

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

UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE 1
FACULTE DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE



Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de Magister en Electrotechnique
Option : Modélisation et contrôle des procédés de conversion de l'énergie électrique

Réalisé par :

Tarek Bouguerra

Optimisation d'un système photovoltaïque :

Application en continu et en alternatif

Soutenu le : 30/06/2014

Devant le jury composé de :

Président	H. BENALLA	Professeur	Université de Constantine 1
Rapporteur	A. BOUZID	Professeur	Université de Constantine 1
Examineur	R. CHENNI	Professeur	Université de Constantine 1
	D. LABED	MCA	Université de Constantine 1

Remerciements :

Avant de faire de quelconques développements au sujet de cette expérience professionnelle, il apparaît opportun de débiter ce mémoire par des remerciements aux personnes qui m'ont beaucoup aidé au cours de ce mémoire.

Je tiens à la fin de ce travail à remercier ALLAH le tout puissant de m'avoir donné la foi et de m'avoir permis d'en arriver là.

On dit souvent que le trajet est aussi important que la destination.

Les années d'étude m'ont permis de bien comprendre la signification de cette phrase toute simple.

Ce parcours, en effet, ne s'est pas réalisé sans défis et sans soulever de nombreuses questions pour lesquelles les réponses nécessitent de longues heures de travail.

Je remercie infiniment M. Bouzid Aissa, mon encadreur de mémoire dont la disponibilité, le savoir faire et le soutien ne m'ont jamais fait défaut. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

Surtout pour son encadrement, sa compréhension et sa gentillesse durant tout le long de mon mémoire.

Pour la même occasion je tiens à remercier Les cadres que j'ai sollicités et m'ont facilités la tâche au niveau de l'atelier et de m'avoir confiée des taches diversifiées et intéressantes spécialement Mlle Djeghloud qui a été toujours présent pour m'aider et m'encourager par sa précieuse aide.

À tous les stagiaires, pour leur compagnie, leur joie de vivre et pour tous les bons moments passés ensemble. Leur présence a été l'occasion pour moi d'échanger sur des sujets d'études.

Je remercie tout mes enseignants sans exception pour leurs aides et leurs encouragements, durant ma période d'étude.

Monsieur le président, les membres de jury qui ont par leur présence m'honorer afin d'évaluer cette recherche.

Je tiens à remercier aussi l'université de nous donner l'opportunité de vivre une expérience aussi enrichissante tout sur le plan humain que professionnel, tout en gardant la possibilité de poursuivre les études.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance et mes remerciements les plus sincères à toutes les personnes qui ont eu la gentillesse de me prodiguer soutien, critiques, suggestions et encouragements pour l'accomplissement du présent travail.

Je remercie aussi tous ceux qui m'ont aidé à réaliser ce travail.

Résumé

L'objectif de ce mémoire est d'assurer une commande vectorielle associée à une électropompe asynchrone immergée. La configuration de ce système comporte un générateur photovoltaïque, un bus PV, un filtre PV connecté à un hacheur survolteur, un bus DC et un onduleur de tension alimentant une machine asynchrone couplée à une pompe centrifuge. L'objectif de ce système consiste à assurer un fonctionnement à puissance maximale du système photovoltaïque pour diverses conditions climatiques.

L'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge a été effectuée moyennant le convertisseur DC/DC.

La technique de commande vectorielle est développée et présentée dans ce mémoire de magister. Une simulation sous l'environnement simulation du logiciel MATLAB de la structure proposée.

Mots clés : *Photovoltaïque, Contrôle MPPT, Machine asynchrone, Hacheur, Onduleur.*

ملخص

الهدف من هذه الرسالة هو توفير آلية تحكم شعاعية لمحرك مع مضخة مغمورة . هذا النظام يحتوي على مولد للطاقة الشمسية ,فلتر ضوئي موصول بمحول للتوتر الكهربائي وعاكس كهربائي للتوتر يغذي محرك تيار متردد حتي موصول بمضخة مركزية.

الهدف من هذا النظام هو ضمان التشغيل في حدود الاستطاعة القصوى للنظام الكهروضوئي لمختلف الظروف المناخية .التأقلم بين المولد الكهروضوئي والشحنة تم بواسطة المحول الكهربائي *DC-DC*.

تقنية آلية التحكم الشعاعية تم تطويرها وتقديمها في رسالة الماجستير هذه . المحاكاة تمت بواسطة برنامج المحاكاة « *MATLAB* » وفق الهيكل المقترح.
الكلمات الدلالية : كهروضوئي , آلية تحكم , *MPPT* محرك تيار متردد , محول التوتر , عاكس كهربائي للتوتر.

Abstract

The objective of this thesis is to provide a vector control combined with an electric asynchronous motor. The configuration of this system includes a photovoltaic generator, a PV bus, a PV filter connected to a boost converter, a DC bus and a voltage inverter fed induction machine coupled to a centrifugal pump. The objective of this system is to ensure operation at maximum power of PV system for various climatic conditions. The matching between the photovoltaic generator and the load was determined by the DC / DC converter. Vector control technology is developed and presented, with the environment of simulation MATLAB on the proposed structure.

Keywords : *Photovoltaic, MPPT control, asynchronous machine, chopper, Inverter.*

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Etude et Recherche Bibliographique	4
Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque	11
II.1.Introduction	12
II.2. Rayonnement solaire	13
II.2.1. Mesure de rayonnement solaire	17
II.3. Conversion photovoltaïque	18
II.3.1. L'effet photovoltaïque	19
II.3.2. Le principe de conversion photovoltaïque	19
II.3.3. La cellule solaire	20
II.4. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque	21
II.4.1. Cellule photovoltaïque idéale	21
II.4.2. Cellule photovoltaïque réel avec une seule diode	22
II.4.3. Cellule photovoltaïque réelle avec deux diodes	22
II.4.4. Module photovoltaïque	23
II.4.5. Association en parallèle série et mixte	25
II.4.6. Effet de l'éclairement	27
II.4.7. Influence de la température	27
II.4.8. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque	29
II.5. Avenir du photovoltaïque	29
II.6. Conclusion	30
Chapitre III : Etude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage	31
III.1.Introduction	32

III.2 Méthodes de pompages	32
III.2.1 Pompage « au fil du soleil »	32
III.2.2 Pompage avec batteries	33
III.3 Notions hydrauliques	33
III.4 Les composants d'un système de pompage PV	34
III.4.1 Le générateur photovoltaïque	35
III.4.2 Le groupe électropompe	36
III.4.3 L'électronique de commande et de contrôle	34
III.4.4 La partie stockage	39
III.5 Dimensionnement complet de l'installation	39
III.5.1 Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise	39
III.5.2 Calcul de l'énergie électrique quotidienne requise	40
III.5.3 Détermination de l'énergie solaire disponible	40
III.6 Taille du générateur photovoltaïque	40
III.6.1 Méthode analytique	40
III.6.2 Méthode graphique	41
III.7 Dimensionnement de la pompe	43
III.8 Dimensionnement des stations de pompage solaire	43
III.9 Conclusion	43
Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique	45
Introduction	46
IV.A. Réalisation pratique d'un Hacheur Boost ou élévateur	46
IV.A.1. Etude théorique	46
IV.A.2) La carte de puissance	50
IV.A.3) L'inductance de stockage	52
IV.A.4) La diode rapide (L'interrupteur secondaire)	54
IV.A.5) Carte de commande rapprochée	54
IV.A.6) La carte de commande à hystérésis (carte de génération	56

d'impulsions)	
IV.A.7) La carte d'alimentation	59
IV.A.8) Commande en boucle fermée	60
IV.A.9) Réalisation pratique de la commande MPPT	61
IV.B. Commande vectorielle indirecte d'une pompe centrifuge photovoltaïque au fil de soleil	62
IV.B.1) Modélisation du GPV	63
IV.B.2) Modélisation de l'onduleur MLI	64
IV.B.3) Modélisation du groupe motopompe	64
IV.B.4) Application de la commande vectorielle indirect par orientation de flux rotorique (CVIOFR)	66
IV.B.5) Conclusion	70
V. Résultats et conclusion	72
V.1 Introduction	73
V.A. Résultats pratiques du hacheur élévateur (Boost)	73
V. B. Simulation de la chaine de conversion PV sous MATLAB/SIMULINK	76
V.B.1 Le générateur photovoltaïque « G PV »	76
V.B.1.1 Modèle de la cellule PV	76
V.B.1.2 Caractérisation du module PV	77
V.B.2 Convertisseur DC-DC (Hacheur survolteur)	79
V.B.3 Mise en oeuvre de la commande de poursuite MPPT	81
V.B.3.1 Principe du MPPT	81
V.B.3.2 Introduction du MPPT dans la chaine PV	84
V.C. Résultat de simulation la commande vectorielle indirect par orientation de flux rotorique (CVIOFR) de la machine asynchrone	87
V.C.1 Résultat de simulation la commande vectorielle indirect par orientation de flux rotorique (CVIOFR) de la machine asynchrone sous Matlab/simulink et powersim	87
V.C.2 Résultat de simulation la commande vectorielle indirect par orientation de flux rotorique (CVIOFR) de la machine asynchrone sous Matlab/simulink	91
V.C.3 Résultat de simulation	92
V.C.4 Interprétation des Résultats	94

V.C.5 Modèle de la pompe centrifuge	94
V.C.6 Optimisation du système de pompage global	95
V.2 Conclusion	102
Conclusion générale	104
Annexe	107

Notation

PV : Photovoltaïque.

P_{pv} : La puissance fournie par les panneaux.

V_{pv} : La tension aux bornes des panneaux.

W_c : Watt crête.

I_{pv} : le courant délivré par le panneau.

I_{ph} : le courant de l'éclairement.

I_D : le courant dans la diode.

I_0 : courant de saturation inverse de la diode [A].

V_T : nKT/q : potentiel thermique.

n : facteur d'idéalité de la jonction.

K : constante de Boltzmann $K=1.38e-23$ [J/K].

q : la charge de l'électron $1.6 e-19$ [eV].

T : la température de la jonction [K].

R_{sh} : la résistance de shunt caractérisant les courants de fuites de la jonction.

R_s : la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

I_p : le courant traversant la résistance shunt.

G_r : éclairement de référence [W/m²].

I_t : coefficient de température de courant de court-circuit $=23.10^{-4}$ A.

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

T : la température de la jonction [Kelvin].

T_r : la température de référence 300K.

E_g : le gap d'énergie de semi conducteur.

T_a : température ambiante en C°.

n_1 : facteur d'idéalité de la diode D1.

n_2 : facteur d'idéalité de la diode D2.

I_{01}, I_{02} : les courants de saturation inverse des diodes D1 et D2.

H_{MT} : La hauteur manométrique totale.

H_g : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation.

P_c : Pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

N_s : Le niveau statique d'un puits ou d'un forage est la distance entre le sol et la surface de l'eau avant pompage.

N_d : Le niveau dynamique d'un puits ou d'un forage est la distance le sol et la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné.

E_h : Énergie hydraulique [kwh/j]

C_h : Constante hydraulique [kg.s.h/m^2]

Q : Volume d'eau [m^3/jour]

H_{MT} : Hauteur manométrique total [m]

$C_h = g \cdot \rho / 3600$

g : La gravité terrestre [9.81 m/s^2]

ρ : Densité de l'eau [1000 kg/m^3]

E_e : Energie électrique exprimé en [kwh/j].

η_{MP} : Le rendement du groupe motopompe, en général entre 30% et 60%.

η_{ond} : Le rendement d'onduleur.

P_c : La puissance de sortie du générateur (w) sous CSM (puissance crête).

η_g : Le rendement du générateur à la température de référence (25°C).

A : La surface active du générateur (m^2)

G : L'éclairement dans les conditions CSM.

η_{PV} : Le rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation

$G_d(\beta)$: L'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules à l'inclinaison β [$\text{kwh/m}^2/\text{j}$]

F_m : Facteur de couplage.

γ : Coefficient de température des cellules.

T : Température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement.

Q_h : Le débit horaire.

h : est le nombre heures d'ensoleillement maximal à [1000 w/m^2].

R_s, R_r : les résistances par phases du stator/du rotor;

M_{sr} : l'inductance mutuelle cyclique stator-rotor;

L_s : l'inductance cyclique du stator;

L_r : l'inductance cyclique du rotor;

σ : le coefficient de dispersion totale défini par:

τ_s : La constante de temps statorique

τ_r : La constante de temps rotorique

N : La vitesse mécanique du rotor en tr/min.

Ω : La vitesse mécanique du rotor en rad/s

p : Le nombre de paires de pôles

ω : La vitesse électrique du rotor

La vitesse électrique de synchronisme du stator

K_{ch} : La constante de la pompe centrifuge

F_v : Le frottement visqueux

Introduction générale

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures [39].

Poussée par un contexte favorable (volonté politique, intérêt économique...), la production décentralisée se développe dans de nombreux pays. L'observation des programmes de recherche et du développement, des opérations de la démonstration actuellement en cours mettent en évidence un développement commercial dans les prochaines années de petits moyens de production inférieurs à 100 kW comme les systèmes photovoltaïques, les micro turbines à gaz associées à différents systèmes de stockage tels que les batteries d'accumulateurs, les super condensateurs ou le stockage inertiel. Un développement significatif de ce type de production entraînerait un foisonnement important du point d'injection de puissance sur les réseaux basse tension de nature à y générer des difficultés d'exploitation [43].

Le soleil fournit une énergie lumineuse grandiose à la Terre. Mais le problème réside dans le fait que la forme sous laquelle nous recevons l'énergie n'est pas nécessairement celle sous laquelle cette énergie est utilisable. C'est pourquoi, nous devons utiliser des processus de conversion de l'énergie. Par exemple, les cellules solaires photovoltaïques permettent de convertir l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique [44].

La diminution des sources énergétiques traditionnelles comme (pétrole, gaze..) due à une utilisation croissante [45], entraîne que l'étude des énergies renouvelables met une importance cruciale pour les années à venir. Les énergies renouvelables d'actualité sont de plusieurs types tels que : Hydraulique, chauffage solaire actif, éolienne, géothermique, photovoltaïque, biomasse ...etc.

Le contenu de ce mémoire est organisé en cinq chapitres.

- Au premier chapitre, on s'intéresse à l'état de l'art par une recherche bibliographique.
- Le second chapitre est consacré à la compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïques.
- Dans le troisième chapitre, on fait l'étude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.
- Dans le quatrième chapitre, nous présentons la modélisation du système choisi et les applications pratiques.
- Dans le dernier chapitre, on présente les résultats obtenus.

Enfin, nous terminons cette étude par une conclusion générale qui résume les travaux réalisés.

Chapitre I

Chapitre I : Etude et Recherche Bibliographique

Introduction :

Dans ce premier chapitre de recherche bibliographique on va présenter quelques travaux et actualités sur le domaine photovoltaïque. On présentera quelques articles contenant différentes applications photovoltaïques et les techniques utilisées.

Après les premières années du 21^{ème} siècle, la majorité des personnes (87%) dans le monde entier ont accès aux sources sûres d'eau potable. Cependant, dans des régions particulier, telles que le Sahara d'Afrique, l'accès à l'eau potable est toujours un luxe. Dans cette région, seulement approximativement 60% de personnes ont accès à l'eau potable pure et seulement la moitié à l'accès aux sources d'eau améliorées [1]. Le manque d'eau potable pure impose directement beaucoup de problèmes de santé, le plus significatif de ce qui est les maladies diarrhéiques, récemment attribuées à 1.5 million de décès chaque année ; la majorité d'eux sont des enfants [2]. Puisque les enfants boivent et mangent d'une manière significative par rapport aux adultes, ils sont particulièrement vulnérables à la nourriture et à l'eau contaminée [3].

Dans les régions perturbées telles que le Sahara de l'Afrique, trouvant et transportant l'eau pure peuvent être une grande tâche. Dans cette région, la plupart des personnes vivent dans des secteurs ruraux indépendamment d'une grille électrique fiable. Dans une évaluation récente montre que seulement 12% d'habitants ruraux de la région ait eu accès à l'électricité [4]. Les difficultés à l'accès aux systèmes de pompage électriques fiables, la tâche d'assurer l'approvisionnement en eau devient souvent une tâche manuelle qui tombe principalement aux femmes et aux filles d'une communauté [5] [6]. Ainsi, le coût d'opportunité du rassemblement de l'eau peut contribuer à d'autres problèmes sociaux. En 2010, les Nations Unies ont adopté une stratégie qui définit l'accès à l'eau pure comme une base droit d'homme [7].

Les régions qui ont un manque d'eau pure ont souvent également un éclairage solaire élevé [8] [9]. Par conséquent, l'utilisation de l'énergie photovoltaïque (PV) solaire dans le pompage d'eau pour ces types de communautés a été considérée pendant plusieurs décennies. En 1985, *Kenna* et *Gillett* ont été développé un manuel pour objectif de fournir un guide de design des systèmes de pompage solaires de l'eau PV pour les communautés rurales [10]. Des manuels plus récents se sont également orientés vers les systèmes solaires de pompage PV aussi bien que l'électrification à échelle réduite [11] [12]. La technologie solaire de pompage PV

Chapitre I : Etude et Recherche Bibliographique

d'eau a été historiquement considérée bien adaptée pour des applications avec des petits débits, le pompage diesel est considéré comme le plus rentable pour des applications de haut débit [12]. Plusieurs auteurs citent que la règle-de-pouce est bien approprié aux applications de pompage solaire qui exigent une puissance moins de 5 kWp [13] [14]. Cependant, le coût des modules PV a diminué sensiblement pendant les dernières décennies, et particulièrement ces dernières années. La fin de 2012, le ministère de l'énergie des USA a signalé qu'un index de coût de module de PV a diminué 74% de 1998 à 2011 [15]. Le coût décroissant de la technologie de PV continuera à rendre cette technologie plus attrayante pour des projets ruraux d'électrification et d'eau. Le noble (2012) donne une vue générale et brève pour les différentes technologies pompage, y compris le vent, PV solaire et diesel. Les articles récents suggèrent des avantages potentiels au solaire de PV par rapport à la diesel génération. Malgré des coûts initiaux potentiellement plus élevés, les systèmes de PV s'avèrent souvent moins chers sur plusieurs années et pour tendre vers des frais d'exploitation plus bas que des stratégies diesel [16] [17].

La propre conception d'un système de pompage solaire de PV est très importante pour éviter la mal compréhension du système, ayant comme résultat les frais financiers excessifs ou l'approvisionnement en eau insuffisant. Cependant, le contrôle direct, le système sans stockage (aucune batterie), le moteur et la pompe seront forcés à fonctionner à leur pleine plage de fonctionnement dynamique et donc seulement au point de puissance maximale. L'utilisation du point de puissance maximale (MPPT) est ainsi très important dans ces systèmes simples; les systèmes MPPT découplent les modules du groupe pompe-moteur et permettent ainsi un meilleur rendement du module. La conception de système est compliquée par l'interdépendance des efficacités de sous-système au point de fonctionnement. Pour cette raison, des méthodes sont nécessaires pour simplifier la conception.

Une des méthodes qui simplifie le problème de conception emploie des données solaires quotidiennes d'éclairement par mois pour calculer "les heures maximales du soleil" associées. Cette méthode de conception est bien citée dans la littérature. *Kenna* et *Gillett* décrivent cette méthode en leur manuel de pompage solaire en 1985, et *Hankins* la décrit également plus récemment [10] [12]. Le noble (2012) et *Burkhartmeyer* résument des approches pratiques à la conception de pompage PV qui utilisent le concept des heures maximales de soleil [18].

Chapitre I : Etude et Recherche Bibliographique

Une autre méthode de conception simple pour les systèmes du pompage solaire-PV utilise la règle-de-pouce qui essaie de capturer les effets intégrés des sous-systèmes et des pertes d'écoulement. La règle-de-pouce (hydraulique énergie) relie la cible quotidienne (m^4/jour , le produit de l'écoulement quotidien de l'eau désiré) à la puissance crête désirée du PV. La valeur citée par *Diarra* et *Akuffo* [19] est de $0.6 m^4/\text{jour } W_p$. Cette valeur est presque confirmée dans la littérature par des paramètres de système indiqués dans d'autres études [14] [20] [21]. L'utilisation de la règle-de-pouce simplifie considérablement la conception d'un système de pompage PV pendant qu'elle donne l'estimation de puissance désirée comme une fonction indépendante de débit d'eau quotidien désiré, mais sa fiabilité est moindre.

Les performances des systèmes de pompage PV peuvent être sensiblement affectées par leur commande et n'importe quel type de changement solaire. En dépistant des commande stratégies changent par le nombre de degrés de liberté panneau solaire et par la fréquence de l'ajustement. Le réajustement continu exige l'automation commandée, mais la réorientation discrète peut être faite manuellement sur une certaine échelle de temps (par exemple quotidien, mensuel, de façon saisonnière).

Il existe de nombreuses études dans la littérature de diverses orientations de panneaux et des stratégies de suivi du soleil, mais peu d'accord sur les avantages relatifs. Pour les tableaux d'orientation fixes, un manuel cite une pente fixe optimale de latitude locale de plus de 10° [11]. Tandis que les résultats d'autres études indiquent que la meilleure pente pour un réseau fixe devrait simplement être égale à la latitude locale [22] [23] [24] [25]. Kacira cite les meilleurs angles d'inclinaison des angles de la latitude locale de plus de 8° - 15° [26]. Lave et Kleissl enquêtent sur les angles d'inclinaison optimaux pour le continent américain et démontrent que l'utilisation de l'inclinaison égale à la latitude locale fonctionne bien dans les latitudes méridionales, mais des écarts allant jusqu'à 10° se produisent dans les latitudes nordiques. En outre, l'inclinaison variable optimale de latitude fixe, probablement en raison des variations climatiques saisonnières tels que les nuages ou du brouillard durant l'année [27].

Pour les systèmes qui permettent la mobilité des panneaux pour le suivi du soleil, les estimations des avantages potentiels varient également. Par rapport à un panneau de pente fixe, un système complet de suivi à deux axes donne des résultats concernant le gain de 40%, 30%, 44%, 29,3%, et 33-43%, entre autres [11],[28],[29],[26],[23]. Pour

Chapitre I : Etude et Recherche Bibliographique

les systèmes de suivi à un seul axe, leur avantage dépend de la fréquence du rajustement, entre autres facteurs. Pour une variation continue axe nord-sud [23][28] [30], Axe vertical [28], et axe polaire [31],[23], l'amélioration des insolation sont signalés entre 11% et 32%. Pour une fréquence diurne réglable à l'aide d'un axe vertical [11],[33], des avantages similaires sont signalés. Pour moins de réajustements des fréquences, on a enregistré des gains plus faibles. Par exemple, à l'aide d'un axe est-ouest sur une base saisonnière ou mensuelle [25] [26], on a abouti à 1% et 5% de gain sur un réseau fixe. Nije-Gorodov et Jain (1997) [80] font état d'un gain de plus de 20% et 25% d'amélioration en utilisant un mensuel de réajustement d'un système d'axe est-ouest. Lave et Kleissl ont illustrés qu'une partie de cette variation est probablement due aux conditions météorologiques latitude et locales. Ils ont rapporté une série de gains (25-45%) pour le suivi à deux axes sur un réseau de pente fixe et ont montré que ces gains augmentent avec la latitude, où les angles optimaux ont le plus grand écart par rapport à un angle fixe. Les gains sont également plus élevés dans les régions avec des journées de ciel plus claires, où l'optimisation de l'angle de suivi peut avoir une incidence de plus forte irradiation [27].

Il y a relativement peu d'études qui analysent et comparent la gamme complète de stratégies de suivi (axes et fréquences) indiquées ci-dessus. Pour les besoins de pompage de l'eau, Vilela, O.C. et Fraidenraich ,N.et Tiba, C., puis Bione, J. et Vilela, O.C. et Fraidenraich, N., ont suggéré que les gains relatifs à l'écoulement de l'eau avec différentes stratégies de suivi peuvent dépasser les gains relatifs à l'insolation en raison de la possibilité d'utilisation de l'énergie entrante [31] [34]. En dehors de cela, peu d'études apparaissent dans la littérature pour les systèmes de pompage d'eau PV.

Nous nous sommes intéressés à l'étude de la mise en place des systèmes de production d'énergie solaire notamment au niveau des systèmes embarqués, tels que les véhicules électriques, les systèmes de pompage et dans les sites isolés non électrifiés. Bien entendu, cette étude doit permettre l'amélioration des performances de gestion en vue d'optimiser le rendement en énergie de l'installation.

Dans ce travail, la problématique envisagée consiste à maîtriser le fonctionnement d'une station de pompage équipée d'un moteur asynchrone entraînant une pompe centrifuge. Suite à l'évolution technologique, en particulier au niveau de l'électronique de puissance et de la microélectronique, il est devenu possible de mettre en œuvre des algorithmes de commande des systèmes électromécaniques à

Chapitre I : Etude et Recherche Bibliographique

vitesse variable caractérisés par de hautes performances [36]. Par ailleurs, les applications modernes de commande basées sur l'utilisation du moteur asynchrone sont les plus considérés dans le système électrique de point de vue technique de contrôle, elles représentent un problème complexe multi variables et constitue un champ d'application important de la théorie de commande vectorielle [37]. D'autre part, la résolution d'un problème de commande de la machine asynchrone alimenté par un GPV doit permettre d'assurer une bonne dynamique, un rendement en énergie élevé, une grande robustesse et une implémentation simple.

Ici, la charge du moteur asynchrone est une pompe centrifuge qui impose un couple résistant dépendant de sa vitesse de rotation. Ceci permet par conséquent de contrôler le débit et la hauteur manométrique de la pompe.

L'adoption de la technique de commande directe du moteur asynchrone par orientation du flux rotorique fournit des performances dynamiques élevées en termes de la maîtrise de la dynamique du couple électromagnétique via la maîtrise de la dynamique du flux rotorique [38]. Il est bien connu que l'implémentation de cette technique demande la détection du vecteur flux qui n'est pas directement mesurable. La connaissance de ce vecteur permet de réaliser la transformation de Park demandée pour assurer le découplage entre les deux grandeurs flux et couple de manière similaire que celle d'une machine à courant continu à excitation séparée.

L'estimation du vecteur flux rotorique est basée sur l'utilisation du modèle mathématique de la machine asynchrone. Cette grandeur est utilisée ensuite dans une procédure de régulation de flux offrant la dynamique souhaitée. Nous avons opté pour la mise en œuvre d'une structure de commande en vitesse de la machine asynchrone en utilisant un onduleur de tension commandé via une technique de modulation vectorielle.

En ce qui concerne la source photovoltaïque (PV) utilisée pour alimenter le système de pompage, nous avons considéré un générateur de puissance allant jusqu'à 1.5 kW pour un éclairement de l'ordre de 1000 W/m^2 . De plus, la source PV doit assurer, via une commande appropriée du convertisseur statique DC/DC utilisé, un transit de puissance maximale. Plusieurs techniques développées dans la littérature durant la dernière décennie, ont permis de faire fonctionner le GPV en régime optimal MPPT (Maximum Power Point Tracking). Dans ce travail, nous avons implanté la technique de perturbation et observation. Dans ce même cadre, pour exploiter au maximum l'énergie produite par le GPV et déterminer les limites statiques de fonctionnement,

Chapitre I : Etude et Recherche Bibliographique

nous avons établi une relation explicite de la vitesse de rotation de référence de la machine asynchrone en fonction de l'éclairement.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons fait une recherche bibliographique sur le système de pompage photovoltaïque, et nous avons présenté notre travail et les parties qui nous intéressent.

Nous avons évoqué le fonctionnement du système de poursuite à deux axes et à un seul axe, ainsi que leur avantage et leur différence.

Dans le prochain chapitre, nous présenterons un aperçu sur le gisement solaire, le rayonnement solaire et la conversion photovoltaïque.

Chapitre II

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

II.1.INTRODUCTION

Les sources d'énergie fossiles, obtenues de notre environnement, tendent à diminuer avec une rapidité relative due à leurs utilisations irrationnelles par l'humanité. La diminution des sources de pétrole, du gaz naturel et des sources naturelles de charbon mène à faire des efforts pour trouver de nouvelles sources d'énergie pour permettre une réduction de l'utilisation de ces sources naturelles de combustible. C'est le souci majeur des tous les pays industrialisés du monde [39,40].

Dans ce contexte, l'énergie solaire apparaît comme une source importante telle que la quantité d'énergie solaire qui arrive à la surface de la terre dans un jour est dix fois plus grande que celle consommée.

A travers l'effet photovoltaïque, l'énergie contenue dans la lumière solaire peut être convertie directement à énergie électrique [39,40].

Les premières installations photovoltaïques utilisées au sol datent de 1956 et ont été conçues pour les applications dans des sites isolés, principalement dans les pays en voie de développement où les réseaux de distribution d'énergie sont généralement restreints aux grands centres urbaines.

Les grands avantages sont que cette source est inépuisable, offre une grande sécurité d'utilisation et elle est propre [39, 43,44].

Les principales utilisations de l'électricité photovoltaïque sont l'éclairage, le froid, les communications, la recharges des batteries, le pompage,...etc.

Il y a trois types des systèmes photovoltaïques [39]:

- 1- les systèmes autonomes.
- 2- les systèmes hybrides.
- 3- les systèmes connectés au réseau électrique.

Le soleil reste jusqu'à présent la plus importante source d'énergie malgré la distance considérable qui le sépare de la terre ($150 * 10^6$ de kilomètres). La puissance émise par le soleil sous forme de rayonnement est estimé à $90 * 10^{15}$ GW, alors que la couche terrestre n'arrive à recevoir que $180 * 10^6$ GW. Arrivant à la terre, le rayonnement solaire subit de considérables modifications, dues principalement aux phénomènes d'absorption et de diffusion. De là, on introduit la notion de l'éclairement comme étant la densité de puissance reçue par une surface soumise à un flux lumineux, dans les conditions atmosphériques optimales. Cette densité de puissance atteinte 1kW/m^2 pour un site situé au niveau de la mer.

L'Algérie dispose d'environ 3200 heures d'ensoleillement par an, bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application des techniques solaires. [39]

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre, et malgré une atténuation importante lorsqu'elle traverse l'atmosphère, la quantité qui reste est encore assez importante quand elle arrive au sol. 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.

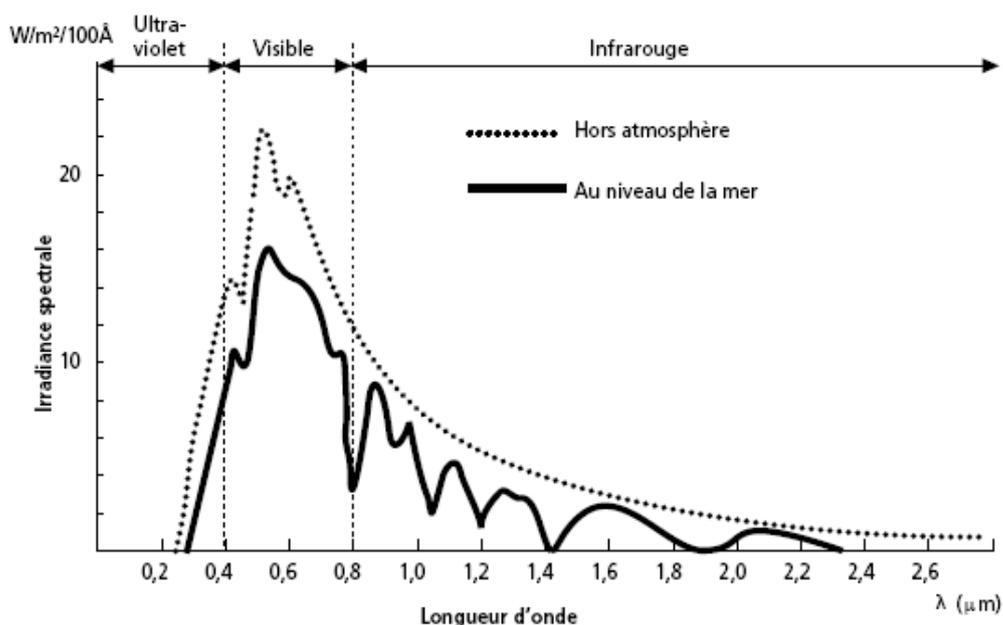
II.2. RAYONNEMENT SOLAIRE [39, 43,44]

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 μm à 10 μm . La figure (1) représente la variation de la répartition spectrale énergétique.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi :

- 9% dans la bande des ultraviolets (<0,4 μm),
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm),
- 44% dans la bande des infrarouges (>0,8 μm).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m²), à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200 W/m². La rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus.



Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

Figure (II.1) Analyse spectrale du rayonnement solaire

L'utilisation du rayonnement solaire comme source d'énergie pose donc un problème bien particulier. En effet, le rayonnement solaire n'est pas toujours disponible ; en outre, on ne peut ni l'emmagasiner ni le transporter. Le concepteur d'un système qui emploie le rayonnement solaire comme source d'énergie doit donc déterminer la quantité d'énergie solaire disponible à l'endroit visé et le moment où cette énergie est disponible [39,43].

Il faut d'abord comprendre l'effet de la rotation (moment de la journée) et de l'inclinaison (saison de l'année) de la terre sur le rayonnement solaire.

L'absorption atmosphérique est plus faible lorsque le soleil se trouve à son point le plus haut dans le ciel, c'est-à-dire plein sud dans l'hémisphère nord et plein nord dans l'hémisphère sud. En effet, la distance que doit parcourir le rayonnement dans l'atmosphère est plus courte lorsque le soleil est directement au-dessus de l'endroit visé. C'est le «midi solaire», moment où le rayonnement solaire direct est le plus intense. Comme le soleil est plus haute et que les journées sont plus longue en été, la quantité totale d'énergie reçue sur un plan horizontal y est plus grande qu'en hiver.

La figure (2) illustre ce phénomène, en reproduisant la trajectoire du soleil dans le ciel au cours des quatre saisons de l'année [39,43].

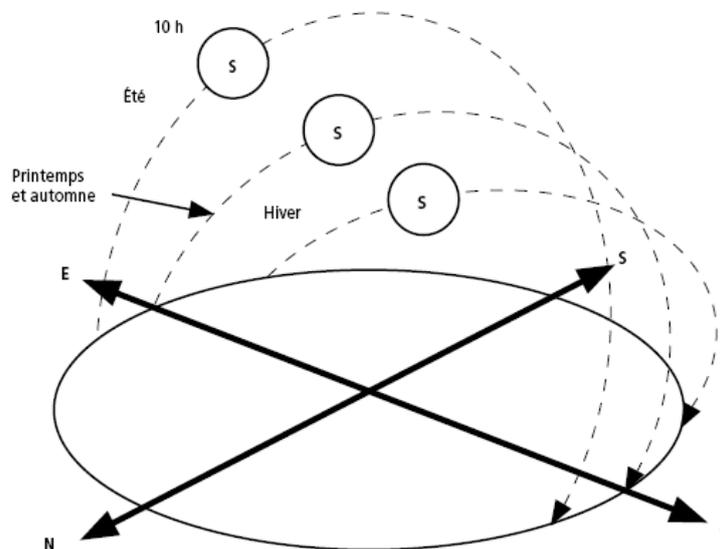


Figure (II.2): Trajectoire du soleil selon les saisons pour une latitude nord

La latitude a aussi un effet important : les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est plus bas au midi solaire.

Les journées d'hiver sont également plus courtes, et le soleil encore plus bas qu'à l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire (G) sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude (figure 3) [43,44].

