramètres à vide et en court-circuit du module PV (V_{OC} et I_{CC}). Suivant le paramètre contrôlé, on parle alors de commande en régulation de courant ou de tension.

- Commande en régulation de tension.

Cette méthode consiste à comparer la tension délivrée par le panneau V_{PV} avec la tension optimale V_{OPT} considérée comme référence. L'erreur entre les deux tensions est alors utilisée pour ajuster le rapport cyclique du convertisseur statique dans le but d'avoir une tension égale à celle de référence.

La tension de référence est obtenue à partir de la relation linéaire entre V_{OPT} et V_{OC} du module PV :

$$V_{OPT} = k_v \cdot V_{OC}$$

Où k_v est un facteur de tension qui dépend du GPV utilisé et de la température de fonctionnement. Généralement, pour des GPV en Si, k_v est compris entre 0.71 et 0.78.

L'inconvénient de cette technique est qu'il est nécessaire d'effectuer la mesure de V_{OC} de temps en temps. La charge doit être donc déconnectée pendant cette mesure, ce qui provoque une perte de puissance. Cette méthode est simple et robuste mais ne présente pas assez de précisions.

- Commande en régulation de courant.

Concernant cette méthode, le PPM peut être atteint en comparant le courant de court-circuit I_{CC} mesuré à un courant de référence égal I_{OPT} . Ce courant est calculé par la relation suivante :

$$I_{OPT} = k_I \cdot I_{CC}$$

k_I étant le facteur de courant qui dépend du GPV utilisé, généralement compris entre 0.78 et 0.92.

Pendant la mesure du courant I_{CC} , il est nécessaire de court-circuiter le GPV, ce qui implique une perte de transfert de puissance.

Ces types de commandes nécessitent un seul capteur, ce qui les rend faciles à mettre en œuvre. Par contre, leur précision est faible à cause des procédés d'estimation des paramètres I_{CC} et V_{CO} . De plus, à chaque mesure de courant ou de tension, un arrêt de transfert de puissance est obligatoire.

3.2.2.4. Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue.

Les commandes basées sur la logique floue sont de plus en plus utilisées suite à l'évolution des microcontrôleurs. Dans notre cas, le principe est basé sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur e et le changement d'erreur Δe et une variable de sortie ΔD qui représente la variation du rapport cyclique servant à piloter le convertisseur statique pour chercher le PPM. La valeur de ΔD est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée.

Cette méthode est performante surtout pendant le changement des conditions climatiques (Cabal, 2008), cependant sa précision en statique est liée à la complexité de la table de vérité employée, d'où la nécessité de choisir un microcontrôleur performant qui tient compte des différents paramètres électriques du panneau.

3.2.2.5. Les commandes MPPT basées sur les réseaux de neurones

Ces dernières années, la technique de réseaux de neurones est de plus en plus utilisée dans divers domaines d'application, permettant de résoudre des problèmes complexes. Le nombre de nœuds au niveau des différentes couches peut varier selon le degré de précision souhaitée de la commande. Pour une commande MPPT, les variables d'entrées sont les paramètres caractéristiques d'un GPV associées à des données atmosphériques, la sortie est un signal représentant la valeur du rapport cyclique permettant de commander le convertisseur statique pour fonctionner au PPM.

L'inconvénient de cette méthode est qu'elle nécessite un entretien et une maintenance régulière. En effet, pour mettre à jour les relations entre les entrées et les sorties du réseau, l'apprentissage doit être révisé régulièrement.

3.3. Simulation de la recherche du point de puissance maximale

Dans les systèmes photovoltaïques, la puissance maximale extraite du GPV dépend de trois facteurs : l'ensoleillement, la température des cellules et l'impédance de la charge ; le rendement des cellules est supposé constant. La conception de ces systèmes doit permettre un fonctionnement à maximum de puissance pour n'importe quelle température et ensoleillement. L'impédance de la charge, qui est parfois variable, est aussi un facteur

significatif. En effet, lorsque le GPV est connecté directement à la charge, le système fonctionne à l'intersection entre la caractéristique I-V et la courbe de la charge qui peut être loin du PPM. Un ajustement de la charge est donc nécessaire pour répondre à ce besoin.

Pour surmonter ces effets indésirables pour le fonctionnement au PPM, un convertisseur DC-DC muni d'un système de commande MPPT est inséré entre le GPV et la charge. En effet, pour une température et un ensoleillement donnés, le panneau photovoltaïque va délivrer une tension et un courant dépendant de la charge. La commande MPPT va chercher les valeurs de tension et de courant qui correspondent à la valeur de la puissance maximale. Cette dernière donne la valeur du rapport cyclique approprié qu'il faut appliquer au convertisseur de puissance dans le but de contrôler l'étage d'adaptation pour avoir un fonctionnement au maximum de puissance. La figure 3.8 illustre un système photovoltaïque composé par le GPV, la commande MPPT, le convertisseur DC-DC et la charge.

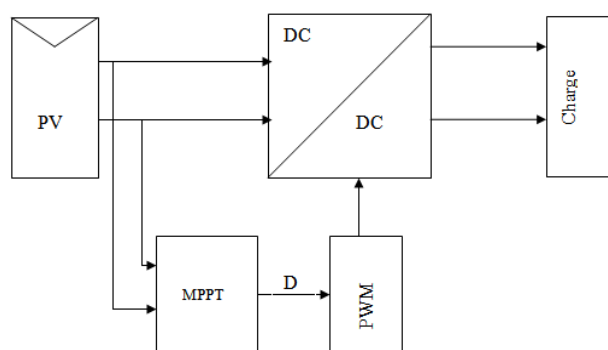


Figure 3.8. *Système photovoltaïque muni d'une commande MPPT*

Plusieurs algorithmes de suivi ont été prouvés et utilisés avec une variété de types de convertisseurs DC-DC (Cabal, 2008), (Cid Pastor, 2006), (Walker, 2000), (.Enrique, Duran, Sidrach-de-Cardona et Andujar, 2007). Parmi ces algorithmes, les méthodes « *Perturb and observ* » et « *incrément de conductance* » sont étudiées ici. Pour avoir une commande MPPT plus efficace, le choix du convertisseur est très important. Dans (Akihiro, 2005), l'auteur démontre que seul le convertisseur DC-DC de type abaisseur-élevateur (buck-boost) est capable de gérer le système photovoltaïque à suivre le PPM à tout moment, indépendamment de la température, l'ensoleillement et la charge.

A partir de la fonction de transfert de la tension exprimée par la relation (2.17), sa relation avec le rapport cyclique D est :

- Si $0 < D < 0.5$, la tension de sortie est inférieure à la tension d'entrée.
- Si $D = 0.5$, les tensions d'entrée et de sortie sont égales.
- Si $0.5 < D < 1$, la tension de sortie est supérieure à la tension d'entrée.

3.3.3.1. Algorithme « *Perturb and Observe* » (P&O)

Cette méthode est la plus couramment utilisée dans la pratique, à cause de sa simplicité et son implémentation facile. Le principe de cette méthode est détaillé dans le premier chapitre. La figure 3.9 montre les résultats de simulation des courbes puissance-tension pour une température constante de 25°C et différentes valeurs de l'ensoleillement, alors que pour la figure 3.10 les courbes sont simulées pour un ensoleillement constant de 1000 W/m^2 et une température variable. Le point de puissance maximale est repéré par une étoile en rouge figurant sur les caractéristiques.

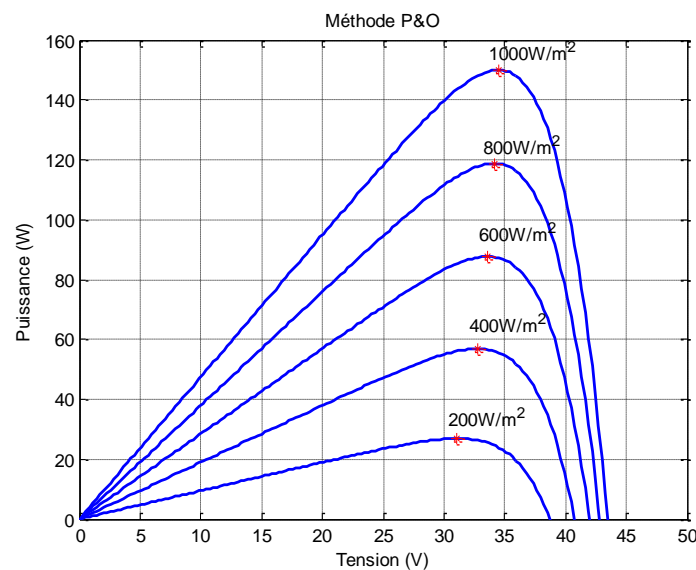


Figure 3.9. Recherche du MPPT pour $T=25^{\circ}\text{C}$ et E variable

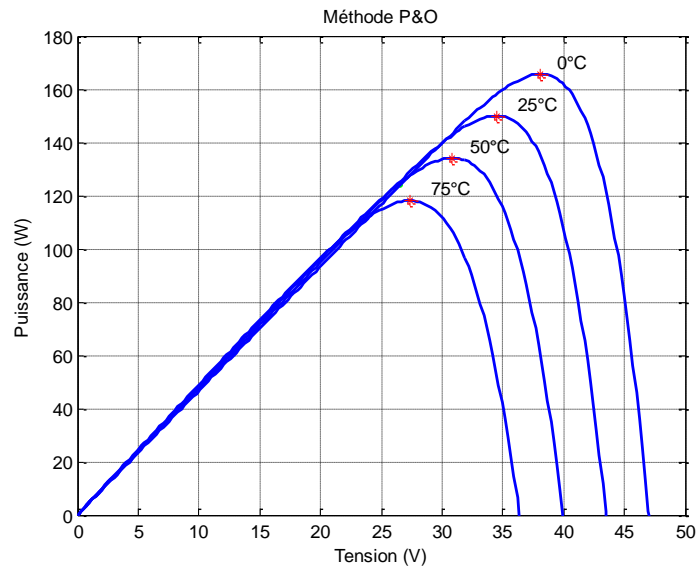


Figure 3.10. Recherche du MPPT pour $E=100W/m^2$ et T variable

3.3.3.2. Algorithme « *Incrément de Conductance* » (IncCond)

Le principe et l'algorithme de cette méthode sont donnés dans le premier chapitre. La figure 3.11 montre les résultats de simulation des courbes puissance-tension pour une température constante de 25°C et un ensoleillement variable. Ces résultats sont similaires à ceux de la méthode P&O.

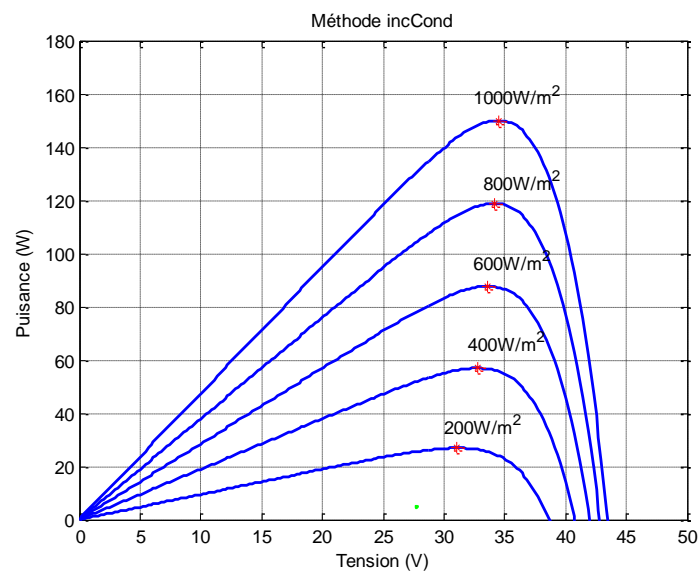


Figure 3.11. Recherche du MPPT pour $T=25^{\circ}C$ et E variable

3.4. Simulation du système PV pour des variations de température et d'ensoleillement

Le système photovoltaïque étudié est composé du panneau photovoltaïque, d'un convertisseur DC-DC de type boost doté de sa commande MPPT basée sur l'algorithme P&O, d'un générateur à modulation de largeur d'impulsion (MLI) pour contrôler le rapport cyclique du convertisseur pour une charge résistive. Le schéma synoptique est donné par la figure 3.12

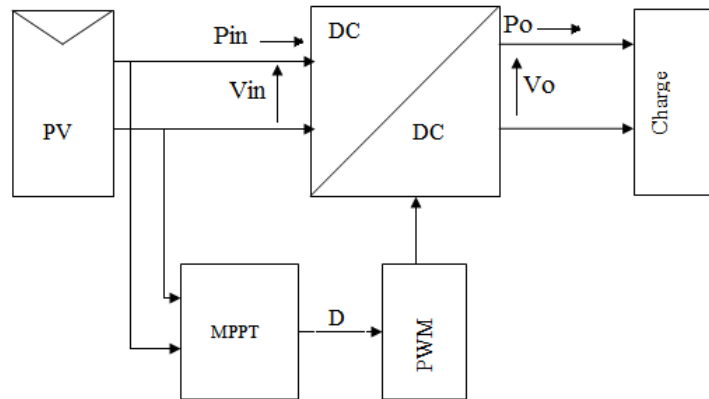


Figure 3.12. Schéma synoptique du système photovoltaïque étudié

3.4.1. Cas d'un ensoleillement constant et différentes valeurs de température

Dans cette partie, nous avons fait la simulation avec Matlab-Simulink des courbes de tensions d'entrée et de sortie ainsi que celles de courants d'entrée et de sortie du convertisseur pour un ensoleillement constant de 1000W/m^2 et deux valeurs de température : 25°C et 50°C , et ce pour une charge résistive. Les figures 3.13 et 3.14 illustrent les résultats de simulation des valeurs d'entrée alors que les figures 3.16 et 3.7 représentent celles de sortie.

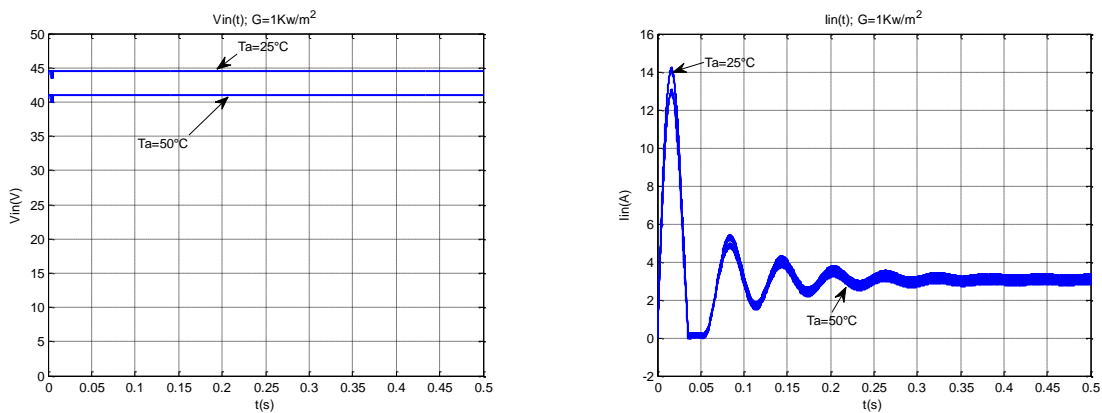


Figure 3.13. Tension d'entrée V_{in} ($E=1\text{Kw/m}^2$) Figure 3.14. Courant d'entrée I_{in} ($E=1\text{Kw/m}^2$)

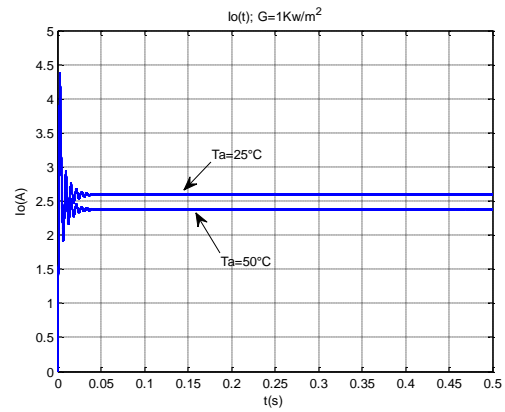
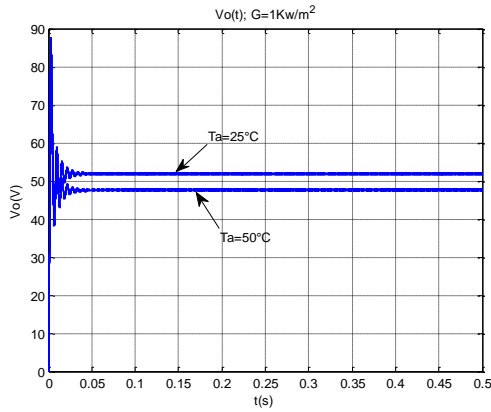


Figure 3.15. Tension de sortie V_o ($E=1Kw/m^2$) **Figure 3.16.** Courant de sortie I_o ($E=1Kw/m^2$)

Les résultats de simulation montrent que la variation de la température provoque une légère variation de la tension d'entrée du convertisseur alors que le courant d'entrée est presque constant. Concernant la tension et le courant de sortie, la variation étant faible à cause du point de fonctionnement imposé d'une part par la charge, et d'autre part par la commande MPPT qui garantit un fonctionnement autour du PPM.

