

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université MUSTAPHA Stambouli

Mascara



جامعة مصطفى إسمطبولي

معسكر

Faculté des sciences et de la technologie
Département d'Electrotechnique
Laboratoire des Sciences et Techniques de l'Eau

THÈSE

Présentée par :

AOUDJEREGBA HAMID

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat de 3^{ème} cycle en Electrotechnique

Spécialité : **Electrotechnique**

Option : **Electrostatique appliquée à l'environnement**

Intitulé de la thèse :

Contribution à l'étude et Commande d'un couplage des systèmes hybrides (réseau et éolien a base d'une machine synchrone) pour la production d'énergie électrique.

Soutenue le :

Présenté devant le jury composé de :

M. BOUGUENNA F.Ibrahim	M.C.A à l'Université M.S. de Mascara	Président
M. HAMDAOUI Habib	Professeur Université Djilali Liabès de Sidi-BelAbbès	Examineur
M. IBARI Benaoumeur	M.C.A à l'Université M.S. de Mascara	Examineur
M. TAHOUR Ahmed	Professeur à ESSA Tlemcen	Directeur de thèse

Résumé

Dans le cadre de cette thèse, notre travail consiste à appliquer des stratégies de commande linéaires et non linéaires afin d'extraire la puissance maximale générée par un système d'énergie renouvelable à sources multiples connecté au réseau (éolien et photovoltaïque).

En premier lieu, une nouvelle stratégie de commande robuste, connue sous le nom de commande de rejet actif des perturbations (ADRC), est proposée et appliquée au système hybride. Cette stratégie repose sur un observateur d'état étendu (ESO), permettant d'estimer les perturbations internes et externes, telles que les erreurs de modélisation et les variations de paramètres. Le système étudié se compose de deux chaînes de conversion reliées par un bus DC commun et interconnectées au réseau via un onduleur de tension. La première chaîne comprend un système photovoltaïque associé à un convertisseur survolteur DC-DC. La seconde chaîne est constituée d'une éolienne couplée à un générateur synchrone à rotor bobiné (GSRB), suivie d'un redresseur AC/DC.

En deuxième lieu, l'extraction de la puissance maximale du système photovoltaïque est assurée par des techniques basées sur la commande Super-Twisting Sliding Mode Controller (STSMC) et la méthode Perturb and Observe (P&O). En ce qui concerne le système de conversion de l'énergie éolienne, les techniques Backstepping et Proportionnel-Intégral (PI) sont utilisées. Par ailleurs, deux approches, à savoir l'ADRC et la commande PI, sont développées pour contrôler les puissances active et réactive en agissant sur les courants injectés dans le réseau. Les résultats de simulation obtenus ont démontré de meilleures performances en termes de stabilité et de capacité à atténuer les effets des perturbations.

Mots clés

Energie Eolienne, Energie Solair ,Générateur synchrone à rotor bobiné, MPPT, Commande vectorielle, Contrôleur ADRC.

Abstract

In this thesis, our work involves applying linear and nonlinear control strategies to extract the maximum power generated by a grid-connected multi-source renewable energy system (wind and photovoltaic). First, a new robust control strategy, known as Active Disturbance Rejection Control (ADRC), is proposed and applied to the hybrid system. This strategy relies on an Extended State Observer (ESO), allowing the estimation of internal and external disturbances, such as modeling errors and parameter variations. The system studied consists of two conversion chains connected by a common DC bus and interconnected to the grid via a voltage inverter. The first chain comprises a photovoltaic system associated with a DC-DC boost converter. The second chain consists of a wind turbine coupled to a wound-rotor synchronous generator (WRSG), followed by an AC-DC rectifier. Second, maximum power extraction from the photovoltaic system is ensured using techniques based on the Super-Twisting Sliding Mode Controller (STSMC) and the Perturb and Observe (P&O) method. For the wind energy conversion system, backstepping and proportional-integral (PI) techniques are used. Furthermore, two approaches, namely ADRC and PI control, are developed to control active and reactive power by influencing the currents injected into the grid. The simulation results obtained demonstrated superior performance in terms of stability and the ability to mitigate the effects of disturbances.

Keywords

Wind Energy, Solar Energy, Wound Rotor Synchronous Generator, MPPT, Vector Control, ADRC Controller

في هذه الأطروحة، يتكون عملنا من تطبيق استراتيجيات التحكم الخطية وغير الخطية من أجل استخراج الحد الأقصى من الطاقة المولدة بواسطة نظام الطاقة المتجددة متعدد المصادر المتصل بالشبكة (طاقة الرياح والطاقة الكهروضوئية). أولاً، تم اقتراح استراتيجية تحكم قوية جديدة، تُعرف باسم التحكم في رفض الاضطراب النشط (ADRC)، وتم تطبيقها على النظام الهجين. تعتمد هذه الاستراتيجية على مراقب الحالة الممتدة (ESO)، مما يسمح بتقدير الاضطرابات الداخلية والخارجية، مثل أخطاء النمذجة وتغيرات المعلمات. يتكون النظام المدروس من سلسلتي تحويل متصلتين بواسطة ناقل تيار مستمر مشترك ومتصلتين بالشبكة عبر عاكس الجهد. تتضمن السلسلة الأولى نظامًا كهروضوئيًا مرتبطًا بمحول تعزيز DC-DC. تتكون السلسلة الثانية من توربين رياح متصل بمولد متزامن ذو دوار ملفوف (WRSG)، يليه مقوم تيار متردد/تيار مستمر. ثانياً، يتم ضمان استخراج الحد الأقصى من الطاقة من النظام الكهروضوئي من خلال تقنيات تعتمد على وحدة التحكم في وضع الانزلاق الفائق الالتواء (STSMC) وطريقة الاضطراب والمراقبة (P&O). فيما يتعلق بنظام تحويل طاقة الرياح، يتم استخدام تقنيات التراجع الخلفي والتناسب التكاملي (PI). علاوة على ذلك، تم تطوير نهجين، وهما التحكم ADRC والتحكم PI، للتحكم في القوى النشطة والتفاعلية من خلال العمل على التيارات المحقونة في الشبكة. وأظهرت نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها أداءً أفضل من حيث الاستقرار والقدرة على التخفيف من آثار الاضطرابات

الكلمات الرئيسية

طاقة الرياح، الطاقة الشمسية، مولد متزامن ذو دوار ملفوف، MPPT، التحكم في المتجهات، وحدة التحكم ADRC

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je remercie ALLAH le tout puissant, de m'avoir donné la force, le courage, la volonté et la patience pour réaliser ce travail dans les meilleures circonstances.

J'exprime une très grande gratitude à Monsieur TAHOUR Ahmed directeur de thèse. J'ai éprouvé un réel plaisir de travailler avec eu, leur conseils judicieux ont été d'une aide précieuse.

Je tiens également à exprimer mes remerciements à Mr BOUGUENNA F.Ibrahim, Maitre de conférence à l'université de Mascara, pour avoir présidé le jury de soutenance de ma thèse et pour sa disponibilité tout au long du processus.

Mes remerciements vont également à Mr HAMDAOUI Habib, Professeur à l'université Sidi Bel Abbes, ainsi qu'au Mr IBARI Benaoumeur maitre de conférence à l'université de Mascara, pour leur contribution en tant que membres du jury et pour avoir accepté d'examiner mon travail.

J'adresse également mes vifs remerciements à tous les membres du jury pour le temps qu'ils ont consacré à l'évaluation de mes travaux de thèse J'exprime ma profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Table des matières

RESUME	I
ABSTRACT	II
REMERCIEMENT.....	IV
TABLE DES MATIERES.....	V
LISTE DES ABREVIATIONS	X
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1

Chapitre I :

Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelable

1.1 Introduction.....	5
1.2 Les énergies renouvelables	5
1.2.1 Définition.....	5
1.2.2 La production mondiale d'électricité.....	6
1.2.3 L'énergie renouvelable en Algérie	7
1.2.3.1 Potentiel énergie solaire en Algérie	8
1.2.3.2 Potentiel en énergie éolienne en Algérie.....	8
1.3 Conversion de l'énergie éolienne	9
1.3.1 La composition des éoliennes.....	10
1.3.2 Types des éoliennes	10
1.3.2.1 Selon les axes des turbines.....	10
1.3.2.2 Selon la vitesse :.....	11
1.3.3 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :	12
1.4 Conversion de l'énergie solaire.....	12
1.4.1 Générateur photovoltaïque	12
1.4.1.1 La cellule photovoltaïque.....	12
1.4.1.2 effet photovoltaïque :.....	13
1.4.1.3 Le module solaire photovoltaïque.....	14
1.4.2 Chaîne de conversion électrique :.....	15
1.4.2.1 Installation photovoltaïque autonome	15
1.4.2.2 Installation photovoltaïque couplée au réseau	15
1.4.3 Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque	16

1.5	Les systèmes à énergie hybride (SEH's)	16
1.5.1	Le régime du fonctionnement.....	16
1.5.2	La structure du système hybride [42]	17
1.5.3	Les topologies de couplage des SEH's avec le réseau	18
1.6	Conclusion	19

Chapitre II :

Généralités sur les stratégies de commande

2.1	Introduction	21
2.2	Les systèmes non linéaires	21
2.3	Approche classique avec contrôle PID	22
2.4	les techniques de poursuite de puissance maximale appliqués dans les SHER. 22	
2.4.1	Algorithmes de commande MPPT /Photovoltaïque	22
2.4.1.1	Perturbation et Observation (P&O) :	23
2.4.2	Algorithmes de commande MPPT /éolienne.....	25
2.4.2.1	. Contrôle du rapport de vitesse de pointe (TSR):	25
2.4.2.2	. Contrôle du retour de signal de puissance (PSF):	26
2.4.2.3	Contrôle de la recherche par escalade (HCS):	26
2.5	Le contrôle actif par rejet de perturbation	27
2.5.1	Conception de l'ADRC linéaire	28
2.6	Contrôle par backstepping	31
2.6.1	loi de commande backstepping :	31
2.7	Contrôle par mode glissant :.....	33
2.7.1	Systèmes à structures variables avec mode de glissement :	33
2.7.2	Conception de la loi de commande non linéaire par mode glissant ...	33
2.7.2.1	Choix de la surface de glissement	34
2.7.2.2	Etablissement de la condition de convergence	34
2.7.2.3	Détermination de la loi de commande	34
2.8	La commande linéaire quadratique	36

2.9	Contrôle basé sur l'intelligence artificielle	37
2.10	.L'optimisation par essaims de particules PSO.....	37
2.11	La commande par logique floue	38
2.12	Les réseaux de neurones.....	38
2.13	Conclusion.....	39

Chapitre III.

Modélisation des systèmes de production d'énergie renouvelable

3.1	Introduction	41
3.2	Modélisation de la chaine de conversion éolienne.....	41
3.2.1	Modélisation de la turbine éolienne.....	42
3.2.2	Modélisation de la génératrice synchrone :.....	45
3.2.2.1	Génératrices synchrones.....	45
3.2.2.2	Génératrices synchrones à rotor bobiné.....	46
3.2.2.3	Modèle de MSRB dans le repère triphasé.....	49
3.2.2.4	Transformation de PARK.....	50
3.2.2.5	Modèle de la machine dans le repère biphasé	51
3.3	Modélisation des convertisseurs de puissance	53
3.4	Modélisation du filtre de liaison.....	55
3.5	Modélisation du bus continu :.....	56
3.6	Modélisation de la chaine de conversion photovoltaïque	57
3.6.1	Modèle a une seule diode	58
3.6.2	Modèle a double diodes.....	59
3.6.3	Caractéristiques électriques des modules PV	60
3.6.3.1	Caractéristique courant-tension et puissance tension du PV :	60
3.6.3.2	Influence de l'irradiation solaire	61
3.6.3.3	Influence de la température :	61
3.6.3.4	Fonctionnement optimale des générateurs PV (MPPT) :.....	62

3.7	Modélisation du l’hacheur survolteur (BOOST).....	63
3.8	Conclusion.....	65

Chapitre IV :

Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

4.1	Introduction.....	68
4.2	Commande d’un système éolien :.....	68
4.2.1	Poursuite du point de puissance maximale MPPT.....	69
4.2.2	Commande du convertisseur côté GSRB.....	70
4.2.3	Synthèses des régulateurs PI.....	72
4.2.4	Conception et Contrôle du Convertisseur Cote Réseau	74
4.2.4.1	Dimensionnement des composants passifs	74
4.2.4.2	Le choix de la référence de la tension du bus continu Vdc	75
4.2.4.3	Contrôle des courants transitant dans le filtre RL	75
4.2.4.4	Contrôle de la tension du bus continu :.....	77
4.2.4.5	Contrôle du convertisseur coté machine par Backstepping	78
4.2.4.6	Contrôle du convertisseur coté réseau par l’ADRC.....	81
4.2.4.7	Contrôle de la tension du bus Continu par l’ADRC :	82
4.2.4.8	Contrôle des courants circulant dans le filtre par l’ADRC	82
4.2.5	Résultats de simulation.....	83
4.2.6	Résultats de simulation sous variation paramétrique	88
4.3	Commande de système Photovoltaïque :.....	89
4.3.1	Commande de la chaine de conversion photovoltaïque	89
4.3.2	MPPT par Perturbation et Observation (P&O) :.....	89
4.3.3	Conception De La Commande Par Mode Glissant D’ordre Deux (STSMC)	90
4.3.4	Commande de l’onduleur de tension :.....	92
4.3.5	Résultats et Simulations	93

4.4	Contrôle d'un système de conversion d'énergie hybride PV-éolien connecte au réseau.....	97
4.4.1	Contrôle de la tension du bus Continu par l'ADRC	98
4.4.2	Simulation et Résultats	99
4.4.2.1	Test de poursuite.....	100
4.5	Conclusion	105
	Conclusion générale.....	106
	Annexe A : Transformation de Clark et de Park.....	109
	Annexe B : Paramètres de simulations.....	111
	Références bibliographiques.....	112

Liste des abréviations

ADRC	Active Disturbance Rejection Control
PI	Proportional Integral
SRF PLL	Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop
FLL	Frequency-Locked Loop
GSRB	Générateur Synchrone à Rotor Bobine
DC	Direct Current (Courant Continu)
AC	Courant Alternatif
PVPGS	PhotoVoltaic Power Generation Systems
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PCC	Point of Common Coupling
MV	Medium Voltage
TD	Tracking Differentiator
ESO	Extended State Observer
FC	Feedback Controller
NLSEF	NonLinear State Error Feedback
LADRC	Linear Active Disturbance Rejection Control
IPT	Inverse Park Transform
QSG	Quadrature Signal Generator
ANF	Adaptive Notch Filter
P&O	Perturb and Observe
PNSC	Positive and Negative Sequence Calculation
VOC	Voltage Oriented Control
IGBT	Transistor bipolaire à grille isolée
PSO	Particle Swarm Optimization
MPC	Model Predictive Control
LQR	Linear Quadrature Regulator
GMC	Contrôle par Mode Glissant
MPP	Maximum Power Point
PWM	Pulse Width Modulation (Modulation de la largeur d'impulsion)
MSC	Machine Side Converter
GSC	Grid Side Converter

VPO	Voltage based Perturb and Observe
VOC	Voltage Oriented Control
CCM	Convertisseur Côté Machine
CCR	Convertisseur Côté Réseau
LSC	Convertisseur Côté Charge
SER	Source d'Énergie Renouvelable
SHER	Sources Hybrides d'Énergies Renouvelables
THD	Taux de Distortion Harmonique

Introduction générale

Depuis le début du siècle, la consommation mondiale d'énergie a augmenté très fortement dans toutes les régions du monde. Il semble que la consommation d'énergie continuera d'augmenter quels que soient les scénarios envisagés, à cause de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part, [1]. Cela a accru la pression sur les systèmes de production centralisés qui sont largement dépendants des sources d'énergie conventionnelles. Ces dernières ne peuvent pas être facilement reconstituées une fois consommées, par exemple les combustibles fossiles, le gaz naturel, l'énergie nucléaire et le pétrole. Cependant, de nos jours, ces centrales sont associées à plusieurs problèmes tels que les émissions de gaz à effet de serre, la production de déchets nucléaires, les pertes de transmission, et les problèmes de sécurité. Il faut donc exploiter des sources d'énergie alternatives pour la production d'électricité. C'est ce qui a conduit à l'avènement de la production décentralisée ou "la production par distribution".

La production décentralisée (PD) est attribuée à la production d'électricité à proximité du point de consommation et utilise des sources d'énergie renouvelables (SERs). Ces sources d'énergie alternatives, notamment la biomasse, l'hydroélectricité, la géothermie, la marine, le solaire et l'éolien, sont des énergies en pleine croissance sur le marché mondial. Ces sources d'énergies renouvelables sont devenues une forme d'énergie essentielle de par leur flexibilité, leur simplicité, leur utilisation et la diversité des domaines d'activité dans lesquels ils sont appelés à jouer un rôle important. La solution de production par des systèmes d'énergies renouvelables hybrides (SERH), composés de diverses ressources énergétiques peut facilement soutenir le réseau électrique dans les sites éloignés et ruraux à cause de la nature complémentaire de quelques sources tel que l'éolien et le solaire [2]. Certains problèmes liés à la production par les SERs sont des problèmes de qualité de l'énergie, du contrôle dans des conditions environnementales fluctuantes et des techniques de commande appropriées en fonctionnement connecté au réseau et en fonctionnement autonome. Une solution technique est donc proposée pour réaliser le réseau électrique du futur en intégrant le potentiel de la production décentralisé, il est connu sous le nom de "micro-réseau".

Les micro-réseaux sont à base des sources de courant continu ainsi que des sources de courant alternatif. L'énergie éolienne et l'énergie solaire sont les sources largement utilisées [3] pour l'électrification rurale et l'amélioration du niveau de vie social des habitants. En mode connecté au réseau, l'objectif principal est de contrôler le courant injecté, pour le mode floté la tension doit être établie [4]. Le vent et le soleil présentent des limites majeures à grande échelle, en raison de leur intermittence naturelle et de l'incertitude des prévisions météorologiques [5].

Ce défi est plus prononcé pour la production d'énergie éolienne car les prévisions de la vitesse du vent sont moins fiables que celles de l'irradiation solaire. La nature stochastique de ces SERs peut avoir un impact sur le comportement dynamique du réseau et sa stabilité [6]. Un autre facteur qui a un impact négatif sur la qualité de l'énergie vient de la présence de la technologie moderne de l'électronique de puissance comme interface de sortie des micro-réseaux. Ces dispositifs produisent non seulement des harmoniques dans le système, mais ils sont également très sensibles aux signaux de tension déformés [7].

Dans ce contexte, et afin d'assurer le bon fonctionnement des micros-réseaux, cette thèse traite du contrôle des SHER (Systèmes Hybrides Éoliens et Photovoltaïques) intégrés dans un micro-réseau en mode de fonctionnement connecté au réseau. L'objectif est d'améliorer la configuration de la chaîne de production d'énergie électrique et d'en assurer une exploitation optimale. Pour cela, différentes approches de commande linéaires et non linéaires sont introduites, à savoir : la commande PI, la commande par rejet actif des perturbations (ADRC), la méthode Backstepping et le contrôleur Super-Twisting Sliding Mode. Ces stratégies visent à maximiser la puissance extraite, à maintenir la tension du bus continu constante et à injecter un courant avec un facteur de puissance unitaire dans le réseau, quelles que soient les perturbations internes ou externes.

La commande par rejet actif des perturbations (ADRC) est une technique de contrôle sans modèle qui est utilisé pour concevoir des contrôleurs pour les systèmes dont la dynamique est inconnue et qui présentent des perturbations internes et externes. Cet algorithme se contente d'une modélisation approximative du système pour concevoir des contrôleurs capables de rejeter efficacement les perturbations, tout en assurant une réponse sans dépassement. [8].

