

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université AKLI MOHAND OULHADJ-BOUIRA



Faculté des Sciences et Des Sciences Appliquées
Département de Génie Electrique
Laboratoire de Matériaux et Développement Durable

THÈSE
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
DOCTORAT

Domaine : Sciences et Technologies Filière : Electrotechnique
Spécialité : Energies renouvelables

Présentée par
BENTATA Khadidja

Thème

**Contribution à l'amélioration des performances d'un système
de pompage photovoltaïque**

Soutenue le : 17-07-2022 devant le Jury composé de :

Mr. BENSAID Samir	Professeur	Univ. de Bouira	Président
Mr. MOHAMMEDI Ahmed	MCA	Univ. de Béjaia	Rapporteur
Mr. ZEGHLACHE Samir	Professeur	Univ. de M'sila	Examineur
Mr. SAOUDI Kamel	MCA	Univ. de Bouira	Examineur
Mr. HOUASSINE Hamza	MCA	Univ. de Bouira	Examineur

Année Universitaire : 2021/2022

المخلص:

في هذه الأطروحة ، تم عرض تحسين نظام ضخ المياه الكهروضوئي. هذا الأخير ، كونه نظام ضخ المياه الكهروضوئية المستقل بدون بطاريات ، يتكون من لوحة كهروضوئية ، مهشر *Boost* ، وعاكس للجهد ، وآلة غير متزامنة ثلاثية الطور ومضخة طرد مركزي. يتعلق التحسين بتحسين ، من حيث الموثوقية والسرعة ، لطريقة *metaheuristic* تسمى " *Cuckoo search algorithm* " وتكييفها لتتبع أقصى نقطة للطاقة الإجمالية للمولدات الكهروضوئية المعرضة لأنماط مختلفة من الإشعاع الضوئي للشمس (متجانس وغير متجانس) . بالإضافة إلى ذلك ، تم تطوير نهج يعتمد على قياس التيار والجهد للمولد الكهروضوئي لتقدير حالة الإشعاع الضوئي للشمس. للحفاظ على جهد ثابت بين طرفي جانب التيار المستمر للموج الكهربائي، يتم استخدام منظم *PI* لضمان تحديد مكون سرعة الدوار الذي يسمح بهذا التحكم. يتم التحكم في سرعة الآلة غير المتزامنة ثلاثية الطور، التي تقود مضخة المياه ، بواسطة وحدة تحكم *PI-DTC* عبر الموج الكهربائي ثنائي المستوى.

الكلمات الدالة:

نظام ضخ المياه الكهروضوئي بدون بطارية ، تظليل جزئي ، *GMPPT* ، محرك غير متزامن ثلاثي الأطوار ، تحكم مباشر في عزم الدوران ، خوارزمية بحث الوقواق (*CSA*) ، خوارزمية بحث الوقواق الموزع.

Abstract:

In this thesis, the optimization of a photovoltaic water pumping system is presented. This latter, being a stand-alone battery-less photovoltaic water pumping system, is composed of a photovoltaic panel, a Boost chopper, a voltage inverter, a three-phase asynchronous machine and a centrifugal pump. The optimization concerns the improvement, in terms of reliability and rapidity, of a metaheuristic method called "Cuckoo search algorithm" and its adaptation for tracking the global maximum power point of photovoltaic generators exposed to different modes of solar irradiance (uniform and non-uniform). In addition to that, an approach based on the measurement of the current and the voltage of the photovoltaic generator is developed to estimate the state of solar irradiance (uniform and non-uniform). To maintain a constant voltage at the terminals of the DC bus of the voltage inverter, a PI regulator is used to ensure the determination of the component of the rotor speed which allows this regulation. The speed of three-phase asynchronous machine, driving the water pump, is controlled by a PI-DTC controller via the two-level voltage inverter.

Key words :

Stand-alone battery-less photovoltaic water pumping system, Partial shading, GMPPT, Three-phase asynchronous motor, Direct torque control, Cuckoo search algorithm (CSA), Distributed cuckoo search algorithm.

Résumé :

Dans ce mémoire, l'optimisation d'un système de pompage photovoltaïque d'eau est présentée. Ce dernier, étant un système de pompage d'eau photovoltaïque autonome sans batteries (au fil de soleil), est composé d'un panneau photovoltaïque, un hacheur Boost, un onduleur de tension, une machine asynchrone triphasée et d'une pompe centrifuge. L'optimisation porte sur l'amélioration, en termes de fiabilité et rapidité, d'une la méthode métaheuristique dite « Cuckoo search algorithm » et son adaptation pour la poursuite du point de puissance maximal global des générateurs photovoltaïques exposés aux différents modes d'ensoleillement (uniforme et non-uniforme). En plus, une approche basée sur la mesure du courant et de la tension du générateur photovoltaïque, est développée pour estimation de l'état d'ensoleillement. Pour maintenir une tension constante aux bornes du bus continu de l'onduleur de tension, un régulateur PI est utilisé pour assurer la détermination de la composante de la vitesse rotorique qui permet cette régulation. La machine asynchrone triphasée, entrainement la pompe d'eau, est contrôlée en vitesse par un contrôleur PI-DTC via l'onduleur de tension à deux niveaux.

Mots Clés:

Système de pompage d'eau photovoltaïque autonome sans batterie, Ombrage partiel, GMPPT, Moteur asynchrone triphasé, Contrôle direct du couple, Algorithme de recherche de coucou (CSA), Algorithme de recherche de coucou distribué.

Dédicace

Je dédie ce travail :

A mes parents

A toute ma famille

A mon mari

A mes enfants

Remerciements

Tout d'abord, je remercie Dieu Tout-Puissant de m'avoir donné la puissance et la volonté pour terminer ce travail.

Je tiens à remercier mon encadreur Monsieur MOHAMMEDI Ahmed, Maitre de Conférences -A- à l'Université Abderahmane Mira de Béjaïa (UAMB), pour avoir guidé ce travail de recherche, et pour m'avoir fait confiance tout au long de réalisation de cette thèse.

Je suis également très honorée que, Monsieur BENSaid Samir, Professeur à l'Université Akli Mohand Oulhadj de Bouira (UAMOB), pour avoir accepté d'évaluer et de présider le jury de soutenance de cette thèse.

Je remercie également les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail, Monsieur ZEGHLACHE Samir, Professeur à l'Université Mohamed Boudiaf de M'Sila (UMBM), Dr. SAOUDI Kamel Maitre de Conférences -A- à l'Université Akli Mohand Oulhadj de Bouira (UAMOB) et Dr. HOUASSINE Hamza, Maitre de Conférences -A- à l'Université Akli Mohand Oulhadj de Bouira (UAMOB).

Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce travail.

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre I : Systèmes de pompage photovoltaïque : synthèse et dimensionnement	
I.1. Introduction	6
I.2. Techniques de pompage photovoltaïque d'eau	6
I.2.1. Pompage « au fil du soleil »	6
I.2.2. Pompage avec système de stockage électrochimique d'énergie électrique.....	7
I.3. Composants d'un système de pompage photovoltaïque.....	7
I.3.1. Générateur photovoltaïque	10
I.3.1.1. Association des modules photovoltaïques	11
I.3.1.2. Protection des modules photovoltaïques	11
I.3.2. Electronique de commande et de contrôle.....	13
I.3.2.1. Convertisseur DC/DC.....	14
I.3.2.2. Convertisseur DC/AC.....	14
I.3.3. Groupe moteur pompe	14
I.3.3.1. Moteurs électriques.....	14
I.3.3.2. Pompes hydrauliques.....	15
I.3.4. Système de stockage	17
I.3.4.1. Stockage électrochimique d'énergie électrique photovoltaïque	18
I.3.4.2. Stockage de l'eau pompée sans batteries d'accumulateurs	18
I.4. Dimensionnement du système de pompage PV	18
I.4.1. Evaluation des besoins quotidiens en eau.....	18
I.4.2. Détermination de l'énergie photovoltaïque journalière disponible	19
I.4.3. Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise	19
I.4.4. Calcul de l'énergie électrique quotidienne requise.....	19

I.4.5. Choix des composants du système de pompage photovoltaïque	20
I.4.5.1. Dimensionnement de la motopompe	20
I.4.5.2. Méthodologie de dimensionnement du générateur photovoltaïque.....	20
I.5. Spécifications et exemple d'application de dimensionnement du système de pompage photovoltaïque adopté	23
a) Evaluation des besoins journalières en eau.....	24
b) Détermination de l'énergie solaire journalière disponible pour un jour type et débit horaire de pompage correspondant	24
c) Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise	25
d) Calcul de l'énergie électrique journalière requise	25
e) Choix des composants du système de pompage photovoltaïque (GPV, Motopompe, Convertisseurs statiques).	25
e.1) Dimensionnement du générateur photovoltaïque	25
e.2) Dimensionnement de la motopompe	26
e.3) Choix des convertisseurs statiques	29
I.6. Conclusion	31
Chapitre II : Modélisation du GPV sous ensoleillement uniforme et effet d'ombrage partiel	
II.1. Introduction	32
II.2. Rayonnement solaire	32
II.2.1. type de rayonnement	33
II.2.3. Spectre du rayonnement	34
II.2.4. Durée d'insolation	35
II.3. Conversion photovoltaïques	35
II.3.1. Effet photovoltaïque	35
II.3.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque	36
II.3.3. Types des cellules.....	37
II.4. Modélisation mathématique de la cellule photovoltaïque.....	38

II.4.1. Modèles à une diode d'une cellule photovoltaïque	38
II.4.1.1. Modèle à 3 paramètres 1E3P	38
II.4.1.2. Modèle à 4 paramètres 1E4P	40
II.4.1.3. Modèle à 5 paramètres 1E5P	40
II.4.2. Modèles à deux diodes d'une cellule photovoltaïque.....	41
II.4.2.1. Modèle à deux diodes avec cinq paramètres 2E5P	41
II.4.2.2. Modèles à 6 paramètres 2E6P	42
II.4.2.3. Modèle à deux diodes avec sept paramètres 2E7P.....	43
II.4.3. Effet de conditions climatiques sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque.....	44
II.5. Paramètres de la cellule photovoltaïque	45
II.5.1. Courant de court-circuit I_{sc}	45
II.5.2. Tension à circuit ouvert V_{oc}	45
II.5.3. Puissance caractéristique d'une cellule photovoltaïque.....	46
II.5.5. Facteur de forme FF.....	46
II.6. Module, Panneau et champ photovoltaïques.....	46
II.6.1. Association en série des cellules photovoltaïques.....	47
II.6.2. Association en parallèle des cellules photovoltaïques	48
II.6.3. Connexion Série-parallèle (SP) des cellules photovoltaïques.....	49
II.6.4. Effet des conditions climatiques sur les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque ..	50
II.6.4.1. Effet de température	50
II.6.4.2. Effet de l'ensoleillement	50
II.6.4.3. Influence de la résistance série	51
II.6.4.4. Influence de la résistance parallèle.....	51
II.6.4.5. Influence du facteur d'idéalité de la diode	52
II.6.5. Modélisation d'un générateur photovoltaïque soumis à un ombrage	52
II.6.5.1. Types d'ombrage.....	52
II.6.5.2. Effet d'ombrage partiel	53

II.6. Rendement d'un panneau PV	60
II.7. Conclusion.....	61
Chapitre III : Optimisation de la technique Cuckoo Search pour la poursuite du point maximal global de la puissance du générateur photovoltaïque	
III.1. Introduction.....	62
III.2. Connexion GPV-charge et étage d'adaptation.....	62
III.2.1. Etage d'adaptation DC-DC et contrôle de la tension du GPV	65
III.2.2. Principe de la recherche du PPM	66
III.2.3. Modèle mathématique équivalent du Convertisseur statique DC-DC	66
III. 3. Etat de l'art sur les techniques MPPT	68
III.3.1. MPPT locaux (LMPPT).....	68
III.3.1.1. MPPT conventionnels.....	68
III.3.1.2. MPPT Intelligence artificielle.....	69
III.3.1.3. MPPT améliorés.....	70
III.3.2. MPPT Globaux (GMPPT)	70
III.3.2.1. Soft Computing techniques.....	70
III.3.2.2. Soft Computing techniques améliorées	71
III.3.2.3. Méthodes hybrides GMPPT	71
III.4. GMPPT basée sur la recherche distribuée de coucou (DCS) (algorithme proposé).....	72
III.4.1.GMPPT basée sur l'algorithme conventionnel de recherche de coucou (CS).....	72
III.4.1.1. Bio-inspiration derrière l'algorithme conventionnel de recherche de coucou.....	72
III.4.1.2.Lévy flight.....	72
III.4.1.3. Adaptation de CSA pour le contrôle MPPT du système PV	73
III.4.1.4. Réglage des paramètres de l'algorithme CSA	74
III.4.2. Algorithme de recherche distribuée de coucou (DCSA) proposé pour la poursuite du PPMG.....	76
III.4.2.1. Introduction.....	76

III.4.2.2. Etapes de l'algorithme MPPT basé sur DCSA	76
III.5. Résultats de simulation du générateur photovoltaïque sous PSC	80
III.5.1 Impact de l'irradiation solaire uniforme et non uniforme sur la puissance de sortie du générateur photovoltaïque.....	82
III.5.2 Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 2S/2P du GPV.....	85
III.5.2. Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 4S du GPV	88
III.5.3. Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 3S/2P du GPV	91
III.5.4. Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 6S du GPV	93
III.6.Conclusion	97
Chapitre IV : Application de la technique MPPT-DCSA au système de pompage PV	
IV.1. Introduction.....	98
IV.2. Modélisation de l'Association Convertisseur DC/AC-Moteur asynchrone triphasé-Pompe d'eau	98
IV.2.1. Modélisation du moteur asynchrone triphasé	98
IV.2.1.1. Modélisation du moteur asynchrone triphasé dans le repère réel triphasé	100
IV.2.1.2. Modélisation du moteur asynchrone triphasé dans le repère fictif de Park.....	104
IV.2.2. Modélisation du convertisseur DC/AC alimentant la MAS	110
IV.2.2.1. Modèle de l'onduleur triphasé dans le repère réel (ABC)	110
IV.2.2.2. Modèle de l'onduleur triphasé dans le repère fictif de Park fixe ($\alpha\beta$)	112
IV.2.2. Modélisation de la pompe centrifuge d'eau	114
IV.2.2.1. Hauteur totale depompage.....	114
IV.2.2.2. Caractéristique Débit-Hauteur ($Q(H)$) de la pompe.....	115
IV.2.2.3. Caractéristique Couple-Vitesse ($C(\Omega)$) de la pompe	115

IV.2.2.4. Puissance hydraulique et puissance mécanique d'une pompe	117
IV.2.2.5. Rendement d'une moto-pompe	117
IV.2.3. Relation vitesse du moteur asynchrone-puissance du générateur PV	118
IV.2.4. Rendement global du système de pompage PV	119
IV.3. Commande des composantes du système de pompage PV	119
IV.3.1. Commande DCSA-MPPT de l'association Hacheur-GPV	119
IV.3.2. Régulation de la tension de sortie de l'hacheur Boost	119
IV.4. Commande de la Machine Asynchrone	121
IV.4.1. Commande directe du couple du moteur asynchrone	122
IV.4.1.1. Principe de la DTC	122
IV.4.1.2 Règle de comportement des grandeurs à contrôler (flux, couple)	123
IV.4.1.3 Présentation de la structure de contrôle DTC de la MAS triphasée alimenté par un onduleur de tension à deux niveaux	125
IV.4.1.4 Elaboration du vecteur de la commande DTC de la MAS triphasée alimenté par un onduleur de tension à deux niveaux	129
IV.4.1.5 Estimateurs	135
IV.4.2. Contrôle de la vitesse rotorique de la MAS.....	137
IV.5. Résultats de simulation du système de pompage adopté et interprétations	138
IV.5.1. Impact de l'irradiation solaire non uniforme sur la puissance de sortie du générateur photovoltaïque.....	139
IV.5.2. Résultats de simulation de la commande MPPT-DCSA appliquée au système de pompage adopté	140
IV.5.3. Résultats de simulation de la régulation de la tension du bus continu de l'onduleur	143
IV.5.4. Résultats de simulation de la commande en vitesse via PI-DTC de la MAS triphasée entraînant la pompe d'eau	143
IV.5.5. Résultats de simulation des Caractéristiques de la pompe	147
IV.6. Conclusion	148
Conclusion générale	150

Annexe.....	154
Références bibliographiques	165
Liste des Publications.....	173

Liste des figures

Figure I.1 : Schéma synoptique simplifié du système de pompage photovoltaïque et système de pompage général	8
Figure I.2 : Protection d'un champ photovoltaïque composé de N_{st} strings branchés en parallèle comportant chacun de modules associés en séries	12
Figure I.3 : Fonctionnement des diodes bypass	12
Figure I.4 : Rôle des diodes anti-retour	13
Figure I.5 : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation	23
Figure I.6 : Schéma synoptique du système adopté pour le pompage photovoltaïque au fil du soleil à base de moteur asynchrone triphasé	23
Figure I.7 : Choix du type de la pompe hydraulique pour la hauteur manométrique ($H_m=43m$) et le débit d'eau quotidien ($Q=15 m^3/jour$)	27
Figure I.8 : Hauteur manométrique totale et rendement en fonction du débit de la série de pompes DMP-P4004	28
Figure I.9 : Evolution du gain en tension des convertisseurs DC/DC	30
Figure II.1 : Différents types du rayonnement solaire	34
Figure II.2 : Analyse spectrale du rayonnement solaire	35
Figure II.3 : Principe de fonctionnement d'une jonction P-N photovoltaïque	37
Figure II.4 : Schéma équivalent d'une cellule PV idéale avec un modèle à trois paramètres	39
Figure II.5 : Circuit équivalent d'une cellule PV avec un modèle à quatre paramètres 1E4P	40
Figure II.6 : Schéma équivalent d'une cellule PV réelle avec un modèle à cinq paramètres à une diode	41
Figure II.7 : Circuit équivalent de la cellule PV idéale avec un modèle à cinq paramètres à deux diodes	42

Figure II.8 : Circuit équivalent d'une cellule PV avec un modèle à six paramètres à deux diodes 2E6P.....	43
Figure II.9 : Circuit équivalent d'une cellule PV avec un modèle à sept paramètres à deux diodes 2E7P.....	44
Figure II.10 : Caractéristiques I-V et P-V de l'association en série des cellules PV.....	47
Figure II.11 : Caractéristiques I-V et P-V de l'association en parallèle des cellules PV.....	48
Figure II.12 : Caractéristiques I-V et P-V de l'association mixte des cellules PV	49
Figure II.13 : Effet de la température sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV	50
Figure II.14 : Effet de l'éclairement sur la caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV	51
Figure II.15 : Influence de la résistance série sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV.	51
Figure II.16 : Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV.....	52
Figure II.17 : Influence du facteur de qualité sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV.....	52
Figure II.18 : Comportement des cellules uniformément ensoleillées	54
Figure II.19 : Comportement des cellules non-uniformément ensoleillées (ombrage partiel) sans diodes by-pass (en court-circuit)	55
Figure II.20 : Comportement des cellules non-uniformément ensoleillées (ombrage partiel)avec diodes by-pass (en court-circuit)	56
Figure II.21 : Comportement des cellules non-uniformément ensoleillées (ombrage partiel) avec diodes by-pass (à vide ou à court-circuit)	57
Figure II.22 : Différentes types d'ombrage: (a) irradiation uniforme (sans ombrage), (b) ombrage léger, (c) ombrage moyen, (d) ombrage sévère	58
Figure II.23 : Effet de l'ombrage partiel sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV.....	59
Figure III.1 : Différentes associations GPV-charge	64

Figure III.2 : Etage d'adaptation d'impédance et contrôle de la tension du GPV	65
Figure III.3 : Association GPV-Convertisseur Boost-Charge résistive	67
Figure III.4 : Organigramme du CS	74
Figure III.5 : Organigramme de l'algorithme DCS	79
Figure III.5 : Modèle Simulink du système GPV-Convertisseur Boost-Charge résistive	80
Figure III.6 : configurations du générateur photovoltaïque sous ombrage partiel, (a) deux modules PV en série et deux en parallèle (2S/2P), (b) quatre modules PV en série (4S), (c) trois modules PV en série, en parallèle avec trois modules PV en série (3S/2P), (d) Six modules PV en série (6S).....	82
Figure III.7 : Caractéristiques P–V et I–V du générateur	84
Figure III.8 : Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 2S/2P du GPV	87
Figure III.9 : Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 4S du GPV	90
Figure III.10 : Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 3S/2P du GPV	92
Figure III.11 : Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 6S du GPV	94
Figure III.12 : Puissance de sortie du GPV, efficacité et temps de réponse des deux techniques (MPPT-DCSA et MPPT-CSA) pour 12 modes d'ensoleillement et 4 configurations du GPV : (a) Puissance, (b) Efficacité, (c) Temps de réponse (temps de poursuite)	96
Figure IV.1 : Représentation des enroulements de la machine asynchrone triphasée dans l'espace.....	100
Figure IV.2 : Passage du système triphasé au système biphasé et inversement pour une MAS triphasée	105
Figure IV.3 : Représentation schématique de l'association d'un onduleur triphasé de tension à 2 niveaux-moteur asynchrone triphasé	111

Figure IV.4 : Présentation du vecteur tension de sortie de l'onduleur triphasé de tension à 2 niveaux dans le plan biphasé orthogonal de Concordia	113
Figure IV.5 : Courbe $H(Q)$ de la pompe centrifuge et caractéristique de canalisation	116
Figure IV.6 : Schéma synoptique du système de pompage photovoltaïque adopté (Puissances et tension du bus continu).....	121
Figure IV.7 : Boucle de régulation de la tension du bus continue.....	121
Figure IV.8 : Vecteurs d'espace de l'onduleur et les variations correspondantes du vecteur du flux statorique de la MAS	127
Figure IV.9 : Correcteur de flux à Hystérésis et sélection des vecteurs tensions statoriques	130
Figure IV.10 : Contrôle du couple à partir d'un correcteur à hystérésis à trois niveaux	133
Figure IV.11 : Structure de la commande directe du couple de la MAS triphasée alimentée par un onduleur de tension à deux niveaux	135
Figure IV.12 : Structure du système de pompage au fil du soleil étudié avec MPPT-DCSC appliquée au système intégrant la MAS triphasée commandée en vitesse par PI-DTC avec régulation de la tension du bus continu	138
Figure IV.13 : Caractéristiques P–V et I–V du GPV pour différents mode d'ensoleillement	140
Figure IV.14 : Résultats de la simulation de GPV alimentant au groupe motopompe via un convertisseur Boost contrôlé par MPPT basé sur DCSA proposé	141
Figure IV.15 : Tension du bus continu de l'onduleur (tension de sortie du hacheur Boost) et sa référence	143
Figure IV.16 : Vitesse rotorique de la MAS (vitesse rotative de la pompe d'eau Ω), sa référence Ω_{ref} (Ω^*) et ses composantes ((Ω_{pv}) , $(\Omega_{regul}$ ou $\Omega_{Vdc})$)	145
Figure IV.17 : Couple électromagnétique de la MAS (C_e) et Couple résistant de la pompe d'eau (C_r).....	145
Figure IV.18 : Flux statorique de la MAS et sa référence	145
Figure IV.19 : Courants statoriques de la MAS	146
Figure IV.20 : Q à la sortie de la pompe	147

Figure IV.21 : H_{MT} résultante de la pompe	147
Figure IV.22 : P_H de la pompe	147
Figure IV.23 : Rendement de pompage PV	147
Figure A.1 : Boucle de contrôle de la vitesse rotorique du moteur asynchrone.....	163

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Distribution du rayonnement global horaire (Wh/m ²) reçu sur un plan horizontal	24
Tableau I.2 : Spécifications primordiales de conception de système de pompage PV adopté	25
Tableau I.3. Module photovoltaïque Tata Power Solar Systems TP250MBZ	26
Tableau I.4 : Spécifications de la motopompe TDMP-P4004	27
Tableau I.5 : Caractéristiques de la motopompe DMP-P4004/13	29
Tableau II.1 : Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques	38
Tableau III.1 : Paramètres des algorithmes CS et DCS et détails du convertisseur élévateur	81
Tableau III.2 : Paramètres du module PV (Tata Power Solar Systems TP250MBZ)	82
Tableau III.3 : Irradiation solaire (W/m ²) de chaque module des différentes configurations du GPV sous différents mode d'ensoleillement	83
Tableau III.4 : Comparaison quantitative des performances des commande MPPT-DCSA et MPPT-CSA pour 12 modes d'ensoleillement 4 configurations du GPV	95
Tableau III.5 : Performances de poursuite et caractéristiques des deux techniques (MPPT-DCSA et MPPT-CSA)	96
Tableau IV.1 : Tension de sortie de l'onduleur triphasé de tension à 2 niveaux sous forme vectorielle (dans le plan de phase (α, β))	113
Tableau IV.2 : Table générale de vérité pour un vecteur flux statorique situé dans un secteur S_K ...	128
Tableau IV.3 : Tableau de commutation de la DTC classique (I-Takahashi)	134
Tableau IV.4 : Modes d'irradiation solaire (W/m ²) de chaque module du GPV	139
Tableau IV.5 : Résultats quantitatifs de la commande MPPT-DCSA appliquée au système de pompage PV adopté sous trois modes différents d'ensoleillement	142
Tableau A.1 : Caractéristiques du module photovoltaïque Tata Power SolarSystems TP250MBZ [82], [83]	154

Tableau A.2 : Paramètres du moteur asynchrone triphasé 1 kW [85]	156
Tableau A.3 : Caractéristiques de la motopompe DMP-P4004/13 [43]	157

Abréviations

PV : Photovoltaïque ;

GPV : Générateur photovoltaïque ;

MPPT : Maximum Power Point Tracking ;

DC/AC : Direct current / Alternation current (Courant continu / courant alternatif) ;

BLDC : Brushless DC Motor (Moteur à courant continu à aimant sans balais) ;

1E3P : Modèle à trois paramètres de la cellule photovoltaïque ;

1E4P : Modèle à quatre paramètres de la cellule photovoltaïque ;

1E5P : Modèle à cinq paramètres de la cellule photovoltaïque ;

2E5P : Modèle à deux diodes avec cinq paramètres de la cellule photovoltaïque ;

2E6P : Modèles à deux diodes avec 6 paramètres de la cellule photovoltaïque ;

2E7P : Modèle à deux diodes avec sept paramètres de la cellule photovoltaïque ;

CSA : Cuckoo Search Algorithm (Algorithme de recherche de coucou);

GMPPT : Global Maximum Power Point Tracking (Poursuite du point de puissance maximale globale (PPMG)) ;

DCSA : Distributive (Distributed) Cuckoo Search Algorithm (Algorithme de recherche de coucou distributif) ;

PPM : Point de puissance maximale ;

P&O : Perturb and Observe ;

InCond : Incremental Conductance ;

HC : Hill Climbing ;

FOCV : Circuit Voltage ;

FSCI : Circuit Current ;

RNA : Réseaux de neurones artificiels ;

IA : Intelligence artificielle ;

FLC : Fuzzy Logic Control (Contrôle par la logique floue) ;

MAS : Machine (Moteur) Asynchrone ;

PI : Proportionnel Intégral ;

DTC : Direct Torque Control (Contrôle Direct du Couple) ;

F.m.m : Force magnétomotrice.

Nomenclature

N_p : Nombre de strings branchés en parallèle ;

E_h : Énergie hydraulique [kwh/j] ;

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

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

H_{MT} : Hauteur manométrique total [m] ;

g : Gravité terrestre [$9.81 m/s^2$] ;

ρ : Densité de l'eau [$1000kg/m^3$] ;

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

η_{MP} : Rendement du groupe motopompe ;

$\eta_{\text{étage_adap}}$: Rendement de l'étage d'adaptation ;

h : Nombre heures d'ensoleillement maximal à [$1000W/m^2$] ;

P_c : Puissance de sortie du générateur (W) sous CSM (puissance crête) ;

η_G : Rendement du générateur PV à la température de référence ($25^\circ C$) ;

A : Surface active du générateur (m^2) ;

G : Eclairement dans les conditions CSM ;

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

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

F_m : Facteur de couplage ;

γ : Coefficient de température des cellules ;

P_{mpp} : Puissance maximale [W] ;

V_{mpp} : Tension à Puissance maximale [V] ;

I_{mpp} : Court à Puissance maximale [A] ;
 V_{oc} : Tension en circuit ouvert [V] ;
 I_{cc} : Courant de court-circuit [A] ;
 λ : Longueur d'onde ;
 h : Constante de Planck [$J s^{-1}$] ;
 C : Vitesse de propagation [ms^{-1}] ;
 I_0 : Courant de saturation de la diode ;
 n : Facteur d'idéalité de la diode ;
 k : Constante de Boltzmann [J/K] ;
 q : Charge électrique [coulomb] ;
 T : Température [Kelvin] ;
 I_{ph} : Photo-courant [A] ;
 A : Facteur d'idéalité de la diode ;
 I_0 : Courant de saturation inverse de la diode [A] ;
 R_s, R_p : Résistance série et résistance parallèle de a cellule solaire [Ω] ;
 A_1, A_2 : Facteur d'idéalité de la diode 1et de la diode 2 ;
 I_{01}, I_{02} : Courant de saturation inverse de la diode 1et de la diode 2 [A] ;
 FF : Facteur de forme ;
 P_{PV} : Puissance photovoltaïque [W] ;
 P_{max} : Puissance maximale ;
 I_{PV} : Courant photovoltaïque [A] ;
 V_{PV} : Tension photovoltaïque [V] ;
 G_{ref} : Eclairement de référence ;
 T_{ref} : Eclairement de référence ;

μ_c : Facteur d'influence de la température sur le courant de court-circuit ;

μ_v : Facteur d'influence de l'éclairement sur la tension à vide ;

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

V_{co_ref} : tension à vide de référence ;

S_m : Surface du module ;

P_{sol} : Puissance de l'éclairement sur terre ;

$\eta_{cellule}$: Rendement d'une cellule ;

$\eta_{conexion}$: Rendement de connexions d'une cellule ;

$\eta_{encapsulation}$: Transparence des matériaux de capsulage ;

η_{diodes} : Rendement (ou Chute de tension) dans la diode ;

V_i : Tension d'entrée ;

I_L : Courant dans d'inductance ;

D : Rapport cyclique ;

V_o : Tension de sortie ;

L : Inductance ;

T_p : Période de commutation de l'hacheur ;

l : Référence à la longueur de vol ;

y : Loi de distribution de de puissance ;

$x^{(t+1)}$: Nouvelle génération de particules ;

t : Numéro d'itération ;

α : Taille du pas $\alpha > 0$;

α_0 : Changement de pas initial ;

$d(iworst)$: Rapport cyclique le plus mauvais correspondant à la puissance minimale ;

$dbest$: Meilleur rapport cyclique correspondant à la puissance maximale ;

P_a : Fraction ;

f_s : Fréquence de tension triphasée d'alimentation ;

SA, SB, SC : Enroulements des phases statorique A, B, C ;

ra, rb, rc : Enroulements des phases rotoriques a, b,c ;

θ : Angle électrique entre l'axe de la phase 'A' statorique et la phase 'a' rotorique ;

V_{sabc} : Tensions des trois phases statoriques [V] ;

I_{sabc} : Courants des trois phases statoriques [V] ;

Φ_{sabc} : Flux des trois phases statoriques [Wb] ;

V_{rabc} : Tensions des trois phases rotoriques [V] ;

I_{rabc} : Courants des trois phases rotoriques [V] ;

Φ_{rabc} : Flux des trois phases rotoriques [Wb] ;

L_s, L_r : Inductance propre d'une phase statorique et rotorique;

M_s, M_r : Inductance mutuelle entre deux phases statoriques et deux phases rotoriques ;

M_{sr} : Matrice des inductances mutuelle stator-rotor ;

M_0 : Valeur maximale des inductances mutuelles entres phases statoriques et rotoriques ;

F : Coefficient de frottement (visqueux) ;

C_e : Couple électromagnétique ;

C_r : Couple résistante ;

Ω : Vitesse mécanique du moteur ;

θ_s : Angle du stator entre 'A' et 'd'.

θ_r : Angle du rotor entre 'a' et 'd'.

ω_a : Vitesse angulaire du système d'axe (d, q).

V_{dq} : Tensions du système d'axe (d, q) ;

I_{dq} : Courants du système d'axe (d, q) ;

- Φ_{dq} : Flux du système d'axe (d, q) ;
- $V_{\alpha\beta}$: Tensions du système d'axe (α, β) ;
- $I_{\alpha\beta}$: Courants du système d'axe (α, β) ;
- $\Phi_{\alpha\beta}$: Flux du système d'axe (α, β) ;
- J : Moment d'inertie des masses tournantes ;
- C_{em} : Couple électromagnétique ;
- C_r : Couple résistant imposé à l'arbre de la machine ;
- p_p : Nombre de pair de pôles ;
- σ : Facteur de dispersion ;
- T_r : Constante du temps rotorique ;
- K_r : Coefficients de proportionnalité $[(Nm/rad.s^{-1})^2]$;
- λ : Angle entre les vecteurs flux statorique et rotorique ;
- D : Diamètre de la tuyauterie (m) ;
- L : Longueur de la tuyauterie (m) ;
- g : Accélération de la pesanteur (m/s^2) ;
- v : Vitesse moyenne du fluide (m/s) ;
- ε : Coefficient de pertes de charges locales ;
- K_{fr} : Constante de la canalisation ;
- $a_0 ; a_1 ; a_2$: Constantes de la pompe donnée par le constructeur ;
- K_p : Coefficient de la pompe centrifuge ;

Introduction générale

Introduction générale

Selon les rapports mondiaux des Nations Unies sur la mise en valeur des ressources en eau de 2003 et de 2006, 1,1 milliard de personnes n'ont toujours pas accès à des ressources suffisantes en eau potable et quelque 2,6 milliards de personnes n'ont pas accès à un service d'assainissement de base. Ces personnes, dont plus de la moitié d'entre elles vivent en Chine ou en Inde, sont répartis sur plusieurs pays en développement en Afrique et en Amérique latine. Ces pays sont confrontés à des difficultés pour satisfaire les besoins quotidiens de leurs citoyens en eau notamment dans les zones rurales [1].

Globalement, la masse populaire des zones urbaines est plus grande que celle des zones rurales, comme le montre les statistiques de l'organisation des nations unies, où 55 pourcent de la population mondiale réside dans les zones urbaines en 2018, alors que 30 pourcent de la population mondiale était urbaine en 1950 et elle sera 68 pourcent de la population mondiale en 1950 [2]. Cependant, la population rurale présente un pourcentage significatif et même plus grand que le pourcentage de la population urbaine dans certaines régions du monde. En 2018, le taux de la population urbaine est de 82% en Amérique du Nord, 81% en Amérique latine et en caraïbes, 74% en Europe et 68% en Océanie ; alors qu'il est approximativement 50% en Asie (la Chine et l'Inde) et 43% en Afrique [2]. Cela montre qu'une grande majorité de la population mondiale réside dans les zones rurales notamment en Asie (la Chine et l'Inde) et en Afrique. Cette population rurale a souvent manqué d'accès au point d'approvisionnement en eau potable et ne dispose même pas d'un service de base d'alimentation en eau potable pour des raisons techniques et économiques [3]. Pour bien exploiter et économiser l'eau, certains pays ont eu recours au management optimisé d'eau qui réside dans la diminution de la consommation industrielle d'eau, à l'augmentation du traitement de l'eau usée et à la réduction de la pollution d'eau [4]. Au niveau mondial, selon une estimation de l'organisation des nations unies en 2010, 87% de la population mondiale est approvisionnée en eau à partir des sources d'eau à management optimisé. Ce taux d'accès aux sources d'eau à management optimisé est estimé à 94% dans les zones urbaines et à 76% dans les régions rurales [4]. Ces estimations ne tiennent pas compte de la qualité de service (intermittence d'approvisionnement en eau, qualité de désinfection d'eau et qualité de contrôle d'eau) et la possibilité d'accès à ces services à un coût abordable [4]. D'autre estimation montrent que seulement 60% de la population de la région africaine subsaharienne est approvisionnée en eau potable à base de source d'eau à management optimisé ; dont

80% dans les zones urbaines et 47% dans les zones rurales [4]. Dans cette région du monde, 600 millions d'habitants n'ont pas accès à l'électricité principalement dans les zones urbaines [5], [6].

Vu qu'une grande partie de la population touchée par le manque d'approvisionnement en eau est située dans des zones rurales, agricoles et désertiques, loin des principaux réseaux de distribution d'électricité, et que la majorité de ces zones rurales sont caractérisées par un taux d'ensoleillement relativement élevé avec des sources d'eau disponible dans des aquifères peu profondes [5], [6]; le pompage d'eau à base des énergies renouvelables notamment photovoltaïque constitue une alternative très intéressante et même un élément clé dans le sens de résolution de ce problème [5], [6], [7]. En effet, l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau est considérée comme l'une des solutions les plus prometteuses pour les sites éloignés des réseaux de distribution d'électricité [6], [8], [9], [10]. En effet, cette approche est économiquement très compétitive par rapport au pompage conventionnel d'eau (pompage par moteur mécanique (diésel par exemple) ou moteur électrique alimenté à partir du réseau électrique) [6], [11], [12], vu son énergie primaire (solaire) gratuite et inépuisable, son coût minimal de maintenance [6], [13] et l'absence d'émission des gazes à effet de serre [6], [14].

Dans ce sens, plusieurs projets de pompage photovoltaïque ont été mis en place dans des dizaines de pays, y compris en Algérie, pour l'approvisionnement en eau potable ou d'irrigation, afin de contribuer au développement social et économique de ces pays.

Deux techniques sont possibles pour pomper l'eau à l'aide d'un système photovoltaïque : Dans la première technique, appelée « pompage au fil du soleil », l'énergie électrique des générateurs photovoltaïques est consommée en « temps réel » pour pomper l'eau qui est stockée dans un réservoir pour une utilisation ultérieure ; C'est ce qu'on appelle le stockage hydraulique. Tenant compte du fait que le réservoir d'eau peut être construit localement, il ne nécessite pas d'entretien complexe et peut être réparé localement. La deuxième méthode repose sur l'utilisation du stockage de l'énergie électrique des générateurs photovoltaïques, via des batteries, pour l'utiliser à tout moment pour pomper de l'eau [10]. Ce stockage électrochimique est intermédiaire entre la production électrique photovoltaïque et le stockage hydraulique. Cette deuxième technique est relativement plus coûteuse, compte tenu du coût supplémentaire des batteries et de leur maintenance, ce qui affecte négativement la fiabilité et le coût global du système [10].

Le pompage photovoltaïque est associé à deux inconvénients majeurs, le faible rendement des générateurs photovoltaïques et les conditions climatiques variables (ensoleillement variable uniforme/non-uniforme (ombrage partiel)). En outre, les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-

tension (P-V) du générateur photovoltaïque GPV, associant en séries et en parallèle des cellules (des modules et des panneaux photovoltaïques), sont non linéaires [15]. Cette non-linéarité produit une puissance électrique PV avec un seul point de puissance maximale (PPM) dans le cas d'ensoleillement uniforme, et un seul point de puissance maximale globale (PPMG (GMPP en anglais)) parmi plusieurs points maximaux locaux (PPML (LMPP en anglais)) sous ensoleillement non-uniforme [15]. En plus, ces points maximums de puissance sont variables en fonction du degré d'ensoleillement et de la température ambiante qui sont continuellement variables [15]. De ce fait, il est indispensable d'exploiter le GPV d'une façon optimale en maximisant sa puissance électrique extraite. Les applications simples et moins coûteuse de pompage PV avec connexion directe entre le GPV et la pompe ne garantissent pas le transfert de puissance maximal disponible aux bornes du GPV [16]. Pour cela, une adaptation d'impédance s'impose afin de permettre d'imposer une tension aux bornes du GPV correspondant au maximum de puissance. Cela peut se faire en insérant un dispositif électronique entre le GPV et la charge électrique et en le commandant afin d'imposer une tension aux bornes du GPV correspondant au maximum de puissance électrique extraite de ce GPV. Ce dispositif n'est rien d'autre qu'un convertisseur statique avec une commande de poursuite du PPM [17].

Plusieurs travaux ont porté sur la maximisation de la puissance électrique extraite du GPV et assurant un fonctionnement optimal du système photovoltaïque. Chacune de ces techniques de poursuite du point de puissance maximale (PPPM (MPPT en anglais)) a ses avantages et ses inconvénients. Ces techniques peuvent être classées en deux grandes catégories, les techniques conventionnelles et les techniques dites « soft computing ». Les techniques conventionnelles telles que Perturb and Observe, Incremental Conductance, Hill Climbing peuvent suivre le point de puissance maximale (MPP) dans la courbe P-V du générateurs PV uniformément éclairés [18], [19], [20]. Ils peuvent facilement être piégés dans un point de puissance maximale local (LMPP) dans la courbe P-V multi-maximum des GPV partiellement ombragés. Les techniques « soft computing » utilisaient des approches intelligentes artificielles et bio-inspirées pour reconnaître le GMPP de la courbe PV pour des GPV uniformément éclairées ou partiellement ombragées [18], [21], [22]. Ces techniques incluent: Réseaux de Neurones Artificielles, Logique Floue [22], Particle Swarm Optimization [18], [22], [23], Grey Wolf Optimization [22], [24], Cuckoo Search (CS), Ant Colony Optimization [22], [25], [26]. La plupart de ces techniques peuvent identifier et poursuivre le GMPP du GPV. Cependant, elles présentent certains inconvénients principaux lorsqu'ils sont utilisés dans les applications photovoltaïques. Le premier est lié au calcul gigantesque exigé par les techniques à base des réseaux de neurones artificielles (RNA) pour concevoir les bases de données et pour d'apprentissage des

RNA utilisé pour la commande MPPT du GPV sous différentes conditions climatiques [22]. Le deuxième est lié à la variation continue (en fonction de l'ensoleillement continuellement variable) du point GMPP de la courbe P-V du GPV. Donc, ces techniques peuvent identifier un GMPP, mais échouent à le poursuivre lorsqu'il change de position, suite à une variation du scénario d'ombrage partiel. Le troisième correspond aux oscillations remarquables au régime permanent de la puissance du GPV, qui sont dues essentiellement à l'approche de poursuite utilisée par certaines techniques qui génère des variables de commandes aléatoires avant de définir la variable correspondant au point GMPP [27].

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse porte sur l'amélioration des performances d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil à base du moteur asynchrone couplé à une pompe centrifuge. Le choix du pompage au fil du soleil (sans systèmes de stockage électrique (batteries)) ainsi que la machine asynchrone triphasée comme moteur d'entraînement de la pompe est dû à des raisons techniques et économiques : le pompage sans batteries de stockage et le moteur asynchrone (robustesse et fiable) présentent des faibles coûts d'achat et de maintien [10], [28].

L'amélioration du système de pompage porte sur l'application et l'amélioration des performances d'une des techniques méta-heuristiques d'optimisation les plus récentes dite « Cuckoo Search (CS) », pour garantir d'une manière fiable et rapide la poursuite de GMPP du GPV alimentant la motopompe. En plus, une approche d'estimation de l'état de l'ensoleillement (uniforme ou non-uniforme) est développée en se basant sur la puissance électrique mesurée du GPV et le rapport cyclique de contrôle du convertisseur DC-DC (hacheur) [29].

Le premier chapitre de ce travail est dédié à la description détaillée des différents éléments utilisés dans une station de pompage photovoltaïque, ainsi que l'approche de son dimensionnement.

Dans le deuxième chapitre, on présente le modèle mathématique détaillé du GPV. Ensuite, on présente et on analyse les résultats de simulation du GPV pour des scénarios différents de température et d'ensoleillement uniforme et non-uniforme (ombrage partiel).

Le troisième chapitre fera l'objet de la modélisation, la simulation et l'amélioration des performances de la technique Cuckoo Search (CS), pour garantir d'une manière fiable et rapide la poursuite de GMPP du GPV alimentant une charge résistive pour différents scénarios d'ensoleillement uniforme et non-uniforme. La technique développée est nommée « DCSA » « en anglais : Distributive Cuckoo Search Algorithm ».

Dans le quatrième chapitre, on applique la DCSA, pour différents scénarios d'ensoleillement uniforme et non-uniforme, afin de garantir d'une manière fiable et rapide la poursuite de GMPP du GPV alimentant un moteur asynchrone triphasée entraînant une pompe centrifuge. Le moteur asynchrone triphasé est commandé en vitesse par un régulateur PI et en couple par contrôle direct du couple (DTC). Une boucle de régulation de la tension d'entrée de l'onduleur (tension de sortie de l'hacheur) est introduite pour maintenir cette tension continue autour de sa référence afin de pouvoir contrôler correctement la vitesse du moteur asynchrone triphasé.

Finalement, on va terminer par une conclusion générale, où, toutes les remarques et les conclusions obtenues dans le cadre de cette thèse seront résumées et les perspectives proposées seront exposées.

Chapitre I

Systèmes de pompage photovoltaïque : synthèse et dimensionnement

I.1. Introduction

Le pompage d'eau solaire PV est une solution bien adaptée pour l'approvisionnement en eau potable et d'irrigation dans les zones rurales reculées, éloignées des principaux réseaux de distribution d'électricité, et qui sont caractérisées par des taux d'ensoleillement relativement élevés avec présence d'aquifères d'eau peu profondes [5],[6]. Les systèmes de pompage d'eau y compris le pompage photovoltaïque est constituée de différents composants de différentes natures (électrique, électromécanique, hydraulique et électronique de contrôle). Ce chapitre est dédié à la description détaillée des différents éléments utilisés dans les stations de pompage photovoltaïque.

I.2. Techniques de pompage photovoltaïque d'eau

Il existe deux techniques possibles pour pomper l'eau à l'aide d'un système photovoltaïque : dans la première méthode, l'énergie solaire photovoltaïque est convertie en énergie électrique qui est consommée en « temps réel » par la pompe d'eau sans être électriquement stockée. La pompe fonctionne en continu tant que l'énergie solaire est suffisamment disponible ; c'est le "pompage au fil du soleil". Cette solution nécessite le stockage de l'eau pompée pendant la journée dans un réservoir pour une utilisation ultérieure, par exemple le soir. La deuxième méthode repose sur l'utilisation du stockage électrique de l'énergie photovoltaïque produite, via des batteries par exemple. L'énergie stockée pendant la journée peut ensuite être restituée pour pomper l'eau pendant les heures creuses [10,30,31].

I.2.1. Pompage « au fil du soleil »

La configuration "au fil du soleil" permet d'avoir un système de pompage photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins cher que celui avec stockage électrochimique. En effet, dans cette technique, l'eau est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement. C'est ce qu'on appelle le stockage hydraulique. L'eau est stockée dans un réservoir à une hauteur au-dessus du sol afin de pouvoir la distribuer par gravité selon le besoin [10,30,31]. Il faut bien signaler que le réservoir d'eau, dont la capacité de stockage est définie selon les besoins, est souvent construit localement et ne requiert pas un entretien complexe.

I.2.2. Pompage avec système de stockage électrochimique d'énergie électrique

Le mode de pompage d'eau utilisant les batteries solaires de stockage électrique présente l'avantage de garantir une alimentation électrique et un pompage d'eau stables (le système présente l'avantage d'un débit homogène et la possibilité de pomper l'eau en l'absence de soleil). En outre, l'énergie électrique stockée dans les batteries peut également être utilisée ultérieurement pour d'autres besoins. L'inconvénient majeur de ce mode de pompage est l'utilisation de plus de composant (batteries de stockage), comparé au mode de pompage au fil de soleil ; ce qui affecte négativement la fiabilité et le coût global du système [10,30,31], vu la fragilité des batteries qui représente souvent le premier élément à changer. Une fragilité qui résulte du vieillissement rapide des batteries qui subissent un certain degré de perte de productivité par rapport à la puissance produite durant leur première utilisation. Pour réduire cet effet de vieillissement, un entretien régulier et un contrôle rigoureux et complexe de charge et de décharge des batteries solaires est indispensable [10,30,31].

I.3. Composants d'un système de pompage photovoltaïque

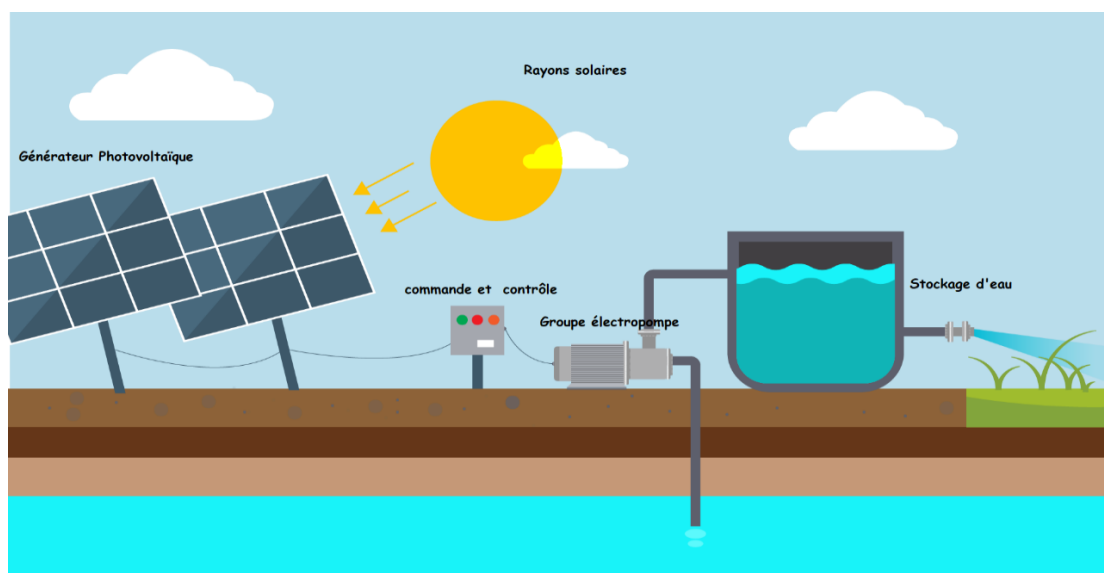
Un système de pompage solaire photovoltaïque est généralement constitué de (voir Figure I.1) [32], [33] :

- **Générateur photovoltaïque,**
- **Electronique de commande et de contrôle,**
- **Groupe électropompe,**
- **Système de stockage.**

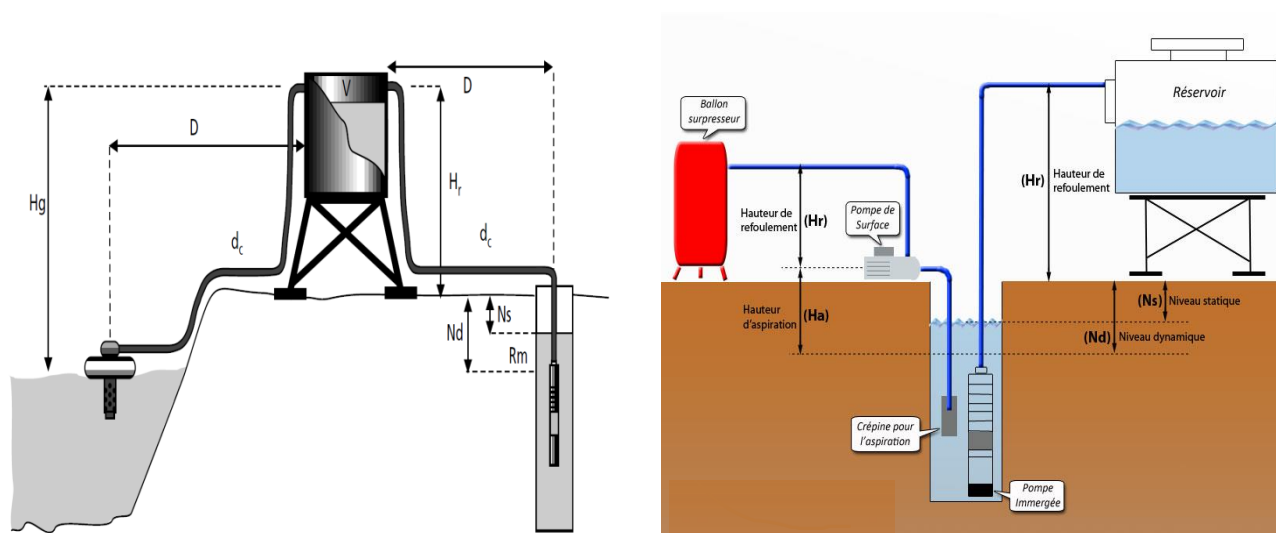
Avant de présenter en détail les différents composants suscités du système de pompage photovoltaïque, on donne les définitions avec illustrations (voir Figure I.1) des vocabulaires bien spécifiques et les termes les plus couramment employés dans les systèmes pompage en général [33] :

- Débit d'eau

Le débit (Q) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par seconde (L/s) ou en litres par heure (L/h). En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m^3 par jour (m^3/j).



a. Système de pompage photovoltaïque



b. Système de pompage général

Figure I.1 : Schéma synoptique simplifié du système de pompage photovoltaïque
et système de pompage général.

- Niveau statique

Le niveau statique (N_s) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage. Autrement dit, C'est la différence de dénivelé ou d'altitude en mètres (m) entre le niveau d'eau et le sol lorsque la pompe est arrêtée ; il n'y a donc pas de variations de niveau.

- Niveau dynamique

Le niveau dynamique (N_d) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. On peut aussi le définir comme la différence de dénivelé ou d'altitude en mètres (m) entre le niveau d'eau et le sol lorsque la pompe est en marche. Le niveau peut être amené à varier et même fortement dans des forages par exemple ou en fonction des saisons (évaporation). Cette information est obtenue auprès du foreur.

- Rabattement

La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement. Un rabattement maximal acceptable (R_m) est le rabattement avant d'être forcé de stopper la pompe lorsque le niveau d'eau devient au-dessous du niveau permettant l'aspiration d'eau.

- Hauteur de refoulement (H_r)

C'est la différence de dénivelé ou d'altitude en mètres (m) entre le sol et l'arrivée au point le plus haut (le plan d'utilisation) de la cuve, du réservoir, du robinet, surpresseur, etc...

- Hauteur d'aspiration (H_a)

Uniquement pour les pompes de surface, c'est la différence de dénivelé ou d'altitude en mètres (m) entre le niveau d'eau dynamique et la pompe.

- Hauteur géométrique (H_g)

C'est hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (le point le plus haut de la cuve, du réservoir, du robinet, surpresseur, etc...) ($H_g = H_r + N_d$). Pour une pompe de surface sur un plan d'eau, H_g sera choisi en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

- Perte de charge (ΔP ou P_c)

C'est la perte de pression et de débit provoquée ou produite par les frottements de l'eau sur les parois des tuyaux ou des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (D), de leur diamètre (d_c) et du débit de la pompe (Q) et s'expriment en mètres d'eau. Plus le tuyau est long et le débit important, plus les pertes de charge augmentent. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur géométrique totale.

- Pression utile (P_u)

C'est le besoin en pression (bars) à l'arrivée. Pour un réseau domestique, dans une habitation par exemple, la pression utile est en général de 3 bars ($P_u=3$ bars), il est donc important d'en tenir compte dans le dimensionnement de la pompe. Souvent, dans les systèmes de pompage photovoltaïque, il n'y a pas d'exigence concernant la pression d'eau qui n'est pas un facteur important. La pression utile est considérée comme nulle ($P_u=0$).

- Hauteur Manométrique Totale (H_{MT})

La hauteur manométrique totale (H_{MT}) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. C'est aussi le total des contraintes hydrauliques liées à la hauteur ; Hauteur d'aspiration (H_a), Hauteur de refoulement (H_r), Niveau dynamique (N_d), la longueur de tuyau (L) influençant sur les pertes de charges (ΔP), et la pression utile à l'arrivée (P_u). Exprimée en mètres (m), cette hauteur peut être calculée comme suit :

- Pour un système de pompage général :

Soit pour une pompe de surface :

$$H_{MT} = H_r + H_a + \Delta P + P_u = H_r + H_a + P_c + P_u$$

Et pour une pompe immergée :

$$H_{MT} = H_g + \Delta P + P_u = H_g + P_c + P_u = H_r + N_d + \Delta P + P_u = H_r + N_d + P_c + P_u$$

- Pour un système de pompage photovoltaïque ($P_u = 0$)

Soit pour une pompe de surface :

$$H_{MT} = H_r + H_a + \Delta P = H_r + H_a + P_c$$

Et pour une pompe immergée :

$$H_{MT} = H_g + \Delta P = H_g + P_c = H_r + N_d + \Delta P = H_r + N_d + P_c$$

I.3.1. Générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque convertit l'énergie solaire en énergie électrique sous forme de tension et de courant continu (effet photovoltaïque). Le composant principal de cette conversion est la cellule photovoltaïque primaire [34], qui constitue un générateur de très faible puissance par rapport aux besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Plusieurs cellules doivent être

assemblées pour créer un module, un panneau et un champ photovoltaïque et produire plus d'énergie. En fait, les cellules photovoltaïques peuvent être associées, selon le cahier de charge de l'application photovoltaïque, soit en série, soit en parallèle, soit les deux associations pour former un champ photoélectrique avec une puissance (une intensité et une tension) de crête spécifique qui dépend des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire du site [34].

I.3.1.1. Association des modules photovoltaïques

Afin d'augmenter la puissance électrique produite et selon les spécifications désirées de l'application, les modules peuvent être connectés soit en série pour obtenir une tension accrue ou en parallèle pour obtenir un courant accumulé [34].

a) Association en série

La connexion en série des cellules leur permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). En parcourant les cellules par le même courant et la résultante caractéristique de montage en série est obtenue en additionnant les tensions initiales de chaque cellule [35].

b) Association en parallèle

La connexion en parallèle des cellules permet d'augmenter le courant de sortie généré par le générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante de l'association est obtenue par l'addition des courants des branches [35].

I.3.1.2. Protection des modules photovoltaïques

Lors de la conception des installations photovoltaïques, leur protection électrique doit être élaborée afin d'augmenter leur durabilité en évitant les défauts destructeurs dus au mauvais raccordement et au mauvais fonctionnement des générateurs photovoltaïques. Cela se fait en utilisant deux types de protection dans les installations photovoltaïques : la diode by-pass et la diode anti-retour, comme illustré à la Figure (I.2) [36], [37].