3.4.2. Cas d'une température constante et différentes valeurs de l'ensoleillement

On répète les mêmes simulations pour une température constante de $25^\circ C$ et deux valeurs d'ensoleillement : $500W/m^2$ et $1000W/m^2$. Les figures suivantes représentent les résultats de simulation des valeurs d'entrée et de sortie du courant et de la tension.

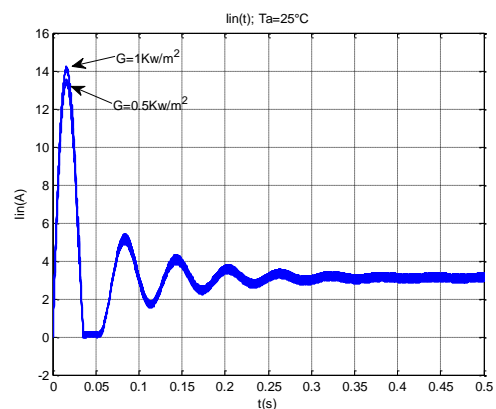
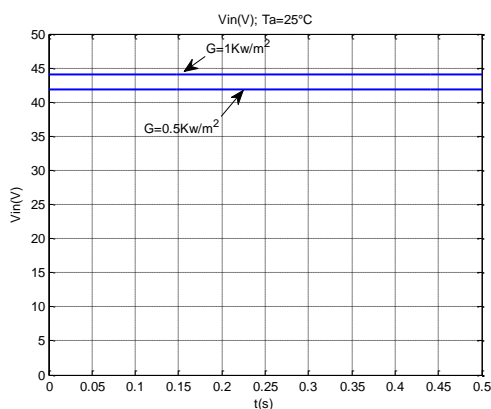


Figure 3.17. Tension d'entrée V_{in} ($T=25^\circ C$)

Figure 3.18. Courant d'entrée I_{in} ($T=25^\circ C$)

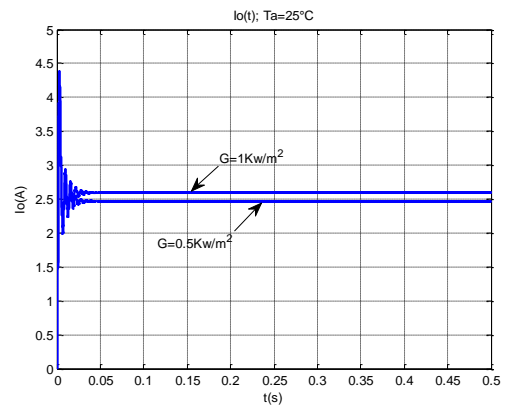
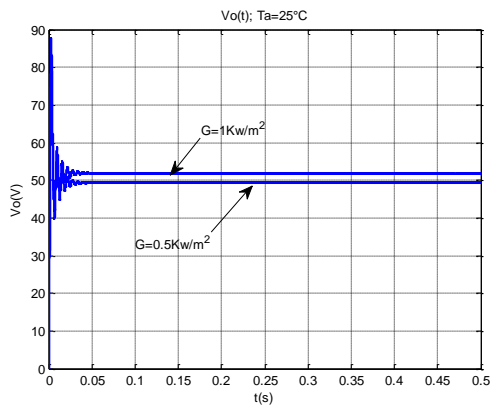


Figure 3.19. Tension de sortie V_o ($T=25^{\circ}\text{C}$)

Figure 3.20. Courant de sortie I_o ($T=25^{\circ}\text{C}$)

Pour ce type de fonctionnement, on trouve les mêmes les résultats, seulement que la variation de la tension d'entrée est plus faible ici pour différentes valeurs de l'ensoleillement.

3.4.3. Cas d'une température variable ou/et un ensoleillement variable

Dans le but de bien vérifier le fonctionnement et la réponse de notre système, nous avons procédé à simuler notre système photovoltaïque pour une température et un ensoleillement variables en fonction du temps. Pour cela nous avons utilisé une valeur oscillatoire au lieu d'une valeur constante. Les figures 3.21 et 3.22 montrent les résultats de simulation du courant et de la tension d'entrée du convertisseur pour une température constante de 25°C et un ensoleillement oscillant autour de $1000\text{W}/\text{m}^2$, alors que les figures 3.23 et 3.24 correspondent à un ensoleillement constant de $1000\text{W}/\text{m}^2$ et une température oscillant autour de 25°C . Pour les figures 3.25 et 3.26 nous avons procédé à varier en même temps la température et l'ensoleillement avec les mêmes valeurs que précédemment.

Les résultats de simulation montrent bien que le système répond aux variations de la température ou/et de l'ensoleillement.

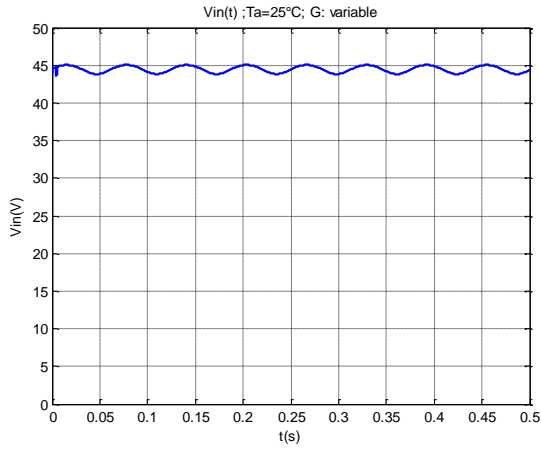


Figure 3.21. V_{in} ($T=25^{\circ}\text{C}$, E variable)

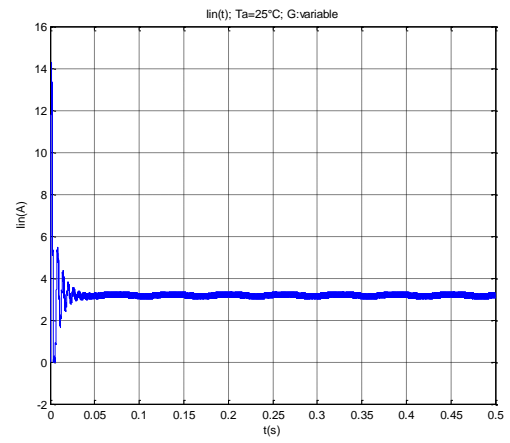


Figure 3.22. I_{in} ($T=25^{\circ}\text{C}$, E variable)

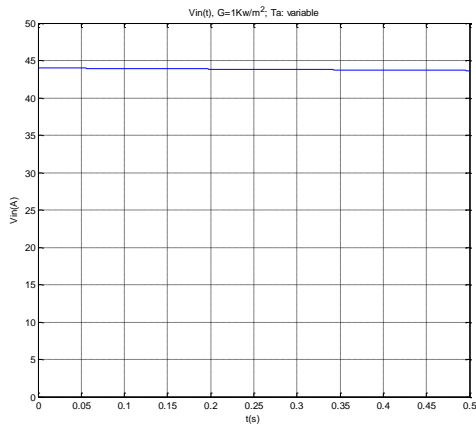


Figure 3.23. V_{in} ($E=1\text{Kw}/\text{m}^2$, T variable)

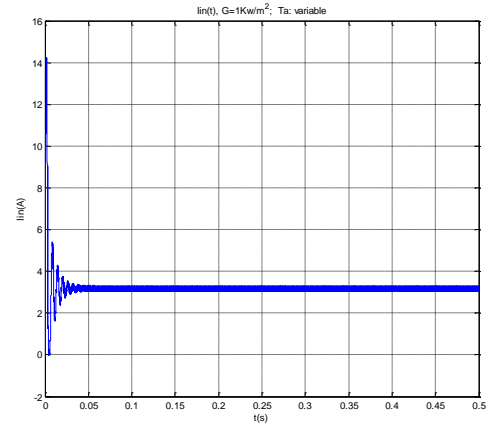


Figure 3.24. I_{in} ($E=1\text{Kw}/\text{m}^2$, T variable)

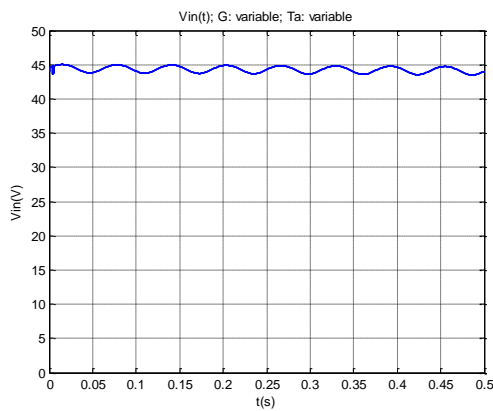


Figure 3.25. V_{in} (T et E variables)

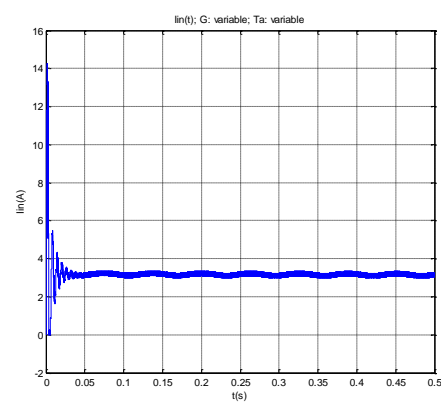


Figure 3.26. I_{in} (T et E variables)

3.5. Simulation pour des variations brusques de la température ou/et de l'ensoleillement

Pour montrer l'efficacité du système proposé, nous avons effectué dans cette partie des simulations en provoquant des changements brusques de la température ou de l'ensoleillement avec une charge résistive de valeur 20Ω . Pour cela, nous avons pris comme valeur de l'ensoleillement $E = 700\text{W/m}^2$, puis à l'instant $t = 0.2\text{s}$, nous provoquons un changement brusque de la valeur de l'ensoleillement pour passer à $E = 1000\text{W/m}^2$ tout en gardant la température constante à 25°C . Les figures 3.27 et 3.28 montrent les résultats des tensions et puissances d'entrée et de sortie du convertisseur statique.

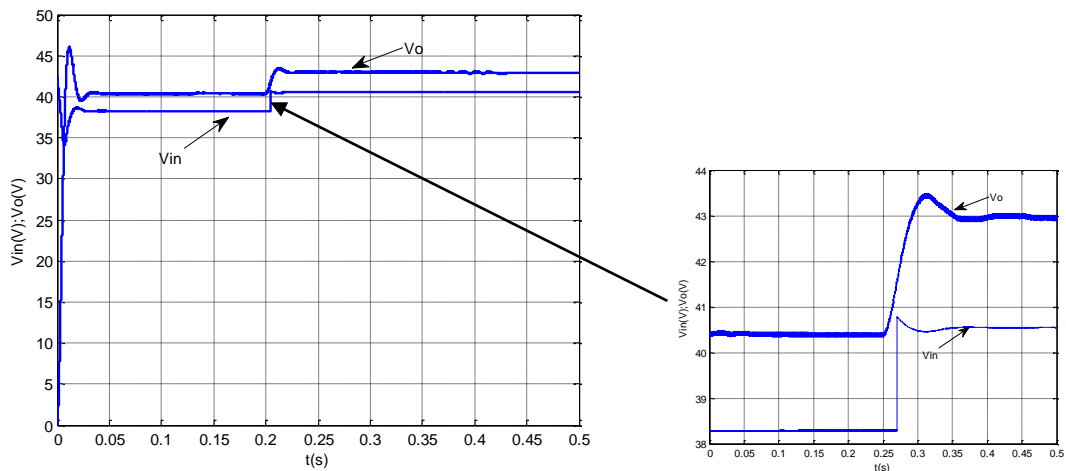


Figure 3.27. V_{in} & V_o (variation de l'éclairement)

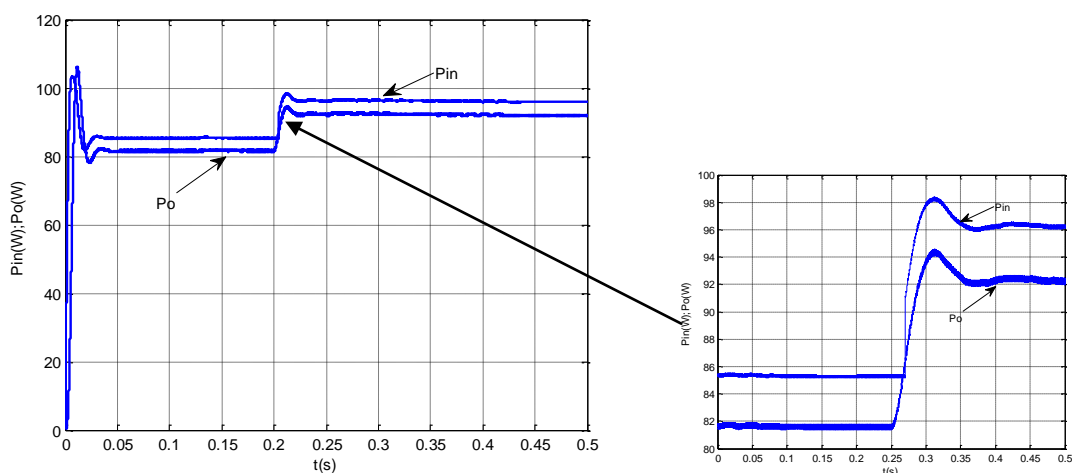


Figure 3.28. P_{in} & P_o (variation de l'éclairement)

Ensuite, nous gardons la valeur de l'éclairement constante à 1000W/m^2 . A l'instant $t = 2\text{s}$, nous provoquons une variation brusque de la température pour passer de 25°C à 50°C . Les résultats sont donnés par les figures 3.29 et 3.30.