En théorie du contrôle, le backstepping est une technique développée vers 1990 par Myroslav Sparavalo, Petar V. Kokotovic pour concevoir des commandes stabilisatrices pour une classe spéciale de systèmes dynamiques non linéaires [9]. Ces systèmes sont construits à partir de sous-systèmes qui rayonnent à partir d'un sous-système irréductible qui peut être stabilisé à l'aide d'une autre méthode. En raison de cette structure récursive, le concepteur peut démarrer le processus de conception au niveau du système connu comme stable et « revenir en arrière » à de nouveaux contrôleurs qui stabilisent progressivement chaque sous-système externe. Le processus se termine lorsque le contrôle externe final est atteint. Par conséquent, ce processus est connu sous le nom de backstepping [10].

Dans les systèmes de commande, la commande par mode glissant (SMC) est une méthode de contrôle non linéaire qui modifie la dynamique d'un système non linéaire en appliquant un signal de contrôle discontinu [11]. La technique des modes glissants consiste à amener la

trajectoire d'état d'un système vers la surface de glissement et de la faire commuter à l'aide d'une fonction et d'une logique de commutation, ce qui permet au système de commuter d'une structure à une autre à tout instant jusqu'au point d'équilibre .

Cette thèse est décomposée en quatre chapitres :

Le premier chapitre introduit le système hybride en présentant une analyse théorique concise des différentes composantes de ce système, notamment les sources d'énergie photovoltaïque et éolienne. Ce chapitre aborde également les initiatives et stratégies énergétiques adoptées en Algérie.

Le deuxième chapitre porte sur les stratégies de commande linéaire et non linéaire appliquées aux sous-systèmes du système hybride. Il explore en détail les méthodes de contrôle permettant d'optimiser la performance du système et d'assurer sa stabilité.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation mathématique des différents sous-systèmes qui composent la chaîne énergétique. Il présente également une configuration proposée pour le système hybride.

Finalement, ce dernier chapitre en premier lieu une comparaison entre la commande Backstepping- par rejet des perturbations active (ARDC) et la commande PI appliquée pour un système éolien, connecté au réseau.

Pour le système solaire, la commande super twin sliding mode et par rejet des perturbations active (STSMC-ADRC) a été comparée à la commande classique PI. Enfin, le système hybride est simulé en adoptant plusieurs stratégies de commandes. Les méthodes proposées prouvent et garantissent des résultats très satisfaisants avec une bonne efficacité et une robustesse remarquable même avec la présence des perturbations.

Finalement, le travail entrepris sera achevé par une conclusion générale et des perspectives pour les futurs travaux de recherche.

Chapitre I

*Etat de l'art des
systèmes a énergie
renouvelable*

1.1. Introduction

Ces derniers temps, l'adoption de source d'énergies renouvelables dans les systèmes électriques se sont considérablement développée, en particulier pour les systèmes de conversion d'énergie éoliens (WECS) et les systèmes photovoltaïques (PV) [12]. Les SERs sont naturellement imprévisibles et changeants, et ils produisent insuffisamment de puissance que les méthodes de production conventionnelles. Par conséquent, nous devons trouver des moyens d'intégrer plusieurs sources pour fournir une énergie plus fiable et plus durable [13]. La combinaison de différentes sources d'énergies renouvelables crée un système d'énergie renouvelable hybride (HERS) qui offre une alimentation électrique ininterrompue aux consommateurs, contrairement à un système reposant sur une seule source d'énergie. Les convertisseurs de puissance sont essentiels dans ces systèmes pour assurer une interconnexion efficace et flexible permettant aux SHER de fonctionner de manière autonome ou connectée au réseau [14]. La qualité de l'énergie et la stabilité dans les systèmes (SHER) dépendent largement de la technique de contrôle utilisée. L'intégration de stratégies de contrôle appropriées dans le circuit de commande du convertisseur de puissance est essentielle pour assurer un fonctionnement efficace et fiable du SHER.

Ce chapitre vise à examiner les topologies de conversion d'énergie et les mécanismes de composition des Systèmes Hybrides d'Énergie Renouvelable (SHERs) en vue des futurs développements dans la production d'énergie à partir des Systèmes d'Énergie Renouvelable (SERs). Il offre une perspective globale sur les concepts de SHER pour l'implémentation des contrôles adéquats pour la stabilisation du système, l'injection efficace d'une énergie de haute qualité et une répartition appropriée de la charge.

1.2. Les énergies renouvelables

1.2.1 Définition

On appelle énergie renouvelable un ensemble de sources d'énergie qui sont inépuisables à l'échelle humaine, largement disponible, essentiellement gratuites et sont compatibles avec un certain respect environnemental.

Les énergies renouvelables utilisent des sources inépuisables d'énergies d'origine naturelle : rayonnement solaire, vents, cycles de l'eau et du carbone dans la biosphère, flux de chaleur interne de la Terre, effet de l'attraction lunaire et solaire sur les océans. [15].

Parmi les énergies renouvelables trois grandes familles émergent : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique,...) en sachant qu'à la racine de toutes ces

Chapitre I : Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelable

énergies sont l'énergie en provenance du Soleil transformée ensuite par l'environnement terrestre.

- Le solaire est une utilisation directe des rayons du Soleil pour produire chaleur ou électricité.
- La biomasse recoupe l'ensemble des énergies provenant de la dégradation de la matière organique. Née de l'action du soleil grâce à la photosynthèse. Elle existe sous forme de carbone organique. Sa valorisation se fait par des procédés spécifiques selon le type de constituant.
- L'éolien a une origine plus complexe, l'énergie du vent, qui est utilisée d'une manière mécanique.
- L'hydroélectrique vient de la transformation de l'énergie solaire en énergie potentielle de gravitation par évaporation de l'eau, puis par transformation en électricité.
- La géothermie est l'utilisation directe du gradient de température terrestre (énergie renouvelable) ou des sources chaudes (énergie non renouvelable).

1.2.2 La production mondiale d'électricité

La production mondiale de l'électricité est en forte augmentation, notamment pour répondre aux besoins des pays émergents. Actuellement la majorité de l'électricité produite dans le monde provient de la décomposition de combustibles fossiles (pétrole, charbon ou gaz naturel) ou de combustibles nucléaires [16]. Mais cette tendance évolue et d'autres sources d'énergie comme les énergies renouvelables vont progressivement remplacer les énergies fossiles qui sont épuisables et polluantes [17]. La figure 1.1 montre la répartition des ressources sur la production mondiale d'électricité en 2022.

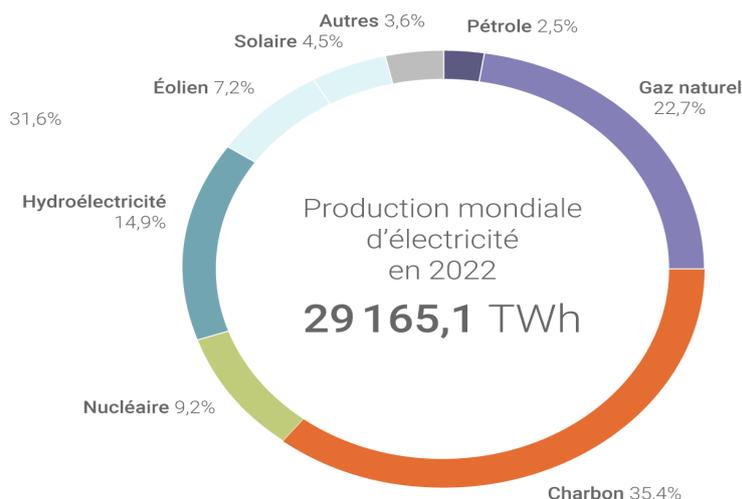


Figure 1.1 Production mondiale de l'électricité en 2022 [18].

Chapitre I : Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelable

1.2.3 L'énergie renouvelable en Algérie

Les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menés par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation algérienne sera d'origine renouvelable [19].

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse.

Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse, en géothermie et en cogénération.

Les projets EnR de production de l'électricité dédiée au marché national seront menés en deux étapes:

Première phase 2015 - 2020 : Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolienne, ainsi que 515 MW, entre biomasses, cogénération et géothermie.

Deuxième phase 2021 - 2030 : Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettront l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable.

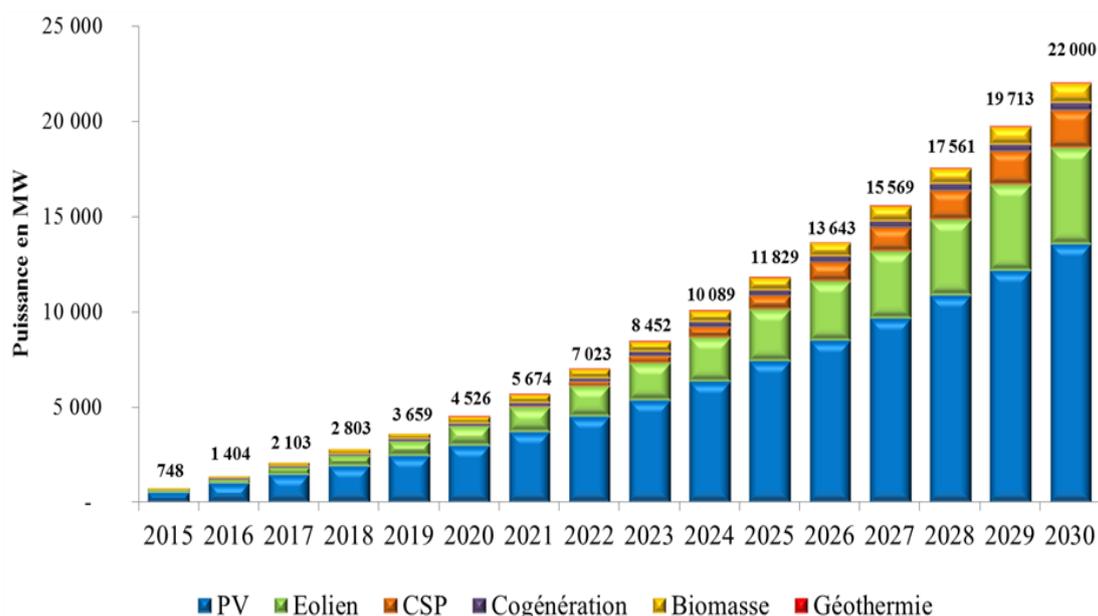


Figure 1.2 programme de développement des énergies renouvelables [6] [19].

1.2.3.1. Potentiel énergie solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose l'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au sud du pays [7] [20].

La cartographie ci-après présente le rayonnement solaire global annuel en Algérie.

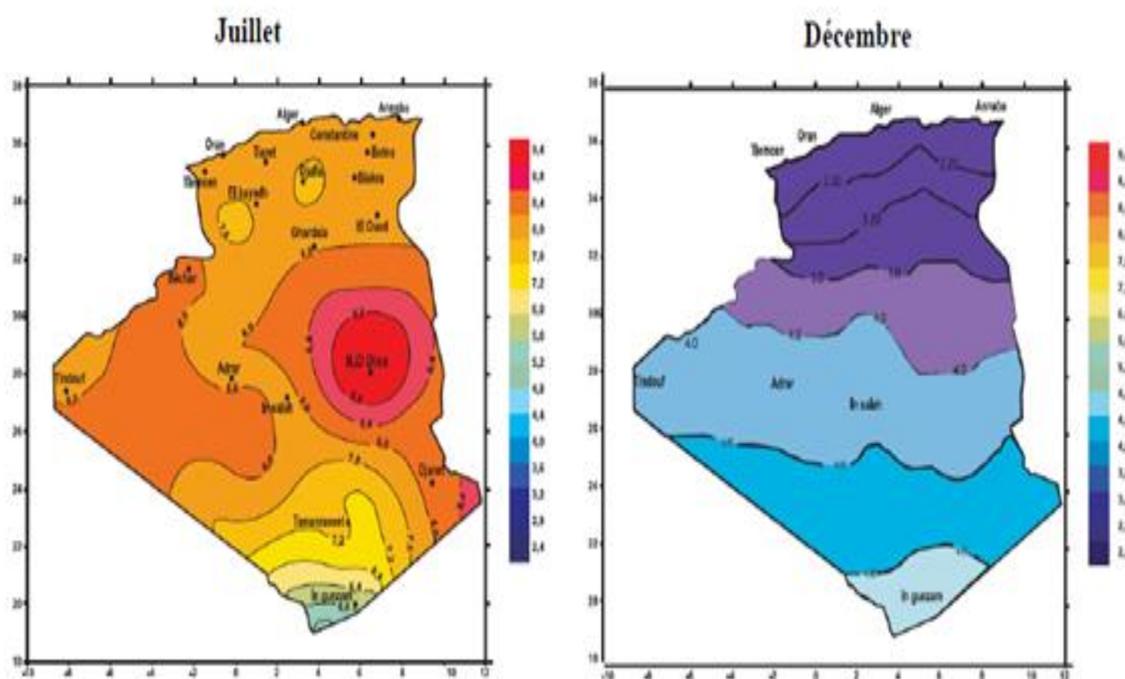


Figure 1.3: Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale [7] [20].

1.2.3.2. Potentiel en énergie éolienne en Algérie

L'Algérie a un régime de vent modéré variant de 2 à 6 m/s selon la carte des vents (Figure 1.4). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage d'eau particulièrement sur les hauts plateaux et le Sahara (Algérie). Le grand potentiel énergétique éolien en Algérie à Adrar, avec un couloir de vent de 6 m/s [21].

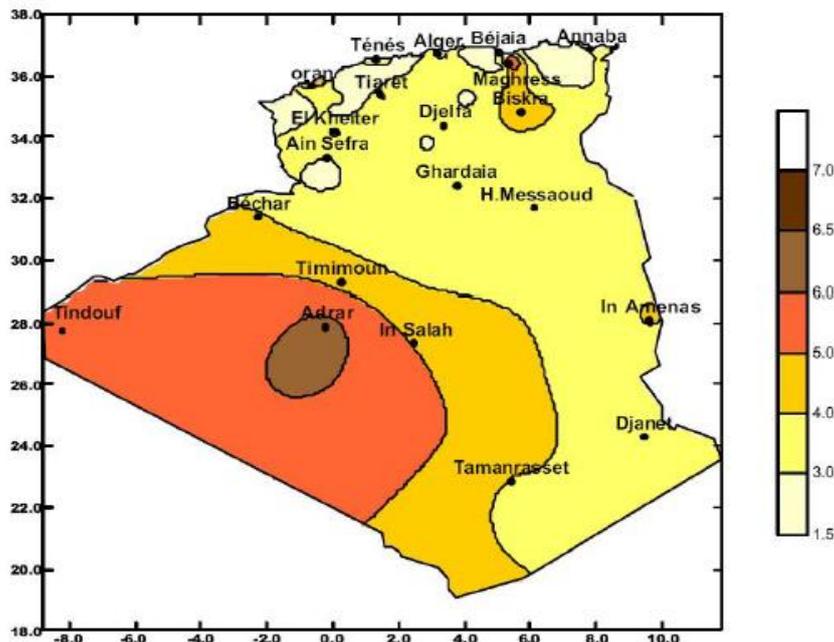


Figure 1.4 :Tracé de la carte des vents [21].

1.3. Conversion de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur plus communément appelé éolien, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire génératrice [22]. La figure (I.5) représente la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

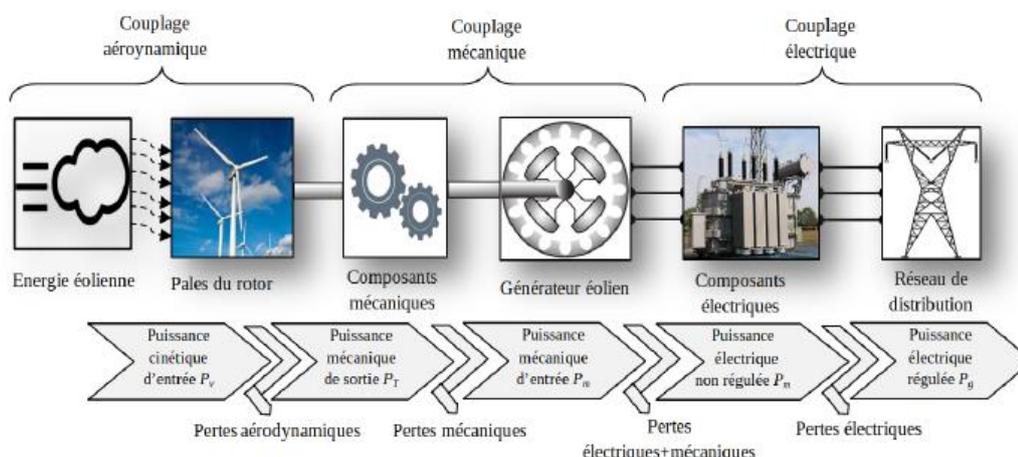


figure I.5 conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. [23]

1.3.1 La composition des éoliennes

Les éoliennes varient considérablement en fonction des modèles et de leur composition, mais généralement, les principaux éléments nécessaires à la création de ce type des systèmes sont les mêmes indiqués comme suit :

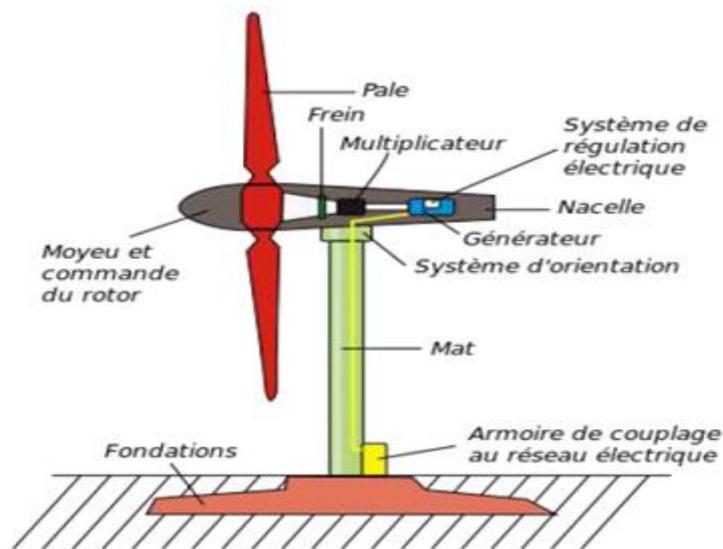


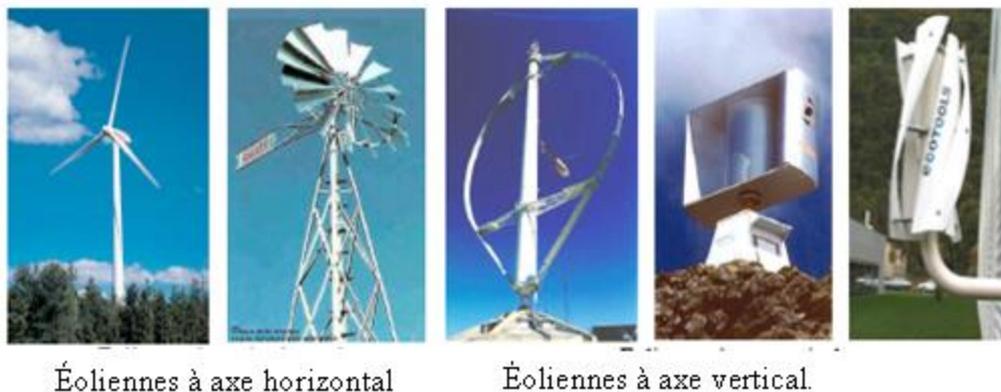
Figure 1.6 Les principaux composants d'une éolienne [24]

1.3.2 Types des éoliennes

1.3.2.1 Selon les types des turbines

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice [10] [25]:

- les turbines éoliennes à axe horizontal ;
- les turbines éoliennes à axe vertical.