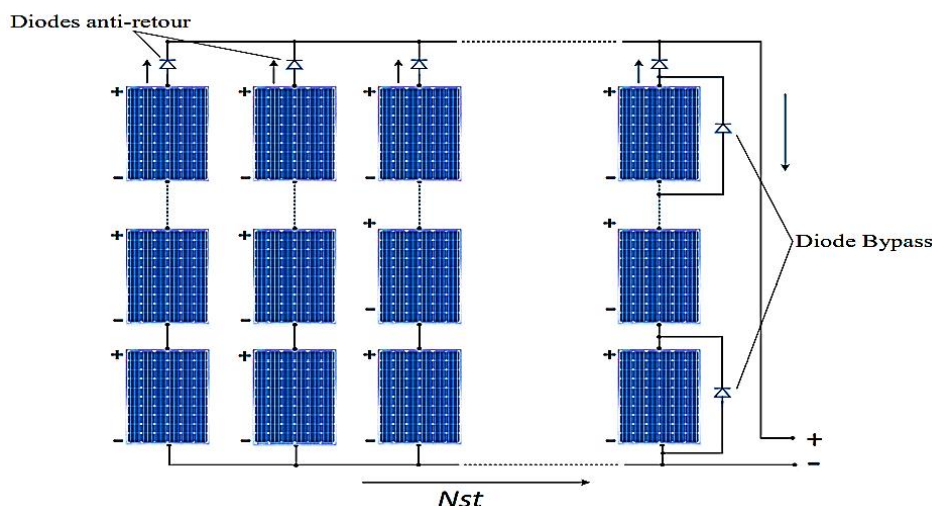


Figure I.2 : Protection d'un champ photovoltaïque composé de N_{st} strings branchés en parallèle comportant chacun de modules associés en série

a) Diodes de by-pass

La cellule ombrée cesse de produire de l'énergie électrique et se comporte plutôt comme une résistance à semi-conducteur, comme le montre la Figure I.3. Par conséquent, elle génère moins de courant que les deux autres cellules, ce qui réduit considérablement la puissance de sortie de la branche des cellules mises en série. Ainsi, l'énergie générée par les cellules « ensoleillées » sera dissipée par la cellule « ombragée », qui peut avec le temps provoquer une surchauffe (points chauds) et éventuellement détruire la cellule ombragée [36], [37].

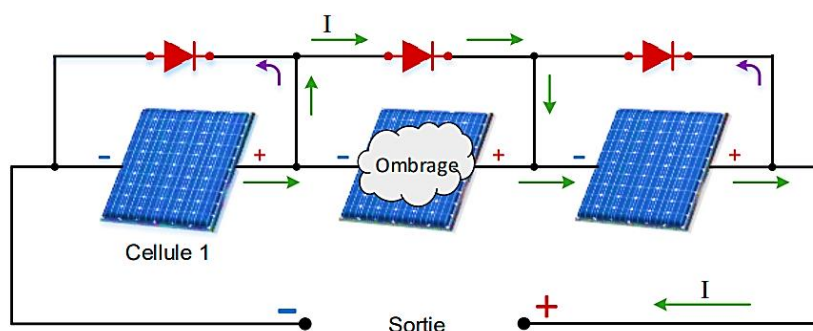


Figure I.3 : Fonctionnement des diodes bypass.

Les diodes de dérivation sont connectées à l'extérieur et en antiparallèle à chaque cellule photovoltaïque pour fournir un chemin électrique alternatif pour le courant généré, afin de ne pas traverser la cellule ombrée. Cela permet relativement le maintien des performances de la chaîne en réduisant la tension de polarisation inverse générée sur toute cellule partiellement ombrée et en réduisant ainsi la puissance électrique que la cellule ombrée peut dissiper [36], [37].

b) Diodes anti-retour

Lorsque l'ensoleillement est suffisamment fort, la tension produite par le panneau photovoltaïque est supérieure à celle de la batterie raccordée à ses bornes ; donc, la charge de la batterie s'effectue et le courant circule du panneau photovoltaïque vers cette dernière.

Cependant, lorsque l'ensoleillement s'affaiblit durant nuit ou en cas d'ombrage, la tension produite par les panneaux photovoltaïques s'affaiblit, la tension de la batterie peut faire circuler un courant en sens inverse à travers le panneau, déchargeant la batterie. Par conséquent, des diodes anti-retour sont utilisées [36], [37]. Habituellement, dans la construction de panneaux solaires, les diodes anti-retour sont incluses (Fig. I.4).

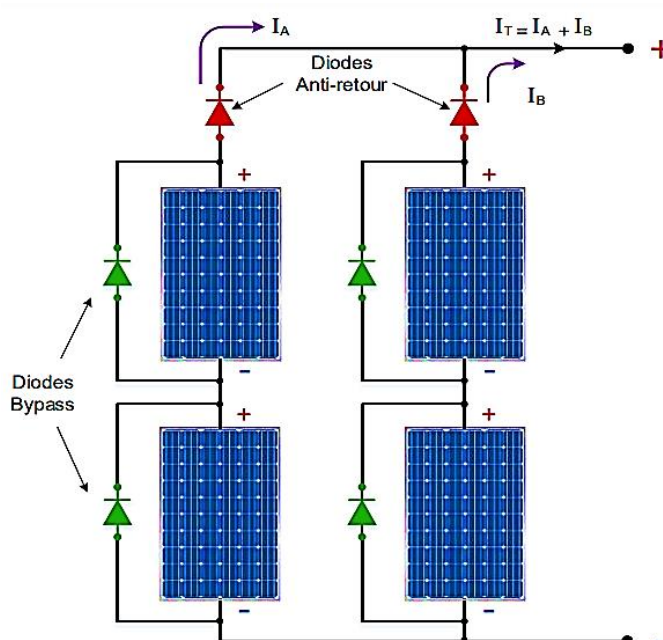


Figure I.4 : Rôle des diodes anti-retour.

I.3.2. Electronique de commande et de contrôle

Il est nécessaire d'insérer un convertisseur statique d'électronique de puissance comme étage intermédiaire entre le générateur photovoltaïque (GPV) et la charge, pour que le générateur photovoltaïque qui est de nature à courant continu s'adapte automatiquement à la nature de la charge qui peut être à courant continu (DC) ou à courant alternatif (AC), afin d'assurer sa bonne alimentation. En plus, avec l'introduction des algorithmes MPPT (MPPT : Maximum Power Point Tracking), ce convertisseur statique permet au GPV de produire en permanence le maximum de puissance possible, pour des conditions atmosphériques (température et rayonnement) relativement variables [17], [37].

I.3.2.1. Convertisseur DC/DC

Le convertisseur, appelé souvent « hacheur », apparaît dans toutes les configurations sauf pour le système à couplage direct ou pour certains cas d'applications où la charge est à courant alternatif. C'est un composant essentiel dans les systèmes photovoltaïques y compris le pompage solaire photovoltaïque. Il permet d'adapter la tension à des récepteurs fonctionnant à une tension continue différente à celle du panneau photovoltaïque ; et en plus, de maximiser la puissance issue de ce dernier. Le hacheur peut être réalisé avec un interrupteur électronique commandable tel que les thyristors GTO ou des transistors à effet de champ bipolaire associé à une diode de roue libre [17].

Les trois configurations les plus courantes du hacheur sont :

- **Convertisseur abaisseur « BUCK »,**
- **Convertisseur élévateur « BOOST »,**
- **Convertisseur abaisseur-élévateur « BUCK-BOOST ».**

I.3.2.2. Convertisseur DC/AC

Un convertisseur DC/AC (ou onduleur) est un dispositif qui assure la conversion de la tension continue fournie, soit directement par les panneaux photovoltaïques ou par les batteries à la sortie du convertisseur DC/DC (hacheur), pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant à une tension alternative (moteur ou réseau électrique à courant alternatif). En plus, il peut aussi assurer la commande de maximisation de la puissance du générateur photovoltaïque (MPPT). Le choix de l'onduleur dépend des caractéristiques électriques de la pompe à alimenter (puissance et tension) [17].

I.3.3. Groupe moteur pompe

I.3.3.1. Moteurs électriques

Pour convertir l'énergie électrique produite par la générateur PV en énergie mécanique, un moteur électrique doit être ajouté comme dispositif de conversion électromécanique dans les applications de pompage photovoltaïque. Trois types de moteurs sont couramment utilisés dans ces applications [10] :

- **Moteur à courant continu (avec balais),**
- **Moteur à courant continu sans balais (BLDC),**
- **Moteur à courant alternatif (asynchrone).**

a) Moteur à courant continu

Le moteur à courant continu est une option intéressante pour les applications intégrant des générateurs photovoltaïques, car ce dernier génère un courant, une tension et une puissance de même nature, nécessitant moins d'équipements de traitement de ces grandeurs [10], [38]. Le problème avec le moteur à courant continu est qu'il nécessite un entretien délicat ; à savoir, les balais qui se détériorent rapidement et doivent être remplacés périodiquement, ce qui signifie un coût de maintien relativement élevé (par rapport au moteur sans balais) [10], [28], [39].

b) Moteur à courant continu sans balais (BLDC)

Comme indique son nom, un moteur à courant continu sans balais (Brushless Direct Current Motor (BLDC)) ne contient pas des balais de commutation [10], [40], [41], mais des commutateurs électroniques. Un moteur à courant continu sans balais est une machine électrique tournante dans laquelle le stator est un stator triphasé classique tel qu'un moteur asynchrone et le rotor est équipé des aimants permanents installés à l'extérieur. A cet égard, un moteur à courant continu sans balais équivaut à un moteur à courant continu où les commutateurs sont inversés lorsque l'aimant tourne tandis que les conducteurs restent immobiles. Un moteur à courant continu sans balais nécessite une excitation à l'aide d'un onduleur triphasé de fréquence et d'amplitude variables. L'onduleur assure généralement la commutation électronique et la régulation du courant [28]. Le problème du moteur à courant continu sans balais, c'est la complexité de sa commande ; où il a besoin de capteur de position du rotor (capteur à effet hall) pour alimenter convenablement les phases statoriques par l'onduleur.

c) Moteurs à courant alternatif

Les moteurs à courant alternatif notamment le moteur asynchrone ; sont des moteurs sans balais (à bagues) avec un rotor de construction robuste qui permet le fonctionnement fiable avec moins d'entretien par rapport au moteur à courant continu (MCC). La simplicité de la construction du rotor (rotor bobiné ou à cage d'écureuil court-circuité et sans alimentation) a également comme conséquence la baisse du prix du moteur et un rapport puissance/poids plus élevé (par rapport au MCC) [10], [28], [41], [42]; ce qui le rend plus utilisable dans les systèmes de pompage photovoltaïque. Contrairement au MCC, ce moteur présente des caractéristiques non linéaires ce qui constitue un inconvénient pour le réglage de vitesse.

I.3.3.2. Pompes hydrauliques

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement en pompes volumétriques et pompes

centrifuges. On distingue également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée: la pompe à aspiration et la pompe à refoulement [33].

a) Classification des pompes Selon l'emplacement de la pompe par rapport à l'eau pompée

Les pompes sont classifiées en deux catégories :

- La pompe à aspiration
- La pompe à refoulement

b) Classification des pompes selon leur principe de fonctionnement

Selon le principe de fonctionnement de la pompe hydraulique, on trouve :

✓ Pompe volumétrique

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va et vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Elle comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse. Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour véhiculer un l'eau (fluide) dans les puits et les forages à grandes profondeurs sous de très fortes pressions et à petits débits. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, ce qui rend leur emploi très limité pour l'alimentation en eau des cultures [33], mais elles peuvent être utilisées par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes multi-pales [28].

✓ Pompe centrifuge

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide (eau) par un mouvement rotatif de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau qui entre au centre de la pompe est poussée vers l'extérieur (loin du centre de la pompe) et vers le haut sous l'effet de la force centrifuge des aubes. La force

centrifuge proportionnelle à la vitesse de rotation des aubes permet d'augmenter la pression d'eau, donc la hauteur de refoulement.

La pompe centrifuge est conçue pour une hauteur manométrique totale (H_{MT}) 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 et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle au produit du débit par la hauteur manométrique totale ($Q \times H_{MT}$), varie donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilise habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres) [33].

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 H_{MT} donnée pour obtenir un débit de départ non nul [33].

Donc, les pompes centrifuges sont caractérisées par :

- Un couple résistant au démarrage pratiquement nul ce qui implique qu'un minimum couple moteur au démarrage permet à la pompe de tourner avec un très faible ensoleillement ; mais il faut une certaine vitesse du moteur pour que la pression de l'eau soit suffisante pour pouvoir refouler l'eau dans le tuyau d'amenée sous une hauteur manométrique totale donnée et arriver à sortir l'eau à l'extrémité du tuyau d'amenée avec un débit donné (non nul).
- Une puissance absorbée qui est bien adaptée aux modules photovoltaïques, fournissant un bon rendement global.

I.3.4. Système de stockage

L'intensité d'ensoleillement change constamment au cours de la journée, ce qui conduit à la variation continue de l'énergie électrique fournie par le générateur PV. Il faut donc un système de stockage tampon pour pouvoir utiliser cette énergie au besoin. Le stockage dans les systèmes de pompage photovoltaïque peut se faire de deux manières : stockage d'énergie électrique dans des accumulateurs (souvent des batteries de stockage électrochimique) ou stockage d'eau dans des réservoirs (stockage hydraulique) [10], [30], [31].

I.3.4.1. Stockage électrochimique d'énergie électrique photovoltaïque

L'utilisation des dispositifs pour stocker l'énergie électrique photovoltaïque tels que les batteries d'accumulateurs (stockage électrochimique) est souvent essentielle pour le bon fonctionnement des systèmes photovoltaïques. En général, les systèmes de pompage photovoltaïque fonctionnent avec des générateurs PV de faibles tensions, où des batteries de stockage électrochimique peuvent être utilisées pour permettre au système de pompage de fournir de l'eau à une certaine pression constante ; chose qui n'est pas garantie par la technique de stockage d'eau à réservoir gravitaire. Cette option entraîne un surcoût, suite aux problèmes de maintenance et de vieillissement relativement rapide des batteries [10], [30], [31]. De plus, le rendement énergétique global du système est meilleur quand il n'y a pas d'accumulateur de batteries.

I.3.4.2. Stockage de l'eau pompée sans batteries d'accumulateurs

Le stockage direct de l'eau pompée dans des réservoirs gravitaires sans batteries est une méthode pratique et peu coûteuse par rapport au stockage électrochimique d'énergie électrique photovoltaïque et de l'utiliser ultérieurement pour pomper l'eau selon le besoin [10], [30], [31]. En effet, le réservoir d'eau peut-être dimensionné en calculant son volume en fonction de la durée d'autonomie requise. De plus, cette option de stockage ne nécessite pas d'entretien complexe.

I.4. Dimensionnement du système de pompage PV

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque sont [33], [43], [44], [45], [46] :

- Evaluation des besoins quotidiens en eau,
- Détermination de l'énergie solaire photovoltaïque disponible quotidiennement,
- Calcul de l'énergie hydraulique requise quotidiennement,
- Calcul de l'énergie électrique journalière requise,
- Choix des composants du système de pompage photovoltaïque (GPV, Motopompe, Convertisseurs statiques).

I.4.1. Evaluation des besoins quotidiens en eau

L'estimation des besoins journaliers en eau est la première étape à suivre lors du dimensionnement d'une installation de pompage photovoltaïque.

Dans les régions isolées, l'eau pompée est destinée soit [11], [33], [43], [47], [48], [49] :

- A usage domestique où la boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains.
- Au domaine de l'agriculture (irrigation et élevage des animaux) et de l'industrie.

I.4.2. Détermination de l'énergie photovoltaïque journalière disponible

La détermination de l'énergie photovoltaïque journalière disponible est basée sur le calcul de la valeur moyenne de l'irradiation solaire photovoltaïque disponible durant le jour, pour une journée type [33].

I.4.3. Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise

Une fois les besoins journaliers en eau (quantité journalière ou débit journalier) sont calculés et les caractéristiques du circuit hydraulique de pompage (hauteur manométrique) sont définis (cahier de charge), on peut calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière requise à partir de la relation [33], [43], [45], [46] :

$$E_h = C_h \cdot Q \cdot H_{MT} \quad (I.1)$$

Avec :

E_h : Énergie hydraulique [kWh/j]

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

Q : Volume ou quantité d'eau par jour [m³/jour]

H_{MT} : Hauteur manométrique totale [m]

Où :

$$C_h = g \cdot \rho / 3600$$

g : Gravité terrestre [9.81 m/s²]

ρ : Densité de l'eau [1000 kg/m³]

I.4.4. Calcul de l'énergie électrique quotidienne requise

L'énergie électrique nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pendant une durée donnée (une journée ou une heure) est calculée à partir de l'équation suivante [33], [43], [50]:

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{mp} \cdot \eta_{\text{étage_adap}}} \quad (I.2)$$

Où :

E_e : Energie électrique exprimée en [Wh/j] ([kWh/j]) ou en [Wh] ([kWh]).

H_{mp} : Rendement du groupe motopompe.

$\eta_{\text{étage_adap}}$: Rendement du convertisseur statique (étage d'adaptation).

I.4.5. Choix des composants du système de pompage photovoltaïque

Une fois l'énergie électrique journalière requise est calculée, on procède au dimensionnement des différents composants du pompage photovoltaïque (GPV, Motopompe, Convertisseurs statiques).

I.4.5.1. Dimensionnement de la motopompe

Sous une hauteur manométrique totale donnée, le pompage d'eau n'est considéré achevé que si l'ensoleillement est supérieur à une certaine valeur minimale, pour permettre au générateur PV de fournir la puissance électrique suffisante au moto-pompe pour pouvoir refouler l'eau dans le tuyau d'amenée et arriver à sortir l'eau à l'extrémité du tuyau d'amenée avec un débit donné (non nul). Par contre, le moteur doit aussi supporter la puissance électrique crête du générateur photovoltaïque produite pour des valeurs élevées (maximales) d'ensoleillement [51].

Pour une hauteur manométrique totale (H_{MT}) donnée et pour une durée (h) d'ensoleillement minimal suffisant pour pomper l'eau, on peut calculer le débit horaire nécessaire (Q_h) à partir du volume ou de la quantité d'eau requise par jour (Q) comme suit :

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

Q_h : Débit horaire d'eau [m^3 / h]

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

h : est le nombre d'heures d'ensoleillement minimal choisi, correspondant au débit horaire assurant le pompage de toute la quantité d'eau journalière requise durant la durée (h), pour la hauteur manométrique définie par le cahier de charge.

I.4.5.2. Méthodologie de dimensionnement du générateur photovoltaïque

Pour dimensionner la taille du générateur photovoltaïque utilisé dans un système de pompage photovoltaïque, deux méthodes sont utilisées [51], [52] :

- Une méthode analytique,
- Une méthode graphique.

a) Méthode analytique

Une fois le volume journalier d'eau requise, la hauteur manométrique totale et l'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan du générateur sont connus ; la puissance nominale du générateur photovoltaïque P_c , fournie par le générateur PV dans les conditions standards de mesure CSM, (éclairage de $[1000\text{w/m}^2]$ et la température 25°C), est calculée par l'expression suivante [51] :

$$P_c = \eta_g \cdot A \cdot G \quad (\text{I.4})$$

Avec :

P_c : Puissance de sortie du générateur (W) sous CSM (puissance crête).

η_g : Rendement du générateur PV à la température de référence (25°C).

A : Surface active du générateur (m^2)

G : Eclairage dans les conditions CSM.

L'énergie électrique journalière est donnée par l'équation suivante [51] :

$$E_e = \eta_{PV} \cdot A \cdot G_d(\beta) \quad (\text{I.5})$$

Où :

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

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

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

$$\eta_{PV} = F_m \cdot [1 - \gamma(T - T_r)] \eta_g \quad (\text{I.6})$$

Où :

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

γ : Coefficient de température des cellules. γ prend des valeurs entre 0,004 et 0,005 /°C pour des modules au silicium mono et poly cristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.

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

En substituant les équations (I.2), (I.5) et (I.6) dans (I.4), nous obtenons la puissance crête que doit avoir le champ photovoltaïque :

$$P_c = G \cdot F_m \cdot [1 - \gamma(T - T_r)] \cdot \eta_g \cdot E_h \cdot \eta_{MP} \cdot \eta_{\text{étag_adap}} \quad (\text{I.7})$$

b) Méthode graphique

Cette méthode est basée sur l'utilisation des abaques de rendement des pompes (fournis par le constructeur), et qui donnent en fonction de l'irradiation globale, la puissance du générateur photovoltaïque (P_c) nécessaire pour faire fonctionner la pompe dans la gamme de débit choisi, et pour une hauteur manométrique (H_{MT}) prédéfinie. Cette technique est assez pratique (voir Figure I.5) et résume les performances des différentes pompes en fonction des conditions de leur utilisation [52].

Les abaques : Ce sont des graphiques à lecture directe facilitant les calculs numériques. Graphiques servant à déterminer spontanément des résultats obtenus par des calculs dans un système de courbes (graphes) prédéfinies et préparées d'avance. Les abaques s'exploitent par une lecture directe sans avoir à effectuer de tracés complémentaires en lisant directement les données se situant à l'intersection des droites correspondante par la lecture du point concourant en relation avec les besoins de l'intervenant. Les constructeurs d'équipement élaborent de tels diagrammes sur la base des données calculées ou mesurées. Ce genre de graphes donne la configuration possible d'une électropompe. A titre d'exemple, la figure I.5 montre les caractéristiques de l'électropompe SP14A-3 donnée par le constructeur GROUNDFOSS [53] :

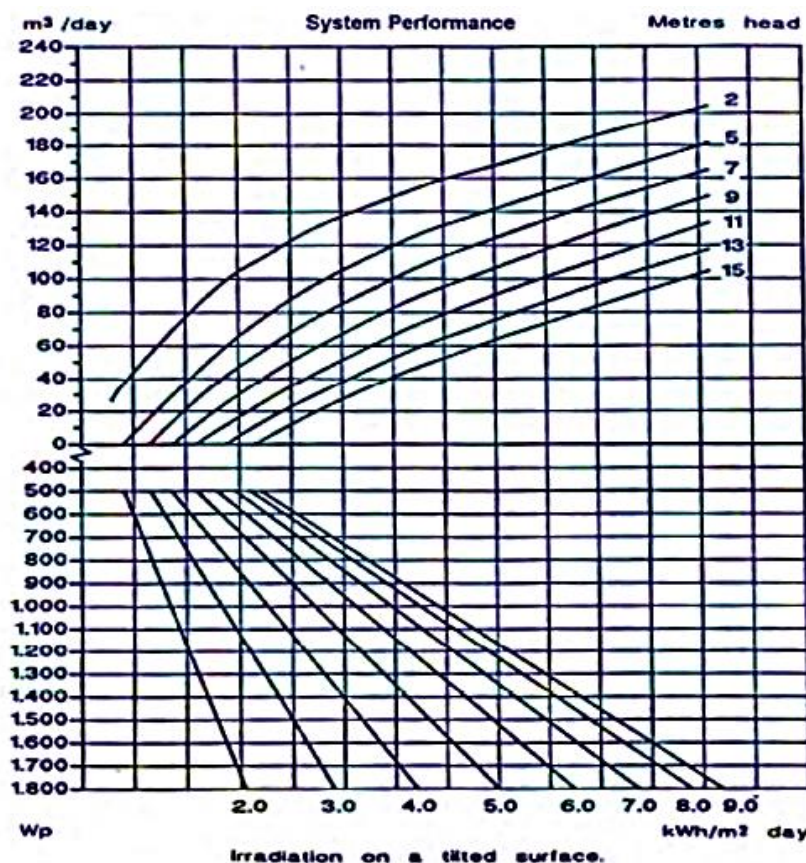


Figure I.5 : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation [53].

I.5. Spécifications et exemple d'application de dimensionnement du système de pompage photovoltaïque adopté

On adopte un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil à base de moteur asynchrone triphasé (Figure I.6). En fait, l'absence des batteries de stockage et l'utilisation d'un moteur asynchrone réduit le coût d'achat et d'entretien de ce système, ce qui le rend plus économique.

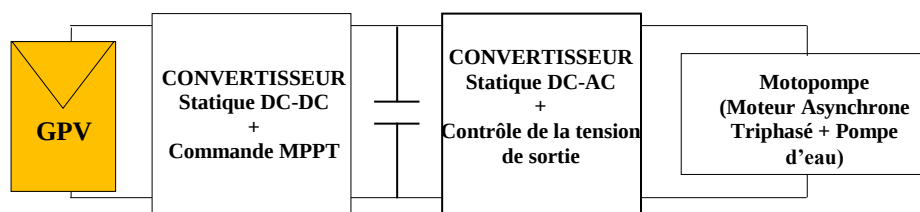


Figure I.6 : Schéma synoptique du système adopté pour le pompage photovoltaïque au fil du soleil à base de moteur asynchrone triphasé.

a) Evaluation des besoins journalières en eau

Le système de pompage choisi est destiné à l'irrigation sous le climat de la ville de Ghardaïa. Le cahier de charges spécifie une quantité journalière minimale d'eau (débit journalier) $Q=15 \text{ m}^3/\text{jour}$, pour une hauteur manométrique totale $H_{MT} = 43 \text{ m}$. Cette dernière est calculée pour un puits de 40 m de profondeur avec des pertes de charge totales estimées à 3 mètres.

b) Détermination de l'énergie solaire journalière disponible pour un jour type et débit horaire de pompage correspondant

Le jour type adopté, pour le dimensionnement du système de pompage PV, appartient au mois de décembre, parce qu'il présente le jour avec le minimum niveau et durée d'ensoleillement (Tableau I.1). En choisissant un ensoleillement minimal de fonctionnement de $400 \text{ W/m}^2/\text{heure}$, la durée de pompage, où l'éclairement horaire est supérieure à $400 \text{ W/m}^2/\text{heure}$, sera 6 heures (les heures : 10, 11, 12, 13, 14 et 15) (Tableau I.1). Donc, le débit horaire de pompage d'eau se calcule comme suit :

$$Q_h = Q [\text{m}^3/\text{jour}] / h = 15 / 6 = 2.5 \text{ m}^3/\text{heure} \quad (\text{I.8})$$

Mois	Temps (heurs)													
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Janvier	0	0	30	209	404	563	656	682	642	535	373	157	20	0
Février	0	0	77	288	499	657	758	785	763	653	492	290	74	0
Mars	0	15	162	394	602	759	858	879	827	688	502	336	125	0
Avril	0	110	346	573	776	906	979	1001	952	841	673	438	160	16
Mai	21	180	408	629	807	931	1008	1019	1000	891	718	508	280	76
Juin	47	199	413	636	828	958	1019	1032	982	870	703	491	284	82
Juillet	14	110	349	569	747	885	951	953	939	843	676	476	265	79
Aout	0	105	321	544	730	869	946	976	926	838	671	467	240	52
Septembre	0	58	245	466	653	789	847	851	804	705	511	279	93	0
Octobre	0	31	215	440	628	771	852	847	777	645	470	242	35	0
Novembre	0	0	131	337	522	649	721	721	657	527	330	131	0	0
Décembre	0	0	53	240	418	548	623	622	570	451	285	91	0	0

Tableau I.1 : Distribution du rayonnement global horaire (Wh/m^2)
reçu sur un plan horizontal dans le site de Ghardaïa (2018) [54]

Dans le tableau suivant sont résumées les spécifications primordiales de conception du système de pompage PV adopté selon le cahier de charges défini.

Volume d'eau/heure (débit horaire) Q_h [m^3/h]	Hauteur manométrique total H_{MT} [m]	Irradiation minimale de fonctionnement
2.5 m^3/h	43 m	400 W/m^2 /heure

Tableau I.2 : Spécifications primordiales de conception de système de pompage PV adopté

c) Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise

L'énergie hydraulique minimale horaire E_h (Wh) (correspondant à l'éclairement minimal de fonctionnement choisi (400 W/m^2 /heure)) nécessaire pour avoir un débit horaire de $Q_h = 2,5 m^3/h$ à la hauteur manométrique totale $H_{MT} = 43 m$ se calcule par l'expression (I.1), ce qui donne :

$$E_h = 292.93 Wh \quad (I.9)$$

Avec : $C_h = 2.725 Kg.s.h/m^2$

d) Calcul de l'énergie électrique journalière requise

Les majorités des pompes hydrauliques ont un rendement compris entre 45 % et 70 % [9], et la gamme de variation du rendement des moteurs asynchrones est de 70% à 85% ; Ainsi, le groupe motopompe à un rendement d'environ 30 % à 60%.

L'énergie hydraulique horaire E_h calculée précédemment permet de déterminer l'énergie électrique horaire E_e de la motopompe où le rendement choisi pour cette dernière vaut $\eta_{MP} = 50\%$. En appliquant la relation (I.2), on trouve :

$$E_e = 585,87 Wh \quad (I.10)$$

Cette énergie électrique horaire $E_e = 585,87 Wh$, présentant la puissance électrique $P_e = 585,87 W$ consommée par la motopompe durant une heure, est nécessaire pour assurer sous un ensoleillement minimal de 400 W/m^2 et une hauteur manométrique totale de 43m un pompage avec un débit de 2.5 m^3/h .

e) Choix des composants du système de pompage photovoltaïque (GPV, Motopompe, Convertisseurs statiques).

e.1) Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Pour générer la puissance électrique $P_e = 585,87 W$, on a choisis des modules PV de type Tata Power Solar Systems TP250MBZ, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau suivant :

Paramètres	Valeurs	Unités
Puissance maximale P_{mpp}	249	W
Tension V_{mpp} à P_{mpp}	30	V
I_{mpp} actuel à P_{mpp}	8.3	A
Tension en circuit ouvert (V_{oc})	36.8	V
Courant de court-circuit (I_{cc})	8.83	A

Tableau I.3 : Caractéristiques de module photovoltaïque Tata Power SolarSystems TP250MBZ

Ce type de module génère une puissance électrique de 250 W sous un ensoleillement de 1000 W/m² et une température de 25 °C. Pour 400 W/m² d'ensoleillement et une température de 25 °C, il génère une puissance électrique de 100 W. Donc, pour générer une puissance électrique de $P_e = 585,87$ W, on a besoin de :

$$N_{module} = 585,87 / 100 = 5.8587 = 6 \text{ modules} \quad (I.11)$$

En effet, l'ensoleillement solaire varie selon, l'heure, le jour, le mois et la saison, et peut atteindre approximativement une valeur maximale de 1000 W/m² (Tableau I.1). Sous ce niveau d'ensoleillement les 6 modules (Tata Power SolarSystems TP250MBZ) vont produire une puissance électrique crête de :

$$P_e = 6 \times 250 = 1500 \text{ W} = 1.5 \text{ kW} \quad (I.12)$$

Tous les composants du système de pompage (convertisseurs statiques DC-DC et DC-AC) et convertisseur électromécanique (moteur électrique) doivent être dimensionnés pour supporter cette puissance.

e.2) Dimensionnement de la motopompe

Dans la littérature, il existe généralement deux types de pompes hydrauliques, à savoir : la pompe volumétrique et la pompe centrifuge. Le débit journalier souhaité et la hauteur manométrique totale permettent de choisir le type de pompe adéquat à installer. La figure (I.7) donne la hauteur manométrique totale selon le débit de ces types de pompes [43].

Pour un débit d'eau quotidien ($Q=15$ m³/jour) et une hauteur manométrique totale ($H_m=43$ m), la pompe centrifuge immergée multicellulaires est la type la plus adaptée (Figure I.7).

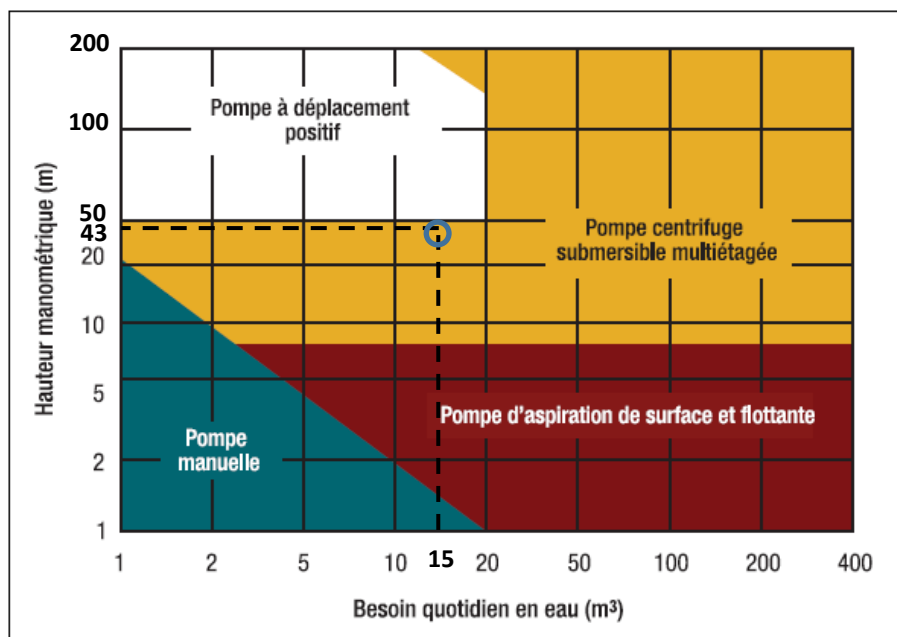


Figure I.7 : Choix du type de la pompe hydraulique pour la hauteur manométrique ($H_m=43\text{ m}$) et le débit d'eau quotidien ($Q=15\text{ m}^3/\text{jour}$) [43]

Le fabricant Alarko USA propose une large gamme de pompes centrifuges immergées multicellulaires hautes performances, comme l'indique le tableau suivant.

MODEL		P ₂		n=2850 1/min										
1~ 220V/240V	3~ 380V/415V	KW	HP	n	m³/h	0	0.6	1.2	1.8	2.4	3.0	3.6	4.2	4.8
					l/min	0	10	20	30	40	50	60	70	80
4004/5 DMD-P	4004/5 DMD-P	0.37	0.5	H _(m)		39	37	36	35	34	32	29	26	23
4004/7 DMD-P	4004/7 DMD-P	0.55	0.75			54	52	51	49	48	45	41	37	32
4004/9 DMD-P	4004/9 DMD-P	0.75	1			70	67	65	63	61	57	53	48	41
4004/13 DMD-P	4004/13 DMD-P	1.1	1.5			101	97	94	91	88	83	76	69	59
4004/17 DMD-P	4004/17 DMD-P	1.5	2			131	126	123	120	116	109	100	90	77
4004/24 DMD-P	4004/24 DMD-P	2.2	3			186	178	174	169	163	153	141	127	109
-	4004/32 DMD-P	3	4			247	238	231	225	218	204	188	170	145
-	4004/40 DMD-P	4	5.5			309	297	289	281	272	255	235	212	181
-	4004/50 DMD-P	5.5	7.5			387	372	362	352	340	319	294	265	227

Tableau I.4 : Spécifications de la motopompe TDMP-P4004 [43]

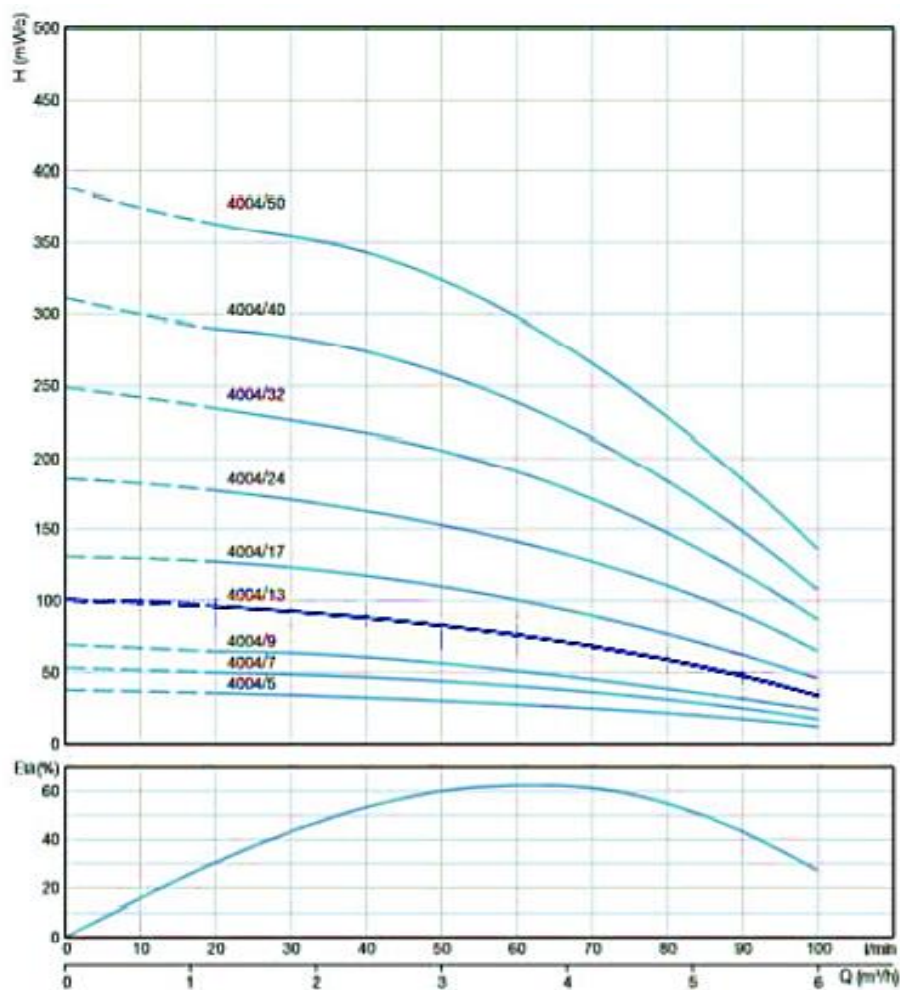


Figure I.8 : Hauteur manométrique totale et rendement en fonction du débit de la série de pompes DMP-P4004 [43]

La motopompe DMP-P 4004/13 semble être la plus adaptée à notre situation. En effet, il a un rendement maximum de 50% autour d'un débit de $2,5 \text{ m}^3/\text{h}$, et la hauteur manométrique totale est supérieure à 43m . Ce point de fonctionnement est bien situé dans la zone de fonctionnement nominale [43]. Les caractéristiques de la motopompe DMP-P 4004/13 sont données dans le tableau suivant.

Caractéristiques	Valeurs	Unités
Puissance nominale mécanique	1.1	<i>kW</i>
Puissance électrique apparente	2.2	<i>kVA</i>
Tension triphasée simple	220 (230)	<i>V</i>
Tension triphasée composée	380 (400)	<i>V</i>
Gamme de fréquences	0 to 50 (60)	<i>Hz</i>
Courant nominal	3.4	<i>A</i>
Débit nominal	6	<i>m³/h</i>
H_{t_max}	101	<i>M</i>
Tuyau	1"1/4	<i>Inch</i>
Vitesse nominale	2850	<i>tr/min</i>
Vitesse nominale	298.4513	<i>rad/sec</i>
Couple mécanique nominal	3.686	<i>N.m</i>

Tableau I.5 : Caractéristiques de la motopompe DMP-P4004/13 [43].

e.3) Choix des convertisseurs statiques

- Convertisseur DC/DC

Le générateur photovoltaïque est constitué de 6 modules, dont chacun a une tension ($V_{mpp} = 30 \text{ V}$) et un courant de ($I_{mpp} = 8,3 \text{ A}$). Les 6 modules sont mis en séries pour former le générateur photovoltaïque permettant d'avoir une tension totale de 180 V et un courant total de 8.3 A. Cette configuration est la plus adaptée pour les raisons suivantes :

- Les modules photovoltaïques sont relativement de faible tension ($V_{mpp} = 30 \text{ V}$) et de fort courant ($I_{mpp} = 8,3 \text{ A}$), alors que le convertisseur DC-AC (onduleur) raccordé à la sortie du convertisseur DC-DC (hacheur) est un onduleur de tension dont la tension d'entrée est relativement élevée (environ 650 V). Cette valeur de tension continue est définie convenablement à la valeur de la tension efficace nominale du moteur asynchrone triphasé (220 V) de la motopompe. En plus, le moteur asynchrone est relativement de faible courant (3.4 A) ; Donc une configuration parallèle des module PV augmentant le courant déjà élevé (8.3 A) n'est pas raisonnable.

Pour le choix du type de convertisseur DC-DC à utiliser, il faut noter que la tension de fonctionnement du générateur PV (entrée du convertisseur DC-DC) est environ 180 V, alors que la tension de sortie du convertisseur DC-DC est d'environ 650 V. Donc, un convertisseur DC-DC élévateur de tension est indispensable.

Tous les convertisseurs cités ci-dessous, à l'exception du buck, peuvent agir comme élévateur de tension. De plus, les structures Buck-Boost, Cuk et Sepic sont élévateur de tension pour un rapport cyclique supérieur à la moitié. Si on regarde la complexité des structures, le Boost est le plus simple. Les contraintes de tension et de courant sur les commutateurs et les diodes sont approximativement les mêmes pour les différentes topologies [55].

Si on les compare du point de vue gain en tension, le Boost aussi prend la première place, comme le montre la figure I.9 exprimant l'évolution du gain en tension en fonction du rapport cyclique [55].

Donc, le convertisseur DC-DC de type Boost sera choisi pour sa simplicité et son meilleur gain en tension.

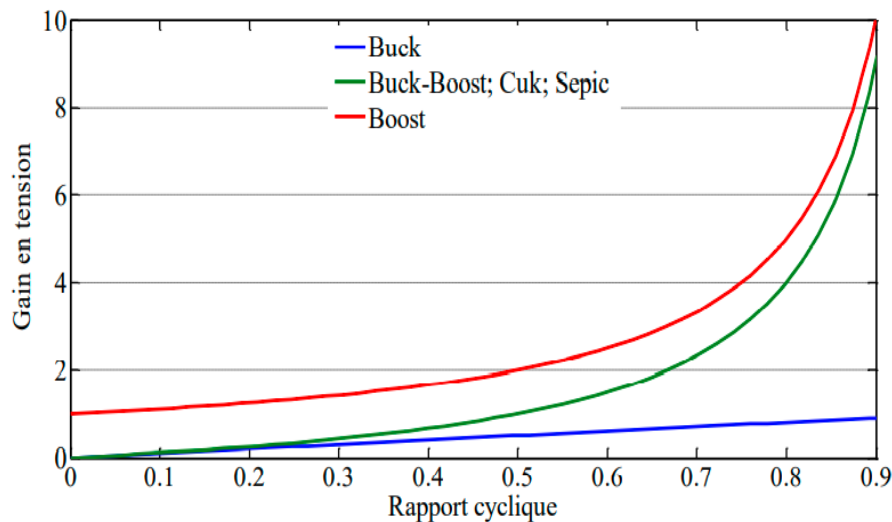


Figure I.9 : Evolution du gain en tension des convertisseurs DC/DC [55]

- Convertisseur DC/AC

Le choix de l'onduleur dépend des caractéristiques électriques de la pompe alimentée (puissance et tension). La puissance nominale P_{n_ond} de l'onduleur doit être dans la plage de puissance électrique nominale du moteur asynchrone $[80\% P_e, 120\% P_e]$ [44], [56]. Les tensions de sortie et les spécifications de fréquence de l'onduleur doivent être compatibles avec celles de la pompe choisie. En outre, le courant nominal I_{n_ond} de l'onduleur doit être supérieur à 150 % du courant nominal I_{n_mp} du moteur asynchrone de la motopompe [57], [58].

I.6. Conclusion

Les systèmes de pompage PV de faible puissance sont les plus utilisés aujourd'hui, car ils couvrent une marge importante d'applications, avec une bonne exploitation de la source solaire et nécessitent moins d'entretien. Ce chapitre présente d'une part des concepts et des généralités concernant le système de pompage photovoltaïque, et d'autre part, les étapes détaillées de son dimensionnement. Lors du dimensionnement de ce système, un ensemble de contraintes (Volume d'eau, Hauteur Manométrique Totale, Irradiation) ont été respectées pour assurer la compatibilité des interconnexions entre des différentes parties du système de pompage PV et le bon fonctionnement de l'ensemble. La modélisation des différents composants fera l'objet du chapitre suivant.

Chapitre II

Modélisation du GPV sous ensoleillement uniforme et effet d'ombrage partiel

II.1. Introduction

Comme tout système physique, l'étude théorique (comportement, dimensionnement, ...) du système photovoltaïque commence d'abord par comprendre son principe de fonctionnement avant de passer à sa modélisation mathématique. Dans ce contexte, dans ce chapitre, on commence d'abord par l'explication des différents aspects liés au rayonnement solaire qui est la source primaire dans la chaîne de conversion photovoltaïque. Ensuite, la cellule photovoltaïque étant le cœur du processus de la conversion photovoltaïque (effet photovoltaïque), son principe de fonctionnement sera expliqué tout en exposant les différents types (technologies) des cellules PV et leurs caractéristiques. Puis, comme premier élément de la chaîne de conversion PV, la cellule PV sera le premier élément à modéliser et à simuler sous différentes conditions climatiques (ensoleillement (rayonnement solaire) et température variables). Par la suite, l'effet de l'association en série et/ou en parallèle de plusieurs cellules PV constituant un module, un panneau et un champ sera mis en évidence sous différentes conditions climatiques (ensoleillement uniforme et température variables). Enfin, l'effet de l'ensoleillement uniforme et l'ensoleillement non-uniforme (ombrage partiel) sur les caractéristiques Puissance-Tension (P-V), Courant-Tension (I-V) du générateur PV sera analysé.

II.2. Rayonnement solaire

L'énergie ou le rayonnement solaire émis par le Soleil se transmet à travers l'espace et subit une atténuation importante. Lorsqu'il atteint l'atmosphère, sa densité moyenne totale vaut 1367 W/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. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre soit variable et abondamment disponible sur toute la surface de la terre avec une valeur maximale d'environ 1000 W/m^2 (rarement 1200 W/m^2) [59]. En effet, la rotation et l'inclinaison de la terre rendent le flux solaire reçu au niveau du sol dépendant des facteurs suivants :

- La direction, la nature et l'inclinaison de la surface de la Terre.
- La localisation géographique du site (Latitude et Altitude du lieu).
- La période de l'année (la saison),
- L'heure ou le moment considéré dans la journée,
- Les conditions météorologiques et degré de pollution (nuageuses, nébulosité, poussière, humidité...).

II.2.1. Type de rayonnement

Il y a quatre types de rayonnement [33], [59] :

- **Rayonnement direct**

C'est un rayonnement reçu directement du soleil sans être diffusé par l'atmosphère. Ses rayons parallèles entre eux peuvent être mesurés avec un pyréliomètre.

- **Rayonnement diffus**

La diffusion est le phénomène responsable de l'éclatement et la distribution du faisceau lumineux parallèle provenant directement du soleil en plusieurs faisceaux qui vont dans toutes les directions dans le ciel par l'action des molécules d'air, des gouttelettes d'eau (nuages) et des poussières. Le rayonnement produit par ce phénomène est le rayonnement diffus. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.

- **Rayonnement solaire réfléchi ou l'albédo du sol**

C'est la partie du rayonnement incident qui est réfléchi par un obstacle (le sol ou par des objets se trouvant à sa surface), tout dépend de la valeur moyenne de sa réluctance vis-à-vis du rayonnement considéré et l'angle d'incidence rayonnement incident. Plus l'obstacle est réfléchissant plus l'albédo est important.

- **Rayonnement global**

Le rayonnement global est la somme de tous les rayonnements reçus par un objet : le rayonnement direct, le rayonnement diffus, le rayonnement réfléchi. Il peut être mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.

La figure II.1 représente les différents types du rayonnement solaire.

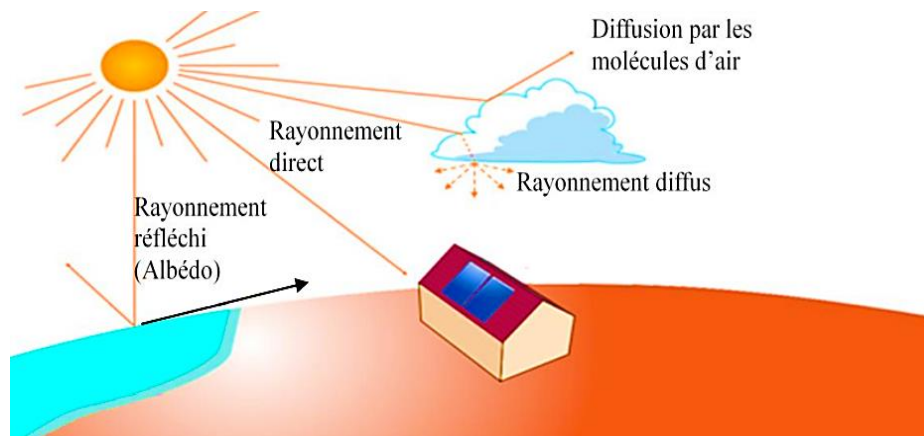


Figure II.1 : Différents types du rayonnement solaire

II.2.3. Spectre du rayonnement

Le rayonnement solaire mis par le soleil est un rayonnement électromagnétique composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde du rayon solaire λ selon la formule suivante [17] :

$$E = \frac{h \cdot C}{\lambda} \quad (\text{II.1})$$

Où :

h : Constante de Planck égale à $6,62 \cdot 10^{-34}$ J.s

C : Vitesse de propagation des photons (vitesse de lumière) égale à 3×10^8 m/s.

La figure II.2 représente la variation de la répartition spectrale énergétique solaire (analyse spectrale du rayonnement solaire) qui est comprise dans une bande de longueur d'onde variant de $0,2 \mu\text{m}$ à $10 \mu\text{m}$. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement en [17], [33] :

- Ultraviolet (UV) : rayonnement invisible avec une longueur d'onde ($0,20 < \lambda < 0,38 \mu\text{m}$) ou ($0,20 < \lambda < 0,4 \mu\text{m}$) qui présente 9 % du rayonnement solaire.
- Visible avec une longueur d'onde ($0,38 < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$) ou ($0,4 \mu\text{m}$ à $0,8 \mu\text{m}$) qui présente 47 % du rayonnement solaire.
- Infrarouge (IR) (invisible) : rayonnement invisible avec une longueur d'onde ($0,78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$) ou ($0,8 < \lambda < 10 \mu\text{m}$) qui présente 44 % du rayonnement solaire.

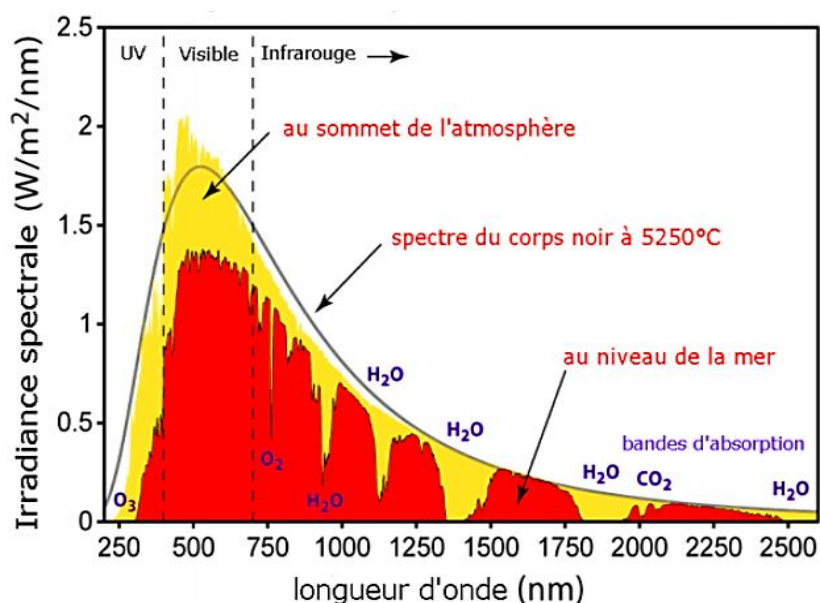


Figure II.2 : Analyse spectrale du rayonnement solaire.

II.2.4. Durée d'insolation ou d'ensoleillement

La durée d'ensoleillement vrai ou effectif dépend du fait que le soleil levant soit visible depuis le point d'observation ou caché par les nuages. En l'absence d'héliographe, il est possible de calculer la durée de l'éclairement du Soleil en étudiant le mouvement astronomique relatif du Soleil et de la Terre durant la journée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente, qui dépend elle-même de la période de l'année considérée [33].

II.3. Conversion photovoltaïques

L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observé la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1954 que les chercheurs de la compagnie Bell Telephone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile (la cellule solaire), l'élément primaire d'un système photovoltaïque [17], [33].

II.3.1. Effet photovoltaïque et semi-conducteur

L'effet photovoltaïque est le processus de conversion de l'énergie émise par le soleil, sous forme de photons, en énergie électrique à l'aide de la cellule photovoltaïque basée sur des matériaux semi-conducteurs [17], [33]. Ces matériaux semi-conducteurs dites intrinsèques tels que le silicium, le germanium, le sulfure de gallium et l'arséniure de gallium, peuvent céder facilement un électron

parmi les 4 électrons de la couche extérieure de leurs atomes lorsque exposés à une température, une tension ou un rayonnement lumineux élevé. Le déplacement de ces électrons produit un courant électrique.

Pour augmenter le nombre des électrons libérés sous l'effet du rayon lumineux, le semi-conducteur intrinsèque est dopé soit en [17], [33] :

- introduisant dans la structure cristalline du Semi-conducteur intrinsèque des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire, libre de se mouvoir dans le cristal (ex : le phosphore), et devenir un semi-conducteur extrinsèque à dopage négatif (dopage de type N).
- insérant dans le réseau Cristallin du Semi-conducteur intrinsèque des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un trou (absence d'un électron) excédentaire, libre de se mouvoir dans le cristal (ex : le bore), et devenir un semi-conducteur extrinsèque à dopage positif (dopage de type P).

II.3.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est un dispositif électronique qui a la particularité de produire de l'électricité lorsqu'il est exposé à la lumière.

La cellule photovoltaïque n'est rien qu'une jonction PN, composée de la juxtaposition dans le même semi-conducteur de deux types de dopages différents (P et N) [33]. Une fois juxtaposés, les électrons excédentaires des atomes de la zone N se diffusent vers la zone P pour rejoindre les trous excédentaires des atomes de cette zone. Donc, les atomes de la zone N voisinant la zone de juxtaposition deviennent des ions positivement chargés (perte d'électrons) alors que les atomes de la zone P voisinant la zone de juxtaposition s'ionisent négativement (réception d'électrons). Ces ions de charges différents créent un champ électrique ou une barrière de potentiel dans la zone de juxtaposition du semi-conducteur. Ce champ, une fois créé, empêche la diffusion des autres électrons de la zone N vers la zone P et permet de séparer les électrons et les trous provoqués par l'absorption lumineuse dans le matériau. En reliant la zone N riche en électrons libres avec la zone P riche en trous libres par un conducteur électrique extérieure (par rapport à la jonction PN), les électrons libres de la zone N vont se déplacer via le conducteur pour rejoindre les trous libres de la zone P. Par conséquent, un courant électrique se produit et circule de la zone P vers la zone N, dans le sens contraire de celui de déplacement des électrons (Figure II.3). Le processus continuera tant que la jonction PN est exposée aux rayons lumineux d'intensité suffisante [17].

La figure II.3 illustre le principe du fonctionnement d'une jonction P-N

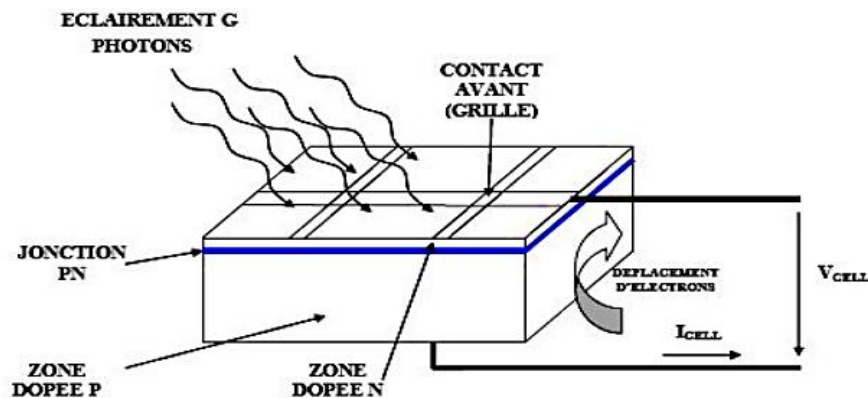


Figure II.3 : Principe de fonctionnement d'une jonction P-N photovoltaïque

II.3.3. Types des cellules photovoltaïques

La plupart des cellules solaires disponibles sur le marché mondial, sont à base de silicium, soit du type mono, poly cristallin ou amorphe [17], [33].

- **Les cellules monocristallines** : Elles ont les meilleurs rendements mais aussi le coût le plus élevé en raison de la fabrication complexe.
- **Les cellules poly-cristallin** : Leurs rendement est moindre, mais avec une conception plus simple, et un coût de fabrication moindre.
- **Les cellules amorphes** : Elles sont à base de silicium ultra-fin, peu coûteux mais peu efficace. Ils sont utilisés dans les produits de petite consommation tels que les calculatrices solaires ou les montres.

Les cellules photovoltaïques se différencient selon le matériau semi-conducteur utilisé (Silicium (Si), Germanium (Ge), Arséniure de gallium (GaAs), cuivre-indium-sélénium (CIS), Tellurure de Cadmium (CdTe)) et selon sa structure du réseau atomique (Monocristallin, Poly-cristallin et amorphe). Chaque type de cellule a son propre rendement et coût. Cependant, quel que soit son type, le rendement de la cellule photovoltaïque reste très faible : de 8 à 23 % de l'énergie solaire reçue est convertie en énergie électrique, comme indiqué dans le tableau suivant [17], [33].

Type de cellules	Rendements des cellules (%)			Domaines d'applications
	Théorique	En laboratoire	Disponible	
Silicium monocristallin	27	24,7	14-16	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, appareils de faibles puissances, espace (satellites)
Silicium Poly cristallin	27	19,8	12-14	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles (reliés réseau ou sites isolés)
Silicium amorphe	25	13	6-8	Appareils de faible puissance, production d'énergie embarquée (calculatrice, montre), modules des grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
Arséniure de gallium GaAs	29	27,5	18-20	Système de concentrateur, espace (satellites)
CIS (cuivre-indium - sélénium)	27,5	18,2	10-12	Appareils de faibles puissances, modules des grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
Tellure de Cadmium CdTe	28,5	16	9-11	Modules de grandes dimensions (intégrations dans le bâtiment)

Tableau II.1 : Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques

II.4. Modélisation mathématique de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est équivalente à une jonction semi-conducteur PN, c'est-à-dire à une diode. Il existe de nombreux phénomènes physiques intrinsèques accompagnant la conversion de l'énergie photovoltaïque (lumineuse) en énergie électrique, dont leur prise en considération ou leur négligence défini la précision du modèle mathématique équivalent. De ce fait, il existe plusieurs modèles mathématiques équivalents à une cellule photovoltaïque.

II.4.1. Modèles à une diode d'une cellule photovoltaïque

II.4.1.1. Modèle à 3 paramètres 1E3P

Une cellule photovoltaïque idéale (sans pertes) peut être représentée de manière simple, par une source idéale de courant I_{ph} (I_L) proportionnel à l'énergie de la lumière incidente en parallèle avec

une diode. Son circuit équivalent à base d'un modèle à une diode à trois paramètres est illustré dans la Figure II.4 [17], [33] :

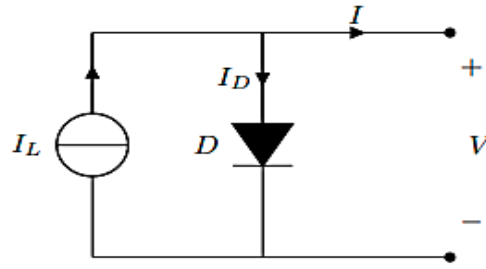


Figure II.4 : Schéma équivalent d'une cellule PV idéale avec un modèle à trois paramètres.

