



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES

Faculté de Génie Electrique

Département d'Electrotechnique

Thèse de doctorat présentée par :

YAICHI Mohammed

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en Science

Spécialité : Electrotechnique

Option : Conversion d'énergie et Commande

Intitulé de la thèse :

Etude, Contrôle et Optimisation des performances d'une Chaîne de
Conversion Photovoltaïque utilisant des Onduleurs Multiniveaux
Asymétriques

Présentée devant le jury composé de :

Pr. ZIDI Sid-Ahmed	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
Pr. FELLAH Mohammed-Karim	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Encadreur
Pr. ABID Mohammed	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Examineur
Pr. BENATIALLAH Ali	Professeur	(U. Africaine. Adrar)	Examineur
Pr. MAZARI Benyounes	Professeur	(U.S.T.O. Oran)	Examineur
Pr. MILOUD Yahia	Professeur	(U.T.M. Saïda)	Examineur

Soutenue le : 10/ 05 / 2016

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

دراسة تحكم وتحسين الأداء لسلسلة ذات التحويل الكهروضوئي المستعملة للموجات متعددة المستويات غير المتماثلة

ملخص: أصبح الاهتمام أكثر باستخدام الطاقة الكهروضوئية في مجال إنتاج الطاقة الكهربائية. البيئة الصحراوية بطبيعتها القاحلة، حيث أن معظم الأجزاء من الأراضي الزراعية معزولة وبعيدة عن شبكات توزيع الكهرباء، و تتميز هذه البيئة بالطاقة الشمسية الوفيرة يمكن أن تجعل من تطبيق ضخ المياه من خلال أنظمة الضخ الشمسي الكهروضوئي، كعملية هامة جدا في المناطق الزراعية. إن تطور التحويل الكهروضوئي للطاقة الشمسية يعتمد، في نفس الوقت، على المردود، الاحتياجات المائية المطلوبة وتكلفة التجهيزات الكهروضوئية. من خلال نموذج رياضي، يمكننا التنبؤ بمدى فعالية تشغيل الأنظمة الكهروضوئية. لقد اقترحنا إجراء جديد سهل وسريع ودقيق لاختيار المضخات حيث إن اختبارين تجريبيين فقط كافيين لتحديد نقاط التشغيل (الكمية اليومية والمردود المتوسط) في أي بئر. قمنا بتجريب نظام ضخ كهروضوئي الذي يبدأ يقوم على أن الاستغلال الأمثل للمولد الكهروضوئي يعتمد على أن هذا الأخير ينتج توتر ثابت. إجراء تقييم دقيق لأداء نظام كهروضوئي يتطلب دراسة سلوكية كل عنصر من عناصر النظام. و يجب أن يتم ذلك عن طريق تقييم تحليلي. قد تم تطوير و تطبيق طريقة تحليل أداء نظام الضخ الكهروضوئي تدعى تحقق متطور (SV). وكانت النتائج جد مرضية. في هذه الأطروحة، نقترح تحليل تقنيات تحكم مختلفة عن تقنية التحكم التجريبية مع ضمان التدفق الأقصى للطاقة (MPP) من المولد الكهروضوئي. التقنية الأولى ذات حلقة مغلقة و هو التحكم الشعاعي (FOC)، و يكون تنظيم السرعة عن طريق وحدة تحكم PI. الأسلوب الثاني هو ذات حلقة مفتوحة حيث أنه من خلال تعديل مناسب لتواتر الخروج للموج، يمكن الحفاظ على كفاءة المحرك وفقا لتغير شدة الإشعاع ودرجة الحرارة. في هذه التقنيتين، المضخة مغذاة عن طريق محاولات متعددة المستويات غير المتماثلة المناسبة لتطبيقات الجهد المنخفض (فقط اثنين من خلايا المومج، و نسبة بين التوتر المغذي لهاتين الخليتين هو اثنين أو ثلاثة) ويقدم من جهة أخرى تقنية تحويل (SVM) للتحكم في هذا المومج. و قد شرحنا تشكيل محدد لهاته التقنية (SVM) يقلل من عدد عمليات تبادل الفواطع في المحول كما أوضحنا مشكل الحصول على شكلا للتوتر ذو مستوى أقصى للمومج. النتائج المتحصل عليها تظهر أثر كل عنصر مكون للسلسلة الكهروضوئية على المردود الإجمالي للتركيب (والأهم: اختيار المضخة المناسبة التي تعطي مردودا جيدا على نطاق للتشغيل كبير جدا) و أن زيادة في كمية المياه التي تضخها المضخة يمكن أن نحصل عليه من تقنية التحكم التي تعتمد على أن الكفاءة ثابتة للمحرك).

الكلمات الدلالية: نظام الضخ الكهروضوئي، الطاقات المتجددة، الموجات المتعددة المستويات غير المتماثلة، تقنية تحويل (SVM)، الخصائص (Q,H)، تحكم، تقييم أداء، تتبع النقطة الأعظمية.

Etude, Contrôle et Optimisation des performances d'une chaîne de conversion photovoltaïque utilisant des Onduleurs Multiniveaux Asymétriques

Résumé: L'utilisation des énergies photovoltaïques (PV) a émergé récemment comme choix très important dans le domaine de production de l'énergie électrique. Le milieu saharien par sa nature aride où la plus grande partie de la région agraire est isolée et éloignée des réseaux de distribution d'électricité, et la disponibilité d'un immense solaire peut rendre l'application du pompage de l'eau par l'intermédiaire des pompes solaires photovoltaïques, comme une opération très importante dans les domaines agricoles. Le développement de la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire est tributaire, à la fois, du rendement, du besoin en eau désiré et du coût des installations photovoltaïques. Grâce au modèle, on pourra prédire le fonctionnement des systèmes PV. Nous avons proposé une nouvelle procédure facile, rapide et précise pour choix des motopompes : seulement deux tests exigés pour déterminer les points de fonctionnement (la quantité journalière et le rendement moyen) pour n'importe quel puits. Un système PV a été expérimenté : son principe requis pour maximiser la puissance délivrée (MPP) par le générateur photovoltaïque (GPV) est basé sur la contre réaction de tension par V_{ref} fixe. Une évaluation précise des performances du système photovoltaïque nécessite une étude du comportement de chaque élément de l'installation. Elle doit être accomplie sur la base d'une évaluation analytique. Une méthode d'analyse des performances d'un système de pompage photovoltaïque dite SV (vérification sophistiquée) a été développée et appliquée. Le résultat a été très satisfaisant.

Dans cette thèse, nous proposons d'analyser des techniques de commande différentes de la technique de commande expérimentée avec un transit de puissance maximale (MPP) du GPV. La première, en boucle fermée, est la commande à flux orienté (FOC), régulant la vitesse par un régulateur PI. La deuxième technique est en boucle ouverte, par un ajustement adéquat de la fréquence de sortie de l'onduleur, le rendement du moteur peut être maintenu en accord avec le changement de l'éclairage et de la température. Pour les deux techniques, la motopompe est alimentée par des onduleurs multiniveaux asymétriques pour les applications basse tension (seulement deux cellules dont les tensions continues sont dans un rapport de deux et trois). Ces onduleurs sont commandés par la technique de modulation vectorielle (SVM). Une séquence de modulation SVM spécifique permettant de minimiser le nombre de commutations du convertisseur a été développée. Un problème d'obtention de la forme d'onde à niveau maximal de l'onduleur a été expliqué.

Les résultats obtenus montrent l'impact de chaque élément de la chaîne photovoltaïque sur le rendement global du système photovoltaïque (sélectionner une pompe appropriée qui donne un bon rendement sur une plage de fonctionnement très important) et qu'une augmentation de la quantité d'eau pompée pourra être atteinte par l'algorithme à rendement constant du moteur.

Mots clés: Système de pompage photovoltaïque, Energie renouvelable, Onduleur multiniveaux asymétrique, SVM, Caractéristique (Q, H), Evaluation, Commande, MPPT.

Study, Monitoring and Optimizing Performance of a photovoltaic system conversion using Asymmetrical Multilevel Inverters

Abstract : The use of photovoltaic energy (PV) has emerged recently as very important choice in the field of production of electric energy. The Saharan medium by its arid nature, where greater part of land area is isolated and far from the electricity distribution networks, and the availability of solar immense can return the application of the water pumping via photovoltaic pumping, as a very important operation in agricultural areas. The development of photovoltaic conversion solar energy is dependent on the efficiency, of desired water requirement and the cost of photovoltaic installations. With the mathematical model, we can predict the operation of PV systems. We have proposed a new easy procedure, fast and accurate for pumps. Only two tests required to determine the operating points (daily Flow rate and the average efficiency) in any well. A system photovoltaic was tested, where its necessary principle to maximize the power delivered (MPP) by the photovoltaic generator (GPV) is based on the GPV generated a fixed voltage around point of maximum power. To improve their performances for such type of systems, a theoretical study is necessary for requires an impact of each element of photovoltaic chain of the installation. It must be accomplished by an analytical evaluation. A method of analysis of photovoltaic installations performances of a photovoltaic pumping system called SV (sophisticated verification) has been developed and applied. The result was very satisfactory.

In this thesis we propose two approaches. The first closed loop field-oriented controlled (FOC) induction motor; the vector control is based on the field-oriented control (FOC) method. For the regulation of the main variables (current, flux, speed) to their reference values, regulators were used of the type PI. The second technique is open loop by a proper adjustment of the inverter frequency, a constant optimum value of the motor efficiency can be maintained in accordance with the change of radiation and temperature. For both techniques, the pump is feed by the asymmetric multilevel inverters for low voltage applications (only two cells with different input voltages with a ratio of two and three) and space vector modulation technique (SVM) for controller. A new optimal switching control strategy for these latter inverters was proposed. This strategy obtains the optimal result in terms of commutation and consequently in terms of switching losses. A problem of obtaining the maximum level of the inverter explained.

The obtained results show the impact of each element of the photovoltaic chain of the global efficiency of the photovoltaic system. (Most important : Select a suitable pump which gives a good return on a very large operating range) and with the obtained results, we conclude that the show that an increase of all the system performances such as the daily pumped quantity, with better performance could be achieved by a constant optimum value of the motor efficiency.

Keywords: Photovoltaic pumping system, Renewable energy, Asymmetric multilevel inverter, Characteristic (H, Q), SVM, Control, Evaluation, MPPT.

Remerciements

Je souhaite tout d'abord remercier **Monsieur le Professeur Mohammed-Karim FELLAH** pour m'avoir proposé ce sujet et accepté dans son laboratoire, et pour ses qualités pédagogiques et sa disponibilité au quotidien.

Je suis très honoré que **Mr. Professeur ZIDI Sid-Ahmed** de l'université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbès ait accepté d'assurer la responsabilité de Présider ce jury.

Pour leur participation au jury, je remercie humblement **Pr. ABID Mohammed** de l'université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbès, **Pr. BENATIALLAH Ali** de l'université africaine d'Adrar, **Pr. MAZARI Benyounes** de l'université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO), **Pr. MILOUD Yahia** de l'université Tahar Moulay de Saïda. Ils ont contribué activement à l'élévation du niveau de ce modeste travail par leur expérience enrichissante et passionnante en prenant la lourde charge de l'examiner, de l'évaluer et de le juger.

A ma famille.

Sommaire

Introduction générale

CHAPITRE I :

Gisement Solaire et caractéristiques des générateurs Photovoltaïques

I-1. Introduction.....	8
I-2. Gisement solaire	8
I-2-1. Le soleil.....	8
I-2-2. Le système terre-soleil	9
I-2-2_1. Coordonnées terrestres.....	10
I-2-2_2. Positions du soleil	11
I-2-2_3. Temps solaire – temps légal	12
I-2-3. Rayonnements direct et diffus	13
I-2-4. Rayonnement sur un plan incliné.....	13
I-2-4_1. Définitions géométriques	14
I-2-4_2. Modèle de transposition.....	14
I-2-5. Mesure du rayonnement solaire.....	16
I-3. Générateurs photovoltaïques.....	19
I-3-1. Introduction.....	19
I-3-2. Caractéristiques des matériaux semi-conducteurs	19
I-3-3. Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque	20
I-3-4. Modèle électrique d'un module photovoltaïque (n_{cs} cellules en série).....	22
I-3-5. Modèle électrique d'un générateur photovoltaïque	23
I-3-6. Modèle empirique «Modèle de Raushanbah».....	24
I-3-6_1. Modèle d'un générateur photovoltaïque	24
I-3-6_2. Modèle d'un générateur photovoltaïque en utilisant l'équation de translation.....	24
I-3-7. Le facteur de forme et le rendement d'un générateur photovoltaïque.....	24
I-3-8. Détermination des paramètres du module photovoltaïque.....	25
I-3-8_1. Introduction.....	25
I-3-8_2. Problématique et ajustement du modèle.....	25
I-3-8_3. Solution itérative de R_s et R_{sh}	26
I-3-8_4. Modélisation de l'algorithme.....	27
I-3-8_5. Validation du modèle par des résultats expérimentaux.....	27
I-3-9. Simulation du fonctionnement et du comportement d'un générateur photovoltaïque.....	31
I-3-10. Interprétation des résultats	32
I-4. Les systèmes PV.....	33
I-5. Conclusion.....	33

CHAPITRE II :**Structure des Onduleurs Multiniveaux Asymétriques et leur stratégie de commande SVM**

II-1. Introduction.....	36
II-2. Structure des onduleurs multiniveaux asymétriques.....	37
II-2-1. Introduction.....	37
II-2-2. Terminologie des convertisseurs multiniveaux à deux cellules à pont complet pour une phase.....	38
II-2-2_1. Concept de dissymétrie totale.....	38
II-2-2_2. Concept de dissymétrie partielle.....	38
II-2-2_3. Convertisseur multiniveaux symétrique.....	38
II-2-2_4. Convertisseur multiniveaux asymétrique.....	39
II-2-2_5. Convertisseur multiniveaux à pas uniforme.....	39
II-2-3. Principe de fonctionnement.....	40
II-2-3_1. Analyse fonctionnelle.....	40
II-2-3_2. Expression générale.....	42
II-2-4. Modèle d'un onduleur asymétrique.....	43
II-3. Installations des onduleurs multiniveaux asymétrique aux systèmes photovoltaïques.....	44
II-3-1. Introduction.....	44
II-3-2. Stabilisation des tensions d'entrée de l'onduleur.....	45
II-4. Technique de modulation appliquée aux onduleurs multiniveaux asymétriques.....	46
II-4-1. Introduction.....	46
II-4-2. Rappel sur la technique SVM.....	46
II-4-3. Minimisation des pertes par commutation.....	48
II-4-3_1. Représentation d'état.....	48
II-4-3_2. Commutation des cellules.....	49
II-4-3_3. Règle de dimensionnement d'une solution adaptée aux commutations.....	50
II-4-3_4. Remarque très importante.....	52
II-5. Simulation de l'onduleur asymétrique commandé par la technique pleine onde et la technique SVM.....	53
II-6. Interprétation des résultats.....	58
II-7. Conclusion.....	58

CHAPITRE III :**Modèle d'un système Motopompe destiné aux applications Photovoltaïques**

III-1. Introduction	61
III-2. Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque.....	61
III-2-1. Introduction.....	61
III-2-2. Composants d'un système de pompage photovoltaïque.....	62
III-2-3. Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil.....	62

III-2-4. Dimensionnement d'un système PV	63
III-2-4_1. 1 ^{er} Etape : Estimation des besoins en eau.....	63
III-2-4_2. 2 ^{ème} Etape : Calcul de l'énergie hydraulique.....	63
III-2-4_3. 3 ^{ème} Etape : Estimation de l'ensoleillement.....	64
III-2-4_4. 4 ^{ème} Etape : Estimation du champ photovoltaïque requis ($P_{él-crête}$)	64
III-2-5. Exemple de dimensionnement d'un système de pompage installé dans notre unité de recherche.....	64
III-3. Généralités sur la machine asynchrone triphasée.....	66
III-3-1. Description.....	66
III-3-2. Modélisation de la machine asynchrone (MAS)	66
III-3-2_1 .Modèle de la machine asynchrone triphasée.....	66
III-3-2_2. Equations électriques de la machine asynchrone.....	67
III-3-2_3. Modélisation en régime permanent.....	68
III-3-2_4. Modélisation en régime transitoire.....	69
III-3-2_4.1. Introduction.....	69
III-3-2_4.2. Hypothèses simplificatrices.....	69
III-3-2_4.3. Transformation de Park.....	70
III-3-2_4.4. Equation mécanique.....	72
III-3-2_4.5. Choix du référentiel.....	72
III-3-2_4.5_1. Référentiel immobile par rapport au stator.....	72
III-3-2_4.5_2. Référentiel immobile par rapport au champ tournant.....	72
III-3-2_4.6. Représentation d'état du modèle de la machine asynchrone.....	72
III-3-2_5. Détermination des paramètres du moteur MS402 de la pompe SP5A7.....	73
III-4. Modèle de la Motopompe.....	75
III-4-1. Introduction.....	75
III-4-2. Description d'une pompe.....	76
III-4-2_1. La pompe centrifuge.....	77
III-4-2_2. Efficacité de pompe.....	78
III-4-2_3. Détermination des paramètres de la pompe SP5A7.....	79
III-4-3. Modélisation du système motopompe.....	79
III-4-3_1. Introduction.....	79
III-4-3_2. Modèle de la pompe.....	79
III-4-3_2.1. Banc d'essai expérimental.....	80
III-4-3_2.2. Traitement et analyse de données obtenues.....	83
III-4-3_3. Méthode linéaire d'interpolation/extrapolation.....	87
III-4-3_3.1. Principe.....	87
III-4-3_3.2. L'expérimentale du banc d'essai.....	89
III-5. Conclusion.....	92

CHAPITRE IV :**Expérimentation et Etude des Performances d'un système de Pompage Photovoltaïque**

IV-1. Introduction.....	94
IV-2. Description du système.....	94
IV-3. Validation expérimentale.....	97
IV-4. Evaluation des données de surveillance des performances du système de pompage photovoltaïque.....	100
IV-4-1. Introduction.....	100
IV-4-2. Méthodologie d'analyse de performance.....	101
IV-4-3. Modèle de perte de conversion d'énergie des systèmes photovoltaïques.....	102
V-4-3_1. Introduction.....	102
IV-4-3_2. Insertion de la ligne de meilleure performance E_{NM}	104
IV-4-3_3. Principe du taux d'ombrage pendant un mois.....	105
IV-4-3_4. Identification des pertes d'ombrage pour chaque heure.....	106
IV-4-3-5. Identification des pertes de non adaptation de charge.....	106
IV-4-3-6. Identification des autres pertes.....	107
IV-4-4. Analyse des résultats.....	107
IV-4-4_1. Facteur de compensation et taux de perte.....	107
IV-4-4_2. Résultats et discussions.....	107
IV-4-4_2.1. Rayonnement solaire et analyse de ratio de performance.....	107
IV-4-4_2.2. Analyse des pertes.....	108
IV-4-4_2.3. Analyse des résultats expérimentaux.....	109
IV-5. Conclusion.....	110

CHAPITRE V :**Contrôle et Analyse des Performances d'un système de Pompage Photovoltaïque**

V-1. Introduction.....	112
V-2. Commande à rendement constant du moteur.....	114
V-2-1. Principe.....	114
V-2-2. Localisation du maximum de puissance.....	114
V-2-3. Fonctionnement des systèmes de pompage PV.....	115
V-3. Commande vectorielle appliquée au système pompage PV.....	120
V-3-1. Introduction.....	120
V-3-2. Principe de la commande vectorielle.....	121
V-3-3. Commande vectorielle indirecte du flux avec alimentation en tension.....	122
V-3-4. Mise en oeuvre de la régulation.....	123
V-3-4_1. Régulateur PI.....	124
V-3-4_2. Calcul des régulateurs.....	124
V-3-4_2.1. Régulateur de vitesse.....	124
V-3-4_2.2. Régulateur de courant.....	125

V-3-5. Stratégie de commande avec optimisation de la puissance fournie par GPV.....	125
V-3-5_1. Principe de fonctionnement de l'MPPT numérique.....	125
V-3-5_2. Calcul de la vitesse de consigne correspondante au fonctionnement optimal du GPV	126
V-3-5_3. Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones.....	129
V-3-5_3.1. Introduction.....	129
V-3-5_3.2. Principe.....	129
V-3-5_3.3. Perceptron multicouche (MLP)	130
V-3-5_3.4. Apprentissage supervisé.....	132
V-3-5_3.4_1. Evaluation de la couche de sortie.....	134
V-3-5_3.4_2. Evaluation de la couche caché.....	135
V-3-5_3.5. Algorithme de rétropropagation du gradient d'erreur.....	135
V-3-5_3.6. Application et simulation.....	136
V-3-5_3.6_1. Procédure de commande par rétropropagation du gradient.....	136
V-3-5_3.6_2. Test de validation et de généralisation.....	138
V-3-6. Observateur de vitesse.....	139
V-3-6_1. Introduction.....	139
V-3-6_2. Principe d'un observateur.....	139
V-3-6_3. Modèle de l'observateur.....	140
V-4. Simulation du système globale et interprétation des résultats.....	144
V-5. Conclusion.....	154

Conclusion Générale

Annexe

Bibliographie

Introduction Générale

Introduction générale

Les énergies renouvelables sont une réalité quotidienne au service du développement et de l'environnement. Dans ce cadre, l'accès à l'eau potable représente un des problèmes les plus urgents que rencontrent plusieurs pays en voie de développement. La plus grande partie de la population touchée par ce problème se retrouve en milieu rural, éloignée des grands réseaux de distribution d'électricité dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou à accès difficiles. De plus, le phénomène de sécheresse qui a sévi au pays du Maghreb Arabique, en général, et dans les zones semi-arides et arides pluviales, en particulier, au début des années 1980 [03, 14 et 15] n'a fait qu'accentuer ce problème.

Pour tenter de résoudre cette crise, l'introduction de systèmes de pompage d'eau en utilisant l'énergie solaire est reconnue comme étant l'un des moyens efficaces de prévention active pour irriguer des terrains agricoles, l'adduction en eau potable des populations, en termes d'autonomie, de fiabilité et de performance.

La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par *E. Becquerel* en 1839 [02]. Le développement de la technologie des modules solaires a contribué efficacement dans la nouvelle ère du système de pompage. Les cellules solaires photovoltaïques sont des semi-conducteurs capables de convertir directement la lumière en électricité.

Les systèmes photovoltaïques ne contiennent aucune pièce mobile. Ils sont fiables, requièrent peu d'entretien, sont silencieux et ne produisent aucune émission de polluants. Ce sont des systèmes modulaires : les éléments de base (modules de cellules solaires) sont vendus dans un vaste éventail de capacités d'alimentation électrique qui vont d'une fraction de watt (par exemple les montres et les calculettes à pile solaire) à plus de 300Watts. L'interconnexion des modules permet d'obtenir la puissance qu'exige l'application. Certaines centrales photovoltaïques (PV) de démonstration produisent une puissance allant jusqu'à plusieurs mégawatts, bien que la plupart des systèmes installés soient de dimension beaucoup plus modeste [06].

Toutefois, les prévisions de baisse des prix des modules photovoltaïques ont été trop optimistes et l'industrie photovoltaïque se trouve dans une situation difficile. En effet, la complexité des procédés de fabrication des modules photovoltaïques et les rendements de production trop faibles entraînent des coûts élevés qui freinent le volume des ventes. On peut espérer que, dans les années à venir, la technologie photovoltaïque arrive à "maturité" (procédés simplifiés, meilleurs rendements de production) et qu'alors l'augmentation du volume de production réduise le coût des modules. Pour cela, l'étude de ces systèmes requiert le passage par des modèles de panneaux photovoltaïques. Le but de cette modélisation est de fournir aux chercheurs toutes les informations nécessaires pour développer les modèles de modules photovoltaïques et les dispositifs de commande rattachés (convertisseurs de puissance, entre autres) destinés aux applications photovoltaïques. Bien entendu, vue les avantages que présentent ces systèmes autonomes sans batterie (ici systèmes de pompage), dans notre étude, l'analyse de ce système sera basée sur leurs performances de fonctionnement.

Afin de pouvoir obtenir un bon dimensionnement d'un système photovoltaïque, il est indispensable d'évaluer le gisement solaire et l'apport énergétique. Ainsi le dimensionnement

et/ou l'amélioration des performances d'un système photovoltaïque sont tributaires de la connaissance des modèles de ses composants (particulièrement, les modules photovoltaïques).

L'intensité du rayonnement solaire est extrêmement variable suivant [03] :

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

Toutes les fiches techniques des modules photovoltaïques apportent essentiellement les informations relatives aux conditions de test standard (STC) : la puissance maximale expérimentale $P_{\text{crête-expéri}}$, la tension du circuit ouverte V_{co} , le courant de court-circuit I_{cc} , la tension et le courant au point de puissance maximale (V_{op} , I_{op}) et les coefficients de tension et de courant en température (α , β).

Nous avons présenté une méthode simple, facile, rapide et précise afin de déterminer les paramètres inconnus de l'équation non linéaire $I-V$ du modèle du module photovoltaïque pour simuler les systèmes photovoltaïques pour n'importe quelles conditions, dans le cas où il n'est pas possible d'effectuer des tests expérimentaux, en utilisant seulement l'information de la fiche technique. Les équations du modèle sont présentées en détail. Ce modèle a été validé par des données expérimentales.

Pour la conversion et/ou l'adaptation de l'énergie électrique, on utilise, le plus souvent, l'onduleur. Ce dernier, délivre, en général, une tension alternative riche en harmoniques. Afin de pouvoir obtenir un spectre de courant et de tension d'une meilleure qualité, nous avons introduit les onduleurs multiniveaux (mise en associations de plusieurs onduleurs ou cellules) [46, 55].

Dans le domaine du contrôle de l'énergie à haute tension et puissance, les onduleurs multiniveaux constituent un axe de recherche relativement récent, parce que depuis quelques années, des techniques de conversions multiniveaux, dont le principe fondamental est essentiellement basé sur une combinaison parallèle/série des composants de puissance, permettent de contourner le problème lié à la limite maximale de la tension de blocage des interrupteurs de semi-conducteurs de puissance. Ils assurent une alimentation haute tension des actionneurs électriques de moyenne et forte puissance [29, 51, 52, 53]. Les applications les plus attractives de cette technologie sont dans le milieu de la haute tension (centaine kV), dans les commandes des moteurs, et du transport et de la distribution d'une bonne qualité de l'énergie électrique (HVDC, système FACTS,...) [49].

Dans ce travail, nous nous pencherons surtout sur les applications basses et moyenne tension où la performance est privilégiée. Les performances nous intéressant plus particulièrement sont le rendement du convertisseur et la qualité de sa tension de sortie. Celle-ci étant essentiellement exprimée en termes de résolution obtenue de ces convertisseurs sans en augmenter le nombre de cellules, il est possible d'alimenter les cellules avec des tensions d'entrée différentes, et même éliminer la complexité de circuit, de sa commande, et des filtres [51, 52]. *M. D. Manjrekar* et *T. A. Lipo* proposent d'utiliser un facteur 2 entre les tensions d'entrée des cellules. *A. Rufer* et *al* dans [43] proposent un facteur 3. Par opposition aux onduleurs multiniveaux symétriques, ces onduleurs sont appelés onduleurs multiniveaux asymétriques. Choisir la même tension d'entrée pour toutes les cellules permet d'obtenir la plus grande tension de sortie avec un nombre minimum de cellules. Choisir des tensions d'entrées différentes permet d'obtenir le plus grand nombre de niveaux pour un nombre minimum de cellules. Cette distinction montre clairement deux champs d'applications différents : les onduleurs multiniveaux dans le cadre des hautes tensions ; les onduleurs multiniveaux dans le cadre de la haute résolution [47, 48].

Pour cela, nous nous intéresserons aux convertisseurs multiniveaux asymétriques qui semblent mieux adaptés à ce cahier des charges.

Cette thèse traite des convertisseurs multiniveaux triphasés dont la topologie est basée sur la mise en série d'onduleurs partiels par phase (cascade). Généralement, les tensions continues alimentant les onduleurs partiels sont supposées être identiques ou distribuées sous forme de suite géométrique de raison deux ou trois. Le nombre de réalisations possibles avec des nombres de niveaux différents reste limité [44]. Dans cette thèse, nous présentons une approche générale basée sur une résolution de simples inéquations algébriques, permettant ainsi d'incrémenter le nombre de possibilités d'utilisation du convertisseur sans ajouter une complexité aux circuits de puissance et de commande. Une nouvelle terminologie y est présentée, et les résultats des simulations attestent de la fiabilité des relations analytiques établies.

La condition d'uniformité de pas de ces onduleurs permet d'obtenir une loi de commande simple. Cette condition facilite le choix des tensions d'alimentations des cellules. A partir d'une approche géométrique, une stratégie de commande adaptée à la minimisation des commutations et donc des pertes associées est proposée [47, 48].

La modulation est essentielle pour associer un signal de qualité (qui sera effectivement délivré à la charge à l'aide des niveaux disponibles) au signal de référence (qui devrait idéalement être appliqué à la charge). Le point est fait sur les méthodes d'évaluation des performances des modulateurs. Une approche basée sur la modulation de largeur d'impulsion de tension de sortie est proposée. Un modulateur, basé sur la représentation vectorielle des tensions, dit SVM, permet d'obtenir une distorsion et un nombre de transitions du signal modulé plus faibles. Les séquences de commutations spécifiques qui permettent de minimiser le nombre de commutations du convertisseur sont développées.

Dans cette thèse, nous proposons d'étudier une chaîne de conversion photovoltaïque décentralisée au fil de soleil, autonome de gamme 1.2kW. Comme son nom l'indique, le système autonome est complet et ne comporte aucune source d'énergie d'appoint. Si on a besoin d'énergie électrique pendant les périodes ensoleillées seulement ; le système autonome sans accumulateurs convient alors [06].

L'analyse du comportement des différentes composantes d'un système de pompage solaire a permis de mettre au point des modèles mathématiques grâce à des données obtenues par un banc d'essai, construit, pour ce but, par l'équipe «électronique du système» de notre unité de recherche. Le modèle développé dans ce travail a pour but d'offrir une grande flexibilité pour la simulation de différents types d'équipement dans divers milieux d'opération.

Afin de développer un système pompage photovoltaïque comme outil très rentable, le présent travail comprend une partie de projet «pompage» effectué au niveau de notre unité de recherche.

Grâce au modèle, on pourra prédire le fonctionnement de nouvelles installations et assurer le suivi des systèmes déjà en place. La personne qui doit concevoir le système PV, de concert avec la communauté villageoise, sera capable de déterminer la taille optimale du système.

On a proposé un autre modèle, très simple, dit '*Linéaire d'interpolation*', qui a ensuite été validé grâce à des données obtenues sur le banc d'essai précédent.

Pour améliorer le rendement du générateur photovoltaïque (PV), autrement dit maximiser la puissance délivrée à la motopompe reliée aux bornes du générateur, plusieurs critères d'optimisation de l'efficacité du système photovoltaïque ont été appliqués, et des techniques ont

été suivies pour avoir une bonne adaptation et un rendement élevé. Ceci, généralement, par l'insertion d'un convertisseur DC/DC entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur.

La comparaison des systèmes avec et sans les dispositifs poursuivant le point de puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Tracking), montre que les unités avec un MPPT produisent 80 à 90% de leur puissance maximale théorique, tandis que les unités sans MPPT fonctionnent seulement à 30% de leur rendement de puissance maximale [12].

Ce travail a pour objectif de proposer une approche, où l'optimisation est réalisée sans avoir besoin d'ajouter un convertisseur DC/DC à la chaîne. Nous avons expérimenté un système de pompage photovoltaïque (PV) sur le terrain à Adrar, dont le principe de sa commande est basé sur une simple comparaison entre la tension de sortie d'un panneau PV avec une tension de référence prédéfinie, pour ajuster continuellement la fréquence de l'onduleur, en utilisant la loi V/f constant.

Comme tout système de conversion d'énergie, une installation photovoltaïque est caractérisée entre autres par son rendement. Nous allons voir ici comment exprimer ce rendement indépendamment des diverses typologies de systèmes photovoltaïques rencontrées. Le calcul du **Ratio de Performance** permet en effet de rendre compte de la qualité de fonctionnement d'une installation indépendamment de l'irradiation ou de la puissance crête des modules.

Pratiquement, le ratio de performance s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, pendant une période de référence. La différence entre les productions théoriques et réelles provient des pertes engendrées par les différents équipements de l'installation. Nous avons appliqué ce principe à notre installation de pompage photovoltaïque avec évaluation les différentes pertes.

Dans ce travail, on se propose d'étudier des techniques de commande différentes de celle expérimentée. La première, en boucle fermée, permettra, grâce à la commande vectorielle, de réguler la vitesse par un régulateur PI associé à une loi de régulation avec un transit de puissance maximale, et cela par action sur la vitesse de référence. Nous discuterons les performances obtenues avec cette commande en variant la vitesse de référence (ou bien l'éclairement).

L'utilisation de cette énergie renouvelable, de nature «aléatoire et diffuse», nécessite la combinaison de moyens de stockage et de contrôle de gestion de puissance où chaque générateur PV devrait fonctionner en un point optimal, appelé le point de puissance maximale (MPP), qui est subordonné à la variation de la température et de l'insolation. Parmi les moyens de prédiction dans un environnement non linéaire, ce qui est le cas dans notre travail, nous distinguons les réseaux de neurones artificiels (RNA).

La deuxième technique est en boucle ouverte. Par un ajustement adéquat de la fréquence de sortie de l'onduleur, le rendement et le glissement du moteur pourront être maintenus en accord avec le changement de l'éclairement et de la température.

Organisation générale de la thèse

La première partie de notre travail est consacrée au gisement solaire et au calcul de l'éclairement solaire pour le site d'Adrar. La connaissance de ces données nous sera utile pour notre projet. Pour comprendre le fonctionnement de cette énergie et en optimisant son utilisation, nous effectuons, dans cette partie, un bref rappel des principales relations entre les diverses grandeurs physiques avant d'introduire la notion de photopile, puis de générateur solaire photovoltaïque. Ensuite, nous effectuons une synthèse des différentes utilisations de

cette énergie avant de traiter les moyens d'adaptation de l'énergie solaire photovoltaïque en sortie du générateur, grâce à un onduleur.

Dans la deuxième partie, nous présenterons la structure d'onduleurs multiniveaux asymétriques. Nous analyserons plusieurs variantes de cette structure. Nous serons ensuite en mesure de dimensionner les différents composants de la pompe solaire et de choisir les caractéristiques de ces éléments pour l'application donnée. Il sera possible de réévaluer ce choix en modifiant certains des paramètres de départ et d'obtenir une installation optimisée. C'est l'objectif de la troisième partie, qui consiste à modéliser une motopompe pour concevoir une commande convenable afin d'optimiser le fonctionnement, donc le dimensionnement de la station de pompage photovoltaïque. Cette partie permettra de situer les besoins en eau pour l'application donnée et d'évaluer les conditions locales d'exploitation de la pompe.

La troisième partie s'intéresse au projet conduit par Monsieur *CHIKHI Sid Ali*, intitulé : *"Réalisation d'un banc d'essai pour la caractérisation des électropompes solaires triphasées par variation de fréquence"*, afin d'obtenir un modèle d'une motopompe pour les applications photovoltaïques. Ensuite, nous ferons une comparaison avec un modèle dit *"Méthode linéaire d'interpolation/extrapolation"* que nous avons proposé.

La partie suivante a trait à la vérification expérimentale le modèle de motopompe trouvé dans le chapitre III. Les éléments et les composants du système installé seront décrits avec une commande à $V/f=constante$. Plusieurs résultats des tests qui y ont été effectués, ainsi que plusieurs mesures valideront les résultats les plus importants.

En dernière partie, nous proposons d'analyser des techniques de commande différentes de celle expérimentée avec un transit de puissance maximale du générateur photovoltaïque (GPV). La première, en boucle fermée, est la commande à flux orienté (FOC), régulant la vitesse par un régulateur PI. Afin d'asservir la vitesse de la pompe dans la commande vectorielle, il faut mesurer celle-ci par l'intermédiaire d'un capteur mécanique. D'autre part, seules les variables statoriques sont mesurées et comme les états incluent les variables rotoriques, la mesure du flux rotorique n'est pas chose facile car, au-delà du fait que le coût du capteur de flux est assez élevé, il est sensible à la variation de la température et nécessite un démontage du moteur asynchrone (MAS) [60]. Donc, afin de conserver les qualités de la MAS il serait plus commode d'éliminer ces capteurs.

L'objectif est d'assurer une commande vectorielle sans capteur associée à une électropompe asynchrone immergée. La construction de cet observateur est basée sur la théorie de stabilité au sens de *Lyapunov*. Le MPP est obtenu par l'action de vitesse de référence. Cette dernière est liée à la condition de l'environnement, qui a une nature aléatoire. La commande neuronale, apparaît comme la meilleure dans la simplification des comportements complexes.

La deuxième technique est en boucle ouverte, par un ajustement adéquat de la fréquence de sortie de l'onduleur. Le rendement du moteur peut être maintenu en accord avec le changement de l'éclairement et de la température.

Les résultats de simulation obtenus montrent que de meilleures performances pourront être atteintes grâce aux algorithmes proposés. Ces techniques de commande ont été appliquées au système où ses données sont celles du système installé dans notre unité de recherche.

Nous terminerons, enfin, par une conclusion sur l'ensemble de notre étude et quelques suggestions.

CHAPITRE I

Gisement solaire et caractéristiques des générateurs Photovoltaïques

Gisement Solaire et caractéristiques des générateurs Photovoltaïques

I-1. Introduction

L'énergie solaire est l'énergie électromagnétique liée au rayonnement émis par le soleil. Cette énergie est à l'origine des ressources énergétiques fossiles, accumulées au cours des ères géologiques, comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel, et des ressources naturelles renouvelables, comme le rayonnement solaires et l'énergie éolienne ou hydraulique [01]. Par l'utilisation de cellules solaires, en produisant de l'électricité sans effet de serre, le solaire photovoltaïque est de loin le meilleur moyen de satisfaire nos besoins en énergie tout en protégeant notre environnement.

Toutefois, la conception et le dimensionnement d'un système solaire sont subordonnés à la connaissance du gisement solaire disponible. Cette partie doit nous amener à évaluer précisément le potentiel énergétique qu'on peut attendre du rayonnement solaire dans un lieu particulier (ex : la zone de la wilaya d'Adrar où se situe la partie expérimentale de ce travail de recherche) et pour une installation donnée. Après la géométrie solaire, nous verrons l'origine et la structure de l'énergie qui nous vient du soleil. Les données météorologiques déterminent l'énergie disponible pour le plan horizontal; elles doivent être transposées dans le plan incliné des capteurs, en tenant compte de divers effets perturbateurs tels que l'horizon, les réflexions du sol et les ombrages d'objets proches éventuels. Nous étudierons, ensuite, la photopile à semi-conducteur encore appelée photodiode, mais seulement à travers ses caractéristiques électriques en fonction de l'irradiance et de la température.

I-2. Gisement solaire

I-2-1. Le soleil

Le soleil est une sphère de matière gazeuse, composée principalement d'hydrogène et d'hélium, dont le diamètre atteint environ 1.4million de *km* [02]. Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0.22 à 10 microns (μm). La figure I.1 représente la variation de la répartition spectrale énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi [03] :

- 9% dans la bande des ultraviolets ($<0.4\mu m$) ;
- 47% dans la bande visible (0.4 à $0.8\mu m$) ;
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0.8\mu m$).

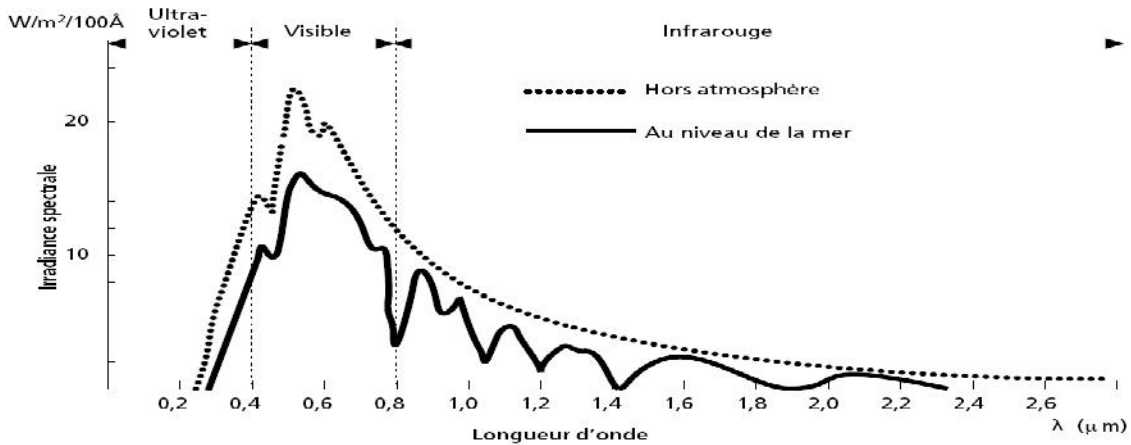


Figure I.1 : Répartition spectrale énergétique

L'ensoleillement (E) 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) [04]. L'atmosphère terrestre reçoit à incidence normale ce rayonnement à une puissance moyenne de $1.37kW/m^2$, à plus ou moins 3%, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci [03]. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie (renvoyée dans l'espace, 35 à 40% sont réfléchis et diffusée par les gaz et aérosols atmosphériques et une absorption lors de sa traversée de l'atmosphère), de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement $1.2kW/m^2$ ($1200W/m^2$).

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, d'une manière que l'ensoleillement varie de zéro, au lever ou au coucher du soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire. 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 [03]. 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 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.

Le rayonnement global au sol dépend de l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée, on introduit un coefficient (AM) appelé masse atmosphérique ou nombre d'air masse (la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique).

Le spectre solaire $AM0$ correspond à une masse d'air nulle pour un rayonnement arrivant au-dessus de la couche atmosphérique à incidence normale ;

$AM1$: pour un soleil vertical à la terre (le soleil est au zénith) ;

$AM1.5$: pour un rayonnement solaire correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith. Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith [02].

I-2-2. Le système terre-soleil [02]

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers (figure I.2). Sa distance moyenne est de 149.6 millions de km , avec une variation de $\pm 1.7\%$. La terre traverse le grand axe de l'ellipse le 2 janvier (position la plus proche) et le 2 juillet (la plus éloignée du soleil). Depuis la terre, le diamètre apparent du soleil est vu sous un angle

de 0.5° . L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de $23^\circ 27'$ (23.45°) par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre). On appelle « déclinaison », l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan de l'équateur à un moment (ou bien à une journée) donné de l'année. La déclinaison δ vaut donc $+23^\circ 27'$ au solstice d'été, $-23^\circ 27'$ au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Dans l'approximation d'une trajectoire circulaire, la déclinaison s'écrit, pour chaque jour de l'année :

$$\delta \cong 23.45^\circ \sin \left(360 \left(\frac{284+j}{365} \right) \right) \tag{I-01}$$

Où j , le numéro du jour dans l'année écoulés depuis 1^{er} Janvier et les angles sont exprimés en degrés.

La déclinaison étant une fonction sinusoïdale, elle varie rapidement au voisinage des équinoxes ($0.4^\circ/\text{jour}$), alors qu'elle est pratiquement stationnaire durant les périodes qui encadrent les solstices d'été et d'hiver.

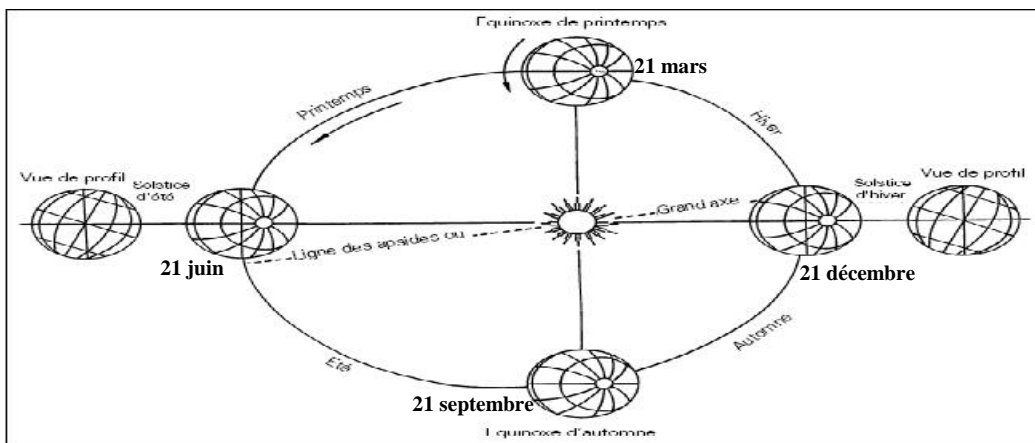


Figure I.2 : Mouvement de rotation de la terre

I-2-2_1. Coordonnées terrestres [01]

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre, caractérisé par sa latitude (positive pour l'hémisphère Nord) et sa longitude (définie par rapport au méridien de *Greenwich*, positivement vers l'Est) (figure I.3).

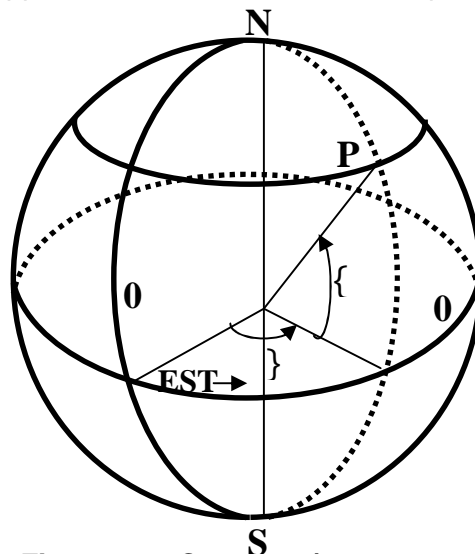


Figure I.3 : Coordonnées terrestres

La latitude : La latitude d'un lieu correspond à l'angle, avec le plan équatorial, que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu. L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à 0° , le pôle Nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle Sud par la latitude -90° . Cette convention de signe affecte le signe $+$ à tous les lieux de l'hémisphère Nord et le signe $-$ à tous les lieux de l'hémisphère Sud. La latitude sera désignée ici par la lettre φ . La latitude d'un lieu peut ainsi être comprise entre -90° et $+90^\circ$.

La longitude : La longitude d'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien d'origine 0° le plan passant par l'observatoire de *Greenwich*. Par convention, on affecte du signe $+$ les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et du signe $-$ les méridiens situés à l'Ouest. La longitude sera désignée ici par la lettre λ . La longitude d'un lieu peut ainsi être comprise entre -180° et $+180^\circ$.

L'altitude d'un point : Correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique, le géoïde; figurant sur le niveau moyen de la mer. On l'exprime, généralement, en mètre.

I-2-2_2. Positions du soleil [02]

Au cours de la journée, l'instant où le soleil passe par le méridien du lieu de l'observateur est le midi «vrai». Pour un instant quelconque, l'angle horaire AH est l'angle, projeté sur le plan de l'équateur, entre le soleil et le midi vrai.

La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur HS –l'angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu– et son azimut AZ –l'angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'Est (sens anti-trigonométrique dans l'hémisphère Nord)- (figure I.4).

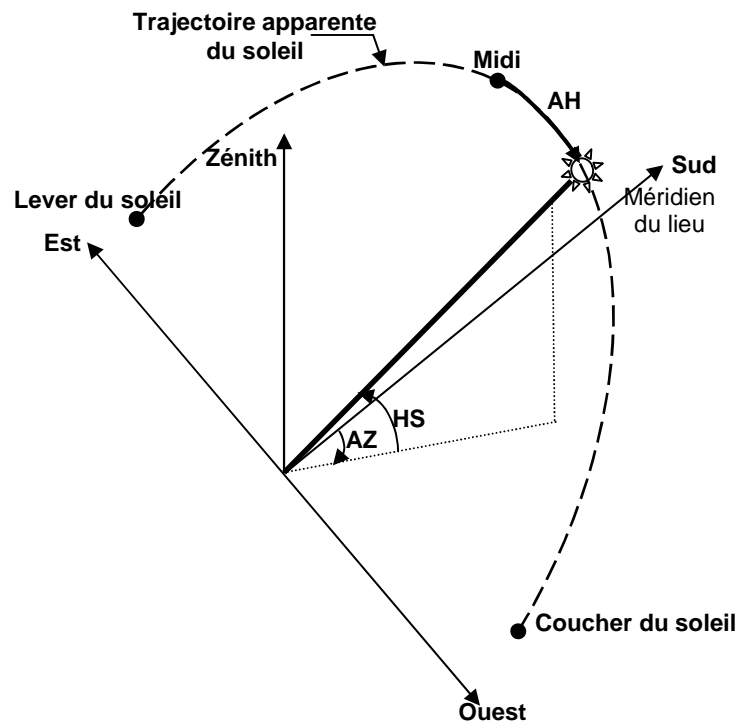


Figure I.4 : Définition de la position du soleil

Le calcul de la position du soleil est fonction de la déclinaison (soit le jour de l'année), la latitude et l'angle horaire ; il est effectué à l'aide des expressions suivantes :

$$\sin(HS) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(AH) \quad (I-02)$$

$$\sin(AZ) = \frac{\cos(\delta) \sin(AH)}{\cos(HS)} \quad (I-03)$$

On pourra tirer de nombreuses valeurs remarquables de ces deux expressions. Par exemple, l'heure du lever du soleil est donné par la condition $HS=0$, soit :

$$\cos(AH) = -\operatorname{tg}(\varphi) \cdot \operatorname{tg}(\delta) \quad (I-04)$$

Ou encore : la hauteur maximale du soleil (à midi solaire) :

$$HS_{Max} = 90^\circ - \varphi + \delta \quad (I-05)$$

Soit, pour notre région d'Adrar 27.88° ($27^\circ 53'$ N) de latitude ; -0.28° ($0^\circ 17'$ W) de longitude), $HS_{Max}=85.74^\circ$ au solstice d'été et 39.2° en hiver.

I-2-2_3. Temps solaire – temps légal [01, 02]

La rotation régulière de la terre sur elle-même, autour de l'axe des pôles, détermine la succession des jours et des nuits. Une rotation complète de la terre (360°) correspond à 24 heures, en moyenne ; il vaut 15° par heure, soit 4 minutes de temps par degré de longitude.

Le méridien retenu comme origine est celui de *Greenwich* (GMT) et le temps de ce méridien est le temps universel TU. L'heure de passage du soleil au méridien correspondant à la longitude λ se déduit de l'heure de passage du soleil au méridien origine augmentée de 4 minutes par degré de longitude d'écart entre le méridien d'origine 0° et la longitude λ .

Les montres et horloges, mécaniques ou à quartz, mesurent le temps solaire moyen, et les temps légaux TL utilisés dans chaque pays correspondent approximativement aux temps solaire moyens du fuseau de longitudes où il se situe, avec un décalage fixe par rapport au temps du méridien origine TU, décalage généralement exprimé en heures entières. L'Algérie est dans le fuseau horaire N°1 ($TL= TU+1$). Connaissant l'heure légal du pays, on en déduit facilement l'heure TU et, par la correction de longitude indiquée, le temps solaire moyen TSM d'un lieu de longitude définie.

$$TSM = TU + \lambda / 15^\circ \quad (I-06)$$

Bien que la terre tourne très régulièrement sur elle-même, les passages du soleil au méridien d'un lieu donné ne se succèdent pas exactement à 24 heures d'intervalle, et le midi vrai peut différer légèrement de 12h TSM (lorsque le soleil est à son zénith [05]) selon l'époque de l'année. Au méridien origine, par exemple, ce passage du soleil (midi vrai) peut présenter une avance ou un retard susceptible d'atteindre 15 à 20 minutes par rapport à midi exprimé en temps universel (temps solaire moyen du méridien origine). Cet écart variable entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV est dû pour les deux raisons suivantes :

- L'orbite de la terre est elliptique, et l'arc parcouru diffère selon la loi des aires de *Képler*. Cette contribution suit un comportement sinusoïdal d'amplitude ± 7.8 minutes ;
- L'obliquité de l'axe de rotation induit une seconde correction, ayant l'allure d'une sinusoïde avec une période de 6 mois, et une amplitude de ± 10 minutes.

La composition de ces deux corrections, appelée équation du temps ET. L'équation du temps varie lentement d'année en année, sous l'effet de la précession des équinoxes (rotation du grand axe de l'ellipse d'environ 20 minutes par an, soit un tour en 26000 ans). Elle peut être exprimée par [01] :

$$ET[\text{min}] = 9.9 \sin[2(0.986 \cdot j + 100)] - 7.7 \sin(0.986 \cdot j - 2) = TSV - TSM \quad (\text{I-07})$$

Où j , le numéro du jour dans l'année écoulés depuis 1^{er} Janvier et les angles sont exprimés en degrés.

A la notation de TSV se rattache celle d'angle horaire de soleil ω , qui est l'arc de trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu. Pour un lieu de longitude λ donnée, il existe ainsi une correspondance directe entre le TSV et l'angle horaire ω du soleil.

$$AH = \omega = 15(TSV - 12) \quad (\text{I-08})$$

où ω est mesuré en degrés et TSV en heures.

$$\text{donc : } \omega = 15 \left(TU + \lambda / 15^\circ + ET - 12 \right) \quad (\text{I-09})$$

I-2-3. Rayonnements direct et diffus [02]

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes (figure I.5) :

- Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres (lorsque il y a un obstacle) et peut être concentré par des miroirs ;
- Le rayonnement diffus est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet qu'il est isotrope, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du soleil (composante appelée circumsolaire) et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon ;
- L'albédo est la partie réfléchiée par le sol. Il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

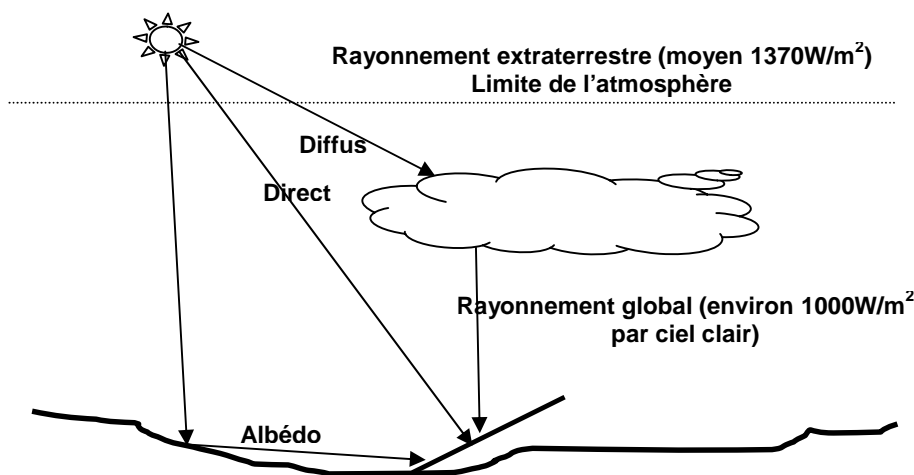


Figure I.5 : Composantes du rayonnement solaire
Global = direct + diffus + albédo

I-2-4. Rayonnement sur un plan incliné [02]

En météorologie, les mesures les plus couramment disponibles portent sur le rayonnement global dans le plan horizontal ; elles doivent être transposées dans le plan incliné des capteurs,

en tenant compte de divers effets perturbateurs tels que l'horizon, les réflexions du sol et les ombrages d'objets proches éventuels.

On appelle direct normal D_n le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, et est donc moins intense (effet «cosinus») : $D_{non-n} = D_n \cos(\alpha)$, où α est l'angle d'incidence.

I-2-4_1. Définitions géométriques

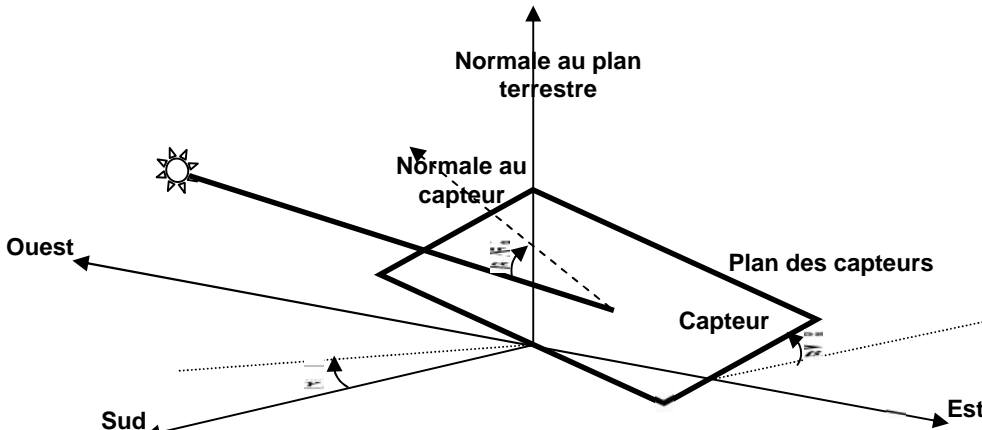


Figure I.6 : Définition des angles pour un plan incliné : inclinaison β , Azimut γ et angle d'incidence α

Un plan incliné est caractérisé par son inclinaison β (par rapport à l'horizontale), et son orientation ou azimut γ par rapport au sud (négatif vers l'est, sens anti-trigonométrique). L'angle d'incidence α est l'angle formé entre la normale du plan et les rayons du soleil. On parle souvent d'incidence normale lorsque $\alpha = 0$, c'est-à-dire les rayons sont perpendiculaires au capteur. L'angle d'incidence s'écrit, en fonction de la position du soleil (HS, AZ) :

$$\cos(\alpha) = \cos(\beta) \sin(HS) + \sin(\beta) \cos(HS) \cos(AZ - \gamma) \quad (I-10)$$

I-2-4_2. Modèle de transposition [02, 04, 07 et 08]

La transposition du rayonnement du plan horizontal dans un plan quelconque dépend de la géométrie solaire. C'est donc un processus à caractère instantané. Dans la pratique, pour des valeurs horaires, on choisit la position du soleil au milieu de l'intervalle. Aux débuts et fins de journées, l'intervalle est délimité par le lever/coucher du soleil. La transposition s'applique différemment pour chaque composante du rayonnement.

Pour la composante directe, il s'agit d'une projection dans un plan différent, donc d'une simple opération géométrique (effet «cosinus»).

$$Direct_i = Direct_n \cos(\alpha) = \frac{Direct_h \cos(\alpha)}{\sin(HS)} \quad (I-11)$$

$Direct_n$: Rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du soleil ;

$Direct_h$: Rayonnement direct enregistré ou bien calculé sur une surface horizontale ;

$Direct_i$: Rayonnement direct calculé sur une surface inclinée.

Le diffus peut être lui-même subdivisé en diverses contributions. Pour le diffus isotrope (le modèle de *Lieu et Jordan*), le rayonnement issu de la portion de ciel «vue» par le capteur vaut :

$$Diffus_{isoi} = Diffus_{isoh} \frac{1+\cos(\beta)}{2} \quad (I-12)$$

$$Diffus_{isoh} = Global_h(0.9 - 0.8\sigma) \quad (I-13)$$

Où σ : fraction d'insolation, elle mesure le rapport moyen entre le temps de présence du soleil dans le ciel avec le temps théorique maximum de présence égal à la durée du jour.

Le rayonnement sur la portion de sphère située au-dessous de l'horizon, issu des réflexions sur le sol (albédo), sera la fraction complémentaire :

$$Albédo_i = \rho \cdot Global_h \frac{1-\cos(\beta)}{2} \quad (I-14)$$

Où le coefficient d'albédo ρ est une mesure de la réflectivité du sol, dépendant de sa structure.

Le rayonnement incident sur le plan des capteurs est alors la somme :

$$Global_i = Direct_i + Diffus_i + Albédo_i \quad (I-15)$$

Pour obtenir l'irradiation journalière, on fait la sommation des valeurs d'éclairement de chaque instant pour le jour par la méthode d'intégration numérique trapézoïdale.

$$H_{journalière} = \int_{t_l}^{t_c} Global_i dt \quad (I-16)$$

Là où le t_l et t_c indiquent les temps solaires de lever de soleil et de coucher du soleil respectivement, qui sont choisis dans le travail actuel pendant un jour standard clair comme : $t_l = 6H:00'$ et $t_c = 20H:00'$.

Tandis que d'autre modèle, que la partie diffuse du rayonnement solaire dépend essentiellement de l'irradiation globale, ainsi ils ont exprimé cette quantité seulement en fonction de l'indice de clarté K_t , comme le rapport du rayonnement au sol normalisé à l'extraterrestre. Cette grandeur est une mesure de l'atténuation dans l'atmosphère.

Par temps clair, on obtient au sol un rayonnement normal de l'ordre de $1000W/m^2$. La différence avec l'extraterrestre est qu'il est, en partie, réfléchi vers l'espace par les hautes couches de l'atmosphère, et est, en partie, absorbé et transformé en chaleur dans l'atmosphère. L'équilibre thermique de l'atmosphère (et de la terre) est assuré par la réémission vers l'espace de cette chaleur sous forme de rayonnement infrarouge.

$$K_t = \frac{H}{H_0} \quad (I-17)$$

Avec : H irradiations journalières globales ;

H_0 étant l'irradiation journalière sur un plan horizontal placé au-dessus de l'atmosphère, il est évalué au niveau de la haute atmosphère en fonction de la latitude du lieu, la déclinaison δ et l'angle horaire au coucher du soleil ω_0 par [01] :

$$H_0 = 1.367 \cdot \frac{24}{\pi} \left[\frac{\pi}{180} \omega_0 \sin(\varphi) \sin(\delta) + \sin(\omega_0) \cos(\varphi) \cos(\delta) \right] \quad (I-18)$$

On évalue l'irradiation journalière diffuse par la corrélation de *Liu & Jordan* [78] :

$$\begin{cases} K_d = 0.2 & \text{si } K_t \geq 0.8 \\ K_d = 1.39 - 4.027K_t + 5.531K_t^2 - 3.108K_t^3 & \text{si } 0.3 < K_t < 0.8 \\ K_d = 0.99 & \text{si } K_t \leq 0.3 \end{cases} \quad (I-19)$$

$$\text{Donc, } Diffus_h = K_d \cdot Global_h \quad \text{et} \quad Direct_h = (1 - K_d) \cdot Global_h \quad (I-20)$$

Donc, on peut calculer l'éclairement sur un plan incliné en utilisant les équations (I-11), (I-12), (I-14) et (I-15).

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. Comme le soleil est plus haut et que les journées sont plus longues en été, la quantité totale d'énergie reçue sur un plan horizontal y est plus grande qu'en hiver. Les études expérimentales montrent l'importance de l'effet de l'angle d'inclinaison sur le rayonnement direct frappant un plan, de mois en mois. 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, le rayonnement annuel capté est au maximum lorsque le plan est incliné à un angle égal à la latitude $\beta = \varphi$.

Soit, pour notre région d'Adrar (27.53° de latitude). Par exemple, les angles d'inclinaison pour capter au maximum sont : $\beta = 0^\circ$ aux mois de juin, juillet et août; $\beta = 57.74^\circ$ au mois de janvier.

L'ensoleillement est habituellement exprimé en kWh/m^2-j ou en heures de plein ensoleillement (heures_1000W/m²) (Annexe A1). Pour le système de pompage, pour estimer l'ensoleillement, on consulte la carte d'ensoleillement de sa région. Il faut toujours choisir la période de l'année la moins ensoleillée (le mois où l'heur maximal d'ensoleillement est le plus faible) afin d'obtenir la production d'électricité requise durant cette période.

I-2-5. Mesure du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire disponible au niveau du sol est quantifié, pour divers lieux, principalement par des mesures météorologiques. Historiquement, ces mesures ont été enregistrées grâce à des héliographes de Campbell-Stokes : une boule de verre focalise les rayons sur un papier qui noircit. Ces mesures fournissaient un nombre d'heures d'ensoleillement, c'est-à-dire la durée pendant laquelle le rayonnement direct dépasse un certain seuil (par ailleurs mal déterminé, entre 150 et $250W/m^2$). Cette information est évidemment peu précise, mais on ne dispose pas de nombreuses mesures depuis très longtemps en météorologie. C'est pourquoi un modèle basé sur des corrélations a été développé pour tenter d'en tirer une quantification énergétique. L'évaluation d'installations solaires nécessite des données d'irradiance, c'est-à-dire du flux d'énergie incidente sur une surface donnée par unité de temps et de surface, exprimée en W/m^2 (ou son intégration sur une durée déterminée, l'irradiation, en kWh/m^2 ou MJ/m^2).

Dans notre unité de recherche, on utilise les pyranomètres (figure I.7). Ces derniers mettent à profit l'effet de serre dans une double coupole de verre, et utilisent des thermopiles pour déterminer la différence de température du senseur noir avec l'ambiant. Ils enregistrent une très large fraction du spectre, et sont des plus précis (de l'ordre de 1% lorsqu'ils sont soigneusement calibrés). Mais leur prix reste élevé.

Le moyen le plus simple pour mesurer la composante diffuse est d'utiliser un solarimètre (figure I.7), devant lequel on cache le rayonnement direct, soit par un arceau placé le long de la trajectoire diurne du soleil, soit par un cache mobile faisant un tour en 24 heures. Très peu de stations météorologiques en sont équipées, car ils nécessitent une surveillance et un réglage périodique de l'arceau ou du cache.



Figure I.7 : Pyranomètre (à gauche), Solarimètre (à droite)

A partir des résultats obtenus par l'équipe «gisement solaire» dans notre unité de recherche, les figures I.8 et I.9 représentent la variation des éclairagements globaux chaque minute pour les jours 11/01/2010 (journée nuageuse) et 12/01/2010 (journée à ciel clair) incident sur un plan horizontal, sur un plan incliné d'un angle $\beta = \varphi = 27^\circ.53$ (Angle de latitude) et sur un plan incliné d'un angle optimal du mois janvier $\beta = 57^\circ.74$, les trois sont orientés au plein sud. Nous remarquons que l'éclairagement incident sur un plan incliné d'un angle optimal est nettement supérieur à celle incident sur un plan incliné d'un angle de latitude et incident sur un plan horizontal.

Le tableau I.1 récapitule, pour les mêmes appareils de mesure, les valeurs d'irradiation journalière calculées.

La figure I.10 représente les irradiations journalières (durant l'année 2010) incident sur un plan horizontal, un plan incliné d'un angle $\beta = 27^\circ.53$ (Angle de latitude) et un plan incliné d'un angle optimal mensuel.

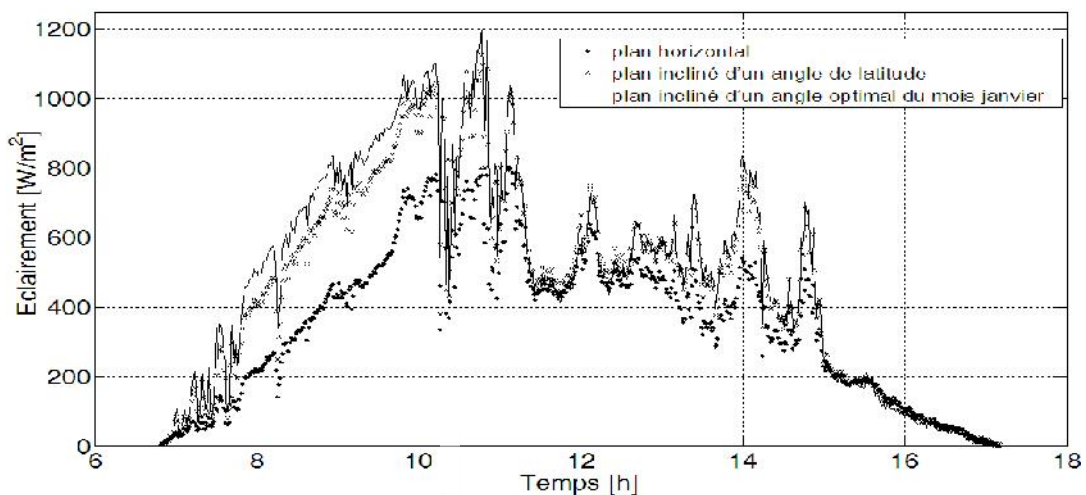


Figure I.8 : variation des éclairagements globaux chaque minute sur un plan horizontal et deux plans incliné d'un angle de latitude et $\beta = 57^\circ.74$ respectivement pour le jour 11/01/2010

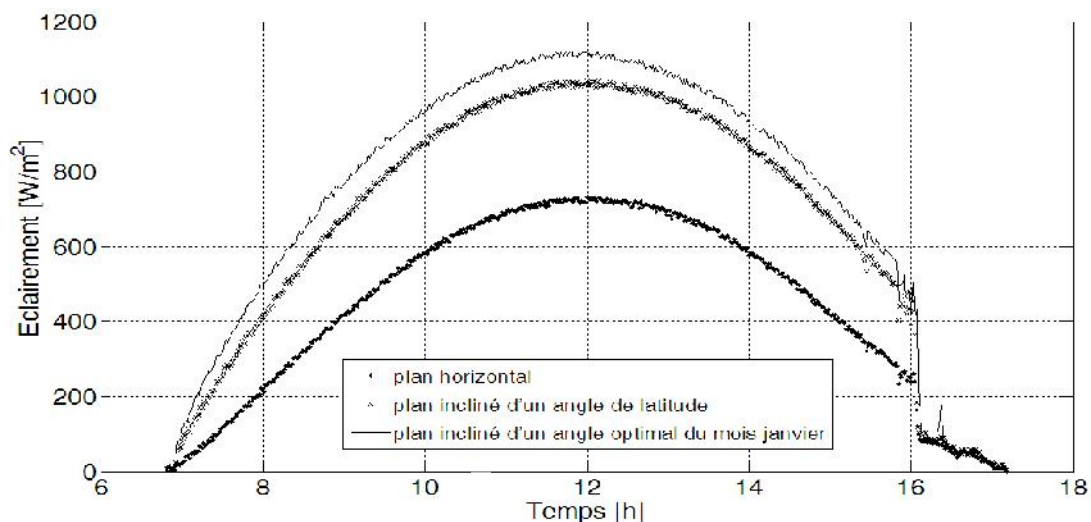


Figure I.9 : variation des éclairagements globaux chaque minute sur un plan horizontal et deux plans incliné d'un angle de latitude et $\beta = 57^\circ.74$ respectivement pour le jour 12/01/2010

Remarque : Pour le jour à ciel clair, la variation brusque de l'éclairagement à 17^h 00 causée par un ombrage d'un arbre qui se manifeste au cours du soir dans ce jour.

Position du Jour \ plan	Gisement Solaire et caractéristiques		Angle d'inclinaison optimale	
	Hh [$Wh/m^2 - jour$]	$H\phi$	ϕ	$\phi_{optimal}$
11/01/2010	3663.77	4862.24		5126.56
12/01/2010	4564.28	6942.09		7637.85

Tableau I.1: Valeurs d'irradiation journalier (Somme journalière)

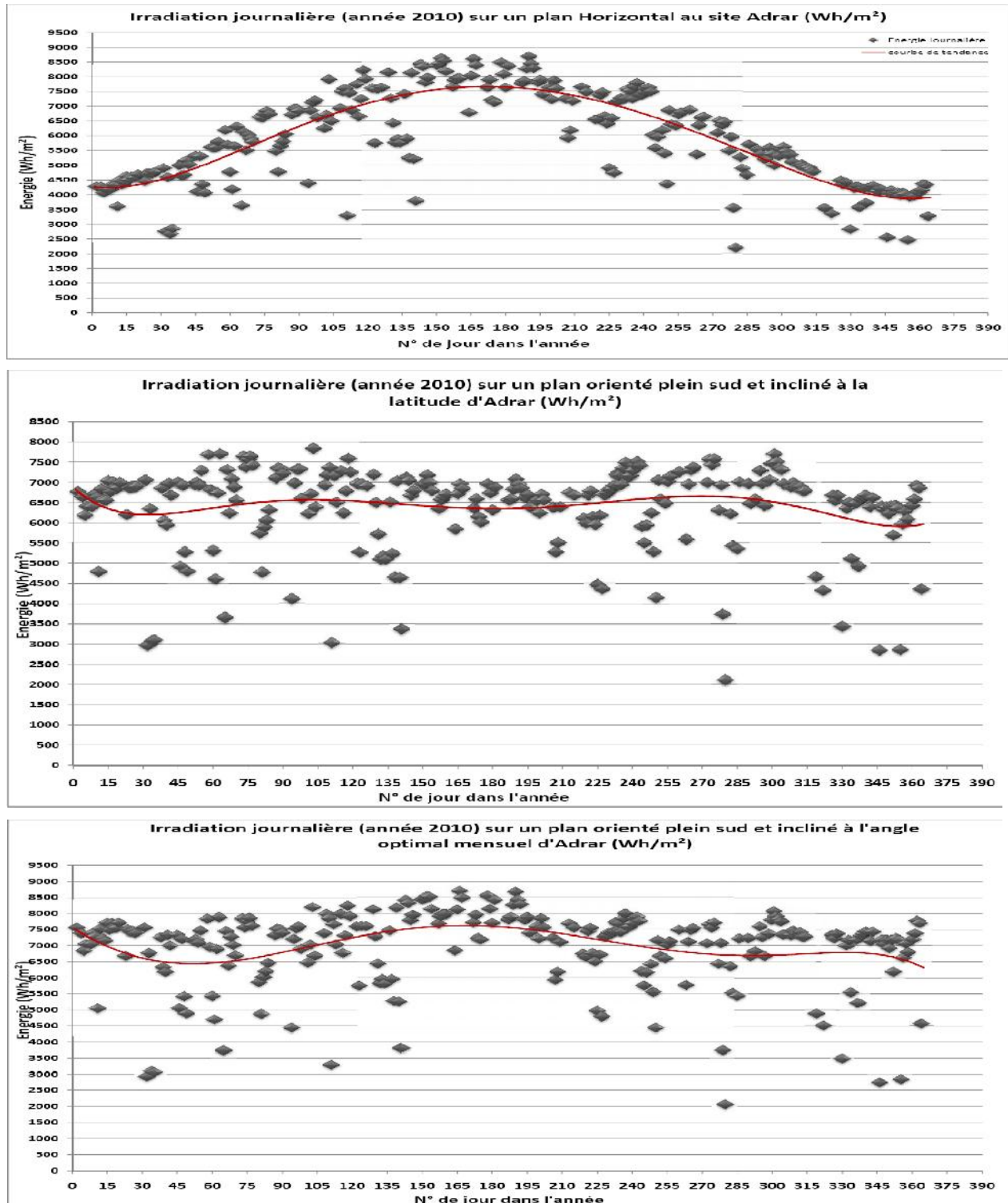


Figure I.10 : Irradiation journalière durant l'année 2010

I-3. Générateurs photovoltaïques

I-3-1. Introduction

Comme on avait déjà que l'apport énergétique maximal atteint plus de $1000\text{W}/\text{m}^2$ au niveau du sol, sous forme de lumière visible et de proche infrarouge. Un récepteur de radiation est un système qui transforme l'énergie du rayonnement qu'il reçoit en un phénomène observable. Il existe un récepteur dit matériel semi-conducteur qui est associée une courbe spectrale de sensibilité $S(\lambda)$ qui traduit la valeur de la réponse R du récepteur à un flux énergétique [04]. Par exemple, pour le silicium où le gap vaut 1.12eV à 300K , seuls les photons de longueur d'onde inférieure à $1.1\mu\text{m}$ généreront donc des porteurs et même si son énergie est supérieure au gap, chaque photon générera seulement une paire de porteurs, l'excédent d'énergie étant dissipé en chaleur. La courbe de réponse au silicium montre que toute la lumière visible est utile, de même que le proche infrarouge et l'ultraviolet [02].

Le terme «photovoltaïque», souvent abrégé par les lettres **PV**, a été formé à partir des mots «photo», un mot grec signifiant lumière, et «Volta», le nom du physicien italien Alessandro Volta, qui a inventé la pile électrochimique en 1800. L'effet photovoltaïque, c'est la conversion directe de l'énergie solaire en électricité [06]. Il fut observé pour la première fois par *Becquerel* en 1839 entre des électrodes plongées dans un électrolyte à la lumière. Dans un solide, c'est en 1876 que l'on observa un phénomène photoélectrique dans le sélénium et ce matériau fut utilisé pour la mesure de la lumière avant que le silicium ne soit développé. Cette technologie ne produit pas de chaleur, contrairement aux chauffe-eau et aux chauffe-piscines solaires résidentiels [02].

Les équations du modèle des modules photovoltaïques seront présentées en détails. Le modèle mathématique du module photovoltaïque va être utile dans l'étude, l'analyse des commande des convertisseurs, des algorithmes de suivi de point de puissance maximale (MPPT) et simuler principalement les systèmes photovoltaïques.

I-3-2. Caractéristiques des matériaux semi-conducteurs

Le semi-conducteur, matériau à l'état solide ou liquide, conduit l'électricité à température ambiante, mais moins aisément qu'un métal conducteur. Des métaux, tels que le cuivre, l'argent et l'aluminium, sont d'excellents conducteurs. Au contraire, des matériaux tels que le diamant et le verre sont de mauvais conducteurs. Aux basses températures, les semi-conducteurs purs se conduisent comme des isolants. À des températures élevées, ou en présence d'impuretés ou de lumière, la conductivité des semi-conducteurs s'accroît fortement, pouvant même devenir comparable à celle des métaux.

La quantité d'incident de lumière affecte directement la génération des porteurs de charge. Les principaux semi-conducteurs sont le silicium, le germanium, le sélénium, l'arséniure de gallium et le séléniure de zinc. L'accroissement de la conductivité en fonction de la température, de la lumière ou des impuretés (dopage) s'explique par une augmentation du nombre d'électrons de conduction, qui transportent le courant électrique (figure I.11).

Les cellules photovoltaïques (panneaux solaires) sont réalisés à partir de différents types de semi-conducteurs : **silicium cristallin** (poly-cristallin, mono-cristallin), **silicium amorphe**, ...etc.

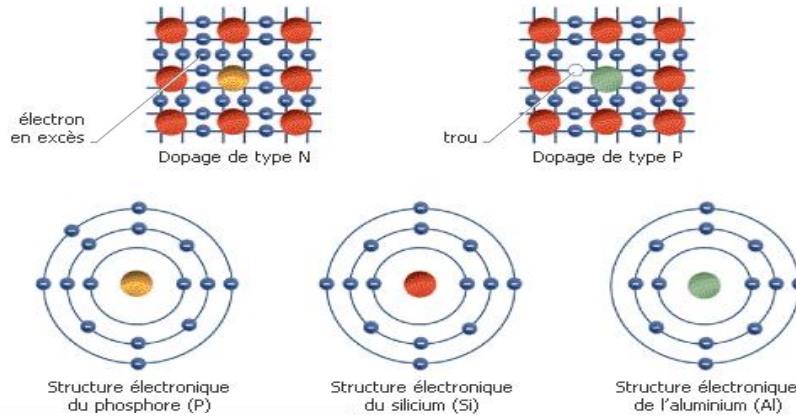


Figure I.11 : Dopage d'un semi-conducteur

I-3-3. Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque [58, 59]

La mise en contact de deux zones à dopages opposés dans un semi-conducteur constitue un élément fort connu : la diode. A l'interface où les concentrations d'atomes étrangers font passer le silicium du type *p* au type *n* apparaît une région appelée zone de charge d'espace qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche *n* à vouloir passer du côté *p* où ils sont attirés par les trous excédentaires et de la tendance des trous à vouloir passer du côté *n* par réciprocité. Cet échange de porteurs dans la zone de charge spatiale crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre thermique.