Éoliennes à axe horizontal

Éoliennes à axe vertical.

Figure 1.7 Technologies d'éoliennes [26]

1.3.2.2 Selon la vitesse :

a) Éolienne à vitesse fixe

Dans cette technologie, la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau. Sa vitesse Ω -mec est alors imposée par la fréquence du réseau (50 Hz) et le nombre de paires de pôles de la génératrice. Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation des pales. Ce système est simple et moins coûteux [27].

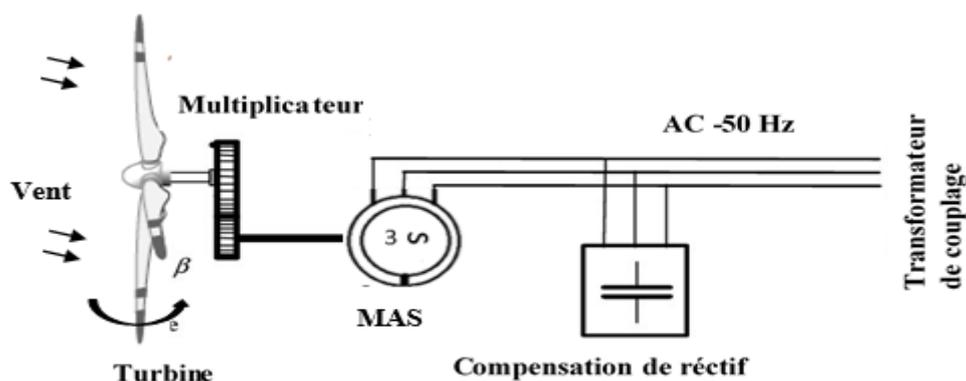


Figure 1.8 Eolienne à vitesse fixe

b) Éolienne à vitesse variable

Compte tenu des problèmes associés au fonctionnement à vitesse fixe, l'objectif a été de maximiser l'extraction de puissance de l'énergie cinétique du vent. Cela nécessite un ajustement continu de la vitesse de la génératrice pour qu'elle corresponde à la vitesse du vent. Cette optimisation de la production peut être réalisée en contrôlant la turbine ainsi que les composants électrotechniques, tels que le générateur électrique lui-même et/ou les paramètres de commande du convertisseur d'électronique de puissance. [28].

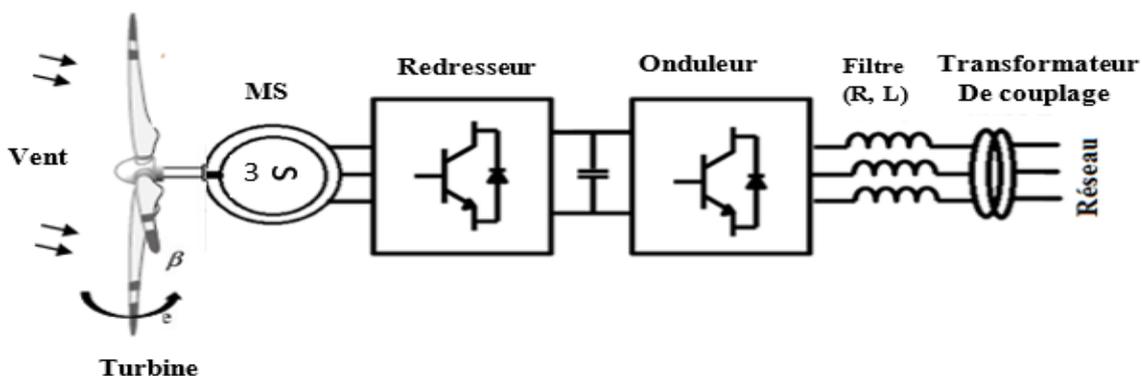


Figure 1.9 Eolienne à vitesse variable

Chapitre I : Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelable

1.3.3. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :

a) Avantages

L'énergie éolienne présente de nombreux avantages. Par exemple, elle est entièrement naturelle, renouvelable et durable, produite à partir du vent, ce qui élimine tout risque de pénurie, contrairement aux énergies basées sur des combustibles (nucléaire, thermique, etc.). Étant donné que l'énergie éolienne est totalement naturelle, elle ne génère aucune pollution, car aucune émission n'est rejetée dans l'air lors de la conversion en électricité. [29] .

De plus, le concept même des éoliennes nécessite relativement peu de surface au sol pour produire de l'énergie, contrairement à l'énergie solaire, où les panneaux photovoltaïques occupent une grande superficie pour une puissance maximale limitée.

L'énergie éolienne se distingue également par un rendement plus élevé en hiver, grâce à des vents généralement plus forts pendant la saison froide. Cela est particulièrement bénéfique pour la gestion du réseau électrique, car la demande des consommateurs est souvent plus élevée en hiver. Enfin, le développement des projets éoliens entraîne mécaniquement une réduction des coûts grâce à des économies d'échelle intéressantes [29] .

b).Inconvénients :

L'un des principaux inconvénients de cette source d'énergie réside dans sa difficulté à être prévisible. En effet, il est difficile d'anticiper les vents, et il est important de noter qu'une éolienne nécessite un vent minimum pour démarrer mais s'arrêtera si les vents dépassent 90 km/h. Un autre inconvénient majeur, souvent soulevé par les riverains, est le bruit engendré par ces installations. [30] .

De plus, le coût de construction d'une éolienne reste élevé, car son installation requiert l'utilisation d'équipements spéciaux, entraînant des coûts de génie civil significatifs.

Il convient également de noter qu'il n'est pas facile de démonter une éolienne en raison de la hauteur des mâts [31] .

1.4. Conversion de l'énergie solaire.

1.4.1. Générateur photovoltaïque

1.4.1.1. La cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est constituée de deux couches de silicium pour la plupart. Dans le principe physique, ces deux couches sont dopées différemment : l'une de type N par ajout d'atomes de phosphore, ce qui favorise la conduction par des électrons et l'autre du type

Chapitre I : Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelable

P par ajout d'atomes de bore ce qui provoque une conduction essentiellement par des trous. La zone séparant ces deux régions forme une jonction PN avec une barrière de potentiel. La collecte des charges est réalisée par des électrodes déposées sur les deux couches de semi-conducteur.

La figure. 1.10 illustre une cellule PV typique. Elle montre clairement sa constitution détaillée.

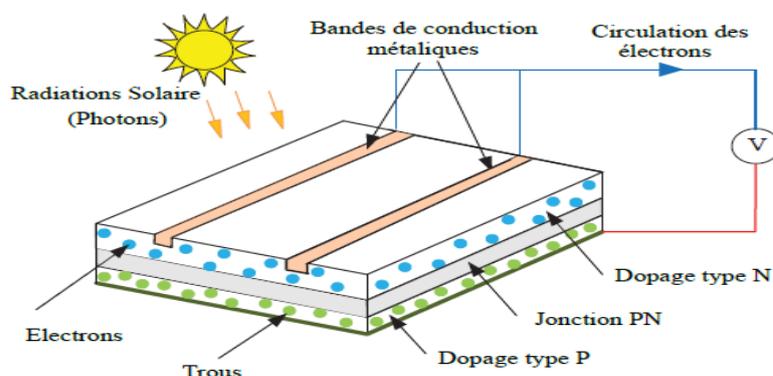


Figure 1.10 Coupe transversale basique d'une cellule photovoltaïque à base de silicium. [32]

1.4.1.2 effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate. Ainsi une cellule photovoltaïque peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique en mettant en jeu ce phénomène physique optoélectronique. Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium [33]. Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium polycristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe en films minces [34] ..

Les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques dépendent des conditions météorologiques et en particulier de l'irradiation solaire G et de la température T .

La figure.1.11, représente la caractéristique courant-tension ($I - V$) du générateur PV connecté à une charge résistive variant de zéro (court-circuit) jusqu'à l'infini (circuit ouvert) dans des conditions climatiques particulières . [35] .

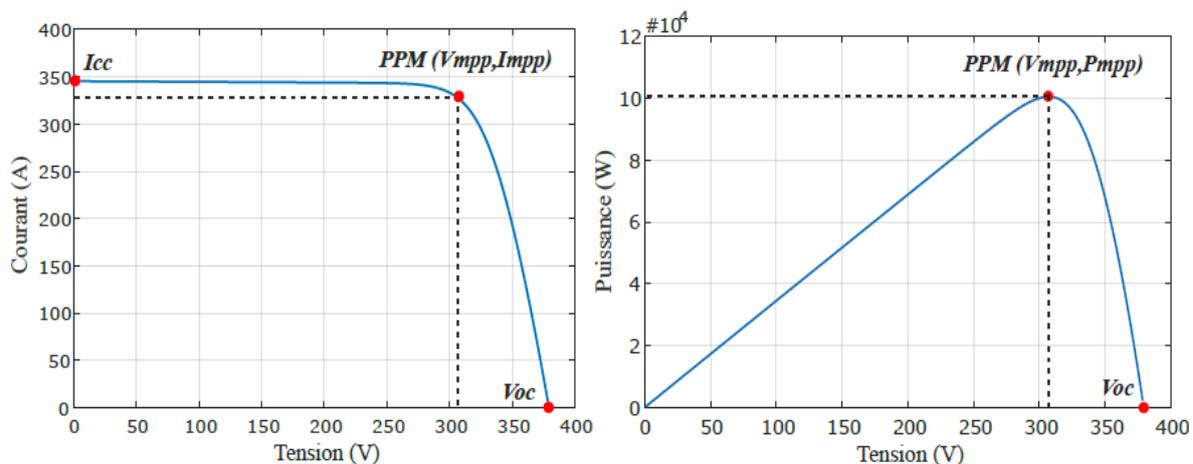


Figure 1.11 Caractéristiques électriques du GPV

1.4.1.3. Le module solaire photovoltaïque

Un module photovoltaïque est constitué de plusieurs cellules photovoltaïques qui sont combinées en série et en parallèle. Lorsqu'elles sont connectées en série, les cellules sont traversées par le même courant, mais les tensions de chaque cellule s'additionnent. En revanche, lorsque les cellules sont connectées en parallèle, elles sont soumises à la même tension, mais les courants de chaque cellule s'ajoutent pour former le courant total du module. Cette combinaison série-parallèle permet d'obtenir les courants et les tensions nécessaires pour alimenter des charges de grande puissance.

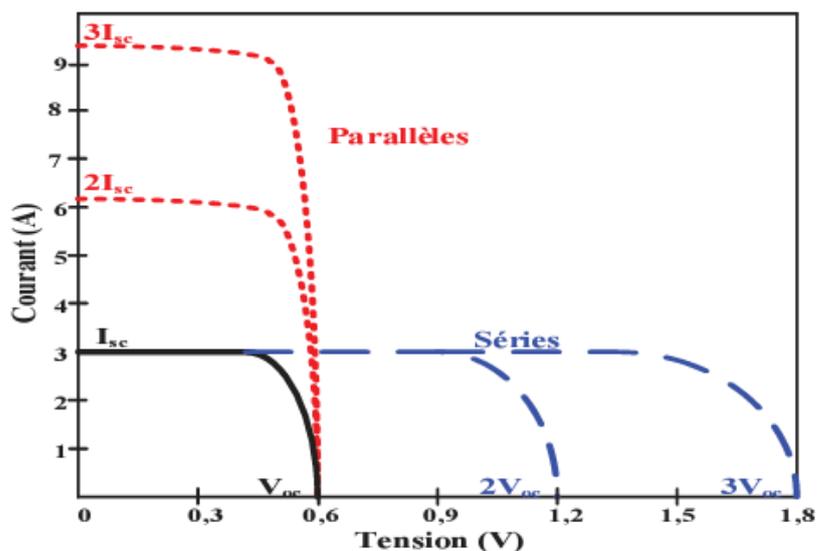


Figure 1.12 Caractéristique courant-tension d'un regroupement série et parallèle de trois cellules photovoltaïques [36].

Chapitre I : Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelable

1.4.2. Chaîne de conversion électrique :

1.4.2.1. Installation photovoltaïque autonome

Dans le cas d'installations autonomes, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc...) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en courants alternatifs.

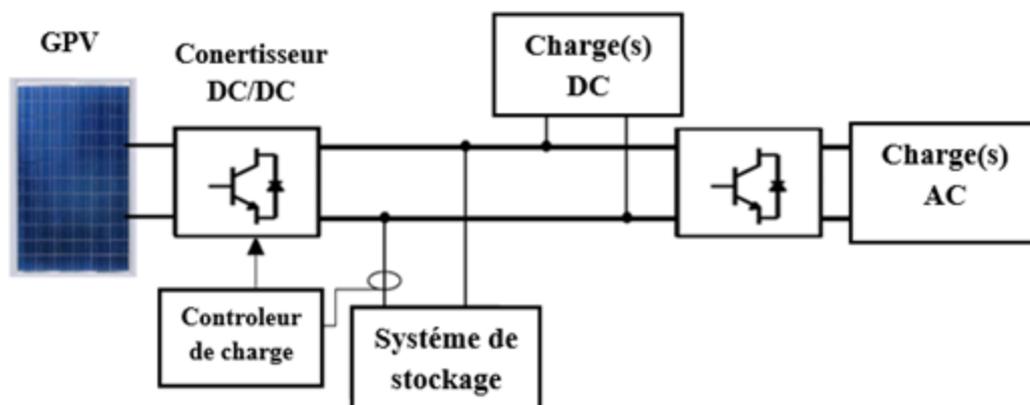


Figure 1.13 Installation photovoltaïque autonome [36].

1.4.2.2. Installation photovoltaïque couplée au réseau

Dans ses versions les plus économiques l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier rend inopérant le système de production d'origine renouvelable. Un onduleur réversible est nécessaire si on a une charge à courant continu. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins.

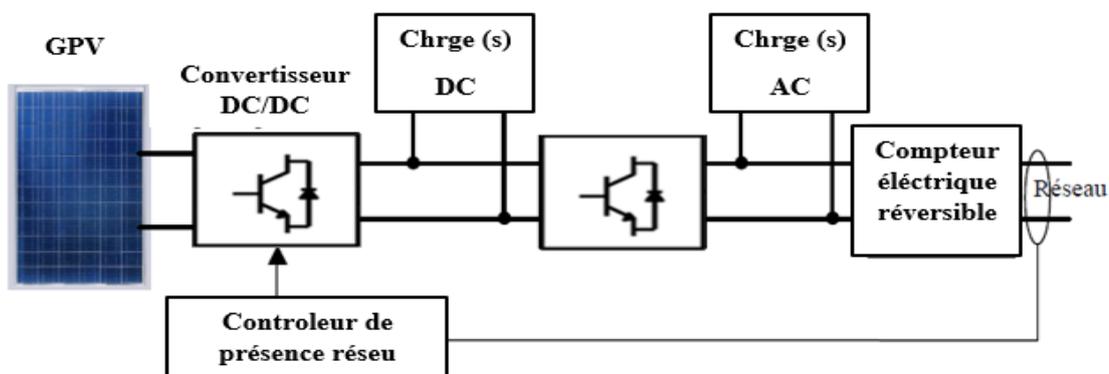


Figure 1.14 Installation photovoltaïque couplée au réseau [36].

Chapitre I : Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelable

1.4.3. Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque [37] [38]

a) Avantage :

L'énergie photovoltaïque présente de nombreux avantages, notamment elle offre une source d'énergie renouvelable et durable, ce qui contribue à réduire les coûts énergétiques à long terme, de réduire l'emprunte carbone, De plus, Le système est silencieux et sans danger pour la santé, Ils sont simples et rapides à installer, ils sont demandés très peu d'entretiens .En effet, les panneaux solaires sont généralement garantis pour produire jusqu'à 25 ans et leur production d'énergie ne dépend pas des variations des prix des énergies fossiles.

b) inconvénients :

L'énergie photovoltaïque présente également des inconvénients, notamment des coûts initiaux élevés, une dépendance aux conditions météorologiques et la nécessité d'une surface suffisante pour installer les panneaux. De plus le rendement énergétique est plutôt faible.

1.5. Les systèmes à énergie hybride (SEH's)

Le principal défi des sources d'énergie renouvelable pour une utilisation autonome est leur caractère intermittent. Pour résoudre momentanément ce problème, il est nécessaire d'opter pour une combinaison de plusieurs sources d'énergie, et si l'intermittence persiste, il faut envisager l'intégration de solutions de stockage ou l'utilisation d'un générateur d'énergie électrique conventionnel, ou les deux à la fois.

Un système hybride à sources d'énergies renouvelables (SHSER) est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable [39]. Les systèmes de génération éoliens et photovoltaïques sont les plus prometteurs parmi les techniques de production d'énergie renouvelable [40] [41] . Les systèmes d'énergie hybrides sont adaptés à une production connectée au réseau ou bien décentralisée, ils peuvent contribuer à résoudre plusieurs problèmes d'approvisionnement énergétique.

1.5.1. Le régime du fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent être classés en deux catégories. Dans la première, on retrouve les systèmes qui fonctionnent en parallèle avec le réseau électrique, également appelés connectés au réseau, et qui contribuent à répondre à la demande électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe, quant à eux, opèrent en autonomie ou en mode isolé. Ils sont conçus pour répondre aux besoins énergétiques des consommateurs situés dans des zones éloignées du réseau électrique, tels que les refuges de montagne, les îles, les villages isolés ou les panneaux de signalisation routière.

Chapitre I : Etat de l'art des systèmes à énergies renouvelable

Par la suite les systèmes d'énergie hybrides sont classifiés suivant plusieurs critères. Cependant, on choisit les classifications les plus courantes (Figure 1.14).

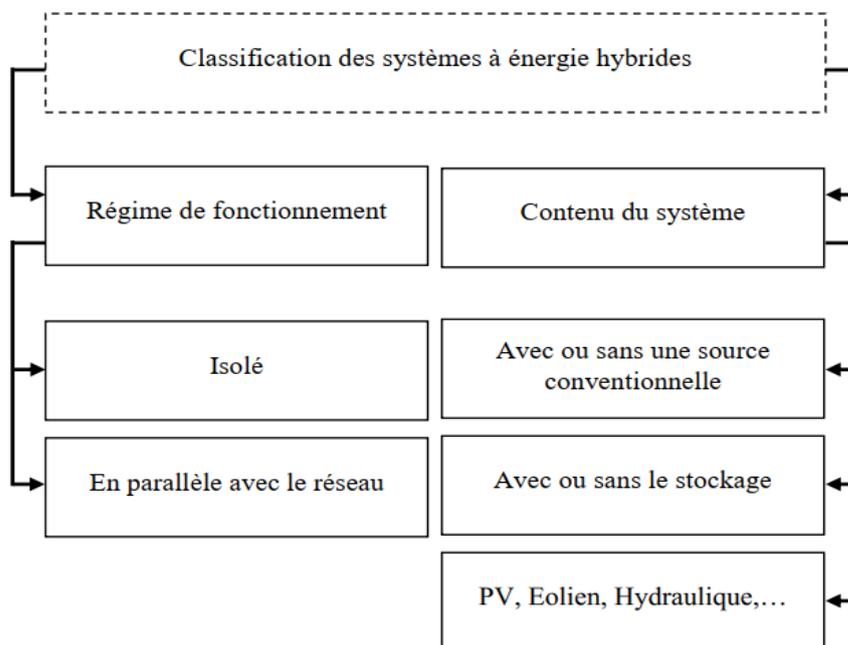


Figure 1.15. Classification des systèmes hybrides . [40].

1.5.2. La structure du système hybride [42].

Trois critères peuvent être considérés pour classer les systèmes en fonction de leur structure.

La première consiste à considérer la présence ou l'absence de sources d'énergie non renouvelables telles que les groupes électrogènes ou les micros-turbines à gaz.