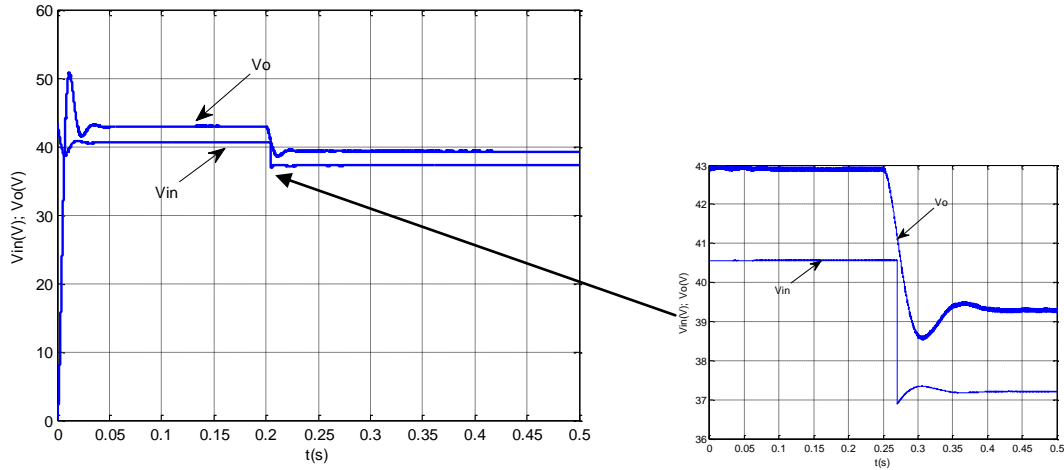


Figure 3.29. V_{in} & V_o (variation de la température)

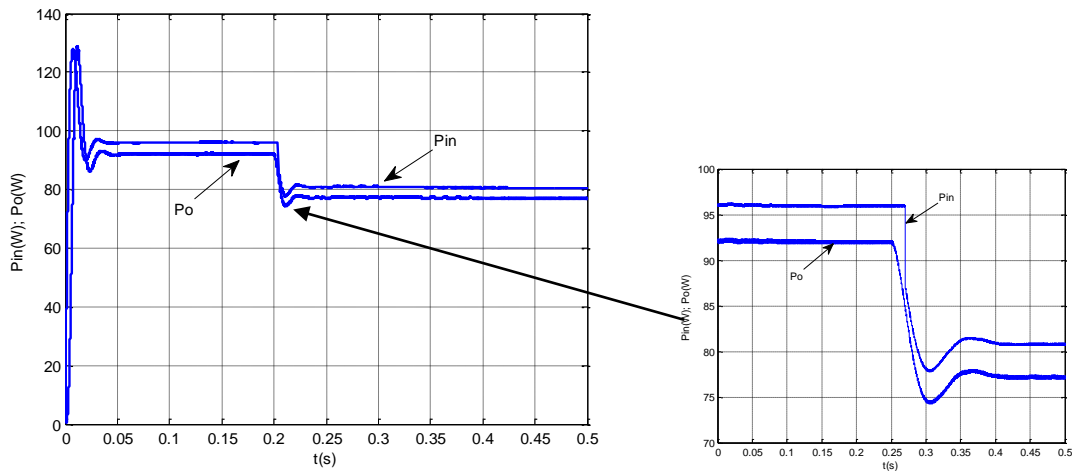


Figure 3.30. P_{in} & P_o (variation de la température)

Dans ce qui suit, nous effectuons l'étude du comportement du système pour des variations brusques de la température et de l'éclairement. A l'instant $t = 0.2\text{s}$, nous provoquons un changement de la température et de l'ensoleillement en même temps. Les figures suivantes illustrent les résultats de simulation.

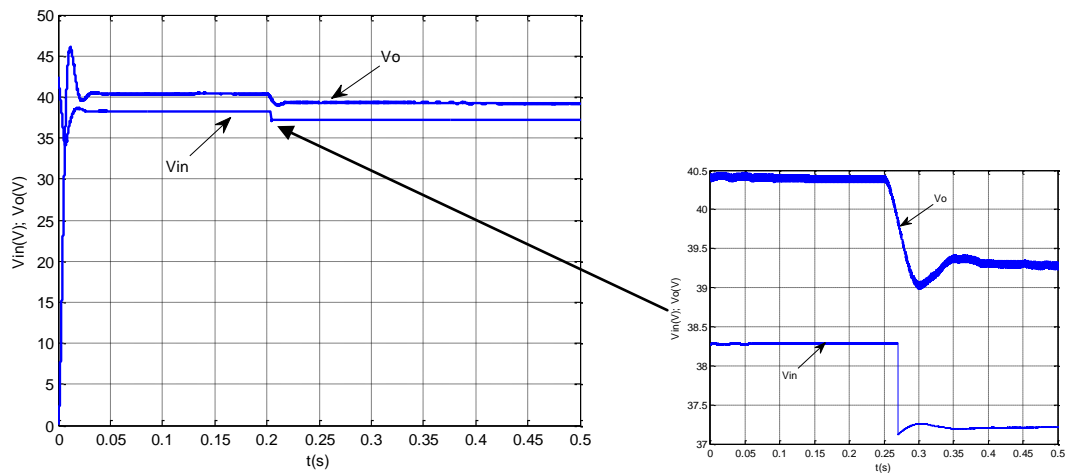


Figure 3.31. V_{in} & V_o (variation de l'éclairement et de la température)

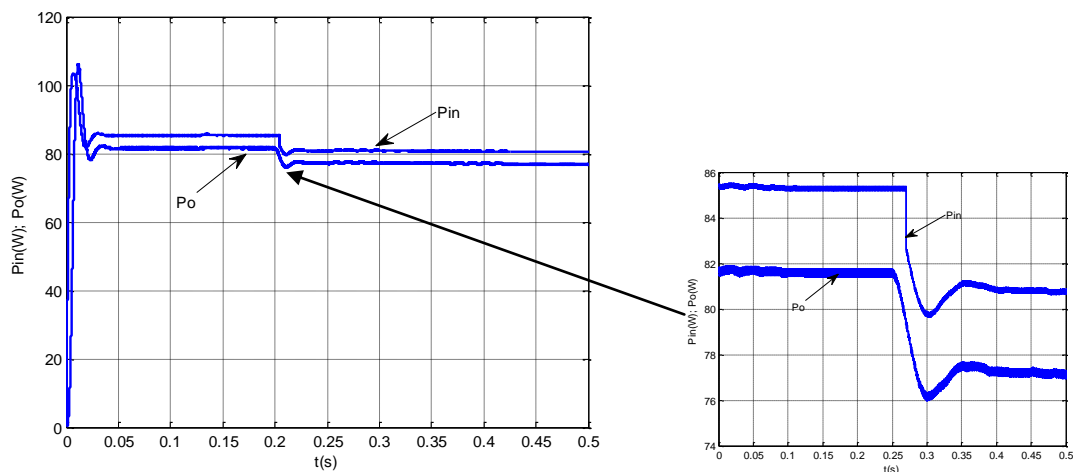


Figure 3.32. P_{in} & P_o (variation de l'éclairement et de la température)

Les résultats de simulation montrent bien que le système est stable pour les variations brusques de la température et/ou de l'ensoleillement, et le système atteint son état d'équilibre dans un temps assez court. La figure 3.28 montre que la puissance augmente pour un changement de l'éclairement seul, car à partir des courbes courant-tension du panneau et pour différentes valeurs de l'ensoleillement, la tension diminue légèrement tandis que l'augmentation du courant est importante. Au contraire, la figure 3.30 montre que la puissance diminue avec une augmentation de la température, cela est dû à la diminution de la tension alors que le courant reste à peu près constant. Concernant la variation de la température et de l'ensoleillement en même temps, la puissance et la tension varient légèrement.

3.6. Simulation pour des variations de la charge

Afin de voir le comportement du système photovoltaïque pour les variations de la charge, nous avons procédé à faire des simulations en provoquant une variation brusque de la charge. Pour cela, nous avons pris comme charge une résistance de valeur 20Ω . A l'instant $t=0.5s$, nous insérons une résistance de valeur 100Ω en parallèle, ce qui fait que la valeur de la charge équivalente devient égale à 16.66Ω . Cette simulation est faite avec un ensoleillement de $1000W/m^2$ et une température de $25^\circ C$. Les figures suivantes montrent les résultats de simulation des tensions et puissances d'entrée et de sortie du convertisseur statique.

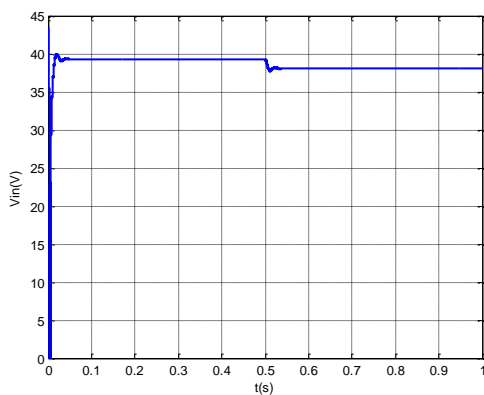


Figure 3.33. V_{in} (charge variable)

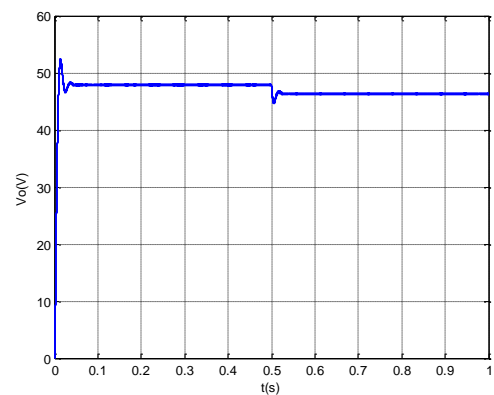


Figure 3.34. V_o (charge variable)

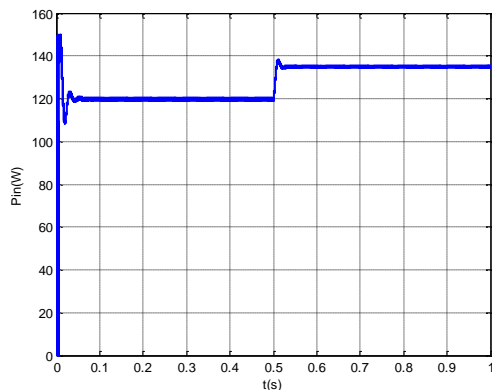


Figure 3.35. P_{in} (charge variable)

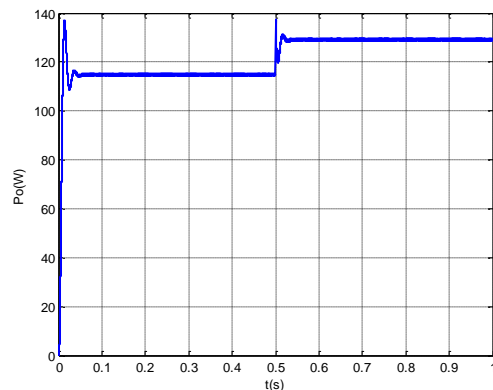


Figure 3.36. P_o (charge variable)

Ces résultats montrent que le système est stable pour des variations brusques de la charge. En effet, le système arrive à son régime permanent après un court régime transitoire. La diminution de la valeur de la charge se traduit par un appel de courant plus élevé, c'est à dire par une augmentation de puissance.

3.7. Conclusion

Dans la littérature, plusieurs types de commandes MPPT sont étudiés. Ces commandes sont choisies en fonction de leurs exigences (coût, complexité, précision, vitesse de convergence,..). Dans ce chapitre, nous avons détaillé les techniques de commandes les plus utilisées. Pour étudier le panneau photovoltaïque choisi lors de son fonctionnement à maximum de puissance, deux méthodes sont présentées et simulées : la méthode « *Perturb and Observe* » (P&O) et la méthode « *Incrément de Conductance* » (IncCond). Les résultats de simulation sont donnés pour différentes valeurs de la température et de l'ensoleillement.

Dans le but d'étudier le comportement du système photovoltaïque par rapport aux variations climatiques, nous avons simulé au début le système pour différentes valeurs de la température ou/et de l'ensoleillement ; ensuite nous avons étudié le cas où ces variations sont brusques. Les résultats de simulation montrent que le système est stable, et il atteint son état d'équilibre dans un temps assez court.

Pour valider notre étude, nous proposons dans le chapitre suivant à étudier le système photovoltaïque, appliquée à un système de pompage à courant continu puis à courant alternatif. Dans ce sens, nous nous intéressons tout d'abord à la simulation et le contrôle de la tension délivrée par le système photovoltaïque fonctionnant à sa puissance maximale, appliquée à un système de pompage. L'unité de pompage est constituée dans ce cas par une pompe centrifuge entraînée par un moteur à courant continu à aimant permanent. Dans un second lieu, l'unité de pompage utilisée, sera composée d'une pompe centrifuge entraînée par un moteur asynchrone triphasé alimenté par un onduleur triphasé. Afin d'avoir la possibilité de contrôler le débit d'eau, un système de contrôle de la vitesse du moteur d'entraînement sera envisagé.

Chapitre 4 : Etude de la chaine de pompage photovoltaïque

4.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons particulièrement à la simulation et le contrôle de la tension délivrée par un système photovoltaïque autonome fonctionnant à sa puissance maximale, appliquée à un système de pompage. Le système photovoltaïque étudié est muni d'un étage d'adaptation DC-DC. Cette structure permet d'alimenter le plus souvent une charge ou une batterie de stockage d'énergie. Cet étage d'adaptation a une commande MPPT, ce qui lui permet de suivre le PPM fourni par le panneau photovoltaïque.

Dans une première partie, un système de contrôle de la tension de sortie du convertisseur est proposé. Cette étude semble intéressante pour de nombreuses applications industrielles où il est nécessaire que la tension délivrée par le système photovoltaïque soit constante. Dans le but de faire une étude comparative, nous avons utilisé trois méthodes pour contrôler la tension de sortie. La première est basée sur un régulateur PID, la seconde utilise les modes glissants, et la troisième utilise le contrôle par logique floue. L'étude est faite pour le cas d'une charge résistive puis pour une pompe centrifuge entraînée par un moteur à courant continu à aimant permanent.

Les systèmes de pompage photovoltaïque sont généralement utilisés pour l'approvisionnement en eau dans les régions isolées où l'électricité n'est pas disponible, soit pour l'utilisation domestique ou l'irrigation. Vu que l'utilisation des moteurs à aimant permanent est limitée à des systèmes de pompage de faible puissance, plusieurs systèmes sont maintenant utilisés. Ils sont basés sur les moteurs asynchrones comme outil d'entraînement de la pompe avec différentes stratégies de commande telle que la commande scalaire et la commande vectorielle.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous proposons l'étude et le contrôle d'une chaine de pompage photovoltaïque fonctionnant à sa puissance maximale. La tension délivrée par le convertisseur DC-DC, qui sert à faire fonctionner le système à sa puissance maximale, est

convertie en AC à l'aide d'un onduleur pour alimenter le moteur d'entraînement de la pompe centrifuge. La modélisation de la pompe et la commande du moteur asynchrone sont envisagées dans ce chapitre.

4.2. Commande de la tension de sortie du système PV

Nous proposons dans cette partie, un système de contrôle de la tension de sortie du système photovoltaïque. En effet, dans la plupart des cas, comme le pompage photovoltaïque par exemple le moteur à courant continu doit être alimenté par une tension constante. Le système comprend un panneau photovoltaïque, un convertisseur abaisseur-élevateur avec sa commande MPPT, une batterie de stockage, un convertisseur élévateur muni d'un système de contrôle de la tension de sortie dont le schéma synoptique est représenté par la figure 4.1.

Pour faire une étude comparative, nous utilisons trois méthodes pour contrôler la tension de sortie. La première est constituée par un régulateur PID, la deuxième est de type modes glissants, tandis que dans la troisième méthode, on utilise la logique floue. On étudie deux méthodes, dans le cas d'une charge résistive, puis dans le cas d'une pompe centrifuge entraînée par un moteur à courant continu à aimant permanent.