Les trois paramètres de ce circuit sont : Le Photo-courant ($I_L(A)$ ou $I_{ph}(A)$), Le Facteur d'idéalité (A) et Le courant de saturation inverse de la diode (I_D ou $I_0(A)$). Grâce au schéma équivalent (figure II.4) et en appliquant les lois de Kirchhoff, on obtient les équations suivantes [17], [33] :

$$I = I_L - I_D \quad (II.2)$$

Le courant de la diode idéale à l'obscurité est donné par la relation suivante :

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{AkT}\right) - 1 \right] \quad (II.3)$$

En combinant les deux équations précédentes, on obtient l'équation générale de ce modèle :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{AkT}\right) - 1 \right] \quad (II.4)$$

Avec :

I_{ph} (I_L) : Photo-courant.

I_D : courant de recombinaison dans la zone de déplétion (zone de la jonction).

I_0 : Courant de saturation de la diode

A : Facteur d'idéalité de la diode

k : Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)

q : Charge électrique (d'électron) (en coulomb)

T : Température en Kelvin

II.4.1.2. Modèle à 4 paramètres 1E4P

Le modèle photovoltaïque à quatre paramètres est constitué d'une source idéale de courant (Photocourant) connecté en parallèle avec une diode, le tout en série avec une résistance série de R_s . La figure II.5 montre le circuit équivalent à quatre paramètres de la cellule photovoltaïque [17].

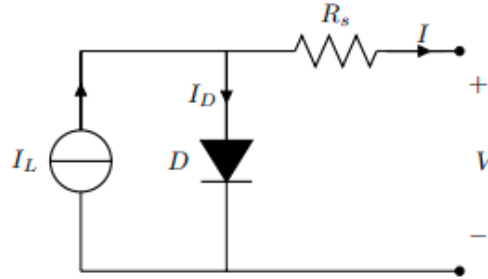


Figure II.5 : Circuit équivalent d'une cellule PV avec un modèle à quatre paramètres 1E4P.

Ce modèle par rapport au précédent possède un quatrième paramètre en plus, qui est la résistance R_s , présentant la résistance entravant la circulation des électrons (résistance des matériaux des électrodes, des semi-conducteurs) et provoquant la chute de tension de sortie. L'équation caractéristique est dérivée directement des lois de Kirchhoff.

$$I = I_L - I_D \quad (\text{II.5})$$

Le courant de diode est donné par la formule suivante :

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + IR_s}{AkT} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.6})$$

On remplace l'équation (II.6) dans l'équation (II.5) et on obtient l'équation générale de ce modèle :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + IR_s}{AkT} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.7})$$

II.4.1.3. Modèle à 5 paramètres 1E5P

Le modèle à cinq paramètres à une diode est une version complémentaire du modèle à quatre paramètres. Ce modèle contient, en plus, la résistance parallèle R_p , liée aux recombinaisons volumiques des paires électrons-trous et aux effets de bord, nécessaire pour tracer la caractéristique I-V dans la région proche du point de court-circuit (Figure II.6) [10], [11], [17], [33], [60].

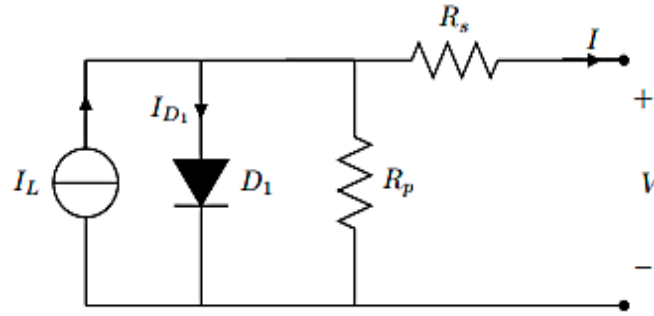


Figure II.6 : Schéma équivalent d'une cellule PV réelle avec un modèle à cinq paramètres à une diode

Grâce au schéma équivalent de la figure II.6 et en utilisant les lois de Kirchhoff, on aura les équations suivantes :

$$I = I_L - I_{sh} - I_D \quad (II.8)$$

Le courant de la diode est donné par la formule suivante :

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + IR_s}{AkT} \right) - 1 \right] \quad (II.9)$$

Le courant de la résistance parallèle est donné par la relation :

$$I_{sh} = \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (II.10)$$

On remplace les équations (II.9) et (II.10) dans l'équation (II.8) et on obtient l'équation générale de ce modèle :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V + IR_s}{AkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (II.11)$$

II.4.2. Modèles à deux diodes d'une cellule photovoltaïque

II.4.2.1. Modèle à deux diodes avec cinq paramètres 2E5P

Ce modèle de la cellule photovoltaïque idéale est caractérisé par la mise en parallèle de la source de courant idéale (photo-courant) avec deux diodes, comme indiqué sur la figure II.7 [17], [59].

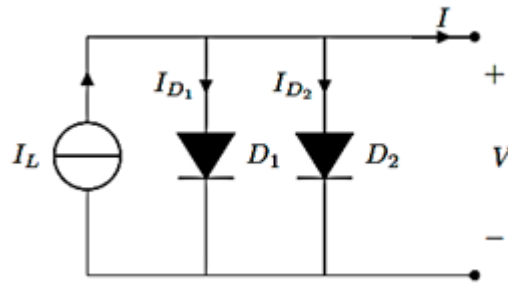


Figure II.7 : Circuit équivalent de la cellule PV idéale avec un modèle à cinq paramètres à deux diodes

Les cinq paramètres de ce circuit sont : Le Photo-courant ($I_{ph}(A)$), Le Facteur d'idéalité de diode 1 (A_1), le Facteur d'idéalité de diode 2 (A_2), le Courant de saturation inverse de la diode 1 ($I_{D1}(A_1)$ ou $I_{01}(A_1)$) et le courant de saturation inverse de la diode 2 ($I_{D2}(A_2)$ ou $I_{02}(A_2)$).

Grâce au schéma équivalent (figure II.7) et en utilisant les lois de Kirchhoff on obtient les équations suivantes :

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} \quad (II.12)$$

Les diodes étant des éléments du modèle, leurs caractéristiques I - V sont données par les relations suivantes :

$$I_{D1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{q}{A_1 kT} \right) - 1 \right] \quad (II.13)$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{q}{A_2 kT} \right) - 1 \right] \quad (II.14)$$

Avec :

I_{D1} : courant de recombinaison dans la zone de déplétion (zone de la jonction).

I_{D1} : courant de recombinaison dans la zone quasi-neutre.

En remplaçant les équations (II.13) et (II.14) dans l'équation (II.12), on obtient l'équation générale de ce modèle :

$$I = I_L - I_{01} \left[\exp \left(\frac{q}{A_1 kT} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{q}{A_2 kT} \right) - 1 \right] \quad (II.15)$$

II.4.2.1. Modèles à 6 paramètres 2E6P

Un modèle à six paramètres à deux diodes d'une cellule photovoltaïque est composé d'une source de courant dépendante du rayonnement solaire connectée à deux diodes en parallèle ; le tout est mise en séries avec une résistance R_s . La figure II.8 montre le circuit équivalent à six paramètres d'une cellule photovoltaïque [17], [59].

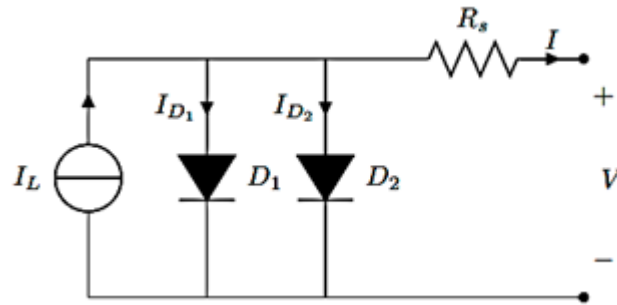


Figure II.8 : Circuit équivalent d'une cellule PV avec un modèle à six paramètres à deux diodes 2E6P

L'équation liant les différents courants du circuit équivalent se déduit des lois de Kirchhoff :

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} \quad (II.16)$$

Les diodes étant des éléments de ce modèle, leurs caractéristiques I - V sont données par les relations suivantes :

$$I_{D1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{q}{A_1 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (II.17)$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{q}{A_2 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (II.18)$$

On remplace les équations (II.17) et (II.18) dans l'équation (II.16) pour obtenir l'équation générale de ce modèle :

$$I = I_L - I_{01} \left[\exp \left(\frac{q}{A_1 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{q}{A_2 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (II.19)$$

II.4.2.1. Modèle à deux diodes avec sept paramètres 2E7P

Cette fois-ci le modèle équivalent de la cellule PV contient sept paramètres avec deux diodes. Le schéma du circuit équivalent de ce modèle est le suivant [17], [59] :

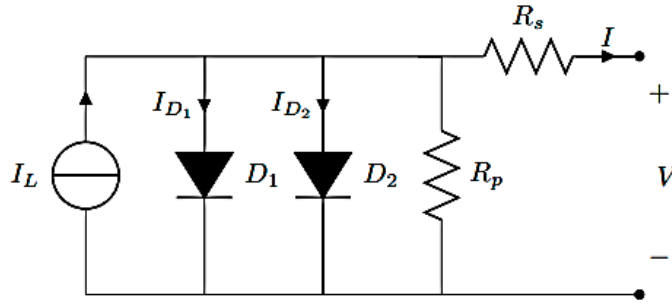


Figure II.9 : Circuit équivalent d'une cellule PV avec un modèle à sept paramètres à deux diodes 2E7P

Les courants du circuit équivalent sont liés par l'équation suivante :

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} - I_{sh} \quad (II.20)$$

Où les courants I_{D1} et I_{D2} sont donnés par :

$$I_{D1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{q}{A_1 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (II.21)$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{q}{A_2 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (II.22)$$

Le courant de la résistance parallèle est donné par la relation suivante:

$$I_{sh} = \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (II.23)$$

En remplaçant les équations (II.21), (II.22) et (II.23) dans l'équation (II.20), on obtient l'équation générale de ce modèle :

$$I = I_L - I_{01} \left[\exp \left(\frac{q}{A_1 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{q}{A_2 k T} (V + I R_s) \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (II.24)$$

II.4.3. Effet de conditions climatiques sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque

Pour généraliser les équations des modèles précédents de la cellule PV et assurer leur validité pour différentes conditions météorologiques (ensoleillement et température), l'expression du courant de court-circuit (I_{sc}) souvent considéré comme le photo-courant I_{ph} (I_L) (I_{sc} est quasiment égal au photo-courant I_{ph} (I_L)) ainsi que celle de la tension à vide d'une cellule photovoltaïque sont exprimées comme suit [17], [59] :

$$I_{sc} = (G/G_{ref}) (I_{sc,ref} - \mu_c (T_c - T_{ref})) \quad (II.25)$$

$$V_{oc} = V_{oc_ref} - \mu_c(T_c - T_{ref}) \quad (II.26)$$

Où :

I_{sc_ref} : Courant de court-circuit de la cellule PV dans les conditions climatiques standards (G_{ref} (ensoleillement de 1000 W/ m²) et (T_{ref} (température de 25°C))) ;

V_{oc} : Tension à vide (circuit ouvert) de la cellule PV dans les conditions climatiques standards (ensoleillement de 1000 W/ m² et température de 25°C) ;

I_{sc} : Courant de court-circuit dans les conditions climatiques instantanées données (G et T) ;

V_{oc} : Tension à vide dans les conditions climatiques instantanées données (G et T) ;

G : Eclairement instantané ;

T : Température instantanée ;

G_{ref} : Eclairement de référence ;

T_{ref} : Température de référence ;

μ_c : Facteur d'influence de la température sur le courant de court-circuit ;

μ_v : Facteur d'influence de l'éclairement sur la tension à vide.

II.5. Paramètres de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est caractérisée par son rendement de conversion, sa tension à circuit ouvert V_{oc} , son courant de court-circuit I_{sc} et son facteur de forme FF . Ces paramètres sont déterminés par la caractéristique courant-tension de la cellule PV [17], [33], [59], [61].

II.5.1. Courant de court-circuit I_{sc}

Le courant obtenu lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées ($V = 0$) est appelé courant de court-circuit I_{sc} . Il augmente linéairement avec l'intensité d'éclairement de la cellule (la longueur d'onde du rayonnement) et dépend de la surface éclairée, et de la température.

II.5.2. Tension à circuit ouvert V_{oc}

Lorsque la branche contenant la cellule PV est ouverte (le courant traversant la cellule est nul), la tension entre ses bornes, dite tension de circuit ouvert V_{oc} , est obtenue. Cette dernière dépend principalement du type de cellule photovoltaïque et de la résistance shunt. Sa valeur diminue avec la température et varie légèrement avec l'intensité lumineuse.

II.5.3. Puissance caractéristique d'une cellule photovoltaïque

La puissance électrique P_{PV} disponible aux bornes d'une cellule photovoltaïque est égale au produit du courant continu I fourni par la cellule PV et la tension entre ses bornes, obtenues dans des conditions ambiantes constantes de fonctionnement (éclairage, température).

$$P_{PV} = VI \quad (II.27)$$

II.5.4. Rendement de la cellule

Le rendement η de la cellule photovoltaïque, déterminant son efficacité de conversion d'énergie, est le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule et la puissance de la lumière incidente. Il dépend du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert.

$$\eta = \frac{V_m I_m}{EA} \quad (II.28)$$

Où

A est la surface génératrice (ensoleillée) de la cellule PV en m^2 ,

E est l'ensoleillement en W/m^2 .

II.5.5. Facteur de forme FF

Ce paramètre, lié à la caractéristique $I(V)$ de la cellule PV, est utilisé pour qualifier la qualité de la cellule PV en tant que générateur électrique. Ce paramètre, appelé facteur de remplissage ou facteur de forme, correspond au rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule et la puissance formée par le produit ($V_{oc} I_{sc}$) correspondant à la puissance maximale idéale. Plus la valeur de ce facteur est élevée, plus la puissance exploitable est élevée.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (II.29)$$

II.6. Module, Panneau et champ photovoltaïques

Un module photovoltaïque est un ensemble de cellules photovoltaïques qui sont souvent placées en série et/ou en parallèle et sont recouvertes d'un panneau de verre à l'avant et d'un autre matériau étanche à l'arrière pour le protéger de l'humidité et des chocs. Afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation et pour construire un panneau photovoltaïque, les modules peuvent être connectés en série et en parallèle. De même, l'association en séries et en parallèle des panneaux

photovoltaïques produit le champ photovoltaïque. Ces associations sont réalisées avec quelques précautions, car avoir des cellules (modules ou panneaux) moins performantes et le blocage d'une ou plusieurs cellules (modules ou panneaux), dû à l'ombrage ou à la poussière par exemple, peut endommager définitivement les cellules photovoltaïques (modules ou panneaux) [17], [33], [61].

II.6.1. Association en série des cellules photovoltaïques

Les N_s cellules photovoltaïques, mise en série, sont parcourus par le même courant, alors leurs tensions s'ajoutent pour augmenter la tension résultante. Donc, la tension V_{oc} du générateur résultant est la somme des tensions V_{oc} des cellules mise en série. Le courant généré par les N_s cellules photovoltaïques en série est le même dans toute la branche. Donc, le courant I_{cc} de la cellule est égal au courant I_{cc} du générateur résultant. Il est limité par le courant des cellules de la même branche (il est limité par le courant de la cellule de plus faible courant (cellule moins ensoleillée)) [17], [33], [61]. Les caractéristiques I-V et P-V résultantes sont illustrées dans la Figure II.10.

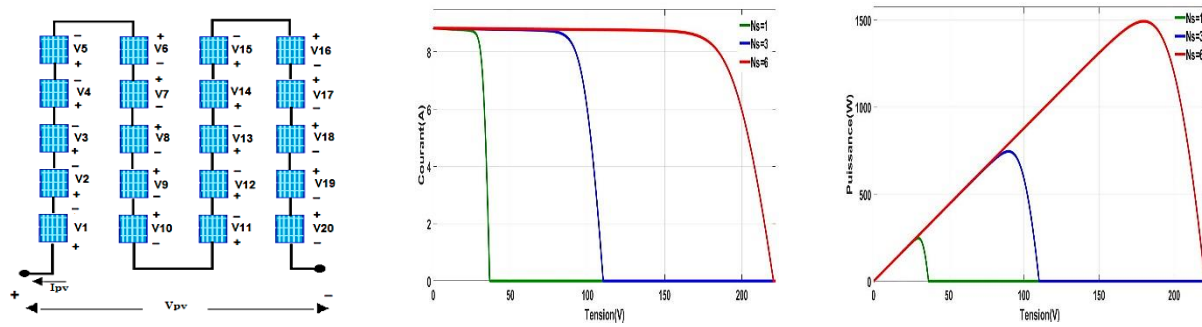


Figure II.10 : Caractéristiques I-V et P-V de l'association en série des cellules PV

Les équations (II.30) et (II.31) résument les caractéristiques électriques d'une association en série de N_s cellules.

$$I_{pv} = I_c \quad (II.30)$$

$$V_{pv} = N_s V_c \quad (II.31)$$

où:

N_s : Nombres de cellules (modules, panneaux) PV mises en séries dans une seule branche.

I_c : Courant de la cellule PV,

I_{pv} : Courant du générateur PV résultant de l'association de certains nombres de cellules PV,

V_c : Tension aux bornes de la cellule PV,

V_{pv} : Tension aux bornes du générateur PV résultant de l'association de certains nombres de cellules PV.

II.6.2. Association en parallèle des cellules photovoltaïques

Dans ce cas, la tension aux bornes de chacune des cellules mises en parallèle est la même ; Donc, la tension V_{oc} de la cellule est égale à la tension V_{oc} du générateur résultant. Les courants des cellules (branches) mises en parallèles s'additionnent pour produire un courant total élevé. Donc, le courant I_{cc} du générateur résultant est la somme des courants I_{cc} des cellules mises en parallèle. Les caractéristiques I-V et P-V résultantes sont illustrées dans la Figure II.11 [17], [33], [61].

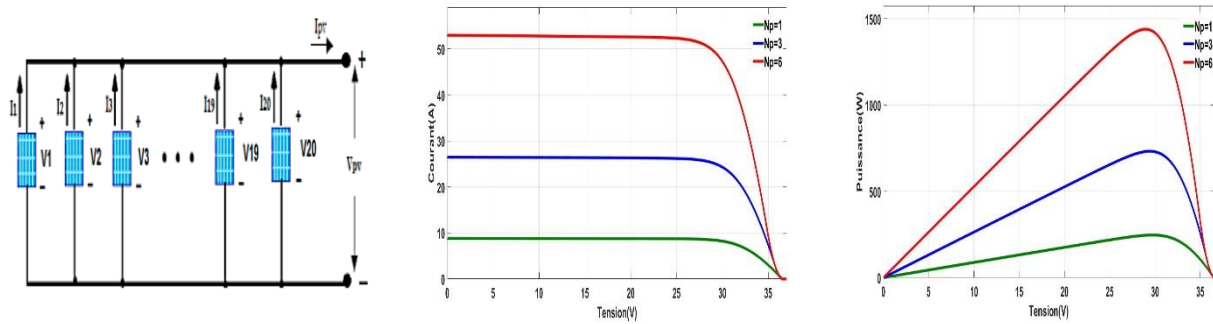


Figure II.11 : Caractéristiques I-V et P-V de l'association en parallèle des cellules PV

Les équations (II.32) et (II.33) résument les caractéristiques électriques d'une association en parallèle de N_p cellules (modules, panneaux).

$$I_{pv} = N_p I_c \quad (II.32)$$

$$V_{pv} = V_c \quad (II.33)$$

où:

N_p : Nombres de cellules (modules, panneaux) PV mises en parallèle (nombre de branches en parallèle).

I_c : Courant de la cellule PV (courant d'une branche),

I_{pv} : Courant du générateur PV résultant de l'association de certains nombres de cellules PV,

V_c : Tension aux bornes d'une cellule PV,

V_{pv} : Tension aux bornes du générateur PV résultant de l'association de certains nombres de cellules PV.

II.6.3. Connexion Série-parallèle (SP) des cellules photovoltaïques

Les cellules (modules, panneaux) PV sont réparties sur des branches en parallèle contenant chacune le même nombre des cellules (modules, panneaux) mise en série, comme illustré dans la Figure II.12. Ce type de configuration augmente la tension et le courant de sortie du générateur PV (modules, panneaux, champ).

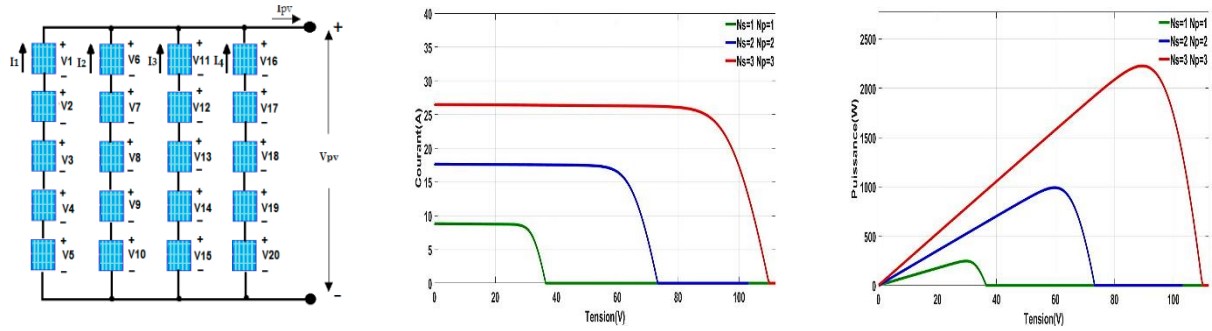


Figure II.12 : Caractéristiques I-V et P-V de l'association mixte des cellules PV

Le courant et la tension aux bornes d'un générateur PV résultant d'une association mixte des cellules (modules, panneaux) PV sont exprimés par la relation suivante [17], [33], [61] :

$$I_{pv} = N_p I_c \quad (II.34)$$

$$V_{pv} = N_s V_c \quad (II.35)$$

Où :

I_{pv} , V_{pv} : sont respectivement le courant et la tension aux bornes du générateur PV résultant.

N_p , N_s : sont respectivement le nombre des cellules connectés en parallèle (branches) et le nombre de cellules connectés en série par branche.

L'équation relative au générateur PV résultant d'une association mixte formé de N_p branches en parallèle avec N_s cellules en série par branche est donnée par [10] :

$$I = N_p I_L - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{A k T} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{I R_s}{N_p} \right) - 1 \right) - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{I R_s}{N_p} \right) \right] \quad (II.36)$$

II.6.4. Effet des conditions climatiques sur les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque

II.6.4.1. Effet de la température

Les performances des cellules (modules, panneaux et champs) photovoltaïques varient en fonction de la température de la jonction PN de la cellule. La figure II.13 montre que la tension à vide d'un module solaire diminue avec l'augmentation de la température des cellules [17], [33], [61]. L'ordre de grandeur de la chute de tension est de 23 mV par degré Celsius par cellule. D'autre part, le courant de court-circuit augmente légèrement avec la diminution de la température de la cellule [17], [33], [61]. Pour un ensoleillement uniforme des cellules (modules, panneaux et champs), la caractéristique P-V, décrivant la puissance produite par le générateur PV en fonction de la tension à ses bornes, présente une courbe non-linéaire avec un seul point maximal. Ce point de puissance maximale varie en fonction de la température (figure II.13).

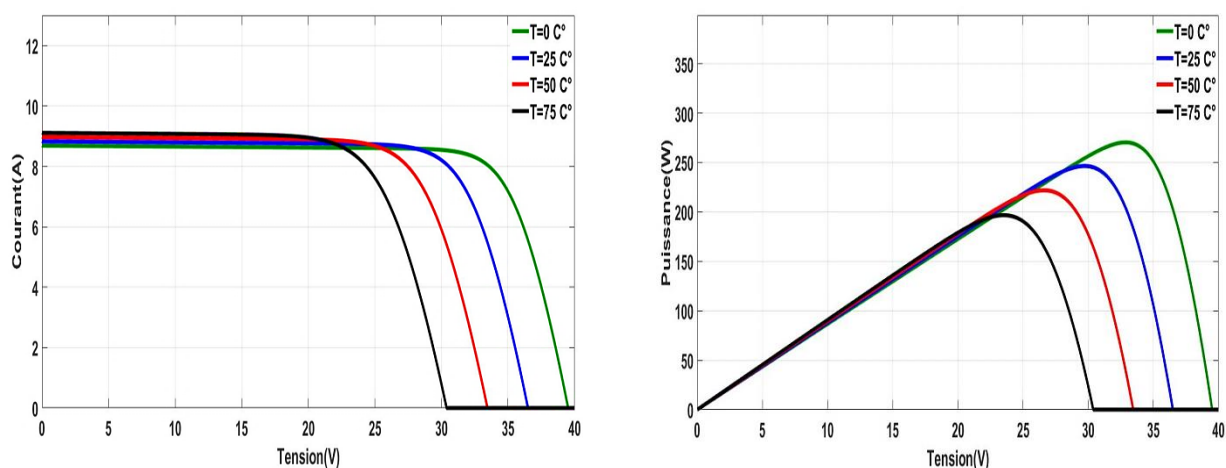


Figure II.13 : Effet de la température sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV

II.6.4.2. Effet de l'ensoleillement

La cellule (jonction PN), dont le rendement de conversion est très faible (de l'ordre de 15 %), est sensible à l'énergie de la lumière (ensoleillement) qu'elle reçoit. Cette puissance électrique augmente au fur et à mesure de l'augmentation de l'énergie solaire reçue par le générateur PV. Une augmentation importante du niveau de rayonnement provoque l'augmentation remarquable du courant de court-circuit avec une légère augmentation de la tension du circuit ouvert (Figures II.14). Pour un rayonnement solaire uniforme des cellules (modules, panneaux et champs), la caractéristique P-V, présente une courbe non-linéaire dont le point de puissance maximale varie en fonction de l'intensité d'ensoleillement (Figures II.14) [17], [33], [61].

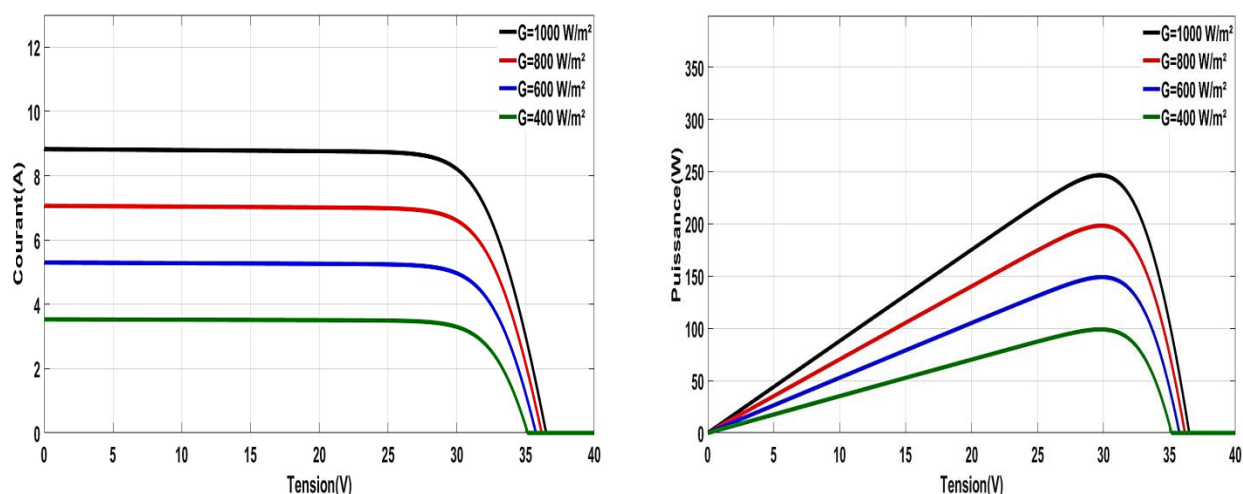


Figure II.14 : Effet de l'éclairement sur la caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV

II.6.4.3. Influence de la résistance série

Sur les figures II.15 est représentée la caractéristique I - V d'un générateur photovoltaïque pour différentes valeurs de la résistance série R_s qui représente les diverses résistances de contact et de connexion. Nous constatons que cette résistance agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule fonctionne comme source de tension (zone de la tension du circuit ouvert) [17], [33], [61].

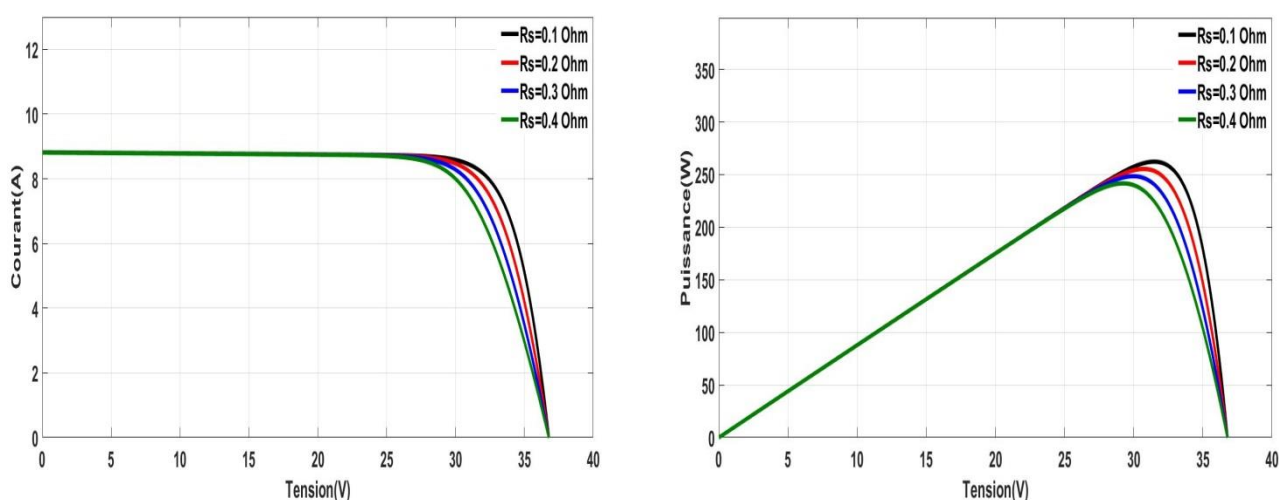


Figure II.15 : Influence de la résistance série sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV

II.6.4.4. Influence de la résistance parallèle

D'après les figures II.16, nous constatons qu'une augmentation de la valeur de la résistance parallèle R_p , qui représente tous les défauts au voisinage de la région de charge d'espace de la jonction PN ainsi que les courants de fuite dans cette jonction, provoque une augmentation de la surface de la puissance sur la caractéristique P - V et une diminution de la pente négative dans la zone proche du courant de court-circuit de la caractéristique I - V [17], [33], [61].

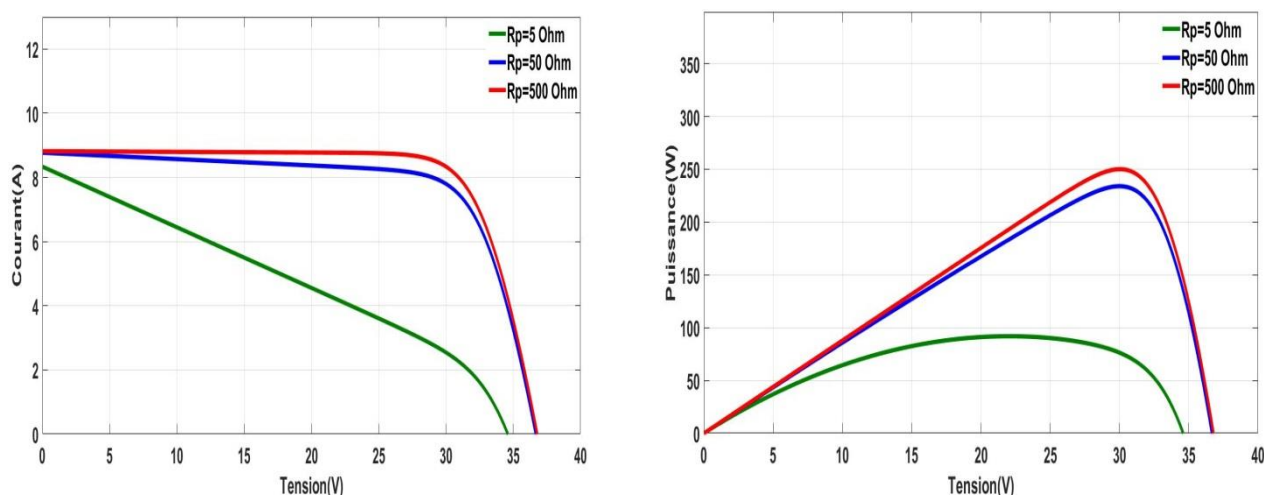


Figure II.16 : Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV

II.6.4.5. Influence du facteur d'idéalité de la diode

La variation de la valeur du facteur d'idéalisation de la diode affecte inversement le point de puissance maximale de la caractéristique P-V en affectant la zone de courbure de la caractéristique I-V (Figure II.17) [17], [33], [61].

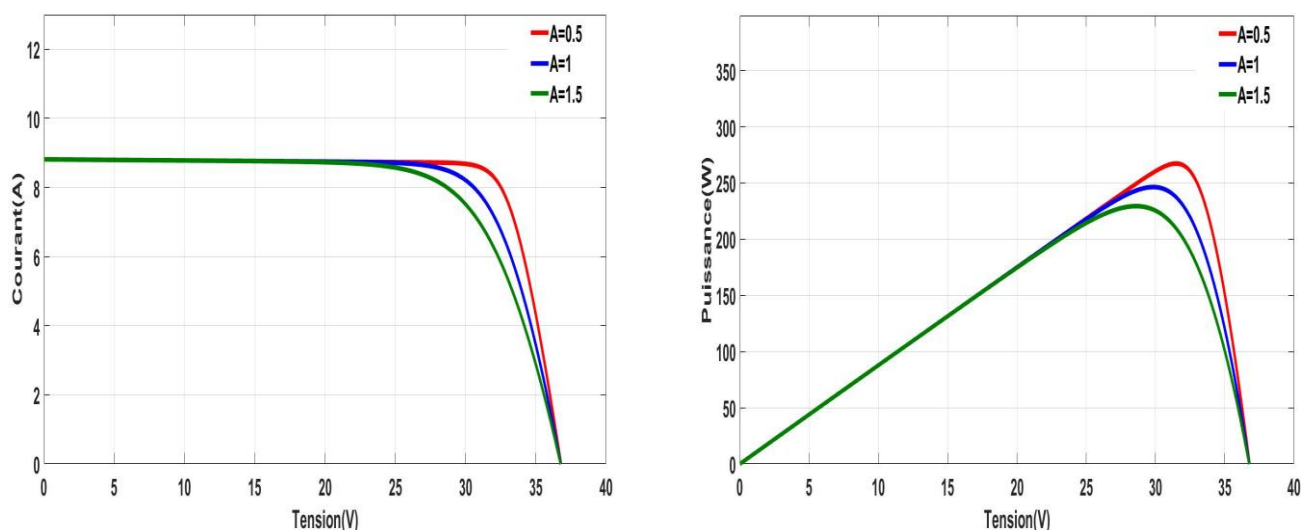


Figure II.17 : Influence du facteur de qualité sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV

II.6.5. Modélisation d'un générateur photovoltaïque soumis à un ombrage

II.6.5.1. Types d'ombrage

L'ombrage est le phénomène dans lequel la totalité de la surface ou une partie de la surface d'un générateur PV est exposée à l'absence d'ensoleillement, ce qui constitue un des problèmes auquel sont confrontés les systèmes utilisant les générateurs PV. En plus de la réduction du rendement

énergétique des systèmes PV, l'ombrage partiel provoque également les points chauds dans les générateurs PV, une des principales raisons de raccourcissement de leur durée de vie [17], [33].

Les deux types d'ombrage, l'ombrage total (uniforme) et l'ombrage partiel (non-uniforme), sont caractérisés par :

- L'ombrage complet (uniforme) empêche tout rayonnement solaire (direct et indirect) d'atteindre la surface totale du générateur photovoltaïque (Exemples : un arbre, le nuage, la neige et la poussière).
- L'ombrage partiel (non-uniforme) empêche uniquement le rayonnement solaire d'atteindre une partie du générateur photovoltaïque (Exemples : une déjection d'oiseau, une cheminée, une branche d'arbre, le nuage, la neige et la poussière) (figure II.18).

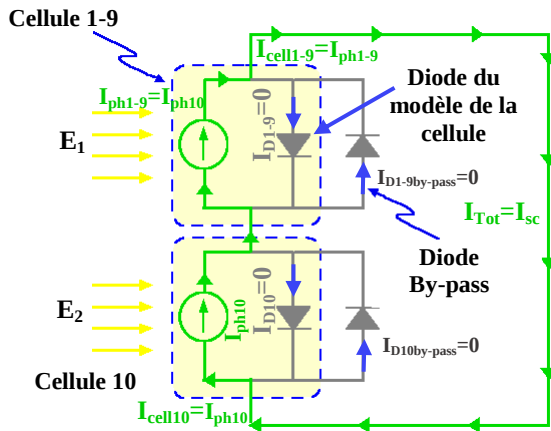
II.6.5.2. Effet d'ombrage partiel

Quand un panneau est soumis à la condition d'ombrage partiel, la cellule ombrée continue à produire sa puissance réduite sous faible ensoleillement suite à l'ombrage partiel. Dans ce cas, la cellule ombrée limite la circulation du courant dans toute sa branche et force les cellules mises en séries dans la même branche de conduire un courant faible [17].

Pour bien expliquer l'effet de l'ombrage partiel sur les grandeurs électriques du panneau (I,V et P), on adopte un exemple utilisant un module contenant par branche, 10 cellules mise en série en trois modes [17]:

- a. Mode 1 : Comportement d'une branche comportant 10 cellules mise en série et uniformément ensoleillées.
- b. Mode 2 : Comportement d'une branche comportant 10 cellules mise en série avec 9 cellules uniformément ensoleillées (non-ombrées) et 1 cellule ombrée sans diodes by-pass.
- c. Mode 3 : Comportement d'une branche comportant 10 cellules mise en série avec 9 cellules uniformément ensoleillées (non-ombrées) et 1 cellule ombrée avec diodes by-pass.

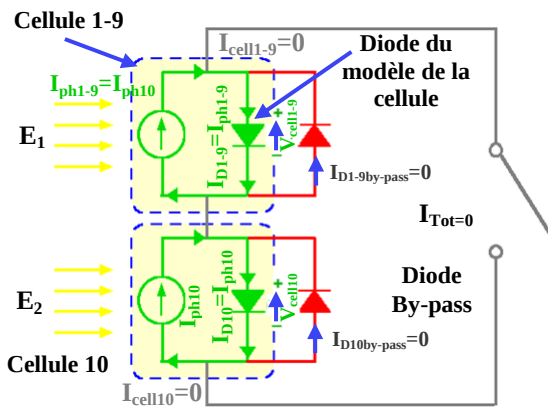
a. Mode 1 : Comportement d'une branche comportant 10 cellules mises en série et uniformément ensoleillées.



a. Cellules d'une branche uniformément ensoleillée en court-circuit

Selon la figure II.18, on remarque que :

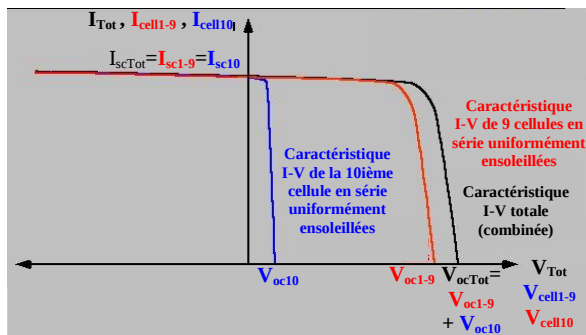
- Avec un ensoleillement uniforme ($E_1=E_2$), les phot-courants (courant de circuit) des cellules mises en série de la même branche sont égaux ($I_{ph1-9}=I_{ph10}$) ou ($I_{sc1-9}=I_{sc10}$).
- Les courants des diodes du modèle de la cellule sont nuls ($I_{D1-9}=I_{D10}=0$).
- Les courants de cellules sont non-nuls ($I_{cell1-9}=I_{ph1-9}-I_{D1-9}=I_{ph1-9}=I_{sc1-9}$) et ($I_{cell10}=I_{ph10}-I_{D10}=I_{ph10}=I_{sc10}$) et ($I_{sc1-9}=I_{sc10}=I_{scTot}$).
- Les tensions des cellules sont nulles ($V_{cell1-9}=V_{cell10}=0$).
- Les diodes by-pass dont les tensions sont nulles ($V_{cell1-9}=V_{cell10}=0$) n'ont aucun effet.
- La tension totale de la branche est nulle ($V_{Tot}=V_{cell1-9}+V_{cell10}=0$).



b. Cellules d'une branche uniformément ensoleillée en circuit ouvert (à vide)

$$(V_{Tot}=V_{oc}=V_{cell1-9}+V_{cell10}=V_{oc1-9}+V_{oc10}=10.V_{oc10})$$

$$(I_{Tot}=I_{cell1-9}=I_{cell10})$$



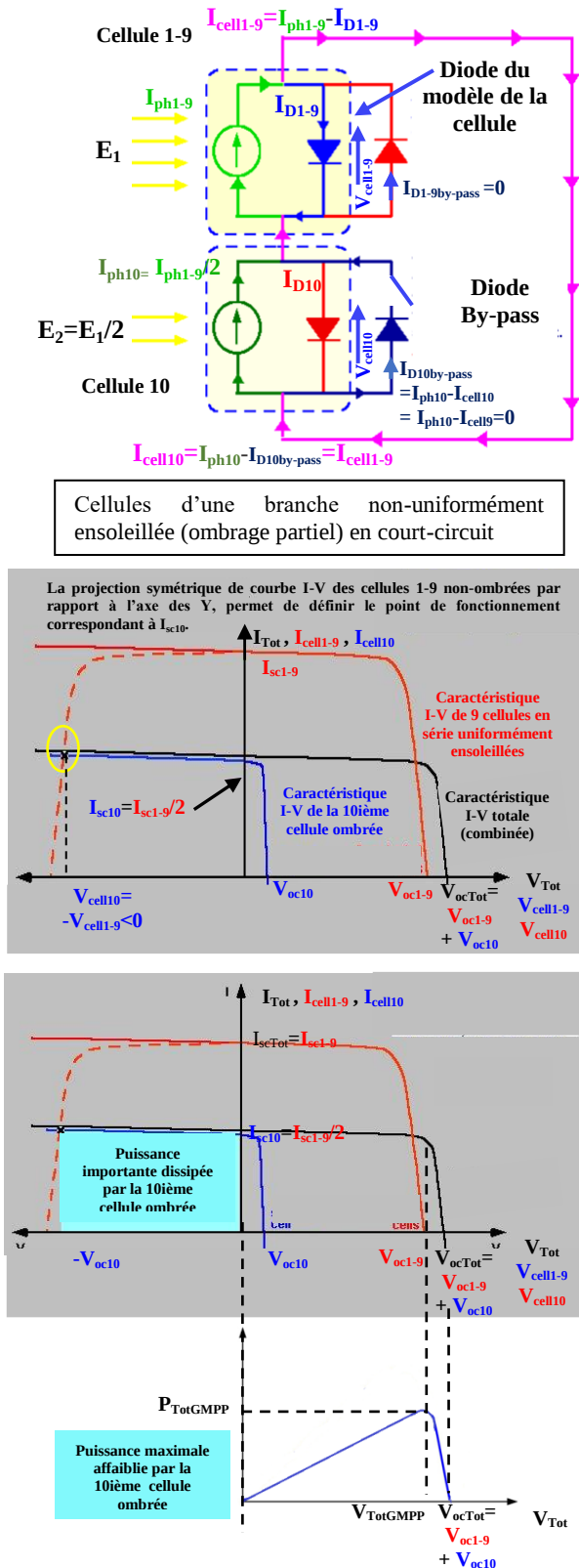
Selon la figure II.18, on constate que :

- Avec un ensoleillement uniforme ($E_1=E_2$), les phot-courants (courant de circuit) des cellules mises en série de la même branche sont égaux ($I_{ph1-9}=I_{ph10}$).
- Les courants des diodes du modèle de la cellule (I_{D1-9} , I_{D10}) sont non-nuls où chaque cellule produit un photo-courant qui est égale au courant de la diode de son modèle ($I_{ph1-9}=I_{D1-9}$) et ($I_{ph10}=I_{D10}$).
- Les courants de cellules sont nuls ($I_{cell1-9}=I_{ph1-9}-I_{D1-9}=0$) et ($I_{cell10}=I_{ph10}-I_{D10}=0$).
- Le courant de la branche est nul ($I_{Tot}=I_{cell1-9}=I_{cell10}=0$).
- Les tensions des diodes des cellules sont non-nulles et positives ($V_{cell1-9}=V_{cell10}>0$ et $V_{cell1-9}=V_{oc1-9}$ et $V_{cell10}=V_{oc10}$). Les diodes des cellules sont polarisées en direct.
- Les diodes by-pass dont les tensions sont non-nulles mais négatives ($-V_{cell1-9}=-V_{cell10}<0$) sont polarisés en inverse, et donc n'ont aucun effet.
- La tension totale de la branche est non-nulle ($V_{Tot}=V_{oc}=V_{cell1-9}+V_{cell10}=V_{oc1-9}+V_{oc10}$).

c. Caractéristiques I-V de 9 cellules en série uniformément ensoleillées, Caractéristique I-V de la 10^{ème} cellule en série uniformément ensoleillée, Caractéristique I-V totale (combiné)

Figure II.18 : Comportement des cellules uniformément ensoleillées

b. Mode 2 : Comportement d'une branche comportant 10 cellules mises en série avec 9 cellules uniformément ensoleillées (non-ombrées) et 1 cellule ombrée sans diodes by-pass.

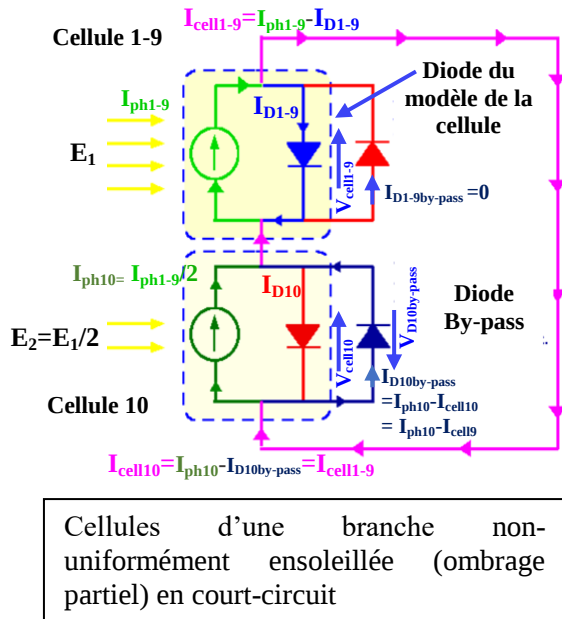


Selon la figure II.19, on note que :

- Avec un ensoleillement non-uniforme suite à un ombrage partiel de la cellule 10 ($E_2 = (1/2)E_1$), le photocourant de la cellule 10 est inférieur par rapport aux photocourants des autres cellules uniformément ensoleillées 1 à 9 qui sont mise en série dans la même branche ($I_{ph10} = (1/2)I_{ph1-9}$).
- Dans chacune des 9 cellules non-ombrées uniformément ensoleillées, une partie du photocourant I_{ph1-9} parcourt la diode du modèle de la cellule sous forme de courant I_{D1-9} polarisant en direct la diode du modèle de la cellule créant ainsi une tension $V_{cell1-9}$ positive entre ces bornes. Le reste du photocourant I_{ph1-9} parcourt le conducteur de circuit sous forme de courant $I_{cell1-9}$. Donc, $I_{cell1-9} = I_{ph1-9} - I_{D1-9}$.
- Dans la cellule 10 ombrée, une partie du photocourant I_{ph10} parcourt la diode du modèle de la cellule sous forme de courant I_{D10} polarisant en direct la diode du modèle de la cellule créant ainsi une tension V_{cell10} positive entre ces bornes. Le reste du photocourant I_{ph10} parcourt le conducteur de circuit sous forme de courant I_{cell10} . Donc, $I_{cell10} = I_{ph10} - I_{D10}$.
- Etant donné que les photocourant I_{ph10} et I_{ph1-9} sont différents ($I_{ph10} = (1/2)I_{ph1-9}$ ou $I_{ph10} < I_{ph1-9}$), les courant des cellules I_{cell10} $I_{cell1-9}$ sont aussi différents ($I_{cell10} < I_{cell1-9}$). Donc, la cellule 10 fait circuler un courant I_{cell10} dans le conducteur de court-circuit qui est inférieur au courant $I_{cell1-9}$ que les cellules 1-9 font circuler dans le même conducteur de court-circuit ($I_{cell10} < I_{cell1-9}$ et $I_{sc10} = (1/2)I_{sc1-9} < I_{sc1-9}$). Dans ce cas la cellule 10 impose son courant ($I_{cell10} < I_{cell1-9}$ ou $I_{sc10} = (1/2)I_{sc1-9} < I_{sc1-9}$), car elle ne peut pas faire passer un courant plus qu'elle support sous un ensoleillement réduit (E_2). Donc, le courant de court-circuit parcourant le conducteur de court-circuit sera ($I_{scTot} = I_{sc10}$). Par conséquent, sa tension V_{cell10} ne sera plus positive et elle sera négative et imposée par la somme des tensions des cellules 1-9 mises en série dans la même branche ($V_{cell10} = -V_{cell1-9} < 0$). Dans ce cas, la cellule 10 ne produit pas de puissance mais elle la consomme ($P_{cell10} = V_{cell10} \times I_{cell10} = -V_{cell1-9} \times I_{cell10} < 0$). Cette puissance consommée ou dissipée sous forme de chaleur réchauffe la cellule 10 créant ce qu'on appelle le point chaud (hot spot), ce qui peut conduire à sa destruction totale.
- La tension totale de la branche est nulle ($V_{Tot} = V_{cell1-9} + V_{cell10} = V_{cell1-9} - V_{cell1-9} = 0$).
- La caractéristique puissance-tension (P-V) de la branche, dans ce cas (sans isolation de la cellule 10 ombrée), possède un seul maximum avec une puissance maximale $P_{TotGMPP}$ affaiblie par la 10ième cellule ombrée pour une tension $V_{TotGMPP}$.

Figure II.19 : Comportement des cellules non-uniformément ensoleillées (ombrage partiel) sans diodes by-pass (en court-circuit)

c. Mode 3 : Comportement d'une branche comportant 10 cellules mises en série avec 9 cellules uniformément ensoleillées (non-ombrées) et 1 cellule ombrée avec diodes by-pass.



Selon la figure II.20, on note que :

- Avec un ensoleillement non-uniforme suite à un ombrage partiel de la cellule 10 ($E_2=(1/2)E_1$), le phot-courant de la cellule 10 est inférieur par rapport aux photo-courants des autres cellules uniformément ensoleillées 1 à 9 qui sont mise en série dans la même branche ($I_{ph10}=(1/2)I_{ph1-9}$).
- Dans chacune des 9 cellules non-ombrées uniformément ensoleillées, une partie du photo-courant I_{ph1-9} parcourt la diode du modèle de la cellule sous forme de courant I_{D1-9} polarisant en direct la diode du modèle de la cellule créant ainsi une tension $V_{cell1-9}$ positive entre ces bornes. Le reste du photo-courant I_{ph1-9} parcourt le conducteur de circuit sous forme de courant $I_{cell1-9}$. Donc, $I_{cell1-9}=I_{ph1-9}-I_{D1-9}$.
- La tension $V_{cell1-9}$ crée une tension positive aux bornes de la diode by-pass de la cellule 10 partiellement ombrée ($(V_{cell1-9}+V_{cell10}=V_{cell1-9}-V_{D10by-pass}=0) \rightarrow (V_{D10by-pass}=-V_{cell10}=V_{cell1-9}>0)$), et la polarise en direct ce qui lui permet de conduire un courant $I_{D10by-pass}=I_{cell10}-I_{ph10}=I_{cell1-9}-I_{ph10}$; sous une tension de conduction entre ses bornes qui vaut ($V_{D10by-pass}=0.7\text{ V}$), ce qui limite la tension inverse de la cellule ombrée 10 à ($V_{cell10}=-V_{D10by-pass}=-0.7\text{ V}$).
- Le courant de court-circuit parcourant le conducteur de court-circuit sera ($I_{scTot}=I_{cell1-9}=I_{cell10}=I_{sc1-9}$).
- Les diodes by-pass des cellules 1 à 9 polarisées en inverse ($-V_{cell1-9}<0$) n'ont aucun effet.
- Le courant I_{D10} de la diode du modèle de la cellule ombrée 10 est nul (la diode du modèle de la cellule ombrée 10 n'a aucun effet), car son faible photo-courant I_{ph10} ne peut pas polariser en direct cette diode pour conduire un courant I_{D10} non nul. La tension aux bornes de cette diode est négative et imposée par la tension des cellules 1 à 9 ($(V_{cell1-9}+V_{cell10}=V_{cell1-9}-V_{D10by-pass}=0) \rightarrow (V_{cell10}=-V_{D10by-pass}=-V_{cell1-9}<0)$).
- La tension totale de la branche est nulle ($V_{Tot}=V_{cell1-9}+V_{cell10}=0$).

Figure II.20 : Comportement des cellules non-uniformément ensoleillées (ombrage partiel) avec diodes by-pass (en court-circuit)

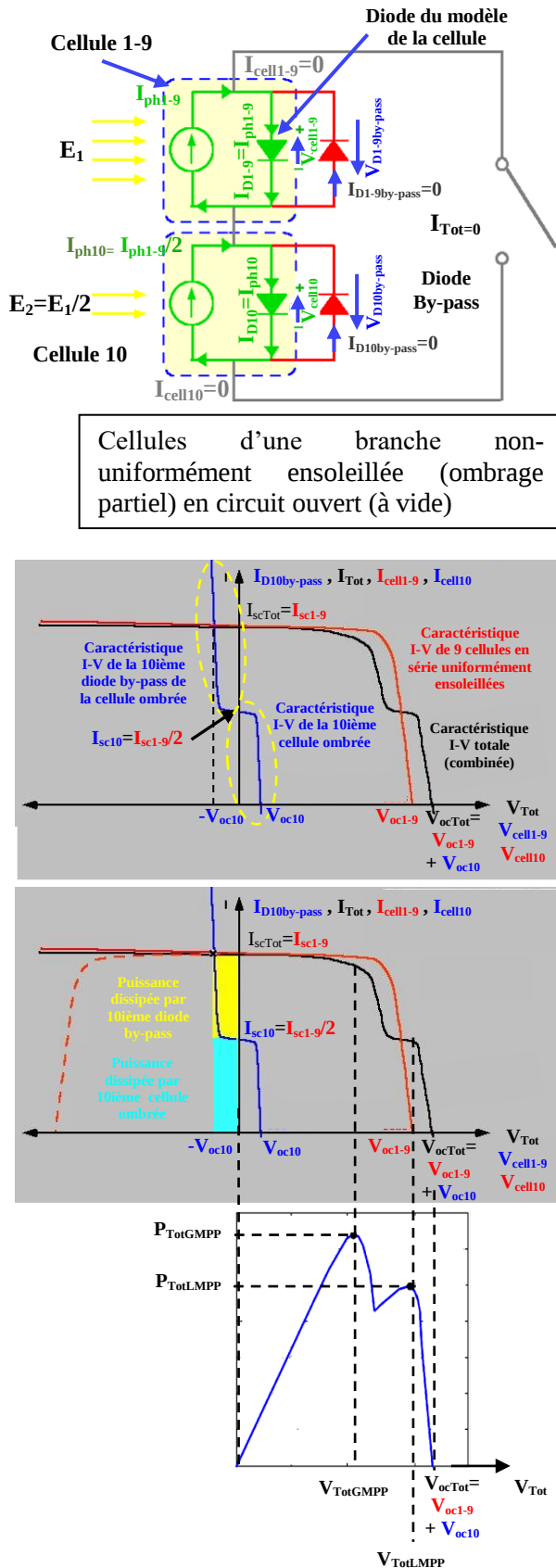


Figure II.21 : Comportement des cellules non-uniformément ensoleillées (ombrage partiel) avec diodes by-pass (à vide ou à court-circuit)

Selon la figure II.21, on remarque que :

- Avec un ensoleillement non-uniforme suite à un ombrage partiel de la cellule 10 ($E_2=E_1/2$), le phot-courant de la cellule 10 est inférieur par rapport aux photo-courants des autres cellules uniformément ensoleillées 1 à 9 qui sont mise en série dans la même branche ($I_{ph10}=(1/2)I_{ph1-9}$).
- Dans chacune des 9 cellules non-ombrées uniformément ensoleillées, le photo-courant I_{ph1-9} parcourt la diode du modèle de la cellule sous forme de courant $I_{D1-9}=I_{ph1-9}$, polarisant en direct la diode du modèle de la cellule (1-9) créant ainsi une tension ($V_{cell1-9}$) positive entre ces bornes et une tension ($V_{D1-9by-pass}=-V_{cell1-9}$ et $V_{D1-9by-passoc}=-V_{oc1-9}$) négative aux bornes de la diode by-pass (1-9). Le reste du photo-courant I_{ph1-9} parcourant le conducteur du circuit sous forme de courant $I_{cell1-9}$ est nul. Donc, $I_{D1-9}=I_{ph1-9}$ et $I_{cell1-9}=0$.
- Dans la cellule ombrée 10, le photo-courant ($I_{ph10}=(1/2)I_{ph1-9}$) parcourt la diode du modèle de la cellule sous forme de courant ($I_{D10}=I_{ph10}=(1/2)I_{ph1-9}$), polarisant en direct la diode du modèle de la cellule 10 créant ainsi une tension (V_{cell10} ou V_{oc10}) positive entre ces bornes et une tension ($V_{D10by-pass}=-V_{cell10}=-V_{oc10}$) négative aux bornes de la diode by-pass (10). Le reste du photo-courant I_{ph10} parcourant le conducteur de circuit sous forme de courant I_{cell10} est nul. Donc, $I_{D10}=I_{ph10}=(1/2)I_{ph1-9}$ et $I_{cell10}=0$.
- Les diodes by-pass des cellules 1 à 9 polarisées en inverse ($V_{D1-9by-pass}=-V_{cell1-9}<0$) n'ont aucun effet ($I_{D1-9by-pass}=0$).
- La diode by-pass de la cellule 10 polarisée en inverse ($V_{D10by-pass}=-V_{cell10}<0$) n'a aucun effet ($I_{D10by-pass}=0$).
- La tension totale de la branche est non-nulle ($V_{Tot}=V_{oc}=V_{cell1-9}+V_{cell10}=V_{oc1-9}+V_{oc10}$).
- Grâce à la diode by-pass 10, pour un courant de court-circuit (I_{sc10}), la cellule ombrée présente un nouveau point de fonctionnement avec une faible tension ($-V_{oc10}$ au lieu de $-V_{oc1-9}=9x(-V_{oc10})$) et une faible puissance dissipée ($I_{sc10}x(-V_{oc10})=-I_{sc10}xV_{oc10}$) au lieu de ($I_{sc10}x(-V_{oc1-9})=-9xI_{sc10}xV_{oc10}$).
- La diode by-pass 10 dissipe elle-même une faible puissance qui vaut ($(I_{sc1-9}-I_{sc10})x(-V_{oc10})=-V_{oc10}((I_{sc1-9}-I_{sc10}))$).
- La caractéristique puissance-tension (P-V) de la branche, dans ce cas (après isolation de la cellule 10 par la diode by-pass 10), possède deux maximums ; un maximum local avec une puissance $P_{TotLMPP}$ pour une tension $V_{TotLMPP}$ et un maximum global avec une puissance $P_{TotGMPP}$ pour une tension $V_{TotGMPP}$.