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

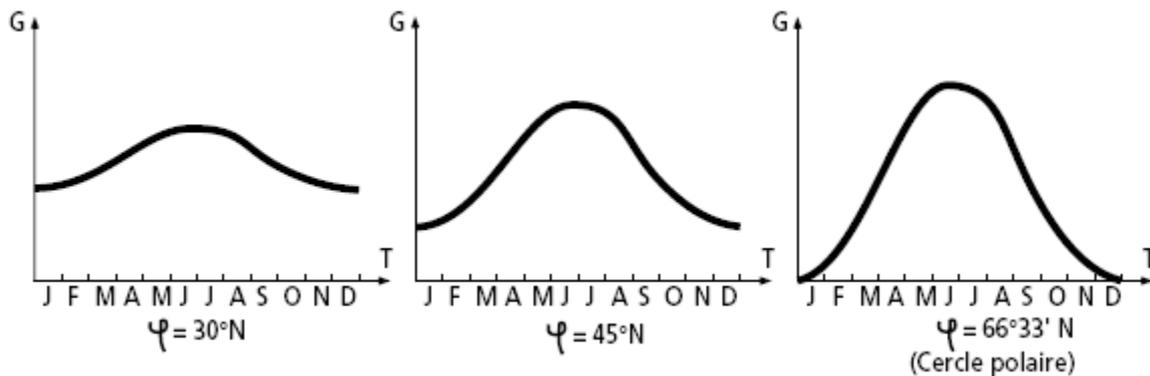


Figure (II.3): Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes

Inversement, le rayonnement atteint son intensité maximale lorsque le plan est perpendiculaire aux rayons du soleil, donc l'intensité du rayonnement solaire sur un plan quelconque augmente quand on l'incline vers le soleil figure (4) [39, 43,44].

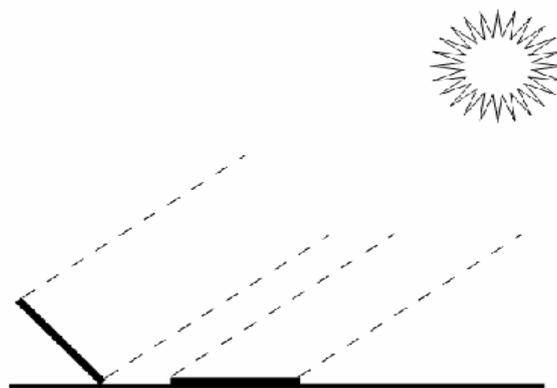


Figure (II.4): Un plan incliné capte plus de rayonnement qu'un plan horizontal

On maximise par conséquent la quantité d'énergie solaire directe captée quand on change constamment l'inclinaison du plan pour le maintenir à angle droit avec les rayons du soleil. Si le plan est fixe, la quantité d'énergie reçue sera moindre, car les rayons du soleil le frapperont de biais la majorité du temps.

La figure (5) montre l'effet de l'angle d'inclinaison sur le rayonnement direct frappant un plan, de mois en mois, à 45° de latitude. Lorsque l'inclinaison est égale à environ 35° par rapport à l'horizontale, le plan capte à peu près la même quantité d'énergie solaire toute l'année.

Le rayonnement annuel capté est au maximum lorsque le plan est incliné à un angle égal à la latitude [43,44].

Les phénomènes atmosphériques, telles les conditions météorologiques (nébulosité, poussières, humidité, etc.) et la couverture du sol, ont une influence encore plus marquée sur le rayonnement solaire effectivement reçu à la surface de la terre.

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

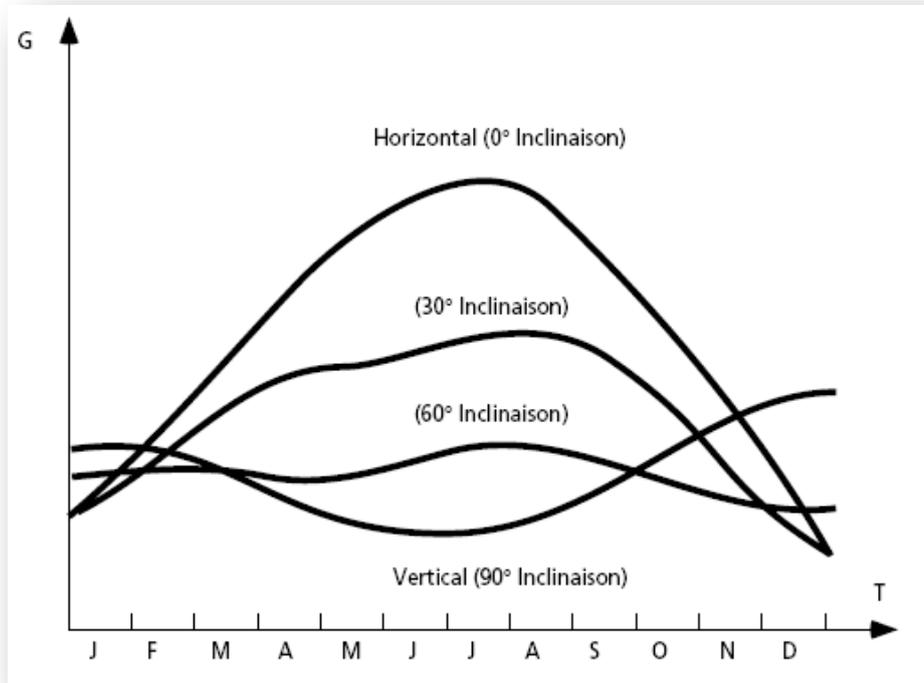


Figure (II.5): Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude

- La vapeur d'eau et les particules en suspension dans l'air diminuent le rayonnement solaire direct atteignant la surface terrestre, en le réfléchissant ou en l'absorbant. Cette diminution s'ajoute à celle qui est attribuable à l'atmosphère même.
- Le couvert nuageux, la brume et l'atmosphère même dispersent également la lumière, de sorte qu'une partie du rayonnement semble venir de tous les coins du ciel et non pas directement du soleil. Cette lumière diffuse est ce qu'on appelle le rayonnement diffus.
- La couverture saisonnière du sol, comme la glace et la neige, réfléchit le rayonnement solaire et augmente par conséquent le rayonnement qui frappe un plan, particulièrement si celui-ci est très incliné.

La mesure de la quantité d'énergie solaire disponible tient donc davantage de la statistique que de la géométrie. Néanmoins, il est possible de représenter l'allure des courbes correspondant à une variation de l'ensoleillement en fonction des saisons et en fonction des heures pour différentes saisons.

Ces courbes permettront d'évaluer approximativement l'énergie solaire disponible [39, 43,44].

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

L'ombre projetée par les accidents du terrain (collines ou montagnes), par les immeubles et par les arbres peut également diminuer le rayonnement solaire frappant un plan quelconque, particulièrement un plan incliné, surtout en hiver lorsque le soleil est bas dans le ciel. Pour les installations photovoltaïques, ce phénomène est particulièrement important parce que les cellules photovoltaïques et les modules sont branchés en série. L'obstruction d'une cellule peut causer une forte diminution de l'énergie produite et peut amener un phénomène de point chaud (*hot spot*), la cellule ombragée agissant comme récepteur et dissipant une certaine quantité d'énergie produite par les autres cellules [39,44]. Ces considérations seront discutées un peu plus loin.

En résumé, on peut dire que l'intensité du rayonnement solaire est extrêmement variable suivant :

- la localisation géographique du site (spécialement par rapport à sa latitude),
- la saison,
- l'heure,
- les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...),
- l'altitude du lieu.

Il est possible de représenter l'allure des courbes correspondant aux variations de l'ensoleillement selon différents paramètres (figure 6) [43,44].

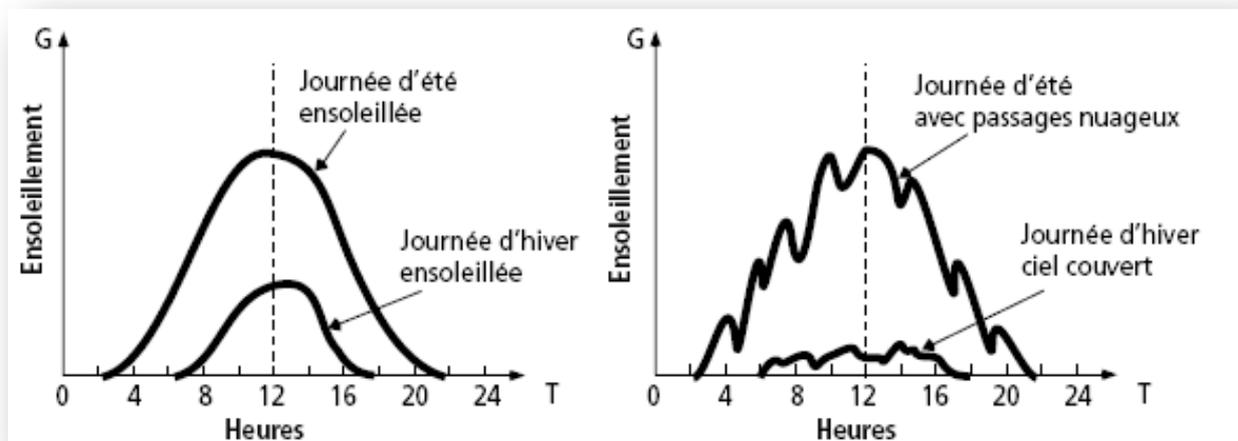


Figure (II.6): Courbes d'ensoleillement typique par heure (latitude 45°).

II.2.1. MESURE DE RAYONNEMENT SOLAIRE

L'ensoleillement (G) correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en watts par mètre carré (W/m^2). Comme on l'explique à la section « La ressource solaire », l'ensoleillement varie de zéro, au lever du soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire [39].

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

L'enseillement peut également exprimer la quantité d'énergie solaire captée sur un plan pendant un intervalle déterminé. Il s'exprime habituellement en kilowattheure par mètre carré (kWh/m²), en « heure de soleil maximum », en mégajoule par mètre carré (MJ/m²) ou en calorie par centimètre carré (cal/cm²) pour l'intervalle déterminé, une journée ou une heure, par exemple.

$$1 \text{ kWh/m}^2 \cdot j = 1 \text{ heure de soleil maximum (1000 W/m}^2\text{)}/\text{jour} = 3,6 \text{ MJ/m}^2 \cdot j = 86 \text{ cal/cm}^2 \cdot j$$

Les valeurs quotidiennes d'enseillement sont habituellement présentées sous forme de moyennes mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons à des endroits précis (afin de rendre compte de l'effet de conditions météorologiques différentes). Le plus souvent, on exprime l'enseillement en « heures de soleil maximum », c'est-à-dire par le nombre équivalent d'heures par jour où l'éclairement est en moyenne de 1000 W/m². Ainsi, un enseillement de six heures de soleil maximum indique que le rayonnement reçu au cours d'une journée est le même que si le soleil avait brillé pendant six heures à 1000W/m². Les heures de soleil maximum est un indice utile pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques, car ces systèmes sont habituellement évalués en Watt crête (Wc), c'est-à-dire sous un éclairement de 1000 W/m² [40,43].

Il y a quatre types de rayonnement [39,44] :

- **RAYONNEMENT DIRECT** : rayonnement reçu directement du soleil. Il peut être mesuré par un pyréliomètre.
- **RAYONNEMENT DIFFUS** : rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.
- **RAYONNEMENT SOLAIRE REFLECHI ou l'albédo du sol** : le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).
- **RAYONNEMENT GLOBAL** : la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.

À noter que certains capteurs solaires concentrent le rayonnement solaire afin d'augmenter le rendement du capteur par rapport à une surface donnée.

Ces capteurs à concentration ne peuvent utiliser que le rayonnement direct provenant du soleil. Dans les endroits avec une forte proportion d'enseillement diffus, ces capteurs ne peuvent pas fonctionner efficacement car l'enseillement diffus ne peut être concentré en un point [39,40].

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

II.3. CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE [39,44]

La possibilité de transformer directement l'énergie lumineuse, et en particulier le rayonnement solaire en énergie électrique est apparue en 1954 avec la découverte de l'effet photovoltaïque. Cet effet utilise les propriétés quantiques de la lumière permettant la transformation de l'énergie incidente en courant électrique dont la cellule solaire ou photopile, est l'élément de base de cette conversion photovoltaïque.

II.3.1. L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

L'effet photovoltaïque est un processus de transformation de l'énergie émise par le soleil, sous forme de photons, en énergie électrique à l'aide de composant semi-conducteur appelé cellule solaire [42,44].

L'effet photovoltaïque ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur avant qu'il ne soit éclairé. Une telle barrière existe, par exemple, à l'interface entre deux volumes dopés différemment c'est à dire où l'on a introduit deux types différents d'impuretés à concentration différente, par exemple de type P-N. Si ce matériau est éclairé, les charges électriques, rendus mobiles par la lumière (l'effet photoélectrique), seront séparées par la barrière avec d'un côté les charges positives et de l'autre côté les charges négatives [40,44].

Parmi les matériaux semi-conducteurs les plus utilisés on trouve le silicium, le germanium, le sulfure de Gallium et l'arséniure de Gallium.

II.3.2. LE PRINCIPE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

- Comment fonctionne une cellule solaire photovoltaïque?

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p.

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée [39,40,44]. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un paire électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel le courant électrique circule [43, 44,45], voir la figure (II.7).

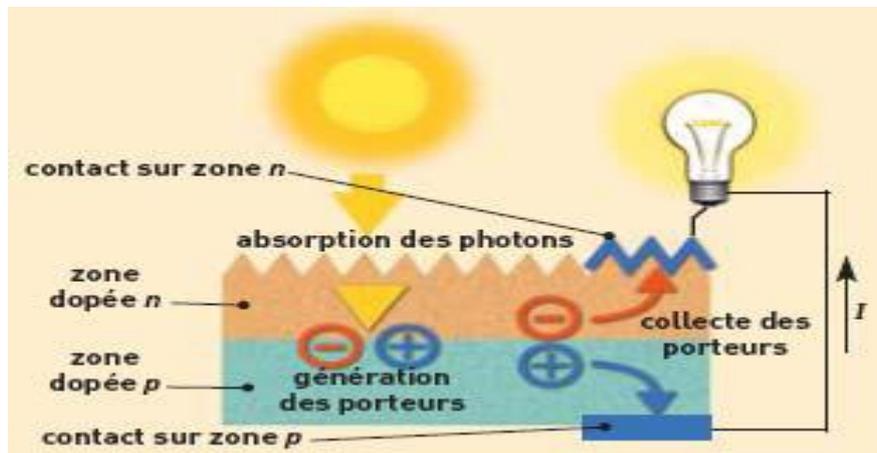


Figure (II.7): Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque

3.3. LA CELLULE SOLAIRE

On appelle cellule solaire un convertisseur qui permet la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. La photopile ou cellule solaire est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque [39,40].

3.3.1. LES TYPES DES CELLULES

Il existe trois grands types de silicium : mono cristallin, poly cristallin et amorphe.

- CELLULE AU SILICIUM MONO-CRISTALLIN

Pour ce genre d'applications technologiques, le silicium pur est obtenu à partir de la silice de quartz ou de sable par transformation chimique métallurgique.

Le silicium a un rendement électrique et une durée de vie de l'ordre de deux fois celle du silicium amorphe, mais il est nettement plus cher [39,40].

-CELLULE AU SILICIUM POLY-CRISTALLIN

Le silicium poly-cristallin est un matériau composé de cristaux juxtaposés obtenus par moulage. Ce matériau est moins coûteux (que le monocristallin). Les cellules carrées ou rectangulaires sont faciles à utiliser.

-CELLULE AU SILICIUM AMORPHE

Le silicium absorbe le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois mieux qu'en état cristallin ; les cellules sont constituées par des couches très minces [39,44].

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

II.4. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque

II.4.1. Cellule photovoltaïque idéale

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple Fig. II.1. Comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV. Si l'on connecte une charge résistive aux bornes du générateur photovoltaïque, ce dernier y débite une part de courant I_{pv} et le reste, le courant I_D , dans la diode. On a alors la relation [46] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D \quad (II.1)$$

I_{pv} : le courant délivré par le panneau.

I_{ph} : le courant de l'éclairement.

I_D : le courant dans la diode.

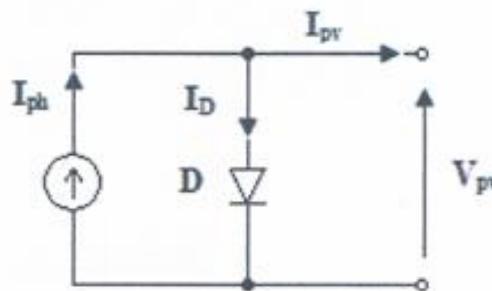


Fig. II.8. Modèle simplifié de la cellule.

La caractéristique I-V d'une diode est une caractéristique non linéaire donnée par la relation :

$$I_D = I_0 \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right) \quad (II.2)$$

Avec

I_0 : courant de saturation inverse de la diode [A].

V_T : nKT/q : potentiel thermique.

n : facteur d'idéalité de la jonction.

K : constante de Boltzmann $K=1.38e-23$ [J/K].

q : la charge de l'électron $1.6 e-19$ [eV].

T : la température de la jonction [K].

Le courant débité équivaut à :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right) \quad (II.3)$$

Ce modèle reste théorique et ne rend pas compte du comportement d'une cellule photovoltaïque dans des conditions réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...). Il existe d'autres modèles, certes théoriques, mais qui rendent plus fidèlement compte du comportement de la cellule photovoltaïque.

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

II.4.2. Cellule photovoltaïque réel avec une seule diode

Le modèle photovoltaïque précédent ne rendait pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuites **Fig. II.9**. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série R_s et les courants de fuite par une résistance en parallèle R_{sh} [46], [47], [48].

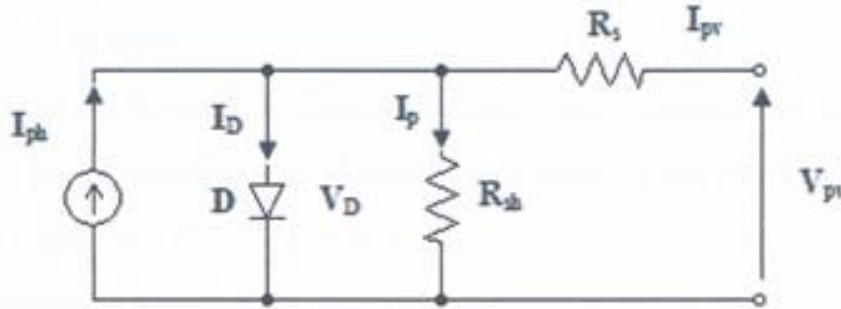


Fig. II.9. Modèle de la cellule PV avec une seule diode

On a :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_p \quad (II.4)$$

$$I_p = \frac{V_D}{R_{sh}} = \frac{V_{pv} - R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (II.5)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} - R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (II.6)$$

Ou :

R_{sh} : la résistance de shunt caractérisant les courants de fuites de la jonction.

R_s : la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

I_p : le courant traversant la résistance shunt.

L'équation du courant d'éclairement ramenée aux conditions de référence

($Gr=1000W/m^2$, $Tr=25C^\circ$) est donné comme suit :

$$I_{ph} = \left[I_{cc} \frac{G}{G_r} + I_t(T-T_r) \right] \quad (II.7)$$

Avec : G_r : éclairement de référence [W/m^2].

I_t : coefficient de température de courant de court-circuit $=23.10^{-4}$ A.

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

T : la température de la jonction [Kelvin].

T_r : la température de référence 300K.

Le courant de saturation de la diode est donné comme suit [49], [50]:

$$I_0 = I_0(T) \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \cdot \exp \left[\frac{q E_g}{nK} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (II.8)$$

Avec
$$I_0(T) = \frac{I_{cc}(T)}{\left(e^{\frac{q V_{oc}(T)}{nKT}} - 1 \right)}$$

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

Avec E_g : le gap d'énergie de semi conducteur, $E_g = 1.1\text{eV}$ pour le silicium cristallin.

Le modèle mathématique de la température de la cellule résulte de la notion de NOCT, par définition le NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) est la température de la cellule fonctionnant sous 800W/m^2 d'éclairement à 20°C de température ambiante et 1m/s de circulation d'air ambiant. Le NOCT est donné comme suit:

$$T - T_a = \left(\frac{\text{NOCT} - 20}{600} \right) \cdot G \quad (\text{II.9})$$

T_a : température ambiante en $^\circ\text{C}$.

Le panneau photovoltaïque ou le module photovoltaïque c'est l'association de plusieurs cellule en série et /ou en parallèle, (dans notre cas de 36 cellules en série), pour pouvoir augmenter le courant ou la tension et donc la puissance délivré par le panneau.

II.4.3. Cellule photovoltaïque réelle avec deux diodes :

Dans ce cas le circuit représentant de ce modèle est donné par la **Fig. II.10**,[50]

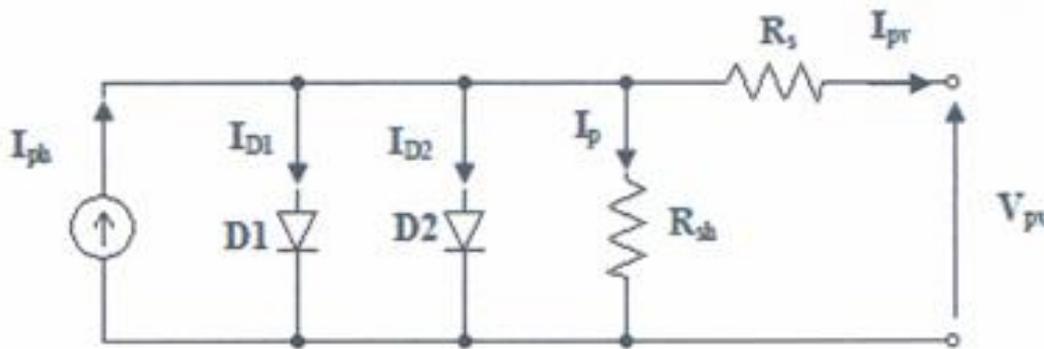


Fig. II.10. Modèle de la cellule PV avec deux diodes.

Si on applique la loi des noeuds sur le circuit de la Fig. II.3 nous obtenons :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_p \quad (\text{II.10})$$

Donc la relation devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \left(\exp \left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_1 K T} \right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_2 K T} \right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.11})$$

Avec n_1 : facteur d'idéalité de la diode $D1$.

n_2 : facteur d'idéalité de la diode $D2$.

I_{01}, I_{02} : les courants de saturation inverse des diodes $D1$ et $D2$.

D'après la littérature, on peut dire que le modèle de la cellule avec deux diodes est le modèle le plus proche possible de la réalité car il reproduit le comportement presque réel de la cellule.

Dans notre cas et à cause de la simplicité du 2ème modèle nous avons utilisé dans la suite de notre travail.

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

II.4.4. MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge, les modules ont généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente.

II.4.4.1. CARACTERISTIQUE D'UN MODULE SOLAIRE

- CARACTERISTIQUE COURANT - TENSION I(V)

C'est une caractéristique fondamentale du module solaire type MSX60 d'un nombre de cellule ($N_s=36$) définissant cet élément comme générateur. Elle est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à l'éclairement.

Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante (figure II.11).

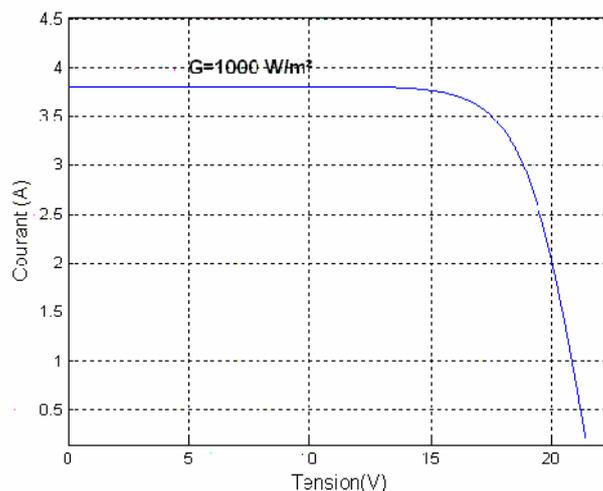


Figure (II.11). Caractéristique I(V) d'un module solaire, $T=25^{\circ}\text{C}$

- CARACTERISTIQUE PUISSANCE - TENSION (P-V)

La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière ; c'est le produit de l'intensité de courant et de la tension entre ses bornes (Figure II.12).

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

Le point « M » représente la puissance maximale débitée par le module.

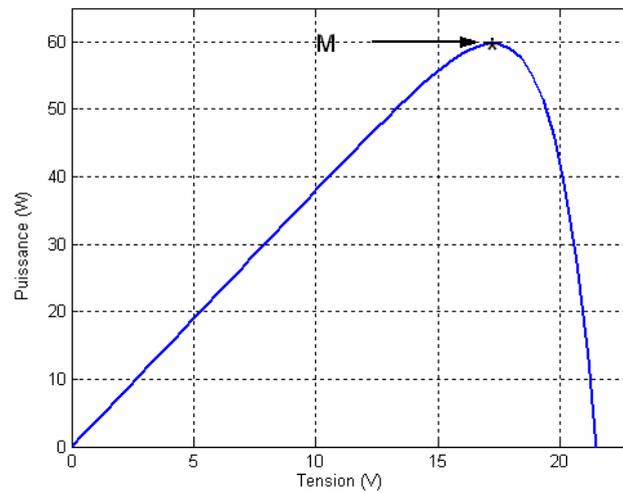


Figure (II.12). Caractéristiques P (V) d'un panneau solaire.

- LE RENDEMENT

Ce facteur définit le taux de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, il représente le rapport de la puissance fournie rapportée à celle du rayonnement incident :

$$\eta = \frac{I.V}{G.A_1} \quad (\text{II.12})$$

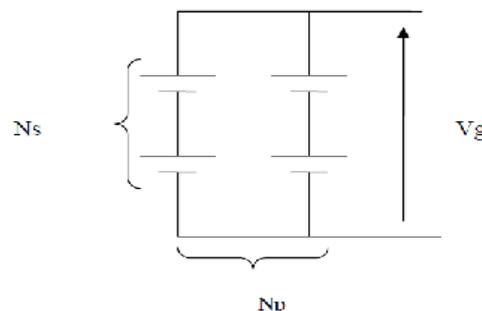
Ce rendement varie généralement entre 8 à 13% pour le silicium monocristallin, entre 7 à 11% pour le poly-cristallin et entre 4 et 9% pour la cellule au silicium amorphe [39,40].

II.4.5. ASSOCIATION EN PARALLELE SERIE ET MIXTE

-Un module des cellules connecté en parallèle est suffisant pour augmenter le courant du générateur en, associe "Np" modules en parallèle comme montrer dans les figures (II.13) et (II.14).

- pour obtenir une augmentation de la tension du générateur en, associe "Ns" modules en série comme Le montrent les figures précédentes.

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque Figure (II.13).



Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

Figure (II.13). Schéma de connexion des cellules solaires en série et parallèle.

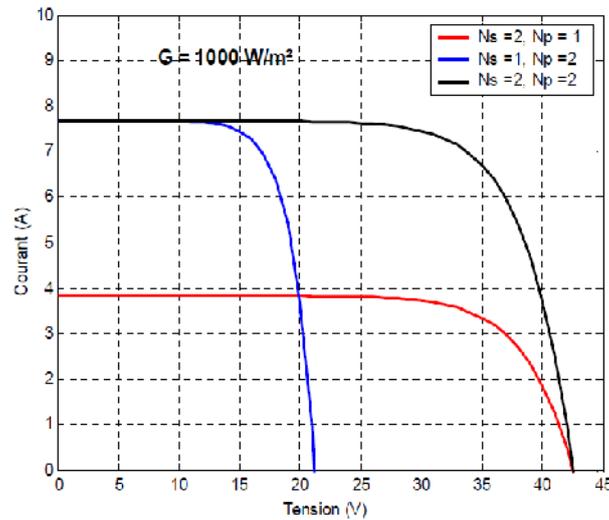


Figure (II.14) : Groupement des panneaux.

-FACTEUR DE FORME [1,9]

C'est un facteur de performance des cellules solaires ; plus il s'approche de l'unité, plus les cellules sont meilleures. Il compare la puissance maximale délivrée (P_{op}) au produit de court-circuit (I_{cc}) et de la tension à circuit- ouvert (V_{oc}).

$$FF = \frac{V_{op} \cdot I_{op}}{V_{oc} \cdot I_{cc}} \quad (II.13)$$

-ZONES DE FONCTIONNEMENT DU MODULE SOLAIRE

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement; seule la courbe $I(V)$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (II.15) représente trois zones essentielles :

- La zone (I) : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- La zone (II) : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- La zone (III) : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.[41]

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

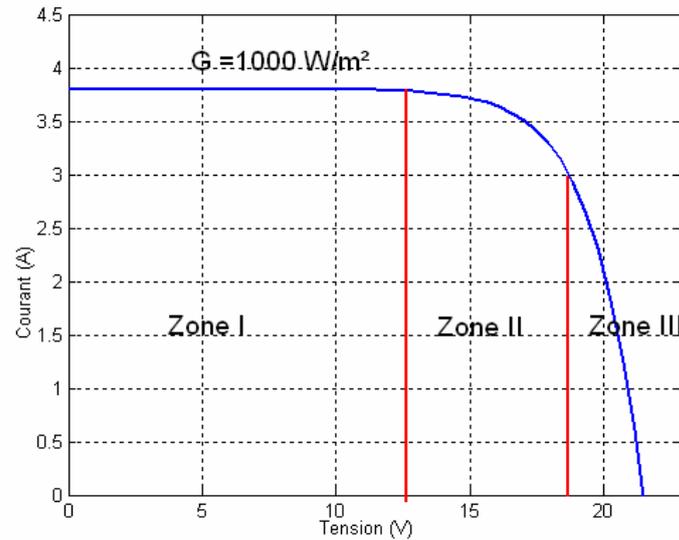


Figure (II.15) : Les différentes zones de la caractéristique I (V), $T=25^\circ\text{C}$

II.4.6. EFFET DE L'ECLAIREMENT

L'augmentation de l'éclairement provoque une augmentation ou le générateur fonctionne comme un générateur de courants, mais il y a une légère augmentation pour la tension en circuit ouvert. Ce faisceau de courbes se trace à température constante, et est illustré un tracé correspondant à une température $T_c = 25^\circ\text{C}$ sur la figure (II.16).

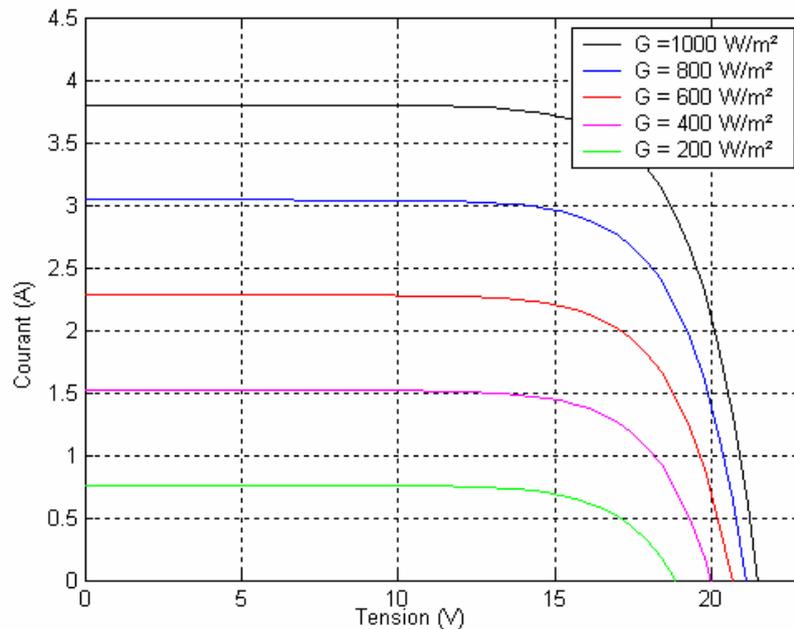


Figure (II.16) : Caractéristiques I (V) d'un panneau

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

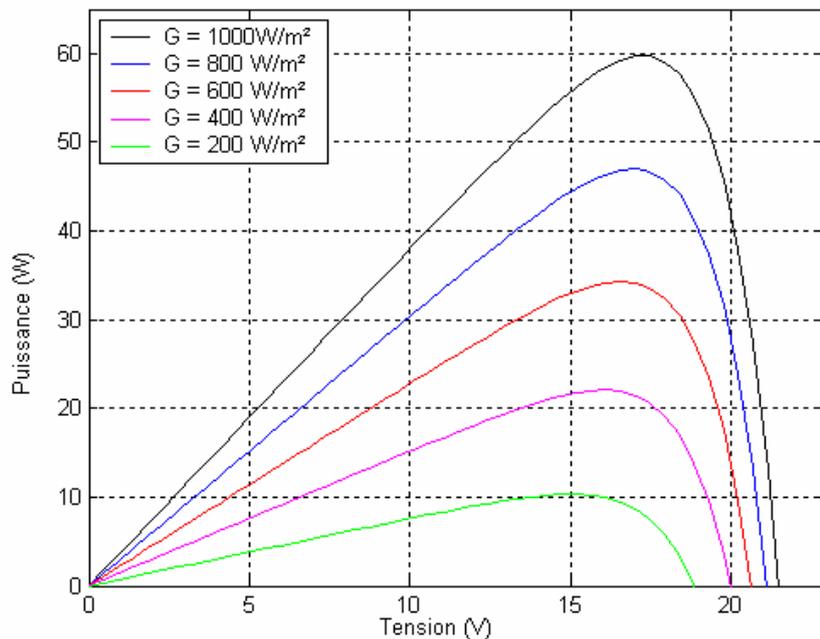
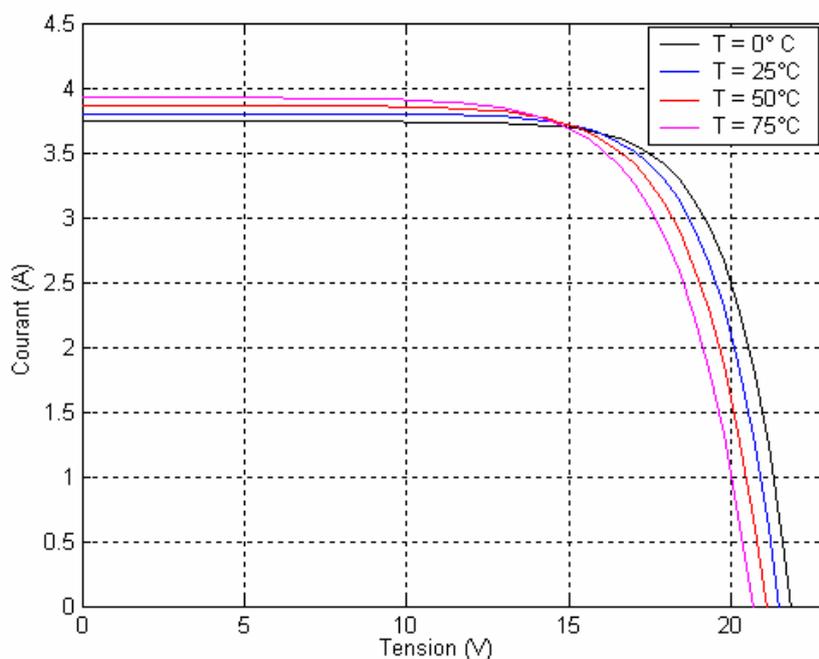


Figure (II.17) : Caractéristiques P (V) d'un panneau solaire pour différents éclairements.

II.4.7. INFLUENCE DE LA TEMPERATURE

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules. La figure (II.18) montre que l'augmentation de la température entraîne une diminution nette de la tension de circuit ouvert et une augmentation du courant de court circuit, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale (une variation 20° C entraîne une diminution de 10 watts de la puissance maximale).



Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

Figure (II.18) : Influence de la température sur la caractéristique I (V).

II.4.8. AVANTAGES ET INCONVENIENTS DE L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE [39,44]

Malgré les avantages qu'elle présente, l'énergie photovoltaïque présente certains inconvénients qui peuvent être résumés comme suit :

- LES AVANTAGES

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages à savoir :

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

- LES INCONVENIENTS

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

II.5. AVENIR DU PHOTOVOLTAÏQUE [39, 43,44]

Source d'énergie 100% propre et faible pour des usages très variés, elle figurera à l'avenir parmi les principales sources mondiales. Son handicap majeur reste un coût encore élevé comparée aux sources conventionnelles et aux filières renouvelables. Ce coût diminue de 10% par an, et pour accélérer cette baisse, les autorités nationales et internationales doivent engagés une politique de

Chapitre II : Compréhension du gisement solaire et les différentes techniques de conversion photovoltaïque

soutien à long terme de la filière photovoltaïque. C'est précisément l'objectif des programmes lancés depuis quelques années dans plusieurs pays industrialisés. Dans notre pays, l'application du PV reste encore modeste. La première utilisation été dans le domaine des télécommunications. Après, certain puits dans les hauts plateaux ont été équipés par des systèmes de pompes PV. A nos jours, quelques dizaines de village saharien de la région de Tamanrasset et Adrar jouissent des avantages de cette source d'énergie.