Dans la figure I.12, on a représenté la courbe (*I,V*) typique d'une diode au silicium. On remarque que la courbe sous illumination (*E*) est simplement décalée vers le bas de la valeur *I_{cc}* (Courant de court-circuit), ce qui est normal, vu l'hypothèse d'une génération constante du courant par la lumière. La valeur *V_{co}* (tension à vide) représente en fait l'égalité du courant de génération par la lumière et du courant de « consommation » de la diode sans lumière [02, 06].

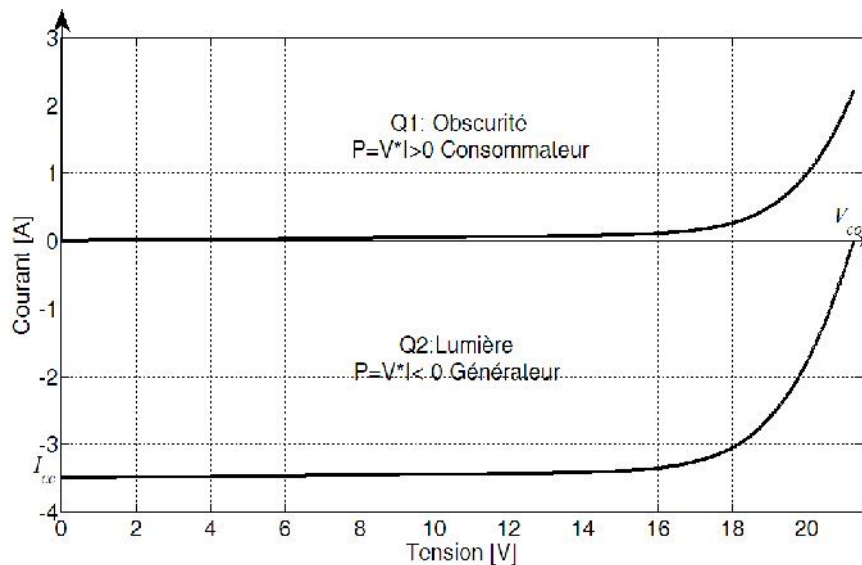


Figure I.12 : Cellule solaire : Caractéristique (*I,V*)

De nombreux modèles mathématiques, ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations.

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles du générateur photovoltaïque qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant finaux du générateur photovoltaïque.

Les caractéristiques à une seule exponentielle du courant $I = f(V)$ (modèle à une seule diode) d'une cellule photovoltaïque peuvent être schématisées comme suit :

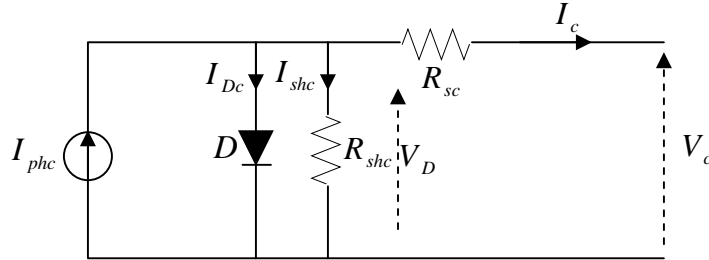


Figure I.13 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le courant I_{phc} dépend de l'éclairement. Une partie de ce courant traverse la diode à cause de la recombinaison des porteurs de charge.

La résistance R_{shc} existe principalement en raison du courant de fuite de la jonction pn et dépend de la méthode de fabrication de la cellule photovoltaïque. La résistance R_{sc} existe principalement en raison de la chute de tension de la jonction pn . La valeur de R_{shc} est généralement haute et quelques auteurs suppriment cette résistance pour simplifier le modèle. La valeur de R_{sc} est très basse. Parfois, ce paramètre est négligé.

$$I_c = I_{phc} - I_{Dc} - I_{shc} \tag{I-21}$$

$$I_{phc} \approx I_{cc} = f(E, T_c) \tag{I-22}$$

$$I_{Dc} = i_s \left[\exp\left(\frac{e_0 V_D}{AKT_c}\right) - 1 \right] = I_s \left[\exp\left(\frac{e_0 (V_c + R_{sc} I_c)}{AKT_c}\right) - 1 \right] \tag{I-23}$$

$$I_{shc} = \frac{V_D}{R_{shc}} = \frac{V_c + R_{sc} I_c}{R_{shc}} \tag{I-24}$$

Où : $I_c [A]$: Courant de sortie de la photopile solaire (une cellule) ;

$I_{phc} [A]$: Courant produite par la photopile solaire ;

$I_{Dc} [A]$: Courant dans la diode ;

$I_{shc} [A]$: Courant circulant dans la résistance shunt de la cellule ;

$E [W/m^2]$: Eclairement globale sur le plan de la cellule ;

$I_s [A]$: Courant de saturation dans la diode ;

$V_c [V]$: Tension de sortie de la photopile solaire ;

$T_c [K]$: Température de la cellule (K: Kelvin) ;

$R_{sc} [\Omega]$: Résistance série d'une cellule ;

$R_{shc} [\Omega]$: Résistance shunt d'une cellule ;

$V_D [V]$: Tension au borne de R_{shc} ;

A : Facteur d'idéalité de la jonction ;

K : Constante de Boltzmann $1.38 \cdot 10^{-23} J/K$;

e_0 : Charge d'électron $1.6 \cdot 10^{-19} C$.

A partir des résultats expérimentaux de la température ambiante, la température de la cellule peut être estimée comme suit [04] :

$$T_c = T_a + E \left(\frac{NOCT - T_{aref}}{800} \right) \tag{I-25}$$

Avec : $T_a [K]$: Température ambiante ;

$T_{aref} [K]$: Température de référence ambiante ;

$NOCT [K]$: Température d'utilisation de cellule ; est la température qu'atteint une cellule encapsulée dans un module soumis à un éclairement de $800 W/m^2$.

I-3-4. Modèle électrique d'un module photovoltaïque (n_{cs} cellules en série)

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 de 12Volts et les modules auront donc 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 «module photovoltaïque» [03].

Chez la plupart des fabricants, tous les modules sont testés en usine à l'aide d'un simulateur à flash dont la durée de quelques ms permet d'obtenir un éclairement de $1000W/m^2$, spectre AM1.5 et température de $25^\circ C$ sans pour autant réchauffer le module. Ces valeurs sont appelées STC (Standard Test Conditions) et elles sont utilisées par tous les fabricants pour définir leurs produits. Mais ces conditions sont rarement rencontrées dans la réalité [04].

$$E = 1000W/m^2, T_{ref} = 25 \quad (I-26)$$

La figure I.14 représente le modèle d'un module photovoltaïque.

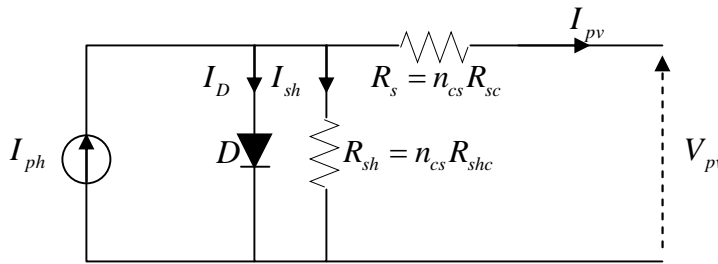


Figure I.14 : Schéma équivalent d'un module (Panneau) photovoltaïque

Les résistances R_s et R_{sh} sont la somme de plusieurs résistances structurales de la cellule.

Nous avons :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (I-27)$$

$$I_{ph} = \frac{E}{E_{ref}} (I_{phref} + \alpha \Delta T) = p_1 E (1 + p_2 \Delta T) \quad (I-28)$$

$$\text{Où : } p_1 = \frac{I_{phref}}{E_{ref}} = \frac{(R_s + R_{sh}) I_{ccref}}{R_{sh} E_{ref}}, p_2 \approx \frac{\alpha}{I_{phref}} = \frac{\alpha R_{sh}}{(R_s + R_{sh}) I_{ccref}} \quad \text{et } T = T_c - T_{cref}$$

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{e_0 (V_{pv} + R_s I_{pv})}{A n_{cs} k T_c} \right) - 1 \right] \quad (I-29)$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_{sc} I_{pv}}{R_{shc}} = \frac{V_{pv} + n_{cs} R_{sc} I_{pv}}{n_{cs} R_{shc}} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (I-30)$$

E_{ref} [$1000W/m^2$] : Eclairement de référence ;

T_{cref} [$298K$] : Température de référence ;

I_{ccref} : Courant de court-circuit de référence ;

R_s [Ω] : Résistance série du module ;

R_{sh} [Ω] : Résistance shunt du module ;

n_{cs} : Nombre de cellule en série dans le module ;

I_{ph} [A] : Photo courant déterminé par l'expérimentale ;

α [$A/^\circ C$] : Coefficient de courant en température.

I_0 le courant de saturation inverse de diode, fortement proportionnel à la température, est donné par :

$$I_0 = \frac{I_{ccref} + \alpha \Delta T}{\exp \left(\frac{e_0 (V_{coref} + \beta \Delta T)}{A n_{cs} k T_c} \right) - 1} \quad \text{ou} \quad I_0 = I_{0ref} \left(\frac{T_c}{T_{cref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{E_g}{AK} \left(\frac{1}{T_{cref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right) \right] = p_3 T_c^3 \exp \left(- \frac{E_g}{AK T_c} \right) \quad (I-31)$$

$$I_{0ref} = \frac{I_{ccref}}{\exp\left(\frac{e_0 V_{coref}}{An_{cs}KT_{cref}}\right) - 1} \quad \text{donc } p_3 = \frac{I_{ccref} \exp\left(\frac{E_g}{AKT_{cref}}\right)}{\left(\exp\left(\frac{e_0 V_{coref}}{An_{cs}KT_{cref}}\right) - 1\right) T_{cref}^3} \quad (I-32)$$

$\beta[V/^{\circ}C]$: Coefficient de tension en température ;
 V_{coref} : Tension de référence à vide ;
 I_{0ref} : Courant de référence de saturation inverse de diode ;
 E_g : Energie de gap pour le silicium cristalline 1.12eV.

Le passage d'une cellule à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée [09].

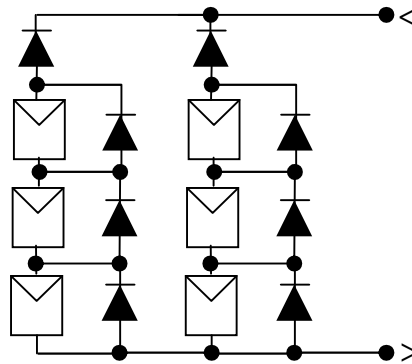


Figure I.15 : Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections

I-3-5. Modèle électrique d'un générateur photovoltaïque

Typiquement, une cellule photovoltaïque produit moins de 2W, sous approximativement 0.5V. Une association série de plusieurs cellules donne un module, et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un champ photovoltaïque.

L'association de N_s modules en série et de N_p modules en parallèle, donne la caractéristique de la figure I.16.

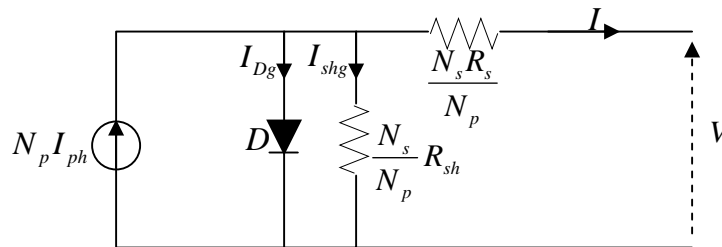


Figure I.16 : Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque

Les équations du module deviennent :

$$I = N_p I_{ph} - I_{Dg} - I_{shg} \quad (I-33)$$

$$I_{Dg} = N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right) \left[\exp\left(\frac{e_0 \left(V + \frac{N_s R_s}{N_p} I\right)}{An_{cs} N_s K T_c}\right) - 1 \right] \quad (I-34)$$

$$I_{shg} = \frac{\frac{V + N_s R_s \left(\frac{I}{N_p}\right)}{N_s} + N_s R_s \left(\frac{I}{N_p}\right)}{R_{sh}} = N_p \frac{V + \left(\frac{N_s R_s}{N_p}\right) I}{N_s R_{sh}} \quad (I-35)$$

N_s : Nombre de panneaux connectés en série ;

N_p : Nombre de branches.

I-3-6. Modèle empirique «Modèle de Raushanbah» [11]

L'expression de l'équation (I-33) est une forme implicite et non linéaire. Elle nécessite la détermination de nombreux paramètres ($R_s, R_{sh}, I_{ph}, A, \dots$). Il existe un autre modèle empirique et explicite dit de *Rauschenbah*. Ce modèle nécessite la connaissance de trois points seulement d'un caractéristique de référence ($V_{co}, I_{cc}, P_{crête}$).

$P_{crête}$: Puissance crête d'un module aux STC, elle donnée en Wc (c : crête). Cette puissance est correspond au courant de sortie optimal I_{op} et la tension de sortie optimale V_{op} .

I-3-6_1. Modèle d'un générateur photovoltaïque

L'équation analytique résultante ou le courant délivré par le générateur photovoltaïque à partir des tests expérimentaux est la suivante :

$$I = N_p I_{cc} \left\{ 1 - c_1 \left[\exp\left(\frac{V}{c_2 N_s V_{co}}\right) - 1 \right] \right\} \quad (I-36)$$

$$\text{Avec : } c_1 = \left(1 - \frac{I_{op}}{I_{cc}}\right) \exp\left(\frac{-V_{op}}{c_2 V_{co}}\right), \quad c_2 = \frac{\left(\frac{V_{op}}{V_{cc}} - 1\right)}{\log\left(1 - \frac{I_{op}}{I_{cc}}\right)} \quad (I-37)$$

Pour déterminer les caractéristique (I,V) pour les données (E,T_c) ; on utilise l'équation de translation.

I-3-6_2. Modèle d'un générateur photovoltaïque en utilisant l'équation de translation

Le modèle aux STC est donné par l'équation suivante :

$$I_{ref} = N_p I_{ccref} \left\{ 1 - c_1 \left[\exp\left(\frac{V_{ref}}{c_2 N_s V_{coref}}\right) - 1 \right] \right\} \quad (I-38)$$

La courbe (I,V) est essentiellement influencée par la variation de deux entrées : l'insolation et la température. L'adaptation de l'équation (I-36) pour différents niveaux de l'insolation et de la température solaires peut être manipulé par les équations suivantes [10, 63] :

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (I-39)$$

$$\Delta I = N_p \left(\alpha \left(\frac{E}{E_{ref}}\right) \Delta T + \left(\frac{E}{E_{ref}} - 1\right) I_{ccref} \right) \quad (I-40)$$

En remplaçant V_{ref} dans (I-38) par :

$$V_{ref} = V - \Delta V \quad (I-41)$$

$$V = N_s \left(\beta \Delta T + \frac{R_s}{N_p} \Delta I \right) = N_s \left(\beta_l T + 0.0539 V_{opref} \log\left(\frac{E}{E_{ref}}\right) \right) \quad (I-42)$$

I-3-7. Le facteur de forme et le rendement d'un générateur photovoltaïque

Le facteur de forme FF est un paramètre très important qui caractérise un module photovoltaïque. Des valeurs élevées de ce facteur montrent que le module a de bonnes performances. Le FF est calculé par l'équation :

$$FF[\%] = \frac{P_{crête}}{V_{coref} \cdot I_{ccref}} \quad (I-43)$$

Nous parlons ici uniquement du rendement global de conversion d'énergie des photons en électrons traduit par la puissance électrique délivrée par les cellules PV, par rapport à un éclairage de 1000W/m^2 de type AM1.5 pour pouvoir ainsi effectuer des comparaisons objectives des diverses performances de cellules. Il dépend du matériau utilisé et des pertes liées à la technologie mise en œuvre pour réaliser une cellule [12]. Le rendement d'un module photovoltaïque dont la surface est S , est donné par la formule :

$$\eta_{g\acute{e}n} [\%] = \frac{P_{cr\acute{e}te}}{1000 \cdot S} \quad (I-44)$$

I-3-8. Détermination des paramètres du module photovoltaïque [58, 59]

I-3-8_1. Introduction

Les modules photovoltaïques présentent une caractéristique I-V non linéaire avec plusieurs paramètres qui doivent être ajustés par des données expérimentales. Les fabricants des modules photovoltaïques, au lieu de l'équation I-V, fournissent seulement quelques données expérimentales concernant les caractéristiques électriques et thermiques de ces modules. Malheureusement, certains paramètres requis pour ajuster les modèles du module photovoltaïque ne sont pas contenues dans la fiche technique du module, comme le photo courant I_{ph} , les résistances (R_s , R_{sh}), le facteur d'idéalité A et le courant de saturation inverse de la diode I_0 .

Toutes les fiches techniques des modules photovoltaïques apportent essentiellement les informations suivantes : la puissance de sortie maximal expérimentale $P_{cr\acute{e}te\text{-exp\acute{e}ri}}$, la tension V_{coref} , le courant I_{ccref} , la tension et le courant au point de puissance maximum (V_{opref} , I_{opref}), le nombre de cellules n_{CS} , le rendement η , le facteur de forme FF et les coefficients de tension et de courant en température (α , β). Ces informations sont toujours fournies pour les conditions (STC). Quelques fabricants fournissent les courbes I-V pour différentes valeurs d'éclairement et de température. Ces derniers facilitent l'ajustement et la validation de l'équation mathématique I-V.

Cette partie présente une méthode numérique facile et précise sans avoir besoin d'effectuer plusieurs tests expérimentaux sur le module photovoltaïque de type *Isofotón-75* (Ces types sont disponibles et utilisés dans notre système de pompage photovoltaïque). Cette méthode permet d'obtenir les paramètres du module photovoltaïque, en utilisant les informations contenues dans la fiche technique. Le modèle est validé par des données expérimentales.

I-3-8_2. Problématique et Ajustement du modèle

La caractéristique I-V du module photovoltaïque dépend fortement des caractéristiques internes comme les paramètres (R_s , R_{sh}) et des influences externes telles que le niveau d'éclairement (E) et la température (T_c). Le courant I_{ph} des cellules élémentaires, sans pris en compte les résistances série et shunte, est difficile à déterminer. Par conséquent, les fiches techniques fournissent uniquement le courant I_{ccref} , qui est le courant maximum disponible sur les bornes du module. En général, parce que la résistance série est trop faible et la résistance parallèle est trop élevée, on peut supposer que $I_{ph} = I_{ccref}$.

La valeur du facteur d'idéalité A peut être choisie arbitrairement. Beaucoup d'auteurs discutent des méthodes pour estimer la valeur exacte de cette constante basée sur l'analyse empirique [57]. Habituellement, $1 < A < 1.5$ et le choix de sa valeur dépend d'autres paramètres du modèle I-V. Dans [57], l'auteur cite différents méthodes pour l'estimation de A . Puisque A exprime le degré d'idéalité de la diode et est totalement empirique, on peut choisir n'importe quelle valeur initiale. Cette constante affecte la courbure de caractéristique I-V. En effet, la variation de A peut améliorer l'exactitude du modèle. Sa valeur peut être déterminée par itération afin d'aboutir au meilleur lissage graphique de la caractéristique I-V.

Les deux paramètres qui demeurent inconnus, sont R_s et R_{sh} . Quelques auteurs proposent de faire des incréments de R_s (processus itératif) et cela dans le but d'atteindre une meilleure concordance entre les données expérimentales et calculées, puis on procède de la même manière pour R_{sh} . Cette méthode est convenable, mais manque de précision parce que, principalement R_s et R_{sh} ne sont pas ajustés séparément si un bon modèle I-V est souhaité.

I-3-8_3. Solution itérative de R_s et R_{sh}

Cette partie propose une méthode pour ajuster R_s et R_{sh} basé sur le fait qu'il y a une seule paire (R_s, R_{sh}) qui garantit la condition $P_{max}=P_{crête-expéri}=V_{opref} \cdot I_{opref}$. La relation entre R_s et R_{sh} peut être trouvée, pour un module photovoltaïque, en faisant $P_{max}=P_{crête-expéri}$ (l'équation I-45), puis en calculant R_{sh} pour R_s en résolvant de l'équation (I-46).

$$P_{crête-expéri} = V_{opref} I_{opref} = V_{opref} \left(I_{phref} - p_3 T_{cref}^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_{cref}}\right) \left[\exp\left(\frac{e_0(V_{opref}+R_s I_{opref})}{An_{cs}KT_{cref}}\right) - 1 \right] - \frac{V_{opref}+R_s I_{opref}}{R_{sh}} \right) \quad (I-45)$$

$$R_{sh} = V_{opref} \times \frac{V_{opref}+R_s I_{opref}}{\left(V_{opref} \left(I_{phref} - p_3 T_{cref}^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_{cref}}\right) \left[\exp\left(\frac{e_0(V_{opref}+R_s I_{opref})}{An_{cs}KT_{cref}}\right) - 1 \right] - P_{crête-expéri} \right) } \quad (I-46)$$

Le but est de trouver la valeur de R_s (et par conséquent de R_{sh}) qui fait coïncider la puissance crête de la courbe mathématique V-P avec la puissance de crête expérimentale. Pour cela, on doit passer par plusieurs itérations.

Dans le processus itératif, R_s doit être faiblement incrémenté à partir de $R_s=0$. L'ajustement de la courbe de V-P sur les données expérimentales exige de trouver la courbe pour plusieurs valeurs de R_s et R_{sh} (il n'est pas nécessaire de représenter la courbe V-P, seulement la valeur de puissance de crête est utilisée). La figure I.17 illustre l'influence de l'augmentation de R_s sur le déplacement de la courbe V-P vers la gauche et la puissance crête vers le MPP expérimental. Cette figure signifie que pour n'importe quelle valeur de R_s il y aura une valeur du R_{sh} qui permet une meilleure concordance entre la puissance crête calculée et celle fournie par le constructeur.

Pour tracer les courbes I-V et V-P, on doit résoudre l'équation (I-33) pour $I \in [0, I_{cc}]$ et $V \in [0, V_{oc}]$. Cette équation n'a pas une solution directe parce qu'elle est non linéaire et implicite $I = f(V, I)$. Donc, on doit passer, alors, aux méthodes numériques (ici la méthode numérique du point fixe) et ceci ne pose aucune difficulté. Les points (I,V) sont facilement obtenus en résolvant numériquement $g(V, I) = I - f(V, I) = 0$ pour un ensemble de valeurs de V.

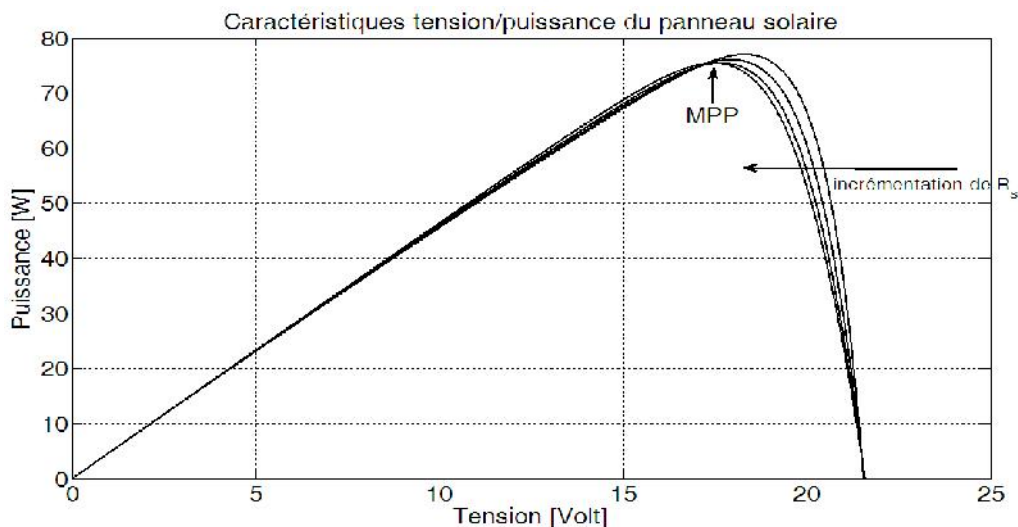


Figure I.17 : Courbes V-P pour différentes valeurs de R_s (donc R_{sh})

Le modèle peut être encore amélioré en tirant profit de la solution itérative de R_s et R_{sh} . Chaque itération permet s'approcher vers la meilleure solution de modèle, l'équation (I-47) peut être introduit dans le l'équation (I-45), elle permet de calculer le I_{ph} .

$$I_{ph} = \frac{R_s + R_{sh}}{R_{sh}} I_{cc} \quad (I-47)$$

L'éq. (I-47) utilise les résistances R_s et R_{sh} (c'est-à-dire nous avons supposé que $I_{cc} \neq I_{ph}$). Au début la valeur de R_{sh} est inconnue, il prend une valeur initiale mais, pendant que la solution de l'algorithme est affinée le long des itérations successives, les valeurs de R_s et R_{sh} tendent à la meilleure solution et l'éq. (I-47) devient valide et détermine effectivement le courant I_{ph} en tenant compte l'influence des résistances série et parallèles du module. Les suppositions initiales pour R_s et R_{sh} sont nécessaires avant que le processus itératif commence. La valeur initiale du R_{sh} est donné par :

$$R_{sh_initial} = \frac{V_{opref}}{I_{ccref} - I_{opref}} - \frac{V_{ocref} - V_{opref}}{I_{opref}} \quad (I-48)$$

L'éq. (I-48) détermine la valeur minimale de R_{sh} , qui est la pente de la droite coupe les points nominaux remarquables (court-circuit et puissance crête). Bien que le $R_{sh_initial}$ est plus grand que le R_{sh} et c'est un bon choix.

I-3-8_4. Modélisation de l'algorithme

L'organigramme simplifié de l'algorithme de modélisation itératif est donné par la figure I.18.

La méthode itérative pour $A=1$ donne la solution : $R_s=0.2034$ et $R_{sh}=78.8721$ pour le module *Isofotón-75*.

I-3-8_5. Validation du modèle par des résultats expérimentaux

Afin d'améliorer et d'examiner la validité du modèle, on a comparé les courbes simulés avec les courbes expérimentales. Ces données expérimentales sont fournies par l'équipe «électronique de système» de notre unité de recherche, Ils ont utilisé un traceur de courbe I-V de type EKO Instruments MP-160 (fig. I.19) pour caractériser les panneaux et tracer la caractéristique I(V) du module photovoltaïque.

Nous avons comparé les caractéristiques obtenues par simulation numérique avec celles obtenus pratiquement pour une plage de variation de la puissance de l'éclairement reçu par le panneau photovoltaïque (entre 341 à 1060W/m²) et de température (de 29.3°C à 57.7°C), durant une journée ensoleillée et une journée nuageuse choisie le 21/02/12 et 28/02/12 respectivement.

Nous avons implanté le modèle du générateur photovoltaïque dans l'environnement *Simulink* de *Matlab*, puis nous avons simulé les caractéristiques I-V pour trois conditions différentes d'éclairement et de température. Ces conditions concordent avec celles utilisées lors du tracé des courbes expérimentales.

La figure I.20 montre les courbes de simulation et les courbes expérimentales I-V du panneau solaire de *Isofotón-75*, tracées en utilisant le traceur des courbes I-V. La forme des caractéristiques I-V est celle dans la figure I.12, sauf que, pour des raisons de simplicité, le courant I sera dessiné en sens inverse afin de respecter la convention générateur.

Les écarts constatés (Quelques points ne sont pas exactement assortis) sont dus aux erreurs du modèle parce que le modèle n'est pas parfait, bien qu'il soit exact aux différents points remarquables (court-circuit, à vide et puissance optimale) et suffisamment précis pour d'autres points.

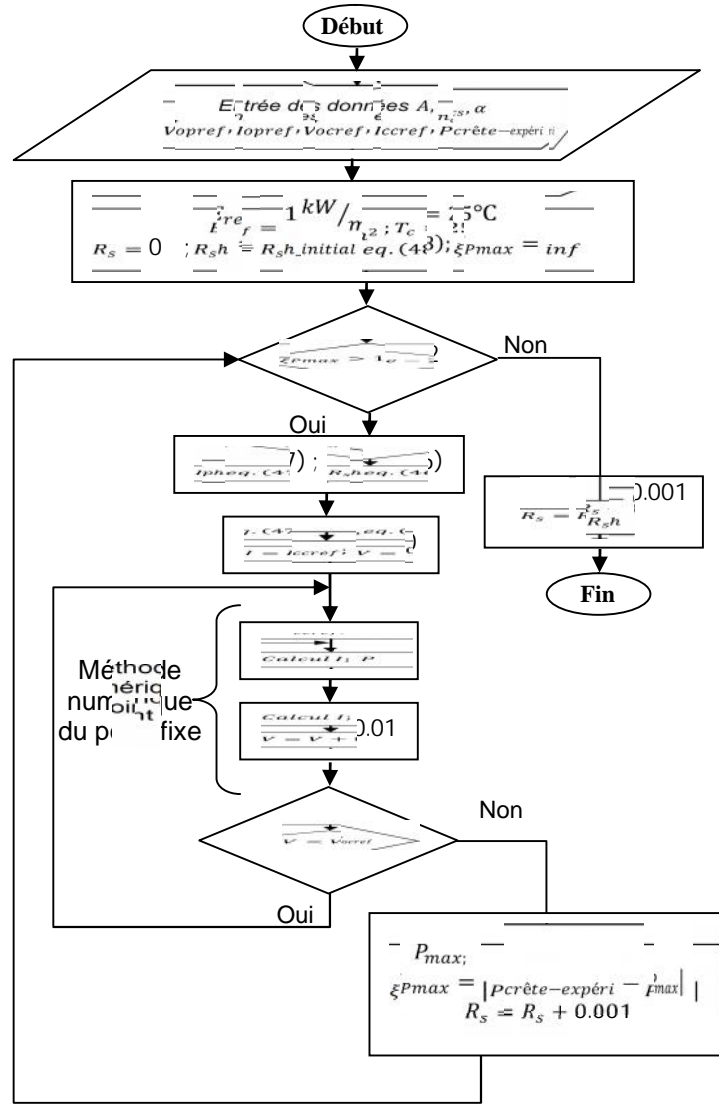
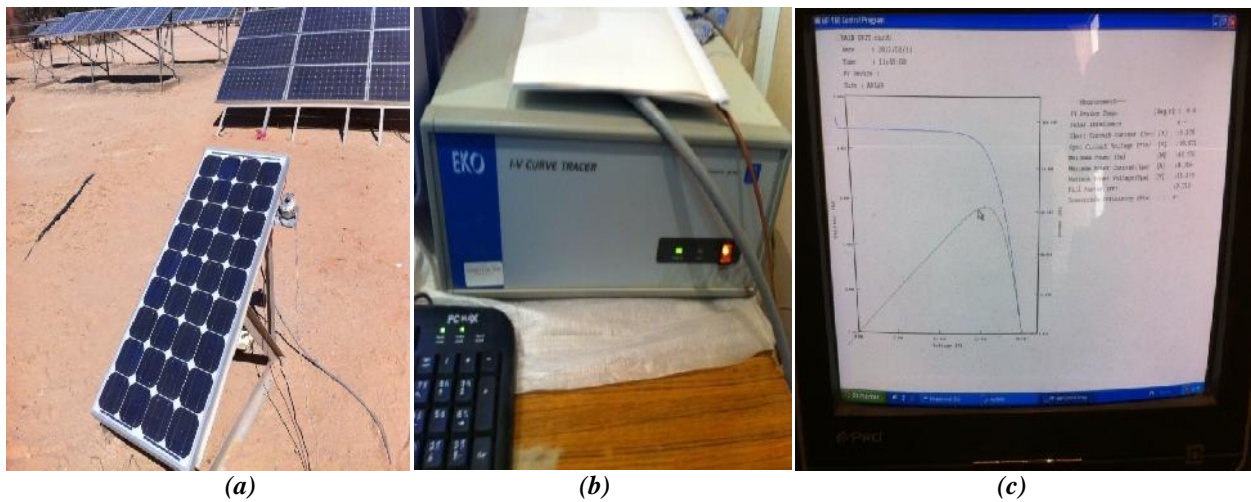


Fig. I.18 : Algorithme de la méthode employée pour ajuster le modèle I-V



(a) Module photovoltaïque à caractériser
 (b) Traceur de courbe I-V de type EKO Instruments MP-160
 (c) Résultats expérimentaux affichés sur le PC

Figure I.19 : Photos du banc d'essai

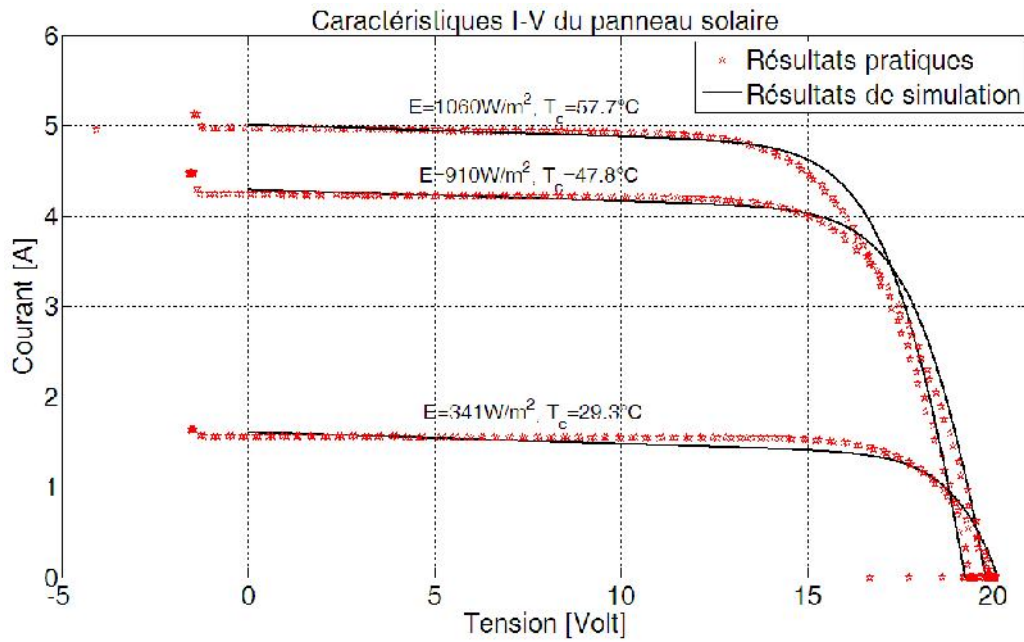


Figure I.20 : Les courbes I-V expérimentales et simulation

Ce modèle peut être amélioré en effectuant plus d'itérations avec d'autres valeurs du facteur A (incrémentement de la valeur de A), sans modifications dans l'algorithme. L'opération complète pour déterminer les paramètres du modèle du module est représentée dans la fig. I.21.

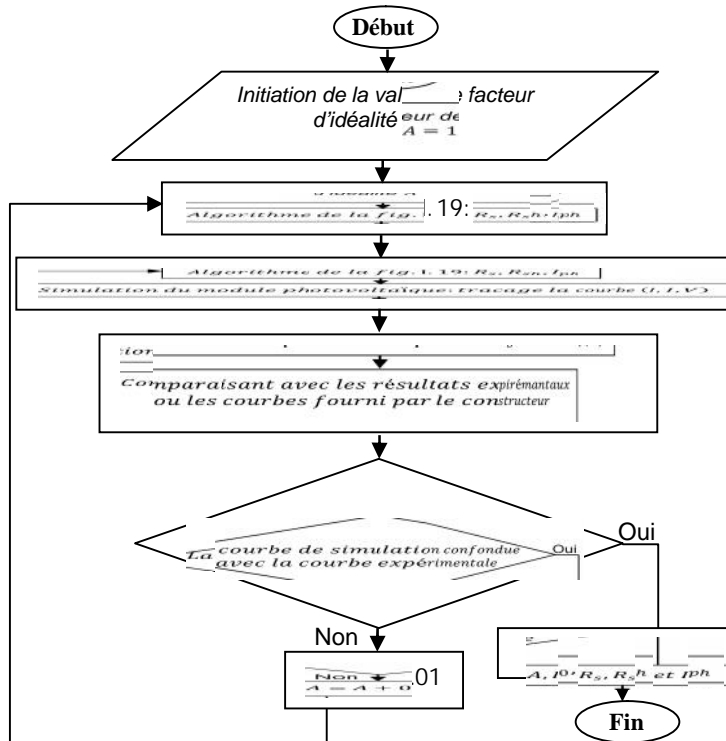


Figure I.21 : Opération complète pour déterminer les paramètres du modèle du module photovoltaïque

Pour A=1.1, le modèle n'est pas encore parfait. Les résultats pratiques et de simulation du modèle final (A=1.2) à une diode sont représentés dans la fig. I.22. On remarque un très bon accord entre les caractéristiques expérimentales et celles simulées.

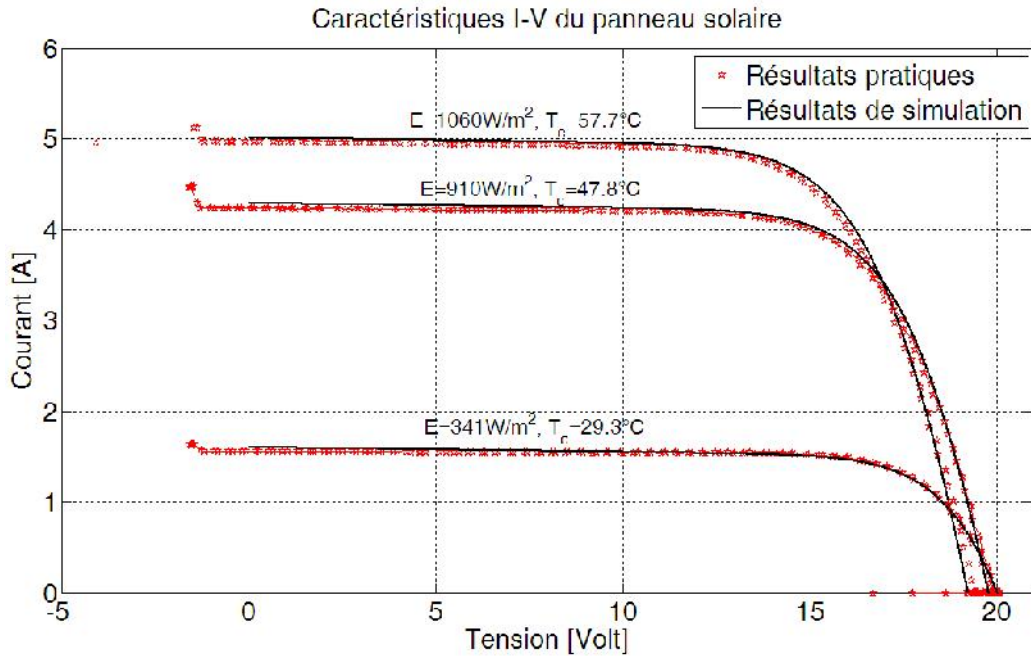


Figure I.22 : Caractéristiques I-V pratiques et simulation de modèle final A=1.2 du panneau *Isofoton -75*

Pour valider les résultats obtenus, la comparaison entre les N valeurs des données mesurées M_i et calculées C_i se fait en utilisant la valeur du coefficient de régression R-carrée (R^2), défini comme suit [21, 80] :

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (C_i - M_i)^2}{N \cdot M_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^N M_i)^2}{N}} \tag{I-49}$$

Nous avons calculé le R^2 sur le courant de sortie, on trouve une valeur de l'ordre de 0.9998 pour le modèle à une diode.

Finalement, les paramètres et les constantes ajustés du modèle sont donnés au tableau I.2.

Module isofoton	
Facteur d'idéalité de la jonction	1.2
Photo courant	4.6756
Résistance shunt d'un module	0.2402
Résistance shunt d'un module	199.4843
	0.0047
	$1.9976 \cdot 10^{-4}$
	3.7042
Courant de saturation inverse de diode	$1.6628 \cdot 10^{-8}$

Tableau I.2 : Paramètres du modèle ajusté du solaire de *Isofoton-75* aux conditions de fonctionnement nominales

I-3-9. Simulation du fonctionnement et du comportement d'un générateur photovoltaïque

Les simulations sont réalisées en utilisant les blocs de fonctions de l'environnement *Simulink* du logiciel *Matlab*, après l'élaboration des différents modèles des générateurs photovoltaïque (Annexe A3), dont les caractéristiques sont données dans l'annexe A2.

La simulation est exécutée pour une large plage de variation de la puissance de l'éclairement reçue par le panneau photovoltaïque (entre 150 à 850W/m²) et de la température (de 20°C à 55°C), ainsi que pour une variation du nombre de modules en série et en parallèle.

Les résultats de simulation du modèle à une diode sont représentés sur les figures I.23 à I.26.

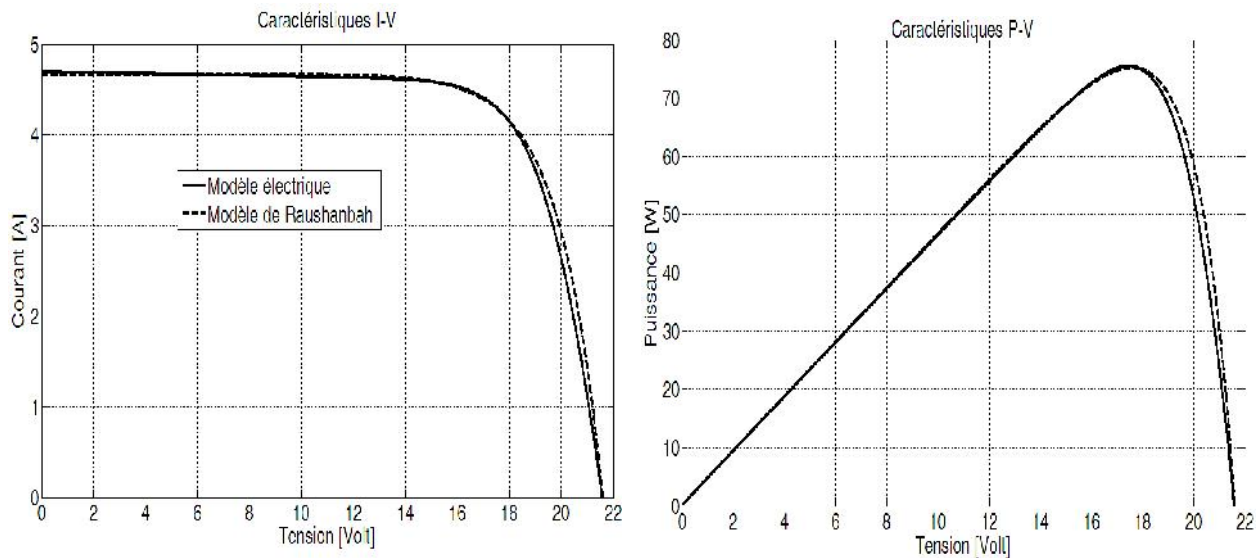


Figure I.23 : Caractéristiques I-V et P-V du module photovoltaïque *Isofoton-75*
Comparaison entre le modèle électrique et celui de Raushanbah aux STC

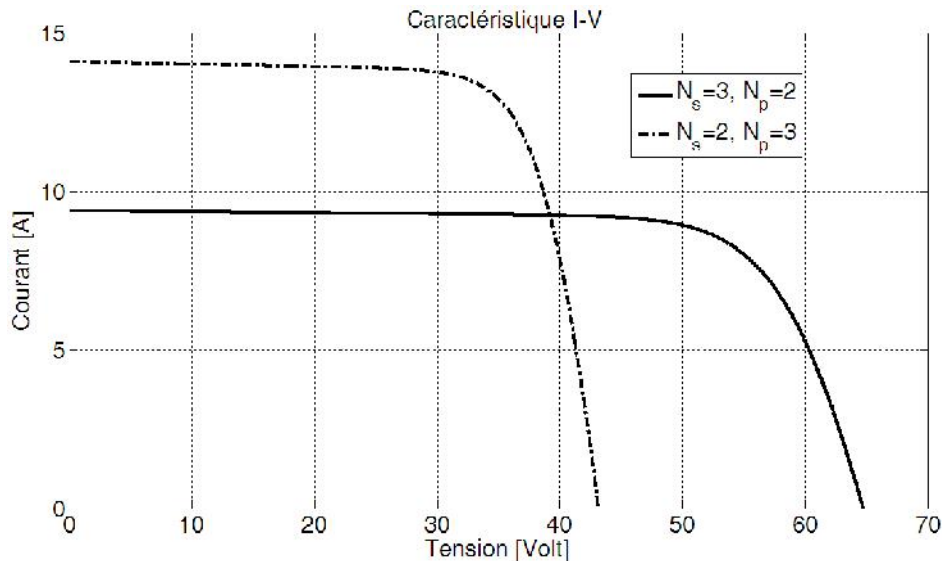


Figure I.24 : Caractéristique I-V du générateur photovoltaïque aux STC
Association série et/ou parallèle

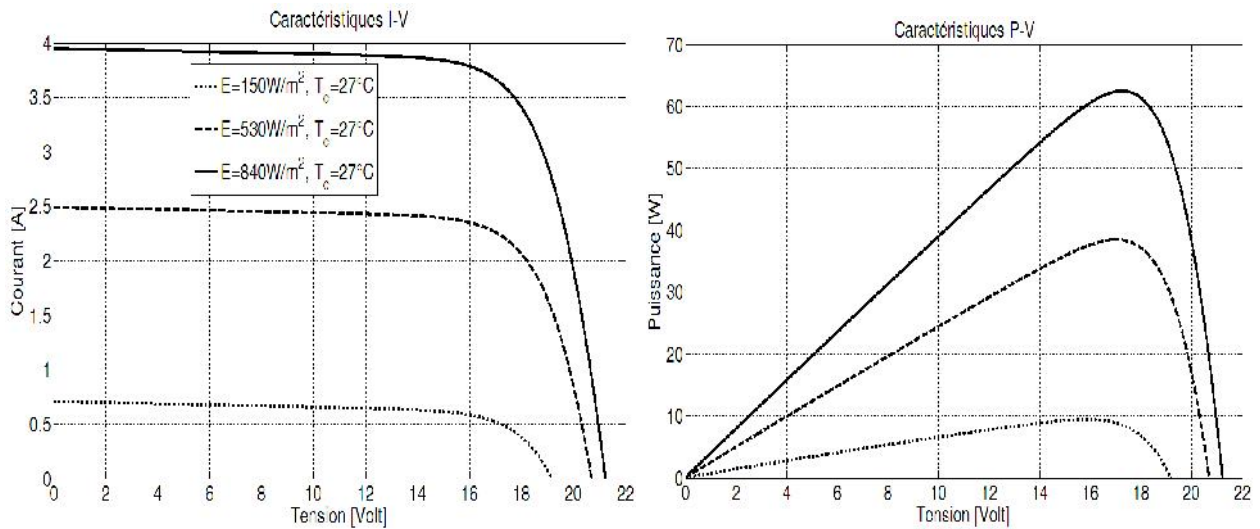


Figure I.25 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I-V et P-V

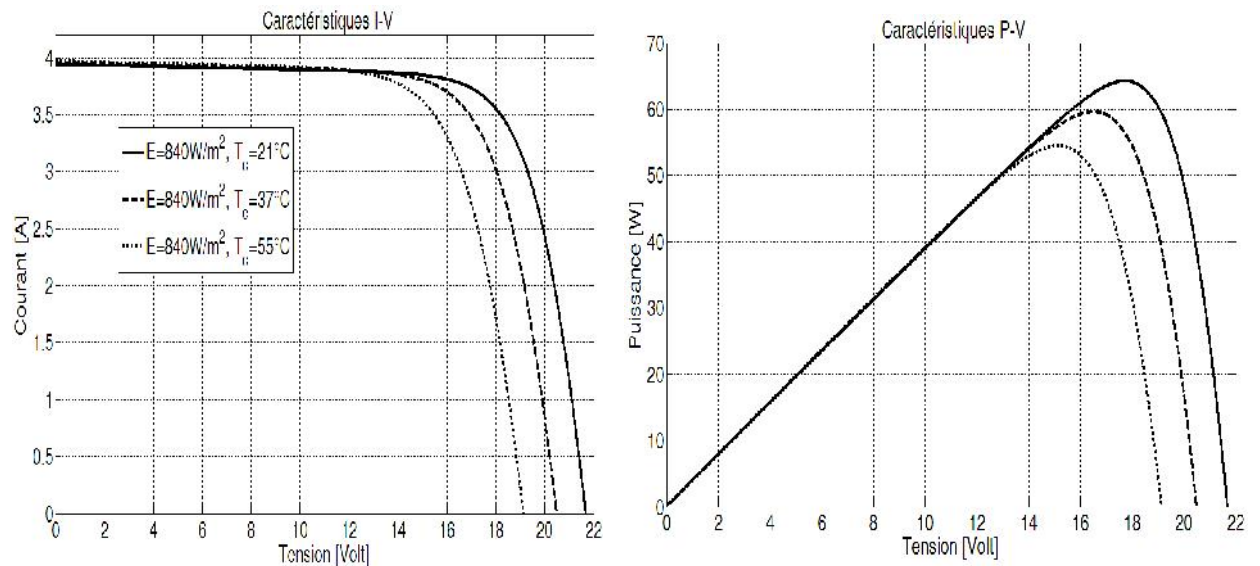


Figure I.26 : Influence de la température sur les caractéristiques I-V et P-V

I-3-10. Interprétation des résultats

D'après les caractéristiques I-V obtenues, nous pouvons dire que le module photovoltaïque ne peut donc être assimilé à aucun générateur classique. On peut, en effet, le considérer comme un générateur à tension constante dans la partie verticale de sa caractéristique et comme une source de courant constant dans la partie horizontale de sa caractéristique. De même, la forme de la caractéristique du modèle électrique est la même que celle de la caractéristique du modèle empirique de *Raushanbah*.

Si on considère que la puissance maximale P_{Max} correspondrait donc à la tension de circuit ouvert V_{co} multipliée par le courant de court-circuit I_{cc} , on remarque que la courbe caractéristique d'un module PV est plus "arrondie", et la tension au point de puissance maximale $V_{(P_{Max})}$ est inférieure à la tension de circuit ouvert V_{co} , de même que le courant fourni $I_{(P_{Max})}$ est inférieur, pour cette même tension, au courant de court-circuit I_{cc} .

L'augmentation de l'éclairement induit une forte augmentation du courant de sortie. La tension augmente mais avec une variation plus faible. L'augmentation de la température induit une

diminution non négligeable de la tension V_{co} et la puissance maximale P_{max} . Le courant de sortie augmente mais avec une variation plus faible.

I-4. Les systèmes PV [03]

Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le champ de modules PV. L'énergie fournie par le champ peut être utilisée pour charger des batteries qui fourniront l'électricité au moment voulu. Elle peut aussi être utilisée en reliant directement les modules à la charge sans les batteries (ex.: pour une pompe solaire, l'eau sert de stockage), ou en les branchant sur un réseau électrique. Il est également possible de combiner la sortie du champ PV avec d'autres sources d'énergie telles une génératrice ou une éolienne qui serviront d'appoint, si l'ensoleillement n'est pas suffisant.

Bien qu'il existe une grande variété de systèmes photovoltaïques, on peut cependant les classer en quatre groupes distincts. Les deux premiers groupes sont des systèmes autonomes, non reliés à un réseau électrique. Les deux autres types sont des systèmes PV reliés différemment au réseau électrique. Parmi eux :

➤ **Système autonome sans batterie (Système au fil de soleil)**

Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (ex.: calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex.: pompe à eau : le réservoir d'eau sert de stockage).

➤ **Système autonome avec batterie**

C'est le système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. Par exemple, ce système est bien adapté pour l'éclairage d'une maison où il faut de l'électricité lorsqu'il ne fait plus jour.

➤ **Système PV sur réseau décentralisé**

Ce système photovoltaïque est branché directement sur un réseau électrique, mais il est installé près de la demande. Il peut être installé, par exemple, sur une résidence individuelle ou sur un centre commercial, de telle sorte qu'il alimente cette charge et fournit l'excédent de sa production sur le réseau durant le jour. Durant la nuit, la charge puise l'énergie requise sur le réseau. Ce système permet de diminuer les frais de transport d'électricité et la surcharge de ligne, particulièrement en ce qui a trait aux charges adaptées à la production photovoltaïque tels les systèmes d'air conditionné (gestion de la demande).

➤ **Système PV centralisé**

Ce système fonctionne comme une centrale électrique normale mais doit tenir compte de la fluctuation de la production d'énergie qui est liée à l'ensoleillement.

Dans la suite de notre étude, nous allons analyser un système autonome sans batterie (ici pompage photovoltaïque au fil du soleil) qui est, le plus souvent, adoptée pour alimenter les régions isolées.

I-5. Conclusion

La puissance de sortie d'un panneau solaire ne dépend pas uniquement de la température et de l'insolation, mais aussi de la tension V de fonctionnement. Le point de la puissance maximale est le point désiré pour le fonctionnement d'une rangée photovoltaïque pour obtenir un

rendement maximal en puissance. Les valeurs correspondantes pour la tension et le courant s'appellent respectivement V_{op} et I_{op} . Donc, l'objectif est d'ajuster le système de telle manière que la tension de service soit toujours approximativement égale à la tension V_{op} de fonctionnement optimal.

Afin d'obtenir un modèle mathématique exact et précis pour l'étude les performances d'une part, et de faire un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque d'autre part, on a présenté les résultats obtenus, basées sur la fiche technique, en utilisant une méthode numérique, sans avoir besoin d'effectuer plusieurs testes expérimentaux sur le module photovoltaïque.

Cette méthode a permis de déterminer les paramètres internes électriques du module pour pouvoir étudier les performances d'un système photovoltaïque.

Nous avons également montré un très bon accord entre l'expérience et la simulation d'une part, et d'autre part la validation des modèles qui régissent le fonctionnement électrique des panneaux solaires.

Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est un outil dans l'étude, l'analyse des commande des convertisseurs, des algorithmes de suivi de point de puissance maximale (MPPT) et simuler principalement les systèmes photovoltaïques.

Plusieurs études ont montrées qu'un certain nombre d'améliorations pouvaient être faites pour augmenter le rendement et la fiabilité de ce type de systèmes de conversion. Cet état de l'art préliminaire a permis de présenter les points qu'il faut améliorer sur les systèmes de conversion photovoltaïque (PV). En effet, étant donnée la recrudescence d'intérêts sur les énergies renouvelables, il est nécessaire, si l'on souhaite que le PV connaisse l'essor espéré dans l'avenir, d'améliorer et de sécuriser ce type de conversion d'énergie.

L'un des plus urgents problèmes auquel on a à faire face dans les régions sahariennes destinées à l'agriculture est l'accès à l'eau potable pour l'irrigation, les utilités dans les maisons, pour le bétail, etc. La plus grande partie de la région agraire touchée par ce problème est éloignée des réseaux de distribution d'électricité. En plus, le phénomène de désertification qui a sévi sur les pays du Maghreb arabe en général et dans les zones semi-arides et arides pluviales, en particulier au début des années 1980. Pour tenter de résoudre cette crise, une des solutions est l'introduction de systèmes de pompage photovoltaïques (PV).

Actuellement, la plupart des motopompes sont à courants alternatifs triphasés. L'appareil de conditionnement de la puissance (onduleur) est l'élément clé, le plus délicat de l'installation, situé à l'interface entre le champ PV et la motopompe.

Pour rejeter ou atténuer les harmoniques introduites par la forme d'onde de la tension de sortie et pour une bonne qualité d'énergie électrique fournie, il est nécessaire de prévoir d'autres méthodes pour résoudre le problème de l'apparition des harmoniques. Parmi elles, l'utilisation d'une technique MLI plus performante ou remplacer la structure de l'onduleur par une structure des onduleurs multiniveaux.

L'application des onduleurs multiniveaux permet de fournir une énergie alternative de bonne qualité. Mais, le système pompage fonctionne souvent en basse tension. En effet, on utilise les onduleurs dite multiniveaux asymétriques de type cascade pour les installations basse tension.

Par ailleurs, et afin d'améliorer beaucoup plus la qualité du signal de sortie, il convient de s'intéresser aux techniques de modulation vectorielle SVM (**Space Vector Modulation**). Le chapitre suivant fera l'objet de cette étude et analyse de la technique SVM appliquée aux onduleurs multiniveaux asymétrique.

CHAPITRE II

*Structure des onduleurs
multiniveaux asymétriques et leur
stratégie de commande SVM*

Structure des Onduleurs Multiniveaux Asymétriques et leur stratégie de commande SVM

II-1. Introduction

Pour améliorer la conversion d'énergie, l'attention des chercheurs électrotechniciens fut attirée, et de grands efforts ont été consacrés en parallèle portant, essentiellement, sur l'architecture des convertisseurs (simplification des conceptions de matériel afin de réduire le coût), sur leurs algorithmes de commande, ainsi que sur la synthèse des circuits de commande [29].

Selon les études précédentes, l'emploi de la technique MLI permet, en augmentant la fréquence d'échantillonnage (l'indice de modulation), de repousser les harmoniques vers des fréquences plus élevées. D'autre part, les résultats montrent que l'onduleur multiniveaux est de loin plus performant que l'onduleur classique (à deux niveaux). Ces convertisseurs sont dits multiniveaux car ils génèrent des tensions formées de plusieurs niveaux (généralement plus de deux) [29, 30]. Les onduleurs multiniveaux permettent d'augmenter la tension de sortie des convertisseurs statiques au-delà des limites imposées par les interrupteurs de semi-conducteurs [47, 48, 50 et 56].

Ainsi, les résultats montrent que l'augmentation du nombre de niveaux de l'onduleur fait diminuer forcément la distorsion harmonique totale THD. Par contre, ce n'est plus le cas pour l'augmentation de la fréquence d'échantillonnage : le THD reste presque fixe pour un même nombre de niveaux, en plus, les interrupteurs sont limités par la fréquence de commutation (figures II.1 et II.2).

Cependant, la structure d'onduleur multiniveaux a donné un grand pas positif à la conversion continue-alternative, surtout pour les applications des grandes puissances. Cette partie a pour objectif, de proposer une approche générale sur les onduleurs multiniveaux asymétrique pour les applications basse tension (seulement deux cellules), ainsi que la technique de modulation vectorielle (SVM) pour les commander. Ces onduleurs sont alimentés par des sources continues différentes, et permettent d'améliorer beaucoup plus la qualité des tensions de sortie de ces onduleurs sans augmenter a priori le nombre de cellules d'onduleurs à pont complets, c'est-à-dire des onduleurs multiniveaux de haute résolution et non pas de haute tension [29, 50, 54].

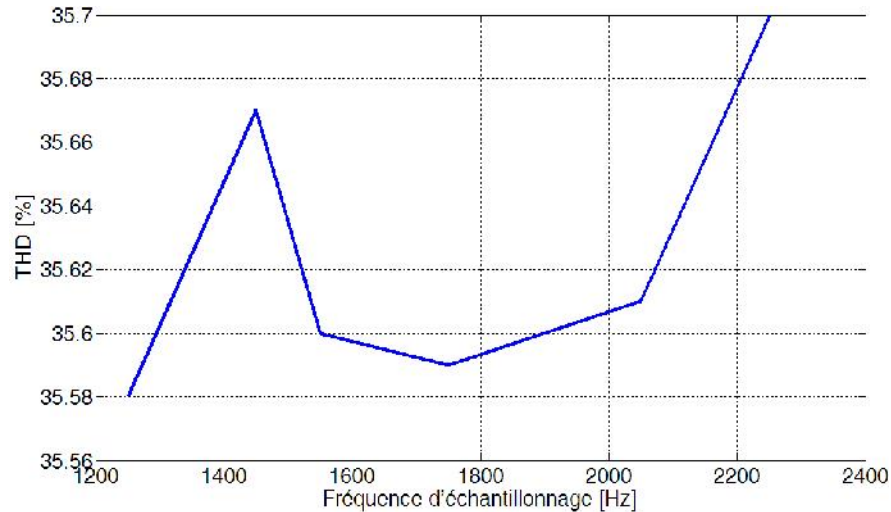


Figure II.1 : Profils de THD produits par la technique MLI pour un onduleur à trois niveaux

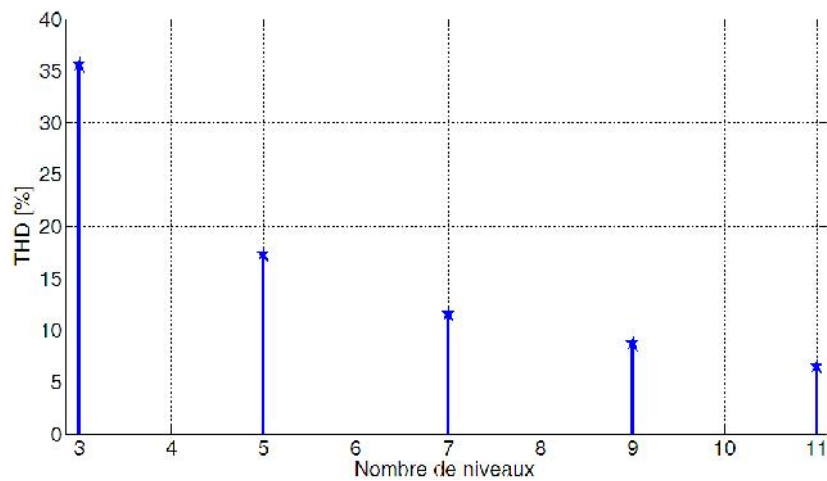


Figure II.2 : Profils de THD produits par l'augmentation des niveaux pour une fréquence d'échantillonnage 1250Hz

II-2. Structure des onduleurs multiniveaux asymétriques

II-2-1. Introduction

Plusieurs investigations ont été publiées sur les différentes topologies de convertisseurs multiniveaux [29]. De toutes ces topologies, celle qui est basée sur la mise de k onduleurs partiels (cellules à ponts complets) en série sur chaque phase présente deux grandes particularités : la simplicité de configuration, quel que soit le nombre de niveaux de la tension N désirée à la sortie du convertisseur, et l'existence de modules d'onduleurs standards sur le marché. Cependant, elle nécessite des sources d'alimentation galvaniquement séparées les unes des autres, ce qui limite encore son expansion industrielle. La structure triphasée de l'onduleur multiniveaux asymétrique de type cascade à titre d'exemple, à deux cellules à pont complet pour une phase est représentée sur la figure II.3. Pour cet onduleur, deux alimentations indépendantes sont utilisées ($k=2$) [29, 44, 45, 46, 49, 53, 55].

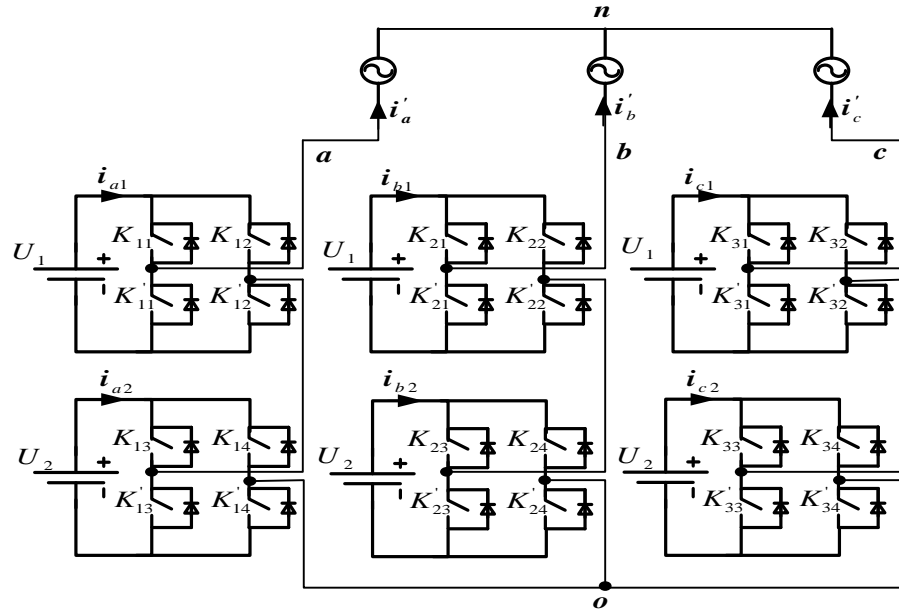


Figure II.3 : Structure triphasée d'un onduleur cascade à deux cellules

II-2-2. Terminologie des convertisseurs multiniveaux à deux cellules à pont complet pour une phase [44, 45, 46, 49, 53, 55, 56]

L'approche terminologique que nous présentons dans cette section facilite et rend uniforme le design des convertisseurs multiniveaux.

II-2-2_1. Concept de dissymétrie totale

Nous entendons par «coefficient de dissymétrie totale», λ_j , le rapport entre la tension continue U_j aux bornes d'un onduleur partiel de rang $j(j = 1 \dots 2)$ sur une phase, et la tension totale (équivalente) U_e que peut délivrer le convertisseur.

$$\lambda_j = \frac{U_e}{U_j}, \forall j = 1 \dots 2 \tag{II-01}$$

$$U_e = 2 \sum_{j=1}^2 U_j \tag{II-02}$$

II-2-2_2. Concept de dissymétrie partielle

Le concept de dissymétrie partielle caractérise le rapport entre les tensions qui alimentent deux onduleurs partiels de rangs consécutifs. Nous notons δ le «coefficient de dissymétrie partielle» entre les convertisseurs de rang $j = 1$ et $j = 2$.

$$\delta = \frac{U_2}{U_1} \tag{II-03}$$

II-2-2_3. Convertisseur multiniveaux symétrique

Les équations (II-04) et (II-05) caractérisent un convertisseur multiniveaux symétrique, dont les onduleurs étant alimentés par des tensions continues ayant des valeurs identiques, considèrent des coefficients identiques, tels que :

$$\lambda_1 = \lambda_2 = 4 \tag{II-04}$$

$$\delta = 1 \tag{II-05}$$

Les études précédentes ont montré que la tension générée par le convertisseur peut prendre $N = (2k + 1)_{k=2} = 5$ valeurs distinctes.

II-2-2_4. Convertisseur multiniveaux asymétrique

Dès lors que l'un au moins des coefficients λ_j est différent des autres, alors le convertisseur est considéré comme étant asymétrique. Dans ce cas, le coefficient δ est différent de 1.

II-2-2_5. Convertisseur multiniveaux à pas uniforme

Un pas uniforme permet d'obtenir des lois de commande simples. Nous allons, donc, décrire les conditions que les tensions d'entrées doivent respecter pour obtenir l'uniformité du pas. A la figure II.4, nous avons représenté la forme de la tension généralement obtenue à la sortie d'un convertisseur multiniveaux quelconque. $(U_s)_i$ correspond à la différence de potentiel entre la phase $i (i = 1 \dots 3)$ et le point neutre du convertisseur.

Les valeurs $(U_{s1})_i, (U_{s2})_i, \dots, (U_{sN})_i$, correspondent aux niveaux possibles de $(U_s)_i$. Le convertisseur est dit à pas uniforme ou régulier si la différence entre deux niveaux consécutifs est constante. Autrement dit :

$$(U_{s1})_i - (U_{s2})_i = \dots = (U_{s(N-1)})_i - (U_{sN})_i \tag{II-06}$$

Si l'on suppose que les onduleurs partiels sont arrangés de façon que $U_2 \geq U_1$ et le coefficient de dissymétrie partielle est un entier naturel non nul.

$$\delta \in \mathbb{N}^* \tag{II-07}$$

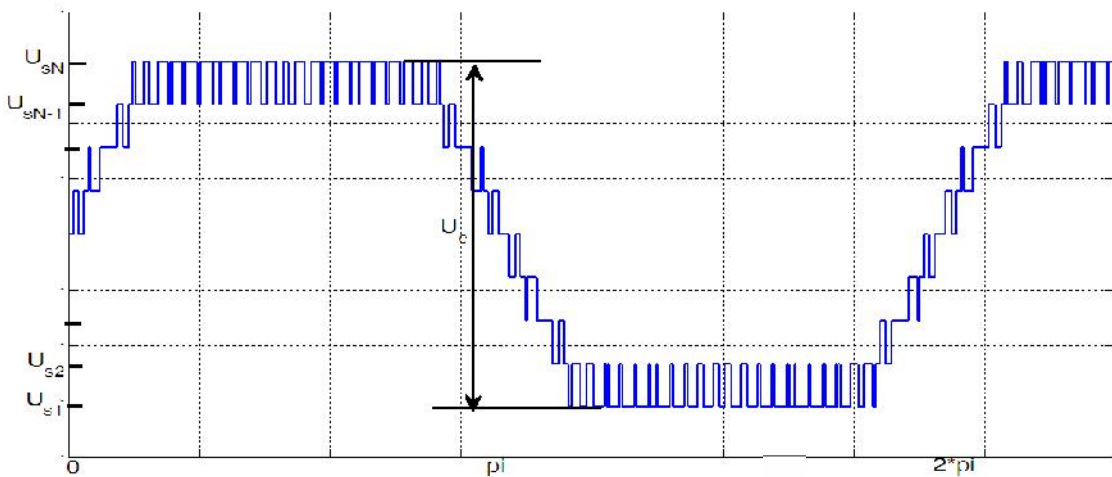


Figure II.4 : Exemple de forme d'onde d'un convertisseur multiniveaux

Pour obtenir un convertisseur à pas régulier, les tensions u_j doivent être disposées comme le montre la relation (II-08). Elles doivent en plus respecter l'inégalité (II-09) (Condition d'uniformité du pas).

$$u_1 \leq u_2 \leq \dots \leq u_k, \text{ nous avons } (u_1 \leq u_2)_{k=2} \tag{II-08}$$

$$u_j \leq 2(\sum_{l=1}^{j-1} u_l) + 1 \tag{II-09}$$

Tel que :

$$u_j = \frac{u_j}{u_1} \tag{II-10}$$

Dans le cas contraire, le convertisseur est dit à pas irrégulier ou à pas non uniforme.

II-2-3. Principe de fonctionnement

II-2-3_1. Analyse fonctionnelle

Un exemple de cette solution a été proposé par *M. Manjrekar* et *T. Lipo* [44]. En utilisant la terminologie explicitée plus haut, le coefficient de dissymétrie partielle $\delta = 2$, mais les coefficients de dissymétrie totale sont différents les uns des autres. En fait, les tensions intermédiaires partielles U_j forment une suite géométrique de raison deux.

$$\lambda_j = \frac{N-1}{2^{j-1}}, j = 1 \dots 2 \tag{II-11}$$

Une autre disposition a été proposée par *A. Rufer* et *al.* dans [44]. Une généralisation de cette méthode aboutit aux coefficients de dissymétrie totale formant une suite géométrique de raison trois. Le coefficient de dissymétrie partielle $\delta = 3$.

$$\lambda_j = \frac{N-1}{3^{j-1}}, j = 1 \dots 2 \tag{II-12}$$

Les tableaux II.1, II.2 et II.3 proposent, à titre d'exemple, trois possibilités. La première d'entre elles utilise, des alimentations égales, la deuxième utilise un facteur 2 entre les deux alimentations, alors que la troisième un facteur 3 [29].

v_{d1}	v_{d2}	v_{ao}
U	U	$2U$
U	0	U
0	U	U
U	$-U$	0
0	0	0
$-U$	0	$-U$
0	$-U$	$-U$
$-U$	$-U$	$-2U$

Tableau II.1 : Première possibilité d'alimentation à deux cellules à pont complets

v_{d1}	v_{d2}	v_{ao}
U	$2U$	$3U$
0	$2U$	$2U$
$-U$	$2U$	U
U	0	U
0	0	0
$2U$	$-2U$	U
$-U$	0	$-U$
0	$-2U$	$-2U$
$-U$	$-2U$	$-3U$

Tableau II.2 : Deuxième possibilité d'alimentation à deux cellules à pont complets

v_{d1}	v_{d2}	v_{ao}
U	$3U$	$4U$
0	$3U$	$3U$
$-U$	$3U$	$2U$
U	0	U
0	0	0
$-U$	0	$-U$
U	$-3U$	$-2U$
0	$-3U$	$-3U$
$-U$	$-3U$	$-4U$

Tableau II.3 : Troisième possibilité d'alimentation à deux cellules à pont complets

Avec le choix $\delta = 2$, le convertisseur est susceptible de générer un nombre de niveaux tel que [44, 45] :

$$\begin{cases} N = (2^{k+1} - 1)_{k=2} = 7 \\ \text{ou} \\ N = 2(1 + 2) + 1 = 7 \end{cases} \tag{II-13}$$

Ce qui est largement supérieur à un convertisseur multiniveaux symétrique, ayant le même nombre d'onduleurs en série par phase.

Le nombre correspondant de niveaux pour $\delta = 3$ est donné par :

$$\begin{cases} N = (3^k)_{k=2} = 9 \\ \text{ou} \\ N = 2(1 + 3) + 1 = 9 \end{cases} \tag{II-14}$$

Cette valeur correspond au nombre de niveaux maximum qu'on peut obtenir pour cette topologie de convertisseurs multiniveaux [44].

Donc, la structure triphasée de l'onduleur multiniveaux asymétrique représentée sur la figure II.3 est un onduleur à cinq, à sept ou à neuf niveaux. L'analyse fonctionnelle (technique pleine onde) montre clairement l'existence de plusieurs possibilités dans le choix des combinaisons pour obtenir la majorité des niveaux de la tension simple de sortie. Plusieurs de ces possibilités permettent même de limiter les pertes de commutation des différents interrupteurs constituant l'onduleur. Parmi elles, citons celles données par les figures II-5 et II-6 pour obtenir des structures à cinq niveaux ($U_1 = U, U_2 = U_1$) et à neuf niveaux ($U_1 = U, U_2 = 3U_1$) respectivement. Nous choisissons les commutations de telles sorte que les temps de fermetures de (K_{d1} et K_{d2}) $_{d=1,2 \text{ ou } 3}$ et (K_{d3} et K_{d4}) soient égaux.

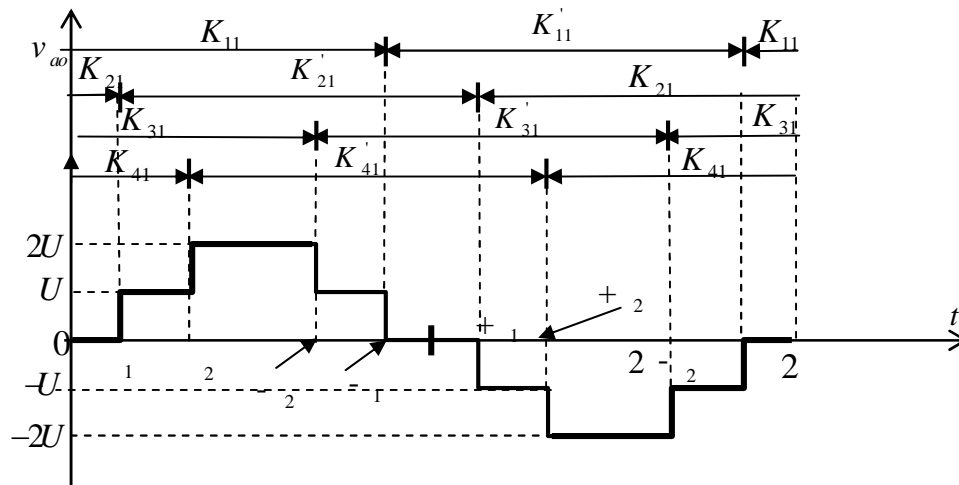


Figure II.5 : Tension de sortie de l'onduleur cascade à cinq niveaux de tension dont les interrupteurs fonctionnent avec des combinaisons limitant les pertes de commutation et des temps égaux de fermeture des cellules

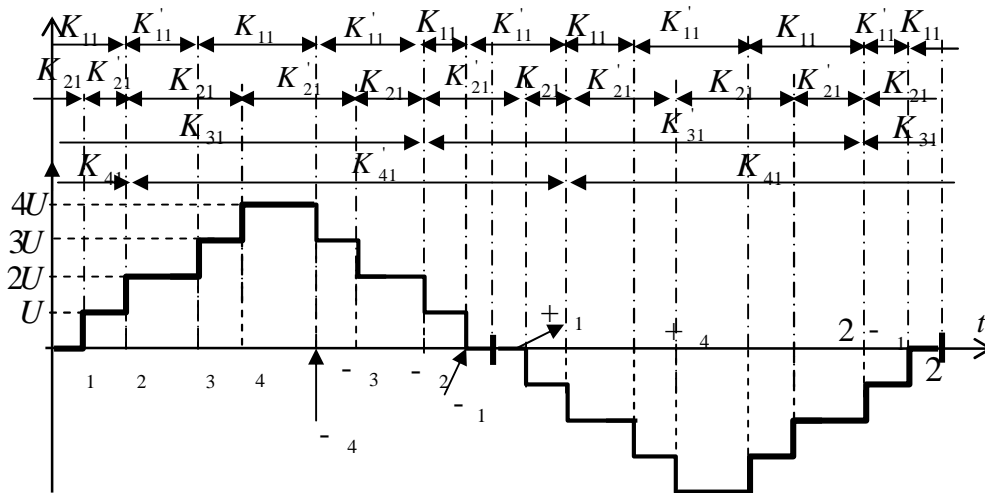


Figure II.6 : Tension de sortie de l'onduleur cascade à neuf niveaux de tension dont les interrupteurs contiennent une cellule fonctionnent avec des combinaisons limitant les pertes de commutation et des temps égaux de fermeture cette cellule

II-2-3_2. Expression générale [44, 45, 46, 49, 53]

Différentes possibilités d'alimentation peuvent être envisagées. Dans cette section, nous présentons une solution générale du design des convertisseurs multiniveaux asymétriques à pas uniforme. A partir de la terminologie explicitée plus haut, nous avons ramené la détermination des tensions continues qui alimentent les onduleurs partiels, à une simple détermination d'un seul groupe de coefficients de dissymétrie.

Par soucis de clarté et de concision, nous avons adopté une notation par unité (*p.u.*), et avons choisi U_1 comme valeur de la tension de base. Les symboles en minuscules ont été adoptés pour les grandeurs *p.u.*

Pour être certain que la tension simple u_{so} à la sortie du convertisseur pourra avoir N valeurs distinctes à pas uniformes, le premier coefficient de dissymétrie totale doit être tel que :

$$\lambda_1 = N - 1 \quad (\text{II-15})$$

Tenant compte des équations (II-03) et (II-07), toutes les tensions intermédiaires en *p.u.* sont des entiers naturels.

$$u_{so} = \frac{v_{so}}{U_1} \quad \forall s = a, b \text{ ou } c \quad (\text{II-16})$$

$$u_j = \frac{U_j}{U_1} = \frac{\lambda_1}{\lambda_j} \quad \forall j = 1 \dots k \quad (\text{II-17})$$

$$u_j \in \mathbb{N}^* \quad \forall j = 1 \dots k \quad (\text{II-18})$$

La tension par phase à la sortie du convertisseur peut se mettre sous la forme explicitée par l'équation (II-19) :

$$u_{so} = \sum_{j=1}^k (F_{dj} \cdot u_j) = (N - 1) \sum_{j=1}^k \frac{F_{dj}}{\lambda_j} \quad \forall d = 1, 2 \text{ ou } 3 \quad (\text{II-19})$$

Dans cette équation, F_{dj} représente la fonction de commande des interrupteurs de puissance. Elle est issue du modulateur et ne peut prendre que trois valeurs.

$$F_{dj} = \{-1, 0, 1\} \quad (\text{II-20})$$

Le nombre de niveaux pour un groupe de tensions donné, s'obtient à partir de la relation :

$$N = 2 \left(\sum_{j=1}^k u_j \right) + 1 \quad (\text{II-21})$$

En fait, la résolution du système formé d'inéquations (II-08) et (II-09) est suffisante pour pouvoir fixer les tensions u_j . Ce système peut dans certains cas aboutir à l'obtention de solutions redondantes vérifiant l'équation (II-21). Une traduction de cette possibilité de redondance aboutit à la conclusion qu'il est éventuellement possible de générer le même nombre de niveaux à la sortie du convertisseur, en alimentant les onduleurs partiels de différentes façons.