On peut résumer les effets d'ombrage partiel (ensoleillement non-uniforme) d'un générateur photovoltaïque en deux effets principaux :

- Effet du point chaud : Si l'une des cellules connectées en série est partiellement ombrée, son photo-courant I_{ph} devient beaucoup plus faible que les autres cellules. Donc, cette cellule va agir comme une charge pour les autres cellules et devient polarisée en inverse ; ce qui l'amène à dissiper la puissance plutôt que de la générer et à augmenter sa température et peut l'endommager entièrement. C'est ce qu'on appelle le problème du point chaud. Pour réduire cet effet, on place une diode by-pass en antiparallèle avec la cellule ombrée pour empêcher sa polarisation en inverse, car cette diode by-pass sera polarisée en direct et court-circuite la cellule ombrée et participe à la conduction du courant de la branche contenant la cellule ombrée [17], [33].
- Déformation des caractéristiques $I-V$ et $P-V$ du générateur en réduisant la valeur de la puissance maximale et en créant une caractéristique $P-V$ avec un seul point maximum global parmi plusieurs points maximums locaux (figure II.19) [17]. La maximisation de la puissance à extraire du générateur PV dont la caractéristique $P-V$ présente plusieurs maximums devient très compliquée.

La figure II.22 représente les différents types d'ombrage auxquels peut être soumis un générateur PV.

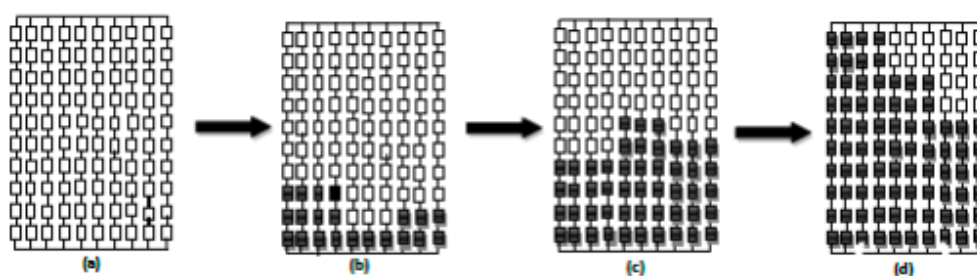


Figure II.22 : Différents types d'ombrage: (a) irradiation uniforme (sans ombrage), (b) ombrage léger, (c) ombrage moyen, (d) ombrage sévère

La figure II.23 représente l'allure des caractéristiques $I-V$ et $P-V$ d'un générateur photovoltaïque soumis à un ombrage partiel.

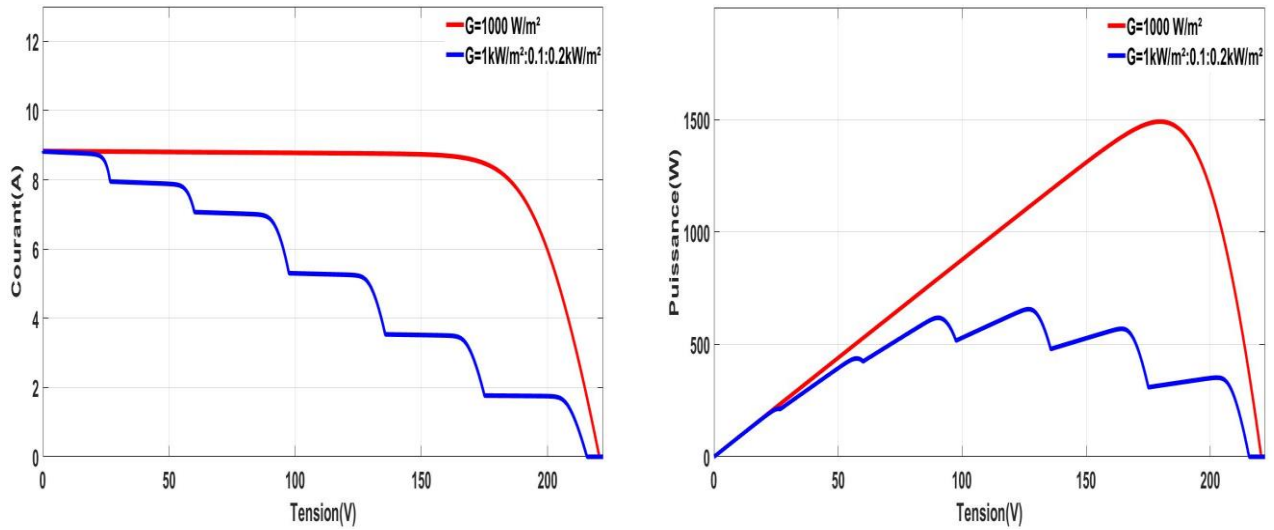


Figure II.23 : Effet de l'ombrage partiel sur les caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV

Afin de calculer la chute de tension exacte dans un générateur *PV*, on peut considérer ce qui suit [17] :

$$V_{sh} = V_{n-1} - (R_p + R_s)I \quad (II.37)$$

Où :

V_{sh} : est la tension aux bornes de la cellule ombrée.

On peut écrire la tension totale de $(n-1)$ cellules non-ombrées sous la forme :

$$V_{n-1} = \left(\frac{n-1}{n}\right)V \quad (II.38)$$

Où :

n : est le nombre des cellules et V : est la tension totale de sortie.

En remplaçant (II.38) dans (II.37), on obtient :

$$V_{sh} = \left(\frac{n-1}{n}\right)V - (R_p + R_s)I \quad (II.39)$$

En utilisant l'équation ci-dessus, nous pouvons calculer la chute de tension pour une seule cellule ombrée de la manière suivante :

$$\Delta V = V - V_{sh} = V - \left[\left(\frac{n-1}{n}\right)V - (R_p + R_s)I\right] \quad (II.40)$$

$$\Delta V = V_n + (R_p + R_s)I \quad (II.41)$$

II.6. Rendement d'un panneau PV :

Le rendement optimal d'un générateur PV est défini par la relation suivante :

$$\eta = (P_{pvmax}/S_m)/P_{sol} \quad (II.42)$$

$$\eta = (V_{pvopt} * I_{pvopt}/S_m)/P_{sol} \quad (II.43)$$

Où

P_{pvmax} : Puissance crête électrique fournie par le générateur PV.

S_m : Surface ensoleillée du générateur PV.

P_{sol} : Puissance d'ensoleillement reçu par le générateur PV.

Le rendement du générateur PV (cellule PV) peut-être également exprimé par l'expression suivante [17]:

$$\eta = \eta_{cellule} * \eta_{connexion} * \eta_{encapsulation} * \eta_{diodes} \quad (II.44)$$

Où :

$\eta_{cellule}$: Rendement d'une cellule PV.

$\eta_{connexion}$: Rendement des connexions électriques.

$\eta_{encapsulation}$: Rendement des matériaux de capsulage (dépend de degré de transparence des matériaux de capsulage).

η_{diodes} : Rendement des diodes d'anti-retour de protection.

Selon les équations (II.42) et (II.43), pour maximiser le rendement du générateur PV, qui est généralement de faible valeur, il faut imposer une tension (V_{pvopt}) aux bornes du générateur PV permettant de maximiser la puissance électrique extraite du générateur PV (P_{pvmax}). Selon la figure II.19, la caractéristique P - V du générateur PV sous ombrage partiel présente une forme de courbe non-linéaire avec un pont maximal global parmi plusieurs points maximum locaux. Dans ce cas, la maximisation de la puissance électrique à extraite du générateur PV est très compliquée.

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons rappelés quelques notions de base sur le rayonnement solaire et ses applications dans le domaine photovoltaïque. Ensuite, nous avons exposé le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques, leurs principales caractéristiques ainsi que les facteurs et les paramètres qui affectent leurs performances. Puis, nous avons présenté en détail les différents modèles équivalents de la cellule (module, panneau et champ) photovoltaïque, tout en exposant l'effet de l'éclairement et de température sur les caractéristiques I-V et P-V des générateurs PV. Enfin, on a présenté l'effet de l'ombrage total et l'ombrage partiel sur les caractéristiques I-V et P-V des générateurs PV. On a démontré que la caractéristique P-V du générateur PV partiellement ombré est une caractéristique non-linéaire multi-maximum, ce qui complique la maximisation de la puissance extraite du générateur PV. Donc, afin d'optimiser l'exploitation du générateur PV par maximisation de sa puissance électrique, il est indispensable d'utiliser les techniques de recherche de point de puissance maximale (en anglais : Maximum Power Point Tracking (MPPT)). Dans le chapitre suivant, nous nous intéressons à la présentation du principe de recherche et d'optimisation MPPT à base des techniques dites « soft computing ».

Chapitre III

Intégration des techniques MPPT basées sur les algorithmes méta-heuristiques

III.1. Introduction

Comme exposé au deuxième chapitre, un GPV présente des caractéristiques P-V non linéaires qui admettent un seul point de fonctionnement optimal dans les conditions homogènes d'éclairement et de température. De plus, les conditions d'ombrage partiel en raison des nuages ou des bâtiments rendent la courbe caractéristique P-V plus complexe avec l'apparition de plusieurs points de puissance maximale avec un seul point maximal globale. Une adaptation d'impédance s'impose pour forer le fonctionnement du GPV autour du point maximal et cela peut se faire par un couplage direct d'une charge variable adaptée ou en insérant entre le GPV et la charge électrique un étage d'adaptation. Ce dispositif n'est autre qu'un convertisseur statique muni d'une commande de poursuite du point de puissance maximale (PPM) [55]. Dans la suite, on va expliquer le principe et le rôle du convertisseur DC-DC dans le processus de poursuite du point de puissance maximale du GPV ; Et, on va synthétiser les différentes techniques exploitées dans ce contexte. Ensuite, on va appliquer une des techniques méta-heuristiques d'optimisation les plus récentes appelées « Cuckoo Search (CS) » [29], [62], pour la poursuite de GMPP du GPV alimentant une charge résistive à travers un convertisseur DC-DC (Boost). Enfin, on va proposer des modifications dans l'algorithme Cuckoo Search (CS) conventionnel dans le but d'améliorer, la fiabilité et la rapidité de poursuite du point de puissance maximale globale (GMPP) du GPV. En plus, on va développer une approche d'estimation de l'état de l'ensoleillement (uniforme ou non-uniforme) en se basant sur la puissance électrique mesurée du GPV et le rapport cyclique de contrôle du convertisseur DC-DC [29].

III.2. Connexion GPV-charge et étage d'adaptation

Les configurations des systèmes photovoltaïques se diversifient selon le type de charge à alimenter, ainsi que la présence ou l'absence du système de stockage. La figure III.1 présente les différentes associations GPV-charge. La charge peut être à courant continu ou à courant alternatif, comme elle peut être un une résistance, un moteur ou un réseau électrique.

Malgré sa simplicité de mise en pratique et son faible coût, le couplage direct GPV-charge DC est rarement utilisé. Cette configuration n'offre aucune possibilité de réglage de tension ou d'adaptation de puissance entre le générateur PV et la charge (Figure III.1.a.1). Autrement dit, cette configuration ne garantit pas l'extraction de la puissance électrique maximale que peut produire le GPV pour une irradiation et une température données ; ce qui est confirmé par certaines études montrant que le système à couplage direct utilise au maximum 31 % de la capacité électrique du GPV [4]. Dans le

cas d'une charge AC, la connexion directe du GPV est invalide et un étage de conversion DC-AC (onduleur) est nécessaire (Figure III.1.b) [55]. Il est donc nécessaire d'avoir un étage intermédiaire DC-DC ou DC-AC entre le GPV et la charge comme adaptateur de charge (adaptation d'impédance et adaptation de la nature de tension (DC ou AC)) [28]. L'adaptation d'impédance (adaptation de la paire (I,V) de la charge et de la paire (I,V) du GPV) permet l'imposition d'une tension aux bornes du GPV assurant la maximisation de sa puissance générée. L'adaptation de la nature de tension permet de fournir une tension convenable à la charge (DC ou AC) (Figure III.1) [55].

L'étage d'adaptation peut être [17] :

- Pour une charge DC :

Un seul étage : DC-DC (Figure III.1.a.2),

Deux étages : DC-DC / DC-DC (Figure III.1.a.3) rarement utilisé,

- Pour une charge AC [17] :

Un seul étage : DC-AC (Figure III.1.b.1) moins stable et rarement utilisé,

Deux étages : DC-DC / DC-AC (Figure III.1.b.2) plus stable et souvent utilisé,

Dans toutes les configurations de la figure suivante, le système PV peut être au fil du soleil (sans système de stockage de l'énergie électrique), comme il peut être muni d'un dispositif de stockage de l'énergie électrique.

La charge DC ou AC peut être [17] :

- Résistance, Inductance, Capacité,

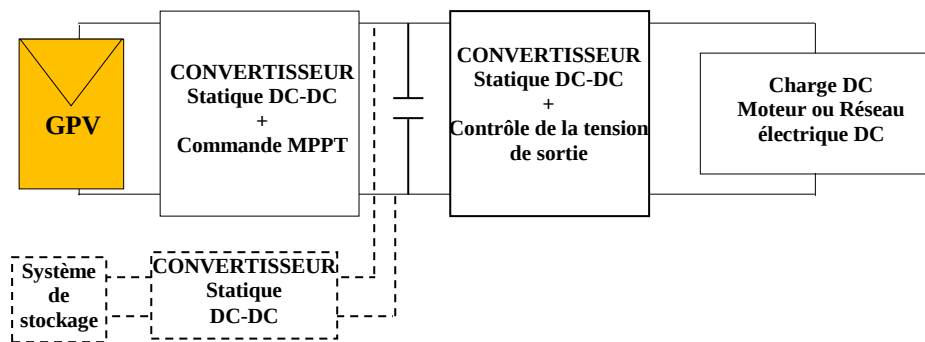
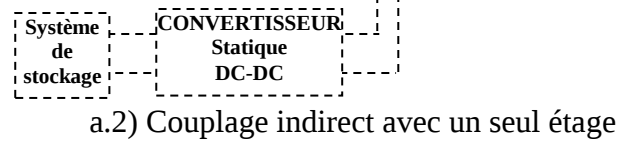
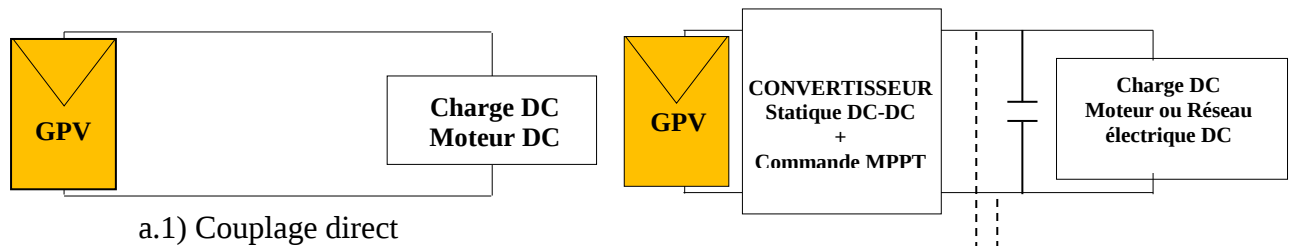
- Batteries électrochimiques, Système d'Electrolyse, Supraconducteur, Supercapacitor,

- Moteur électrique DC ou AC,

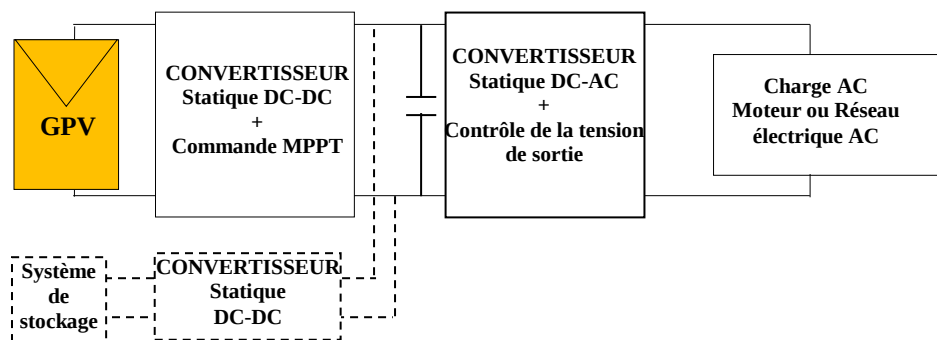
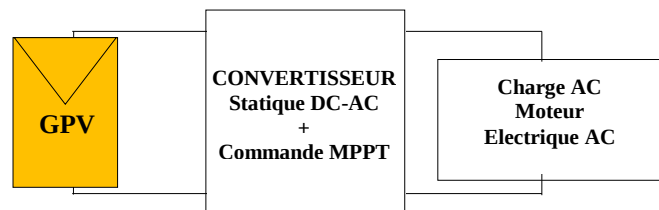
- Réseau électrique DC (souvent un micro-réseau DC),

- Réseau électrique AC.

Lorsque la charge AC est le réseau de distribution électrique AC, on dit que le système PV est lié au réseau électrique (en anglais : grid connected PV system, grid tied PV system, on-grid PV system). Sinon, on dit que le système PV est autonome ou isolé (en anglais : autonomous PV system, isolated PV system, off-grid PV system) [17].



a. GPV alimentant une charge DC (avec ou sans batteries de stockage)



b. GPV alimentant une charge AC (avec ou sans batteries de stockage)

Figure III.1 : Différentes associations GPV-charge

III.2.1. Etage d'adaptation DC-DC et contrôle de la tension du GPV

La commande convenable de l'étage intermédiaire entre la charge et la GPV permet de faire fonctionner le GPV de manière à ce qu'il produise en permanence sa puissance maximale en imposant une tension à ses bornes (V_{mpp} , I_{mpp}) correspondant à cette puissance maximale, quelles que soient les conditions climatiques (température et éclairage). Cet étage d'adaptation de résistance (souvent appelé étage d'adaptation d'impédance) se présente souvent sous la forme d'un convertisseur DC-DC tel qu'illustré à la figure III.2 [17].

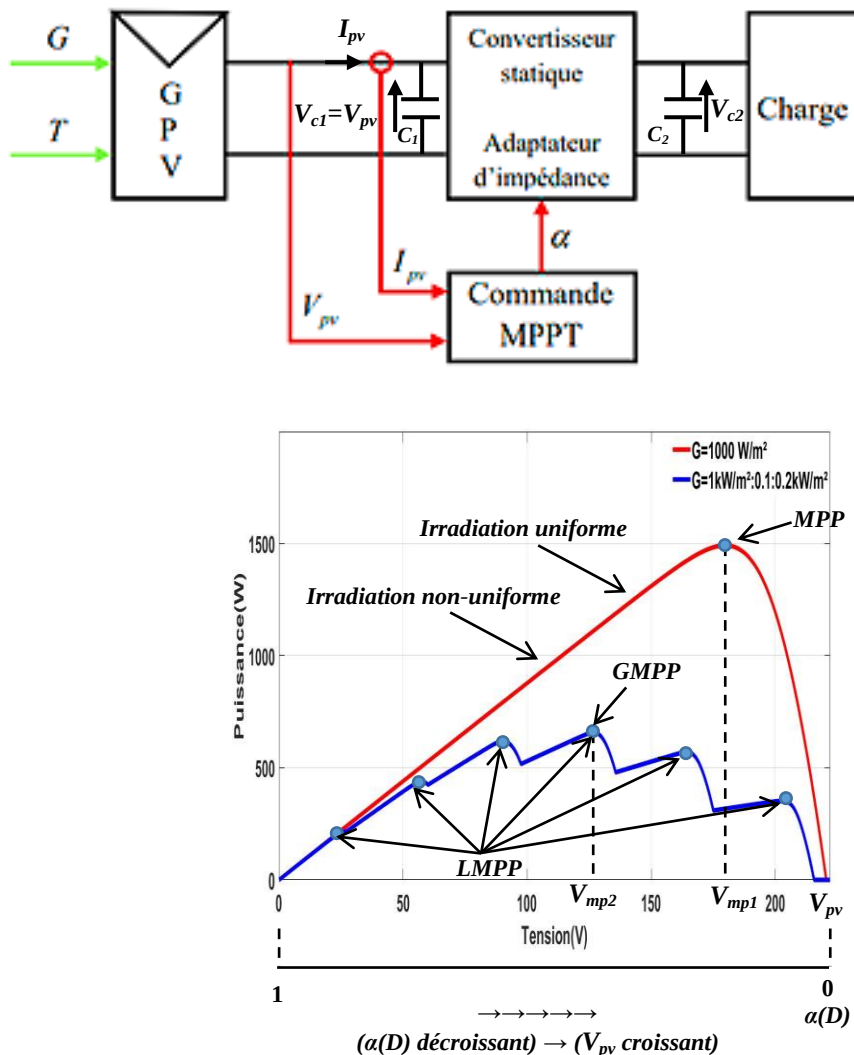


Figure III.2 : Etage d'adaptation d'impédance et contrôle de la tension du GPV.

Pour un convertisseur Boost (élevateur de tension), la tension de sortie (V_{c2}) est liée à la tension d'entrée ($V_{c1}=V_{pv}$) par la relation suivante :

$$V_{c2} = \left(\frac{1}{1-D}\right)V_{pv} = \left(\frac{1}{1-\alpha}\right)V_{pv} \rightarrow V_{pv} = (1-D)V_{c2} = (1-\alpha)V_{c2} \quad (\text{III.1})$$

En considérant la tension de sortie de l'hacheur (V_{c2}) lentement variable (C_2 très grande) ou Constante (cas de régulation de la tension V_{c2}), il est possible de contrôler le convertisseur Boost par voie de son rapport cyclique α (D) de telle sorte à imposer une tension à son entrée (V_{pv}) qui est égale à la tension du point de puissance maximale ($V_{pv} = V_{mp}$). Donc, en augmentant α (D), on diminue la tension (V_{pv}) ; et en diminuant α (D), on augmente la tension (V_{pv}) [17].

III.2.2. Principe de la recherche du PPM

Le principe de recherche du PPM (MPP) est basé sur deux approches [17] :

- En appliquant une valeur initiale du rapport cyclique et en mesurant la puissance correspondante, on applique une autre (seule) valeur du rapport cyclique et on observe comment évoluer (augmenter ou diminuer) la puissance électrique du GPV, pour choisir la nouvelle valeur du rapport cyclique permettant l'augmentation de cette puissance électrique (figure III.2).
- On applique successivement plusieurs valeurs (vecteur de valeurs) du rapport cyclique et on récolte les différentes valeurs de puissances électriques correspondantes du GPV ; Ensuite, on maintient la ou les valeurs du rapport cyclique offrant le maximum de puissance pour être ajoutées à un nouveau vecteur de valeurs du rapport cyclique. Ce dernier sera appliqué pour récolter les nouvelles valeurs de puissances électriques correspondantes du GPV et maintenir la ou les valeurs du rapport cyclique offrant le maximum de puissance. Le processus se poursuit jusqu'à l'atteinte du point de puissance maximale (figure III.2).

III.2.3. Modèle mathématique équivalent du Convertisseur statique DC-DC

Comme expliqué dans le chapitre 1, le choix du convertisseur statique DC-DC dépend de :

- Niveau de tension du GPV, défini par le nombre de panneaux et leur association (série, parallèle ou série/parallèle) ;
- Niveau de tension (et du courant) exigée à la sortie du convertisseur, imposé par la charge ;

Selon le système de pompage adopté dans cette thèse, le convertisseur Boost est la plus convenable. Son schéma électrique est présenté par la figure suivant [29] :

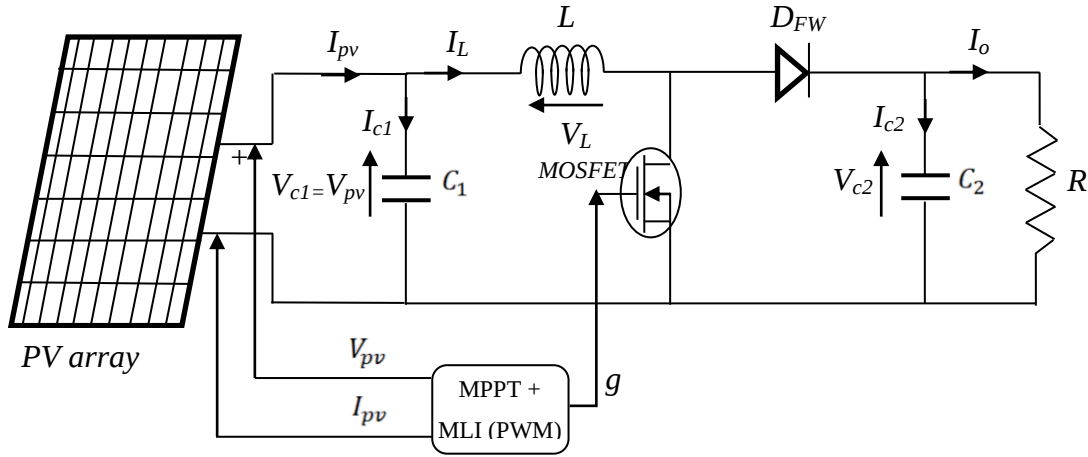


Figure III.3 : Association GPV-Convertisseur Boost-Charge résistive

Le modèle mathématique équivalent en valeur instantané du convertisseur Boost est exprimé par les équations temporelles suivantes [29] :

$$(I_{c2} = I_{D_{FW}} - I_o) \rightarrow (C_2 \frac{dV_{c2}}{dt} = I_L(1 - g) - \frac{V_{c2}}{R}) \rightarrow (C_2 S V_{c2} = I_L(1 - g) - \frac{V_{c2}}{R}) \quad (III.2)$$

$$\rightarrow (V_{c2} = \frac{1}{S} \left[\frac{1}{C_2} \left(I_L(1 - g) - \frac{V_{c2}}{R} \right) \right]) \text{ ou } (V_{c2} = \left(\frac{1}{C_2 S + \frac{1}{R}} \right) I_L(1 - g)) \quad (III.3)$$

$$(L \frac{dI_L}{dt} = V_{c1} - (1 - g)V_{c2}) \rightarrow (LS I_L = V_{c1} - (1 - g)V_{c2}) \quad (III.4)$$

$$\rightarrow (I_L = \frac{1}{S} \left[\frac{1}{L} (V_{c1} - (1 - g)V_{c2}) \right]) \text{ avec } (V_{c1} = V_{pv}) \text{ et } (I_{c1} = C_1 \frac{dV_{c1}}{dt} = I_{pv} - I_L) \quad (III.5)$$

En valeurs moyennes, le modèle équivalent du convertisseur Boost est donné par le système d'équations suivantes :

$$V_{c2} = \frac{1}{1 - D} V_{c1} \quad (III.6)$$

$$I_o = (1 - D) I_L = (1 - D) I_{pv} \quad (III.7)$$

Avec :

g : Signal de commande du transistor (MOSFET) issue du bloc de la commande MLI (signal binaire (0,1) ou (0V,5V)).

D : Signal de sortie de la commande MPPT ((rapport cyclique) appliqué à l'entrée de la commande MLI (PWM)).

III.3. Etat de l'art sur les techniques MPPT

La première technique MPPT a été utilisée dans les années 1970 pour des applications aéronautiques, par la compagnie « Honeywell » et le centre de recherche « NASA » [17], [63]. Depuis, de nombreuses techniques MPPT ont été développées et utilisées. Ces techniques peuvent être classées en deux groupes principaux, les MPPT locaux (en anglais : LMPPT) et MPPT globaux (en anglais : GMPPT). Les LMPPT peuvent être utilisés pour le suivi du point de puissance maximale des systèmes photovoltaïques, mais seulement dans des conditions d'irradiation uniformes présentant un seul point maximum local (LMPP). Ils incluent des méthodes conventionnelles, améliorées et d'intelligence artificielle. En ombrage partiel, la caractéristique P-V du GPV démontre un seul point maximal global parmi plusieurs points maximums locaux, qui est difficile à être détecté efficacement par les techniques LMPPT. Pour résoudre ce problème, les approches GMPPT ont été développées et pour permettre l'identification de point de puissance maximale globale quel que soit le niveau et le scénario d'ombrage (ombrage partiel concentré, ombrage partiel reparté, ... etc) et la valeur de la température. Ces techniques comprennent les méthodes d'intelligences artificielles, les méthodes méta-heuristiques, les MPPT améliorées et les MPPT hybrides [17], [22].

III.3.1. MPPT locaux (LMPPT)

De nombreuses méthodes de poursuite de point de puissance maximum (LMPPT) ont été développées pour permettre au système d'extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque. On peut classer d'une manière générale les commandes LMPPT selon l'approche de recherche adoptée en trois types de commande MPPT [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23], [24], [25], [26], [29], [62] :

III.3.1.1. MPPT conventionnels

Le principe de fonctionnement de ces méthodes repose sur le déplacement du point de fonctionnement en augmentant V_{PV} , lorsque $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ est positif ou en diminuant V_{PV} , lorsque $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ est négatif. La variation ou l'évolution de la puissance est estimée en comparant la puissance correspondant à V_{pv} appliqué avec celle correspondant à V_{pv} appliqué précédemment. Leurs performances se caractérisent par la rapidité avec laquelle le PPM est atteint, la façon dont il oscille autour de ce même point, mais aussi la robustesse d'éviter la divergence lors de changements brusques des conditions climatiques ou de charge. Parmi les techniques les plus courantes :

- Perturb and Observe (P&O)
- Incremental Conductance (InCond)

- Hill Climbing (HC)
- Circuit Voltage (FOCV)
- Circuit Current (FSCI)

Ces méthodes sont efficaces et rapides lorsqu'il n'y a qu'un seul point optimal (pas d'ombrage). Sinon, l'occurrence des conditions d'ombrage, ces méthodes convergent vers le premier maximum local et le considère comme un maximum, ce qui rend le suivi du maximum réel moins précis.

III.3.1.2. MPPT Intelligence artificielle

L'une des nouvelles orientations des travaux de recherche dans les applications des énergies renouvelables est l'intégration de techniques d'intelligence artificielle pour contrôler et récolter l'énergie et améliorer l'efficacité de divers systèmes de production d'énergie, en particulier dans le domaine des systèmes photovoltaïques.

a. Réseaux de neurones artificiels (RNA)

Un RNA est une interconnexion de neurones artificiels (nœuds) qui imitent un cerveau biologique [22]. Une structure possible d'RNA, adaptée au MPPT. Il comprend une couche d'entrée, une couche cachée et une couche de sortie. De nombreux paramètres mesurés liés au GPV utilisé, comme, peuvent être utilisés comme entrées pour MPPT à base de RNA.

Le réseau de neurones entraîné pour reproduire la même grandeur de sortie de la commande MPPT correspondant aux grandeurs d'entrée utilisées dans son apprentissage. La grandeur de sortie de la commande MPPT peut être par exemple : la référence de la tension du GPV, la référence du courant du GPV ou le rapport cyclique du convertisseur DC-DC [24]. Les grandeurs d'entrées peuvent être par exemple : la tension du GPV, le courant du GPV, les données environnementales (irradiation et température), ou toute combinaison.

Il est à noter que la haute performance d'un RNA dans le suivi du MPP dépend fortement de la couche cachée et de la rigueur et de l'étendue de l'entraînement de ses réseaux [25]. En générale, le RNA doit être formé et testé pendant de longues durées pour assurer une convergence précise vers le MPP dans diverses conditions environnementales (irradiation et température).

b. Contrôleur de logique floue (FLC)

Le FLC est une technique largement utilisée en raison de ses avantages sachant qu'elle peut assurer de bonnes performances même avec des entrées imprécises (intervalles), sans l'utilisation du modèle mathématique du système qui est linéaire ou non-linéaire comme le cas de la commande MPPT. Le

contrôle MPPT basé sur la FLC intègre l'expérience et les connaissances humaines dans le processus de conception du contrôleur en utilisant la théorie des ensembles flous pour transformer directement les valeurs du langage en une stratégie de contrôle automatisée.

III.3.1.3. MPPT améliorés

- Modified versions of HC MPPT
- Modified versions of P&O
- Modified versions of InCond MPPT, etc....

Ces méthodes sont plus efficaces et plus rapides et plus précises que les méthodes conventionnelles, mais avec le même l'inconvénient de la convergence vers le premier maximum local si des conditions d'ombrage s'apparentent.

III.3.2. MPPT Globaux (GMPPT)

Lorsque le GPV reçoit un rayonnement uniforme, la courbe caractéristique photovoltaïque affiche un seul point de puissance maximale MPP. Mais si le GPV reçoit une quantité de rayonnement différemment reparti (ombrage partiel), la courbe photovoltaïque sera caractérisée par plusieurs pics, dont l'un est GMPP et les pics restants sont LMPP. Les MPPT conventionnels sont très susceptibles de fonctionner en LMPP, ce qui réduit la puissance de sortie et réduit ainsi considérablement l'efficacité des systèmes PV. Contrairement aux techniques GMPPT, il est capable de suivre le pic global car il dispose d'un mécanisme permettant de faire la distinction entre les extrêmes locaux et global. Dans la littérature, plusieurs techniques GMPPT ont été proposées et mises en œuvre. Elles peuvent être réduites à deux grands groupes, les techniques Soft Computing et les méthodes hybrides MPPT.

III.3.2.1. Techniques Soft Computing

Les techniques dites Soft Computing contrastent avec la possibilité qui est utilisée lorsque le problème n'est pas suffisamment défini pour utiliser les techniques informatiques traditionnelles. Le soft computing prend le raisonnement humain comme modèle. Diverses techniques de calcul jouent un rôle dans le soft computing, notamment :

- logique floue
- réseaux de neurones artificiels
- algorithmes génétiques
- Métaheuristiques, etc....

III.3.2.2. Techniques Soft Computing améliorées

Soft Computing techniques améliorées utilisé dans les applications PV MPPT incluent

- Particle Swarm Optimization
- Gray Wolf Optimization
- Cuckoo Search (CS),
- Ant Colony Optimization
- algorithme Firefly,
- colonie d'abeilles artificielles, etc....

Plus de ces techniques peuvent facilement identifier et suivre le GMPP dans les deux cas de conditions uniformément éclairées et partiellement ombragées des panneaux photovoltaïques. Néanmoins, ils présentent deux inconvénients principaux lorsqu'ils sont utilisés dans des applications photovoltaïques. La première l'un est associé à la position GMPP dynamique ou variant dans le temps dans les courbes P-V, dans lequel GMPP change de position au fil du temps, en raison du changement d'uniformité de l'irradiance solaire. Dans ce cas, la plupart des techniques informatiques douces de MPP Tracking identifier le premier GMPP au début et s'y tenir, sans ressentir le changement de position du GMPP. La seconde est les oscillations d'énergie en régime permanent, dues aux variables aléatoires associées à tous ces calculs.

III.3.2.3. Méthodes hybrides GMPPT

Les MPPT hybrides peuvent être définis comme une combinaison de MPPT conventionnels avec des MPPT basés sur l'intelligence artificielle ou d'autres mécanismes pour poursuivre correctement le GMPP et ainsi éviter de tomber dans les LMPPs.

L'objectif principal des MPPT hybrides est de suivre avec précision le GPPM approprié des systèmes PV, quelle que soit la variabilité des conditions climatiques, des caractéristiques du générateur PV, même dans des conditions d'ombrage partiel. Voici quelques travaux de recherche importants sur les MPPT hybrides :

- RNA + InCond conventionnel,
- ACO + P&O conventionnel,
- PSO + P&O conventionnel,
- PSO + P&O conventionnel

III.4. GMPPT basée sur la recherche distribuée de coucou (DCS) (algorithme proposé)

III.4.1. GMPPT basée sur l'algorithme conventionnel de recherche de coucou (CS)

III.4.1.1. Bio-inspiration derrière l'algorithme conventionnel de recherche de coucou

L'algorithme de recherche de coucou (Cuckoo Search Algorithm (CSA)), qui s'inspire du comportement de reproduction des oiseaux nommés « coucous », a été introduit pour la première fois en 2009 par Xin-She Yang et Suash Deb [29], [62]. Le coucou cherche le nid d'un hôte pour pondre ses œufs, en s'assurant que ses œufs éclosent un peu plus tôt que les œufs de l'oiseau hôte, de sorte que son petit ait une chance de détruire les œufs de l'oiseau hôte. Ainsi, il augmente ses chances de survie en gardant toute la nourriture pour lui.

En général, lorsque les oiseaux hôtes découvrent que les œufs dans leurs nids sont des œufs étrangers, ils les détruisent ou abandonnent le nid. Par conséquent, pour augmenter la capacité de survie de leurs œufs, les coucous adoptent une nouvelle approche en pondant plus d'œufs dans plusieurs filets. Les avantages de la CSA par rapport aux autres algorithmes inspirés de la biologie sont principalement son efficacité en convergence, sa grande précision et son réglage minimal des paramètres.

III.4.1.2. Lévy flight

En théorie des probabilités, un processus de Lévy, nommé d'après le mathématicien français Paul Lévy, est un processus stochastique en temps continu.

Plusieurs motifs (patterns) fractaux associés avec des processus de Lévy sont observés dans le monde vivant (et dans d'autres domaines scientifiques) tels que dans le mouvement des animaux. Ces processus de Lévy sont associés à des mécanismes d'optimisation stochastique de processus tels que la recherche de nourriture ou la recherche de partenaire ou le vol migratoire chez les animaux (individus ou groupes), quand les capacités de perception ne suffisent pas à permettre à un animal de trouver facilement ce qu'il cherche (nourriture, proie, gîte, partenaire, etc) [29], [62].

Dans ce contexte, l'oiseau coucou (en anglais : Cuckoo), cherche un nid d'hôtes parmi de nombreux nids d'hôtes au hasard impliquant des pas de recherche de petite, moyenne et grande taille (la recherche avec un pas de recherche petit signifie la recherche parmi des nids proches les uns des autres). Les différents pas de recherche d'hôtes sont modélisés mathématiquement à l'aide de la fonction de vol mathématique stochastique de Lévy (Lévy flight stochastic mathematical function).

En d'autres termes, l'algorithme de recherche de coucou utilise la fonction mathématique de vol aléatoire de Lévy pour calculer les tailles de pas aléatoires de la recherche de coucou, en utilisant la distribution de loi de puissance suivante [29] :

$$y = l^{-\lambda} \quad (\text{III.8})$$

Où (l) fait référence à la longueur de vol et représente la variance. Donc, $1 < \lambda < 3$ donne une variance infinie pour y . Le modèle de vol de Lévy produit une distribution de pas recherche comprenant des pas aléatoires de petites et des grandes tailles. Cette approche a prouvé son efficacité dans la résolution des problèmes d'optimisation multi-objective des systèmes non-linéaires et multimodaux.

La production d'une nouvelle génération de particules $x^{(t+1)}$ basée sur la fonction de vol de Lévy est réalisée en utilisant l'équation suivante [29] :

$$x_i^{(t+1)} = x_j^t + \alpha \oplus Levy(\lambda) \quad (\text{III.9})$$

Où (i) fait référence au numéro d'échantillon ou de génération de particule, (t) symbolise le numéro d'itération et (α) représente la taille du pas $\alpha > 0$. α est généralement calculé en utilisant l'équation suivante [29] :

$$\alpha = \alpha_0 (x_j^t + x_i^t) \quad (\text{III.10})$$

Où α_0 représente le changement de pas initial.

III.4.1.3. Adaptation de CSA pour le contrôle MPPT du système PV

Une des principales applications de la technique de recherche de coucou en systèmes photovoltaïques est le suivi du point de puissance maximale du générateur photovoltaïque. En effet, sous l'uniforme condition d'ensoleillement, la caractéristique Puissance-Tension de sortie du générateur photovoltaïque a une forme non-linéaire de cloche avec un point maximal. Dans des conditions d'ombrage partiel, de nombreux maximums locaux émergent avec un seul maximum global. Dans les deux cas, pour maximiser l'opération de conversion PV, le système PV doit être contrôlé pour fonctionner sous le point de puissance maximale. Par conséquent, un convertisseur DC-DC, alimenté par le générateur photovoltaïque, est utilisé pour contrôler la tension de sortie du générateur photovoltaïque via son rapport cyclique afin de forcer le générateur photovoltaïque à fonctionner au point maximum de puissance. L'algorithme de recherche de coucou (CS), développé par Xin-She Yang et Suash Deb [29], [62], peut être adapté pour contrôler en MPPT le convertisseur DC-DC alimenté par le GPV comme illustré dans l'organigramme de la Figure III.4. Les grandeurs

d'entrée de la MPPT basée sur CS sont la tension et le courant de sortie du GPV, tandis que sa grandeur de sortie est le rapport cyclique de contrôle du convertisseur DC-DC.

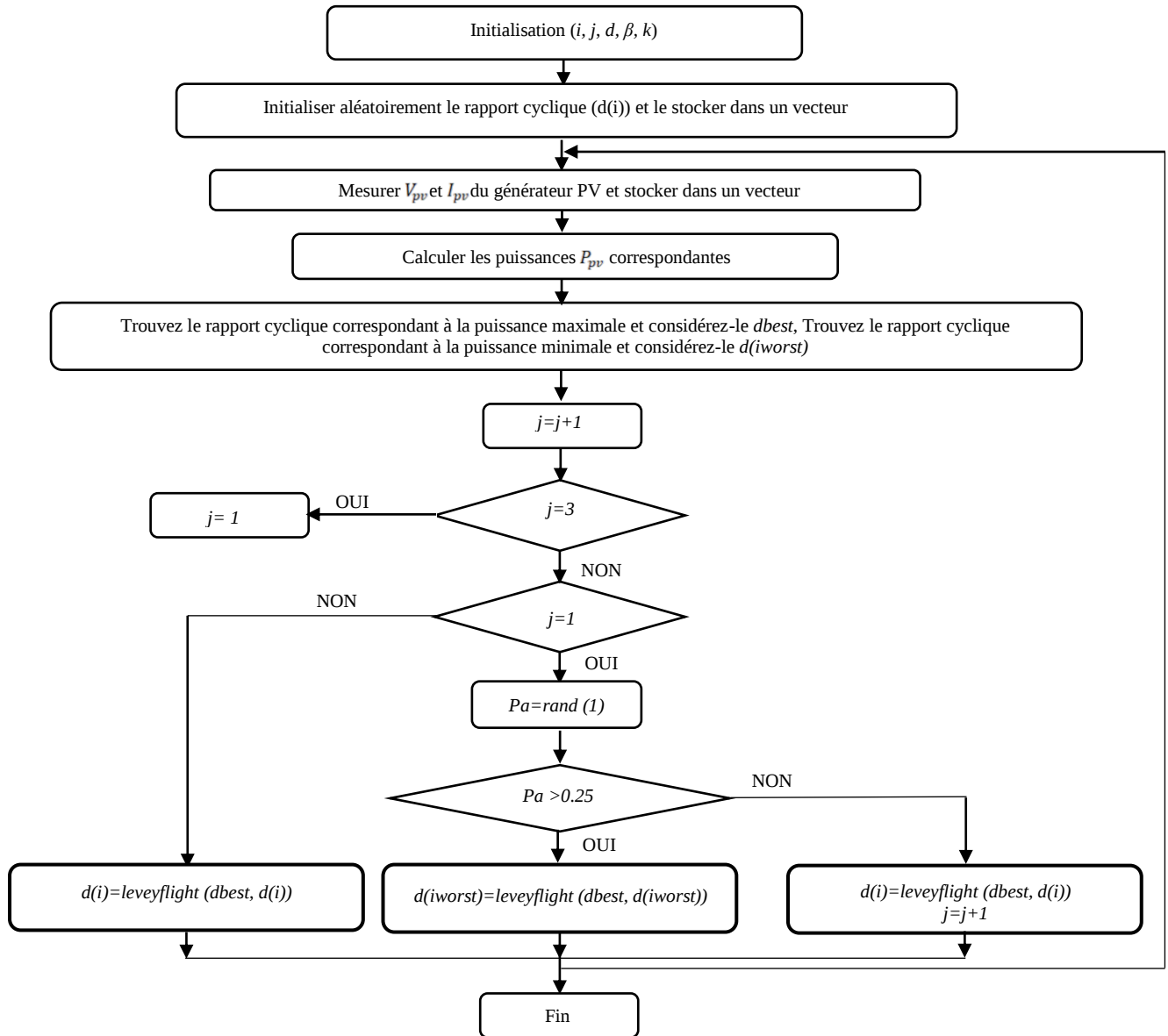


Figure III.4 : Organigramme du CSA appliqué comme MPPT

III.4.1.4. Réglage des paramètres de l'algorithme CSA

L'organigramme de l'algorithme CS est illustré dans la Figure III.4. Les performances de cet algorithme dépendent de nombreux facteurs tels que la taille de la population, la vitesse de convergence, le nombre d'itérations et l'efficacité du partage des informations dans le mécanisme. Une population de particules de petite taille amplifie considérablement les défauts de l'algorithme CS ; alors qu'une population de grande taille, amplifie le processus de calcul et le temps de convergence. En plus, la commande MPPT basée sur CSA conventionnel présente certains inconvénients tels que [29] :

- Oscillations remarquables de la puissance de sortie du générateur photovoltaïque notamment en régime transitoire en raison du calcul aléatoire qu'utilise cette technique pour la génération de la variable de commande (rapport cyclique du convertisseur DC-DC).
- L'utilisation d'une population de recherche d'une taille réduite et générée et appliquée aléatoirement, diminue la capacité d'exploration globale, et provoque une fausse convergence de l'algorithme vers un optimum local. En d'autres termes, le système se trouve piégé par un des points maximums locaux de puissance, au lieu de converger vers le point maximum global de puissance lors des conditions d'ombrage partiel. Par contre, l'utilisation d'une population de recherche de grande taille et générée et appliquée aléatoirement, augmente le temps et la vitesse de convergence vers l'optimum global. Par exemple, on génère aléatoirement une population de 4 particules de différents valeurs de rapport cyclique (0.1 , 0.9 , 0.4 et 0.5). On applique ces rapports, avec cet ordre aléatoire, au convertisseur DC-DC et on mesure les puissances PV correspondantes en régime permanent. On assure au système le temps de réponse nécessaire pour se stabiliser en régime permanent (la puissance PV atteint son l'état stable) pour mesurer la puissance correspondante au rapport cyclique appliqué. Ce temps de réponse (temps du régime transitoire) ou de stabilisation dépend de la différence entre chaque deux valeurs successives appliquées du rapport cyclique. Plus la différence est grande plus le temps nécessaire de stabilisation est grand ; et donc le temps de mesure des puissances correspondantes est grand. Par exemple, on applique la première valeur du rapport cyclique (0.1), on laisse le système se stabilise pour mesurer la puissance PV correspondante. Ensuite, on applique la deuxième valeur du rapport cyclique (0.9) ; et on laisse le système se stabilise pour mesurer la puissance PV correspondante, sachant que la différence entre la valeur précédente (0.1) et la valeur actuelle (0.9) est relativement grand ($0.9 - 0.1 = 0.8$). Donc, le temps de stabilisation est grand et le temps de mesure de la puissance correspondant au deuxième rapport cyclique (0.9) est grand. Le temps nécessaire au système pour se stabiliser et pour mesurer la puissance PV correspondante au quatrième rapport cyclique appliqué (0.5) est relativement faible ; car la différence entre le quatrième rapport cyclique appliqué et le troisième rapport cyclique appliqué (0.4) est relativement faible ($0.5 - 0.4 = 0.1$). Donc, l'application aléatoire des rapports cycliques générés implique des temps de mesure (des puissances PV correspondantes) variables et qui peuvent atteindre des valeurs relativement grande.
- Le manque d'une technique de détection fiable et pratique de la variation d'irradiance et des conditions d'ombrage partiel.

Tous ces points seront pris en compte pour l'amélioration des performances de la commande MPPT basée sur la CSA en termes de fiabilité, rapidité et efficacité.

III.4.2. Algorithme de recherche distribuée de coucou (DCSA) proposé pour la poursuite du PPMG

III.4.2.1. Introduction

L'algorithme conventionnel de recherche de coucou est basé sur la génération d'une population d'un petit nombre de particules de valeurs générées aléatoirement (valeurs des rapports cycliques) et leur application aléatoire au convertisseur DC-DC. Le DCS développé est basé sur la génération aléatoire d'un nombre important de ces particules (rapports cycliques) ; mais leur application au convertisseur DC-DC n'est pas aléatoire et elle se fait successivement dans le sens croissant (du plus grand au plus petit) ou décroissant (du plus petit au plus grand). De cette manière, on réduit la différence entre chaque deux rapports cycliques appliqués successivement. Donc, les temps nécessaires au système PV pour se stabiliser en régime permanent afin de mesurer les puissances PV correspondantes aux rapports cycliques appliquées se réduisent. De plus, une approche d'optimisation est introduite pour limiter l'espace de recherche selon l'évolution des valeurs des rapports cycliques appliqués et des valeurs correspondantes aux différences entre les valeurs maximales et minimales des puissances du GPV. Cela permet de balayer la majorité de l'espace de recherche des particules de la variable de commande (rapport cyclique du convertisseur DC-DC), et de rapidement atteindre le point GMP avec moins d'oscillations [29].

III.4.2.2. Etapes de l'algorithme MPPT basé sur DCSA

L'algorithme DCS est conçu sur la base des étapes suivantes [29] :

- Initialiser les paramètres de l'algorithme DCS à l'aide des paramètres classifiés dans le Tableau III.1
- Générer, sous forme de vecteur de valeurs d'ordre croissant, les valeurs du rapport cyclique (D) [0.1:0.1:0.9].
- Mesurer la tension et le courant de sortie du générateur photovoltaïque (V_{pv} et I_{pv}) correspondant aux valeurs du rapport cyclique appliqué, stockez-les sous forme vectorielle et calculez les valeurs des puissances correspondantes P_{pv} .
- Classer les valeurs de puissance dans l'ordre croissant [$P_1 : P_9$]. Mettez les valeurs du rapport cyclique correspondantes sous forme vectorielle [$d_1 : d_9$], et Calculez ΔP , Δd , où $\Delta P = (P_1 - P_9)/P_1$ et $\Delta d = (d_1 - d_9)$. On note que ΔP présente le rapport entre la différence entre la puissance PV de la plus grande valeur et celle de la plus petite valeur, et la

puissance PV de la plus petite valeur. Les valeurs obtenues sont traitées selon quatre modes différents :

- ❖ **le premier mode** : $\Delta d > 10^{-2}$ && $\Delta P > 20\%$: **correspond au régime transitoire 1**. Mettre à jour les valeurs du rapport cyclique d à l'aide de CSA où $D[d_1:d_9]$.
- ❖ **le deuxième mode** : $\Delta d > 10^{-2}$ && $\Delta P < 20\%$: **correspond au régime transitoire 2**. Dans cette partie, la convergence du processus de recherche est accélérée par remplacement des valeurs des 3 rapports cycliques les plus (mauvais) correspondants aux puissances PV les plus petites par la valeur du (meilleur) rapport cyclique correspondant à la puissance PV de plus grande valeur. Ensuite, les nouvelles valeurs des rapports cycliques $D[d_1 : d_9]$ seront calculées en utilisant l'équation de Lévy flight : $d(i) = \text{levyflight}(dbest, d(i)), i = 1 : 1 : 9$.
- ❖ **le troisième mode** : $\Delta d < 10^{-2}$ && $\Delta P < 20\%$: **correspond au régime permanent**. Dans cette partie, la convergence du processus de recherche est encore accélérée par remplacement des valeurs des 6 rapports cycliques les plus (mauvais) correspondants aux puissances PV les plus petites par la valeur du (meilleur) rapport cyclique correspondant à la puissance PV de plus grande valeur. Ensuite, les nouvelles valeurs des rapports cycliques $D[d_1 : d_9]$ seront calculées en utilisant l'équation de Lévy flight : $d(i) = \text{levyflight}(dbest, d(i)), i = 1 : 1 : 9$.
- ❖ **le quatrième mode** : $\Delta d < 10^{-8}$ && $\Delta P > 20\%$: correspond à la détection de la variation de l'irradiation solaire et d'ombrage partiel. Dans ce mode, tout changement d'irradiation solaire y compris l'ombrage partiel est détecté et tout l'algorithme est réinitialisé.

L'idée de base derrière le MPPT basé sur DCSA peut être résumée comme suit :

- Le balayage avec relativement haute précision de toute l'intervalle du rapport cyclique $[0.1 : 0.1 : 0.9]$ en appliquant une population de rapports cycliques de nombre suffisant et de valeurs successivement croissantes avec un petit incrément (par exemple 9 valeurs de rapport cyclique d'ordre croissant avec un taux d'incrément de 0.1). Le petit incrément du rapport cyclique est adopté pour minimiser le temps de réponse (le temps du régime transitoire) nécessaire au système pour se stabiliser en régime permanent pour mesurer la puissance correspondante au rapport cyclique appliqué. Lors de l'application d'un rapport cyclique avec petit incrément (petite variation du rapport cyclique), la puissance PV atteint son l'état stable après un temps de réponse de petite valeur (temps du régime transitoire). Lorsque la variation du rapport cyclique

(incrément du rapport cyclique) est relativement importante (0.3), la puissance de sortie PV atteint son état stable après un temps transitoire relativement plus long.

- Les modes de traitement de valeurs obtenues sont conçus en se basant sur δ_P et δ_d . On note que δ_P présente le rapport entre la différence entre la puissance PV de la plus grande valeur et celle de la plus petite valeur, et la puissance PV de la plus petite valeur. δ_d présente la différence entre les rapports cycliques correspondant à la plus grande puissance PV et à la plus petite puissance PV. Ce mode sont :
 - **le premier mode** : $\delta_d > 10^{-2}$ && $\delta_P > 20\%$: correspond au régime transitoire 1. Un mode caractérisé par δ_P relativement grande et δ_d relativement grand. Le système PV est en régime transitoire et très loin du régime permanent de la puissance PV.
 - **le deuxième mode** : $\delta_d > 10^{-2}$ && $\delta_P < 20\%$: correspond au régime transitoire 2. Un mode caractérisé par δ_P relativement petite et δ_d relativement grand. Le système PV est en régime transitoire et proche du régime permanent de la puissance PV.
 - **le troisième mode** : $\delta_d < 10^{-2}$ && $\delta_P < 20\%$: correspond au régime permanent. Un mode caractérisé par δ_P relativement petite et δ_d relativement petit. Le système PV est en régime permanent de la puissance PV.
 - **le quatrième mode** : $\delta_d < 10^{-8}$ && $\delta_P > 20\%$: Un mode caractérisé par δ_P relativement grande et δ_d très petit. Correspond à une très petite variation du rapport cyclique (rapport cyclique presque constant) et à une grande variation de la puissance PV. Cette variation de la puissance PV est due soit à la variation de l'irradiation solaire et à l'ombrage partiel. Dans ce mode, tout changement d'irradiation solaire y compris l'ombrage partiel est détecté et tout l'algorithme est réinitialisé.
- L'accélération de la convergence du processus de recherche selon le mode, en calculant les nouvelles valeurs des rapports cycliques, après remplacement des valeurs des N ($N = 3, 6$) rapports cycliques les plus (mauvais) correspondant aux puissances PV les plus petites par la valeur du (meilleur) rapport cyclique correspondant à la puissance PV de plus grande valeur.
- La détection de tout changement dans l'irradiation solaire, y compris l'ombrage partiel, et réinitialisation de l'algorithme.

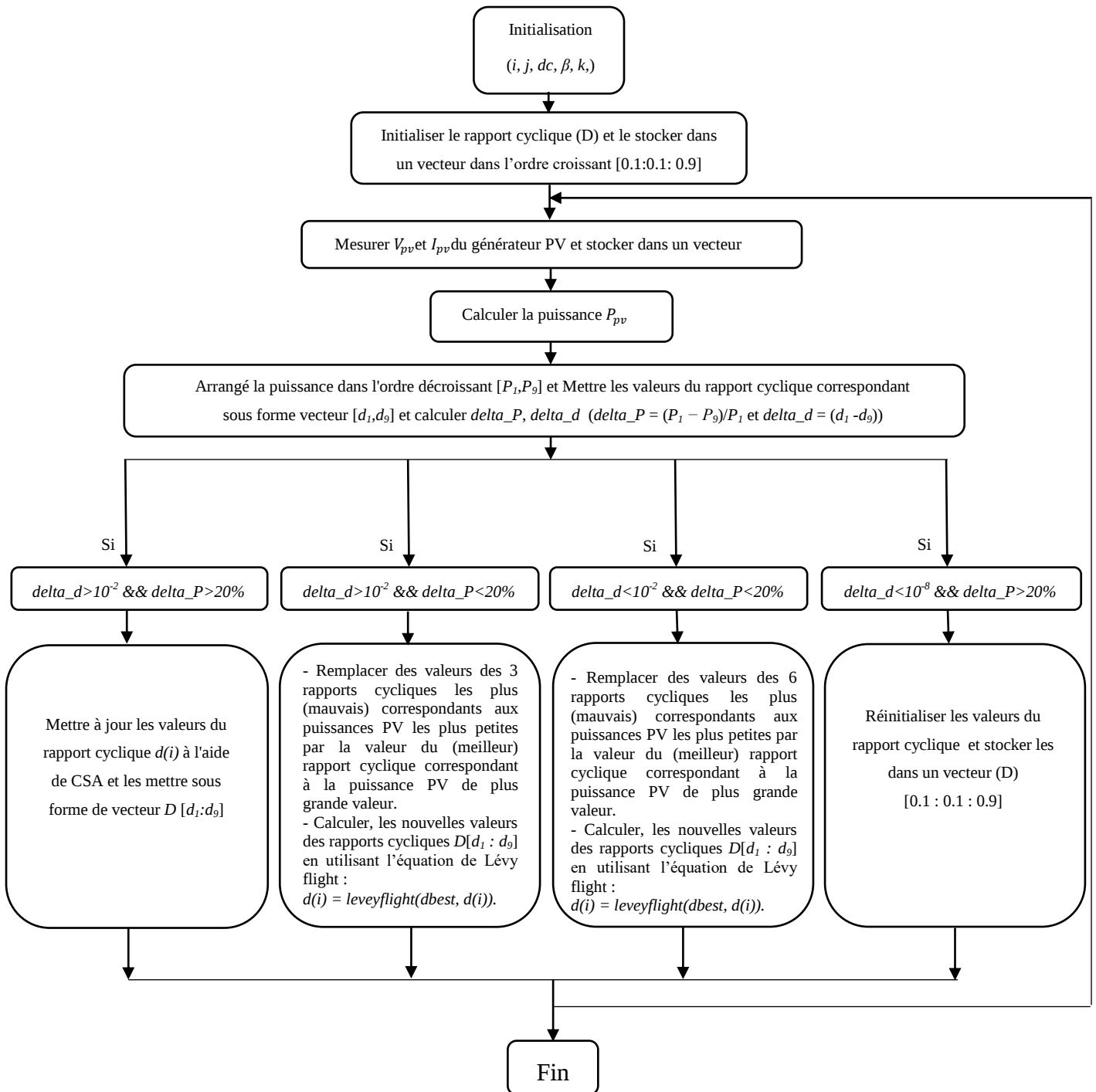


Figure III.5 : Organigramme de l'algorithme DCS

III.5. Résultats de simulation du générateur photovoltaïque sous PSC

A titre de comparaison, des tests de simulation sont effectués, via MATLAB/SIMULINK, de l'association (GPV-Convertisseur Boost-Charge résistive) munie de la commande MPPT basé sur CSA d'un côté et sur DCSA d'un autre côté, sous les trois modes d'irradiation solaire du Tableau III.3 pour chacune des quatre configurations du générateurs PV de la Figure III.6.