II.6. CONCLUSION :

Au cours de ce chapitre, nous avons étudié la source de production photovoltaïque, la modélisation et la simulation, et effectué nous permet de bien comprendre le principe de fonctionnement du système photovoltaïque, ainsi les différentes applications de ce système.

Dans le chapitre suivant nous donnerons une vision aux différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.

Chapitre III

3.1 Introduction

Dans nos jours, la demande d'eau est de plus en plus très importante, en particulier dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie classique est difficile voir pratiquement impossible. Ce phénomène a fait qu'un intérêt grandissant est porté sur l'utilisation des générateurs photovoltaïques comme nouvelle source d'énergie. La réalisation d'un système de pompage photovoltaïque **autonome, fiable et à bon rendement**, constitue une solution pratique et économique au problème du manque d'eau, en particulier, dans les régions désertiques. En effet, un système photovoltaïque devient intéressant lorsqu'il est **facile à installer**, avec **une autonomie acceptable** et une **excellente fiabilité** de service. Ce chapitre traite plus particulièrement les éléments théoriques permettant de dimensionner les stations de pompage courantes.

3.2 Méthodes de pompages

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux techniques sont possibles :

Dans la première technique, l'énergie solaire est consommée en « temps réel » ; On parle alors d'un « pompage au fil du soleil ». Cette solution nécessite un stockage de l'eau dans un réservoir (l'eau pompée pendant la journée est stockée afin d'être utilisée plus tard, le soir par exemple).

La deuxième méthode consiste à utiliser un stockage de l'énergie, cette fois-ci, via des batteries. L'énergie stockée la journée peut être utilisée plus tard pour pomper l'eau [51].

3.2.1 Pompage « au fil du soleil »

Comme on va le constater, la méthode de pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système utilisant des batteries pour stocker de l'énergie d'abord. En effet, dans cette première technique, c'est l'eau elle-même qui est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement. On parle alors d'un stockage hydraulique. L'eau est stockée dans un réservoir à une hauteur au-dessus du sol pour qu'elle soit, au besoin ensuite, distribuée par gravité. Il faut bien signaler ici que le réservoir d'eau peut souvent être construit localement. En plus, il ne requiert pas un entretien complexe et peut être réparé localement. La capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours selon les modèles.

3.2.2 Pompage avec batteries

La méthode de pompage d'eau en utilisant l'énergie stockée sur des batteries peut avoir l'avantage de garantir une stabilité d'alimentation des équipements (système présente l'avantage d'un débit régulier, la possibilité de pomper lorsque le soleil est absent). L'énergie emmagasinée pour être utilisée aussi pour d'autres besoins ultérieures. L'inconvénient majeur, voire handicapant, de cette technique est qu'elle comporte plusieurs composants qui influent négativement sur la fiabilité et le coût global du système. En effet, les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent, en outre, un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30 % de la production d'énergie.

3.3 Notions hydrauliques

Les stations de pompage sont constituées d'une ou plusieurs pompes qui aspirent des volumes d'eau et les refoulent sous une certaine pression dans les canalisations du réseau. Les paramètres nécessaires pour dimensionner la pompe solaire sont le débit d'exploitation et la hauteur à laquelle la pompe devra refouler. Celle-ci est majorée par des pertes de charges et de la pression de refoulement dans la conduite [52].

Le débit Q :

Le débit fourni par une pompe est la quantité d'eau qu'elle refoule durant un intervalle de temps donné. En pompage solaire, le débit est souvent exprimé en m³ par jour.

La hauteur manométrique totale H_{MT} :

C'est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$H_{MT} = H_g + P_c \quad (3.1)$$

Avec :

H_g : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (voir Figure 3.1). Elle est calculée par la formule suivante :

$$H_g = A + B + C \quad (3.2)$$

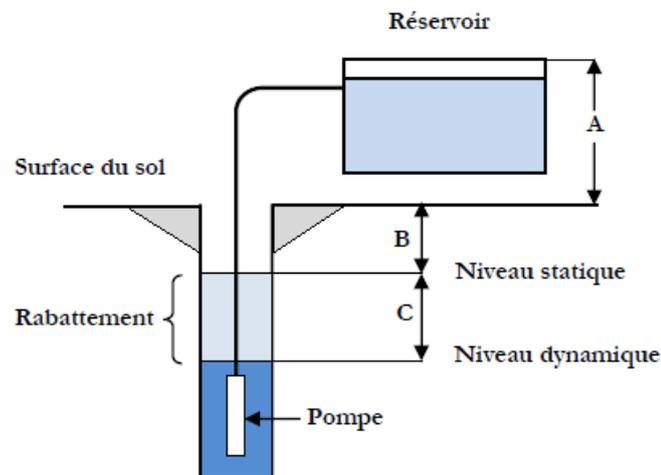


Figure 3.1 : Hauteur manométrique total. [81]

P_c : Pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

Elles s'expriment en mètres d'eau et elles sont fonction de la distance des conduites (D), de leur diamètre et du débit de la pompe.

N_s : Le niveau statique d'un puits ou d'un forage est la distance entre le sol et la surface de l'eau avant pompage.

N_d : Le niveau dynamique d'un puits ou d'un forage est la distance le sol et la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen.

Rabattement : La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique.

Rabattement maximal : est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

3.4 Les composants d'un système de pompage PV

Un système de pompage solaire est généralement constitué de [53]:

- le générateur photovoltaïque,
- le groupe électropompe,
- l'électronique de commande et de contrôle,
- la partie stockage

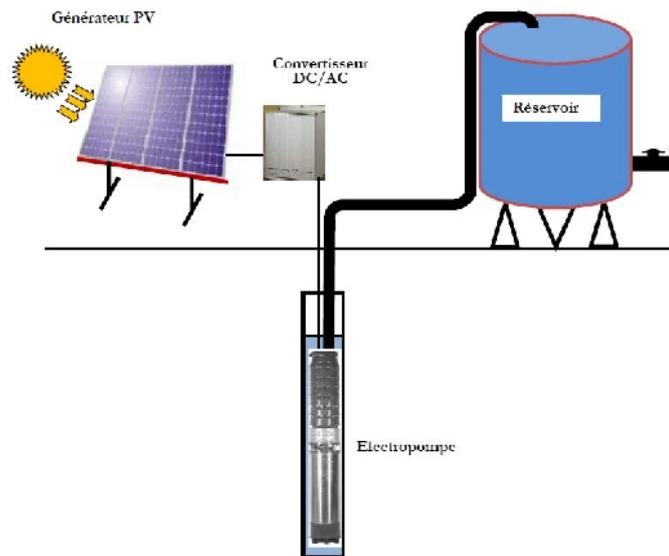


Figure III.2: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV [81]

3.4.1 Le générateur photovoltaïque

Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules. Dans certaines applications, il est possible d'utiliser un ou plusieurs modules de quelques dizaines de cellules. Pour des utilisations plus importantes, les générateurs PV sont groupés dans un champ de plusieurs modules (quelques centaines).

La courbe de fonctionnement I-V d'une association sérié-parallèle de modules solaires aura une évolution de fonctionnement semblable à la courbe de la cellule de base, mais en modifiant les échèles sur les deux axes. Les performances d'un générateur PV sont déterminées à partir de ces courbes.

En utilisant l'équation ci-dessous, pour un groupement mixte formé à partir d'un nombre N_s module en série et N_p module en parallèle [54] :

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_0 \left[\exp \left(\frac{N_s \cdot V + \frac{I \cdot N_s \cdot R_s}{N_p}}{\eta \cdot N_s \cdot V_T} \right) \right] \quad (3.3)$$

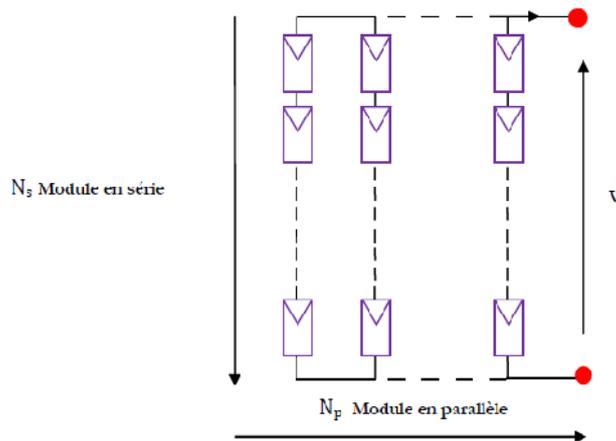


Figure III.3 : Groupement de N_s module en série et N_p en parallèle

3.4.2 Le groupe électropompe

1) Les pompes

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. Il existe deux grands types de pompes : les pompes centrifuges et les pompes volumétriques. Ces dernières conviennent pour élever des faibles débits d'eau à des pressions élevées [52].

La pompe centrifuge

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou à ailettes. L'eau qui rentre au centre de la pompe sera poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.

Caractéristiques d'une pompe centrifuge

- Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage
- La pompe tourne par très faibles ensoleillement, le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante
- Utiliser pour des débits importants.

La pompe volumétrique : La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Une pompe volumétrique comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse.

Chapitre III : Etude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.

Le principal intérêt des pompes volumétriques est de pouvoir véhiculer un fluide sous de très fortes pressions. Mais elles ne conviennent que pour des débits faibles, ce qui rend leur emploi très limité pour l'alimentation en eau des cultures.

Caractéristiques d'une pompe volumétrique : Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la H_{MT} (3 à 5 fois le couple nominale). La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau inférieure à $5[m^3/h]$.

2) Les moteurs électriques

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique permettant la conversion d'énergie électrique en énergie mécanique. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme, il existe deux types de moteurs : à courants continu et alternatif [55].

Moteur à courant continu avec balais: les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série, avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Le couplage est direct ou avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique (Figure III.4). L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu qui demande un entretien régulier. Les balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. , il est utilisé particulièrement pour le pompage dans les puits ouverts.

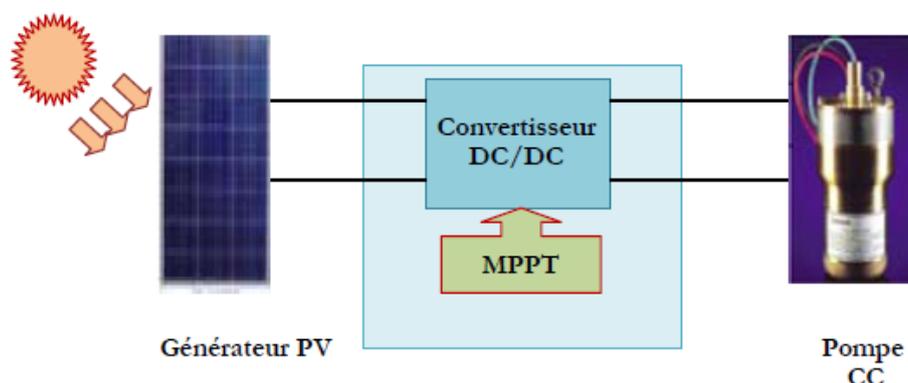


Figure III.4 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC [81]

Moteur à courant continu, sans balais (Brushless) : Ce type de moteur électrique comporte non seulement les avantages des moteurs à courant continu mais également ceux des moteurs

Chapitre III : Etude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.

à courant alternatif : fort couple au démarrage et durée de vie élevée (due à l'absence des paliers et des balais) mais leur utilisation reste limitée à des faibles puissances.

Moteur à courant alternatif : Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire. L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste et moins cher (aussi faible besoin de maintenance) devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur PV voir figure III.5.

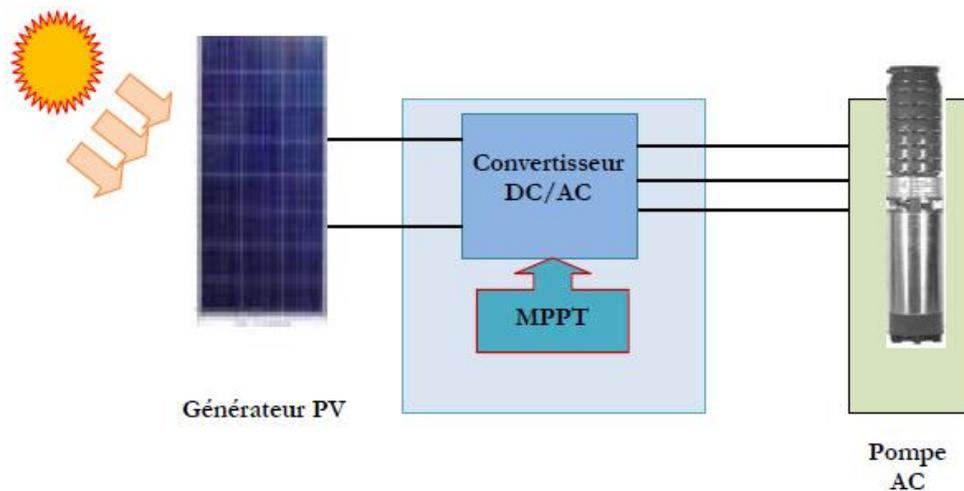


Figure III.5 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC [81]

3.4.3 L'électronique de commande et de contrôle

a) Le convertisseur DC/DC (hacheur) :

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge (pompe alimentée par moteur à courant continu), la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure III.4. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle commandé par son rapport cyclique, le

Chapitre III : Etude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.

transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible.

b) Le convertisseur DC/AC (onduleur) :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par les panneaux solaires en un courant alternatif triphasé pour actionner le groupe moteur pompe.

L'onduleur fonctionne évidemment avec un circuit de génération des signaux PWM commandé par un circuit de régulation et de protection. Le convertisseur DC/AC assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe moteur pompe et protège la pompe contre le fonctionnement à vide lorsque il n'y a pas d'eau dans le puits. Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal.

3.4.4 La partie stockage

Le stockage d'énergie peut se faire de deux façons: stockage d'énergie électrique ou stockage d'eau. Cette dernière méthode est souvent adoptée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que l'énergie électrique dans des accumulateurs lourds, coûteux et fragiles. Aussi, le système de stockage avec batterie génère un coût additionnel, des problèmes de maintenance de la batterie et de l'obligation de la remplacer après 3 à 5 ans d'usage. De plus, le rendement énergétique est meilleur quand il n'y a pas d'accumulateurs.

Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

3.5 Dimensionnement complet de l'installation

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont :

- Evaluation des besoins en eau
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire
- Détermination de l'énergie solaire disponible
- Choix des composants.

3.5.1 Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise

Une fois les besoins nécessaires en volume d'eau pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du puits sont définis, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation [53] :

$$E_h = C_h \cdot Q \cdot H_{MT} \quad (3.4)$$

Avec :

Chapitre III : Etude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.

E_h : Énergie hydraulique [kwh/j]

C_h : Constante hydraulique [kg.s.h/m²]

Q : Volume d'eau [m³/jour]

H_{MT} : Hauteur manométrique total [m]

Où :

$C_h = g \cdot \rho / 3600$

g : La gravité terrestre [9.81 m/s²]

ρ : Densité de l'eau [1000kg/m³]

3.5.2 Calcul de l'énergie électrique quotidienne requise :

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pendant une journée est calculée à partir de l'équation suivante :

$$E_e = E_h / \eta_{MP} \times \eta_{ond} \quad (3.5)$$

Où :

E_e : Energie électrique exprimé en [kwh/j].

η_{MP} : Le rendement du groupe motopompe, en général entre 30% et 60%.

η_{ond} : Le rendement d'onduleur.

3.5.3 Détermination de l'énergie solaire disponible

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible à l'inclinaison β des modules photovoltaïques (PV) par rapport au plan horizontal. Ce dernier doit se faire de manière à optimiser la conversion de l'énergie solaire en électrique. Les méthodes du calcul ont été expliquées dans le premier chapitre.

3.6 Taille du générateur photovoltaïque

Deux méthodes sont utilisées pour le dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque : une méthode analytique et une méthode graphique. Ces méthodes permettent de dimensionner une installation de pompage photovoltaïque pour satisfaire les besoins en eau d'une consommation bien déterminée.

3.6.1 Méthode analytique

Une fois connus le volume journalier Q [m³/jour], la hauteur manométrique totale H_{MT} et l'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan du générateur, la puissance nominale correspondante du générateur photovoltaïque P_c est calculée par l'expression suivante [56] :

La puissance fournie par le générateur PV dans les conditions standards de mesure CSM, (éclairage de [1000w/m²] et la température 25°C).

Chapitre III : Etude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.

$$P_c = \eta_g \cdot A \cdot G \quad (3.6)$$

Avec :

P_c : La puissance de sortie du générateur (w) sous CSM (puissance crête).

η_g : Le rendement du générateur à la température de référence (25°C).

A : La surface active du générateur (m²)

G : L'éclairement dans les conditions CSM.

L'énergie électrique journalière est donnée par l'équation :

$$E_e = \eta_{PV} \cdot A \cdot G_d(\beta) \quad (3.7)$$

Où :

η_{PV} : Le rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation

$G_d(\beta)$: L'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules à l'inclinaison β [kwh/m²/j]

Le rendement η_{PV} est calculé par la formule suivante :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma(T - T_r)] \eta_g \quad (3.8)$$

Où :

F_m : Facteur de couplage, défini comme le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'exploitation et l'énergie électrique qui se générerait si le système travaillait au point de puissance maximale.

γ : Coefficient de température des cellules. γ prend des valeurs entre 0,004 et 0.005 /°C pour des modules au silicium mono et poly cristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.

T : Température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement.

Calcul de la puissance, en watts crêtes, que doit avoir le champ.

En substituant les équations (3.5), (3.7) et (3.8) dans (3.6), nous obtenons la puissance crête du générateur :

$$P_c = \frac{G}{F_m [1 - \gamma(T - T_r)] \eta_g} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP} \cdot \eta_{\text{pomp}}} \quad (3.9)$$

3.6.2 Méthode graphique

Le calcul de la puissance du générateur photovoltaïque peut être effectuée de deux manières : soit par des expressions analytiques comme celle donnée ci-dessus, ou bien en utilisant les abaques de rendement des pompes fournis par le constructeur qui donne en fonction de l'irradiation globale la puissance nécessaire développée P_c par les panneaux pour faire fonctionner la pompe dans cette gamme de débit, et de HMT. Ces dernières sont assez

Chapitre III : Etude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.

pratique (voir Figure III.5) et résumant les performances des différents pompes en fonction des conditions de leur utilisation [57].

Les abaques :

Ce sont des graphiques à lecture directe facilitant les calculs numériques. Graphiques servant à déterminer spontanément des résultats obtenus par des calculs dans un système de lignes prédéfinies et préparées d'avance. Les abaques s'exploitent par une lecture directe sans avoir à effectuer de tracés complémentaires en lisant directement les données se situant à l'intersection des droites correspondante par la lecture du point concourant en relation avec les besoins de l'intervenant.

Les constructeurs d'équipement élaborent de tels diagrammes sur la base des données calculées ou mesurées. Ce genre de graphes donne la configuration possible d'une électropompe. A titre d'exemple, la figure III.6 montre les caractéristiques de l'électropompe SP14A-3 donnée par le constructeur GROUNDFOSS.

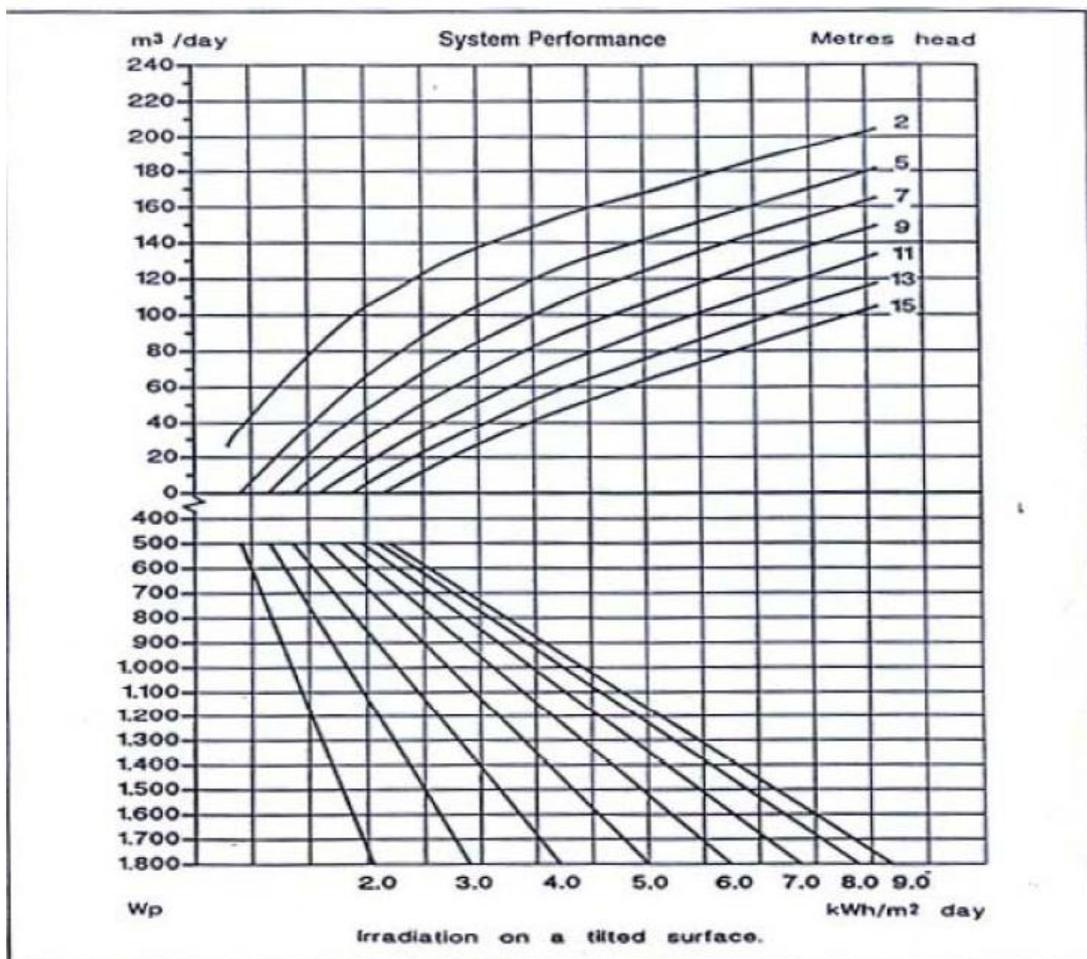


Figure III.6 : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation.[81]

3.7 Dimensionnement de la pompe

Le choix de la pompe est basé sur les deux facteurs suivants :

- La hauteur manométrique totale HMT.
- Le débit horaire Q_h .

$$Q_h = \frac{Q[\text{m}^3/\text{jour}]}{h} \quad (3.10)$$

h : est le nombre heures d'ensoleillement maximal à $[1000\text{w}/\text{m}^2]$.

3.8 Dimensionnement des stations de pompage solaire

Pour définir la puissance utile au fonctionnement de la pompe développée par les panneaux solaires, les données minimums sont :

La situation géographique pour déterminer l'irradiation solaire globale.

Le débit pour déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.

La hauteur manométrique totale pour mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.

On procédera comme suit :

1. Définir l'irradiation globale journalière mensuelle en $[\text{wh}/\text{m}^2/\text{j}]$ par rapport à la latitude de la zone de travail.
2. Choisir une pompe en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale, (utiliser les abaques de rendement des pompes fournis par le constructeur).
3. Choisir l'onduleur adapté à la pompe (tension et puissance).
4. Déterminer la puissance crête P_c nécessaire au fonctionnement de la pompe par la méthode analytique ou graphique.
5. Choisir le type de panneau solaire (définir leur puissance nominale P_n)
6. Déterminer le nombre de panneaux par la relation P_c/P_n
7. Vérifier la tension nominale pour le fonctionnement de l'onduleur (selon les modèles).
8. Déterminer le nombre de module série / parallèle (la forme de connexion).

3.9 Conclusion

Dans ce chapitre, deux techniques de pompage PV ont été présentées : pompage au fil de soleil et pompage avec batterie. Nous avons montré l'intérêt du pompage dit « au fil du soleil ». Nous avons également pu conclure que les systèmes de pompage photovoltaïque les plus courants, sont constitués d'une pompe centrifuge menée d'un moteur à induction triphasé. Le

Chapitre III : Etude des différents systèmes d'énergie photovoltaïque dans le domaine du pompage.

moteur est alimenté par un générateur photovoltaïque sans batteries, via un onduleur triphasé à fréquence variable conçu spécifiquement pour cette application. Nous avons aussi donné les définitions importantes et nécessaires pour la compréhension de l'étude pratique présentée au chapitre suivant.

Chapitre IV

INTRODUCTION

Dans ce chapitre on va présenter en première partie le travail pratique qui contient la réalisation d'un hacheur boost (élevateur), et les différentes étapes utiliser. Dans la deuxième partie de ce chapitre on démontre la commande vectorielle indirecte par orientation de flux rotorique de la machine asynchrone utilisé dans un système de pompage solaire.

IV.A. Réalisation pratique d'un Hacheur Boost ou élevateur :

IV.A.1) Etude théorique [61]

IV.A.1.a) Introduction :

Les convertisseurs continu-continu ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe, où la tension peut être de différentes natures (batteries, un réseau alternatif redressé et filtré, panneaux photovoltaïque...).

Il existe plusieurs montages des convertisseurs DC/DC, on s'intéresse par l'étude du hacheur élevateur de tension ou Boost.

➤ Définition du rapport cyclique :

Le rapport cyclique est défini comme le temps T_{on} , pendant lequel l'interrupteur est fermé divisé par la période de fonctionnement du montage T , soit :

$$\alpha = \frac{T_{on}}{T} \quad (IV.1)$$

On définit également le temps pendant lequel l'interrupteur est fermé par :

$$T_{off} = T - T_{on} \quad (IV.2)$$

➤ Principe de fonctionnement :

Ce montage nous permet d'avoir une tension moyenne de sortie supérieur à celle d'entrée, Cette structure nécessite un interrupteur commandé à l'ouverture et à la fermeture (bipolaire, MOS, IGBT...), et une diode (amorçage et blocage spontanés).

L'inductance permet de lisser le courant appelé sur la source. La capacité C permet de limiter l'ondulation de tension en sortie.

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

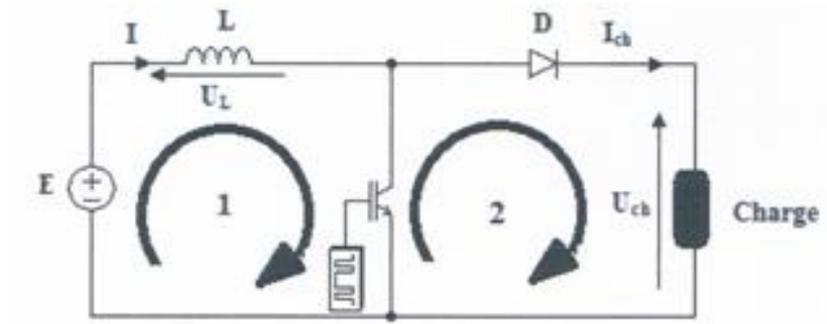


Fig.(IV.1) :Hacheur boost.(élevateur)

- Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à $\alpha \cdot T$, l'interrupteur commandé 'S' est fermé (passant), et la diode 'D' est polarisée en inverse ($V_d = -E$), la charge est donc isolée de la source. La source fournit de l'énergie à l'inductance L.
- Lors de la seconde partie du cycle, de $\alpha \cdot T$ à T, l'interrupteur commandé est ouvert (bloqué), et la diode D devient passante. L'étage de sortie reçoit de l'énergie de la source et de l'inductance L.

➤ Formes d'ondes :

$$0 < t < \alpha \cdot T \text{ on a : } I_{ch} = 0, U_{ch} = 0, E = U_L = L \cdot \frac{dI_1}{dt} \quad (\text{IV.3})$$

$$I = I_1 = \frac{1}{L} \int E \cdot dt \quad (\text{IV.4})$$

$$\Rightarrow I_1 = \frac{E}{L} t + I_1(0) = I_{min} \quad (\text{IV.5})$$

$$\alpha \cdot T < t < T \text{ on a : } I_{ch} = I = I_2, U_{ch} = E - U_L \quad (\text{IV.6})$$

$$U_L = L \cdot \frac{dI_2}{dt} \quad (\text{IV.7})$$

$$\Rightarrow I_2 = \frac{1}{L} \int U_L \cdot dt \quad (\text{IV.8})$$

$$I_2 = \frac{1}{L} \int (E - U_{ch}) dt \quad (\text{IV.9})$$

$$\Rightarrow I_2 = \frac{E - U_{ch}}{L} (t - \alpha \cdot T) + I_2(0) \quad (\text{IV.10})$$

$$\text{Avec : } I_2(0) = I_1(\alpha \cdot T) = \frac{E}{L} (\alpha \cdot T) + I_1(0) = I_{max} \quad (\text{IV.11})$$

$$U_L + E = U_{ch}$$

$$\Rightarrow U_L = U_{ch} - E$$

on à : $U_{ch} < E \Rightarrow U_L < 0$ (pente négative I ↓)

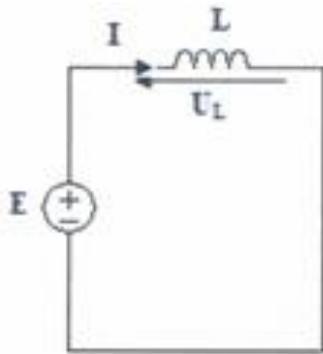


Fig.(IV.2.a) : Hacheur son interrupteur fermé

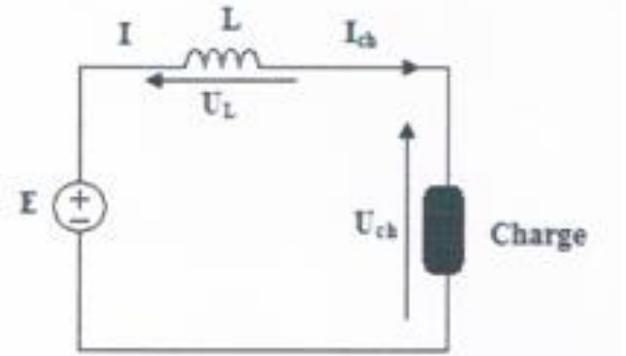


Fig.(IV.2.b) : Hacheur son interrupteur bloqué

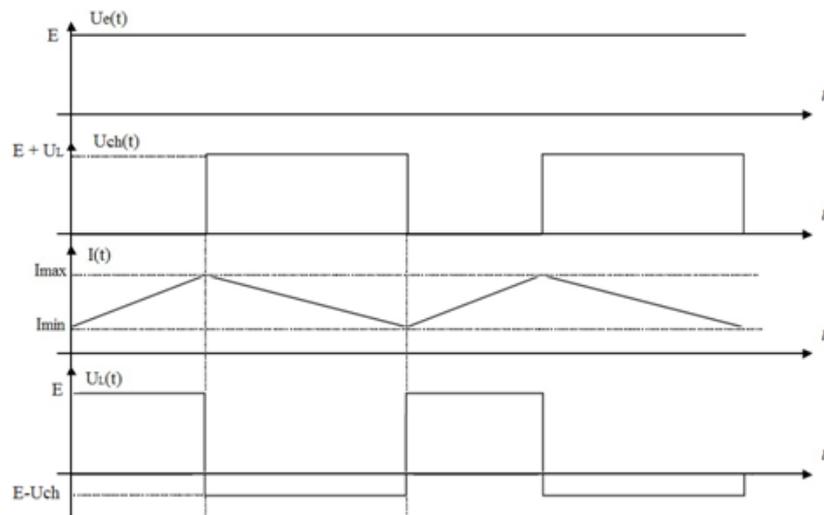


Fig.(IV.3) : Formes d'ondes obtenues avant filtrage de tension

$$V_s = \frac{E}{1-\alpha} \quad (IV.12)$$

$$I_s = I_e(1 - \alpha) \quad (IV.13)$$

➤ Dimensionnement du condensateur de sortie : [60]

La capacité C permet de limiter l'ondulation de tension en sortie.

La forme de la tension aux bornes de « C » dépend de la valeur du constant θ ($\theta=R*C$) par rapport à la durée du signal fournit par la source.

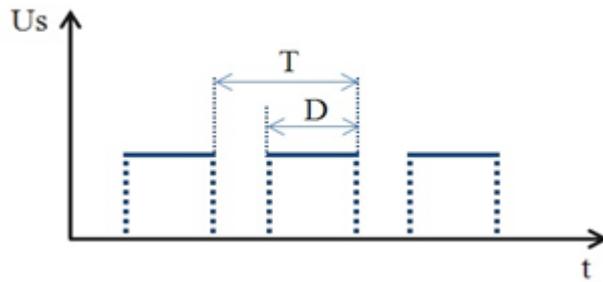


Fig.(IV.4) : la tension de sortie du hacheur avant filtrage

IV.1.e.A) Si θ
et se

$\ll \frac{D}{5}$ Le condensateur se charge
décharge rapidement :

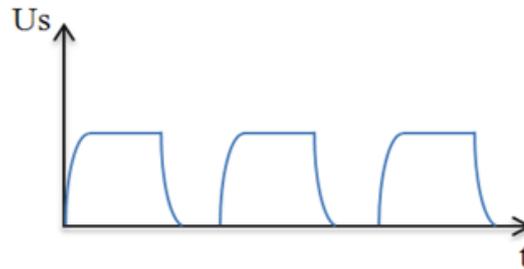


Fig.(IV.5) : U_s pour un condensateur de filtrage à petite valeur

IV.1.e.B) Si $\theta = \frac{D}{5}$ Le condensateur est juste chargé au bout du temps D :

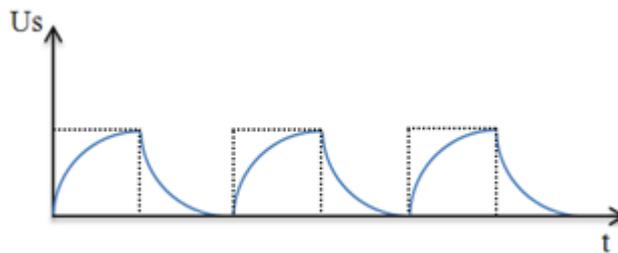


Fig.(IV.6) : U_s pour un condensateur de filtrage à moyenne valeur

IV.1.e.C) Si $\theta \gg \frac{D}{5}$ Le condensateur n'a le temps ni de se charger à la tension max ni de se décharger à la tension nulle. Lorsque θ augmente par rapport à D l'ondulation diminue. On peut rendre l'ondulation négligeable en prenant θ suffisamment grand.