Le deuxième critère est la présence ou l'absence de dispositifs de stockage permettant de répondre aux besoins en électricité pendant les périodes où une source d'énergie est absente, tels que des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoir d'hydrogène, etc.

Le troisième critère concerne la composition du système, qui peut inclure des modules photovoltaïques, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique ou une combinaison de ces sources. Le choix des sources d'énergie est principalement déterminé par le potentiel énergétique disponible, qui dépend de l'emplacement du système énergétique hybride (SEH).

Un autre facteur déterminant est le profil de consommation de la charge électrique.

1.5.3. Les topologies de couplage des SEH's avec le réseau

Pour les systèmes d'énergie hybrides combinant le photovoltaïque et l'éolien, deux configurations principales sont courants : l'architecture à bus CC (courant continu) et l'architecture mixte à bus CC-CA (courant continu-courant alternatif). [43]

a). Couplage en courant continu (CC)

Dans cette configuration, la puissance fournie par chaque source est regroupée sur un bus CC, comme illustré dans la figure 1.15. Les systèmes de production en courant alternatif (CA) nécessitent donc des redresseurs [44].. La simplicité du système de commande représente un avantage majeur de cette architecture. Cependant, les principaux inconvénients résident dans le rendement relativement faible dû à la présence de la batterie et aux pertes dans les convertisseurs.

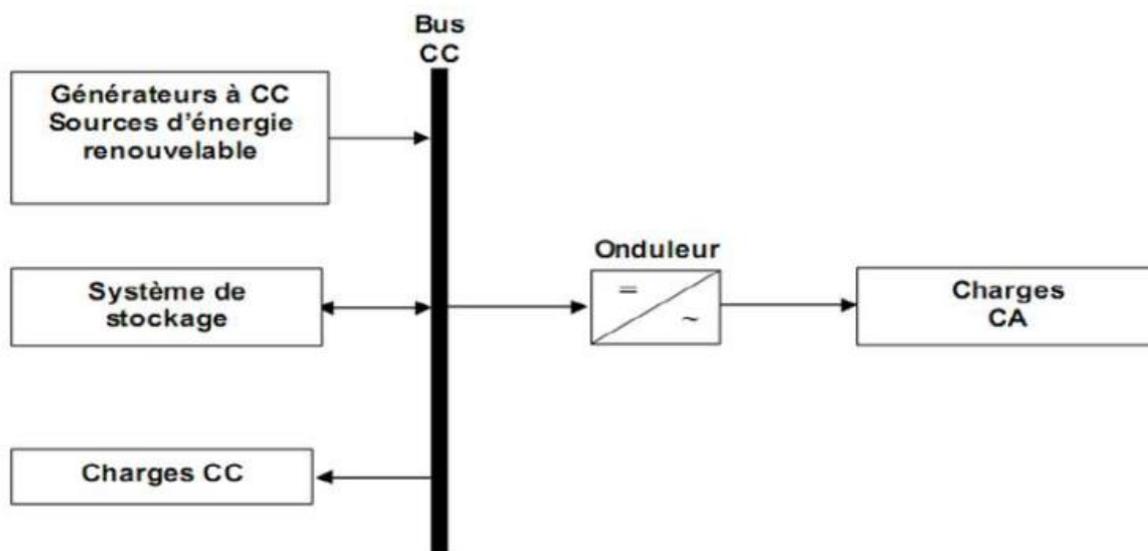


Figure 1.16 Couplage en courant continu (CC) [45].

b). Couplage mixte à bus CC/CA

Il présente des performances supérieures à la configuration à bus CC [43].. Dans ce schéma, l'éolienne peut directement alimenter la charge en courant alternatif (CA), ce qui améliore le rendement du système. Lorsqu'il y a un surplus d'énergie, les batteries se rechargent (voir la figure 1.16). En termes de convertisseurs, il est possible d'utiliser un seul convertisseur bidirectionnel entre les deux bus CC/CA, ce qui permet de remplacer les deux autres convertisseurs unidirectionnels.

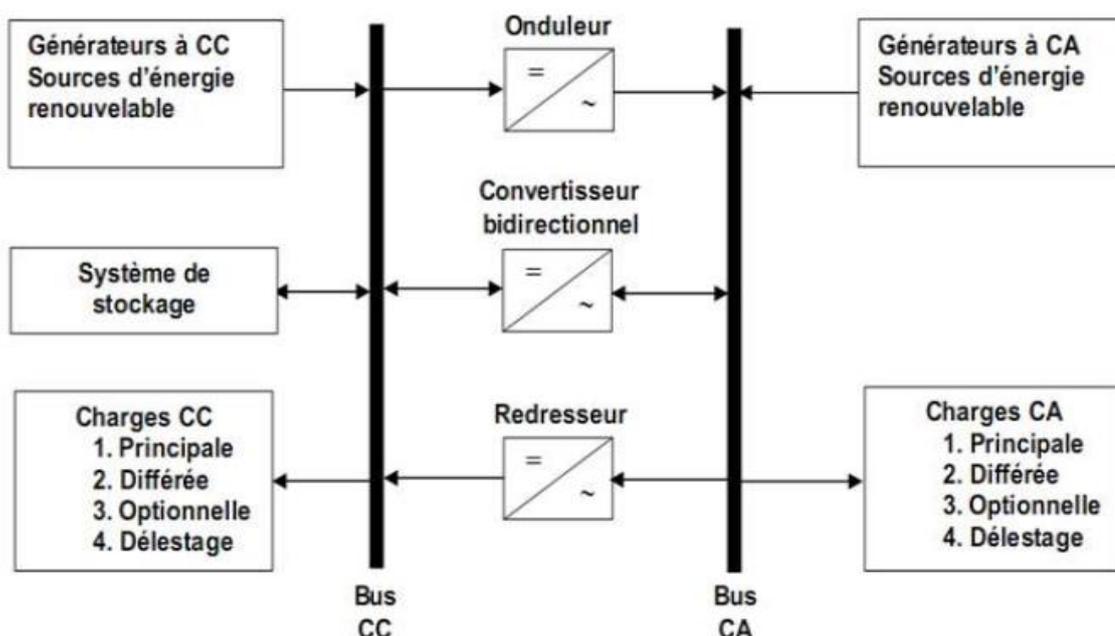


Figure 1.17 Architecture mixte à bus CC/CA d'un système hybride . [43]..

1.6 Conclusion

L'emploi des énergies renouvelables constitue actuellement une grande avancée pour notre future énergétique. Leur utilisation représente une solution idéale à nos problèmes énergétiques et environnementaux. Dans notre pays et vue la diversité climatique et l'étendue de la surface, plusieurs types d'énergies renouvelables constituant les systèmes hybrides existent à savoir principalement l'éolienne et photovoltaïque et peuvent subsister malgré le coût élevé. Elles présentent des avantages clairement intéressants : sources inépuisables, respectueuses de l'environnement comparées aux énergies fossiles qui sont exposées au problème de l'épuisement (charbon, pétrole, ...). L'utilisation de ces énergies renouvelables sert à lutter contre l'effet de serre et la pollution atmosphérique.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les ressources d'énergie renouvelable en général et en particulier l'énergie photovoltaïque et éolienne, on a présenté aussi le potentiel de l'Algérie pour ces deux types d'énergie, aussi le concept de l'électricité à partir du photovoltaïque et de l'éolien. À la fin, nous avons présenté les topologies de couplage des systèmes hybrides avec le réseau. Alors, ce chapitre est considéré comme une introduction détaillée de notre travail afin d'avoir les aspects généraux et nécessaires pour pouvoir entamer la modélisation et la commande des deux parties, éolienne et photovoltaïque.

Chapitre II

Généralités sur les commandes

2.1. Introduction

Les systèmes hybrides d'énergie renouvelable (SHERs) présentent des défis de commande uniques en raison de leurs caractéristiques non linéaires complexes [46]. Les méthodes linéaires conventionnelles deviennent impuissantes, incapables de rendre compte de certains phénomènes et donnent souvent des résultats moins performants pour relever ces défis. Les contrôleurs non linéaires, tels que la commande par mode glissement qui utilise une surface de glissement pour forcer le système à converger vers un état souhaité, et la commande par backstepping qui conçoit des contrôleurs en décomposant le système en sous-systèmes imbriqués pour une commande pas à pas, offrent des solutions efficaces pour assurer la stabilité, les performances et la fiabilité de ces systèmes. Malgré leurs avantages, la commande par glissement et la commande par backstepping ne sont pas sans limitations. Pour surmonter ce problème, une nouvelle stratégie de contrôle robuste connue sous le nom de contrôle actif par rejet des perturbations (ADRC) est proposée et appliquée au système hybride d'énergie renouvelable, et elle est basée sur l'observateur d'état étendu qui permet d'estimer les perturbations internes et externes affectant le contrôle, telles que les erreurs de modélisation et les variations des paramètres. L'objectif de ce chapitre est de passer en revue les topologies des différentes approches d'extraction de puissance maximale (MPPT) pour les systèmes PV et éolien sont présentés, ainsi que les différentes stratégies de contrôle utilisées dans les boucles de régulations internes et externes de tensions et de courants.

2.2. Les systèmes non linéaires

Un système non linéaire commandé est un ensemble d'équations (différentielles par exemple) non linéaires décrivant l'évolution temporelle des variables constitutives du système sous l'action d'un nombre fini de variables indépendantes appelées entrées ou variables de commande, ou simplement commandes, que l'on peut choisir librement pour réaliser certains objectifs [47]. Les entrées peuvent être choisies en boucle ouverte, c'est-à-dire ne dépendant que du temps, ou en boucle fermée, c'est-à-dire comme des fonctions des variables mesurées. La forme la plus utilisée pour la représentation des systèmes non linéaires est la suivante :

$$\dot{x} = f(x(t), u(t), t), \quad \forall t \geq 0 \quad 2.1$$

Où t est le temps, $x(t) \in R^n$ est le vecteur d'état, $u(t) \in R^m$ est le vecteur de commande ou d'entrée. $f: R^n \times R^m \times R_+ \rightarrow R^n$ est une fonction non linéaire.

2.3. Approche classique avec contrôle PID

Le contrôleur PID est largement utilisé dans le domaine industriel et dans les systèmes de production de puissance depuis des décennies en raison de sa simple structure. Il s'agit d'un contrôleur robuste et fiable qui offre une performance quasi-optimale du système de contrôle avec un réglage adéquat des gains [48]. Dans la littérature, il existe plusieurs stratégies qui ont été employées pour régler les gains du PID, parmi lesquelles on peut citer l'utilisation des méthodes de Ziegler et Nichols, Cohen Coon, Chien, Hrones et Reswick, et la règle empirique [48].[49]

Néanmoins, ces méthodes ont une capacité limitée de réglage optimale pour les systèmes non linéaires et complexes. Afin de surmonter cet inconvénient, les auteurs dans [49] ont développé une approche intelligente de réglage par la logique floue des paramètres du contrôleur PI/PID. La loi de commande globale du PID est donnée comme suit

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(t) dt + K_d \frac{de(t)}{dt} \quad 2.2$$

où K_p , K_i et K_d , désignent les coefficients des termes proportionnel, intégral et dérivé respectivement (parfois dénotés par P, I et D).

2.4. les techniques de poursuite de puissance maximale appliqués dans les SHER

Le suivi du point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes hybrides PV/éolien repose sur des algorithmes de contrôle qui ajustent en continu les conditions de fonctionnement des panneaux solaires et de l'éolienne pour maximiser leur production électrique. Contrairement aux systèmes de suivi mécaniques, le suivi MPPT dans les systèmes hybrides est un processus purement électrique et électronique[50]. Ces algorithmes prennent en compte des paramètres tels que l'intensité du vent, l'ensoleillement, la température et les caractéristiques électriques des panneaux et de l'éolienne pour déterminer en temps réel le meilleur point de fonctionnement.

2.4.1. Algorithmes de commande MPPT/Photovoltaïque

De nombreuses techniques MPPT ont été développées, variant en termes de capteurs requis, complexité, coût et efficacité, le choix de la technique MPPT la plus adaptée dépend de la taille du système photovoltaïque, des priorités de performance (efficacité, rapidité, coût)

Chapitre II : Généralités sur les commandes

et du budget alloué [51]. Cette diversité de solutions MPPT permet de répondre à des besoins spécifiques et de maximiser la production d'énergie solaire dans les installations photovoltaïques.

Parmi les techniques MPPT les plus connues, on peut citer : [52].

1. Perturber et observer (méthode d'escalade).
2. Méthode de conductance incrémentielle.
3. Courant de court-circuit fractionnaire.
4. Tension de circuit ouvert fractionnaire.
5. Logique floue.
6. Réseaux de neurones.
7. Contrôle de corrélation d'ondulation.
8. Balayage actuel.
9. Contrôle du statisme du condensateur du circuit intermédiaire.
10. Maximisation du courant de charge ou de la tension de charge.

Dans ce chapitre on s'intéressera aux algorithmes de commande directe à savoir : la technique classique perturbation et observation (P&O) .

2.4.1.1. Perturbation et Observation (P&O) :

Chaque algorithme MPPT a ses propres avantages et inconvénients. La méthode Perturb and Observ (P&O) est largement utilisée en raison de sa simplicité. Dans cet algorithme, nous introduisons une perturbation de la tension de fonctionnement du panneau. La perturbation de la tension peut être effectuée en modifiant la valeur du rapport cyclique du convertisseur DC-DC [53]. La figure 2.1 montre les caractéristiques PV d'un système photovoltaïque, en analysant les caractéristiques PV, nous pouvons voir que sur le côté droit du MPP lorsque la tension diminue, la puissance augmente, mais sur le côté gauche du MPP, l'augmentation de la tension augmentera la puissance. C'est l'idée principale que nous avons utilisée dans l'algorithme P&O pour suivre le MPP [54]. .L'organigramme de l'algorithme P&O est illustré à la figure 2.1.

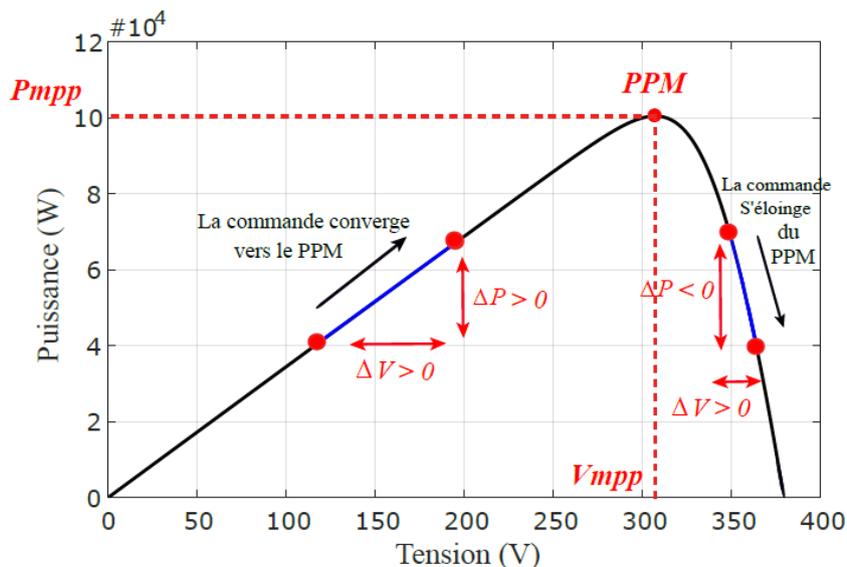


Figure 2.1 Recherche du PPM par la technique "P&O" [54].

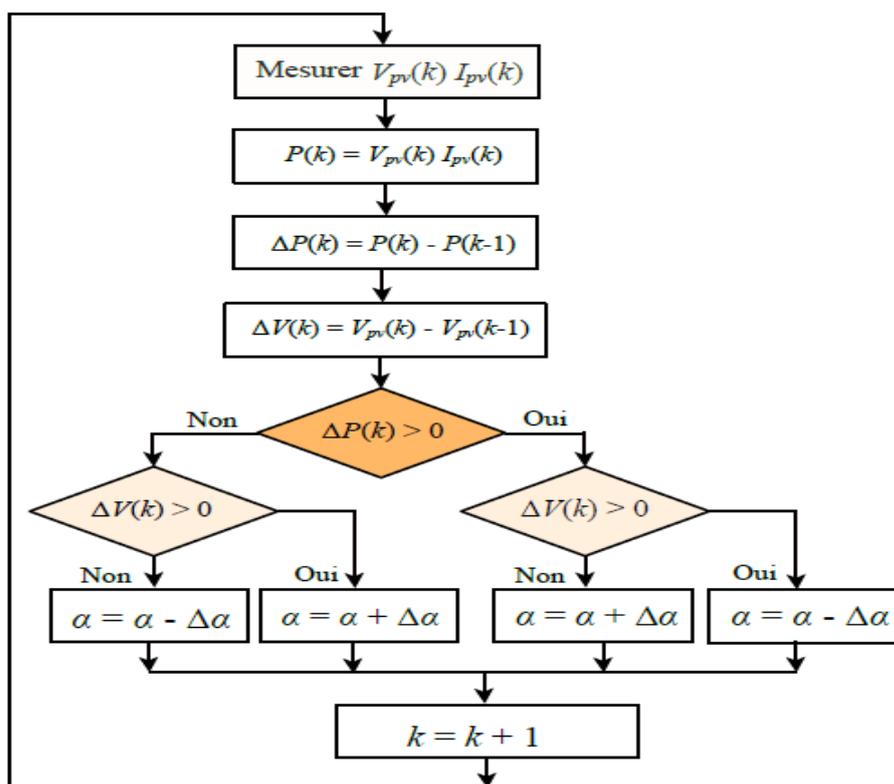


Figure 2.2 Algorithme associé à la technique "P&O". [55].

Comme l'indique l'organigramme, la tension et le courant sont d'abord mesurés. À partir de ces valeurs, la puissance est calculée, puis comparée à la valeur précédente. En conséquence, la tension de référence est ajustée, soit augmentée soit diminuée, afin de localiser la puissance maximale en modifiant le rapport cyclique du convertisseur.

2.4.2 Algorithmes de commande MPPT /éolienne

Les contrôleurs MPPT fonctionnent en adaptant en permanence la vitesse de rotation du générateur éolien pour qu'il corresponde au point de puissance maximale (MPP) de la courbe de puissance-vitesse. [56]. Ce point correspond à la vitesse à laquelle le générateur produit sa puissance maximale pour une vitesse de vent donnée. En maintenant le générateur au MPP, les contrôleurs MPPT maximisent la production d'énergie, même en cas de variations de la vitesse du vent.

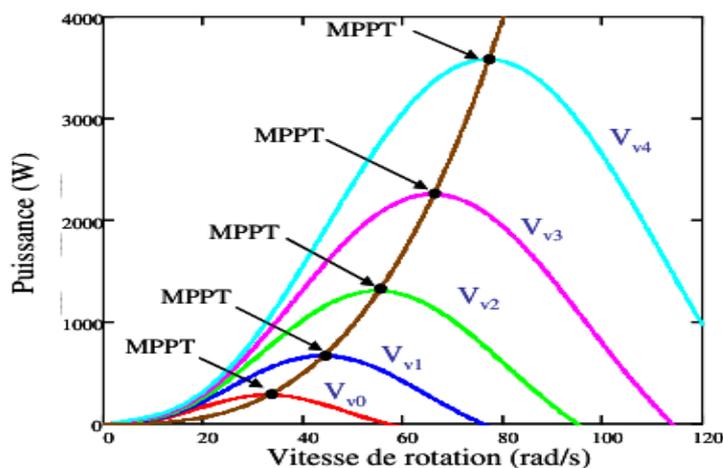


Figure 2.3 Points de MPPT d'une éolienne tripale avec la vitesse de vent [57].