Le schéma bloc MATLAB/SIMULINK du système étudié est illustré à la Figure III.5. Les paramètres de DCSA, CSA et du convertisseur élévateur sont indiqués dans le tableau 1. Pour évaluer les performances de l'algorithme DCS proposé par rapport à l'algorithme CS traditionnel, Les deux algorithmes sont mis en œuvre pour contrôler le convertisseur élévateur en tant que techniques MPPT, sous trois modes différents de rayonnement solaire pour quatre différentes configurations de générateurs photovoltaïques.

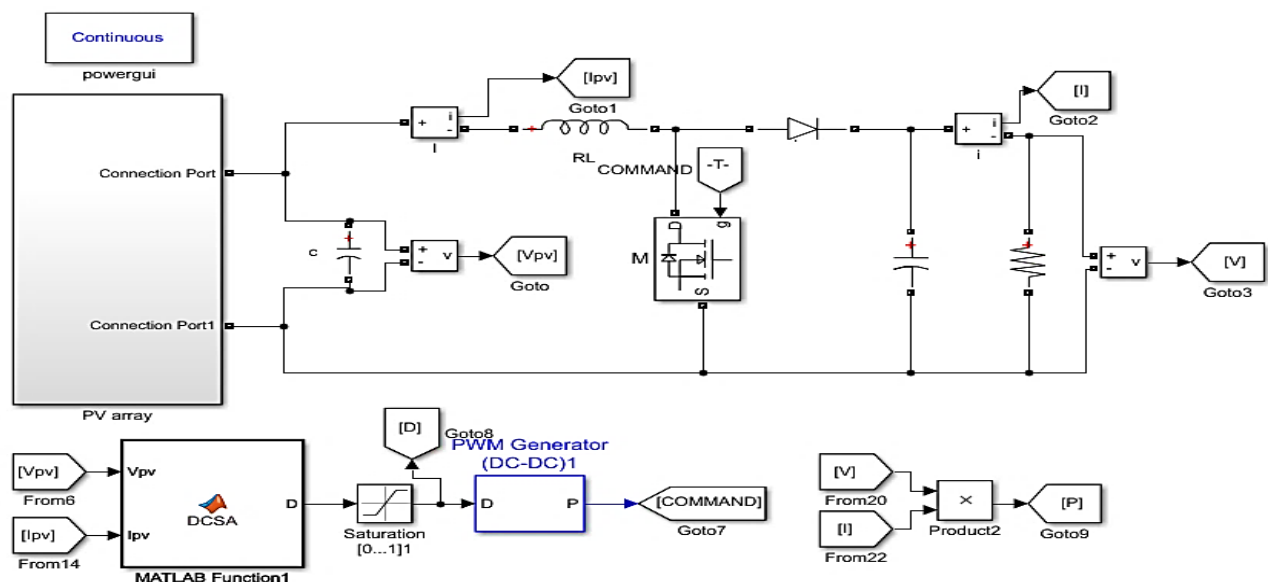


Figure III.5 : Modèle Simulink du système GPV-Convertisseur Boost-Charge résistive

Détails	Caractéristiques
DCSA	Fraction $P_a = 0.25$, $\beta = 3/2$, $K = 0.8$. Taille de la population (rapport cyclique) = 9. Population initiale (rapport cyclique) = [0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9]. - Les valeurs du rapport cyclique sous forme de vecteur sont appliquées au convertisseur Boost successivement avec un ordre croissant avec un petit incrément de (0,1)). - Les nouvelles du rapport cyclique sous forme de vecteur sont appliquées au convertisseur Boost successivement avec un ordre croissant/décroissant selon la dernière valeur appliquée du vecteur précédent.
CSA	Fraction $P_a = 0.25$, $\beta = 3/2$, $K = 0.8$. Taille de la population (rapport cyclique) = 4. Population initiale (rapport cyclique) = [0.1, 0.4, 0.7, 0.9]. - Les valeurs du rapport cyclique sous forme de vecteur sont appliquées aléatoirement au convertisseur Boost.
Convertisseur Boost	$L = 1,928 \text{ mH}$, $C_1 = 10 \cdot 10^{-6} \text{ F}$, $C_2 = 0,4676 \cdot 10^{-3} \text{ F}$.
Fréquence de la porteuse de la MLI	$f_p = 50 \cdot 10^3 \text{ Hz} = 50 \text{ kHz}$

Tableau III.1 : Paramètres des algorithmes CS et DCS et détails du convertisseur Boost

III.5.1 Impact de l'irradiation solaire uniforme et non uniforme sur la puissance de sortie du générateur photovoltaïque

Pour étudier le comportement du générateur PV sous différentes conditions d'irradiation solaire (Tableau 3), des tests de simulation ont été effectués sur différentes configurations de générateurs PV (Figure III.6) comportant plusieurs modules PV (Tableau III.2) :

- Quatre modules PV connectés en deux branches parallèles avec deux modules connectés en série pour chaque branche (2S/2P),
- Quatre modules PV en série (4S),
- Six modules PV connectés en deux branches parallèles avec trois modules connectés en série pour chaque branche (3S/2P),
- Six modules PV connectés en série (6S).

P_{max}	V_{mp}	I_{mp}	V_{oc}	I_{sc}
249	30	8.3	36.8	8.83

Tableau III.2 : Paramètres du module PV (Tata Power Solar Systems TP250MBZ)

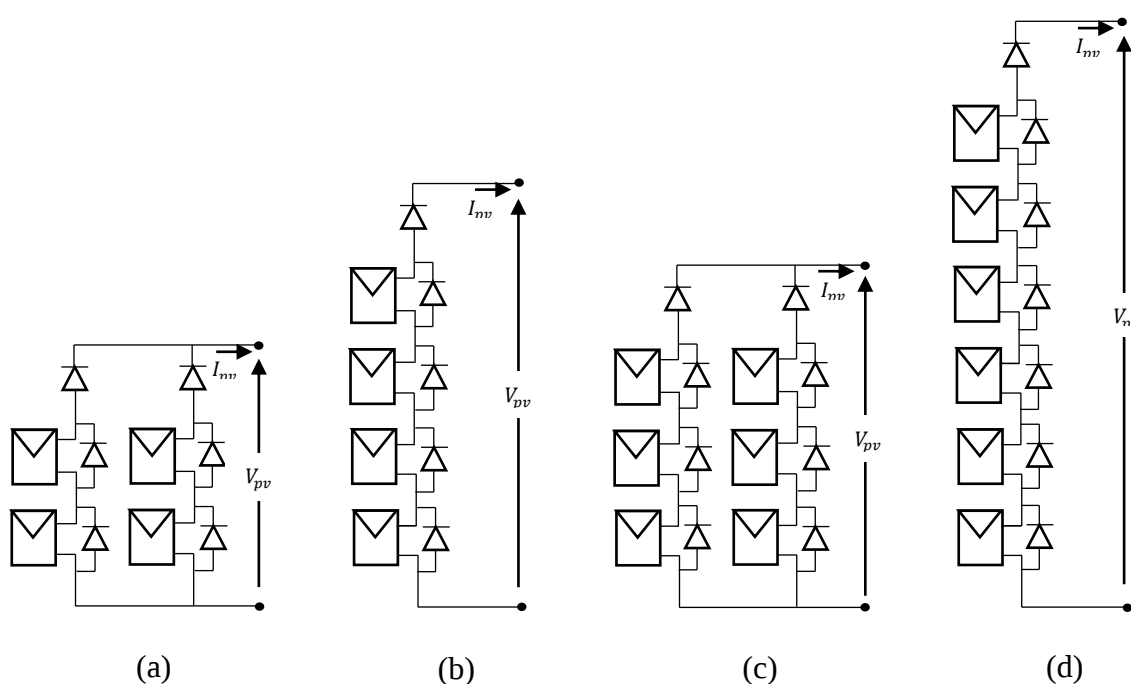


Figure III.6 : configurations du générateur photovoltaïque sous ombrage partiel, (a) deux modules PV en série et deux en parallèle (2S/2P), (b) quatre modules PV en série (4S), (c) trois modules PV en série, en parallèle avec trois modules PV en série (3S/2P), (d) Six modules PV en série (6S)

Les quatre configurations du générateurs PV sont soumises chacune à trois modes d'irradiation solaire. Un cas qui présente une condition d'ensoleillement uniforme et les autres qui présentent deux conditions différentes d'ombrage partiel (Tableau III.3). Les cas 1 à 6 concernent les configurations comportant 4 modules PV ((2S/2P) et (4S)), et les cas 7 à 12 concernent les configurations comportant 6 modules PV ((3S/2P) et (6S)).

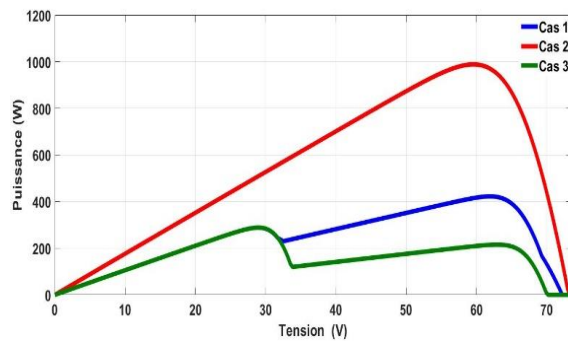
Module (M)	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5	Cas 6	Cas 7	Cas 8	Cas 9	Cas 10	Cas 11	Cas 12
M-I	400	1000	600	800	1000	400	600	1000	600	200	1000	200
M-II	200	1000	200	600	1000	400	400	1000	400	200	1000	400
M-III	800	1000	600	400	1000	1000	200	1000	200	400	1000	600
M-IV	600	1000	200	200	1000	1000	1000	1000	600	400	1000	800
M-V	----	----	----	----	----	----	900	1000	400	600	1000	900
M-VI	----	----	----	----	----	----	800	1000	200	600	1000	1000

Tableau III.3 : Irradiation solaire (W/m^2) de chaque module des différentes configurations du GPV sous différents mode d'ensoleillement

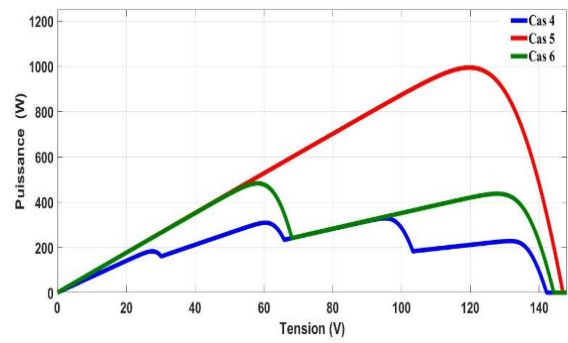
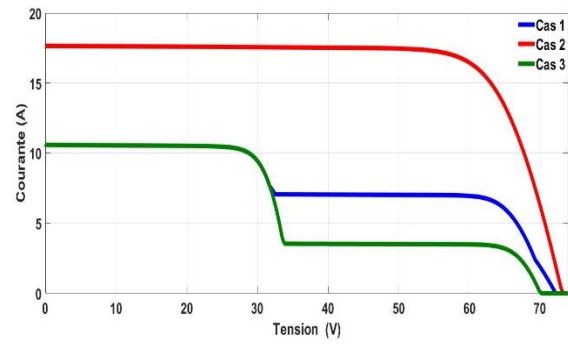
D'après les résultats de simulation de Figure 7, quelques remarques ont été observées :

- Une condition d'éclairement uniforme se caractérise par la présence d'un seul point de puissance maximal.
- Une condition d'ombrage partiel est caractérisée par la présence d'un point de puissance maximal global, en plus de nombreux points de puissance maximum locaux.
- Plus le nombre de panneaux ayant le même niveau d'éclairement augmente, plus le nombre de points de puissance maximum diminue et inversement.
- Plus les niveaux d'éclairement des panneaux PV sont remarquablement différents, plus les points de puissance maximum sont remarquablement différents et observés et vice versa
- Dans des conditions d'ombrage partiel, les points de puissance maximum sont clairement observés dans les configurations du GPV associant les modules PV en série telles que 4S et 6S (Figure III.7.b et Figure III.7.4d), comparés aux configurations du GPV associant les modules PV en série/parallèle telles que 2S/2P et 3S/2P (Figure III.7.4a et Figure III.7.4c).

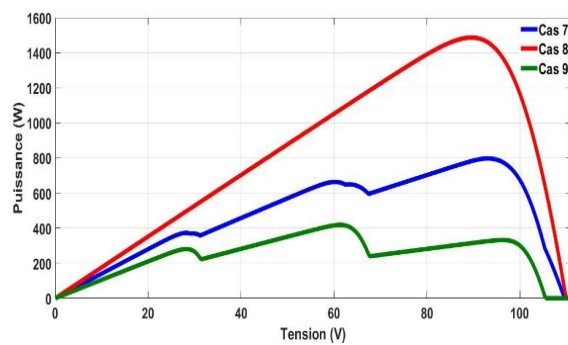
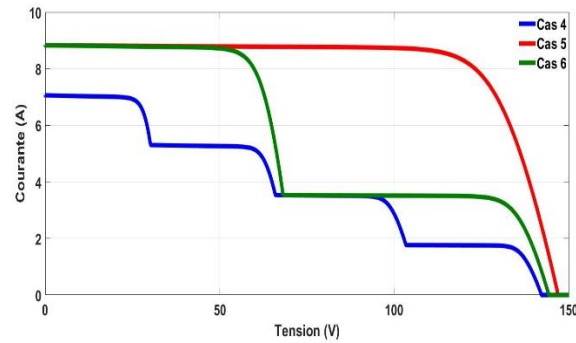
Sur la base des remarques ci-dessus, pour améliorer l'efficacité de conversion de puissance du générateur PV, il est indispensable de contrôler la tension de sortie du générateur PV de manière à extraire sa puissance maximale. Cela peut être une tâche difficile, surtout dans conditions d'ombrage partiel, où un point de puissance maximum global émerge entre de nombreux points de puissance maximum locaux. Par conséquent, une commande MPPT efficace et fiable doit être utilisée pour forcer le GPV à suivre avec précision le point de puissance maximum global. Pour ce faire, les deux techniques de commande MPPT, MPPT basé sur CSA et MPPT basé sur DCSA, seront employées et leurs performances seront comparées



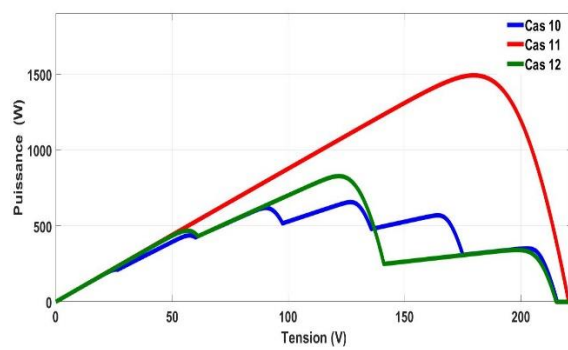
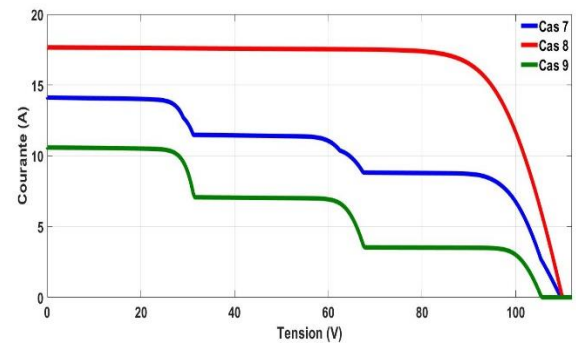
(a) 2S/2P



(b) 4S



(c) 3S/2P



(d) 6S

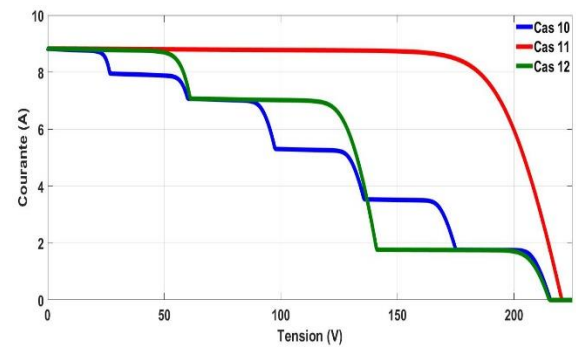


Figure III.7 : Caractéristiques P-V et I-V du générateur

III.5.2 Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 2S/2P du GPV

Les modes simulés d'irradiation solaire sont donnés dans le Tableau 3. Chaque mode dure 2 secondes, en commençant par le premier cas d'ombrage partiel (cas1), où chaque module PV est exposé un niveau d'irradiation différent. Le mode 2 présente la condition d'un ensoleillement uniforme de 1000 W/m^2 pendant la période de temps de $t = 2 \text{ s}$ à $t = 4 \text{ s}$. Le deuxième ombrage partiel (cas 3) est considéré de $t = 4 \text{ s}$ à $t = 6 \text{ s}$ avec le même niveau d'irradiation solaire pour chaque 2 modules PV parmi des 4 modules de la configuration.

Ces cas d'irradiation solaire sont appliqués à la configuration (2S/2P) du GPV qui alimente une charge résistive via un convertisseur Boost contrôlé par la MPPT basé sur CSA, puis contrôlé par la MPPT basé sur DCSA. Les résultats de simulation correspondants (puissance PV, tension de charge, courant de charge et rapport cyclique) sont illustrés dans la Figure III.8.

Sous la première condition d'ombrage partiel (cas 1), la puissance en régime permanent obtenue par MPPT-DCSA est d'environ 422,17 watts, et elle atteinte après un temps de réponse de 0,044 seconde. Par contre, La puissance en régime permanent obtenue par MPPT-CSA est d'environ 422,18 watts, et elle est atteinte après un temps de réponse de 0,149 seconde (presque 3,5 fois le temps de réponse de la commande MPPT-DCSA). Donc, les commandes MPPT-DCSA et MPPT-CSA permet d'atteindre équitablement l'efficacité énergétique de 99,96 % de la valeur de référence de la puissance maximale globale (422,32 Watts) calculée pour ce cas d'ombrage partiel. Durant le régime transitoire, le système PV commandé par la MPPT-DCSA proposée montre moins de fluctuations de puissance par rapport au cas où il est commandé par la MPPT-CSA (Figure III.8.a). Par conséquent, la MPPT-DCSA permet au système PV d'atteindre le GMPP réel presque 3,5 fois plus rapidement que la CSA-MPPT avec moins d'oscillations de puissance. En d'autres termes, Le système PV sous la commande MPPT-DCSA détecte efficacement et précisément et converge rapidement vers le GMPP, par rapport au cas où il commandé par la CSA-MPPT (Figure 8.b). Les tensions et les courants de charge correspondants sont représentés dans (Figure III.8.c) et (Figure III.8.d).

Dans la deuxième mode d'ensoleillement (cas 2), les deux commande MPPT-DCSA et MPPT-CSA permettent au système PV d'atteindre une puissance de 989,29 watts après un temps de réponse de 0,073 seconde pour la première technique de contrôle et 0,820 seconde pour la deuxième. Sous cet ensoleillement uniforme, MPPT-DCSA et MPPT-CSA permettent toute les deux au système d'atteindre une efficacité énergétique de 99,58 % de la puissance nominale totale (993,4 watts),

calculée pour cet ensoleillement uniforme de 1000 W/m^2 . La tension de sortie du GPV correspondante à cette puissance est égale à $59,6 \text{ V}$; ce qui est très proche de la tension du point de puissance maximale globale (GMPP) calculée à partir des paramètres du module PV du Tableau III.2 ($V_{mp} = 2 \times 30 = 60 \text{ V}$). En ce qui concerne le régime transitoire, il est caractérisé par des fluctuations de puissance pour la technique de contrôle MPPT-CSA et des fluctuations insignifiants pour la technique de contrôle MPPT-DCSA. En plus, le temps de réponse réalisé par la MPPT-DCSA est de 11 fois plus court que celui réalisé par la MPPT-CSA (Fig. 8a). Les rapports cycliques correspondant aux deux techniques de commande (MPPT-CSA et MPPT-DCSA) convergent vers la même valeur de 0,46, avec temps de convergence plus court avec moins de fluctuations du rapport cyclique de la MPPT-DCSA par rapport au celui de la MPPT-CSA (Figure 8b). Les tensions et les courants de charge correspondants sont présentés sur la Figure 8c et la Figure 8d.

Pour le troisième mode d'ensoleillement, la MPPT-CSA a légèrement surpassé la MPPT-DCSA en réalisant une puissance de 288,5 Watts pour la MPPT-CSA et 287,5 Watts pour MPPT-DCSA par rapport la puissance maximale globale de référence calculée (288,75 W Watts). L'efficacité énergétique est de 99,91 % pour la MPPT-CSA et de 99,56 % pour la MPPT-DCSA. En termes de temps de réponse, la MPPT-DCSA a réalisé un temps de réponse plus de 5 fois plus court que celui réalisé par la CSA-MPPT (Figure III.8.a). Les rapports cycliques, les tensions et les courants de charge correspondants sont représentés sur la Figure III.8b, la Figure III.8c et la Figure III.8d.

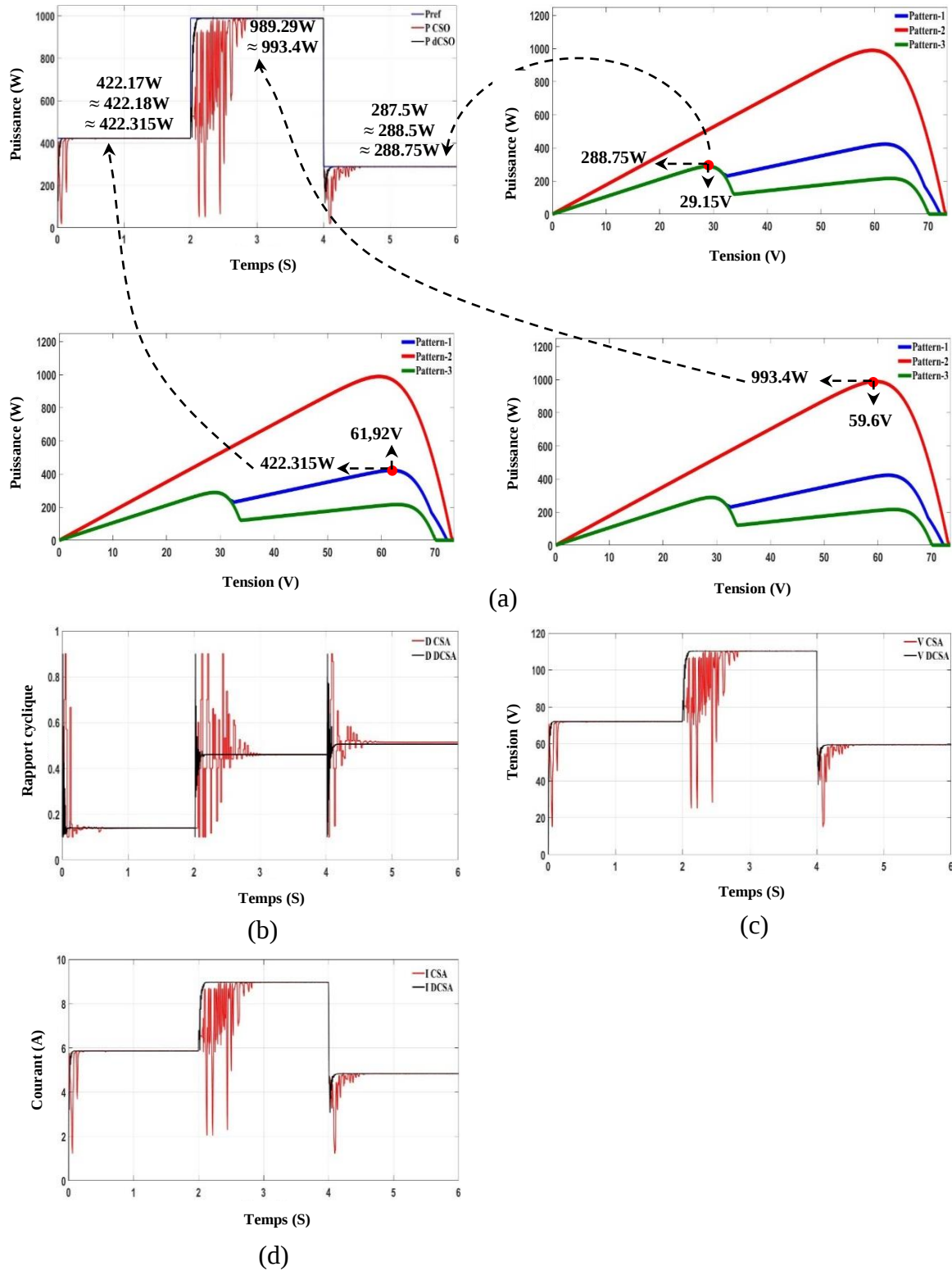


Figure III.8 : Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 2S/2P du GPV.

III.5.3. Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 4S du GPV

Les modes d'ensoleillement (cas 4, cas 5 et cas 6) présentés dans le Tableau III.3 sont appliqués successivement pendant 2 secondes de temps pour chaque cas. Ces modes sont appliqués au GPV à quatre modules en série (4S) qui alimente une charge résistive via un convertisseur élévateur contrôlé par la MPPT-CSA, et ensuite, contrôlé par la DCSA-MPPT. Les résultats de simulation correspondants (puissance PV, tension de charge, courant de charge et formes d'onde du rapport cyclique) sont représentés sur la Figure III.9.

Sous la condition d'ombrage partiel du mode 4 (cas 4), la puissance obtenue par la MPPT-DCSA est d'environ 327,68 watts avec un temps de réponse de 0,061 seconde; tandis que la puissance obtenue par la MPPT-CSA est d'environ 281,2 Watts avec un temps de réponse de 0,166 secondes. La MPPT-DCSA proposée assure une efficacité de 99,88% de la puissance maximale globale de référence (328,06 Watts) calculée pour ce mode d'ombrage partiel. Quant à la MPPT-CSA, elle assure une efficacité remarquablement inférieure de 85,716 % (Figure III.9a). Le manque de précision de la commande MPPT-CSA à suivre le point de puissance maximal est dû à l'utilisation d'une population de taille limitée (4 particules ou 4 valeurs du rapport cyclique), qui est couramment choisie pour les algorithmes CS conventionnel. Pour augmenter la précision de poursuite du point maximal de puissance, la taille de la population (rapport cyclique) devrait être augmentée; mais le temps de réponse sera également augmenté, ce qui diminue la vitesse de poursuite du point maximal. Les rapports cycliques de la MPPT-DCSA et de la MPPT-CSA convergent vers des valeurs différentes, qui sont successivement 0,255 et 0,158. En ce qui concerne la condition d'ombrage partiel du cas 6, lorsque le système PV est contrôlé par la MPPT-DCSA, il a réussi à suivre le PPM global réel de 482,693 Watts en atteignant une puissance de 482,06 Watts, soit 99,868 % du PPM global réel. Lorsque le même système PV est contrôlé par la MPPT-CSA, il a été piégé dans le PPM local de 425,43 W en atteignant une puissance de 425,41 Watts, soit 88,132 % du PPM global réel (Figure III.9.a). Par conséquent, le rapport cyclique de la MPPT-DCSA et le rapport cyclique de la MPPT-CSA convergent vers des valeurs différentes, qui sont successivement 0,626 et 0,102. Selon ces résultats des deux conditions d'ombrage partiel (cas 4) et (cas 6), il est tout à fait clair que la MPPT-DCSA a réussi à poursuivre le PPM global avec haute efficacité et fiabilité comparé à la MPPT-CSA. Les tensions et les courants de charge, correspondant aux deux conditions d'ombrage partiel du cas 4 et du cas 6, sont illustrés dans la Figure III.9.c et la Figure III.9.d.

Dans la condition d'ensoleillement uniforme du cas 5, caractérisé par l'existence d'un seul PPM, la MPPT-DCSA et la MPPT-CSA ont réussi à assurer une puissance de 994,4 watts, correspondant à

99,97 % du PPM réel de 994,66 watts. La tension de sortie du GPV dans ce cas est égale à 119,71 V, ce qui est très proche de la tension du PPM du générateur PV calculée en fonction des paramètres du module PV du Tableau III.1 ($V_{mp} = 4 \times 30 = 120$ V). En ce qui concerne les temps de réponse (régime transitoire), la MPPT-DCSA a enregistré 0,089 secondes et la MPPT-CSA a enregistré 0,702 secondes. Durant ce régime transitoire, le système PV a connu des fluctuations significatives de la puissance PV, lorsqu'il est contrôlé par la MPPT-CSA par rapport au cas où il est contrôlé par la MPPT-DCSA (Figure III.9a). Les rapports cycliques correspondant à la MPPT-CSA et à la MPPT-DCSA convergent vers la même valeur de 0,465, avec un temps de convergence plus court avec moins de fluctuations pour la MPPT-DCSA par rapport à la MPPT-CSA (Figure III.9b). La tension et le courant de charge correspondants sont illustrés dans la Figure III.9.c et la Figure III.9.d.

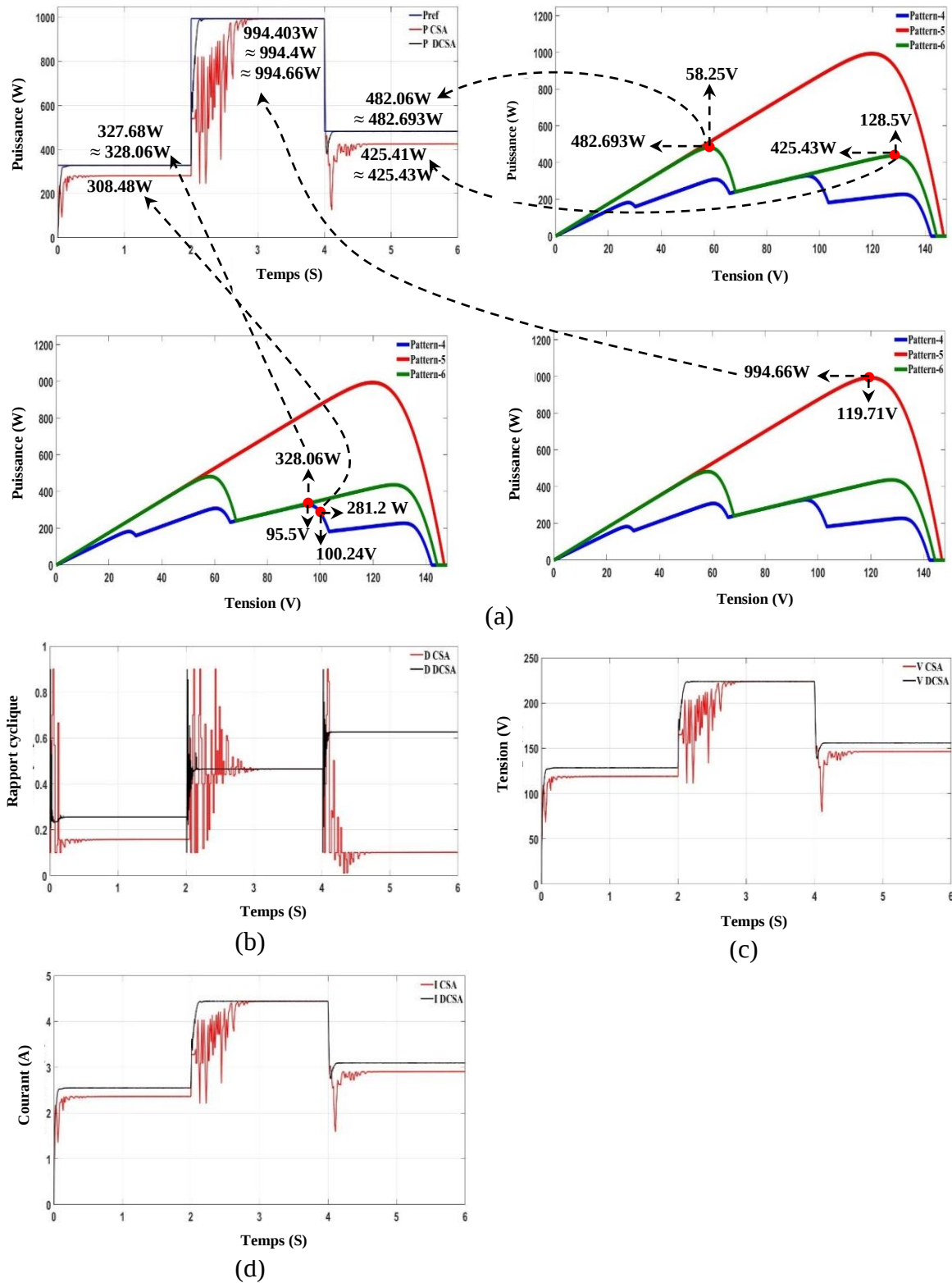


Figure III.9 : Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 4S du GPV

III.5.4. Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 3S/2P du GPV

Pour la condition d'ombrage partiel du cas 7, La MPPT-DCSA a assuré la poursuite avec succès du GMPP (797,7 Watts) avec une efficacité de 99,94% en réalisant une puissance de 797,3 watts dans un temps de 0,046 secondes. Pour le même ombrage partiel, la MPPT-CSA a échoué à assurer la poursuite du GMPP (797,7 Watts) en réalisant une puissance de 749,3 W (MPP local) avec une efficacité de 93,93% dans un temps de 0,165 secondes (Figure III.10.a). Les rapports cycliques correspondant convergent vers des valeurs différentes, qui sont 0,222 pour la MPPT-DCSA et 0,158 pour MPPT-CSA ; avec un temps de convergence nettement plus court avec moins de fluctuation observé sur le rapport cyclique la MPPT-DCSA par rapport au rapport cyclique de la MPPT-CSA (Figure III.10.b). Les tensions et les courants de charge, correspondant aux conditions d'ombrage partiel du cas 7, sont présentés dans la Figure III.10.c et la Figure III.10.d.

Sous l'ensoleillement uniforme du cas 8, bien que la MPPT-DCSA et la MPPT-CSA aient assuré la poursuite du point de puissance maximum de 1486 Watts avec une efficacité de 99,96% en enregistrant une puissance de 1485,5 Watts ; la MPPT-DCSA été 9 fois plus rapide dans la poursuite que la MPPT-CSA, en réalisant un temps de réponse de 0,084 secondes contre 0,776 secondes pour la MPPT-CSA (Figure III.10.a). Par conséquent, les rapports cycliques correspondant ont convergé approximativement vers la même valeur de 0,453, avec différence du temps de convergence (Figure III.10.b). Les tensions et les courants de charge correspondants sont présentés dans la Figure III.10.c et la Figure III.10.d.

Les mêmes remarques ont été observées concernant la condition d'ombrage partiel du cas 9. La MPPT-DCSA et la MPPT-CSA ont permis d'atteindre le GMPP de 418,4 watts avec efficacité énergétique de 99,96% en enregistrant une puissance de 418,24 Watts. Cependant, la MPPT-DCSA a marqué un temps de réponse 5 fois plus court que le temps de réponse assuré par la MPPT-CSA, avec moins de fluctuation de puissance (Figure III.10.a). Par conséquent, les rapports cycliques correspondants ont convergé approximativement vers la même valeur (0,293 pour MPPT-DCSA et 0,292 pour MPPT-CSA), avec différence du temps de convergence (Figure III.10.b). Les tensions et les courants de charge correspondant sont illustrés dans la Figure III.10.c et la Figure III.10.d.

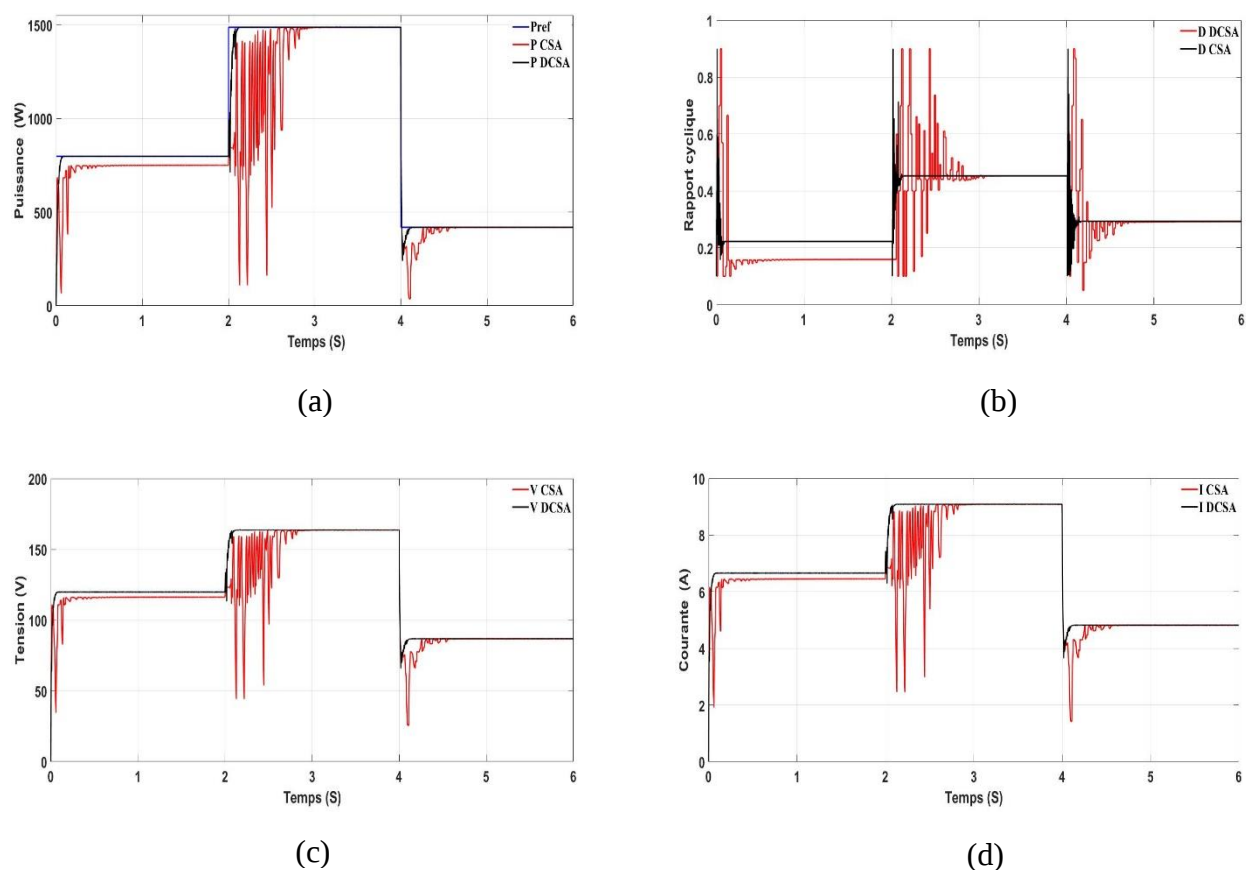


Figure III.10 : Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 3S/2P du GPV.

III.5.5. Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 6S du GPV

Sous condition d'ombrage partiel du cas 10, la puissance obtenue en utilisant la MPPT-DCSA était de 656,45 Watts après un temps de réponse de 0,078 secondes ; tandis que la puissance obtenue en utilisant la MPPT-CSA était de 565,44 Watts après un temps de réponse de 0,22 secondes. En d'autres termes, la DCSA-MPPT a permis d'atteindre 99,88 % du GMPP réel (657,2 Watts) ; tandis que, la MPPT-CSA était piégée dans l'un des MPP locaux avec 86,03 % de la puissance du GMPP (Figure III.11.a). Par conséquent, les rapports de commande ont convergé vers deux valeurs différentes de 0,398 pour la MPPT-DCSA et 0,155 pour la MPPT-CSA (Figure III.11.b). Les tensions et les courants de charge correspondant sont présentés dans la Figure III.11.c et la Figure III.11.d.

Avec le mode d'ensoleillement uniforme du cas 11, un seul MPP caractérisera la courbe puissance-tension du générateur photovoltaïque. Dans ce cas, ce MPP correspond à une puissance de 1491,8 Watts. Avec la MPPT-DCSA, la puissance du GPV atteint 99,91% du MPP avec 1490,55 Watts, après temps de réponse de 0,089 seconde. Avec la MPPT-CSA, la puissance du GPV atteint 99,67% du MPP avec 1486,90 Watts, après un temps de réponse de 0,632 seconde. Ainsi, bien que les deux techniques MPPT aient réussi à garantir la poursuite du MPP, la MPPT-DCSA a démontré une vitesse de poursuite élevée (plus de 7 fois plus rapide) par rapport à la MPPT-CSA (Figure III.11.a). Les rapports cycliques correspondants sont illustrés dans la Figure III.11.b, tandis que les tensions et les courants de charge correspondants sont présentés dans la Figure III.11.c et la Figure III.11.d.

Les mêmes remarques ont été observées durant la condition d'ombrage partiel du cas 12. Le MPPT-DCSA a garanti 99,882 % de la puissance GMPP (828,92 Watts) en réalisant 827,95 Watts. La MPPT-CSA a assuré 99,886 % de la puissance GMPP en réalisant 827,98 Watts. Ainsi, les deux techniques MPPT ont permis la poursuite avec succès du GMPP, avec la différence de vitesse de poursuite, où la MPPT-DCSA a démontré de meilleures performances par rapport à la MPPT-CSA (Figure III.11.a). Les rapports cycliques correspondants sont illustrés dans la Figure III.11b, et les tensions et les courants de charge correspondants sont présentés dans la Figure III.11.c et la Figure III.11.d.

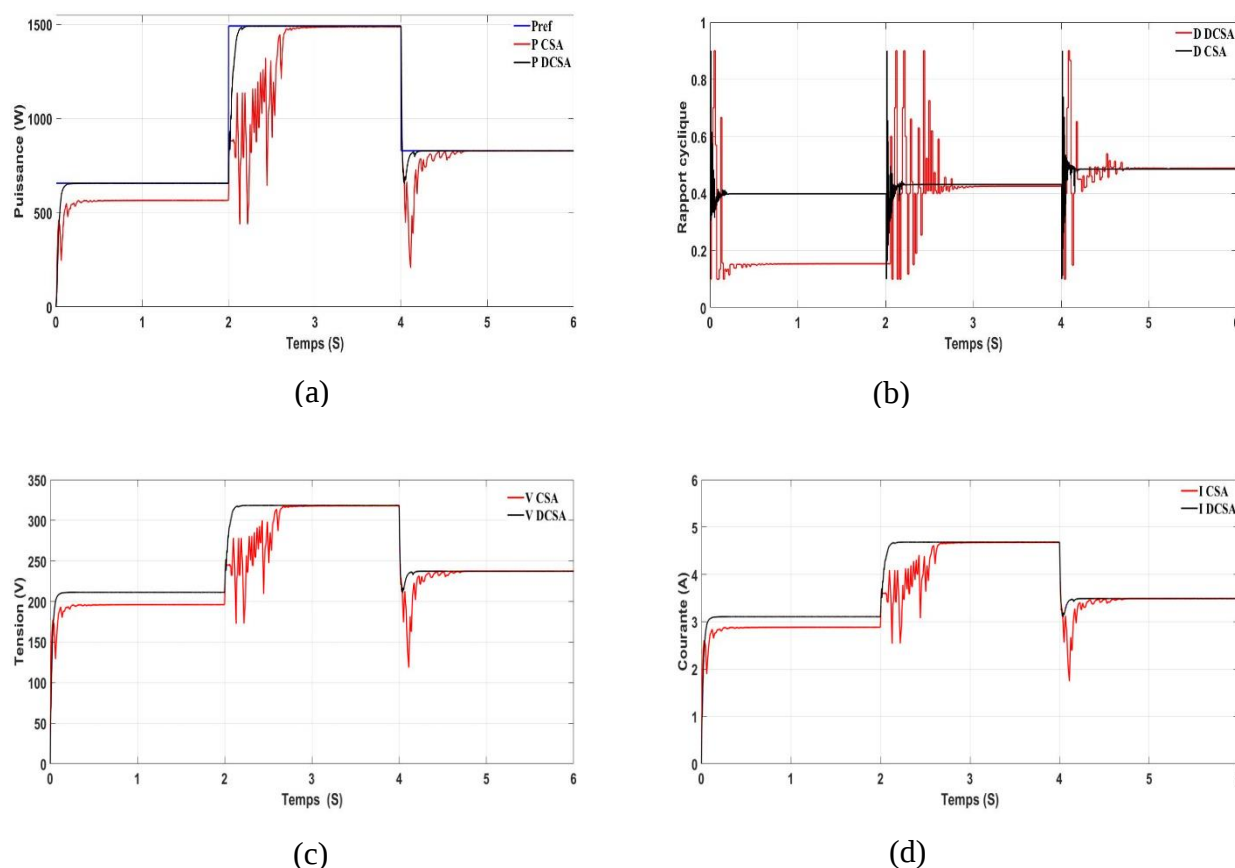


Figure III.11 : Résultats de la simulation des commandes MPPT-CSA et MPPT-DCSA appliquées à la configuration 6S du GPV

Pour évaluer les performances de la MPPT-DCSA proposée par rapport à la MPPT-CSA conventionnel, les résultats de simulation du système PV contrôlé par la MPPT-DCSA sont comparés quantitativement et qualitativement aux résultats de simulation du même système PV lorsqu'il est contrôlé par la MPPT-CSA pour les mêmes configurations du générateurs PV et les mêmes modes d'ensoleillement (Figure III.12, Tableau III.4 et Tableau III.5).

Il est tout à fait clair que sur 12 cas (12 modes) de d'ensoleillement, La technique de contrôle MPPT-CSA a réussi à poursuivre le GMPP dans 8 cas (cas 1, cas 2, cas 3, cas 5, cas 8, cas 9, cas 11, cas 12), et a échoué pour les 4 autres cas (cas 4, cas 6, cas 7 et cas 10), comme le montrent la Figure III.12.a et la Figure III.12.b et le Tableau III.4. En outre, lorsque la technique de contrôle MPPT-CSA a réussi à poursuivre le GMPP réel, les temps de réponse (temps de convergence) était relativement longs (Figure III.12.c et Tableau III.4). Au contraire, la technique de contrôle MPPT-DCSA proposée a réussi à poursuivre le GMPP dans les 12 cas d'ensoleillement et les 4

configurations du GPV, avec des temps de réponse plus courts (Figure III.12.a, Figure III.12.b, Figure III.12.c et Tableau III.4).

Configuration PV	Cas d'ombrage	Algorithme de poursuite	Puissance (W)	Tension (V)	Courante (A)	Rapport cyclique	Temps de réponse (sec)	Localiser GM	Puissance maximale réelle de la courbe P-V	Efficacité de poursuite (%)
2S/2P	cas 1	DCSA	422.16	72.065	5.8582	0.1398	0.044	Oui	422.18	99.995
		CSA	422.14	72.063	5.8579	0.1393	0.149	Oui		99.990
	cas 2	DCSA	989	110.25	8.962	0.46	0.073	Oui	989.29	99.97
		CSA	989	110.25	8.962	0.495	0.820	Oui		99.97
	cas 3	DCSA	287.5	59.48	4.836	0.506	0.085	Oui	288.75	99.56
		CSA	288.5	59.56	4.482	0.514	0.470	Oui		99.91
4S	cas 4	DCSA	327.68	128.513	2.559	0.255	0.061	Oui	328.06	99.884
		CSA	281.2	119.045	2.362	0.158	0.166	Non		85.716
	cas 5	DCSA	994.403	223.755	4.439	0.465	0.089	Oui	994.66	99.974
		CSA	994.4	223.755	4.439	0.465	0.702	Oui		99.973
	cas 6	DCSA	482.06	155.87	3.092	0.626	0.085	Oui	482.693	99.868
		CSA	425.41	146.428	2.905	0.102	0.379	Non		88.132
3S/2P	cas 7	DCSA	797.3	119.795	6.655	0.222	0.046	Oui	797.7	99.949
		CSA	749.3	116.135	6.452	0.158	0.165	Non		93.932
	cas 8	DCSA	1485.5	163.55	9.086	0.453	0.084	Oui	1486	99.966
		CSA	1485.5	163.55	9.086	0.453	0.776	Oui		99.966
	cas 9	DCSA	418.24	86.754	4.820	0.293	0.087	Oui	418.4	99.961
		CSA	418.21	86.750	4.819	0.292	0.470	Oui		99.954
6S	cas 10	DCSA	656.45	211.28	3.107	0.398	0.078	Oui	657.2	99.885
		CSA	565.44	196.08	2.883	0.153	0.22	Non		86.037
	cas 11	DCSA	1490.55	318.36	4.682	0.431	0.089	Oui	1491.8	99.916
		CSA	1486.90	317.98	4.676	0.425	0.632	Oui		99.671
	cas 12	DCSA	827.95	237.28	3.489	0.488	0.089	Oui	828.92	99.882
		CSA	827.98	237.28	3.489	0.485	0.534	Oui		99.886

Tableau III.4 : Comparaison quantitative des performances des commande MPPT-DCSA et MPPT-CSA pour 12 modes d'ensoleillement 4 configurations du GPV

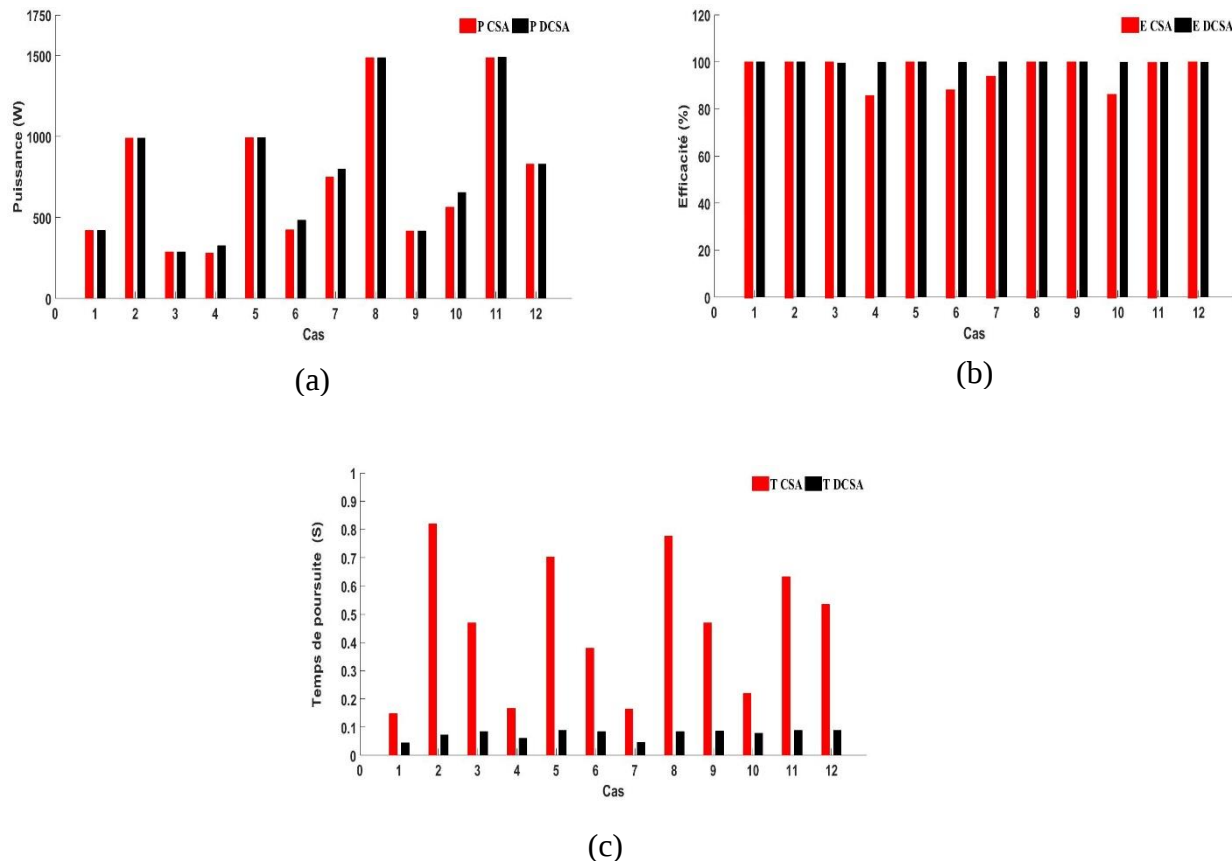


Figure III.12 : Puissance de sortie du GPV, efficacité et temps de réponse des deux techniques (MPPT-DCSA et MPPT-CSA) pour 12 modes d'ensoleillement et 4 configurations du GPV :

(a) Puissance, (b) Efficacité de poursuite, (c) Temps de réponse (temps de poursuite)

Paramètres	CSA	DCSA
Réussite de poursuite	Bon	Excellent
Vitesse de poursuite	Modéré	Rapide
Nombre d'Itérations	Plus	Moins
Particules initiales	Dépendant	Indépendant
Nombre de particules	4	9/6/3

Tableau III.5 : Performances de poursuite et caractéristiques des deux techniques (MPPT-DCSA et MPPT-CSA)

III.6. Conclusion

Comme la puissance de sortie du générateur photovoltaïque dépend fortement de la valeur d'irradiation solaire et de son niveau d'uniformité (ou de non-uniformité), qui sont eux-mêmes des facteurs dépendant du temps, la maximisation de la puissance du GPV devient très compliquée. De nombreuses techniques de contrôle ont été développées pour la poursuite du point de puissance maximale du GPV dans des conditions d'ensoleillement solaire uniforme/non-uniforme. La MPPT basée sur l'algorithme de recherche Coucou (Cuckoo) est l'une de ces techniques, qui s'est avérée une bonne performance en termes de précision, en particulier dans des conditions d'éclairement solaire uniforme. Cependant, dans des conditions d'ombrage partiel du générateur photovoltaïque, elle a démontré relativement un faible niveau de fiabilité de poursuite du point de puissance maximale global réel, en étant piégé dans les maximums locaux. Pour surmonter ces inconvénients, dans ce chapitre, on a développé un algorithme de recherche coucou distributif doté d'un estimateur d'état d'uniformité d'irradiation solaire (vu par le GPV), pour la poursuite du point de puissance maximale du GPV dans des conditions d'ensoleillement solaire uniforme/non-uniforme. Cet algorithme nommé (DCSA-MPPT) a révélé un haut niveau de précision et de fiabilité, une vitesse de poursuite élevée et une faible fluctuation de la puissance de sortie du générateur photovoltaïque.

Chapitre IV

Application de la technique MPPT-DCSA au système de pompage PV

IV.1. Introduction

Comparé à l'algorithme MPPT-CSA, l'algorithme MPPT-DCSA, développée dans le chapitre précédent, a montré de bonnes performances de poursuite de la puissance maximale du GPV lorsqu'il alimente une charge résistive via un convertisseur DC-DC Boost.

Dans ce chapitre, on va mettre en test l'algorithme MPPT-DCSA dans la poursuite de la puissance maximale du GPV lorsqu'il alimente, via l'association convertisseur Boost-onduleur de tension, un moteur asynchrone triphasé entraînant une pompe d'eau. Pour ce faire, on va modéliser les différentes composantes de ce système de pompage photovoltaïque avec leurs commandes, et on va simuler ce système pour analyser les résultats de simulation obtenus.

IV.2. Modélisation de l'Association Convertisseur DC/AC-Moteur asynchrone triphasé-Pompe d'eau

IV.2.1. Modélisation du moteur asynchrone triphasé

Le moteur (la machine) asynchrone (MAS) est la machine la plus répandue dans les applications ou les systèmes d'entraînement électrique à vitesse constante ou à vitesse variable y compris les systèmes de pompage PV. Cela est dû aux avantages suivants [28], [64], [65], [66] :

- Simple construction ou fabrication du moteur (rotor à cage d'écureuil simple non alimenté et sans aimant permanent, stator alimenté à travers des bagues liés aux extrémités des bobines statoriques au lieu du collecteur (sans balais) comme dans la machine à courant continu),
- Simple construction ou fabrication du moteur permet la réduction de son prix et offre une robustesse qui permet un fonctionnement fiable avec peu d'entretien (faible coût de maintenance), et un rapport puissance/poids relativement élevé,
- Gamme de puissance importante de quelques kilowatts à quelques mégawatts.

Le moteur (machine) asynchrone se compose de deux parties de base coaxiales et séparées par un entrefer. La première partie appelée « stator ou primaire » est fixe et porte un enroulement triphasé situé dans des encoches reliées à une source d'alimentation, et l'autre partie appelée « rotor ou secondaire » est mobile (souvent tournante) qui peut être bobiné ou à cage d'écureuil [28], [64], [65], [66].

La modélisation ou la mise en équation de la machine asynchrone est développée en adoptant les hypothèses simplificatrices suivantes [28], [64], [65], [66] :

- Entrefer constant (pas de saillance (MAS à pôles lisses)).
- Effet des encoches négligé.
- Distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices (f.m.m sinusoïdales).
- Circuit magnétique non-saturé ou perméabilité magnétique constante (inductances propres constantes).
- Effet d'encochage et pertes ferromagnétiques négligeables.
- Les courants induits dans le circuit magnétique (courants de Foucault) sont supposés négligeables (l'influence de courants de Foucault sur les caractéristiques est négligeable).
- Influence de l'effet de peau et de l'échauffement sur les paramètres de la MAS est négligeable (les résistances statoriques et rotoriques sont constantes et ne varient pas avec la température).

Ces choix signifient entre autres que :

- les flux sont additifs.
- les inductances propres sont constantes.
- Il y a une variation sinusoïdale des inductances mutuelles entre les enroulements statoriques et rotoriques en fonction de l'angle électrique de leurs axes magnétiques.

La structure principale de la machine asynchrone est représentée dans son repère réel triphasé par la figure (1.1). Elle comporte six enroulements dans l'espace électrique (trois phases statoriques (S_a , S_b , S_c) et trois phases rotoriques (R_a , R_b , R_c) en court circuits sur elles-mêmes). Les axes statoriques sont décalés entre eux d'un angle ($2\pi/3$), ainsi que les axes rotoriques. L'angle (θ) représente l'angle électrique entre l'axe de la phase rotorique (R_a) et l'axe fixe de la phase statorique de référence (S_a). Les flux sont considérés positifs selon le sens des axes des enroulements de la machine asynchrone.