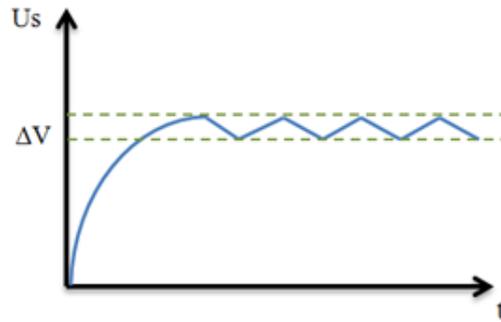


Fig.(IV.7) : U_s pour un condensateur de filtrage à grande valeur

- En insérant un condensateur ou θ suffisamment grand on obtient les courbes suivantes :

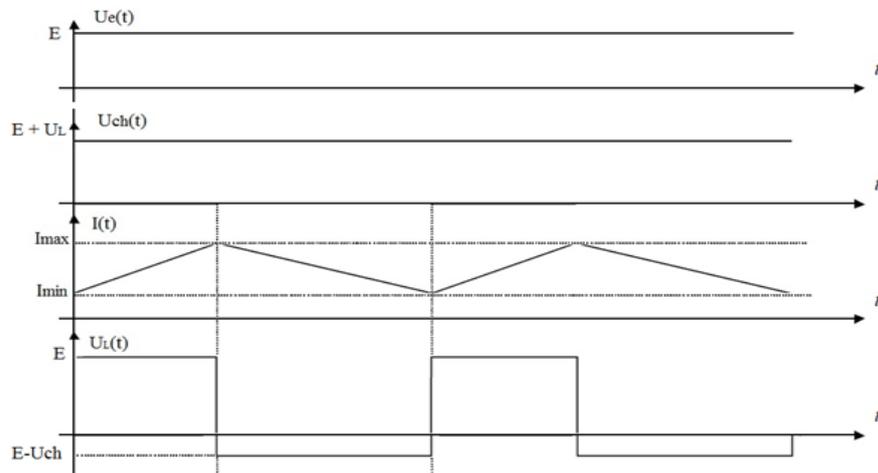


Fig.(IV.8) : Formes d'ondes obtenues après filtrage de tension

IV.A.2) La carte de puissance :

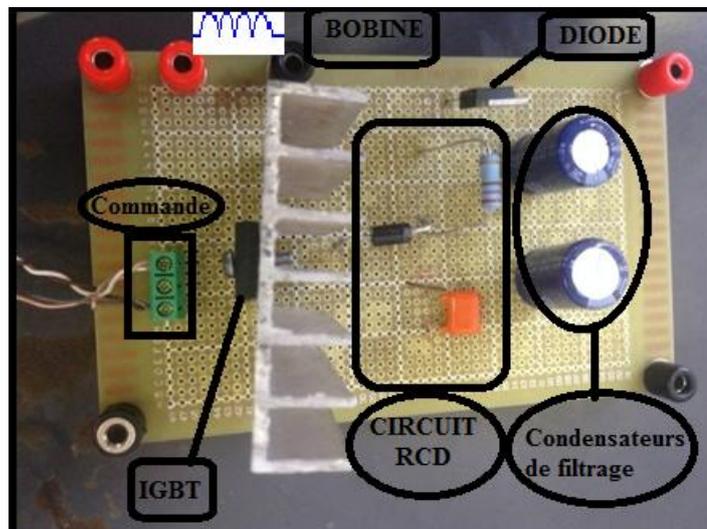


Fig.(IV.9) : Schéma de puissance du hacheur boost

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

Notre circuit contient :

- L'interrupteur principale « IGBT »
- Une Bobine de stockage(L)
- Une diode rapide (D)
- Un condensateur de filtrage (les deux « C » en série)
- Un circuit R-C-D (R1, C1, D1 : contre les surtensions)

➤ L'interrupteur principal (IGBT)

- RAPPEL SUR L'IGBT (InsulatedGateBipolar Transistor) :[62]

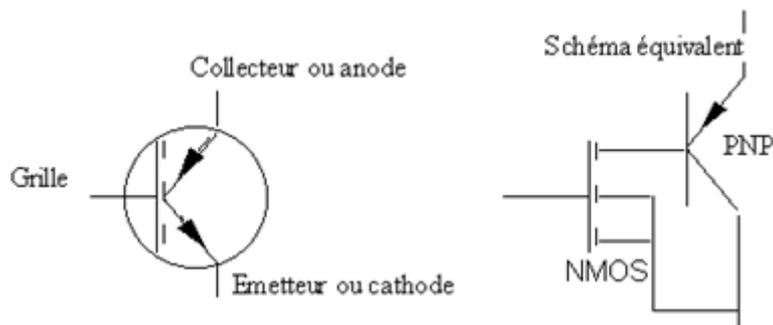


Fig.(IV.10) : Schéma équivalent d'un IGBT

L'IGBT est dit "canal N" s'il s'agit d'une association NMOS -PNP et canal P dans le cas contraire. Si le MOS est à enrichissement, l'IGBT est normalement "bloqué". Le symbole électrique comporte alors un trait pointillé sur la grille (comme pour un transistor MOS).

La figure (IV.11) situe l'IGBT par rapport à ses concurrents en terme de densité de courant et performance en commutation.

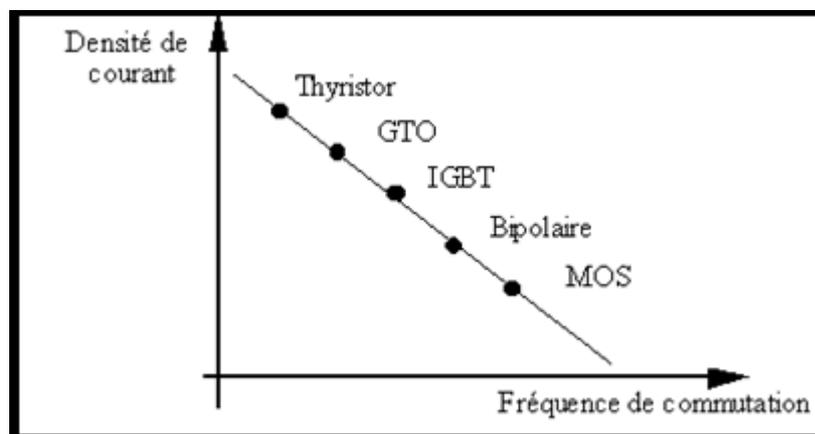


Fig.(IV.11) : Schéma du courant en fonction de la fréquence des différents interrupteurs d'électronique de puissance

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

Tab.(IV.1) : caractéristiques des différents interrupteurs d'électronique de puissance

Composants	S(mm2)	Densité A/mm2	Perte en conduction (W)	Pertes au blocage(mJ)	T off (uS)
Bipolaire	25	0,4	10	1	0,4
Darlington	25	0,4	12,5	1	0,4
MOS	42	0.24	30	0,5	0,1
IGBT	10	1	12,5	2,5	1,8

➤ Test de commutation d'un « IGBT » :

On réalise le circuit suivant :

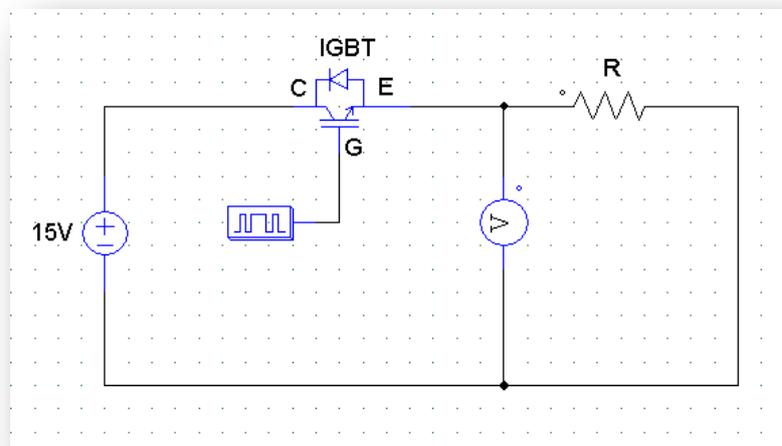


Fig.(IV.12) : Schéma de test d'un IGBT

A l'aide du générateur des signaux à basses fréquences on génère un signal carré variant entre 0V et 5V à fréquence de 50Hz, on commande notre IGBT avec lui, la tension obtenue aux bornes de la charge est :



Fig.(IV.13) : La forme de la tension obtenue aux bornes de la résistance

IV.A.3) L'inductance de stockage

➤ Dimensionnement de la bobine de stockage : [61]

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

Ondulation de courant :

L'ondulation absolue du courant I_L est défini par : $\Delta I_L = I_{max} - I_{min}$, à partir des relations (IV.5) et (IV.11) à $t = \alpha.T$ on peut écrire :

$$\Delta I_L = I_{max} - I_{min} = \frac{E}{L}(\alpha.T) \quad (IV.14)$$

$$\Delta I_L = \frac{\alpha.E}{Lf} \quad (IV.15)$$

A partir de (IV.12)
$$\Delta I_L = \frac{\alpha.(1-\alpha)V_s}{Lf} \quad (IV.16)$$

Pour trouver l'ondulation maximale du courant il suffit de résoudre l'équation $\frac{d(\Delta I_L)}{d\alpha} = 0$:

$$\begin{aligned} \Leftrightarrow \frac{d}{d\alpha} \left(\frac{\alpha.(1-\alpha)V_s}{Lf} \right) &= 0 \\ \Leftrightarrow \frac{d}{d\alpha} (\alpha.(1-\alpha)) &= 0 \\ \Leftrightarrow \alpha &= 0.5 \end{aligned}$$

Le dimensionnement de l'inductance L , à partir d'une ondulation en courant donnée, s'effectue à l'aide l'équation suivante :

$$L \geq \frac{V_s}{4.f.\Delta I_L} \quad (IV.17)$$

Dimensionnement du condensateur de filtrage:[61]

1.a) L'ondulation de tension ΔV_s :

Pour déterminer l'expression de l'ondulation en tension ΔV_s , on fait l'hypothèse que le courant I_s est constant.

Pour $0 \leq t \leq \alpha.T$ on a
$$I_{ch} = -I_C \quad (IV.18)$$

On a la relation :
$$I_C = C \frac{dV_s}{dt} \quad (IV.19)$$

La résolution de cette équation différentielle donne :

Et pour $V_s(0) = V_{smax}$ on trouve :

$$V_s = -\frac{I_{ch}}{C}t + V_{smax} \quad (IV.20)$$

Pour $V_{smin} = V_s(\alpha.T)$ on a :

$$V_{smin} = V_s(\alpha.T) = -\frac{I_{ch}}{C}(\alpha.T) + V_{smax} \quad (IV.21)$$

De(21) et (20) :

$$\Delta V_s = V_{smax} - V_{smin} = \frac{I_{ch}}{C}(\alpha.T) \quad (IV.22)$$

Finalement :

$$\Delta V_s = \frac{\alpha \cdot I_{ch}}{f \cdot C} \quad (IV.23)$$

La formule (IV.23) nous montre que les ondulations en tension varient inversement avec la fréquence de commutation et la valeur du condensateur.

Le dimensionnement du condensateur c , à partir d'une ondulation en tension donnée, s'effectue à l'aide l'équation suivante :

$$C \geq \frac{\alpha_{max} \cdot V_s}{R \cdot f \cdot \Delta V_s} \quad (IV.24)$$

IV.A.4) La diode rapide (L'interrupteur secondaire) :

Son rôle principal est d'éviter le court-circuit avec le condensateur en cas où l'interrupteur principal est fermé.

Le choix de la diode est basé sur la fréquence de commutation de l'interrupteur principal ainsi que ses autres caractéristiques (tension et courant).

IV.A.5) Carte de commande rapprochée:

La carte de commande du hacheur est composée à 3 parties :

- Etage d'amplification : Dans cet étage, l'impulsion arrivée est amplifiée jusqu'à $+V_{cc}$ à l'aide du circuit contenant un transistor bipolaire (transistor 2N2222) : [63]

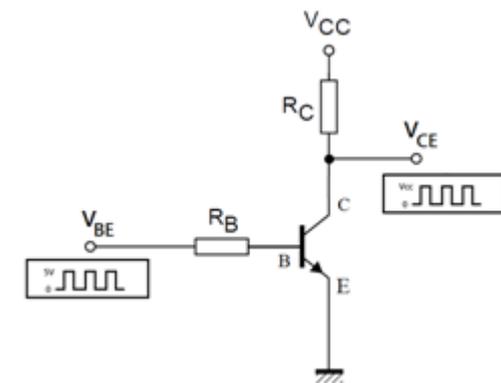


Fig.(IV.14) : Montage du transistor 2n2222

- L'étage de l'isolation galvanique : [64]

La séparation du circuit de puissance à celui de commande se fait à l'aide de l'optocoupleur (HCPL-3101), son principe se base sur la photodiode :

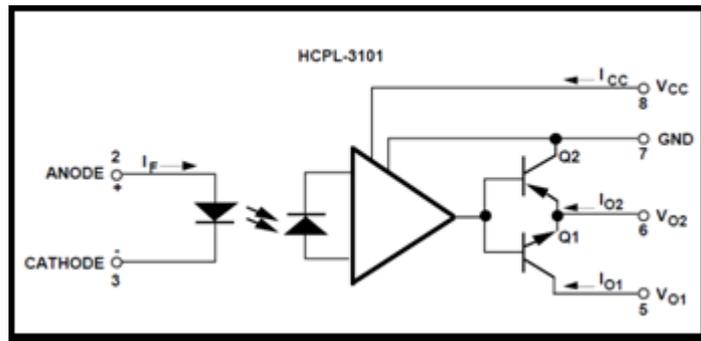


Fig.(IV.15) : Optocoupleur HPL-3101

Le schéma suivant nous permet d'obtenir une impulsion à l'autre côté du circuit :

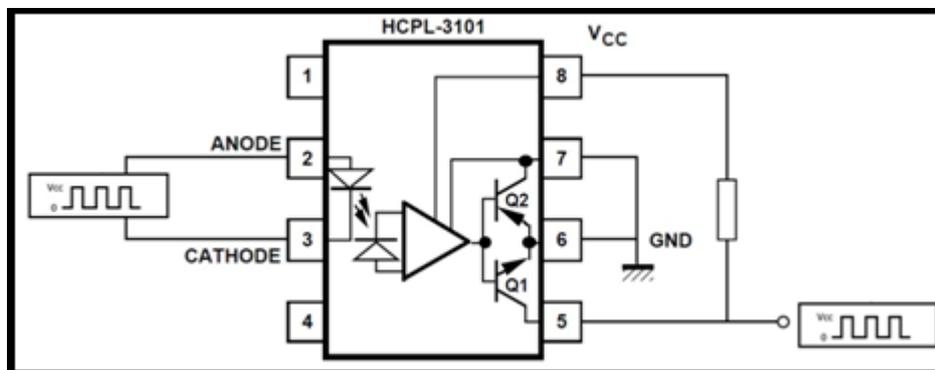


Fig.(IV.16) : circuit de l'isolation galvanique avec l'Optocoupleur HPL-A3101

➤ Le pilote d'impulsions (driver) :[65]

Le circuit intégré(IR2112) utilisé ici nous permet d'obtenir une impulsion à une amplitude identique à celle de sa tension d'alimentation (V_{cc}):

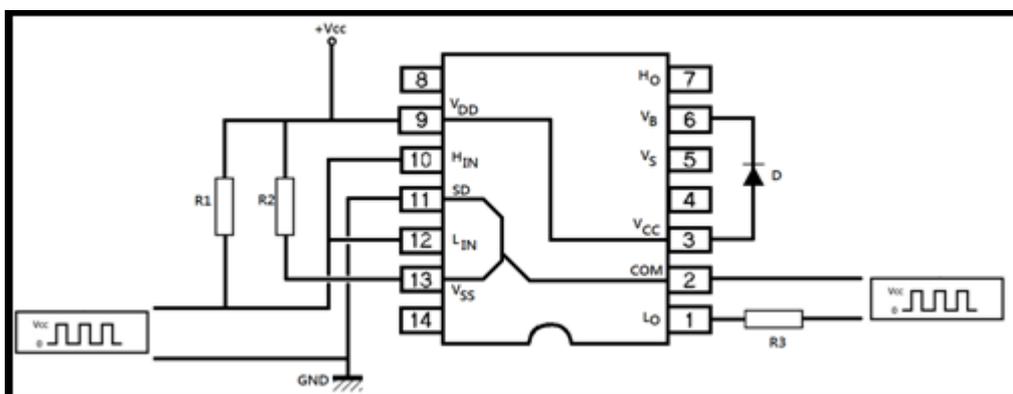
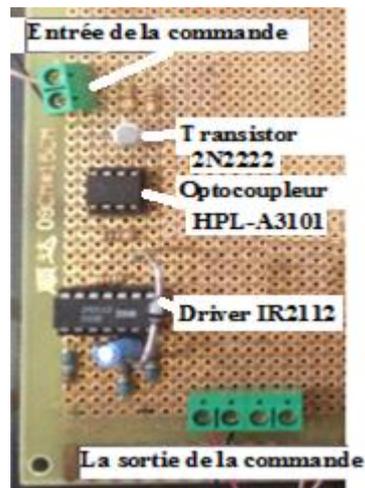


Fig.(IV.17) : circuit de brochage du driver IR2112

Le schéma global est comme suit :



Fig(IV.18) : La carte de commande rapprochée

IV.A.6) La carte de commande à hystérésis (carte de génération d'impulsions) :

➤ La MLI à hystérésis : [66]

1) Généralités :

Dans cette commande, le signal MLI s'obtient directement à partir de la grandeur à contrôler, par des ordres du type « tout(1) » ou « rien(0) ».

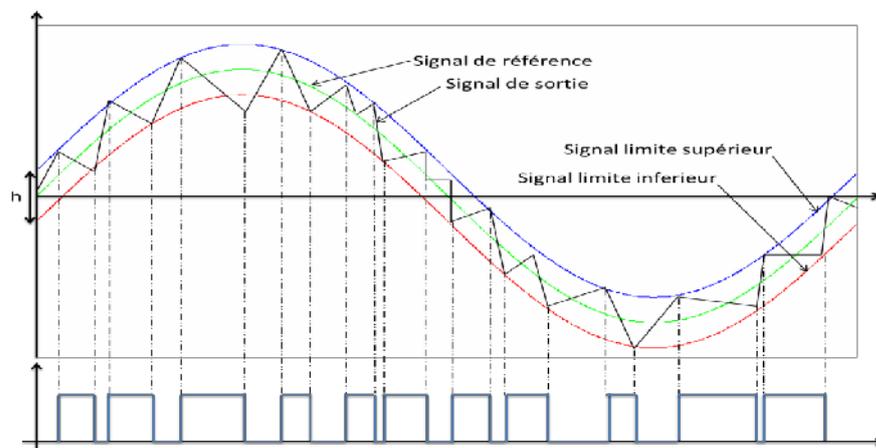


Fig.(IV.19) :principe de la MLI à Hystérésis

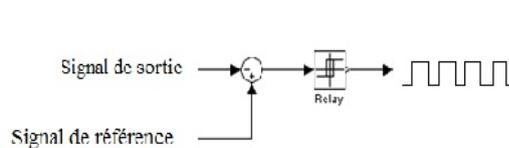


Fig.(IV.20) :schéma global de la MLI à Hystérésis

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

Le signal de sortie est comparé avec les deux limites du signal de référence (dites bandes d'hystérésis), chaque intersection présente une commutation qui nous donne une série d'impulsions.

- **Avantage :**

- C'est une commande très simple (3 porteur)
- C'est une commande en boucle fermée \Rightarrow Elle permet le contrôle de la grandeur de sortie
- Elle est parfaitement adaptée aux circuits de commande de courant

- **Inconvénient :**

Comme les commutations dépendent des instants où le signal de sortie touche ou dépasse les limites supérieures et inférieures de la bande d'hystérésis, le rapport cyclique (ou duty cycle) ne peut alors être contrôlé. Par conséquent, la fréquence de commutation ne peut être connue d'avance. Ainsi, elle ne peut être contrôlée.

2) Réalisation pratique de la commande MLI à hystérésis :

Le circuit global contient deux circuits, l'un est le circuit soustracteur (circuit différentiel) et l'autre le comparateur à hystérésis.

➤ Le circuit soustracteur : [67]

Il suffit d'utiliser un circuit inverseur et non inverseur avec un Ampli.Op LM358 [68]

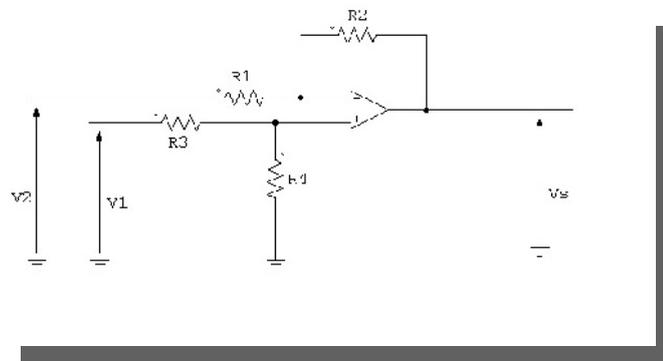


Fig.(IV.21) :schéma du circuit soustracteur

Utilisons le théorème de superposition :

- Si V1 est éteinte, le montage est équivalent à un amplificateur inverseur :

$$V_s = - \frac{R_1}{R_2} V_2 \quad (\text{IV.25})$$

- Si V2 est éteinte, le montage est équivalent à un pont diviseur de tension de rapport $\frac{R_4}{R_3+R_4}$ suivi d'un amplificateur non inverseur d'amplification $\frac{R_2}{R_2+R_1}$:

$$V_s = \frac{R_4}{R_3 + R_4} * \frac{R_2}{R_2 + R_1} V_1 \quad (\text{IV.26})$$

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

$$\text{D'où : } V_s = \frac{R_4}{R_3+R_4} * \frac{R_2}{R_2+R_1} V_1 - \frac{R_1}{R_2} V_2 \quad (\text{IV.27})$$

$$\text{Si } R_4 = R_1 = R_2 = R_3, \text{ alors } V_s = V_1 - V_2 \quad (\text{IV.28})$$

➤ Comparateur à hystérésis : [67]

Dans notre cas on a besoin d'un comparateur non-inverseur.

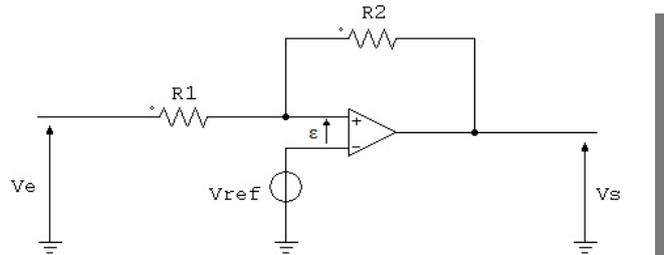


Fig.(IV.22) : Comparateur à hystérésis, non-inverseur

La tension différentielle de l'Ampli.Op s'obtient par l'application du théorème de Millman

$$\varepsilon = \frac{R_1 * R_2}{R_1 + R_2} \left(\frac{V_e}{R_1} + \frac{V_s}{R_2} \right) - V_{ref} \Rightarrow \varepsilon = \frac{R_2}{R_1 + R_2} V_e + \frac{R_1}{R_1 + R_2} V_s - V_{ref} \quad (\text{IV.29})$$

$$\varepsilon = \begin{cases} \frac{R_2}{R_1 + R_2} V_e + \frac{R_1}{R_1 + R_2} V_{sat} - V_{ref} ; \varepsilon > 0 \text{ (l'Ampli. Op est saturé positivement)} \\ \frac{R_2}{R_1 + R_2} V_e - \frac{R_1}{R_1 + R_2} V_{sat} - V_{ref} ; \varepsilon < 0 \text{ (l'Ampli. Op est saturé négativement)} \end{cases} \quad (\text{IV.30})$$

Initialisation : $V_s = +V_{sat}, V_{ref} = 0$

$$V_n = \pm \frac{R_1}{R_2} V_{sat} \quad (\text{IV.31})$$

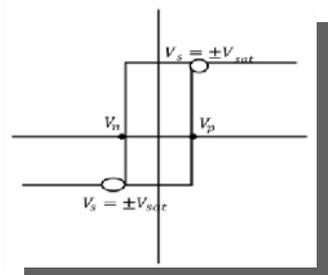


Fig.(IV.23) : cycle d'Hystérésis Vs(Ve)

Remarques :

- pour que V_s bascule de $+V_{sat}$ vers $-V_{sat}$, il faut qu'elle vérifie $\frac{R_2}{R_1 + R_2} V_e + \frac{R_1}{R_1 + R_2} V_{sat} < 0 \Rightarrow V_e < -\frac{R_1}{R_2} V_{sat} \Rightarrow$ la valeur $-\frac{R_1}{R_2} V_{sat}$ est appelée 'limite négative du cycle d'hystérésis V_n

Maintenant pour revenir du niveau $-V_{sat}$ vers $+V_{sat}$, il faut qu'elle vérifie

$$\frac{R_2}{R_1 + R_2} V_e - \frac{R_1}{R_1 + R_2} V_{sat} > 0 \Rightarrow V_e > \frac{R_1}{R_2} V_{sat} \Rightarrow$$
 la valeur $\frac{R_1}{R_2} V_{sat}$ est appelée

'limite positive du cycle d'hystérésis V_p .

- le basculement de $+V_{sat}$ vers $-V_{sat}$ puis $+V_{sat}$ de nouveau n'est pas instantané car :
Il faut attendre jusqu'à $V_e < V_n$ pour que V_s bascule de $+V_{sat}$ vers $-V_{sat}$
Il faut attendre jusqu'à $V_e > V_p$ pour que V_s bascule de $-V_{sat}$ vers $+V_{sat}$ de nouveau
⇒ ∃ retard de basculement, ce retard appelé 'hystérésis'.

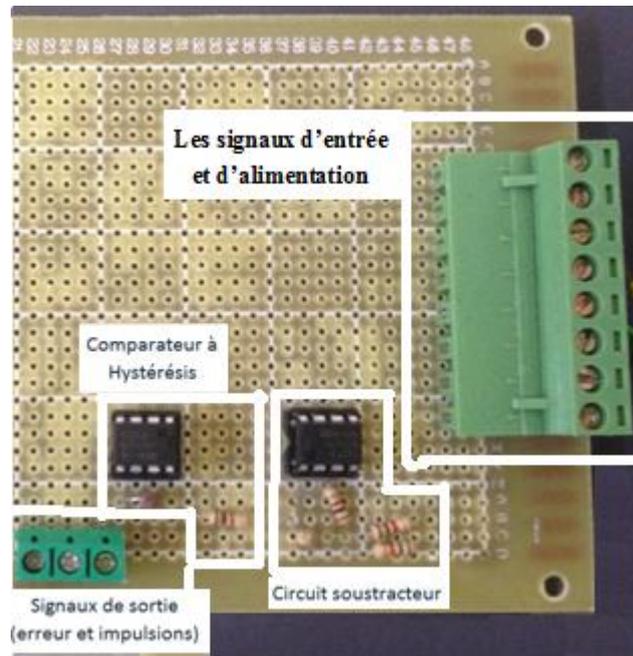


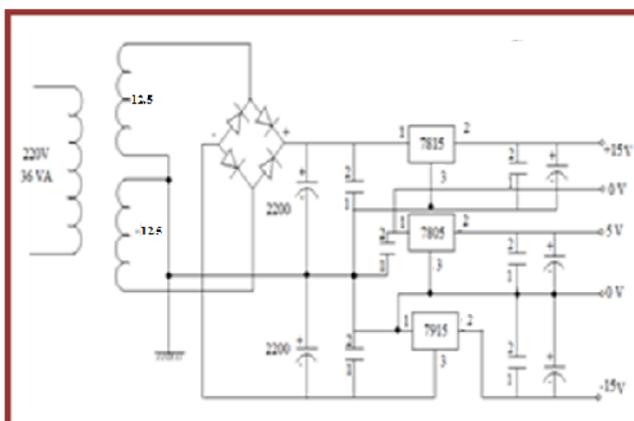
Fig.(IV.24) :carte de commande MLI à hystérésis

Lorsque le signal de référence varie, la largeur d'impulsion varie selon le nombre des points d'intersection avec le signal d'entrée, dans ce cas la largeur de l'impulsion diminue.

Le cycle d'hystérésis varie toujours autour du signal de référence.

IV.A.7) La carte d'alimentation :

a)



b)

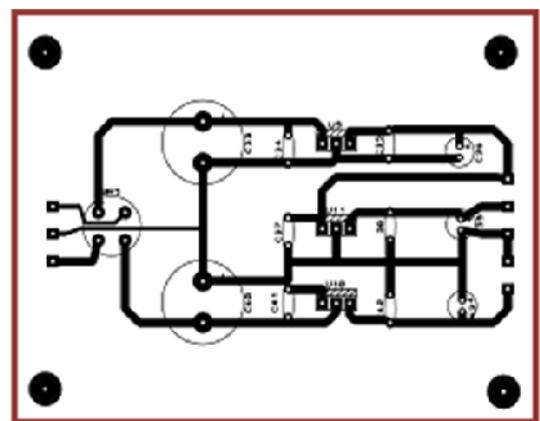


Fig.(IV.25) : a) schéma électrique de la carte d'alimentation b) schéma sur ISIS de la carte d'alimentation

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

Les composants utilisés :

- Transformateur de tension 220/12.5V à point milieu
- Un pont de diode (redresseur de tension)
- Condensateurs de filtrage (hautes fréquences)
- Condensateurs de filtrage (basses fréquences)
- Régulateurs positifs et négatifs (selon nos besoins ; +15,-15,+5..)

Rq : On peut mettre un régulateur de 12V à la place d'un des deux régulateur +15 ou -15V, comme notre cas pour alimenter le ventilateur du hacheur (à la place du régulateur -15V).

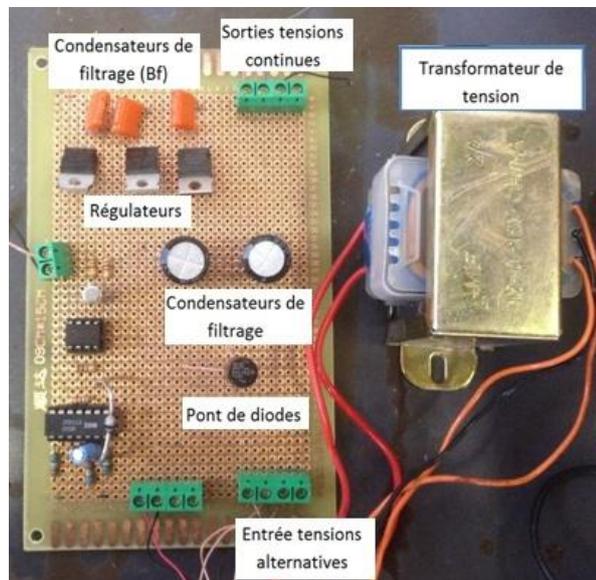


Fig.(IV.26) : la carte d'alimentation réalisée et la commande rapprochée

IV.A.8) Commande en boucle fermée :

La commande en boucle fermée est faite à l'aide du schéma synoptique suivant :

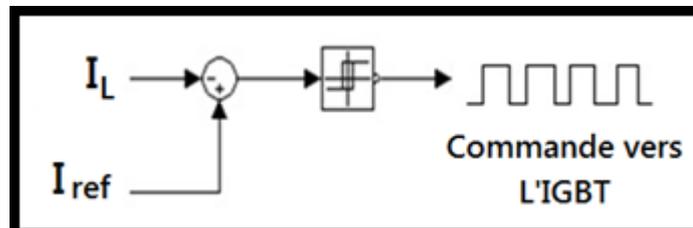


Fig.(IV.27) : schéma du principe de la commande en boucle fermée

Le courant qui doit être suivi par le courant de la bobine du hacheur boost est l'image de chaque point de la puissance maximale générée par le panneau PV.

Pour cela nous avons adopté la méthode suivante pour suivre le point de la puissance maximale (maximum power point tracking : MPPT) :[59]

Dans des conditions atmosphériques variables, on peut avoir une relation approximativement linéaire entre le courant de court-circuit d'un panneau et le courant optimal ou la puissance générée par le même panneau est maximale. Le schéma suivant nous donne la relation entre les deux courants.

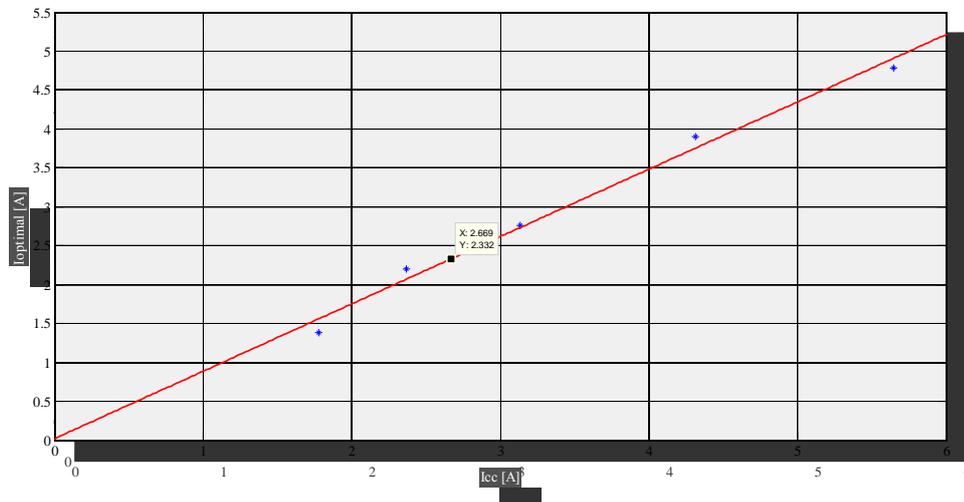


Fig.(IV.28) : $I_{opt} (I_{cc})$

La relation entre les deux courants est validée par la relation suivante

$$I_{opt} = A.I_{cc} + B \quad (IV.32)$$

En négligeant la valeur de B :

$$I_{opt} = A.I_{cc} = 0.9 * I_{cc} \quad (IV.33)$$

Le facteur « A » est déterminé pour le générateur PV utilisé, il est compris entre 0.78 et 0.92 [58]

A l'aide du capteur de courant, on peut avoir la valeur de « A » en tout moment en mettant un panneau dans les mêmes conditions que le générateur PV, en mettant la résistance R2 (potentiomètre) de l'étage d'amplification dans une position convenable avec $V_s = I_{ref} = A * I_{cc}$ (V_s : l'image capturé du capteur)

IV.A.9) Réalisation pratique de la commande MPPT

Dans la pratique, les signaux analogiques (images des courants I_{opt} et I_{cc}) sont pris à partir des capteurs de courant, on a deux types de capteurs qui sont de mêmes caractéristiques :

- Capteur de courant : [69], [70]

Avec le principe de la plaquette de l'effet Hall un rapport fixe entre le courant passant à travers le capteur et son image.

L'image du courant est amplifiée avec un amplificateur opérationnel (LM358), à cause du rapport élevé (1/1000 ou 1A => 1/1000 V), pour ne pas passer le 10V un étage de stabilisation est installé après l'amplification (pour protéger la carte Dspace qui ne supporte plus de 10V).

Les signaux de sortie des capteurs sont connectés avec la carte de génération d'impulsions, le schéma suivant explique la commande MPPT en boucle fermée utilisée : [58]

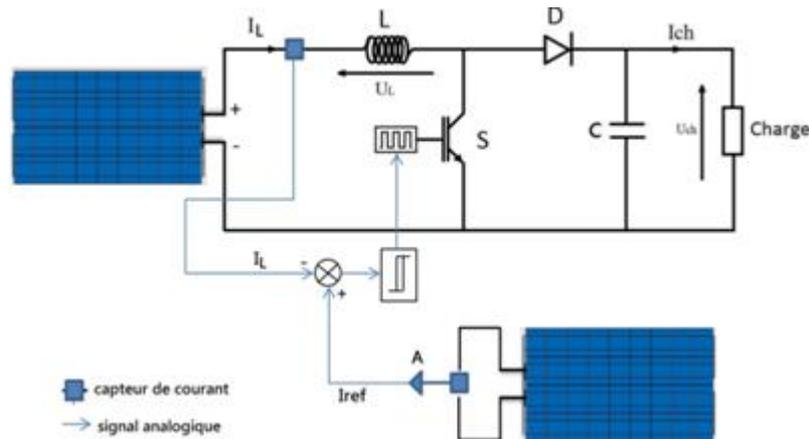


Fig.(IV.29) : Schéma global de la commande MPPT en boucle fermée utilisée

IV.B. Commande vectorielle indirecte d'une pompe centrifuge photovoltaïque au fil de soleil :

La machine asynchrone occupe un domaine très important dans l'industrie et les transports. Elle est appréciée pour sa robustesse, son faible coût d'achat et d'entretien. Sa commande est par contre plus difficile à réaliser que pour d'autres machines électriques.

De nombreuses stratégies ont été développées pour en faire une machine qui dépasse les autres, même dans les systèmes commandés.