On distingue trois principales méthodes de contrôle des contrôleurs MPPT :

2.4.2.1. Contrôle du rapport de vitesse de pointe (TSR) :

Cette méthode ajuste le rapport de vitesse de pointe (TSR), qui est le rapport entre la vitesse de rotation de la pale et la vitesse du vent, pour atteindre le MPP. Cette méthode nécessite une mesure précise de la vitesse du vent et de la turbine. [58] Le schéma fonctionnel d'une chaîne éolienne avec La commande TSR est illustré sur la figure(2.4).

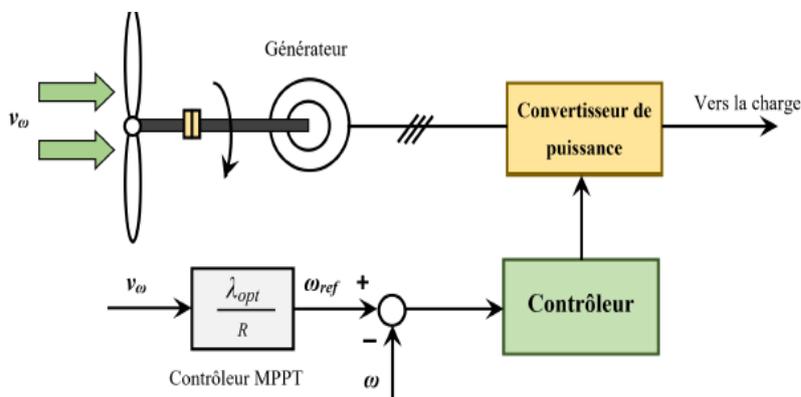


Figure2.4 Contrôle du rapport de vitesse de pointe de la chaîne éolienne [57].

Chapitre II : Généralités sur les commandes

2.4.2.2. Contrôle du retour de signal de puissance (PSF):

Il est important de connaître parfaitement la courbe de puissance maximale de l'éolienne et suivre cette courbe à travers ses mécanismes de contrôle. Les courbes de la puissance maximale doivent être obtenues via des simulations ou hors ligne (expérimentation sur des éoliennes individuelles). [59] Dans cette méthode, la puissance de référence est générée soit à l'aide d'une courbe de puissance maximale enregistrée, soit à l'aide de l'équation de la puissance mécanique de l'éolienne où la vitesse du vent et la vitesse du rotor sont utilisées comme des entrées.

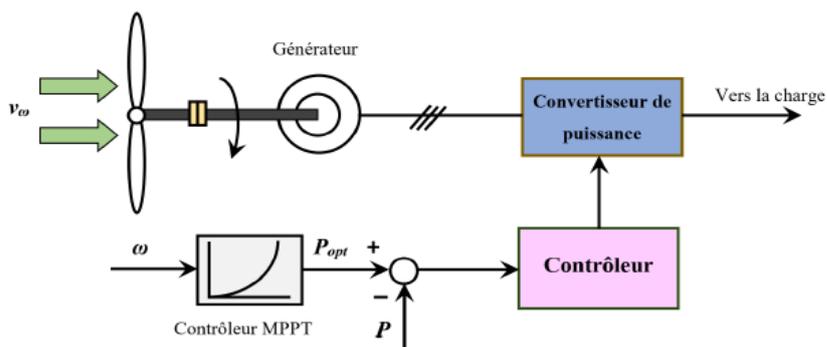


Figure 2.5 Contrôle de rétroaction du signal de puissance [60]

2.4.2.3. Contrôle de la recherche par escalade (HCS):

Comme présentée sur la figure 2.6.a, la méthode HCS suit la puissance maximale de l'éolienne en calculant le signal souhaité pour amener le système au point de puissance maximale en fonction de la localité du point de fonctionnement et de la relation entre les changements de puissance et de vitesse. En outre, les changements de puissance de sortie dus aux changements de vitesse sont estimés dans la méthode HCS, comme le montre la figure 2.6.b.

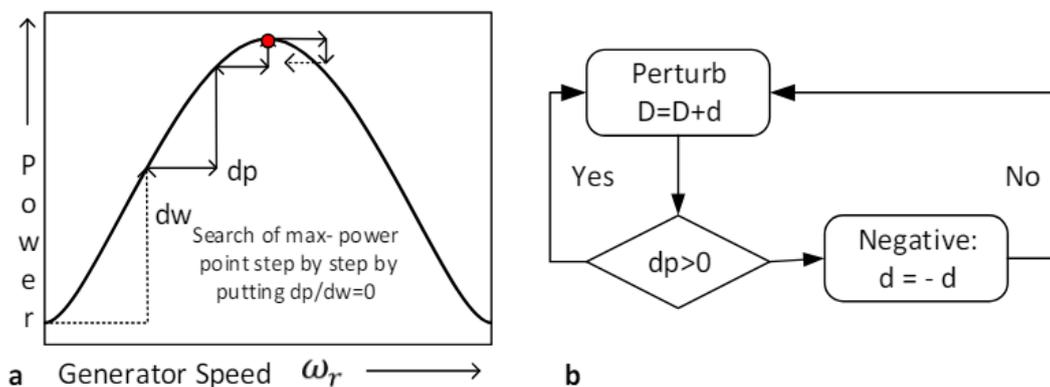


Figure 2.6 Principe de contrôle HCS. [61]

2.5. Le contrôle actif par rejet de perturbation

Le contrôle actif par rejet de perturbation (ADRC) fournit une nouvelle façon de considérer le problème d'incertitudes du modèle et de perturbations externes des SERs appliqués dans les micros-réseaux. Ce nouvel algorithme est initialement proposé par le professeur Jingqing Han [62] et il est progressivement appliqué dans de nombreux domaines industriels tels que l'aéronautique, la robotique, et la production d'énergies renouvelables [63]. La commande ADRC est un autre type d'algorithme de contrôle amélioré dérivé du PID, elle a donc non seulement ses avantages, mais aussi une certaine supériorité sur la méthode de contrôle multivariable. La structure de base d'un contrôleur ADRC est composée de trois parties distinctes : Le suiveur différentiel (TD), l'observateur d'état étendu (ESO), et la rétroaction d'erreur d'état non linéaire (NLSEF) [64].

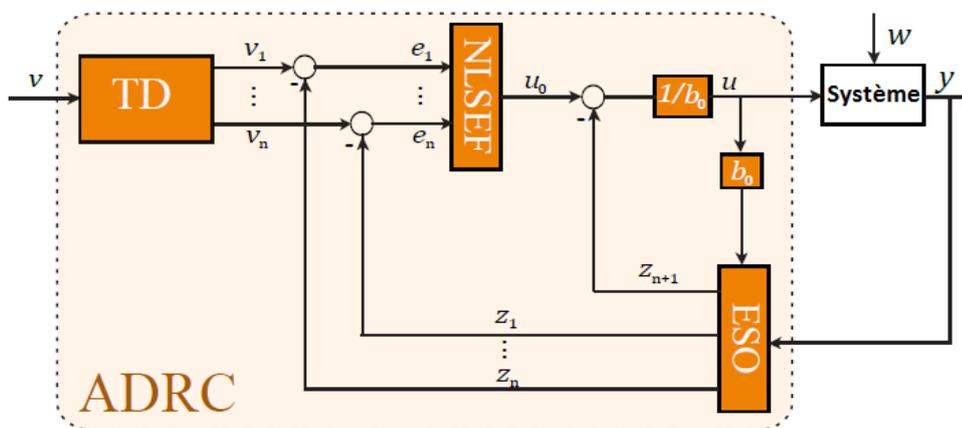


Figure 2.7 Schéma bloc de l'ADRC non linéaire d'ordre n

Sur la figure 2.7, v est le signal d'entrée, v_1 est le signal de suivi d'entrée ; y est le signal de retour du système ; z_1 est le signal de suivi estimé ; z_2 est l'estimation des perturbations totales ; b_0 est le facteur de compensation ; z_2/b_0 est la compensation des perturbations internes et externes ; u_0 est l'objet de contrôle initial par NLSEF ; u est le signal de commande final après compensation des perturbations.

Pour un système contrôlé de premier ordre, son modèle mathématique d'ADRC est défini comme [65]:

$$\begin{cases} \varepsilon_0 = v_1 - v \\ \frac{dv_1}{dt} = -r \text{fal}(\varepsilon_0, \alpha_0, \delta_0) \end{cases} \quad 2.3$$

$$\begin{cases} \varepsilon = z_1 - y, \\ \frac{dz_1}{dt} = z_2 - \beta_{01} \text{fal}(\varepsilon, \alpha, \delta) + bu(t), \\ \frac{dz_2}{dt} = \beta_{02} \text{fal}(\varepsilon, \alpha, \delta). \end{cases} \quad 2.4$$

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = v_1 - z_1, \\ u_0 = \beta_1 \text{fal}(\varepsilon_1, \alpha_1, \delta_1), \\ u = u_0 - \frac{z_2}{b_0}. \end{cases} \quad 2.5$$

$$\text{fal}(\varepsilon, \alpha, \delta) = \begin{cases} |\varepsilon|^\alpha \text{sgn}(\varepsilon) & |\varepsilon| > \delta \\ \frac{\varepsilon}{\delta^{1-\alpha}} & |\varepsilon| \leq \delta \end{cases} \quad 2.6$$

où le modèle mathématique du TD est défini par l'équation. (2.3). Le modèle de l'ESO est donné par l'équation. (2.4), et pour le bloc NLSEF, il est représenté par l'équation. (2.5). $\beta_{01}, \beta_{02}, \beta_1$ sont des facteurs d'erreur de sortie, $\text{fal}(\varepsilon, \alpha, \delta)$ est la meilleure fonction définie par l'équation (2.6), δ est le facteur de filtrage de l'ESO et α est un facteur non linéaire.

En pratique, l'ADRC doit ajuster un grand nombre de paramètres, et l'ajustement de ces paramètres est compliqué. Afin de réduire la complexité du modèle et le calcul du contrôleur, une méthode de conception ADRC linéaire est proposée et appliquée au système de conversion hybride PV-énergie éolienne.

2.5.1. Conception de l'ADRC linéaire

Le LADRC se compose d'un contrôleur proportionnel et d'un ESO [66]. Les incertitudes du système et les perturbations extérieures sont considérées comme une perturbation généralisée. L'ESO est utilisé pour estimer les états du système et la perturbation généralisée. Le contrôleur proportionnel ramène à zéro l'erreur de suivi entre la sortie du système et le signal de référence. Le schéma fonctionnel d'un LADRC de premier ordre est représenté sur la figure 2.9

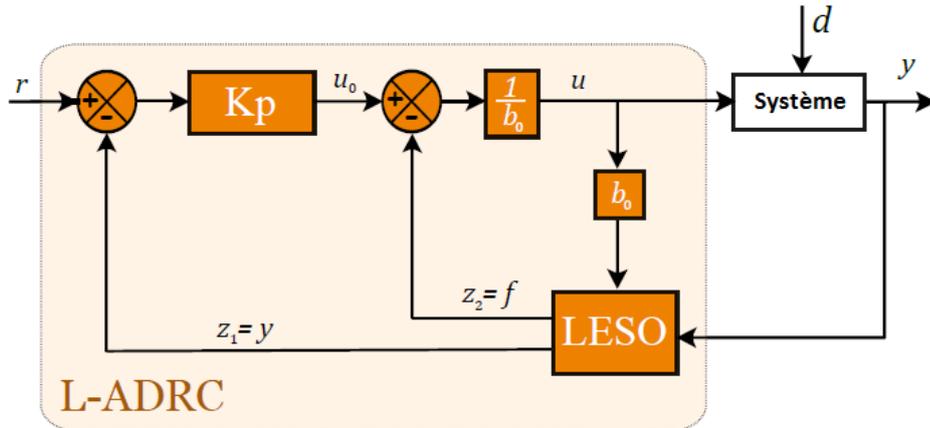


Figure 2.9 Structure de l'ADRC linéaire de 1er ordre

Considérons un système du premier ordre où la dynamique de la plante est donnée par :

$$\frac{dy(t)}{dt} = -\frac{1}{T} y(t) + bu(t) \quad 2.7$$

Une perturbation externe $d(t)$ peut être ajoutée au processus en remplaçant b par $b = b_0 + b$, où b_0 caractérisera la partie connue du système et b , la partie (inconnue) des erreurs de modélisation.

$$\begin{aligned} \frac{dy(t)}{dt} &= -\frac{1}{T} y(t) - \frac{1}{T} d(t) + b_0 u(t) + \Delta b u(t) \\ &= f(y, d, t) + b_0 u(t) \end{aligned} \quad 2.8$$

où $f(y; d; t)$ représente les perturbations totales générales du système.

l'idée fondamentale de l'ADRC est de mettre en place un observateur d'état étendu (ESO) qui fournit une estimation \hat{f} , de sorte que nous puissions compenser l'impact de $f(\cdot)$ sur notre processus par le biais du contrôle finale [67].

Afin de concevoir l'observateur, la description dans l'espace d'état du processus donné par l'équation (2.8) est nécessaire, on pose $x_1 = y, x_2 = f$ et $\dot{f} = h$ et on obtient :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu + Eh \\ y = Cx \end{cases} \quad 2.9$$

Chapitre II : Généralités sur les commandes

où u_0 est un contrôleur virtuel. Nous supposons que z_2 est une estimation correcte de $f(z_2 \approx f)$ En remplaçant Éq. (2.12) dans l'équation. (2.8) on obtient :

$$\begin{aligned}\dot{y} &= f + b_0 \frac{u_0 - z_2}{b_0}, \\ &= f - z_2 + u_0 \approx u_0.\end{aligned}\tag{2.13}$$

Par conséquent, le système Eq. (2.13) peut être contrôlé par un contrôleur proportionnel KP

$$u_0 = K_P (r - z_1) = K_P (r - \hat{y}),\tag{2.14}$$

r est le signal d'entrée de référence à suivre.

Le paramétrage du contrôleur est choisi comme $k_1 = \omega_c = \frac{4}{T_r}$ $k_1 = \omega_c = 4Tr$, où Tr est le temps de réponse souhaité en boucle fermée. La dynamique de l'observateur doit être rapide par rapport à celle du contrôleur. Par conséquent, les pôles de l'observateur sont placés à gauche des pôles du système en boucle fermée.

2.6. Contrôle par backstepping

La stratégie de contrôle backstepping est basée sur la représentation des systèmes en boucle sous la forme de sous-systèmes d'ordre 1 de Lyapunov. Cela se traduit par la robustesse aux perturbations et la stabilité globale du système. Le contrôle du backstepping est basé sur une méthode en plusieurs étapes, et à chaque étape, une commande virtuelle est générée pour garantir que le système converge vers son état d'équilibre. La stabilisation de chaque étape de synthèse est assurée par les fonctions de Lyapunov. [69]

2.6.1. loi de commande backstepping :

Cette méthode s'applique à des systèmes ayant une forme dite triangulaire, telle que l'indique la représentation d'état suivante [43] [70]:

$$\begin{aligned}x_1 &= f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 \\ x_2 &= f_1(x_1, x_2) + g_0(x_1, x_2)x_3 \\ x_n &= f_1(x_1, \dots, x_n) + g_0(x_1, \dots, x_n)u\end{aligned}\tag{2.15}$$

Avec :

$$x = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T \in R^n, u \in R$$

Chapitre II : Généralités sur les commandes

On désire faire suivre à la sortie $y=x$ le signal de référence y_{ref} supposé connue. Le système étant d'ordre n , la conception s'effectue en n étapes.

$$(x_n)_d \triangleq \alpha_{n-1} \quad 2.16$$

La variable d'erreur de régulation :

$$e_n = x_n - \alpha_{n-1} \quad 2.17$$

Sa dérivée est :

$$\begin{aligned} \dot{e}_n &= \dot{x}_n - \dot{\alpha}_{n-1} \\ \dot{e}_n &= f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1} \end{aligned} \quad 2.18$$

Avec comme fonction de Lyapunov étendue :

$$\begin{aligned} V_n &= V_1 + \dots + \frac{1}{2}e_n^2 \\ V_n &= \frac{1}{2} \left[e_1^2 + \dots + e_n^2 \right] \end{aligned} \quad 2.19$$

La dérivée devient :

$$\begin{aligned} \dot{V}_n &= \dot{V}_1 + \dots + e_n \dot{e}_n \\ \dot{V}_n &= -k_1 e_1^2 + \dots + e_n \left[f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1} \right] \end{aligned} \quad 2.20$$

Dans cette dernière étape, on est arrivé à déduire la vraie loi de commande u qui permet d'atteindre les objectifs de conception pour le système global qui contrairement aux lois x_i qui sont des lois virtuelles. Un bon choix de celle-ci doit satisfaire :

$$f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1} = -k_1 e_n^2 \quad 2.21$$

Où $k \geq 0$ est un paramètre de conception

Ainsi, la loi de commande pour le système entier sera donnée par :

$$u = \frac{1}{g_n(x_1, \dots, x_n)} \left[-k_n e_n + \dot{\alpha}_{n-1} - f_n(x_1, \dots, x_n) \right] \quad 2.22$$

Ce qui garanti la négativité de la dérivée de la fonction de Lyapunov étendue

$$\dot{V}_n = -k_1 e_1^2 - \dots - k_n e_n^2 \leq 0 \quad 2.23$$

2.7 Contrôle par mode glissant :

Le mode glissant est un type de fonctionnement particulier des systèmes à structure variable. Cette commande est devenue l'une des techniques de contrôle les plus populaires pour une large gamme de classes des systèmes non linéaires et présente un grand intérêt dans des domaines très variés tels que la mécanique, la robotique ou le génie électrique. [71]

Le principe de la commande à modes glissants consiste à ramener la trajectoire d'état à évoluer vers une surface et la faire commuter autour de celle-ci jusqu'au point d'équilibre à l'aide d'éléments de commutation discontinue. La surface considérée, correspondant aux dynamiques souhaitées, est alors désignée comme étant la surface de glissement et la commande garantit que le point représentatif du système atteint l'hyper-surface en un temps fini [72].

2.7.1 Systèmes à structures variables avec mode de glissement :

Un système à structure variable est un système dont la structure change pendant son fonctionnement, il est caractérisé par le choix d'une structure et d'une logique de commutation. [73] Ce choix permet au système de commuter d'une structure à l'autre à tout instant. Dans les systèmes à structures variables avec mode de glissement, la trajectoire d'état est amenés vers une surface (hyperplan), puis à l'aide de la loi de commutation, elle est obligée de rester au voisinage de cette surface. Cette dernière est dite surface de glissement et le mouvement le long de laquelle il se produit, est dit mouvement de glissement [74] [75].

Le système à structure variable admet une représentation par des équations différentielles du type

$$\dot{x} = \begin{cases} f_1(X) & \text{Si la condition 1 est vérifiée} \\ \vdots & \vdots \\ f_n(X) & \text{Si la condition n est vérifiée} \end{cases} \quad 2.26$$

Où X est le vecteur d'état et les fonctions appartiennent à un ensemble de sous systèmes, et appelées structures. En effet ,il y a des commutations entre ces différentes structures suivant la condition vérifiée .

2.7.2. Conception de la loi de commande non linéaire par mode glissant

La mise en œuvre de la commande par mode de glissement nécessite principalement trois étapes :

2.7.2.1. Choix de la surface de glissement

Il est déterminé sur la base du système et des performances désirées. Dans un cas plus général, considérons le système décrit par la représentation d'état non linéaire suivante :

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x) + g(x) \cdot U \\ y = h(x) \end{cases} \quad 2.27$$

La forme d'équation générale pour la surface de glissement, proposée par "J.J. Slotin" et assurant la convergence d'une variable vers sa valeur désirée, est donnée par :

$$S(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda \right)^{r-1} e(x) \quad 2.28$$

Avec :

$$e(x) = x - x_{ref}$$

$e(x)$: écart de la variable à régler.