La relation (II-21) modifie fondamentalement le nombre de niveaux que peut générer la topologie multiniveaux étudiée. Le nombre N dépend non seulement du nombre d'onduleurs partiels en série par phase, mais aussi de la tension continue qui alimente chacun d'eux. A partir des relations (II-08) et (II-09), on peut déduire que les valeurs minimales et maximales que peuvent prendre les grandeurs $u_j (j = 1 \dots 2)$ sont telles que :

$$(u_1)_{min} = 1, (u_1)_{max} = 1, (u_2)_{max} = (3^{k-1})_{k=2} = 3 \quad (\text{II-22})$$

Les tensions à la sortie des cellules monophasées ne peuvent prendre qu'au plus trois valeurs $\{-U_j, 0, U_j\}$. En effet, les onduleurs multiniveaux asymétriques ont un nombre de niveaux impair. En générale, le nombre de niveaux minimum N_{min} , respectivement maximum N_{max} , que l'on peut générer est obtenu dès lors que chaque u_j prend sa valeur minimale, respectivement maximale. Nous avons deux relations ci-dessous :

$$N_{min} = 2 \left(\underbrace{1 + 1 + \dots + 1}_{k \text{ fois}} \right) + 1 = 2k + 1 \quad (\text{II-23})$$

$$N_{max} = 2(1 + 3^1 + 3^2 + \dots + 3^{k-1}) + 1 = 3^k \quad (\text{II-24})$$

Cette façon de procéder offre une très large bande de possibilités d'utilisation de ce type de montage, et entraîne une conception optimale de l'organe de commande, sous réserve des contraintes liées à chaque interrupteur. Le nombre total de valeurs distinctes de la tension par phase à pas régulier qu'on pourrait obtenir sans état redondant d'enclenchement des interrupteurs est 3^k .

II-2-4. Modèle d'un onduleur asymétrique

L'onduleur génère un système de tension triphasé, variable en amplitude et en fréquence qui fonctionne avec des charges variables. Le courant est modulé sinusoïdalement afin d'obtenir un grand rendement. La tension de phase peut être exprimée comme suit [26] :

$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ao} \\ v_{bo} \\ v_{co} \end{bmatrix} \quad (\text{II-25})$$

Avec : v_{ao} , v_{bo} et v_{co} sont les tensions simples de sortie de chaque cellule. Elles sont exprimées en fonction des signaux de gâchette. Nous expliquons comment faire ça.

Une cellule partielle de rang j ($j = 1 \dots 2$) sur la phase d ($d = 1, 2$ ou 3), est alimentée par une tension continue notée U_j , et génère à sa sortie une tension notée v_{dj} .

Chaque couple d'interrupteurs (K_{dx}, K'_{dx}), $x \in \{2j - 1, 2j\}$ est commandé par un couple de fonctions de connexion (S_{dx}, S'_{dx}), telles que :

$$\begin{cases} S_{dx}, S'_{dx} \in \{0, 1\} \\ S_{dx} + S'_{dx} = 1 \end{cases} \quad (\text{II-26})$$

La conversion de la commutation des interrupteurs en tension s'effectue par une fonction de conversion F_{dj} telle que :

$$F_{dj} = S_{d(2j-1)} - S_{d(2j)} \Rightarrow F_{dj} = \{-1, 0, 1\} \quad (\text{II-27})$$

La tension à la sortie de la cellule est notée v_{dj} et est donnée par :

$$v_{dj} = F_{dj} \cdot U_j = \{-U_j, 0, U_j\} \quad (\text{II-28})$$

La tension de sortie est donnée par l'équation :

$$\begin{aligned} v_{so} &= [(S_{d1}S'_{d2}S_{d3}S'_{d4}) - (S'_{d1}S_{d2}S'_{d3}S_{d4})](U_1 + U_2) + [(S_{d1}S'_{d2} - S'_{d1}S_{d2})(S_{d3}S_{d4} + S'_{d3}S'_{d4})]U_1 + \\ &\quad [(S_{d3}S'_{d4} - S'_{d3}S_{d4})(S_{d1}S_{d2} + S'_{d1}S'_{d2})]U_2 + [(S_{d1}S'_{d2}S'_{d3}S_{d4}) - (S'_{d1}S_{d2}S_{d3}S'_{d4})](U_1 - U_2) \\ &= (S_{d1} - S_{d2}) \cdot U_1 + (S_{d3} - S_{d4}) \cdot U_2 \end{aligned} \quad (\text{II-29})$$

$s, s = a, b$ ou c ; $d, d = 1, 2$ ou 3 .

II-3. Installations des onduleurs multiniveaux asymétrique aux systèmes photovoltaïques

II-3-1. Introduction

La structure d'onduleurs multiniveaux de type cascade nécessite, pour être alimentée, des sources continues d'alimentations galvaniquement séparées les unes des autres. Cette isolation galvanique peut être assurée de diverses manières, mais la façon naturelle ou la plus simple consiste à utiliser des sources totalement autonomes et séparées telles, par exemple, les cellules photovoltaïques ou les piles à combustible [29].

Pour expliquer, nous considérons que notre système de pompage est alimenté par un générateur photovoltaïque de 8 panneaux en série en une seule branche. Chaque module photovoltaïque délivre aux conditions plus réalistes et habituelles une tension de 15V. L'onduleur est donc caractérisé par une tension d'entrée égale à 120V. Les associations diffèrent selon le nombre de niveaux de l'onduleur.

La structure de l'onduleur asymétrique à neuf niveaux (fig. II.8) n'est autre que la structure de l'onduleur symétrique à cinq niveaux (fig. II.7), sauf que les panneaux photovoltaïques sont disposés différemment pour produire des niveaux supplémentaires de tension.

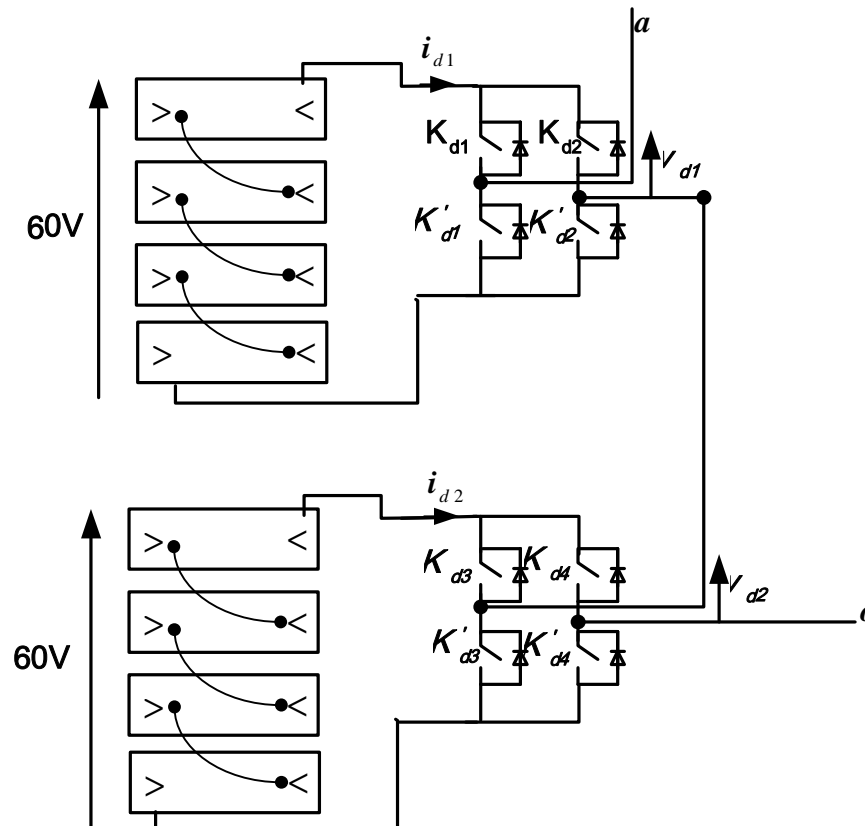


Figure II.7 : Topologie d'un convertisseur asymétrique à cinq niveaux (une seule phase)

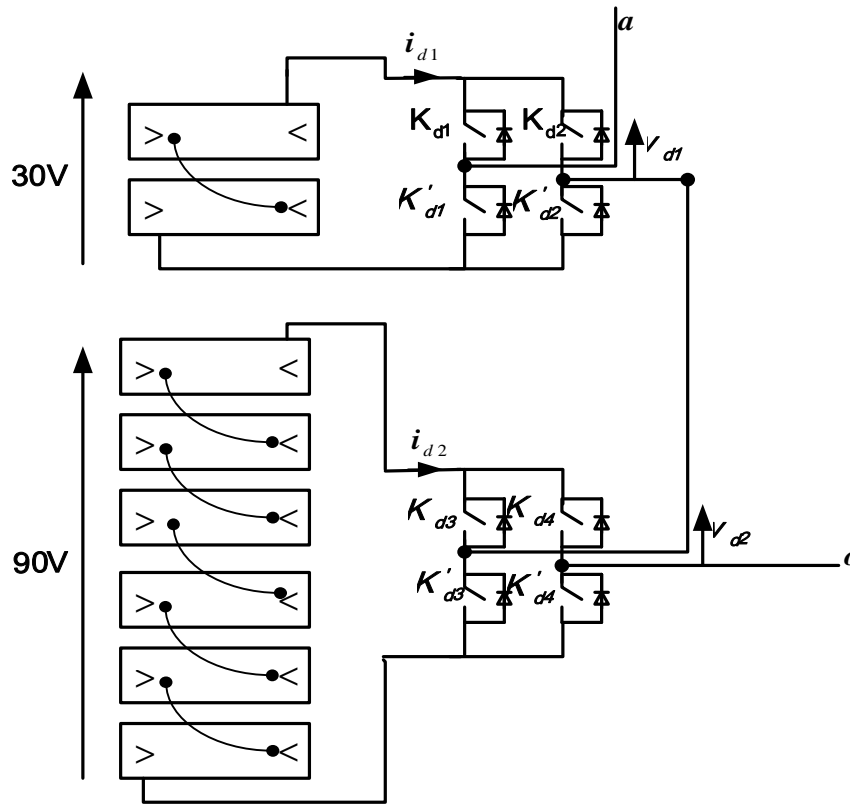


Figure II.8 : Topologie d'un convertisseur asymétrique à neuf niveaux (une seule phase)

Pour faire une étude comparative avec les onduleurs multiniveaux symétriques, nous donnons leur structure dans l'annexe A4.

A la fin, pour remédier au problème de fluctuation et l'instabilité des tensions d'entrée aux bornes de l'onduleur, on propose une solution constituée d'un filtre passif.

II-3-2. Stabilisation des tensions d'entrée de l'onduleur [60]

On utilise un filtre passe-bas LC pour éliminer les hautes fréquences. Ce filtre est schématisé par la figure II.9.

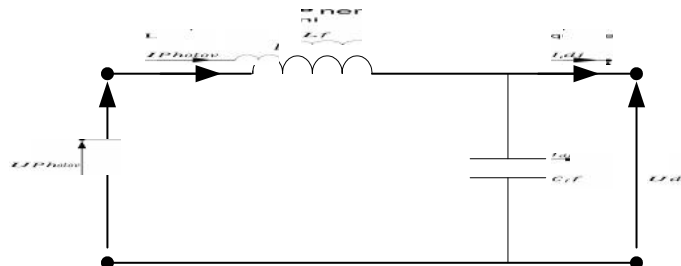


Figure II.9 : Représentation d'un filtre passe bas

Le modèle du filtre est défini par le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} U_{Photov}(t) = L_f \frac{dI_{Photov}(t)}{dt} + U_{dj}(t) \\ C_f \frac{dU_{dj}(t)}{dt} = I_{Photov}(t) - I_{dj}(t) \end{cases} \tag{II-30}$$

La fonction du transfert du filtre est donnée par :

$$F(P) = \frac{U_{dj}(P)}{U_{Photov}(P)} = \frac{1}{1+L_f C_f P^2} \quad (\text{II-31})$$

C'est un filtre de deuxième ordre avec une fréquence de coupure égale à :

$$f_c = \frac{1}{\sqrt{L_f C_f}} \quad (\text{II-32})$$

II-4. Technique de modulation appliquée aux onduleurs multiniveaux asymétriques

II-4-1. Introduction

Pour des convertisseurs multiniveaux symétriques, plusieurs investigations sur les stratégies de commande ont été publiées. On y retrouve principalement la modulation par gradins, la modulation par largeur d'impulsions (MLI) ou «Pulse width modulation» (PWM) [29, 30]. Dans le cas des convertisseurs multiniveaux asymétriques, les différentes stratégies de modulations existantes peuvent également être utilisées. La MLI est la stratégie, la plus souvent adoptée, pour la commande rapprochée des interrupteurs des convertisseurs statiques. Dans ce travail, on propose d'utiliser la technique vectorielle SVM.

II-4-2. Rappel sur la technique SVM [30]

Parmi les variantes de la MLI, la plus en vue ces derniers temps, essentiellement dans la conduite des machines à courant alternatif, est la commande communément appelée en Anglais SVM (space vector modulation) ou modulation vectorielle spatiale (MVS).

L'intérêt de ce type de modulation est qu'elle peut être facilement implantée sur un microprocesseur et elle offre l'avantage de permettre un traitement entièrement numérique. Toutefois, comme tous les types de modulation, la qualité de celle-ci réside dans la possibilité d'obtenir une fréquence élevée de modulation, c'est-à-dire d'avoir un nombre élevé d'intervalles T_c par période. Cette période d'échantillonnage correspond une fréquence d'échantillonnage f_e . La variable entière m utilisée dans la MLI vectorielle correspond à l'indice de modulation utilisé dans la MLI sinus-triangle, il donne le rapport entre la fréquence d'échantillonnage f_e à la valeur de la fréquence de la modulante v_{ref} .

La SVM est basée sur la représentation vectorielle dans le plan (α, β) , comme l'indique la figure II.10 donnée pour la structure dans le cas de cinq niveaux. Le principe de la technique SVM est étudiée en détail en [30]. La figure II.11(a) montre le phaseur spatial de tous les états possibles de la tension générée à la sortie d'un onduleur triphasé à neuf niveaux composé de deux onduleurs partiels par phase [30, 44]. La figure II.11(b) illustre un sous-ensemble d'un morceau de représentation vectorielle à neuf niveaux.

Le fait que l'on dispose des vecteurs de sortie permet de mieux approximer les formes d'ondes des tensions de sortie désirées. Ces vecteurs de tension divisent le plan $\alpha - \beta$ en portions triangulaires. La MLI vectorielle (SVM) consiste à déterminer la position du vecteur de consigne dans le repère (α, β) et le triangle dans lequel il se trouve. Chaque triangle est limité par trois commutations. La meilleure manière de synthétiser le vecteur de référence de tension est d'employer les trois vecteurs les plus proches. Quand les vecteurs de tension sont choisis pour synthétiser le vecteur de tension de référence désiré basé sur le principe du temps moyen, les tensions de sortie résultantes données par la sélection des trois vecteurs, sont des tensions quasi-sinusoïdales formées de créneaux ou d'impulsions par alternance (MLI).

La tâche du modulateur est de décider quelle position devrait prendre les états de commutation, et la durée requise (temps alloué à chaque vecteur) et de synthétiser le vecteur de tension de référence. En d'autres termes, c'est la tâche du modulateur de rapprocher le vecteur de référence calculé par le contrôleur, en utilisant la MLI de plusieurs vecteurs de commutation. Si le vecteur de tension synthétisé est une bonne approximation au vecteur de référence, les tensions triphasées de MLI devraient être les bonnes approximations aux tensions triphasées désirées.

$$\vec{V}_{ref} = T_1 \cdot \vec{V}_1 + T_2 \cdot \vec{V}_2 + T_3 \cdot \vec{V}_3 \tag{II-33}$$

Avec la contrainte additionnelle suivante sur les temps de conduction :

$$T_1 + T_2 + T_3 = T_e \tag{II-34}$$

\vec{V}_1, \vec{V}_2 et \vec{V}_3 : Trois vecteurs les plus proches ;
 T_1, T_2 et T_3 : Temps de conduction de chaque vecteur ;
 T_e : Période d'échantillonnage.

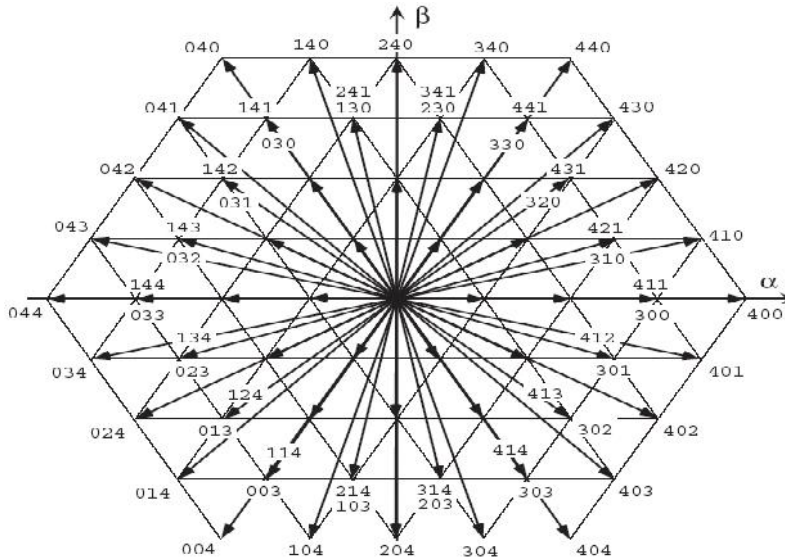


Figure II.10 : Vecteurs de commutation d'un onduleur à cinq niveaux

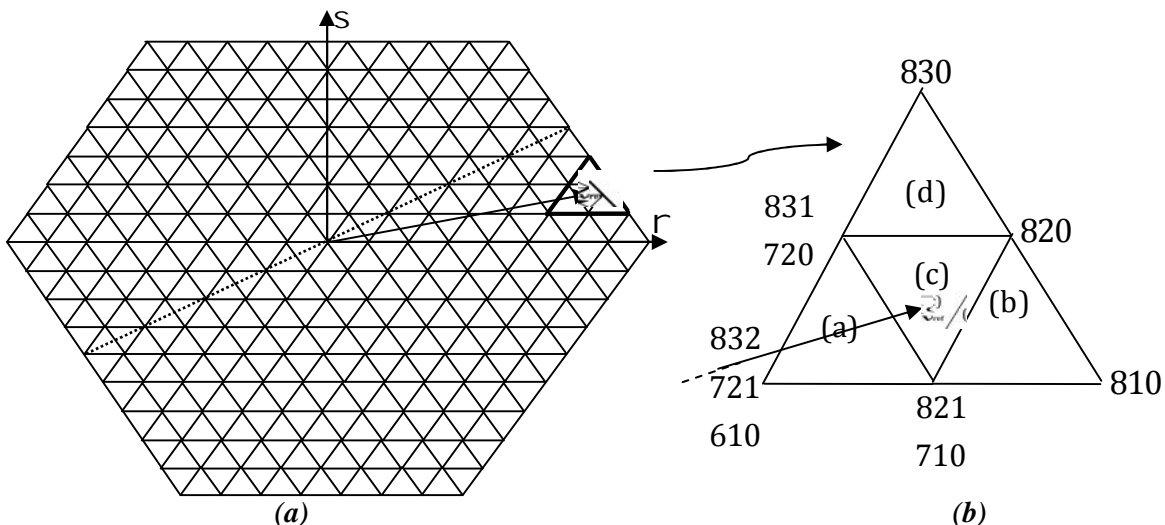


Figure II.11 : Vecteurs de commutation d'un onduleur à neuf niveaux

L'onduleur délivre les tensions de sortie V_s qui doit être fidèle à un objectif fixé à l'entrée (la consigne $v_{ref}(t)$).

$$\begin{cases} V_{ref} = rU \sin(\omega_s t) \\ V_{ref} = rU \sin\left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{ref} = rU \sin\left(\omega_s t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{II-35})$$

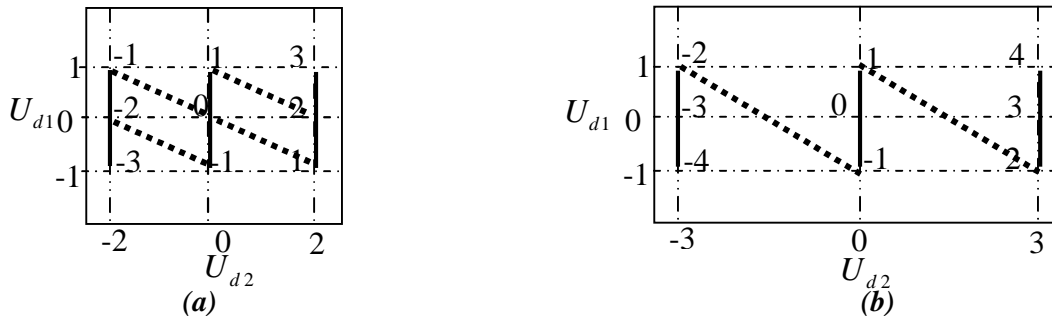
r : Taux de modulation. Il donne le rapport entre l'amplitude de la modulante v_{ref} à la valeur crête de la tension continue équivalente ($U = U_1 + U_2$).

Le choix des séquences s'effectue suivant l'algorithme qui a été développé et décrit en détail dans [30]. Cet algorithme généralisé sert à déterminer, pour la structure hexagonale, la position exacte du vecteur de référence (les trois vecteurs les plus proches et leurs temps de conduction). Cet algorithme, dédié initialement au fonctionnement des onduleurs multiniveaux symétriques, a été adapté pour le fonctionnement des onduleurs multiniveaux asymétriques. Plusieurs types d'implantation des vecteurs d'état sont possibles ; vue les avantages que présente la séquence SVM étudiée dans [30], dans la suite de notre étude, l'analyse de cette commande sera basée sur un mécanisme particulier pour obtenir un THD moindre des tensions de sortie, l'élimination des harmoniques paires et une minimisation des pertes par commutation.

II-4-3. Minimisation des pertes par commutation [46, 47, 48, 50, 55]

II-4-3_1. Représentation d'état

Il est possible de représenter les niveaux de sortie d'un onduleur composé de deux cellules dans un espace à deux dimensions. En associant à chacun des axes, la tension de sortie des cellules composant l'onduleur, chaque état de l'onduleur est représenté par un point distinct dans cet espace. La tension de sortie de l'onduleur est alors la somme des coordonnées de ce point, comme montré sur la figure II.12. Dans certains cas, il y a de nombreux niveaux redondants (figure II.12(a)).



(a) Onduleur asymétrique à sept niveaux, (b) Onduleur asymétrique à neuf niveaux

Figure II.12 : Représentation des états et transitions possibles ainsi que des niveaux associés

La plupart du temps, la référence de la tension de sortie de l'onduleur varie lentement. Par conséquent, elle ne commute qu'entre deux niveaux adjacents, de sorte que pour étudier et optimiser la commutation, il suffit de prendre en considération les transitions entre niveaux adjacents. Cette approximation convient parfaitement pour la plupart des applications, telles que les moteurs électriques où des variations importantes ne surviennent que pendant les régimes transitoires.

En effet, nous allons étudier les commutations entre les états permettant de moduler deux niveaux adjacents. Sur la représentation d'état de la figure II.12, nous ajoutons les connexions entre les niveaux adjacents.

II-4-3_2. Commutation des cellules

La représentation de ces transitions soulève des points faibles des onduleurs asymétriques. Dans notre exemple, 6 des transitions possibles n'impliquent la commutation que d'une cellule (la plus petite tension) comme dans le cas des onduleurs symétriques (lors de transition entre deux niveaux adjacents, une commutation simultanée n'apparaîtra pas), mais 4 (pour l'onduleur à sept niveaux) ou 2 (pour l'onduleur à neuf niveaux) des transitions possibles impliquent la commutation simultanée des 2 cellules. A cause de la difficulté de commuter les cellules simultanément, la tension de sortie de l'onduleur va présenter des impulsions qui peuvent être gênantes. D'autre part, les pertes par commutation vont être plus importantes puisque le nombre de cellules commutées est plus grand.

Dans notre exemple, lors d'une modulation entre les niveaux -1 et 0 (-2 et -1) ou entre les niveaux 0 et 1 (1 et 2), ce problème peut s'avérer gênant, ce qui est le cas pour la génération de signaux d'amplitude moyenne comme illustré à la figure II.13(a). Pour générer la sortie v_{ao} , la grande cellule module entre -80 et 80 en même temps que la petite cellule module entre -40 et 40. Ce qui cause des pertes importantes et une sortie présentant des impulsions. Ainsi, les deux cellules commutent à une fréquence presque aussi élevée que le signal de sortie. Elles doivent donc être dimensionnées pour supporter cette fréquence de commutation.

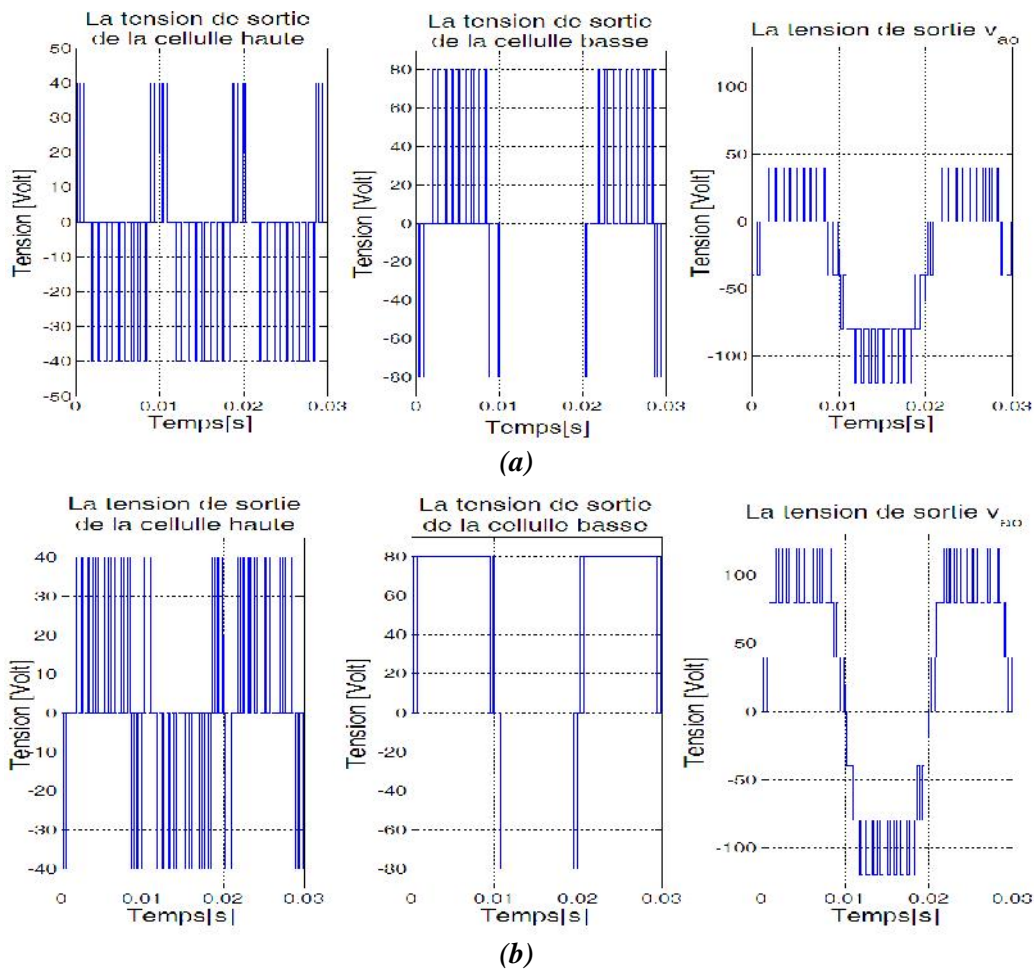


Figure II.13 : Génération d'une sinusoïde d'amplitude (a) $r=0.5$, (b) $r=1$ avec un onduleur à 7 niveaux à 2 cellules

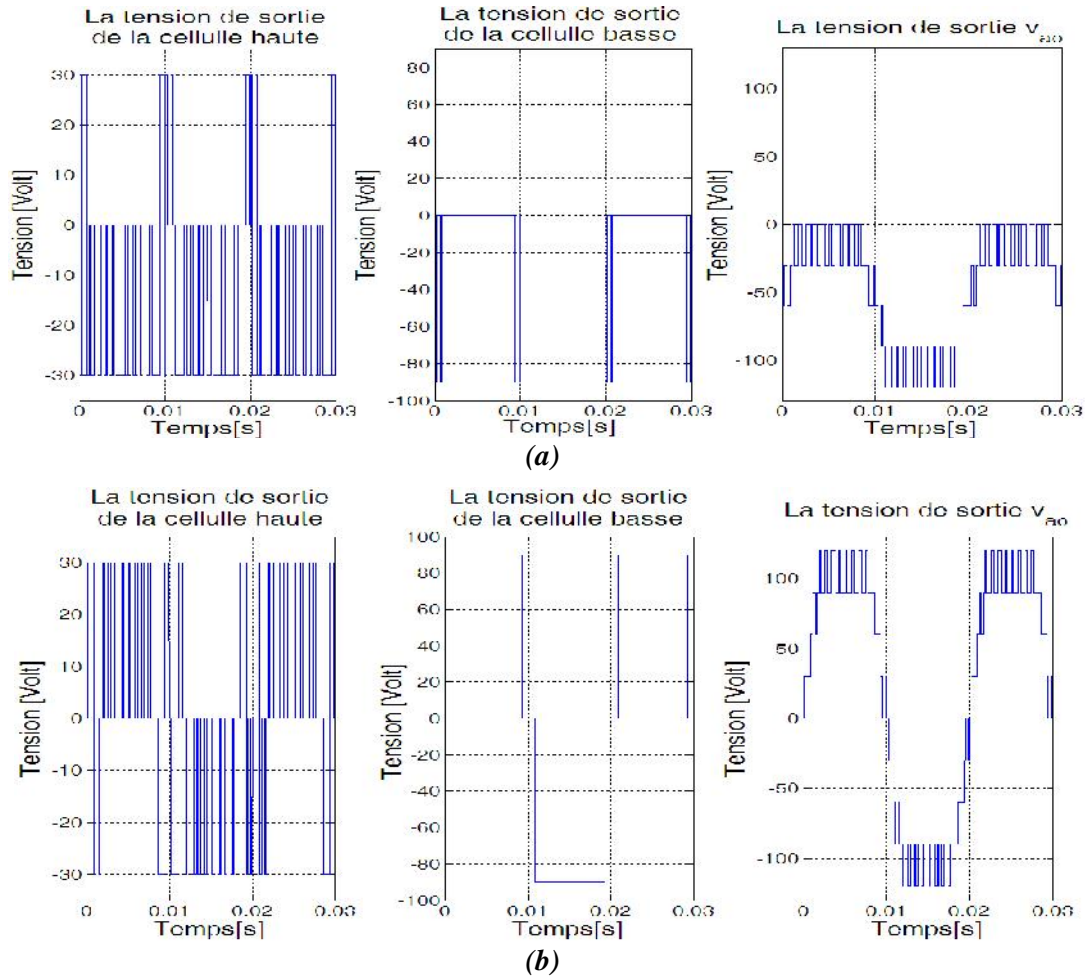


Figure II.14 : Génération d'une sinusoïde d'amplitude (a) $r=0.5$, (b) $r=1$ avec un onduleur à 9 niveaux à 2 cellules

II-4-3_3. Règle de dimensionnement d'une solution adaptée aux commutations

Moyennant un compromis sur la résolution et une stratégie adaptée, le problème des commutations soulevé au paragraphe précédent peut-être résolu. Compte tenu de la dissymétrie des tensions d'alimentation des onduleurs partiels, nous avons associé au modulateur PWM une fonction supplémentaire de gestion des redondances. Pour l'obtention d'un niveau de tension donné, cette fonction permet de choisir la séquence de commutation des interrupteurs susceptible de produire moins de pertes par commutation.

Lorsque l'onduleur n'a pas de niveau redondant (cas de l'onduleur à neuf niveaux), aucune intervention n'est possible, la modulation entraîne une commutation de la grande cellule à chaque période de modulation, ce qui conduit à des pertes élevées. Lorsque l'onduleur a des niveaux redondants, comme c'est le cas pour l'exemple de la figure II.12 (a), il est possible de modifier la commutation. L'onduleur de cet exemple est constitué de 2 cellules 3 niveaux dont les tensions d'alimentation sont dans un rapport de deux : il dispose ainsi de 9 états et de 7 niveaux (-3 à 3 par pas de 1) dont 2 sont redondants (-1 et 1). Lors de la poursuite d'une référence, l'état de l'onduleur ne changera que selon ces 8 transitions possibles. Ces 8 transitions parmi lesquelles 2 impliquent la commutation simultanées de 2 cellules (-1 0) et (0 1) et les 6 autres la commutation d'une seule cellule. Les états conduisant aux deux niveaux redondants sont disposés de part et d'autre de l'axe de la cellule basse tension. En

choisissant l'un ou l'autre de ces états, en passant d'un mode de fonctionnement sans commutations simultanées des cellules haute et basse tension. Cela signifie que l'état des interrupteurs peut être contrôlée pour les cellules lorsque les niveaux -1 ou +1 sont appliqués. Lorsque l'onduleur est commandé par une modulation, il y a 6 bandes possibles¹. Deux des bandes contiennent le niveau 1, deux autres le niveau -1, les états des interrupteurs peuvent être contrôlés de sorte que la transition ne provoquant pas de commutation de la cellule haute tension.

Les seules transitions posant problème sont celles impliquant la commutation simultanée de plusieurs cellules. Les autres transitions permettent de moduler 2 niveaux adjacents en ne commutant qu'une cellule, celle qui est la plus adaptée aux commutations et les segments formés par ces transitions seront appelés segments de modulation. En revanche, en diminuant un peu la résolution par rapport au cas précédent, des déplacements entre les niveaux sont ajoutés comme à la figure II.15. Dans ce cas, il est possible de moduler n'importe quel couple de niveaux adjacents en se déplaçant uniquement le long d'un segment de modulation, c'est à dire sans faire de commutations simultanées de plusieurs cellules en même temps.

Pour minimiser les commutations, il faudra se déplacer conformément aux flèches de la figure II.15(b). Les transitions le long de segments de modulations pourront être parcourues dans les deux sens, elles pourront donc être utilisées pour la modulation, alors que les transitions impliquant des changements de segment ne seront parcourues que dans un sens, le retour s'effectuant par une autre transition de manière à minimiser les pertes. Les flèches définissent l'état que l'onduleur doit prendre de manière univoque.

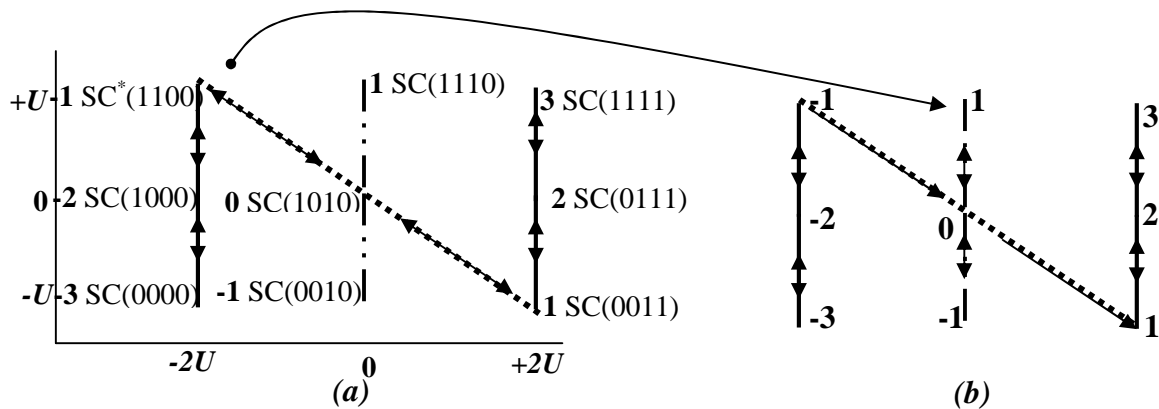


Figure II.15 : Transition ne provoquant pas de commutation de la cellule haute tension
*SC séquence de commutation

On s'aperçoit dans la figure II.16 que la cellule de tension la plus grande a une fréquence de commutation la plus faible. Pour la cellule de tension plus basse, on a la possibilité de fonctionner à fréquence de pulsation plus élevée, et de générer ainsi une tension de meilleure définition.

¹ Une bande est délimitée par une paire de niveaux adjacents.

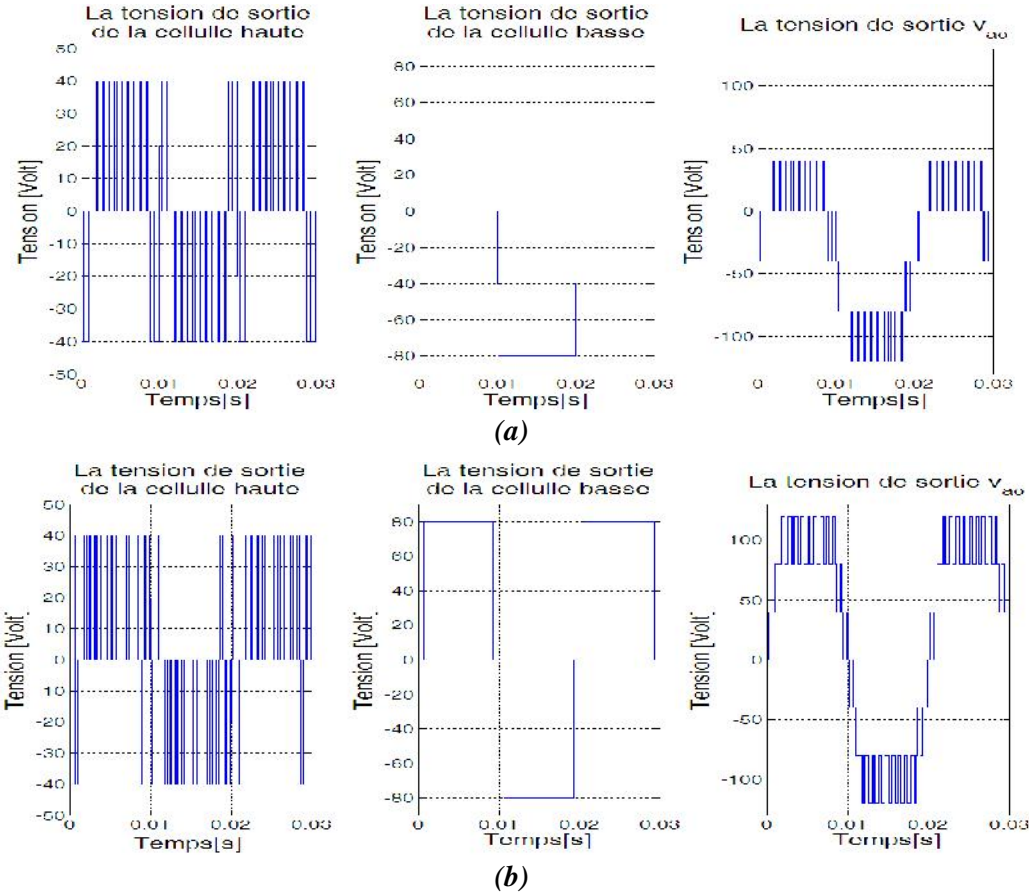


Figure II.16 : Génération d’une sinusoïde d’amplitude (a) $r=0.5$, (b) $r=1$ avec un onduleur 7 niveaux à 2 cellules

La plupart des systèmes actuels sont basés sur des solutions entièrement digitales avec micro-contrôleur ou DSP. L’approche entièrement digitale permet de simplifier l’implantation de l’ensemble des fonctions de commande de l’onduleur multiniveaux. Lors de l’implantation, la seule connaissance de la tension à appliquer ne suffit pas, il faut également connaître l’état de commande actuel (rétroaction de l’état précédent).

II-4-3_4. Remarque très importante

La valeur du taux de modulation r doit être convenablement choisie et suffisamment élevée pour avoir une tension de sortie ayant la totalité des N niveaux. Sinon la modulation sera obtenue avec la même fréquence d’échantillonnage mais sur un nombre restreint de niveaux N_c ($N_c < N$).

Par exemple, pour $m=25$, le nombre de niveau de la tension simple v_{ao} obtenu à partir de la structure hexagonale à cinq niveaux est égale à 3 si $r < 0.59$.

L’observation faite d’après les hexagones ou la simulation permet de déduire la valeur de r en fonction du nombre de niveaux N .

Pour obtenir la totalité des niveaux N , il faut que :

$$r > 1.154 \cdot \left(\frac{N-3}{N-1} \right) \tag{II-36}$$

Au tableau II.4, nous avons précisé la valeur où la borne minimale de r et sa valeur maximale pour $m=25$.

Nombre de niveaux N	Taux de modulation r	
	Valeur minimale	Valeur maximale
5	0.59	1.154
7	0.78	1.154
9	0.87	1.154

Tableau II.4 : Valeurs minimale et maximale du taux de modulation permettant l'obtention de la totalité des niveaux de la tension de sortie

II-5. Simulation de l'onduleur asymétrique commandé par la technique pleine onde et la technique SVM

Nous proposons de simuler le fonctionnement des onduleurs multiniveaux asymétriques à cinq et à neuf niveaux commandés par les techniques pleine onde et SVM, et l'onduleur multiniveaux symétrique à neuf niveaux commandé par la technique SVM, dans le but de comparer les performances sur le plan harmonique (voir l'annexe A5). La tension d'alimentation est égale à 65V pour la technique pleine onde et à 120V pour la SVM. Ici et dans la suite de ce travail, nous choisirons toujours l'indice de modulation $m=25$.

Nous allons effectuer la simulation de la modulation vectorielle pour les différentes techniques, en générant les tensions individuelles à la sortie de chaque cellule v_{11} et v_{12} , les signaux v_{ao} , ainsi que la tension de sortie de l'onduleur v_{an} . Nous analyserons, par la suite, la richesse en harmoniques (analyse spectrale) de la tension v_{an} .

Finalement, nous effectuons une comparaison entre l'onduleur à neuf niveaux symétrique et asymétrique et nous ferons quelques remarques importantes.

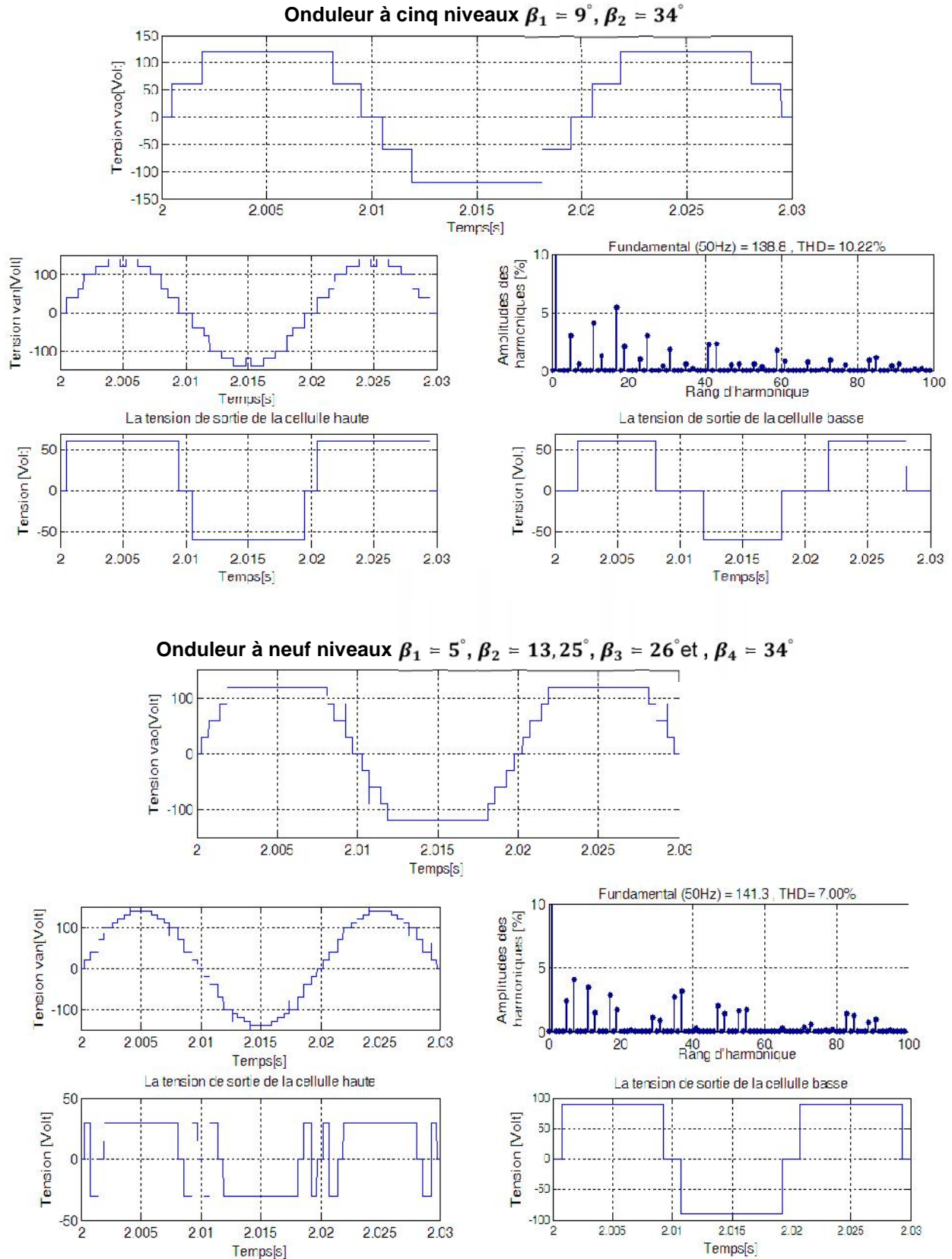


Figure II.17 : Résultats de simulation de l'onduleur multiniveaux asymétriques pilotés en pleine-onde

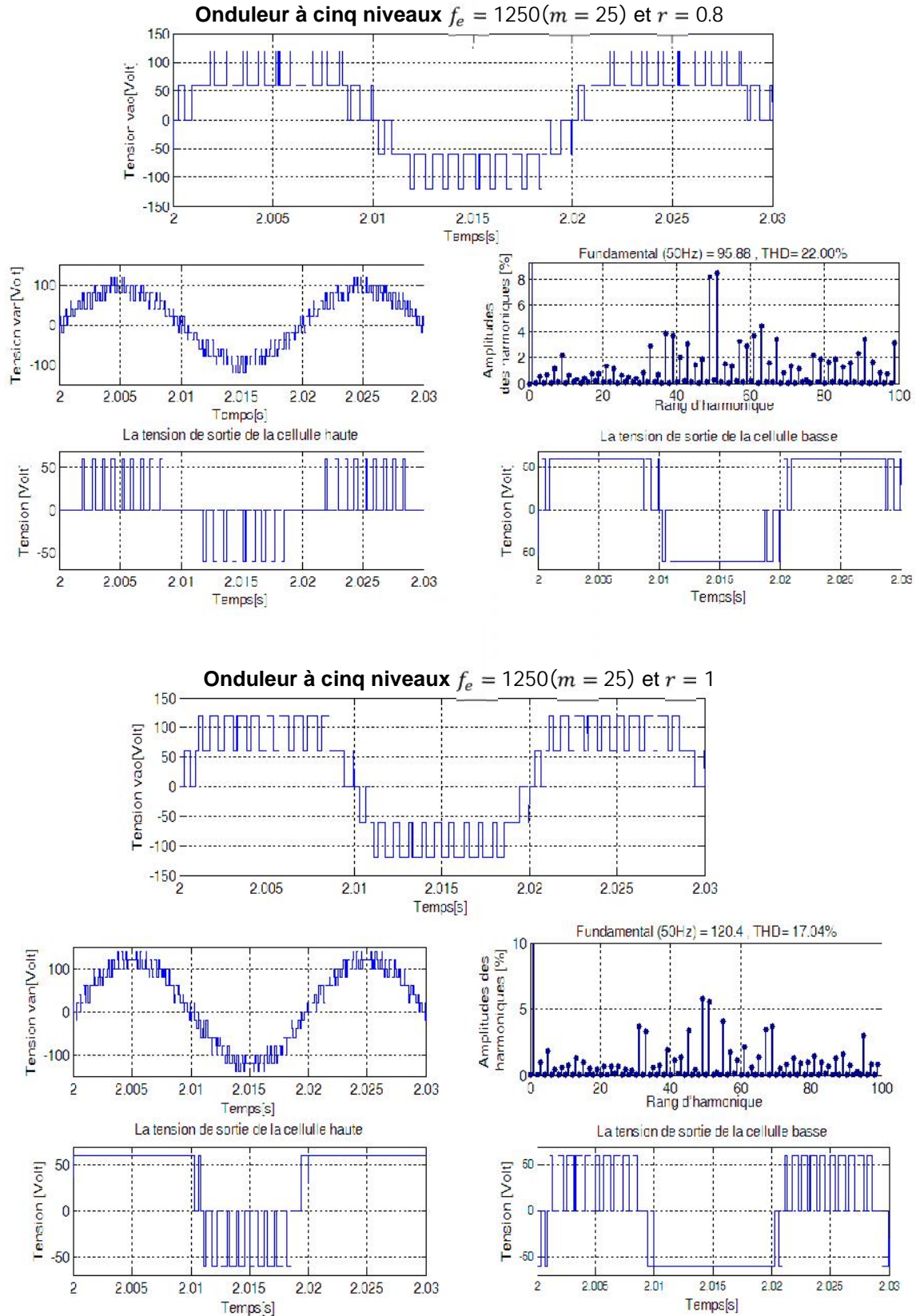


Figure II.18 : Résultats de simulation de l'onduleur symétrique à cinq niveaux commandé par la modulation vectorielle (SVM)

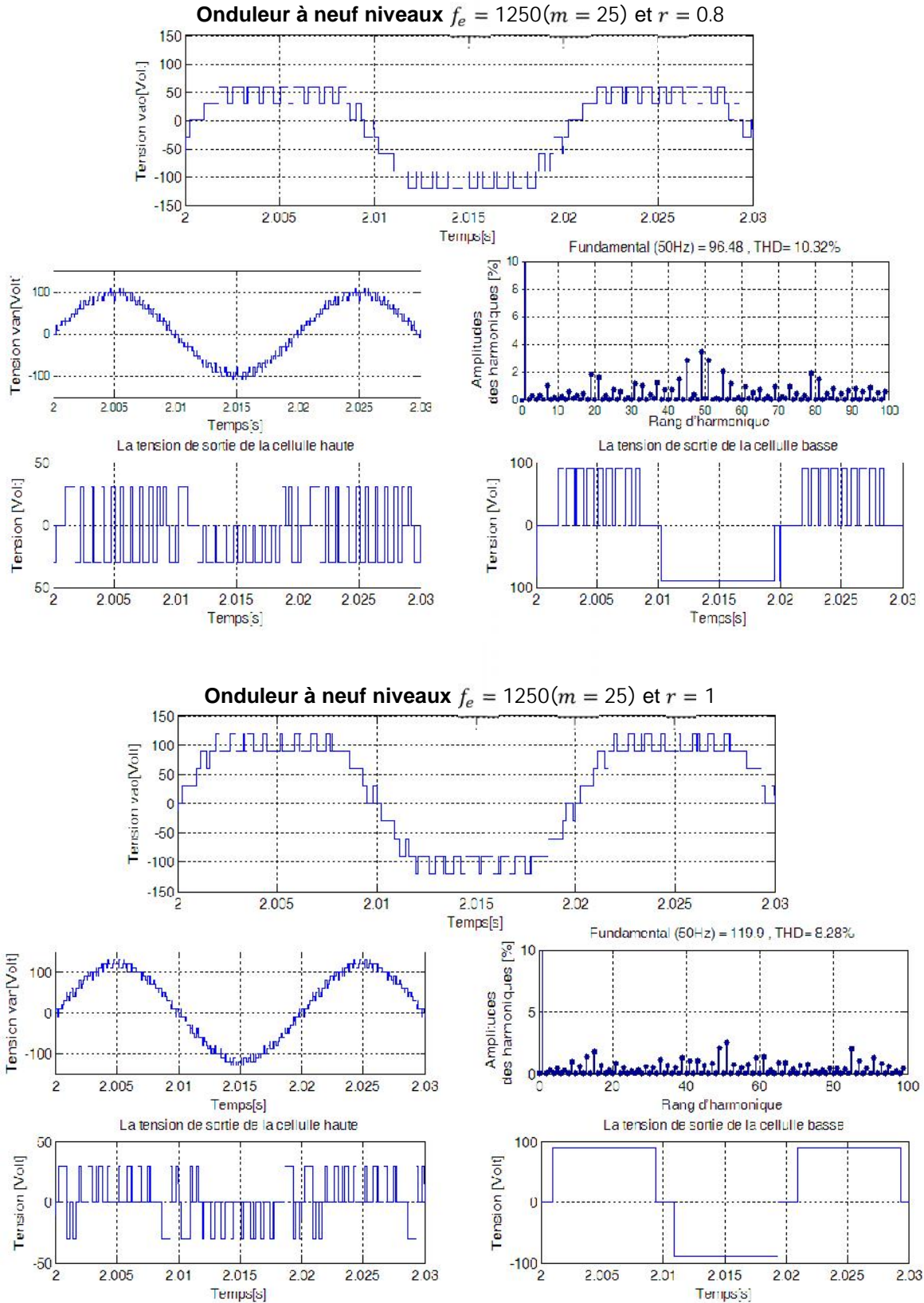
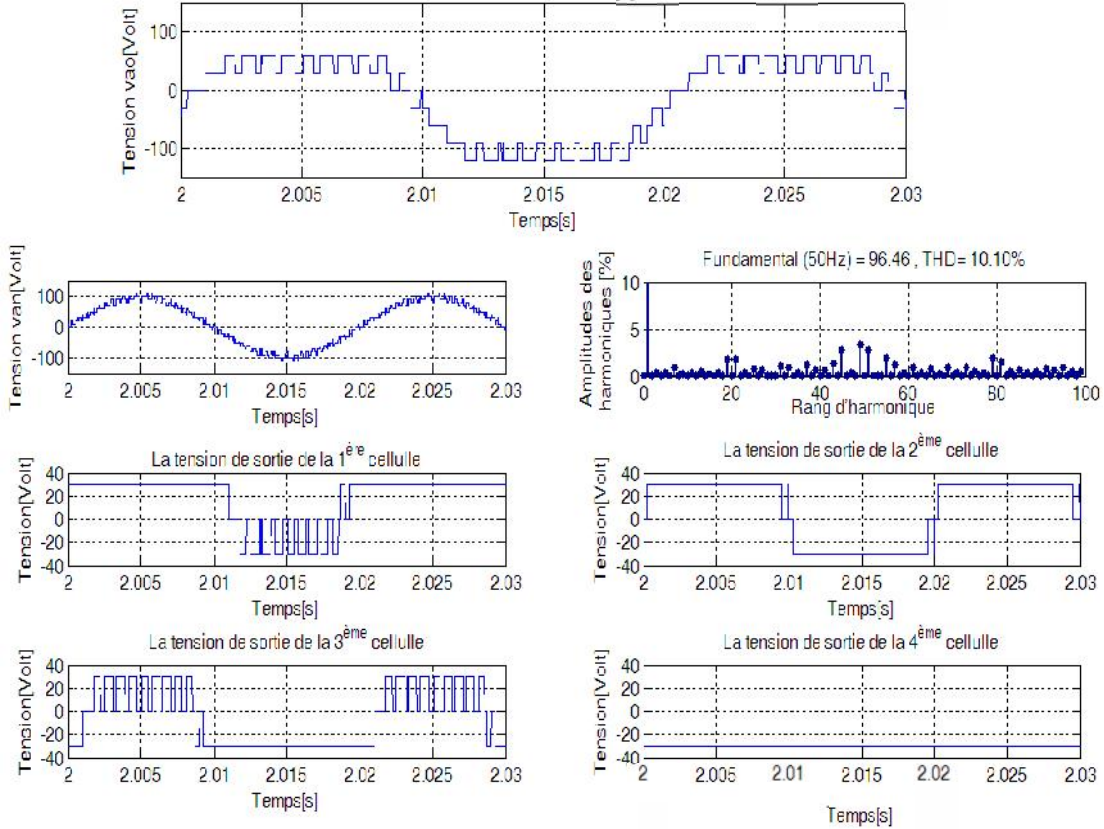


Figure II.19 : Résultats de simulation de l'onduleur asymétrique commandé par la modulation vectorielle (SVM)

Onduleur symétrique à neuf niveaux $f_e = 1250(m = 25)$ et $r = 0.8$



Onduleur symétrique à neuf niveaux $f_e = 1250(m = 25)$ et $r = 1$

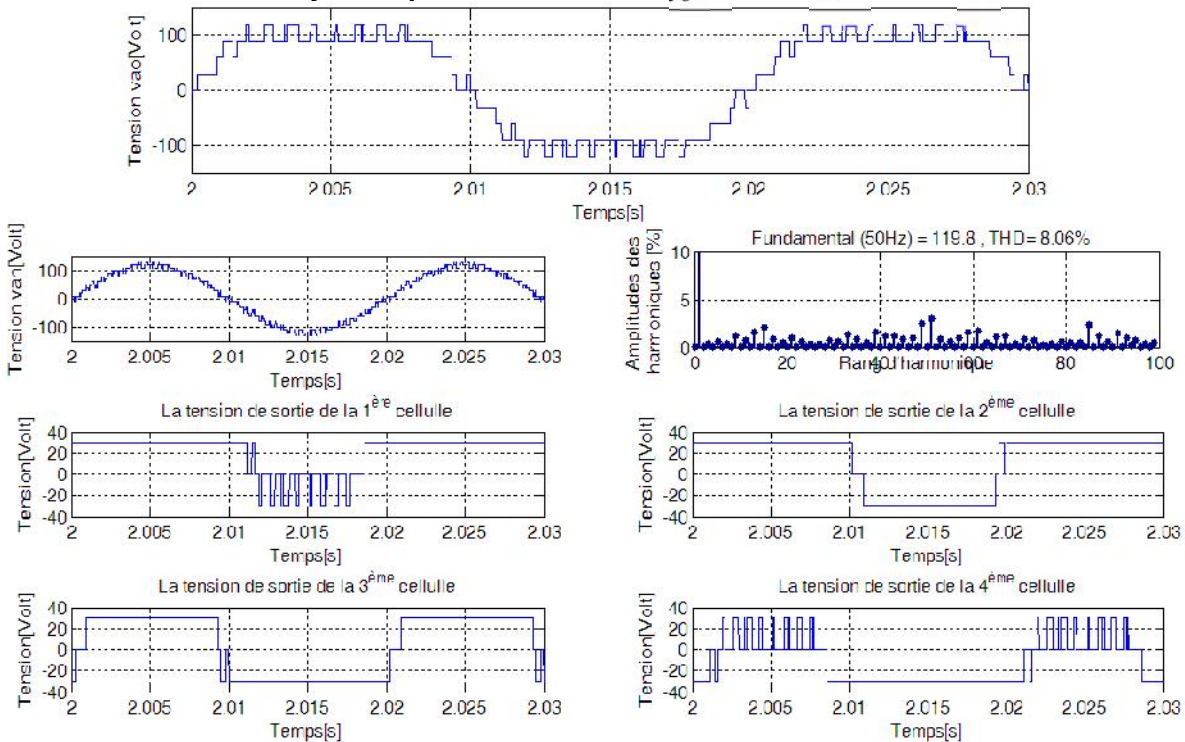


Figure II.20 : Résultats de simulation de l'onduleur symétrique (à neuf niveaux) commandé par la modulation vectorielle (SVM)

II-6. Interprétation des résultats

On remarque pour toutes les techniques que la forme de la tension de phase de la structure à neuf niveaux est meilleure que celle de la structure à cinq niveaux. Cela est dû au nombre de séquences et au nombre de niveaux de la tension simple de l'onduleur à neuf niveaux qui a augmenté par rapport à la structure à cinq niveaux. Ce résultat peut être justifié grâce au calcul du THD de tension et la diminution des harmoniques d'ordre bas. L'augmentation du nombre de niveaux permet d'obtenir des performances équivalentes à celles de la forme sinusoïdale.

Bien que ce soit la stratégie de commande pleine onde qui est la plus simple à mettre en œuvre, mais, elle affublée de beaucoup d'inconvénients. Parmi eux : les formes des tensions obtenues sont loin d'être sinusoïdales, et les signaux de sortie sont riches en harmoniques d'ordre bas. L'emploi de la technique SVM permet, de repousser les harmoniques vers des fréquences plus élevées.

Les formes d'ondes de sortie de la cellule haute et basse ne sont pas identiques. On remarque que la fréquence de commutation de l'interrupteur de la cellule haute est légèrement plus supérieure que celle de la cellule basse pour une même fréquence d'échantillonnage. Par contre, la tension exercée sur les interrupteurs de la cellule basse est légèrement plus haute que celle de la cellule haute à fréquence d'échantillonnage donnée (voir les schémas de la tension de sorties des cellules). C'est avantageux pour un fonctionnement fiable de l'onduleur.

L'onduleur présente de meilleures performances parce que les interrupteurs de la cellule alimentée par la tension la plus grande provoquent moins de pertes par conduction (les pertes par commutation des interrupteurs de la cellule alimentée par la tension la plus grande étant plus élevées). Ainsi, l'obtention d'un minimum de pertes par commutation ne peut se faire que si la cellule ayant la plus petite tension commute à une fréquence beaucoup plus élevée que les autres cellules de tensions intermédiaires plus grandes. La technique de modulation appliquée définit la classe des onduleurs capables de moduler n'importe quelle paire de niveaux adjacents en ne commutant que les cellules de plus basse tension. La fréquence de pulsation des cellules basse tension est alors directement liée à la fréquence de pulsation apparente du convertisseur, tandis que la fréquence de pulsation des cellules haute tension n'est liée qu'à la forme d'onde du signal de référence.

Par conséquent, on peut utiliser un convertisseur hybride dont la première cellule est constituée de MOSFET, tandis que la deuxième cellule est constituée de IGBT, susceptibles de bloquer une plus grande tension par rapport à la cellule à MOSFET.

La forme de la tension v_{ao} de l'onduleur asymétrique à neuf niveaux est la même que celle de l'onduleur symétrique à neuf niveaux. Mais, pour une seule phase, l'onduleur symétrique à neuf niveaux contient 16 interrupteurs. Par contre, l'onduleur asymétrique à neuf niveaux, 8 interrupteurs suffisent pour générer une tension à neuf niveaux. C'est avantageux dans la majorité des applications basse tension.

II-7. Conclusion

Dans cette partie, nous avons présenté la configuration et le principe de fonctionnement de l'onduleur multiniveaux asymétrique. Ce dernier est un synthétiseur de tension qui produit plusieurs niveaux discrets de tension à partir de sa propre tension d'entrée. Les onduleurs multiniveaux asymétriques sont alimentés par des sources continues différentes, donc sont adaptés à être raccordés à des panneaux solaires, et permettent d'améliorer beaucoup plus la qualité des tensions de sortie de ces onduleurs sans augmenter le nombre de cellules d'onduleurs (nombre d'interrupteurs). Nous n'avons détaillé que l'onduleur à deux cellules à

pont complet. Ces onduleurs sont destinés à des applications de basse tension et sont susceptibles de générer un nombre impair de niveaux, jusqu'à $(3^k = 9)_{k=2}$.

C'est avantageux dans la majorité des applications photovoltaïques. Par ailleurs, et afin d'améliorer beaucoup plus la qualité du signal de sortie, il convient de s'intéresser à la technique de modulation SVM à appliquer à ces onduleurs. Elle donne de bonnes performances et offre l'avantage de permettre un traitement entièrement numérique. Pour résoudre le problème d'instabilité des tensions d'entrée de l'onduleur, on a introduit un filtre passif.

Vu la dissymétrie des tensions partielles, une gestion optimale des états redondants d'enclenchement des interrupteurs de semi-conducteurs est nécessaire. L'organe de commande doit pouvoir permettre une répartition équilibrée des pertes pendant la commutation des interrupteurs de puissance.

Les règles qui permettent d'obtenir un pas uniforme avec des onduleurs à cellules en série ont été décrites d'une manière générale. Le problème des commutations simultanées de certaines solutions, en termes de choix des tensions d'alimentation a été soulevé. Cette règle facilite le choix des tensions d'entrées d'un onduleur multiniveaux. Finalement, une stratégie adaptée à la minimisation des commutations a été proposée.

Lors de la modulation, les commutations sont partagées entre les cellules alimentées par une petite tension, ce qui signifie que ces cellules doivent être dimensionnées pour être performantes en commutations, alors que les cellules alimentées par des tensions plus élevées ne devront être performantes qu'en conduction puisqu'elles ne seront que peu sollicitées en commutation. Il ressort des résultats présentés que les interrupteurs de la cellule ayant la tension d'alimentation la plus faible doivent commuter à la fréquence la plus élevée. Cette particularité donne la possibilité d'utiliser des modules d'onduleurs monophasés de caractéristiques en tension de blocage et en fréquence de commutation différentes.

L'avantage des onduleurs multiniveaux asymétriques est qu'on peut améliorer la tension de sortie sans augmenter le nombre d'interrupteurs. C'est avantageux économiquement et techniquement dans la majorité des applications industrielles.

Mais, tout d'abord et dans le chapitre suivant et pour compléter notre étude, nous allons dimensionner les différents composants d'un système de pompage solaire et choisir les caractéristiques de ces éléments pour une application donnée. Ensuite, nous modéliserons la machine asynchrone et la pompe dans le cas d'une application de pompage

CHAPITRE III

*Modèle d'un système Motopompe
destiné aux applications
photovoltaïques*

Modèle d'un système Motopompe destiné aux applications Photovoltaïques

III-1. Introduction

*L*es performances demandées aux systèmes de pompage photovoltaïques, qui jouent un rôle très important dans la vie de tous les jours, sont de plus en plus élevées : tant du point de vue de son rendement que des besoins en eau délivrés.

Le moteur à courant alternatif est utilisé de plus en plus pour les systèmes de pompage photovoltaïque. Le coût peu élevé du moteur, son faible besoin de maintenance et l'efficacité accrue des onduleurs solaires le rendent particulièrement attrayant pour les systèmes de pompage plus importants où le coût additionnel de l'onduleur est moins significatif. Le rendement moyen d'un moteur asynchrone est de 85%. À ceci, il faut ajouter le rendement de l'onduleur qui est de 90%-95% sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement moyen du moteur/onduleur sera d'environ 80% sur une plage de fonctionnement relativement importante.

La modélisation d'un système quelconque est indispensable lorsque nous voulons étudier une commande particulière de ce système [32, 33, 34]. Dans notre travail, le système à modéliser est constitué de deux systèmes : la pompe et sa rotative assurée par un moteur asynchrone.

Nous commencerons, d'abord par le dimensionnement les différents composants d'un système de pompage solaire et le choix des caractéristiques de ces éléments pour une application donnée. Ensuite, nous passerons par une description du moteur asynchrone et la pompe, et nous développerons le modèle mathématique de la machine asynchrone triphasée (MAS) et celui de la pompe.

III-2. Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque

III-2-1. Introduction

En général, la structure de pompage est équipée d'un moteur asynchrone entraînant une pompe centrifuge immergée (motopompe). L'ensemble est alimenté par un générateur photovoltaïque (GPV) à travers un convertisseur statique (onduleur). Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie [03]. Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol.

Chaque composante du système doit être dimensionnée en fonction des contraintes techniques du système. Les caractéristiques de ces composantes doivent être bien comprises pour déterminer la plage de fonctionnement du système. Ainsi, en étudiant les courbes (I, V) du champ de modules, nous constatons rapidement que, peu importe l'énergie fournie par le module, la tension du système sera imposée par la commande. Le problème de dégradation des modules sera aussi abordé.

III-2-2. Composants d'un système de pompage photovoltaïque

Un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil est représenté comme suit :

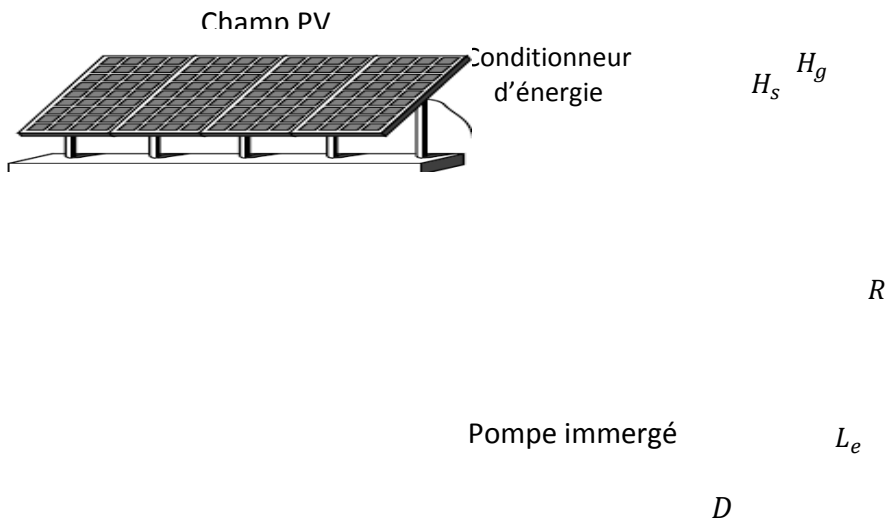


Figure III.1 : Station de pompage

III-2-3. Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil

Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours selon la valeur de l'irradiation. Généralement, la caractéristique du débit en fonction du temps à ciel clair est montrée dans la figure III.2.

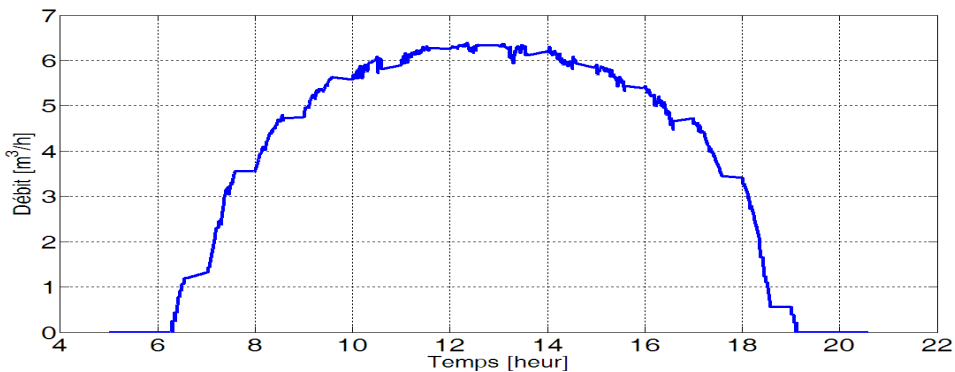


Figure III.2 : Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil

III-2-4. Dimensionnement d'un système PV

Le dimensionnement de ces systèmes implique l'utilisation d'un outil précis. Le dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque touche l'aspect énergétique en ce qui concerne les GPV et les groupes motopompe et l'aspect génie civil (réservoir d'eau et système de distribution). Sachant que l'aspect énergétique représente très souvent plus de 80% du capital initial à l'investir et qu'on trouve encore des systèmes surdimensionnés ou sous-dimensionnés, chercher à optimiser le dimensionnement de ces systèmes est un exercice qui s'avère nécessaire.

Dans le cas d'un système trop petit, il en résulte une insatisfaction des usagers lorsque des manques d'eau se produisent. Ce manque d'eau fait subir à la population des privations en ce qui concerne la consommation personnelle et affecte la rentabilité de l'irrigation. Lorsque le système est surdimensionné, les villageois ont alors à faire face à des coûts de construction trop élevés.

Le dimensionnement a pour but de déterminer la puissance-crête du générateur PV, à partir des données d'ensoleillement du site d'une part, et des besoins électriques de l'utilisateur d'autre part. Le choix des composantes du système solaire doit permettre à l'utilisateur d'utiliser les équipements requis durant la période demandée (c'est-à-dire tout au long de l'année ou pour une période déterminée), et ce avec une disponibilité prédéterminée [03].

Les étapes suivantes permettront de dimensionner approximativement un système photovoltaïque (c'est à dire dimensionner la puissance du champ photovoltaïque). Il faut, en premier lieu, estimer les besoins en électricité et établir la durée de la période d'ensoleillement minimal de la région où le système sera installé.

III-2-4_1. 1^{er} Etape : Estimation des besoins en eau [13]

La détermination des besoins en eau ou bien les dimensions du bassin (calcul du volume du réservoir d'eau) d'une culture nécessite la connaissance de divers paramètres concernant aussi bien la plante elle-même que les données climatiques et pédologiques (les paramètres physiques et hydriques du sol) de la région.

- Les données climatiques donneront les indications nécessaires concernant les besoins en eau de la culture ;
- Les paramètres pédologiques permettront d'estimer la réserve en eau utile du sol ;
- Les données culturales préciseront la réserve en eau facilement utilisable par la plante.

III-2-4_2. 2^{ème} Etape : Calcul de l'énergie hydraulique

Les données suivantes seront nécessaires pour dimensionner la pompe solaire et ses composants :

Débit : Le débit (Q_j) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m^3 par jour [m^3/j].

Hauteur manométrique totale : La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe est la différence de pression en mètres de la colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur sera alors calculée en utilisant l'expression :

$$HMT = H_g + \Delta p_c \quad (III-01)$$

H_g : Hauteur géométrique ;

Δp_c : Pertes de charge dans le conduit.

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit journalier et de HMT requises et est exprimée en Wh . Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique (CH) et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé.

$$\text{Énergie requise pour la pompe : } E_{\acute{e}lec} = \frac{E_{hy}}{\eta_{mp}} \quad (\text{III-02})$$

Où $E_{\acute{e}lec}$: est habituellement exprimé en kWh ;

η_{mp} : Rendement des groupes motopompes et de l'onduleur, est de 30% à 45%, selon le type de pompe et de moteur ;

E_{hy} : Energie hydraulique de la pompe exprimée en Wh . Elle est donnée par la formule :

$$E_{hy} = CH \cdot Q_j \left[\frac{m^3}{j} \right] \cdot HMT [m] \quad (\text{III-03})$$

$$\text{Où } CH = \rho \cdot g = \frac{10^3 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot 9.81 [m \cdot s^{-2}]}{3600 [s/h]} = 2.725 \text{ } kg \cdot s \cdot h / m^2$$

ρ : Densité de l'eau ($1000 kg \cdot m^{-3}$) ;

g : Constante de gravité ($9.81 m \cdot s^{-2}$).

III-2-4_3. 3^{ème} Etape : Estimation de l'ensoleillement

Comme il n'y a pas de batterie, le champ doit être dimensionné de façon à satisfaire à la charge pour les conditions d'ensoleillement les plus faibles afin d'obtenir la production d'électricité requise durant cette période. Le facteur d'utilisation nominal sera égal au nombre d'heures de soleil maximum durant le mois d'exploitation où l'ensoleillement est le plus faible.

III-2-4_4. 4^{ème} Etape : Estimation du champ photovoltaïque requis ($P_{\acute{e}l-cr\grave{e}te}$)

Il est estimé en introduisant les pertes dans le générateur photovoltaïque $p_{g\acute{e}n} [\%]$ (ou bien le $\eta_{g\acute{e}n1}$) qui dépend des pertes dues à la poussière, à l'échauffement des modules, au câblage, ...etc.

$$\text{Puissance du champ photovoltaïque } P_{\acute{e}l-cr\grave{e}te} [W] = \frac{\text{Charge journalière totale } E_{\acute{e}lec} (Wh-j)}{\eta_{g\acute{e}n1} \cdot \text{Ensoleillement} (h)} \quad (\text{III-04})$$

III-2-5. Exemple de dimensionnement d'un système de pompage installé dans notre unité de recherche

Le puits où la pompe est installée possède les caractéristiques suivantes, comme schématisé sur la figure III.1 :

Niveau statique : $H_s = 8.3m$; Lamé d'eau : $L_e = 7m$; Profondeur totale : $P_t = 15.3m$;

Rabattement : $R = 5.2m$; Diamètre : $D = 1.5m$.

$$H_g = H_s + R = 8.3 + 5.2 = 13.5m \quad (\text{III-05})$$

Selon les rapports d'activité de recherche [13], les pertes de charge dans le conduit :

$$\Delta p_c = 1.45 \quad (\text{III-06})$$

$$\text{La hauteur manométrique totale HMT sera alors : } HMT = 14.95m \cong 15m \quad (\text{III-07})$$

Les pertes de charge dans le conduit sont d'ordre $9.69\% HMT \leq 10\% HMT$, elles sont admissibles.

Le débit journalier requis est de $45m^3$ par jour. Donc, l'énergie hydraulique vaut :

$$E_{hy} = 2.725 \cdot 45 \cdot 15 = 1839.37Wh \quad (\text{III-08})$$

Dans ces conditions, nous avons choisi, pour notre exemple, une pompe immergée. Ce choix a été déterminé par les courbes fournies par le fabricant, montrant que l'efficacité de la pompe choisie est de près de 55%, et l'efficacité du moteur, d'environ 80% au point de fonctionnement nominal. Le total de l'efficacité du groupe motopompe η_{mp} sera donc de 44%.

$$\text{Donc : } E_{elec} = \frac{1839.37}{0.44} = 4180.4Wh \quad (\text{III-09})$$

Comme le système fonctionne en toute saison, on incline le champ à un angle égal à la latitude, soit 27.53° . En se reportant aux résultats obtenus par l'équipe de gisement solaire, on constate que le jour où l'ensoleillement maximal est le plus faible et les besoins en eau sont au maximum pour cette inclinaison atteint une irradiation¹ de $5.8kWh/m^2$ (figure I.10), c'est-à-dire un maximum de 5.8 heures de soleil par jour.

$$\text{Ensoleillement} = 5.8\text{heures ou } 5.8kWh/m^2 \quad (\text{III-10})$$

Donc, la puissance nominale de la pompe est donnée comme suit :

$$P_{elec} = \frac{E_{elec}}{\text{Ensoleillement}} = \frac{4180.4}{5.8} = 720.76W \quad (\text{III-11})$$

Cette puissance est approximativement celle à la pompe SP5A7 (une tension de $65V$ et une puissance de $550W$) qui est disponible dans notre unité de recherche. Il y a des possibilités d'augmenter la tension pour les fréquences atteignant $55Hz$. Par conséquent, il faut insérer un onduleur de tension à une tension d'entrée U :

$$U = \frac{65}{\sqrt{3}} \cdot \frac{55}{50} \cdot \sqrt{2} \cdot 2 + \Delta E(\%) = 120V \text{ (Onduleur triphasé à 6 Interrupteurs)} \quad (\text{III-12})$$

En supposant des pertes de 25% attribuables à la température et à la poussière au champ photovoltaïque, la dimension théorique de celui-ci sera de :

$$P_{crête} = \frac{P_{elec}}{(1-pertes)} = \frac{720.76}{(1-0.25)} = 961.01Wc \quad (\text{III-13})$$

Comme il a été déterminé que le point de fonctionnement du champ serait autour de $120V$ à cause des caractéristiques de l'onduleur et la motopompe, le champ sera composé de multiples de 8 modules en série (V_{op} se situant à $15V$ pour la plupart des modules à $40^\circ C$). La puissance du générateur étant de $960Wc$, I_{op} sera donc d'environ $8A$. Le choix du type de module déterminera le nombre de groupes en parallèle. Par exemple, il faudra 2 branches composées des modules de type *Isofotôn*² de $75Wc$ en parallèle si l'intensité maximale du module est de $4.35A$. L'onduleur qui va être installé à une puissance de $1.5kVA$.