En général, la commande de la machine asynchrone se divise en deux classes:

- Commande de faible coût et faible performance (par exemple la commande V/f).
- Commande à haute performance avec un coût raisonnable (par exemple CVIOFR qui assure une dynamique élevée...)

La commande vectorielle est apparue avec les travaux de Blaschke [79]. Elle n'a cependant pas eu tout de suite un grand essor car les régulations, à l'époque, reposaient sur des composants analogiques, l'implantation de la commande était alors difficile.

Avec l'avènement des micro-contrôleurs et des dispositifs permettant le traitement du signal (Dspace) [77,78], il est devenu possible de réaliser une telle commande à un coût raisonnable. Cela a conduit à une explosion des recherches et des applications relatives à la commande vectorielle de la machine asynchrone. Le nombre des publications, des applications et des brevets en témoigne.

Nous commençons, tout d'abord, par une modélisation de tous les sous systèmes en vue de la commande de la machine. Ensuite, nous expliquerons le principe de la CVIOFR. Enfin, des résultats de simulation établis en boucle fermée sont présentés, permettent d'illustrer la validité et les performances de la commande proposée.

IV.B.1) MODELISATION DU GPV

Le GPV présente une caractéristique courant/tension très fortement non linéaire qui résulte directement du comportement des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de sa réalisation. Les études effectuées par les spécialistes des divers domaines d'application ont conduit au développement de nombreux modèles de générateurs.

Soit un GPV constitué de N_{bp} branches en parallèles et chaque branche composée de N_{ms} modules en série comportant à leur tour N_{cs} cellules en série [71]. Le fonctionnement de ce générateur est modélisé par l'expression analytique approchée suivante:

$$I_{pv} = N_{bpv} \left[I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_p}{V_T N_{cs} N_{ms}} \right) - 1 \right) \right] \quad (IV.34)$$

$$I_{ph} = h E \quad (IV.35)$$

$$V_T = \frac{n K_b T}{q} \quad (IV.36)$$

Dans cette expression (1), on désigne par:

I_{ph} : le photo courant d'une cellule; E : l'éclairement solaire global, (W/m²); h : la constante de proportionnalité à E ; I_s : le courant de saturation inverse de la diode; V_T : le potentiel thermodynamique d'une cellule; I_{ph} : le courant fourni par le GPV; V_p : la tension de sortie aux bornes du GPV; n : le facteur d'idéalité de la photopile; T : la température de la jonction en K; K_B : la constante de Boltzmann = 1,38 10⁻²³ J/K; q : la charge d'un électron = 1,6 10⁻¹⁹ C.

Il est à signaler que la plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, ce qui donne par module : $I_{ph} = 3.85$ A et $V_{co} = 21$ V. La référence [72] montre que le courant optimal d'une cellule photovoltaïque, correspondant à la puissance maximale, notée I_{opt} est proportionnel à la photo courant qui est lui-même proportionnel à l'éclairement suivant la relation suivante:

$$I_{opt} = 0.85 I_{ph} \quad (IV.37)$$

$$V_{opt} = \frac{1}{V_T N_{cs} N_{ms}} \ln \left[\frac{N_{bpv} I_{ph} + N_{bpv} I_s - I_{opt}}{N_{bpv} I_s} \right] \quad (IV.38)$$

$$P_{opt} = V_{opt} I_{opt} = \frac{K_{ch}}{p} w_{ref}^3 \quad (IV.39)$$

IV.B.2) MODELISATION DE L'ONDULEUR MLI

L'onduleur triphasé est constitué de trois bras indépendants, comprend chacune deux interrupteurs. Chaque interrupteur est composé d'un transistor (IGBT, MOSFET,...) et d'une diode montée en antiparallèle. Pour éviter de soumettre la sortie du GPV à des surtensions provenant de l'onduleur, on insère entre ces deux éléments un condensateur [74].

La tension aux bornes du condensateur est égale à V_{pv} , son courant I_c a pour expression :

$$i_c = C \cdot \frac{dv_p}{dt} \quad (IV.40)$$

En exploitant la loi des nœuds, on aura:

$$i_c = i_p - i_{eo} \quad (IV.41)$$

La relation qui relie le courant d'entrée et les courants de sortie de l'onduleur est donnée par l'expression suivante:

$$i_{eo} = i_a C_1 + i_b C_2 + i_c C_3 \quad (IV.42)$$

Les interrupteurs de chaque bras de l'onduleur sont complémentaires, il en est de même pour les signaux associés de commande, [74]. On peut donc écrire:

$$C_4 = 1 - C_1 \quad C_5 = 1 - C_2 \quad C_6 = 1 - C_3 \quad (IV.43)$$

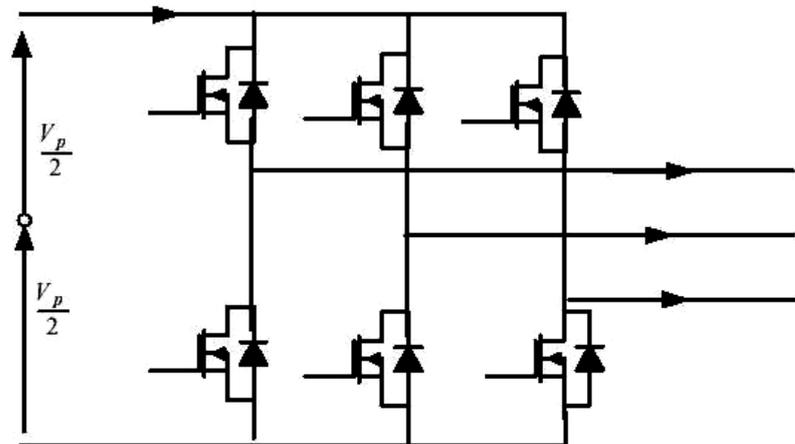


Fig. IV.30: Onduleur de tension MLI

IV.B.3) MODELISATION DU GROUPE MOTOPOMPE

Dans un repère biphasé de Park (d, q) tournant à la vitesse de synchronisme $\omega_{dq} = \omega_s$, le modèle mathématique du groupe motopompe asynchrone en régime transitoire s'écrit sous la forme des équations non linéaires de la forme matricielle suivante [73,75] :

$$\dot{X}(t) = [A(X(t), w_{dq}, w)] + [B]U(t) \quad (IV.44)$$

Avec le vecteur commande, $U(t) = [v_{sd} \ v_{dq}]^t$ (IV.45)

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

Nous désignons par:

R_s, R_r : les résistances par phases du stator/du rotor;

M_{sr} : l'inductance mutuelle cyclique stator-rotor;

L_s : l'inductance cyclique du stator;

L_r : l'inductance cyclique du rotor;

σ : le coefficient de dispersion totale défini par:

$$\sigma = 1 - \frac{M_{sr}^2}{L_s L_r} \quad (IV.46)$$

τ_s : La constante de temps statorique défini par: $\tau_s = \frac{L_s}{R_s}$ (IV.47)

τ_r : La constante de temps rotorique défini par: $\tau_r = \frac{L_r}{R_r}$ (IV.48)

N : La vitesse mécanique du rotor en tr/min.

Ω : La vitesse mécanique du rotor en rad/s défini par: $\Omega = \frac{\pi N}{30}$ (IV.49)

p : Le nombre de paires de pôles

ω : La vitesse électrique du rotor défini par: $\omega = p \Omega$ (IV.50)

La vitesse électrique de synchronisme du stator est défini par: $\omega_s = 2 \pi f_s$ (IV.51)

K_{ch} : La constante de la pompe centrifuge

F_v : Le frottement visqueux

L'expression du couple résistif est définie par, [75]:

$$C_r = K_{ch} \cdot \omega^2 \quad (IV.52)$$

L'expression du couple de frottement visqueux défini par:

$$C_f = K_{fv} \cdot \omega \quad (IV.53)$$

Avec : $K_{fv} = F_v / p$ (IV.54)

La séparation des modes électrique et mécanique permet d'obtenir deux modèles:

- Un modèle mécanique :

$$\frac{J}{p} \frac{d\omega}{dt} = C_{em} - C_r - C_f \quad (IV.55)$$

L'expression du couple électromagnétique faisant intervenir les flux rotoriques et les courants statoriques est:

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \frac{M_{sr}}{L_r} (\phi_{rd} \cdot i_{rq} - \phi_{rq} \cdot i_{sd}) \quad (IV.56)$$

- Et un modèle électrique à quatre variables d'état [11], suivant la stratégie de commande, nous choisissons le vecteur d'état (23).

$$X(t) = [i_{sd} \ i_{sq} \ \varphi_{rd} \ \varphi_{rq}]^t \quad (IV.57)$$

$$[A] = \begin{bmatrix} -\left(\frac{1}{\sigma \tau_s} + \frac{1-\sigma}{\sigma \tau_r}\right) & w_{dq} & \frac{1-\sigma}{\sigma M_{sr} \tau_r} & \frac{1-\sigma}{\sigma M_{sr}} w \\ -w_{dq} & -\left(\frac{1}{\sigma \tau_s} + \frac{1-\sigma}{\sigma \tau_r}\right) & \frac{1-\sigma}{\sigma M_{sr}} w & \frac{1-\sigma}{\sigma M_{sr} \tau_r} \\ \frac{M_{sr}}{\tau_s} & 0 & -\frac{1}{\tau_r} & (w_{dq} - w) \\ 0 & \frac{M_{sr}}{\tau_s} & (w_{dq} - w) & -\frac{1}{\tau_r} \end{bmatrix} \quad (IV.58)$$

$$[B] = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (IV.59)$$

IV.B.4) APPLICATION DE LA CVIOFR

➤ Principe de la CVIOFR

Dans le moteur asynchrone, le courant statorique sert à la fois à générer le flux et le couple. Le découplage naturel de la machine à courant continu n'existe plus. D'autre part, on ne peut connaître les variables internes du rotor à cage (flux rotorique par exemple) qu'à travers le stator. L'inaccessibilité du rotor nous amènera à modifier l'équation vectorielle rotorique pour exprimer les grandeurs rotoriques à travers leurs actions sur le stator [76].

Dans cette partie, notre intérêt est de construire une commande, $U(t)$ permettant de converger les sorties vers leurs valeurs de références, en estimant l'angle de Park, en mesurant les courant statoriques et la vitesse mécanique.

La CVIOFR est basée sur un certain nombre d'hypothèses.

$$\omega_{dq} = \omega_s ; \varphi_{rq} = 0 ; V_{rd} = 0 \text{ et } V_{rq} = 0 \quad (26)$$

L'avantage d'utiliser un référentiel lié au champ tournant, est d'avoir des grandeurs constantes en régime permanent. Il est alors plus aisé d'en faire la régulation.

Pour mettre en évidence le problème de couplage entre les axes d, q. Nous exprimons V_{rd} et V_{rq} en fonction des grandeurs φ_{rd} et i_{sq} [79].

$$V_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + L_s \cdot \sigma \cdot \frac{di_{sd}}{dt} + \frac{M_{sr}}{L_r} \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_s \cdot L_s \cdot \sigma \cdot i_{sq} \quad (IV.60)$$

$$V_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + L_s \cdot \sigma \cdot \frac{di_{sq}}{dt} + \frac{\omega_s M_{sr}}{L_r} \varphi_{rd} + \omega_s \cdot L_s \cdot \sigma \cdot i_{sd} \quad (IV.61)$$

Nous pouvons établir un schéma fonctionnel interne de la machine (Fig. 2), qui montre le couplage entre les axes d et q.

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

Une solution consiste à ajouter des tensions identiques, mais de signes opposés à la sortie des régulateurs de courant de manière à séparer les boucles de régulation d'axe d et q comme le montre la figure (IV.31).

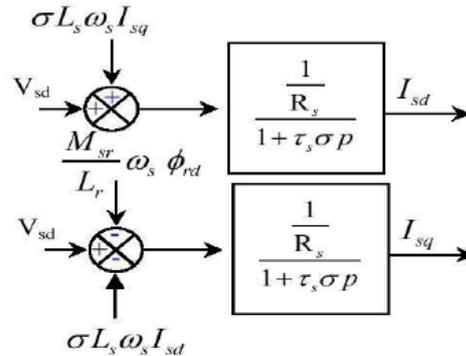


Fig. (IV.31) : Schéma fonctionnel interne de la M.A.S dans la base de Park (description des couplages)

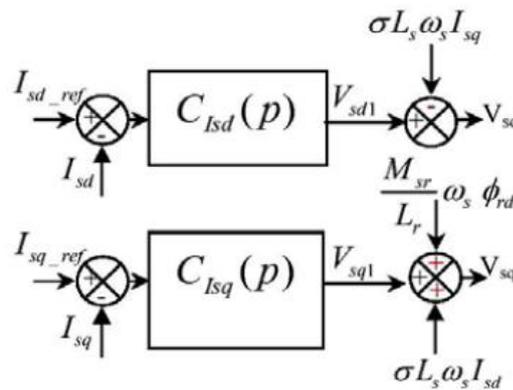


Fig. (IV.32): Découplage par addition des termes de compensation

Nous avons des nouvelles variables de commande V_{sd1} et V_{sq1} telles que:

- I_{sd} influe uniquement sur V_{sd1}
- I_{sq} influe uniquement sur V_{sq1} .

Les tensions V_{sd} et V_{sq} sont alors reconstituées à partir des tensions V_{sd1} et V_{sq1} , si l'estimation des grandeurs de contrôle est convenable, on aura donc un schéma bloc simple et identique pour les deux axes:

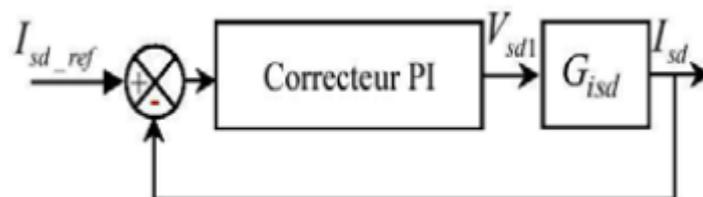


Fig. (IV.33): Boucle des courants après découplage

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

La fonction de transfert en boucle ouverte est identique pour les deux axes (d, q) :

$$G_{isd} = \frac{1/R_s}{1+\tau_s.\sigma.P} \quad (\text{IV.62})$$

$$G_{isq} = \frac{1/R_s}{1+\tau_s.\sigma.P} \quad (\text{IV.63})$$

Soit un correcteur Proportionnel Intégrale 'PI' de type :

$$C(P) = K_c \left(1 + \frac{1}{T_c.P} \right) \quad (\text{IV.64})$$

Nous pouvons régler le flux en agissant sur la composante isd du courant statorique et on règle le couple en agissant sur la composante isq.

On a alors deux variables d'action comme dans le cas d'une MCC. Une stratégie consiste à laisser la composante isd constante, c'est-à-dire de fixer sa référence de manière à imposer un flux nominal dans la machine. Le régulateur du courant isd s'occupe de maintenir le courant isd constant et égal à la référence isd _ ref . Le flux étant constant dans la machine, on peut imposer des variations de couple en agissant sur le courant isq.

Si l'on veut accélérer la machine, donc augmenter sa vitesse, on impose une référence courant isq _ ref positive. Le régulateur du courant isq va imposer ce courant de référence à la machine.

On peut également automatiser le pilotage de cette référence de courant isq _ ref en la connectant à la sortie d'un régulateur de vitesse. C'est ce dernier qui pilotera le couple de référence (et donc isq _ ref) puisqu'il agira au mieux de manière à asservir la vitesse à une vitesse de consigne ω_{ref} .

La figure (IV.34) résume cette régulation puisqu'elle représente le schéma de contrôle vectoriel de la machine asynchrone avec une régulation de vitesse et la régulation des deux courants isd et isq. Ces deux courants sont régulés par deux boucles de courants dont les sorties sont les tensions de références V_{sd_ref} et V_{sq_ref} dans le repère d-q.

$$\tau_r \frac{d\varphi_{rd}}{dt} + \varphi_{rd} = M_{sr} \cdot i_{sd} \quad (\text{IV.67})$$

Ainsi en régime permanent :

$$\varphi_{rd_ref} = M_{sr} \cdot i_{sd_ref} \quad (\text{IV.68})$$

Les transformations directes et inverses

L'une permet, à partir des tensions biphasés { v_{sd_ref} , v_{sq_ref} } dans le repère (d , q), de calculer les tensions triphasées { v_{sa_ref} , v_{sb_ref} , v_{sc_ref} } à imposer à la machine via l'onduleur à MLI . La deuxième transformation calcule, à partir des trois courants de ligne de la machine, les courants biphasés (i_{sd} , i_{sq}) dans le repère (d , q) qu'il faut réguler. Ces deux transformations nécessitent le calcul de l'angle θ_s .

Le calcul de l'angle de la transformation de Park θ_s . Ce bloc utilise la vitesse mesurée ω et la pulsation de glissement ω_g . Dans le cadre de la CVIOFR, la pulsation de glissement se calcule par:

$$\omega_{g_est} = \frac{M_{sr} i_{sq_ref}}{\tau_r \varphi_{rd_ref}} \quad (\text{IV.69})$$

Où en utilisant les références au lieu des mesures [79]. Ainsi le calcul de l'angle des transformations directes et inverses peut se faire en sommant la pulsation de glissement avec la vitesse électrique, ce qui donne la pulsation statorique, en intégrant cette dernière, on obtient θ_s :

$$\theta_{s_est} = \frac{1}{p} \left\{ \frac{M_{sr} i_{sq_ref}}{\tau_r \varphi_{rd_ref}} + p\Omega \right\} \text{mod}[2\pi] \quad (\text{IV.70})$$

IV.B.5) CONCLUSION

Dans ce papier, nous avons montré que le contrôle vectoriel est introduit afin de pouvoir commander la machine asynchrone avec le maximum de dynamique. Il repose sur un modèle en régime transitoire. Il permet un réglage précis du couple de la machine et même d'assurer du couple à vitesse nulle.

L'objectif du contrôle par orientation du flux est le découplage des grandeurs responsables de la magnétisation de la machine et de la production du couple.

Mathématiquement, la loi de commande consiste à établir l'ensemble des transformations pour passer d'un système possédant une double non linéarité structurelle à un système linéaire qui

Chapitre IV : Modélisation d'un système choisi et application pratique

assure l'indépendance entre la création du flux et la production du couple comme dans une machine à courant continu à excitation séparée.

Dans le dernier chapitre on va présenter les résultats obtenus par simulation et pratique.

Chapitre V

Chapitre V : Résultats et Conclusion

Introduction :

La simulation digitale sert afin de comprendre le comportement opérationnel de ces composants et les interactions entre eux. Depuis la simulation de la performance d'un système, on peut tracer toutes les étapes de la conversion d'énergie et identifier en détail les pertes à travers le système.

Comme la simulation sur ordinateur permet la variation d'une gamme de paramètres d'un système l'investigation comme fonction de ces paramètres, de caractéristiques opérationnelles, du procédé du projet de tel système.

L'outil MATLAB a été utilisé pour simuler la chaîne de conversion photovoltaïque a savoir : panneaux pv, convertisseur DC-DC et le machine asynchrone triphasée.

I. Résultats pratiques du hacheur élévateur (Boost):

Nous avons réalisés dans notre laboratoire un hacheur Boost pour augmenter la tension de sortie de panneaux à une valeur désirée

Pour la commande rapprochée :



Fig. (V.1) : Les impulsions à la sortie de l'opto-coupleur

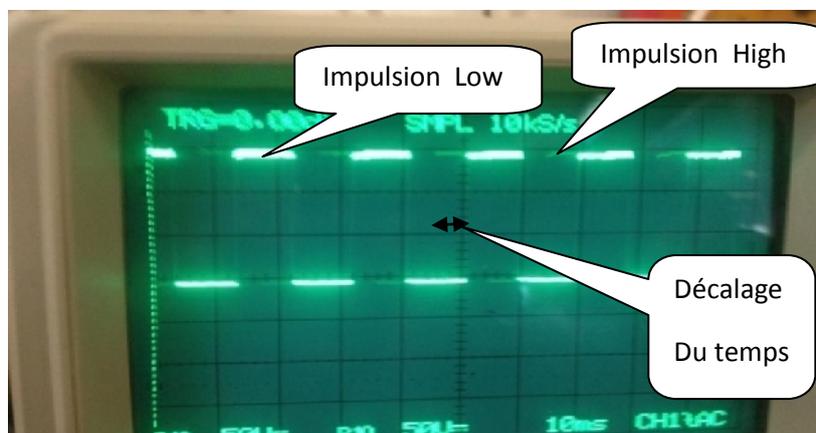


Fig. (V.2) : Les impulsions à la sortie du Driver

Chapitre V : Résultats et Conclusion

Remarque :

Dans le cas de hacheur a deux niveaux on utilise les deux impulsions High et Low pour protégé les IGBT contre les sur intensité.

➤ Commande en boucle ouverte :

Dans la commande en boucle ouverte, on génère les impulsions du hacheur à l'aide du GBF, cette commande varie entre 0-5V et $\alpha=0.5$ avec une fréquence de 5kHz.

- On a alimenté le primaire du hacheur avec une tension redressée (à partir de la carte d'alimentation), le hacheur nous a donné exactement $V_s = 2 \cdot V_e$.

Le secondaire du hacheur est connecté à une charge résistive de grande valeur (1k Ω).

- Maintenant on insère une alimentation stabilisé à l'entrée du hacheur avec une charge variable d'une valeur max de 500 Ω :

a) La charge $R=500 \Omega$:

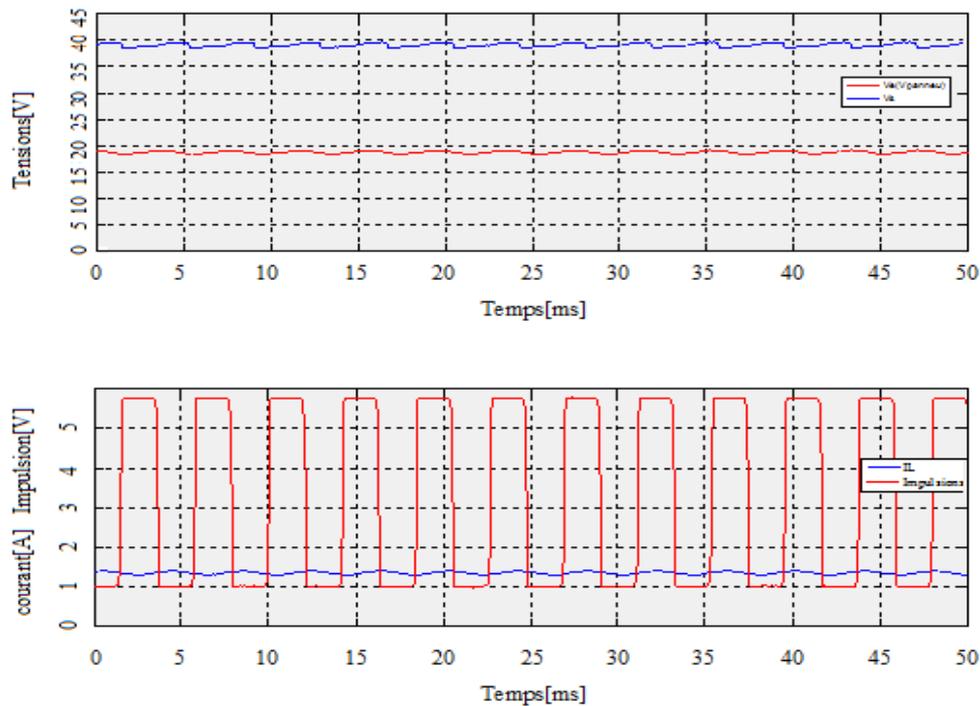


Fig. (V.3) : résultats du hacheur boost alimenté par une alimentation stabilisé, charge $R=500 \Omega$

b) Charge $R=250 \Omega$:

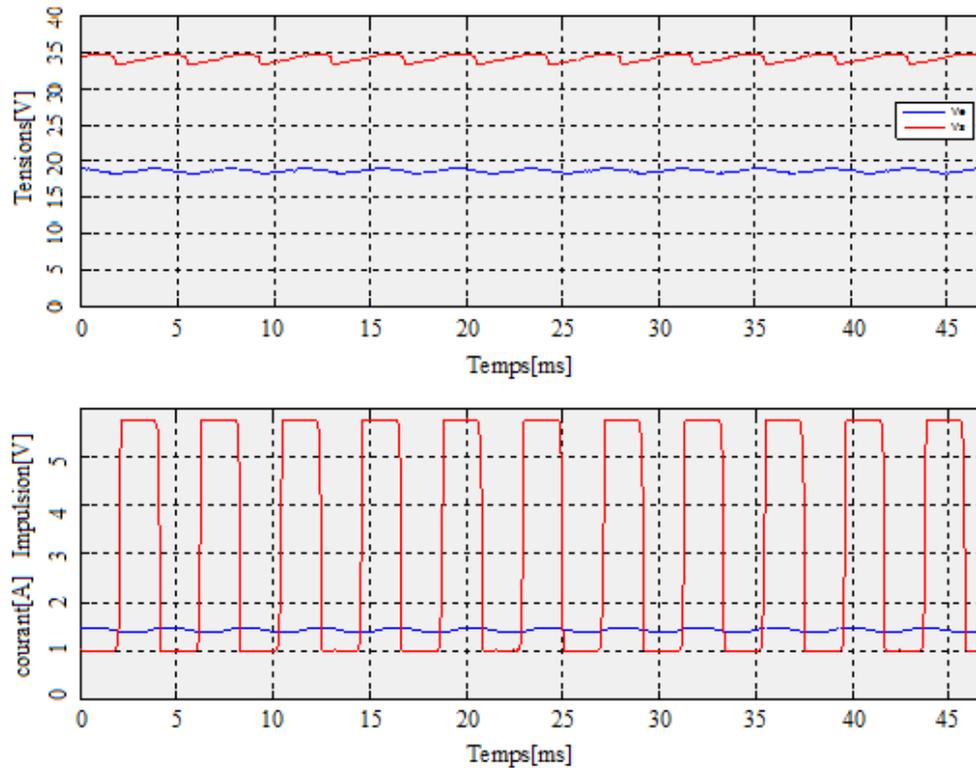


Fig. (V.4) : résultats du hacheur boost alimenté par une alimentation stabilisée, charge $R=250\ \Omega$

Remarque :

La bobine se charge si l'interrupteur est fermé

La tension de sortie valide la relation $V_s=2V_e$ ($\alpha=0.5$)

Le courant de la bobine varie entre I_{min} et I_{max}

Les résultats pratiques valident l'étude théorique

V.B. Simulation de la chaîne de conversion PV sous MATLAB/SIMULINK

V.B.1 Le générateur photovoltaïque « G PV »

V.B.1.1 Modèle de la cellule PV

Sur la base du modèle mathématique de la cellule solaire développé dans le sous paragraphe **B.4.2** du chapitre 2, on obtient le bloc schématique de SIMULINK est montré sur **la Figure V.5**.

Chapitre V : Résultats et Conclusion

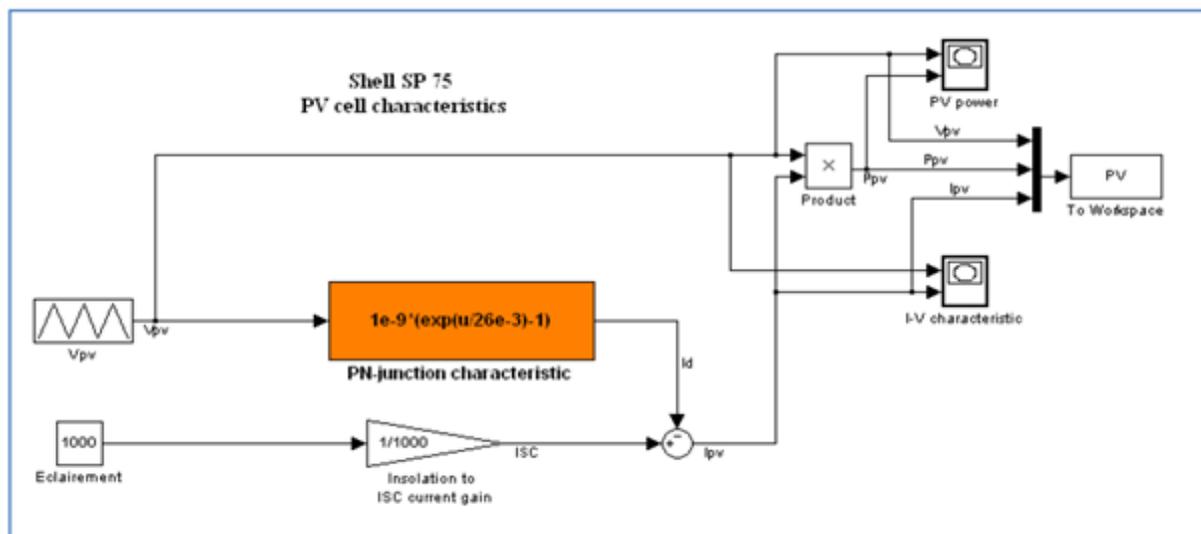


Figure V.5 Bloc de la cellule solaire dans SIMULINK.

Les résultats de simulation du bloc SIMULINK sont montrés sur la **Figure V.6.a** et **Figure V.6.b**, pour l'éclairement $E=1000\text{W/m}^2$ et de température 25°C .

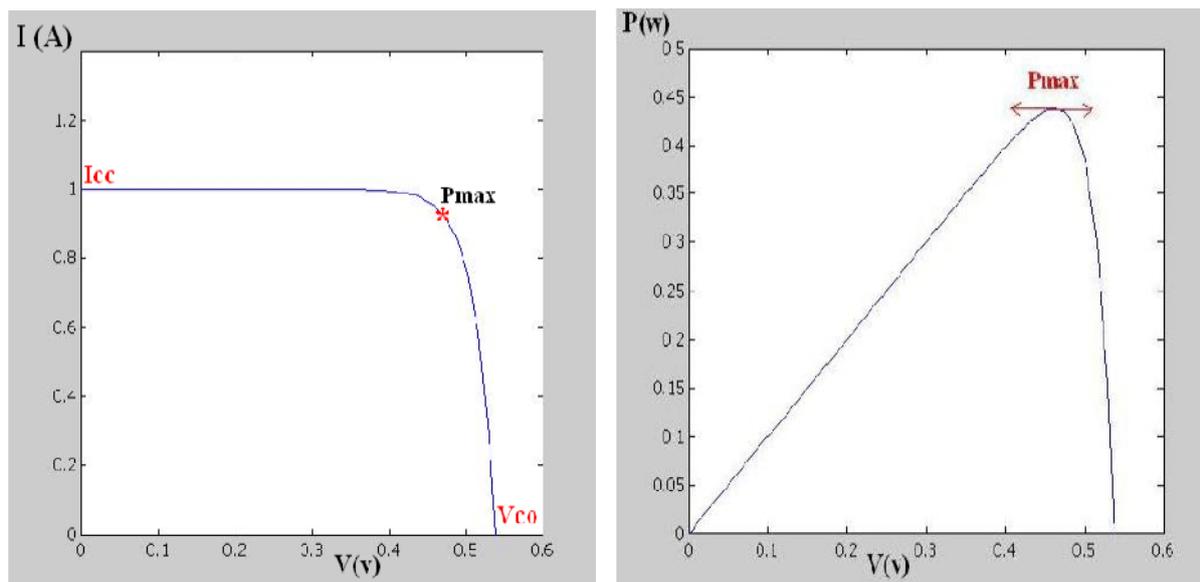


Figure V.6.a Caractéristique $I=f(V)$ de la cellule. **Figure V.6.b** Caractéristique $P=f(V)$ de la cellule.

D'après ces résultats de simulation, on peut constater que cette cellule à :

- Courant de court-circuit $I_{cc} = 1 \text{ A}$.
- Tension de circuit ouvert $V_{co} = 0.54 \text{ v}$.
- Puissance maximale $P_m = 0.44 \text{ w}$.

Chapitre V : Résultats et Conclusion

B.1.2 Caractérisation du module PV

Dans ce travail nous avons simulé le module SUNTECH STP 80 qui comporte 36 cellules solaires de silicium monocristallin de 125.125mm connectées en série.

Le SUNTECH STP 80 peut produire une puissance maximale de 80 watts à 17.5 volts.

Ceci nous a permis de déterminer la puissance en fonction de la tension et le courant en fonction de la tension du module étudié pour un éclairement de 1000 W/m².

Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque SUNTECH STP 80 en conditions de test standards sont représentées sur le **Tableau V.1**.



SUNTECH	
Model Number	STP080S-12/Bb
Rated Maximum Power (P _{max})	80W
Output Tolerance	±5%
Current at P _{max} (I _{mp})	4.58A
Voltage at P _{max} (V _{mp})	17.5V
Short-Circuit Current (I _{sc})	4.95A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	21.9V
Nominal Operating Cell Temp. (T _{NOCT})	45°C±2°C
Weight	8kg
Dimension	1195×541×30(mm)
Maximum System Voltage	715V
Maximum Series Fuse Rating	15A
Cell Technology	mono-Si
All technical data at standard test condition AM=1.5 E=1000W/m ² T _c =25°C	
IEC   CE	
Add: 17-6 Changjiang South Road, New District Wuxi, China 214028 Customer Service Hot Line: +86 400 8888 009 Fax: +86 510 8534 3321 Manufactured in China	

Tableau V.1: Fiche technique d'un module Photovoltaïque SUNTECH STP 80

La figure ci-dessous présente le block du module photovoltaïque dans l'environnement MATLAB SIMULINK.

Chapitre V : Résultats et Conclusion

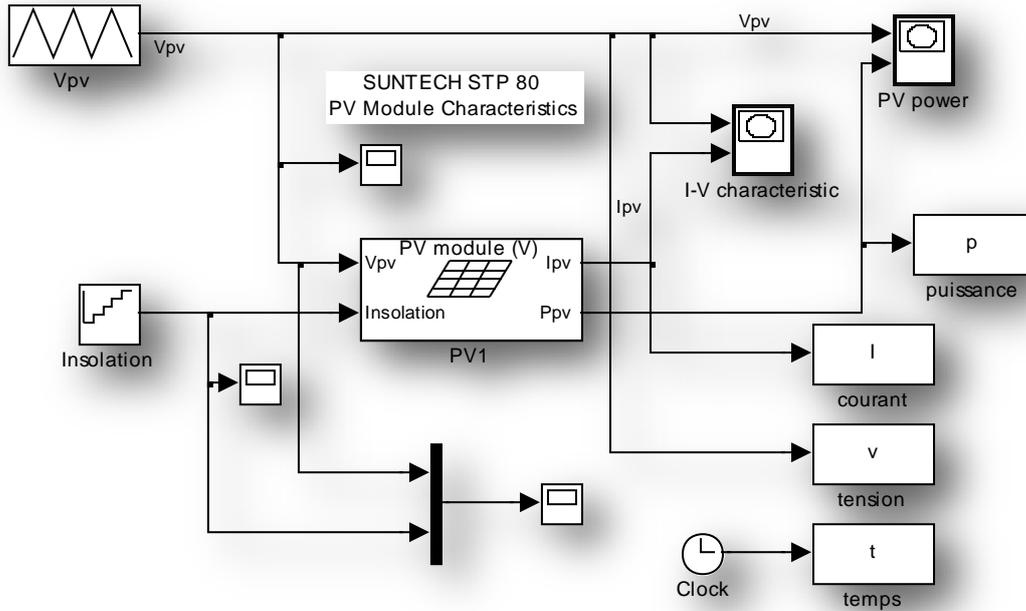


Figure V.7 : Block du module SUNTECH STP 80 dans SIMULINK.

Les **Figure V.8.a** et **Figure V.8.b** nous montrent les caractéristiques électriques du module **SUNTECH STP 80** après son simulation avec MATALB/SIMULINK pour différentes valeurs d'éclairement et pour une température de 25°C.

Nous pouvons constater les caractéristiques suivantes pour ce module photovoltaïque :
 $I_{cc}=4.95 \text{ A}$, $V_{co}=21.9\text{V}$, $I_m= 4.58 \text{ A}$, $V_m=17.5\text{V}$, $P_{max}=80\text{W}$.