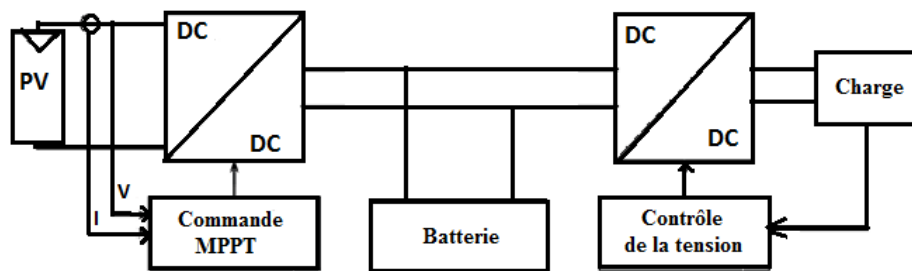


Figure 4.1. Schéma synoptique du système photovoltaïque

4.2.1. Cas d'une charge résistive

4.2.1.1. Réglage de la tension avec un contrôleur PID

Dans ce cas, nous prenons comme tension de référence $V_{ref} = 50V$ avec une charge résistive de valeur $R = 100\Omega$. La figure 4.2 représente la tension de sortie du système simulé sous Matlab-Simulink.

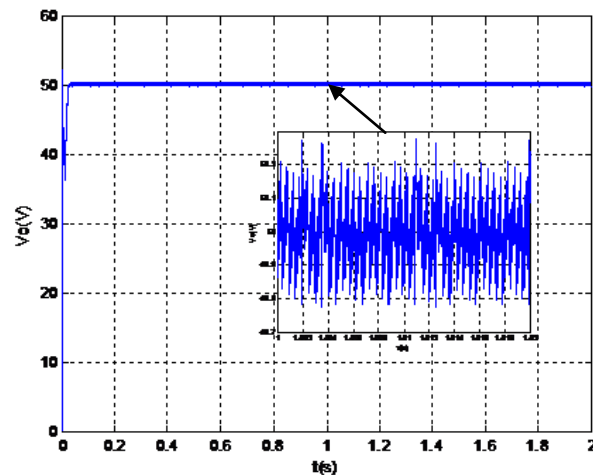


Figure 4.2. Tension de sortie V_o (PID)

4.2.1.2. Réglage de la tension avec la méthode de modes glissants

La commande par modes glissants est un contrôle de type non linéaire introduit pour le contrôle des systèmes à structure variable comme le cas des convertisseurs. Pour obtenir une réponse désirée, ce type de contrôle se base sur le changement de structure du contrôleur avec l'état du système.

L'idée consiste à diviser l'espace d'état à travers une frontière de décision appelée surface de glissement. Le but est donc d'arriver à l'état de référence dès que l'état du système atteint cette surface. Pour atteindre cet objectif, il faut assurer l'attractivité de la surface de glissement, c'est-à-dire que l'état du système doit se diriger vers la surface de glissement quelque soit la position de l'espace d'état. Lorsque la surface est atteinte, le glissement le long de cette surface et la stabilité du système doivent être assurés pour arriver à l'état de référence. Il faut donc trouver la condition qui assure un glissement de la dynamique du

système sur la surface vers l'état de référence désiré (Guldemir H., 2005), (Dhali S., Rao P.,Mande P. et Rao K., 2012).

La topologie de base d'un convertisseur DC-DC boost est donnée par la figure 4.3.

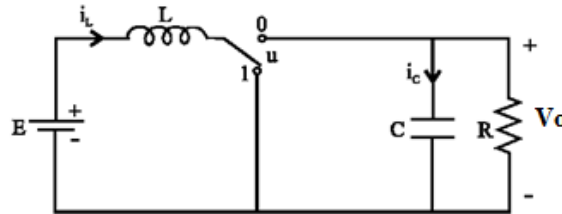


Figure 4.3. Structure d'un convertisseur boost

Le modèle mathématique du convertisseur boost peut être déduit en appliquant la loi de Kirschhoff dans le cas où l'interrupteur est passant ou bloqué. Le modèle de ce type de convertisseur en mode de conduction continu est :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{di_L}{dt} = \frac{E}{L} - (1-u) \frac{V_o}{L} \\ \frac{dV_o}{dt} = (1-u) \frac{i_L}{C} - \frac{V_o}{RC} \end{array} \right. \quad (4.1)$$

$$(4.2)$$

Où u est l'état de commutation ou le rapport cyclique de commutation, V_o et i_L sont respectivement la tension de sortie et le courant dans l'inductance du convertisseur. Dans la méthode de contrôle par mode de glissement, généralement u est déterminée de la façon suivante :

$$u = \begin{cases} 1 & \text{si } S < 0 \\ 0 & \text{si } S > 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

Où S est la surface de glissement.

Prenant $x_1 = i_L$ et $x_2 = V_o$ comme états des systèmes et en utilisant les équations d'état indiquées dans les équations (4.1) et (4.2). L'objectif ici est d'atteindre la valeur de la tension de sortie désirée V_{oref} . Ainsi :

$$\mathbf{X}_2 = \mathbf{V}_{oref} \quad (4.4)$$

A partir de la théorie de la commande par mode de glissement générale, l'erreur de la variable d'état, définie par la différence de la valeur de référence, forme la fonction de glissement :

$$\mathbf{S} = \mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_{1ref} = \mathbf{0} \quad (4.5)$$

Cela signifie que le contrôle oblige le système à évoluer sur la surface de glissement.

D'après (Guldemir H., 2005), pour remplir cette condition, le signal de commande du commutateur correspondant à la figure 3.23 est :

$$u = \frac{1}{2}(1 - \text{sign}(S)) \quad (4.6)$$

La simulation de la tension de sortie du système photovoltaïque est donnée par la figure 4.4.

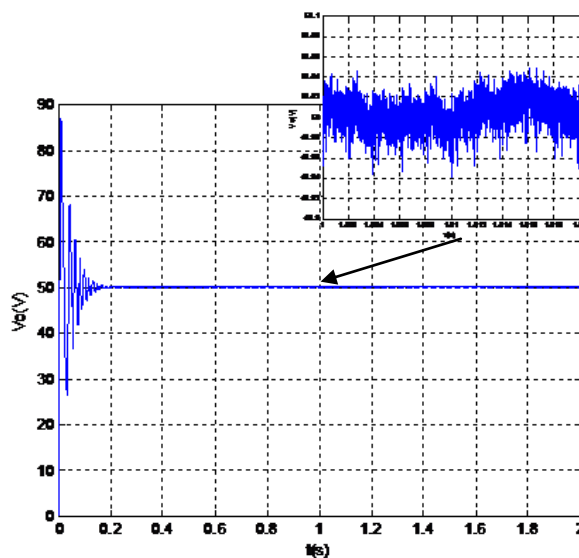


Figure 4.4. Tension de sortie V_o (SMC)

4.2.1.3. Réglage de la tension avec la logique floue

Les régulateurs traditionnels, PI, PD et PID en boucle fermée, sont largement utilisés dans plusieurs applications de l'électronique de puissance ; toutefois récemment, il existe de nombreux chercheurs qui ont adopté avec succès le contrôleur par logique floue dans leurs applications, tel que le contrôle en boucle fermée des convertisseurs statiques. Dans notre étude, nous nous intéressons à la régulation de la tension de sortie du convertisseur boost. Notre but est d'avoir une tension de sortie constante égale à une valeur de référence donnée même s'il ya des variations météorologiques. La commande par logique floue est construite par un groupe de règles basées sur la connaissance du comportement du système. Un modèle de simulation sous Matlab / Simulink est conçu pour étudier le comportement dynamique du convertisseur boost DC-DC et la performance des contrôleurs proposés (Karthikumar S. et Mahendran N., 2012), (Guesmi K., Hamzaoui A. et Zaytoon J., 2009).

Le schéma de principe d'un contrôleur flou est représenté à la figure 4.5. Il se compose de trois éléments principaux qui sont:

- une interface de fuzzification,
- une base de règles floues,
- une interface de défuzzification.

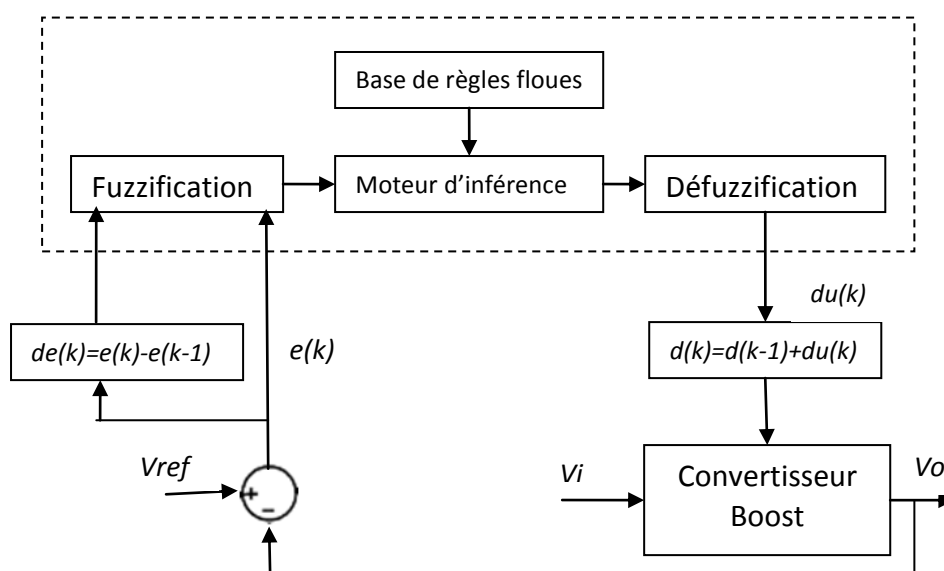


Figure 4.5. Schéma synoptique du contrôleur flou pour convertisseurs DC-DC

L'analyse du convertisseur boost conduit à ce que le courant dans l'inductance joue un rôle important dans sa réponse dynamique. En effet, toute variation de la valeur du courant dans l'inductance peut influencer sur la tension de sortie. Cependant, les trois principaux paramètres qui doivent être pris en considération lors de la conception d'un convertisseur élévateur sont : l'interrupteur d'alimentation, l'inductance et le condensateur.

- Fonctions d'appartenance de la logique floue

Le convertisseur boost représente une fonction non linéaire du rapport cyclique. Le contrôleur flou est conçu pour contrôler la sortie du convertisseur boost DC-DC en se basant sur la méthode Mamdani. Deux variables d'entrée, l'erreur (e) et le changement de l'erreur (de) sont utilisés dans ce système, la variable de sortie unique (u) est le rapport cyclique du PWM.

Comme le montre la figure 4.6, cinq sous-ensembles flous qui sont : PB (Positive Big), PS (Positive Small), ZE (Zéro), NS (Negative Small) et NB (Negative Big), ont été choisis pour les variables d'entrée erreur (e) et changement d'erreur (de). Les formes triangulaires et trapézoïdales ont été adoptées pour les fonctions d'appartenance.

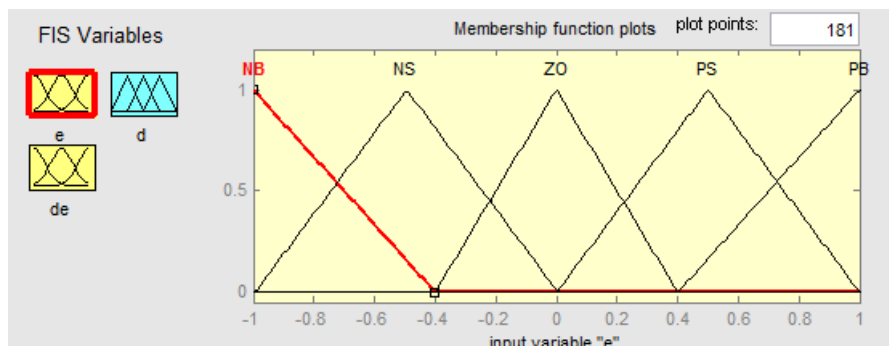


Figure 4.6. Tracés de la fonction d'appartenance de l'erreur e .

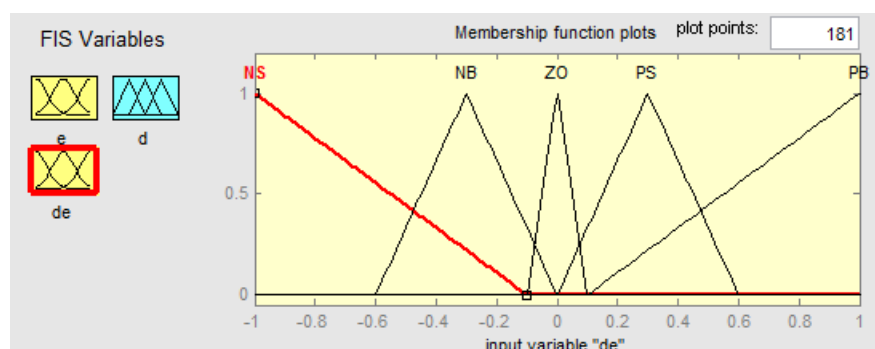


Figure 4.7. Tracés de la fonction d'appartenance du changement de l'erreur de .

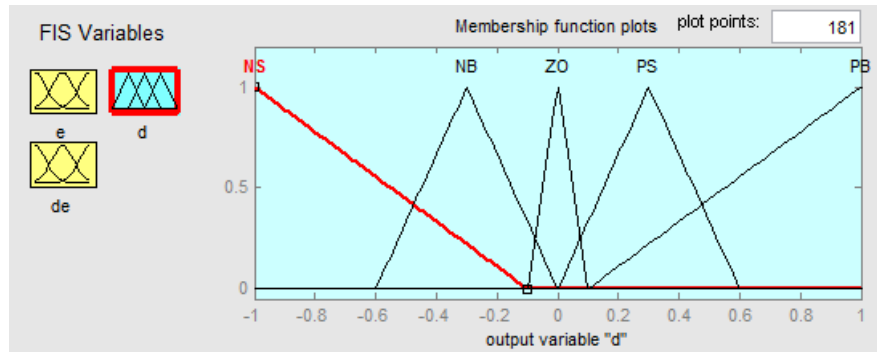


Figure 4.8. Tracés de la fonction d'appartenance du rapport cyclique.

- Règles de la table de logique floue

Les règles de la commande floue sont obtenues à partir de l'analyse du comportement du système. En effet, lorsque la tension de sortie est loin d'être égale à la valeur de consigne l'erreur (e) est PB ou NB, la correction faite par le contrôleur doit être donc assez importante pour que le rapport cyclique soit près de zéro ou un, afin d'avoir une réponse dynamique aussi vite que possible. Dans le cas où l'erreur de la tension de sortie se rapproche de zéro l'erreur (e) est NS ou ZE ou PS.

Les règles de l'erreur et du changement de l'erreur se trouvent dans le tableau 4.1

Table 4.1. Tableau des règles de l'erreur (e) et du changement de l'erreur (de)

(de) \ (e)	NB	NS	ZO	PS	PB
NB	NB	NB	NB	NS	ZO
NS	NB	NB	NS	ZO	PS
ZO	NB	NS	ZO	PS	PB
PS	NS	ZO	PS	PB	PB
PB	ZO	PS	PB	PB	PB

La figure 4.9 illustre les résultats de simulation pour le réglage de la tension de sortie sous Matlab-Simulink.