La figure III.3 représente une photo du système de pompage photovoltaïque durant la phase d'installation au niveau de l'unité de recherche *URER/MS*.

¹ A l'instant de l'installation, seuls les résultats de mesure de l'année 2010 sont disponibles au niveau de l'équipe de gisement solaire, parce que l'équipe n'a commencé à collecter les informations et les données qu'au début du mois de janvier, alors que, normalement, nous devons prendre en considération une moyenne d'au moins 5 années. Nous avons choisi la valeur $5.8kWh/m^2$ approximativement.

² Ce type de panneau est disponible au niveau de notre unité de recherche. Normalement, ce système a besoin de 16 panneaux d'une puissance $50Wc$ ou de 8 panneaux d'une puissance $125Wc$ avec une tension de $30V$. Le système est surdimensionné.



Figure III.3 : Système de pompage photovoltaïque installé à URER/MS

III-3. Généralités sur la machine asynchrone triphasée [26]

III-3-1. Description

La machine asynchrone représentée dans la figure III.4 se compose :

- d'un stator ayant trois enroulements couplés en étoile ou en triangle alimenté par un système de tensions triphasées équilibrées. Il en résulte la création d'un champ magnétique tournant dans l'entrefer de la machine. La vitesse de ce champ par rapport au stator est :

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p} \tag{III-14}$$

- d'un rotor supportant un bobinage triphasé à même nombre de pôles que celui du stator. Ces trois bobinages sont couplés en étoile et court-circuités sur eux-mêmes. Ce type de rotor est dit bobiné mais on peut envisager un rotor plus sommaire constitué de barres conductrices court-circuitées par un anneau conducteur à chaque extrémité. Le rotor tourne à une vitesse angulaire Ω . Sa vitesse est toujours inférieure à la vitesse de synchronisme (mode moteur), c'est-à-dire $\Omega = \frac{\omega}{p} < \Omega_s$.

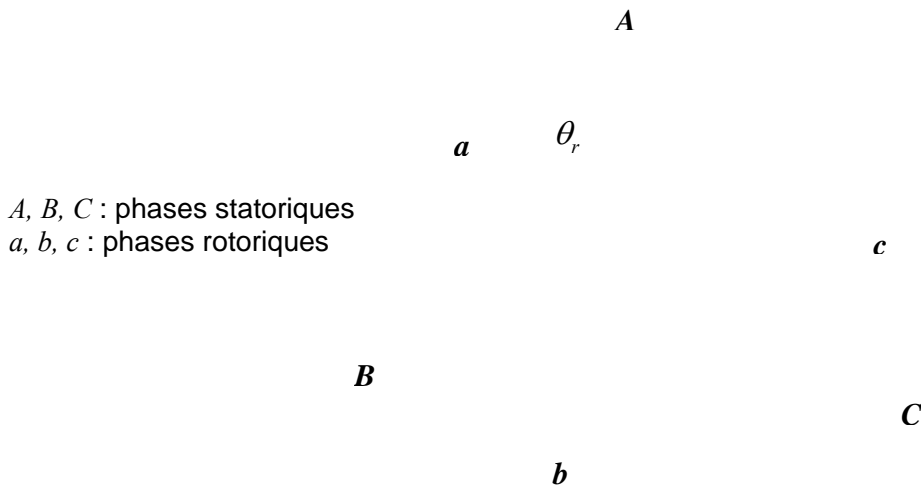


Figure III.4 : Schéma des enroulements de la machine asynchrone

III-3-2. Modélisation de la machine asynchrone (MAS)

III-3-2_1. Modèle de la machine asynchrone triphasée

La figure III.5 représente un schéma symbolique de la MAS.

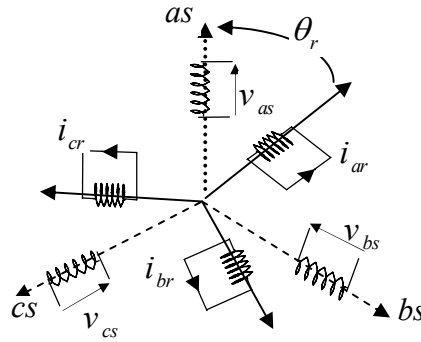


Figure III.5 : Représentation symbolique de la machine asynchrone

III-3-2_2. Equations électriques de la machine asynchrone [26, 32,36 et 62]

Les équations régissant le fonctionnement électrique de la machine asynchrone (MAS) peuvent s'écrire :

$$\begin{cases} v_s = |R_{sm}|i_s + \frac{d\varphi_s}{dt} \\ 0 = |R_r|i_r + \frac{d\varphi_r}{dt} \end{cases} \quad (\text{III-15})$$

$$\begin{cases} \varphi_s = |L_s|i_s + |M_{sr}|i_r \\ \varphi_r = |L_r|i_r + |M_{rs}|i_s \end{cases} \quad (\text{III-16})$$

Avec :

$$v_s = (v_{as} \ v_{bs} \ v_{cs})^t \quad v_r = (v_{ar} \ v_{br} \ v_{cr})^t = 0$$

$$i_s = (i_{as} \ i_{bs} \ i_{cs})^t \quad i_r = (i_{ar} \ i_{br} \ i_{cr})^t$$

$$\varphi_s = (\varphi_{as} \ \varphi_{bs} \ \varphi_{cs})^t \quad \varphi_r = (\varphi_{ar} \ \varphi_{br} \ \varphi_{cr})^t$$

$$|R_{sm}| = \begin{bmatrix} R_{sm} & 0 & 0 \\ 0 & R_{sm} & 0 \\ 0 & 0 & R_{sm} \end{bmatrix} \quad |R_r| = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$$

$$|L_s| = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} \quad |L_r| = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix}$$

$$|M_{sr}|^t = |M_{rs}| = m_{sr} \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos \left(\theta_r + \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta_r - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\theta_r - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \theta_r & \cos \left(\theta_r + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\theta_r + \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta_r - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \theta_r \end{bmatrix}$$

R_{sm} : Résistance statorique ;

R_r : Résistance rotorique ;

l_s : Coefficient d'inductance propre d'un enroulement ;

m_s : Coefficient d'inductance mutuelle avec chacun des 2 autres bobinages statoriques ;

m_{sr} : Valeur maximale des coefficients d'inductance mutuelle stator-rotor obtenue lorsque les bobinages en question sont en regard l'un de l'autre ;

$|L_s|$: Matrice [3,3] appelée matrice inductance du stator ;

$|M_{sr}|$: Matrice [3,3] également, est la matrice inductance mutuelle entre le stator et le rotor ;
 $|L_r|$: Matrice [3,3] est appelée matrice inductance du rotor ;
 $|M_{rs}|$: Matrice [3,3] également, est la matrice inductance mutuelle entre le rotor et le stator.

III-3-2_3. Modélisation en régime permanent

On a :
$$\begin{cases} \bar{V}_s = R_{sm}\bar{I}_s + jL_s\omega_s\bar{I}_s + jM\omega_s\bar{I}_r \\ 0 = \frac{R_r}{g}\bar{I}_r + jL_r\omega_s\bar{I}_r + jM\omega_s\bar{I}_s \end{cases} \quad (III-17)$$

Avec : g : Glissement $g = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s} = \frac{fr\acute{e}_s - fr\acute{e}_r}{fr\acute{e}_s} = \frac{fr\acute{e}_r}{fr\acute{e}_s} \Rightarrow fr\acute{e}_r = gfr\acute{e}_s$ (III-18)

$fr\acute{e}_s$: Fréquence du courant statorique ;
 $fr\acute{e}_r$: Fréquence du courant rotorique ;
 V_s : Tension d'alimentation ;
 I_s : Courant statorique ;
 I_r : Courant rotorique ;
 $L_s = l_s - m_s$: Inductance cyclique statorique ;
 $L_r = l_r - m_r$: Inductance cyclique rotorique ;
 $M = \frac{3}{2}m_{sr}$: Inductance mutuelle cyclique.

On en déduit un schéma aux inductances couplées :

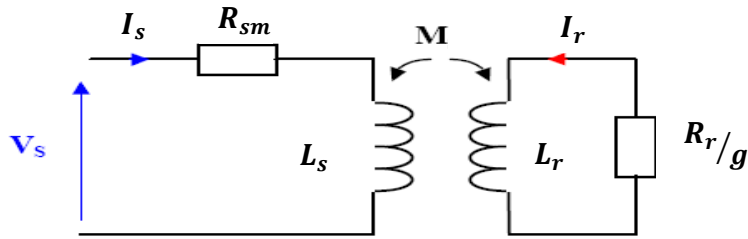


Figure III.6 : Schéma équivalent en régime permanent : modèle à inductances couplées

On pose :

$$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r} \quad (III-19)$$

$$R'_r = R_r \left(\frac{L_s}{M}\right)^2 \quad (III-20)$$

$$L'_r = L_r \sigma \left(\frac{L_s}{M}\right)^2 = \frac{L_r L_s^2}{M^2} - L_s \quad (III-21)$$

On aura :
$$\begin{cases} \bar{V}_s = R_{sm}\bar{I}_s + jL_s\omega_s(\bar{I}_s + \bar{I}'_r) \\ 0 = \frac{R'_r}{g}\bar{I}'_r + jL'_r\omega_s\bar{I}'_r + jL_s\omega_s(\bar{I}_s + \bar{I}'_r) \end{cases} \quad (III-22)$$

Avec : R'_r : Résistance ramenée d'un bobinage du rotor ;
 L'_r : Inductance de fuite ramenée du rotor ;
 R_f : Résistance des pertes magnétiques.

La dernière équation est démontrée en détail en annexe A6.

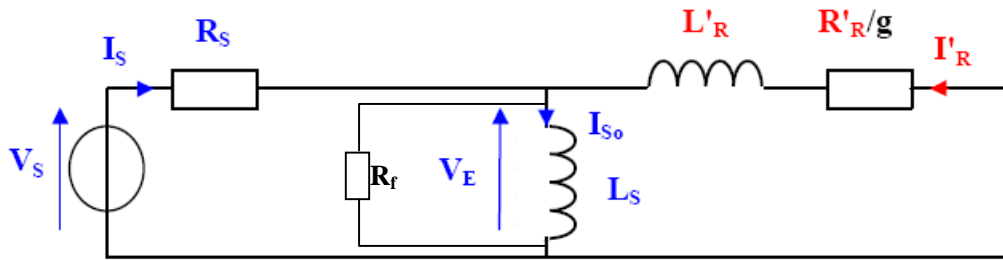


Figure III.7 : Modèle d'un schéma équivalent en régime permanent : modèle à fuites totalisées au rotor

$$\text{On a : } C_{em} = \frac{3 V_s^2 p R_r'}{\omega_s \left(\frac{(R_r')^2}{g} + g (L_r' \omega_s)^2 \right)} \quad (\text{III-23})$$

Par dérivation, on trouve l'expression du glissement maximal :

$$g_{max} = \frac{R_r'}{\omega_s L_r'} \quad (\text{III-24})$$

$$\text{Donc : } C_{em-max} = \frac{3 p V_s^2}{2 L_r' (\omega_s)^2} \quad (\text{III-25})$$

Le couple de démarrage (avant la phase de démarrage le glissement vaut 1) :

$$C_{em-d} = \frac{3 V_s^2}{\Omega_s} \frac{R_r'}{(R_r')^2 + (L_r' \omega_s)^2} \quad (\text{III-26})$$

Le couple nominal se calcule en prenant la vitesse nominale (donc $g_n = \frac{\Omega_s - \Omega_n}{\Omega_s}$) et la tension nominale d'alimentation de la MAS.

III-3-2_4. Modélisation en régime transitoire

III-3-2_4.1. Introduction

La machine asynchrone n'est pas un système simple, car de nombreux phénomènes compliqués interviennent dans son fonctionnement, comme la saturation, les courants de Foucault, l'effet pelliculaire...etc. Cependant, nous n'allons pas tenir compte de ces phénomènes, car, d'une part, leur formulation mathématique est difficile ; d'autre part, leur incidence sur le comportement de la machine est considéré comme négligeable, dans certaines conditions [32].

III-3-2_4.2. Hypothèses simplificatrices

Les hypothèses simplificatrices admises dans le modèle de la machine asynchrone sont [26, 31, 32, 33 et 35] :

- On suppose que le circuit magnétique est non saturé et parfaitement feuilleté au stator et au rotor (donc que seuls les enroulements sont parcourus par des courants), et que la densité de courant peut être considéré comme uniforme dans la section des conducteurs élémentaires ;
- On ne considère que le premier harmonique d'espace de la distribution de force magnétomotrice créée par chaque phase du stator et du rotor. Il en résulte donc, du fait que l'entrefer est constant, que les inductances propres sont constantes et que les inductances mutuelles entre deux enroulements sont des fonctions sinusoïdales de l'angle entre leurs axes magnétiques ;
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température.

L'équation III-15 à des coefficients variables dans le temps ou bien dans la position donc difficile à manipuler. Pour remédier à ce problème, on introduit la transformée de *Park* [26].

III-3-2-4.3. Transformation de Park

La transformation de *Park* est une transformation du repère triphasé fixe par rapport au stator dans un repère biphasé. Cette transformation permet de réduire la complexité du système [26].

La transformation de *Park* est obtenue à partir d'une matrice (3x3) donnée par :

$$T(\theta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \\ -\sin \theta & -\sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (\text{III-27})$$

Nous négligeons la composante homopolaire car nous considérons que le système est équilibré. Le changement de variables relatif aux courants, aux tensions et aux flux est défini par la transformation :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}_y = T(\theta) \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}_y \quad y = s \text{ ou } r \quad (\text{III-28})$$

Où θ représente l'angle de transformation. Celui-ci dépend du repère choisi et des grandeurs statoriques ou rotoriques.

x : tension, courant ou flux.

La transformation de *Park* consiste à appliquer aux courants, aux tensions et aux flux un changement de variables faisant intervenir l'angle entre l'axe des enroulements et l'axe du repère de *Park* (d, q).

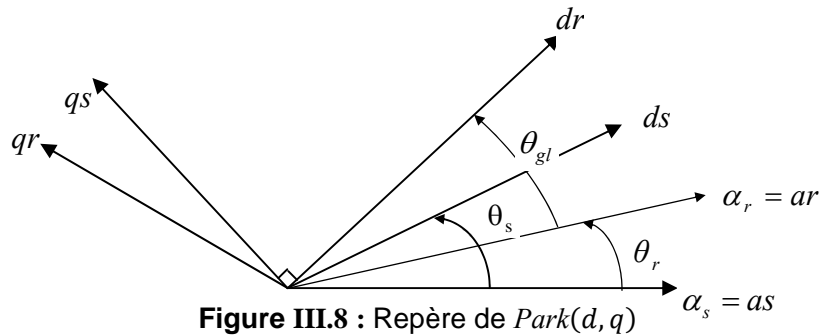


Figure III.8 : Repère de Park(d, q)

Le changement de variable peut être interprété comme une substitution aux enroulements réels, d'enroulements fictifs (d_s, q_s), (d_r, q_r) dont les axes magnétiques sont liés aux axes (d, q) de *Park*. En faisant coïncider les axes directs rotor et stator, le calcul se simplifie, on a alors : $\theta_s = \theta_r + \theta_{gl}$. Donc, θ prend l'angle θ_s pour le stator et l'angle θ_{gl} pour le rotor.

Notons que le facteur $\frac{2}{3}$ de la matrice de transformation est choisi de façon à conserver le courant instantané $i(t)$ et la tension instantanée $v(t)$ quand on applique la transformation. La transformation inverse de Park a pour expression :

$$T(\theta)^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{III-29})$$

D'où la transformation inverse des variables :

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}_y = T(\theta)^{-1} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}_y \quad (\text{III-30})$$

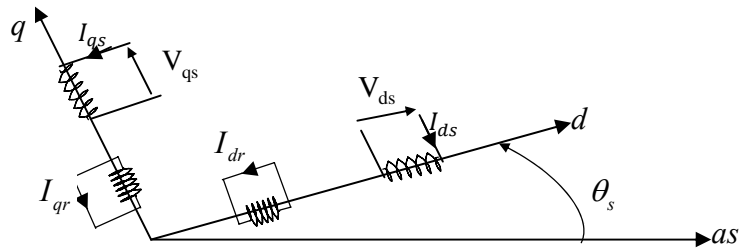


Figure III.9 : Machine asynchrone vue dans le repère (d, q)

Les équations III-15 et III-16 donnent alors lieu au système suivant :

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{sm} & 0 \\ 0 & R_{sm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{ds} \\ \varphi_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\frac{d\theta_s}{dt} \\ \frac{d\theta_s}{dt} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{ds} \\ \varphi_{qs} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{dr} = 0 \\ V_{qr} = 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{dr} \\ \varphi_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\frac{d\theta_{gl}}{dt} \\ \frac{d\theta_{gl}}{dt} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{dr} \\ \varphi_{qr} \end{bmatrix} \quad (\text{III-31})$$

$$\text{Où } \frac{d\theta_{gl}}{dt} = \frac{d\theta_s}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt}$$

$$\text{Avec : } \begin{bmatrix} \varphi_{ds} \\ \varphi_{dr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{dr} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \varphi_{qs} \\ \varphi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qs} \\ I_{qr} \end{bmatrix} \quad (\text{III-32})$$

- Expression du couple [36] :

En tenant compte des équations des flux III-32 et que la puissance P_{em} est aussi égale à $\frac{C_{em}\omega_s}{p}$, le couple électromécanique développé par la machine s'écrit :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \frac{M}{L_r} (\varphi_{dr} I_{qs} - \varphi_{qr} I_{ds}) \quad (\text{III-33})$$

III-3-2_4.4. Equation mécanique

Pour générer le modèle complet de la machine, on ajoute au modèle électromagnétique, l'équation du mouvement. L'équation mécanique est régie par l'équation suivante :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{em} - C_r - f_r \Omega \quad (\text{III-34})$$

Avec : J : Moment d'inertie ;

f_r : Coefficient de frottement visqueux ;

C_r : Couple résistant imposé par la charge.

III-3-2_4.5. Choix du référentiel

Le référentiel est le système od, oq associé à la vitesse de rotation choisie pour lui. Deux types de référentiel sont intéressants en pratique, le choix se faisant en fonction du problème étudié.

III-3-2_4.5_1. Référentiel immobile par rapport au stator

Il se traduit par les conditions :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = 0 \quad \frac{d\theta_{gl}}{dt} = -\omega \quad (\text{III-35})$$

Ce référentiel sera choisi de préférence en vue d'étudier des variations importantes de la vitesse de rotation, associées ou non avec des variations de la fréquence d'alimentation.

III-3-2_4.5_2. Référentiel immobile par rapport au champ tournant

Il se traduit par les conditions :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s \quad \frac{d\theta_{gl}}{dt} = \omega_s - \omega = g\omega_s \quad (\text{III-36})$$

Ce référentiel est le seul qui n'introduise pas de simplification dans la formulation de l'équation III-31 ; il est, cependant, particulièrement avantageux dans les problèmes où la fréquence d'alimentation est constante, est d'avoir des grandeurs constantes en régime permanent. Aussi, ce référentiel est-il très souvent utilisé même dans l'étude de l'alimentation à fréquence variable, lorsqu'on veut étudier la transmittance du moteur relativement à de petites perturbations autour d'un régime donné.

III-3-2_4.6. Représentation d'état du modèle de la machine asynchrone

La représentation d'état de la machine asynchrone dépend du repère choisi et du choix des variables d'état pour les équations électriques. Le choix des variables d'état dépend des objectifs soit pour la commande soit pour l'observation [26, 27, 28]. Nous donnons dans ce chapitre un modèle de la machine asynchrone qui sera exploité dans le chapitre suivant pour la mise au point de nos lois de commande.

Pour une machine asynchrone triphasée alimentée en tension, les tensions statoriques (V_{ds}, V_{qs}) et la vitesse du champ tournant ω_s sont considérées comme variables de commande, le

couple résistant C_r comme perturbation. Nous choisissons dans notre cas, le vecteur d'état suivant :

$$X = (I_{ds} \quad I_{qs} \quad \varphi_{dr} \quad \varphi_{qr})^t \tag{III-37}$$

Ce choix de variable se justifie d'une part, par le fait que les courants statoriques sont mesurables et d'autre part parce que l'on veut contrôler la norme du flux rotorique. Pour mettre sous forme d'équation d'état le modèle de la machine, nous devons modifier les équations d'état III-31 en utilisant III-32 pour les exprimer en fonction des variables du vecteur d'état X.

Après simplification et réarrangement du modèle, nous obtenons :

$$\dot{X} = AX + BU \tag{III-38}$$

Avec :

$$A = \begin{bmatrix} -\lambda & \omega_s & \frac{k_s}{T_r} & \omega k_s \\ -\omega_s & -\lambda & -\omega k_s & \frac{k_s}{T_r} \\ \frac{M}{T_r} & 0 & -\frac{1}{T_r} & (\omega_s - \omega) \\ 0 & \frac{M}{T_r} & -(\omega_s - \omega) & -\frac{1}{T_r} \end{bmatrix}; \quad B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & 0 \end{bmatrix}^t; \quad U = \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \end{bmatrix}$$

$$T_r = \frac{L_r}{R_r}; \sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}; k_s = \frac{M}{\sigma L_s L_r}; \lambda = \frac{R_{sm}}{\sigma L_s} + \frac{R_r M^2}{\sigma L_s L_r^2}$$

III-3-2_5. Détermination des paramètres du moteur MS402 de la pompe SP5A7 [41]

L'objectif est de déterminer les paramètres : R_{sm} , L_s , R_r , L_r , M , J et f_r .

Les étapes pour déterminer les paramètres sont :

➤ Relevés des plaques signalétiques

$U_{nominal} = 65 V$; à une puissance $P = 550W$;

Fréquence $f_{ré} = 50 Hz$; Vitesse de synchronisme électrique $\Omega_s = 3000 tr/min$;

Vitesse rotorique $\Omega = 2860tr/min$; Nombre paire de pôles $p = 1$.

➤ Calcul de R_{sm}

En utilisant un ohmmètre, qui injecte une tension continue (tension d'essai). La tension aux bornes de $L_s \omega$ et donc de R_f est nulle. On évalue entre phase une valeur $R = 1\Omega$.

Les enroulements statoriques étant connectés en triangle, donc :

$$R_{sm} = \frac{2R}{3} = 0.667 \Omega \text{ à chaud} \tag{III-39}$$

➤ Essai à vide sous tension variable ($g \cong 0$)

Tension d'entrée de l'onduleur $U[V]$	V [V]	V^2 [V ²]	I_{s0} [A]	P_{s0} [W]	$j_{s0} = \frac{I_{s0}}{\sqrt{3}}$ [A]	$P_{mag+méc} = P_{s0} - 3R_s j_{s0}^2$ [W]
90	48.2	2323.24	3.1	88	1.7898	81.5933
100	53.5	2862.25	3.45	110	1.9919	102.0650
120	64.1	4108.81	4.25	140	2.4537	127.9583

Tableau III.1 : Relevés des mesures et calculs (fréquence statorique $f_{ré}=50Hz$)

➤ **Calcul de R_f, L_s**

Lors de l'essai à vide, on peut considérer que $I_r' = 0$ (III-40)

En traçant la courbe {Pertes mécaniques+perles magnétiques} en fonction du carré de la tension composée délivrée au stator de la machine asynchrone, on obtient quasiment une droite.

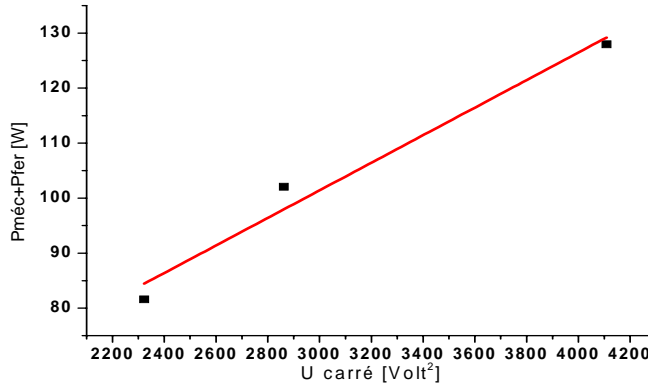


Figure III.10 : Courbe des pertes magnétiques & mécaniques

En la linéarisant et en l'extrapolant à l'origine $U_s=0V$, on obtient :

$$\text{Pertes}\{\text{méca} + \text{mag}\} \cong 0.02506U_s^2 + 26.24588 \quad (\text{III-41})$$

$$U_s = 0V, P_{\text{mag}+\text{méc}} = P_{\text{méc}} = 26.24588W \quad (\text{III-42})$$

Sous la tension $U_s = 65V$

$$P_{\text{mag}} = P_{\text{mag}+\text{méc}} - P_{\text{méc}} = 105.8785W \quad (\text{III-43})$$

à $U_s = U_n$ (Tension nominale)

$$P_{\text{fer}} = 3 \frac{U_n^2}{R_f} \Rightarrow R_f = 3 \frac{U_n^2}{P_{\text{fer}}} = 3 \frac{U_n^2}{P_{\text{mag}}} = 3 \frac{(65)^2}{105.8785} = 119.7127\Omega \quad (\text{III-44})$$

$$Q_{10} = 3 \frac{U_n^2}{L_s \omega_s} \Rightarrow L_s = 3 \frac{U_n^2}{Q_{10} 2\pi f r \epsilon_s} = 3 \frac{(65)^2}{450.6 \cdot 2\pi \cdot 50} = 0.0895H \quad (Q_{10} = \sqrt{S_{50}^2 - P_{50}^2}) \quad (\text{III-45})$$

➤ **Essai en court-circuit (rotor bloqué) ($g = 1$)**

Tension d'entrée de l'onduleur $U[V]$	fréqu [Hz]	V_{cc} [V]	P_{cc} [W]	Q_{cc} [Var]	I_{cc} [A]	$j_{cc} = \frac{I_{cc}}{\sqrt{3}}$ [A]
30.6	50	14.7	152	120	7.7	4.4456

Tableau III.2 : Relevés des mesures et calculs

➤ **Calcul de L_r', R_r'**

On relève : U_{cc}, I_{cc} et P_{cc} .

$$\text{Donc : } S_{cc} = \sqrt{3}U_{cc}I_{cc} = 196.0508VA \quad (\text{III-46})$$

$$\text{Nous avons : } P_{cc} = (R_{sm} + R_r')I_{cc}^2 + P_{\text{fercc}} \left(P_{\text{fercc}} = 3 \frac{U_{cc}^2}{R_f} = 3 \frac{(14.7)^2}{119.7127} = 5.4152W \right)$$

$$\Rightarrow R_r' = \frac{P_{cc} - P_{\text{fercc}}}{I_{cc}^2} - R_{sm} = 1.2659\Omega \quad (\text{III-47})$$

$$Q_{cc} = L_r' \omega_s I_{cc}^2 + Q_{Ls} \Rightarrow L_r' = \frac{Q_{cc} - Q_{Ls}}{I_{cc}^2 2\pi f r \epsilon} = 0.0052H \quad (Q_{Ls} = 3 \frac{U_{cc}^2}{L_s \omega_s} = 23.0559Var) \quad (\text{III-48})$$

➤ **Calcul de σ**

$$\begin{aligned} L'_r &= L_r \sigma \left(\frac{L_s}{M} \right)^2 \Rightarrow \frac{L'_r}{L_s} = \sigma \frac{L_r L_s}{M^2} = \frac{L_r L_s}{M^2} - 1 \\ \Rightarrow \frac{L_r L_s}{M^2} &= \frac{L'_r}{L_s} + 1 = \sigma_1 = 1.0581 \Rightarrow \sigma = 1 - \frac{M^2}{L_r L_s} = 1 - \frac{1}{\sigma_1} = 0.0549 \end{aligned} \quad (\text{III-49})$$

➤ **Calcul de T_r**

$$\begin{cases} R'_r = R_r \left(\frac{L_s}{M} \right)^2 \\ L'_r = L_r \sigma \left(\frac{L_s}{M} \right)^2 \end{cases} \Rightarrow \frac{L'_r}{R'_r} = \frac{L_r \sigma}{R_r} \Rightarrow T_r = \frac{L_r}{R_r} = \frac{L'_r}{\sigma R'_r} = 0.0748 \quad (\text{III-50})$$

➤ **Calcul de M , R_r et L_r**

$$\text{Nous considérons comme pour la plupart des moteurs que } L_r = L_s = 0.0895H \quad (\text{III-51})$$

$$R_r = \frac{L_r}{T_r} = 1.1965\Omega \quad (\text{III-52})$$

$$M = L_s \sqrt{\frac{R_r}{R'_r}} = 0.087H \quad (\text{III-53})$$

➤ **Partie mécanique**

Les différents couples se calculent par les équations (III-23) à (III-26).

$$\text{Donc : } C_{em-n} = 1.7507N \cdot m \quad (\text{III-54})$$

$$g_{max} = 0.7749 \text{ Donc : } C_{em-max} = 12.3485N \cdot m \quad (\text{III-55})$$

$$C_{em-d} = 11.9576N \cdot m \quad (\text{III-56})$$

$$f_r = \frac{C_{fr}}{\Omega_n} = \frac{p_{méc}}{\Omega_n^2} = 2.9056 \cdot 10^{-4} \quad (\text{III-57})$$

$$\text{Le couple utile : } C_{u-n} = \frac{P_u}{\Omega} = \frac{\eta_m P_n}{\Omega} = 1.4324N \cdot m \quad (\text{III-58})$$

III-4. Modèle de la Motopompe

III-4-1. Introduction

Du fait du non linéarité de la caractéristique I-V, nous serons obligé le système PV à fonctionner en fréquence variable selon une commande, une fois l'éclairement ou la température change. La figure III.11, montre la variation du glissement et de la vitesse à fréquence fixe en fonction de l'éclairement (c'est-à-dire la puissance de sortie du GPV), on peut dire que, le couple électromagnétique passe par un maximum dit de décrochage correspondant au glissement g_{max} . Pour $g < g_{max}$, le fonctionnement du moteur est stable, alors que pour $g > g_{max}$, la vitesse de la machine est le siège d'oscillations indésirables affectant la stabilité de fonctionnement, mais la pompe n'arrive à vaincre la hauteur géométrique et ne commence à délivrer l'eau que près du glissement nominal. Le rendement se dégrade impliquant l'augmentation des pertes à l'intérieur de la machine.

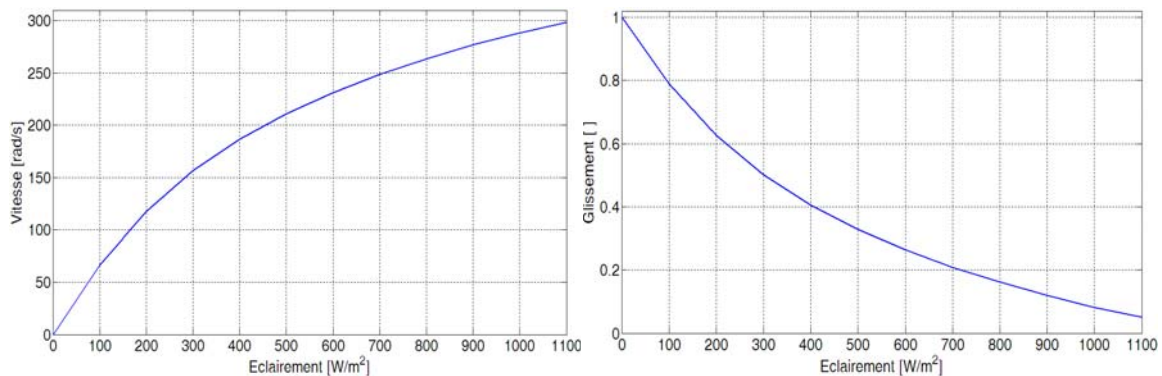


Figure III.11: Comportement d'un MAS lorsque la fréquence est fixe

La loi de commande à fréquence variable agit en grande partie sur la minimisation des pertes fer du moment que ces dernières sont fonctions de la fréquence. Alors, pendant la journée, la fréquence de la tension statorique de moteur asynchrone dépend de la valeur d'éclairement tombé sur les panneaux solaire pour extraire la puissance maximale, par l'insertion le dispositif MPPT (maximum power point tracker), induisant une amélioration globale du rendement du système par l'augmentation ou la diminution la fréquence statorique de moteur asynchrone [16, 17]. En plus, le débit et le rendement de la motopompe pour une hauteur manométrique totale (HMT) (si on considère que le diamètre de la roue fixe) dépendent de la vitesse de rotation. Cette dernière est liée à la fréquence statorique.

Mais, le coût des systèmes photovoltaïques est très élevé. Donc, l'objectif principal de notre travail, après la présentation d'une description d'une pompe et des résultats expérimentaux effectués en utilisant le banc d'essai qui a été développé et étudié en détail en [18], est l'étude des performances d'un système de pompage par quantification du débit et du rendement exacte. Dans notre travail, le système à étudier est une motopompe centrifuge immergée SP5A7 qui est sa caractéristique pour une fréquence industrielle égale à 50Hz est montrée dans l'annexe A7 [19].

III-4-2. Description d'une pompe

Les pompes les plus connues et les plus utilisées sont :

- Les pompes centrifuges, qui sont plus appropriées à la petite à moyenne hauteur, ont un débit unitaire fortement dépend de la hauteur ;
- Les pompes volumétriques qui transmettent l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient, appropriés aux puits profonds, ont un débit unitaire qui est normalement indépendant de la hauteur.

Les deux types ont un débit d'eau proportionnel à la vitesse. Selon [37], le principal d'inconvénient de l'utilisation de la pompe centrifuge est qu'une vitesse de seuil (35-40Hz) est exigée pour transporter l'eau sur la surface. Les pompes volumétriques présentent une solution viable, commençant le pompage à la vitesse presque nulle. Pour une hauteur moyenne (<100m) et pour les applications photovoltaïques, toujours nous installons les pompes centrifuges à refoulement. Ces dernières sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface; la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

III-4-2_1. La pompe centrifuge [03, 37, 38]

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 entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée.

Les caractéristiques (Q , H) d'une pompe centrifuge (schéma III.12), à une vitesse Ω est obtenue en faisant appel aux lois de similitude. Cette caractéristique donne le débit obtenu en fonction de la HMT, pour différentes vitesses de rotation, ainsi que les rendements de pompage et les puissances absorbées aux différents régimes [20]. L'expression analytique de ce faisceau de courbes peut être approximativement décrite par la forme quadratique utilisant le modèle de Pfleider-Peterman [37, 65] :

$$HMT = a_0\Omega^2 - a_1\Omega Q - a_2Q^2 \quad (\text{III-59})$$

a_0 , a_1 et a_2 sont des constantes selon les dimensions de la pompe ou données par des tests expérimentaux :

Là où Ω la vitesse de moteur est exprimée comme :

$$\Omega = \left(1 - \frac{\Omega_{gl}}{\Omega_s}\right) \Omega_s \quad (\text{III-60})$$

La caractéristique (Q , H) de la canalisation de refoulement est donnée en fonction de la hauteur géométrique et des pertes principales qu'en fonction du débit [37]. D'où, le fonctionnement sur une journée d'un système (PV) de pompage se traduit par un segment de droite horizontale superposé aux caractéristiques (Q , H) d'une pompe centrifuge. Ainsi, il devrait au moins évaluer la hauteur calculée par l'équation (III-59). Il vient :

$$HMT = H_g + \psi Q^2 \quad (\text{III-61})$$

Avec ψ constant représente les pertes provoquée par le frottement du fluide, la quantité et le type des coudes dans la tuyauterie et les accessoires hydrauliques tels que : clapet de pied avec crépine, vannes, clapet de non-retour, filtres éventuels, ...etc.

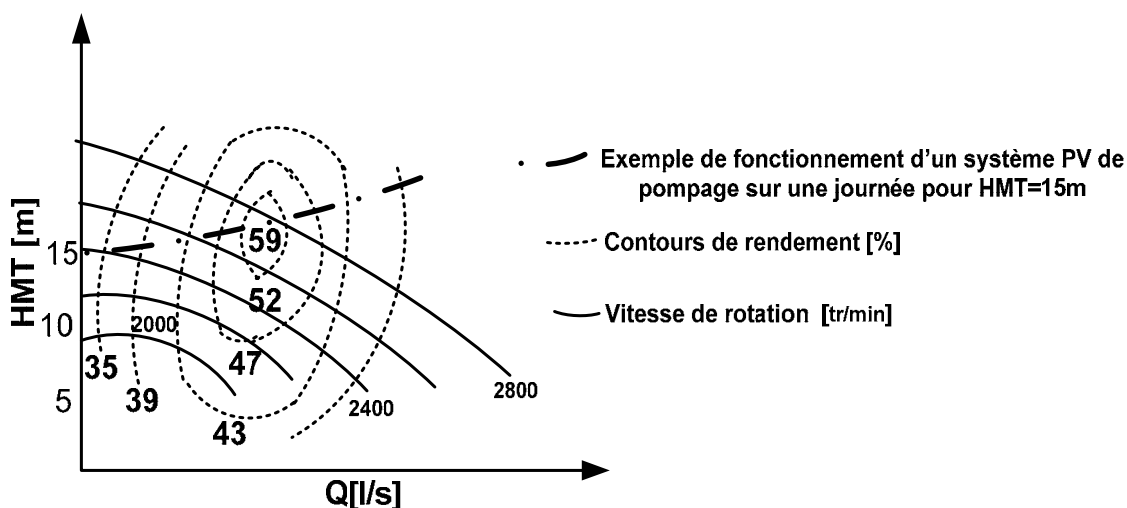


Figure III.12 : Caractéristiques débit-hauteur-rendement d'une pompe centrifuge et son principe de fonctionnement d'une pompe

Pour une HMT donnée, la pompe ne commence à débiter de l'eau qu'au-delà d'une vitesse de rotation donnée. Donc au-delà d'un seuil de puissance électrique qui dépend de la puissance du rayonnement solaire incident.

Pour une puissance électrique donnée (vitesse de rotation constante), le fonctionnement de la pompe avec une HMT différente de la HMT nominale (où le rendement est maximal) se traduit par une chute sensible du rendement de la pompe. Ce qui démontre l'importance de la détermination de la HMT pendant l'identification du site à équiper en pompe PV. Une mauvaise détermination de la HMT se traduit par un mauvais dimensionnement de la pompe, ce qui se répercute sur le coût et le rendement de l'installation. Il est important de choisir une pompe dont le rendement sera optimum à la hauteur manométrique et à la vitesse de rotation prévue. Pour choisir correctement cette pompe, il faut utiliser la courbe caractéristique du constructeur, Il est donc important de bien concevoir le dimensionnement de la pompe selon les conditions du terrain.

La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse (figure III.13). La puissance consommée par la motopompe (puissance mécanique), proportionnelle à (Q, H) , variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100m). Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ non nul.

Le couple résistant C_r imposé par a pompe centrifuge est proportionnel au carré de la vitesse de rotation du moteur (charges aérodynamiques) [16].

$$C_r = k_{ch}\Omega^2 \quad (\text{III-62})$$

Avec : k_{ch} désigne la constante de proportionnalité.

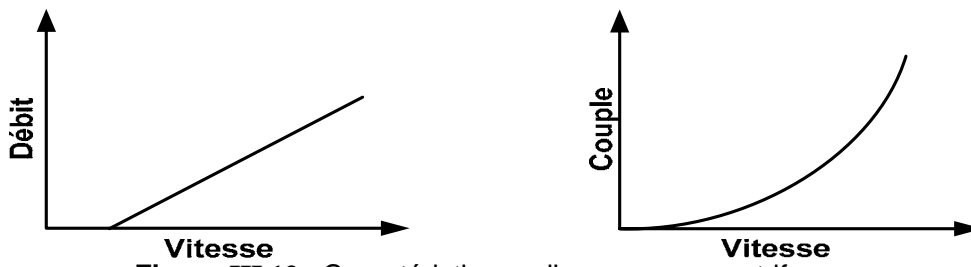


Figure III.13 : Caractéristiques d'une pompe centrifuge

III-4-2_2. Efficacité de pompe

L'efficacité ou bien le rendement de la pompe se définit comme le rapport de l'énergie hydraulique fournie par la pompe au fluide (poids de l'eau multiplié par hauteur manométrique de pompage) à la transmission mécanique à l'axe de la pompe (absorbée par la pompe), et est donné par la formule [37, 38, 81, 82] :

$$\eta_p [\%] = \frac{P_{hy}}{P_m} = \frac{\rho g \cdot HMT \cdot Q}{k_{ch} \left(\left(1 - \frac{\Omega_{gl}}{\Omega_s} \right) \Omega_s \right)^3} \quad (\text{III-63})$$

Avec : P_{hy} : La puissance hydraulique en [W] ;

P_m : La puissance mécanique à l'axe de pompe en [W] ;

Q : Le débit instantané [m^3/s].

III-4-2_3. Détermination des paramètres de la pompe SP5A7

L'objectif est de déterminer le paramètre k_{ch} .

On a le couple utile nominal du moteur : $C_{u-n} = 1.4324N \cdot m$. La constante de charge est donnée par la relation :

$$K_{ch} = \frac{C_{u-n}}{\Omega_n^2} = 1.5969 \cdot 10^{-5} \quad (\text{III-64})$$

III-4-3. Modélisation du système motopompe

III-4-3_1. Introduction

Les fabricants des motopompes, au lieu des abaques Q - H , fournissent seulement quelques données expérimentales au sujet des caractéristiques électriques et hydrauliques. Malheureusement, certains des données requis pour ajuster les modèles des motopompes ne peuvent pas être trouvés dans la fiche technique des fabricants, comme les caractéristiques Q - H et Q - η pour les fréquences différentes de 50Hz .

Selon les travaux de recherche précédents, nous constatons que quelques hauteurs appliquent la loi de similitude pour déterminer le débit lors d'un fonctionnement à une vitesse différente (ils considèrent que l'électropompe fonctionne toujours au point de fonctionnement optimal). Par exemple, pour une vitesse donnée, la pompe fonctionne au point de fonctionnement optimal. Si l'éclaircissement diminue, cela entraîne une diminution de la vitesse. La HMT reste fixe et la pompe ne fonctionne pas à l'optimum. Donc, à la nouvelle vitesse, le débit est plus faible que le débit pompé correspondant au point optimal. D'où, le fonctionnement sur une journée d'un système (PV) de pompage se traduit par un segment de droite horizontale superposé aux caractéristiques aux caractéristiques (Q , H) d'une pompe centrifuge [65]. Par conséquent, l'évaluation et l'amélioration des performances d'un système de pompage sont nécessaires pour un choix optimal de la motopompe.

Le monitoring du système de pompage nous a permis de faire une étude de l'évolution du débit et de rendement journalier de la pompe. La bonne modélisation d'une pompe permet de fixer le rendement exacte, la quantité d'eau puisée afin d'évaluer le coût du système et même le coût du mètre cube d'eau pompé.

III-4-3_2. Modèle de la pompe

Le modèle théorique du moteur asynchrone existe. Pour obtenir un modèle de la pompe, il est nécessaire de déterminer les caractéristiques débit-hauteur (Q , H) en fonction de la fréquence. Pour cela, il faut disposer d'un banc d'essai mécanique.

Pour la quasi-totalité des pompes, il n'est pas possible de séparer le moteur de la pompe parce qu'ils forment un bloc unique compact [21]. Pour ces raisons, nous avons opté d'utiliser un modèle empirique du système complet moteur-pompe dont les paramètres se mesurent sur un banc d'essais (figure III.14), construit, pour ce but, par l'équipe «électronique du système» de l'unité de recherche. Une partie hydraulique composée d'un puits artificiel, un bassin, un circuit hydraulique et un compteur d'eau.

La pompe est du type centrifuge immergé à basse pression. La pompe est entraînée par un moteur asynchrone triphasé à cage d'écureuil, à une vitesse nominale de $2860\text{tr}/\text{min}$ pour une fréquence égale à 50Hz , dont les caractéristiques sont données dans l'annexe A8.



Figure III.14 : Vue de la partie électrique (à gauche) et hydraulique (à droite) du banc d'essai en fonctionnement

III-4-3_2.1. Banc d'essai expérimental

Pour le banc d'essais³, nous utilisons la loi $\frac{V}{fré}$ constant [79] et nous obtenons, pour chaque fréquence, le débit pompé en fonction de la HMT (La HMT est calculée à partir de la pression $HMT[m]=Pr[Kg/cm^2]\times 10$). Simultanément, nous mesurons la puissance consommée. Ensuite, nous calculons la puissance hydraulique.

La puissance électrique à fournir à la machine est bien évidemment toujours supérieure à la puissance hydraulique fournie au liquide et on a appelé rendement de la motopompe le coefficient η_{mp} de proportionnalité qui lie ces deux paramètres. Il est calculé en utilisant l'expression :

$$\eta_{mp} = \frac{P_{hy}}{P_e} \quad (III-65)$$

Avec : P_e : Puissance électrique d'entrée mesurée en [W].

Les résultats expérimentaux sont montrés dans le tableau III.3.

Pr[Kg/cm ²]	HMT[m]	T[s]/V=10l	Q[m ³ /h]	Phy[W]	Pe[W]	η_{mp} [%]
15Hz*-*18.5V						
0.1	1	20.49	1.756954612	4.880429478	64	7.4808
0.2	2	46.1538	0.5200	4.2510	72	5.9042
0.3	3	69.2308	0.7800	4.2510	64	6.6422
0.4	4	zd*	0	0	56	0
20Hz*-*24.5V						
0.15	1.5	13.55	2.656826568	10.8598	96	11.3123
0.2	2	14.9700	2.4048	13.1062	96	13.6523
0.4	4	32.7273	1.1000	11.9900	96	12.4896
0.5	5	60	0.6000	8.1750	96	8.5156
0.6	6	120	0.3000	4.9050	88	5.5739
0.7	7	zd	0	0	80	0

³ Le banc d'essai fait partie du banc expérimental du projet dont le titre est "Réalisation d'un banc d'essai pour la caractérisation des électropompes solaires triphasées par variation de fréquence", proposé par Monsieur CHIKHI Sid Ali (Chef de projet), afin de caractériser une motopompe. Les résultats du tableau sont obtenus en utilisant les données d'expérimentation par ce banc d'essai en collaboration avec l'équipe électronique de système.

25Hz*-*30.4V						
0.15	1.5	10.7800	3.3395	13.6503	136	10.0370
0.3	3	14.1732	2.5400	20.7645	136	15.2680
0.5	5	18	2.0000	27.2500	144	18.9236
0.7	7	32.19	1.1184	21.3327	144	14.8144
0.9	9	51.4286	0.7000	17.1675	128	13.4121
1	10	79.9	0.4506	12.2778	120	10.2315
1.08	10.8	zd	0	0	104	0
30Hz*-*36.1V						
0.15	1.5	8.92	4.0359	16.4966	200	8.2483
0.3	3	9.25	3.8919	31.8162	208	15.2963
0.5	5	10.5882	3.4	46.3250	208	22.2716
0.7	7	14.4	2.5	47.6875	216	22.0775
0.9	9	18.9474	1.9	46.5975	216	21.5729
1	10	21.1765	1.7	46.3250	216	21.4468
1.2	12	25.7143	1.4	45.7800	200	22.89
1.4	14	50.5	0.7129	27.1960	168	16.1881
1.5	15	132.7	0.2713	11.0889	152	7.2953
1.55	15.5	zd	0	0	136	0
32Hz*-*38.4V						
0.15	1.5	8.5714	4.2000	17.1675	232	7.3998
0.3	3	9	4.0000	32.7000	232	14.0948
0.5	5	10.2857	3.5000	47.6875	232	20.5550
0.7	7	11.6129	3.1000	59.1325	240	24.6385
0.9	9	14.4	2.5000	61.3125	240	25.5469
1	10	16.3636	2.2000	59.95	248	24.1734
1.2	12	20	1.8000	58.86	240	24.5250
1.5	15	31.6178	1.1386	46.5403	208	22.3751
1.7	17	135.1	0.2665	12.3442	168	7.3477
1.75	17.5	zd	0	0	152	0
34Hz*-*40.6V						
0.15	1.5	7.65	4.7059	19.2353	264	7.2861
0.3	3	7.77	4.6332	37.8764	264	14.3471
0.5	5	9	4	54.5	272	20.0368
0.7	7	10.5882	3.4	64.8550	280	23.1625
0.9	9	12	3	73.5750	280	26.2768
1	10	13.3333	2.7	73.5750	288	25.5469
1.2	12	20	1.8	58.86	288	20.4375
1.5	15	22.50	1.6	65.4	264	24.7727
1.7	17	30.60	1.1765	54.5	232	23.4914
2	20	zd	0	0	176	0

36Hz*-*42.8V						
0.2	2	7.2	5	27.25	296	9.2061
0.3	3	7.66	4.7	38.4225	296	12.9806
0.5	5	8.18	4.4	59.95	304	19.7204
0.7	7	9	4	76.3	312	24.4551
0.9	9	10.91	3.3	80.9325	320	25.2914
1	10	12	3	81.75	320	25.5469
1.2	12	14.4	2.5	81.75	320	25.5469
1.5	15	18.30	1.9667	80.3889	312	25.7657
1.7	17	22.5	1.6	74.1200	288	25.7361
2	20	42.65	0.8441	46.0023	232	19.8286
2.22	22.2	zd	0	0	184	0
38Hz*-*44.9V						
0.2	2	6.9200	5.2023	28.3526	336	8.4383
0.3	3	7.21	4.9931	40.8183	344	11.8658
0.5	5	7.5	4.8	65.4	344	19.0116
0.7	7	8.3721	4.3	82.0225	352	23.3018
0.9	9	9.2308	3.9	95.6475	360	26.5687
1	10	10.2857	3.5	95.3750	360	26.4931
1.2	12	12	3	98.1	360	27.2500
1.5	15	15.0113	2.3982	98.0264	360	27.2296
1.7	17	18	2	92.65	352	26.3210
2	20	23.8411	1.51	82.295	312	26.3766
2.2	22	40	0.9	53.955	272	19.8364
2.5	25	zd	0	0	216	0
40Hz*-*52V						
0.2	2	6.2069	5.8000	31.6100	368	8.5897
0.3	3	6.5455	5.5	44.9625	376	11.9581
0.5	5	7.2	5	68.1250	384	17.7409
0.7	7	8	4.5	85.8375	384	22.3535
0.9	9	8.7805	4.1	100.5525	392	25.6511
1	10	9	4	109	392	27.8061
1.2	12	10.2857	3.5	114.45	392	29.1964
1.5	15	12.6761	2.84	116.0850	400	29.0212
1.7	17	16.3636	2.2	101.915	400	25.4788
2	20	18.0000	2	109	384	28.3854
2.2	22	30	1.2	71.94	352	20.4375
2.5	25	56.25	0.64	43.6	288	15.1389
2.72	27.2	zd	0	0	240	0

Tableau III.3 : Résultats expérimentaux

zd : Désigne l'état de zéro débit, c'est-à-dire que la vanne est complètement fermée.

III-4-3_2.2. Traitement et analyse de données obtenues

Comme on avait déjà déterminé la $HMT=15m$, l'objectif est, donc, d'élaborer un modèle mathématique, qui simule n'importe quel point de fonctionnement (détermination du débit et du rendement) pour la $HMT=15m$, en fonction de la fréquence de la tension d'entrée.

En utilisant la loi de similitude, nous pouvons prévoir le fonctionnement de la pompe centrifuge en se basant sur sa caractéristique d'origine, c'est à dire, celle qui est généralement connue ou les résultats obtenus expérimentalement. Pour cela, et pour un rendement de la pompe constant, un ensemble de formules peut être utilisé, à savoir [23, 24, 25] :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\Omega_1}{\Omega_2} \quad (III-66)$$

$$\frac{HMT_1}{HMT_2} = \left(\frac{\Omega_1}{\Omega_2}\right)^2 = \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^2 \quad (III-67)$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{\Omega_1}{\Omega_2}\right)^3 = \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^3 = \left(\frac{\Omega_1}{\Omega_2}\right) \left(\frac{HMT_1}{HMT_2}\right) \quad (III-68)$$

Avec : Q_1 , HMT_1 et P_1 , sont, respectivement, le débit, la hauteur et la puissance hydraulique (ou la puissance mécanique du moteur) correspondants à la vitesse Ω_1 . Q_2 , HMT_2 et P_2 , sont ceux correspondants à la vitesse Ω_2 .

Si le rendement du moteur est constant durant le fonctionnement, P_1 et P_2 peuvent prendre la valeur de la puissance électrique consommée (Annexe A8). Ainsi, pour les motopompes à faible puissance et dans la droite de la canalisation P_1 et P_2 peuvent prendre la valeur de la puissance mécanique même que le rendement de la pompe n'est pas constant.

Par manque d'équipement pour mesurer la vitesse du moteur, on a opté pour l'utilisation des formules précédentes pour l'estimation de la vitesse à partir de la puissance consommée.

Selon le schéma équivalent conventionnel (figure III.7), la puissance électrique consommée est :

$$P_e = 3 \cdot R_{eq} \cdot \frac{V_s^2}{Z_{eq}^2} \quad (III-69)$$

$$\text{Avec } Z_{eq} \text{ l'impédance équivalente par phase } Z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq} \quad (III-70)$$

Pour $HMT_2=15m$, et selon les données pour $fr_1(Q_1, HMT_1)$, on aura la relation de la vitesse Ω_2 et Q_2 comme suite :

$$\Omega_2 = \sqrt{\frac{15}{HMT_1}} \Omega_1 \quad (III-71)$$

$$Q_2 = \sqrt{\frac{15}{HMT_1}} Q_1 \quad (III-72)$$

$$P_{m2} = \left(\frac{\Omega_2}{\Omega_1}\right)^3 P_{m1} \quad (III-73)$$

Avec P_{mi} estimer à partir de la puissance P_{ei} .

Pour $HMT_2=15m$, en évaluant la puissance électrique consommée en fonction de la fréquence délivrée au stator et la vitesse de l'arbre de la machine asynchrone. On trouve :

$$P_e = p_0 + p_1 fr + p_2 fr^2 \quad (III-74)$$

Avec : $p_0 = -1196$; $p_1 = 59.91429$; $p_2 = -0.5$; P_e en W .

$$P_e = p_{01} + p_{11} \omega + p_{21} \omega^2 \quad (III-75)$$

Avec : $p_{01} = -1468.99816$; $p_{11} = 12.23598$; $p_{21} = -0.018356$; ω en rad/s et P_e en W .

Cette procédure est montrée dans la figure III.15, et de cette manière, nous avons le tableau III.4 qui montre le quadri $(Q, P_{hy}, P_e, \eta_{mp})$ pour une fréquence $fré$ et tous pour une $HMT=15m$.

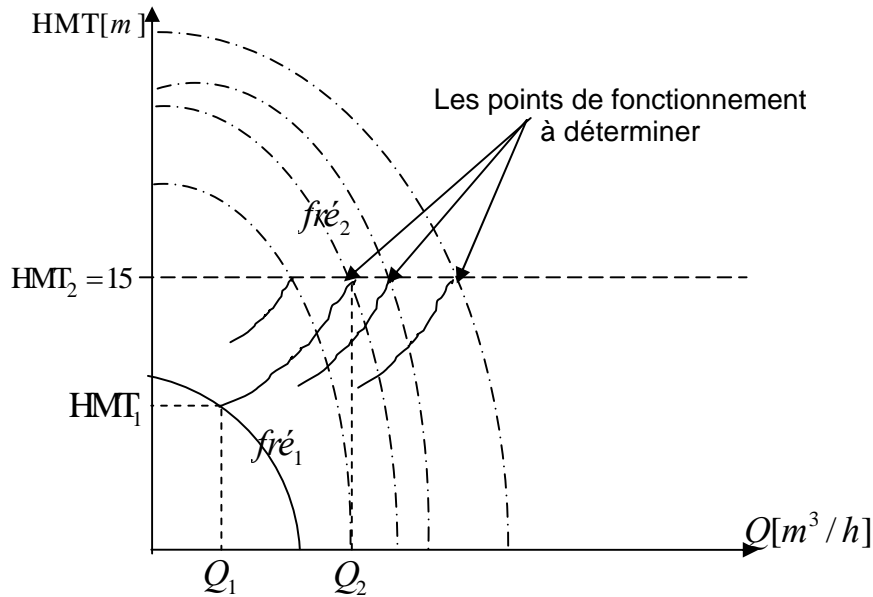


Figure III.15 : $HMT = f(Q)$ d'une pompe

fré[Hz]	Q[m ³ /h]	Phy[W]	Pe[W]	η_{mp} [%]
15	0	0	56	0
20	0	0	80	0
25	0	0	104	0
28.6	0	0	99.5153	0
29	0	0	116.7508	0
29.6	0.26	10.6275	130.4628	7.2953
30	0.2713	11.0889	152	8.15
31.4	0.4743	19.3887	188.2439	10.2998
31.8	1.1051	45.1722	196.4	22.37
32	1.1386	46.5403	208	22.99
32.6	1.3077	53.4522	219.0432	23.4026
33.2	1.5652	63.9795	239.6005	23.7026
34	1.6	65.4	264	24.7727
34.6	1.7321	70.7976	274.9	25.59
35.2	1.8787	76.7908	288.6879	26.7
35.6	1.9	80.3	298.9892	26.8
36	1.9667	80.3889	312	26.9
36.6	2.0821	85.1045	321.1185	27
37.6	2.3	98	345.0560	27.1902
38	2.3982	98.0264	360	27.2296
38.6	2.4529	100.2619	368.7427	28.4088
39	2.6944	110.1352	377.7241	29.0212

40	2.84	116.0850	400	29.1576
41.4	3.2275	131.9235	423.9162	30.5441
42.2	3.3541	137.0989	439.1780	31.1202
43.6	3.4641	141.5952	463.5763	31.2172
43.8	3.6742	150.1843	468.2452	32.0739
45	3.9131	159.9487	487.4	32.8138
46.2	4.2603	174.139	502.9329	34.6247
46.8	4.5379	185.4881	511.3748	36.2724
48.2	4.8	201	531.3332	37.2075
48.8	4.8990	200.2458	538.2	37.6614
49.2	4.9771	203.4386	540.2	38.6455
50	5.2	212.55	550	38.7329
50.8	5.2931	216.3545	557.8	38.7894
51	5.3	216.6375	662	32.7287
52.2	5.6	228.9	711	32.19
52.6	5.67	231.7612	740	31.32
53.84	5.85	239.1188	802.95	29.78
54.74	6.028	246.3945	853.31	28.88
55	6.04	246.885	892.7	27.66

Tableau III.4 : Résultats calculés à partir les résultats expérimentaux

Pour HMT=15m, le système ne commence d'extraire l'eau à moins que la fréquence dépasse 29.6Hz.

Après avoir introduit les caractéristiques de chacun des points de fonctionnement de la pompe dans le logiciel 'ORIGINELAB', celui-ci nous a permis de faire le lissage de ces caractéristiques. Cela aboutit aux courbes qui montrent l'évaluation du débit et du rendement en fonction de la fréquence statorique.

La figure III.16 montre les nuages des points obtenus expérimentalement et le lissage (interpolation) en utilisant le modèle à trois exponentielles. Le modèle obtenu donnant le débit est une équation exponentielle. La formule développée s'écrit comme suit :

$$Q = y_0 + A_1 \left(\exp\left(-\frac{fré}{t_1}\right) + \exp\left(-\frac{fré}{t_2}\right) + \exp\left(-\frac{fré}{t_3}\right) \right) \text{ si } fré > 29.6 \quad (\text{III-76})$$

Avec : $y_0 = 25.61087$; $A_1 = -11.35569$; $t_1 = 98.59131$; $t_2 = 98.61669$; $t_3 = 98.53986$.

Nous remarquons que l'augmentation de la fréquence statorique entraîne une augmentation du débit de l'eau à la sortie de la pompe.

Par analogie, la figure III.17 montre les nuages des points obtenus expérimentalement pour le rendement ainsi que la courbe obtenue par lissage en utilisant un modèle rationnel.

La formule du rendement trouvé est :

$$\eta_{mp} = \frac{1}{a_0 + a_1 fré + a_2 fré^2} \text{ si } fré > 29. \quad (\text{III-77})$$

Avec :

$a_0 = 0.09456$; $a_1 = -0.00206$; $a_2 = 1.37005 \cdot 10^{-5}$.

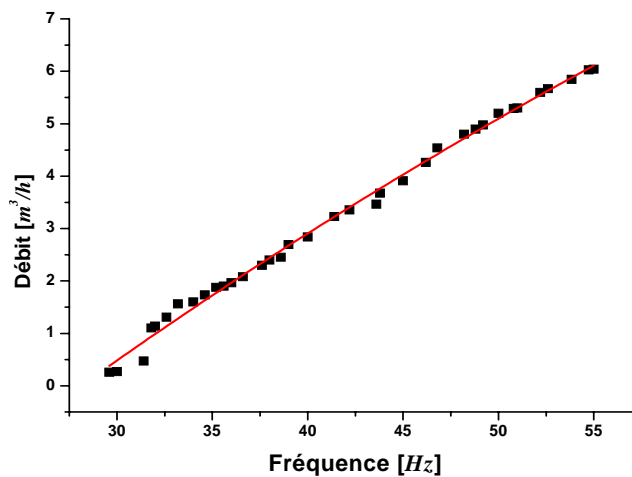


Figure III.16 : Caractéristique fréquence-débit et son lissage

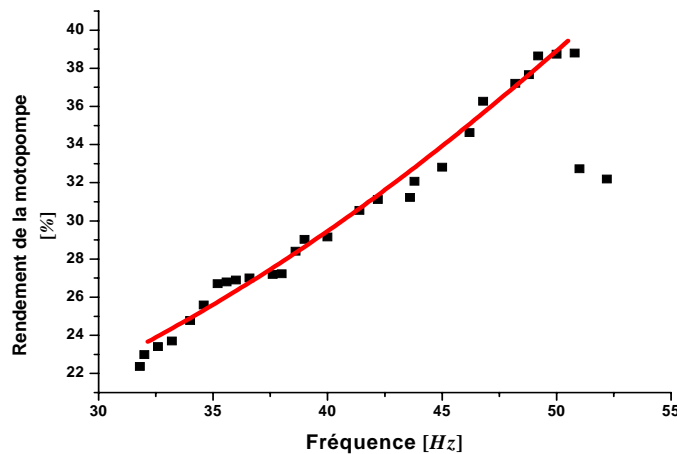


Figure III.17 : Caractéristique fréquence-rendement et son lissage

D'après la figure III.17, nous pouvons dire que le rendement de notre système augmente avec la fréquence. Le système fonctionne d'une façon optimale à une fréquence d'environ 50Hz, où le rendement est maximum. Au-delà de cette fréquence le rendement commence à se dégrader.

Dans le tableau III.5, nous avons calculé la valeur de R^2 pour chaque modèle (*Débit/fréq* et *Rendement/fréq*). Les équations (III-76) et (III-77) ajustent très bien les valeurs expérimentales selon ce qu'indiquent les valeurs obtenues du R^2 .

Le modèle de	Débit	Rendement
R^2	0.99515	0.9

Tableau III.5 : Valeurs de R^2

Pour déterminer les pertes de frottement (pertes principales) qui sont causées par l'écoulement turbulent se produisant dans les roulements de pompe, on trace la courbe de l'équation (III-61).

Notre système banc d'essai est caractérisé par une hauteur géométrique $H_g=1m$. Le tableau III.6, présente les valeurs de ΔH et le débit correspondant.

$Q[m^3/h]$	HMT[m]	$\Delta H_{fr} = HMT - H_g[m]$
0	1	0
3.7268	1.5	0.5
5.27	2	1

Tableau III.6 : Valeurs de la perte de charge

La figure III.18 représente la caractéristique de la perte de charge (l'équation III-61).

Nous obtenons cette caractéristique sous forme : $H - H_g \cong \psi Q^2$ (III-78)

Avec : $\psi = 0.036$.

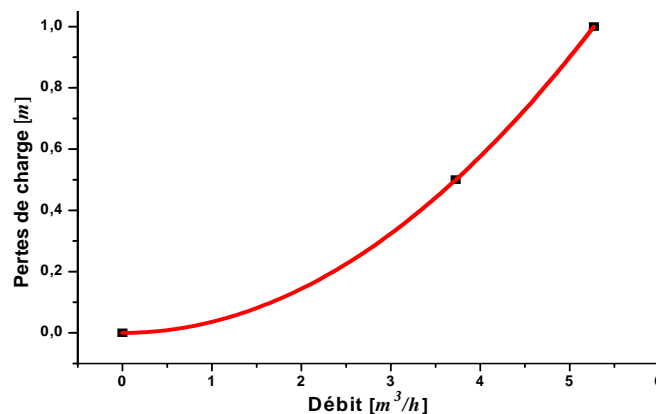


Figure III.18 : Caractéristique de la perte de charge

La procédure pour trouver le débit et le rendement est de type implicite et plutôt difficile. Elle exige d'effectuer beaucoup de tests expérimentaux et considère que la HMT est fixe. Aussi, le rendement dépend de la technique de commande du moteur (Ici la loi $\frac{V}{fré}$ constant).

Dans ce travail, nous avons proposé une nouvelle formulation pratique, basée sur l'interpolation/extrapolation linéaires, appelée : translation des caractéristiques (Q,H) des motopompes. L'avantage de cette méthode est de déterminer les points d'opération dans (Q,H) durant le fonctionnement dans un puits utilisant seulement deux essais expérimentaux.

III-4-3_3. Méthode linéaire d'interpolation/extrapolation

III-4-3_3.1. Principe

La procédure linéaire de l'interpolation/d'extrapolation est comme suit : les débits obtenus par des tests expérimentaux sont corrigés pour atteindre la valeur de débit pour n'importe quel vitesse par :

$$Q_3 = Q_1 + p(Q_2 - Q_1) \quad (III-79)$$

Q_1 est le débit de référence du point de fonctionnement (Q,H) mesuré à Ω_1 et Q_2 est le débit de référence du point de fonctionnement (Q,H) mesuré à Ω_2 .

Q_3 est le débit du point de fonctionnement de (Q,H) à la vitesse Ω_3 , qui est la cible de la translation.

p est une constante pour l'interpolation, qui est en relation avec la vitesse suivant les indications de l'éq. (III-80) (figure. III.19). Quand $0 < p < 1$, la procédure est interpolation, quand $p < 0$ ou $p > 1$, la procédure est l'extrapolation [75].

$$\Omega_3 = \Omega_1 + p(\Omega_2 - \Omega_1) \quad (\text{c-à-d } p = \frac{\Omega_3 - \Omega_1}{\Omega_2 - \Omega_1}) \tag{III-80}$$

Avec Ω_i la vitesse de moteur correspondante à la fréquence fre_i .

La translation est appliquée pour des points de fonctionnement de (Q,H) pour la vitesse à la constante de η_p (fig. III.19(a)) et pour le fonctionnement des systèmes de pompage solaires dans puits utilisant les pompes centrifuges avec vitesse de rotation variable (fig. III.19(b)), parce que les paires (Q_1, HMT_1) et (Q_2, HMT_2) devrait être choisi de sorte que :

➤ pour la vitesse à la constante de η_p

$$\frac{Q_3 - Q_1}{Q_2 - Q_1} = \frac{\frac{\Omega_3}{\Omega_1} Q_1 - Q_1}{\frac{\Omega_2}{\Omega_1} Q_1 - Q_1} = \frac{\Omega_3 - \Omega_1}{\Omega_2 - \Omega_1} = p \tag{III-81}$$

$$\frac{HMT_3 - HMT_1}{HMT_2 - HMT_1} = \frac{\frac{Q_3^2}{Q_1^2} HMT_1 - HMT_1}{\frac{Q_2^2}{Q_1^2} HMT_1 - HMT_1} = p \frac{Q_3 + Q_1}{Q_2 + Q_1} \tag{III-82}$$

➤ pour la vitesse durant le fonctionnement des systèmes pompage solaires dans les puits avec vitesse variable

$$\frac{HMT_3 - HMT_1}{HMT_2 - HMT_1} = \frac{H_g + \psi Q_3^2 - H_g - \psi Q_1^2}{H_g + \psi Q_2^2 - H_g - \psi Q_1^2} = p \frac{Q_3 + Q_1}{Q_2 + Q_1} \tag{III-83}$$

Donc :

$$HMT_3 = HMT_1 + p \frac{Q_3 + Q_1}{Q_2 + Q_1} (HMT_2 - HMT_1) \tag{III-84}$$

L'équation (III-84) explique que pendant le fonctionnement du système PV, la HMT n'est pas fixe.

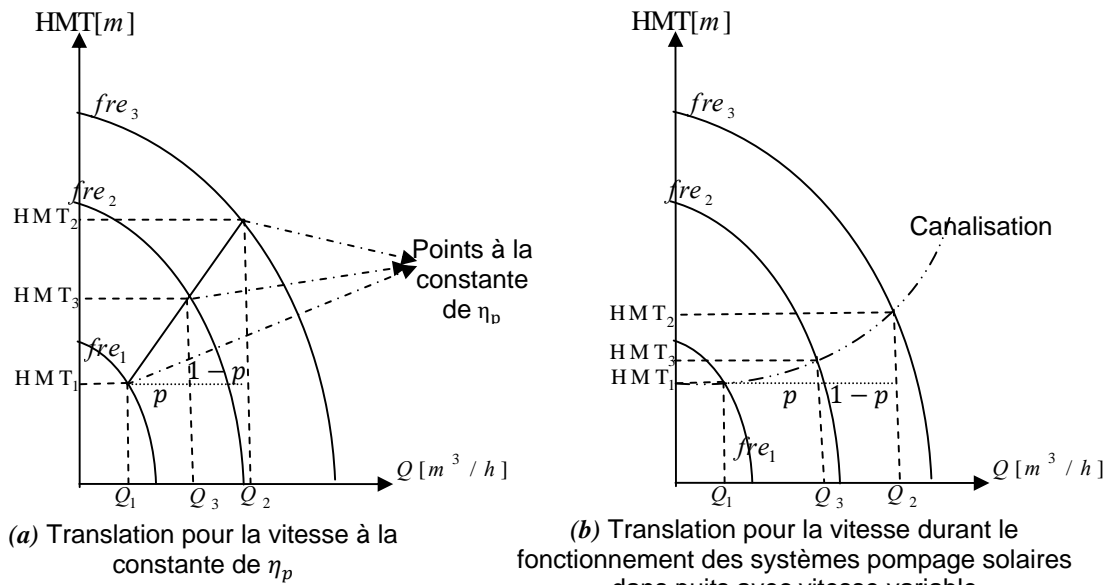


Figure III.19 : Procédé schématique pour le calcul basé sur les équations (III-79) et (III-84)

L'avantage primaire des équations (III-79) et (III-84) est qu'il n'y a aucune restriction pour les vitesses des caractéristiques (Q,H). Par conséquent, n'importe quel deux points de fonctionnement quelconques dans la caractéristiques (Q,H) de la canalisation de refoulement peuvent être employés comme référence sans ajustement. On peut dire que : les caractéristiques (Q,H), particulièrement la courbe caractéristique de la pompe (Q,H) fourni par le fabricant de la pompe pour la vitesse correspondante de $50Hz$ n'ont pas besoin d'être considérées.

En général, les points de fonctionnement de référence sont la fréquence suffisante pour que la pompe arrive à vaincre la hauteur géométrique de la canalisation (la pompe commence à délivrer l'eau) et la fréquence quand le groupe est généralement conçu pour travailler avec une fréquence fixe par $50Hz$ ou $60Hz$. Généralement pendant le fonctionnement du système PV, les fréquences dans la marge de $35-56Hz$.

Donc, on pose :

$$Q_{min} = Q_1, Q_{max} = Q_2, \Omega_{min} = \Omega_1 \text{ et } \Omega_{max} = \Omega_2 \quad (\text{III-85})$$

III-4-3_3.2. L'expérimentale du banc d'essai

En utilisant le banc d'essai des caractérisations d'une motopompe.

Pour la $H_s=1m$, le tableau. III.7 représente le résultat des mesures des deux points de fonctionnement de référence (Q,H) de la pompe centrifuge SP5A7. Nous avons besoin seulement de Q_{min} , Q_{max} , Ω_{min} , Ω_{max} et $Pe_{min}[W]$.

$fre_{min} [Hz]$	$Q_{min}[m^3/h]$	$HMT_{min}[m]$	fre_{max}	Q_{max}	HMT_{max}	$Pe_{min} [W]$
15	1.75695461	$\cong H_s$	40	5.8	2	64

Tableau III.7 : Références (Q,H) de la canalisation de refoulement

Pour un point de fonctionnement, Q et HMT sont connus. Il est facile de calculer la puissance d'entrée de la pompe et le rendement suivant les indications des équations (III-86) et (III-63).

Au lieu de cela, la puissance mécanique de pompe peut être estimée à partir :

$$P_m = P_{mmin} \left(\frac{\Omega}{\Omega_{min}} \right)^3 \quad (\text{III-86})$$

Là où P_{mmin} indique la puissance mécanique minimale estimée à partir de la puissance Pe_{min} de pompe au Ω_{min} où la pompe arrive à vaincre la hauteur géométrique de la canalisation.

La puissance mécanique d'entrée d'axe de pompe peut être calculée à partir des équations dans le § III-4-2_2. Pour notre cas, le moteur MS402/Grundfos qui fonctionne dans une canalisation comme représenté par le III.20(c), $P_{mmin} = 11.4043W$ et $\Omega_{min} = 89.3849rad/s$.

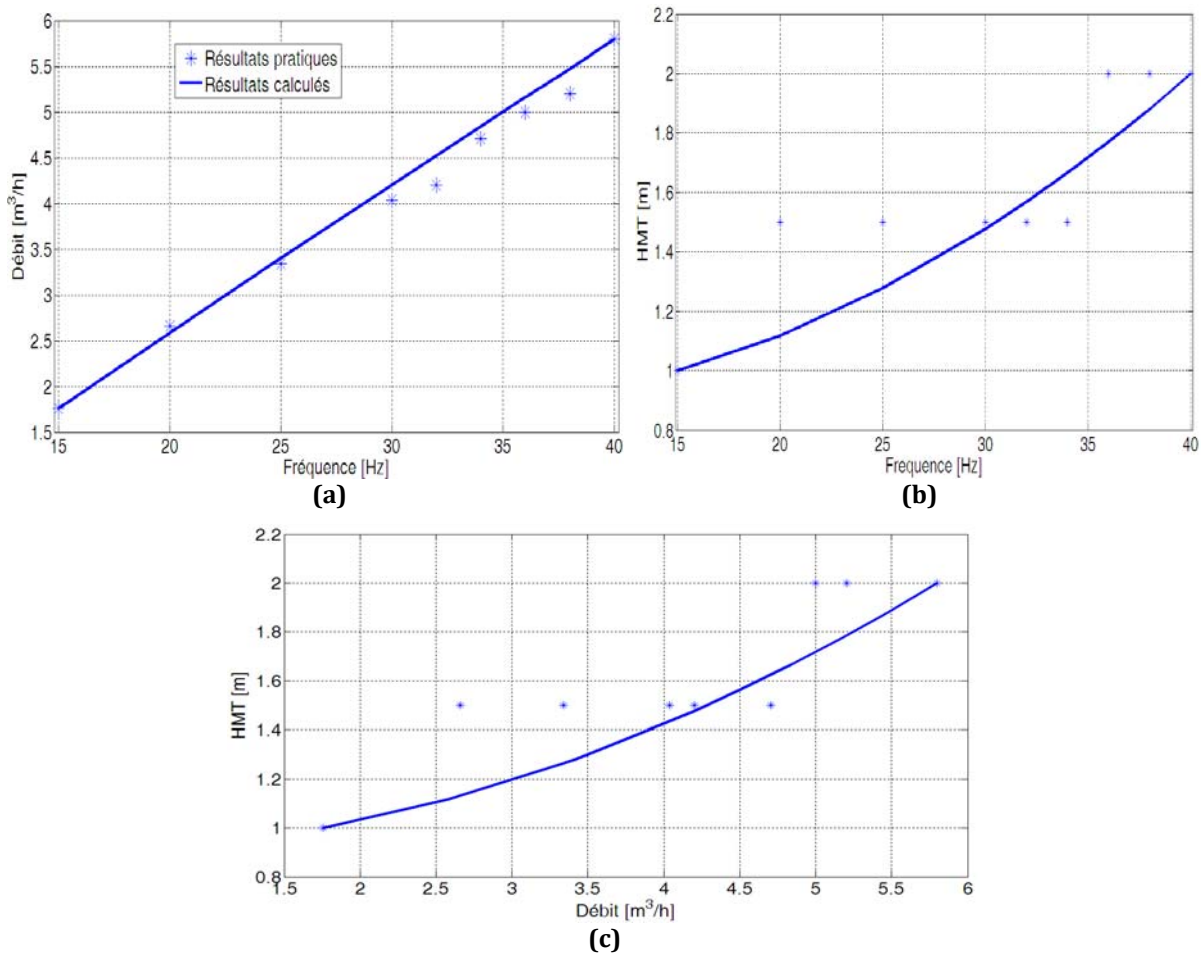
Dans le tableau III.8, on représente la puissance mécanique de l'arbre.

$fre [Hz]$	15	20	25	30	32	34	36	38	40
$P_e[W]$	64	96	136	200	232	264	296	336	368
$P_{m_{est}}$	11.4	27.032	54.56	93.548	112.99	135.2	160.37	187.8	219.4

Tableau III.8 : Résultats expérimentaux et calculés

Avec $P_{m_{est}}$ est la puissance mécanique de l'arbre estimée à partir de la puissance d'entrée P_e .

Dans la figure III.20, on représente les résultats de l'expérimentation et de la simulation. Les résultats sont très satisfaisants.



(a) $Q - fre$, (b) $HMT - fre$, (c) points de fonctionnement $HMT - Q$ de la pompe centrifuge
Figure III.20 : Courbes mesurées (étoiles) et calculées (ligne)

Cas d'une autre hauteur géométrique ($H_s=14m$) :

Comme déjà mentionné, les lois de similitude appliquées à la pompe rapportent seulement des points d'opération de la pompe à rendement constant. Cependant, quand une pompe fonctionne dans n'importe quelle canalisation avec une hauteur statique comme indiqué dans la figure III.21, elle ne fonctionnera pas suivant une ligne de rendement constante. Les points d'opération de pompe se trouveront sur la courbe de canalisation. Par conséquent, en utilisant les données de référence pour $H_s=1m$, les lois de similitude de la pompe et l'équation de la canalisation de refoulement, on peut générer les références pour la nouvelle HMT par une procédure numérique (sans tests expérimentaux). La procédure pour trouver les références dans la nouvelle HMT est décrite ci-dessous et illustrée dans la figure III.21, comme suite :

- (1) Calculer la constante ψ à partir de l'équation (III-61) par $\psi = \frac{HMT_{refmax} - HMT_{refmin}}{Q_{refmax}^2}$;
- (2) On suppose le débit Q_2 (un débit pour le nouvelle référence) et on trouve HMT_2 requis par la canalisation en utilisant l'équation (III-61) ;
- (3) Trouver Q_r en égalisant le $HMT_r = HMT_2 (Q_r/Q_2)^2$ avec $HMT_r = HMT_{refmin} + \frac{Q_r - Q_{refmin}}{Q_{refmax} - Q_{refmin}} \frac{Q_r + Q_{refmin}}{Q_{refmax} + Q_{refmin}} (HMT_{refmax} - HMT_{refmin})$;

- (4) Calculer Ω_r par $\Omega_r = \Omega_{min} + \frac{Q_r - Q_{refmin}}{Q_{refmax} - Q_{refmin}} (\Omega_{max} - \Omega_{min})$;
- (5) Finalement : $\Omega_2 = \Omega_r (Q_2 / Q_r)$.