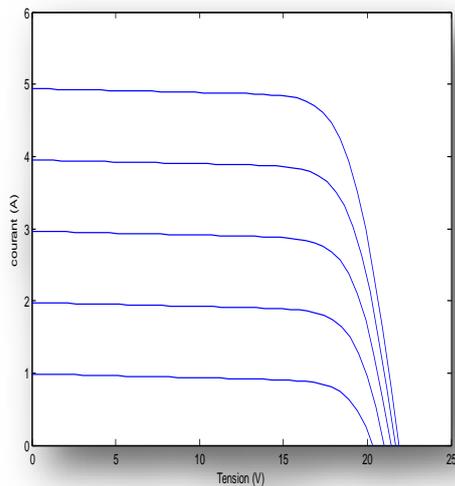


Figure V.8.a : Courbe I(V) du module.

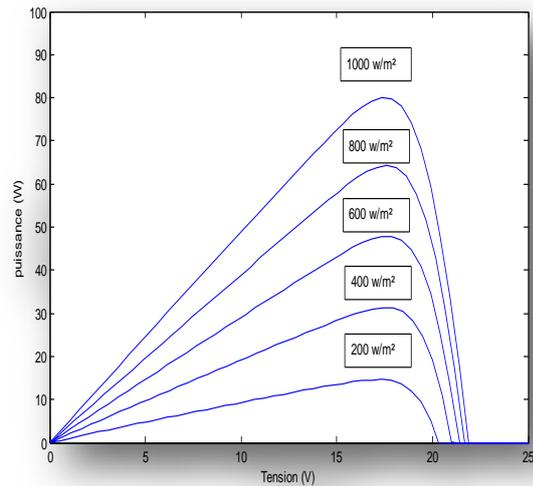


Figure V.8.b : Courbe P(V) du module.

B.2 Convertisseur DC-DC (Hacheur survolteur)

Le hacheur ou convertisseur continu-continu est un dispositif de l'électronique de puissance mettant en oeuvre un ou plusieurs interrupteurs commandés et qui permet de modifier la valeur de la tension d'une source de tension continue.

Si la tension délivrée en sortie est inférieure à la tension appliquée en entrée, le hacheur est dit dévolteur. Dans le cas contraire, il est dit survolteur. Le convertisseur dévolteur survolteur combine les propriétés des configurations de dévolteur et de survolteur. Il peut être employé pour transformer idéalement n'importe quelle tension continue d'entrée en n'importe quelle tension continue désirée de sortie. [3]

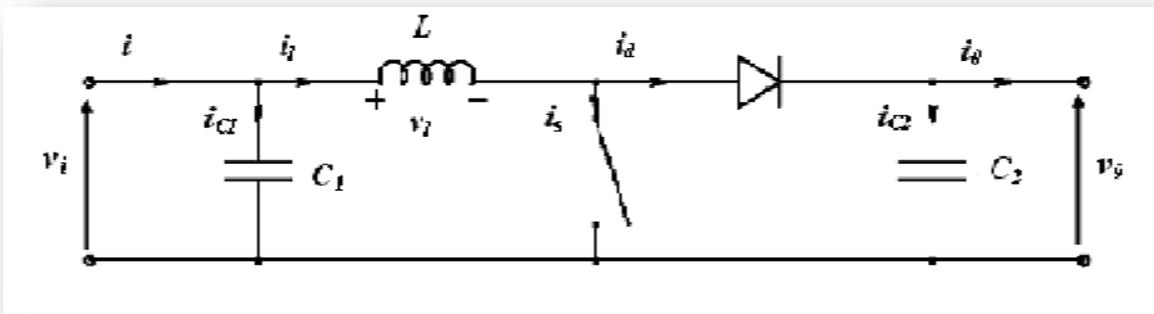
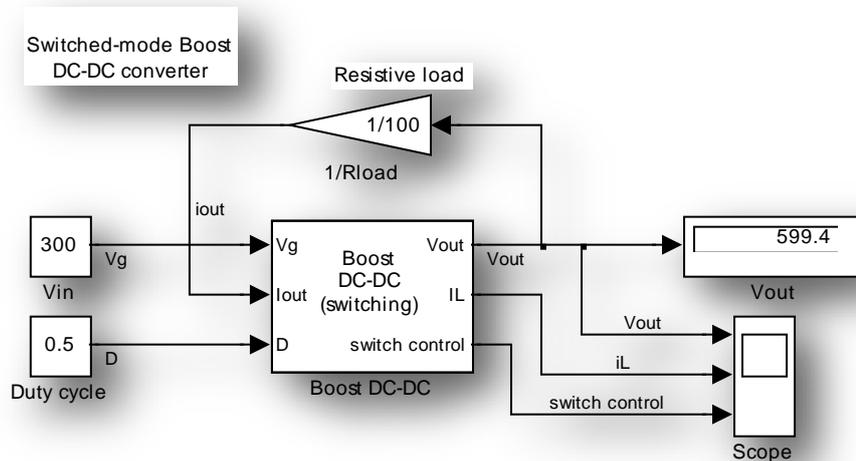


Figure V.9: Hacheur survolteur.



Chapitre V : Résultats et Conclusion

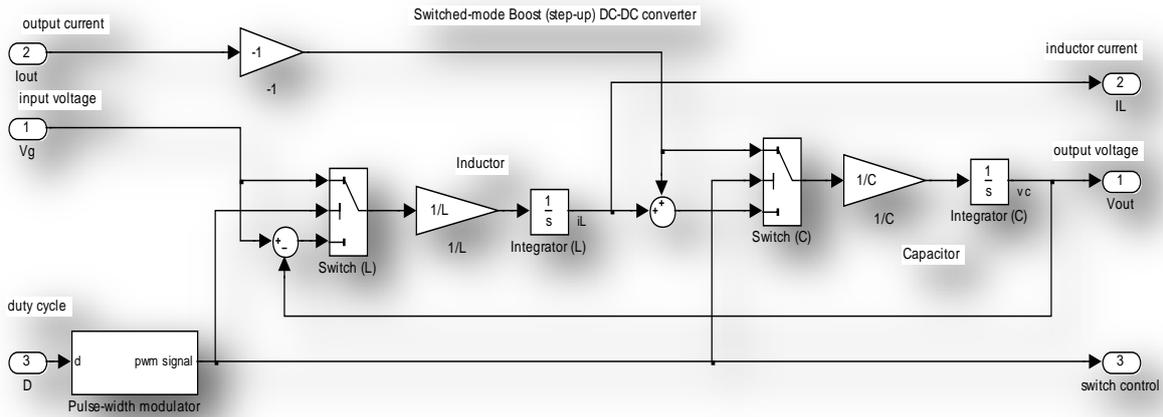


Figure V.10 Schéma SIMULINK d'hacheur.

Deux types de topologies des convertisseurs DC-DC, convertisseur buck et convertisseur « boost », qui sont les plus généralement employés par la majorité des concepteurs du suiveur de puissance maximum.

Dans le travail actuel, le convertisseur « boost » est choisi puisqu'il a d'excellentes caractéristiques telles que les possibilités des tensions élevées et de rendement important, la petite taille et le bas prix.

La **Figure V.10** confirme ça, pour une valeur de tension d'entrée $V_{in} = 300$ v, à la sortie de l'hacheur cette tension deviendra : $V_{out} \approx 605$ v au début après elle se stabilise en environs $V_{out} \approx 600$ v.

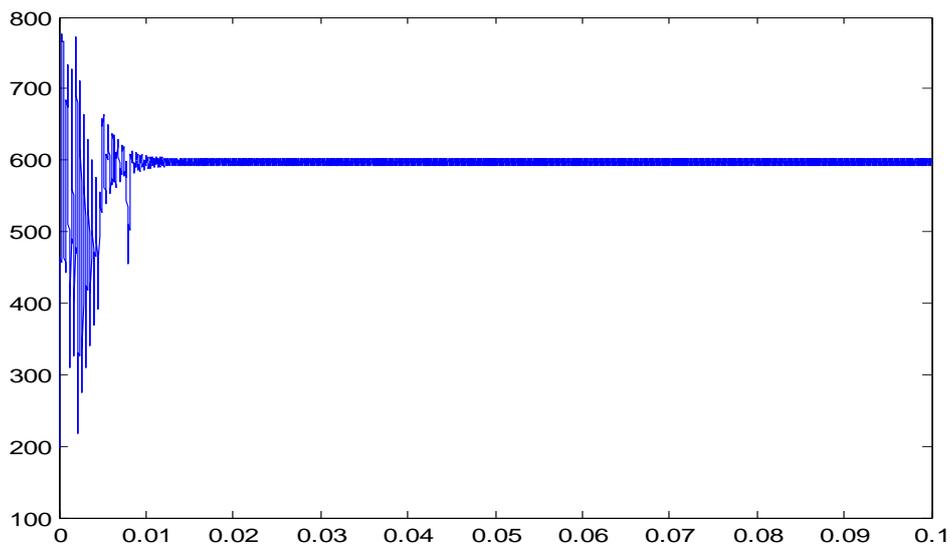


Figure V.11 La tension de sortie de l'hacheur pour une tension d'entrée $V=300$ v.

B.3 Mise en oeuvre de la commande de poursuite MPPT

Pour avoir la meilleure connexion entre le « GPV » une source non linéaire et une charge pour produire la meilleure puissance, le Maximum Power Point Tracking (MPPT) est développé.

Il forcera le générateur à travailler à son Maximum Power Point (MPP), induisant une amélioration globale du rendement du système.

Le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection de sa caractéristique électrique I-V avec celle de la charge. Ce point de fonctionnement varie car les conditions de travail varient ou/et la charge varie à tout moment. C'est pourquoi, souvent, on n'opère pas au MPP, et la puissance fournie à la charge est inférieure à la puissance maximale. [38]

B.3.1 Principe du MPPT

La méthode de perturbation et d'observation « P/O » est une approche largement répandue dans la recherche du MPPT parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de tension et du courant du panneau photovoltaïque V_{pv} et I_{pv} respectivement. Elle peut déduire le point de puissance maximale même lors des variations de l'éclairement et la température.

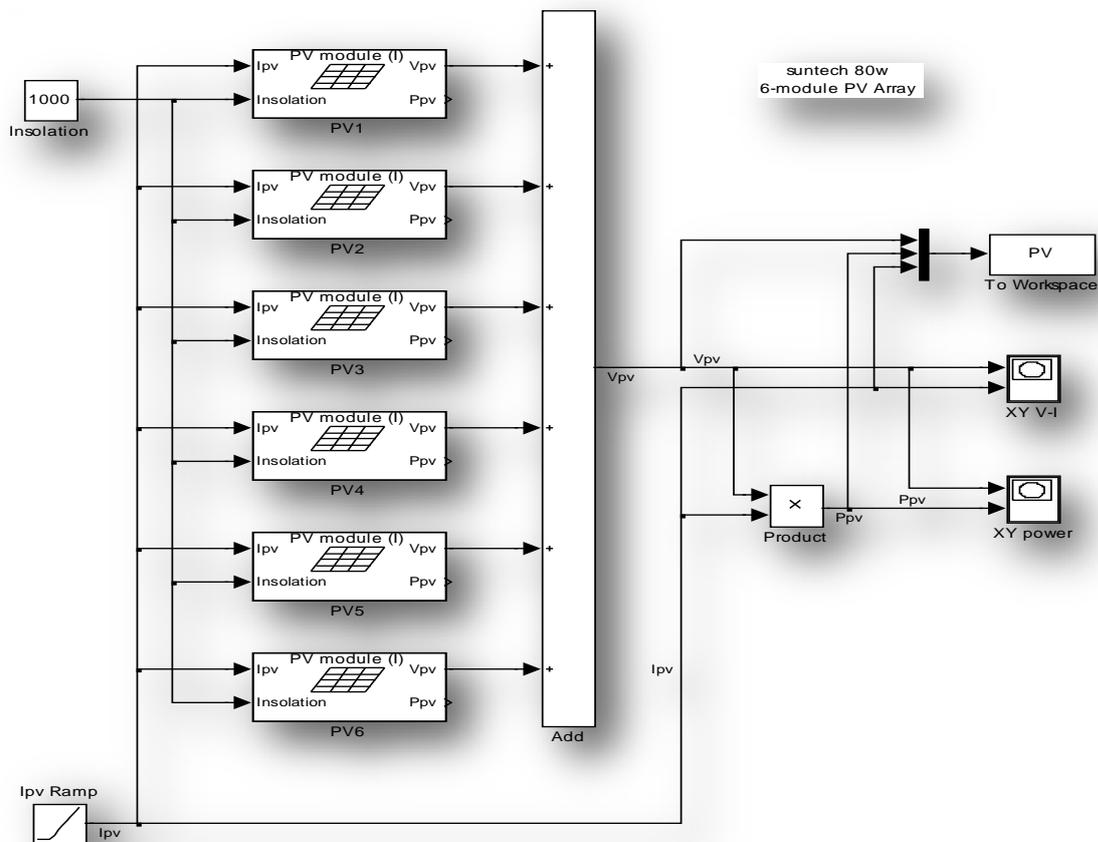


Figure V.12 : Block des 06 modules en SIMULINK.

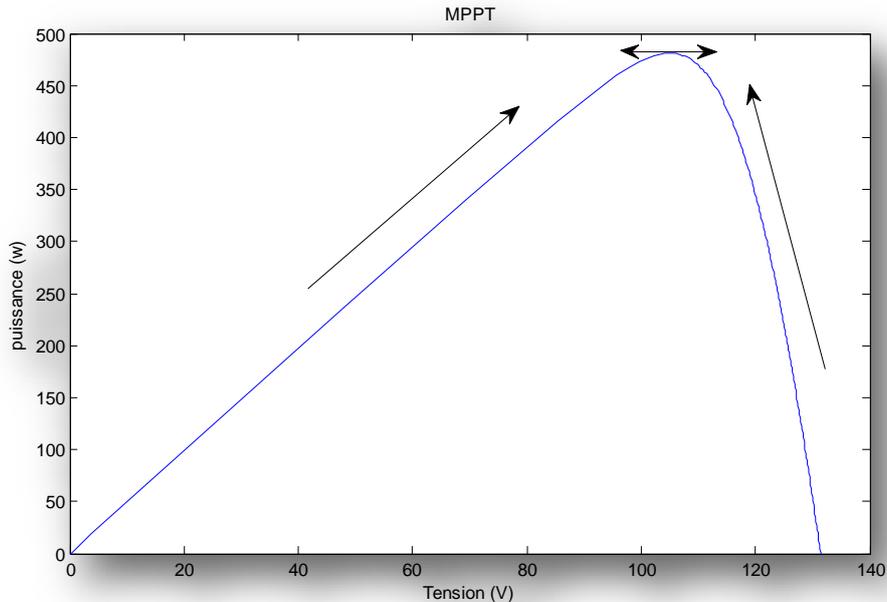


Figure V.13 : Courbe P(V) des 06 modules.

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

La **Figure V.13** représente l'algorithme de la méthode P&O.

Au début on fait définir les valeurs initiales : $I_{réf}$, $\Delta I_{réf}$, P_{old} , à chaque cycle, V_{pv} et I_{pv} sont mesurés afin de calculer P_{pv} .

Cette valeur de P_{pv} est comparée à la valeur P_{old} calculée au cycle précédent. Si la puissance de sortie a augmenté, $I_{réf}$ est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent et $I_{réf} = I_{réf} + \Delta I_{réf}$, $P_{old} = P_{pv}$.

Si la puissance de sortie a diminué, $I_{réf}$ est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent $I_{réf}$ est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT quand le point de puissance maximale est atteint, $I_{réf}$ oscille autour de la valeur optimale $I_{réf} - \Delta I_{réf}$ Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas d'incrément de la perturbation.

Si l'incrément est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement.

Le rendement de cette technique est d'environ 85%.

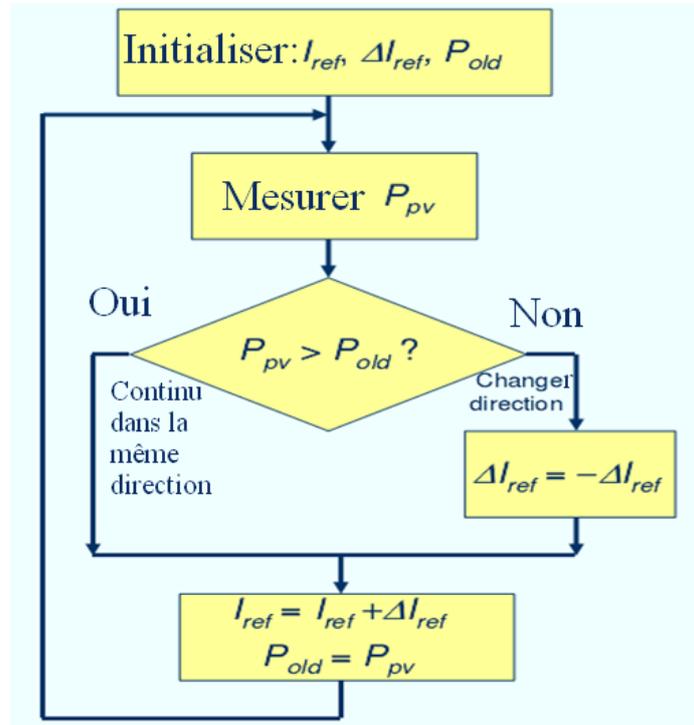


Figure V.14 L'organigramme d'algorithme de MPPT « P/O » en MATLAB.

B.3.2 Introduction du MPPT dans la chaîne PV

a- Bloc du système avec MPPT

La Figure V.16 illustre le bloc schématique de SIMULINK du générateur photovoltaïque et avec le cheminement de la commande de poursuite MPPT.

Chapitre V : Résultats et Conclusion

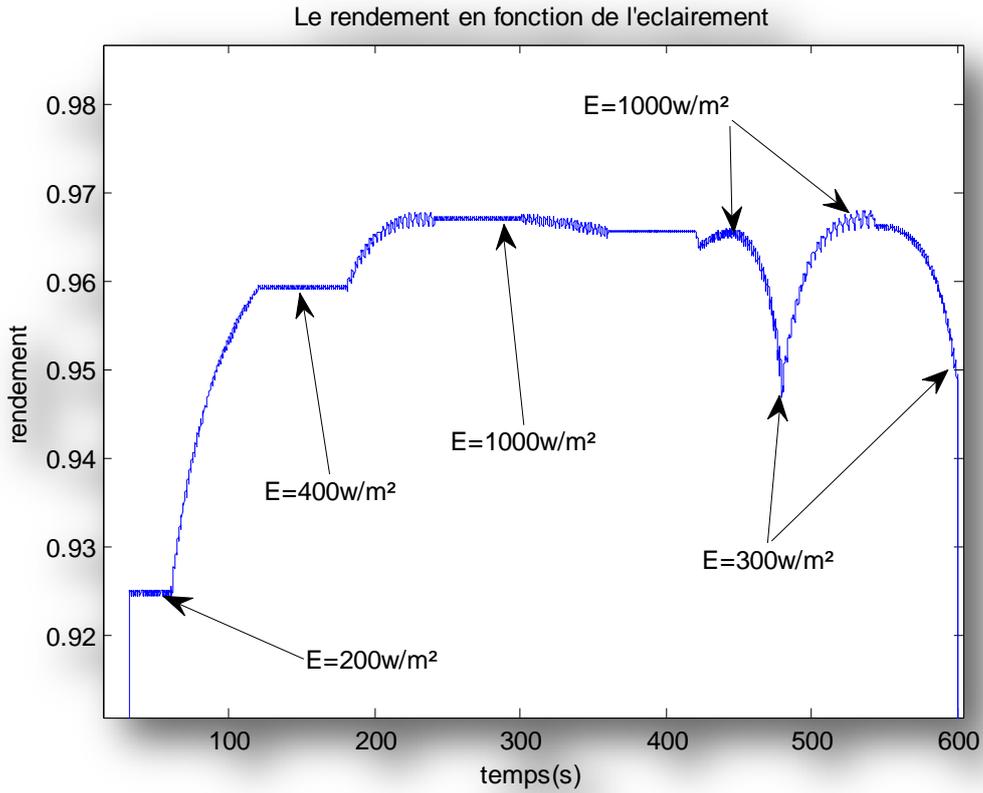


Figure V.16(a) Le rendement de l'hacheur survolteur

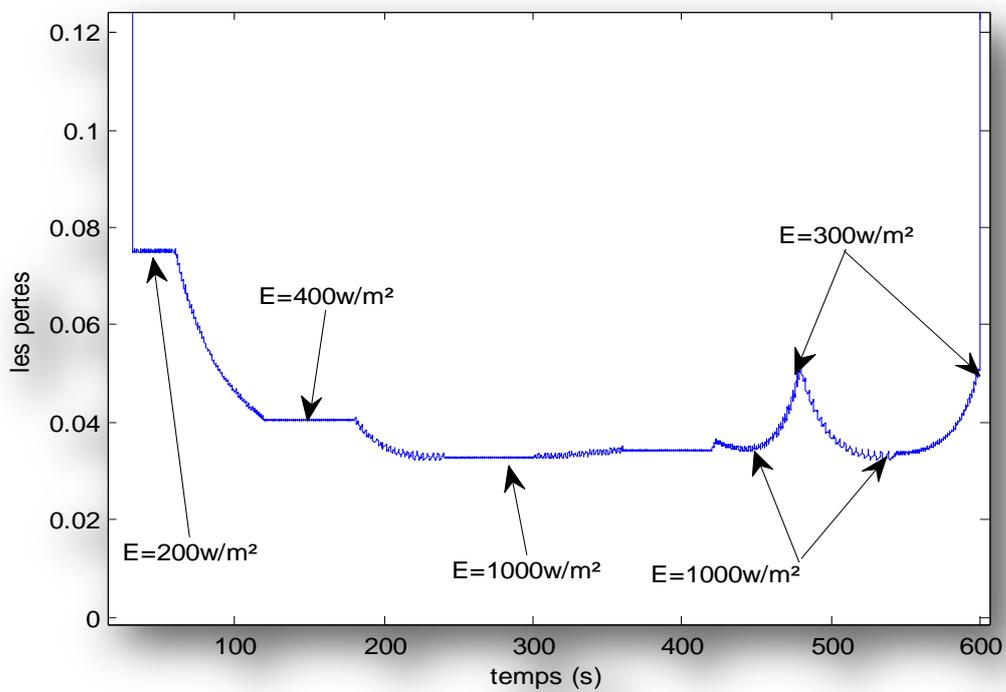


Figure V.16(b) Les pertes dans l'hacheur survolteur

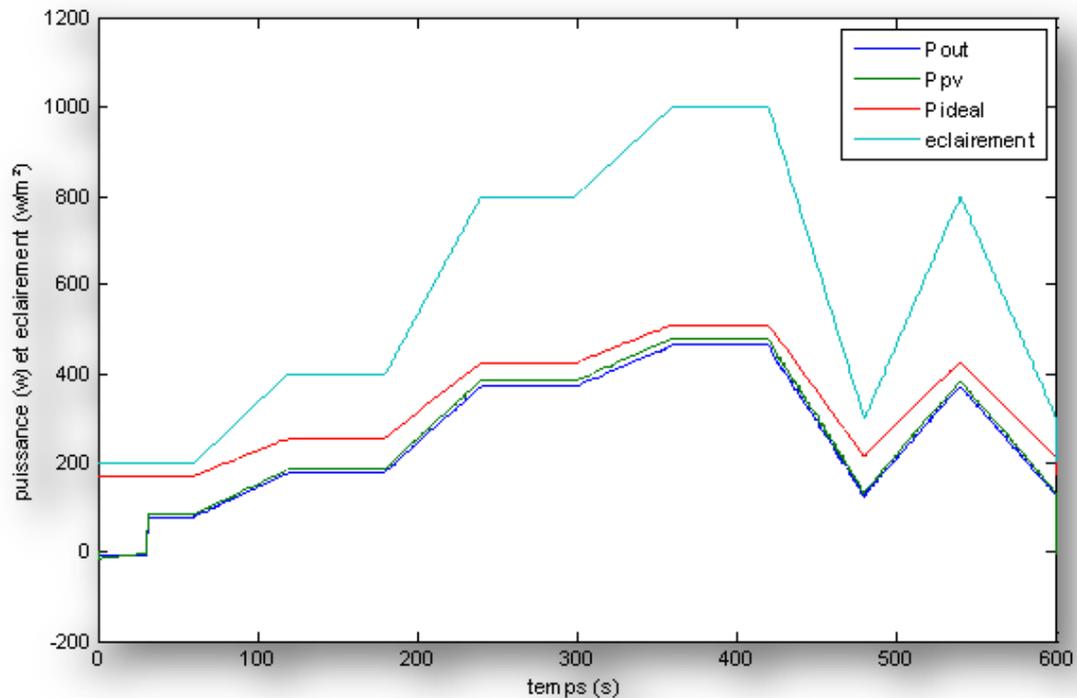


Figure V.16(c) Puissance à l'entrée et sortie de l'hacheur

Figure V.16 : Résultats de simulation avec la commande MPPT

On peut remarquer la performance de la commande MPPT pour différents éclairements, ceci se traduit par la puissance du GPV qui suit à chaque fois la puissance idéale de ce dernier, mais entre la zone d'éclairement $E=1000\text{w/m}^2$ et $E=300\text{w/m}^2$ il y a un abaissement brusque de l'éclairement, alors la puissance du GPV tend vers zéro mais après des secondes elle se converge de nouveau vers la puissance idéale, ceci est un inconvénient de la commande MPPT.

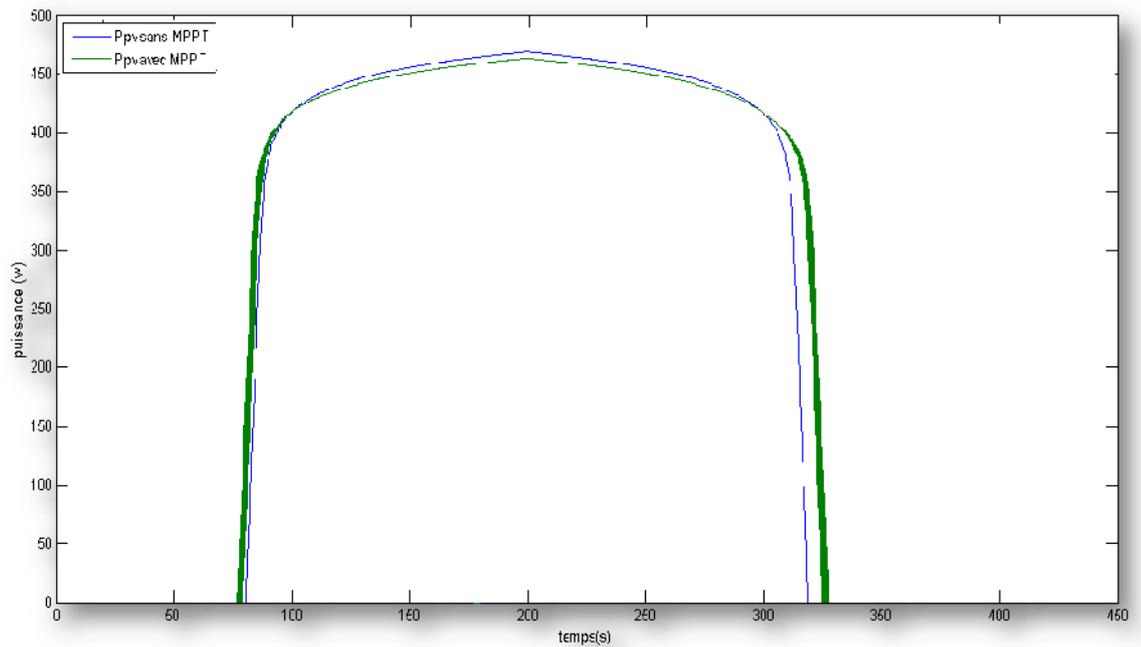


Figure V.17 Puissance du GPV.

V.C. Résultat de simulation la CVIOFR de la machine asynchrone :

V.C.1 Résultat de simulation la CVIOFR de la machine asynchrone (sous MATLAB et Power-sim) :

Dans ce travail on fait la simulation avec deux logiciels Power-sim et Matlab simulink on pose le circuit de puissance dans Power-sim et on faire la commande sur le Matlab-simulink qui s'appel la cosimulation par une fonction ou un bloque sous nom Sim-coupler.

II.1. Le schéma globale de la chaine par le logiciel power-sim

Chapitre V : Résultats et Conclusion

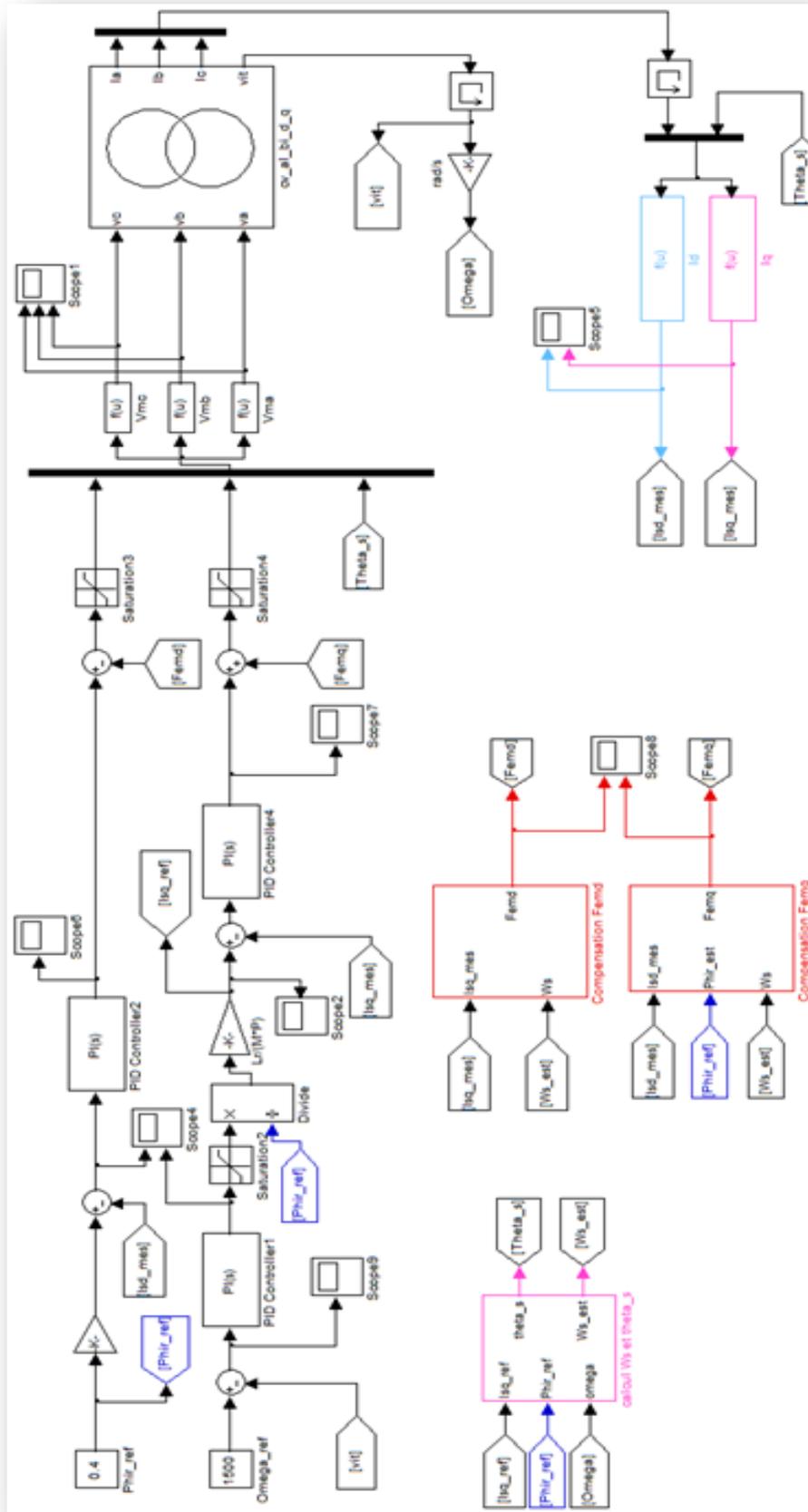
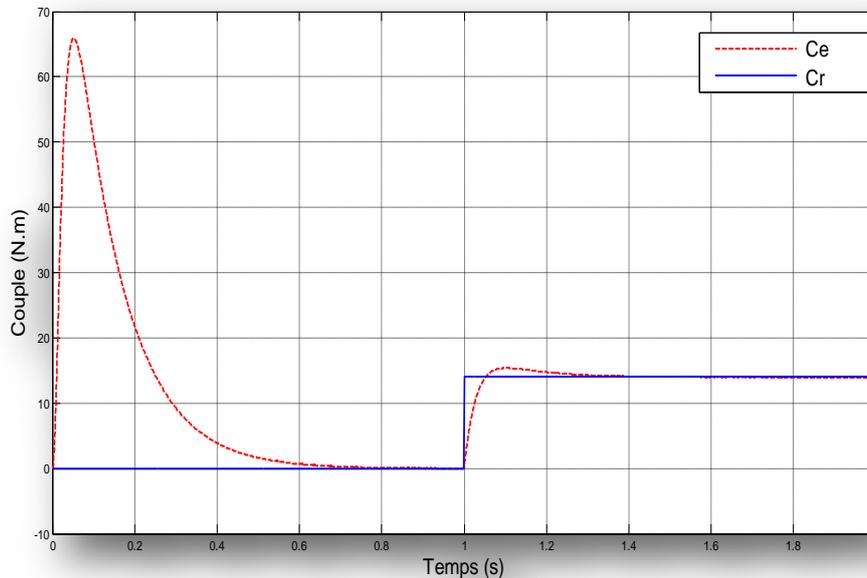
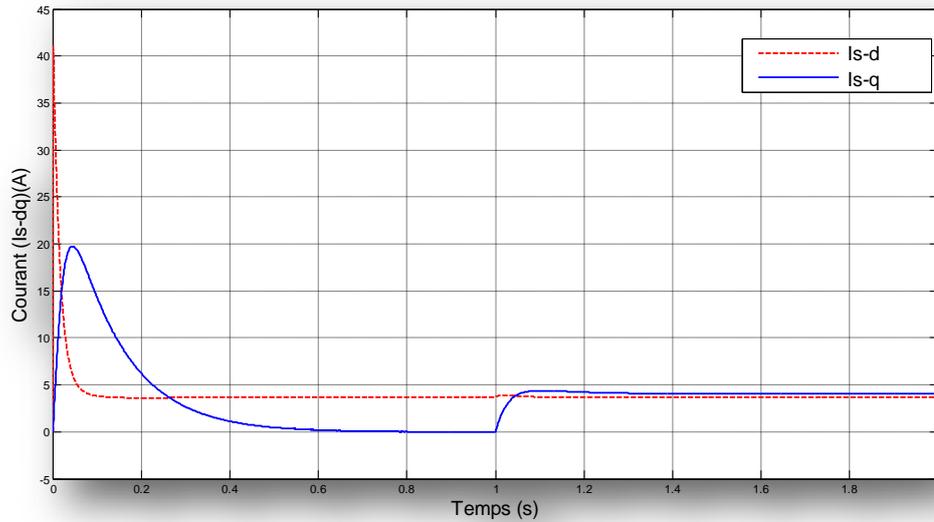


Fig. (V.19) : Schéma de commande de la chaîne sur le Matlab/simulink

Chapitre V : Résultats et Conclusion

Les résultats de simulation de la commande vectorielle indirecte de la machine asynchrone en tension sont illustrés par la *fig(V.20)*, le système est soumis au test de suivi de la consigne à la variation de la charge.

Nous avons effectué des simulations de la commande vectorielle à flux rotorique orienté en tension. Au départ on impose à la machine une vitesse de référence égale à 157 rad/s, et à $t=1s$ on introduit un couple de charge égale au couple nominale.