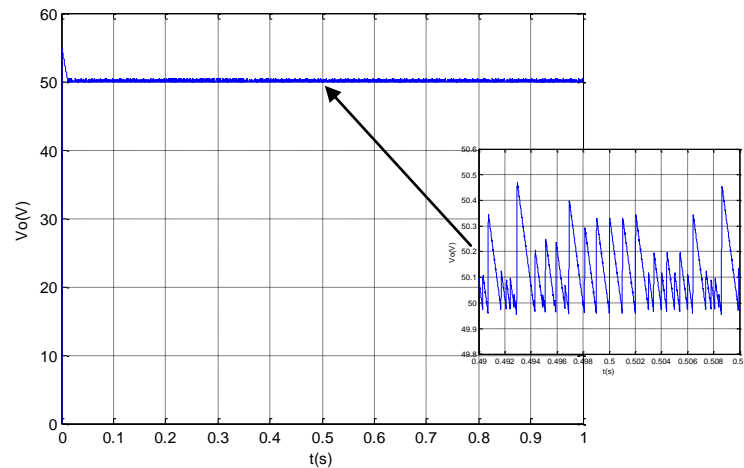


Figure 4.9. Tension de sortie V_o (FLC)

4.2.1.4. Interprétation des résultats

Le tableau suivant montre une étude comparative des résultats de simulation obtenus pour les trois méthodes concernant le temps de réponse pour atteindre la valeur de la tension souhaitée et la valeur des oscillations crête à crête.

Table 4.2. Tableau comparatif des résultats de simulation pour une charge résistive

	PID	SMC	FLC
Temps de réponse	0.03s	0.22s	0.013s
Oscillation crête à crête	0.5V	0.1V	0.5V

D'après ces résultats la régulation à base de la logique floue est la plus rapide, en effet, la tension de sortie arrive à la valeur désirée en 0.013s, alors que la méthode de contrôle par mode de glissement semble la meilleure vis-à-vis de la valeur des oscillations crête à crête qui est de l'ordre de 0.1V comparée à celles des deux autres méthodes qui est de l'ordre de 0.5V.

4.2.2. Cas d'un moteur à aimant permanent

Au cours de ces dernières années, l'utilisation du moteur à courant continu à aimant permanent, comme moteur d'entraînement pour les systèmes de pompage photovoltaïques a connu une évolution rapide. En effet, ce type de moteurs a de bonnes performances et ne nécessite aucun entretien. En outre, le système centrifuge présente de nombreux avantages par

rapport aux autres types de pompage : sa taille est réduite, son fonctionnement est relativement calme et la mise en œuvre est facile avec tous les types de moteurs électriques sur le marché. L'unité de pompage étudiée dans notre système est composée par une pompe centrifuge entraînée par un moteur à courant continu à aimant permanent.

Dans cette partie, notre objectif est de remplacer la charge résistive par une unité de pompage composée par un moteur à courant continu à aimant permanent. Pour faire les simulations, ce type de moteur ne figure pas dans la bibliothèque Simpower de Matlab, c'est pour cela que nous allons faire tout d'abord la modélisation puis la simulation de ce type de moteur.

4.2.2.1. Modélisation du moteur à aimant permanent

La modélisation du moteur est réalisée à partir des équations de fonctionnement de base de la machine actuelle (Chandrasekaran N. et Thyagarajah K., 2011).

$$V_a = R_a \cdot I_a + L_a \cdot \frac{dI_a}{dt} + K_e \cdot \omega \quad (4.7)$$

$$C_e = K_c \cdot I_a \quad (4.8)$$

$$C_e - C_r = J \frac{d\omega}{dt} \quad (4.9)$$

Où:

k_e : coefficient de la tension.

K_c : coefficient du couple moteur.

I_a : courant d'induit du moteur.

R_a : résistance de l'induit du moteur.

C_e : couple électromagnétique du moteur.

C_r : couple de charge.

ω : vitesse de l'arbre du moteur

J : moment d'inertie.

Notre objectif est de faire la conception d'un modèle du moteur à courant continu à aimant permanent avec deux entrées (le couple de charge et le moment d'inertie), et trois sorties (le couple électromagnétique, la vitesse et le courant) comme le montre la figure 4.10.

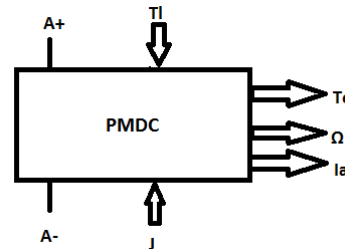


Figure 4.10. *Modèle du moteur à courant continu à aimant permanent*

Les pompes centrifuges sont largement utilisées dans les applications de l'énergie photovoltaïque car le moteur peut fournir une vitesse rapide à peu près constante. Le couple de charge de la pompe centrifuge est exprimée par :

$$C_r = K_r \cdot \omega^2 + C_s \quad (4.10)$$

Où:

k_r : coefficient de proportionnalité

C_s : le couple statique, très faible.

4.2.2.2. Résultats de simulation

Nous avons simulé le système photovoltaïque présenté à la figure 4.1 en remplaçant la charge résistive par l'unité de pompage étudiée précédemment.

Les figures ci-dessous représentent la tension de sortie en utilisant premièrement un contrôleur PID (figure 4.11), deuxièmement en utilisant la méthode de contrôle par mode glissant (figure 4.12), et enfin par la méthode de contrôle par logique flou (figure 4.13). La tension de référence étant toujours égale à 50V.

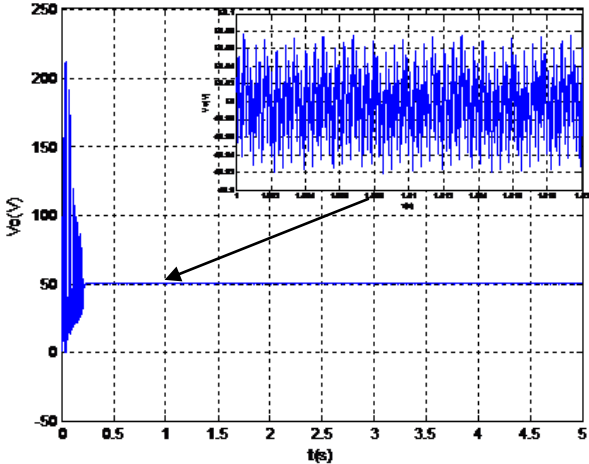


Figure 4.11. Tension de sortie V_o (PID)

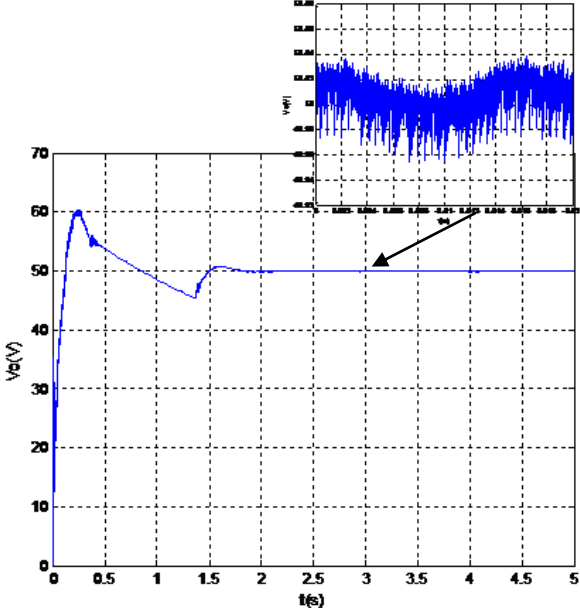


Figure 4.12. Tension de sortie V_o (SMC)

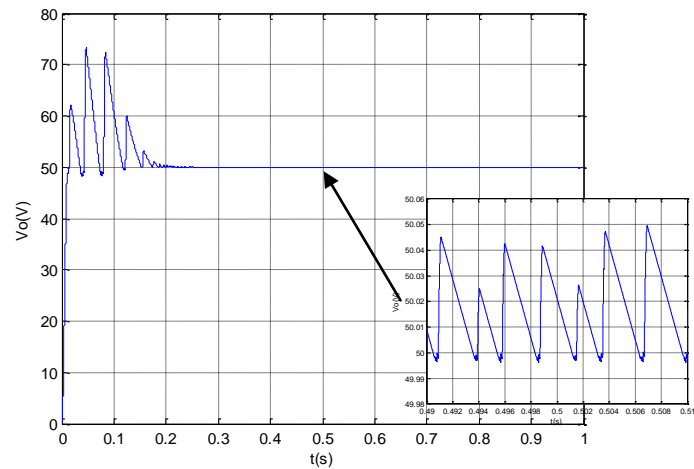


Figure 4.13. Tension de sortie V_o (FLC)

Une étude comparative des résultats de simulation obtenus pour les trois méthodes utilisées est illustrée dans le tableau suivant, cette étude concerne le temps de réponse pour atteindre la valeur de la tension souhaitée et la valeur des oscillations crête à crête.

Table 4.3. Tableau comparatif des résultats de simulation pour un module de pompage

	PID	SMC	FLC
Temps de réponse	0.235s	2.1s	0.24s
Oscillation crête à crête	0.16V	0.08V	0.053V

D'après ce tableau, la régulation à base de la logique floue est la meilleure dans ce cas, en effet, la tension de sortie arrive à la valeur désirée en 0.24s, contre 0.235s (proche de 0.24s) pour la méthode de contrôle à base de PID, alors que pour les oscillations crête à crête, la valeur est la plus faible qui est de 0.053V.

4.3. Commande de la chaîne de pompage photovoltaïque

4.3.1. Chaîne de pompage photovoltaïque

Actuellement, le moteur asynchrone est de plus en plus utilisé dans les systèmes de pompage photovoltaïques. Ce type de moteur est apprécié pour sa robustesse, son faible coût d'achat et d'entretien. Sa commande est par contre plus difficile que pour d'autres machines électriques surtout celles à courant à continu. En plus, l'efficacité des systèmes de pompage solaire rend ce dernier plus intéressant, même avec le coût supplémentaire de l'onduleur. Au cours des dernières années, l'apparition de l'onduleur pour contrôler la vitesse de ces moteurs a permis leur utilisation dans les applications de pompage solaire.

Dans notre étude, la pompe utilisée est du type centrifuge entraînée par un moteur asynchrone triphasé qui est alimenté par un onduleur triphasé. En fait, dans certaines applications, et notamment pour l'irrigation agricole, parfois nous avons besoin de contrôler le débit de l'eau. Il est donc nécessaire d'établir un système de contrôle de la vitesse du moteur d'entraînement (Chandrasekaran N., et Thyagarajah K.), (Arrouf M., et Ghabroub S.), (Betka A. et Attali A.), (Betka A. et Moussi A.).

La chaîne de pompage photovoltaïque étudiée est composée d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur DC-DC boost muni de sa commande MPPT, d'un onduleur et d'une pompe centrifuge entraînée par un moteur asynchrone triphasé comme l'indique la figure 4.14.

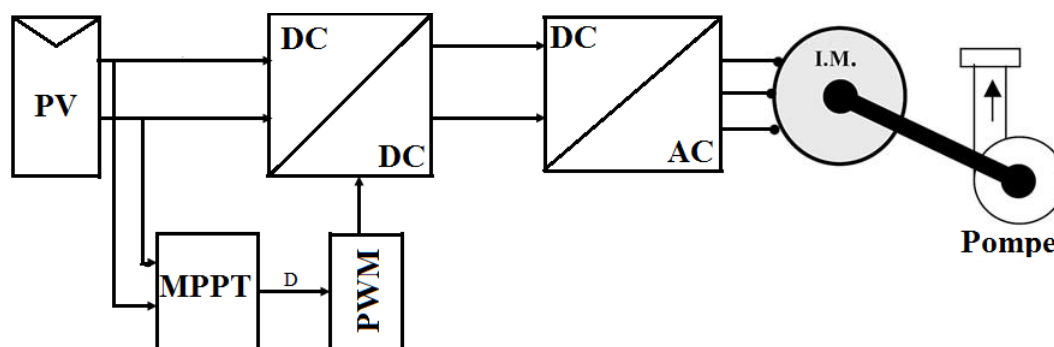


Figure 4.14. Chaîne de pompage photovoltaïque

4.3.2. Modélisation du moteur asynchrone

La mise en équation de la machine asynchrone est effectuée en adoptant les hypothèses simplificatrices suivantes (Arrouf M. 2007) :

- l'entrefer de la machine est supposé constant et symétrique,
- la densité du courant est uniforme dans les sections des conducteurs,
- le circuit magnétique est supposé non saturé au stator et au rotor,
- les résistances des enroulements ne varient pas avec la température,
- la distribution spatiale des forces magnétomotrices est supposée sinusoïdale le long de l'entrefer,
- le rotor est à cage et décrit par un enroulement triphasé équivalent.

La loi d'Ohm appliquée aux circuits du stator et du rotor s'écrit sous la forme matricielle suivante:

$$[V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d}{dt}[\Phi_s] \quad (4.11)$$

$$[V_r] = [R_r][I_r] + \frac{d}{dt}[\Phi_r] \quad (4.12)$$

Avec :

$$\begin{aligned} [V_s] &= [V_{as} \quad V_{bs} \quad V_{cs}]^T; & [I_s] &= [I_{as} \quad I_{bs} \quad I_{cs}]^T; & [\phi_s] &= [\phi_{as} \quad \phi_{bs} \quad \phi_{cs}]^T \\ [V_r] &= [V_{ar} \quad V_{br} \quad V_{cr}]^T; & [I_r] &= [I_{ar} \quad I_{br} \quad I_{cr}]^T; & [\phi_r] &= [\phi_{ar} \quad \phi_{br} \quad \phi_{cr}]^T \\ [R_s] &= \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}; & [R_r] &= \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Les hypothèses simplificatrices conduisent à des relations linéaires entre les flux et les courants qui peuvent se mettre sous la forme matricielle suivante :

$$[\Phi_s] = [L_{ss}][I_s] + [L_{sr}][I_r] \quad (4.13)$$

$$[\Phi_r] = [L_{rr}][I_r] + [L_{rs}][I_s] \quad (4.14)$$

Avec :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix}; \quad [L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix}$$

La matrice des mutuelles inductances entre les phases du stator et du rotor est donnée par :

$$[L_{sr}] = [L_{rs}]^T = m_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$

Où θ représente l'angle électrique que fait l'axe de la phase A du rotor avec celui de la phase a du stator.

En utilisant (4.13) et (4.14), les équations (4.1) et (4.2) deviennent alors :

$$[V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d}{dt} \{ [L_{ss}][I_s] + [L_{sr}][I_r] \} \quad (4.15)$$

$$[V_r] = [R_r][I_r] + \frac{d}{dt} \{ [L_{rr}][I_r] + [L_{rs}][I_s] \} \quad (4.16)$$

Les coefficients des équations différentielles (4.15) et (4.16) varient en fonction du temps par l'intermédiaire de l'angle θ . La résolution analytique de ce système est donc difficile, mais ils existent plusieurs transformations, telle que la transformation de Park, qui permettent de résoudre ce problème et aboutir à un système différentiel non linéaire à coefficients constants.