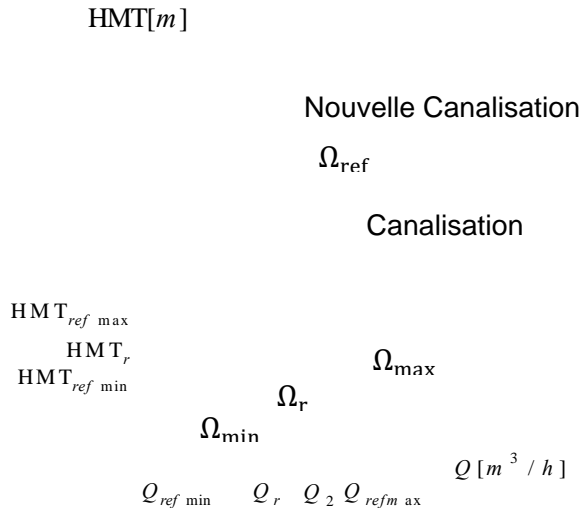
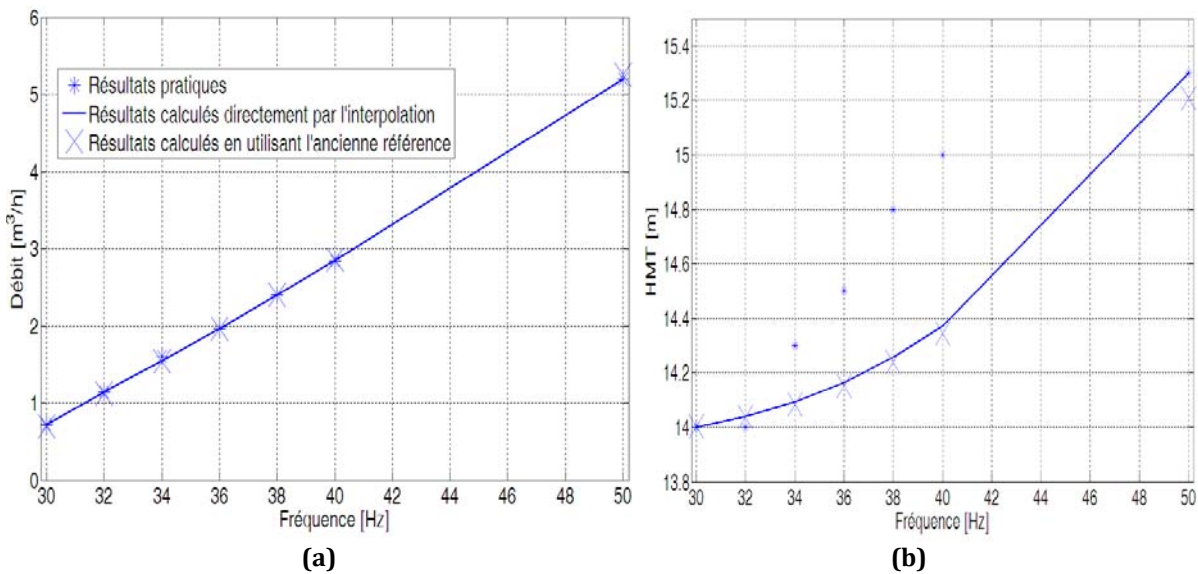


Figure III.21 : Schéma de principe de la procédure numérique pour déterminer les nouvelles références

Dans la figure III.22, on représente les résultats de l'expérimentation et de la simulation pour $H_s=14m$.



(a) $Q - fre$, (b) $HMT - fre$

Figure III.22 : Courbes mesurées et calculées

On remarque un très bon accord entre les caractéristiques expérimentales et celles simulées où le coefficient de régression R^2 sur le débit est de l'ordre de 0.9998. Ainsi, nous comparons l'évaluation de débit d'eau par notre modèle au débit d'eau réellement pompé dans une installation. Nous pouvons voir sur la figure III.22(b), que, à une certaine fréquence, l'erreur est relativement importante mais l'erreur totale n'est pas plus grande que 5%.

Les résultats globaux sont basés fortement sur le calcul du débit et de la HMT, parce que l'exactitude de ces deux paramètres était bonne. L'exactitude des autres paramètres P_{hy} et η_p était également bonnes (ne nous avons pas calculé le P_{hy} et η_p). En outre, l'efficacité de calcul de cette procédure le classe comme outil utile de simulation pour d'avantage d'études des performances des motopompes.

Dans notre cas, où les systèmes sont de type photovoltaïque, le rendement instantané n'est pas important. On définit un paramètre dit : rendement moyen pendant une durée (journalière, mensuelle, annuelle) comme suite :

$$\overline{\eta_p} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hy}}{\sum_{i=1}^n P_m} ; \overline{\eta_{mp}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hy}}{\sum_{i=1}^n P_e} ; \overline{\eta_{sys}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hy}}{S \sum_{i=1}^n E} \quad (III-87)$$

Avec S est la surface des panneaux photovoltaïques.

III-5. Conclusion

Les étapes de dimensionnement explicitées précédemment satisfont à certains critères techniques sélectionnés, mais le facteur coût pourra modifier ceux-ci sensiblement. Ainsi, après avoir estimé une première fois les dimensions de chaque composant, il sera possible de réévaluer ce choix en modifiant certains des paramètres de départ et d'obtenir une installation (par exemple : choisir l'inclinaison optimale du générateur) qui fonctionnera de manière acceptable.

Dans ce travail, nous avons développé un modèle empirique du système complet de la motopompe SP5A7 dont les paramètres se mesurent dans un banc d'essais, construit pour la caractérisation d'une pompe par l'équipe électronique de système dans notre unité de recherche. On a élaboré un modèle mathématique des différents paramètres d'une pompe, à savoir, le modèle du débit, puis celui du rendement. Les corrélations proposées sur environ quelques essais effectués sont des équations à deux exponentielles et fractionnelles avec un coefficient de détermination $R^2 \cong 0.99$.

Nous avons proposé une nouvelle procédure facile, rapide et précise pour les motopompes. Seulement, deux tests exigés pour déterminer les points de fonctionnement dans n'importe quel puits. Les valeurs de débit, donc la quantité journalière et le rendement moyen ont pu être déduits par simple calcul, sans utilisation de beaucoup de tests expérimentaux.

La translation des points de fonctionnement (Q,H) a été étudiée en comparant les points de fonctionnement (Q,H) mesurés aux points de fonctionnement (Q,H) calculés par la méthode linéaire d'interpolation en utilisant seulement les deux points de référence mesurés par le banc d'essai. Nous avons également montré un très bon accord entre l'expérience et la simulation d'une part, et d'autre part la validation des modèles qui régissent le fonctionnement des motopompes solaires.

Cette nouvelle méthode encourage les fabricants des motopompes à enrichir les plaques signalétiques par plus d'informations qui optimisent les études des performances (au moins pour deux points de fonctionnement, et pas seulement un état simple relatif au fonctionnement nominal).

Ce modèle de l'ensemble moteur-pompe permet d'obtenir le point de fonctionnement du système et d'estimer le débit d'eau pompé pour n'importe quel niveau de l'éclairage, c'est-à-dire la quantité d'eau pompée et le rendement du système.

Le chapitre suivant aura trait à la vérification expérimentale du modèle de la motopompe expliqué dans ce chapitre, pour le système de pompage installé au niveau de l'unité de recherche de l'URER/MS d'Adrar.

CHAPITRE IV

Expérimentation et Etude des Performances d'un Système de Pompage Photovoltaïque

Expérimentation et Etude des Performances d'un système de Pompage Photovoltaïque

IV-1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons plusieurs résultats d'un système expérimental réalisé, au niveau de l'Unité de Recherche URER/MS d'Adrar, dans le cadre d'un projet de recherche intégré à ma thèse. Ces résultats permettent ainsi de valider la fiabilité des principales relations analytiques établies. Une étude des performances de ce système est également présentée.

L'étude du système concerne d'abord le débit journalier et la fréquence de sortie de l'onduleur lorsque le système commence à délivrer l'eau. Une étude sur le rendement du système est également faite afin de vérifier la sélection des composants du système.

Les résultats montrent qu'il est possible de mieux exploiter l'installation en imposant un régime de fonctionnement optimal de pompage, en améliorant la stratégie de commande, en modifiant le nombre de panneaux ou les caractéristiques de la pompe.

IV-2. Description du système

Le système photovoltaïque à étudier comprend :

(a)- Partie Puissance

- Un générateur photovoltaïque de $8N_s \times 2N_p$ de type *Isofotòn* de 75Wc ;
- Un onduleur de 1.5kVA. Il a été réalisé au niveau de l'unité de recherche par l'équipe de l'électronique des systèmes ;
- Une motopompe immergée de 0.55kW.

(b)- Partie Commande

L'onduleur est le composant essentiel. Il a deux rôles : réaliser la conversion DC/AC et assurer le MPPT. La structure matérielle et le programme requis comportent des contrôleurs à base de microprocesseur, facilement programmables et utilisant les paramètres réels de l'environnement. Ils sont utilisés pour le contrôle de la tension et, par conséquent, la puissance délivrée par un générateur photovoltaïque. Ils permettent, essentiellement, de générer les signaux de commande en PWM qui attaquent le circuit de puissance auquel est connectée l'électropompe.

La figure IV.1 montre la structure symbolique du système de pompage à étudier. Le programme requis est basé sur la contre-réaction de tension pour V_{ref} fixe.

Cette méthode est basée, essentiellement, sur une simple comparaison entre la tension de sortie de générateur PV avec une tension de référence prédéfinie (figure. IV.1). Celle-ci est une tension correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales, relevées par des tests sous différentes conditions d'ensoleillement et de température, pour ajuster continuellement la fréquence de l'onduleur, en agissant simplement sur les différents facteurs de pondération lors de la mise au point, afin de générer le maximum de puissance (figure. IV.2). Donc, le système ne fournit pas la puissance maximale mais une puissance proche de la puissance maximale.

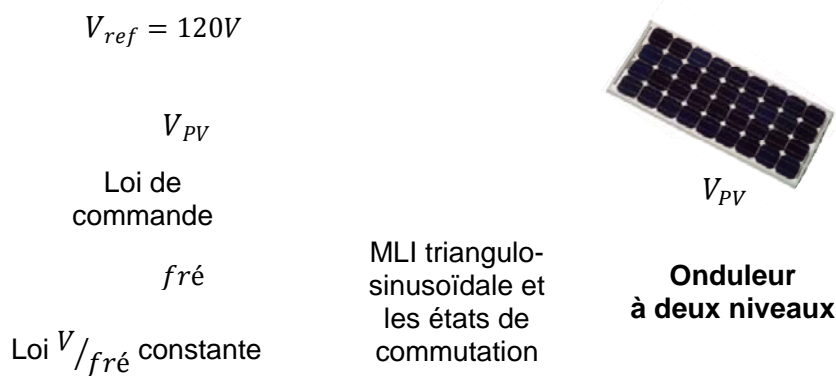


Figure IV.1 : Architecture du contrôleur numérique pour le système de pompage expérimenté

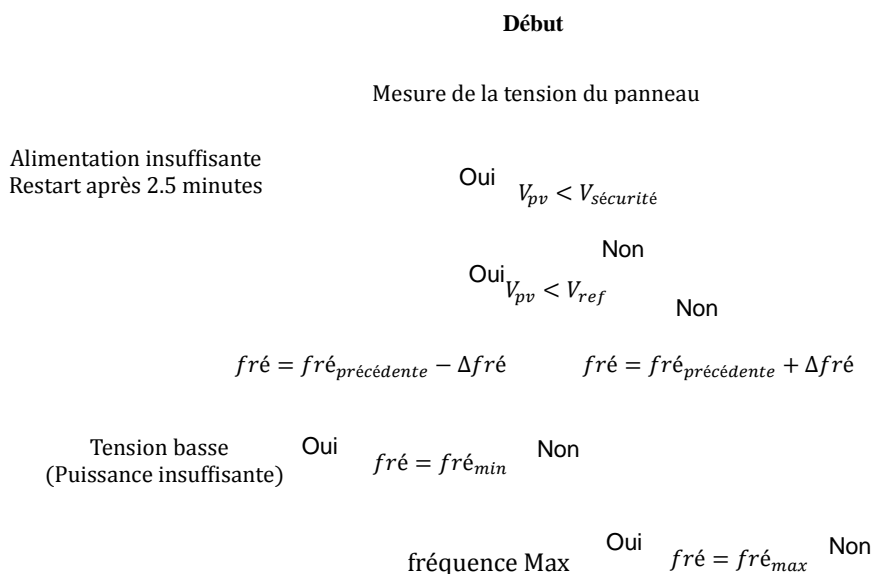


Figure IV.2 : Organigramme de fonctionnement du système de pompage expérimenté

Puisque le système est autoalimenté, on introduit une condition appelée tension de sécurité $V_{\text{sécurité}}$, pour éviter le disfonctionnement du système suite à une mauvaise alimentation du microcontrôleur.

(c)- Accessoires de Mesure

Les différentes mesures des tensions et des courants nécessaires pour l'évaluation ont été captées par un capteur de tension LV25P et un capteur de courant LF 306-S/SP10 de type LEM. Les données radiométriques et météorologiques, telles que l'éclairement et la température de module, sont également mesurées par un pyranomètre kippzonen CM11 et un thermocouple de type k respectivement.

Tous les paramètres sont acquis par l'utilisation d'un système d'acquisition de données *Hydra* type *FLUKE* (data logger), qui permet de convertir et de transmettre les signaux vers le micro-ordinateur pour les sauvegarder et les traiter ultérieurement. Les paramètres sont mesurés chaque minute. Ces données sont utilisées pour l'évaluation de la performance énergétique à long terme. Les données ont été traitées sur une base horaire pour cinq mois.

La partie hydraulique est composée d'un puits, d'un bassin, d'un circuit hydraulique et d'un compteur d'eau.

La figure IV.3 montre la photo du système à évaluer.



Figure IV.3 : Photo du système à évaluer

IV.3. Validation expérimentale

Les figures IV.4 et IV.5 représentent la variation des éclairagements globaux, la température à l'arrière des panneaux PV, la tension, le courant et la puissance de sortie du générateur PV, la tension et le courant de sortie de l'onduleur pour les jours 13/09/2011 et 14/12/2011.

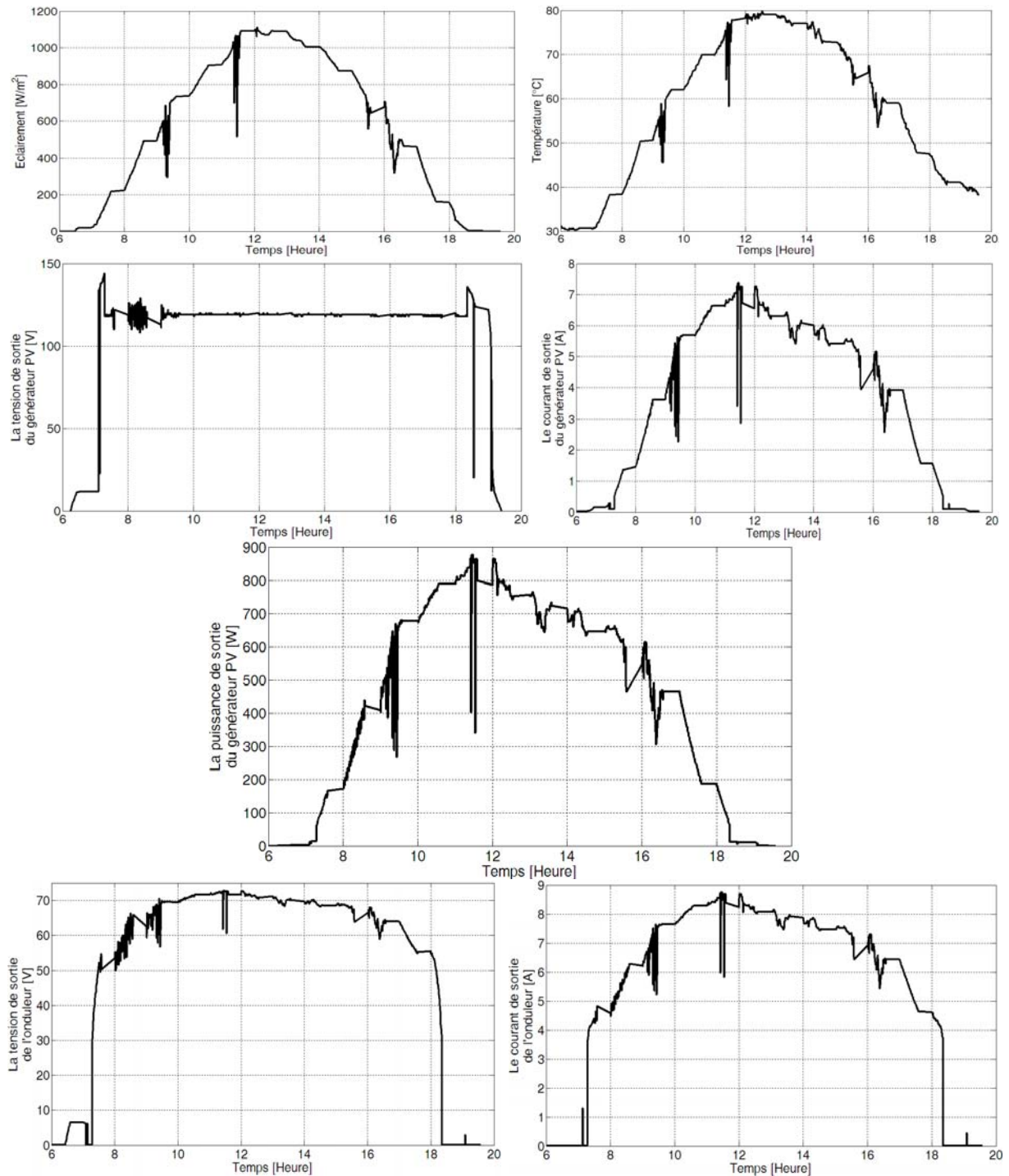


Figure IV.4 : Résultats expérimentaux du système de pompage installé pour le jour 13/09/2011

Quelques fois, on remarque que les paramètres électriques sont perturbés parce que la commande de l'onduleur présente un mauvais fonctionnement.

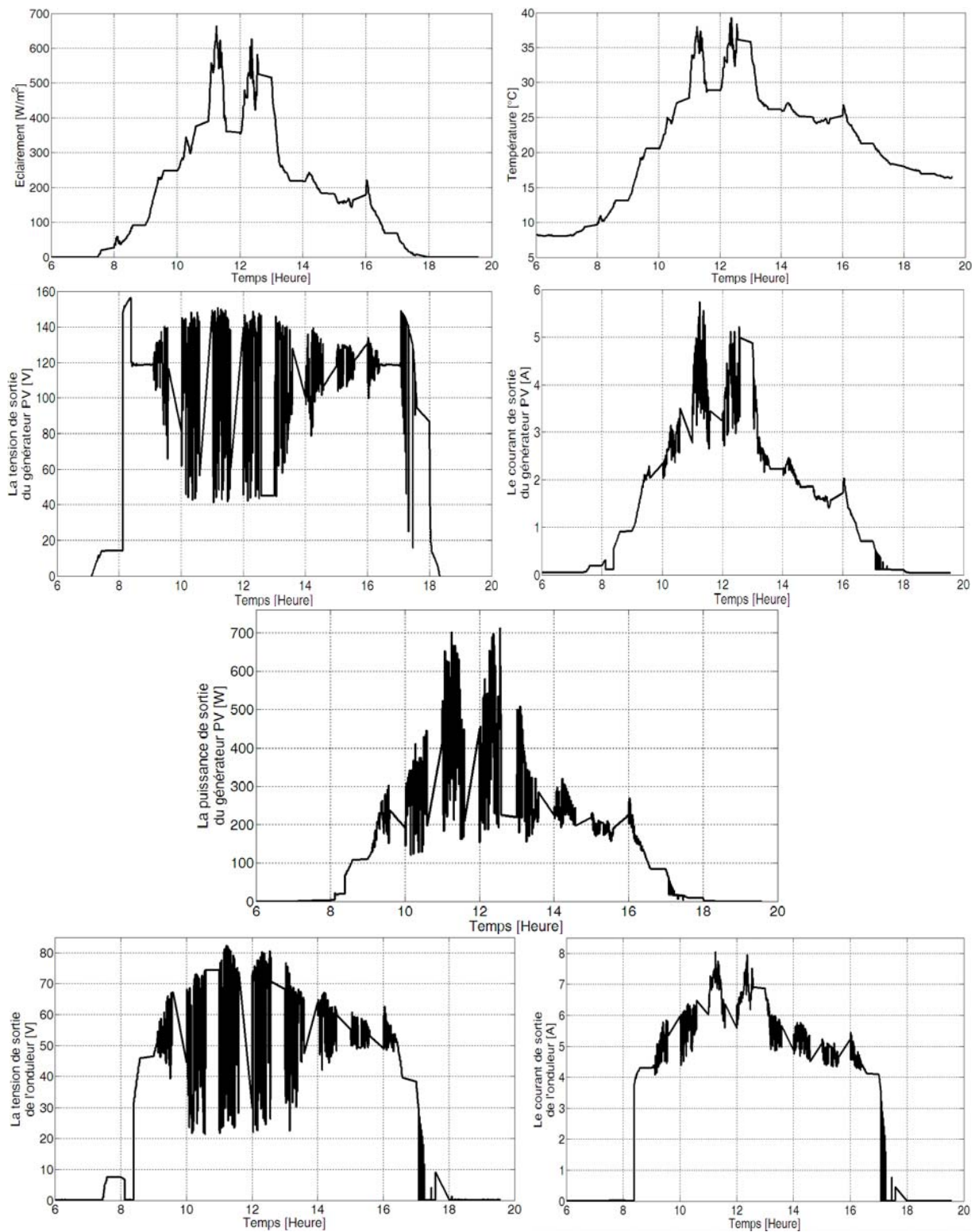


Figure IV.5 : Résultats expérimentaux du système de pompage installé pour le jour 14/12/2011

Les tests sont réalisés sur cinq mois. Un prélèvement des mesures sur quelques jours (jours typiques) a été réalisé pour valider les modèles de débit proposés. Les résultats des surveillances sur 27 jours qu'on peut considérer comme des jours typiques sont résumés dans le tableau IV.1.

Jour	Quantité d'eau journalière [m^3/j]
13/09/11	49.5
14/09/11	48
18/09/11	38.2
19/09/11	46.2
20/09/11	45
21/09/11	43
26/09/11	38.92
27/09/11	39.3
28/09/11	23.91
04/10/11	49.79
05/10/11	49.84
13/11/11	32.55
14/11/11	42.9
15/11/11	44.9
16/11/11	43.3
20/11/11	39.9
21/11/11	44.3
22/11/11	40.15
27/12/11	41.7
07/12/11	38
13/12/11	36.24
14/12/11	21.1
19/12/11	39.82
20/12/11	37.06
30/01/12	36.13
31/01/12	42.41
01/02/12	47.11

Tableau IV.1 : Prélèvements des mesures (Quantité d'eau journalière fournie par le système)

Par manque d'un débit-mètre et d'un transmetteur de pression qui mesurent le débit instantané et la HMT respectivement, nous ne pouvons pas calculer la puissance hydraulique et comparer le débit directement avec le modèle. Nous avons opté d'estimer du débit instantané par le modèle mentionné dans le chapitre III, puis faire une sommation numérique (calcul du débit journalier) et la comparaison avec le débit journalier mesuré expérimentalement par un compteur d'eau d'un système de pompage installé (figure IV.6) afin d'examiner la validité du modèle de la motopompe d'une part, et d'améliorer les performances du système après avoir effectué d'autre processus d'optimisation d'autre part. La quantité d'eau journalière pompée est définie comme :

$$Q_{journalier} = \int_{t_l}^{t_c} Q_{instantané} dt \quad (IV-01)$$

t_l et t_c indiquent les temps solaires du lever du soleil et du coucher du soleil respectivement, qui sont choisis dans ce travail actuel pour un jour standard clair : $t_l = 6H: 00'$ et $t_c = 20H: 00'$.

Pratiquement, le système commence à débiter l'eau à une fréquence de 28Hz.

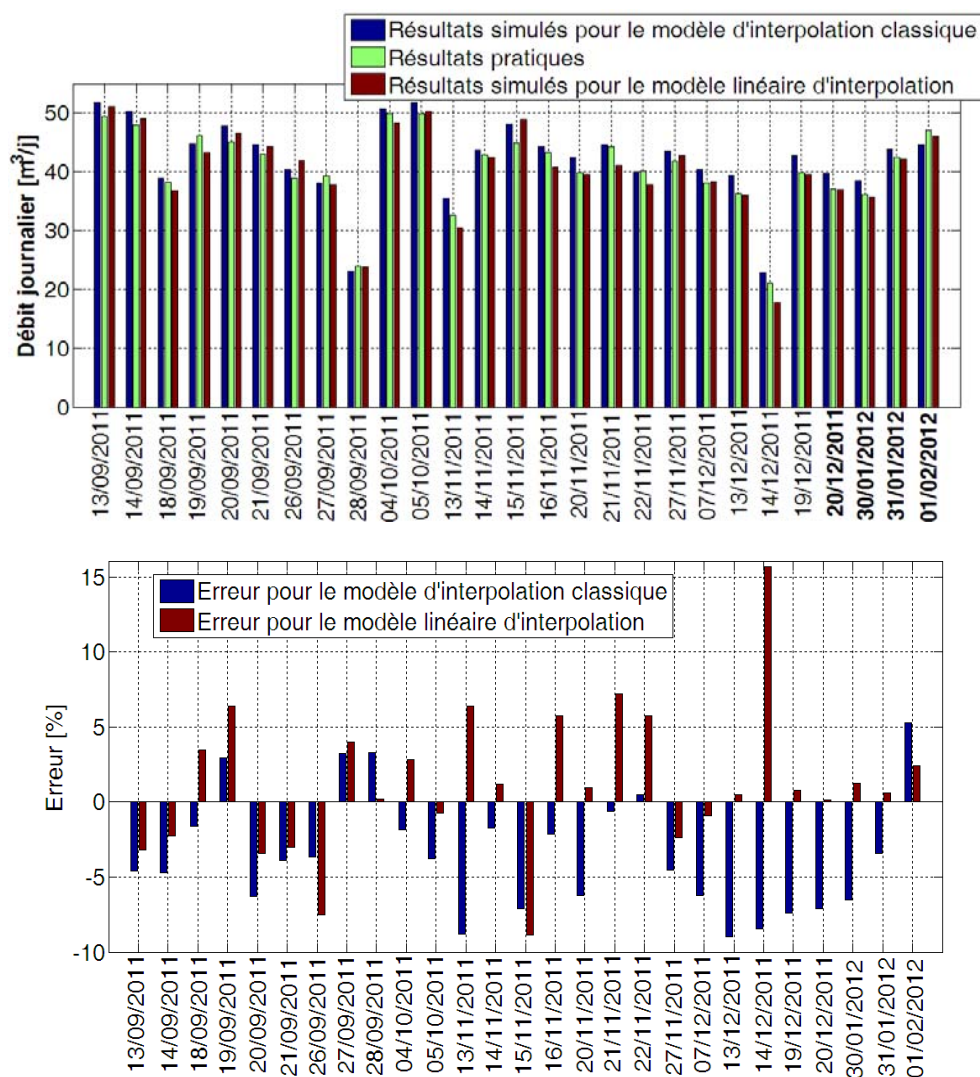


Figure IV.6 : Résultats expérimentaux et de simulation

Les écarts constatés sont petits et montre que le modèle de la motopompe est très satisfaisant. Les erreurs dépassent rarement 10%.

IV-4. Evaluation des données de surveillance des performances du système de pompage photovoltaïque

IV-4-1. Introduction

La puissance crête des modules photovoltaïques est donnée aux STC de $1000W \cdot m^2$, AM1.5 et une température de module de $25^{\circ}C$. Mais ces conditions ne représentent pas la réalité sous les conditions extérieures. Une production énergétique du système photovoltaïque dépend des conditions climatiques. Les différentes technologies photovoltaïques ont des caractéristiques et des comportements différents à l'extérieur. Ces différences sont dues aux variations de la réponse spectrale et des différents coefficients de température de la tension et du courant [68, 69]. L'évaluation des systèmes photovoltaïques semble être très importante afin d'assurer la diffusion de technologies photovoltaïques plus fiables à l'avenir.

La production énergétique d'un système photovoltaïque dépend principalement des conditions atmosphériques de l'endroit géographique où le système est installé et d'un certain nombre d'autres facteurs tels que le profil d'orientation, l'ombrage, l'effet de la température et les pertes de puissance dans le câble et le convertisseur. Le potentiel possible du module PV, particulièrement pour des pays d'irradiation solaire élevée, peut seulement être fourni par l'évaluation et l'analyse détaillées des performances des différents systèmes photovoltaïques installés sous les conditions externes. Des paramètres tels que le rendement d'énergie et le ratio de performance ont été employés afin de permettre de faire des comparaisons [70].

IV-4-2. Méthodologie d'analyse de performance [71]

En premier lieu, nous définissons deux paramètres : Y_r et Y_f .

Le rendement de référence Y_r est l'irradiation globale H sur le générateur PV divisée par l'éclairement de référence G . Il représente un nombre équivalent d'heures à l'éclairement de référence. G égale $1kW \cdot m^2$, alors Y_r est le nombre de soleil-heures maximales. Le Y_r définit la ressource de rayonnement solaire pour le système photovoltaïque, c'est une fonction de l'endroit, de l'orientation du champ photovoltaïque, et de la variabilité atmosphère du mois au mois et de l'année à l'année.

$$Y_r = \frac{H}{G} = \frac{\int G_{mes} dt}{G} [heures] \quad (IV-02)$$

Avec : G_{mes} l'éclairement global instantané [kW/m^2];
 H l'irradiation globale [kWh/m^2].

Le rendement final Y_f d'un système photovoltaïque est l'énergie nette E divisée par la puissance DC de la plaque signalétique P_{AS} du champ photovoltaïque installé. Il représente le nombre d'heures que le champ photovoltaïque devrait actionner à sa puissance nominale pour fournir la même énergie, les unités sont en kWh/kW ou en *heures*. Le Y_f normalise l'énergie produite en ce qui concerne la taille de système ; Par conséquent, c'est une manière commode de comparer l'énergie produite par des systèmes photovoltaïques de tailles différentes installés au même endroit.

$$Y_f = \frac{E}{P_{AS}} = \frac{\int P_p dt}{P_{AS}} [heurs ou kWh/kW] \quad (IV-03)$$

Avec : P_p la puissance instantanée de sortie réelle d'un système photovoltaïque.

En plus de la production énergétique par un système photovoltaïque, les performances de ces systèmes sont encore caractérisées par le ratio de performance qui est défini comme le rapport de rendement de sortie mesurée et celle nominale des modules photovoltaïques. Le ratio de performance RP d'un système photovoltaïque est donné en divisant Y_f par la valeur de Y_r .

Le ratio de performance est l'une des variables les plus importantes pour évaluer le rendement d'une installation photovoltaïque. Plus spécifiquement, le ratio de performance est le rapport des sorties réelles et de l'énergie théorique nominale, pendant une période. La différence entre les productions théoriques et réelles provient des pertes engendrées par les différents équipements de l'installation. C'est en grande partie indépendant de l'orientation de l'installation photovoltaïque et de l'irradiation solaire incidente sur les panneaux photovoltaïques. Pour cette raison, le calcul du ratio de performance permet en effet de rendre compte de la qualité de fonctionnement d'une installation indépendamment de l'irradiation ou de la puissance crête des modules à différents endroits dans le monde.

C'est une manière utile de mesurer l'effet global des pertes dues au module photovoltaïque, au câblage, à un MPPT non adapté et d'autres pertes telles que la température du module, l'ombrage, les pannes,....etc.

$$RP = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E}{H \cdot P_{AS}} \text{ [sans unité]} \quad \text{(IV-04)}$$

L'énergie générée par un système photovoltaïque est calculée par l'équation suivante : [72]

$$E_p = \frac{P_{AS} H}{G_s} PR [\text{kWh}] \quad \text{(IV-05)}$$

Où E_p est la puissance produite pendant une période [kWh], P_{AS} la capacité de champ PV en STC [kW], H l'irradiation globale [kWh/m²], G_s l'éclairement sous STC. Si PR=1, l'énergie E_p sera l'énergie de sortie idéale.

IV-4-3. Modèle de perte de conversion d'énergie des systèmes photovoltaïques

V-4-3_1. Introduction

Les nuages de points, comme indiqué dans la figure IV.7, fournissent une information très importante. L'axe horizontal montre toutes les données d'irradiation H_A chaque heure pendant les jours dans le même mois. L'axe vertical correspond à l'énergie de sortie, chaque heure, du champ photovoltaïque sous l'irradiation H_A . La ligne droite supérieure correspond à la production énergétique idéale par le champ à sa capacité P_{AS} sous l'irradiation H_A .

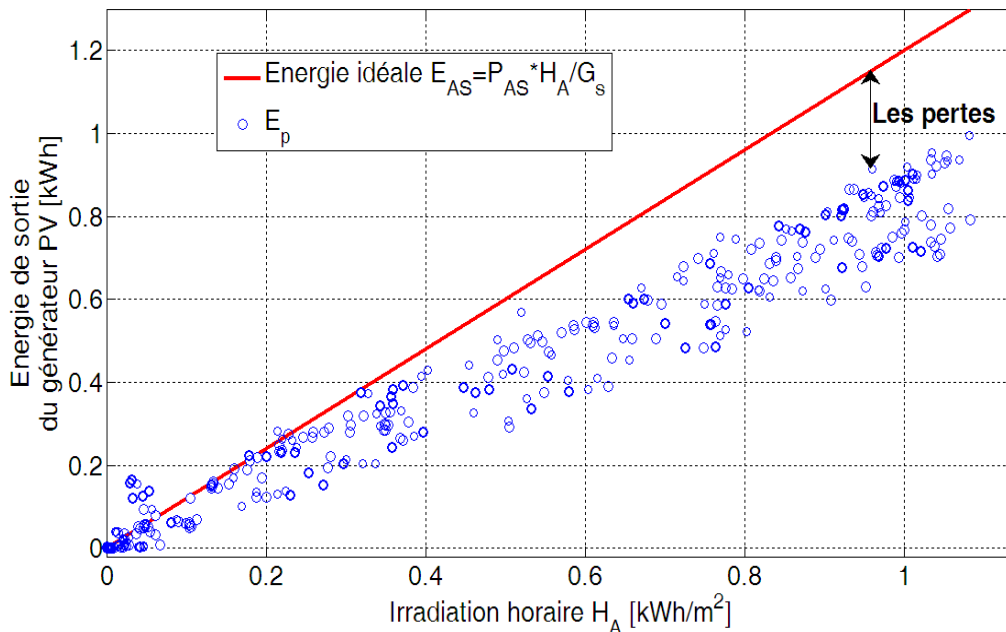


Figure IV.7 : Identification de la production énergétique idéale et des pertes

Nous montrons une différence entre l'énergie nominale installée et l'énergie de sortie réelle. Cette différence représente les pertes.

Si les énergies d'entrée et de sortie d'un composant donné x sont notées E_{xi} et E_{xo} , le paramètre K_x est défini par le rapport de deux énergies, comme indiqué dans la figure IV.8.

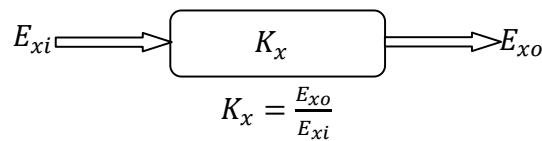


Figure IV.8 : Définition générale des paramètres de système

Par conséquent, la perte l_x est exprimée par :

$$l_x = E_{xi} - E_{xo} = E_{xi}(1 - K_x) [\text{kWh}] \quad (\text{IV-06})$$

Dans l'analyse des pertes, la valeur positive ($l_x > 0$) signifie une perte et la valeur négative ($l_x < 0$) signifie un gain, une valeur nulle ($l_x = 0$) pas de pertes.

Le facteur de température des cellules K_{PT} est calculé selon l'équation (IV-7) en utilisant le coefficient de puissance en température γ_{pmax} qui est particulier à un module.

$$K_{PT} = 1 + \gamma_{pmax}(T_c - 25) \quad (\text{IV-07})$$

Avec : T_c température du module ;

Donc : Si l'énergie de sortie des modules est $E_A = V_{PV} \cdot I_{PV}$:

$$E_{AT} = \frac{E_A}{K_{PT}} = \frac{E_A}{1 + \gamma_{pmax}(T_c - 25)} \quad (\text{IV-08})$$

E_{AT} Energie convertit en température de cellules : 25°C aux STC.

Ainsi, tout simplement, la perte due à la dépendance de la température :

$$l_{PT} = E_{AT} - E_A = \frac{\gamma_{pmax}(25 - T_c)}{1 + \gamma_{pmax}(T_c - 25)} E_A [\text{kWh}] \quad (\text{IV-09})$$

Les paramètres tels que le ratio de performance RP du système, le facteur de température des cellules K_{PT} peuvent être obtenus par un calcul simple. D'autres paramètres utiles peuvent être identifiés, c.-à-d. le facteur d'ombrage K_{SH} , le facteur de non-adaptation de charge K_{PM} et le facteur d'autres pertes K_{PO} . L'identification de ces paramètres additionnels a été particulièrement difficile. Il est nécessaire de recourir à des méthodes particulières d'évaluation et de surveillance des données.

Pour ces raisons, nous avons appliqué la méthode SV (vérification sophistiquée) utilisant uniquement l'acquisition de 3 mesures simples nécessaires (l'irradiation globale, la température du module et la puissance de sortie de générateur). Cette méthode est une méthode heuristique, développée pour analyser les pertes de puissance dans les systèmes photovoltaïques, par un groupe japonais constitué de chercheurs de l'université de Tokyo de l'agriculture et de la technologie et le laboratoire d'électrotechnique du centre AIST de Tsukuba.

A partir des facteurs K_x , on remarque que la représentation du système PV devient simple par des facteurs linéaires et l'énergie produite est facilement calculée par ces facteurs. Le rapport des paramètres principaux de conception est exprimé en figure IV.9.

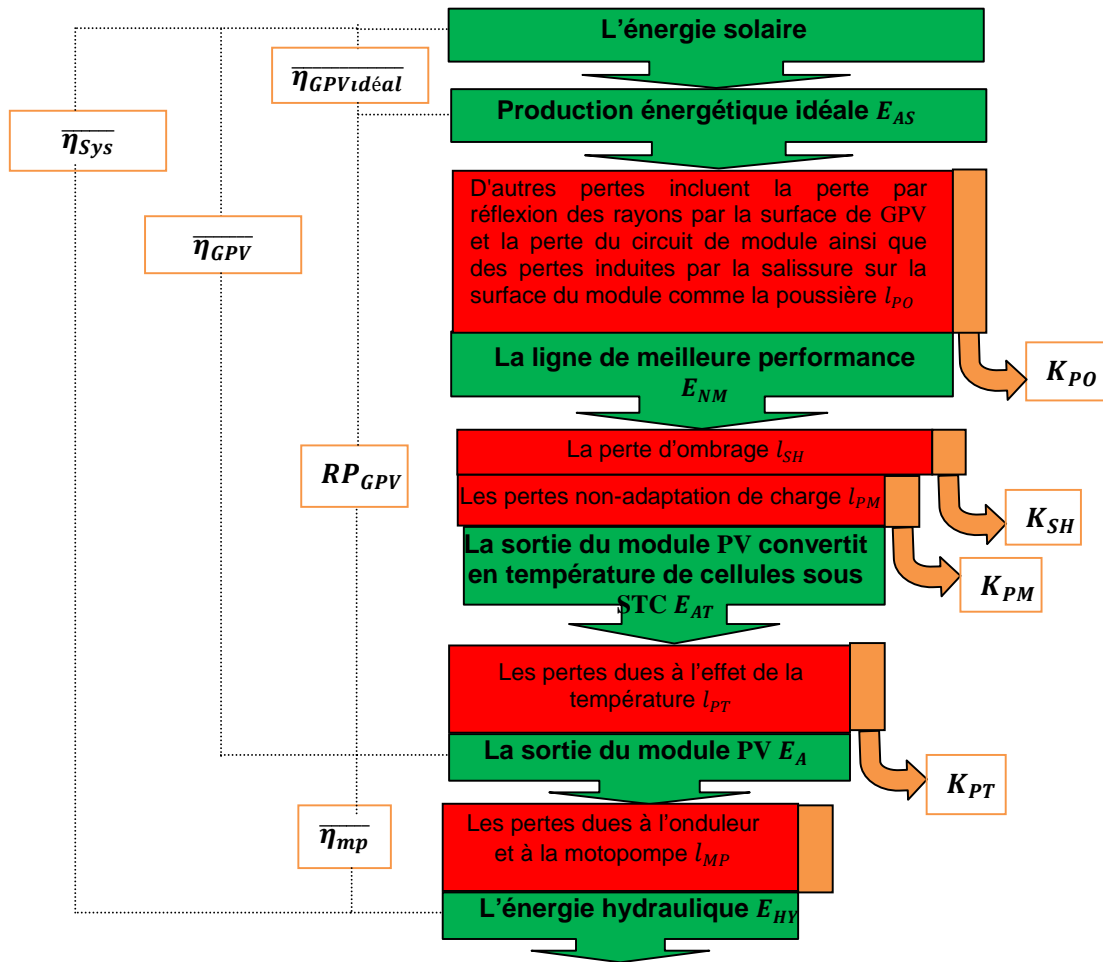


Figure IV.9 : Définition générale des paramètres du système

IV-4-3_2. Insertion de la ligne de meilleure performance E_{NM} [73]

Les nuages de points, comme indiqué dans la figure IV.10 (a), fournissent également une information très importante. Les points dispersés verts montrent toutes les données de l'énergie E_{AT} à chaque heure. Une ligne droite est tracée comme enveloppe supérieure des points dispersés verts par ajustement le m_{NM} dans l'équation (IV-10). Cette ligne dite "La ligne de meilleure performance". E_{NM} signifie la performance la plus efficace (pas d'ombrage et MPPT bien adapté). La figure IV.10 (b) est un zoom de la figure IV.10 (a). La différence entre E_{NM} et E_{AT} représente les pertes par ombrage et par non-adaptation de charge.

$$E_{NM} = m_{NM} P_{AS} \frac{H_A}{G_S} \tag{IV-10}$$

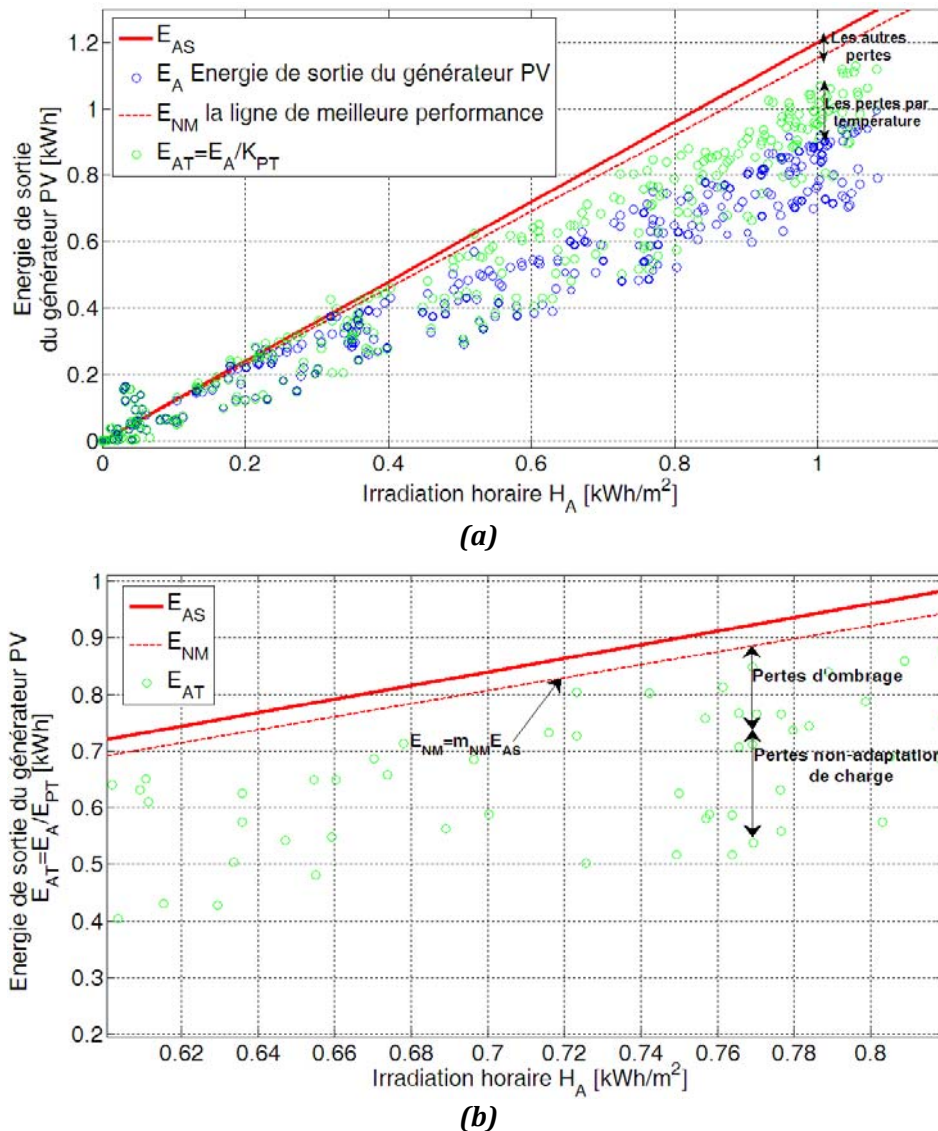


Figure IV.10 : Ligne de meilleure performance et pertes

IV-4-3_3. Principe du taux d'ombrage pendant un mois

Le principe de l'ombrage sur une base mensuel sert à proposer les hypothèses suivantes : L'ombrage devrait être l'ombre d'obstacles tels que des bâtiments, des arbres,...etc. Si l'ombrage existe, nous supposons qu'il est le même pour l'heure de chaque jour au cours du même mois. Donc, afin d'appliquer le principe du taux d'ombrage, nous avons besoin au moins d'une heure avec beau temps dans le mois. La courbe d'énergie maximale horaire de sortie PV E_{AM} est alors réalisée. On extrait les données maximales de E_{AT} pour toutes les heures [73].

La figure IV.11 donne un exemple typique de l'effet d'ombrage qui a été observé en septembre 2011 par le système mentionné ci-dessus. L'axe vertical correspond à l'énergie de sortie E_{AT} du générateur PV à la température de 25°C aux STC chaque heure.

Cette courbe est préparée comme suit : La courbe supérieure E_{ASmax} est calculée théoriquement en employant un résultat évalué pour un éclairciment d'un jour à ciel clair et la puissance nominale du générateur P_{AS} . L'irradiation à ciel clair est estimée par l'application théorique de Perez, par séparation de l'éclairciment global et horizontal directe/diffuse [74]. Dans

cette méthode, le facteur d'ombrage K_{SH} est détecté pour le cas où le générateur PV a produit l'énergie à des valeurs maximum (E_{AM}) pour chaque heure. Pour cela, on trace une enveloppe par ajustement du coefficient m dans la relation $m \cdot E_{ASmax}$ qui est E_{Ath} , afin d'adapter les valeurs maximums produites par le générateur PV pour chaque heure (E_{AM}). L'évaluation de la valeur de m est obtenu d'une façon itérative de sorte qu'aucune valeur de l'énergie maximale E_{AM} ne dépasse le courbe prévue E_{Ath} . Apparemment, l'effet de l'ombrage peut être identifié autour de 07^H et 17^H suivant les indications du graphique. Dans ce cas-ci, la différence entre le point E_{AM} et le point E_{Ath} au-dessus de la courbe E_{ASmax} est provoquée par l'influence de l'ombrage. Si la composante diffuse de l'éclairement d'un jour à ciel clair est assumée à 20% par rapport à l'éclairement global, le facteur d'ombrage K_{SH} peut être calculé par l'équation (IV.11).

$$K_{SH} = \begin{cases} \frac{E_{Am} - 0.2E_{Ath}}{0.8E_{Ath}} & \text{si } E_{Am} \geq 0.2E_{Ath} \\ 1 & \text{si } E_{Am} < 0.2E_{Ath} \end{cases} \quad (IV-11)$$

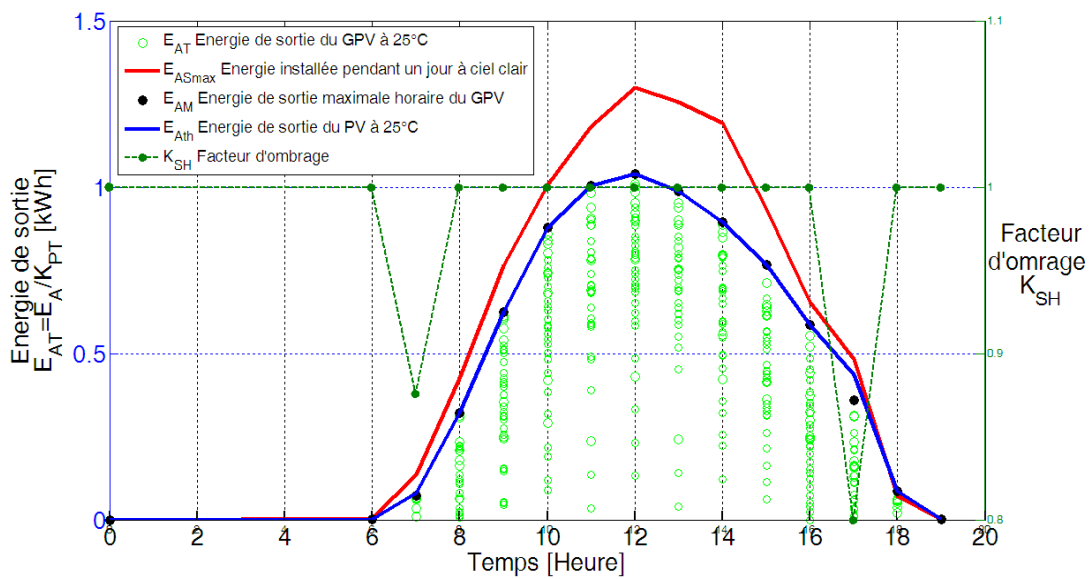


Figure IV.11 : Exemple typique de l'effet d'ombrage

IV-4-3_4. Identification des pertes d'ombrage pour chaque heure

Les pertes dues à l'ombrage sont évaluées en utilisant K_{SH} pour chaque heure. K_{SH} utilise une partie seulement de l'irradiation directe.

$$l_{SH} = (1 - K_d)P_{AS} \cdot H_A \cdot (1 - K_{SH}) \quad (IV-12)$$

Où K_d est le coefficient de diffusion de l'éclairement.

IV-4-3-5. Identification des pertes de non adaptation de charge

On suppose que la différence entre E_{NM} et E_{AT} , correspondant à une Irradiation H_A , inclut le l_{SH} et les pertes de non adaptation de charge : l_{PM} .

Les pertes par non adaptation de charge sont identifiées par :

$$l_{PM} = (E_{NM} - l_{SH}) - E_{AT} \quad (IV-13)$$

IV-4-3-6. Identification des autres pertes

Les autres pertes sont dues aux facteurs qu'on ne peut pas déterminer. Ils peuvent se composer des pertes du circuit du générateur PV, des salissures sur la surface de module, de la perte dépendant des rayons réfléchis par la surface des modules PV, des pertes inconnues, etc... Ce sont les différences entre E_{AS} et E_{NM} correspondant à H_A : elles peuvent être identifiées par l'équation suivante :

$$l_{PO} = E_{AS} - E_{NM} \quad (IV-14)$$

IV-4-4. Analyse des résultats

IV-4-4_1. Facteur de compensation et taux de perte

La méthode SV a été évaluée en utilisant les paramètres suivants :

- Les pertes : l_X ;
- les facteurs de compensation : K_X ;
- les rapports de perte : λ_X .

Les facteurs de compensation sont des coefficients basés sur la méthodologie d'analyse [73], et le rapport de sortie à l'entrée à chaque processus de perte. Les rapports de perte sont définis par le rapport de taux de perte qui se produit à l'entrée du système. La relation entre le l_X et le λ_X est donnée par :

$$\lambda_X = \frac{l_X}{\left(\frac{P_{AS}H}{G_s}\right)} \quad (IV-15)$$

IV-4-4_2. Résultats et discussions

IV-4-4_2.1. Rayonnement solaire et analyse de ratio de performance

Dans la figure IV.12, l'irradiation solaire moyenne durant un jour est de 5.6 à 7.51kWh/m² et peut être classifiée en deux groupes. D'abord, le groupe de rayonnement solaire bas, disponible aux jours qui se situent au mois de décembre. Le deuxième groupe de rayonnement solaire bas, disponible aux jours des autres mois.

Dans la figure IV.13, nous présentons le rendement final d'énergie mensuelle moyenne durant un jour.

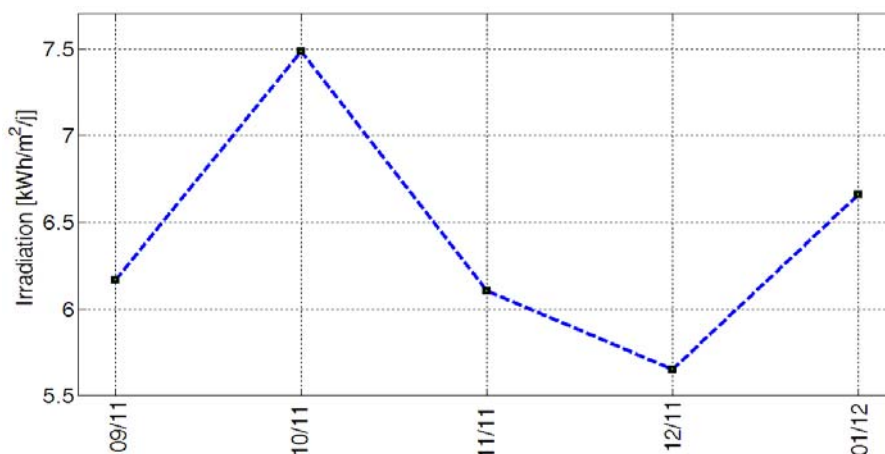


Figure IV.12 : Irradiations solaires

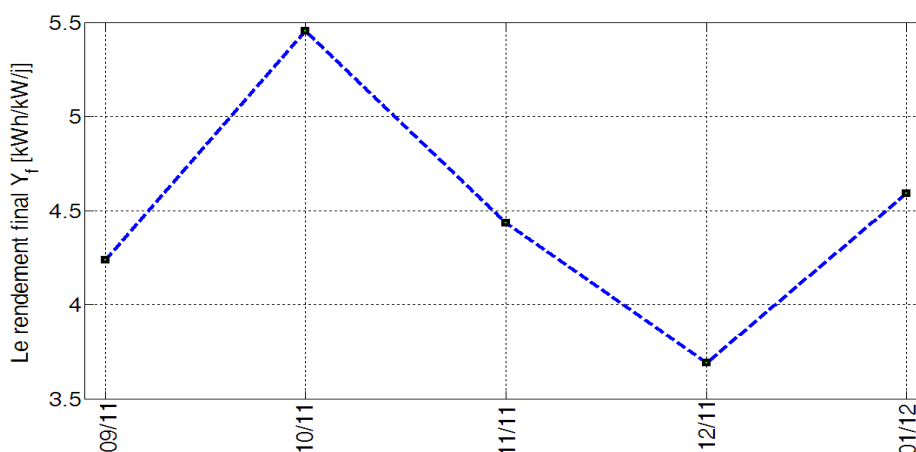


Figure IV.13 : Rendement final d'énergie mensuelle par jour

Les ratios de performances mensuelles sont récapitulés dans la figure IV.14. Une comparaison directe entre les ratios de performances montre que le RP pour le générateur PV est dans la marge de 66%-73%. La valeur moyenne de ce RP est de 70%, c'est à dire la gamme de RP est largement distribuée de 70% sur les cinq mois.

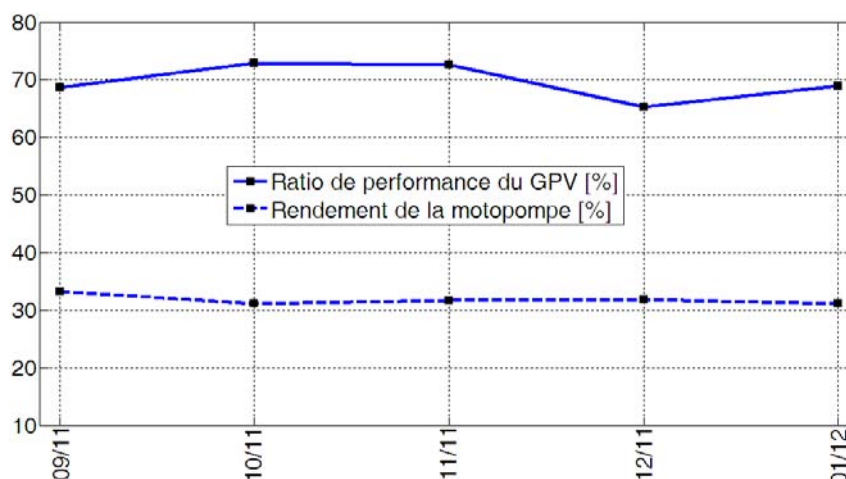


Figure IV.14 : Ratio de performance du générateur PV et rendement de la motopompe

De cette comparaison particulière, il est évident que les systèmes PV qui ont fourni un rendement énergétique de plus haute énergie aient également eu les valeurs de RP les plus élevées. Il faut noter que le RP ne représente pas la quantité d'énergie produite parce qu'un système avec un bas RP dans un endroit de ressource solaire élevée pourrait produire plus d'énergie qu'un système avec un RP élevé dans endroit solaire de basse ressource.

IV-4-4_2.2. Analyse des pertes

Les résultats globaux par la méthode SV sont fortement basés sur le calcul des pertes d'ombrage et de la ligne de la meilleure performance, parce que l'exactitude de ces deux paramètres était bonne. L'exactitude des autres facteurs était également bonne.

Les pertes sont calculées pour différents cinq mois. La figure IV.15 montre l'histogramme de différentes pertes pour le système de pompage. Par exemple, la valeur des pertes d'ombrage dans ce système PV était de 0.92% pour 09/2011 et de 0.55% pour 01/2012. La valeur maximum du λ_{HS} était valait moins de 1.23%.

Pour 09/2011 et 10/2011, les taux journaliers des facteurs de perte tels que ceux relatifs aux pertes dues à la non adaptation de la charge (MPPT ne fonctionne pas correctement) (I_{PM}) et ceux relatifs aux pertes dues à l'échauffement des modules (I_{PT}) étaient relativement grands et tend vers 13.42% pour le mois 09/2011. Ceux relatifs aux autres pertes (I_{PO}) étaient relativement petits.

Pour les autres mois, les taux journaliers des facteurs de pertes de non adaptation de la charge (I_{PM}) étaient plus grands (dépassant 23%), et les pertes d'échauffement de modules (I_{PT}) et autres pertes (I_{PO}) étaient relativement petits.

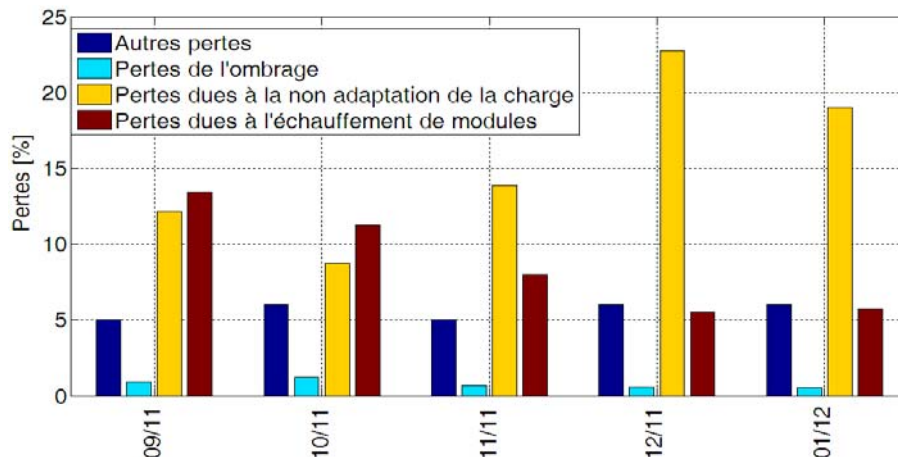


Figure V.15 : Résultat d'évaluation des pertes par la méthode SV

Les grandes diminutions de RP (généralement, en-dessous de 65%) indiquent les événements qui affectent de manière significative la performance telle que l'onduleur ne fonctionnant pas. Les petites diminutions de RP indiquent qu'un problème moins grave existe [71].

IV-4-4_2.3. Analyse des résultats expérimentaux

La tendance saisonnière de la perte due à la température est presque la même tous les jours pour le même mois. La température plus élevée a causé plus de pertes dues à la température en été et la température basse a causé moins de pertes dues à la température en hiver. Normalement, les RP sont inférieurs en été et plus hauts en hiver, mais le RP plus bas est causé par les fluctuations produites par la commande MPPT de l'onduleur comme mentionné auparavant, dépassant le taux de pertes par température, particulièrement en décembre. Une variation saisonnière forte de la performance du système PV est évidente. Nous pouvons définir une nouvelle caractéristique (ou bien une plaque signalétique) de modules photovoltaïques qui nous donnera l'énergie de sortie sous les conditions sévères de notre région (Annexe A9).

Nous avons déjà noté, comme en première phase, que le système est surdimensionné, mais avec des fluctuations à la borne du générateur photovoltaïque pendant quelques jours et le générateur PV ne fonctionnant pas autour de MPP, la puissance nominale du générateur PV devient adaptée avec le fonctionnement du système motopompe. L'objectif de la méthode SV est de valider ces remarques et de les évaluer.

Concernant la motopompe, son rendement est d'environ 30% (figure IV.14), il est acceptable. On peut améliorer le fonctionnement du système en diminuant le nombre de branches du générateur photovoltaïque en utilisant un nombre de panneaux photovoltaïques avec une puissance nominale comme suit : $8N_s \times 2N_p$ de 60W, $4N_s \times 2N_p$ de 125W ou bien $4N_s \times 1N_p$ de 250W,

pour une commande améliorée de l'onduleur provoquant un fonctionnement du GPV autour de MPP.

On peut installer une autre pompe de même puissance hydraulique à une HMT de 15m et avec un rendement moyen dépassant 40% (le rendement sera optimal pour une longue durée). Le choix des panneaux photovoltaïques et de la pompe est imposé par la disponibilité du matériel au niveau de notre unité de recherche.

Normalement, pour fournir des informations utiles au sujet du comportement saisonnier des différentes technologies photovoltaïques, chacune des technologies doit être déployé, au moins, pour plus d'une année. Nous avons effectué des tests sur cinq mois pour différentes saisons.

IV-5. Conclusion

Le fonctionnement optimal de ce système est défini et étudié analytiquement au moyen d'un modèle simplifié qui prend en compte tous les éléments de la chaîne de conversion.

Des mesures expérimentales d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil ont été décrites dans ce travail. Nous avons validé le modèle de la pompe.

L'évaluation des performances des systèmes PV est très importante pour la conception ou bien la préparation des connaissances à l'avenir sur la zone où le module PV donne les meilleures performances. Dans ce but, nous avons appliqué la méthode SV qui peut évaluer très simplement et exactement des données des systèmes réelles. Nous l'avons appliqué et validé.

En plus, les résultats de l'évaluation peuvent être utilisés pour faire la rétroaction sur les informations techniques comme :

- ✓ Perte de puissance par ombrage sur le générateur PV ;
- ✓ La commande MPPT fonctionne correctement ou non ;
- ✓ Un point chaud au niveau de la diode-by-pass, une déconnexion des interconnexions d'une cellule photovoltaïque ou une destruction d'une section dans le module PV.

Les résultats des essais outdoor clarifient le mode de dégradation des modules PV, ce qui devrait mener à la fabrication de dispositifs anti-dégradations dans les modules PV, avec des fiabilités plus élevées. Ceci aidera à faire l'estimation d'énergie des modules photovoltaïques dans des conditions réelles de fonctionnement et permettra de détecter les défauts et diagnostiquer le système PV. Mais le ratio de performance ne nous a pas toujours donné les positions de défaut. Nous devons trouver le défaut de façon manuelle et visuelle, comme l'utilisation d'une caméra infrarouge pour désigner les positions plus chaudes dans le module PV. Les résultats montrent que la caractéristique des éléments de l'installation PV pourront être modifiés afin d'avoir un rendement plus optimal.

Dans le chapitre suivant, on se propose d'étudier des techniques de commande différentes de la technique de commande expérimentée. L'une en boucle fermée : commande vectorielle avec régulation de vitesse grâce à un régulateur PI. L'autre en boucle ouverte : par un ajustement adéquat de la fréquence de sortie de l'onduleur, le rendement du moteur peut être maintenu en accord avec le changement de l'éclairement et la température.

Par les résultats de simulation obtenus, nous aurons montré que les meilleures performances pourront être atteintes par les algorithmes proposés et leurs avantages et inconvénients. La loi de ces techniques de commande sera appliquée au système avec les données correspondant au système installé dans notre unité de recherche.

CHAPITRE V

Contrôle et Analyse des Performances d'un système de Pompage Photovoltaïque

Contrôle et Analyse des Performances d'un système de Pompage Photovoltaïque

V-1. Introduction

Pour améliorer le fonctionnement des systèmes de pompage photovoltaïque, diverses commandes ont été développées. Parmi ces commandes, une commande que l'on a expérimentée, basée sur le principe de maximisation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque (GPV) par la contre-réaction de tension par V_{ref} fixe, utilisant la loi V/f constant. Cette méthode utilise, essentiellement, une simple comparaison entre la tension de sortie d'un générateur PV et une tension de référence prédéfinie, pour ajuster continuellement la fréquence de l'onduleur.

Plusieurs techniques développées dans la littérature durant la dernière décennie, ont permis de faire fonctionner le générateur photovoltaïque (GPV) en régime optimal MPPT, généralement, par l'insertion d'un convertisseur DC/DC entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur. Dans ce travail, nous avons implanté la technique numérique de l'onduleur commandé par la stratégie de modulation vectorielle (SVM), basée sur la variation de fréquence statorique selon la variation de l'éclairement et la température de la cellule photovoltaïque. L'optimisation est réalisée sans ajout d'un convertisseur DC/DC à la chaîne.

Dans ce chapitre, nous proposons d'analyser différentes techniques de commande du système expérimenté, avec un transit de puissance maximale du GPV :

La première en boucle ouverte : par un ajustement adéquat de la fréquence de sortie de l'onduleur, le rendement et le glissement du moteur asynchrone peuvent être maintenus constants avec le changement de l'éclairement et la température, comme schématisé dans la figure V.1. Ce schéma montre la structure d'un système triphasé générique de commande numérique de convertisseur multiniveaux à modulation vectorielle.

La deuxième en boucle fermée : la commande consiste en une régulation de vitesse par un régulateur PI, associée à une loi de régulation avec un transit de puissance maximale, par action sur la vitesse de référence. Cette technique, basée sur l'observateur adaptatif de *Luenberger* d'ordre réduit, a permis d'assurer une parfaite reconstitution des grandeurs de commande, nécessaire pour le bon fonctionnement de la structure étudiée, tout en réduisant la complexité du système (figure V.2).

Dans cette partie, nous analysons le fonctionnement d'un système pompage photovoltaïque adapté grâce à une commande MPPT numérique. Nous proposons l'amélioration du fonctionnement du système photovoltaïque suite aux variations des conditions radiométriques et météorologiques (Eclairement et température). Ceci est obtenu, via une commande appropriée du convertisseur statique DC/AC multiniveaux asymétrique utilisé, avec un transit de puissance maximale.

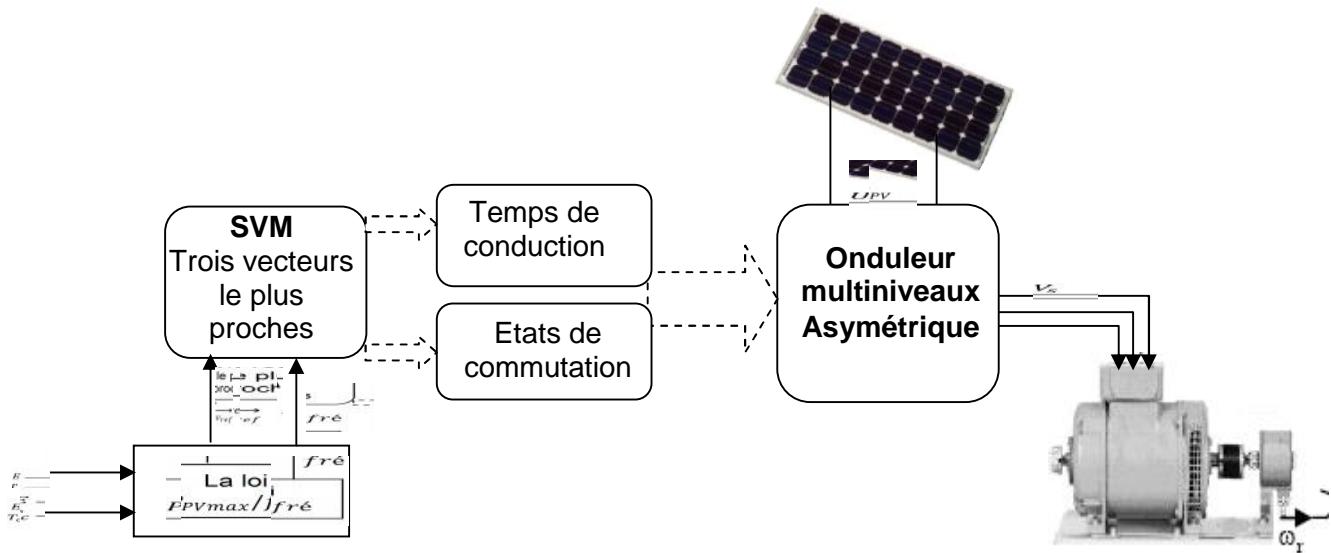


Figure V.1 : Architecture de commande en boucle ouverte

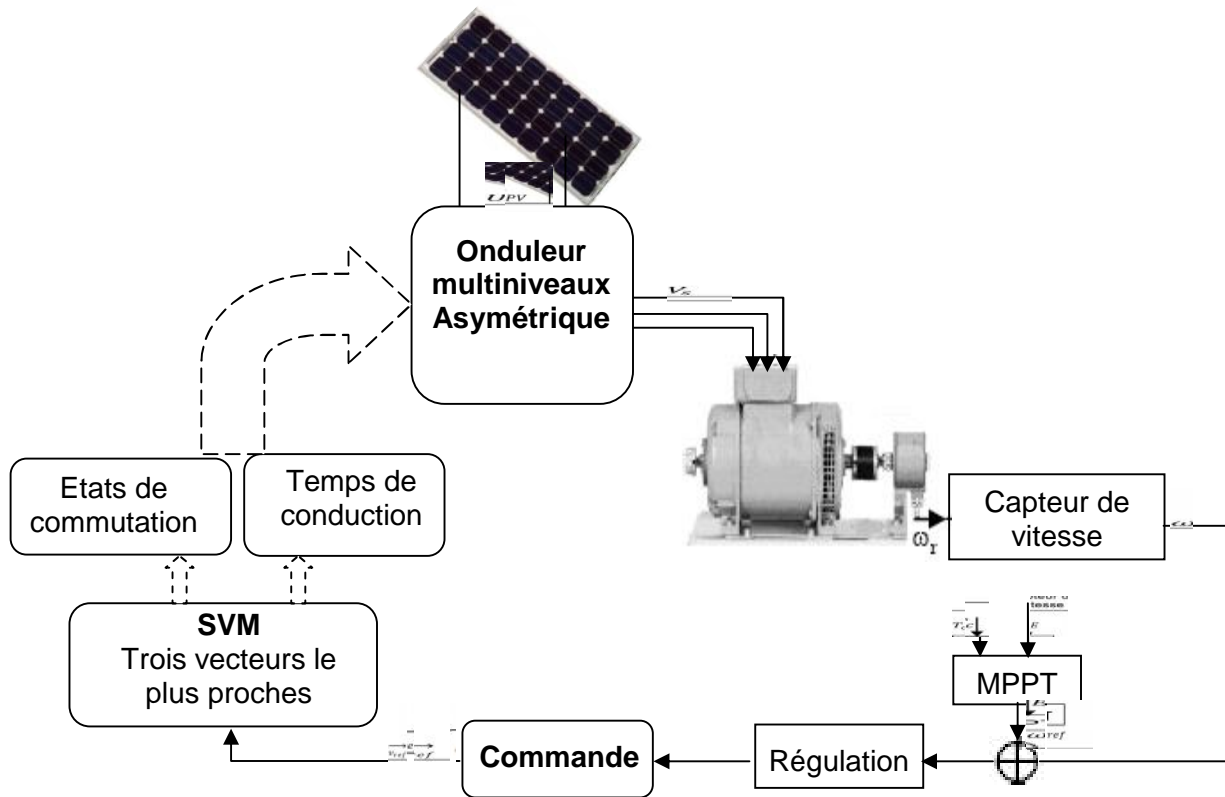


Figure V.2 : Architecture de commande en boucle fermée

L'onduleur permet, à partir d'une tension continue du générateur photovoltaïque, d'obtenir une tension alternative continuellement variable grâce à une commande rapide. La valeur efficace de la tension de sortie peut être exprimée en fonction de la fréquence statorique assurée par la commande.

Ces techniques de commande ont été appliquées à un système ayant les mêmes paramètres que le système installé au niveau de notre unité de recherche à Adrar. Nous développons, en premier lieu, ces deux commandes. Ensuite, nous décrivons la technique MPPT qui assure le

fonctionnement du GPV avec sa puissance maximal via la commande d'un onduleur. Pour la deuxième commande, le MPPT sera basé sur une technique intelligente artificielle (réseaux de Neurones).

Enfin, nous discuterons les performances obtenues avec ces commandes.

V-2. Commande à rendement constant du moteur

V-2-1. Principe

Par un ajustement adéquat de la fréquence de sortie de l'onduleur $fré$, la valeur η_n du rendement peut être maintenue en accord avec le changement de l'éclairement [37].

Pour les conditions nominales, nous avons l'égalité suivante :

$$P_{emn}\eta_n = k_{ch}(1 - g_n)^3 fré_n^3 \quad (V-01)$$

Si l'éclairement change, l'équation (V-01) devient :

$$P_{em}\eta = k_{ch}(1 - g)^3 fré^3 \quad (V-02)$$

A partir des équations (V-01) et (V-02), et pour le maintien du rendement η_n de moteur asynchrone avec une valeur de glissement g_n ; la nouvelle fréquence de l'onduleur devient :

$$fré = \sqrt[3]{\frac{P_{em}}{P_{emn}}} fré_n \quad (V-03)$$

Pour un fonctionnement en régime optimal, P_{em} représente la puissance du GPV autour du point de fonctionnement optimal.

La tension d'alimentation de la motopompe est :

$$V_s = \sqrt{\frac{P_{em} \cdot Z_{eq}^2}{3 \cdot R_{eq}}} \quad (V-04)$$

La tension générée par le GPV est :

$$U_{pv} = \frac{V_s \sqrt{2}}{r} \quad (V-05)$$

V-2-2. Localisation du maximum de puissance

La puissance crête fournie par le générateur est le produit de la tension V_{pv} avec le courant I_{pv} . Au point de puissance maximale, on a [16] :

$$\frac{d(V_{pv} \cdot I_{pv})}{dI_{pv}} = 0 \quad (V-06)$$

En utilisant les lois de dérivation partielle, on obtient :

$$V_{pv} + I_{pv} \frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} = 0 \quad (V-07)$$

D'après les équations I-33 à I-35, on peut écrire :

$$\exp \left[\frac{e_0 \left(V_{pv} + \left(\frac{N_s R_s}{N_p} \right) I_{pv} \right)}{A n_{cs} N_s K T_c} \right] = \frac{V_{pv} + \left(\frac{N_s R_s}{N_p} \right) I_{pv}}{N_p p_3 T_c^3 \exp \left(-\frac{E_g}{A K T_c} \right)} + 1 \quad (V-08)$$

Ce qui permet d'exprimer la tension aux bornes du générateur en fonction du courant débité.

$$V_{pv} = -\frac{N_s R_s}{N_p} I_{pv} + \frac{An_{cs} N_s K T_c}{e_0} \log \left[\frac{I_{pv} - N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T) + N_p \frac{V_{pv} + \left(\frac{N_s R_s}{N_p}\right) I_{pv}}{N_s R_{sh}}}{-N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right)} + 1 \right] \quad (V-09)$$

La dérivée de V_{pv} par rapport à I_{pv} est égale à :

$$\frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} = \frac{e_0 N_s R_{sh} \left[\frac{An_{cs} N_s K T_c}{e_0} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{N_s R_s}{N_p} \left[\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) I_{pv} - N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T) - N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right) \right] \right]}{e_0 N_s R_{sh} \left[\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) I_{pv} - N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T) - N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right) \right] - N_p An_{cs} N_s K T_c} \quad (V-10)$$

Nous considérons I_{pv_op} et V_{pv_op} les valeurs optimales respectivement de la tension et du courant du générateur qui correspondent au point de puissance maximale. En combinant les relations (V-07), (V-09) et (V-10), nous obtenons :

$$\left(\frac{\frac{e_0^2 R_{sh}}{An_{cs} K T_c} \left[\frac{An_{cs} N_s K T_c}{e_0} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{N_s R_s}{N_p} \left[\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) I_{pv_op} - N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T) - N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right) \right] \right]}{e_0 N_s R_{sh} \left[\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) I_{pv_op} - N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T) - N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right) \right] - N_p An_{cs} N_s K T_c} - \frac{e_0 R_s}{N_p An_{cs} K T_c} \right) I_{pv_op} + \log \left[\frac{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) I_{pv_op} - N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T)}{-N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right)} + 1 \right] = 0 \quad (V-11)$$

En résolvant (V-11), nous obtenons une relation linéaire qui peut être approximée par :

$$I_{pv_op} = 0.91032 N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T) + 0.07921 = 0.91032 I_{ph} + 0.07921 \cong 0.91 I_{ph} \quad (V-12)$$

La méthode numérique pour faire l'interpolation de la dernière équation suite de la résolution de l'équation (V-11), est expliquée en détail en annexe A10.