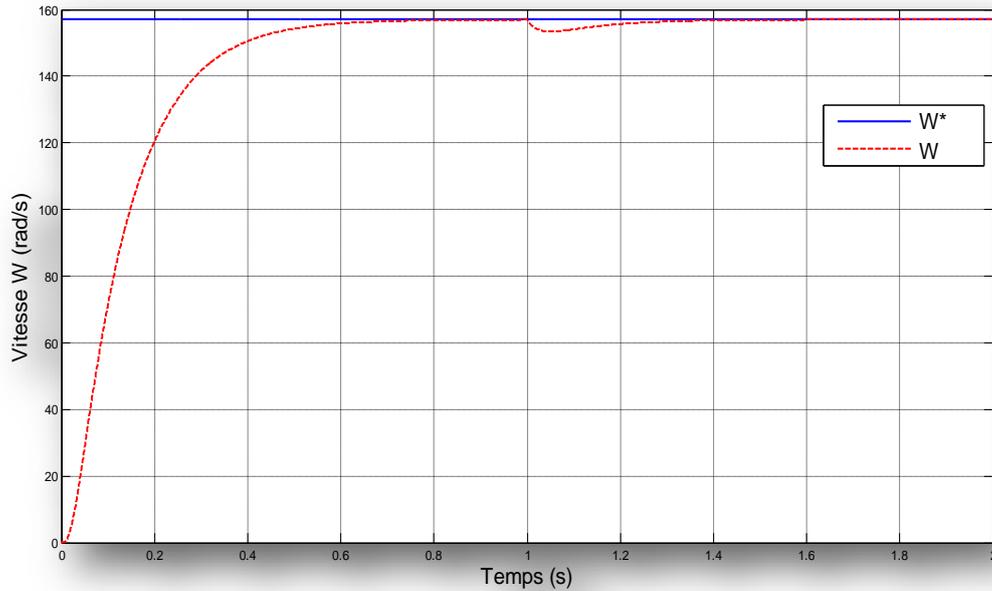


Fig. (V.20) commande vectorielle indirect par orientation de flux rotorique

Après un régime transitoire, la vitesse du moteur atteint la vitesse de référence puis stabilisée à 157rad/s avec une bonne dynamique sans erreur statique. Ainsi on peut constater que le vecteur flux est vraiment selon l'axe d , alors que la composante selon l'axe q est nulle, cela prouve que le découplage exigé par la commande vectorielle est bien vérifié.

V.C.2 Modèle de la CVFO en SIMULINK (sur MATLAB)

La **Figure V.21** montre le schéma de la commande CVIOFR dans l'environnement SIMULINK effectuée à l'aide des modèles détaillés dans **les Figures V.13, 14, 15, 16.**

Chapitre V : Résultats et Conclusion

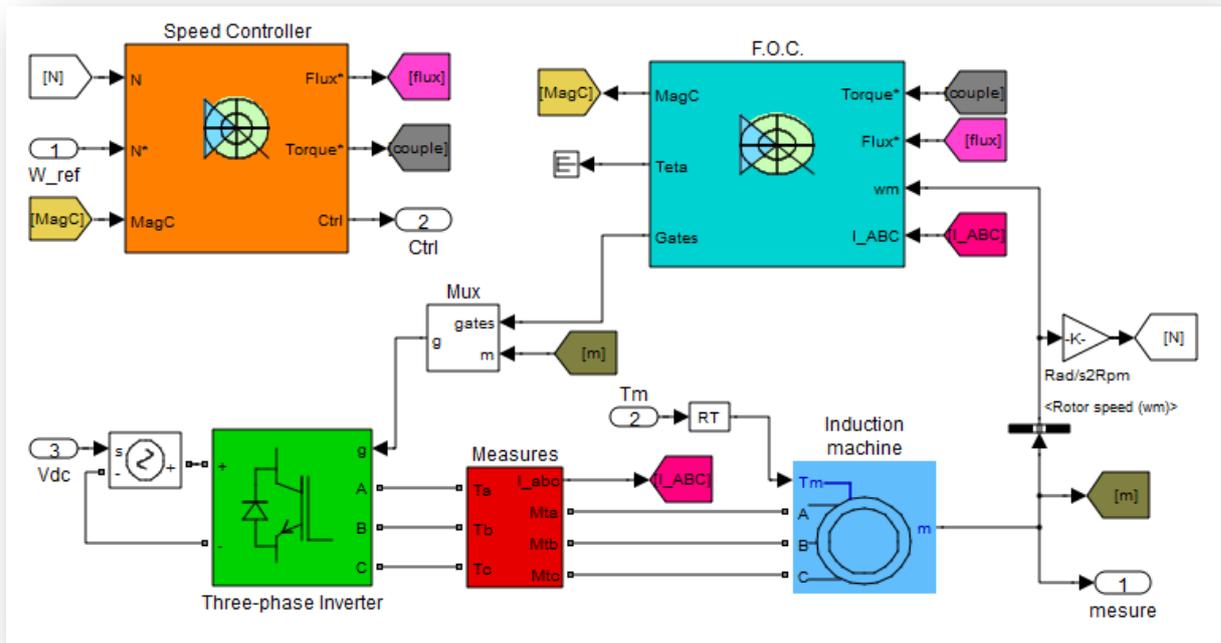


Figure V.21 : Bloc de la commande vectorielle de MAS par flux orienté(CVFO) Alimenté par un onduleur MLI avec un contrôleur de vitesse.

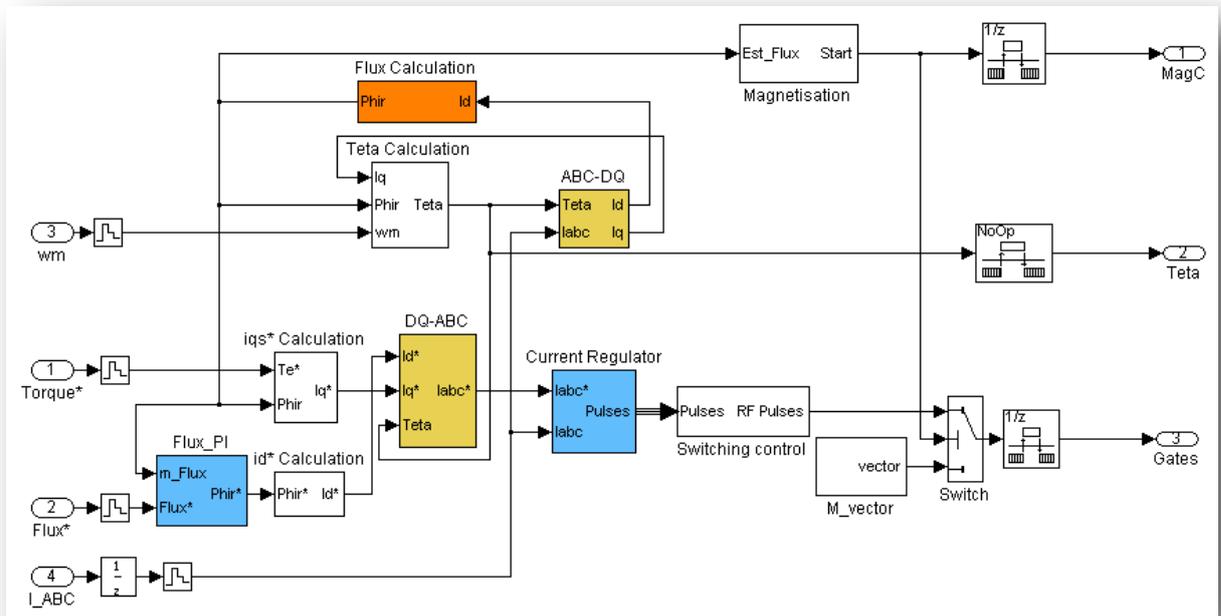


Figure V.22 : Subsystem de la commande CVIOFR.

V.C.3 Résultats de simulation

Les paramètres utilisés sont ceux de la machine asynchrone (**Annexe 3**), sans prise en compte de la saturation magnétique et avec une vitesse de référence : $\omega^*_{\text{réf}} = 157 \text{ rad/s}$ ou 1500 tr/min .

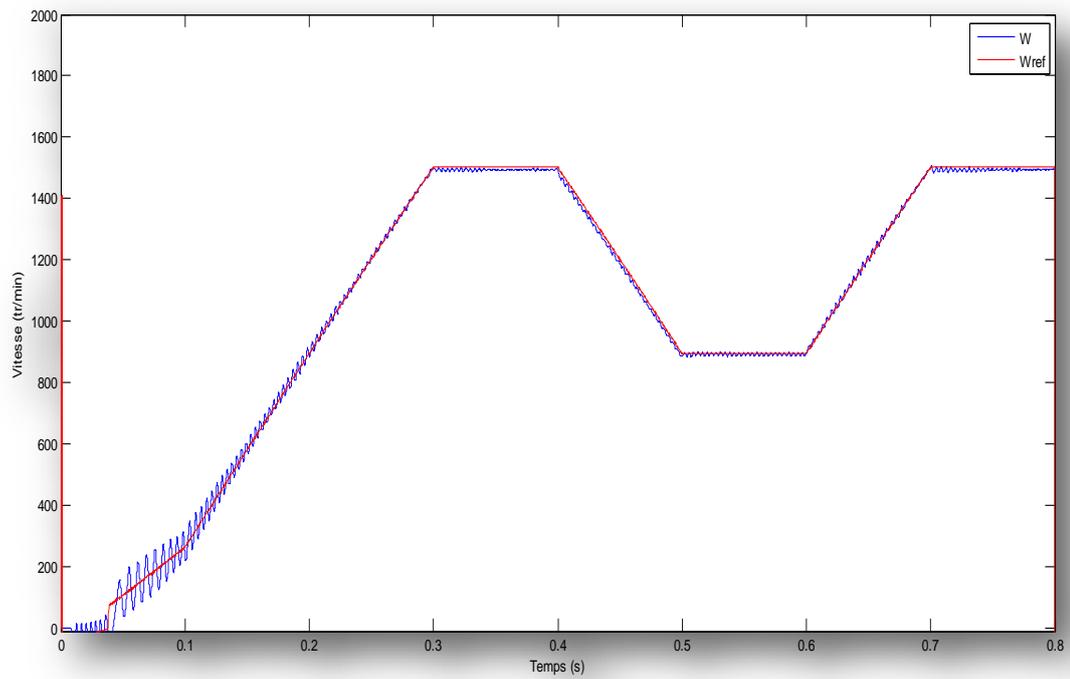


Figure V.23.a : La vitesse du rotor « ω » et sa référence.

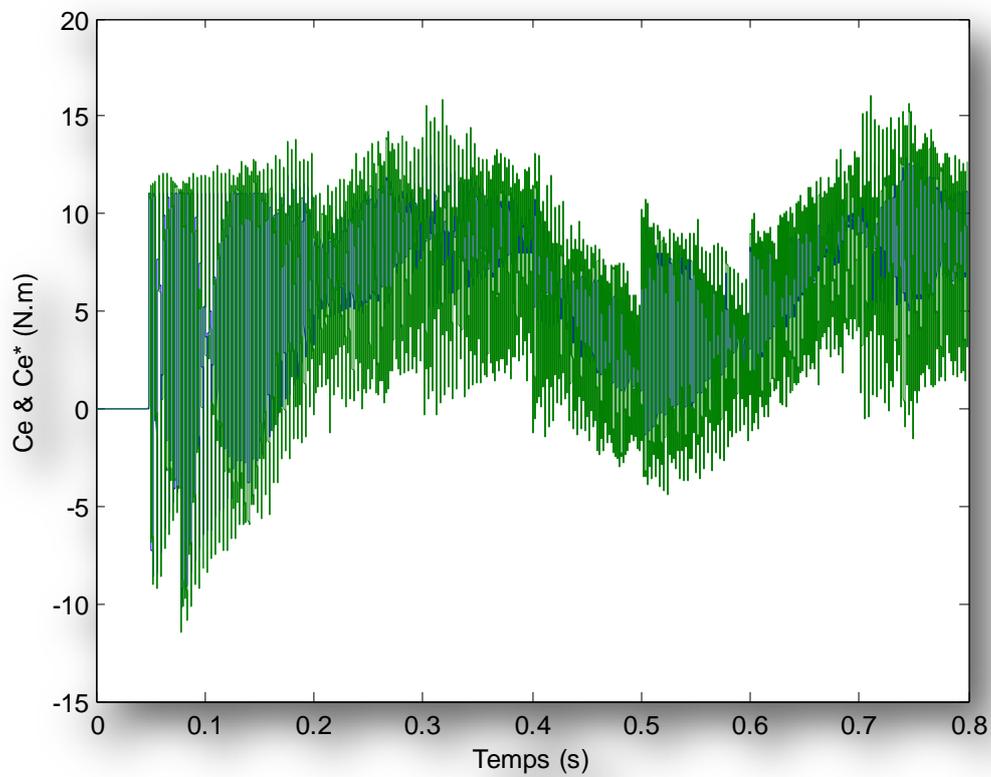
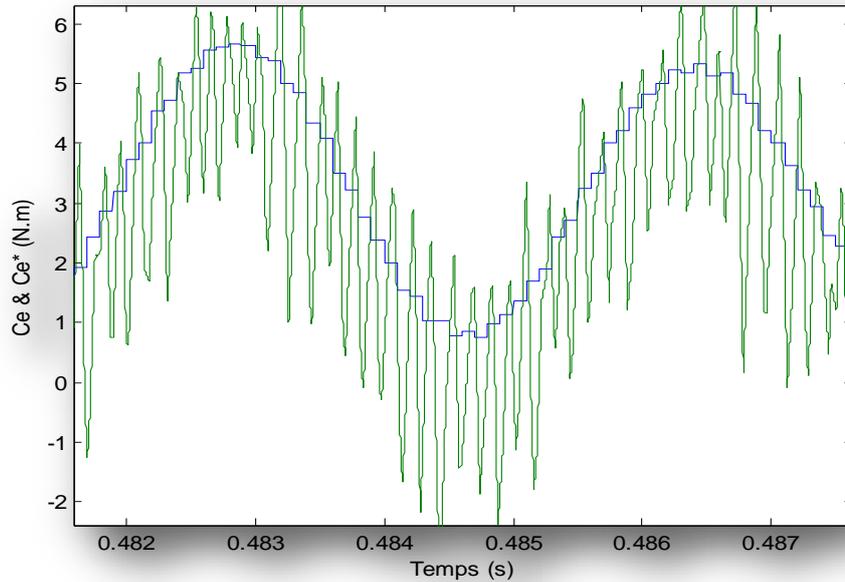


Figure V.23.b : Le couple électromagnétique « C_e » et son référence.

Après un Zoom on a :



V.C.4. Interprétation des Résultats

Figure V.23.b montre l'allure du couple de consigne superposé au couple simulé par le modèle de la machine, ainsi que la vitesse mécanique. Ce résultat permet de constater l'efficacité de la commande vectorielle dans les changements brusques de couple électromagnétique, synonyme de grandes capacités dynamiques.

De plus l'allure de la vitesse nous montre le comportement purement intégral **Figure V.23.a**, posons une vitesse de référence variable est égale a la puissance de panneaux fois le nombre de paire de pole sur le constant de la pompe, on remarque que la vitesse du rotor suit parfaitement sa référence.

La vitesse de la machine suit sa référence sans dépassement montrant l'efficacité de la boucle de régulation de vitesse. Ce qui permet par la suite d'atteindre le débit et la hauteur manométrique totale désirés.

V.C.5. Modèle de la pompe centrifuge

La pompe centrifuge applique un couple de charge proportionnel au carré de la vitesse de rotation du moteur.

$$C_r = K_{ch} \cdot \omega^2 \quad (\text{IV.52})$$

Avec K_{ch} : désigne la constante de proportionnalité et ω : la vitesse de rotation du moteur.

Connaissant les performances d'une pompe centrifuge (Q , H et P) pour la vitesse N , les lois de similitude permettent de déterminer les performances (Q' , H' et P') pour une vitesse N' en utilisant les relations suivantes:

$$Q' = Q, H' = H, P \quad (\text{V.1})$$

Avec Q et Q' , les débits correspondants respectivement à la vitesse N et N' ; H et H' les hauteurs manométriques totales correspondantes respectivement à la vitesse N et N' ; et P et P' sont les puissances du moteur correspondant respectivement à la vitesse N et N' .

Figure V.24 présente le modèle de la pompe centrifuge basé sur les équations mathématiques précédentes.

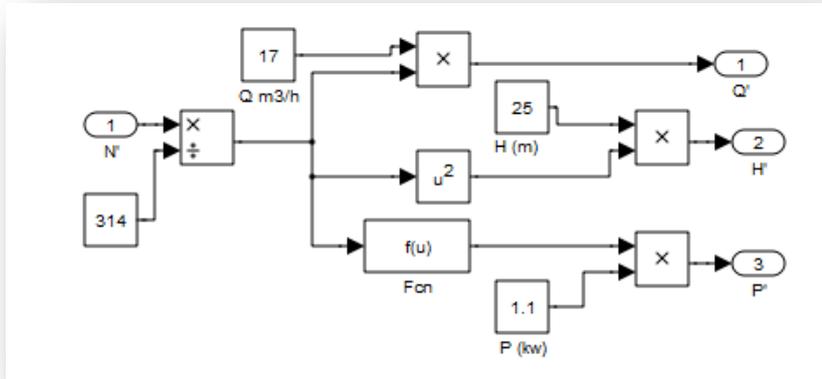


Figure V.24 : Bloc SIMULINK de la pompe centrifuge.

V.C.6. Optimisation du système de pompage PV global

V.C.6.1. Modèle global du système

La **Figure V.25** représente le schéma synoptique du système de pompage photovoltaïque global avec les différentes commandes utilisées.

Figure V.25 : Synoptique du système de pompage global.

Le modèle SIMULINK présenté dans la **Figure V.26** représente le groupement du modèle SIMULINK du générateur photovoltaïque, la commande MPPT, le hacheur survolteur, l'onduleur MLI, le moteur à induction avec sa commande vectorielle par flux orienté et la pompe centrifuge.

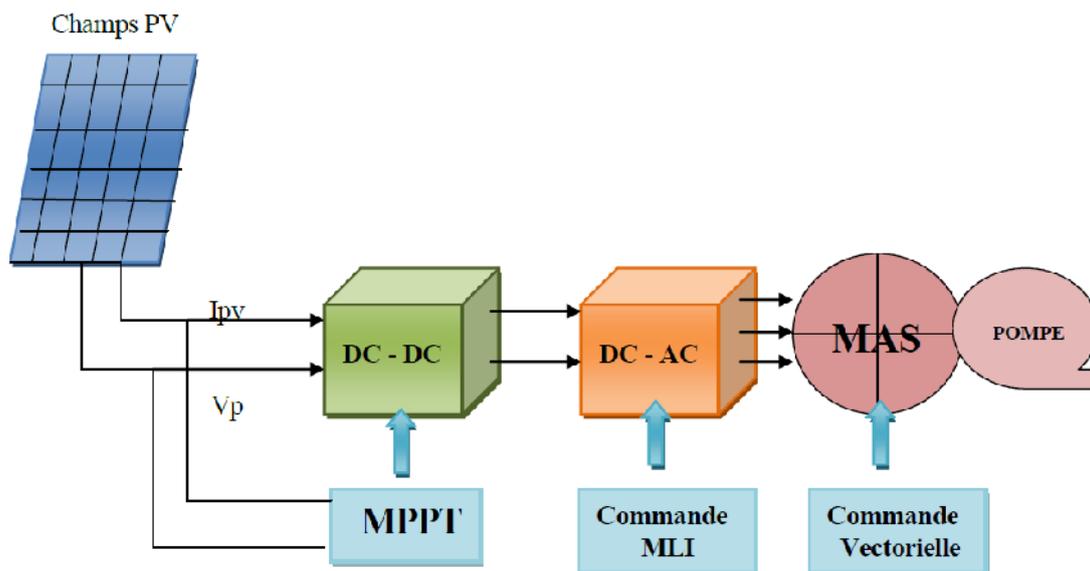


Figure V.25 : Synoptique du système de pompage global.

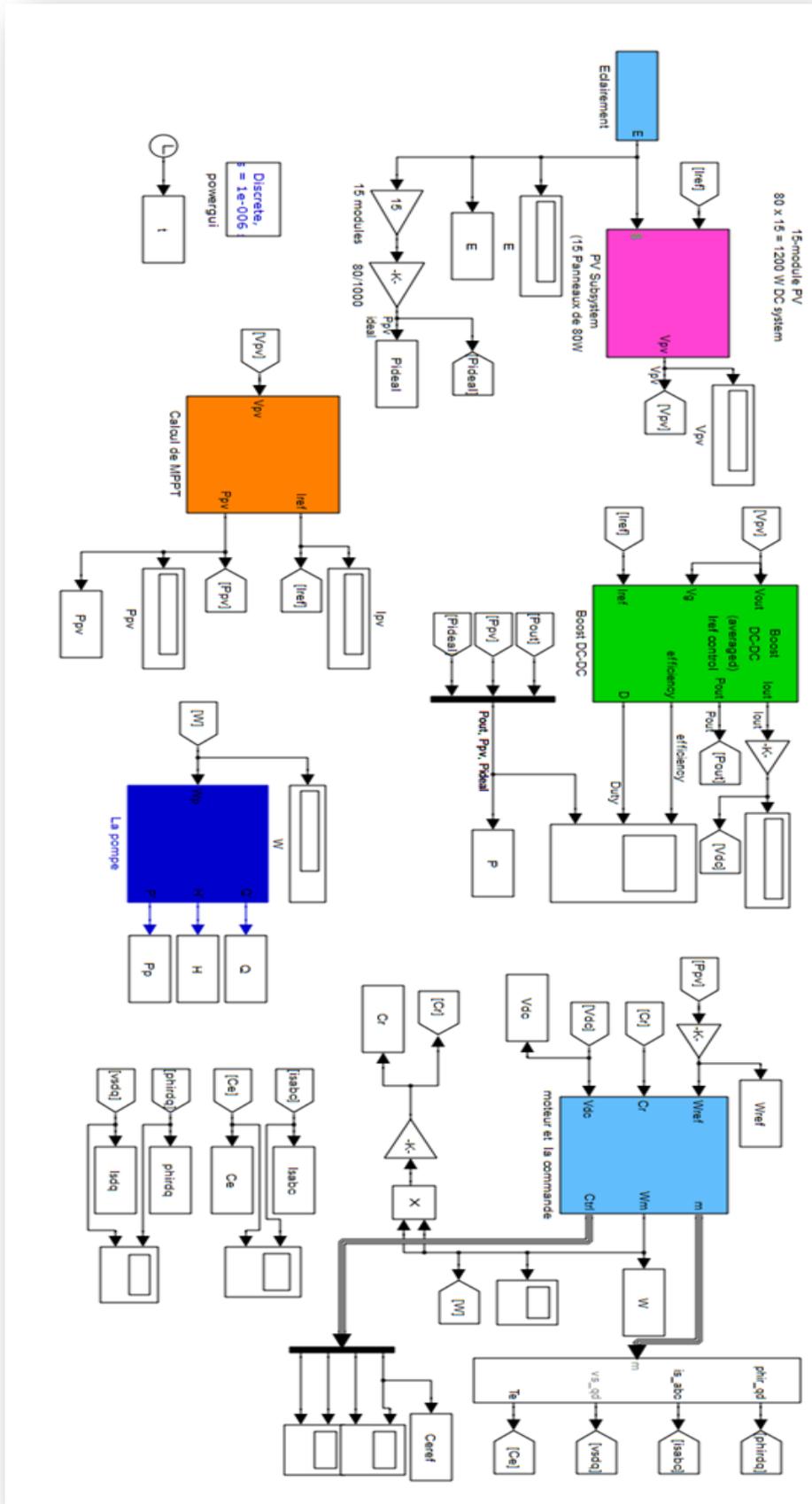


Figure V.26 : Modèle SIMULINK du système de pompage global.

V.C.3 Résultats de simulation en régime dynamique

Les résultats de simulation illustrés par la **Figure V.27** concernent le groupe motopompe (MAS + pompe) alimenté par un GPV fonctionnant en régime **dynamique**, c.à.d. lorsqu'il y a une variation brusque de l'éclairement.

A partir des caractéristiques ci-dessous en vérifiant le principe de la commande à flux rotorique orienté de la machine asynchrone, y compris l'estimation du flux de rotor et le traqueur de point maximum de puissance, des simulations numériques ont été présentées.

Toutes les grandeurs (vitesse, tension, débit et courant du GPV) se stabilisent après un temps de réponse $t = 0,04$ s, après chaque niveau d'éclairement appliqué. On constate aussi qu'il y a une oscillation pour les différentes grandeurs à cause de la technique de MPPT qui oscille autour de point de puissance maximale surtout pour les faibles éclairagements.

Nous appliquons cinq niveaux d'éclairement ($E = 400 \text{ W/m}^2$, $E = 600 \text{ W/m}^2$, $E = 800 \text{ W/m}^2$, $E = 1000 \text{ W/m}^2$ et $E = 600 \text{ W/m}^2$ successivement) chaque 0.1 s, tout en gardant une température constante égale à 25°C , les résultats de simulation obtenus sont présentés par les **Figures V.27**

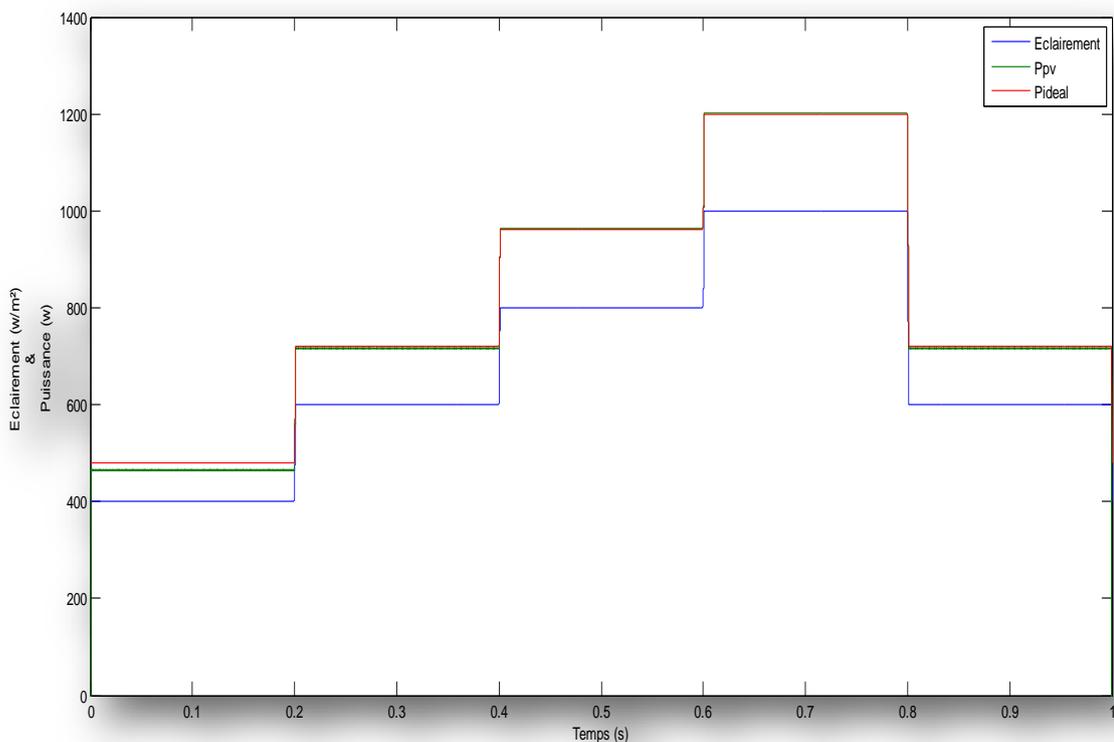


Figure V.27 a : Puissance du GPV $P(t)$.

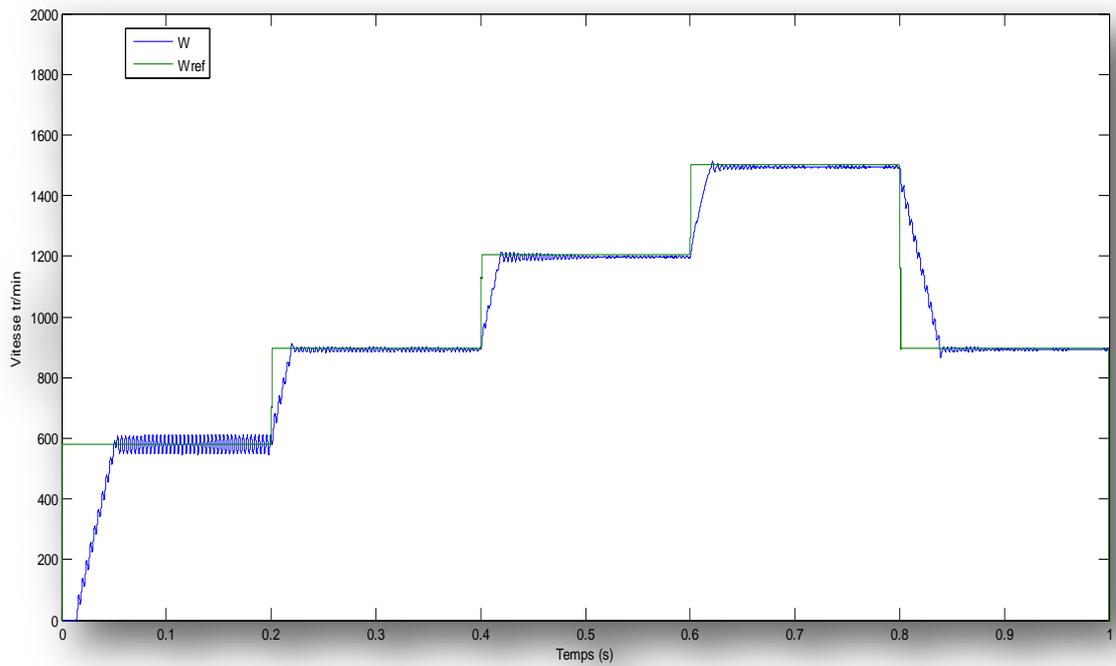


Figure V.27 b : Vitesse du rotor $\omega(t)$.

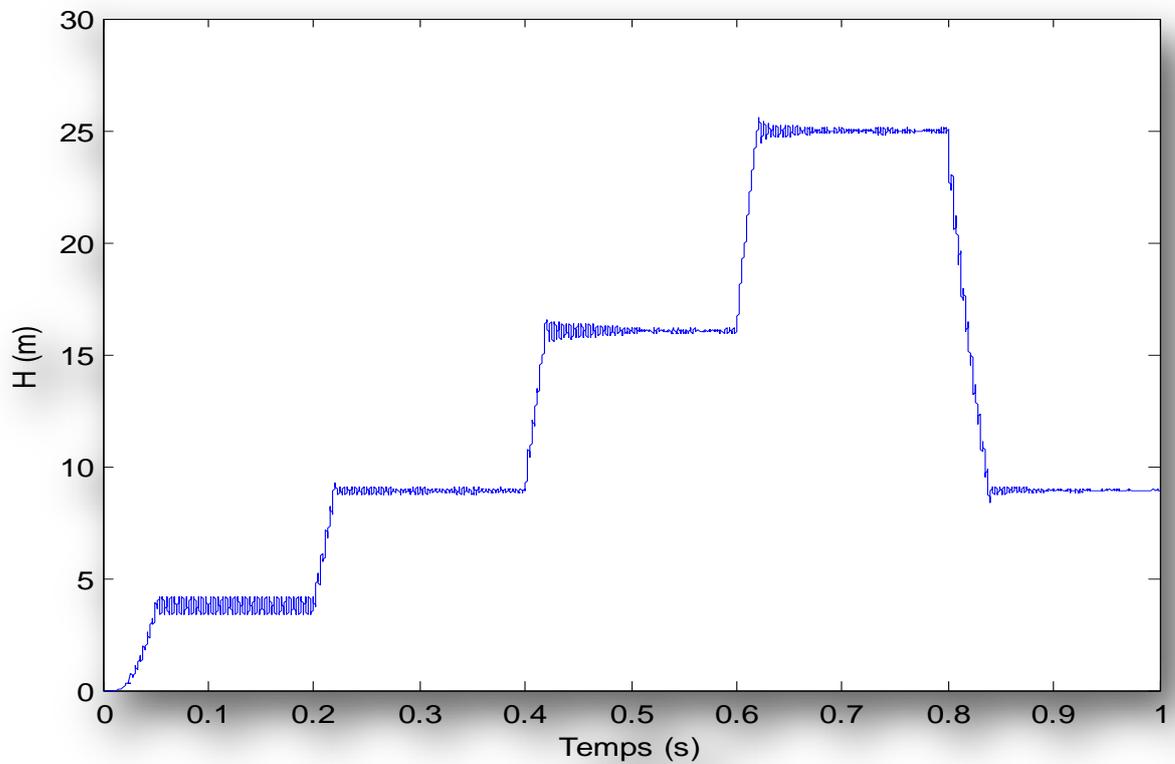


Figure V.27 c : Hauteur manométrique de la pompe $H(t)$.

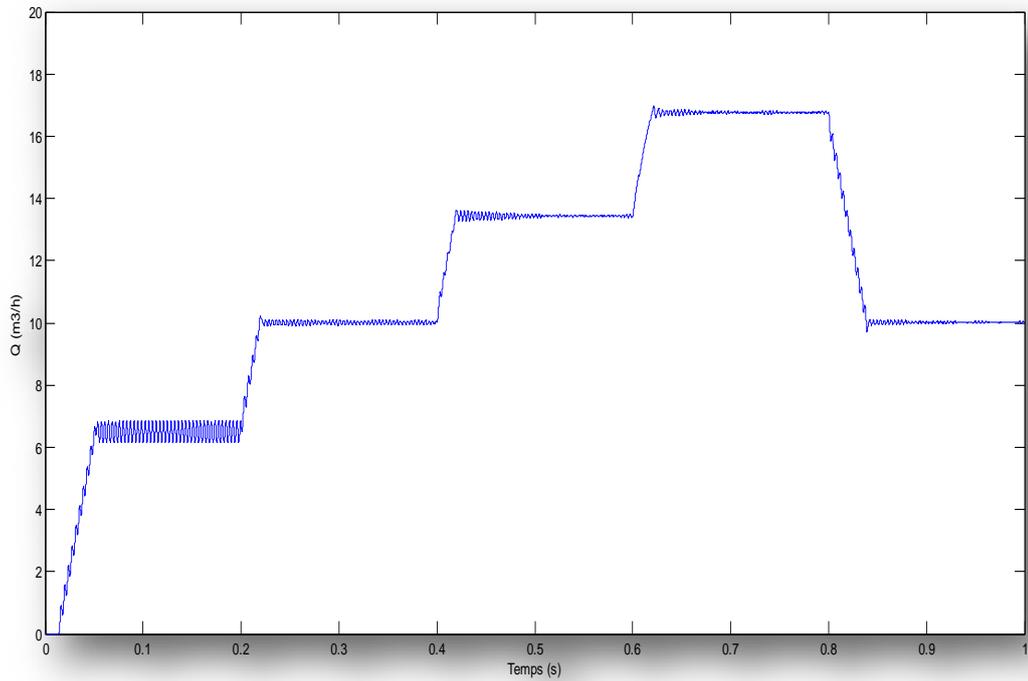


Figure V.27 d : Débit de la pompe $Q(t)$.