λ_x : Constante positive qui interprète la bande passante du contrôle désiré

r : degré relatif, égal au nombre de fois qu'il faut dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

2.7.2.2. Etablissement de la condition de convergence

La condition de convergence ou d'attractivité permet aux dynamiques du système de converger vers la surface de glissement. Il s'agit de formuler une fonction scalaire de Lyapunov $V(x) > 0$ à énergie finie.

Soit la fonction de Lyapunov définie positive. Pour que la fonction $V(x)$ puisse décroître, il suffit d'assurer que :

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad 2.29$$

Puisque la dérivée est négative, d'où la condition de convergence s'exprime par :

$$S(x) \cdot S'(x) < 0 \quad 2.30$$

2.7.2.3. Détermination de la loi de commande

La structure d'un contrôleur en mode glissant comporte deux parties. La première concerne la linéarisation exacte et le deuxième est stabilisant. Cette dernière est très importante dans le réglage par le mode glissant. Elle permet d'éliminer les effets d'imprécisions du modèle et de rejeter les perturbations extérieures

Chapitre II : Généralités sur les commandes

A. Commande équivalente

Un vecteur x de la commande équivalente u_{eq} se définit comme étant les équations du régime glissant idéal. On suppose que les relais n'ont ni seuil, ni hystérésis, ni retard de commutation et que le modèle mathématique de l'application n'a négligé aucune constante de temps, ce régime n'ayant lieu que sur :

$$S_i(x) = 0 \quad i = 1, 2, 3, \dots, m \quad 2.31$$

On exprime la condition pour l'obtention de la commande équivalente comme :

$$\frac{dS_i}{dt} = S_i = 0 \quad 2.32$$

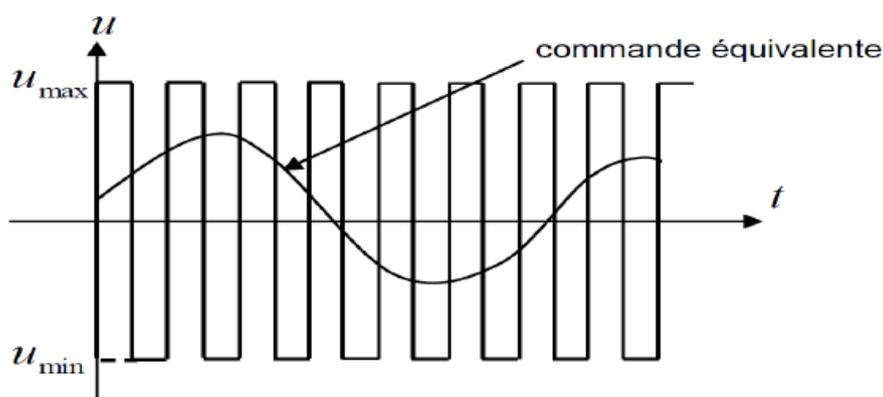


Figure 2.11 Commande équivalente

La commande effective U_i , pour $i=1, 2, 3, \dots, m$ peut être constituée par une composante U_{ieq} de basse fréquence et une composante U_{in} non linéaire. On obtient ainsi :

$$U_i = U_{ieq} + U_{in} \quad 2.33$$

$$U_i = \begin{cases} U_{in}^+ & \text{si } S_i > 0 \\ U_{in}^- & \text{si } S_i < 0 \end{cases} \quad 2.34$$

B. Commande discontinue (fonction signe)

La solution la plus simple est de choisir U_N sous la forme de relais figure 2.14 Dans ce cas la commande s'écrit comme suit :

$$U_N = K \cdot \text{sign}(S(x)) \quad 2.35$$

Avec :

$$\text{sign}(S) = +1 \text{ si } S > 0$$

$$\text{sign}(S) = -1 \text{ si } S < 0$$

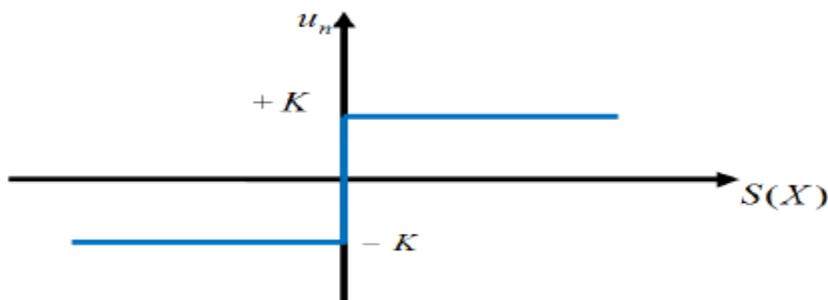


Figure 2.12 Représentation de la fonction " signe "

Le gain K est choisi positif .Le choix de ce gain est très influent car, s'il est très petit, le temps de réponse sera très long, et s'il est très grand, nous aurons des fortes oscillations au niveau de l'organe de la commande. Ces oscillations peuvent exciter les dynamiques négligées (phénomène de Chattering), ou même détériorer l'organe de commande [74].

2.8. La commande linéaire quadratique

L'idée du régulateur linéaire quadratique vise à minimiser/maximiser le critère de performance afin de calculer la loi de commande optimale. L'un des principaux problèmes posés par la régulation quadratique linéaire est la sélection appropriée des matrices de pondérations Q et R requises par l'équation de Riccati pour garantir une réponse appropriée [46] [76].

Dans ce contexte, plusieurs techniques d'optimisations ont été proposées dans la littérature pour trouver les matrices optimales de Q et R . Par exemple, dans [77]. les auteurs ont proposé une technique basée sur la biogéographie et sur un estimateur de Kalman permettant d'estimer les états qui peuvent ne pas être mesurables dans le système pratique. Ce type de commande a été utilisé dans de nombreux problèmes de recherches liés aux micro-réseaux [78], [79]. . Pour un système linéaire à temps continu, défini sur $t \in [t_0, t_1]$ et décrit par :

$$\dot{x} = Ax + Bu \tag{2.36}$$

Avec une fonction de coût quadratique définie comme suit :

$$J = x^T(t_1)F(t_1)x(t_1) + \int_{t_0}^{t_1} (x^T Qx + u^T Ru + 2x^T Nu) dt \tag{2.37}$$

Chapitre II : Généralités sur les commandes

La loi de contrôle de rétroaction qui minimise la valeur du coût est :

$$u = -Kx \quad 2.38$$

Où K est donné par :

$$K = R^{-1} \left(B^T P(t) + N^T \right) \quad 2.49$$

Et P est trouvé en résolvant l'équation différentielle de Riccati :

$$A^T P(t) + P(t) A - (P(t) B + N) R^{-1} \left(B^T P(t) + N^T \right) + Q = -P(t) \quad 2.40$$

Avec la condition de limite :

$$P(t_1) = F(t_1) \quad 2.41$$

2.9. Contrôle basé sur l'intelligence artificielle

Dans la littérature, une variété d'algorithmes heuristiques ont été appliqués pour améliorer le contrôle et l'optimisation des micros-réseaux et les SERs, parmi lesquels on peut citer l'optimisation par essais de particules, la logique floue, les réseaux de neurones et les algorithmes génétiques. Ces techniques ont été appliquées efficacement dans les modes de fonctionnement connectés au réseau et isolent des SHER [80]. D'autres techniques puissantes ont été proposées dans la littérature pour régler de manière optimale les valeurs des paramètres des contrôleurs, par exemple, l'algorithme d'évolution différentielle [81], la technique d'optimisation par fourrage bactérien [82], l'algorithme compétitif colonial [83], et la technique de recherche du coucou [84].

2.10. L'optimisation par essais de particules PSO

L'optimisation par essais de particules (PSO) a attiré beaucoup d'efforts de recherche depuis un certain temps en raison de sa contribution à l'optimisation de paramètres incertains pour les différents problèmes d'optimisation énormes. Dans ce contexte, les auteurs dans [85] ont proposé une approche intelligente en ligne en combinant la logique floue et la technique PSO pour régler de manière optimale les gains des PI dans les micro-réseaux AC. Comparée aux méthodes de synthèse par la logique floue et par Ziegler-Nichols, la technique proposée permet d'obtenir une meilleure performance de stabilité, et elle est robuste face aux variations environnementales et dynamiques. Un autre travail est présenté dans [86] en utilisant la technique PSO pour une conception optimale de micro-réseaux en modes de

fonctionnement autonome et connecté au réseau. Elle est utilisée pour rechercher les réglages optimaux des paramètres des contrôleurs PI, du filtre et des coefficients de partage de puissance.

2.11 La commande par logique floue

La commande par logique floue est utilisée de manière exhaustive dans divers domaines. La commande par logique floue est considérée comme l'un des principaux outils intelligents pour traiter les problèmes d'optimisation de la puissance distribuée. Dans ce contexte, cette technique est largement utilisée pour l'optimisation des SERs telle que l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque. Les auteurs dans [87] ont proposé trois stratégies de contrôle pour lisser la puissance de sortie de la génération éolienne pendant le mode d'opération îloté du micro-réseau dont un contrôleur d'angle de calage à logique floue est développé, ce qui permet de lisser partiellement les fluctuations de la puissance éolienne. Une autre application de la logique floue est introduite dans [88] dont une structure de réglage automatique des paramètres du régulateur PI est le contrôle de la puissance active et réactive dans les micros-réseaux. Le principe de cette méthode est résumé en ces trois points :

- Fuzzifier toutes les valeurs d'entrée en fonctions d'appartenances floues.
- Exécutez toutes les règles applicables dans la base de règles pour calculer les fonctions de sortie floues.
- Defuzzifier les fonctions de sortie floues pour obtenir des valeurs de sortie "réelles".

2.12 Les réseaux de neurones

L'idée du réseau neuronal provient essentiellement du cerveau humain. Les réseaux de neurones ont été appliqués dans de nombreux domaines de recherche. Un réseau neuronal peut être utilisé efficacement pour identifier, contrôler et optimiser les paramètres d'un système dans des applications hors ligne ou en temps réel [89]. Dans ce contexte, dans les travaux de [90], et en se basant sur l'identification par réseau de neurones et la régulation du courant, un schéma d'interfaçage adaptatif pour les SER fonctionnant en mode connecté au réseau a été proposé [90]. Les auteurs dans [91]. ont proposé une méthode de gestion intelligente en ligne de la puissance active et réactive d'un SSE basé sur les réseaux de neurones afin d'éviter l'instabilité et la défaillance du micro-réseau autonome. Lorsqu'un réseau neuronal est entraîné sur l'ensemble d'apprentissage, il est initialisé avec un ensemble de poids. Ces poids sont ensuite optimisés pendant la période d'apprentissage et les poids optimaux sont produits.

2.13 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons examiné les stratégies de contrôle classiques et avancées utilisées dans les boucles internes, telles que le contrôle PI/PID, le régulateur linéaire quadratique, le contrôle par mode glissant, le contrôle backstepping, le contrôle basé sur l'intelligence artificielle, le contrôle adaptatif, et la commande ADRC. Nous avons souligné l'importance de ces approches pour assurer un fonctionnement efficace des systèmes hybrides d'énergies renouvelables. De plus, nous avons présenté un aperçu des techniques MPPT utilisées pour les systèmes PV et éoliens, en mettant en lumière leur rôle essentiel dans l'optimisation de la production d'énergie, notamment en permettant de suivre dynamiquement le point de puissance maximale, ce qui améliore le rendement global du système. Le prochain chapitre est consacré à la modélisation de système de conversion d'énergie renouvelable.

Chapitre III

*Modélisation de
système à énergie
renouvelable*

3.1. Introduction

Ce chapitre présente une vue d'ensemble du sujet et de son contexte, en détaillant la modélisation et le contrôle des systèmes étudiés dans cette thèse, notamment la chaîne de conversion éolienne, la chaîne de conversion photovoltaïque et le réseau électrique. Ce chapitre est composé de deux parties. La première traite la modélisation et la commande du système de conversion éolien à base d'une génératrice synchrone à rotor bobiné connecté au réseau électrique, la modélisation des différents composants du système est étudiée ainsi que leur commande en assurant l'extraction du maximum de puissance et la régulation de la puissance active et réactive injectés au réseau électrique. La deuxième partie est consacrée à la chaîne de conversion photovoltaïque en donnant le principe du phénomène physique « effet photovoltaïque » et la modélisation de la cellule PV, ainsi que la commande du système pour extraire le maximum de puissance et de l'injecter dans le réseau électrique.

3.2 Modélisation de la chaîne de conversion éolienne

La technologie de l'énergie éolienne a connu une évolution rapide, notamment grâce à l'utilisation d'une électronique de puissance pour permettre un fonctionnement à vitesse variable du rotor [92]. La chaîne de conversion éolienne se compose d'une turbine éolienne, d'un générateur et des convertisseurs d'électroniques de puissance utilisés pour collecter l'énergie éolienne et la convertir en énergie électrique. Une configuration typique d'un système d'énergie éolienne basé sur une GSRB est présentée à la figure.3.1,

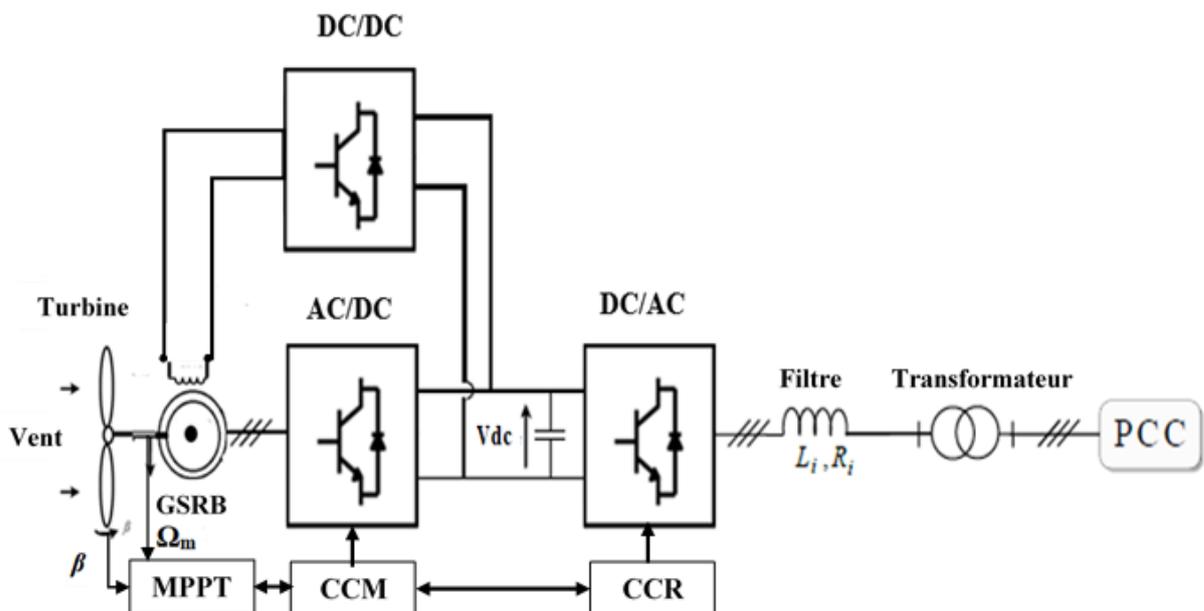


Figure. 3.1 Système de conversion d'énergie éolienne a vitesse variable, base sur une GSRB

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

3.2.1. Modélisation de la turbine éolienne

Les éoliennes produisent de l'électricité en utilisant la force du vent pour actionner un générateur électrique. Le passage du vent sur les pales en exerçant un couple de rotation. Ce couple, combiné avec celui de la génératrice, détermine en fonction de la puissance produite par la génératrice et la vitesse de rotation de l'ensemble.

Le modèle de la turbine permet de calculer la puissance extraite par la turbine en fonction de la vitesse du vent, de sa vitesse de rotation et de l'angle de pas des pales. Cela permettra de déterminer le couple appliqué par la turbine sur l'arbre lent de l'éolienne La puissance aérodynamique du vent est donnée par [93]

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad 3.1$$

Avec :

ρ : la densité de l'air ($\approx 1.22\text{kg/m}^3$).

$S = \pi R^2$, (m²) la surface balayée par les pales de la v : la vitesse du vent (m/s).

La puissance transférée au rotor de l'éolienne est réduite par le coefficient turbine de rayon R. de puissance, C_p :

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad 3.2$$

$$P_t = C_p P_v = \frac{1}{2} C_p \rho S v^3 \quad 3.3$$

La limite de Betz stipule en effet qu'une turbine ne peut pas extraire plus de 59,3% de la puissance d'un flux d'air. En pratique, les turbines éoliennes ont des valeurs de coefficient de puissance (C_p) maximales qui varient entre 25% et 45%. [94].

On définit le rapport de vitesse comme étant le rapport entre la vitesse linéaire des pales et celle du vent

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{v} \quad 3.4$$

R étant le rayon de l'aire balayé par les pâles et Ω_t la vitesse de rotation de la turbine.

Les caractéristiques des éoliennes peuvent être différenciées en fonction du coefficient de puissance C_p :

$$C_P(\lambda, \beta) = -0.6175 \left(\frac{116}{\lambda'} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda'} + 0.1405\lambda} \quad 3.5$$

Avec

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} + \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad 3.6$$

β représente l'angle d'orientation des pales. La Figure 3.2 illustre comment le coefficient C_p évolue en fonction de β . On observe que lorsque β augmente, le coefficient C_p diminue [95]. L'angle d'inclinaison des pales est principalement utilisé dans les régulateurs mécaniques pour ajuster la puissance captée par l'éolienne en modifiant l'alignement des pales avec le vent.

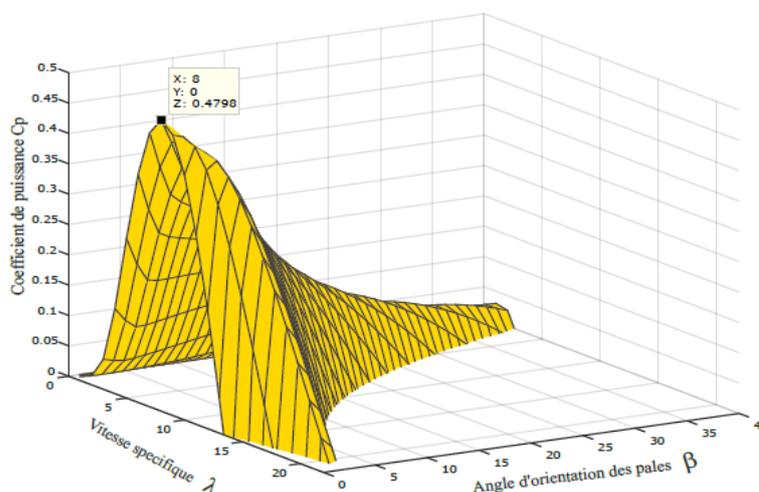


Figure 3.2 Caractéristiques du coefficient de puissance en fonction de λ et β

Les contrôleurs d'angle de pas sont principalement déployés dans les applications à haute puissance, où leur rôle principal consiste à stabiliser l'éolienne pendant les rafales de vent.

La figure 3.3 montre comment la puissance captée par l'éolienne varie en fonction de sa vitesse de rotation pour différentes valeurs de la vitesse du vent, avec $\beta = 0$.

D'après ces deux figures, et en tenant compte de l'équation 3.3, on peut constater l'intérêt de réguler la vitesse de rotation de la turbine afin d'assurer un coefficient de puissance maximale pour une plage de variation de la vitesse de vent et par conséquent extraire le maximum de puissance du vent.