Ainsi, la puissance maximale délivrée par le générateur photovoltaïque en tenant compte des deux expressions (V-09) et (V-12) est exprimée en fonction de l'éclairement et la température par :

$$P_{pv_max} = V_{pv_op} I_{pv_op} = -N_s N_p R_s (0.91 p_1 E (1 + p_2 \Delta T))^2 + \frac{0.91 N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T) An_{cs} N_s K T_c}{e_0} \log \left[\frac{\left(\frac{0.91 R_s}{R_{sh}} - 0.09\right) N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T)}{-N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right)} + 1 \right] \quad (V-13)$$

V-2-3. Fonctionnement des systèmes de pompage PV

Nous présentons, ici, une méthode permettant de prédire le fonctionnement lors de la conception de nouveaux systèmes, de même que d'effectuer le diagnostic d'installations déjà existantes [77].

Dans cette partie, nous nous sommes basés sur la caractéristique V-P du GPV et la fréquence d'alimentation qui représentent les caractéristiques de fonctionnement d'entrée du système de pompage. Chaque courbe est calculée pour un taux de modulation particulier qui est finalement le paramètre employé par le système de MPPT pour ajuster le point d'opération.

Dans la figure V.3, sont superposées aux caractéristiques V-P de GPV (caractéristiques du champ PV, pour deux arrangements série-parallèle, en fonction de l'éclairement), des caractéristiques d'entrée de l'onduleur et de la motopompe pour différents taux de modulation.

Au niveau de notre région, à midi et à ciel clair, l'ensoleillement atteignant la surface terrestre dépasse $1100 W/m^2$. Plusieurs cas peuvent, alors, se présenter :

(a) Il n'y a pas d'intersection entre la caractéristique d'entrée V-P et la caractéristique de l'onduleur. Dans ce cas, le système ne peut pas fonctionner ;

(b) $V_{op} < V_{(PV_{1100W/m^2} \cap \text{ond}_{r=1.15})}$, dans ce cas, le point de puissance maximum ne peut jamais être atteint, et la perte de puissance aux niveaux élevés d'éclairement sera très haute. Le point de la courbe pour $r=1.15$ est une limite absolue. Le système est mal dimensionné. Le point de puissance maximum sera atteint seulement aux niveaux bas d'éclairement, mais la puissance disponible est petite. Ainsi si la HMT est élevé et la pompe ne peut commencer à délivrer l'eau, alors la pompe pourrait être endommagée en raison du manque de lubrification et/ou d'un refroidissement insuffisant ;

(c) $V_{op} > V_{(PV_{1100W/m^2} \cap \text{ond}_{r=1.15})}$, le point de puissance maximale peut être atteint avec un taux de modulation $r < 1.15$. Dans ce cas, plus l'éclairement est haut, plus le taux de modulation devrait être haut afin de dépister le point de puissance maximum. Si le système de MPPT fonctionne correctement, pour un éclairement donné, le taux de modulation maximum est celui nécessaire pour obtenir la courbe qui coupe la caractéristique V-P du générateur PV au point de puissance maximale.

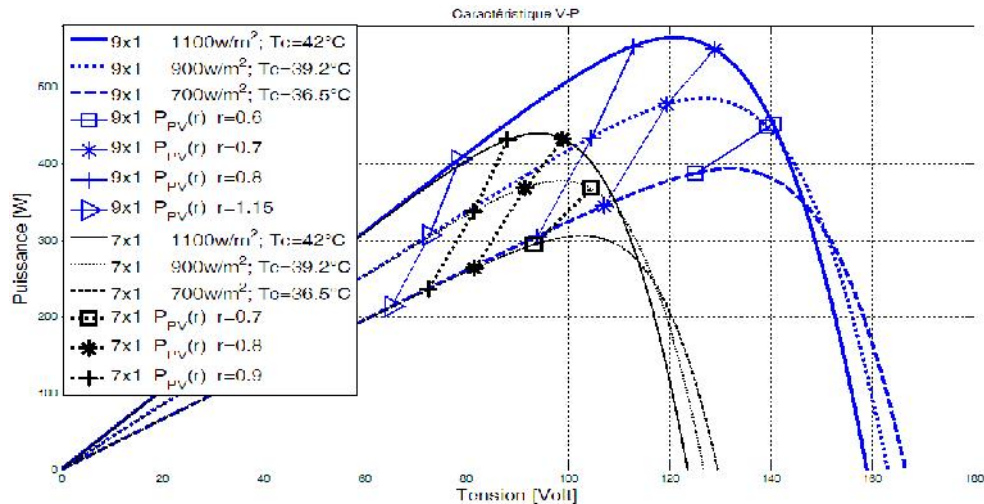


Figure V.3 : Comportement d'un système PV pour un éclairement et une caractéristique de l'onduleur

Par exemple pour un champ de $N_s \times N_p = 9 \times 1$, avec un éclairement de $1100W/m^2$ et un taux de modulation égale à 0.6 ; la puissance d'entrée est de $451.92W$ avec une tension de $140.4973V$. Noter que si le système de MPPT fonctionne, ceci ne sera pas le taux de modulation final, car il sera approximativement un peu plus de 0.7 pour une puissance d'entrée de plus de $550W$ avec une tension moins de $128V$. A un niveau d'éclairement de $700W/m^2$, le taux de modulation maximum et adéquat pour dépister le point d'opération optimal de système qui sera de 0.6, la tension d'entrée de $125V$ et la puissance d'entrée de $387.5W$.

Le modèle, ci-dessus, a été employé pour prévoir le fonctionnement d'un système de pompage PV, dont les paramètres sont les mêmes que ceux du système installé dans notre unité de recherche.

En utilisant un champ de $N_s \times N_p = 3 \times 1$ et $N_s \times N_p = 9 \times 1$ puis $N_s \times N_p = 8 \times 2$, nous avons simulé le comportement du système PV vis-à-vis de la variation de l'éclairement. Les réponses sont représentées par les figures V.4 à V.6. Les figures présentent le scénario de l'ensoleillement appliqué sur le GPV. Le changement de l'éclairement influe sur les caractéristiques de la machine asynchrone et par la suite sur les performances de la pompe.

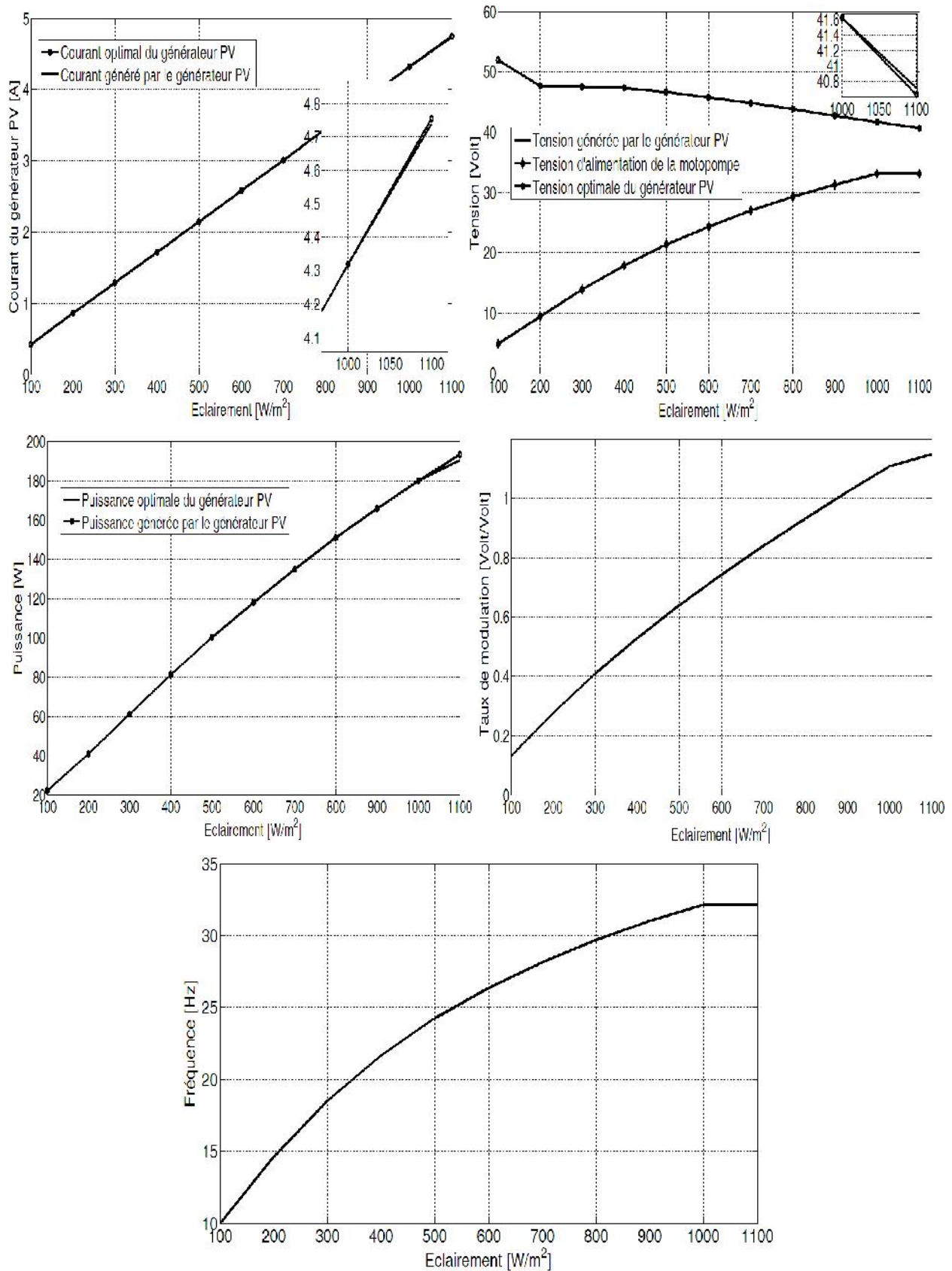


Figure V.4 : Fonctionnement du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil pour le cas $N_s \times N_p = 3 \times 1$

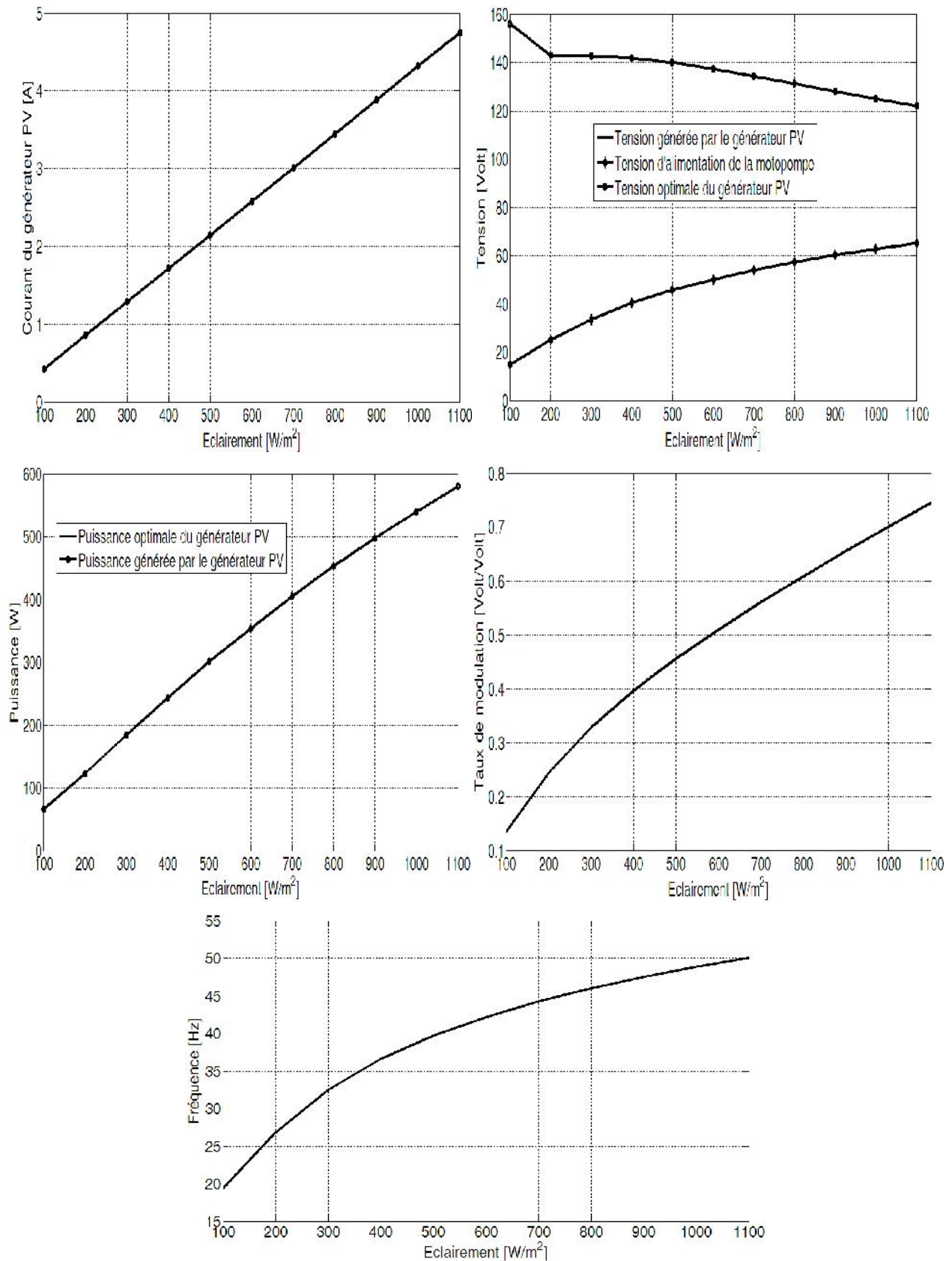


Figure V.5 : Fonctionnement du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil pour le cas $N_s \times N_p = 9 \times 1$

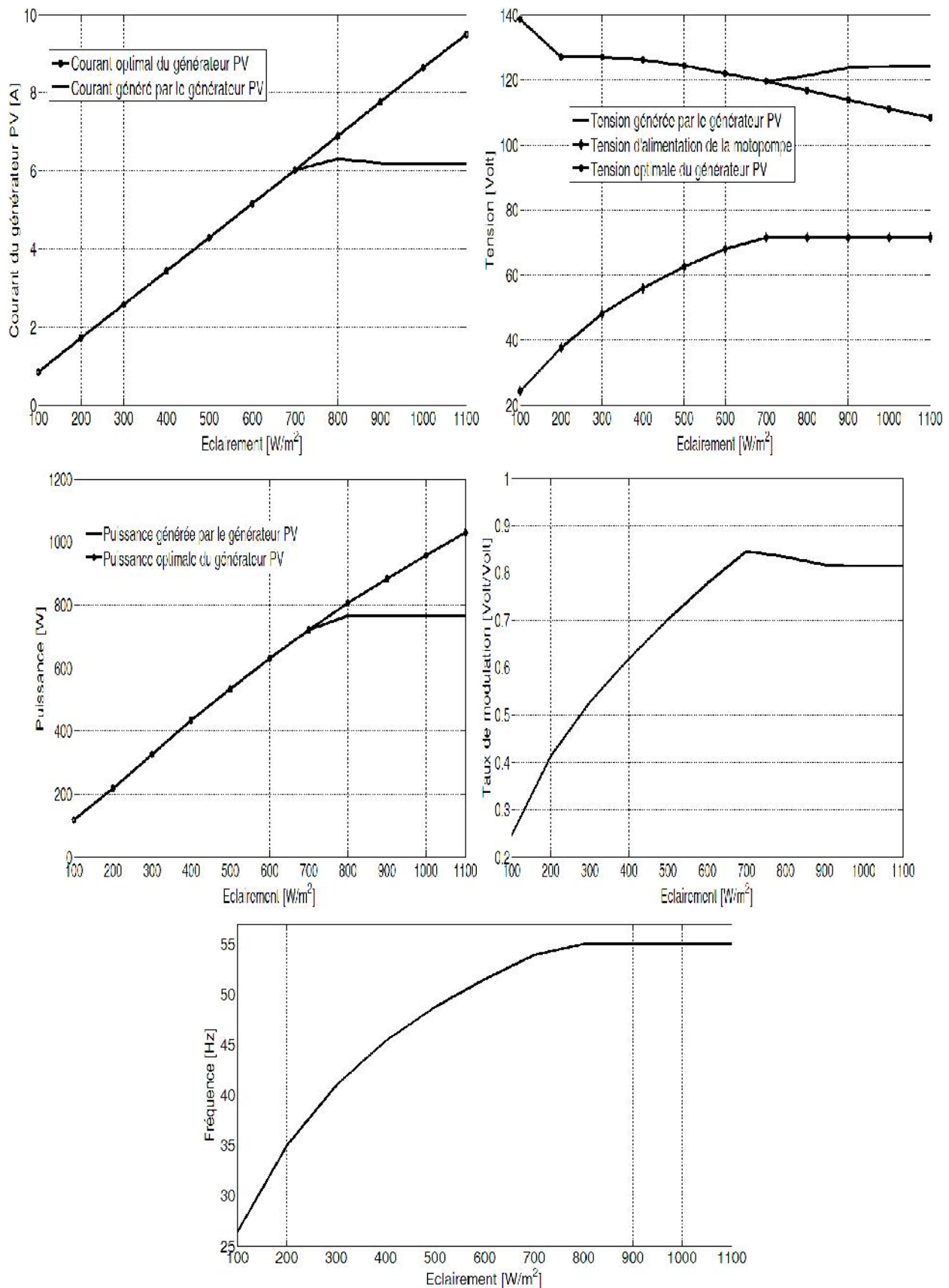


Figure V.6 : Fonctionnement du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil pour le cas $N_s \times N_p = 8 \times 2$

Pour le cas $N_s \times N_p = 3 \times 1$, le courant et la tension du GPV convergent vers leurs valeurs optimales (La tension et le courant générées par le GPV est identique à la tension optimale et au courant optimal respectivement) mais il dévie un petit peu à un niveau d'éclairement au-dessus de $1100W/m^2$, montrant ainsi l'efficacité de l'adaptateur MPPT, afin d'exploiter la puissance optimale en vue d'obtenir le débit maximal disponible. La fréquence converge vers $32.17Hz$ à un niveau d'éclairement de $1100W/m^2$, soit un taux de modulation de 1.15. Le système est donc sous-dimensionné.

Pour le cas $N_s \times N_p = 9 \times 1$, le courant et la tension du GPV convergent vers leurs valeurs optimales montrant ainsi l'efficacité de l'adaptateur MPPT. La fréquence converge vers $50.08Hz$ à un niveau d'éclairement de $1100W/m^2$, soit un taux de modulation de 0.7455. Le système fonctionne donc à l'état nominal à midi solaire indiquant que le système est bien dimensionné.

Pour le cas $N_s \times N_p = 8 \times 2$, la puissance maximal du GPV disponible dépasse la puissance maximale de la motopompe. Dans l'intervalle entre 0 et $700W/m^2$, le système fonctionne à l'état optimal. Par la suite, le dispositif MPPT qui suit le point de puissance maximum de GPV devient inactif et le taux de modulation atteint sa valeur maximum (0.8147). La fréquence maximum d'opération a été atteinte ($55Hz$) et le système fonctionne en-dessous du point de puissance maximal. Le générateur est donc surdimensionné. Mais cet inconvénient permet d'augmenter la puissance pour un éclairage bas, afin de permettre à la pompe de commencer plus tôt le matin, pour arrêter plus tard la soirée et pour les jours neigeux provoquant une augmentation du débit journalier.

A midi solaire, on peut conclure que :

- Si la fréquence est égale à la fréquence maximale et la tension du GPV n'est pas optimale, soit un taux de modulation inférieur ou égale 1.15, le système est surdimensionné ;
- Si la fréquence est égale à la fréquence nominale et la tension du GPV est optimale, soit un taux de modulation inférieur ou égale 1.15, le système est bien dimensionné ;
- Si la fréquence est inférieure à la fréquence nominale et la tension du GPV est optimale, soit un taux de modulation de 1.15, le système est sous-dimensionné ;

Pour les deux derniers cas, la puissance débitée par le générateur GPV atteint sa valeur maximale.

- Si la fréquence est inférieure à la fréquence nominale et la tension du GPV n'est pas optimale, soit un taux de modulation de 1.15, le système est trop petit.

V-3. Commande vectorielle appliquée au système de pompage PV

V-3-1. Introduction

La machine asynchrone présente des difficultés au niveau de la commande. Ces difficultés résident dans le fait qu'il existe un couplage complexe entre différentes grandeurs comme le flux, le couple, la vitesse ou la position. Il existe différentes commandes des machines asynchrones triphasées parmi lesquelles la méthode du flux orienté (appelée aussi commande vectorielle) qui est devenue un outil puissant et efficace. Son principe a été découvert par *Blaschke* en 70. Cette méthode permet de piloter la machine suivant deux axes qui contiennent le couple et le flux [26, 31, 35]. Elle consiste à placer le repère tournant (d, q) tel que l'axe " d " coïncide avec l'axe du vecteur flux. Elle ramène le comportement de la machine asynchrone à celui d'une machine à courant continu. Elle nécessite une alimentation variable en amplitude et en fréquence, donc l'utilisation d'un onduleur.

Pour la machine à courant continu à excitation séparée, la force magnétomotrice de l'induit forme un angle 90° avec l'axe du flux induit. Ainsi, le couple est proportionnel au produit du flux inducteur et du courant d'induit. Si on maintient le flux inducteur constant, le couple est

directement proportionnel au courant induit et donc le découplage entre le flux et le couple est garanti. Ce découplage offre à la machine à courant continu une caractéristique très importante par rapport aux autres machines à courant alternatif : facilité de commande [32, 34].

Il existe cependant, deux méthodes d'orientation du flux, à savoir la méthode directe et la méthode indirecte. La méthode directe consiste à mesurer l'amplitude et la phase du flux à orienter en utilisant des capteurs de flux (sonde à effet Hall, spire de mesure). L'inconvénient de cette méthode réside dans le fait que ces capteurs sont très fragiles et sensibles aux vibrations et aux échauffements. Peu de réalisations utilisent des capteurs. Une alternative consiste à utiliser des estimateurs de flux à partir de la mesure des courants statoriques, de la position et/ou de la vitesse du rotor [32]. La méthode indirecte consiste à n'utiliser que la position du flux, ce qui élimine le besoin de capteurs de flux et d'estimateurs, par contre un capteur de position est nécessaire. C'est cette méthode qui sera adoptée dans ce travail.

V-3-2. Principe de la commande vectorielle

Le découplage peut être réalisé par orientation du flux statorique, du flux dans l'entrefer ou du flux rotorique. Le contrôle du flux statorique ou du flux d'entrefer n'assure pas un découplage total entre le couple et celui du flux [26, 39]. Nous nous limitons à étudier le principe de la commande vectorielle avec orientation de l'axe "d" suivant l'axe du flux rotorique (voir la figure V.7). Elle présente de meilleures performances par rapport aux autres techniques d'orientation [26, 40].

Si le repère est parfaitement orienté, alors la composante φ_{qr} est nulle et $\varphi_{dr} = \varphi_r$. Ceci simplifie le modèle III-38 et l'équation mécanique III-33. L'avantage d'utiliser ce repère est d'avoir des grandeurs constantes en régime permanent. Il est alors plus aisé de faire la régulation. Le modèle réduit lié au champ tournant est défini par (V-14).

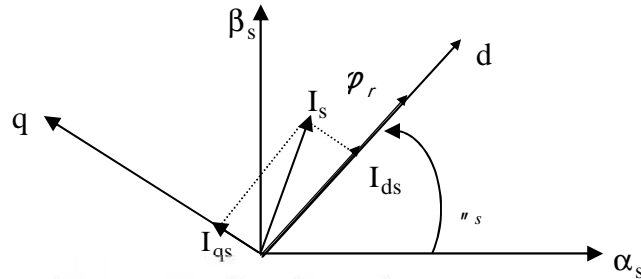


Figure V.7 : Principe de la commande vectorielle

$$\begin{cases} \frac{dI_{ds}}{dt} = -\lambda I_{ds} + \omega_s I_{qs} + \frac{k_s}{T_r} \varphi_r + \frac{1}{\sigma L_s} V_{ds} & (V-14.a) \\ \frac{dI_{qs}}{dt} = -\lambda I_{qs} - \omega_s I_{ds} - \omega k_s \varphi_r + \frac{1}{\sigma L_s} V_{qs} & (V-14.b) \\ \frac{d\varphi_{dr}}{dt} = \frac{M}{T_r} I_{ds} - \frac{1}{T_r} \varphi_r & (V-14.c) \\ \frac{d\varphi_{qr}}{dt} = -(\omega_s - \omega) \varphi_r + \frac{M}{T_r} I_{qs} & (V-14.d) \\ \frac{d\Omega_r}{dt} = \frac{3pM}{2JL_r} \varphi_r I_{qs} - \frac{C_r}{J} - \frac{f_r}{J} \Omega_r & (V-14.e) \end{cases} \quad (V-14)$$

Afin de maintenir le flux φ_{qr} nul, il faut imposer $\frac{d\varphi_{qr}}{dt} = 0$. En introduisant la vitesse angulaire de glissement, nous avons avec l'équation (V-14.d), la relation suivante :

$$\frac{d\theta_{gl}}{dt} = \omega_s - \omega = \frac{M I_{qs}}{T_r \varphi_r} \quad (V-15)$$

Prenons l'équation (V-14.c). En utilisant l'opérateur $s = \frac{d}{dt}$, le flux rotorique s'écrit :

$$\varphi_r = \frac{M}{1+sT_r} I_{ds} \quad (V-16)$$

D'autre part, à partir de l'équation (V-14.e), le couple est donné par :

$$C_{em} = \frac{3pM}{2JL_r} \varphi_r I_{qs} \quad (V-17)$$

On peut donc commander le flux rotorique à l'aide de la composante I_{ds} (équation V-16) ; De même, on peut commander le couple avec la composante I_{qs} (équation V-17), si le flux rotorique est constant. C'est pourquoi on parle de découplage dans la commande vectorielle. Ainsi, la machine asynchrone est contrôlée d'une façon analogue à la machine à courant continu à excitation séparée.

V-3-3. Commande vectorielle indirecte du flux avec alimentation en tension

Considérons le couple C_{em}^* et le flux φ_r^* comme référence de commande. Nous inversons les équations de φ_r et C_{em} . On obtient :

$$\begin{cases} I_{ds} = \frac{1+sT_r}{M} \varphi_r^* \\ I_{qs} = \frac{2L_r C_{em}^*}{3pM \varphi_r^*} \\ \omega_{gl} = \omega - \omega = \frac{M}{\varphi_r^* T_r} I_{qs} \end{cases} \quad (V-18)$$

Dans ce cas, les variables de commande sont V_{ds}^* , V_{qs}^* et ω_{gl} . Le modèle le plus fréquemment utilisé est (V-14). Compte tenu que les tensions statoriques (V-19) sont couplées, le couplage indésirable dans les équations V-19.a à V-19.b rend le contrôle séparé du flux et du couple difficilement réalisable. Afin d'améliorer les performances du système, nous utilisons une méthode de compensation statique. Cette méthode consiste à faire la régulation des courants en découplant les deux courants statoriques I_{ds} et I_{qs} . Ces derniers sont rajoutés à la sortie des correcteurs des courants pour obtenir les tensions de référence nécessaires pour le réglage [40].

$$\begin{cases} V_{ds} = \lambda \sigma L_s I_{ds} + \sigma L_s \frac{dI_{ds}}{dt} - \sigma L_s \omega_s I_{qs} - \frac{k_s}{T_r} \sigma L_s \varphi_r & (V-19.a) \\ V_{qs} = \lambda \sigma L_s I_{qs} + \sigma L_s \frac{dI_{qs}}{dt} + \sigma L_s \omega_s I_{ds} + \sigma L_s \omega_s k_s \varphi_r & (V-19.b) \\ MI_{ds} = T_r \frac{d\varphi_r}{dt} + \varphi_r & (V-19.c) \\ \omega_{gl} = \omega - \omega = \frac{M}{\varphi_r T_r} I_{qs} & (V-19.d) \end{cases} \quad (V-19)$$

Ainsi, définissons deux nouvelles variables de commande V_{ds1} et V_{qs1} qui permettent d'éliminer le problème de couplage, telles que V_{ds1} n'agisse que sur I_{ds} et V_{qs1} sur I_{qs} .

$$\begin{cases} V_{ds} = V_{ds1} - fem_d \\ V_{qs} = V_{qs1} + fem_q \end{cases} \quad (V-20)$$

$$fem_d = \sigma L_s \omega I_{qs} + \frac{k_s}{T_r} \sigma L_s \varphi_r \quad (V-21)$$

$$fem_q = \sigma L_s \omega I_{ds} + \sigma L_s \omega k_s \varphi_r = \sigma L_s \omega I_{ds} + \sigma L_s \omega k_s \varphi_r - \sigma L_s k_s \frac{M}{T_r} I_{qs} \quad (V-22)$$

Les valeurs de V_{ds1} et V_{qs1} sont ensuite corrigées, afin de compenser l'erreur introduite par le découplage. Ces deux nouvelles tensions V_{ds1} et V_{qs1} seront liées respectivement aux composantes des courants statoriques I_{ds} et I_{qs} . Ce qui conduit aux équations des tensions statoriques de référence V_{ds} et V_{qs} à flux constant.

V-3-4. Mise en œuvre de la régulation

La vitesse est mesurée et il est donc possible de faire sa régulation. Elle est régulée par une boucle de contre réaction. La sortie de cette boucle détermine la valeur du couple demandé. La figure V.8 donne une vue schématique d'un entraînement à vitesse variable utilisant le principe de la commande vectorielle.

Comme le modèle obtenu d'après le système d'équation V-19 correspond à un système multivariable, un contrôle de la vitesse de la MAS exige la commande simultanée des trois variable ω , I_{ds} et I_{qs} . Pour assurer la régulation les grandeurs, on utilise les régulateurs de type PI dont les fonctions de transfert sont données en fonction du coefficient λ par la formule :

$$R(s) = K_p(\lambda) + \frac{K_i(\lambda)}{s} \tag{V-23}$$

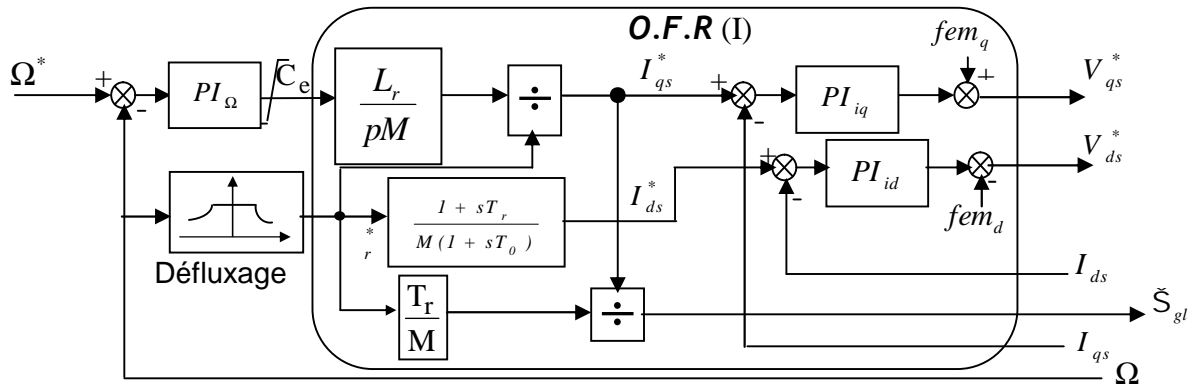


Figure V.8 : Principe de la commande vectorielle en tension

Le système est muni alors d'une boucle de régulation de vitesse qui impose la référence de la vitesse et impose à son tour la consigne du couple. Le contrôle du couple est assuré par l'intermédiaire de la régulation du courant I_{qs} car le couple est proportionnel à ce courant.

La référence du courant I_{ds} est maintenue constante et proportionnelle à la référence de flux rotorique φ_r [26, 40]. Le filtre passe bas $\frac{1}{1+sT_0}$ permet de rendre les blocs physiquement réalisables (le degré du numérateur d'une fonction de transfert doit être inférieur ou égal à celui du dénominateur) [42].

Afin d'assurer un bon contrôle de couple et de pouvoir fournir à tout instant un couple maximal, le flux doit être maintenu à sa valeur nominale (fonctionnement à flux constant). Le flux est obtenu par un bloc de défluxage qui est défini par la non-linéarité (V-24). Il assure le fonctionnement à flux constant pour les vitesses inférieures à la vitesse nominale et, au-delà de cette valeur, il permet de diminuer le flux (figure V.9). Dans ce cas, il assure un fonctionnement à tension ou à puissance constantes [26, 40].

$$\begin{cases} \varphi_{rn} & \text{si } |\Omega| \leq |\Omega_n| \text{ mode normal} \\ \varphi_{rn} \frac{|\Omega_n|}{|\Omega|} & \text{si } |\Omega| > |\Omega_n| \text{ mode défluxage} \end{cases} \tag{V-24}$$

Pour que la vitesse ω_s du référentiel ($d-q$) soit effectivement celle du champ tournant, il convient d'assurer à tout instant la relation angulaire d'autopilotage rappelée ci-dessous.

$$\theta_i = \int \omega dt \text{ avec } \omega = \omega + \omega_{gl} \tag{V-25}$$

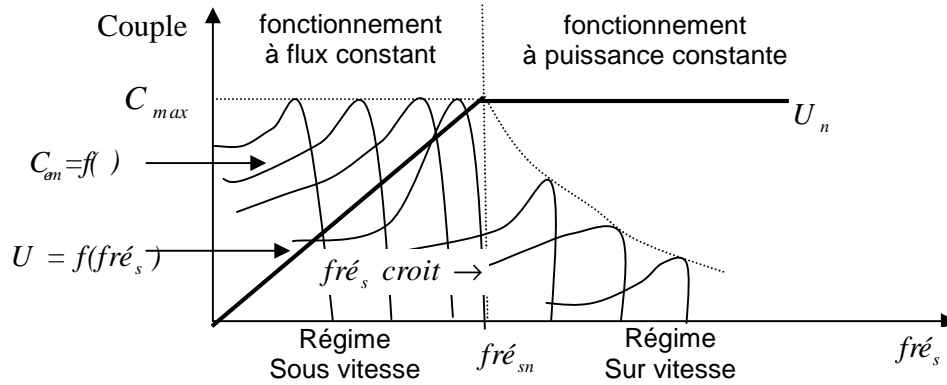


Figure V.9 : Bloc de défluxage (Opération à toutes les vitesses par action sur la fréquence)

V-3-4_1. Régulateur PI

Le dimensionnement du régulateur PI est basé sur la dynamique en boucle fermée par imposition de pôles. Pour ce faire, on doit calculer la fonction du système en boucle fermée. En identifiant l'équation caractéristique avec le polynôme caractéristique, des deux pôles conjugués sont : $S_{1,2} \approx \lambda(-1 \pm j)$.

V-3-4_2. Calcul des régulateurs

Le calcul des régulateurs est effectué à l'aide du principe d'imposition de pôles [22] (voir l'annexe A11).

V-3-4_2.1. Régulateur de vitesse

Supposons que le système est parfaitement découplé, que les paramètres de la machine sont constants et que les constantes de temps du circuit électrique et du convertisseur sont négligeables.

D'après l'équation mécanique, nous avons :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{em} - C_r - f_r \Omega \tag{V-26}$$

Appliquons maintenant la transformation de Laplace à l'équation mécanique, il en résulte :

$$(f_r + Js)\omega = p(C_{em} - C_r) \text{ D'où } \omega \approx p \frac{C_{em} - C_r}{f_r + Js} \tag{V-27}$$

En faisant : $C_r = 0$, on aura : $\frac{\omega}{C_{em}} = \frac{k_{0\omega}}{+\lambda_{0\omega}}$ avec $\lambda_{0\omega} = \frac{f_r}{J}$ et $k_{0\omega} = \frac{p}{J}$

En insérant un régulateur PI (action proportionnelle et intégrale en parallèle) dans la boucle de régulation, le schéma fonctionnel en boucle se représente comme suite :

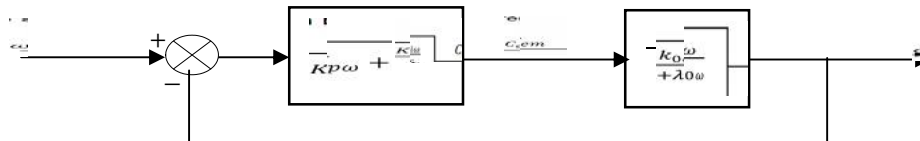


Figure V.10 : Schéma bloc de régulation de la vitesse de rotation

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$\frac{\omega}{\omega^*} = \frac{k_{0\omega}(sK_p\omega + K_i\omega)}{s^2 + (\lambda_{0\omega} + k_{0\omega}K_p\omega)s + k_{0\omega}K_i\omega} \tag{V-28}$$

Par l'imposition des pôles en boucle fermée, nous obtenons les paramètres du correcteur.

$$\begin{cases} K_{p\omega} = \frac{2\lambda - \lambda_{0\omega}}{k_{0\omega}} \\ K_{i\omega} = \frac{2\lambda^2}{k_{0\omega}} \end{cases} \quad (V-29)$$

V-3-4_2.2. Régulateur de courant

Le schéma bloc de régulation de courant I_{ds} peut être représenté par la figure V.11.

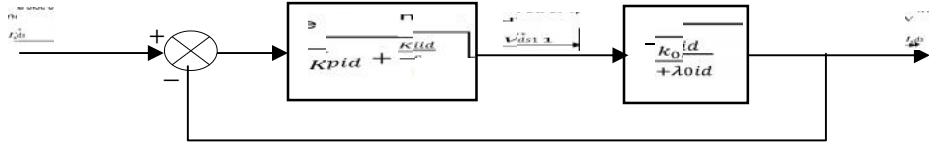


Figure V.11 : Schéma bloc de régulation du courant I_{ds}

De la même manière, pour dimensionner le correcteur, nous faisons appel au principe d'imposition des pôles en imposant deux pôles $S_{1,2} = \lambda(-1 \pm j)$. Les paramètres du régulateur seront :

$$\begin{cases} K_{pid} = \frac{2\lambda - \lambda_{oid}}{k_{oid}} \\ K_{iid} = \frac{2\lambda^2}{k_{oid}} \end{cases} \quad (V-30)$$

$$\text{Avec : } \lambda_{oid} = \frac{R_{sm}R_rM^2}{\sigma L_s L_r^2} \text{ et } k_{oid} = \frac{1}{\sigma L_s}$$

Pour le régulateur du courant I_{qs} , on trouve le même résultat.

V-3-5. Stratégie de commande avec optimisation de la puissance fournie par GPV

V-3-5_1. Principe de fonctionnement du MPPT numérique

Pour assurer le fonctionnement au point de puissance maximale, il faut ajuster la fréquence statorique fr_s pour garantir, à tout l'état d'insolation, l'adaptation de la tension du générateur. Le rôle de l'algorithme MPPT est de générer cette fréquence en minimisant l'erreur entre la tension aux bornes du générateur photovoltaïque et la tension de référence correspondante à la vitesse de référence.

Le signal d'erreur de vitesse sera intégré et transmis au circuit de commande qui va générer une onde d'impulsion caractérisée par une fréquence proportionnelle à la vitesse de référence. Cette onde sera appliquée sur la base du transistor de puissance pour le faire fonctionner dans la séquence voulue. Lorsque le signal d'erreur est différent de zéro, la fréquence d'alimentation est continuellement croissante ou décroissante en fonction du signe de l'erreur et, par la suite, la fréquence statorique évolue pour annuler le signal d'erreur. La variation de l'ensoleillement engendre le changement de la vitesse de référence pour créer un nouveau signal d'erreur permettant une nouvelle fréquence des tensions statoriques correspondant à un autre régime optimal. Il est alors impératif d'établir une relation explicite de la vitesse de rotation de référence de la machine asynchrone en fonction de l'éclairement et de la température. La valeur de vitesse de référence qui correspond à la tension V_{pv-op} fournie par le générateur photovoltaïque est expliquée dans le § V-3-5_2.

Pour un bon fonctionnement autonome, le choix de la situation du système s'effectue suivant l'organigramme décrit sur la figure V.12.

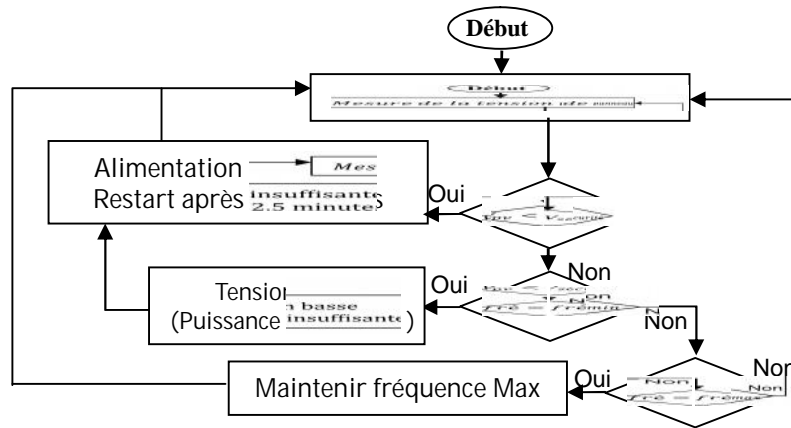


Figure V.12 : Organigramme de fonctionnement d'un système de pompage

V-3-5_2. Calcul de la vitesse de consigne correspondant au fonctionnement optimal du GPV

La commande en vitesse du moteur asynchrone entraînant la pompe centrifuge permet de contrôler son débit. Bien entendu, la boucle de régulation de la vitesse nécessite la connaissance de la vitesse de référence. Il est alors impératif de déterminer une relation explicite de la vitesse de consigne en fonction de l'ensoleillement [16]. Pour ce faire, on considère qu'en régime optimal, le bilan de puissance de la machine asynchrone est donné par :

$$P_{pv_max} - Pertes_{poussière+ondu} - 3R_{sm}I_{seff}^2 - P_{fer} = P_{pv_max} - \frac{3}{2}R_{sm}I_s^2 = P_t \quad (V-31)$$

P_{pv_max} représente la puissance éventuellement fournie par le générateur photovoltaïque et P_t est la puissance transmise au rotor. Cette dernière s'exprime en fonction du couple électromagnétique et de la vitesse de synchronisme par la relation suivante :

$$P_t = C_{em} \cdot \Omega_s = C_{em} \cdot \frac{\omega_s}{p} \quad (V-32)$$

D'autre part, nous avons :

$$C_{em} \cong C_r = k_{ch}\Omega^2 = \frac{k_{ch}}{p^2} \cdot \omega^2 \quad (V-33)$$

Donc la relation (V-32) devient :

$$P_t = \frac{k_{ch}}{p^3} \cdot (\omega_{gl} + \omega) \cdot \omega^2 \quad (V-34)$$

De plus, le module du courant statorique est exprimé en fonction des courants statoriques direct et en quadrature par :

$$I_s = \sqrt{I_{ds}^2 + I_{qs}^2} \quad (V-35)$$

En se référant aux équations (V-18) et (V-33), le courant statorique quadrature est exprimé par :

$$I_{qs} = \frac{2L_r k_{ch}}{3p^3 M \varphi_r} \cdot \omega^2 \quad (V-36)$$

La composante directe du courant statorique est donnée par la relation suivante :

$$I_{ds} = \frac{\varphi_r}{M} \quad (V-37)$$

En remplaçant I_{qs} par son expression (V-36), la relation (V-19.d) de la pulsation de glissement devient :

$$\omega_{gl} = \frac{2R_r k_{ch}}{3p^3 \varphi_r^2} \cdot \omega^2 \tag{V-38}$$

En utilisant les relations (V-13), (V-34), (V-35), (V-36), (V-37) et (V-38), la relation (V-31) devient :

$$P_{pv_max} - Pertes_{poussière+ondu} - \frac{3}{2} R_{sm} \left(\left(\frac{\varphi_r}{M} \right)^2 + \frac{4}{9} \left(\frac{l_r k_{ch}}{p^3 M \varphi_r} \right)^2 \omega^4 \right) - P_{fer} = \frac{2R_r}{3} \left(\frac{k_{ch}}{p^3 \varphi_r} \right)^2 \omega^4 + \frac{k_{ch}}{p^3} \cdot \omega^3 \tag{V-39}$$

Après arrangement, la relation (V-39) se traduit par un polynôme d'ordre 4 défini comme suit :

$$a\omega^4 + b\omega^3 + c = 0 \tag{V-40}$$

Les coefficients a , b et c sont donnés par les relations suivantes :

$$a = \frac{2}{3} \left(\frac{k_{ch}}{p^3 \varphi_r} \right)^2 \left[R_r + R_{sm} \left(\frac{l_r}{M} \right)^2 \right], \quad b = \frac{k_{ch}}{p^3}$$

$$c = \frac{3}{2} R_{sm} \left(\frac{\varphi_r}{M} \right)^2 + P_{fer} + \left(N_s N_p R_s (0.91 p_1 E (1 + p_2 \Delta T))^2 - \frac{0.91 N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T) A n_{cs} N_s K T_c}{e_0} \log \left[\frac{\left(\frac{0.91 R_s - 0.09}{R_{sh}} \right) N_p p_1 E (1 + p_2 \Delta T)}{-N_p p_3 T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{AKT_c}\right)} + 1 \right] \right) \tag{V-41}$$

En résolvant l'équation (V-40), pour chaque valeur de l'éclairement et de la température, c'est-à-dire la valeur de I_{ph} . Les racines du polynôme donnent la vitesse de consigne correspondante au fonctionnement optimal du GPV (Annexe A12). Par ailleurs, cette vitesse dépend de l'ensoleillement. La figure V.13 donne la variation de la vitesse de consigne optimale en fonction de l'éclairement pour une température donnée (La ligne en rouge est son lissage ou bien son interpolation).

En extrapolant les graphes précédents, on obtient :

$$\omega_{ref} = \begin{cases} 0 & \text{si } E < 73 \\ a_0 + a_1 E + a_2 E^2 + \dots + a_5 E^5 & \text{Ailleurs} \end{cases} \tag{V-42}$$

Les valeurs des coefficients sont résumées dans le tableau suivant, avec un écart type R^2 d'ordre 0.99 :

Coefficients	$\frac{E}{T_c} = 11$	$\frac{E}{T_c} = 19$	$\frac{E}{T_c} = 25$	$\frac{E}{T_c} = 32$	$\frac{E}{T_c} = 42$
a_0	-94.17018	-117.37055	-116.98957	-117.05964	-119.22847
a_1	2.17316	2.36319	2.31704	2.26454	2.20011
a_2	-0.00607	-0.00675	-0.00656	-0.00635	-0.00607
a_3	$8.91831 \cdot 10^{-06}$	$1.00181 \cdot 10^{-05}$	$9.69859 \cdot 10^{-06}$	$9.32126 \cdot 10^{-06}$	$8.80249 \cdot 10^{-06}$
a_4	$-6.35622 \cdot 10^{-09}$	$-7.18427 \cdot 10^{-09}$	$-6.93461 \cdot 10^{-09}$	$-6.63731 \cdot 10^{-09}$	$-6.21897 \cdot 10^{-09}$
a_5	$1.73799 \cdot 10^{-12}$	$1.97246 \cdot 10^{-12}$	$1.90007 \cdot 10^{-12}$	$1.81336 \cdot 10^{-12}$	$1.68941 \cdot 10^{-12}$

Tableau V.1 : Valeurs des coefficients du modèle

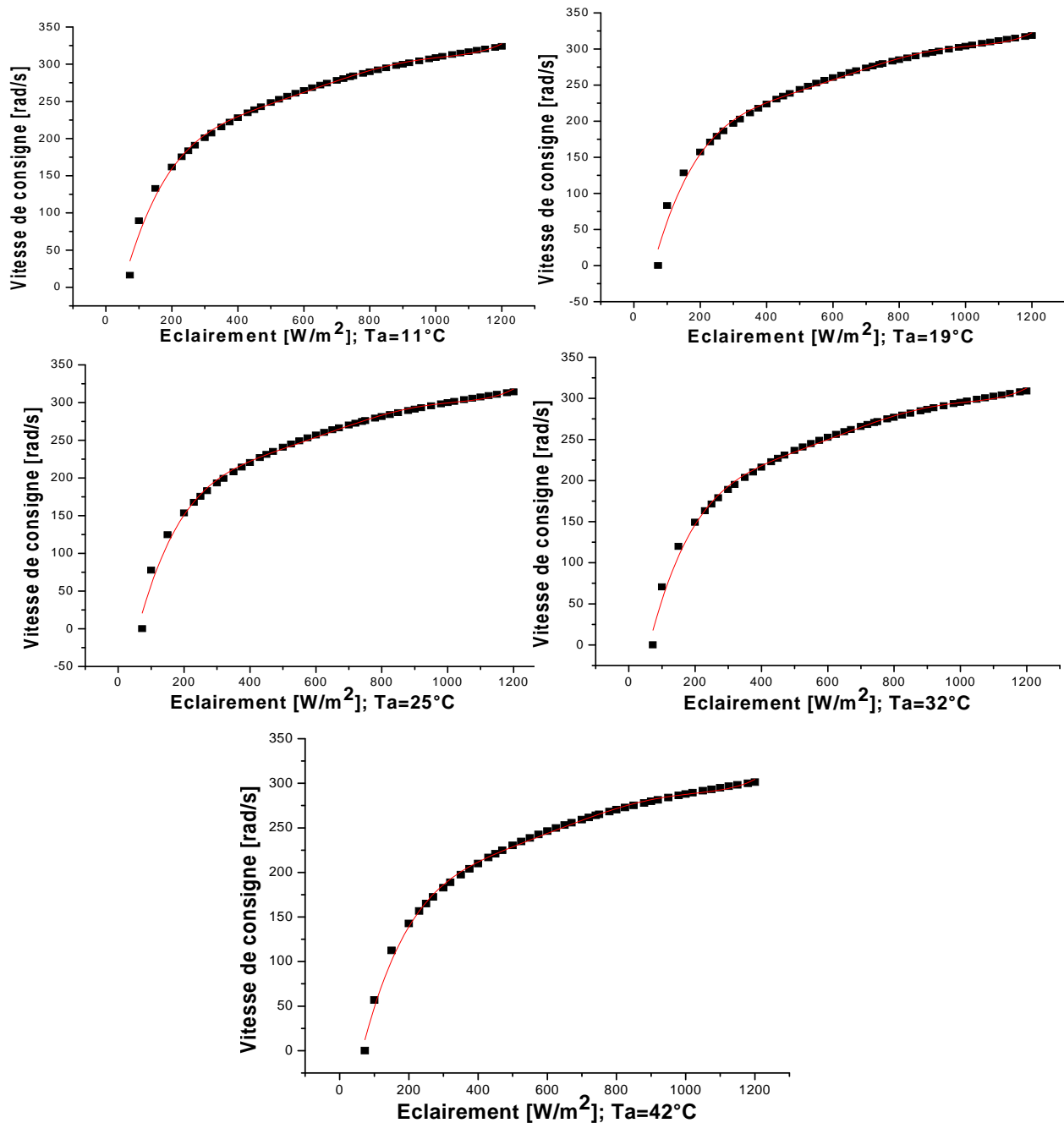


Figure V.13 : Variation de la vitesse de consigne optimale en fonction de l'ensoleillement

Mais, la température et l'insolation ont une variation de nature «aléatoire et diffuse». La synthèse du dispositif MPPT nécessite donc, d'écrire des dizaines équations polynomiales non linéaires (procédure assez longue) qui relient entre les variables météorologiques et la vitesse de référence.

Pour pallier au problème, nous proposons d'orienter notre recherche vers l'utilisation les réseaux de neurones pour améliorer le fonctionnement du contrôleur.

Un réseau de neurones artificiels (RNA) est un outil d'analyse statistique permettant de construire un modèle de comportement à partir de données qui sont des exemples de ce comportement (figure V.13). Il est constitué d'un graphe pondéré orienté dont les nœuds

symbolisent les neurones. Cette technique est à l'image de l'homme, c'est à dire intelligente, capable d'apprendre, de raisonner et par suite de réfléchir sans son intervention.

V-3-5_3. Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones

V-3-5_3.1. Introduction

Notre objectif est de simuler une loi de comportement effective, d'une relation reliant la vitesse de référence en fonction de l'éclairement et de la température, par un réseau de neurones de type *feedforward*. Nous formons ce réseau par des valeurs $\omega_{ref} = f(E, T_a)$ prises pour plusieurs conditions différentes en utilisant l'équation (V-40). Nous essayons de construire un réseau capable de prédire cette loi de comportement pour des conditions différentes de celles utilisées pendant l'apprentissage. Nous notons ensuite sa réponse et nous la comparons avec les bases de données utilisées.

V-3-5_3.2. Principe

Un neurone est une cellule particulière comme le montre la figure V.14. Elle possède des extensions par lesquelles elle peut distribuer des signaux (axones) ou en recevoir (dendrites) [12].

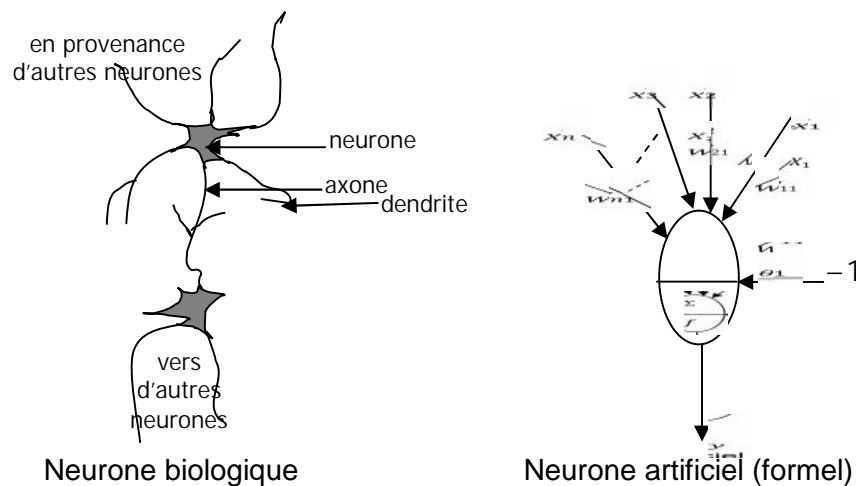


Figure V.14 : Mise en correspondance neurone biologique/neurone artificiel

Des observations du neurone biologique découlent le modèle du neurone formel proposé par *McCulloch* et *Pitts* en 1943 [67]. La figure V.14 montre la similitude entre un neurone artificiel et un neurone biologique qui est l'objet d'inspiration de la structure artificielle. Comme il est illustré sur la structure artificielle, un réseau de neurones est un assemblage de constituants élémentaires interconnectés (appelés «neurones» en hommage à leur modèle biologique), qui réalisent chacun un traitement simple mais dont l'ensemble en interaction fait émerger des propriétés globales complexes. Il reçoit un nombre variable d'entrées en provenance des neurones amont (afférents). A chacune de ces entrées est associée un poids W , abréviation de *weight* (en anglais), représentatif de la force (ou bien de la pondération) de la connexion. Chaque processeur élémentaire est doté d'une sortie unique, qui se ramifie ensuite pour alimenter un nombre variable de neurones avals (efférents) [12].

On distingue deux phases :

- La première : C'est habituellement le calcul de la somme de toutes les entrées pondérée a_i , où le neurone i reçoit des signaux de n neurones selon l'expression :

$$a_i = \sum_{j=1}^n (W_{ji} \cdot X_j - \theta_j) \quad (V-43)$$

- ✓ Les X_j représentent les coordonnées du vecteur d'entrée X , elles proviennent soit des sorties d'autres neurones, soit de stimuli sensoriels (capteurs visuels, sonores...);
- ✓ Les W_{ji} sont les poids synaptiques du neurone j . Ils correspondent à l'efficacité synaptique dans les neurones biologiques. ($W_{ji} > 0$: synapse excitatrice; $W_{ji} < 0$: synapse inhibitrice). Ces poids pondèrent les entrées et peuvent être modifiés par apprentissage ;
- ✓ θ_j est le seuil d'activation du neurone j .
- La deuxième : On applique une fonction d'activation sur ce potentiel somatique pour obtenir la valeur de sortie du neurone j .

$$y = f(a_i) \quad (V-44)$$

Une seule couche de neurones ne pouvant réaliser que des comportements linéaires et imprécis, l'idée vient alors de rajouter des couches, dites cachées, pour réaliser un réseau de neurone multicouche.

V-3-5_3.3. *Perceptron multicouche (MLP) [12, 66]*

Ce sont les réseaux de neurones les plus connus. Un perceptron est un réseau de neurones artificiel du type *feedforward*, c'est-à-dire à propagation directe sans bouclage. Les connexions entre les neurones qui composent le réseau décrivent la topologie du modèle. Les neurones sont arrangés par couche. Dans la même couche, les neurones ne sont pas connectés entre eux.

On appelle couche d'entrée l'ensemble des neurones d'entrée (elle n'est cependant pas considérée comme couche neuronale par certains auteurs car elle est linéaire et ne fait que distribuer les variables d'entrées. La couche de sortie est l'ensemble des neurones de sortie. Les couches intermédiaires, n'ayant aucun contact avec l'extérieur et constituant le cœur du réseau de neurones, sont appelées couches cachées.

Lors de l'établissement des RNA, plusieurs paramètres entrent en jeu comme les fonctions d'activation, les algorithmes d'apprentissage et d'entraînement, le nombre de couches dans le réseau, etc. Le choix a été effectué suivant la littérature afin d'obtenir un réseau à même de donner un résultat optimal. Le nombre de neurones d'entrée/sortie du réseau de neurones est imposé par la structure de fonctionnement globale où il sera inséré. Seul le choix du nombre de neurones dans la couche cachée ne peut être fixe. Nous devons donc le faire varier jusqu'à obtenir l'optimum dans la plage correspondante aux nombres de données entrées : l'écart type R^2 calculé selon l'équation (I-49) doit être minimum [12].

Dans notre étude, nous avons choisi l'architecture avec une couche cachée. Nous avons changé le nombre de neurones dans la couche cachée; cette architecture est récapitulée dans le tableau V. 2. Pour 5 neurones dans la couche cachée, le R^2 atteint jusqu'à 0.9999.

L'objectif final étant une réalisation matérielle embarquable, pour diminuer le temps de calculs, il est nécessaire de développer une architecture neuronale aussi petite que possible.

nombre de neurones de la couche cachée	R^2
3	0.9984
5	0.9999
8	0.9991
9	0.9989
11	0.9991

Tableau V.2 : Effet du nombre de neurones dans la couche cachée

Chaque neurone fonctionne indépendamment des autres de telle sorte que l'ensemble forme un système massivement parallèle. L'information est stockée de manière distribuée dans le réseau sous forme de coefficients synaptiques ou de fonctions d'activation. Il n'y a donc pas de zone de mémoire et de zone de calcul, l'une et l'autre sont intimement liés. Un réseau ne se programme pas, il est entraîné grâce à un mécanisme d'apprentissage.

Dans notre système, nous présentons un perceptron à trois couches. Le nombre de neurones de la couche d'entrée est de deux, celui de la couche cachée est de cinq et celui la couche de sortie est constituée ici par un seul neurone, c'est la vitesse de référence. Sa fonction d'activation est du type linéaire bornée (figure V.15).

Chaque neurone d'une couche est connecté à tous les neurones de la couche suivante et à celle-ci seulement. Ceci nous permet d'introduire la notion de sens de parcours de l'information (de l'activation) au sein d'un réseau.

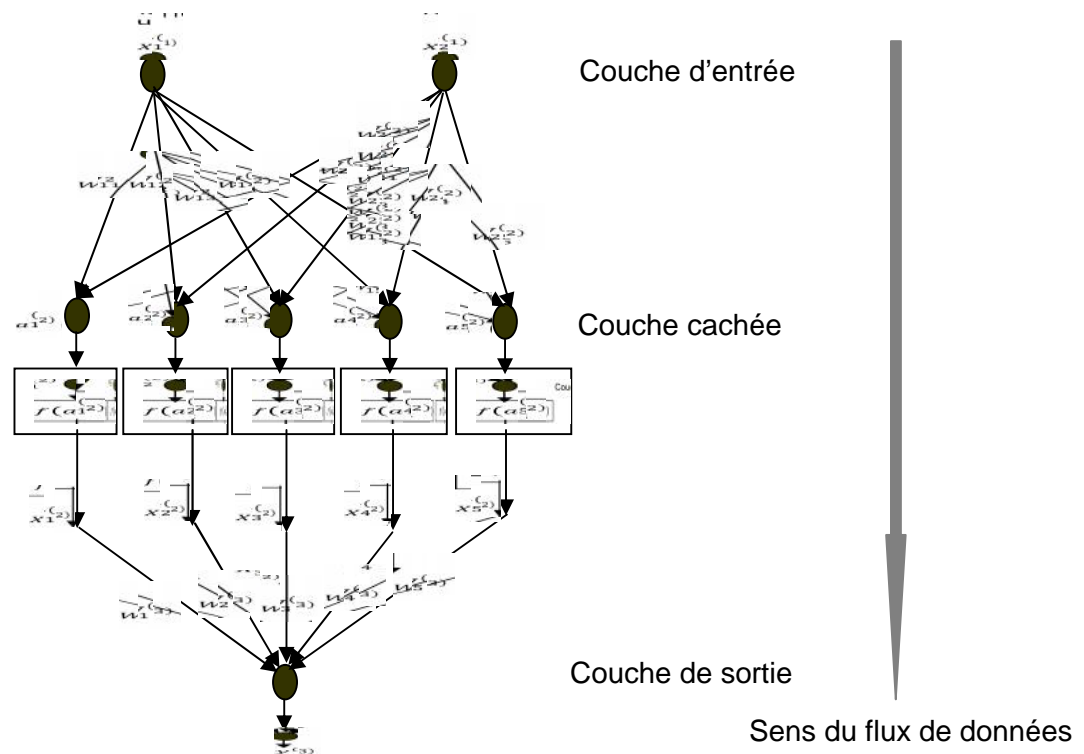


Figure V.15 : Topologie d'un réseau multicouche (MLP)

La fonction d'activation peut prendre différentes formes qui s'inspirent de la fonction réalisée par le segment intermédiaire (conversion tension-fréquence) (figure V.16).

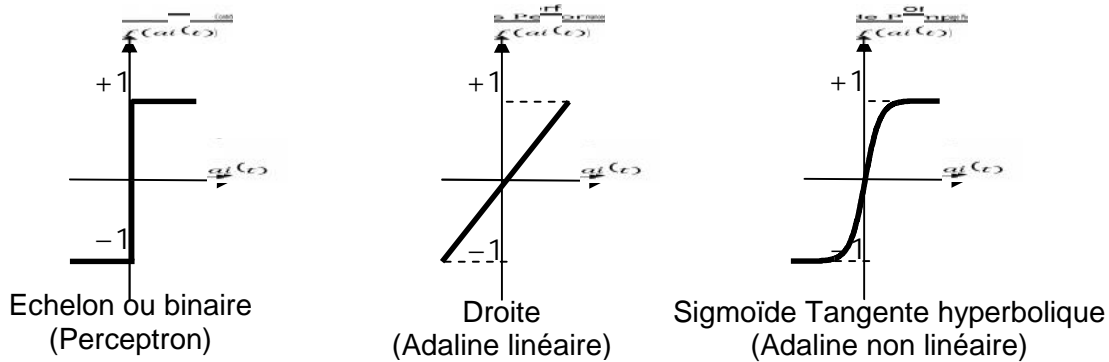


Figure V.16 : Les différentes fonctions d'activation

Un réseau de neurones MLP à trois couches, à deux entrées, cinq neurones en couche cachées et une seule sortie réalise une application de l'entrée vers la sortie, où chaque entrée d'un neurone du réseau se présente comme une fonction linéaire, le tout, contrôlé par une fonction non linéaire $f(a_i)$ telle que :

$$a_i^{(2)}(t) = \sum_{j=1}^2 W_{ji}^{(2)} \cdot X_j^{(1)} - \theta_i \text{ avec : } i = 1 \dots 5 \quad (\text{V-45})$$

Où $a_i^{(2)}(t)$, combinaison linéaire des entrées pondérées, s'appelle le potentiel du neurone i . La partie non linéaire s'appelle la fonction d'activation du neurone i :

$$X_i^{(2)}(t) = f \left[a_i^{(2)}(t) \right] \quad (\text{V-46})$$

$$\text{Ensuite : } y^{(3)}(t) = \sum_{j=1}^5 W_j^{(3)} \cdot X_j^{(2)} \quad (\text{V-47})$$

Où : $a_i^{(2)}$: est la somme pondérée du $i^{\text{ème}}$ neurone de la deuxième couche (couche cachée) ;

$W_{ji}^{(2)}$: est le poids de connexion synaptique entre le $i^{\text{ème}}$ neurone de la deuxième couche et le $j^{\text{ème}}$ neurone de la couche d'entrée ;

θ_i : est le seuil interne du neurone. Il peut être négligé dans les calculs théoriques que l'on fait par la suite, dans la mesure où si l'on considère qu'il existe une certaine entrée $X_0^{(1)}$ dont l'activité est constante (pas de connexion entrante) fixée à 1 ;

$W_j^{(3)}$: est le poids de connexion synaptique entre le neurone de sortie et le $j^{\text{ème}}$ neurone de la couche cachée ;

$y^{(3)}$: est la somme pondérée du neurone de sortie.

V-3-5_3.4. Apprentissage supervisé

L'apprentissage supervisé consiste à modifier, durant une phase d'entraînement, les valeurs des différents paramètres (poids synaptiques, seuil d'activation...) du neurone (ou du réseau). Ce sont ces valeurs qui définissent le comportement du neurone (ou du réseau), c'est-à-dire qui définissent quelle est la valeur de sortie du neurone (ou du réseau) en fonction des valeurs d'entrée lors de la phase d'exploitation. Lors de la phase d'entraînement, on extrait un sous-ensemble de vecteurs d'entrée de la base d'apprentissage, appelé vecteurs d'apprentissage, et un sous-ensemble complémentaire de vecteurs de test.

On présente alors au neurone (ou réseau) un vecteur d'apprentissage, on calcule sa sortie et on modifie ses poids synaptiques en suivant une règle d'apprentissage. Lorsqu'on a présenté tous les vecteurs d'apprentissage, on présente les vecteurs de test qui n'ont pas servi à l'apprentissage, et on calcule le taux d'erreurs que fait le réseau, c'est-à-dire sa capacité à généraliser. Tant qu'on est en-dessous d'un certain seuil, on recommence la phase

d'entraînement, avec un nouveau sous-ensemble d'apprentissage et un nouveau sous-ensemble de test. Si les résultats sont satisfaisants, on passe en phase d'exploitation.

La phase d'exploitation est la mise en application directe du réseau. On ne modifie plus ses poids [67].

Mais comment doit-on modifier ces paramètres pour que le neurone se comporte comme on veut? C'est-à-dire pour qu'il associe à un vecteur d'entrée, la valeur de sortie désirée.

Rosenblatt propose en 1958, un modèle binaire : le Perceptron. Il utilise une fonction d'activation de type signe pour réaliser un séparateur linéaire entre les sorties calculées et les sorties désirées [67].

B.Widrow, chercheur à *Stanford*, propose en 1960 une nouvelle règle d'apprentissage et un neurone dont la fonction de sortie est linéaire [67].

On comprend que, suivant les valeurs y que l'on désire associer à chaque vecteur X , il est souvent impossible de trouver une droite qui satisfasse tous les couples (X,y) en même temps. Comme le système n'a souvent pas de solution, on va essayer de trouver une droite telle que la somme des écarts entre la distance d que l'on désire associer au vecteur d'entrée X et la distance réelle y de ce vecteur à la droite, soit minimale. En plus, cette fonction admet des valeurs non bornées pour les états, ce qui peut entraîner des débordements lors des simulations.

On va chercher, par une méthode itérative (méthode du gradient stochastique), à minimiser un critère d'erreur de notre choix. Le critère des moindres carrés est très souvent utilisé :

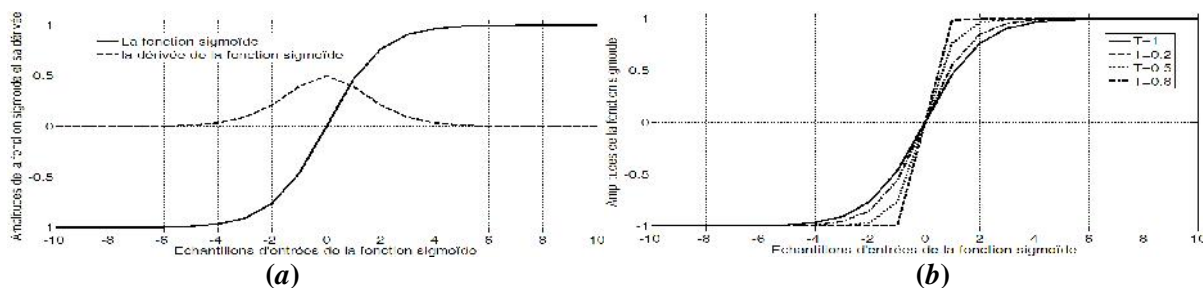
$$J = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} \left(y_{\text{désiré}}(i) - y^{(3)}(i) \right)^2 \quad (\text{V-48})$$

Où $y_{\text{désiré}}$ est la sortie désirée, $y^{(3)}$ la sortie réellement fournie par le neurone pour chaque vecteur d'apprentissage et n le nombre d'échantillons du vecteur $y_{\text{désiré}}$.

Notons que lorsqu'une solution existe, elle annule cette fonction de coût.

Il se trouve que pour résoudre des problèmes complexes, en utilisant les réseaux de neurones, il est très important d'introduire des non-linéarités au niveau du fonctionnement du réseau. Cette caractéristique du réseau ne peut être obtenue que par l'utilisation d'une fonction d'activation qui est à la fois continue, différentiable (figure V.17) par rapport aux paramètres du réseau et bornée. On trouve la fonction sigmoïde, au premier rang des fonctions les plus utilisées dans la phase d'apprentissage, ayant pour expression l'équation (V-49) [67].

La fonction sigmoïde est souvent appelée fonction *quasi-linéaire* car elle est presque linéaire dans l'intervalle d'intérêt $]-1,1[$. Comme le montre la figure V.17, la fonction sigmoïde $f(x)$ et sa dérivée première $f'(x)$ sont toutes les deux des fonctions continues dans \mathcal{R} . Ceci est fort utile lors des manipulations mathématiques de ces fonctions.



(a) Fonction sigmoïde et sa dérivée
 (b) Différentes positions de la sigmoïde en fonction de la valeur de T
Figure V.17 : Fonction d'activation de sigmoïde

Dans ce travail, on ne considère que le paramètre $T=1$. Avant tout apprentissage, il est indispensable de normaliser et de centrer toutes les données de la base d'apprentissage, afin qu'ils soient actifs, en moyenne sur la partie linéaire de la fonction sigmoïde [12].

$$X_i^{(2)}(a_i^{(2)}, T) = a_d \frac{\exp(a_i^{(2)}/T) - 1}{\exp(a_i^{(2)}/T) + 1} \quad (V-49)$$

$$\text{Avec : } a_d = \text{Max} \left(a_{imoy}^{(2)} - a_{imin}^{(2)}, a_{imax}^{(2)} - a_{imoy}^{(2)} \right) \quad (V-50)$$

$a_{imin}^{(2)}$, $a_{imax}^{(2)}$ et $a_{imoy}^{(2)}$ respectivement le minimum, le maximum et la moyenne de la variable $a_i^{(2)}$ considérée. On définit :

$X_i^{(2)}$: La sortie de neurone ;

$a_i^{(2)}$: La sommation interne de neurone ;

T : Un paramètre positif permettant d'ajuster la pente de la fonction d'activation, qu'on appelle communément par température.

$$\text{Donc : } X_i^{(2)'}(a_i^{(2)}, T) = \frac{2a_d}{T} \frac{\exp(a_i^{(2)}/T)}{\left(\exp(a_i^{(2)}/T) + 1 \right)^2} \quad (V-51)$$

Au lancement de l'apprentissage, les valeurs initiales des poids doivent être différentes de zéro pour que l'algorithme de rétropropagation puisse fonctionner. D'autre part, l'utilisation de valeurs élevées peut provoquer un phénomène de saturation prématurée qui contribue à diminuer la vitesse de convergence de l'apprentissage.

Le problème consiste à déterminer les poids W de toutes les couches qui minimisent le critère de performance J .

La mise à jour de W se fait selon la règle de delta :

$$W_{ji}^{(2)} = W_{ji}^{(2)} + \Delta W_{ji} \text{ et } W_j^{(3)} = W_j^{(3)} + \Delta W_j \quad (V-52)$$

$$W_{ji} = \alpha \frac{\partial J}{\partial W_{ji}^{(2)}} \text{ et } W_j = \alpha \frac{\partial J}{\partial W_j^{(3)}} \quad (V-53)$$

Où α est le coefficient ou pas d'apprentissage.

Ce qui revient à déterminer les variations du critère de performance J par rapport aux variations des poids.

V-3-5_3.4_1. Evaluation de la couche de sortie

$$\text{Calcul de } \frac{\partial J}{\partial W_j^{(3)}} \text{ selon la figure V.15 : } \frac{\partial J}{\partial W_j^{(3)}} = \frac{\partial J}{\partial y^{(3)}} \cdot \frac{\partial y^{(3)}}{\partial W_j^{(3)}} \quad (V-54)$$

$$J = \frac{1}{2} (y_{\text{désiré}} - y^{(3)})^2 \Rightarrow \frac{\partial J}{\partial y^{(3)}} = -(y_{\text{désiré}} - y^{(3)}) = \delta_{\text{sortie}} \quad (V-55)$$

$$y^{(3)}(t) = \sum_{j=1}^5 W_j^{(3)} \cdot X_j^{(2)} \quad \frac{\partial y^{(3)}}{\partial W_j^{(3)}} = X_j^{(2)} \quad \frac{\partial J}{\partial W_j^{(3)}} = \delta_{\text{sortie}} \cdot X_j^{(2)} \quad (V-56)$$

V-3-5_3.4_2. Evaluation de la couche cachée

$$\text{Calcul de } \frac{\partial J}{\partial W_{ji}^2} \text{ selon la figure V.15 : } \frac{\partial J}{\partial W_{ji}^2} = \frac{\partial J}{\partial X_i^{(2)}} \cdot \frac{\partial X_i^{(2)}}{\partial a_i^{(2)}} \cdot \frac{\partial a_i^{(2)}}{\partial W_{ji}^{(3)}} \quad (\text{V-57})$$

$$\frac{\partial J}{\partial X_i^{(2)}} = \frac{\partial J}{\partial y^{(3)}} \cdot \frac{\partial y^{(3)}}{\partial X_i^{(2)}} = -(y_{\text{désiré}} - y^{(3)}) \cdot W_i^{(3)} \quad (\text{V-58})$$

$$X_i^{(2)}(t) \approx f[a_i^{(2)}(t)] \Rightarrow \frac{\partial X_i^{(2)}}{\partial a_i^{(2)}} = f'[a_i^{(2)}(t)] \quad (\text{V-59})$$

$$a_i^{(2)}(t) \approx \sum_{j=1}^2 W_{ji}^{(2)} \cdot X_j^{(1)} \Rightarrow \frac{\partial a_i^{(2)}}{\partial W_{ji}^{(2)}} = X_j^{(1)} \quad (\text{V-60})$$

$$\text{Donc : } \frac{\partial J}{\partial W_{ji}^2} = -(y_{\text{désiré}} - y^{(3)}) \cdot W_i^{(3)} \cdot f'[a_i^{(2)}(t)] \cdot X_j^{(1)} = \delta_{\text{caché}} \cdot X_j^{(1)} \quad (\text{V-61})$$

V-3-5_3.5. Algorithme de rétropropagation du gradient d'erreur

Les réseaux de neurones biologiques réalisent facilement un certain nombre d'applications. L'un des nombreux intérêts des réseaux MLP pour l'approximation de fonctions est leur capacité à généraliser, c'est à dire leur capacité à donner une bonne réponse à une donnée qui n'appartient pas à la base d'apprentissage qui a servi à l'éduquer. Cette capacité à traiter des données non connues de la base d'apprentissage, la faculté de généralisation, permet de faire de l'interpolation ou de l'extrapolation.

La fonction d'entraînement utilise des méthodes de gradient (ici premier ordre) qui fait une modification des coefficients uniquement en fonction du gradient de la fonction de coût. La méthode la plus célèbre c'est l'algorithme de *Levenberg-Marquardt* [12]. Il faut noter que ces méthodes ne sont pas spécifiques aux réseaux de neurones ; ce sont des méthodes très générales d'optimisation, qui existaient bien avant l'introduction des réseaux de neurones.

Pour pouvoir modifier les poids synaptiques reliant la couche d'entrée à des couches cachées, il nous faut connaître les sorties désirées des couches cachées qui permettent l'évaluation de la couche cachée. L'idée consiste alors à propager l'erreur $y_{\text{désiré}} - y^{(3)}$ vers les neurones des couches cachées, au travers des poids reliant les couches cachées à la couche de sortie, d'où le nom de rétropropagation du gradient d'erreur.

La méthode de *Levenberg-Marquardt* consiste faire l'organigramme schématisé à la figure V.18.

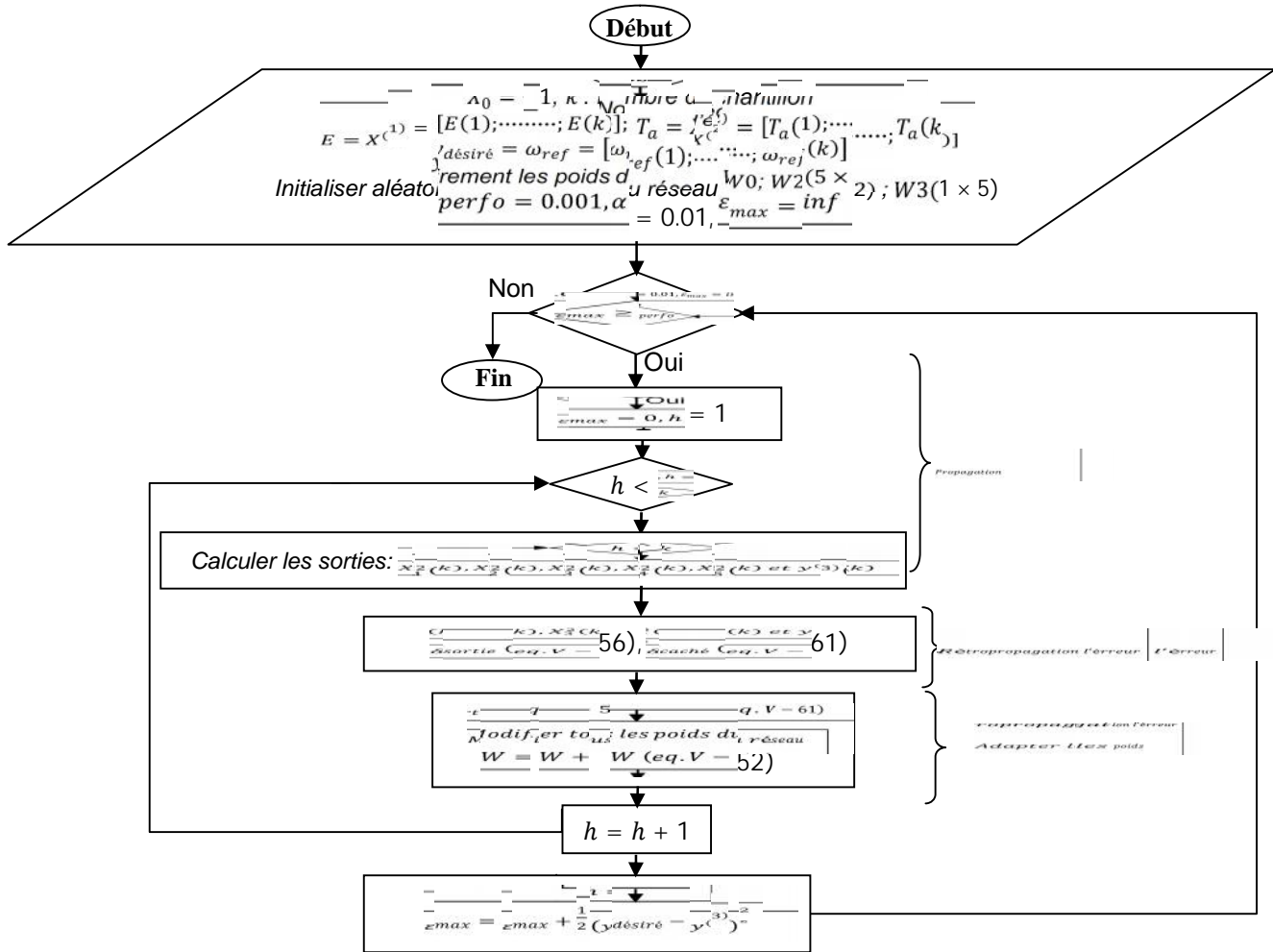


Figure V.18 : Schéma bloc de l'apprentissage supervisé

V-3-5_3.6. Application et simulation

V-3-5_3.6_1. Procédure de commande par rétropropagation du gradient

Nous avons structuré en schéma synoptique (figure V.19) le système de fonctionnement global en présence du contrôleur neuronal.