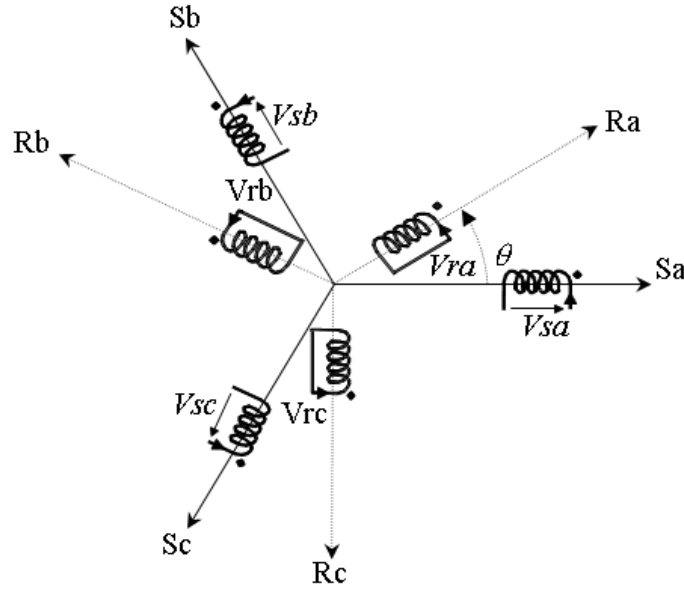


Figure IV.1 : Représentation des enroulements de la machine asynchrone triphasée dans l'espace.

Le comportement de la MAS est défini par trois types d'équations à savoir :

- les équations électriques.
- les équations magnétiques.
- l'équation mécanique.

IV.2.1.1. Modélisation du moteur asynchrone triphasé dans le repère réel triphasé

a. Equations électriques

Les équations électriques (équations de tension) des trois phases statoriques du stator d'indice "s" et des trois phases rotoriques du rotor d'indice "r" s'écrivent respectivement en appliquant la loi d'Ohm généralisée à chaque phase comme suit [28], [64], [65], [66] :

$$[V_{sabc}] = [R_s][i_{sabc}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{sabc}] = \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (IV.1)$$

$$[V_{rabc}] = [R_r][i_{rabc}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{rabc}] = \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{ra} \\ \Phi_{rb} \\ \Phi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (IV.2)$$

Avec :

V , i et Φ sont respectivement la tension, le courant et le flux.

R_s et R_r sont respectivement la résistance d'une phase statorique et la résistance d'une phase rotorique.

b. Equations magnétiques

Les relations entre les flux et les courants statoriques et rotoriques s'écrivent [28], [64], [65], [66] :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \\ \Phi_{ra} \\ \Phi_{rb} \\ \Phi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{ss} & M_{ss} & M_{ss} & M_{1sr} & M_{3sr} & M_{2sr} \\ M_{ss} & l_{ss} & M_{ss} & M_{2sr} & M_{1sr} & M_{3sr} \\ M_{ss} & M_{ss} & l_{ss} & M_{3sr} & M_{2sr} & M_{1sr} \\ M_{1sr} & M_{2sr} & M_{3sr} & l_{rr} & M_{rr} & M_{rr} \\ M_{3sr} & M_{1sr} & M_{2sr} & M_{rr} & l_{rr} & M_{rr} \\ M_{2sr} & M_{3sr} & M_{1sr} & M_{rr} & M_{rr} & l_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \\ i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{sabc} \\ \Phi_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_{ss}] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_{rr}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [i_{sabc}] \\ [i_{rabc}] \end{bmatrix} \quad (IV.3)$$

Ou :

$$\text{Pour le stator :} \quad [\Phi_{sabc}] = [L_{ss}] [i_{sabc}] + [M_{sr}] [i_{rabc}] \quad (IV.4)$$

$$\text{Pour le rotor :} \quad [\Phi_{rabc}] = [M_{rs}] [i_{sabc}] + [L_{rr}] [i_{rabc}] \quad (IV.5)$$

Avec :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_{ss} & M_{ss} & M_{ss} \\ M_{ss} & l_{ss} & M_{ss} \\ M_{ss} & M_{ss} & l_{ss} \end{bmatrix} \quad (IV.6)$$

$$[L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_{rr} & M_{rr} & M_{rr} \\ M_{rr} & l_{rr} & M_{rr} \\ M_{rr} & M_{rr} & l_{rr} \end{bmatrix} \quad (IV.7)$$

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = M_0 \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (IV.8)$$

$$\begin{bmatrix} M_{1sr} \\ M_{2sr} \\ M_{3sr} \end{bmatrix} = M_0 \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (IV.9)$$

Avec :

l_{ss} , l_{rr} : Respectivement l'Inductance propre d'une phase statorique et l'Inductance propre d'une phase rotorique.

M_{ss} : Inductance mutuelle entre deux phases statoriques.

M_{rr} : Inductance mutuelle entre deux phases rotoriques.

$M_{1sr,2sr,3sr}$: Inductances mutuelles instantanées entre une phase statorique et une phase rotorique.

M_0 : Maximum (valeur maximale) de l'inductance mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique.

Finalement, on aboutit au modèle suivant :

$$[V_{sabc}] = [R_s][i_{sabc}] + \frac{d}{dt} ([L_{ss}][i_{sabc}] + [M_{sr}][i_{rabc}]) \quad (IV.10)$$

$$[V_{rabc}] = [R_r][i_{rabc}] + \frac{d}{dt} ([M_{rs}][i_{sabc}] + [L_{rr}][i_{rabc}]) \quad (IV.11)$$

Deux remarques important sont observées :

- On note que le flux (Φ_{sa}) de la phase statorique (**Sa**) est composée de **6** flux, un flux propre ($l_{ss} \cdot i_{sa}$) et **5** flux mutuels (**2** flux mutuel entre les 2 phases statoriques (**Sb**) et (**Sc**) et la phase statorique (**Sa**) exprimés par ($M_{ss} \cdot i_{sb}$) et ($M_{ss} \cdot i_{sc}$), et **3** flux mutuels entre les 3 phases rotoriques (**Ra**), (**Rb**) et (**Rc**) et la phase statorique (**Sa**) exprimés par ($M_{1sr} \cdot i_{ra}$), ($M_{3sr} \cdot i_{rb}$) et ($M_{2sr} \cdot i_{rc}$). Même remarque est observée pour les autres flux statoriques et rotoriques. Cela signifie l'existence d'un fort couplage magnétique entre phases statoriques/statoriques et phases/rotoriques.
- Les inductances mutuelles stator/stator (M_{ss}) sont constantes mais les inductances mutuelles stator/rotor (M_{1sr} , M_{2sr} , M_{3sr}) sont variables et fonction de la position rotorique (θ). Donc, les flux mutuels rotor/stator ($M_{1sr} \cdot i_{ra}$), ($M_{3sr} \cdot i_{rb}$) et ($M_{2sr} \cdot i_{rc}$) varient en fonction de la position rotorique (θ).

Les deux remarque précédentes implique que le système d'équations magnétiques et par conséquence le système d'équations électriques est un système fortement couplé et non linéaire. Cela implique que sa résolution (définition des inconnues (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{ra} , i_{rb} , i_{rc} et θ) en fonction des connue (V_{sa} , V_{sb} , V_{sc}) et le paramètre de la MAS (R_s , R_r , L_{ss} , L_{rr} et $M_{1sr,2sr,3sr}$) est difficile et très compliqué. Cela peut se faire en utilisant les méthodes numériques, mais il est compliqué. Vue cela, il est indispensable de faire un changement de repère qui permet de transformer le modèle triphasé de la MAS en un modèle simple, moins couplé est moins compliqué à résoudre. Ce changement de repère est dit « transformation de Park » [64], [65], [66].

c. Equation électromagnétique

Par définition la puissance électrique instantanée reçue par le stator (puissance électrique statorique) s'écrit [64] :

$$P_{ele} = [V_{sabc}]^T [i_{sabc}] = V_{sa}i_{sa} + V_{sb}i_{sb} + V_{sc}i_{sc} \quad (IV.12)$$

Une partie de la puissance électrique statorique appelée « puissance électromagnétique instantanée » est transférée au rotor. Cette puissance s'écrit comme suit [64] :

$$P_e = e_{sa}i_{sa} + e_{sb}i_{sb} + e_{sc}i_{sc} \quad (IV.13)$$

Avec :

e_{sa}, e_{sb}, e_{sc} : Forces contre-électromotrices des phases statoriques.

La puissance électromagnétique instantanée est convertie en puissance mécanique (mouvement rotatif du rotor), en produisant le couple électromagnétique suivant [64] :

$$C_e = \frac{P_e}{\Omega} = \frac{e_{sa}i_{sa} + e_{sb}i_{sb} + e_{sc}i_{sc}}{\Omega} \quad (IV.14)$$

d. Equation mécanique

L'évolution de la vitesse de rotation en fonction du couple électromagnétique et de la charge de la machine caractérisée par le couple résistant C_r , est décrite par l'expression suivante [64], [66] :

$$J \frac{d}{dt} \Omega + f \Omega = C_e - C_r \quad \text{et} \quad \omega = p_p \Omega \quad (IV.15)$$

Avec

J : Moment d'inertie.

- f : Coefficient de forttement.
- C_r : Couple résistant imposé par la charge mécanique.
- C_e : Couple électromagnétique.
- Ω : Vitesse mécanique de rotation du rotor.
- ω : Vitesse électrique de rotation du rotor.
- p_p : Nombre de paires de pôles.

IV.2.1.2. Modélisation du moteur asynchrone triphasé dans le repère fictif de Park

a. Présentation de la transformation de Park

La transformation de Park permet le passage du système triphasé au système biphasé. Elle s'effectue en faisant correspondre aux variables réelles leurs composantes homopolaire, directe et en quadrature.

La figure IV.2 présente la machine asynchrone triphasée dont les phases statoriques sont présentées par ses axes (**As**, **Bs** et **Cs** ou **Sa**, **Sb** et **Sc** (figure IV.1)) et les bobines rotoriques sont présentées par ses axes (**ar**, **br** et **cr** ou **Ra**, **Rb** et **Rc** (figure IV.1)) ; ainsi que les différents repères (référentiels) biphasés orthogonaux fictifs utilisés pour sa modélisation, à savoir :

- Référentiel (u,v) (référentiel quelconque).
- Référentiel (x,y) (référentiel tournant lié au rotor).
- Référentiel (d,q) (référentiel tournant lié au champ tournant).
- Référentiel (α,β) (référentiel fixe lié au stator).

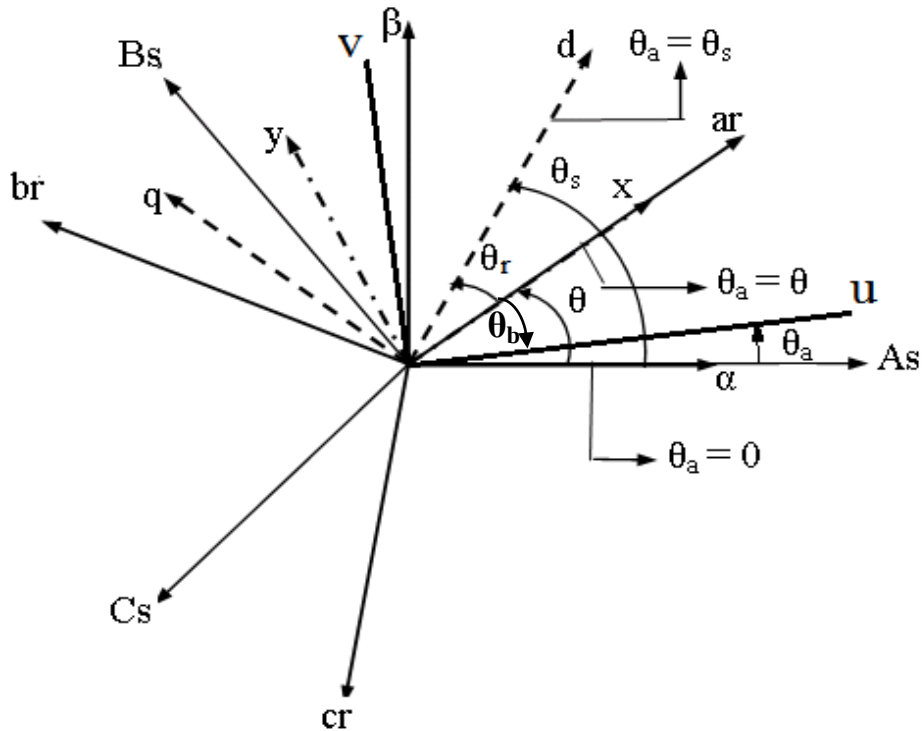


Figure IV.2 : Passage du système triphasé au système biphasé et inversement pour une MAS triphasée

θ_a : Représente l'angle instantané entre la phase de l'axe statorique A_s et l'axe u.

θ_b : Représente l'angle instantané entre la phase de l'axe rotorique a_r et l'axe u. ($\theta_b = \theta - \theta_a$)

$\omega_a = \frac{d\theta_a}{dt}$: Vitesse angulaire de rotation de l'axe **(u)** du repère d'axes biphasés **(uv)** par rapport à l'axe **(As)** du repère d'axes triphasés statoriques **(ABC)**.

$\omega = \frac{d\theta}{dt}$: Vitesse angulaire de rotation de l'axe (**ar**) du rotor par rapport à l'axe (**As**) du repère d'axes triphasés statoriques (**ABC**).

$\omega_s = \frac{d\theta_s}{dt}$: Vitesse angulaire de rotation du champ tournant (statorique) par rapport à l'axe (**As**) du repère d'axes triphasés statoriques (**ABC**).

$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt}$: Vitesse angulaire de rotation du champ tournant (statorique) par rapport à l'axe (**ar**) du rotor.

b. Transformation de Park appliquée aux équations (électriques et magnétiques) de la MAS

b.1. Transformation de Park vers le repère (u,v) (référentiel diphasé orthogonal quelconque)

Le passage du repère réel triphasé (abc) au repère fictif biphasé orthogonal d'axes **(uv)** s'effectue en faisant correspondre aux variables réelles statoriques et rotoriques leurs composantes directe, en quadrature et homopolaire, tout en faisant intervenir les angles entre les axes des enroulements statorique (**As, Bs et Cs**), les axes rotoriques (**ar, br et cr**) et les axes du repère fictif **(u,v)** (les angle θ_a pour les grandeur statorique et θ_b pour les grandeurs rotoriques tout en considérant les déphasages de $2\pi/3$ et $4\pi/3$) [64], [65], [66].

Le passage du système triphasé de tension statorique **(abc)** au système triphasé statorique **(uvo)** s'obtient à partir de la matrice de transformation de PARK $[P(\theta_a)]$ comme indiqué ci-dessous [64], [65], [66] :

$$\begin{bmatrix} V_{su} \\ V_{sv} \\ V_{so} \end{bmatrix} = [P(\theta_a)] \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_a) & \cos(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_a) & -\sin(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (IV.16)$$

Sachant que la composante homopolaire V_{so} est nulle pour les systèmes triphasés équilibrés, le système triphasé de Park **(uvo)** devient un système biphasé **(uv)**.

Les variables triphasées statoriques réelles sont obtenues à partir des variables triphasées (V_{su}, V_{sv}, V_{so}) par la transformation inverse de Park comme suit:

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = [P(\theta_a)]^{-1} \begin{bmatrix} V_{su} \\ V_{sv} \\ V_{so} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_a) & -\sin(\theta_a) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{su} \\ V_{sv} \\ V_{so} \end{bmatrix} \quad (IV.17)$$

De même pour les grandeurs rotoriques, le passage du système triphasé de tension rotorique **(abc)** au système triphasé rotorique **(uvo)** s'obtient à partir de la matrice de transformation de PARK $[P(\theta_b)]$, comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} V_{ru} \\ V_{rv} \\ V_{ro} \end{bmatrix} = [P(\theta_b)] \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_b) & \cos(\theta_b - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_b - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_b) & -\sin(\theta_b - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_b - \frac{4\pi}{3}) \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (IV.18)$$

Les variables triphasées rotoriques réelles sont obtenues à partir des variables biphasées (V_{ru}, V_{rv}, V_{ro}) par la transformation inverse de Park comme suit:

$$\begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = [P(\theta_b)]^{-1} \begin{bmatrix} V_{ru} \\ V_{rv} \\ V_{ro} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_b) & -\sin(\theta_b) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta_b - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_b - \frac{2\pi}{3}) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta_b - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_b - \frac{4\pi}{3}) & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ru} \\ V_{rv} \\ V_{ro} \end{bmatrix} \quad (IV.19)$$

Le passage du repère **(abc)** au repère **(uvo)** est applicable pour les tensions, les courants et les flux statoriques et rotoriques.

b.2. Transformation de Park vers le repère (x,y) (référentiel tournant lié au rotor)

Il se traduit par les conditions [64], [65], [66] :

$$\theta_a = \theta \Rightarrow \begin{cases} u \rightarrow x \\ v \rightarrow y \end{cases} \quad \text{et} \quad \frac{d\theta}{dt} = \omega = \omega_a \quad (\theta_b = \theta - \theta_a = 0)$$

Ce modèle est souvent utilisé pour le diagnostic des défauts de la MAS.

b.3. Transformation de Park vers le repère (d,q) (référentiel tournant lié au champ tournant)

Il se traduit par les conditions [64], [65], [66] :

$$\theta_a = \theta_s \Rightarrow \begin{cases} u \rightarrow d \\ v \rightarrow q \end{cases} \quad \text{et} \quad \omega_s = \frac{d\theta_s}{dt} = \omega_a \quad \text{Avec} \quad \omega_s - \omega = \omega_r \quad (\theta_b = \theta - \theta_a = \theta - \theta_s)$$

Le champ tournant peut être :

- Champ statorique Φ_s
- Champ rotorique Φ_r
- Champ d'entrefer Φ_g

Ce modèle est souvent utilisé pour la commande vectorielle par orientation du flux (statorique ou rotorique) de la MAS.

b.4. Transformation de Park vers le repère (α, β) (référentiel fixe lié au stator)

Il se traduit par les conditions [64], [65], [66] :

$$\theta_a = 0 \Leftrightarrow \begin{cases} u \rightarrow \alpha \\ v \rightarrow \beta \end{cases} \quad \text{et} \quad \frac{d\theta_a}{dt} = \omega_a = 0 \quad (\theta_b = \theta - \theta_a)$$

Les équations électriques statoriques et rotoriques prennent la forme suivante [64], [65], [66] :

$$\begin{bmatrix} V_{s\alpha} \\ V_{s\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{s\alpha} \\ \Phi_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.20})$$

$$\begin{bmatrix} V_{r\alpha} \\ V_{r\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r\alpha} \\ i_{r\beta} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{r\alpha} \\ \Phi_{r\beta} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Phi_{r\alpha} \\ \Phi_{r\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{IV.21})$$

Les équations magnétiques statoriques et rotoriques s'expriment par :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{s\alpha} \\ \Phi_{r\alpha} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{r\alpha} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.22})$$

$$\begin{bmatrix} \Phi_{s\beta} \\ \Phi_{r\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s\beta} \\ i_{r\beta} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.23})$$

Avec :

$L_s = l_{ss} - M_{ss}$: Inductance propre cyclique du stator à pôles lisses.

$L_r = l_{rr} - M_{rr}$: Inductance propre cyclique du rotor à pôles lisses.

$M = \frac{3}{2} M_0$: Inductance mutuelle cyclique entre stator et rotor.

$\Phi_{s\alpha}$: flux magnétique statorique dans le repère $\alpha\beta$ selon l'axe α .

$\Phi_{s\beta}$: flux magnétique statorique dans le repère $\alpha\beta$ selon l'axe β .

$\Phi_{r\alpha}$: flux magnétique rotorique dans le repère $\alpha\beta$ selon l'axe α .

$\Phi_{r\beta}$: flux magnétique rotorique dans le repère $\alpha\beta$ selon l'axe β .

On remarque que le flux (Φ_{sa}) est composé d'un flux propre ($L_s \cdot i_{sa}$) et d'un seul flux mutuel rotor/stator ($M \cdot i_{ra}$). Même remarque est observée pour les autres flux. Donc, les flux de la MAS dans ce modèle ($\alpha\beta$) sont moins couplés en comparaison avec les flux dans le modèle réel triphasé (abc) de la MAS. Cela rend les équations magnétiques et par conséquent les équations électriques de la MAS moins couplées et relativement faciles à résoudre en comparaison avec ceux de la MAS dans le repère réel triphasé.

Ce modèle est souvent utilisé pour le contrôle direct du couple (direct torque control (DTC)) de la MAS. Cette commande relativement simple nécessite peu de calcul et elle facile à implémenter. Pour cela, on opte pour la DTC comme technique de commande de la MAS intégrée dans le système de pompage PV étudié.

c. Transformation de Park appliquée à l'équation électromagnétique de la MAS vers le repère diphasé orthogonal lié au stator (α,β)

Après l'application de la transformation de Park avec un repère lié au stator (α,β) à l'équation de la puissance électrique instantanée reçue par le stator (puissance électrique statorique), on obtient [64], [66] :

$$\begin{aligned}
 P_{ele} &= V_{sa}i_{sa} + V_{sb}i_{sb} + V_{sc}i_{sc} = [V_{sabc}]^T [i_{sabc}] \\
 P_{ele} &= \left[[P(\theta_a = 0)]^{-1} [V_{s\alpha\beta o}] \right]^T \left[[P(\theta_a = 0)]^{-1} [i_{s\alpha\beta o}] \right] \\
 P_{ele} &= [V_{s\alpha\beta o}]^T [[P(\theta_a = 0)]^{-1}]^T [P(\theta_a = 0)]^{-1} [i_{s\alpha\beta o}] \\
 P_{ele} &= [V_{s\alpha\beta o}]^T [[P(\theta_a = 0)]^{-1}]^T [P(\theta_a = 0)]^{-1} [i_{s\alpha\beta o}] \\
 P_{ele} &= [V_{s\alpha\beta o}]^T [i_{s\alpha\beta o}] = V_{sa}i_{sa} + V_{sb}i_{sb} + V_{so}i_{so} = V_{sa}i_{sa} + V_{sb}i_{sb} \quad (IV.24)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{ele} &= V_{sa}i_{sa} + V_{sb}i_{sb} = (R_s i_{sa} + \frac{d\Phi_{sa}}{dt})i_{sa} + (R_s i_{sb} + \frac{d\Phi_{sb}}{dt})i_{sb} \\
 P_{ele} &= R_s (i_{sa}^2 + i_{sb}^2) + (\frac{d\Phi_{sa}}{dt})i_{sa} + (\frac{d\Phi_{sb}}{dt})i_{sb} \\
 P_{ele} &= R_s (i_{sa}^2 + i_{sb}^2) + \omega_s (-\Phi_{sb})i_{sa} + \omega_s (\Phi_{sa})i_{sb} \quad (IV.25)
 \end{aligned}$$

Avec :

$\frac{d\Phi_{s\alpha}}{dt} = \omega_s(-\Phi_{s\beta})$ et $\frac{d\Phi_{s\beta}}{dt} = \omega_s(\Phi_{s\alpha})$: car le flux sinusoïdal $\Phi_{s\alpha}$ est en avance de phase (déphasé) de $(\pi/2)$ par rapport au flux sinusoïdal $\Phi_{s\beta}$, et les deux flux ont la même pulsation électrique statorique ω_s .

$R_s(i_{s\alpha}^2 + i_{s\beta}^2)$: Pertes joules statoriques.

$\omega_s((-\Phi_{s\beta})i_{s\alpha} + (\Phi_{s\alpha})i_{s\beta})$ ou $\omega_s(\Phi_{s\alpha} \cdot i_{s\beta} - \Phi_{s\beta} \cdot i_{s\alpha})$: Puissance électromagnétique P_e .

Cette puissance électromagnétique P_e produit le couple électromagnétique suivant :

$$C_e = \frac{P_e}{\Omega_s} = \frac{\omega_s(\Phi_{s\alpha} \cdot i_{s\beta} - \Phi_{s\beta} \cdot i_{s\alpha})}{\Omega_s} = \frac{p_p \cdot \Omega_s (\Phi_{s\alpha} \cdot i_{s\beta} - \Phi_{s\beta} \cdot i_{s\alpha})}{\Omega_s} = p_p (\Phi_{s\alpha} \cdot i_{s\beta} - \Phi_{s\beta} \cdot i_{s\alpha}) \quad (\text{IV.26})$$

IV.2.2. Modélisation du convertisseur DC/AC alimentant la MAS

IV.2.2.1. Modèle de l'onduleur triphasé dans le repère réel (ABC)

Le moteur asynchrone peut être alimenté au moyen d'un onduleur de courant, alimenté par une source de courant, ou d'un onduleur de tension alimenté par source de tension. Un onduleur de tension est un convertisseur statique à base de composant d'électronique de puissance (transistor, diode thyristor, ...etc) qui permet d'obtenir une tension (un courant) alternative monophasée ou triphasée de fréquences et d'amplitudes variables à partir d'une tension continue [17], [67]. Dans la plus part des applications y compris le pompage photovoltaïque, l'onduleur de tension est le plus utilisé, puisqu'il est souvent alimenté par des batteries ou à travers un convertisseur DC-DC (hacheur) avec filtre capacitif de sortie. En plus, les techniques commandes de la machine asynchrone, tel que la commande vectorielle et la commande DTC, ne peuvent être réalisées qu'à travers le contrôle de la tension alternative statorique (le module, la phase et la fréquence) de la MAS ; ce qui réalisable qu'à travers un onduleur de tension [17], [65], [66], [67]. Pour une machine asynchrone triphasée de faible puissance, un onduleur triphasé de tension classique à 2 niveaux est le plus approprié. Ce dernier est composé de six interrupteurs, avec deux interrupteurs par bras, qui sont bidirectionnels en courant, car il alimente la MAS qui est une source de courant (bobine) bidirectionnelle (courant alternatif). Il est alimenté par une source de tension unidirectionnelle (tension continu) et alimente une source de courant bidirectionnelle (courant alternatif de la MAS).

La figure IV.3 illustre la représentation schématique de l'association d'un onduleur triphasé de tension à 2 niveaux-moteur asynchrone triphasé.

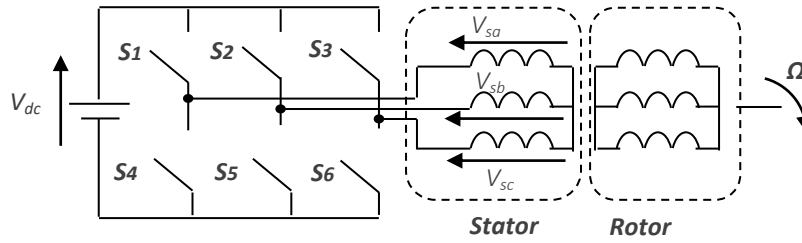


Figure IV.3 : Représentation schématique de l'association d'un onduleur triphasé de tension à 2 niveaux-moteur asynchrone triphasé

Avant d'établir les équations du modèle équivalent de l'onduleur triphasé de tension à 2 niveaux, à titre de simplification, on suppose que :

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

L'état des interrupteurs peut être spécifié, avec trois grandeurs d'ordre booléennes S_i ($i = a, b, c$) :

- $S_i = 1$: le cas où l'interrupteur de haut du bras est fermé et celui du bas du même bras est ouvert.
- $S_i = 0$: le cas où l'interrupteur de haut du bras est ouvert et celui du bas du même bras est fermé.
- $S_1 = \bar{S}_4$, $S_2 = \bar{S}_5$, $S_3 = \bar{S}_6$ les interrupteurs du même bras ne peuvent pas être fermés simultanément pour ne pas court-circuiter la source de tension d'entrée (V_c) ; et ils ne peuvent pas être ouverts simultanément pour ne pas ouvrir la source de courant liée au bras (la phase de la MAS liée au bras).

L'onduleur triphasé de tension classique à 2 niveaux permet d'avoir trois tensions instantanées alternatives simples (tensions par rapport au neutre de la charge (stator)) à sa sortie, qui sont exprimé en fonction des grandeurs de commande (S_i) et la tension d'entrée comme suit (dans le plan réel (abc)) [17] :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (IV.27)$$

Avec :

V_{sa} , V_{sb} , V_{sc} : Tensions simples à la sortie de l'onduleur.

V_{dc} : Tension continue à l'entrée de l'onduleur.

S_1, S_2, S_3 : Etat logique des interrupteurs, supposés parfaits, du haut des trois bras de l'onduleur triphasé.

IV.2.2.2. Modèle de l'onduleur triphasé dans le repère fictif de Park fixe ($\alpha\beta$)

L'application de la transformation de Concordia, qui n'est que la transformation de PARK $[P(\theta_a)]$ avec $\theta_a = 0$, au système triphasé des tensions simples de sortie de l'onduleur permet d'obtenir les composantes de tension dans le repère orthogonal de Concordia fixe lié au stator ($\alpha\beta$) tels que :

$$\begin{bmatrix} V_{s\alpha} \\ V_{s\beta} \\ V_{so} \end{bmatrix} = [P(\theta_a = 0)] \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_a) & \cos(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_a) & -\sin(\theta_a - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_a - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (IV.28)$$

Pour un système de tension triphasée équilibrée $V_{so} = \frac{1}{3}(V_{sa} + V_{sb} + V_{sc}) = 0$ (ou

$$V_{so} = \sqrt{\frac{1}{3}}(V_{sa} + V_{sb} + V_{sc}) = 0).$$

Ainsi, la tension de sortie de l'onduleur de tension peut être présentée vectoriellement dans le repère (plan de phase (α, β)) de Concordia par :

$$\bar{V}_s = V_{s\alpha} + j V_{s\beta} \quad (IV.29)$$

avec :

$$|\bar{V}_s| = \sqrt{V_{s\alpha}^2 + V_{s\beta}^2} \quad (IV.30)$$

$$\varphi_{Vs} = \text{Arctg} \frac{V_{s\beta}}{V_{s\alpha}} \quad (IV.31)$$

Le vecteur de tension de sortie de l'onduleur de tension triphasé à 2 niveaux possède 8 positions (8 séquences) distinctes dans le plan de phase (α, β), correspondant aux différentes combinaisons des états logiques des interrupteurs d'électronique de puissance du haut (S_1, S_2 et S_3) de cet onduleur, comme indiqué dans le tableau et la figure ci-dessous.

S_1	S_2	S_3	V_{sa}	V_{sb}	V_{sc}	V_{sa}	V_{sb}	$ V_s $	φ_{Vs} (°)	$\bar{V}_S$
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	V_{S0}
0	0	1	$-V_c/3$	$-V_c/3$	$2V_c/3$	$\sqrt{(2/3)}(-V_c/2)$ $= -\sqrt{(1/6)}V_c$	$\sqrt{(2/3)}(-\sqrt{3}V_c/2)$ $= -\sqrt{(1/2)}V_c$	$\sqrt{(2/3)}(V_c)$	-120°	V_{S5}
0	1	0	$-V_c/3$	$2V_c/3$	$-V_c/3$	$\sqrt{(2/3)}(-V_c/2)$ $= -\sqrt{(1/6)}V_c$	$\sqrt{(2/3)}(\sqrt{3}V_c/2)$ $= \sqrt{(1/2)}V_c$	$\sqrt{(2/3)}(V_c)$	120°	V_{S3}
0	1	1	$-2V_c/3$	$V_c/3$	$V_c/3$	$\sqrt{(2/3)}(-V_c)$ $=$ $-\sqrt{(2/3)}(V_c)$	0	$\sqrt{(2/3)}(V_c)$	180°	V_{S4}
1	0	0	$2V_c/3$	$-V_c/3$	$-V_c/3$	$\sqrt{(2/3)}(V_c)$	0	$\sqrt{(2/3)}(V_c)$	0°	V_{S1}
1	0	1	$V_c/3$	$-2V_c/3$	$V_c/3$	$\sqrt{(2/3)}(V_c/2)$ $= \sqrt{(1/6)}V_c$	$\sqrt{(2/3)}(-\sqrt{3}V_c/2)$ $= -\sqrt{(1/2)}V_c$	$\sqrt{(2/3)}(V_c)$	-60°	V_{S6}
1	1	0	$V_c/3$	$V_c/3$	$-2V_c/3$	$\sqrt{(2/3)}(V_c/2)$ $= \sqrt{(1/6)}V_c$	$\sqrt{(2/3)}(\sqrt{3}V_c/2)$ $= \sqrt{(1/2)}V_c$	$\sqrt{(2/3)}(V_c)$	60°	V_{S2}
1	1	1	0	0	0	0	0	0	-	V_{S7}

Tableau IV.1 : Tension de sortie de l'onduleur triphasé de tension à 2 niveaux sous forme vectorielle (dans le plan de phase (α, β))

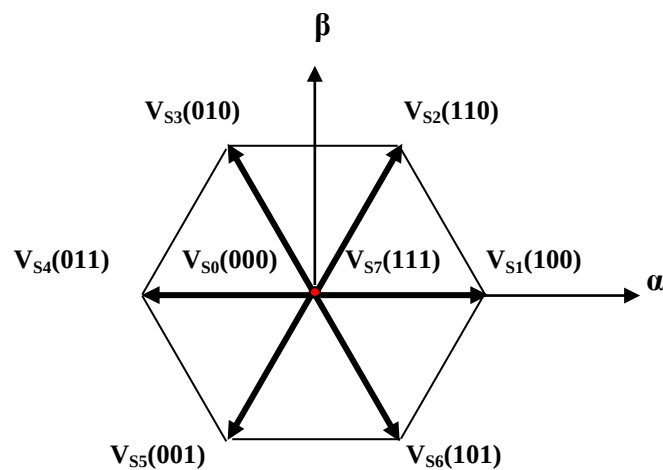


Figure IV.4 : Présentation du vecteur tension de sortie de l'onduleur triphasé de tension à 2 niveaux dans le plan biphasé orthogonal de Concordia

IV.2.2. Modélisation de la pompe centrifuge d'eau

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu trois paramètres [33], [68] :

- La hauteur totale de pompage.
- Le débit.
- La vitesse.

IV.2.2.1. Hauteur totale de pompage

La hauteur totale du pompage est la somme de la hauteur statique et la hauteur dynamique [33].

$$H = H_S + H_d \quad (\text{IV.32})$$

H : Hauteur totale du pompage.

H_S : Hauteur statique qui est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puit et le point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau.

H_d : Hauteur dynamique qui présente la somme de pertes linéaires et singulières.

a. Pertes de charges linéaires

Ces pertes d'eau dans la tuyauterie de pompage sont exprimées par la formule suivante [69] :

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{Lv^2}{D \cdot 2 \cdot g} \quad (\text{IV.33})$$

λ : Coefficient de pertes de charges linéaires.

D : Diamètre de la tuyauterie (m).

L : Longueur de la tuyauterie (m).

g : Accélération de la pesanteur (m/s^2).

v : Vitesse moyenne du fluide (m/s) qui est donnée par :

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (\text{IV.34})$$

Q : Débit d'eau (m^3/s).

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) \quad (\text{IV.35})$$

On remarque que les pertes de charges linéaires sont proportionnelles à la longueur de canalisation, et elles diminuent quand en augmentant le diamètre de la canalisation.

b. Pertes de charges singulières (locales)

Elles sont dues essentiellement aux divers changements de section et sont donnée par l'expression suivante [70] :

$$\Delta H_2 = \varepsilon \frac{v^2}{2g} = \varepsilon \frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \quad (\text{IV.36})$$

ε : Coefficient de pertes de charges locales.

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes :

$$H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2 = \lambda \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) + \varepsilon \frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} = \left(\lambda \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) = K_{fr} \times Q^2 \quad (\text{IV.37})$$

K_{fr} : Constante de la canalisation.

La hauteur totale de pompage d'eau est donc égale à :

$$H = H_s + H_d = H_s + K_{fr} \times Q^2 \quad (\text{IV.38})$$

IV.2.2.2. Caractéristique Débit-Hauteur ($Q(H)$) de la pompe

La relation liant la hauteur totale de pompage d'eau (H) avec le débit de la pompe Q est donnée par le modèle de « PELEIDER-PETERMANN » [68].

$$H = a_0 \omega^2 - a_1 \omega Q - a_2 Q^2 \quad (\text{IV.39})$$

Avec :

$a_0 ; a_1 ; a_2$: Constantes de la pompe donnée par le constructeur.

La courbe $H(Q)$ est illustrée dans la figure suivante :

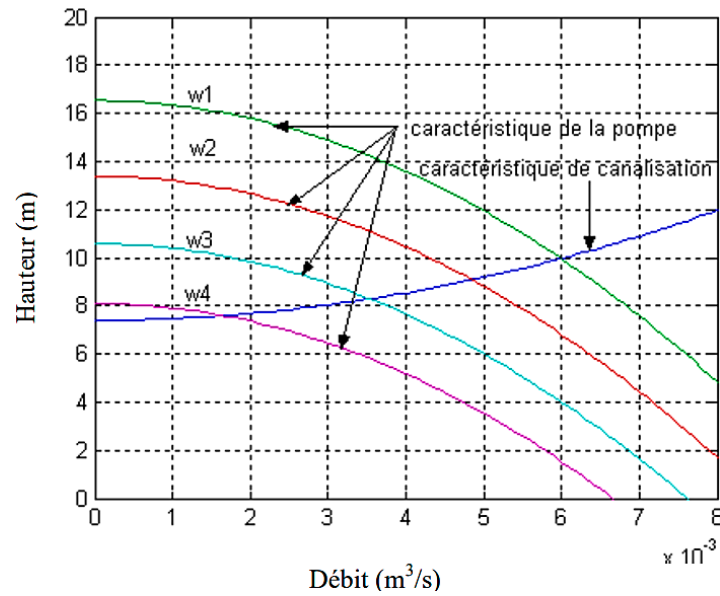


Figure IV.5 : Courbe $H(Q)$ de la pompe centrifuge et caractéristique de canalisation

Le point de fonctionnement est l'intersection de ces deux caractéristiques : caractéristique $H(Q)$ de la pompe centrifuge et caractéristique de canalisation. Pour une vitesse donnée, il y a seulement un point de fonctionnement qui dépend fortement des caractéristiques de tuyauterie d'une pompe indiquée [68].

IV.2.2.3. Caractéristique Couple-Vitesse ($C(\Omega)$) de la pompe

La pompe centrifuge est caractérisée principalement par un couple mécanique résistant qui est de la forme suivante [10], [33], [68], [71] :

$$C_r = K_p \Omega^2 \quad (\text{IV.40})$$

Avec :

$$K_p = \frac{P_m}{\Omega^3} \quad (\text{IV.41})$$

K_p : Coefficient de la pompe centrifuge.

P_m : Puissance mécanique absorbée par la pompe (puissance mécanique fourni par le moteur).

IV.2.2.4. Puissance hydraulique et puissance mécanique d'une pompe

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit [68] :

$$P_H = g\rho QH = 9.81\rho QH \quad (\text{IV.42})$$

L'autre expression a considéré est celle de la puissance mécanique absorbée par une pompe, c'est à dire la puissance nécessaire pour son entraînement mécanique, qui est exprimée par la relation suivante :

$$P_m = \frac{P_H}{\eta_P} = \frac{9.81\rho QH}{\eta_P} \quad (\text{IV.43})$$

Où :

η_P : Rendement de la pompe d'eau.

P_H : Puissance hydraulique de la pompe d'eau (puissance de sortie de la pompe)

P_m : Puissance mécanique absorbée par la pompe (puissance mécanique fourni par le moteur).

ρ : Masse volumique de l'eau (1000 Kg/m³).

g : Constante de la gravité (pesanteur) 9.81 m/s²

IV.2.2.5. Rendement d'une moto-pompe

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les fabricants donnent généralement la courbe du rendement globale [68].

$$\eta_{mp} = \frac{P_H}{P_{em}} = \frac{P_H}{P_{em}} \cdot \frac{P_m}{P_m} = \frac{P_H}{P_m} \cdot \frac{P_m}{P_{em}} = \eta_P \cdot \eta_m \quad (\text{IV.44})$$

Où :

P_H : Puissance hydraulique de la pompe d'eau (puissance de sortie de la pompe).

P_{em} : Puissance électrique absorbée par le moteur électrique entrainant la pompe d'eau.

η_P : Rendement de la pompe

η_m : Rendement du moteur électrique entrainant la pompe d'eau.

IV.2.3. Relation vitesse du moteur asynchrone-puissance du générateur PV

L'optimisation du système PV consiste à maximiser la quantité d'eau pompée, ce qui entraîne une augmentation de la vitesse de conduite par éclaircissement, en suivant le point de puissance maximale du GPV à l'aide de plusieurs méthodes [72] :

- Méthode de poursuite basée sur la vitesse commande grandeur de contrôle de la commande MPPT. Elle est utilisée dans les systèmes de pompage au fil du soleil associant GPV-Onduleur-Moteur à courant alternatif-Pompe sans hacheur (un seul étage d'adaptation) [73], [74], [75].
- Méthode de poursuite basée sur la pression
- Méthode de poursuite basée sur la tension du générateur PV comme grandeur de contrôle de la commande MPPT. Elle est utilisée dans les systèmes de pompage au fil du soleil associant GPV-hacheur-Onduleur-Moteur à courant alternatif-Pompe (deux étages d'adaptation) [71]. Cette méthode est adoptée dans cette thèse.

La vitesse mécanique de la pompe est liée à puissance mécanique absorbée par la pompe par la relation suivant :

$$P_m = C_r \Omega = K_p \Omega^3 \quad \rightarrow \quad \Omega^3 = \frac{P_m}{K_p} \quad (\text{IV.45})$$

Où :

Ω : Vitesse mécanique de la pompe et du rotor du moteur asynchrone qui l'entraîne.

C_r : Couple mécanique résistant appliqué par la pompe sur le rotor du moteur asynchrone qui l'entraîne.

K_p : Coefficient de la pompe centrifuge.

La puissance mécanique absorbée de la pompe et fournie par le moteur asynchrone qui l'entraîne peut être exprimée par la relation suivante

$$P_m = \eta_m P_{em} \quad (\text{IV.46})$$

Avec :

P_{em} : Puissance électrique absorbée par le moteur électrique entraînant la pompe d'eau.

η_p : Rendement de la pompe

η_m : Rendement du moteur électrique entraînant la pompe d'eau.

La puissance électrique absorbée par le moteur asynchrone est fournie par le générateur PV à travers deux convertisseurs statiques (l'hacheur Boost (DC-DC) et l'onduleur de tension à deux niveau (DC-AC)) et sans système de stockage électrique (pompage PV au fil du soleil). Donc, on peut écrire :

$$P_{em} = \eta_{boost} \cdot \eta_{onduleur} \cdot P_{pv} = \eta_{étag_adap} \cdot P_{pv} \quad (IV.47)$$

Donc, la relation liant la vitesse mécanique du moteur asynchrone et la puissance électrique du GPV est peut être exprimée comme suit :

$$\Omega^3 = \frac{P_m}{K_P} = \frac{\eta_m \cdot P_{em}}{K_P} = \frac{\eta_m \cdot \eta_{boost} \cdot \eta_{onduleur} \cdot P_{pv}}{K_P} = \frac{\eta_m \cdot \eta_{étag_adap} \cdot P_{pv}}{K_P} \quad (IV.48)$$

Ou :

$$\Omega = \left(\frac{\eta_m \cdot \eta_{étag_adap} \cdot P_{pv}}{K_P} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (IV.49)$$

IV.2.4. Rendement global du système de pompage PV

Le rendement global du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil est donnée par :

$$\eta_G = \frac{P_H}{P_{pv}} = \eta_{boost} \cdot \eta_{onduleur} \cdot \eta_{mp} = \eta_{boost} \cdot \eta_{onduleur} \cdot \eta_m \cdot \eta_P \quad (IV.50)$$

IV.3. Commande des composantes du système de pompage PV

IV.3.1. Commande DCSA-MPPT de l'association Hacheur-GPV

L'algorithme MPPT-DCSA, développée dans le chapitre précédent, est appliqué pour contrôler l'hacheur Boost alimenté par le GPV afin d'assurer la poursuite de sa puissance maximale lorsqu'il alimente, via l'association convertisseur Boost-onduleur de tension, un moteur asynchrone triphasé entraînant une pompe d'eau.

IV.3.2. Régulation de la tension de sortie de l'hacheur Boost

Dans la plupart des applications d'énergie photovoltaïque, notamment celles intégrant les convertisseurs DC-AC (onduleur), telles que les systèmes de pompage photovoltaïque et les systèmes photovoltaïques couplés au réseau (compensateur d'énergie réactive et de courant/tension harmonique), le système doit fonctionner à bus continu avec une tension constante (la tension de sortie de l'hacheur alimentant l'association l'onduleur-moteur pour les systèmes de pompage et

l'association onduleur-réseau électrique pour les systèmes couplés au réseau). Cela est principalement dû à deux raisons :

- L'onduleur alimenté par l'hacheur doit avoir une tension d'entrée continue constante (tension constante du bus continu) pour pouvoir générer une tension alternative qui permet le contrôle des grandeurs électriques de la charge : vitesse et courant pour le moteur électrique et puissance et courant pour le réseau électrique) [17].
- La commande MPPT ne peut être réalisée que si la tension de sortie de l'hacheur est maintenue constante ou légèrement variable. Pour un convertisseur Boost (élevateur de tension) par exemple, la tension de sortie (V_{c2}) est liée à la tension d'entrée ($V_{c1}=V_{pv}$) par la relation suivante :

$$V_{c2} = \left(\frac{1}{1-D}\right) V_{pv} = \left(\frac{1}{1-\alpha}\right) V_{pv} = V_{dc} \rightarrow V_{pv} = (1-D)V_{c2} = (1-\alpha)V_{c2} = (1-\alpha)V_{dc} \quad (IV.51)$$

En considérant la tension de sortie de l'hacheur (V_{c2}) lentement variable (C_2 très grande) ou Constante (cas de régulation de la tension V_{c2}), il est possible de contrôler le convertisseur Boost par voie de son rapport cyclique α (D) de telle sorte à imposer une tension à son entrée (V_{pv}) qui est égale à la tension du point de puissance maximale ($V_{pv}=V_{mp}$). Donc, en augmentant α (D), on diminue la tension (V_{pv}) ; et en diminuant α (D), on augmente la tension (V_{pv}). Si la tension de sortie de l'hacheur (V_{c2}) est fortement variable sous l'effet de la charge ou de l'ensoleillement, la commande MPPT peut être erronée. Autrement dit, si on veut augmenter (V_{pv}) en diminuant α (D), alors que V_{c2} est en diminution sous l'effet de la charge ou de l'ensoleillement, la tension V_{pv} ne va augmenter mais elle va diminuer [17].

Pour cela, une régulation de la tension du bus continu est indispensable.

Le principe de la régulation de la tension du bus continu aux bornes du condensateur C_2 inséré entre l'hacheur Boost et l'onduleur de tension est basé sur le contrôle de sa charge et de sa décharge par en contrôlant le courant I_{c2} ou la puissance P_{c2} . La régulation, de la tension V_{c2} ou V_{dc} peut être expliquée comme suit (Figure IV.2) :

Sachant que :

$$I_{c2} = I_1 - I_2 = C_2 \frac{dV_{c2}}{dt} \quad (IV.52)$$

$$\text{Augmenter } (V_{c2}) \rightarrow \left(\frac{dV_{c2}}{dt} > 0\right) \rightarrow \left(C_2 \frac{dV_{c2}}{dt} > 0\right) \rightarrow (I_{c2} > 0) \rightarrow ((I_1 - I_2) > 0) \rightarrow (I_1 > I_2)$$

$$\rightarrow ((P_1 - P_2) > 0) \rightarrow (P_1 > P_2) \rightarrow (P_{pv} \cdot \eta_{Boost} > \frac{P_m}{\eta_{onduleur} \cdot \eta_m}) \rightarrow (P_{pv} \cdot \eta_{Boost} > \frac{K_p \cdot \Omega^3}{\eta_{onduleur} \cdot \eta_m})$$

$$\rightarrow (\frac{K_p \cdot \Omega^3}{\eta_{onduleur} \cdot \eta_m} < P_{pv} \cdot \eta_{Boost})$$

→ (Pour une puissance P_{pv} constante, il faut diminuer la vitesse mécanique du moteur Ω)

→ ((Pour augmenter V_{dc} , il faut diminuer Ω) et (Pour diminuer V_{dc} , il faut augmenter Ω))

→ (une vitesse de régulation (Ω_{regul}) sera ajoutée, avec signe différent, à la vitesse de référence du moteur asynchrone. Cette vitesse de régulation (Ω_{regul}) est issue du régulateur de tension, dont l'entrée est la différence entre la vitesse de référence V_{dcref} (V_{dc}^*) et la tension du bus continu (V_{dc}) (Figure IV.7)).

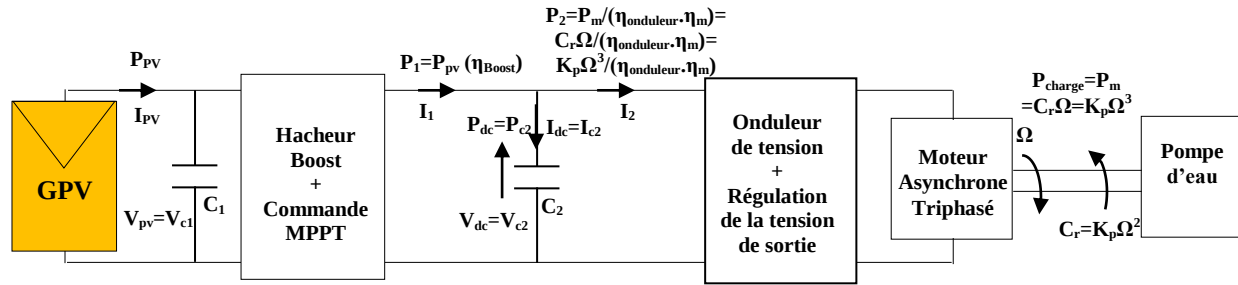


Figure IV.6 : Schéma synoptique du système de pompage photovoltaïque adopté (Puissances et tension du bus continu).

La boucle de régulation, via un régulateur PI, de la tension du bus continu V_{dc} (tension de sortie du convertisseur Boost) est illustrée dans la figure suivante.

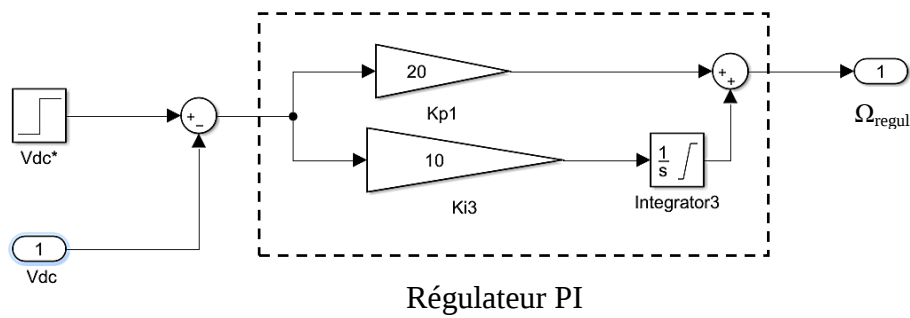


Figure IV.7 : Boucle de régulation de la tension du bus continu.

IV.4. Commande de la Machine Asynchrone

Le contrôle de la vitesse, qui est variable en fonction de l'ensoleillement, du moteur asynchrone entraînant la pompe d'eau est indispensable dans un système de pompage au fil du soleil. La

commande scalaire et la commande vectorielle par orientant du flux (statorique ou rotorique) sont relativement moins robustes et sensible aux variations des paramètres de la machine asynchrone. On doit faire appel à des lois de commande non-linéaires, insensibles aux variations des paramètres et aux perturbations tel que la commande directe du couple [17].

IV.4.1. Commande directe du couple du moteur asynchrone

La commande directe du couple a été introduite en 1985 par Depenbrock et Takahashi [17], [76], [77], [78], [79], [80], [81]. Elle a connu des développements à la fin des années 80, notamment par ABB [JAN 89]. Egalement appelée Direct Self-Control, elle est surtout utilisée en traction de forte puissance. Le contrôle direct du couple DTC est basé sur la commande directe du couple de la machine en appliquant différents vecteurs de tension de l'onduleur, qui détermine son état. Elle dépend également de l'estimation des grandeurs à contrôler, le couple électromagnétique et le flux statorique en se basant sur seulement les grandeurs associées au stator et sans l'utilisation d'un capteur mécanique de couple ou magnétique du flux, par la détermination directe de la séquence de commandes appliquées aux interrupteurs d'onduleur, utilisant des régulateurs à hystérésis dont la fonction est de contrôler l'état du système [17], [76], [77].

IV.4.1.1. Principe de la DTC

Le contrôle direct du couple DTC est basé sur l'orientation du flux statorique, en utilisant les valeurs instantanées du vecteur tension statorique. Un onduleur triphasé de tension à deux niveaux peut fournir huit vecteurs de tension, parmi lesquels deux sont nuls. Ces vecteurs sont choisis à partir d'une table de commutation en fonction des erreurs du flux et du couple et de la position du vecteur de flux statorique. Cette technique est caractérisée par la particularité d'utilisation du minimum de capteurs, où on n'a pas besoin de capteur de flux ou de capteur de couple ; mais seulement d'un seul capteur de tension (tension du bus continu de l'onduleur) et de capteurs de courants statoriques. Pour le contrôle de la vitesse rotorique, on utilise un capteur de vitesse. A partir des mesures de la tension continue à l'entrée de l'onduleur et des courants des phases statoriques, le modèle estime à chaque instant [17], [76], [78], [79], [80], [81] :

- Le flux statorique (réel) du moteur.
- Le couple électromagnétique (réel) développé par le moteur.
- La position du flux statorique.
- Les tensions statoriques simples (tensions triphasés simples à la sortie de l'onduleur)

IV.4.1.2 Règle de comportement des grandeurs à contrôler (flux, couple)

Pour un contrôle efficace du couple de la machine asynchrone, il est tout d'abord impératif de réguler correctement le flux statorique. En control de type DTC, on réalise la régulation du flux statorique, d'une part parce qu'il a une dynamique plus rapide que celle du flux rotorique [17], [76], [78], [79], [80], [81].

a. Comportement du flux statorique vis-à-vis la tension statorique

On se place dans le repère (α, β) lié au stator de la MAS. Le flux statorique peut être obtenu par l'équation complexe suivante [17], [76], [78], [79], [80], [81] :

$$\overline{V}_s = R_s \cdot \overline{I}_s + \frac{d\Phi_s}{dt} \quad (\text{IV.53})$$

Avec :

$$\overline{V}_s = V_{s\alpha} + j V_{s\beta} \quad \text{et} \quad \overline{I}_s = i_{s\alpha} + j i_{s\beta}$$

$$\overline{\Phi}_s = \Phi_{s\alpha} + j \Phi_{s\beta} \quad \text{et} \quad j^2 = -1$$

Le flux statorique est donc :

$$\overline{\Phi}_s = \overline{\Phi}_{s0} + \int_0^t (\overline{V}_s - R_s \cdot \overline{I}_s) dt \quad (\text{IV.54})$$

En négligeant la chute de tension due à la résistance du stator pour simplifier l'étude (pour des Grandes vitesses), on trouve :

$$\overline{\Phi}_s = \overline{\Phi}_{s0} + \int_0^t V_s dt \quad (\text{IV.55})$$

Pendant la période d'échantillonnage, le vecteur de tension appliquée à la MAS (V_s) reste constant. On peut écrire :

$$\overline{\Phi}_{sm+1} = \overline{\Phi}_{sm} + \overline{V}_s \Delta t = \overline{\Phi}_{sm} + \overline{V}_s T_s \quad (\text{IV.56})$$

$$\Delta \overline{\Phi}_s = \overline{\Phi}_{sm+1} - \overline{\Phi}_{sm} = \overline{V}_s \Delta t = \overline{V}_s T_s \quad (\text{IV.57})$$

$\overline{\Phi}_{sm}$: Vecteur du flux statorique au pas d'échantillonnage actuel (m).

$\overline{\Phi}_{sm+1}$: Vecteur du flux statorique au pas d'échantillonnage suivant (m+1).

$\Delta \overline{\Phi}_s$: Variation du vecteur flux statorique ($\overline{\Phi}_{sm+1} - \overline{\Phi}_{sm}$)

T_s : Période d'échantillonnage.

Δt ; Durée d'application du vecteur de tension statorique

Le flux statorique $\overline{\Phi}_s$ peut être contrôlé par voie du vecteur de la tension statorique appliqué $\overline{V}_s$. En d'autres termes, la variation du flux statorique $\Delta \overline{\Phi}_s = \overline{V}_s \Delta t = \overline{V}_s T_s$ dépend du vecteur de tension statorique appliqué $\overline{V}_s$ durant sa période d'application (période d'échantillonnage $\Delta t = T_s$). Elle évolue dans la même direction que le vecteur de tension statorique appliquée $\overline{V}_s$, et son module $\|\overline{\Phi}_s\|$ est proportionnel au produit entre le vecteur tension appliquée $\overline{V}_s$ et la durée T_s pendant laquelle ce vecteur est appliqué. Autrement dit, le vecteur du flux statorique $\overline{\Phi}_{sm+1}$ à $t=m+1$ est constituée de la somme vectorielle du vecteur flux statorique $\overline{\Phi}_{sm}$ à $t=m$ et le vecteur tension appliquée $\overline{V}_s$ multiplié par la durée $\Delta t = T_s$ pendant laquelle ce vecteur est appliqué. Donc, on peut contrôler le vecteur $\overline{\Phi}_s$ à partir du vecteur $\overline{V}_s$ (à la chute de tension $R_s \bar{I}_s$ près).

b. Comportement du flux rotorique vis-à-vis la tension statorique

En utilisant les équations du modèle de la MAS dans le repère de Concordia lié au statorique (IV.21), (IV.22) et (IV.23), on peut écrire [17], [76], [78], [79], [80], [81] :

$$\Phi_{r\alpha} = \left(\frac{1}{1+\sigma\tau_r p} \right) \left(\Phi_{s\alpha} \frac{M}{L_s} - \sigma\tau_r \omega \cdot \Phi_{r\beta} \right) \quad (\text{IV.58})$$

$$\Phi_{r\beta} = \left(\frac{1}{1+\sigma\tau_r p} \right) \left(\Phi_{s\beta} \frac{M}{L_s} + \sigma\tau_r \omega \cdot \Phi_{r\alpha} \right) \quad (\text{IV.59})$$

Avec :

$$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r} : \text{Coefficient de dispersion}$$

$$\text{avec } \tau_r = \frac{L_r}{R_r} : \text{Constante de temps rotorique de la machine}$$

Le flux rotorique $\overline{\Phi}_r$ suit la variation du flux statorique $\overline{\Phi}_s$ avec une constante de temps $\sigma \tau_r$. Cela implique que le flux rotorique a une dynamique plus lente que celle du flux statorique. C'est-à-dire que le flux rotorique varie très lentement lorsque le flux statorique varie. Donc, pour une période de temps $\Delta t = T_s$ très petite, le flux rotorique $\overline{\Phi}_r$ peut être considéré constant lorsque le flux statorique $\overline{\Phi}_s$ varie.

c. Comportement du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique est proportionnel au produit vectoriel entre les vecteurs des flux statorique et rotorique selon l'expression suivante [17], [76], [78], [79], [80], [81] :

$$C_e = K(\overline{\Phi}_s \times \overline{\Phi}_r) = K \|\overline{\Phi}_s\| \|\overline{\Phi}_r\| \sin(\lambda) \quad (\text{IV.60})$$

Tel que :

$$K = \frac{p_p M}{L_r L_s} = p_p \left(\frac{1-\sigma}{\sigma M} \right)$$

Où :

$\overline{\Phi}_s$: Vecteur flux statorique.