Pour simplifier les équations de la machine, la transformation de Park normalisée consiste à transformer la machine asynchrone triphasée équilibrée en une machine biphasée équivalente (d et q) en appliquant aux valeurs des courants, tensions et flux un changement de variables faisant intervenir l'angle β entre les enroulements et l'axe direct d. Pour les grandeurs statoriques $\beta = \theta_s$, alors que pour les grandeurs rotoriques $\beta = \theta_r$. La matrice de Park est donc donnée par :

$$[P(\beta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\beta) & \cos(\beta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\beta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\beta) & -\sin(\beta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\beta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

L'application de la transformation de Park aux équations (4.15) et (4.16) et l'annulation des composantes homopolaires au rotor et au stator, vu que le système est équilibré, nous permette d'écrire le système d'équations suivant dans un référentiel tournant à une vitesse arbitraire ω_a :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + L_s \frac{dI_{ds}}{dt} + M \frac{dI_{dr}}{dt} - \omega_a (L_s I_{qs} + M I_{qr}) \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + L_s \frac{dI_{qs}}{dt} + M \frac{dI_{qr}}{dt} + \omega_a (L_s I_{ds} + M I_{dr}) \\ 0 = R_r I_{dr} + L_r \frac{dI_{dr}}{dt} + M \frac{dI_{ds}}{dt} - \omega_r (L_r I_{qr} + M I_{qs}) \\ 0 = R_r I_{qr} + L_r \frac{dI_{qr}}{dt} + M \frac{dI_{qs}}{dt} + \omega_r (L_r I_{dr} + M I_{ds}) \end{cases} \quad (4.18)$$

Ce système d'équations doit être exprimé dans un référentiel commun. Pour cela, il existe différentes possibilités pour choisir l'orientation de ce repère. Dans notre cas, nous avons choisi comme repère un référentiel fixe par rapport au stator, l'angle entre l'axe d et la phase A du stator est donc constant et les grandeurs sont sinusoïdales de pulsation égale à celle de l'alimentation. Le système devient alors :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + L_s \frac{dI_{ds}}{dt} + M \frac{dI_{dr}}{dt} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + L_s \frac{dI_{qs}}{dt} + M \frac{dI_{qr}}{dt} \\ 0 = R_r I_{dr} + L_r \frac{dI_{dr}}{dt} + M \frac{dI_{ds}}{dt} + \omega (L_r I_{qr} + M I_{qs}) \\ 0 = R_r I_{qr} + L_r \frac{dI_{qr}}{dt} + M \frac{dI_{qs}}{dt} - \omega (L_r I_{dr} + M I_{ds}) \end{cases} \quad (4.19)$$

Le couple électromécanique est donné par l'expression suivante :

$$C_e = p(\Phi_{ds} I_{qs} - \Phi_{qs} I_{ds}) \quad (4.20)$$

Où p est le nombre de paires de pôles.

4.3.3. Modélisation de la pompe centrifuge

La technologie des pompes centrifuges est la plus utilisée dans les systèmes de pompage photovoltaïques. Les pompes centrifuges sont conçues pour une tête fixe et un rendement en eau qui augmente avec la vitesse de rotation. Ces pompes sont simples, à prix réduit et disponibles pour une large gamme de débit.

La caractéristique débit-hauteur d'une pompe centrifuge peut être estimée par le modèle de « Pleider-Peterman » (Betka A. et Attali A., 2010), et peut être exprimée par la formule suivante :

$$H = a_0 \omega^2 + a_1 \omega Q + a_2 Q^2 \quad (4.21)$$

Où:

Q: le débit d'eau (m³/s)

H: la hauteur totale (m)

a₀, a₁, a₂ sont les coefficients donnés par les fabricants.

La caractéristique H-Q du réseau de canalisation peut être exprimée par:

$$H = H_g + \psi Q^2 \quad (4.22)$$

Où :

Ψ : est une constante qui dépend du diamètre de la conduite et les pertes par frottement du réseau de canalisation.

H_g : est la hauteur géodésique (m)

La pompe centrifuge impose un couple de charge proportionnel au carré de la vitesse de rotation du moteur qui peut être décrit par :

$$C_r = K_r \omega^2 \quad (4.23)$$

K_r désigne le coefficient de proportionnalité.

Connaissant les performances d'une pompe centrifuge pour la vitesse ω , les lois de similitude permettent de déterminer les performances pour une vitesse ω' en utilisant la relation suivante (Mansouri M.N., Ghanmi N. et Mimouni M.F., 2008):

$$Q' = Q \frac{\omega'}{\omega} \quad (4.24)$$

4.3.4. Simulation du système photovoltaïque

Les résultats de simulation de la chaine photovoltaïque sont donnés par les figures suivantes avec un ensoleillement de 1Kw/m^2 et une température de 25°C .

Le générateur photovoltaïque est constitué de deux branches en parallèle comportant chacune 10 panneaux en série du type BP Solar BP SX 150S présenté dans le deuxième chapitre.

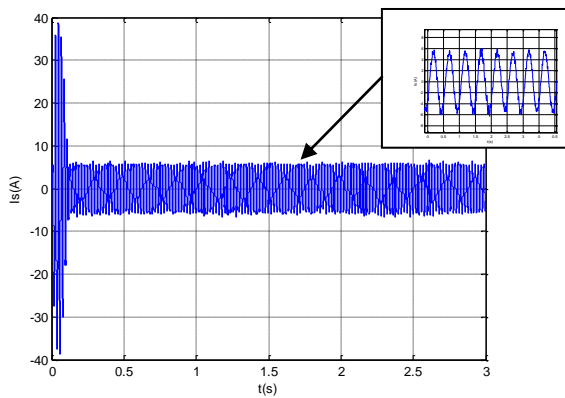


Figure 4.15. Courant statorique

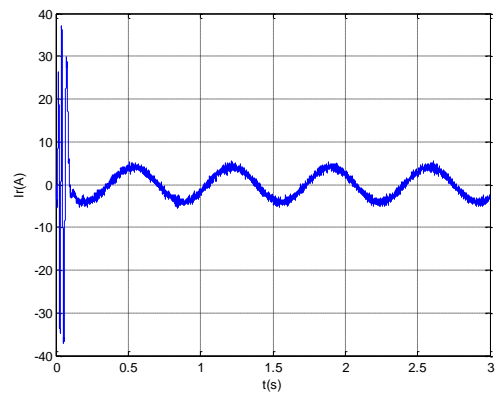


Figure 4.16. Courant rotorique

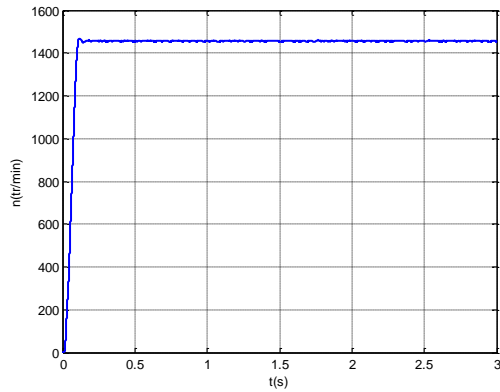


Figure 4.17. *Vitesse du moteur*

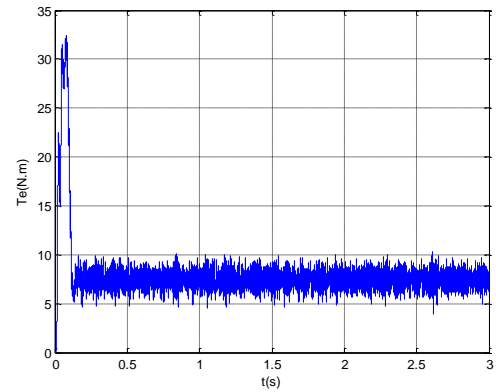


Figure 4.18. *Couple électromagnétique*

4.3.5. Commande directe du couple du moteur asynchrone

Afin d'avoir un débit réglable de la pompe, il est nécessaire d'avoir un système de contrôle du moteur asynchrone. La commande vectorielle par orientation du flux rotorique présente l'inconvénient d'être relativement sensible aux variations des paramètres de la machine, c'est pourquoi qu'au milieu des années 80, une stratégie de contrôle direct du couple de la machine asynchrone est apparue sous le nom de DTC (Direct Torque Control), cette méthode a été proposée par I. Takahashi et Depenbrock (Toufouti, 2008). Le principe de la commande DTC consiste à la sélection d'un vecteur parmi les huit vecteurs tensions délivrés par l'onduleur de tension pour contrôler le couple et le flux statorique après la détermination des composantes du vecteur flux statorique, soit par estimation en intégrant les tensions statoriques soit par observation. Ensuite, le couple électromagnétique est déterminé à partir des courants statoriques mesurés. Par la suite, l'erreur instantanée du couple est calculée et appliquée à un régulateur à hystérésis double bande qui va générer à sa sortie une variable à trois niveaux (-1, 0, 1), pour définir le sens d'évolution souhaitée pour le couple. Concernant le flux statorique, son module est calculé à partir des valeurs de ses coordonnées, puis son erreur sera appliquée à un régulateur à hystérésis de bande unique qui va fournir une variable binaire, définissant l'évolution du flux souhaité. La commande DTC présente l'avantage d'avoir une mise en œuvre simple sans avoir recourt à des capteurs mécaniques et une réponse dynamique rapide, cependant elle présente des problèmes pour les faibles vitesses et la nécessité d'avoir des estimateurs de flux statorique et du couple électromagnétique.

$$\overline{\Phi}_s(t) = \int_0^t (\overline{V}_s - R_s \overline{I}_s) dt \quad (4.26)$$

Si on néglige la chute de tension due à la résistance du stator devant la tension \overline{V}_s , surtout pour les grandes vitesses, la valeur du flux devient alors:

$$\overline{\Phi}_s(t) = \overline{\Phi}_s(0) + \int_0^t \overline{V}_s \cdot dt \quad (4.27)$$

La valeur de la tension reste constante pendant une période d'échantillonnage T_e , ce qui permet d'écrire :

$$\overline{\Phi}_s(k+1) \approx \overline{\Phi}_s(k) + \overline{V}_s \cdot T_e \quad (4.28)$$

Avec :

$\overline{\Phi}_s(k)$: est le vecteur de flux statorique au pas d'échantillonnage actuel.

$\overline{\Phi}_s(k+1)$: est le vecteur du flux statorique au pas d'échantillonnage suivant.

La variation du vecteur flux statorique est alors :

$$\Delta \overline{\Phi}_s = \overline{V}_s \cdot T_e \quad (4.29)$$

L'équation 4.29 montre que pour une période d'échantillonnage T_e constante l'erreur du flux statorique $\Delta \overline{\Phi}_s$ est proportionnelle au vecteur de tension \overline{V}_s . En plus, l'application d'un vecteur de tension constant engendre un déplacement de l'extrémité du vecteur flux statorique dans le temps sur la droite dont la direction est donnée par le vecteur \overline{V}_s sélectionné pendant l'intervalle $[0, T_e]$.

Un exemple du déplacement de l'extrémité du vecteur $\overline{\Phi}_s$ dans la cas où $V_s=V_3$ est montré dans la figure 4.20.

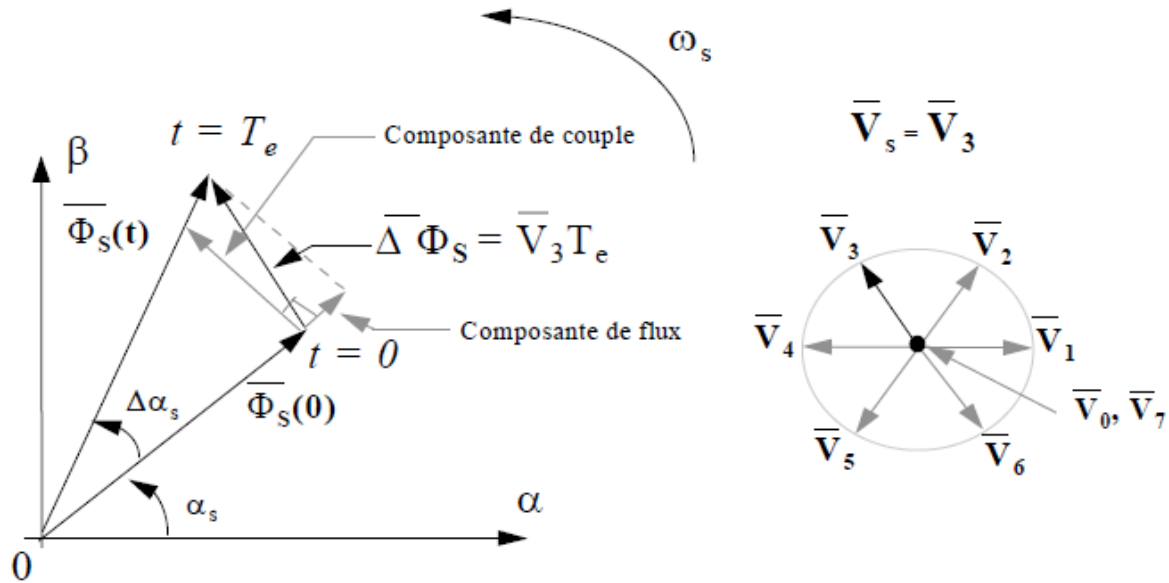


Figure 4.20. Evolution du vecteur Φ_s dans le repère (α, β)

Pour la correction de flux, on utilise un comparateur à hystérésis à deux niveaux dans le but de maintenir l'extrémité du vecteur flux statorique dans une couronne circulaire. La sortie du comparateur prend la valeur 1 si l'erreur est positive et 0 si elle est négative.

4.3.5.2. Contrôle du couple électromagnétique

L'expression du couple électromagnétique durant l'intervalle de commande est exprimé par (Toufouti, 2008):

$$C_e = \frac{p \cdot M}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} \cdot \Phi_s \cdot \Phi_r \cdot \sin \gamma \quad (4.30)$$

Où : γ est l'angle entre les vecteurs flux statorique et rotorique.

L_s est l'inductance propre d'une phase statorique.

L_r est l'inductance propre d'une phase rotorique.

σ est le coefficient de dispersion de Blondel.

M est la mutuelle inductance quand les axes des deux enroulements considérés coïncident.

On supposant que le flux statorique suit sa valeur de référence Φ_s^* , vu qu'il est maintenu dans la bande d'hystérésis, l'expression du couple devient alors :

$$C_e = \frac{p.M}{\sigma.L_s.L_r} \cdot \Phi_s^* \cdot \Phi_r \cdot \sin \gamma \quad (4.31)$$

A l'instant $t+\Delta t$, cette expression sera alors :

$$C_e = \frac{p.M}{\sigma.L_s.L_r} \cdot \Phi_s^* \cdot \Phi_r \cdot \sin(\gamma + \Delta\gamma) \quad (4.32)$$

Un comparateur à hystérésis à trois niveaux, est utilisé pour contrôler le moteur dans les deux sens de rotation. L'écart ΔC_e , entre le couple estimé et le couple de référence est introduit dans le comparateur qui va donner à sa sortie la valeur 1 pour augmenter le couple, -1 pour le réduire et 0 pour le maintenir constant.

4.3.5.3. Modèle du vecteur tension de l'onduleur

Dans les onduleurs MLI, les ordres de commutation de chaque bras de l'onduleur sont complémentaires. Ainsi, pour chaque bras, un état logique C_i ($i = 1,2,3$) peut être défini:

$C_i = 1$: si l'interrupteur supérieur est fermé et l'interrupteur inférieur est ouvert.

$C_i = 0$: si l'interrupteur supérieur est ouvert et l'interrupteur inférieur est fermé.

Ainsi, le vecteur tension V_s peut être exprimé comme suit :

$$V_s = \sqrt{\frac{2}{3}} U_0 \left[C_1 + C_2 e^{j\frac{2\pi}{3}} + C_3 e^{j\frac{4\pi}{3}} \right] \quad (4.33)$$

Les combinaisons des trois variables (C_1, C_2, C_3), peuvent générer huit positions du vecteur V_s , dont deux correspondent au vecteur nul: (C_1, C_2, C_3) = (111) ou (000), comme illustré à la figure 4.8 (Toufouti R., Meziane S. et Benalla H., 2006), (Nefsi M., Massoum A., Meroufel A. et Wira P).