Faire entraîner le réseau de neurones afin qu'il puisse fonctionner au mieux dans l'architecture de commande de la figure V.19 est une étape incontournable.

Nous avons utilisé pour un moyen plus simple et judicieux pour établir une base de données, qui est aussi riche en termes d'informations sur le système PV et sur laquelle le contrôleur neuronal sera entraîné.

Dans notre cas, suite à l'équipement très restreint mis à notre disposition, nous nous sommes attachés à utiliser la base de données obtenues dans la figure V.13. Elle est synthétisée à partir de plusieurs paires (E, T_c) effectuées sur un système de pompage PV, autour du point de puissance maximale (§V-3-5_2).

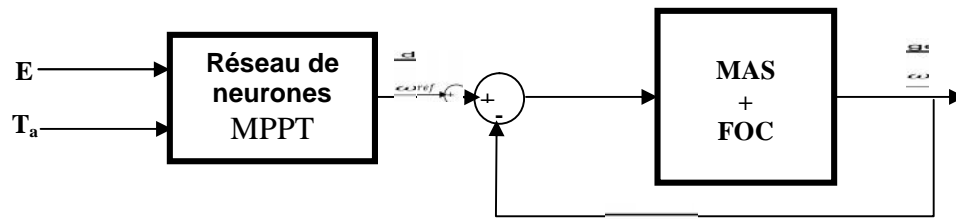


Figure V.19 : Structure du système de commande par réseau de neurones

Après avoir dressé la base de données composée de $(E, T_a, \omega_{désiré})$, l'étape de l'apprentissage sera effectuée sur la structure illustrée à la figure V.20 (phase d'entraînement en prenant un échantillon de la base de données illustrées dans l'annexe A12), en raison de la simplicité et parce qu'il est avantageux d'entraîner le réseau de neurones hors de la structure de commande de la figure V.19.

Notons que tout contrôleur entraîné sur cette base de données, ne peut être utile dans le contrôle MPPT que pour les modules PV ayant les mêmes caractéristiques c'est-à-dire issus d'un même fabricant, et pour la même disposition des modules formant le panneau PV.

La structure détaillée de simulation, équivalente au schéma synoptique de la figure V.19 est présentée à la figure V.26.

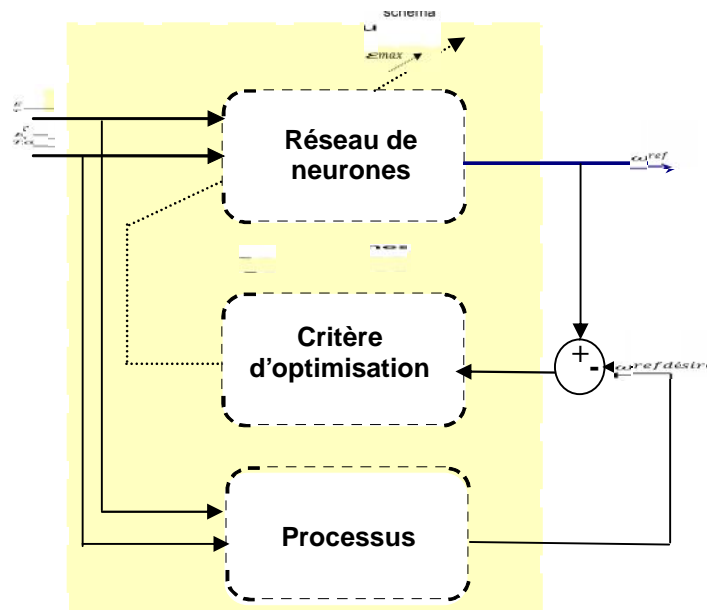


Figure V.20 : Structure d'apprentissage du contrôleur MPPT neuronal

L'efficacité de la commande neuronale réside dans le fait que le réseau de neurones n'a pas besoin que d'un certain nombre d'itérations sur l'algorithme pour évaluer la sortie de commande. L'évaluation de la commande à la sortie du réseau de neurones, ne dépend que du temps de propagation de l'information de ses entrées à sa sortie (phase d'exploitation). C'est-à-dire l'application de la formule linéaire :

$$\omega_{ref} = W_3 \cdot f\left(W_2 \cdot \begin{pmatrix} E \\ T_a \end{pmatrix}\right) \tag{V-62}$$

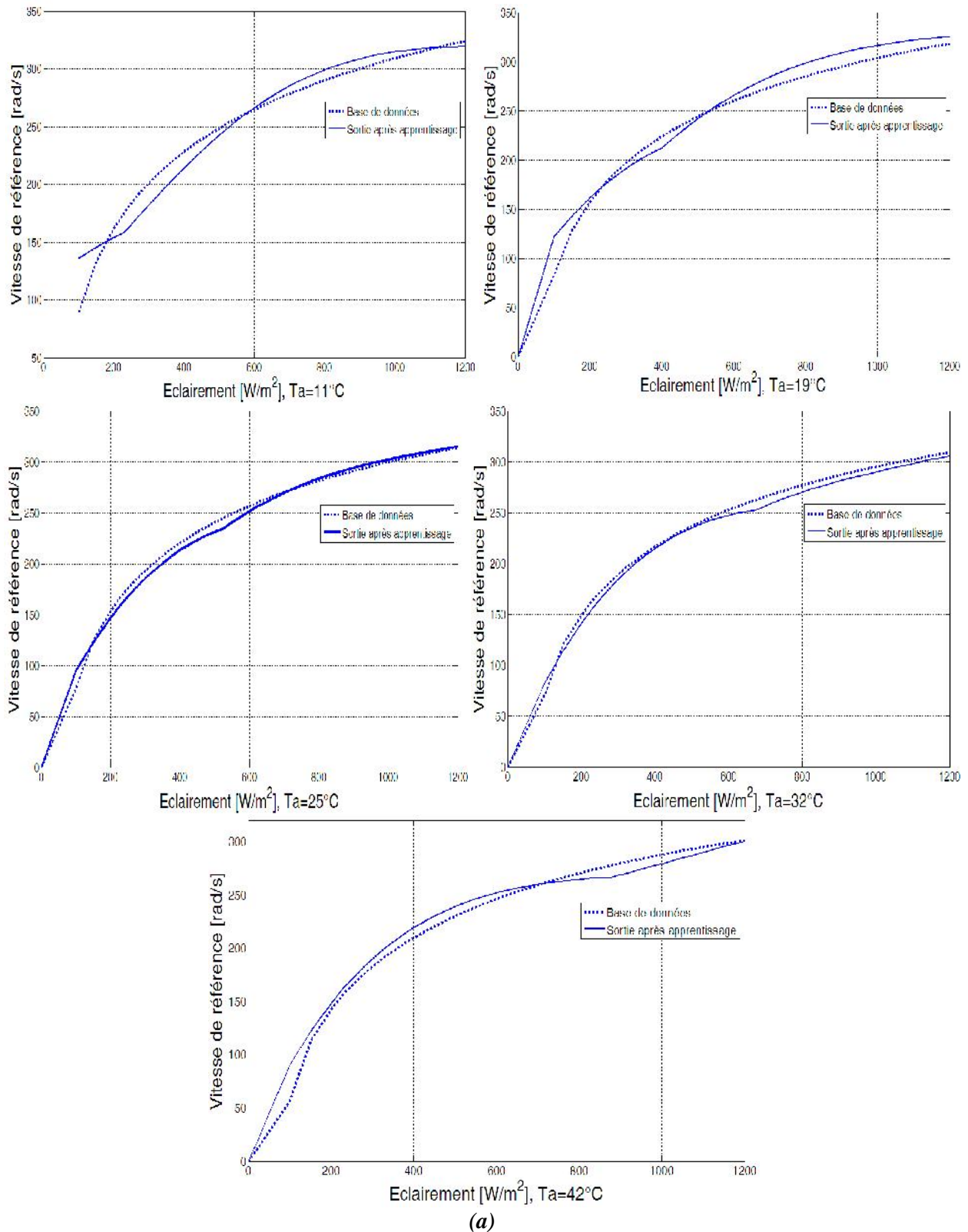
Telle que :

$$W_2 = \begin{pmatrix} 0.5279 & 1.0086 & 0.6766 & 0.5516 & 0.2376 \\ 0.0378 & 1.6677 & 0.6536 & -1.6075 & 0.1845 \end{pmatrix}^t$$

$$W_3 = (0.0182 \quad 0.5754 \quad 0.2001 \quad 0.6471 \quad -0.1781)$$

V-3-5_3.6_2. Test de validation et de généralisation

Les courbes obtenues après apprentissage sont identiques à celles des bases de données (figure V.21(a)). Nous constatons que le réseau est valide également pour des conditions différentes.



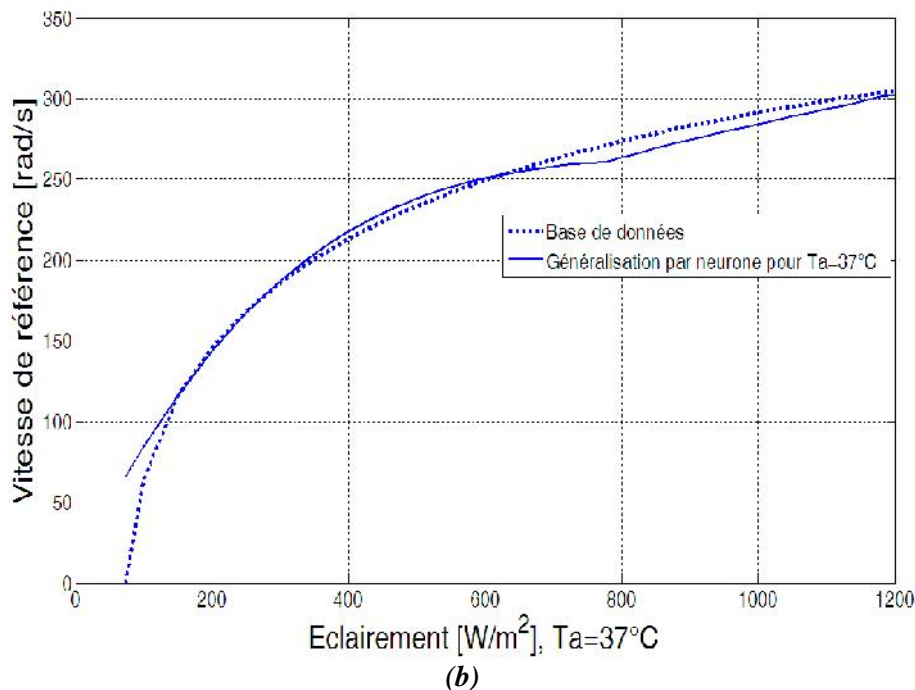


Figure V.21 : (a) Tests de validation, (b) Test de généralisation

En ce qui concerne le test de généralisation (figure V.21(b)), pour un éclairement et une température prises dans d'autres gammes des bases d'apprentissage ($T_a=37^\circ\text{C}$), et cela dans le but de montrer l'applicabilité de la commande neuronale, la courbe obtenue à la même allure générale que celle des bases d'apprentissage, sauf aux alentours de la limite élastique, nous constatons un décalage vers le haut.

V-3-6. Observateur de vitesse [60, 61, 62]

V-3-6_1. Introduction

Pour notre application, la pompe centrifuge étant immergée, l'accès à l'arbre de la machine est généralement impossible. La vitesse mécanique étant une grandeur de commande, il y a alors nécessité de capter la vitesse en essayant de faire remplir la fonction du capteur avec des algorithmes de calcul qui vont ainsi reconstruire la vitesse de la machine. En effet, ceci contribue à diminuer la complexité et le coût de l'installation.

Nous étudierons un observateur adaptatif de *Luenberger*, destiné à l'estimation en boucle fermée des états de la MAS à temps continu basé sur un mécanisme d'adaptation de vitesse. L'observateur de *Luenberger* est un observateur construit à partir d'un modèle déterministe du processus considéré, basé sur la théorie de stabilité au sens de *Lyapunov*. La théorie de cet observateur pour les modèles linéaires a été présentée par *D.G. Luenberger* au début des années 70.

De bonnes performances en régimes statique et dynamique ont pu être observées après simulation de la structure proposée avec la stratégie de commande sans capteur.

V-3-6_2. Principe d'un observateur

L'observation des états d'un système consiste à reconstituer les grandeurs non mesurables ou non accessibles du moteur asynchrone à partir des mesures accessibles et mesurables du système. Il existe de nombreuses techniques d'observation classées en fonction de trois critères différents :

- Un critère basé sur la nature du système considéré (linéaire ou non linéaire) ;
- Un critère fonction de l'environnement (l'observateur déterministe qui ne prend pas en considération les perturbations externes du système et l'observateur stochastique qui se base sur la présence des bruits) ;
- et le dernier critère basé sur la dimension du vecteur d'état (les observateurs d'ordre réduit où seulement les variables d'état non mesurables du système sont reconstruites, et l'observateur d'ordre complet pour lequel toutes les variables d'états sont reconstruites).

A partir du schéma de principe des observateurs, représenté par la figure V.22, nous pouvons mettre en œuvre toutes sortes d'observateurs. Leurs différences se situent uniquement dans la synthèse de la matrice de gain K . Celle-ci régit la dynamique, la stabilité et la robustesse de l'observateur. Donc, son choix est important et doit être adapté aux propriétés du système dont on veut effectuer l'observation des états.

L'observation se fait en deux étapes :

- L'estimation se fait en boucle ouverte par le calcul des grandeurs d'état à l'aide de modèles proches du système.
- La correction se fait en boucle fermée.

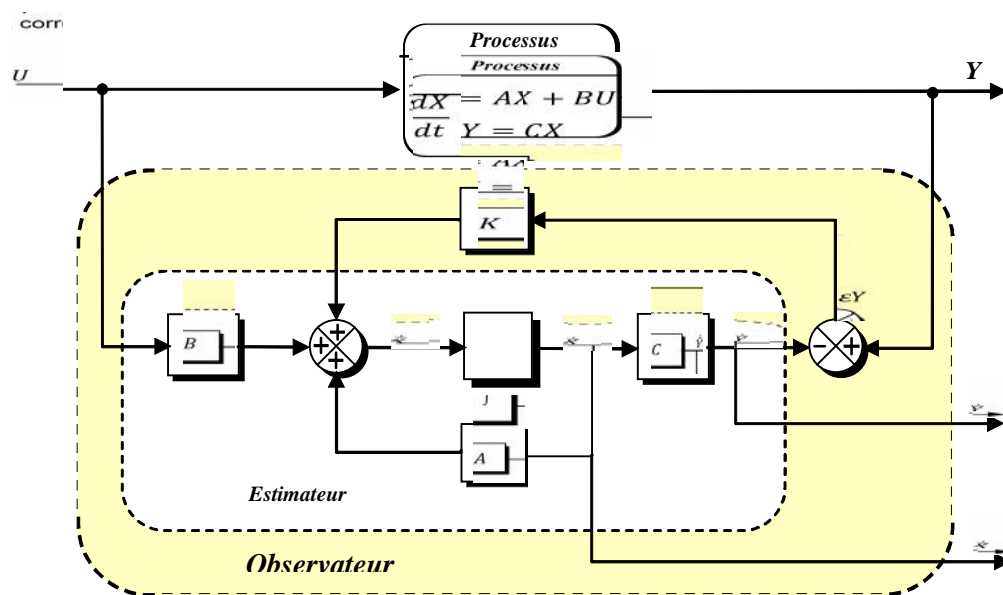


Figure V.22 : Schéma de principe d'un observateur

V-3-6_3. Modèle de l'observateur

A présent, nous allons procéder à la mise en équation d'état du modèle de la machine qui nous servira à concevoir notre observateur. L'équation de l'observateur de *Luenberger* peut être exprimée par :

$$\begin{cases} \dot{\hat{X}} = A\hat{X} + BU + K\varepsilon_Y \\ \hat{Y} = C\hat{X} \end{cases} \quad (\text{V-63})$$

Telle que : K est la matrice d'observabilité d'ordre réduit

$$\text{et } \varepsilon_Y = Y - \hat{Y} \quad (\text{V-64})$$

L'équation (V-64) intervient dans (V-63), on a alors :

$$\begin{cases} \hat{\dot{X}} = A_0 \hat{X} + BU + KY \\ \hat{Y} = C\hat{X} \end{cases} \quad (V-65)$$

Avec : $A_0 = A - KC$

Notre but étant d'estimer la vitesse mécanique en utilisant l'estimation du flux de la machine asynchrone. Si les grandeurs $(i_{s\alpha}, i_{s\beta}, \varphi_{r\alpha}, \varphi_{r\beta}, \Omega)$ sont considérées comme variables d'état, la construction d'un observateur non-linéaire va être plus difficile. Pour cela, la vitesse est considérée comme un paramètre dans le système d'équation de l'observateur basé sur le modèle de la machine. Pour établir un bon compromis entre la stabilité et la simplicité de l'observateur, il convient de prendre un repère d'axes lié au stator. Ainsi, la matrice d'état va dépendre uniquement de la vitesse mécanique. Dans la mesure où les variables de sortie $(i_{s\alpha}, i_{s\beta})$ sont en même temps les variables d'état, la matrice de sortie C est simple et avec des éléments constants.

Donc, la représentation d'état de l'observateur devient comme suit :

$$\hat{\dot{x}} = A(\Omega)\hat{x} + BU + K(i_s - \hat{i}_s) \quad (V-66)$$

Avec : $\hat{x} = [\hat{i}_{s\alpha} \quad \hat{i}_{s\beta} \quad \hat{\varphi}_{s\alpha} \quad \hat{\varphi}_{s\beta}]^T$

$$A(\Omega) = \begin{bmatrix} -\lambda & 0 & \frac{k_s}{T_r} & pk_s\Omega \\ 0 & -\lambda & -pk_s\Omega & \frac{k_s}{T_r} \\ \frac{M}{T_r} & 0 & -\frac{1}{T_r} & -p\Omega \\ 0 & \frac{M}{T_r} & p\Omega & -\frac{1}{T_r} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, U = \begin{bmatrix} v_{s\alpha} \\ v_{s\beta} \end{bmatrix}, i_s - \hat{i}_s = \begin{bmatrix} i_{s\alpha} - \hat{i}_{s\alpha} \\ i_{s\beta} - \hat{i}_{s\beta} \end{bmatrix}$$

Supposons maintenant que la vitesse est un paramètre constant inconnu. Il s'agit de trouver une loi d'adaptation qui nous permet de l'estimer. Donc, dans notre application, nous pouvons poser les considérations suivantes :

- Courants statoriques : mesurés.
- Pulsation et tensions statoriques : fournies par la commande.
- Flux rotoriques : à observer.
- Vitesse rotorique : à observer.

L'observateur peut s'écrire :

$$\hat{\dot{x}} = A(\hat{\Omega})\hat{x} + BU + K(i_s - \hat{i}_s) \quad (V-67)$$

$$\text{Avec : } A(\hat{\Omega}) = \begin{bmatrix} -\lambda & 0 & \frac{k_s}{T_r} & pk_s\hat{\Omega} \\ 0 & -\lambda & -pk_s\hat{\Omega} & \frac{k_s}{T_r} \\ \frac{M}{T_r} & 0 & -\frac{1}{T_r} & -p\hat{\Omega} \\ 0 & \frac{M}{T_r} & p\hat{\Omega} & -\frac{1}{T_r} \end{bmatrix}$$

La structure de l'observateur adaptatif est illustrée par la figure V.23.

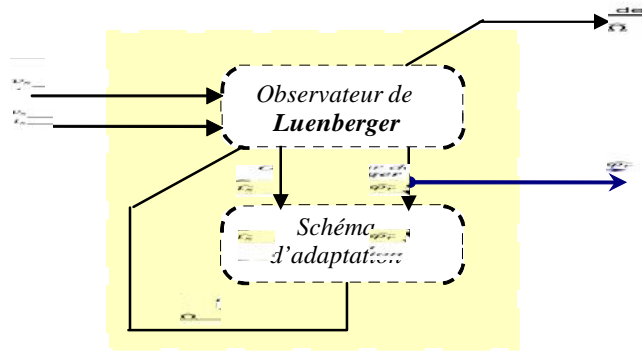


Figure V.23 : Structure de l'observateur adaptatif

Il convient de noter que, au lieu de déterminer la stabilité de l'observateur elle-même, il est avantageux de déterminer la stabilité de sa dynamique d'erreur. L'erreur d'estimation sur le courant statorique et le flux rotorique, qui n'est autre que la différence entre l'observateur et le modèle du moteur, est donnée par :

$$\dot{e} = (A - KC)e + \Delta A \hat{x} \tag{V-68}$$

Avec : $e = x - \hat{x} = [e_{is\alpha} \quad e_{is\beta} \quad e_{\varphi r\alpha} \quad e_{\varphi r\beta}]^T = [i_{s\alpha} - \hat{i}_{s\alpha} \quad i_{s\beta} - \hat{i}_{s\beta} \quad \varphi_{r\alpha} - \hat{\varphi}_{r\alpha} \quad \varphi_{r\beta} - \hat{\varphi}_{r\beta}]^T$

$$A = A(\Omega) - A(\hat{\Omega}) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & pk_s \Delta\Omega \\ 0 & 0 & -pk_s \Delta\Omega & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -p\Delta\Omega \\ 0 & 0 & p\Delta\Omega & 0 \end{bmatrix} \text{ où } \Delta\Omega = \Omega - \hat{\Omega}$$

On peut voir que la dynamique de l'erreur est décrite par les valeurs propres de A-KC et ceux-ci pourraient également être employées pour concevoir un observateur stable (matrice de gain), en plaçant les valeurs propres de A-KC strictement dans le demi plan gauche. Cependant, le mécanisme d'adaptation de la vitesse, c'est-à-dire l'analyse de la stabilité s'appuie sur l'utilisation de fonctions de *Lyapunov*.

Maintenant, considérons la fonction de *Lyapunov* suivante :

$$V = e^T e + \frac{(\Delta\Omega)^2}{\lambda} \tag{V-69}$$

Sa dérivée par rapport au temps est égale à :

$$\begin{aligned} \frac{dV}{dt} &= \left\{ \frac{d(e^T)}{dt} \right\} e + e^T \left\{ \frac{d(e)}{dt} \right\} + \frac{1}{\lambda} \frac{d(\Delta\Omega)^2}{dt} \\ &= e^T \{ (A - KC)^T + (A - KC) \} e - 2k_s \Delta\Omega (e_{is\alpha} \hat{\varphi}_{r\beta} - e_{is\beta} \hat{\varphi}_{r\alpha}) + \frac{2}{\lambda} \Delta\Omega \frac{d\hat{\Omega}}{dt} \end{aligned} \tag{V-70}$$

Pour que le système (V-68) soit dit quadratiquement stable, il faut que la dérivée de la fonction de *Lyapunov* soit définie négative. Le signe négatif du premier terme va être assuré par la détermination des coefficients de la matrice d'observabilité. La matrice A ne dépend que de la vitesse et elle est constituée de quatre sous matrices dont chacune est antisymétrique. Dans [61], cette caractéristique sera retenue pour la matrice A_0 qui détermine la dynamique de l'observateur, ce qui impose une certaine structure à la matrice gain K en prenant comme gain :

$$K = - \begin{bmatrix} k_1 & k_2 & k_3 & k_4 \\ -k_2 & k_1 & -k_4 & k_3 \end{bmatrix}^T \tag{V-71}$$

k_1, k_2, k_3 et k_4 sont donnés par :

$$\left\{ \begin{array}{l} k_1 = -\frac{(k-1)}{\sigma} \left(\frac{1}{T_s} + \frac{1}{T_r} \right) \\ k_2 = (k-1)\widehat{\Omega} \\ k_3 = (k^2 - 1) \left(-\left(\frac{1}{T_s} + \frac{1-\sigma}{T_r} \right) \frac{L_s M}{L_r} + \frac{M}{T_r} \right) + \frac{L_s M}{L_r} (k-1) \left(\frac{1}{T_s} + \frac{1}{T_r} \right) \\ k_2 = -\frac{\sigma L_s M}{L_r} (k-1)\widehat{\Omega} \end{array} \right. \quad (V-72)$$

A partir d'un choix judicieux des valeurs de K, il est possible d'établir une dynamique d'observation plus rapide que celle du système.

De cette équation, on peut déduire la loi d'adaptation pour l'estimation de la vitesse rotorique en égalisant le deuxième terme et le troisième de l'équation (V-70). On obtient :

$$\widehat{\Omega} = k_s \int_0^t (e_{isa}\widehat{\varphi}_{r\beta} - e_{isb}\widehat{\varphi}_{r\alpha}) dt \quad (V-73)$$

Où λ est une constante positive.

Cependant, cette loi d'adaptation est établie pour une vitesse constante et afin d'améliorer la réponse de l'algorithme d'adaptation. On estime la vitesse par un régulateur PI décrit par cette relation :

$$\widehat{\Omega} = k_p (e_{isa}\widehat{\varphi}_{r\beta} - e_{isb}\widehat{\varphi}_{r\alpha}) + k_i \int_0^t (e_{isa}\widehat{\varphi}_{r\beta} - e_{isb}\widehat{\varphi}_{r\alpha}) dt \quad (V-74)$$

Avec k_p et k_i qui sont des constantes positives.

Un choix judicieux a été fait pour la valeur du gain K et du régulateur PI utilisé pour le mécanisme d'adaptation de la vitesse rotorique. Tous ces paramètres sont mentionnés dans le tableau V.4. Le Schéma de la machine asynchrone avec l'observateur est donné dans la figure V.24.

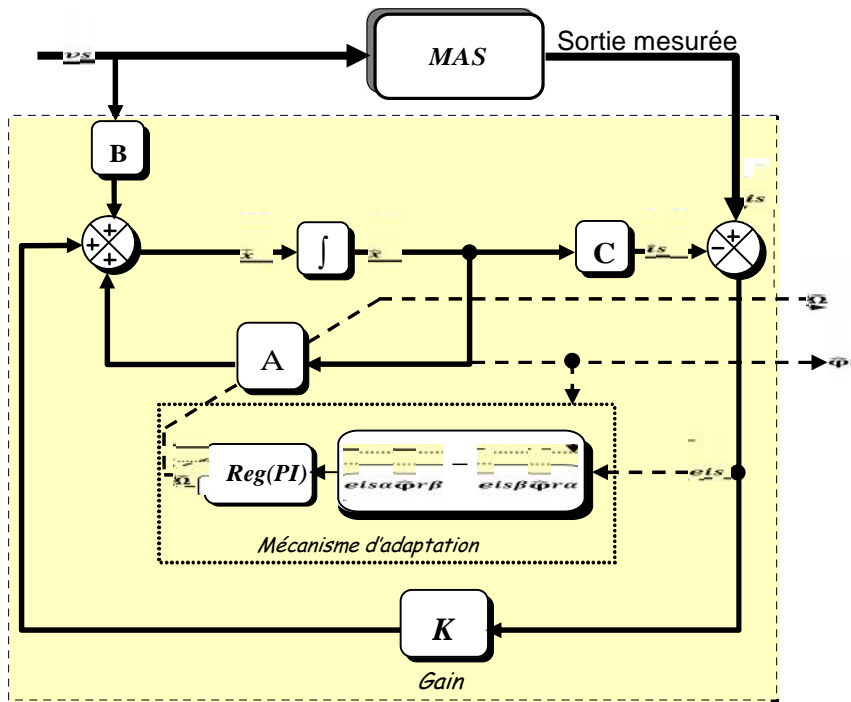


Figure V.24 : Schéma bloc de l'observateur adaptatif

V-4. Simulation du système global et interprétation des résultats

Les techniques de commande ci-dessus ont été employées pour prévoir le fonctionnement d'un système de pompage PV dont les données sont celles du système installé dans notre unité de recherche.

En premier lieu, et pour étudier les performances du système, les modèles de simulation ont été implantés sous *Matlab/Simulink* pour les commandes à bas rendement constant du moteur et à bas FOC. Le schéma bloc de simulation est illustré par la figure V.25 et V.26. La motopompe simulée a une puissance de $0.55kW$, dont les paramètres sont donnés en annexe A8.

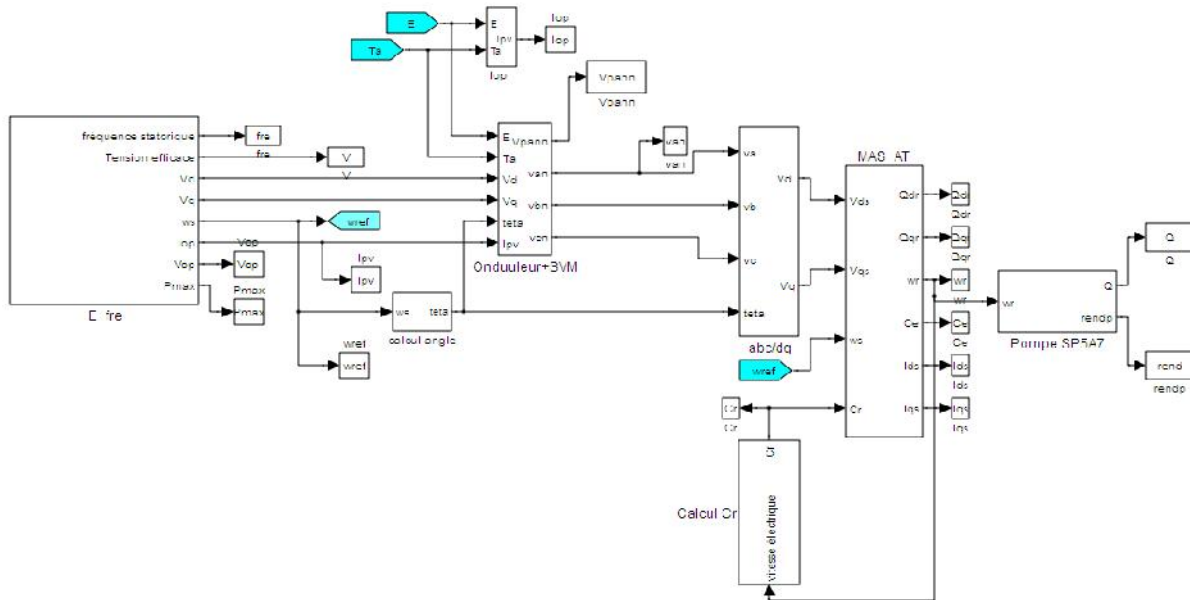


Figure V.25 : Schéma de simulation d'une MAS couplée à une pompe centrifuge contrôlée par la commande à rendement constant du moteur

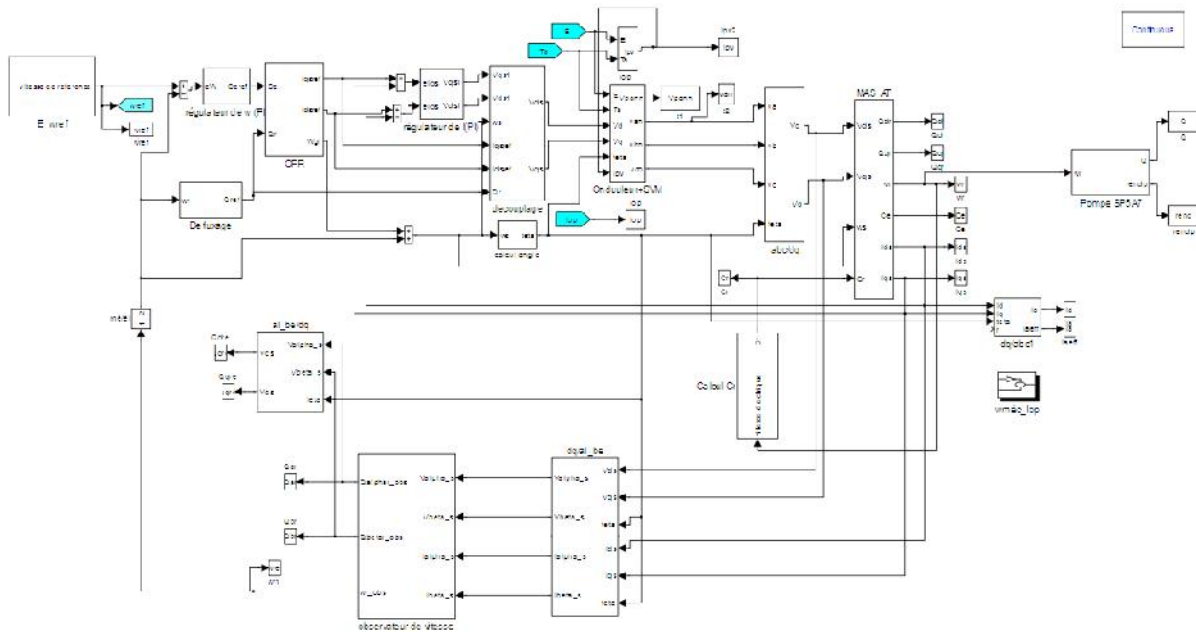


Figure V.26 : Schéma de simulation d'une MAS couplée à une pompe centrifuge contrôlée par la commande vectorielle

La motopompe est alimenté par un onduleur asymétrique à sept niveaux ou à neuf niveaux, selon le nombre de modules connectés en série (Ici onduleur à sept niveaux et le nombre de modules est $N_s \times N_p = 9 \times 1$: Normalement les cellules de l'onduleur sont alimentées par des sources d'alimentation galvaniquement séparées les unes des autres, c'est-à-dire au moins trois branches, on a opté d'utiliser les même paramètres du module PV *Isofotón-75*, équivalent en 3 branches '9x1 équivalent 9x3'), commandé par la technique SVM avec une fréquence d'échantillonnage égale à 1250Hz ($m=25$).

Les paramètres des régulateurs PI utilisés au niveau du schéma de principe (voir la figure V.8) sont résumés dans le tableau suivant :

Boucle de régulation	pôles	K_p	K_i
Courant I_{ds}	$120 \pm 120\%$	0.4295	141.9888
Courant I_{qs}	$100 \pm 100\%$	0.2323	98.6034
Vitesse ω_{ref}	$13 \pm 13\%$	0.0777	1.0140
Mécanisme d'adaptation de la vitesse rotorique	/	130	65

Tableau V.4 : Paramètres des régulateurs

La valeur de la constante de temps $T_s=0.055$; La valeur de $k=0.85$.

Pour étudier les performances du système en fonctionnement optimal du GPV, nous essayons les tests de poursuite. Au début, l'éclairement vaut $E=200\text{W/m}^2$ et la température ambiante est égale à 19°C , soit alors une vitesse de référence optimale égale à $\omega_{ref} = 157.1617\text{rad/s}$. Puis l'éclairement est amené à $E=540\text{W/m}^2$ en 1s , ensuite à $E=1100\text{W/m}^2$ jusqu' à 3s . Par la suite, l'éclairement est diminué jusqu'à $E=670\text{W/m}^2$ en 5s et enfin l'éclairement atteint une valeur inférieure à $E=150\text{W/m}^2$ à 6s .

Les réponses sur la base de ces commandes sont représentées par les figures V.27 et V.28.

Les résultats de simulation illustrés par les figures V.29 et V.29 montrent l'évolution de la vitesse, du courant statorique et du flux magnétique, donc le débit et le couple résistant imposés par la quantité d'eau pompée.

Le couple électromagnétique compense instantanément cette sollicitation du couple résistant qui se traduit par le fait que le courant croît ou décroît légèrement. Le courant statorique répond bien aux variations imposées sur le couple et sa forme est très proche de la sinusoïde.

Les réponses en vitesse présentent une petite erreur statique, avec un petit dépassement au démarrage et lors du changement de la vitesse avec un temps de réponse court et un rejet de perturbation très rapide. Cependant, nous notons que nous ne comptons pas l'effet de retard du convertisseur qui est plus important au niveau du découplage et du rejet de perturbations dans la commande en tension. Le changement de l'éclairement influe sur les caractéristiques de la machine asynchrone et par la suite sur les performances de la pompe.

Ainsi, nous comparons les résultats qu'on a obtenus dans le chapitre II : Les formes d'ondes de sortie de la cellule haute et basse ne sont pas identiques. On remarque que la fréquence de commutation de l'interrupteur de la cellule haute est légèrement plus haute que celle de la cellule basse pour une même fréquence d'échantillonnage.

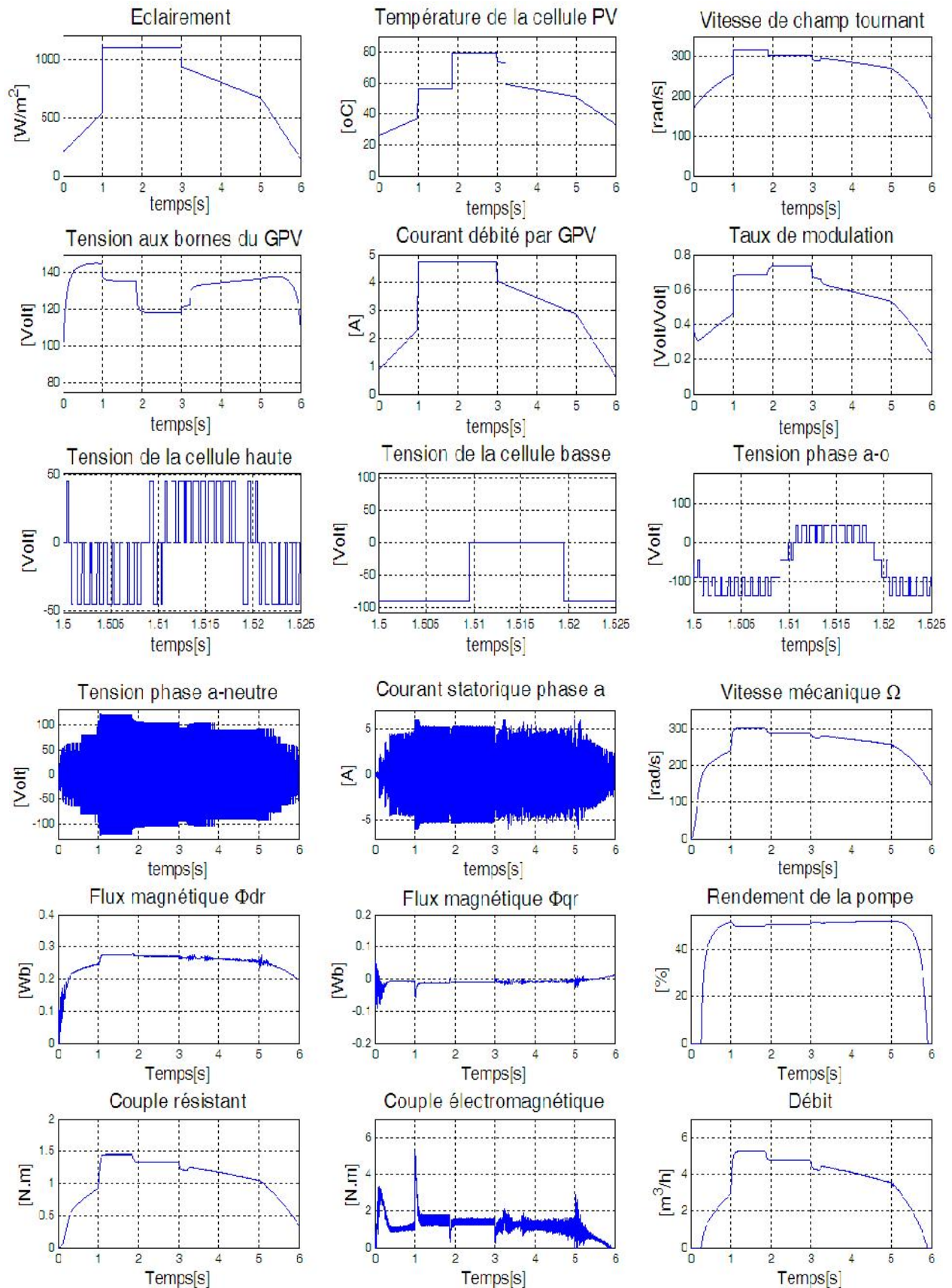


Figure V.27 : Commande à rendement constant du moteur : Comportement de la pompe selon la variation de l'éclairement

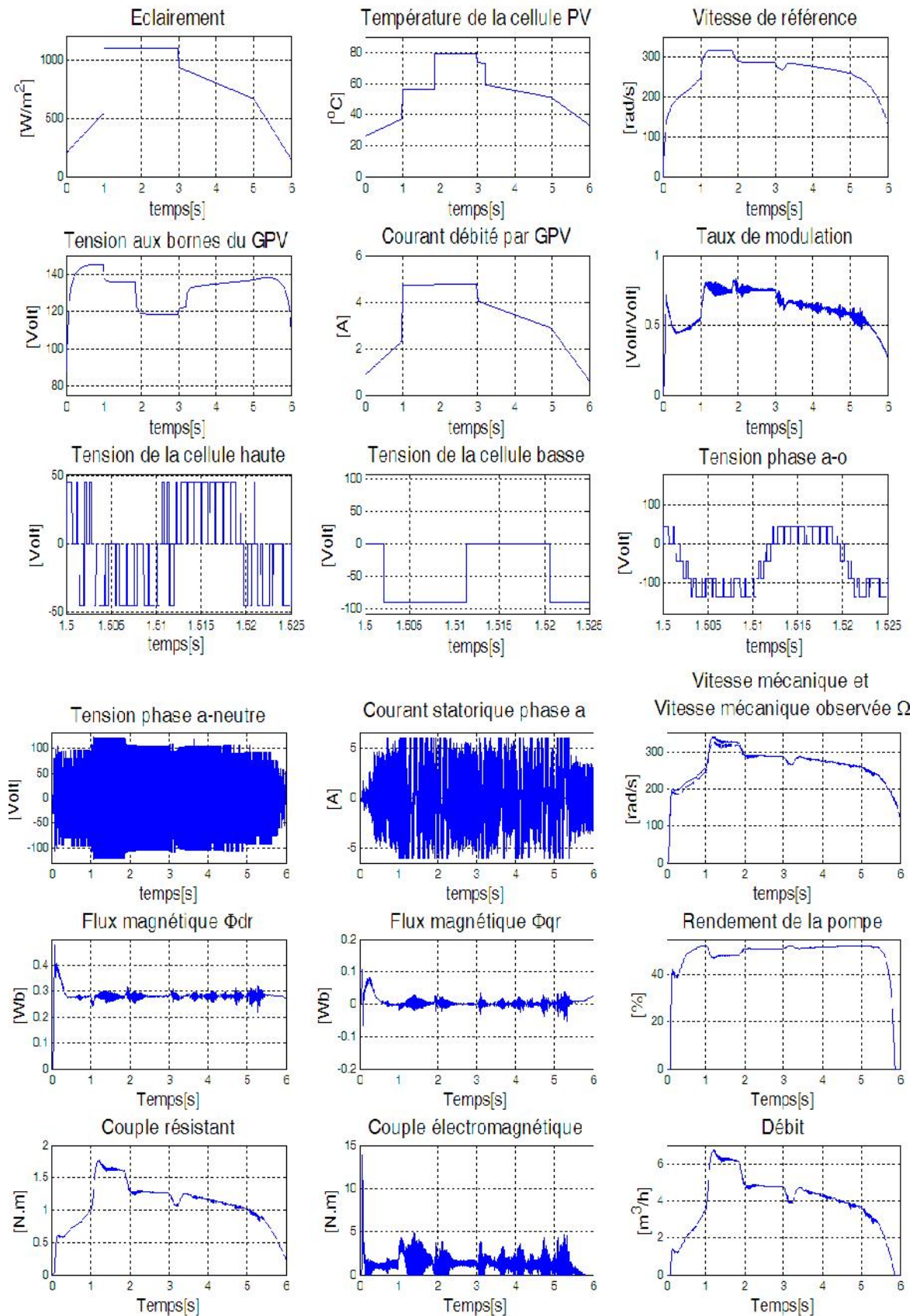


Figure V.28 : Commande vectorielle : Comportement de la pompe selon la variation de l'éclairement

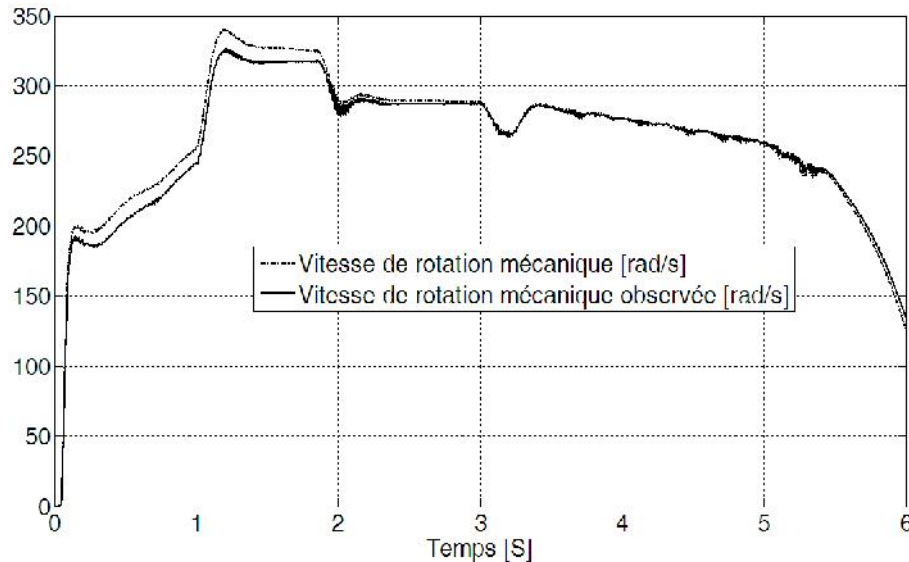


Figure V.29 : Observation de la vitesse

Concernant la commande à rendement constant, le courant et la tension du GPV convergent vers leurs valeurs optimales montrant ainsi l'efficacité de l'adaptateur MPPT, afin d'exploiter la vitesse optimale en vue d'obtenir le débit maximal disponible. Par exemple, à la période entre 1s et 1.86s, la tension aux bornes du générateur est autour de 135.05V, soit une tension de 15.005V aux bornes de chaque module, et le courant de la branche est égal à 4.73A. A l'intervalle entre 1.86s et 3s, la température augmente et, par suite, la tension aux bornes du générateur diminue. Pour les deux cas, la puissance débitée par le générateur GPV atteint sa valeur maximale.

Concernant la commande à flux orienté, à chaque fois que l'ensoleillement change, la vitesse de consigne suit sa valeur optimale, ce qui montre l'efficacité de l'algorithme neural, ce qui permet par la suite d'atteindre le débit désiré. Les figures illustrent les réponses du système et montrent la haute dynamique du couple avec le contrôleur de type PI. Mêmes remarques pour le comportement du GPV dans la commande à rendement constant du moteur. Les figures montrent que le flux et le couple sont découplés. On note que le couple électromagnétique suit convenablement la valeur du couple résistant avec des ondulations relativement importantes à cause des harmoniques présents dans la tension et le courant, tandis que le flux suit convenablement sa référence : il est constant à $\varphi_r = 0.28Wb$ et orienté dans la direction "d". Il s'explique par le fait que la machine est gérée par la loi $\frac{V}{f r \dot{e}}$ constant. On constate que la vitesse observée sans capteur mécanique avec observateur d'ordre réduit suit parfaitement sa consigne, comme on l'observe dans la figure V.29, où la vitesse reconstituée, a le même profil que celui mesuré, ce qui montre l'efficacité de la boucle de régulation de vitesse. La commande à flux orienté avec un observateur est robuste vis-à-vis de la variation de l'éclairement et de la température ; donc de la charge. Ainsi, les erreurs d'estimation sont négligeables et les résultats de simulation sont très satisfaisants. Par ailleurs, l'observation de la vitesse et du flux rotorique se fait d'une façon adéquate. Donc, on peut conclure que notre algorithme d'observation est insensible aux variations du couple de charge.

En deuxième lieu, en utilisant un champ PV de $N_s \times N_p = 9 \times 1$ puis $N_s \times N_p = 8 \times 2$, nous avons simulé le comportement du système PV vis-à-vis de la variation de l'éclairement. Les réponses sont représentées par les figures V.30 et V.31. Ces figures présentent le scénario de l'ensoleillement appliqué au générateur PV, en ne considérant pas l'effet discuté au chapitre IV (effet d'ombrage, autre perte,...).

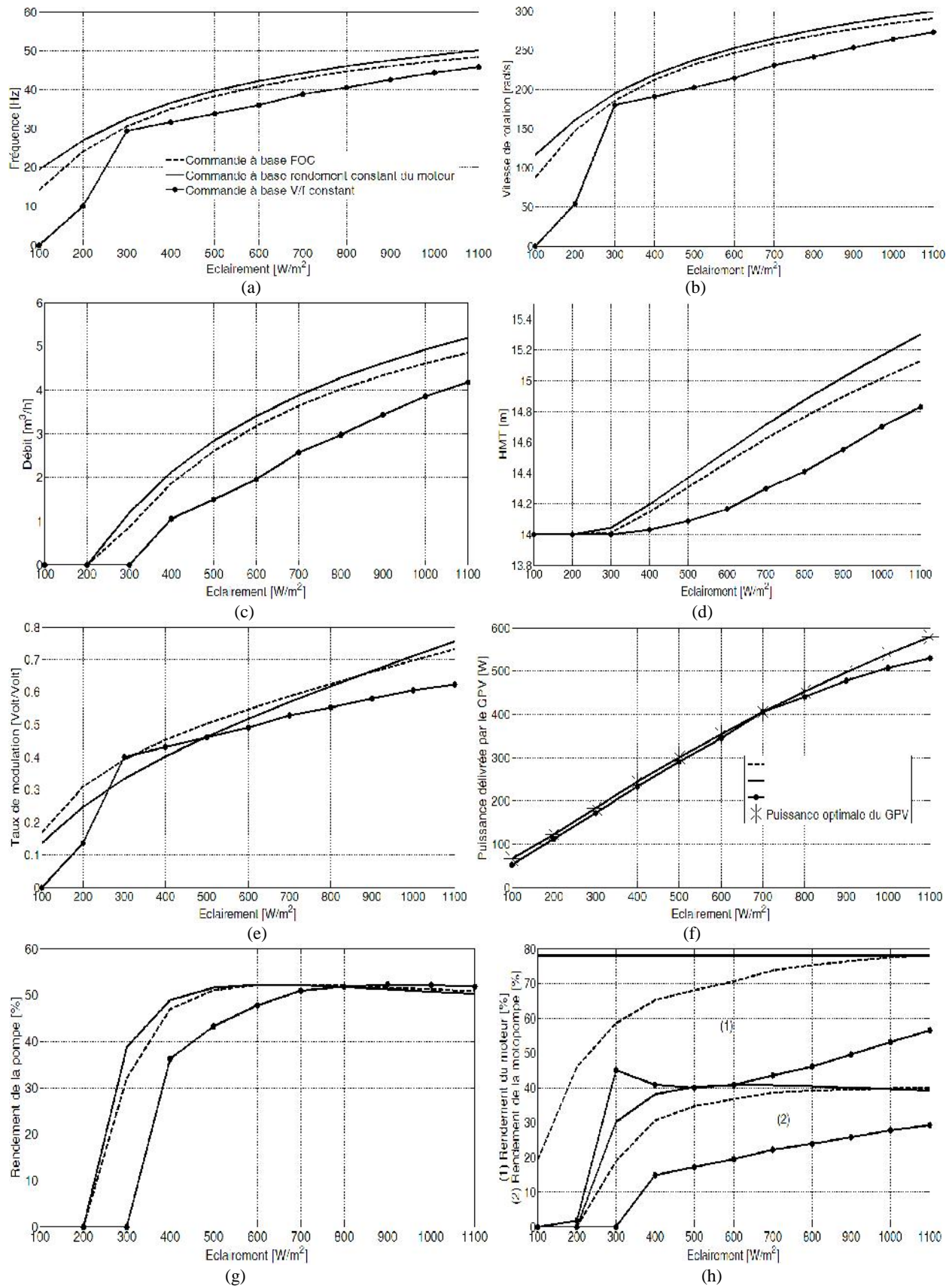


Figure V.30 : Fonctionnement du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil pour le cas $N_s \times N_p = 9 \times 1$ équivalent 9×3

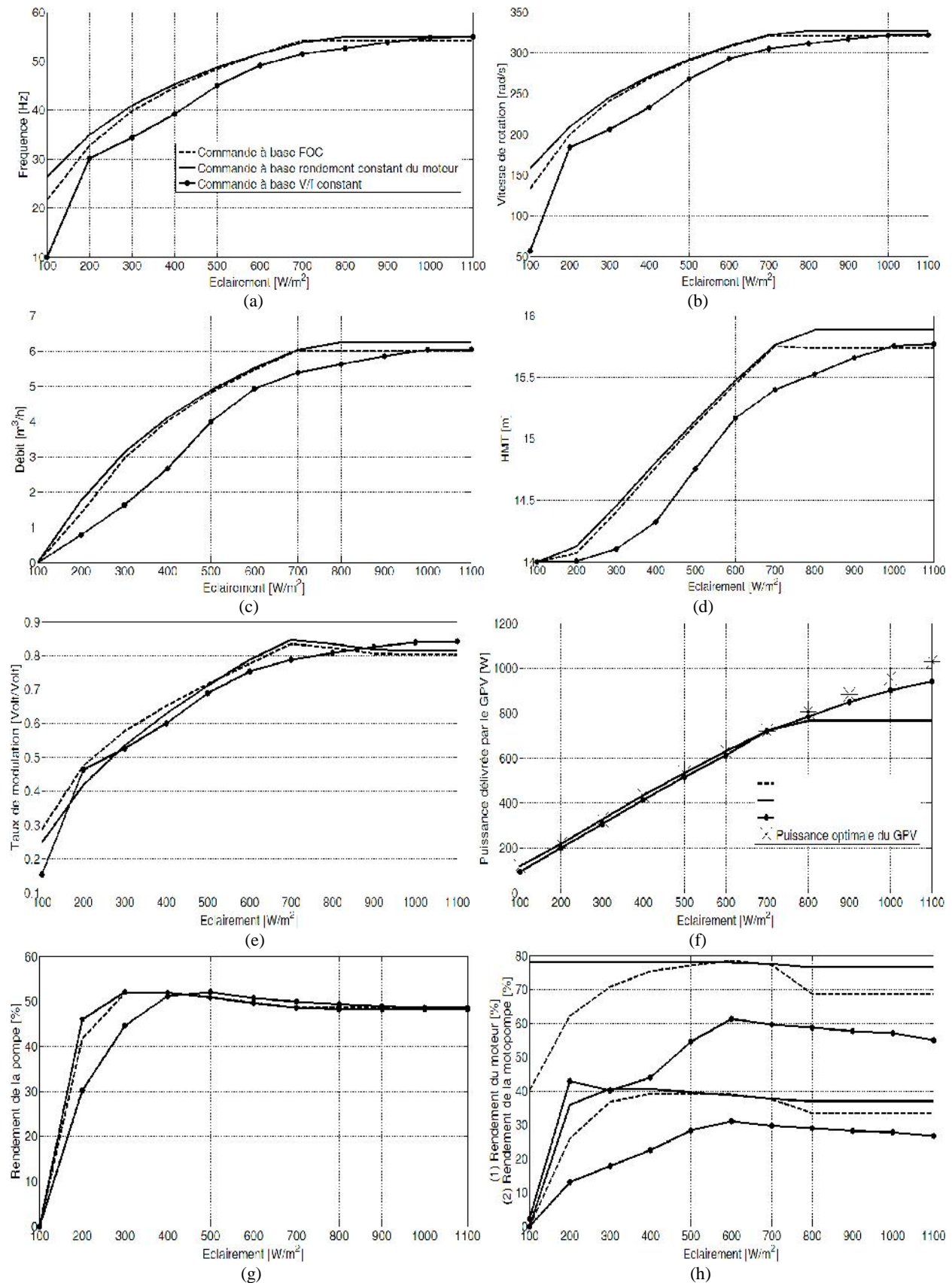


Figure V.31 : Fonctionnement du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil pour le cas $N_s \times N_p = 8 \times 2$ équivalent 8×6

Sur la figure V.30(a) est illustrée l'allure de la fréquence de l'onduleur comme fonction de l'éclairement du système $N_s \times N_p = 9 \times 1$. Par exemple, pour $E = 200 \text{ W/m}^2$, et dans le système à V/f constant, l'onduleur délivre une fréquence de 10 Hz , alors que pour le système fonctionnant à FOC ou à rendement constant du moteur, la fréquence délivrée atteint les valeurs de 24 Hz et 27 Hz respectivement. Même comportement pour les vitesses (Figure. V.30(b)).

De même, la figure V.30(c) caractérise les allures du débit de la pompe. Ce dernier est obtenu en utilisant la méthode linéaire d'interpolation/extrapolation. Deux remarques méritent d'être indiquées :

Pour le système à V/f constant, la pompe arrive à vaincre la hauteur géométrique et commence à délivrer l'eau à un éclairement $E = 300 \text{ W/m}^2$, alors que pour le système fonctionnant à FOC ou à rendement constant du moteur l'éclairement atteint seulement la valeur $E = 200 \text{ W/m}^2$. La courbe du débit pour le système à rendement constant, se situe au-dessus de celle des systèmes FOC et à V/f constant et ceci pour toute la gamme d'éclairement. Par conséquent, ceci permet d'augmenter le gain journalier en eau.

Concernant le rendement du moteur et de la pompe, pour la commande à rendement constant du moteur, on remarque que la pompe possède une valeur du rendement se situe au-dessus de celle des systèmes FOC et à V/f constant et ceci pour toute la gamme d'éclairements jusqu' l'éclairement $E = 800 \text{ W/m}^2$, parce que le rendement hydraulique décroît beaucoup hors du point correspondant de la vitesse de 240 rad/s pour $HMT = 15 \text{ m}$ et est particulièrement évident pour une pompe centrifuge. Pour les deux autres commandes, une fois que la vitesse dévie de la valeur de 240 rad/s , le rendement se dégrade impliquant l'augmentation des pertes de charge. Nous notons que, pour la commande à rendement constant, le moteur asynchrone possède une valeur du rendement constant qui se situe au-dessus de celle des systèmes FOC et à V/f constant et ceci pour toute la gamme d'éclairements.

Pour le cas $N_s \times N_p = 9 \times 1$ et pour les commandes FOC et à rendement constant du moteur, les puissances correspondantes du GPV convergent vers leurs valeurs optimales montrant ainsi l'efficacité de l'adaptateur MPPT. La fréquence converge vers 50 Hz à un niveau d'éclairement de 1100 W/m^2 . Donc, le système fonctionne à l'état nominal à midi solaire indiquant que le système est bien dimensionné selon la valeur de puissance nominale du moteur. Pour le système à V/f constant, la fréquence converge vers 44 Hz à un niveau d'éclairement de 1100 W/m^2 . En plus, le système ne fournit pas la puissance maximale. Il est, en générale proche de la puissance maximale, sauf pour le cas de l'éclairement égal à 700 W/m^2 (la tension, qui est fixe aux bornes du GPV, est identique à la tension optimale du GPV sous les conditions de cet éclairement) où les deux puissances sont identiques.

Pour le cas $N_s \times N_p = 8 \times 2$ et pour les commandes FOC et à rendement constant du moteur, la puissance maximale du GPV disponible dépasse la puissance maximale de la motopompe. A l'intervalle entre 0 et 700 W/m^2 , le système fonctionne à l'état optimal et, pour la suite du cheminement du point de puissance maximum, le système devient inactif (la fréquence nominale limite la puissance consommée par le moteur). On note qu'un moteur peut fonctionner à une puissance dépassant la puissance nominale ($700 \text{ W} > 550 \text{ W}$) à une fréquence dépassant la fréquence nominale (55 Hz). La fréquence maximum d'opération sera atteinte et le système fonctionnera loin en-dessous du point de puissance maximal. Mais, pour le système à V/f constant, la fréquence converge vers la valeur de 55 Hz à un niveau d'éclairement de 1100 W/m^2 .

Pour le cas $N_s \times N_p = 8 \times 2$ et concernant le rendement de la pompe et pour toutes les commandes, le rendement hydraulique à une valeur maximale au point correspondant de la vitesse de 240 rad/s pour $HMT = 15 \text{ m}$. Il est nécessaire de tenir compte de la variation de la HMT, donc de la désadaptation possible de la pompe, lors de la conception d'une installation. Notamment, une mauvaise évaluation du calcul de la HMT lors de la conception pourrait entraîner le choix d'une pompe mal adaptée, celle-ci ne pouvant fonctionner au point de fonctionnement maximal.

Selon les résultats, on constate que la commande à rendement constant du moteur est meilleure que les autres commandes.

On remarque que $r < 0.8$ et, selon les résultats de § II-4-3_4, on peut dire que nous atteignons rarement la forme de la tension de 9 niveaux.

La structure de l'onduleur à sept niveaux ou à neuf niveaux est imposée par le nombre et la caractéristique électrique des panneaux photovoltaïques, si nous volons un convertisseur à pas uniforme.

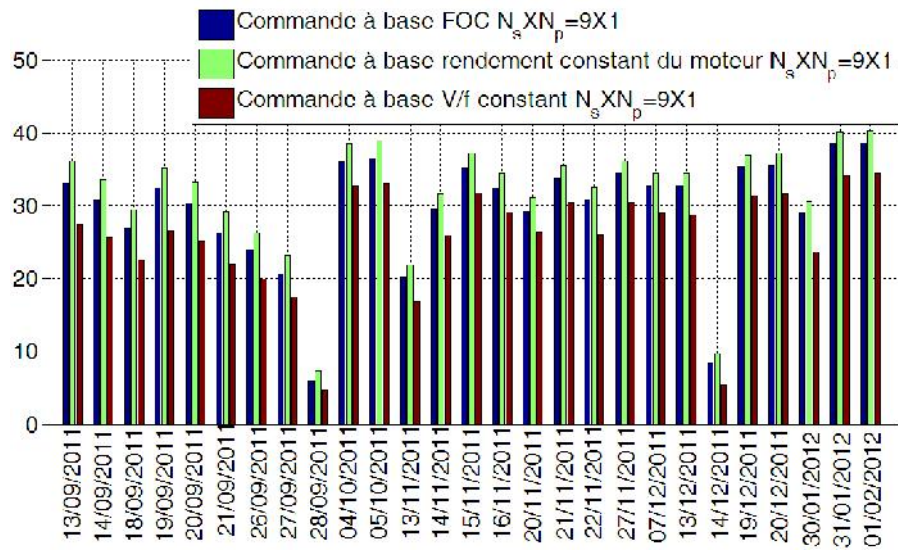
Le tableau V.3 résume les avantages et les inconvénients des trois commandes à étudier.

Avantages	Inconvénients
Commande à V/f constant	
<ul style="list-style-type: none"> • Construction simple. • La détermination de la tension exige un calcul très simple. • L'algorithme de commande est valable pour les pompes de même tension. 	<ul style="list-style-type: none"> • Le système ne fournit pas la puissance maximale.
Commande FOC	
<ul style="list-style-type: none"> • Précision de vitesse. • Système fournissant la puissance maximale. 	<ul style="list-style-type: none"> • La pompe centrifuge étant immergée, la commande exige d'utiliser un capteur ou observateur de vitesse. • Concernant la commande du système de pompage en boucle fermée, la température et l'insolation ont une variation de nature «aléatoire et diffuse». La synthèse du dispositif MPPT nécessite donc d'écrire des centaines d'équations non-linéaires (procédure assez longue) qui relient les variables météorologiques et la vitesse de référence.
Commande à rendement constant du moteur	
<ul style="list-style-type: none"> • Construction simple. • Système fournissant la puissance maximale. 	<ul style="list-style-type: none"> • Le calcul de la tension exige l'utilisation des paramètres du moteur et GPV.

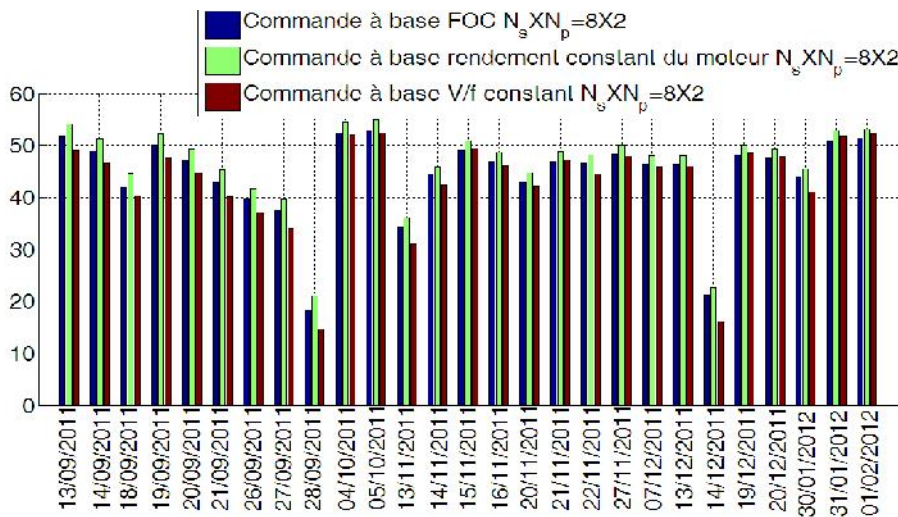
Tableau V.3 : Avantages et inconvénients des commandes étudiées

La variation de la vitesse (augmentation ou diminution) fait changer le point de fonctionnement. Mais, la pompe ne fonctionne pas toujours à un fonctionnement optimal. Donc, ce modèle nous donne la quantité d'eau pompée exacte durant une journée et le moment où le système de pompage fonctionne en régime optimal. Ceci nous a permis de dimensionner et imposer de faire fonctionner la station de pompage pour une période très longue dans le point de fonctionnement optimal et ceci à une vitesse qui dépend de l'éclairement.

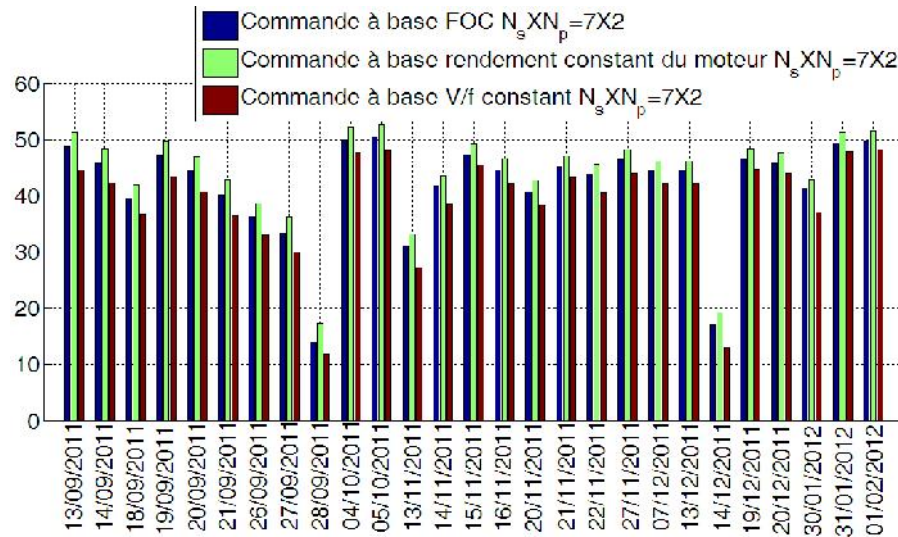
Par conséquent, la figure V.32 montre le volume pompé rassemblé pour les 27 jours typiques pour le système fonctionnant avec l'approche proposée (nous remplaçons dans le modèle les données météorologiques et donc, nous ne considérons pas l'effet d'ombrage, les autres pertes comme les poussières et les pertes causées par la réflexion des rayons par le GPV,....).



(a)



(b)



(c)

Figure V.32 : Quantité d'eau journalière obtenue

Pour le cas $N_s \times N_p = 9 \times 1$, le système fonctionne au point de puissance nominale à un niveau d'éclairement élevé, mais la quantité d'eau journalière est inférieure au besoin en eau, comme déjà cité au troisième chapitre ($45m^3$).

Bien que les commandes FOC et à rendement constant du moteur sont meilleures par rapport à la commande à V/f constant, mais avec $N_s \times N_p = 8 \times 2$, l'application de ces commandes donnent approximativement la même quantité d'eau, parce que la vitesse de rotation est saturée à un certain niveau d'éclairement. Le surdimensionnement du générateur photovoltaïque fait augmenter la quantité d'eau journalière (figure V. 32 (b)), mais le coût devient trop cher et non correspondant à la quantité d'eau ajoutée, sauf si on utilise une motopompe de gamme de puissance plus élevée que $0.55kW$ si le besoin en eau désiré est plus important que $50m^3$.

Si on installe un GPV de $N_s \times N_p = 7 \times 2$ (figure V. 32 (c)), le système nous donne la quantité d'eau désirée, ce qui peut être utilisé pour diminuer le coût.

Le choix d'un adaptateur de puissance adéquat permettra d'améliorer le rendement pour une certaine variation de la HMT mais ne constitue pas un palliatif à une pompe mal conçue. Les caractéristiques du site et de l'utilisation de l'eau devront donc être établies avec attention afin de bien choisir les composants du système de pompage PV. Dans de bonnes conditions d'utilisation, et pour un système bien conçu, on peut s'attendre à un rendement du groupe motopompe oscillant autour de 45%.

A partir des résultats obtenus pour la pompe centrifuge SP5A7, on peut noter que cette pompe va s'adapter pour une HMT supérieure de $15m$ mais les besoins en eau journalier devront être inférieurs à $40m^3$.

On peut installer une autre pompe de même puissance hydraulique à une HMT de $15m$ et avec un rendement moyen dépassant 40% (c'est-à-dire que le rendement sera optimal pour une longue durée).

V-5. Conclusion

Afin d'obtenir un fonctionnement optimal de notre système de pompage photovoltaïque d'une part, et de prévoir relativement le comportement d'autre part, nous avons étudié trois techniques de commande, basées sur le calcul de la fréquence, du débit et du rendement de la pompe. Dans ce chapitre et afin d'affiner et de valider ces modèles obtenus, nous avons étudié le comportement de la pompe selon la variation de l'éclairement.

La stratégie de commande vectorielle par orientation du flux rotorique a servi ici comme une solution pour contrôler le débit 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. Nous avons abordé les détails techniques d'une commande émergente à caractère prédictif à base des réseaux de neurones appelé, communément, technique de commande connexionniste. Après avoir donné un aperçu sur la similitude neurone biologique/neurone artificiel, nous nous sommes intéressés plus particulièrement à l'étude des architectures de type perceptron multicouches entraînées avec l'algorithme de rétropropagation du gradient. La simulation montre que les résultats de la poursuite de la vitesse de référence (c'est à dire l'éclairement) coïncident que ceux acquis par les bases de données.

Nous avons décrit une opération optimale d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil qui a été décrite dans ce travail. Le critère d'optimisation choisi permet l'amélioration du rendement du moteur à induction et de la pompe et assure un fonctionnement stable d'une part,

et la diminution du coût par la diminution du nombre des panneaux PV, d'autre part. Les résultats de simulation obtenus montrent qu'une augmentation de la quantité pompée pourra être atteinte par l'algorithme à rendement constant du moteur.

A partir des données d'estimation, et pour une journée typique, on peut quantifier le débit moyen journalier pour un système déterminé selon les besoin énergétique. En conséquence, on a dimensionné la pompe afin de maximiser la durée de fonctionnement optimale journalière de l'électropompe qui convient à notre installation (sélectionner la pompe appropriée pour l'application c'est-à-dire celle donnant un bon rendement toute la journée). Elle est, généralement, déterminée au préalable au vu de sa compétitivité vis-à-vis d'autres pompes pour le même service rendu.

(
.
,on aura
(où (((,etsont do ((((((((((
,
(: :
, : La sortie de neurone;; La sommation interne de neurone;
et

Conclusion Générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse a fait l'objet d'une synthèse d'une chaîne de conversion photovoltaïque au fil de soleil. Ce choix est justifié par la raison qu'en produisant de l'électricité sans effet de serre, le solaire photovoltaïque est de loin le meilleur moyen de satisfaire nos besoins en énergie, tout en protégeant notre environnement.

Le système photovoltaïque d'une puissance de $1200W_c$ est installé au niveau de notre unité de recherche URER/MS. L'ensemble se compose de 16 modules photovoltaïques au silicium monocristallin *Isofotón* de $75W_c$ répartis en 2 groupes parallèles de 8 modules en série. Les modules sont installés à un angle de latitude dans la cour de l'unité de recherche, qui est orientée à plein sud. Le générateur photovoltaïque est raccordé à un onduleur (onduleur $1.5kVA$ réalisé par M. *CHIKHI*), qui alimente une motopompe immergée SP5A7.

Cette thèse a eu pour objectif de présenter une méthode simple, facile, rapide et précise sans avoir besoin d'effectuer plusieurs tests expérimentaux sur le module photovoltaïque afin de déterminer les paramètres inconnus de l'équation non linéaire I-V du modèle du module photovoltaïque de type *Isofotón-75*, pour simuler notre système de pompage photovoltaïque pour n'importe quelles conditions, dans le cas où il n'est pas possible d'effectuer des tests expérimentaux, en utilisant seulement l'information contenues dans la fiche technique. Les équations du modèle ont été présentées en détail. Ce modèle a été validé par des données expérimentales.

En présence d'harmoniques au niveau de la tension de sortie, nous avons présenté une structure d'onduleur permettant d'améliorer les signaux de sortie. Dans ce travail, une approche générale du design des convertisseurs multiniveaux triphasés a été proposée. La topologie étudiée est basée sur la mise en série de k cellules d'onduleurs monophasés sur chaque phase. Cette modularité du circuit de puissance procure une simplicité d'utilisation et une facilité d'extension à un nombre élevé de cellules.

Les convertisseurs multiniveaux permettent de délivrer une tension plus élevée et de meilleure qualité que les convertisseurs conventionnels. Leur champ d'application est le domaine des moyennes et hautes tensions à fréquences de pulsation élevées. Parmi les convertisseurs à cellules en série, les onduleurs multiniveaux symétriques sont composés de cellules identiques dont la topologie est généralement à pont complet. Au contraire, les convertisseurs multiniveaux asymétriques, traités dans cette thèse, combinent des cellules utilise des sources continus différents. Nous avons présenté plusieurs possibilités de détermination des tensions continues partielles alimentant chaque cellule monophasée. Sur chaque phase du convertisseur, la tension de sortie qui en résulte est constituée d'un nombre élevé de niveaux à pas régulier.

A partir d'une nouvelle terminologie, la condition d'uniformité du pas de l'onduleur détermine des formules mathématique que nous permis d'avoir les caractéristiques qu'ils est possible d'obtenir. Les différentes solutions résultent d'une simple résolution d'inéquations algébriques, et procurent plusieurs degrés de liberté à l'utilisateur.

Une séquence de modulation SVM spécifique qui permet de minimiser le nombre de commutations du convertisseur a été développée. La condition de modulation optimisée détermine comment réduire la fréquence de commutation de la cellule haute tension sans

changer celle de la cellule basse tension. Cette propriété est essentielle pour tirer profit de l'hybridation d'interrupteurs de caractéristiques différentes.

La combinaison d'interrupteurs de propriétés différentes permet de combiner des cellules haute tension composées d'interrupteurs présentant peu de pertes par conduction avec des cellules basse tension composées d'interrupteurs présentant peu de pertes par commutation. Le rôle des cellules est distinct : l'objectif étant d'une part d'obtenir un convertisseur présentant globalement de meilleures performances, en termes de rendement, et d'autre part d'obtenir une résolution plus élevée avec le même nombre de cellules.

L'asymétrie est due aux rôles différents qu'occupent les cellules dans le convertisseur. Les différentes tâches sont réparties entre différentes cellules, alors que les cellules des convertisseurs multiniveaux symétriques partagent les mêmes fonctions. Les cellules haute tension des convertisseurs multiniveaux asymétriques sont chargées de convertir le gros de la puissance, tandis que leurs cellules basse tension ont pour mission d'améliorer la résolution et d'effectuer la modulation.

Le dimensionnement détaillé d'une installation a pour objectif de fixer les modalités de construction, en fonction de critères techniques, économiques et d'efficacité énergétique. Il comporte :

- le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement, etc.) ;
- la disposition détaillée du champ de capteurs (orientation, mode de montage, câblage, etc...) ;
- l'estimation de l'énergie produite ;
- une évaluation des coûts de construction, et le prix du *kWh* résultant.

Dans ce travail, nous avons développé un modèle empirique du système complet de la motopompe SP5A7 dont les paramètres ont été mesurés sur un banc d'essais, construit pour la caractérisation d'une pompe par l'équipe «électronique des systèmes» de notre unité de recherche. Nous avons élaboré un modèle mathématique des différents paramètres d'une pompe, à savoir le modèle du débit, puis celui du rendement en fonction de la fréquence. Les corrélations proposées sur quelques essais effectués sont des équations à trois exponentielles avec un coefficient de détermination $R^2=0.99$.

Nous avons proposé une nouvelle procédure facile, rapide et précise pour les motopompes. Seulement deux tests exigés pour déterminer les points de fonctionnement dans n'importe quel puits. Les valeurs de débit, donc la quantité journalière et le rendement moyen ont pu être déduits par simple calcul, sans utilisation de beaucoup de tests expérimentaux.

Après, on a été amené à suivre le projet en évaluant les différents paramètres. Les paramètres climatiques et la performance du système sont mesurés en permanence. L'éclairement sur un plan incliné est mesuré au moyen de pyranomètre. Les autres données surveillées sont la date, l'heure, la température ambiante et la température des panneaux PV, la tension DC du générateur, le courant fourni par chaque sous-ensemble de panneaux, et l'alimentation AC fournie.