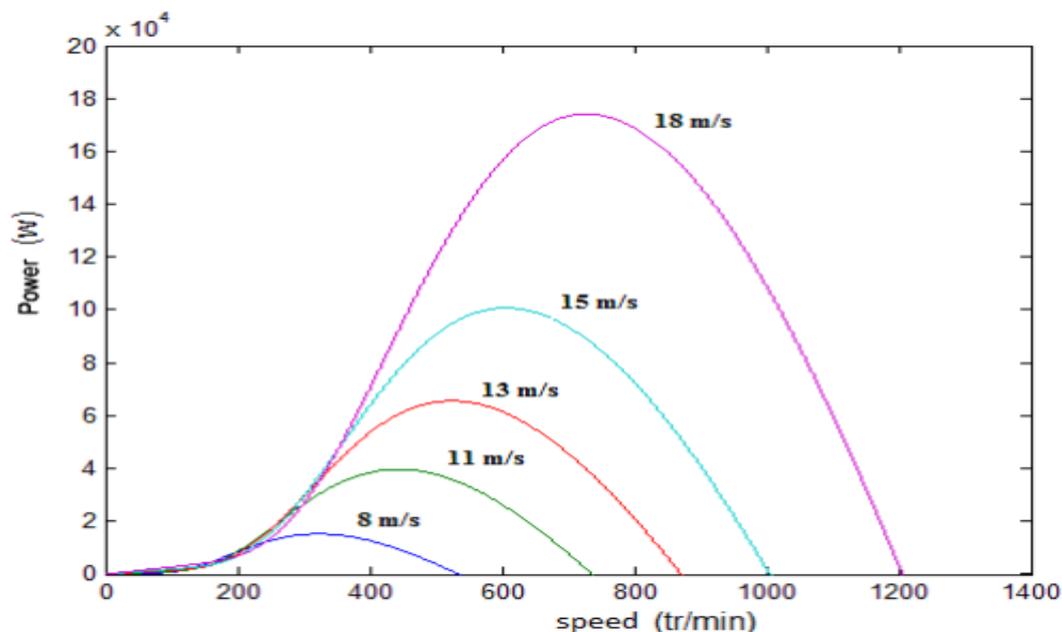


Figure 3.3 variation de la puissance capturée par l'éolienne en fonction de sa vitesse de rotation

Selon la vitesse du vent on peut distinguer deux zones de fonctionnement des éoliennes à grande puissance (Figure.3.4). La première zone est appelée zone de charge partielle où l'éolienne travaille en fonctionnement normal avec une puissance inférieure aux conditions nominales, dans cette zone l'éolienne fonctionne en mode MPPT (Maximum Power Point Tracking). Dans la deuxième zone le vent excède la valeur nominale supportée par l'éolienne d'où il faut limiter la puissance capturée par l'éolienne et pour ce faire, il faut agir sur l'angle d'orientation des pales . [96].

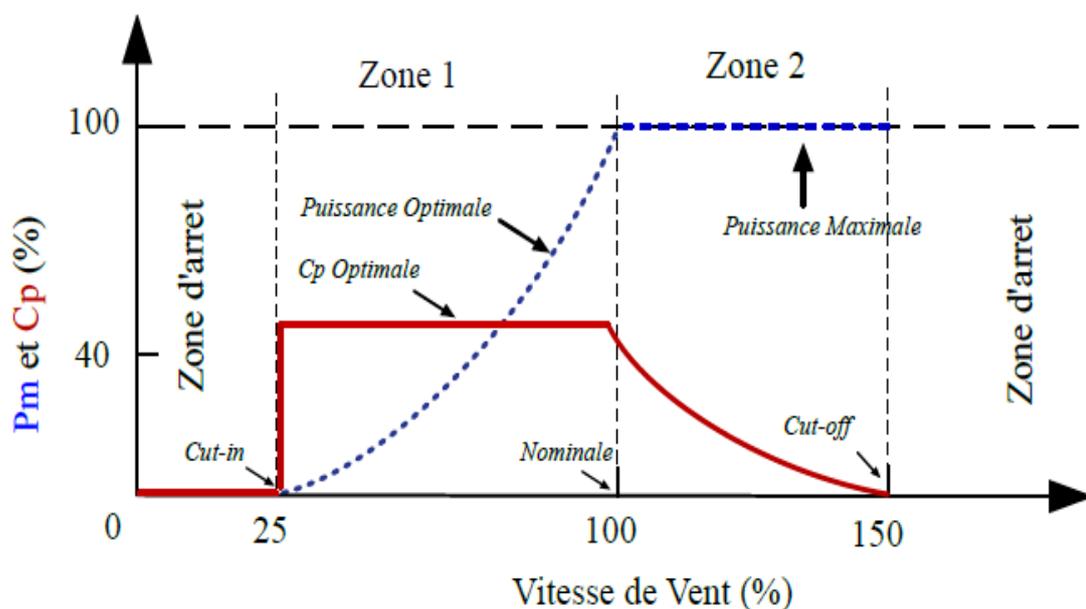


Figure 3.4 Zones de fonctionnement de la turbine

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

La turbine éolienne étudiée dans cette thèse est directement couplée à une génératrice synchrone à aimant permanent par l'intermédiaire de l'arbre mécanique. Dans ces conditions, l'expression de la vitesse de rotation de la turbine est obtenue en appliquant le principe fondamental de la dynamique [96].

$$J \frac{d\Omega_t}{dt} = T_{aero} - T_{em} - f\Omega_t \quad 3.7$$

Avec J est l'inertie totale du système, f est le coefficient de frottement et T_{em} représente le couple électromagnétique de la génératrice.

Le couple totale capté par la turbine est donnée par :

$$T_t = \frac{1}{2\Omega_t} C_p (\lambda, \beta) \rho s v^3 \quad 3.8$$

En se basant sur les équations précédentes qui décrivent le comportement des composants de la turbine éolienne, la Figure 3.5 présente une modèle globale de la turbine

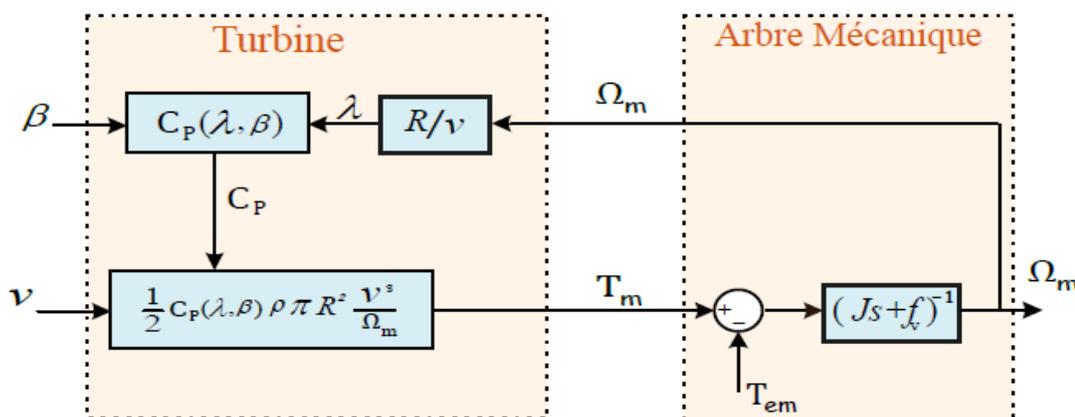


Figure 3.5 Modèle global de la turbine éolienne

3.2.2. Modélisation de la génératrice synchrone :

3.2.2.1. Génératrices synchrones

Les machines synchrones sont reconnues pour leur ratio couple/volume très intéressant pour toutes les applications industrielles et on peut les classifier [97] [98] en fonction de leur excitation (bobinage, aimants permanents) et de leur rapport de saillance ($\xi = Lq/Ld$).

Dans cette partie, nous allons détailler ses différentes structures (Fig.3.6).

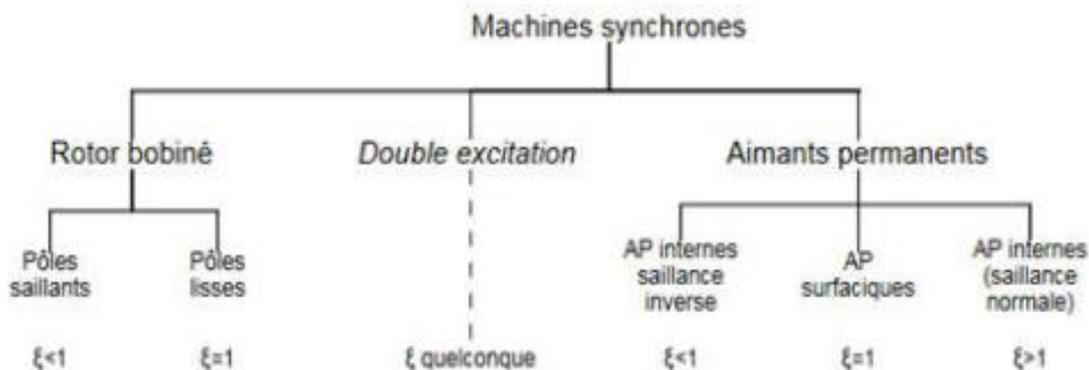


Figure 3.6 Classement des machines synchrones [97]

3.2.2.2. Génératrices synchrones à rotor bobiné

Les génératrices synchrones à rotor bobiné équipent actuellement la plupart des centrales de production d'électricité. En fonction du type de pôles du rotor (Fig.13), on peut distinguer deux catégories : les génératrices à rotor à pôles saillants et les génératrices à rotor à pôles lisses. Un rotor à pôles saillants présente un entrefer variable alors qu'un rotor à pôles lisses présente un entrefer supposé constant. Ces derniers sont mieux adaptés aux grandes vitesses (turboalternateurs des centrales nucléaires), alors que les rotors à pôles saillants sont prévus pour de faibles vitesses linéiques (alternateurs des centrales hydroélectriques, éoliennes). Il n'existe pas d'indicateur précis dans la littérature permettant le choix du type de rotor. Ce choix repose essentiellement sur le type d'application et le savoir-faire de l'entreprise qui conçoit la machine.

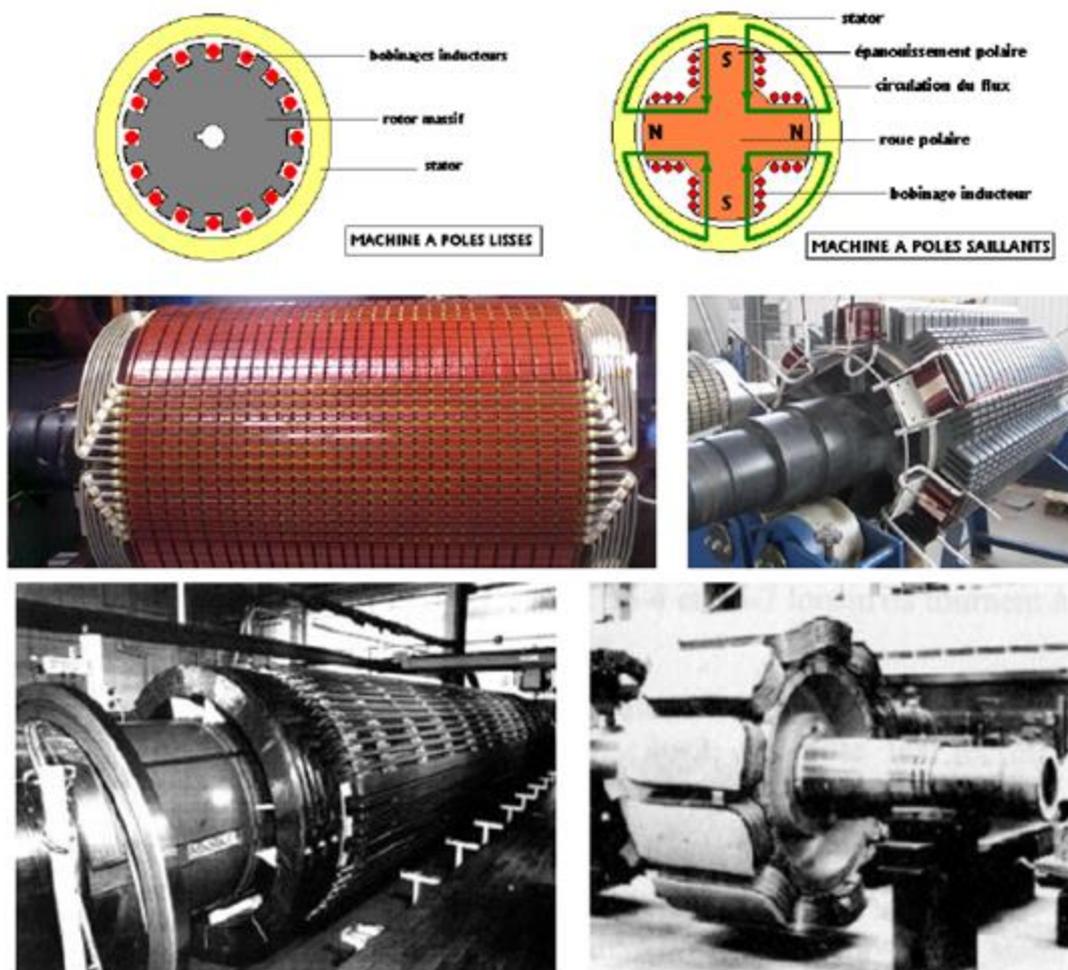
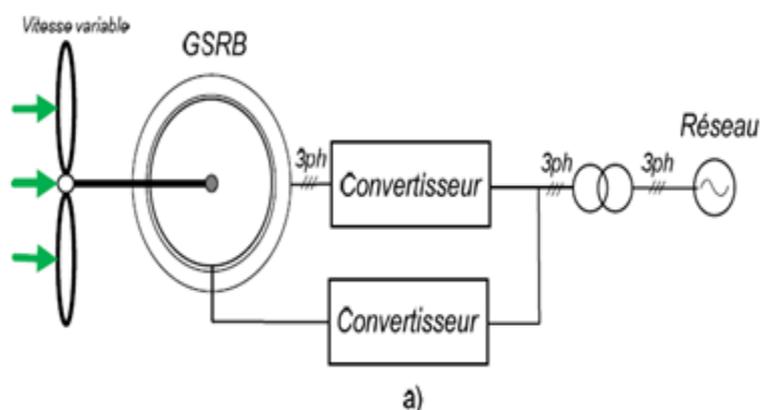


Figure.3.7. rotor à pôles saillants et les génératrices à rotor à pôles lisses [99] [100] [101]

Pour délivrer l'énergie produite, il faut intégrer dans la structure de conversion de l'énergie un circuit d'excitation et un convertisseur statique pleine puissance. De manière générale, pour une éolienne de grande puissance qui utilise une génératrice synchrone à rotor bobiné, les structures de conversion peuvent fonctionner en « attaque directe » (Fig. 3.8.a) ou avec un multiplicateur de vitesses (Fig. 3.8.b).



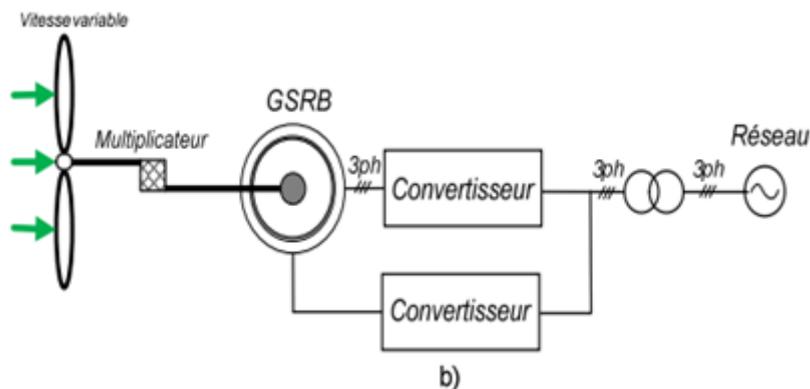


Figure. 3.8. Structure d'une éolienne basée sur un générateur synchrone à rotor bobiné (GSRB) : a) attaque directe et b) avec multiplicateur

Dans cette étude, la machine se compose d'un stator et d'un rotor de constitution symétrique avec P paires de pôles. Les enroulements du stator sont le plus souvent connectés en étoile à un neutre isolé. L'excitation du rotor est créée électroaimant. Afin de simplifier la modélisation des machines, les hypothèses habituelles données dans la plupart des références sont adoptées [102] [103] :

- Les résistances des enroulements du stator sont constantes,
- L'effet d'amortissement sur le rotor est négligé,
- La caractéristique magnétique est linéaire (pas de saturation),
- L'amplitude spatiale de la liaison du flux de particules est constante,
- Les phénomènes d'hystérésis, l'effet de température, l'effet de peau et les courants de Foucault sont négligés.

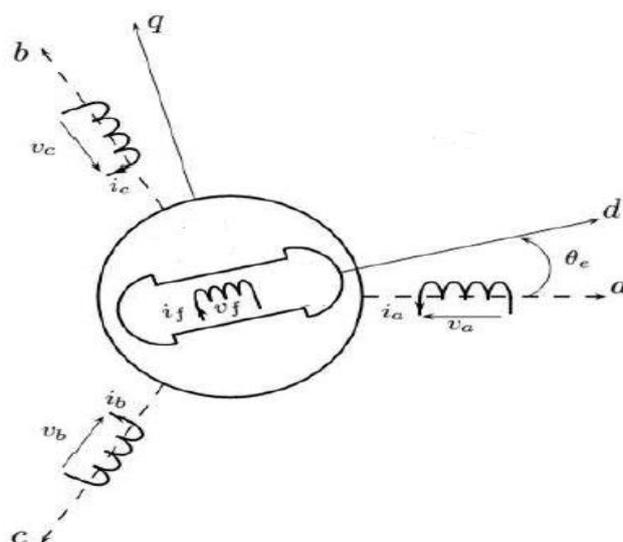


Figure 3.9 Représentation schématique de la génératrice synchrone avec ses amortisseurs.

3.2.2.3. Modèle de MSRB dans le repère triphasé

Une convention "récepteur" est adoptée au rotor et une convention "générateur" au stator. Sous ces hypothèses, la machine peut être décrite dans le repère triphasé par les équations électriques suivantes [105] [106]

$$\begin{aligned} [v_s] &= -[r_s][i_s] + \frac{d[\phi_s]}{dt} \\ [v_r] &= -[r_r][i_r] + \frac{d[\phi_r]}{dt} \end{aligned} \quad 3.9$$

Avec :

$$\begin{aligned} [v_s] &= \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}; [v_r] = \begin{bmatrix} v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}; [r_s] = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix}; [r_r] = \begin{bmatrix} r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; [i_s] = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \\ [i_r] &= \begin{bmatrix} i_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}; [\phi_s] = \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix}; [\phi_r] = \begin{bmatrix} \phi_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Avec :

v_{abc} : Tensions instantanées des phases a, b et c statoriques. v_f : Tension continue d'excitation rotorique ; i_f : Courant d'excitation du rotor ; ϕ_{abc} : Flux totaux à travers les phases **a**, **b**, **c** statoriques ; ϕ_f : Flux à travers le circuit rotorique ; R_s : est la résistance par phase statorique ; R_f : est la résistance rotorique (inducteur) ; L_s : inductance propre de phase statorique ; M_s : Mutuelle inductance entre phases du stator

Relation flux- courants

$$\begin{bmatrix} \phi_s \\ \phi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_{ss}(\theta_e) & M_{sr}(\theta_e) \\ -M_{rs}(\theta_e) & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} \quad 3.10$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

Les sous matrices de la matrice des inductances sont :

$$L_{SS} = \begin{bmatrix} L_S & M_S & M_S \\ M_S & L_S & M_S \\ M_S & M_S & L_S \end{bmatrix} ; \quad [M_{sr}] = \begin{bmatrix} M_{sf} \cos(\theta_e) \\ M_{sf} \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \\ M_{sf} \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix}$$

$$[M_{rs}] = \begin{bmatrix} M_{sf} \cos(\theta_e) & M_{sf} \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & M_{sf} \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} ; \quad L_{rr} = L_f$$

3.2.2.4. Transformation de PARK

Malgré la simplification des hypothèses prises en compte, les équations de la machine restent non linéaires, ce qui complique considérablement l'analyse de son comportement, en particulier dans des conditions transitoires. Pour faciliter l'analyse des régimes transitoires et permanents des machines synchrones (MSRB) ainsi que leur contrôle, la théorie du repère biphasé (Park) a été introduite (Voir Annexe. A); cette théorie permet de simplifier le modèle de la machine tout en conservant l'aspect physique des quantités transformées. La transformation de Park est obtenue à partir d'une matrice unique [107], définie comme suite :

$$[P] = K \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad 3.11$$

Où K est une constante qui peut prendre la valeur $2/3$ pour la transformation avec conservation de l'amplitude ou la valeur $\sqrt{2/3}$ pour la transformation avec conservation de puissance. La matrice inverse est donnée par:

$$[P]^{-1} = K \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & -\sin(\theta_s) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad 3.12$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

La transformation du système triphasé au système diphasé est définie par le système d'équations suivant :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} = [P]^{-1} \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} \quad 3.13$$

X : représente une grandeur liée au stator ou au rotor (tension, courant ou flux).