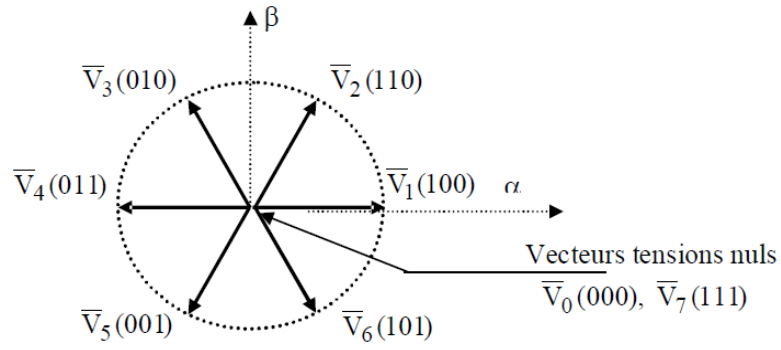


Figure 4.21. Vecteurs de tension V_s

4.3.5.4. Estimation du flux statorique et du couple

Les composantes du courant ($I_{s\alpha}$, $I_{s\beta}$), et de la tension statorique ($V_{s\alpha}$, $V_{s\beta}$) sont exprimées par :

$$\begin{cases} I_{s\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} I_{sa} \\ I_{s\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} (I_{sb} - I_{sc}) \end{cases} \quad (4.34)$$

$$\begin{cases} V_{s\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_0 \left(C_1 - \frac{1}{2} (C_2 + C_3) \right) \\ V_{s\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} U_0 (C_2 - C_3) \end{cases} \quad (4.35)$$

Les composants du flux statorique ($\Phi_{s\alpha}$, $\Phi_{s\beta}$) sont donnés par:

$$\begin{cases} \bar{\Phi}_{s\alpha} = \int_0^t (\bar{V}_{s\alpha} - R_s \bar{I}_{s\alpha}) dt \\ \bar{\Phi}_{s\beta} = \int_0^t (\bar{V}_{s\beta} - R_s \bar{I}_{s\beta}) dt \end{cases} \quad (4.36)$$

Le module du flux statorique s'écrit alors :

$$\Phi_s = \sqrt{\Phi_{s\alpha}^2 + \Phi_{s\beta}^2} \quad (4.37)$$

A partir de l'estimation des valeurs de $(\Phi_{s\alpha}, \Phi_{s\beta}, I_{s\alpha}$ et $I_{s\beta})$, nous pouvons écrire l'expression du couple électromagnétique :

$$C_{em} = p(\Phi_{s\alpha} I_{s\beta} - \Phi_{s\beta} I_{s\alpha}) \quad (4.38)$$

La chute de tension due à la résistance du stator R_s peut être négligée pour des vitesses élevées, on trouve alors:

$$\bar{\Phi}_s = \bar{\Phi}_{s0} - \int_0^t \bar{V}_s dt \quad (4.39)$$

Au cours d'une période d'échantillonnage T_e , le vecteur de tension appliquée reste constante, et alors nous pouvons écrire:

$$\bar{\Phi}_s(t) \approx \bar{\Phi}_{s0} + \bar{V}_s T_e \quad (4.40)$$

4.3.5.5. Résultats de simulation

Pour valider la méthode proposée, des simulations sous Matlab-Simulink ont été mises en œuvre. La machine à induction, utilisée pour ces simulations, présente les paramètres suivants (Mansouri M.N., Ghanmi N. et Mimouni M.F., 2008):

$P_n = 4KW$, $U_n = 400V$, $f = 50Hz$, $R_s = 1.405\Omega$, $R_r = 1.395\Omega$, $p = 2$, $L_s = L_r = 0.005839H$, $L_m = 0.1722H$, $J = 0.0131kgm^2$.

Les performances de la pompe centrifuge pour une vitesse de 2900tr/min sont :

$Q = 30m^3/h$, $H = 80m$, $P = 14Kw$.

Dans cette partie, nous avons pris la valeur de départ de 1200tr/min comme vitesse de référence du moteur asynchrone. A l'instant $t = 2s$, on provoque un changement dans la vitesse de référence pour passer à la valeur de 1400tr/min, puis à une vitesse de 600tr/min à $t = 4s$. Les valeurs de l'ensoleillement et de la température sont maintenues respectivement à $1Kw/m^2$ et $25^\circ C$. Les résultats de simulation sont illustrés par les figures suivantes.

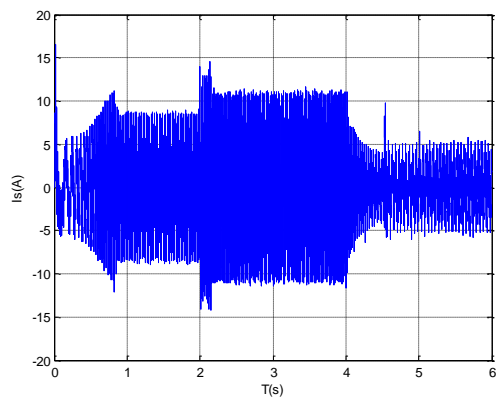


Figure 4.22. Courant statorique

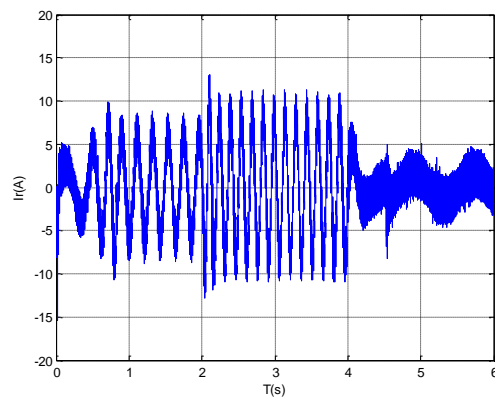


Figure 4.23. Courant rotorique

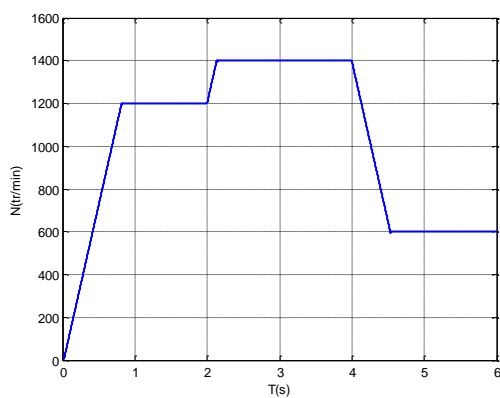


Figure 4.24. Vitesse du moteur

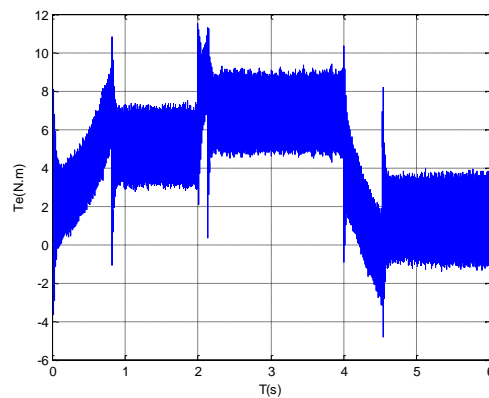


Figure 4.25. Couple électromagnétique

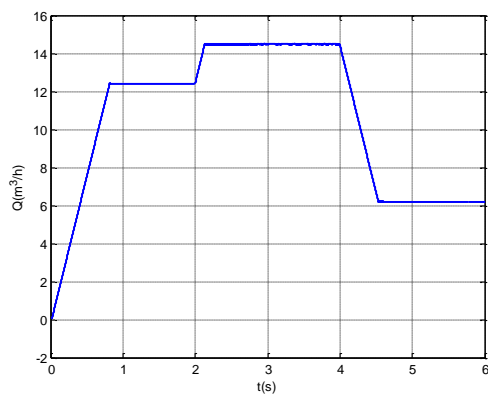


Figure 4.26. Le débit d'eau

Ces figures montrent bien que les résultats de simulation sont satisfaisants, en effet les figures 4.24 et 4.26 montrent que la vitesse du moteur asynchrone suit la vitesse de référence et par conséquent la valeur du débit souhaité.

4.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé en premier lieu un système de contrôle de la tension délivrée par le système photovoltaïque avec une application à une résistance constante puis à un module de pompage composé d'une pompe centrifuge entraînée par un moteur à aimant permanent. Pour faire une étude comparative, trois méthodes de contrôle sont présentées. La première consiste à utiliser un régulateur PID, la seconde est basée sur le contrôle par mode glissant, et la troisième méthode utilise un contrôleur par logique floue. Les résultats de simulation montrent que pour les trois méthodes utilisées la valeur de la tension suit bien la valeur de consigne imposée à l'avance. D'après les tableaux comparatifs, le contrôleur par logique floue semble le plus efficace vis-à-vis du temps de réponse et des oscillations crête à crête de la tension.

Dans un second lieu, nous avons commencé par présenter la chaîne photovoltaïque proposée, puis nous avons fait la modélisation du moteur asynchrone et de la pompe centrifuge. Une simulation, dans l'environnement Matlab-Simulink du système photovoltaïque, a été faite. Ensuite, et dans le but d'avoir un débit réglable, nous avons procédé à l'étude du contrôle de la vitesse du moteur asynchrone par la méthode du contrôle direct du couple (DTC). L'avantage de cette méthode est qu'elle a une mise en œuvre simple et une réponse dynamique rapide. Les résultats de simulation sont satisfaisants. En effet, la figure 4.24 montre que la vitesse du moteur suit bien la valeur de consigne imposée à l'avance, et par conséquent le débit d'eau désiré comme l'a montré la figure 4.26.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse concernent l'étude et la commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque fonctionnant à sa puissance maximale et énergétiquement autonome. Aujourd'hui, la demande mondiale en énergie évolue rapidement et les ressources naturelles diminuent à cause du développement démographique et du développement de l'industrie. Pour résoudre ce problème, les chercheurs se sont intéressés à l'exploitation des énergies renouvelables. Parmi celles-ci, on trouve l'énergie solaire, qui se trouve dans la plupart des régions du monde. Cependant, cette énergie souffre encore du coût élevé des cellules solaires, du faible rendement et de la puissance intermittente à cause de la variation des conditions météorologiques dans certaines régions. Ces problèmes doivent être pris en considération lors de la conception d'un système photovoltaïque.

Dans ce contexte, nous avons commencé tout d'abord par donner une étude sur la problématique de la production électrique dans le monde, puis nous avons étudié le contexte de l'énergie solaire photovoltaïque dans le chapitre 1. La modélisation d'un panneau photovoltaïque sous l'environnement Matlab-Simulink a été présentée. Ensuite, une étude sur les problèmes dus à la connexion directe entre le GPV et la charge et la nécessité d'introduire un étage d'adaptation, en courant continu ou alternatif, a été présentée dans le deuxième chapitre.

Pour que le système photovoltaïque fonctionne à sa puissance maximale, il doit comporter un étage d'adaptation associé à un algorithme MPPT, les principaux types d'algorithmes MPPT présents dans la littérature sont détaillés dans le chapitre 3. Dans notre étude, nous avons utilisé deux algorithmes MPPT, l'algorithme "*Perturb and Observe*" (P&O) puis l'algorithme "*Increment of Conductance*" (IncCond). Les résultats de simulation ont illustré les Points de Puissance Maximale - PPM sur les caractéristiques puissance-tension pour différentes valeurs de la température et de l'ensoleillement. Afin de voir le comportement du système par rapport aux variations climatiques, nous avons fait des simulations pour des variations brusques de la température ou/et de l'ensoleillement et de la charge. Les

simulations ont montré que le système est stable, en effet il atteint son état d'équilibre dans un temps assez court.

Dans de nombreuses applications industrielles, il est nécessaire que la tension délivrée par le système photovoltaïque doive être maintenue constante. C'est dans ce but que nous avons proposé dans le chapitre 4 un système de contrôle de cette tension. Le système proposé est testé pour une charge résistive puis pour un module de pompage composé d'une pompe centrifuge entraînée par un moteur à aimant permanent. Pour cela, nous avons simulé notre système en utilisant trois méthodes de contrôle. Ces méthodes ont été basées sur un régulateur PID, puis sur le contrôle par mode glissant, et enfin sur un contrôleur par logique floue. Les résultats de simulation se sont montrés satisfaisants. En effet, la tension délivrée par le système photovoltaïque accompli une bonne poursuite de la tension de référence choisie. Une étude comparative entre ces trois types de commande, nous a amené à conclure que le contrôleur flou est le plus performant concernant le temps de réponse et les oscillations de la tension.

Actuellement, l'emploi des moteurs asynchrones dans les systèmes de pompage photovoltaïques est largement utilisé, surtout avec l'existence de l'onduleur pour la commande de sa vitesse en cas de besoin. Dans ce chapitre, nous avons aussi étudié et simulé une chaîne de pompage photovoltaïque. Dans cette chaîne, la méthode de contrôle direct du couple, Direct Torque Control - DTC est utilisée pour la commande de la vitesse du moteur asynchrone à cause de la caractéristique de proportionnalité entre la vitesse et le débit d'eau illustrée dans ce chapitre. Cette méthode présente l'avantage d'avoir une mise en œuvre simple et une réponse dynamique rapide. Nous avons montré, suite aux résultats de simulation, que la vitesse du moteur arrive à la valeur de consigne dans un délai acceptable, et par conséquent le débit d'eau désiré.

L'ensemble de ces travaux présentés dans cette thèse nous a permis d'identifier plusieurs pistes de recherches pour nos prochains travaux. A court terme une validation expérimentale de la chaîne de pompage étudiée est envisagée. D'autres perspectives peuvent être envisagées à moyen terme, il s'agit d'étudier la gestion rationnelle de l'énergie produite par les panneaux photovoltaïque avec une éventuelle combinaison avec d'autres sources d'énergie renouvelable telle que l'énergie éolienne. Dans ce sens, un exemple intéressant à étudier consiste à l'arrosage sous serre agricole photovoltaïque. En effet, l'énergie produite va servir à

l'échauffement, la régulation de l'humidité et l'arrosage. Un éventuel raccordement au réseau peut être envisagé.

Bibliographie

- Abouda S., Chaari A., Essounbouli N., et Koubaa Y., « Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Module », *10ème conférence internationale des sciences et des techniques de l'automatique (STA'2009)*. Hammamet du 20 au 22 décembre 2009.
- Abouda S., Essounbouli N., Nollet F., Chaari A. et Koubaa Y., “Modeling and simulation of pumping system using PMDC motor fed by photovoltaic system with voltage control”, 2nd International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA2012) Newcastle upon Tyne, UK, 25-27 Juin 2012.
- Abouda S., Nollet F., Chaari A., Essounbouli N., et Koubaa Y., “Direct Torque Control - DTC of Induction Motor Used for Piloting a Centrifugal Pump Supplied by a Photovoltaic Generator”, World Academy of Science, Engineering and Technology; Vol:80, 01-11-2013.
- Abouda S., Nollet F., Chaari A., Essounbouli N., et Koubaa Y., « Direct torque control of induction motor pumping system fed by a photovoltaic generator”, The 2013 International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT'13). Hammamet du 6 au 8 Mai 2013.
- Abouda S., Nollet F., Chaari A., Essounbouli N., et Koubaa Y., « A DC/DC boost converter for photovoltaic application », 11ème conférence internationale des sciences et des techniques de l'automatique (STA'2010). Monastir du 19 au 21 décembre 2010.
- Abouda S., Nollet F., Essounbouli N., Chaari A., et Koubaa Y., “Design, Simulation and Voltage Control of Standalone Photovoltaic System Based MPPT: Application to a Pumping system”, International Journal of Renewable Energy Research; Vol.3, No.3 (2013).
- Abouda S., Nollet F., Essounbouli N., Chaari A., et Koubaa Y., « PID and Sliding Mode Control-SMC for a motor-pump voltage in a Photovoltaic- PV system based on MPPT controller”, International Journal of Computer Applications (0975 – 8887); Volume 73–No.3, July 2013.
- Abouda S., Nollet F., Essounbouli N., Chaari A., et Koubaa Y., « Voltage control of a photovoltaic system », 12ème conférence internationale des sciences et des techniques de l'automatique (STA'2011). Monastir du 18 au 20 décembre 2011.
- Aït Cheikh M. S., Chirk Belhadj M., Bassaid M., Becherif M. et Larbès C., « Simulation et réalisation d'un contrôleur de batterie solaire à base de PIC16F876 », Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa (2012) 1 – 9.
- Aït Cheikh M., Larbes C., Tchoketch Kebir G. and Zerguerras A. “Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme” *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10 N°3 (2007) 387 – 395.