Pour ces systèmes, et pour améliorer leurs fonctionnements, diverses commandes ont été développées. Parmi ces commandes que l'on a expérimentées, celle dont le principe requis est la maximisation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque (GPV), basée sur la contre-réaction de tension par V_{ref} fixe, utilisant la loi V/f constant.

L'évaluation des systèmes photovoltaïques est très importante pour une conception efficace. A cet effet, la méthode SV qui est très simple a été appliquée et validée dans ce travail.

L'évaluation a été effectuée avec un système d'exploitation de données PV réelles dans le test sur le terrain. Les résultats d'outdoor permettent de clarifier le mode de dégradation des modules PV, afin d'apporter des indications quant à l'amélioration de la fiabilité de ses modules photovoltaïques. Ainsi, la méthode SV est principalement transposable à d'autres types de technologies photovoltaïques pour n'importe quel lieu géographique où le système est installé avec seulement quelques considérations différentes de paramètres.

La valeur de PR signifie que environ de l'énergie solaire incidente dans la période d'analyse, n'est pas convertie en énergie utilisable en raison de circonstances telles que la perte de conduction, de la perte thermique ou, par exemple, de défauts dans les composants. Ici, l'indice de performance sert d'indicateur et peut conduire à une inspection plus poussée de l'installation photovoltaïque (nettoyage de salissures de modules PV, remplacement ou réparation de composants défectueux).

Afin d'obtenir un fonctionnement optimal de notre système de pompage photovoltaïque d'une part, et de prévoir le comportement d'autre part, nous avons analysé des techniques de commande différentes de la technique de commande expérimentée avec un transit de puissance maximale du GPV, basées sur le calcul de la fréquence, du débit et du rendement de la pompe.

La première, en boucle fermée, est la commande à flux orienté (FOC), régulant la vitesse par un régulateur PI. Cette technique de commande basée sur l'observateur adaptatif de *Luenberger* d'ordre réduit a permis d'assurer une parfaite reconstitution des grandeurs de commande, qui est nécessaire pour le bon fonctionnement de la structure d'étude, tout en réduisant la complexité du système. La construction de cet observateur est basée sur la théorie de stabilité au sens de *Lyapunov*. Nous avons, ensuite, présenté une commande à caractère prédictif, connue dans la littérature sous le nom de commande connexionniste ou commande neuronale, basée sur le concept des réseaux de neurones. Un axe d'étude a été envisagé pour la mise en évidence de ces réseaux, avec un intérêt accru pour le réseau multicouches et son algorithme d'apprentissage, qui fait partie d'une technique de commande émergente. La commande neuronale, apparaît comme la meilleure dans la conduite des systèmes complexes et non linéaires comme le système PV. Cette commande permet d'améliorer le fonctionnement d'un système de pompage PV.

La deuxième technique est en boucle ouverte, par un ajustement adéquat de la fréquence de sortie de l'onduleur. Le rendement du moteur peut être maintenu en accord avec le changement de l'éclairement et de la température.

Nous avons décrit une opération optimale d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil. Le critère d'optimisation choisi permet l'amélioration du rendement du moteur à induction et de la pompe et assure un fonctionnement stable d'une part, et la diminution du coût par la diminution du nombre des panneaux PV, d'autre part. Les résultats de simulation obtenus montrent qu'une augmentation de la quantité d'eau pompée pourra être atteinte par l'algorithme à rendement constant du moteur.

Dans le système de pompage, la régulation de vitesse n'est pas importante. Le paramètre le plus important est le débit d'eau avec un meilleur rendement, c'est-à-dire un système capable de monter l'eau avec de faibles puissances. Un des objectifs principaux de notre travail a été de sélectionner la pompe et de proposer une commande très simple appropriées pour l'application (bon débit d'eau souhaité avec un bon rendement toute la journée). Cette pompe est, généralement, déterminée au préalable en considérant sa compétitivité vis-à-vis d'autres pompes pour le même service rendu en utilisant des méthodes statiques.

Nous avons déterminé que pour le système de pompage PV au fil de soleil, le taux de modulation est $r < 0.8$ en fonction de la fréquence de l'onduleur. La tension de sortie de l'onduleur atteint, rarement, la forme de 9 niveaux. En plus, la structure de l'onduleur à sept niveaux ou neuf niveaux est imposée par le nombre et la caractéristique électrique des panneaux photovoltaïques, et par suite l'utilisation des onduleurs multiniveaux asymétriques peut être non justifiée.

Pour les systèmes PV de type connexion au réseau, qui sont caractérisés par la fréquence industrielle 50Hz et la tension d'alimentation 220V, le taux de modulation est compris dans un intervalle entre 1 et 1.15. Selon la caractéristique électrique des panneaux photovoltaïques, on peut insérer des onduleurs multiniveaux asymétriques. La tension de sortie atteint, alors, la forme de 9 niveaux. Mais, contrairement au système de pompage PV au fil de soleil, un contrôleur électronique est incorporé entre le générateur PV et l'onduleur, dont le rôle principal est la surveillance en continu du point de puissance maximale (MPPT) du générateur PV, quelque que soient les conditions de température et d'ensoleillement, et cela, en général, par action sur un dispositif de conversion DC/DC.

Les nouveaux tarifs et conditions de rachat de l'électricité ainsi produite font de l'investissement dans l'énergie solaire une source rentable et garantie de revenus pour notre futur et celui de nos enfants. La démarche proposée, de portée générale pour l'étude des systèmes photovoltaïques, ouvre la voie pour une étude affinée du système considéré.

Dans les perspectives d'un développement ultérieur du système, l'expérience acquise au cours de ce travail, nous permet d'envisager les points suivants :

- Les modèles du module PV cités dans le chapitre I, au sujet des caractéristiques I-V, sont validés pour le matériau silicium (poly-cristallin, mono-cristallin). Mais avec le développement, on a plusieurs types de matériaux semi-conducteurs comme : silicium amorphe, Multi-jonction, organique, ... etc. Donc il faut utiliser des autres modèles basés sur l'extrapolation et l'interpolation ou sur les réseaux neurones ;
- Pour maintenir les rayons solaires perpendiculaires au plan du générateur PV considéré, un mécanisme de poursuite continue et automatique du soleil est nécessaire. Cette technique, à deux axes, est compliquée et implique une consommation d'énergie importante. La poursuite solaire peut être alors réalisée suivant un seul axe. Cette option nécessite également une énergie non négligeable pour fonctionner. Un compromis est alors obtenu en optant pour une poursuite discontinue ;
- Utiliser ce modèle du module PV pour la détermination du gain en terme de quantité d'eau pompée par jour pour les différents modes d'orientation des panneaux solaires (fixe ; variable) ;
- Comme perspective directe à ce travail, nous pensons à l'implémentation de la technique SVM sur une carte DSP ; commandée les onduleurs multiniveaux asymétriques, appliquée aux systèmes PV de type connexion aux réseaux ;
- Orientation de la recherche vers les motopompes les plus usuelles actuellement, c'est les pompes à base de machines à courant continu sans balais (brushless DC motor) ;
- Cette étude nous encourage pour l'évaluation des performances des différents types de systèmes photovoltaïques, comme les systèmes PV de type connexion aux réseaux.

Annexe

Annexe A1

Note technique : Unités utilisées pour décrire les systèmes photovoltaïques et certaines estimations générales [06]

Ensoleillement maximal : 1000W/m^2 de densité énergétique (représente environ l'intensité du rayonnement solaire à midi par une journée ensoleillée).

1h d'ensoleillement maximal : 1000Wh/m^2 (1000W/m^2 durant une heure représente l'équivalent de 2h à 500W/m^2 , ou 1h à 600W/m^2 plus 2h à 200W/m^2).

Module PV de 75W : Puissance d'un module capable de produire 75W d'électricité à 25°C et exposé à l'ensoleillement maximal (1000W/m^2).

Module de 75W exposé à 1h d'ensoleillement maximal=75Wh

Annexe A2

Caractéristique électrique aux STC d'un générateur photovoltaïque [64]

Module isofotón #5		
Rendement : $\eta = 11.2\%$, Facteur de forme $FF = 74.4\%$		
Dimension : $(1.224 \times 0.545)\text{m}^2$ et Poids = 9kg		
Puissance optimale	P_{opt}	$75 \pm 10\%$
Tension optimale	V_{opt}	17.3
Courant optimal	I_{opt}	4.34
Tension de circuit ouvert	V_{oc}	21.6
Courant de court – circuit	I_{sc}	4.67
Nombre de cellule en série	N_c	36
Coefficient de courant	température	$[\%/^\circ\text{C}]$
Coefficient de tension	température	$[\%/^\circ\text{C}]$
Température ambiante de référence	T_{ref}	20
Température d'utilisation de cellule	T_{cell}	47

Annexe A3

Elaboration des modèles de simulation des générateurs photovoltaïques

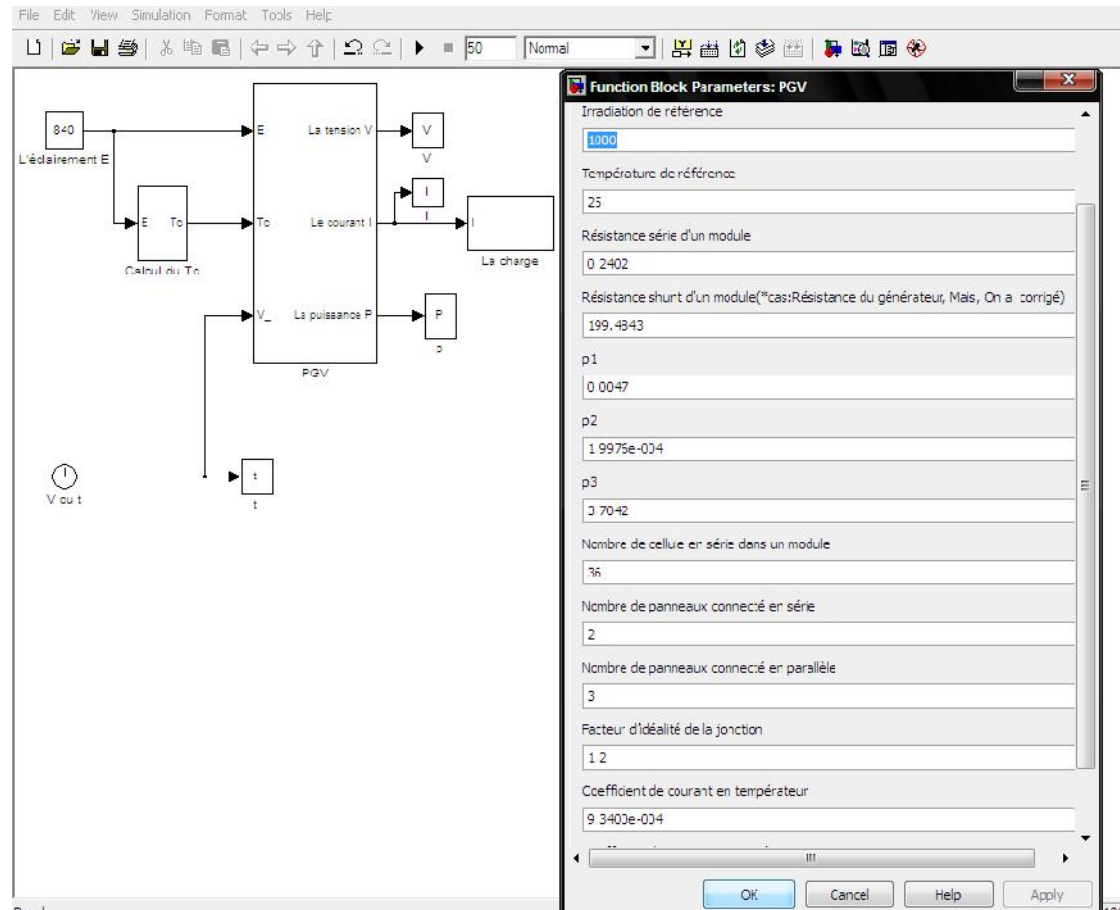


Figure A3.1 : Modèle de simulation d'un générateur photovoltaïque (Modèle électrique)

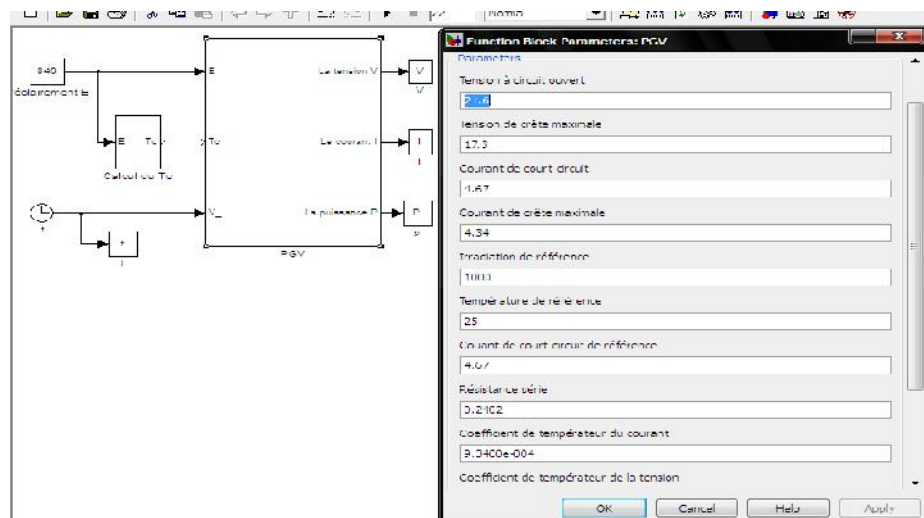


Figure A3.2 : Modèle de simulation d'un générateur photovoltaïque en utilisant le modèle de Raushanbah

Double click sur la case PVG que donne dans la figure A3.1, on obtient le schéma suivant :

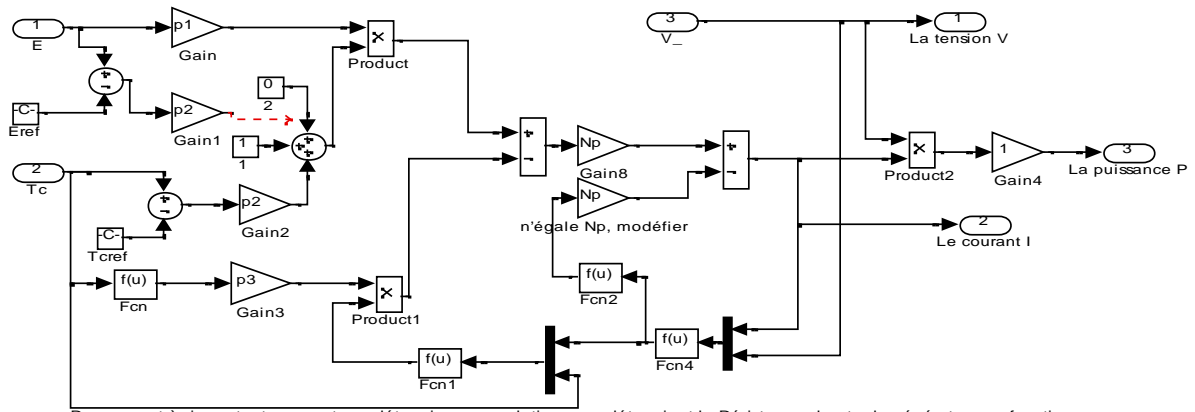


Figure A3.3 : Schéma de simulation d'un modèle électrique du GPV

Annexe A4

Onduleur symétrique à neuf niveaux (une seule phase)

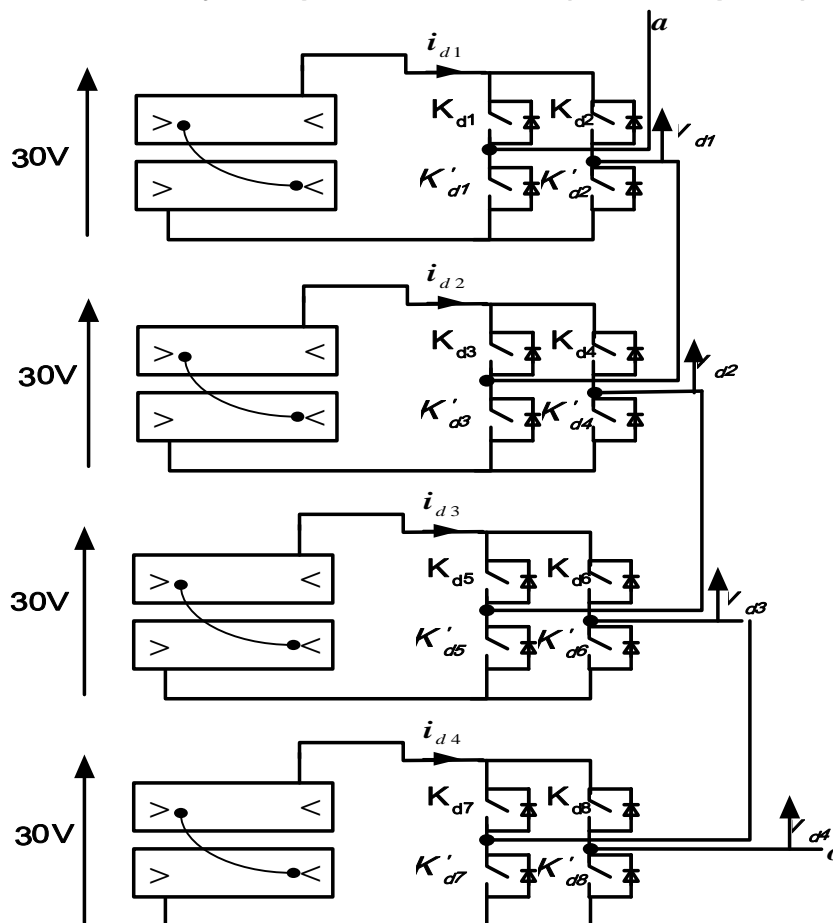


Figure A4 : Topologie d'un convertisseur symétrique à neuf niveaux

Pour une seule phase, l'onduleur symétrique à neuf niveaux contient 16 interrupteurs. Par contre, pour un onduleur asymétrique, 8 interrupteurs suffisent pour générer une tension à neuf niveaux.

Annexe A5

Elaboration des modèles de simulation des onduleurs multiniveaux et de leurs commandes

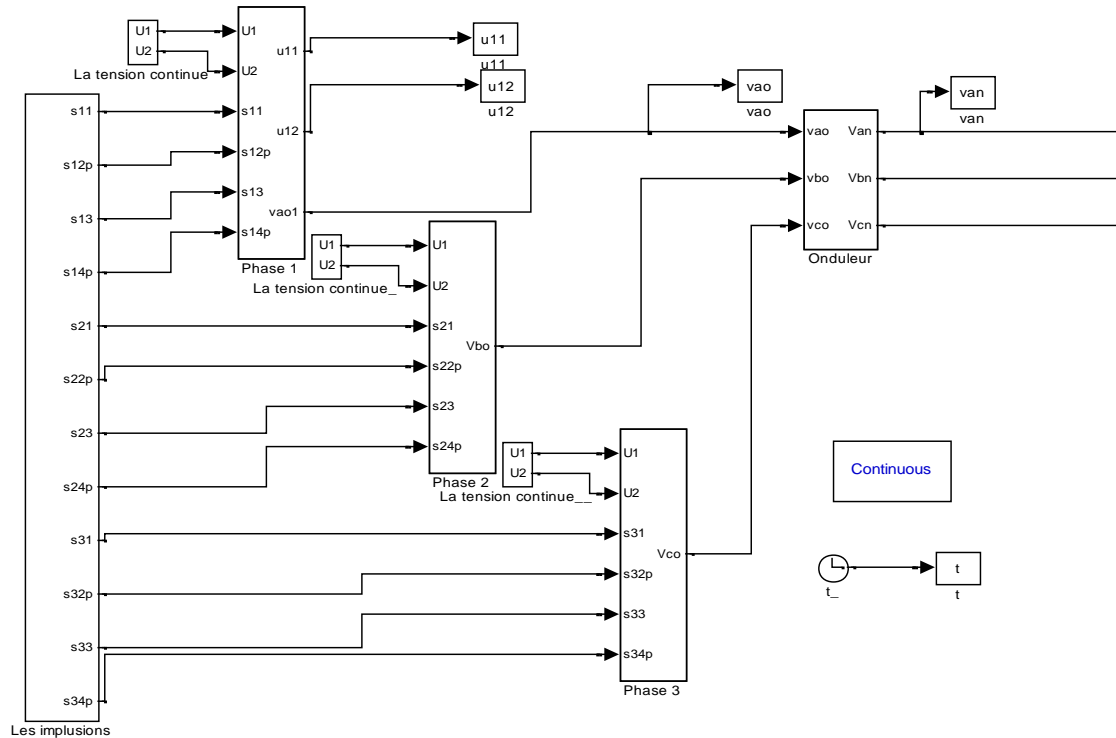


Figure A5.1 : Modèle de simulation de l'onduleur multiniveaux cascade triphasé à cinq, à sept ou à neuf niveaux de tension avec sa charge

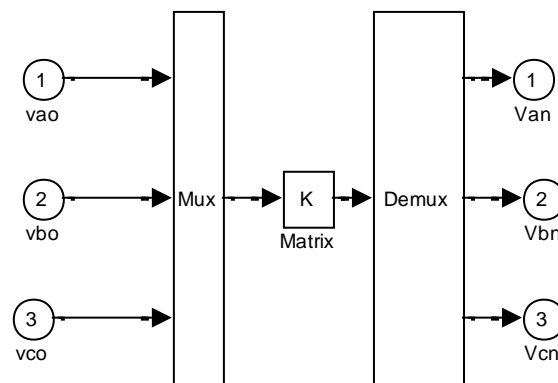


Figure A5.2 : Modèle de simulation d'une cellule à pont complet monophasé de l'onduleur cascade triphasé multiniveaux de tension

Annexe A6

Modélisation de la machine asynchrone (MAS) en régime permanent [41]

$$\text{On a : } g = \frac{fr\acute{e}_s - fr\acute{e}}{fr\acute{e}_s} = \frac{fr\acute{e}_r}{fr\acute{e}_s} \Rightarrow fr\acute{e}_r = gfr\acute{e}_s \quad (\text{A6-1})$$

$$\begin{cases} \bar{V}_s = R_{sm}\bar{I}_s + jL_s\omega_s\bar{I}_s + jM\omega_s\bar{I}_r \\ 0 = \frac{R_r}{g}\bar{I}_r + jL_r\omega_s\bar{I}_r + jM\omega_s\bar{I}_s \end{cases} \quad (\text{A6-2})$$

On en déduit un schéma aux inductances couplées :

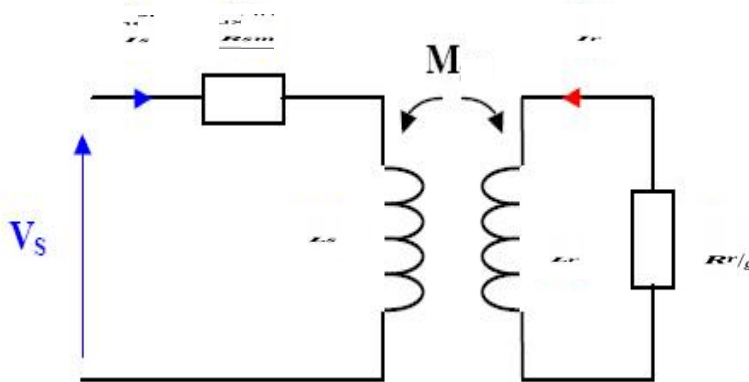


Figure A6.1 : Schéma équivalent en régime permanent : modèle à inductances couplées

On peut écrire :

$$\begin{cases} \bar{V}_s = R_{sm}\bar{I}_s + jL_s\omega_s\bar{I}_s + jL_s\omega_s\frac{M}{L_s}\bar{I}_r \\ 0 = \left(\frac{R_r}{g}\bar{I}_r + jL_r\omega_s\bar{I}_r + jM\omega_s\bar{I}_s\right)\frac{L_s}{M} \end{cases} \quad (\text{A6-3})$$

$$\text{On pose : } \bar{I}'_r = \bar{I}_r\frac{M}{L_s} \quad (\text{A6-4})$$

On aura :

$$\begin{cases} \bar{V}_s = R_{sm}\bar{I}_s + jL_s\omega_s\bar{I}_s + jL_s\omega_s\bar{I}'_r \\ 0 = \frac{R_r}{g}\frac{L_s}{M}\bar{I}'_r + jL_r\omega_s\frac{L_s}{M}\bar{I}'_r + jL_s\omega_s(\bar{I}_s + \bar{I}'_r - \bar{I}'_r) \end{cases} \quad (\text{A6-5})$$

$$\begin{cases} \bar{V}_s = R_{sm}\bar{I}_s + jL_s\omega_s\bar{I}_s + jL_s\omega_s\bar{I}'_r \\ 0 = \frac{R_r}{g}\left(\frac{L_s}{M}\right)^2\bar{I}'_r + jL_r\omega_s\left(\frac{L_s}{M}\right)^2\bar{I}'_r - jL_s\omega_s\bar{I}'_r + jL_s\omega_s(\bar{I}_s + \bar{I}'_r) \end{cases} \quad (\text{A6-6})$$

On pose :

$$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_sL_r} \quad (\text{A6-7})$$

$$R'_r = R_r\left(\frac{L_s}{M}\right)^2 \quad (\text{A6-8})$$

$$L'_r = L_r\sigma\left(\frac{L_s}{M}\right)^2 = \frac{L_rL_s^2}{M^2} - L_s \quad (\text{A6-9})$$

$$\text{Finalement, on aura : } \begin{cases} \bar{V}_s = R_{sm}\bar{I}_s + jL_s\omega_s(\bar{I}_s + \bar{I}'_r) \\ 0 = \frac{R'_r}{g}\bar{I}'_r + jL'_r\omega_s\bar{I}'_r + jL_s\omega_s(\bar{I}_s + \bar{I}'_r) \end{cases} \quad (\text{A6-10})$$

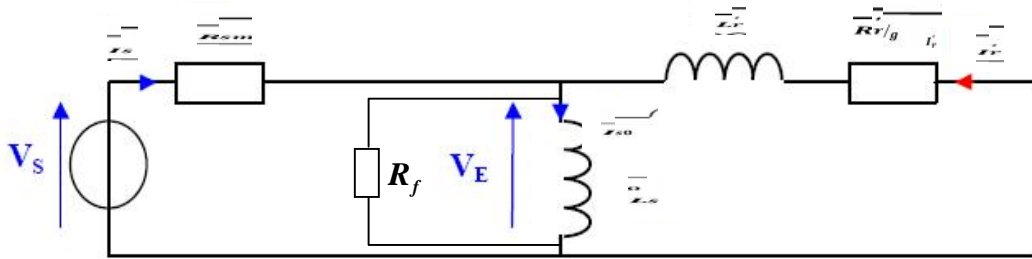


Figure A6.2 : Modèle d'une schéma équivalent en régime permanent : modèle à fuites totalisées au rotor

Annexe A7

Caractéristique des pompes de type SP5A



Figure A7.1 : Photo de la motopompe SP5A7

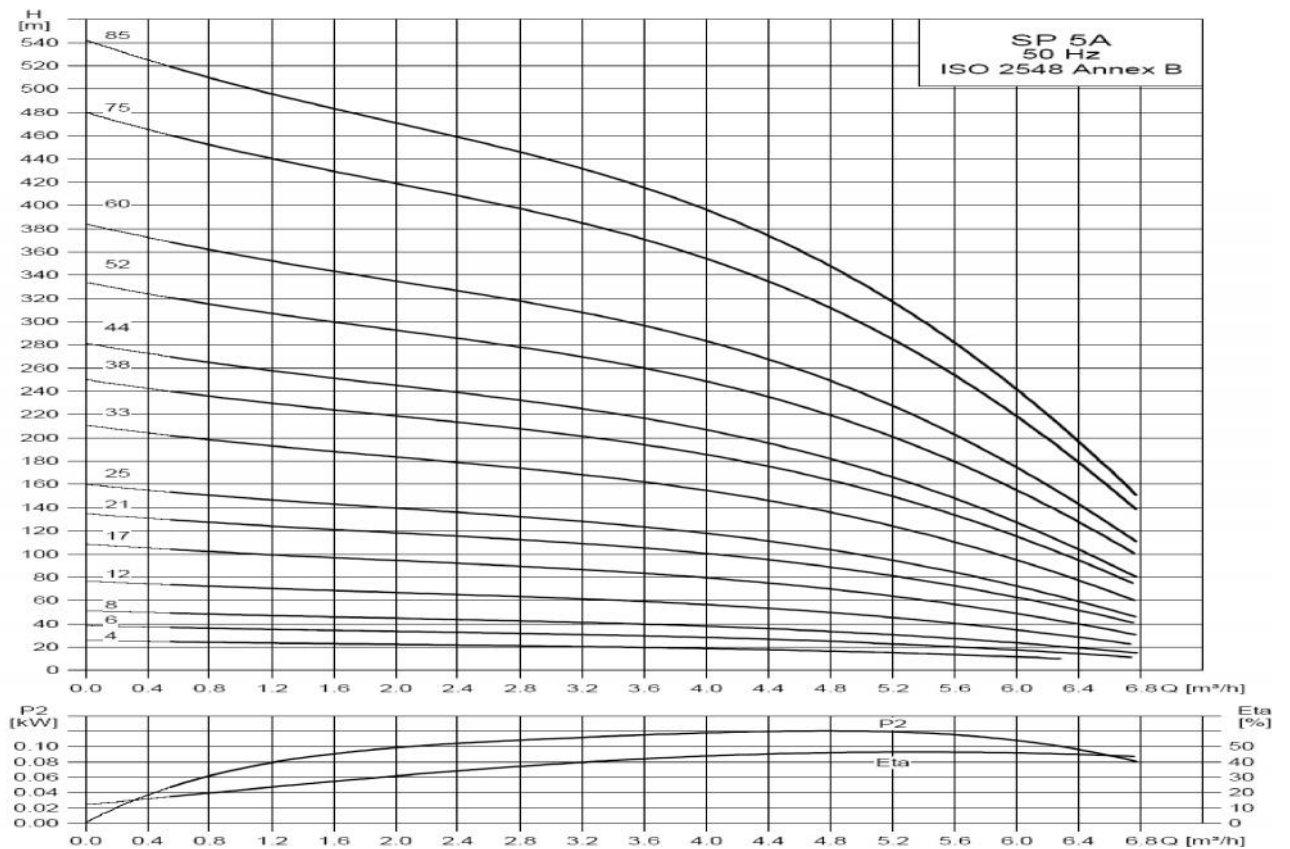


Figure A7.2 : Caractéristique (Q,H) des pompes SP5A pour la fréquence industrielle égale à 50Hz

Annexe A9

Importance du calcul du RP pour le dimensionnement des systèmes PV

Le dimensionnement et/ou l'amélioration des performances d'un système photovoltaïque sont tributaires de la connaissance de la caractéristique électrique de ses composants. Particulièrement, le module photovoltaïque.

Toutes les fiches techniques des modules photovoltaïques apportent essentiellement les informations relatives aux conditions de test standard (STC), les plus importants : la puissance maximale expérimentale $P_{\text{crête-expéri}}$, la tension et le courant au point de puissance maximale (V_{op} , I_{op}).

Mais, les modules photovoltaïques ont un comportement trop diffus et aléatoire vis-à-vis de la variation climatique. Par ailleurs, il est très difficile d'expliquer ses caractéristiques à tout le monde, par exemple à un paysan dans le cadre de sensibilisation.

Cette annexe, a pour objectif de présenter une nouvelle fiche technique des modules photovoltaïques permettant de présenter des caractéristiques faciles à comprendre. Cette fiche technique nous a aidé à dimensionner le système PV.

Nous avons déjà indiqué que : Ensoleillement = 5.8 heures ou 5.8 kWh/m^2 (A9-1)

Donc, l'énergie produite par le module isofotón-75 est donnée comme suit :

$$E_{\text{elec}} = P_{\text{elec}} \times \text{Ensoleillement} \times RP_1 = 75 \cdot 5.8 \cdot RP_1 = 435 \cdot RP \text{ Wh} \quad (\text{A9-2})$$

Les résultants sont représentés sur le tableau A9.

Tableau. A9 : Nouvelle fiche technique pour la région d'Adrar (énergie journalière produite)

Nouvelle plaque signalétique du Module isofotón 75		
Pendant une journée	Pendant une journée en été	Pendant une journée en hiver
304.5 <small>Wh</small>	321.9 <small>Wh</small>	295.8 <small>Wh</small>

On peut obtenir une plaque signalétique exacte et précise pour l'étude des performances d'une part, et pour faire un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque d'autre part.

Cette nouvelle désignation encourage les fabricants de module PV à développer les modules PV et à enrichir les plaques signalétiques par plus d'informations qui optimisent les études des performances énergétiques. Ces nouvelles plaques doivent comprendre non seulement l'état simple d'estimation, typiquement aux STC, mais également l'énergie produite dans les diverses conditions climatiques.

Annexe A10

Méthode numérique pour l'interpolation de l'équation

$$I_{pv_op} = 0.91032N_p p_1 E(1 + p_2 \Delta T) + 0.07921 = 0.91032I_{ph} + 0.07921 \quad 0.91I_{ph}$$

Pour chaque valeur de l'éclairement et de la température, c'est-à-dire la valeur de I_{ph} , on résout l'équation (V-11), en utilisant la méthode de *Newton* ou la méthode de *Dichotomie*. On trouve I_{op} . Ensuite, on peut déterminer V_{op} et V_{oc} en remplaçant l'équation (V-09) par $I_{pv} = I_{pv_op}$ et $I_{pv} = 0$ respectivement.

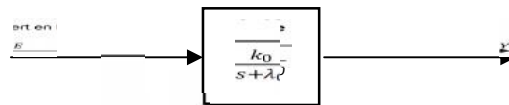
Remarque : Pour la méthode de *Newton*, le choix de la valeur initiale et pour la méthode de *Dichotomie*, les bornes de l'intervalle sont très importantes pour atteindre la valeur exacte de la solution. Comment ? On calcule le I_{ph} et on choisit x_0 légèrement inférieur à I_{ph} (Exemple : $I_{ph}=2.42A$; On prend $x_0=2.4$). Les résultats sont résumés dans les tableaux A12.1 à A12.5.

Après avoir introduit ces résultats dans le logiciel 'ORIGINELAB', qui nous a permis de faire le lissage de ces caractéristiques, on aboutira à l'équation (V-12).

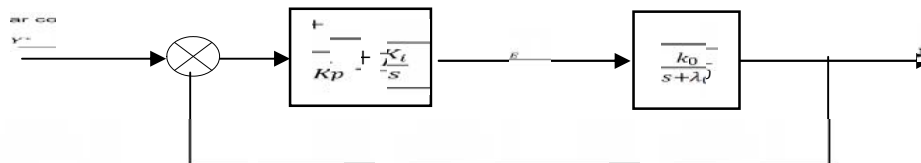
Annexe A11

Calcul des régulateurs PI par la méthode d'imposition des pôles

On a la fonction de transfert en boucle ouverte :



Régulation par correcteur : PI = $K_p + \frac{K_i}{s}$



Nous avons :

$$\begin{aligned}
 Y &= \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \left(\frac{k_0}{s + \lambda_0} \right) (Y^* - Y) \Rightarrow Y + \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \left(\frac{k_0}{s + \lambda_0} \right) Y = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \left(\frac{k_0}{s + \lambda_0} \right) Y^* \\
 \frac{s(s + \lambda_0) + k_0(K_p s + K_i)}{s(s + \lambda_0)} Y &= \frac{k_0(K_p s + K_i)}{s(s + \lambda_0)} Y^* \\
 \frac{Y}{Y^*} &= \frac{k_0(K_p s + K_i)}{s(s + \lambda_0) + k_0(K_p s + K_i)} \\
 \frac{Y}{Y^*} &= \frac{k_0(K_p s + K_i)}{s^2 + (k_0 K_p + \lambda_0)s + k_0 K_i}
 \end{aligned}$$

Si on veut imposer les pôles $(-\lambda \pm \lambda j)$:

$$\text{Donc : } s^2 + (k_0 K_p + \lambda_0)s + k_0 K_i = (s + \lambda + \lambda j)(s + \lambda - \lambda j) = s^2 + 2\lambda s + 2\lambda^2$$

$$\begin{cases} k_0 K_p + \lambda_0 = 2\lambda \\ k_0 K_i = 2\lambda^2 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_p = \frac{2\lambda - \lambda_0}{k_0} \\ K_i = \frac{2\lambda^2}{k_0} \end{cases}$$

Annexe A12

Vecteurs d'apprentissage

On rappelle que le nombre de panneaux est $9N_s \times 1N_p$. Suite de la résolution de l'équation (V-40), on peut établir une relation explicite entre l'éclairement et la vitesse de consigne pour extraire la puissance maximale.

Pour la température ambiante : $T_a=11^\circ\text{C}$

$E[\text{W/m}^2]$	$I_{ph} [\text{A}]$ générateur	$I_{op} [\text{A}]$ générateur	$V_{oc} [\text{Volts}]$ module	$V_{op} [\text{Volts}]$ module	$\frac{\dot{\epsilon}}{\omega \cdot t_e} = \frac{1}{\Omega} [\text{rad/ss}]$
0	0	0	0	0	Puissance insuffisante
73	0.3423	0.3259	19.6619	16.3184	16.1887
100	0.4690	0.4450	19.9231	16.6109	89.2347
150	0.7037	0.6655	20.2215	16.9013	133.0191
200	0.9386	0.8860	20.3973	17.0418	161.6738
230	1.0797	1.0182	20.4687	17.0872	175.3607
250	1.1737	1.1062	20.5062	17.1062	183.4623
270	1.2678	1.1943	20.5372	17.1180	190.8938
300	1.4089	1.3263	20.5732	17.1245	200.9879
320	1.5030	1.4143	20.5913	17.1225	207.1212
350	1.6443	1.5461	20.6112	17.1118	215.5696
375	1.7620	1.6560	20.6220	17.0971	222.0177
400	1.8798	1.7657	20.6283	17.0775	228.0041
430	2.0212	1.8973	20.6306	17.0487	234.6599
450	2.1155	1.9850	20.6293	17.0266	238.8159
470	2.2098	2.0726	20.6261	17.0026	242.7713
500	2.3513	2.2040	20.6179	16.9631	248.3671
525	2.4693	2.3133	20.6082	16.9274	252.7538
550	2.5874	2.4226	20.5963	16.8894	256.9162
575	2.7054	2.5318	20.5823	16.8495	260.8761
600	2.8235	2.6409	20.5664	16.8077	264.6520
625	2.9417	2.7499	20.5487	16.7643	268.2603
650	3.0598	2.8589	20.5295	16.7193	271.7150
670	3.1544	2.9459	20.5131	16.6823	274.3765
700	3.2963	3.0764	20.4868	16.6252	278.2115
720	3.3910	3.1633	20.4682	16.5862	280.6704
740	3.4856	3.2502	20.4489	16.5465	283.0564
750	3.5330	3.2935	20.4390	16.5264	284.2232
780	3.6750	3.4236	20.4081	16.4652	287.6247
800	3.7698	3.5103	20.3868	16.4236	289.8140
825	3.8882	3.6185	20.3592	16.3708	292.4677

850	4.0067	3.7266	20.3307	16.3173	295.0343
880	4.1490	3.8561	20.2954	16.2520	298.0058
900	4.2438	3.9424	20.2713	16.2080	299.9246
920	4.3387	4.0286	20.2466	16.1635	301.7960
950	4.4811	4.1577	20.2088	16.0961	304.5180
980	4.6236	4.2866	20.1700	16.0278	307.1430
1000	4.7185	4.3725	20.1436	15.9819	308.8415
1020	4.8136	4.4583	20.1169	15.9356	310.5006
1050	4.9561	4.5868	20.0760	15.8657	312.9179
1075	5.0750	4.6937	20.0414	15.8070	314.8695
1100	5.1939	4.8005	20.0062	15.7478	316.7662
1125	5.3128	4.9072	19.9706	15.6882	318.6100
1150	5.4318	5.0137	19.9345	15.6283	320.4027
1180	5.5746	5.1413	19.8905	15.5560	322.4888
1200	5.6699	5.2263	19.8608	15.5075	323.8413

Tableau A12.1 : Valeurs du courant optimal et de la vitesse de consigne pour $T_a=11^\circ\text{C}$

Pour la température ambiante : $T_a=19^\circ\text{C}$

$E[\text{W/m}^2]$	$I_{ph} [\text{A}]$ générateur	$I_{op} [\text{A}]$ générateur	$V_{oc} [\text{Volts}]$ module	$V_{op} [\text{Volts}]$ module	$\omega = \frac{e}{te} = \frac{1}{\Omega} [\text{rad/ss}]$
0	0	0	0	0	Puissance insuffisante
73	0.3429	0.3251	18.9961	15.6476	Puissance insuffisante
100	0.4698	0.4439	19.2664	15.9457	82.9843
150	0.7049	0.6639	19.5764	16.2450	128.2604
200	0.9401	0.8839	19.7602	16.3924	157.1617
230	1.0814	1.0157	19.8356	16.4416	170.9138
250	1.1756	1.1036	19.8754	16.4628	179.0461
270	1.2698	1.1914	19.9084	16.4767	186.5021
300	1.4112	1.3231	19.9472	16.4861	196.6243
320	1.5054	1.4108	19.9671	16.4860	202.7718
350	1.6469	1.5423	19.9894	16.4780	211.2352
375	1.7648	1.6519	20.0020	16.4651	217.6908
400	1.8828	1.7613	20.0100	16.4475	223.6800
430	2.0244	1.8925	20.0141	16.4209	230.3336
450	2.1189	1.9799	20.0140	16.4002	234.4847
470	2.2134	2.0673	20.0119	16.3775	238.4327
500	2.3551	2.1982	20.0052	16.3400	244.0129
525	2.4733	2.3072	19.9968	16.3059	248.3827
550	2.5915	2.4162	19.9860	16.2696	252.5250
575	2.7097	2.5250	19.9731	16.2311	256.4617
600	2.8280	2.6337	19.9582	16.1908	260.2116
625	2.9464	2.7424	19.9416	16.1487	263.7912
650	3.0647	2.8509	19.9233	16.1051	267.2149

670	3.1594	2.9376	19.9076	16.0692	269.8501
700	3.3016	3.0676	19.8823	16.0137	273.6431
720	3.3964	3.1542	19.8644	15.9758	276.0727
740	3.4912	3.2407	19.8457	15.9371	278.4282
750	3.5386	3.2839	19.8361	15.9175	279.5794
780	3.6809	3.4135	19.8061	15.8577	282.9328
800	3.7758	3.4998	19.7853	15.8171	285.0889
825	3.8944	3.6075	19.7584	15.7656	287.7002
850	4.0131	3.7151	19.7306	15.7132	290.2232
880	4.1556	3.8441	19.6961	15.6494	293.1412
900	4.2506	3.9299	19.6724	15.6063	295.0235
920	4.3456	4.0157	19.6483	15.5627	296.8579
950	4.4882	4.1442	19.6111	15.4966	299.5237
980	4.6309	4.2725	19.5730	15.4297	302.0913
1000	4.7261	4.3580	19.5470	15.3847	303.7512
1020	4.8212	4.4433	19.5207	15.3393	305.3712
1050	4.9640	4.5711	19.4805	15.2707	307.7292
1075	5.0831	4.6775	19.4463	15.2130	309.6308
1100	5.2021	4.7837	19.4116	15.1549	311.4771
1125	5.3213	4.8897	19.3764	15.0964	313.2700
1150	5.4404	4.9956	19.3407	15.0376	315.0113
1180	5.5835	5.1224	19.2972	14.9665	317.0352
1200	5.6789	5.2069	19.2679	14.9189	318.3460

Tableau A12.2 : Valeurs du courant optimal et de la vitesse de consigne pour $T_a=19^\circ\text{C}$

Pour la température ambiante : $T_a=25^\circ\text{C}$

$E[\text{W/m}^2]$	I_{ph} [A] générateur	I_{op} [A] générateur	V_{oc} [Volts] module	V_{op} [Volts] module	$\omega = \frac{e}{te} = \Omega$ [rad/ss]
0	0	0	0	0	Puissance insuffisante
73	0.3433	0.3244	18.4952	15.1462	Puissance insuffisante
100	0.4703	0.4430	18.7724	15.4485	77.6636
150	0.7057	0.6626	19.0910	15.7542	124.4663
200	0.9413	0.8821	19.2809	15.9071	153.5985
230	1.0827	1.0137	19.3592	15.9588	167.4092
250	1.1770	1.1014	19.4007	15.9816	175.5687
270	1.2713	1.1890	19.4353	15.9971	183.0461
300	1.4129	1.3204	19.4763	16.0086	193.1928
320	1.5072	1.4079	19.4975	16.0099	199.3526
350	1.6489	1.5392	19.5216	16.0039	207.8297
375	1.7670	1.6484	19.5355	15.9925	214.2924
400	1.8851	1.7576	19.5447	15.9763	220.2853
430	2.0269	1.8885	19.5503	15.9514	226.9388
450	2.1214	1.9757	19.5511	15.9318	231.0873

470	2.2160	2.0629	19.5498	15.9101	235.0308
500	2.3579	2.1935	19.5443	15.8741	240.6007
525	2.4762	2.3022	19.5368	15.8412	244.9588
550	2.5946	2.4108	19.5269	15.8060	249.0869
575	2.7130	2.5194	19.5148	15.7687	253.0068
600	2.8314	2.6278	19.5007	15.7295	256.7379
625	2.9499	2.7361	19.4848	15.6885	260.2966
650	3.0684	2.8443	19.4672	15.6459	263.6974
670	3.1632	2.9308	19.4520	15.6108	266.3130
700	3.3055	3.0604	19.4275	15.5566	270.0747
720	3.4004	3.1467	19.4101	15.5194	272.4823
740	3.4954	3.2329	19.3919	15.4815	274.8149
750	3.5428	3.2760	19.3825	15.4623	275.9544
780	3.6853	3.4051	19.3532	15.4036	279.2713
800	3.7803	3.4911	19.3329	15.3638	281.4022
825	3.8991	3.5985	19.3065	15.3132	283.9811
850	4.0179	3.7057	19.2792	15.2617	286.4708
880	4.1605	3.8342	19.2452	15.1990	289.3477
900	4.2557	3.9197	19.2219	15.1566	291.2021
920	4.3508	4.0052	19.1981	15.1137	293.0080
950	4.4936	4.1332	19.1615	15.0487	295.6303
980	4.6364	4.2609	19.1238	14.9828	298.1536
1000	4.7317	4.3460	19.0982	14.9384	299.7835
1020	4.8270	4.4310	19.0722	14.8938	301.3731
1050	4.9699	4.5583	19.0324	14.8262	303.6850
1075	5.0891	4.6641	18.9986	14.7693	305.5477
1100	5.2083	4.7698	18.9643	14.7121	307.3545
1125	5.3276	4.8754	18.9294	14.6544	309.1076
1150	5.4469	4.9807	18.8940	14.5964	310.8087
1180	5.5901	5.1069	18.8509	14.5263	312.7839
1200	5.6856	5.1909	18.8219	14.4793	314.0618

Tableau A12.3 : Valeurs du courant optimal et de la vitesse de consigne pour $T_a=25^\circ C$ Pour la température ambiante : $T_a=32^\circ C$

$E[W/m^2]$	$I_{ph} [A]$ générateur	$I_{op} [A]$ générateur	$V_{oc} [Volts]$ module	$V_{op} [Volts]$ module	$\frac{\dot{\epsilon}}{\omega \cdot t_e} = \frac{\epsilon}{\Omega} [rad/ss]$
0	0	0	0	0	Puissance insuffisante
73	0.3437	0.3235	17.9091	14.5640	Puissance insuffisante
100	0.4710	0.4418	18.1943	14.8702	70.4582
150	0.7067	0.6609	18.5232	15.1834	119.7559
200	0.9426	0.8798	18.7202	15.3423	149.2237
230	1.0842	1.0111	18.8018	15.3971	163.1169
250	1.1786	1.0985	18.8453	15.4219	171.3138

270	1.2731	1.1859	18.8818	15.4391	178.8203
300	1.4148	1.3170	18.9253	15.4532	189.0002
320	1.5093	1.4043	18.9480	15.4562	195.1768
350	1.6512	1.5351	18.9742	15.4523	203.6725
375	1.7694	1.6441	18.9897	15.4428	210.1457
400	1.8877	1.7529	19.0004	15.4283	216.1447
430	2.0297	1.8834	19.0076	15.4052	222.8001
450	2.1244	1.9704	19.0095	15.3869	226.9468
470	2.2191	2.0572	19.0091	15.3664	230.8861
500	2.3612	2.1874	19.0050	15.3322	236.4455
525	2.4797	2.2958	18.9985	15.3007	240.7912
550	2.5982	2.4040	18.9896	15.2669	244.9036
575	2.7168	2.5122	18.9785	15.2309	248.8050
600	2.8354	2.6202	18.9653	15.1929	252.5148
625	2.9540	2.7282	18.9503	15.1532	256.0496
650	3.0727	2.8360	18.9335	15.1119	259.4242
670	3.1676	2.9221	18.9190	15.0778	262.0173
700	3.3101	3.0512	18.8954	15.0249	265.7427
720	3.4052	3.1371	18.8786	14.9887	268.1246
740	3.5002	3.2230	18.8609	14.9517	270.4304
750	3.5478	3.2659	18.8518	14.9329	271.5561
780	3.6904	3.3945	18.8233	14.8757	274.8301
800	3.7855	3.4801	18.8035	14.8367	276.9314
825	3.9045	3.5869	18.7777	14.7872	279.4719
850	4.0235	3.6937	18.7510	14.7368	281.9221
880	4.1663	3.8216	18.7177	14.6754	284.7501
900	4.2616	3.9067	18.6948	14.6338	286.5710
920	4.3569	3.9917	18.6714	14.5918	288.3429
950	4.4998	4.1191	18.6354	14.5280	290.9130
980	4.6429	4.2462	18.5984	14.4633	293.3830
1000	4.7383	4.3308	18.5731	14.4198	294.9767
1020	4.8337	4.4153	18.5474	14.3759	296.5297
1050	4.9768	4.5419	18.5082	14.3095	298.7859
1075	5.0962	4.6472	18.4748	14.2537	300.6014
1100	5.2156	4.7522	18.4409	14.1974	302.3605
1125	5.3350	4.8571	18.4064	14.1407	304.0652
1150	5.4545	4.9619	18.3714	14.0837	305.7174
1180	5.5979	5.0873	18.3288	14.0148	307.6331
1200	5.6935	5.1707	18.3000	13.9686	308.8710

Tableau A12.4 : Valeurs du courant optimal et de la vitesse de consigne pour $T_a=32^\circ C$

Pour la température ambiante : $T_a=42^\circ C$

$E[W/m^2]$	$I_{ph} [A]$ générateur	$I_{op} [A]$ générateur	$V_{oc} [Volts]$ module	$V_{op} [Volts]$ module	$\frac{\dot{e}}{\omega \cdot t_e} = \frac{\omega}{\Omega} [rad/ss]$
0	0	0	0	0	Puissance insuffisante
73	0.3444	0.3221	17.0690	13.7358	Puissance insuffisante
100	0.4719	0.4399	17.3656	14.0480	56.8117
150	0.7081	0.6581	17.7090	14.3716	112.3834
200	0.9445	0.8761	17.9161	14.5389	142.5070
230	1.0863	1.0068	18.0026	14.5981	156.5538
250	1.1810	1.0939	18.0491	14.6256	164.8188
270	1.2756	1.1809	18.0881	14.6453	172.3773
300	1.4176	1.3114	18.1352	14.6631	182.6156
320	1.5124	1.3983	18.1601	14.6683	188.8216
350	1.6545	1.5286	18.1893	14.6676	197.3507
375	1.7729	1.6370	18.2071	14.6606	203.8432
400	1.8915	1.7454	18.2199	14.6486	209.8548
430	2.0337	1.8752	18.2295	14.6283	216.5170
450	2.1286	1.9617	18.2328	14.6118	220.6636
470	2.2235	2.0482	18.2339	14.5930	224.5992
500	2.3659	2.1777	18.2317	14.5613	230.1467
525	2.4846	2.2855	18.2268	14.5319	234.4769
550	2.6034	2.3931	18.2194	14.5000	238.5692
575	2.7222	2.5007	18.2096	14.4659	242.4459
600	2.8410	2.6081	18.1978	14.4299	246.1268
625	2.9599	2.7154	18.1840	14.3920	249.6288
650	3.0788	2.8225	18.1684	14.3525	252.9669
670	3.1739	2.9082	18.1548	14.3197	255.5283
700	3.3167	3.0364	18.1325	14.2690	259.2024
720	3.4119	3.1218	18.1165	14.2341	261.5477
740	3.5072	3.2071	18.0996	14.1984	263.8151
750	3.5548	3.2497	18.0909	14.1803	264.9210
780	3.6977	3.3774	18.0636	14.1251	268.1332
800	3.7930	3.4624	18.0444	14.0874	270.1913
825	3.9122	3.5685	18.0196	14.0395	272.6760
850	4.0315	3.6745	17.9937	13.9907	275.0684
880	4.1746	3.8014	17.9614	13.9311	277.8245
900	4.2700	3.8859	17.9391	13.8908	279.5961
920	4.3655	3.9702	17.9164	13.8500	281.3177
950	4.5088	4.0966	17.8812	13.7880	283.8105
980	4.6521	4.2226	17.8450	13.7252	286.2011
1000	4.7476	4.3065	17.8203	13.6829	287.7409
1020	4.8432	4.3903	17.7952	13.6402	289.2391
1050	4.9867	4.5158	17.7567	13.5756	291.4117

1075	5.1063	4.6201	17.7239	13.5212	293.1563
1100	5.2259	4.7242	17.6906	13.4664	294.8434
1125	5.3456	4.8281	17.6567	13.4112	296.4751
1150	5.4653	4.9318	17.6223	13.3556	298.0532
1180	5.6090	5.0559	17.5803	13.2885	299.8788
1200	5.7048	5.1385	17.5519	13.2434	301.0558

Tableau A12.5 : Valeurs du courant optimal et de la vitesse de consigne pour $T_a=42^\circ C$

Pour le test de généralisation :

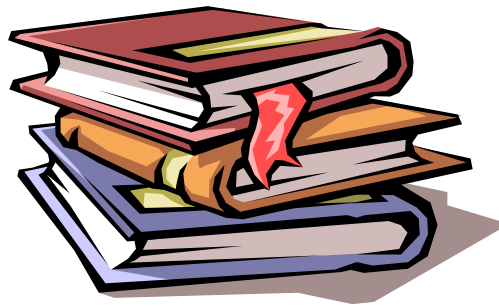
Température ambiante : $T_a=37^\circ C$

$E[W/m^2]$	$\omega_{ref} = \omega [rad/s]$
0	Puissance insuffisante
73	Puissance insuffisante
100	64.3203
150	116.1747
200	145.9393
230	159.9031
250	168.1316
270	175.6624
300	185.8695
320	192.0599
350	200.5713
375	207.0534
400	213.0581
430	219.7163
450	223.8625
470	227.7996
500	233.3525
525	237.6902
550	241.7922
575	245.6810
600	249.3761
625	252.8943
650	256.2505
670	258.8276
700	262.5274
720	264.8909
740	267.1775
750	268.2933
780	271.5366
800	273.6164

825	276.1291
850	278.5506
880	281.3429
900	283.1395
920	284.8865
950	287.4183
980	289.8492
1000	291.4162
1020	292.9422
1050	295.1572
1075	296.9378
1100	298.6615
1125	300.3303
1150	301.9461
1180	303.8176
1200	305.0256

Tableau A12.6 : Valeurs de vitesse de consigne pour $T_a=37^{\circ}C$

Bibliographie



Bibliographie

- [01] **Ch. Perrin, Ch. Vauge**, *Le gisement solaire, évaluation de la ressource énergétique*, Lavoisier TEC et DOC, 11, rue Lavoisier 75008, Paris.
- [02] **Office fédéral des questions conjoncturelles Service de la technologie**, *Centrales photovoltaïques : Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets, A l'usage des bureaux d'ingénieurs*, Coordination romande du programme d'action «Construction et énergie» EPFL-LESO, Case postale 12, 1015 Lausanne, Juin 2006.
- [03] **J. Royer, T. Djiako, E. Schiller et B.S. Sy**, *Pompage Photovoltaïque*, IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA. ISBN 2-89481-006-7, Canada 1998.
- [04] **A. Ricaud**, *Photopiles solaires, de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés*, Presses polytechniques et universitaires romandes, ISBN 2-88074-326-5, 1997.
- [05] **O. Boumediene**, Rapport de confirmation, Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien URER/MS, Adrar, 2004.
- [06] **Direction des ressources en électricité**, *Les systèmes photovoltaïques Guide de l'acheteur*, © Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, 2003, No de catalogue : M92-28/2001F, ISBN : 0-662-86306-2.
- [07] **R. Bernard, G. Menguy et M. Schwartz**, *Conversion thermique de rayonnement solaire*, © Lavoisier TEC et DOC, 11, rue Lavoisier F 75384 Paris, ISBN : 2-85206-076-0. 2^{ème} édition 1980.
- [08] **J. M. Chasseriaux**, *Le rayonnement solaire : Conversion thermique et applications*, ISBN : 2-04-015601-1, © BORDAS, Paris, 1984.
- [09] **O. Gergaud**, *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*, Thèse de Doctorat, École Normale Supérieure de Cachan, Campus de Ker Lann – 35170 BRUZ, Décembre 2002.
- [10] **A. Betka, A. Moussi**, “A study on performance improvement of a stand-alone photovoltaic pumping system”, Conférence nationale sur le Génie électrique et ses applications, Université Djillali Liabès, Sidi Bel Abbès, 2004.
- [11] **M. Sadok, A. Mehdaoui**, *Expérimentation de la mini-centrale photovoltaïque SEES/MS*, Rapport d'activité de recherche, Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien URER/MS, Adrar, 2003.
- [12] **I. Salim**, *Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones*, Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2006.
- [13] **A. Mammeri**, Rapport de confirmation, Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien URER/MS, Adrar, Décembre 2009.
- [14] **M. El Amrani, Z. Chattou**, “Attitudes et comportements des agriculteurs en matière de gestion des eaux d'irrigation : cas des réserves hydriques souterraines dans la région de Sais”, Conférence Internationale sur les politiques d'irrigation : considérations micro et macro -économiques, Agadir du 15 au 17 Juin 2002.
- [15] **B. Naouel, EL. Aicha et M. Amar**, “Variabilité et prévision de quelques paramètres hydro-climatiques (cas du bassin versant de l'oued el hammam)”, Les 2^{èmes} Journées d'Etudes sur la Recherche en Environnement et Développement Durable, 3 et 4 Juin 2009. ENSET, ORAN.

- [16] **M. N. Mansouri, N. Ghanmi et M. F Mimouni**, “*Commande et analyse des performances d’une station de pompage photovoltaïque fonctionnant en régime optimal*” Revue des énergies renouvelables, Volume 11, Numéro 1, Mars 2008.
- [17] **F. Z. Zehouni, M. Zegrar, S. K. Brahim, et A. B. Stambouli**, “*Optimisation d’un système à énergie verte avec validation pratique*”, Revue des énergies renouvelables, Volume 11, Numéro 1, Mars 2008.
- [18] **S. Chikhi, F. Chikhi, M.D. Draou, A. Mehdaoui et A. Mammeri**, “*Réalisation d’un banc d’essai pour la caractérisation des électropompes solaires triphasées par variation de fréquence*”, Revue des énergies renouvelables, Volume 10, Numéro 4, Décembre 2007.
- [19] Catalogue de la moto pompe GRUNDFOS de type *SP* et *SPA*, submersible pumps *SP*, *SPA*.
- [20] **Christian Castellanet (1992) : L’irrigation villageoise : Gérer les petits périmètres irrigués au Sahel**, “*Le choix des groupes motopompes*”, GRET, 1992, 368 p, 17 Mars 2003.
- [21] **A. Hadj Arab, F. Chenlo, E. Lorenzo et A. Hamidat**, “*Modélisation du système Moteur-pompe*”, Revue des énergies renouvelables, Numéro spécial Tome 2, Tlemcen 23-24 Novembre 1999.
- [22] **Y. Mohammed, A. Bahmi**, *Etude du Contrôle floue d’une machine asynchrone alimentée par un onduleur de courant*, Mémoire ingéniorat, C. U. Béchar, 2003.
- [23] **S. Chikhi, F. Chikhi et A. Chikh**, *Expérimentation du CPS300-2 sur site réel en vue d’améliorer ses performances techniques et sa fiabilité*, Rapport d’activité de recherche, 2003.
- [24] **C. Ramel, J. M. Chartrain**, *Le pompage à la ferme*. Encyclopédie Agricole Pratique, Paris 1984.
- [25] **A. Chikh, A. Mehdaoui, Y. Harmim et A. Mammeri**, *Modélisation et dimensionnement de la pompe d’eau*. Rapport d’activité de recherche, 2006.
- [26] **A. Meroufel**, *Commande découplée d’une machine asynchrone sans capteur mécanique*, Thèse de Doctorat d’Etat, Sidi Bel Abbès, 2004.
- [27] **Ch. Mokhtar, A. Bendiaabdellah, A. Mezouar et A. F. Aimer**, “*Commande vectorielle d’une machine asynchrone avec observateur de flux de type mode glissant*”, deuxième conférence internationale sur le génie électrique et ses applications, Sidi Bel Abbès, 2008.
- [28] **S. Chaouch**, *Commande vectorielle robuste d’une machine à induction sans capteur de vitesse*, Thèse de Doctorat en Sciences, Batna, 2005.
- [29] **Y. Sahali**, *Etude, modélisation et simulation des onduleurs de tension multiniveaux. Etat de l’art*, Mémoire de Magister de l’université Djillali-Liabes de Sidi-Bel-Abbès, Département d’électrotechnique, 2004.
- [30] **M. Yaichi**, *Analyse de la technique SVM appliquée aux onduleurs multiniveaux*, Mémoire de Magister de l’université Djillali-Liabes de Sidi-Bel-Abbès, Département d’électrotechnique, 2006.
- [31] **R. Dahmane, E. M. Berkouk, M. S. Boucherit et W. Bouchhida**, “*Commande de Vitesse d’une Machine Asynchrone Monophasée par Orientation du Flux Rotorique*”, Première Conférence Nationale sur l’électrotechnique et ses applications CNEA’04, Sidi-Bel-Abbès, Mai 2004.
- [32] **R. Ameer, N. Lourci, E.M. Berkouk et G. Manesse**, “*Commande de la Machine Asynchrone alimentée par un onduleur NPC à cinq niveaux*”, SNAPSEA’98, Annaba.

- [33] **H. Chekireb**, “*Commande par mode de glissement non linéaire d’une machine synchrone à aimants permanents alimentée par onduleur de tension à trois niveaux*”, Conférence Maghrébine en génie électrique CMGE, 4-5-6, Décembre 1999.
- [34] **K. Boulaam, E. M. Berkouk et G. Manesse**, “*Commande de position d’une Machine synchrone à aimant permanent alimentée par un onduleur multiniveaux*”, SNAPSEA’98, Annaba.
- [35] **S. Alloue, D. Rekioua et T. Rekioua**, “*Application des Stratégies de Commutation pour le Contrôle Direct du Couple (DTC) à une Machine Asynchrone*”, Première Conférence Nationale sur l’électrotechnique et ses applications CNEA’04, Sidi-Bel-Abbès, Mai 2004.
- [36] **B. Patrick**, *Introduction à la commande vectorielle des machines asynchrones*, LTEG Henri BRISSON, 25 Avenue Henri BRISSON, 18108 VIERZON.
- [37] **A. Bekta**, *Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in the south*, Thèse de Doctorat d’Etat, Batna, 2006.
- [38] **A. Bekta**, *Optimisation d’un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil*, Thèse de Magister, Centre universitaire Biskra, 1997.
- [39] **Z. Kaddour**, *Régulation de vitesse d’un moteur asynchrone par la méthode du flux orienté*, PFE de l’université Djillali-Liabes de Sidi-Bel-Abbès, Institut d’Electrotechnique, 1999.
- [40] **M. Chikouche**, *Etude comparative des commandes à MLI d’un onduleur de tension appliquées à la commande de la machine asynchrone*, Magister, ENSET. ORAN, 2004.
- [41] **Chateauxroxe**, *Le moteur asynchrone*, Travaux Pratiques d’Electrotechnique Moteur asynchrone, Matthieu Gorse.
- [42] **A. Bentaallah**, *Linéarisation entrée sortie et réglage flou d’une machine asynchrone avec pilotage vectorielle et observateur à mode glissant*, Mémoire de Magister de l’université Djillali-Liabes de Sidi-Bel-Abbès, Département d’électrotechnique, 2005.
- [43] **A. Rufer, M. Veenstra, K. Gopakumar** “*Asymmetric multilevel converter for high resolution voltage phasor generation*” EPE 99, Lausanne, 1999.
- [44] **J. Song-Manguelle, M. Veenstra, S. Mariethoz et A. Rufer**, “*Convertisseurs Multiniveaux Asymétriques Pour des Applications de Moyenne et Forte Puissance*”, Actes de colloque, EPF 2000, pp. 295-300, Lille, France.
- [45] **J. Song-Manguelle, S. Mariethoz, M. Veenstra et A. Rufer**, “*A Generalized Design Principle of a Uniform Step Asymmetrical Multilevel Converter For High Power Conversion*”, EPE Graz, 2001.
- [46] **J. Song-Manguelle, A. Rufer**, “*Asymmetrical Multilevel Inverter for large induction machine drives*”, International conference for Electrical drives and Power Electronics, EDPE’01, Slovakia, 3-5 October 2001.
- [47] **S. Mariethoz et A. Rufer**, “*Dimensionnement et commande des onduleurs multi-niveaux asymétriques*”, Conférence Internationale Francophone d’Automatique, Nantes, 8-10 Juillet 2002.
- [48] **S. Mariethoz et A. Rufer**, “*Design and control of asymmetrical multi-level inverters*”, ©2002 IEEE.
- [49] **J. Song-Manguelle, A. Rufer**, “*Multilevel Inverter for Power System Applications : Highlighting Asymmetric Design Effects From a Supply Network Point of View*”, CCECE 2003 - CCGEI 2003, Montréal, Mai 2003, IEEE.

- [50] **S. Mariethoz, M. Veenstra**, “Alimentation d’onduleurs multiniveaux asymétriques : analyse des possibilités de réalisation et méthodes de répartition de la puissance”, JCGE’03, Saint-Nazaire, 5 et 6 Juin 2003.
- [51] **M. Veenstra, A. Rufer**, “Control of a Hybrid Asymmetric Multi-Level Inverter for Competitive Medium-Voltage Industrial Drives”, (C) 2003 IEEE.
- [52] **M. Veenstra, A. Rufer**, “Non-Equilibrium State Capacitor Voltage Stabilization in a Hybrid Asymmetric Nine-Level Inverter : Non-Linear Model-Predictive Control”, EPE 2003 - Toulouse ISB N : 90-75815-07-7.
- [53] **J. Song-Manguelle**, *Convertisseurs multiniveaux asymétriques alimentés par transformateurs multi-secondaires basse-fréquence : réactions au réseau d'alimentation*, Thèse de Doctorat en sciences, Ecole polytechnique fédérale de lausanne, 2004.
- [54] **S. Mariethoz et A. Rufer**, “New configurations for the three-phase asymmetrical multilevel inverter”, (C) 2004 IEEE.
- [55] **J-S. Mariethoz**, *Etude formelle pour la synthèse de convertisseurs multiniveaux asymétriques : topologies, modulation et commande*, Thèse de Doctorat en sciences, Ecole polytechnique fédérale de Lausanne, 2005.
- [56] **A. Rufer**, “Les onduleurs multiniveaux : évolution de la recherche et applications futures : Augmentation de puissance et réduction des harmoniques par des onduleurs multiniveaux”, articles spécialisés, Bulletin SEV/VSE 3/06.
- [57] **C. Carrero, J. Amador et S. Arnaltes**, “A single procedure for helping PV designers to select silicon PV module and evaluate the loss resistances”, Renewable Energy, 2007.
- [58] **M. G. Villalva, J. R. Gazoli, et E. R. Filho**, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”, IEEE transactions on power electronics, vol. 24, no. 5, Mai 2009.
- [59] **M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. Ruppert F**, “Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays”, Brazilian journal of power electronics, vol. 14, no. 1, Février. 2009.
- [60] **T. Hanene**, *Robustesse d’un Contrôle Vectoriel de Structure Minimale d’une Machine Asynchrone*, Mémoire de Magister de l’université de Batna, Département d’électrotechnique, 2006.
- [61] **P. Vas**, *Sensorless Vector and Direct Torque Control*, Oxford New York Tokyo, Oxford University Press, 1998.
- [62] **R. Thomas**, *Commande Adaptative Non Linéaire de machine asynchrone*, Thèse de Doctorat, Institut National polytechnique de Grenoble, 1994.
- [63] **B. Ai, H. Yang, H. Shen et X. Liao**, “Computer-aided design of PV/Wind hybrid system”, © Elsevier Science Ltd, Renewable Energy 28, 2007. pp. 1491-1512.
- [64] *Catalogue du module isofotón*, Fabrica : Parque Tecnológico Andalucía (PTA) C/Severo Ochoa, 50. 29590 Malaga, Espana, www.isofoton.com, Septembre 2007.
- [65] **M. Bakri, M. Elibrami, A. Acharai**, *Maintenance des Systèmes Solaires Photovoltaïques pour le Pompage d’Eau*, Publié par UNESCO et CDER, Maroc. 1995.
- [66] **L. Baghali**, *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-I, France, 14 Janvier 1999.

- [67] **M. Aupetit**, *Cours de Neuro-mimétique*, Revu et corrigé en Avril 2001.
- [68] **A. J. Carr**, *A detailed performance comparison of PV modules of different technologies and the implications for PV system design methods*, PhD, Murdoch University, Western Australia, Juillet 2005.
- [69] **Y. Ueda, Y. Tsuno, M. Kuda, H. Konishi, K. Kurokawa**, “*Comparison between the I-V measurement and the system performance in various kinds of PV technologies*”, 5th WCPEC/25th EUPVSEC, Sep. 6-10, 2010, Valencia.
- [70] **B. Marion, J. Adelstein, K. Boylen and H. Hayden**, “*Performance parameters for grid-connected PV systems*”, 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida, Février 2005, p3.
- [71] **B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, H. Hayden, B. Hammond, T. Fletcher, B. Canada, D. Narang, D. Shugar, H. Wenger, A. Kimber, L. Mitchell, G. Rich, and T. Townsend**, “*Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems*”, 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida, Février 2005.
- [72] **T. Sugiuraa, T. Yamadaa, H. Nakamuraa, Mariko Umeyaa, K. Sakutab, K. Kurokawac**, “*Measurements, analyses and evaluation of residential PV systems by Japanese monitoring program*”, Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 767–779.
- [73] **T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, K. Kurokawa**, “*An evaluation method of PV systems*”, Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 687–695.
- [74] **K. Kurokawa, D. Uchida, K. Otani**, “*Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in japan*”, North Sun '99 8th Intern. Conf. on Solar Energy in High Latitudes, Edmonton, Canada, Août. 11-14, 1999.
- [75] **Y. Tsuno, Y. Hishikawa, K. Kurokawa**, “*Modeling of the I-V curves of the PV modules using linear interpolation/extrapolation*”, Solar Energy Materials & solar cells 93 (2009) 1070–1073.
- [76] **I. Odeh, Y. G. Yohanis, B. Norton**, “*Influence of pumping head, insolation and PV array size on PV water pumping system performance*”, Solar Energy 80 (2006) 51–64.
- [77] **T. Martiré, C. Glaize, C. Joubert, B. Rouvière**, “*A simplified but accurate prevision method for along the sun PV pumping systems*”, Solar Energy 82 (2008), 1009-1020.
- [78] **M. Koussa, M. Haddadi et A. Malek**, “*Reconstitution des irradiations globale et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque*”, Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) 75 – 92.
- [79] **A. Betka, A. Attali**, “*Optimization of a photovoltaic pumping system based on the optimal control theory*”, Solar Energy 84 (2010), 1273-1283.
- [80] **S. Ould-Amrouche, D. Rekioua, A. Hamidat, B. S. Sy**, “*Modelling photovoltaic water pumping system and evaluation of their CO2 emissions mitigation potential*”, Applied Energy 87 (2010), 3451-3459.
- [81] **D. Vick Brian, A. Neal Byron**, “*Analysis of off-grid hybrid wind turbine/solar PV water pumping systems*”, Solar Energy 86 (2012), 1197-1207.
- [82] **B. Ben Ghanem**, “*Performance of submersible PV water pumping systems in Tunisia*”, Energy for Sustainable Development (2012).

دراسة تحكم وتحسين الأداء لسلسلة ذات التحويل الكهروضوئي المستعملة للموجات متعددة المستويات غير المتماثلة

ملخص : أصبح الاهتمام أكثر باستخدام الطاقة الكهروضوئية في مجال إنتاج الطاقة الكهربائية. البيئة الصحراوية بطبيعتها القاحلة، حيث أن معظم الأجزاء من الأراضي الزراعية معزولة وبعيدة عن شبكات توزيع الكهرباء، و تميز هذه البيئة بالطاقة الشمسية الوفيرة يمكن أن تجعل من تطبيق ضخ المياه من خلال أنظمة الضخ الشمسي الكهروضوئي، كعملية هامة جدا في المناطق الزراعية. إن تطور التحويل الكهروضوئي للطاقة الشمسية يعتمد، في نفس الوقت، على المردود، الاحتياجات المائية المطلوبة وتكلفة التجهيزات الكهروضوئية. من خلال نموذج رياضي، يمكننا التنبؤ بمدى فعالية تشغيل الأنظمة الكهروضوئية. لقد اقترحنا إجراء جديد سهل سريع ودقيق لاختيار المضخات حيث إن اختبارين تجريبيين فقط كافيين لتحديد نقاط التشغيل (الكمية اليومية والمردود المتوسط) في أي بئر. قمنا بتجريب نظام ضخ كهروضوئي الذي يبدأ يقوم على أن الاستغلال الأمثل للمولد الكهروضوئي يعتمد على أن هذا الأخير ينتج توتر ثابت. إجراء تقييم دقيق لأداء نظام كهروضوئي يتطلب دراسة سلوكية كل عنصر من عناصر النظام. و يجب أن يتم ذلك عن طريق تقييم تحليلي. قد تم تطوير و تطبيق طريقة تحليل أداء نظام الضخ الكهروضوئي تدعى تحقق متطور (SV). وكانت النتائج جد مرضية. في هذه الأطروحة، نقترح تحليل تقنيات تحكم مختلفة عن تقنية التحكم التجريبية مع ضمان التدفق الأقصى للطاقة (MPP) من المولد الكهروضوئي. التقنية الأولى ذات حلقة مغلقة و هو التحكم الشعاعي (FOC)، و يكون تنظيم السرعة عن طريق وحدة تحكم PI. الأسلوب الثاني هو ذات حلقة مفتوحة حيث أنه من خلال تعديل مناسب لتواتر الخروج للموج، يمكن الحفاظ على كفاءة المحرك وفقا لتغير شدة الإشعاع ودرجة الحرارة. في هذه التقنيتين، المضخة مغذاة عن طريق محاولات متعددة المستويات غير المتماثلة المناسبة لتطبيقات الجهد المنخفض (فقط اثنين من خلايا المومج، و نسبة بين التوتر المغذي لهاتين الخليتين هو اثنين أو ثلاثة) ويقدم من جهة أخرى تقنية تحويل (SVM) للتحكم في هذا المومج. و قد شرحنا تشكيل محدد لهاته التقنية (SVM) يقلل من عدد عمليات تبادل القواطع في المحول كما أوضحنا مشكل الحصول على شكلا للتوتر ذو مستوى أقصى للمومج. النتائج المتحصل عليها تظهر أثر كل عنصر مكون للسلسلة الكهروضوئية على المردود الإجمالي للتركيب (والأهم : اختيار المضخة المناسبة التي تعطي مردودا جيدا على نطاق للتشغيل كبير جدا) و أن زيادة في كمية المياه التي تضخها المضخة يمكن أن نحصل عليه من تقنية التحكم التي تعتمد على أن الكفاءة ثابتة للمحرك ().

الكلمات الدلالية : نظام الضخ الكهروضوئي، الطاقات المتجددة، الموجات المتعددة المستويات غير المتماثلة، تقنية تحويل (SVM)، الخصائص (Q,H)، تحكم، تقييم أداء، تتبع النقطة الأعظمية.

Etude, Contrôle et Optimisation des performances d'une chaîne de conversion photovoltaïque utilisant des Onduleurs Multiniveaux Asymétriques

Résumé : L'utilisation des énergies photovoltaïques (PV) a émergé récemment comme choix très important dans le domaine de production de l'énergie électrique. Le milieu saharien par sa nature aride où la plus grande partie de la région agraire est isolée et éloignée des réseaux de distribution d'électricité, et la disponibilité d'un immense solaire peut rendre l'application du pompage de l'eau par l'intermédiaire des pompes solaires photovoltaïques, comme une opération très importante dans les domaines agricoles. Le développement de la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire est tributaire, à la fois, du rendement, du besoin en eau désiré et du coût des installations photovoltaïques. Grâce au modèle, on pourra prédire le fonctionnement des systèmes PV. Nous avons proposé une nouvelle procédure facile, rapide et précise pour choix des motopompes : seulement deux tests exigés pour déterminer les points de fonctionnement (la quantité journalière et le rendement moyen) pour n'importe quel puits. Un système PV a été expérimenté : son principe requis pour maximiser la puissance délivrée (MPP) par le générateur photovoltaïque (GPV) est basé sur la contre réaction de tension par V_{ref} fixe. Une évaluation précise des performances du système photovoltaïque nécessite une étude du comportement de chaque élément de l'installation. Elle doit être accomplie sur la base d'une évaluation analytique. Une méthode d'analyse des performances d'un système de pompage photovoltaïque dite SV (vérification sophistiquée) a été développée et appliquée. Le résultat a été très satisfaisant.

Dans cette thèse, nous proposons d'analyser des techniques de commande différentes de la technique de commande expérimentée avec un transit de puissance maximale (MPP) du GPV. La première, en boucle fermée, est la commande à flux orienté (FOC), régulant la vitesse par un régulateur PI. La deuxième technique est en boucle ouverte, par un ajustement adéquat de la fréquence de sortie de l'onduleur, le rendement du moteur peut être maintenu en accord avec le changement de l'éclairage et de la température. Pour les deux techniques, la motopompe est alimentée par des onduleurs multiniveaux asymétriques pour les applications basse tension (seulement deux cellules dont les tensions continues sont dans un rapport de deux et trois). Ces onduleurs sont commandés par la technique de modulation vectorielle (SVM). Une séquence de modulation SVM spécifique permettant de minimiser le nombre de commutations du convertisseur a été développée. Un problème d'obtention de la forme d'onde à niveau maximal de l'onduleur a été expliqué.

Les résultats obtenus montrent l'impact de chaque élément de la chaîne photovoltaïque sur le rendement global du système photovoltaïque (sélectionner une pompe appropriée qui donne un bon rendement sur une plage de fonctionnement très important) et qu'une augmentation de la quantité d'eau pompée pourra être atteinte par l'algorithme à rendement constant du moteur.

Mots clés : Système de pompage photovoltaïque, Energie renouvelable, Onduleur multiniveaux asymétrique, SVM, Caractéristique (Q, H), Evaluation, Commande, MPPT.