$\overline{\Phi}_r$: Vecteur flux rotorique.

λ : Angle entre les vecteurs flux statorique et rotorique.

$\|\overline{\Phi}_s\|$: Module du vecteur flux statorique.

$\|\overline{\Phi}_r\|$: Module du vecteur flux rotorique.

p_p : Nombre de paires de pôles.

Le couple dépend donc de l'amplitude des deux vecteurs $\overline{\Phi}_s$ et $\overline{\Phi}_r$ et de leur position relative λ . Si l'on parvient à contrôler parfaitement le flux $\overline{\Phi}_s$ (à partir de $\overline{V}_s$) en module et en position, on peut donc contrôler l'amplitude et la position relative λ de $\overline{\Phi}_s$ par rapport à $\overline{\Phi}_r$, donc le couple. En d'autres termes, lorsque les deux flux statorique et rotorique sont maintenus constants, par limitation du flux statorique dans une bande d'hystérésis autour de sa consigne, le couple sera en fonction de l'angle de déphasage λ entre ces deux flux. Pour agir sur cet angle, on doit varier la position du vecteur flux statorique dans le repère (α, β) , en appliquant un vecteur de tension approprié. Ainsi, pour augmenter la valeur algébrique du couple, il suffit d'appliquer un vecteur de tension en quadrature avance par rapport au flux statorique [17], [76], [78], [79], [80], [81].

IV.4.1.3 Présentation de la structure de contrôle DTC de la MAS triphasée alimenté par un onduleur de tension à deux niveaux

Comme expliqué précédemment, il est possible, en choisissant les vecteurs convenables de tension, de mener le flux statorique tournant sur une trajectoire voulue. Ce contrôle permet de maintenir le module (l'amplitude) du flux statorique constant ; où l'extrémité du vecteur flux statorique tournant dessine une trajectoire circulaire. Ainsi en sélectionnant un vecteur approprié, l'extrémité du flux peut être contrôlée et déplacée de manière à maintenir l'amplitude du vecteur flux statorique à l'intérieur d'une certaine fourchette. Le choix de vecteur tension statorique dépend de la variation souhaitée, pour le module du flux ; mais également de l'évolution souhaitée pour sa vitesse de rotation qui influe sur l'angle entre le flux statorique et le flux rotorique et par conséquent sur le

couple électromagnétique. En maintenant le module du flux statorique constant, et en considérant le module flux rotorique constant (sa variation est très lente devant la variation de celui du flux statorique), le couple électromagnétique augmente en augmentant l'angle entre les flux statorique et rotorique et vice-versa.

Pour maintenir le module de flux statorique constant, sachant que ce flux est un flux tournant, il suffit de définir une trajectoire de référence circulaire concentrique avec deux cercles concentriques de rayant très proches et d'essayer de piéger le flux statorique de telle sorte qu'il reste dans les limites de ces deux cercles. Le couple dans ce cas sera contrôlé en augmentant ou en diminuant l'angle entre le flux statorique et le flux rotorique. Tout cela peut se faire en choisissant convenablement le vecteur tension de l'onduleur à appliquer au stator de la MAS (Figure IV.8). Selon cette figure, le vecteur flux statorique $\overline{\Phi}_{sm}$ à $t=m$ tend à dépasser la limite supérieure tolérée $\overline{\Phi}_s^* + H\Phi_s$. On applique le vecteur tension $\overline{V}_s$ pendant une période Δt pour produire un $\Delta\overline{\Phi}_s = \overline{V}_s\Delta t$ qui s'ajoute vectoriellement à $\overline{\Phi}_{sm}$ et le forcer à passer au-dessous de $\overline{\Phi}_s^* + H\Phi_s$ et rejoindre de nouveau la zone tolérée, sachant que le vecteur tension $\overline{V}_s$ possède 8 possibilité V_{Si} ($i = 1$ à 7 ou V_{K-2} à V_{K+3}). L'angle λ entre les deux flux $\overline{\Phi}_s$ et $\overline{\Phi}_r$ va changer de λ_m à λ_{m+1} ; et par suite le couple change en augmentant ou en diminuant, selon le vecteur tension $\overline{V}_s$ appliqué parmi les 8 vecteurs possibles V_{Si} ($i = 1$ à 7 ou V_{K-2} à V_{K+3}), sachant qu'il faut choisir le vecteur $\overline{V}_s$ qui force le couple de rejoindre sa zone tolérée. Un nouveau vecteur flux statorique $\overline{\Phi}_{sm+1}$ se produit à $t=m+1$, qui va cette fois-ci passer au-dessous de la limite inférieure tolérée $\overline{\Phi}_s^* - H\Phi_s$. Un autre vecteur $\overline{V}_s$ doit être appliqué pour forcer le vecteur $\overline{\Phi}_{sm+1}$ à rejoindre la zone tolérée et faire changer l'angle λ entre les deux flux $\overline{\Phi}_s$ et $\overline{\Phi}_r$ de telle manière à augmenter ou diminuer le couple pour qu'il rejoigne la zone tolérée du couple.

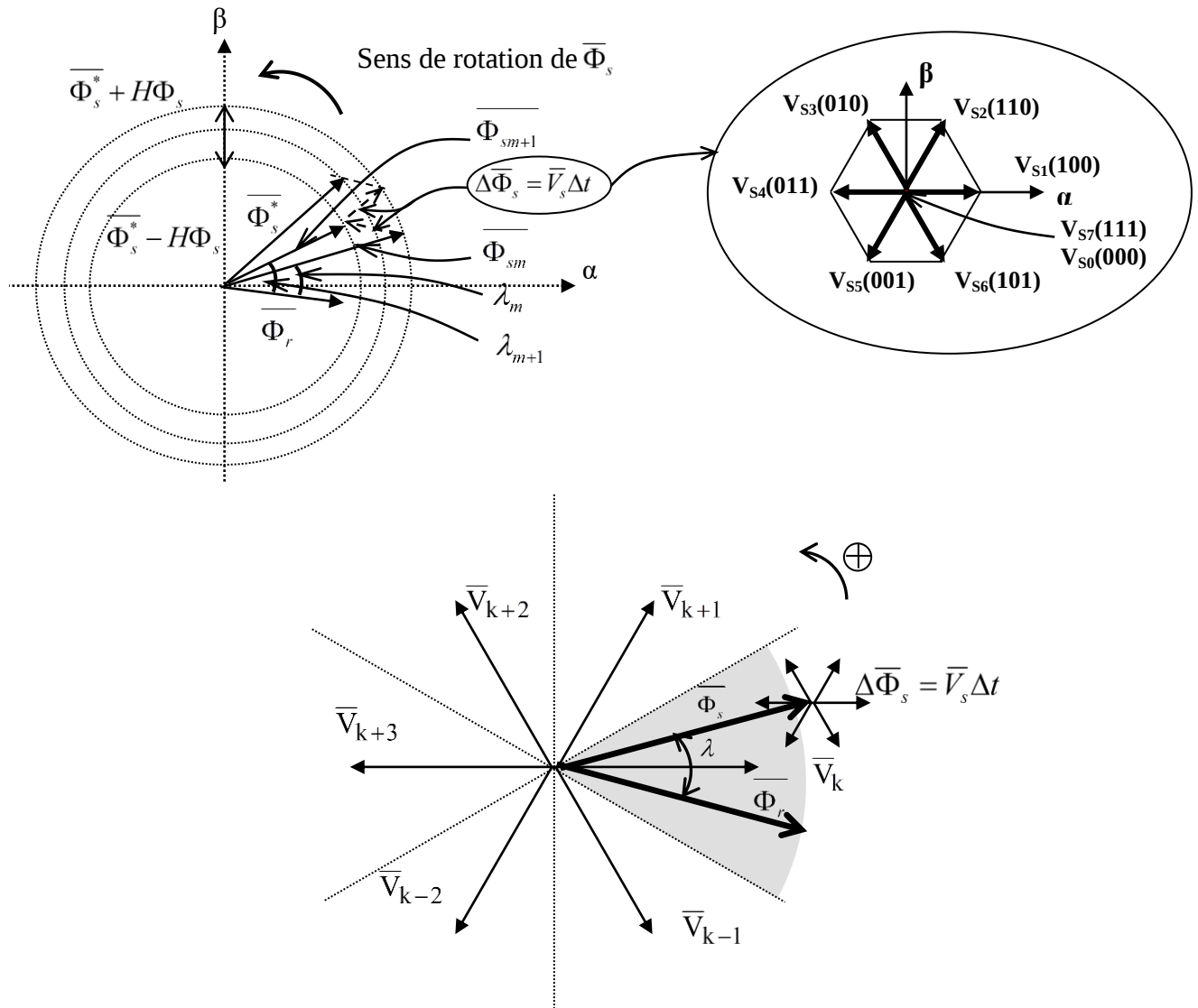


Figure IV.8 : Vecteurs d'espace de l'onduleur et les variations correspondantes
du vecteur du flux statorique de la MAS

D'après la figure IV.8, on voit que l'application des vecteurs d'espace $\bar{V}_k$, $\bar{V}_{k+1}$ et $\bar{V}_{k-1}$ (ou $\bar{V}_{s1}$, $\bar{V}_{s2}$ et $\bar{V}_{s6}$ pour le secteur S_1) fait augmenter le module du vecteur flux statorique situé dans le secteur S_k (dans ce cas S_1), alors que les vecteurs $\bar{V}_{k+2}$, $\bar{V}_{k+3}$ et $\bar{V}_{k-2}$ (ou $\bar{V}_{s3}$, $\bar{V}_{s4}$ et $\bar{V}_{s5}$ pour le secteur S_1) font diminuer le module du vecteur flux statorique.

D'autre part, les vecteurs qui tendent à augmenter l'angle λ font augmenter le couple électromagnétique. Par conséquent, l'application des vecteurs $\bar{V}_{k+1}$, $\bar{V}_{k+2}$ (ou $\bar{V}_{s2}$ et $\bar{V}_{s3}$ pour le secteur S_1) aura pour effet d'augmenter ce dernier. Le vecteur $\bar{V}_k$ (ou $\bar{V}_{s1}$ pour le secteur S_1) fait augmenter légèrement l'angle λ et le couple. Les vecteurs $\bar{V}_{k-1}$, $\bar{V}_{k-2}$ (ou $\bar{V}_{s6}$ et $\bar{V}_{s5}$ pour le

secteur S_1) auront pour action de le diminuer. Le vecteur $\bar{V}_{k+3}$ (ou $\bar{V}_{s4}$ pour le secteur S_1) fait diminuer légèrement l'angle λ et le couple.

Pour agir sur les deux grandeurs (flux et couple) en même temps, il suffit de faire l'intersection des ensembles des solutions dictant l'action voulue sur l'une ou l'autre des grandeurs à contrôler. D'où une table générale (Tableau IV.2) qui permet de choisir les vecteurs d'espace de l'onduleur en fonction de l'évolution voulue sur les deux grandeurs contrôlées, i. e, le flux statorique et le couple électromagnétique :

	$C_e \uparrow \quad \Phi_s \uparrow$	$C_e \uparrow \quad \Phi_s \downarrow$	$C_e \downarrow \quad \Phi_s \uparrow$	$C_e \downarrow \quad \Phi_s \downarrow$
Secteur	V_{k+1}	V_{k+2}	V_{k-1}	V_{k-2}
S_1	$\bar{V}_{s2}$	$\bar{V}_{s3}$	$\bar{V}_{s6}$	$\bar{V}_{s5}$
S_2	$\bar{V}_{s3}$	$\bar{V}_{s4}$	$\bar{V}_{s1}$	$\bar{V}_{s6}$
S_3	$\bar{V}_{s4}$	$\bar{V}_{s5}$	$\bar{V}_{s2}$	$\bar{V}_{s1}$
S_4	$\bar{V}_{s5}$	$\bar{V}_{s6}$	$\bar{V}_{s3}$	$\bar{V}_{s2}$
S_5	$\bar{V}_{s6}$	$\bar{V}_{s1}$	$\bar{V}_{s4}$	$\bar{V}_{s3}$
S_6	$\bar{V}_{s1}$	$\bar{V}_{s2}$	$\bar{V}_{s5}$	$\bar{V}_{s4}$

Tableau IV.2 : Table générale de vérité pour un vecteur flux statorique situé dans un secteur S_K

Le niveau d'efficacité des vecteurs tensions appliqués dépend également de la position du vecteur flux dans le secteur S_k .

En effet, en début de zone, les vecteurs $\bar{V}_{k+1}$ et $\bar{V}_{k-2}$ sont perpendiculaire à $\bar{\Phi}_s$, d'où une évolution rapide de l'angle λ et du couple mais une évolution lente de l'amplitude du flux $\bar{\Phi}_s$, alors qu'en fin de zone, l'évolution est inverse.

Les vecteurs $\bar{V}_{k-1}$ et $\bar{V}_{k+2}$ correspondent à une évolution lente de l'angle λ et du couple et rapide de l'amplitude de $\bar{\Phi}_s$ en début de zone, alors qu'en fin de zone c'est le contraire.

Quel que soit le sens d'évolution du couple ou du flux, dans le secteur S_k , les deux vecteurs $\bar{V}_k$, et $\bar{V}_{k+3}$ ne sont jamais utilisés. En effet ceux-ci ont la composante de flux la plus forte (évolution très rapide de $\bar{\Phi}_s$), mais l'effet sur le couple lui dépend de $\bar{\Phi}_s$ dans le secteur, avec un effet nul en milieu de zone.

Le vecteur de tension à la sortie de l'onduleur $\bar{V}_s$ est déduit des écarts de couple et de flux estimé par rapport à leur référence, ainsi que la position du vecteur flux statorique $\bar{\Phi}_s$ (secteur). Donc, un estimateur de flux statorique et un estimateur de couple sont nécessaires.

IV.4.1.4 Elaboration du vecteur de la commande DTC de la MAS triphasée alimenté par un onduleur de tension à deux niveaux

a. Correcteur de flux

Son rôle est de maintenir l'extrémité du vecteur $\bar{\Phi}_s$ dans une couronne circulaire comme le montre la figure (IV.8).

La sortie du correcteur doit indiquer le sens d'évolution du module de $\bar{\Phi}_s$, afin de sélectionner le vecteur tension correspondant. Pour cela un simple correcteur à hystérésis à deux niveaux convient parfaitement.

La sortie du correcteur, représentée par une variable booléenne (Cflx) indique directement si l'amplitude du flux doit être augmentée (Cflx=1) ou diminuée (Cflx=0) (Figure (IV.9)) de façon à maintenir :

$$\left| \Phi_s^* - \Phi_s \right| \leq 2H\Phi_s \quad (IV.61)$$

Avec :

$\Phi_s^* - \Phi_s$: Erreur entre de flux statorique de référence et le flux statorique réel de la MAS

Φ_s^* : Consigne ou la référence du flux statorique (le module).

Φ_s : Flux statorique réel (le module).

$2H\Phi_s$: Largeur d'hystérésis du correcteur.

Le principe du choix des vecteurs de tension statorique à appliquer en fonction de l'erreur entre de flux statorique de référence et le flux statorique réel de la MAS est illustré dans la figure (IV.9).

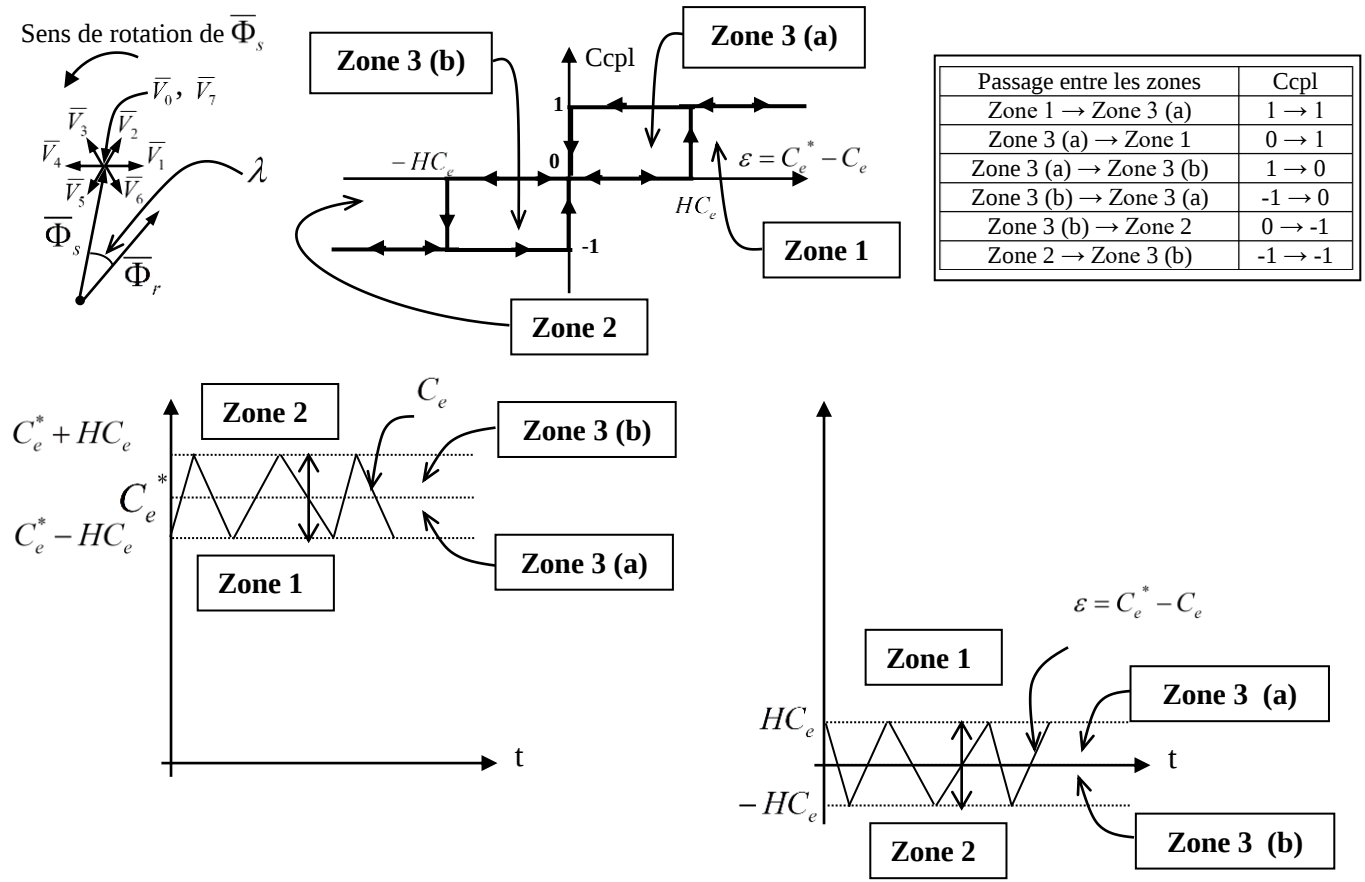
b. Correcteur de couple

Le correcteur de couple a pour fonction de maintenir le couple dans les limites $|C_e^* - C_e| \leq HC_e$, avec C_e^* la référence de couple et $\pm HC_e$ la bande d'hystérésis du correcteur. Cependant une différence avec le contrôle du flux est que le couple peut être positif ou négatif selon le sens de rotation de la machine. Ils existent des correcteurs de couple à hystérésis à deux niveaux et des correcteurs de couple à hystérésis à trois niveaux. Ce dernier correcteur permet de contrôler le moteur dans les deux sens de rotation, soit pour un couple positif ou négatif.

La sortie du correcteur, présentée par la variable booléenne C_{cpl} (Figure IV.10) indique directement si l'amplitude du couple doit être augmentée ($C_{cpl}=1$) ou diminuée ($C_{cpl}=-1$) ou inchangée ($C_{cpl}=0$) pour une consigne positive ou négative. Considérons l'exemple où le flux statique est situé dans le secteur S_1 . On a deux cas :

- 1- Pour un ($C_{flx}=1$), l'amplitude du flux statorique doit être augmentée. Trois vecteurs sont possibles $\bar{V}_2, \bar{V}_6, \bar{V}_1$. Pour ($C_{cpl}=1$), l'amplitude du couple (donc l'angle λ) doit être augmentée ; dans ce cas un vecteur parmi les trois précédents ($\bar{V}_2, \bar{V}_6, \bar{V}_1$) est possible ($\bar{V}_1$). Pour ($C_{cpl}=-1$), l'amplitude du couple (donc l'angle λ) doit être diminuée ; dans ce cas un vecteur parmi les trois précédents ($\bar{V}_2, \bar{V}_6, \bar{V}_1$) est possibles ($\bar{V}_6$). L'effet du vecteur ($\bar{V}_1$) sur l'angle λ est faible ; où il fait légèrement augmenter cet angle lorsque le flux est situé dans la moitié inférieure du secteur S_1 ($\theta_s \in [-30^\circ, 0^\circ]$) et il fait légèrement diminuer cet angle lorsque le flux est situé dans la moitié supérieure du secteur S_1 ($\theta_s \in [0^\circ, 30^\circ]$) avec un effet nul lorsque ($\theta_s = 0^\circ$). Donc le vecteur ($\bar{V}_1$) ne sera pas utilisé dans le secteur S_1 pour contrôler l'amplitude du couple. Pour ($C_{cpl}=0$), l'amplitude du couple doit être inchangée. Donc, l'angle (λ) entre le flux statorique $\bar{\Phi}_s$ et le flux rotorique $\bar{\Phi}_r$ doit être inchangée. Pour se faire, il faut appliquer un des deux vecteurs nuls ($\bar{V}_0$ ou $\bar{V}_7$). Pour minimiser le nombre de commutations des interrupteurs d'électronique de puissance, on choisit le vecteur ($\bar{V}_7$).
- 2- Pour un ($C_{flx}=0$), l'amplitude du flux statorique doit être diminuée. Trois vecteurs sont possibles $\bar{V}_3, \bar{V}_5, \bar{V}_4$. Pour ($C_{cpl}=1$), l'amplitude du couple (donc l'angle λ) doit être augmentée; dans ce cas un vecteur parmi les trois précédents ($\bar{V}_3, \bar{V}_5, \bar{V}_4$) est possible ($\bar{V}_3$). Pour ($C_{cpl}=-1$), l'amplitude du couple (donc l'angle λ) doit être diminuée ; dans ce cas un

vecteur parmi les trois précédents ($\bar{V}_3, \bar{V}_5, \bar{V}_4$) est possibles ($\bar{V}_5$). L'effet du vecteur ($\bar{V}_4$) sur l'angle λ est faible ; où il fait légèrement diminuer cet angle lorsque le flux est situé dans la moitié inférieure du secteur S_1 ($\theta_s \in [-30^\circ, 0^\circ]$) et il fait légèrement augmenter cet angle lorsque le flux est situé dans la moitié supérieure du secteur S_1 ($\theta_s \in [0^\circ, 30^\circ]$) avec un effet nul lorsque ($\theta_s = 0^\circ$). Donc le vecteur ($\bar{V}_4$) ne sera pas utilisé dans le secteur S_1 pour contrôler l'amplitude du couple. Pour ($C_{cpl}=0$), l'amplitude du couple doit être inchangée. Donc, l'angle (λ) entre le flux statorique $\bar{\Phi}_s$ et le flux rotorique $\bar{\Phi}_r$ doit être inchangée. Pour se faire, il faut appliquer un des deux vecteurs nuls ($\bar{V}_0$ ou $\bar{V}_7$). Pour minimiser le nombre de commutations des interrupteurs d'électronique de puissance, on choisit le vecteur ($\bar{V}_0$).



Zone 1 : $(C_e < C_e^* - HC_e) \rightarrow (HC_e < C_e^* - C_e) \rightarrow (C_e^* - C_e > HC_e) \rightarrow$ (il faut augmenter C_e)
 $\rightarrow$ (il faut augmenter λ) $\rightarrow$ (Ccpl = 1)

Zone 2 : $(C_e > C_e^* + HC_e) \rightarrow (-HC_e > C_e^* - C_e) \rightarrow (C_e^* - C_e < -HC_e) \rightarrow$ (il faut diminuer C_e)
 $\rightarrow$ (il faut diminuer λ) $\rightarrow$ (Ccpl = -1)

Zone 3 (a) : $(C_e^* > C_e > C_e^* - HC_e) \rightarrow (C_e^* - C_e^* > C_e - C_e^* > C_e^* - HC_e - C_e^*)$
 $\rightarrow (0 > C_e - C_e^* > -HC_e) \rightarrow (0 < C_e^* - C_e < HC_e)$
 $\rightarrow$ la commande de C_e (la commande de λ) reste inchangée
 $\rightarrow$ (Ccpl nouveau = Ccpl précédent)

Zone 3 (b) : $(C_e^* < C_e < C_e^* + HC_e) \rightarrow (C_e^* - C_e^* < C_e - C_e^* < C_e^* + HC_e - C_e^*)$
 $\rightarrow (0 < C_e - C_e^* < HC_e) \rightarrow (0 > C_e^* - C_e > -HC_e)$
 $\rightarrow$ la commande de C_e (la commande de λ) reste inchangée
 $\rightarrow$ (Ccpl nouveau = Ccpl précédent)

Figure IV.10 : Contrôle du couple à partir d'un correcteur à hystérésis à trois niveaux

La méthode de type DTC la plus classique (la méthode de I-Takahaski) est basée sur l'algorithme suivant :

- le domaine temporel est divisé en périodes de durée T_s réduites ;
- à chaque coup d'horloge, on mesure les courants et les tensions par phase statoriques ;
- on calcule les composantes de Concordia des courants et des tensions statoriques;
- on **estime** les composantes de Concordia du vecteur flux statorique (**estimateur du flux statorique**) ;
- on **estime** le couple électromagnétique de la machine grâce aux composantes de Concordia du flux statorique et des courants statoriques (**estimateur du couple électromagnétique**) ;
- l'erreur entre le flux statorique de référence et le flux statorique estimé est introduite dans un régulateur hystérésis qui génère à sa sortie la variable binaire Cflx;
- l'erreur entre le couple de référence et le couple estimé est introduit dans un régulateur hystérésis qui génère à sa sortie une variable logique à trois niveaux Ccpl;
- Le choix du vecteur statorique (V_0 à V_7), et par conséquence, des états des interrupteurs de l'onduleur est effectué en utilisant le tableau de commutation (Tableau IV.3).
- Le calcul du nouveau vecteur tension $\bar{V}_k$ à appliquer est réalisé à chaque période d'échantillonnage T_s .

Cflx	Ccpl	Secteur 1 -30° 30°	Secteur 2 30° 90°	Secteur 3 90° 150°	Secteur 4 150° 210°	Secteur 5 210° 270°	Secteur 6 270° 330°
1	1	V_2	V_3	V_4	V_5	V_6	V_1
1	0	V_7	V_0	V_7	V_0	V_7	V_0
1	-1	V_6	V_1	V_2	V_3	V_4	V_5
0	1	V_3	V_4	V_5	V_6	V_1	V_2
0	0	V_0	V_7	V_0	V_7	V_0	V_7
0	-1	V_5	V_6	V_1	V_2	V_3	V_4

Tableau IV.3 : Tableau de commutation de la DTC classique (I-Takahashi)

La structure du contrôle direct du couple est alors résumée ci-dessous sur la figure suivante.

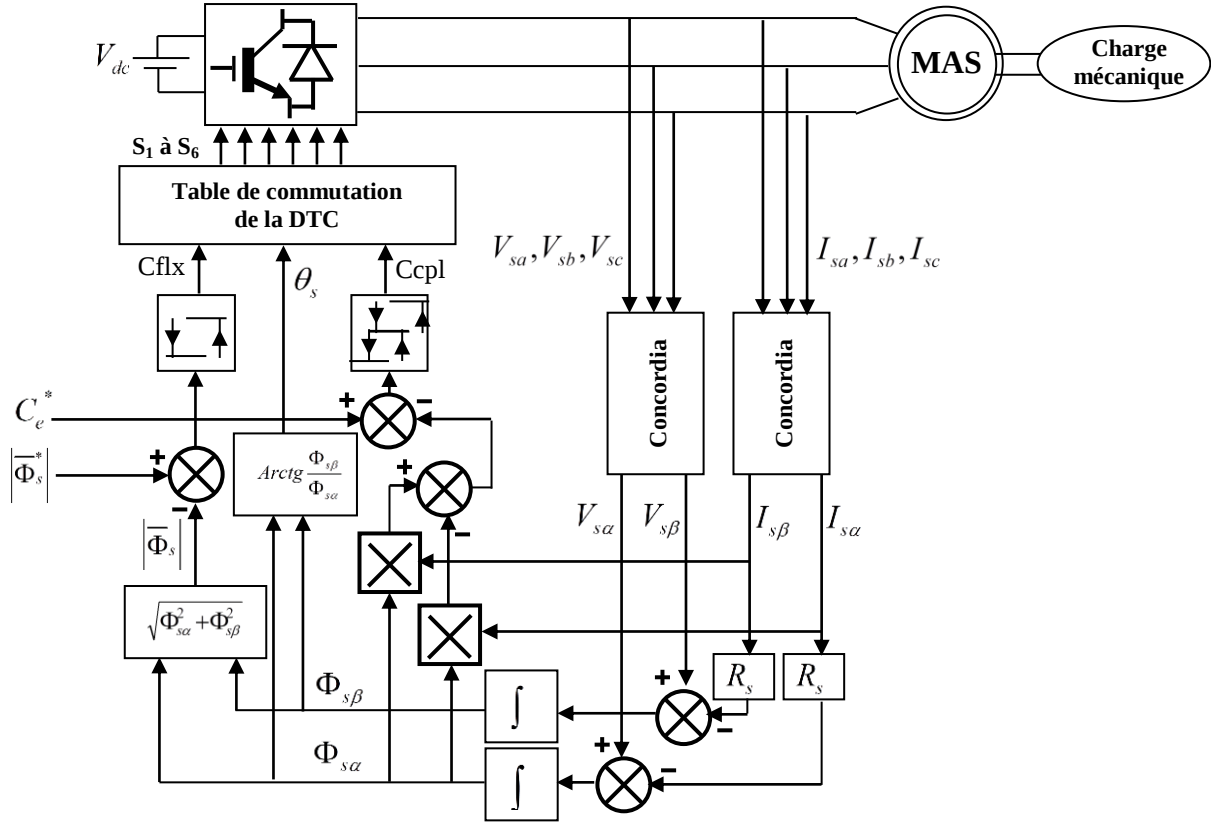


Figure IV.11 : Structure de la commande directe du couple de la MAS triphasée alimentée par un onduleur de tension à deux niveaux

On note que le seul paramètre (de la MAS) utilisé par la commande est la résistance statorique R_s . La commande est ainsi indépendante des autres paramètres de la machine, ce qui lui confère une meilleure robustesse.

IV.4.1.5 Estimateurs

a. Estimation du flux statorique

L'estimation des deux composantes (α, β) du vecteur flux statorique $\bar{\Phi}_s$ peut être réalisée à partir du courant statorique triphasé mesuré et de la tension statorique triphasée mesurée (ou estimée), en utilisant les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_{s\alpha} = R_s i_{s\alpha} + \frac{d}{dt} \Phi_{s\alpha} \\ V_{s\beta} = R_s i_{s\beta} + \frac{d}{dt} \Phi_{s\beta} \end{cases} \rightarrow \begin{cases} \Phi_{s\alpha} = \int_0^t (V_{s\alpha} - R_s i_{s\alpha}) dt \\ \Phi_{s\beta} = \int_0^t (V_{s\beta} - R_s i_{s\beta}) dt \end{cases} \quad (\text{IV.62})$$

Avec :

$$\bar{V}_s = V_{s\alpha} + j V_{s\beta} \quad \text{et} \quad \bar{I}_s = i_{s\alpha} + j i_{s\beta}$$

$$\bar{\Phi}_s = \Phi_{s\alpha} + j \Phi_{s\beta} \quad \text{et} \quad j^2 = -1$$

Le module du flux statorique s'écrit comme suit :

$$|\bar{\Phi}_s| = \sqrt{\Phi_{s\alpha}^2 + \Phi_{s\beta}^2} \quad (\text{IV.63})$$

Le secteur S_k dans lequel se situe le vecteur $\bar{\Phi}_s$ est déterminé à partir des composantes $\Phi_{s\alpha}$ et $\Phi_{s\beta}$.

L'angle (θ_s) entre le référentiel statorique ((As) aligné avec (as)) et le vecteur $\bar{\Phi}_s$ est égal à :

$$\theta_s = \text{Arctg} \frac{\Phi_{s\beta}}{\Phi_{s\alpha}} \quad (\text{IV.64})$$

Il existe types de la technique DTC classique (à DTC modifié à 6 secteurs), DTC modifié (à 6 secteurs) et DTC à 12 secteurs. Pour la DTC classique, l'espace vectoriel (α, β) est divisé en 6 secteur comme suit :

Secteur 1 : $-30^\circ < \theta_s < 30^\circ$ en ($^\circ$)	ou $-\pi/6 < \theta_s < \pi/6$ en (rad)
Secteur 2 : $30^\circ < \theta_s < 90^\circ$ en ($^\circ$)	ou $\pi/6 < \theta_s < \pi/2$ en (rad)
Secteur 3 : $90^\circ < \theta_s < 150^\circ$ en ($^\circ$)	ou $\pi/2 < \theta_s < 5\pi/6$ en (rad)
Secteur 4 : $150^\circ < \theta_s < 210^\circ$ en ($^\circ$)	ou $5\pi/6 < \theta_s < 7\pi/6$ en (rad)
Secteur 5 : $210^\circ < \theta_s < 270^\circ$ en ($^\circ$)	ou $7\pi/6 < \theta_s < 3\pi/2$ en (rad)
Secteur 6 : $270^\circ < \theta_s < 330^\circ$ en ($^\circ$)	ou $3\pi/2 < \theta_s < 11\pi/6$ en (rad)

On obtient les tensions $V_{s\alpha}$ et $V_{s\beta}$ à partir de la transformée de Concordia appliquée aux tensions statoriques simples de la MAS :

$$\begin{bmatrix} V_{s\alpha} \\ V_{s\beta} \\ V_{so} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{2}} & \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{2}} & \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.65})$$

Avec : $\bar{V}_s = V_{s\alpha} + j V_{s\beta}$

Les tensions statoriques simples V_{sa} , V_{sb} et V_{sc} sont calculées par deux méthodes :

- à partir des commandes des interrupteurs (S_1, S_2, S_3) (calculés par la commande) et de la mesure de la tension V_{dc} du bus continu de l'onduleur alimentant le stator de la MAS, comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (IV.66)$$

- à partir des tensions statoriques composées mesurées, comme suit :

$$\begin{cases} V_{sa} = \frac{1}{3}(V_{sab} - V_{sca}) = \frac{1}{3}(2V_{sab} + V_{sbc}) \\ V_{sb} = \frac{1}{3}(V_{sbc} - V_{sab}) = \frac{1}{3}(2V_{sbc} + V_{sca}) \\ V_{sc} = -(V_{sa} + V_{sb}) \end{cases} \quad (IV.67)$$

On obtient les courants $I_{s\alpha}$ et $I_{s\beta}$ à partir de la transformée de Concordia appliquée aux courants statoriques simples de la MAS :

$$\begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \\ i_{so} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (IV.68)$$

b. Estimation du couple électromagnétique

On peut estimer le couple électromagnétique uniquement à partir des composantes (α, β) des grandeurs statoriques (flux et courant) comme suit :

$$C_e = p_p [\Phi_{s\alpha} i_{s\beta} - \Phi_{s\beta} i_{s\alpha}] \quad (IV.69)$$

IV.4.2. Contrôle de la vitesse rotorique de la MAS

Dans le système de pompage photovoltaïque au fil du soleil adopté, le moteur asynchrone triphasé entraînant la pompe centrifuge d'eau est contrôlé en vitesse (rotorique) (Figure IV.12). La vitesse de référence est composée de deux composantes :

$$\Omega_{ref} = \Omega^* = (\Omega_{pv} - \Omega_{regu}) \quad (IV.70)$$

$\Omega_{ref}(\Omega^*)$: Vitesse rotorique de référence.

Ω_{pv} : Vitesse de référence calculée à partir de la puissance PV (Composante 1 de la vitesse rotorique de référence).

Ω_{regu} : Vitesse de référence issue du régulateur de tension du bus continu (Composante 2 de la vitesse rotorique de référence).

Pour le contrôle de la vitesse rotorique de la MAS, on a utilisé un régulateur PI (Proportionnel Intégral) dont la sortie est le couple électromagnétique de référence appliqué à la commande DTC de la MAS.

IV.5. Résultats de simulation du système de pompage adopté et interprétations

Dans le but d'évaluer les performances de la MPPT-DCSC appliquée du système de pompage au fil du soleil intégrant la MAS triphasée commandée en vitesse par PI-DTC avec régulation de la tension du bus continu (Figure IV.12) ; le système est simulé sous différents modes d'ensoleillement en utilisant Matlab/Simulink.

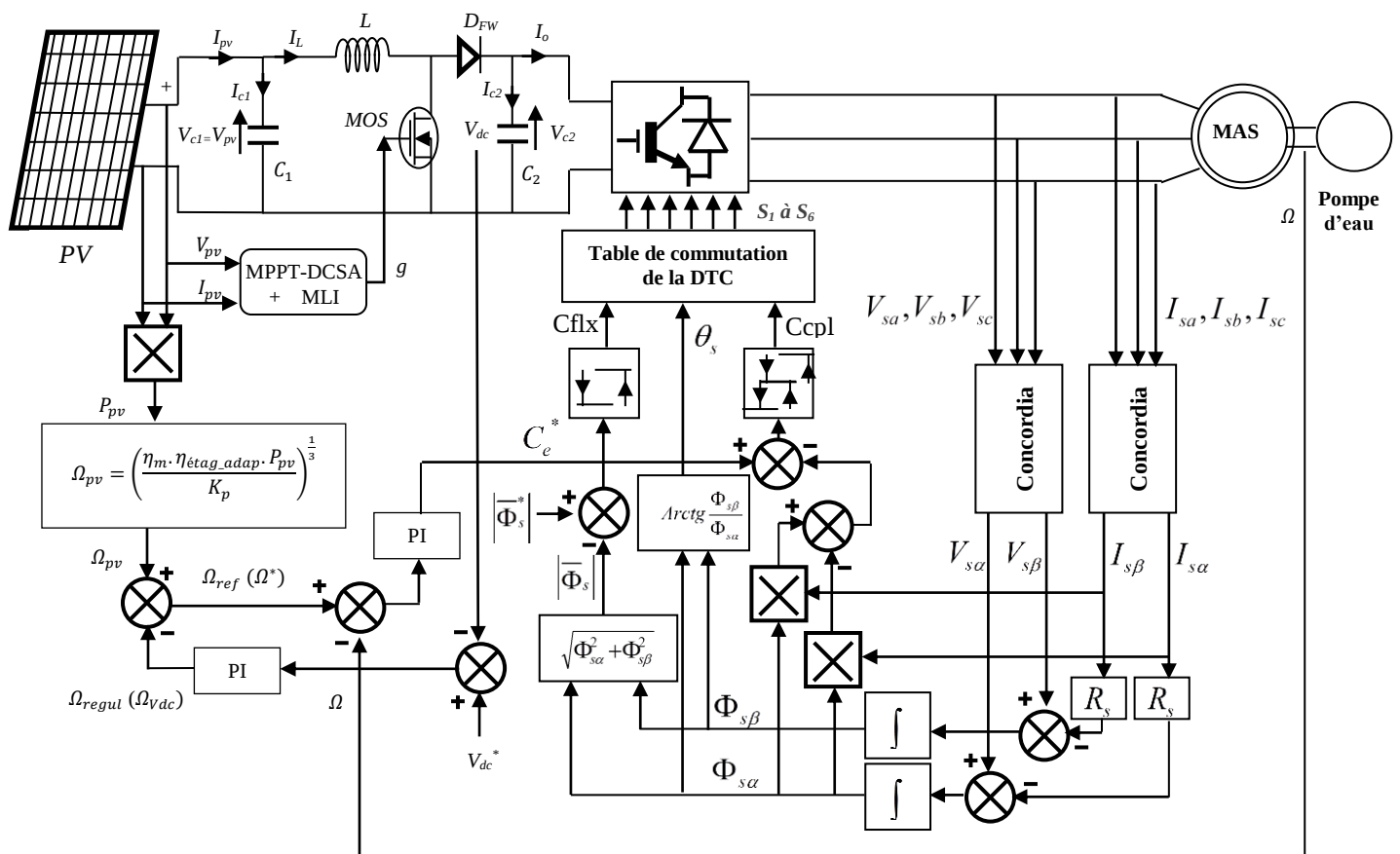


Figure IV.12 : Structure du système de pompage au fil du soleil étudié avec MPPT-DCSC appliquée au système intégrant la MAS triphasée commandée en vitesse par PI-DTC avec régulation de la tension du bus continu.

IV.5.1. Impact de l'irradiation solaire non uniforme sur la puissance de sortie du générateur photovoltaïque

Pour étudier le comportement du système de pompage PV adopté, on expose le GPV constitué de 6 modules en série aux différents modes d'irradiation solaire (uniforme/non-uniforme (ombrage partiel)) comme indiqué dans le Tableau IV.4. En effet, trois modes d'ensoleillement sont considérés, un mode d'ensoleillement uniforme (cas 2) et deux modes différents d'ensoleillement non-uniforme (ombrage partiel du cas 1 et du cas 3).

Les paramètres des modules PV utilisés sont présentés dans le Tableau III.4.

Module (M)	Cas 1	Cas 2	Cas 3
M-I	200	800	1000
M-II	400	800	1000
M-III	600	800	800
M-IV	800	800	800
M-V	900	800	600
M-VI	1000	800	600

Tableau IV.4 : Modes d'irradiation solaire (W/m^2) de chaque module du GPV

L'impact des trois modes d'ensoleillement sur les caractéristiques I-V et P-V du GPV est présenté dans la Figure IV.13. On remarque que :

- La condition d'irradiation uniforme du cas 2 est caractérisée par la présence d'un seul point de puissance maximale avec une puissance de 1199.6 W correspondant à une tension aux bornes du GPV qui vaut 183.5 V et un courant qui le parcourt qui vaut 6,53 A (Figure IV.13).
- La condition d'ombrage partiel du cas 1 est caractérisée par la présence d'un point de puissance maximum global et cinq points de puissance maximum locaux. La puissance correspondante à ce point maximum vaut de 657.2 W avec une tension aux bornes du GPV qui vaut 127.7 V et un courant qui vaut 5.146 A (Figure IV.13).
- La condition d'ombrage partiel du cas 3 est caractérisée par la présence d'un point de puissance maximum global et deux points de puissance maximum locaux. La puissance correspondante à ce point maximum vaut de 984 W avec une tension aux bornes du GPV qui vaut 190 V et un courant qui vaut 5,179 A (Figure IV.13).

Sur la base des observations ci-dessus, pour améliorer l'efficacité de conversion de puissance du générateur PV et améliorer le rendement du système de pompage PV, il est nécessaire de contrôler la tension de sortie du GPV pour qu'il fonctionne à sa puissance maximale quel que soit les conditions d'ensoleillement et de température. Pour ce faire, on utilise la commande MPPT-DCSA qui a prouvé sa rapidité et sa fiabilité lorsqu'elle était appliquée à l'association (GPV-Hacheur Boost-Charge résistive) dans le chapitre précédent.

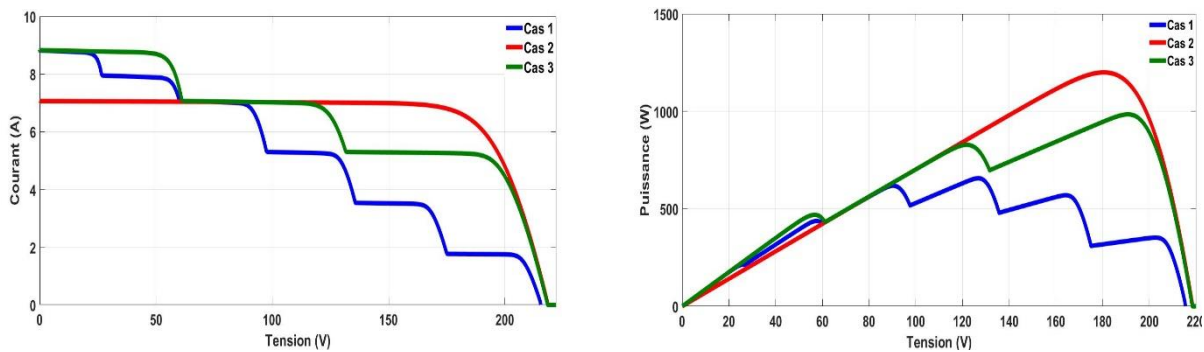


Figure IV.13 : Caractéristiques P-V et I-V du GPV pour différents mode d'ensoleillement

IV.5.2. Résultats de simulation de la commande MPPT-DCSA appliquée au système de pompage adopté

Il s'agit d'évaluer les performances de l'algorithme MPPT-DCSA lorsqu'il est appliqué au système de pompage considéré (Figure IV.12), selon les trois modes (cas) d'ensoleillement du Tableau IV.4. Les paramètres de la MPPT-DCSA et de l'hacheur Boost sont présentés dans le Tableau III.1. Les paramètres du module PV, de la MAS, de la pompe, des contrôleurs PI et de la commande DTC sont présentés dans les annexes.

L'ensoleillement de chaque mode (cas) dure 1 seconde, en commençant par le premier cas d'ombrage partiel (cas 1), où chaque module parmi les 6 modules mises en série constituant le GPV, a un niveau d'éclairement différent. Le cas 2 présente un état de rayonnement solaire uniforme de 800 W/m^2 sur la période de temps de $t = 1\text{s}$ à $t = 2\text{s}$. Dans, le deuxième ombrage partiel (cas3) de $t = 2\text{s}$ à $t = 3\text{s}$, chaque deux modules sont exposés au même rayonnement solaire et qui est différent des autres modules.

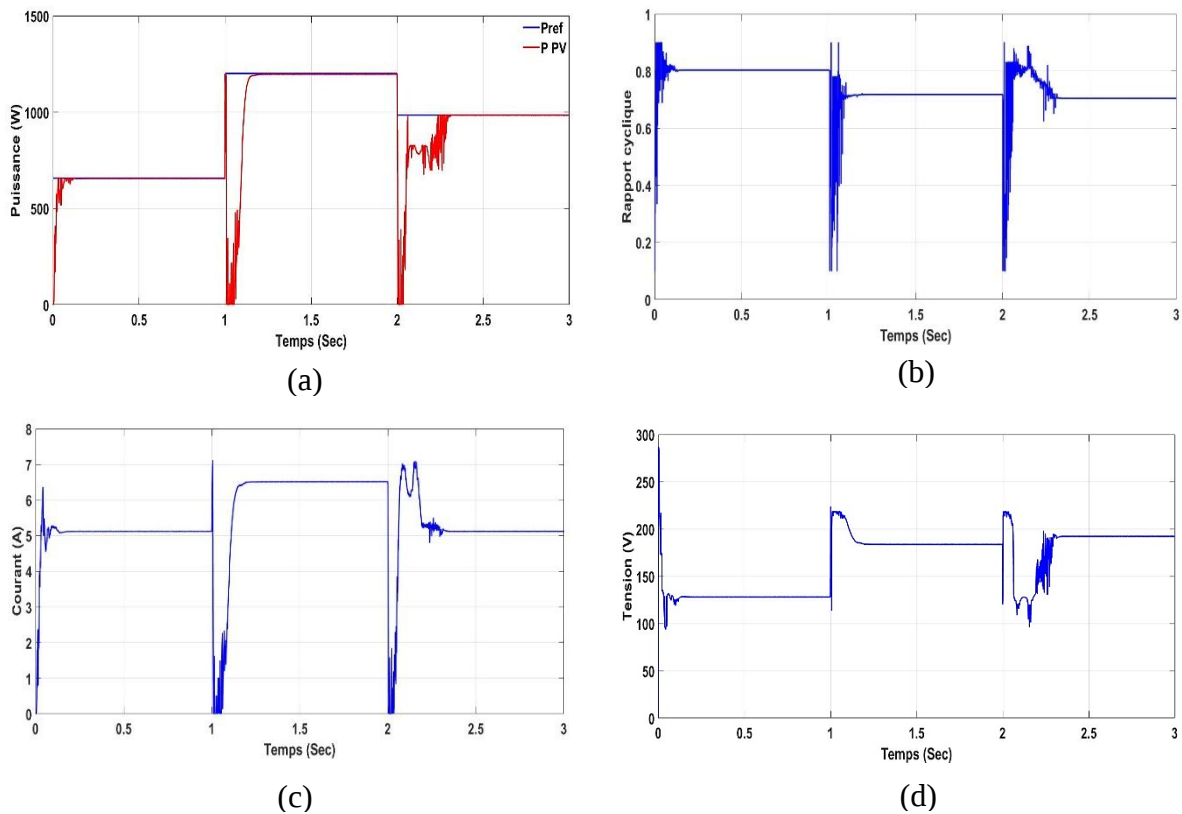


Figure IV.14 : Résultats de la simulation de GPV alimentant au groupe motopompe via un convertisseur Boost contrôlé par MPPT basé sur DCSA proposé.

Dans le premier mode d'ensoleillement (cas 1), la DCSA-MPPT a permis d'obtenir une puissance PV en régime permanent d'environ 654.5 W, après un temps de réponse de 0,062s (Figure IV.14.a). Le DCSA-MPPT a garanti une efficacité énergétique de 99,58 % de la puissance de référence maximale calculée (657.2W) correspondant à ce mode d'ombrage partiel (Figure IV.13). La tension aux bornes du GPV vaut 127.9 V et le courant qui le parcourt vaut 5.115 A (Figure IV.14.c et Figure IV.14.d). Ces grandeurs sont proches des valeurs de la tension et du courant du point de puissance maximal de référence qui sont successivement 127.7 V et 5.146 A (Figure IV.13). Le rapport cyclique dans ce cas converge vers la valeur de 0.8033 (Figure IV.14.b).

Sous le deuxième mode d'ensoleillement (cas 2), la puissance PV du régime permanent d'environ 1196 W est obtenue après un temps de réponse de 0,12s (Figure IV.14.a). Le DCSA-MPPT a assuré une efficacité énergétique de 99,69 % de la puissance de référence maximale calculée (1199.6W) correspondant à ce mode d'ensoleillement uniforme (Figure IV.13). La tension aux bornes du GPV vaut 183.55 V et le courant qui le parcourt vaut 6.51 A (Figure IV.14.c et Figure IV.14.d). Ces grandeurs sont proches des valeurs de la tension et du courant du point de puissance maximale de

référence qui sont successivement 183.5 V et 6,53 A (Figure IV.13). Le rapport cyclique dans ce cas se stabilise sur la valeur de 0.7178 (Figure IV.14.b).

Les mêmes remarques ont été observées pour l'ombrage partiel du cas 3. Le DCSA-MPPT a permis au GPV d'atteindre 99,89 % de sa puissance maximale globale réelle (984 Watts) en produisant une puissance de 983 Watts (Figure IV.14.a et Figure IV.13). Le temps de réponse du système dans ce cas vaut 0,28s. Le rapport cyclique correspondant à ce mode d'ombrage partiel converge vers 0.7062 (Figure IV.14.b). La tension aux bornes du GPV qui vaut 191 V et le courant qui le parcourt qui vaut 5.15 A (Figure IV.14.c et Figure IV.14.d), sont proches des valeurs de la tension et du courant du point de puissance maximale de référence qui sont successivement 190 V et 5,179 A (Figure IV.13).

Dans le Tableau IV.5 sont regroupés les résultats quantitatifs de la commande MPPT-DCSA appliquée au système de pompage adopté pour trois modes différents d'ensoleillement. Ces résultats confirment que la technique de contrôle MPPT-DCSA proposée a réussi à poursuivre efficacement et rapidement le point de puissance maximale du GPV lorsqu'il intégré dans le système de pompage PV adopté et exposé à trois modes différents d'ensoleillement.

Configuration du GPV	Cas d'ensoleillement	Algorithme MPPT	Puissance P_{pv} (W)	Tension V_{pv} (V)	Courante I_{pv} (A)	Rapport cyclique	Temps de réponse (sec)	Localiser GMPP	Puissance maximale réel (W)	Tension V_{mp} (V)	Courante I_{mp} (A)	Efficacité de poursuite (%)
6S	Cas 1	MPPT-DCSA	654.5	127.9	5.115	0.8033	0,062	Oui	657.2	127.7	5.146	99,58
	Cas 2		1196	183.55	6.51	0.7178	0.12	Oui	1199.6	183.5	6,53	99,69%
	Cas 3		983	191	5.15	0.7062	0,28	Oui	984	190	5,179	99,89%

Tableau IV.5 : Résultats quantitatifs de la commande MPPT-DCSA appliquée au système de pompage PV adopté sous trois modes différents d'ensoleillement

IV.5.3. Résultats de simulation de la régulation de la tension du bus continu de l'onduleur

La tension du bus continu de l'onduleur alimenté par de l'hacheur Boost (V_{dc}) est régulée via un régulateur PI, dont l'entrée est l'erreur entre la tension du bus continu (V_{dc}) et sa référence (V_{dc}^*), et la sortie constitue la vitesse rotorique Ω_{regul} (Ω_{Vdc}) (Figure IV.12). Selon la figure IV.15, la tension du bus continu oscille légèrement autour de sa référence après des pics suivis d'un petit régime transitoire qui émergent lors de la variation de l'ensoleillement. Durant ces régimes transitoires, l'équilibre entre la puissance PV produite (P_{pv}) et la puissance mécanique consommée par la motopompe (P_m) se déstabilise ce qui conduit le régulateur PI de la tension du bus continu à changer (Ω_{regul}) pour influencer sur la vitesse rotorique de référence ($\Omega = \Omega_{pv} - \Omega_{regul}$) afin de rétablir l'équilibre entre (P_{pv}) et (P_m).

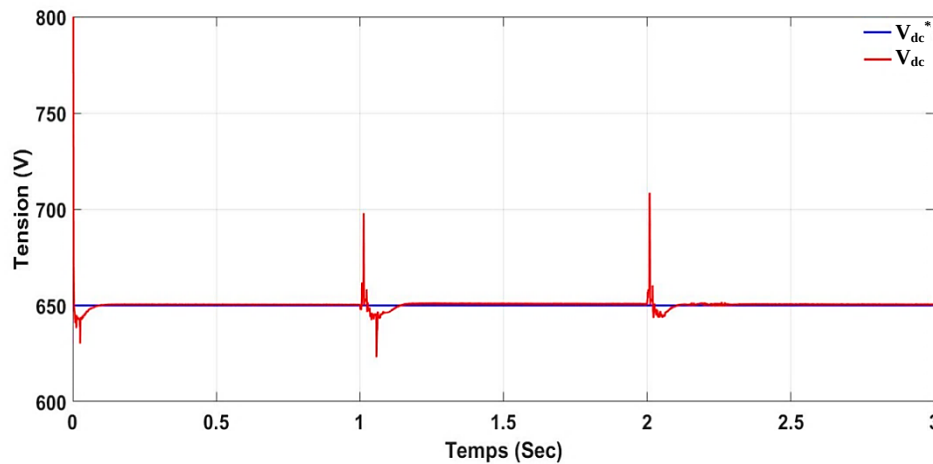


Figure IV.15 : Tension du bus continu de l'onduleur (tension de sortie du hacheur Boost) et sa référence

IV.5.4. Résultats de simulation de la commande en vitesse via PI-DTC de la MAS triphasée entrainant la pompe d'eau

Puisque le système de pompage adopté est au fil du soleil (sans stockage d'énergie électrique), toute la puissance électrique produite par le GPV (P_{pv}) est directement consommée par la motopompe (P_m). Donc l'équilibre entre la puissance (P_{pv}) et la puissance (P_m) doit être assuré d'une manière continue pour éviter toute instabilité ou dérapage du système. Pour ce faire, il faut contrôler la vitesse rotorique de la MAS (vitesse rotative de la pompe d'eau) qui est naturellement liée à la puissance mécanique (P_m) du moteur de telle sorte qu'elle soit liée à la puissance photovoltaïque (P_{pv}) du GPV.

Donc, la vitesse de référence (Ω_{pv}) sera calculée à partir de la puissance photovoltaïque (P_{pv}). Pour la régulation de la tension du bus continu, une autre vitesse nommée ($\Omega_{regul} (\Omega_{Vdc})$) s'ajoute avec signe différent à la vitesse (Ω_{pv}) pour produire la vitesse de référence totale ($\Omega^* = \Omega_{pv} - \Omega_{regul}$); La vitesse ($\Omega_{regul} (\Omega_{Vdc})$) sert à contrôler la puissance de charge et de décharge du condensateur du bus continu afin de maintenir sa tension au voisinage de sa référence (Figure IV.12).

La figure IV.16.a présente les allures de la vitesse rotorique de référence de la MAS ($\Omega^* = \Omega_{pv} - \Omega_{regul}$), avec ces deux composantes (Ω_{pv} et $\Omega_{regul} (\Omega_{Vdc})$). La figure IV.16.b représente les allures de la vitesse rotorique de référence de la MAS (Ω^*) et la vitesse rotorique réelle de la MAS (Ω). Le contrôle de la vitesse rotorique est réalisé par un régulateur PI. Les résultats de simulation montrent que :

- La vitesse ($\Omega_{regul} (\Omega_{Vdc})$) démontre des ondulations relativement remarquables pour la raison suivante (figure IV.16.a) :

La vitesse (Ω_{pv}) est calculée en fonction de la puissance (P_{pv}) en utilisant une équation

$$\Omega_{pv} = \left(\frac{\eta_m \cdot \eta_{\eta_{\text{étage_adap}}} \cdot P_{pv}}{K_p} \right)^{\frac{1}{3}} \text{ où le rendement } (\eta_{\eta_{\text{étage_adap}}}) \text{ de l'étage d'adaptation (l'hacheur et$$

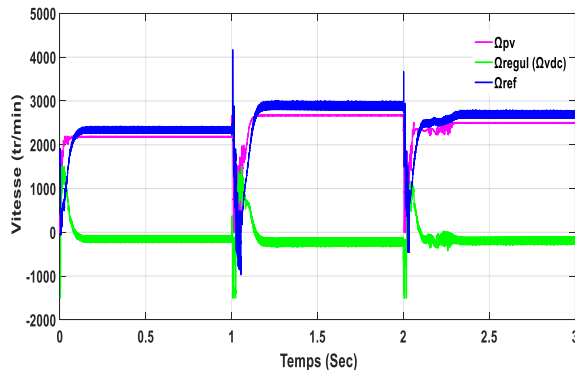
l'onduleur) et le rendement (η_m) du moteur asynchrone sont considérés nominaux et constants ; alors qu'ils sont variables en fonction de leurs tensions et leurs courants et de la vitesse rotorique de la MAS. De ce fait, la valeur de la vitesse (Ω_{pv}) n'est pas précisément calculée. Par contre la puissance (P_m) correspondante sera forcément erronée, ce qui déstabilise l'équilibre entre la puissance (P_{pv}) et la puissance (P_m). Le régulateur de la tension du bus continu va produire une vitesse ($\Omega_{regul} (\Omega_{Vdc})$) de telle sorte à compenser l'erreur de calcul de la vitesse (Ω_{pv}) pour rétablir l'équilibre entre la puissance (P_{pv}) et la puissance (P_m). Donc, les ondulations de la vitesse ($\Omega_{regul} (\Omega_{Vdc})$) sont dues principalement aux erreurs paramétriques de ($\eta_{\eta_{\text{étage_adap}}}$) et (η_m). Pour éliminer ces ondulations, il faut adapter les paramètres ($\eta_{\eta_{\text{étage_adap}}}$) et (η_m) en fonction de leurs tensions, leurs courants et de la vitesse rotorique de la MAS.