- Akihiro O., "Design and simulation of photovoltaic water pumping system" Master of Science in Electrical Engineering, Faculty of California Polytechnic State University, 2005.
- Alonso C. «Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie.» Mémoire d'habilitation à diriger des recherches, université Paul Sabatier 2003.
- ALTAS I. H. et Sharaf A.M., "Novel control strategies using load matching for maximum photovoltaic energy utilization", 0840-7789/07/\$25.00 ©2007 IEEE.
- Arrouf M., "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branché sur un générateur photovoltaïque » Thèse de doctorat, université de Mentouri de Constantine, 2007.
- Arrouf M., Ghabroub S., "Modelling and simulation of a pumping system fed by photovoltaic generator within the Matlab/Simulink programming environment", *Desalination* 209 (2007) 23–30.
- Astier S. « Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule.» Techniques de l'ingénieur D3935 - 2008.
- Azab M., "A New Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Systems", *International Journal of Electrical and Electronics Engineering* 3:11 2009.
- Belhadj M., « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome », Mémoire de Magister, Université De Bechar, 2008.
- Bendjamâa I., « Modélisation et commande d'un système De stockage photovoltaïque », Mémoire de magister, Université Abou-Bakr Belkaid, 2012.
- Betka A. et Moussi A. "Performance optimization of a photovoltaic induction motor pumping system." *Renewable Energy* 29 (2004) 2167–2181.
- Betka A., Attali A., "Optimization of a photovoltaic pumping system based on the optimal control theory", *Solar Energy* 84 (2010) 1273–1283.
- Betka A., Moussi A., "Performance optimization of a photovoltaic induction motor pumping system", *Renewable Energy* 29 (2004) 2167–2181.
- Betka A., Moussi A., « Rendement maxime d'un moteur asynchrone alimenté par une source photovoltaïque », *Larhyss Journal, ISSN 1112-3680, n° 02*, Juin 2003, pp. 151-162.
- Bouden A., « Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque », Mémoire de Majister, Université Mentouri de Constantine, 2008.
- BP Solar BP SX150 - 150W Multi-crystalline Photovoltaic Module Datasheet.

- Brahmi A., Abounada A. et Ramzi M. « Application de la commande ‘Perturb and Observe’ pour l’extraction de la puissance maximale des cellules photovoltaïques » *Revue des Energies Renouvelables CER’07 Oujda* (2007) 121 – 124.
- Cabal C. « Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque. » Thèse de doctorat 2008.
- CAMARA M. A., « Modélisation du stockage de l’énergie photovoltaïque par supercondensateurs », Thèse de doctorat, Université Paris Est Créteil, 2011.
- Casadei D., Profumo F., Giovanni S., Tani A., “FOC and DTC: Two Viable Schemes for Induction Motors Torque Control”, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 17, NO. 5, SEPTEMBER 2002.
- Chaieb N., Noureddine Hidouri N., “Water Photovoltaic Pumping System Based on IRFOC Induction Motor Drives”, *Advances in Intelligent Transportation Systems (AITS)* 59 Vol. 1, No. 2, 2012, ISSN 2167-6399.
- CHENNI R., ZAROOUR L., MATAGNE E. et KERBACHE T., « Optimisation d’un système de pompage photovoltaïque », *Sciences & Technologie B – N°26*, 49-54, décembre (2007).
- Chandrasekaran N. and Thyagarajah K., “Modeling and MATLAB Simulation of Pumping System using PMDC Motor Powered by Solar System.” *European Journal of Scientific Research* ISSN 1450-216X Vol.59 No.1 (2011), pp.6-13.
- Chandrasekaran N., et Thyagarajah K., “Modeling, Analysis and Simulation of Pumping System Fed by PV Generator” *European Journal of Scientific Research* ISSN 1450-216X Vol.53 No.2 (2011), pp.231-238.
- Chitti Babu B., Sudharshan Kaarthik R., Nayan Kumar D., Vigneshwaran R., Narayan Das R., “Photovoltaic Energy Conversion System for Water Pumping Applications – Modeling and Simulation”, *International Symposium on Photovoltaic Science and Technology*, Kanpur, 13 January 2010.
- Cid Pastor A. « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques. » Thèse de doctorat, Université de Toulouse 2006.
- Cortes D., Vázquez N. et Alvarez-Gallegos J., “Dynamical Sliding-Mode Control of the Boost Inverter », *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, VOL. 56, NO. 9, SEPTEMBER 2009.
- Dhali S., Rao P., Mande P., Rao K., “PWM-Based Sliding Mode Controller for DC-DC Boost Converter”, *International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)* ISSN: 2248-9622, Vol. 2, Issue 1, Jan-Feb 2012, pp.618-623.
- El Fadil H., et Giri F., “Robust and Nonlinear Control of PWM DC-to-DC Boost Power Converters”, *The Open Automation and Control System Journal*, 2008, 1, 1-6.

- El Shahat A., "Stand-alone PV System Simulation for DG Applications, Part II: DC-DC Converter feeding Maximum Power to Resistive Load", *J. Automation & Systems Engineering* 6-1 (2012): 55-72.
- El Shahat A., "Stand-alone PV System Simulation for DG Applications, Part I: PV Module Modeling and Inverters", *J. Automation & Systems Engineering* 6-1 (2012): 36-54.
- Enrique J, Duran E., Sidrach-de-Cardona M., Andujar J. « Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies. » *Solar Energy* 81 (2007) 31–38.
- Eugene V. Solodovnik, Shengyi Liu, and Roger A. Dougal, "Power controller design for maximum power tracking in solar installations" *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, N. 5, September 2004.
- Faranda R., Leva S. "Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems." *Wseas Transactions on Power Systems*, Issue 6, Volume 3, Juin 2008.
- Francisco M. Gonzalez L. "Model of photovoltaic module in matlab" CIBELEC, 2005.
- Gergaud O. « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur » Thèse de doctorat, 2002.
- Guesmi K., Hamzaoui A., Zaytoon J., "Fuzzy controller synthesis for a DC-DC converter", *Joint 48th IEEE Conference on Decision and Control and 28th Chinese Control Conference*, Shanghai, P.R. China, December 16-18, 2009.
- Guldemir H. "Sliding mode control of DC-DC boost converter", *Journal of applied sciences* 5(3) 588-592; 2005.
- Hatti M. « Contrôleur Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque » *JCGE'08 LYON*, 16 et 17 décembre 2008.
- Helali K. « Modélisation d'une cellule photovoltaïque : étude comparative ». Mémoire de Majistaire, 2012. Université de Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
- Hidouri N., Sbita L., "Water Photovoltaic Pumping System Based on DTC SPMSM Drives", *Journal of Electrical Engineering: Theory and Application* (Vol.1 2010/Iss.2).
- Hijazi A., Di Loreto M., Bideaux E., Venet P., Clerc G., Rojat G. "Sliding Mode Control of Boost Converter: Application to energy storage system via supercapacitors", *EPE*, 2009, Barcelona.
- Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su « Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK. » *WCECS 2008*, October 22 - 24, 2008, San Francisco, USA.

- Karthikumar S., Mahendran N. "A Performance Comparison of Fuzzy and Neuro-Fuzzy Control of KY Boost Converter for Voltage Ripple Reduction", *European Journal of Scientific Research ISSN 1450-216X Vol. 85 No 4* September, 2012, pp.512 – 526.
- Khalifa M.A., Andoulsi R., Sellami A. et Mhiri R., « Commande vectorielle indirecte d'une pompe centrifuge photovoltaïque au fil de soleil », *Revue des Energies renouvelables CICME'08 Sousse* (2008) 163 – 175.
- Khalifa M.A., Sellami A. et Mhiri R., "Sensorless sliding mode control of induction motor pump fed by photovoltaic generator", *IJ-STA*, volume 4, N°2, pp. 1320–1337, Décembre 2010.
- Kebaili S., Betka A., "Design and Simulation of Stand Alone Photovoltaic Systems", *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS*, Issue 4, Volume 6, October 2011.
- Lalouni S., Rekioua D., Rekioua T. et Matagne E., " Fuzzy logic control of stand-alone photovoltaic system with battery storage", *Journal of Power Sources 193* (2009) 899–907.
- Lenine D., Sai Babu Ch., Shankaraiah G., "Performance Evaluation of Fuzzy and PI Controller for Boost Converter with Active PFC", *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)* Vol.2, No.4, December 2012, pp. 445~453.
- Liu F., Duan S., Liu F., Liu B., et Kang Y., "A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems", *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, VOL. 55, NO. 7, JULY 2008.
- LU D., « Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain », Thèse de Doctorat, Ecole centrale de Lille, 2010.
- Makhlouf M., Messai F., et Benalla H., "Vectorial command of induction motor pumping system supplied by a photovoltaic generator", *Journal of ELECTRICAL ENGINEERING*, VOL. 62, NO. 1, 2011, 3–10.
- Makhloufi M. T., Abdessemed Y. et Khireddine M. S., "Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Systems using On-line Learning Neural Networks", *International Journal of Computer Applications* (0975 – 8887) Volume 72– No.10, June2013.
- Mansouri M.N., Ghanmi N. et Mimouni M.F., « Commande et analyse des performances d'une station de pompage photovoltaïque fonctionnant en régime optimal », *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 11 N°1 (2008) 1 – 17.
- Molina M.G. et Mercado P.E., "Modeling and Control of Grid-connected Photovoltaic Energy Conversion System used as a Dispersed Generator", *978-1-4244-2218-0/08/\$25.00 ©2008 IEEE*.
- Moussi A., SAADI A., BETKA A., ASHER G.M. « Photovoltaic Pumping Systems Technologies Trends » *Larhyss Journal*, ISSN 1112-3680, n° 02, Juin 2003, pp. 127-150.

- Mozaffari Niapour S., Danyali S., Sharifian M. et Feyzi M. « Brushless DC motor drives supplied by PV power system based on Z-source inverter and FL-IC MPPT controller. » *Energy Conversion and Management* 52 (2011) 3043–3059.
- Mrabti T., El Ouariachi M., Tidhaf B., Chadli E. et Kassmi K., « Conception, simulation et réalisation d'un système photovoltaïque destiné au stockage d'énergie dans les batteries stationnaires (2V) », *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 13 N°1 (2010) 85 – 100.
- Nefsi M., Massoum A., Meroufel A. et Wira P., « Contrôle directe du couple de la machine asynchrone basé sur MLI vectorielle discrétisée (DSVM-DTC) », *Acta Electrotehnica*, volume 53, Numéro 1, 2012.
- Observ'ER, Quinzième inventaire, Edition 2013 ;
<http://www.energies-renouvelables.org/accueil-observ-er.asp>
- Pétion S. « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. » Thèse de doctorat, université de Toulouse 2009.
- Pacheco V.M., Freitas L.C., Vieira J.B., Coelho E.A.A. et Farias V.J., “Stand-Alone Photovoltaic Energy Storage System With Maximum Power Point Tracking”, *0-7803-7768-0/03/\$17.00 (C) 2003 IEEE*.
- Riffonneau Y., “Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau - Application à l'habitat », Thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier, 2009.
- Sahbani A., Ben Saad K., et Benrejeb M., “On two control approaches for the output voltage regulation of a boost converter”, *International Journal of Computer and Information Engineering* 3:4 2009.
- Salhi M. et El-Bachtiri R. « Maximum Power Point Tracking Controller for PV Systems using a PI Regulator with Boost DC/DC Converter. » *ICGST-ACSE Journal*, ISSN 1687-4811, Volume 8, Issue III, January 2009.
- Seifi M., Che Soh A., Abd. Wahab N., et Hassan M., “A Comparative Study of PV Models in Matlab/Simulink”, *World Academy of Science, Engineering and Technology* 74 2013.
- Shmilovitz D. “On the control of photovoltaic maximum power point tracker via output parameters” *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, Vol. 152, No. 2, March 2005.
- SINGO A. T., « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- Soufi A., Chermitti A. et Bibi Triki N., “Sizing and Optimization of a Livestock Shelters Solar Stand-Alone Power System”, *International Journal of Computer Applications* (0975 –8887) Volume 71– No.4, May 2013.

- Tarik Duru H. "A maximum power tracking algorithm based on $I_{mpp}=f(P_{max})$ function for matching passive and active loads to a photovoltaic generator" *Solar Energy* 80 (2006) 812–822.
- Toufouti R., « Contribution à la commande directe du couple de la machine asynchrone », Thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine, 2008.
- Toufouti R., Meziane S. et Benalla H. «Direct Torque Control for Induction Motor Using Fuzzy Logic. » *ACSE Journal*, Volume (6), Issue (2), June, 2006.
- Walker G. "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model" *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC '00*, Brisbane, 2000.
- Zaamta S. « Réalisation d'un régulateur solaire à base de microcontrôleur pour le contrôle de l'état de charge et la protection des accumulateurs », Mémoire de Magister, Université Oum El Bougui, 2008.
- Zrrou L., « Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau », Thèse de Doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2010.

Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : Application aux systèmes de pompage.

Résumé

L'objectif des travaux présentés dans cette thèse est d'apporter une contribution à l'étude d'un système photovoltaïque fonctionnant à sa puissance maximale et énergétiquement autonome. Le cas étudié, dans cette thèse, concerne la commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque dans un site isolé. Pour que le système photovoltaïque fonctionne à sa puissance maximale, un étage d'adaptation associé à un algorithme MPPT est utilisé. Il est parfois nécessaire de maintenir la tension délivrée par le système photovoltaïque constante. Pour cela, un système de contrôle de cette tension est présenté. Les méthodes utilisées pour la simulation de ce système sont basées sur l'utilisation d'un régulateur PID, puis sur le contrôle par mode glissant, et enfin sur un contrôleur par logique floue. Nous avons étudié ensuite le cas d'une chaîne de pompage utilisant un moteur asynchrone triphasé comme moteur d'entraînement. Dans le but d'avoir la possibilité de régler le débit d'eau, la méthode de contrôle direct du couple est utilisée pour la commande de la vitesse du moteur asynchrone.

Mots clés

Générateur photovoltaïque, Contrôle MPPT, Convertisseur DC/DC, Contrôle de la tension, Contrôle direct du couple, pompage photovoltaïque.

Contribution to the control of photovoltaic systems: Application to pumping systems.

Abstract

The aim of the work presented in this thesis is to contribute to the study of a photovoltaic system operating at its maximum power and energetically autonomous. The case studied in this thesis relates to the control of a chain of photovoltaic pumping in an isolated site. For the PV system operates at its maximum power, it must include a converter associated with a MPPT algorithm. It is sometimes necessary to maintain the voltage delivered by the PV system constant. For this, a control system of this voltage is presented. The methods used for the simulation of this system are based on the use of a PID controller and the sliding mode control, and finally a fuzzy logic controller. Then we studied the case of a pumping chain using a three-phase induction motor as a drive motor. In order to be able to regulate the flow of water, the Direct Torque Control method is used to control the speed of the induction motor.

Key words

Photovoltaic generator, MPPT control, DC/DC converter, Voltage control, Direct torque control, Photovoltaic pumping.

CRéSTIC, URCA – Ecoles Doctorales – Campus Croix-Rouge – Bâtiment Enseignement et Recherche - 57 rue Pierre Taittinger 51096 REIMS cedex

Lab-STA, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax
B.P: 1173, 3038. Sfax, Tunisie