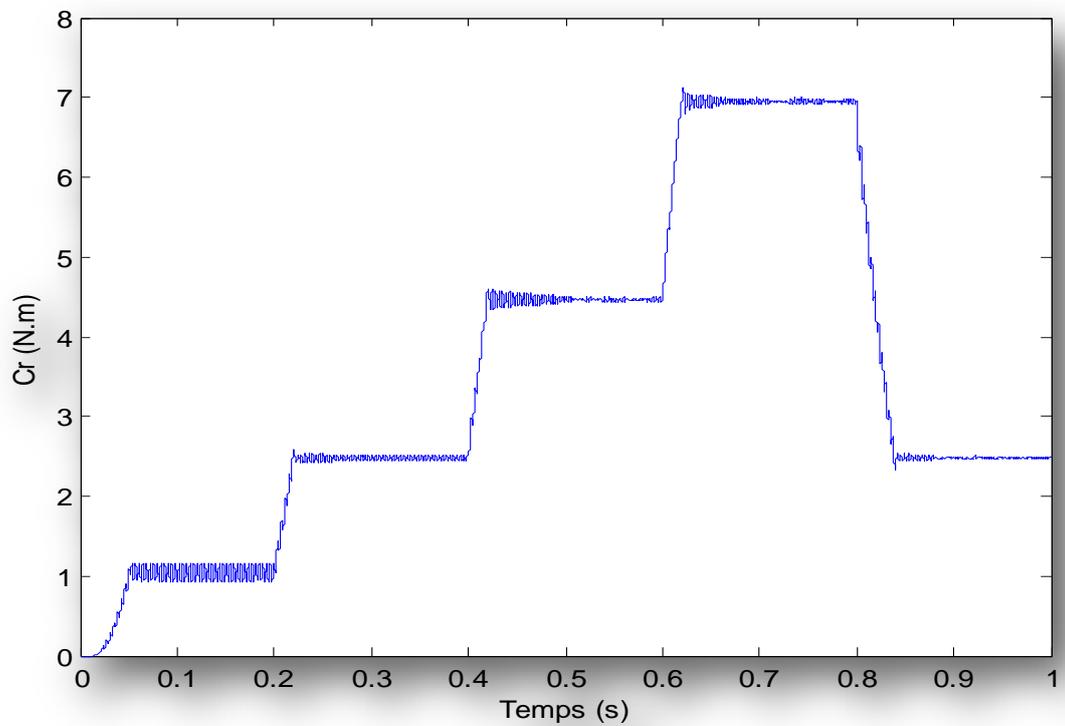


Figure V.27 e Le couple résistant en fonction du temps

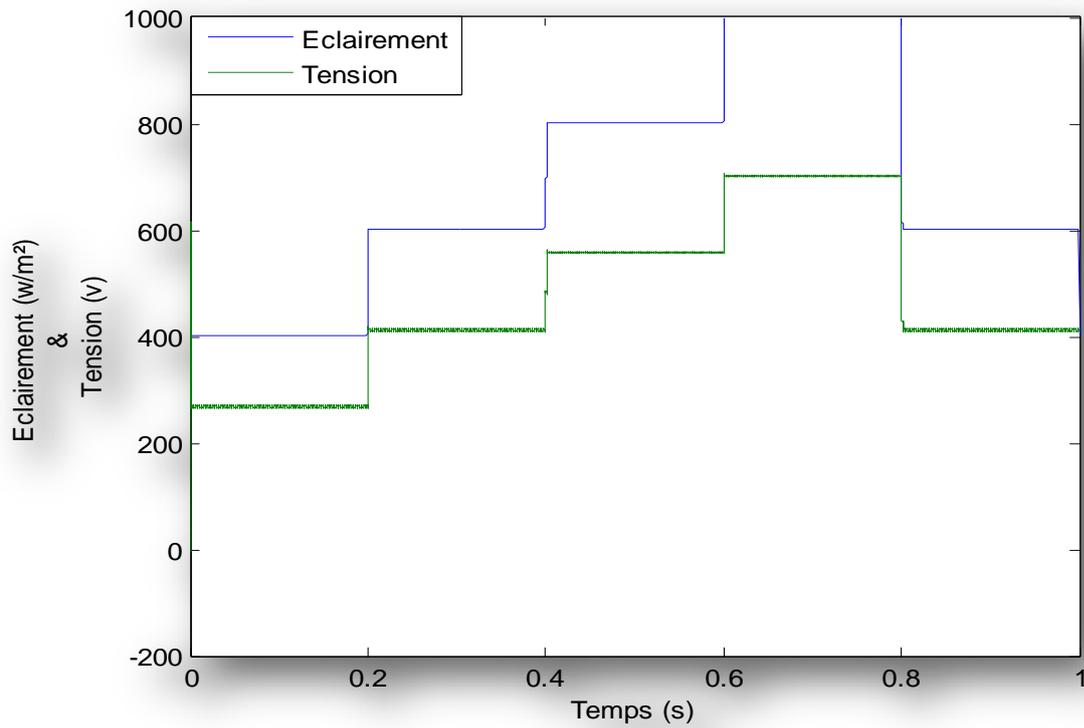


Figure V.27 f La tension Vdc et l'éclairage en fonction du temps

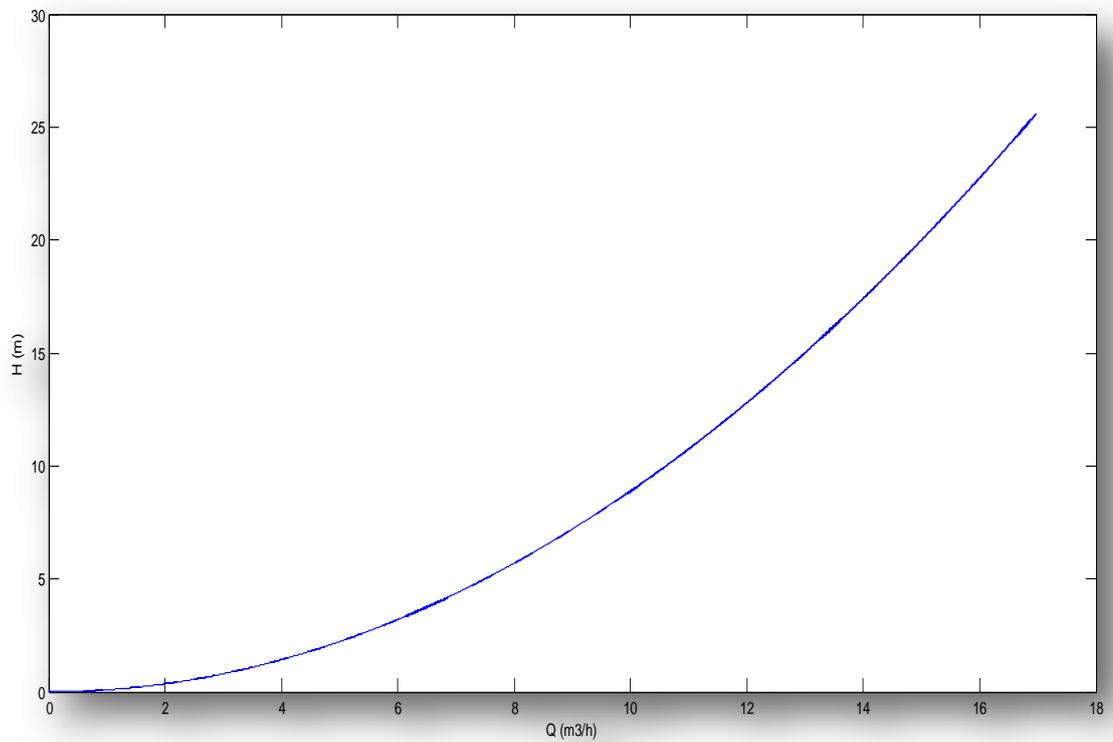
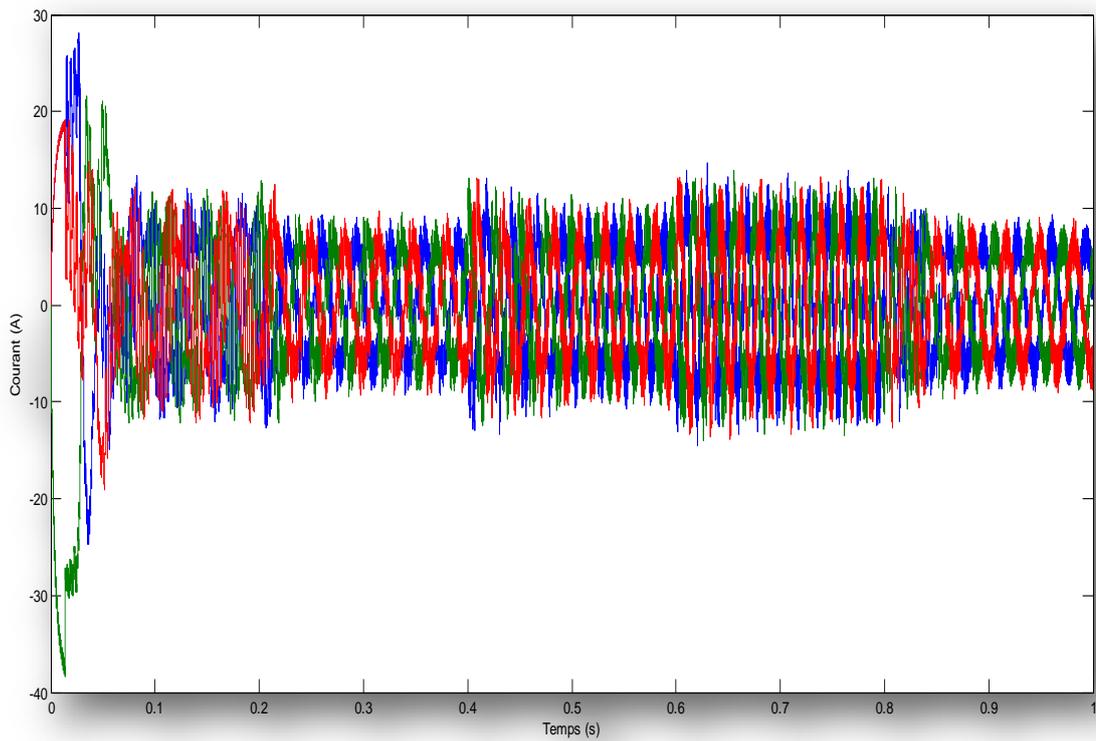


Figure V.27 g La Hauteur H en fonction de Débit Q



Après un zoom on a :

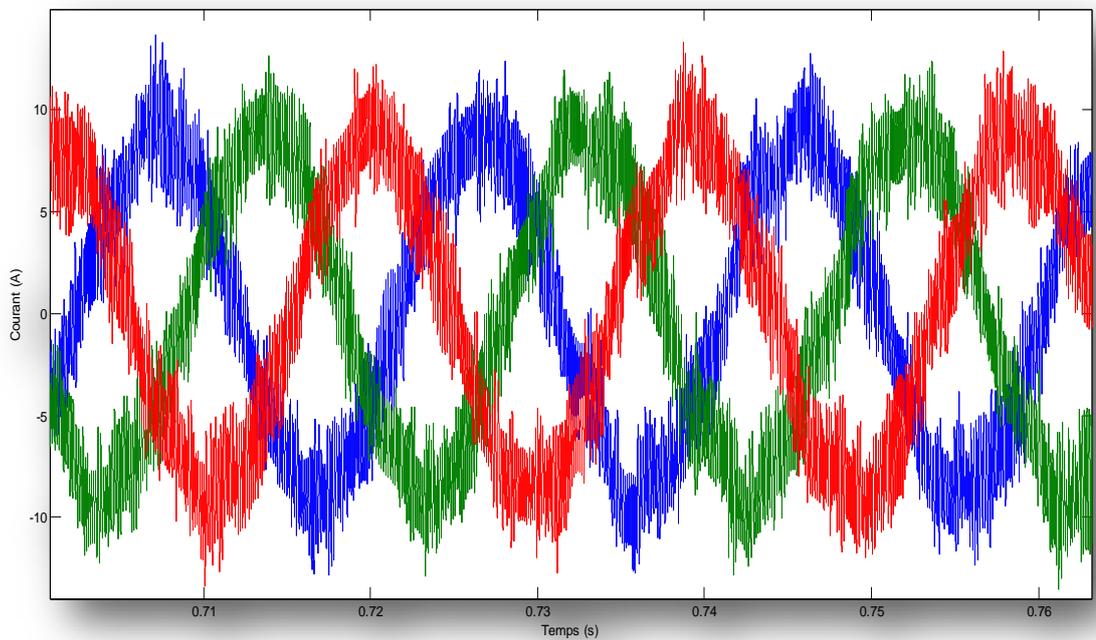


Figure V.27 h Le courant statorique en fonction du temps

Figure V.27. Résultats de simulation des différentes grandeurs du système de pompage Photovoltaïque ($T=25^{\circ}\text{C}$).

Chapitre V : Résultats et Conclusion

(1) $E = 400 \text{ W/m}^2$, (2) $E = 600 \text{ W/m}^2$, (3) $E = 800 \text{ W/m}^2$

(4) $E = 1000 \text{ W/m}^2$, (5) $E = 600 \text{ W/m}^2$

Aux premiers paliers d'éclairements $E = 400 \text{ W/m}^2$, $E = 600 \text{ W/m}^2$ et $E = 800 \text{ W/m}^2$, les valeurs de la puissance maximale du GPV sont : 464 W, 716 W et 962 W (**Figure V.27 a**), ainsi que les vitesses du rotor correspondantes sont : 63 rad/s, 94 rad/s et 124 rad/s, (**Figure V.27 b**). Ensuite les valeurs des débits de la pompe sont : 6 m³/h, 9.5 m³/h et 13.5 m³/h.

Pour l'éclairement $E = 1000 \text{ W/m}^2$, la valeur de la puissance du GPV est 1188 W proche de sa puissance maximale 1200 W, (**Figure V.27 a**), la vitesse du rotor est environs 157 rad/s (**Figure V.27 b**). Le débit de la pompe est : 17 m³/h.

Pour une diminution d'éclairement de 600 W/m², il y a une diminution de puissance électrique maximale jusqu'à 716 W. De même la vitesse du rotor et le débit de la pompe ont diminué.

Résultats numériques

Pour un éclairement : $E = 1000 \text{ W/m}^2$ et pour une vitesse de référence : $\omega_{\text{réf}} = 157 \text{ rad/s}$.

➤ La puissance de sortie du générateur PV : $P = 1100 \text{ W}$.

➤ Le débit maximal de la pompe : $Q = 17 \text{ m}^3/\text{h}$.

➤ La hauteur maximale de la pompe : $H = 25 \text{ m}$.

Les résultats de simulation montrent ainsi l'efficacité de l'adaptateur MPPT dans l'extraction de la puissance maximale, afin d'exploiter la vitesse optimale en vue d'obtenir le débit maximal disponible.

Conclusion :

Dans ce dernier chapitre, nous avons étudié une structure de commande utilisant à la fois le concept de la méthode du flux orienté pour la machine asynchrone et le fonctionnement en MPPT pour l'adaptateur de puissance. La stratégie de commande vectorielle par orientation du flux rotorique a servi ici comme une solution pour contrôler le débit et la hauteur manométrique totale de la station de pompage.

La commande avec l'adaptateur MPPT permet d'optimiser la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement. Ce qui a permis de faire fonctionner la station au point de fonctionnement optimal.

L'optimisation du système proposé utilise la méthode MPPT « Perturbations et Observation ». Cet algorithme ne tient pas compte de la variation des paramètres influençant le modèle du système de pompage, tels que la température et les paramètres du moteur. Ce qui limite sa robustesse.

Il existe d'autres techniques modernes, insensibles et robustes, basées sur l'intelligence artificielle qui permettent une optimisation en temps réel du système de pompage.

Chapitre V : Résultats et Conclusion

Les résultats obtenus par notre simulation montrent qu'il est possible de régler convenablement l'adaptation MPPT, les courants statoriques et la vitesse. Quelque soit le type de découplage proposé, mais il ya un risque d'instabilité existe si les paramètres du modèle évoluent et pose donc un problème de robustesse de la commande. En pratique, les paramètres R_s et R_r évoluent avec la température.

Conclusion générale

Conclusion générale

La demande mondiale en énergie évolue rapidement et les ressources naturelles de l'énergie telles que l'uranium, le gaz et le pétrole diminuent en raison d'une grande diffusion et développement de l'industrie ces dernières années. Pour couvrir les besoins en énergie, des recherches sont conduites à l'énergie renouvelable. Une des énergies renouvelables qui peut accomplir la demande du monde jusqu'à maintenant, est l'énergie solaire, qui est libre et abondante dans la plupart des régions du monde, et est avéré une source économique.

L'utilisation d'énergie solaire comme source alternative d'énergie, souffre du coût élevé des cellules solaires, du faible rendement et de puissance intermittent selon la fluctuation des conditions atmosphériques. Par conséquent, n'importe quelle conception de système d'application d'énergie solaire, devrait prendre en compte ces inconvénients. Ce mémoire s'agit d'une contribution à l'optimisation de l'ensemble composé de: l'onduleur, le hacheur, le moteur et la pompe qui sont reliés à un générateur solaire.

Cette étude couvre, en détail, les caractéristiques du générateur photovoltaïque et de ses applications dans un secteur rural tel que les systèmes autonomes ou dans la ville comme dans le cas des systèmes connectés au réseau. La technique d'algorithme d'optimisation du générateur solaire, qui a été étudiée est la perturbation et l'observation (P&o), elle est généralement utilisée par les concepteurs de suiveur de point de puissance maximum (MPPT), mais elle souffre de quelques inconvénients, du point de vue de l'exécution ou dans le processus de poursuite.

En outre, la modélisation et la simulation de différents sous-ensembles de l'ensemble composé de: l'onduleur, le hacheur, le moteur asynchrone et la pompe branchés sur un générateur photovoltaïque, dans l'environnement de programmation de MATLAB /SIMULINK ont été développées. Les résultats de simulation ont montré l'évolution de tous les paramètres de chaque sous-ensemble aussi bien que le système entier.

L'onduleur triphasé représente un sous-ensemble important pour entraîner le moteur asynchrone alimenté par un générateur photovoltaïque. Plusieurs techniques des commandes de l'onduleur existent dans la littérature pour la commande d'onduleur. Pour l'optimisation de l'onduleur conçu et réalisé, une technique MLI vectorielle est adoptée puisqu'elle n'est pas difficile à mettre en application.

Conclusion générale

L'optimisation du moteur à induction est basée sur la technique de conduite utilisée. Différents auteurs dans la littérature du moteur à induction ont proposé plusieurs techniques conduisant, chaque méthode est utile pour une application spécifique. Dans l'armature de ce travail, nous avons montré que le contrôle vectoriel est introduit afin de pouvoir commander la machine asynchrone avec le maximum de dynamique.

L'objectif du contrôle par orientation du flux est le découplage des grandeurs responsables de la magnétisation de la machine et de la production du couple.

Mathématiquement, la loi de commande consiste à établir l'ensemble des transformations pour passer d'un système possédant une double non linéarité structurelle à un système linéaire qui assure l'indépendance entre la création du flux et la production du couple comme dans une machine à courant continu à excitation séparée.

Les résultats obtenus par simulation montrent qu'il est possible de régler convenablement l'adaptation MPPT, les courants statoriques et la vitesse. Quel que soit le type de découplage proposé, un risque d'instabilité existe si les paramètres du modèle évoluent et pose donc un problème de robustesse de la commande.

Pour poursuivre ce modeste travail nous proposons les perspectives suivantes :

- L'optimisation de système de pompage photovoltaïque par des autres techniques d'intelligence artificielle comme la logique floue, les réseaux de neurones artificiels et les réseaux neuro-flous.
- Développer des lois de commande à base des techniques intelligentes et ceux-ci en vue de surmonter les problèmes de non linéarité du modèle imposé par la source PV et la charge. Par ailleurs, l'amélioration du bilan énergétique pourrait être examinée en considérant le niveau du flux rotorique comme un degré supplémentaire dans la procédure d'optimisation.

Annexe

ANNEXE

Annexe 1 : Algorithme pour trouver le point de puissance maximale dans la cellule PV

```
% find maximum power point in the PV cell data generated by
pv1.mdl
pmax = max(PV.signals.values(:,2));
vrange = max(PV.signals.values(:,1));
irange = max(PV.signals.values(:,3));
[tf,index]=ismember(pmax,PV.signals.values(:,2));
disp(' MPP power: ')
disp(PV.signals.values(index,2));
disp(' MPP voltage: ')
disp(PV.signals.values(index,1));
disp(' MPP current: ');
disp(PV.signals.values(index,3));
figure(1)
plot(PV.signals.values(:,1),PV.signals.values(:,2)); % plot
P(Vpv)
axis([0 vrange 0 pmax]);
figure(2)
plot(PV.signals.values(:,1),PV.signals.values(:,3)); % plot
Ipv(Vpv)
axis([0 vrange 0 irange]);
```

ANNEXE

Annexe 2 : Algorithme de MPPT « perturbations et observations »

```
% Simple MPP "perturb and observe" tracking algorithm
% using Boost DC-DC input current Iref as the control variable
% Pold, Iref and Increment are initialized in
InitializeMPPtrackIref.m
% Input: power P to be maximized
% Output: reference current
function y = MPPtrackIref(P)
global Pold;
global Iref;
global Increment;
IrefH = 5; % upper limit for the reference current
IrefL = 0; % lower limit for the reference current
DeltaI = 0.02; % reference current increment
if (P < Pold)
Increment = -Increment; % change direction if P decreased
end
% increment current reference
Iref=Iref+Increment*DeltaI;
% check for upper limit
if (Iref > IrefH)
Iref = IrefH;
end
% check for lower limit
if (Iref < IrefL)
Iref = IrefL;
end
% save power value
Pold = P;
% output current reference
y = Iref;
```

ANNEXE

Annexe 3 : Paramètres caractéristiques du générateur PV et du groupe motopompe

➤ Module photovoltaïque : SUNTECH 80 W

SUNTECH	
Model Number	STP080S-12/Bb
Rated Maximum Power (P _{max})	80W
Output Tolerance	±5%
Current at P _{max} (I _{mp})	4.56A
Voltage at P _{max} (V _{mp})	17.5V
Short-Circuit Current (I _{sc})	4.95A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	21.9V
Nominal Operating Cell Temp. (T _{noct})	45°C±2°C
Weight	8kg
Dimension	1195×541×30(mm)
Maximum System Voltage	715V
Maximum Series Fuse Rating	15A
Cell Technology	mono-Si
All technical data at standard test condition AM=1.5 E=1000W/m ² Tc=25°C	
	

➤ Moteur asynchrone:

Tension	V = 400 V
Résistances statorique du moteur	R _s = 5.5 Ω
Résistances rotorique du moteur	R _r = 4.59 Ω
Inductances propres d'un enroulement du stator	L _s = 0.399 mH
Inductances propres d'un enroulement du rotor	L _r = 0.399 mH
Inductances mutuelle	L _m = 0.2787 mH
Nombre de paires de pôles du moteur	p = 2

➤ Pompe centrifuge

Performances de la pompe à une vitesse	N= 1500 tr/min
Débit maximal	Q _{max} = 17 m ³ /h
Relevage maximal	H _r = 25 m
Puissance moteur	P _m = 1.1 kW

References Bibliographiques :

- [1] The United Nations World Water Development Report 4, Managing Water under Uncertainty and Risk. WWAP (World Water Assessment Programme), 2012. Published by United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO). France, Paris, ISBN 978-92-3-104235-5
- [2] Pruss-Ustun, A., Bos, R., Gore, F., Bartram, J., 2008. Safer Water, Better Health: Costs, Benefits and Sustainability of Interventions to Protect and Promote Health. World Health Organization, Geneva.
- [3] Children in the New Millennium, 2002. Environmental Impact on Health. United National Environment Programme, United Nations Children's Fund, and World Health Organization.
- [4] Addressing the Electricity Access Gap, World Bank Group Energy Sector, June 2010. Accessed online at [http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Addressing the Electricity Access Gap.pdf](http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Addressing_the_Electricity_Access_Gap.pdf) February 2013.
- [5] Faeth, P., Weinthal, E., 2012. How Access to Clean Water Prevents Conflict, Solutions, Vol. 3, No. 1, 2012. Available on-line at <[http:// www.thesolutionsjournal.com/node/1037](http://www.thesolutionsjournal.com/node/1037)>, accessed January 2013.
- [6] Nossiter, A., 2012. Late for School After a Long Journey for a Drop to Drink, New York Times, A10, May 22, 2012.
- [7] General Assembly of the United Nations, 2010. 64th Session, Resolution 64/292, the human right to water and sanitation, adopted 28 July 2010.
- [8] Qiblawey, H., Banat, F., Al-Nasser, Q., 2011. Performance of reverse osmosis pilot plant powered by Photovoltaic in Jordan. Renewable Energy 36, 3452–3460.
- [9] Bilton, A., Wiesman, R., Arif, A.F.M., Zubair, S., Dubowsky, S., 2011. On the feasibility of community-scale photovoltaic-powered reverse osmosis desalination systems for remote locations. Renewable Energy 36, 3246–3256
- [10] Kenna, J., Gillett, B., 1985. Solar Water Pumping. A Handbook. Intermediate Technology Publications, London.
- [11] Hankins, M., 1995. Solar Electric Systems for Africa, A Guide for Planning and Installing Solar Electric Systems in Rural Africa, Commonwealth Science Council, London and AGROTEC, Harare, Zimbabwe.
- [12] Hankins, M., 2010. Stand-Alone Solar Electric Systems. The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design, and Installation.
- [13] Stassen, G., Olivier, A.C., 2000. A market overview of commercial renewable energy technologies in SADC. J. Energy S. Afr. 11 (3), 244–249.

- [14] Omer, A.M., 2001. Solar water pumping clean water for Sudan rural areas. *Renewable Energy* 24, 245–258.
- [15] Feldman, D., Barbose, G., Margolis, R., Wiser, R., Darghouth, N., Goodrich, A., 2014. Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections, US Department of Energy Report DOE/GO-102012-3839; National Renewable Energy Laboratory Report No. TP-6A20-56776. Accessed online at <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56776.pdf>> January 2014.
- [16] McSorley, B., 2012. Solar Power—Can It Out-Perform Diesel When Pumping Water? Oxfam International, East Africa Blog, March 27, 2012. Accessed online at <<http://www.oxfamblogs.org/eastafrica/p=4067>> February 2013.
- [17] Taylor, D., 2012. Solar Energy Illuminates Darkest Parts of Africa, Part 1 of 5, Voice of America, August 24, 2012. Accessed online at <<http://www.voanews.com/content/solar-energy-illuminates-darkest-parts-of-africa/1495451.html>>, February 2013.
- [18] Burkhardtmeier, B., 2012. Solar Water Pumping Project, Ghana. Joint Project of World Vision and Always On SolareProject, October 2008. Available on-line at <http://www.sunepi.org/SunEPI/Ghana_files/Ghana_Solar_Pumping_Project1.pdf> accessed November 2012.
- [19] Diarra, D.C., Akuffo, F.O., 2002. Solar photovoltaic in Mali: potential and constraints. *Energy Convers. Manage.* 43, 151–163.
- [20] Ratajczak, A.F., Bifano, W.J., 1979. Description of Photovoltaic Village Power Systems in the United States and Africa, Photovoltaic Solar Energy Conference, Berlin, West Germany, April 23–26, 1979. DOE/ NASA Report 20485-79/1, prepared for US Department of Energy, 1979.
- [21] Vilela, O.C., Fraidenraich, N., Tiba, C., 2003. Photovoltaic pumping systems driven by tracking collectors. *Exp. Simul. Sol. Energy* 74 (1), 45–52
- [22] Gordon, J.M., Rabl, A., 1982. Design, analysis and optimization of solar industrial process heat plants without storage. *Solar Energy* 28 (6), 519–530.
- [23] Gordon, J.M., Wenger, H.J., 1991. Central-station solar photovoltaic systems: field layout, tracker, and array geometry sensitivity studies. *Solar Energy* 46 (4), 211–217.
- [24] Rabl, A., 1981. Yearly average performance of the principal solar collector types. *Sol. Energy* 27 (3), 215–233.
- [25] Yakup, M.A.H.M., Malik, A.Q., 2001. Optimum tilt angle and orientation for solar collector in Brunei Darussalam. *Renewable Energy* 24, 223–234.
- [26] Kacira, M., Simsek, M., Babur, Y., Demirkol, S., 2004. Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey. *Renew. Energy* 29, 1265–1275.

- [27] Lave, M., Kleissl, J., 2011. Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States. *Renewable Energy* 36, 1145–1152.
- [28] Helwa, N.H., Bahgat, A.B.G., El Shafee, A.M.R., El Shenawy, E.T., 2000. Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems. *Energy Sources* 22, 23–34.
- [29] Neville, R.C., 1978. Solar energy collector orientation and tracking mode. *Sol. Energy* 20, 7–11.
- [30] Jimenez, C., Lorenzo, E., Yordi, B., 1994. 100 kWp Tracking PV Plant at the Toledo PV-Project. In: 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 11–15 April 1994, Amsterdam, The Netherlands, pp. 822– 824.
- [31] Vilela, O.C., Fraidenraich, N., Tiba, C., 2003. Photovoltaic pumping systems driven by tracking collectors. *Exp. Simul. Sol. Energy* 74 (1), 45–52.
- [32] Li, Z., Liu, X., Tang, R., 2010. Optical performance of inclined southnorth single-axis tracked solar panels. *Energy* 35, 2511–2516.
- [33] Huang, B.J., Ding, W.L., Huang, Y.C., 2011. Long-term field test of solar PV power generation using one-axis 3-position sun tracker. *Sol. Energy* 85, 1935–1944.
- [34] Bione, J., Vilela, O.C., Fraidenraich, N., 2004. Comparison of the performance of PV water pumping systems driven by fixed, tracking and V-trough generators. *Solar Energy* 76 (6), 703–711.
- [35] M.N Eskander and A.M. Zaki, ‘*A Maximum Efficiency-Photovoltaic-Induction Motor Pump System*’, *Renewable Energy*, Vol. 10, N°1, pp. 53 - 60, 1997.
- [36] M.H. Shin, D.S. Hyum and S.Y. Chose, ‘*An Improved Stator Flux Estimation for Speed Sensorless Stator Flux Orientation Control of Induction Motors*’, *On Power Electronics*, Vol. 15, N°2, pp. 312 – 318, 2000.
- [37] P. Vas, ‘*Vector Control of AC Machines*’, Oxford, Clarendon Press, 1990.
- [38] K. Akatsu and A. Kawamura, ‘*Online Rotor Resistance Estimation using the Transient State under the Speed Sensorless Control of Induction Motor*’, *On Power Electronics*, Vol. 15, N°3, pp. 553 – 560, 2000.
- [39] BorniAbdelhalim"Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire", Mémoire magistère Constantine, 2009.

- [40] B. Omar, C. Idris, " L'intégration du photovoltaïque Au Réseau électrique Problèmes et Perspectives", *Mémoire ingénieurs. Biskra, 2006.*
- [41] Xiaofeng Sun, Weiyang Wu, Xin Li, Qinglin Zhao, " A Research on Photovoltaic Energy Controlling System with Maximum Power Point Tracking ", IEE.ORG
- [42] R.Chenni, "Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire ", *thèse Doctorat, Constantine, 2007.*
- [43] J. Royer,T. Djiako,E. Schiller,B. SadaSy, "Le pompage photovoltaïque" , *Manuel decours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa /EIER/CREPA.Canada, 1998.*
- [44] B. WAFA S. SAMAH, « étude comparative des systèmes de pompage photovoltaïque " *Mémoire ingénieurs.Biskra, 2006*
- [45] K. Benlarbi, "Optimisation floue, neuronale et neuro-floue d'un système depompage photovoltaïque entraîne par différentes machines électriques : machine à induction, machine synchrone à aimants permanents et machine à courant continu ", *Thèse de Magister, Batna, 2001.*
- [46] : A.T. SINGO, « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Thèse de Doctorat, l'Université Henri Poincaré, Nancy-I 2010.
- [47] : C. CABAL, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié a la conversion photovoltaïque », Thèse de Doctorat, université de Toulouse 2008.
- [48] : S. PETIBON, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques», Thèse de Doctorat, université de Toulouse 2009.
- [49] : M. FRANCISCO, G. LONGATT, « Model of Photovoltaic Module in Matlab™» 2do congreso iberoamericano de estudiantes de ingeniería eléctrica, electrónica y computación (ii cibelec 2005).
- [50]: L. T. HUAN, C. T. SIANG, Y. J. SU, « Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK» Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008 WCECS 2008, October 22 - 24, 2008, San Francisco, USA.
- [51] A. Labonne, « Alimentation d'une pompe à Burkina Faso »,2004.
- [52] B. Molle, « Les stations de pompage individuelles pour l'irrigation », juin 1996.

[53] J. Royer, T. Djako, « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 2002.

[54] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat de L'Ecole Doctorale de L'ENSAM ED432, 2004.

[55] B. Multon, H. B. Ahmed, N. Bernard, « Les moteurs électriques pour applications de grande série », Pierre-Emmanuel CAVAREC Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan, Revue 3EI juin 2000.

[56] A. Hadj Arab, M. Benghanem et A. Gharbi, « Dimensionnement de Systèmes de Pompage Photovoltaïque », Rev. Energ. Ren. Vol. 8 (2005) 19 – 26.

[57] S. LABED. « Le pompage photovoltaïque et le développement des régions sahariennes », Colloque International sur les Ressources en Eau Souterraines dans le Sahara (CIRESS) Ouargla - 12 et 13 décembre 2005. Pompage Photovoltaïque 'Rev. Energ. Ren. Vol. 8 (2005) 19-26.

[58] S. Boukebous, «étude et réalisation d'une chaîne de conversion d'énergie solaire photovoltaïque de 1kW interconnectée au réseau électrique», Mémoire de Magister, EMP, Bordj el Bahri, Février 2013.

[59] H. Boukli, «Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique», Mémoire de Magister, Univ. Abou BakrBelkaid, 2011.

[60] A. Perez & J. M. Foucher, «Electronique Pratique», Ed. Dunod, Paris 1986.

[61] conception d'un convertisseur DC/DC de type boost, POLYTECH CLERMONT-FERRAND

[62] B. Issartel, «Conception d'un convertisseur DC/DC de type boost : Critères de choix et dimensionnement des composants», Note d'Application, Polythec Clermont Ferrand

[63] Data sheet transistor 2N2222

[64] Data sheet optocoupleur HPL-3101

[65] Data sheet driver IR2112

[66] Cours GE22, Master 1 GTEE, Dépt7 ELT, Univ. UC1

[67] J.-M. Brebecet *al.*, «Electronique», Ed. Hachette, 2004

[68] Data sheet amplificateur LM358

[69] Data sheet capteur de courant LA25-P perforés

[70] Data sheet capteur de courant LA 25-NP perforés

[71] M. Simoes and F. Farret, *Renewable Energy Systems*, Pub. CRC Press, ISBN 0849320313, 2004.

[72] A. Cherif, '*Modélisation Dynamique et Dimensionnement des Systèmes Photovoltaïques*', Thèse Doctorale, ENIT, Tunis, 1997.

[73] R. Dhifaoui et O. Hasnaoui, '*Commande des Machines Electriques*', Cours de Master, ESI, ESSTT, Tunis, 2005.

[74] M.F. Mimouni, M.N. Mansouri, B. Benganem and M. Annabi, '*Vectorial Command of an Asynchronous Motor Fed by a Photovoltaic Generator*', *Renewable Energy*, Vol. 29, N°3, pp.433 – 442, 2004.

[75] G. Boukettaya, '*Modélisation et Simulation d'un Système de Pompage Solaire*', Master, ENIS, Sfax, 2003.

[76] A. Dibb, '*An Controlled Induction Motor Fed by a PV Generator*', In Proceedings of the 3rd CIMASI Conference, Morocco, October 2000.

[77] A. Cherif, '*A Programmable PWM Inverter in Stand-Alone PV Plants*', Proceedings of the 5th World Renewable Energy Conference, Brighton, UK, July 2000.

[78] S.G. Garcia, '*Etude et Mise en OEuvre d'Estimateurs et d'Observateurs Robustes de Flux et de Vitesse pour une Machine à Induction à Cage Commande Vectorielle*', Thèse de Doctorat, Paris XI, Octobre 1998.

[79] L. Baghli, '*Contribution à la Commande de la Machine Asynchrone, Utilisation de la Logique Floue, des Réseaux de Neurones et des Algorithmes Génétiques*', Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-1, Nancy, 1999.

[80] Nijegorodov, N., Jain, P.K., 1997. Optimum slope of a north–south aligned absorber plate from the north to the south poles. *Renewable Energy* 11 (1), 107–118.

[81] Mémoire de Mohamed Lakhdar LOUAZENE : Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le cite de ouargla, Université el hadj lakhdar – BATNA.