- La vitesse rotorique (Ω) est stable et suit sa référence (Ω^*) en démontrant la même forme avec peu d'ondulations (Figure IV.16.b).

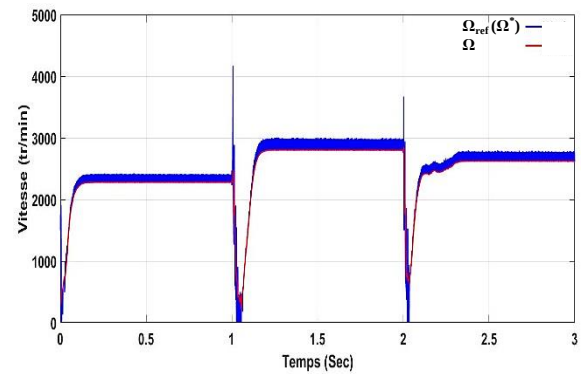
- Lorsque la puissance PV du GPV augmente (Figure IV.14.a), la vitesse rotorique augmente aussi (Figure IV.16) et le couple résistant de la pompe ainsi que le couple électromagnétique de la MAS augmentent aussi (Figure IV.17) et vice versa.

La Figure IV.17 montre le couple électromagnétique de la MAS oscillant autour du couple résistant de la pompe d'eau.

La Figure IV.18 montre que le module du flux statorique est maintenu presque constant autour de sa (1 Wb).



a. Vitesse (Ω_{pv}), Vitesse (Ω_{regul} ou Ω_{vdc})
et Vitesse rotorique de référence
($\Omega_{ref}(\Omega^*) = \Omega_{pv} - \Omega_{vregul}$) de la MAS



b. Vitesse rotorique de la MAS (vitesse
rotative de la pompe d'eau Ω) et sa
référence $\Omega_{ref}(\Omega^*)$

Figure IV.16 : Vitesse rotorique de la MAS (vitesse rotative de la pompe d'eau Ω), sa référence $\Omega_{ref}(\Omega^*)$ et ses composantes (Ω_{pv}), (Ω_{regul} ou Ω_{vdc})

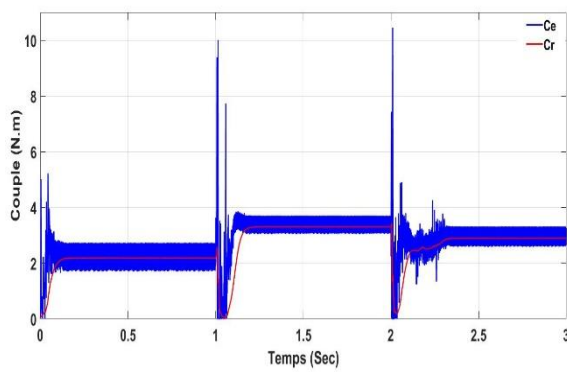


Figure IV.17 : Couple électromagnétique de
la MAS (C_e) et Couple résistant de la pompe
d'eau (C_r)

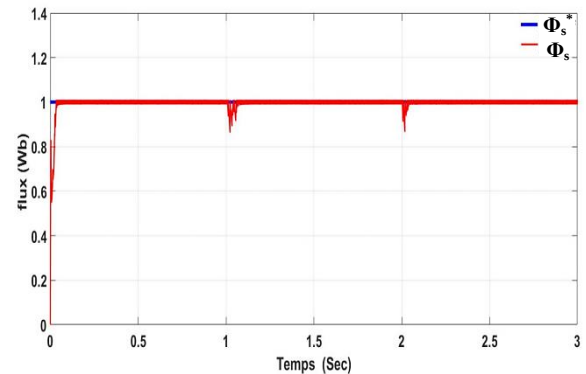


Figure IV.18 : Flux statorique de la
MAS et sa référence

La Figure IV.19 présente les courants statoriques de la MAS, dont la forme est relativement sinusoïdale avec une fréquence et une amplitude qui varient en fonction de la vitesse rotorique et du couple électromagnétique de la MAS (Figure IV.16 et La Figure IV.17).

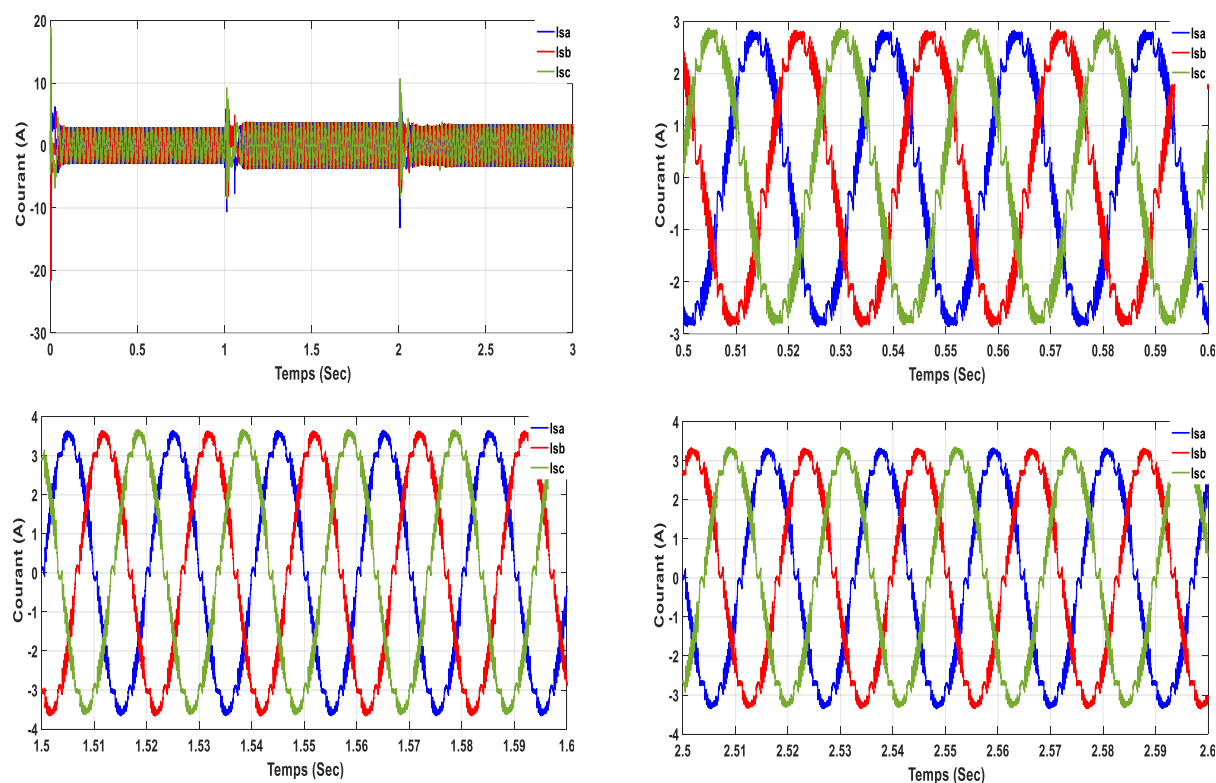


Figure IV.19 : Courants statoriques de la MAS

IV.5.5. Résultats de simulation des Caractéristiques de la pompe

Dans cette partie, on présente les variations du débit d'eau de la pompe Q , la hauteur manométrique totale (H_{MT}), la puissance hydraulique de la pompe P_H , et le rendement global de pompage PV.

- On constate que, lorsque la puissance électrique du GPV augmente (Figure IV.14.a) :
 - la vitesse rotorique augmente (Figure IV.16),
 - le couple résistant de la pompe ainsi que le couple électromagnétique de la MAS augmentent aussi (Figure IV.17),
 - le débit d'eau de la pompe (quantité d'eau pompée) augmente (Figure IV.20),
 - la hauteur manométrique totale (portée de pompage) augmente (Figure IV.21),
 - la puissance hydraulique de la pompe augmente (Figure IV.22),
 - le rendement global de pompage PV augmente (Figure IV.23),

Et vice versa.

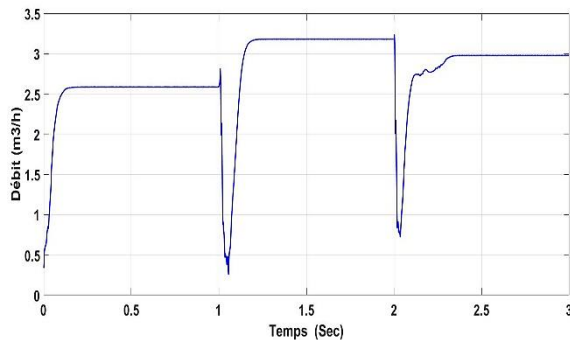


Figure IV.20 : Q à la sortie de la pompe

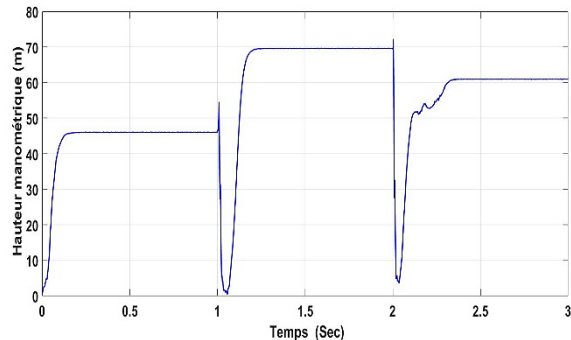


Figure IV.21 : H_{MT} résultante de la pompe

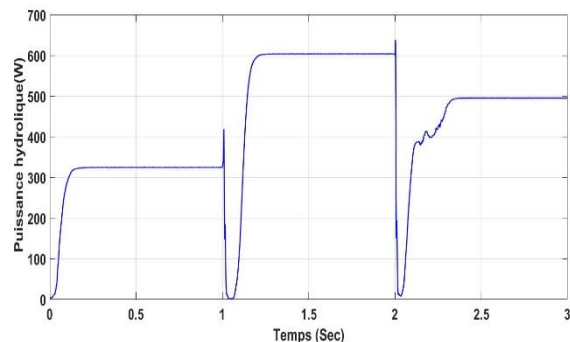


Figure IV.22 : P_H de la pompe

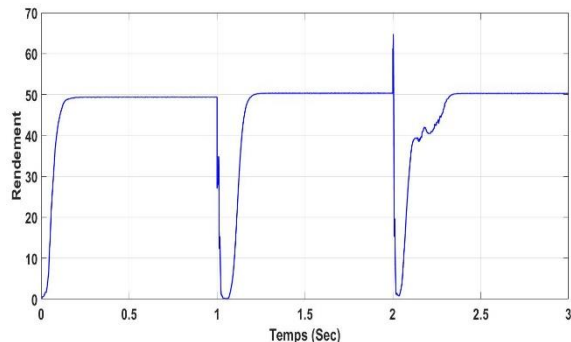


Figure IV.23 : Rendement de pompage PV

IV.6. Conclusion

Dans ce dernier chapitre, on a étudié les performances de l'algorithme MPPT-CSA appliqué au système de pompage PV au fil du soleil qui comporte un GPV alimentant, via l'association Convertisseur Boost-Onduleur de tension à deux niveaux, un moteur asynchrone triphasé entraînant une pompe d'eau. La MAS est contrôlée en vitesse par un contrôleur PI-DTC et la tension du bus continu de l'onduleur est régulée via un régulateur PI.

La commande MPPT-DTC a démontré une bonne qualité (fiabilité et rapidité) de poursuite du point de puissance maximale du GPV pour différents modes d'ensoleillement (uniforme et non-uniforme (ombrage partiel)).

La commande PI-DTC a prouvé de bonnes performances de contrôle de vitesse et de couple électromagnétique de la MAS ainsi qu'une bonne qualité de régulation du flux statorique.

La régulation de la tension du bus continu de l'onduleur a assuré le maintien de cette tension stable au voisinage de sa référence.

Puisque le système pompage adopté est au fil du soleil (sans stockage d'énergie électrique), toute la puissance électrique produite par le GPV est directement consommée par la motopompe. Donc l'équilibre entre la puissance PV et la puissance mécanique de la pompe doit être assuré d'une manière continue pour éviter toute instabilité ou dérapage du système. Pour ce faire, il faut contrôler la vitesse rotorique de la MAS (vitesse rotative de la pompe d'eau) qui est naturellement liée à la puissance mécanique (P_m) du moteur de telle sorte qu'elle soit liée à la puissance photovoltaïque du GPV. Donc, la vitesse rotorique de référence est calculée à partir la puissance photovoltaïque du GPV. Le calcul exact de la vitesse rotorique de référence en utilisant la puissance PV est basé, d'un côté sur le rendement de la MAS et de l'autre coté sur les rendements de l'hacheur et de l'onduleur. Ce calcul est très compliqué pour les raison suivantes :

- Le rendement de la MAS varie en fonction de la vitesse rotorique de la MAS et de son couple électromagnétique (point de fonctionnement de la MAS).
- Les rendements de l'hacheur et de l'onduleur varient en fonction des pertes par conductions et par commutations des deux convertisseurs et qui dépendent des courants et de tensions mises en jeu lors de la conduction et de la commutation de composants d'électronique de puissance utilisés.

En utilisant les valeurs nominales constantes de ces paramètres (rendement de la MAS et rendements de l'hacheur et de l'onduleur), la vitesse rotorique de référence a montré des ondulations qui sont dû

à la perte d'équilibre entre la puissance électrique produite par le GPV et la puissance mécanique consommée par la pompe. Cela a prouvé qu'il faut adapter ces paramètres (rendement de la MAS et les rendements de l'hacheur et de l'onduleur) pour éviter le faux calcul de cette vitesse rotorique de référence ; et réaliser ainsi, l'équilibre entre la puissance du GPV et la puissance consommée par la pompe.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans les sites isolés, l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque pour différentes applications, tel que l'électrification des maisons, l'éclairage public et le pompage d'eau, présente un intérêt d'une importance capitale. Dans le cadre du pompage d'eau, le pompage photovoltaïque laisse apparaître deux solutions : Pompage d'eau avec système de stockage électrique (souvent des batteries solaires), et pompage au fils du soleil (sans système de stockage électrique mais avec stockage hydraulique). On choisit la technique de pompage d'eau en fonction de :

- des caractéristiques souhaitées en fonction de l'utilisation : Débit d'eau souhaité (et pression d'eau souhaitée) avec possibilité de stockage hydraulique (réservoir d'eau) ou sans possibilité de stockage hydraulique (sans réservoir d'eau).
- du niveau des contraintes techniques et économiques acceptables :
 - (Entretien : Possibilité technique et financière d'entretien,
 - Engagement financier : Possibilité de financer l'achat (remplacement) et l'entretien du matériel photovoltaïque notamment les éléments les plus chers (les modules PV et les batteries solaires).
- du taux de vieillissement du matériel PV (les modules PV et les batteries solaires).

Malgré que chaque créneau d'application a son modèle de pompage particulier, le pompage PV au fils du soleil reste une solution très attractive techniquement et économiquement. En effet, l'absence des éléments coûteux de stockage d'électricité (batteries solaires) remplacés par des éléments moins coûteuses de stockage hydraulique (réservoir d'eau), permet de réduire le coût d'installation et le coût de maintenance de la station de pompage photovoltaïque.

Malgré le développement technologique des matériaux de fabrication de la cellule photovoltaïque, son rendement de conversion photovoltaïque, et par conséquent du générateur PV, reste encore médiocre. Pour cela, une optimisation adéquate de l'exploitation des installations photovoltaïques s'avère nécessaire. Dans ce cadre, l'optimisation par maximisation de la puissance électrique extraite du générateur PV est une tâche obligatoire. Ainsi, quel que soit la charge utilisée (moteur électrique, réseau électrique, ...etc), le but principal est d'extraire la puissance maximale disponible par le générateur photovoltaïque à tout instant et quel que soit les conditions climatiques de fonctionnement (ensoleillement et température). Cette tâche est très difficile à assurer par les

techniques standards de contrôle vu la forte non-linéarité des systèmes photovoltaïques, leur dépendance du temps, et leur caractéristique multi-maximum sous ensoleillement non-uniforme. Le recours aux techniques plus avancées et plus adaptatifs constitue un choix approprié. Les méthodes à base des méta-heuristiques sont parmi les techniques les plus récemment utilisées pour la résolution des problèmes d'optimisation dans les systèmes compliqués.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse a porté sur l'amélioration des performances, en termes de fiabilité et rapidité, de la technique méta-heuristique à base de l'algorithme de recherche de coucou (Cuckoo Search Algorithm) dans la poursuite du point de puissance maximale globale du GPV. Ce dernier alimentant, via l'association Convertisseur Boost-Onduleur de tension à deux niveaux, un moteur asynchrone triphasé entraînant une pompe d'eau. Le moteur est contrôlé en vitesse par un contrôleur PI-DTC et la tension du bus continu de l'onduleur est régulée via un régulateur PI. En plus, une approche d'estimation de l'état de l'ensoleillement (uniforme ou non-uniforme) est développée en se basant sur la puissance électrique mesurée du GPV et le rapport cyclique de contrôle du convertisseur DC-DC (hacheur).

La version améliorée de l'algorithme de recherche de coucou est appliquée comme technique MPPT dans le système de pompage PV. Elle a prouvé son efficacité de poursuivre rapidement et avec bonne fiabilité la puissance maximale du GPV.

La commande MPPT-DTC a démontré une bonne qualité (fiabilité et rapidité) de poursuite du point de puissance maximale du GPV pour différents modes d'ensoleillement (uniforme et non-uniforme (ombrage partiel)).

La commande PI-DTC a prouvé de bonnes performances de contrôle de vitesse et de couple électromagnétique de la MAS ainsi qu'une bonne qualité de régulation du flux statorique.

La régulation de la tension du bus continu de l'onduleur a assuré le maintien de cette tension stable au voisinage de sa référence.

Puisque le système pompage adopté est au fil du soleil (sans stockage d'énergie électrique), toute la puissance électrique produite par le GPV est directement consommée par la motopompe. Donc l'équilibre entre la puissance PV et la puissance mécanique de la pompe doit être assuré d'une manière continue pour éviter toute instabilité ou dérapage du système. Pour ce faire, il faut contrôler la vitesse rotorique de la MAS (vitesse rotative de la pompe d'eau) qui est naturellement liée à la puissance mécanique du moteur de telle sorte qu'elle soit liée à la puissance photovoltaïque du GPV. Donc, la vitesse rotorique de référence est calculée à partir la puissance photovoltaïque du

GPV. Le calcul exact de la vitesse rotorique de référence en utilisant la puissance PV est basé, d'un côté sur le rendement de la MAS et de l'autre coté sur les rendements de l'hacheur et de l'onduleur. Ce calcul est très compliqué pour les raison suivantes :

- Le rendement de la MAS varie en fonction de la vitesse rotorique de la MAS et de son couple électromagnétique (point de fonctionnement de la MAS).
- Les rendements de l'hacheur et de l'onduleur varient en fonction des pertes par conductions et par commutations des deux convertisseurs et qui dépendent des courants et de tensions mises en jeu lors de la conduction et de la commutation de composants d'électronique de puissance utilisés.

En utilisant les valeurs nominales constantes de ces paramètres (rendement de la MAS et rendements de l'hacheur et de l'onduleur), la vitesse rotorique de référence a montré des ondulations qui sont dû à la perte d'équilibre entre la puissance électrique produite par le GPV et la puissance mécanique consommée par la pompe. Cela a prouvé qu'il faut adapter ces paramètres (rendement de la MAS et les rendements de l'hacheur et de l'onduleur) pour éviter le faux calcul de cette vitesse rotorique de référence ; et réaliser ainsi, l'équilibre entre la puissance du GPV et la puissance consommée par la pompe.

Vu les remarques suscitées et dans la sens d'optimisation du système de pompage photovoltaïque, on propose comme perspectives :

- L'adaptation des paramètres variables en fonction du point de fonctionnement considéré
 - Adaptation du rendement de la MAS en fonction de la vitesse rotorique de la MAS et de son couple électromagnétique (point de fonctionnement de la MAS).
 - Adaptation des rendements de l'hacheur et de l'onduleur qui varient en fonction des pertes par conductions et par commutations des deux convertisseurs et qui dépendent des courants et de tensions mises en jeu lors de la conduction et de la commutation de composants d'électronique de puissance utilisés.
- L'utilisation des contrôleurs non-linéaires à la place des contrôleurs PI.
- L'utilisation des estimateurs de vitesse rotorique du moteur asynchrone (vitesse rotative de la pompe).
- Application de la DCSA-MPPT aux systèmes photovoltaïques intégrés dans d'autres applications :
 - systèmes de pompage photovoltaïque d'eau avec système de stockage électrique.

- systèmes photovoltaïques couplé au réseau électrique.
- Etude d'autres techniques méta-heuristiques pour l'optimisation de la MPPT.

Annexe

Annexe 1

Paramètres caractéristiques du module PV utilisé (PV Module TP250MBZ)

Constructeur : Tata Power Solar Systems

Numéro du Modèle: TP250MBZ

Description: 250W Module Polycrystalline

Paramètre	Valeur
Puissance à la condition standard (STC) (Standard Test Conditions)	250 W
Puissance à la condition de test (PTC) (Photovoltaics for Utility Scale Applications)	222.7 W
Densité de puissance à la condition standard (STC) (Puissance électrique produite par 1 m ² de la surface du module)	151.515 W/m ²
Densité de puissance à la condition standard (PTC) (Puissance électrique produite par 1 m ² de la surface du module)	134.97 W/m ²
Température à la condition standard (STC) (Température ambiante)	T = 25 °C
Température nominale de fonctionnement de la cellule (PTC)	48.8 °C
Eclairement à la condition standard (STC)	E = 1000 W/m ²
Courant (I_{mp}) correspondant au point de puissance maximale (P_{mp})	8.3 A
Tension (V_{mp}) correspondant au point de puissance maximale (P_{mp})	30 V
Tension en circuit ouvert (V_{oc})	36.8 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	8.83 A
Nombre de Cellules par module ($N_{cellule}$)	60
Coefficient de température de la tension du circuit ouvert (V_{oc})	-0.33 %/°C
Coefficient de température du courant de court-circuit (I_{sc}) (%/deg.C)	0.063805 %/°C
Coefficient de température de la puissance maximale (P_{mp}) (%/deg.C)	-0.438 %/°C
Photo-courant I_L	8.8382 A
Courant de saturation des diodes I_0	1.0132e-10
Facteur d'idéalité de la diode	0.94812
Résistance shunt R_{sh}	314.7646 Ohms
Résistance série R_s	0.2914 Ohms

Tableau A.1 : Caractéristiques du module photovoltaïque Tata Power SolarSystems TP250MBZ

[82], [83]

Le module PV peut être mis en test (vérification de caractéristiques) selon des normes : la norme STC et la norme PSC comme indiqué dans le tableau précédent.

- La condition de test standard (STC) (Standard Test Conditions) est une technique de test et de vérification de caractéristiques des systèmes dans le laboratoire (indoor). Une source de lumière est calibrée (longueur d'onde) pour produire 1000 W/m^2 de lumière qui est projetée sur le module PV. La température de la cellule est maintenue égale à la température ambiante qui est conditionnée et maintenue à (25°C) [84].

- La PVUSA (Photovoltaics for Utility Scale Applications) est un projet développé dans les années 90 pour la conception d'une technique de test et de vérification des caractéristiques des modules PV dans les conditions réelles du site d'utilisation (real world conditions). Ces conditions sont appelées (Photovoltaics for Utility Scale Applications Test Conditions) ou (PVUSA Test Conditions) connue communément sous le nom de (PTC). Cette technique est basée sur la collecte des données météorologiques réelles (ensoleillement, température ambiante et vitesse du vent) du site d'utilisation (outdoor) et les grandeurs électriques correspondantes du système PV (Courant, Tension et puissance) durant une période de temps ; et ensuite, sur la régression de la sortie du système (PV) par rapport à une combinaison d'ensoleillement, de vitesse du vent et de température ambiante. Les conditions standard sélectionnées d'ensoleillement, de vitesse du vent et de température sont respectivement 1000 Wm^{-2} , 1 m/s et 20°C [84].

La différence entre ces deux techniques STC et PSC est la température. Pour la STC la température est de (25°C) . Sous PTC, tout est chauffé comme s'il était au soleil. Les cellules solaires à l'intérieur du panneau sont portées à leur "température de fonctionnement normale", qui est généralement d'environ 45°C (48.8°C (tableau précédent)). La température ambiante est réglée à 20°C et la vitesse de vent reçue par le panneau PV est réglée ($\sim 1 \text{ m/s}$). Voici un résumé des conditions de test des deux techniques :

	STC	PTC
Ensoleillement	1000 W/m^2	1000 W/m^2
Température de la cellule solaire	25°C	45°C (48.8°C)
Température ambiante	25°C	20°C
Vitesse de vent	None	1 m/s

En raison de la physique des panneaux solaires, lorsqu'ils chauffent, la tension qu'ils peuvent produire diminue. Puisque la puissance électrique (watts) = tension x courant, lorsque la tension baisse, la puissance baisse. Sous un ensoleillement de 1000 W/m^2 et une température de cellule

25 °C (STC) le module PV produit une puissance de 250 W. Sous le même ensoleillement de 1000 W/m² et une température de cellule 48.8 °C (PTC) le module PV produit une puissance de 222.7 W.

Annexe 2

Paramètres du Moteur Asynchrone triphasé

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale mécanique (P_n)	1000 W
Puissance Apparente nominale (S_n)	1700 VA
Vitesse rotorique nominale ($\Omega_{ntr/min}$)	2830 tr/min
Vitesse rotorique nominale ($\Omega_{nrad/sec}$)	296.356 rad/sec
Vitesse de synchronisme ($\Omega_{str/min}$)	3000 tr/min
Vitesse de synchronisme ($\Omega_{srad/sec}$)	314.159 rad/sec
Couple nominal	3.37 N.M
Valeur efficace de la tension simple (V_{eff})	230 V
Fréquence nominale (f_n)	50 Hz
Résistance statorique (R_s)	6.3 Ohm
Inductance statorique totale (L_s)	428.7 10 ⁻³ H
Inductance statorique de fuite (L_{ls})	12.1 10 ⁻³ H
Inductance de magnétisation (mutuelle) (L_m)	416.6 10 ⁻³ H
Résistance rotorique (R_r)	5.4 Ohm
Inductance rotorique totale (L_r)	428.7 10 ⁻³ H
Inductance rotorique de fuite (L_{lr})	12.1 10 ⁻³ H
Inductance de magnétisation (mutuelle) (L_m)	416.6 10 ⁻³ H
Nombre de paires de pôles (p_p)	1
Inertie (J)	0.0055 kg.m ²
Facteur de frictions (F)	0.00345 N.m.s
Flux statorique nominal (Φ_{sn})	1 Wb
Rendement nominal du moteur (η_m)	0.72 (72%)

Tableau A.2 : Paramètres du moteur asynchrone triphasé 1 kW [85]

Annexe 3

Paramètres de la Motopompe DMP-P4004/13

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale mécanique	1.1 kW
Puissance électrique apparente	2.2 kVA
Tension triphasée simple	220 (230) V
Tension triphasée composée	380 (400) V
Gamme de fréquences	0 to 50 (60) Hz
Courant nominal	3.4 A
Débit	6 m ³ /h
H_{t_max}	101 M
Tuyau	1"1/4 Inch
Vitesse nominale	2850 tr/min
Vitesse nominale	298.4513 rad/sec
Couple mécanique nominal	3.686 N.m
Coefficient Couple-vitesse (K_p)	$K_p = 4.5380 \cdot 10^{-7}$ pour (Ω tr/min)
$C_r = K_p \cdot \Omega$	$K_p = 3.8300 \cdot 10^{-5}$ pour (Ω rad/sec)

Tableau A.3 : Caractéristiques de la motopompe DMP-P4004/13 [43]

Annexe 4

Paramètres des convertisseurs statiques utilisés dans le système de pompage PV

- Paramètres de l'hacheur Boost

Paramètres	Valeurs
Capacité du condensateur d'entrée (C_1)	$2.3 \cdot 10^{-6} \text{ F}$
Capacité du condensateur de sortie (C_2)	$9.1458 \cdot 10^{-5} \text{ F}$
Inductance (L)	0.151805 H
Fréquence de la porteuse de la commande MLI du transistor de l'hacheur Boost (f_p)	$50 \cdot 10^3 = 50 \text{ kHz}$

- Paramètres du l'onduleur triphasé de tension à deux niveau

Paramètres	Valeurs
Tension de référence du bus continu	650 V
Rendement nominal $\eta_{\text{étap_adap}} = \eta_{\text{boost}} \cdot \eta_{\text{onduleur}}$	0.97 (97%)

Annexe 5

Choix des paramètres de l'hacheur Boost

A.1. Ondulation de la tension ($\Delta V_{c2} = \Delta V_{dc}$) et choix du condensateur de sortie C_2

La variation de la tension aux bornes du condensateur C_2 (ondulation de la tension de sortie du convertisseur Boost) est exprimée par la relation suivante (Figure IV.6) [86]:

$$\Delta V_{c2} = \Delta V_{dc} = \frac{V_{pv}}{R_s C_2 f_p} \frac{D}{1-D} \quad (\text{A.1})$$

Avec :

R_s : est une résistance de charge fictive qui représente le rapport entre la tension de sortie ($V_{c2} = V_{dc}$) et le courant de sortie (I_2). Puisque le convertisseur Boost conserve la puissance (sa puissance d'entrée est égale à sa puissance de sortie), donc cette résistance fictive peut aussi représenter le rapport entre la tension d'entrée (V_{pv}) et le courant d'entrée (I_{pv}). Pour dimensionner le condensateur C_2 pour un point de fonctionnement de puissance maximale nominale du GPV (1000 W/m² et 25 °C), correspondant à une tension d'entrée ($V_{pv} = V_{mp}$) et à un courant d'entrée ($I_{pv} = I_{mp}$), la résistance R_s s'exprime par la relation suivante :

$$R_s = \frac{V_{c2}}{I_2} = \frac{V_{dc}}{I_2} = \frac{V_{pv}}{I_{pv}} = \frac{V_{mp}}{I_{mp}} \quad (\text{A.2})$$

Selon l'équation (A.1), l'ondulation de tension de sortie du convertisseur Boost ($\Delta V_{c2} = \Delta V_{dc}$) est bien évidemment fonction des paramètres du système, mais également du rapport cyclique D . Dans la Figure I.9, on présente la variation du gain en tension (rapport $\frac{D}{1-D}$) en fonction de D .

Lorsque les paramètres R_s , C_2 , f_p et V_{mp} sont fixés, l'amplitude des ondulations de ($\Delta V_{c2} = \Delta V_{dc}$) est d'autant plus grande que le rapport cyclique (D) est élevé. Pour fixer la valeur de ($\Delta V_{c2} = \Delta V_{dc}$) au moyen de (C_2), on devra donc travailler sur un pire cas, en considérant la valeur maximale que peut prendre (D) ; même si cela conduit à sur-dimensionner la capacité de (C_2) si le fonctionnement du convertisseur se fait à une valeur de (D) nettement en dessous de la valeur considérée lors du dimensionnement.

On notera cependant l'intérêt de choisir pour la fréquence de commutation (f) du convertisseur une valeur la plus élevée possible. Cela permet en effet de réduire d'autant la capacité du condensateur C_2 .

A.2. Ondulation du courant I_L et choix de l'inductance d'entrée du convertisseur Boost (L)

On supposant linéaire la variation (ΔI_L) du courant I_L de l'inductance (Figure III.3). Cette variation ou ondulation (ΔI_L) du courant I_L est donnée par [86]:

$$\Delta I_e = \frac{U_{ei}}{L_{ef}} D \quad (A.3)$$

L'ondulation du courant (I_L) est ainsi directement proportionnelles au rapport cyclique (D). Pour dimensionner l'inductance (L), on aura donc considérer la valeur maximale que peut prendre (D), afin que (I_L) ne dépasse jamais la valeur prescrite. On prendra en compte l'influence de la fréquence de commutation (f_p), que l'on choisira la plus élevée possible : cela permet de réduire avec bénéfice la valeur de (L) permettant de limiter (ΔI_L).

A.3. Choix du condensateur d'entrée C_1 du convertisseur

La variation de la tension aux bornes du condensateur d'entrée C_1 s'exprime par (Figure III.3 et Figure IV.6) [86]:

$$\Delta V_{c1} = \frac{T_p \Delta I_{c1}}{8C_1} = \frac{\Delta I_L}{8f_p C_1} \quad (A.4)$$

$$C_e = \frac{\Delta I_L}{8f_p \Delta V_{c1}} \quad (A.5)$$

L'amplitude de la variation de la tension d'entrée (ΔV_{c1}) est :

Proportionnelle à l'amplitude de l'ondulation du courant de l'inductance d'entrée (ΔI_L), inversement proportionnelle :

- à la valeur du condensateur (C_1),
- à la valeur de la fréquence de commutation du convertisseur f_p (fréquence de la porteuse de la commande MLI de l'hacheur Boost),

Les paramètres (ΔI_L en régime permanent), (C_1) et (f_p) sont des paramètres constants. La limitation de l'ondulation de la tension d'entrée (ΔV_{c1}) peut se faire en augmentant la valeur du condensateur d'entrée (C_1) et/ou celle de la fréquence de commutation de l'hacheur (f_p).

Annexe 6

Paramètres des contrôleurs et des régulateurs

- Paramètres du régleur PI de la tension du bus continu (V_{dc})

Paramètres	Valeurs
Gain Proportionnel du régulateur ($k_{pV_{dc}}$)	20
Gain Intégral du régulateur ($k_{IV_{dc}}$)	10
Tension de référence du bus continu (V_{dc}^*)	650 V

- Paramètres du contrôleur PI de la vitesse rotorique du la MAS (Ω)

Paramètres	Valeurs
Gain Proportionnel du régulateur ($k_{p\Omega}$)	1
Gain Intégral du régulateur ($k_{I\Omega}$)	0.8
Tension de référence du bus continu (V_{dc}^*)	650 V

- Paramètres du contrôle DTC de la MAS

Paramètres	Valeurs
Consigne ou la référence du flux statorique (le module). (Φ_s^*)	1 Wb
Largeur d'hystérésis du correcteur du flux statrorique ($2H\Phi_s$ ($\pm H\Phi_s$))	$\pm 10^{-2}$ Wb
Largeur d'hystérésis du correcteur du couple électromagnétique ($\pm HC_e$)	± 0.8 N.m

Annexe 7

Définition de Régulation et d'Asservissement (Commande ou Contrôle)

On note que :

La référence de la tension du bus continu est constante ($V_{dc}^* = 650 \text{ V}$),

La référence de flux statorique est constante ($\Phi_s^* = 1 \text{ Wb}$),

Alors que la référence de la vitesse rotorique (Ω^*) est variable :

$$\Omega^* = \Omega_{pv} - \Omega_{regul}(\Omega_{Vdc}) = \left(\frac{\eta_m \cdot \eta_{\text{étage adap}} \cdot P_{pv}}{K_p} \right)^{\frac{1}{3}} - \Omega_{regul}(\Omega_{Vdc})$$

Les termes régulation et commande (asservissement) se diffèrent en dépendant de la nature de la référence du signal physique commandé (constante ou variable). Ils sont définis comme suit [87] :

- Régulation : une grandeur physique doit être maintenue à un niveau constant (référence constante) en dépit de la présence de perturbations ($(V_{dc}^* = 650 \text{ V})$ et $(\Phi_s^* = 1 \text{ Wb})$).
- Commande (Asservissement) : une grandeur physique doit suivre une évolution temporelle (référence variable par rapport au temps) imposée par l'utilisateur du système.

Annexe 8

Calcul des paramètres du contrôleur PI de la vitesse rotorique

Le schéma bloc du contrôle de la vitesse rotorique du moteur asynchrone est représenté par la figure suivante [64] :

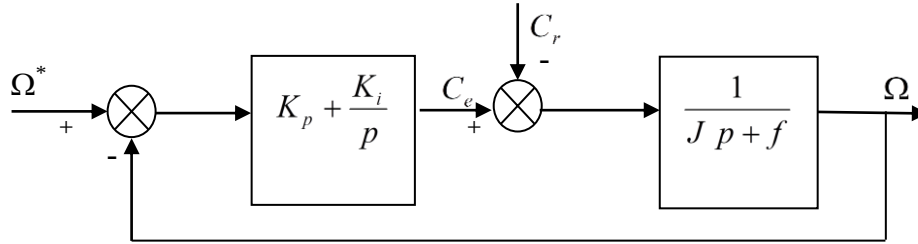


Figure A.1 : Boucle de contrôle de la vitesse rotorique du moteur asynchrone

Si on néglige le régime transitoire des courants statoriques, la fonction de transfert du système en boucle ouverte avec un couple résistant nul ($C_r = 0$) est donnée par [64] :

$$F_{BO} = \frac{K_p \cdot p + K_i}{p \cdot (f + J \cdot p)} = \frac{K_i \cdot (1 + \frac{K_p}{K_i} p)}{f \cdot p \cdot (1 + \frac{J}{f} \cdot p)} = \frac{K_i \cdot (1 + \tau_v p)}{f \cdot p \cdot (1 + \frac{J}{f} \cdot p)} \quad (A.6)$$

Alors que la fonction de transfert du système en boucle fermée avec un couple résistant nul ($C_r = 0$) est donnée par [64] :

$$F_{BF} = \frac{\Omega}{\Omega^*} = \frac{F_{BO}}{1 + F_{BO}} = \frac{\frac{K_i \cdot (1 + \tau_v p)}{f \cdot p \cdot (1 + \frac{J}{f} \cdot p)}}{1 + \frac{K_i \cdot (1 + \tau_v p)}{f \cdot p \cdot (1 + \frac{J}{f} \cdot p)}} = \frac{\frac{K_i \cdot (1 + \tau_v p)}{f \cdot p \cdot (1 + \frac{J}{f} \cdot p)}}{\frac{f \cdot p \cdot (1 + \frac{J}{f} \cdot p) + K_i \cdot (1 + \tau_v p)}{f \cdot p \cdot (1 + \frac{J}{f} \cdot p)}} \quad (A.7)$$

$$F_{BF} = \frac{\Omega}{\Omega^*} = \frac{F_{BO}}{1 + F_{BO}} = \frac{K_i \cdot (1 + \tau_v p)}{f \cdot p \cdot (1 + \frac{J}{f} \cdot p) + K_i \cdot (1 + \tau_v p)}$$

Avec : $\tau_v = \frac{K_p}{K_i}$

Etant donné que la fonction de transfert en boucle fermée présente un zéro $(1 + \tau_v p)$ du numérateur, et pour annuler l'effet de la constante de temps dominant $\frac{J}{f}$, on impose : $\tau_v = \frac{K_p}{K_i} = \frac{J}{f}$.

Ainsi, on élimine le zéro, et la fonction de transfert en boucle fermée devient [64] :

$$F_{BF} = \frac{\Omega}{\Omega^*} = \frac{F_{BO}}{1 + F_{BO}} = \frac{K_i}{f \cdot p + K_i} = \frac{1}{\frac{f}{K_i} \cdot p + 1} \quad (\text{A.8})$$

En imposant une constante de temps, τ_v , on trouve $K_i = \frac{f}{\tau_v}$ et $K_p = \frac{J}{\tau_v}$

On remarque que les paramètres (K_i) et (K_p) du contrôleur PI de la vitesse rotorique dépendent des paramètres mécaniques de du système (le coefficient du frottement (f) et l'inertie de la partie tournante de la motopompe (J)). Les paramètres électriques (résistances et inductances statoriques et rotoriques) du moteur asynchrone n'interviennent pas dans le calcul des gains (K_i) et (K_p) du contrôleur PI de la vitesse rotorique. Donc, on peut dire que la boucle de contrôle de la vitesse rotorique est robuste vis-à-vis les variations des paramètres électriques du moteur asynchrone. Cependant, comme expliqué dans le quatrième chapitre, l'estimateur du flux statorique dépend de la valeur de la résistance statorique (R_s) . Par conséquence, toute variation de cette résistance, si n'est pas détectée et introduite dans le processus d'estimation du flux statorique, peut produire une fausse estimation de ce flux statorique ce qui dégrade la qualité de sa régulation.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Bied-Charreton, M., Makkaoui, R., Petit, O., & Requier-Desjardins, M. (2006). La gouvernance des ressources en eau dans les pays en développement: enjeux nationaux et globaux. *Mondes en développement*, (3), 39-62.
- [2] Nations, U. (2019). World Urbanization Prospects: The 2018 Revision. United Nations Department of Economic and Social Affairs. *Population Division, New York*.
- [3] "Rural water development", WWW.UNESCO.ORG.
<https://en.unesco.org/themes/water-security/hydrology/water-human-settlements/rural-development>
- [4] The United Nations World Water Development Report 4, the United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO), 2012. Managing Water under Uncertainty and Risk. <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000217175>.
- [5] Lee, K., Brewer, E., Christiano, C., Meyo, F., Miguel, E., Podolsky, M., ... & Wolfram, C. (2014). *Barriers to electrification for "under grid" households in rural kenya* (No. w20327). National Bureau of Economic Research.
- [6] Vezin, T., Meunier, S., Queval, L., Cherni, J. A., Vido, L., Darga, A., ... & Marchand, C. (2020). Borehole water level model for photovoltaic water pumping systems. *Applied Energy*, 258, 114080.
- [7] Qoaider, L., & Steinbrecht, D. (2010). Photovoltaic systems: A cost competitive option to supply energy to off-grid agricultural communities in arid regions. *Applied Energy*, 87(2), 427-435.
- [8] Bakelli, Y., Arab, A. H., & Azoui, B. (2011). Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept. *Solar energy*, 85(2), 288-294.
- [9] Girma, Z. (2017). Techno-economic analysis of photovoltaic pumping system for rural water supply in Ethiopia. *International Journal of Sustainable Energy*, 36(3), 277-295.
- [10] Errouha, M., Derouich, A., Nahid-Mobarakeh, B., Motahhir, S., & El Ghzizal, A. (2019). Improvement control of photovoltaic based water pumping system without energy storage. *Solar Energy*, 190, 319-328.
- [11] Zhao, Z. Y., Yan, H., Zuo, J., Tian, Y. X., & Zillante, G. (2013). A critical review of factors

- affecting the wind power generation industry in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 499-508.
- [12] Singh, B., Mishra, A. K., & Kumar, R. Member, S.(2014). *Solar Powered Water Pumping System Employing Switched Reluctance Motor Drive*, 9994.
- [13] Kaldellis, J. K., Meidanis, E., & Zafirakis, D. (2011). Experimental energy analysis of a stand-alone photovoltaic-based water pumping installation. *Applied Energy*, 88(12), 4556-4562.
- [14] Ould-Amrouche, S., Rekioua, D., & Hamidat, A. (2010). Modelling photovoltaic water pumping systems and evaluation of their CO2 emissions mitigation potential. *Applied energy*, 87(11), 3451-3459.
- [15] Koutroulis, E., & Blaabjerg, F. (2012). A new technique for tracking the global maximum power point of PV arrays operating under partial-shading conditions. *IEEE journal of photovoltaics*, 2(2), 184-190.
- [16] Zerhouni, F. Z., Zegrar, M., & Stambouli, A. B. (2009). Connexion directe source d'énergie renouvelable verte non polluante photovoltaïque à une charge. *Journal of Renewable Energies*, 12(4), 585-595.
- [17] Tarak Benslimane. (2020). Systèmes de conversion de l'énergie Photovoltaïque, *Cour de master en Energies Renouvelables en Electrotechnique*, 2021, Université de M'sila.
- [18] Eltamaly, A. M. (2015). Performance of smart maximum power point tracker under partial shading conditions of photovoltaic systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(4), 043141.
- [19] Rezk, H., & Eltamaly, A. M. (2015). A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems. *Solar energy*, 112, 1-11.
- [20] Lyden, S., & Haque, M. E. (2015). Maximum Power Point Tracking techniques for photovoltaic systems: A comprehensive review and comparative analysis. *Renewable and sustainable energy reviews*, 52, 1504-1518.
- [21] Eltamaly, A. M. (2018). Performance of MPPT techniques of photovoltaic systems under normal and partial shading conditions. In *Advances in renewable energies and power technologies* (pp. 115-161). Elsevier.
- [22] Salam, Z., Ahmed, J., & Merugu, B. S. (2013). The application of soft computing methods for

- MPPT of PV system: A technological and status review. *Applied energy*, 107, 135-148.
- [23] Farh, H. M., Othman, M. F., & Eltamaly, A. M. (2017, December). Maximum power extraction from grid-connected PV system. In *2017 Saudi Arabia Smart Grid (SASG)* (pp. 1-6). IEEE.
- [24] Mirjalili, S., Mirjalili, S. M., & Lewis, A. (2014). Grey wolf optimizer. *Advances in engineering software*, 69, 46-61.
- [25] Titri, S., Larbes, C., Toumi, K. Y., & Benatchba, K. (2017). A new MPPT controller based on the Ant colony optimization algorithm for Photovoltaic systems under partial shading conditions. *Applied Soft Computing*, 58, 465-479.
- [26] Jiang, L. L., Maskell, D. L., & Patra, J. C. (2013). A novel ant colony optimization-based maximum power point tracking for photovoltaic systems under partially shaded conditions. *Energy and Buildings*, 58, 227-236.
- [27] Eltamaly, A. M., & Farh, H. M. (2019). Dynamic global maximum power point tracking of the PV systems under variant partial shading using hybrid GWO-FLC. *Solar Energy*, 177, 306-316.
- [28] Mehdi OUADA.(2017). Analyse, conception et optimisation de systèmes de commande relative aux énergies renouvelables , *Thèse de Doctorat, Université Badji Mokhtar de Annaba*.
- [29] Bentata, K., Mohammedi, A., & Benslimane, T. (2021). Development of rapid and reliable cuckoo search algorithm for global maximum power point tracking of solar PV systems in partial shading condition. *Archives of Control Sciences*, 31.
- [30] Bhende, C. N., & Malla, S. G. (2012). Novel control of photovoltaic based water pumping system without energy storage. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 13(5).
- [31] Sontake, V. C., & Kalamkar, V. R. (2016). Solar photovoltaic water pumping system-A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1038-1067.
- [32] Aliyu, M., Hassan, G., Said, S. A., Siddiqui, M. U., Alawami, A. T., & Elamin, I. M. (2018). A review of solar-powered water pumping systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 87, 61-76.
- [33] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller, Bocar Sada Sy, Eric Schiller. (1998). Le pompage photovoltaïque, *Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens*. IEPF/Université d'Ottawa, Canada.

- [34] Hamdan, I., Maghraby, A., & Noureldeen, O. (2019). Stability improvement and control of grid-connected photovoltaic system during faults using supercapacitor. *SN Applied Sciences*, 1(12), 1-19.
- [35] Gallegos, C. D. R., & Alvarado, M. S. A. (2015). Analysis of the stationary and transient behavior of a photovoltaic solar array: modeling and simulation. *International Journal of Computer Applications*, 975, 8887.
- [36] Kato, K., & Koizumi, H. (2015, May). A study on effect of blocking and bypass diodes on partial shaded PV string with compensating circuit using voltage equalizer. In *2015 IEEE international symposium on circuits and systems (ISCAS)* (pp. 241-244). IEEE.
- [37] Aicha Djalab. (2020). Diagnostic des défauts d'un système d'énergie renouvelable basée sur les techniques d'intelligence artificielle : application sur un système photovoltaïque, *Thèse de Doctorat, Ziane Achour University of Djelfa*.
- [38] Poompavai, T., & Kowsalya, M. (2019). Control and energy management strategies applied for solar photovoltaic and wind energy fed water pumping system: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 107, 108-122.
- [39] Reza, C. M. F. S., Islam, M. D., & Mekhilef, S. (2014). A review of reliable and energy efficient direct torque controlled induction motor drives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 919-932.
- [40] Gopal, C., Mohanraj, M., Chandramohan, P., & Chandrasekar, P. (2013). Renewable energy source water pumping systems—A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 351-370.
- [41] Talbi, B., Krim, F., Rekioua, T., Mekhilef, S., Laib, A., & Belaout, A. (2018). A high-performance control scheme for photovoltaic pumping system under sudden irradiance and load changes. *Solar Energy*, 159, 353-368.
- [42] Vas, P. (1990). *Vector Control of AC Machines*, Clarendon.
- [43] Brahmi, A., Abounada, A., Chbirik, G., & Amrani, A. E. (2018, December). Design and optimal choice of a 1.5 kW photovoltaic pumping system for irrigation purposes. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 2056, No. 1, p. 020004). AIP Publishing LLC.
- [44] Parikh, A. P., Tekwani, P. N., & Patel, V. (2017, November). Design and implementation of solar pumping system with induction motor and submersible pump. In *2017 Nirma University*

International Conference on Engineering (NUICONE) (pp. 1-6). IEEE.

- [45] Al-Hamdani, A. H., Hassan, M., & Ahmad, R. T. (2013). Optimal sizing of photovoltaic irrigation water pumping system in Samara. *Engineering and Technology Journal, University of Technology*, 31(16), 3067-3077.
- [46] Al-Hamdani, A. H., Hassan, M., & Ahmad, R. T. (2013). Optimal sizing of photovoltaic irrigation water pumping system in Samara. *Engineering and Technology Journal, University of Technology*, 31(16), 3067-3077.
- [47] Benghanem, M., Daffallah, K. O., & Almohammed, A. (2018). Estimation of daily flow rate of photovoltaic water pumping systems using solar radiation data. *Results in Physics*, 8, 949-954.
- [48] Chilundo, R. J., Mahanjane, U. S., & Neves, D. (2018). Design and performance of photovoltaic water pumping systems: comprehensive review towards a renewable strategy for Mozambique. *Journal of Power and Energy Engineering*, 6(7), 32-63.
- [49] Biswas, S., & Iqbal, M. T. (2018). Dynamic modelling of a solar water pumping system with energy storage. *Journal of Solar Energy*, 2018(2018/04/08), 8471715.
- [50] M. jayakumar and V. Rajini. (2013). Investigation of photovoltaic water pumping system. *International Conference Circuit Power and Computing Technologies ICCCPCT, IEEE conference*, 2013, 275-282.
- [51] Arab, A. H., Benghanem, M., & Gharbi, A. (2005). Dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque. *Revue des énergies renouvelables*, 8(1), 19-26.
- [52] Labed, S. (2005, December). Le pompage photovoltaïque et le développement des régions sahariennes. In *Colloque International sur les Ressources en Eau Souterraines dans le Sahara (CIRESS) Ouargla-12 et* (Vol. 13, pp. 19-26).
- [53] Louazene, M. L. (2008). *Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla* (Doctoral dissertation, Université de Batna 2).
- [54] Gairaa, K. (2010). Valorisation du gisement solaire de Ghardaïa. *Renewable Energy Bulletin, ed. Algeria: CDER*.
- [55] Belkaid, A. (2018). *onception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaine de conversion photovoltaïque autonome* (Doctoral dissertation).

- [56] Khan, R. A., Khan, L. A., & Hussain, S. Z. (2015). Design and Simulation of 0.75 hp Soft Start AC Water Pump Powered by PV Solar System. *Universal Journal of Mechanical Engineering*, 3(4), 113-121.
- [57] Swe, W. (2011). Design Considerations of PV Water Pumping and Rural Electricity System (2011) in Lower Myanmar. *International Journal of Energy and Power Engineering*, 5(3), 263-267.
- [58] Waiprib, A., & Ritnoom, N. (2012, May). The simple embedded system for three-phase solar motor pump using Volt/Hertz maximum power point tracking technique. In *2012 Ninth International Conference on Computer Science and Software Engineering (JCSSE)* (pp. 180-184). IEEE.
- [59] Luque, A., & Hegedus, S. (Eds.). (2011). *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons.
- [60] Moubarak, A., El-Saady, G., & Ibrahim, E. N. A. (2017). Variable Speed Photovoltaic Water Pumping Using Affinity Laws. *Journal of Power and Energy Engineering*, 5(11), 50.
- [61] Khezzar, R. (2017). *Optimisation de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique* (Doctoral dissertation, UB1).
- [62] Yang, X. S., & Deb, S. (2009, December). Cuckoo search via Lévy flights. In *2009 World congress on nature & biologically inspired computing (NaBIC)* (pp. 210-214). Ieee.
- [63] Cherdak, A. S., & Douglas, J. L. (1971). *U.S. Patent No. 3,566,143*. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- [64] Tarak Benslimane. (2020). Commande des systèmes électro-énergétiques/Commande des machines asynchrones, *Cour de master en Réseaux Electriques, Université de M'sila*.
- [65] Baghli, L. (2015). *Modélisation et commande de la machine asynchrone*. Les Éditions du Net.
- [66] Arias Pujol, A. (2001). *Improvements in direct torque control of induction motors*. Universitat Politècnica de Catalunya.
- [67] Bounadja Mohamed. (2010). Contribution à la Commande Directe du Couple d'une Machine Asynchrone pour l'Alternateur-démarrateur Intégré. *Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, Mohamed BOUDIAF*.
- [68] Boukher, D. (2007). Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque. Application au pompage.

- [69] Betka, A. (1997). Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil. *Thème de Magistère, Université de Biskra*.
- [70] Ramoul, S. (2014). *Modélisation numérique des écoulements transitoires dans les conduites en charge à géométrie complexe* (Doctoral dissertation, Université de Batna 2).
- [71] Hasan, M. M., Abu-Siada, A., Islam, S. M., & Dahidah, M. S. (2018). A new cascaded multilevel inverter topology with galvanic isolation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(4), 3463-3472.
- [72] Bouden, A., & Haouam, A. (2018). *Modélisation numérique de nouveaux systèmes à EnR* (Doctoral dissertation, Université Freres Mentouri de Constantine).
- [73] Shukla, S., & Singh, B. (2018). Reduced current sensor based solar PV fed motion sensorless induction motor drive for water pumping. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15(7), 3973-3986.
- [74] Khan, K., Shukla, S., & Singh, B. (2019). Performance-based design of induction motor drive for single-stage PV array fed water pumping. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(4), 4286-4297.
- [75] Rai, R., Shukla, S., & Singh, B. (2020). Sensorless field oriented SMCC based integral sliding mode for solar PV based induction motor drive for water pumping. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(5), 5056-5064.
- [76] Sutikno, T., Idris, N. R. N., & Jidin, A. (2011). A new fixed switching frequency direct torque controlled PMSM drives with low ripple in flux and torque. *ITB J. Eng. Sci*, 43(3), 173-190.
- [77] Baghli, L. (1999). *Contribution à la commande de la machine asynchrone, utilisation de la logique floue, des réseaux de neurones et des algorithmes génétiques* (Doctoral dissertation, Université Henri Poincaré-Nancy I).
- [78] Takahashi, I., & Noguchi, T. (1986). A new quick-response and high-efficiency control strategy of an induction motor. *IEEE Transactions on Industry applications*, (5), 820-827.
- [79] Jänecke, M., Kremer, R., & Steuerwald, G. (1989). Direct self control, a novel method of controlling asynchronous machines in traction applications. In *Record of the EPE-Conference* (pp. 75-81).
- [80] Takahashi, I., & Noguchi, T. (1986). A new quick-response and high-efficiency control strategy

of an induction motor. *IEEE Transactions on Industry applications*, (5), 820-827.

[81] Depenbrock, M. (1987, June). Direct self-control (DSC) of inverter fed induction machine. In *1987 IEEE Power Electronics Specialists Conference* (pp. 632-641). IEEE.

[82] <http://www.solarhub.com/product-catalog/pv-modules/50668-TP250MBZ-Tata-Power-Solar-Systems>

[83] Matlab-Simulink Simpowersystem Library.

[84] Myers, D. R. (2009). *Evaluation of the performance of the pvusa rating methodology applied to dual junction pv technology: Preprint (revised)* (No. NREL/CP-550-45376). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

[85] Saghaforia, A., Wooi Ping, H., & Nasir Uddin, M. (2014). Fuzzy sliding mode control based on boundary layer theory for chattering-free and robust induction motor drive. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 71(1), 57-68.

[86] Rufer, A., & Barrade, P. (2001). Cours d'électronique de puissance-Conversion DC/DC. *Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Lausanne, Suisse*.

[87] Emmanuel Godoy, Guillaume Sandou, Daniel Sadarnac, Patrick Salaun, Didier Dumur, Dominique Beauvois et al.(2019). Outils de modélisation, méthodes et architectures de commande. *Régulation industrielle - 3e édition, Livre, Dunod*.

Liste des publications

Liste des publications

- 1 - Khadidja BENTATA, Ahmed MOHAMMEDI and Tarak BENSLIMANE, « Development of rapid and reliable cuckoo search algorithm for global maximum power point tracking of solar PV systems in partial shading condition », Archives of Control Sciences, Volume 31, , No. 3, 2021, pages 495–526.
- 2- Khadidja BENTATA, Ahmed MOHAMMEDI, Tarak BENSLIMANE and Zerglaine ABDELAZIZ, « MPPT Control of two stages batteryless photovoltaic water pumping system based on PI-DTC controlled induction motor with dc-link voltage regulation », 2nd International Conference on Electronics and Electrical Engineering (IC3E 2020), November 16 - 17, 2020, Bouira, Algeria.
- 3- Abdelaziz ZERGLAINE, Ahmed MOHAMMEDI, Khadidja BENTATA, Adel OUBELAID, Nasser Eddine MEBARKI and Djamila REKIOUA, « Comparative study of a photovoltaic power generation under specific partial shading conditions », 2nd International Conference on Electronics and Electrical Engineering (IC3E 2020), November 16 - 17, 2020, Bouira, Algeria.
- 4- A. MOHAMMEDI, K. BENTATA, A. Zerglaine, D. REKIOUA, N. MEBARKI, « MINIMIZATION OF PV PRODUCTION LOSSES BY ESTIMATING TOLERATED ERRORS OF PV INSTALLATION IN ALGERIA », 5th International Conference on Advances in Mechanical Engineering ICAME 2019, 17th to 19th December 2019, Istanbul, Turkey.
- 5- Zerglaine Abdelaziz, Mohammedi Ahmed, Bentata Khadidja, Rekioua Djamila, Oubelaid Adel, Mebarki Nasser Eddine, « Enhancement of extracted photovoltaic power using artificial neural networks », Algerian Symposium on Renewable Energy and Materials, ASREM2020, April 11-12, 2020, Médéa, Algeria.