X₀ : est la composante homopolaire choisie comme nulle dans un système équilibré.

3.2.2.5 Modèle de la machine dans le repère biphasé

En appliquant la transformation de Park au système d'équations et en simplifiant les calculs, en se basant sur le modèle décrit dans la [108] [109] on obtient :

La figure 3.10 montre le schéma électrique équivalent de la machine.

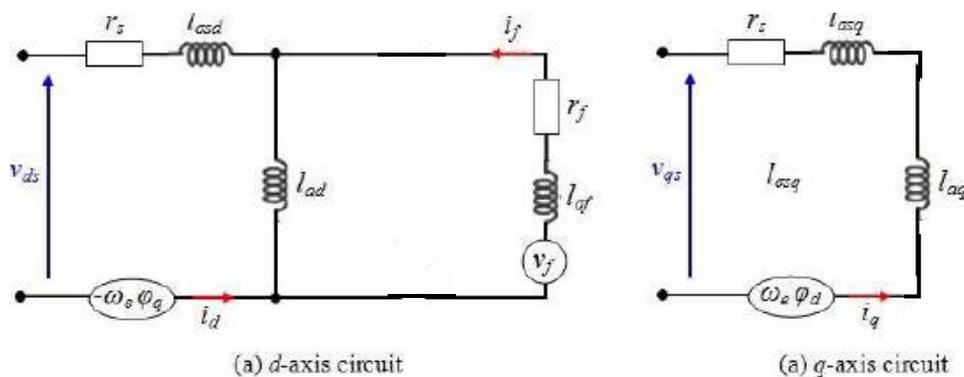


Figure 3.10 Circuit électrique équivalent de la génératrice synchrone.

Equations de tension

$$\begin{cases} V_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega \varphi_{qs} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} \\ V_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega \varphi_{ds} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} \\ V_{fd} = R_f i_{fd} + \frac{d\varphi_{fd}}{dt} \end{cases} \quad 3.14$$

Les équations de liaison de flux sont :

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = -L_d i_{ds} + M_{fd} i_{fd} \\ \varphi_{qs} = -L_q i_{qs} \\ \varphi_f = L_f i_f - M_{fd} i_{ds} \end{cases} \quad 3.15$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

Puissances active et réactive du stator :

Les équations qui décrivent les liens entre la puissance complexe (apparente) du S_s stator et les tensions ainsi que les courants du stator dans le repère dq sont formulées de la manière suivante :

$$S_s = P_s + jQ_s = \frac{3}{2}(v_{ds} + jv_{qs})(i_{ds} - ji_{qs}) \quad 3.16$$

En utilisant l'équation mentionnée précédemment, les parties active (réelle)et réactive (imaginaire) de la puissance du stator peuvent être déterminés de la manière suivante :

$$P_s = \Re(S_s) = \frac{3}{2}(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) \quad 3.17$$

$$Q_s = \Im(S_s) = \frac{3}{2}(v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}) \quad 3.18$$

Avec, \Re et \Im correspondent respectivement aux composantes réelle et imaginaire de S_s .

Après avoir remplacé les valeurs de v_{ds} et v_{qs} des équations (3.14) dans l'équation (3.16), l'expression de la puissance active instantanée du stator est la suivante :

$$P_s = \frac{3}{2}R_s(i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + \frac{3}{2}\left(i_{ds}\frac{d\psi_{ds}}{dt} + i_{qs}\frac{d\psi_{qs}}{dt}\right) + \frac{3}{2}\omega_r(\psi_{ds}i_{qs} - \psi_{qs}i_{ds}) \quad 3.19$$

Le premier terme désigne les pertes par effet Joule dans les résistances des enroulements du stator, tandis que le deuxième terme représente l'énergie emmagasinée dans le champ magnétique. Enfin, le troisième terme exprime la puissance générée dans l'entrefer, responsable de la création du couple électromagnétique.

De façon similaire, la puissance réactive instantanée du stator est déterminée de la manière suivante

$$Q_s = \frac{3}{2}\left(i_{ds}\frac{d\psi_{qs}}{dt} - i_{qs}\frac{d\psi_{ds}}{dt}\right) + \frac{3}{2}\omega_r(\psi_{ds}i_{ds} + \psi_{qs}i_{qs}) \quad 3.20$$

Couple électromagnétique et vitesse de rotation du rotor

La relation entre la puissance mécanique du MSRBR, le couple et la vitesse mécanique s'exprime comme suit :

$$P_m = T_t\Omega_m = \frac{T_{em}\omega_r}{P_p} \quad 3.21$$

D'ou :

$$T_e = \frac{P_m P_p}{\omega_r} \quad 3.22$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

Après avoir remplacé le troisième terme de (3.19) (qui est responsable de la production de T_{em}) le couple électromagnétique est obtenu comme suit :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \cdot (\psi_{qs} i_{qs} - \psi_{ds} i_{ds}) \quad 3.23$$

En remplaçant les valeurs de ψ_{ds} et ψ_{qs} de (3.15) a (3.22), on obtient [74] [110] :

$$T_{em} = \frac{3}{2} P \left[L_{ff} i_f + (L_d - L_q) i_{sd} \right] i_{sq} \quad 3.24$$

3.3. Modélisation des convertisseurs de puissance

La thèse examine l'utilisation de deux convertisseurs bidirectionnels connectés à un bus continu commun pour la conversion de l'énergie éolienne. Ces convertisseurs utilisent des transistors IGBT associés à des diodes antiparallèles pour la commutation et sont contrôlés par modulation de largeur d'impulsion (PWM). sont bidirectionnels. Le convertisseur du côté de la machine est employé pour ajuster le couple et la vitesse de la génératrice, tandis que celui du côté du réseau maintient la tension du bus continu et garantit l'injection de la puissance active produite dans le réseau électrique [111] [112]. Ces convertisseurs, pouvant fonctionner en mode onduleur ou en mode redresseur, sont identiques. La modélisation du convertisseur côté réseau est présentée dans les références [113]. La figure 3.11 ci-dessous illustre le circuit de puissance d'un onduleur connecté au réseau, utilisant des transistors de puissance IGBT comme dispositifs de commutation.

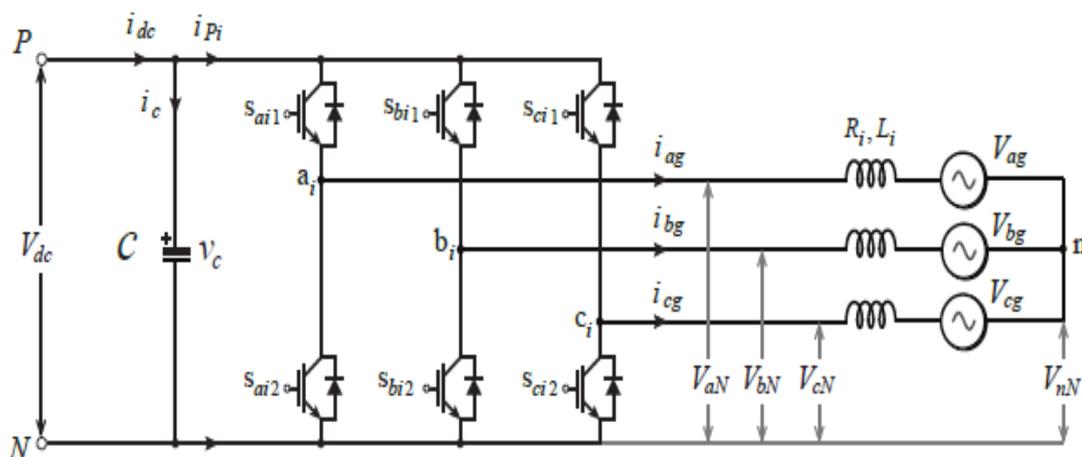


Figure 3.11 Circuit de puissance d'un onduleur à deux niveaux connecté au réseau électrique

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

Chaque branche de phase est constituée de deux interrupteurs actifs qui opèrent de manière complémentaire. En d'autres termes, les signaux de commande qui les activent et les désactivent suivent un schéma précis pour garantir un fonctionnement optimal. c'est-a-dire que :

$$S_{ai2} = \overline{S_{ai1}} \quad , \quad S_{bi2} = \overline{S_{bi1}} \quad \text{et} \quad S_{ci2} = \overline{S_{ci1}}$$

Les points de connexion ai, bi et ci du côté réseau se lient au bus continu positif (P) ou négatif (N) selon les valeurs du signal de commutation. La tension aux bornes du condensateur de liaison DC est identique à la tension nette du bus continu. Un convertisseur triphasé avec deux états de commutation ("0" et "1") par phase peut générer 8 combinaisons d'états possibles.

Les tensions aux bornes de l'onduleur à deux niveaux, par rapport au bus continu négatif N, peuvent être exprimées en fonction de la tension du condensateur du circuit continu et des signaux de commutation. Cette relation est définie par l'équation suivante [114] :

$$\begin{bmatrix} v_{iaN} \\ v_{ibN} \\ v_{icN} \end{bmatrix} = v_c \begin{bmatrix} s_{ai1} \\ s_{bi1} \\ s_{ci1} \end{bmatrix} \quad 3.25$$

Afin d'exprimer les tensions de l'onduleur par rapport au neutre du réseau (n), il est nécessaire de modifier les tensions aux bornes du convertisseur à deux niveaux dans l'équation (3.25).

$$\begin{bmatrix} v_{imn} \\ v_{ikm} \\ v_{icn} \end{bmatrix} = V_{dc} \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & \frac{-1}{3} & \frac{-1}{3} \\ \frac{-1}{3} & \frac{2}{3} & \frac{-1}{3} \\ \frac{-1}{3} & \frac{-1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{ai1} \\ s_{bi1} \\ s_{ci1} \end{bmatrix} \quad 3.26$$

Les tensions simples modulées sont alors déduites comme suit :

$$\begin{aligned} v_{ian} &= \frac{2s_{ai1} - (s_{bi1} + s_{ci1})}{3} V_{dc} \\ v_{ibn} &= \frac{2s_{bi1} - (s_{ai1} + s_{ci1})}{3} V_{dc} \\ v_{icn} &= \frac{2s_{ci1} - (s_{ai1} + s_{bi1})}{3} V_{dc} \end{aligned} \quad 3.27$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

Le courant modulé i_{pi} est obtenu à partir du courant du filtre i_{lg} et des fonctions de commutation
La relation mathématique est la suivante :

$$i_{pi} = s_{ai}i_{ag} + s_{bi}i_{bg} + s_{ci}i_{cg} \quad 3.28$$

En utilisant la transformation de Park, les équations (3.27) et (3.28) se réécrivent de la manière suivante :

$$\begin{cases} v_{di} = s_d V_{dc} \\ v_{qi} = s_q V_{dc} \end{cases} \quad 3.29$$

et

$$i_{pi} = s_d i_{dg} + s_q i_{qg} \quad 3.30$$

Ainsi, le modèle équivalent du convertisseur côté réseau est représenté par la figure 3.12

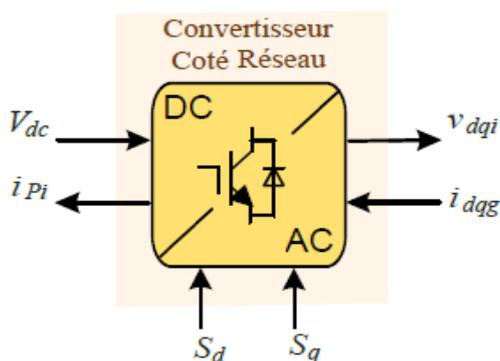


Figure 3.12 Modèle du convertisseur côté réseau dans le repère de Park

3.4. Modélisation du filtre de liaison

Le système de conversion d'énergie est connecté au réseau électrique via un filtre composé d'une résistance (R_i) et d'une inductance (L_i). Ce filtre agit comme une barrière contre les courants harmoniques. En effet, l'inductance L_i oppose une opposition à la variation rapide du courant, ce qui bloque les courants harmoniques de haute fréquence et la résistance R_i permet quant à elle de dissiper une partie de l'énergie des courants harmoniques [115]. Les tensions au point de raccordement avec le réseau électrique sont définies par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} v_{ag} &= v_{ian} - R_i i_{ag} - L_i \frac{di_{ag}}{dt} \\ v_{bg} &= v_{ibn} - R_i i_{bg} - L_i \frac{di_{bg}}{dt} \\ v_{cg} &= v_{icn} - R_i i_{cg} - L_i \frac{di_{cg}}{dt} \end{aligned} \quad 3.31$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

En appliquant la transformation de Park, les équations du système (3.30) se présentent comme suit dans le repère tournant dq.

$$\begin{aligned}
 v_{dg} &= v_{di} - R_i i_{dg} - L_i \frac{di_{dg}}{dt} + L_i \omega_g i_{qg} \\
 v_{dq} &= v_{qi} - R_i i_{qg} - L_i \frac{di_{qg}}{dt} - L_i \omega_g i_{dg}
 \end{aligned}
 \tag{3.32}$$

Avec :

$$\omega_g = 2\pi f$$

Le modèle du filtre dans le repère de Park est représenté par la figure ci-dessus. Il

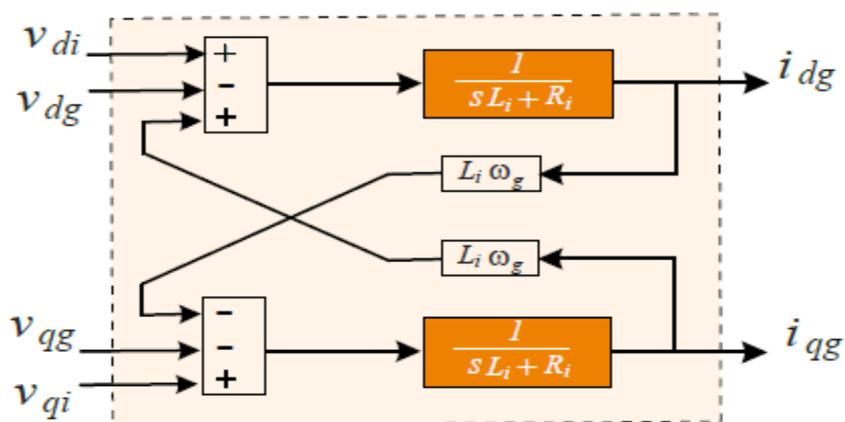


Figure 3.13 Modèle du filtre reliant le convertisseur au réseau

3.5.Modélisation du bus continu :

Le bus continu est un élément crucial pour garantir le fonctionnement efficace et stable des systèmes électriques modernes. Il joue un rôle clé dans le stockage temporaire de l'énergie, le filtrage des fluctuations de tension, l'interface entre différentes tensions continues (figure 3.11), l'amélioration de la stabilité du système et la facilitation de la gestion de l'énergie, tension du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif. [116]

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} (i_{dc} - i_{Pi})
 \tag{3.33}$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

Étant C la capacité du bus continu et i_{dc} et i_{pi} sont respectivement les courants modulés par le convertisseur côté machine et le convertisseur côté réseau. Le bus continu est donc modélisé par un système ayant la tension V_{dc} comme sortie et les courants i_{pi} et i_{dc} comme entrées.

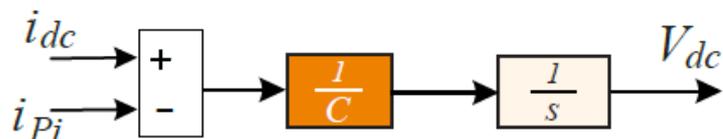


Figure 3.14 Modèle du bus continu

3.6. Modélisation de la chaine de conversion photovoltaïque

Dans cette partie, nous nous penchons sur la modélisation d'un système de production photovoltaïque connecté au réseau, dont l'objectif principal est d'étudier le comportement non linéaire des cellules photovoltaïques. Le système étudié dans cette section est de type à deux étages, comprenant deux convertisseurs d'électronique de puissance, à savoir un hacheur élévateur DC/DC pour augmenter la tension produite par les générateurs photovoltaïques à celle du bus continu, et un onduleur DC/AC pour assurer la connexion avec le réseau électrique[117]. La figure 3.15 illustre la topologie adoptée dans cette étude ainsi que sa commande.

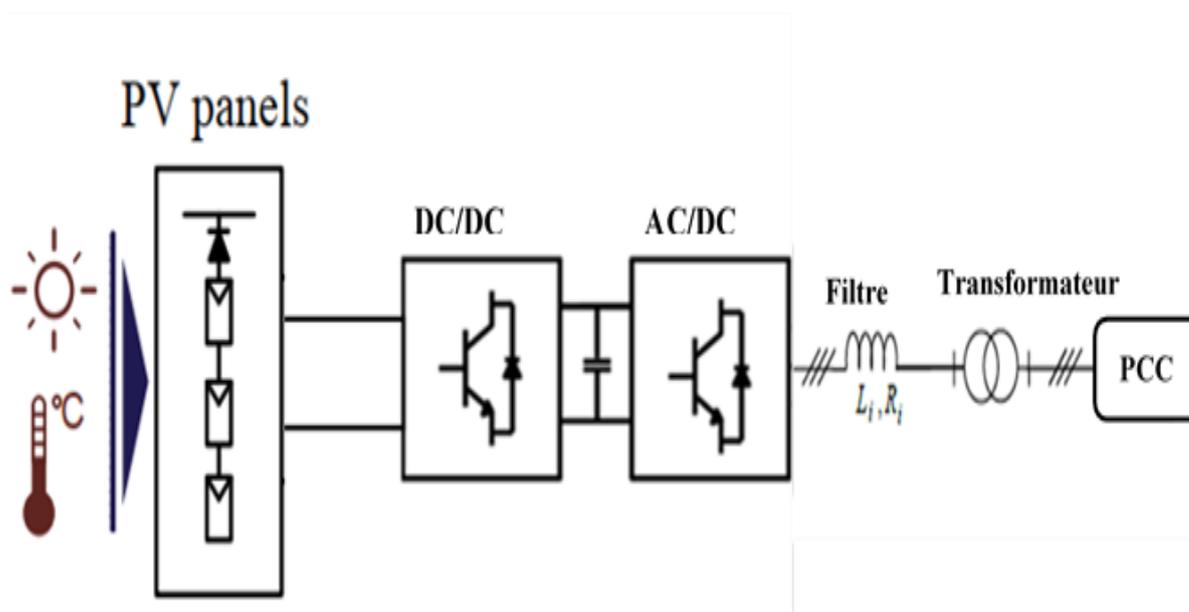


Figure 3.15 Topologie d'un système de production photovoltaïque a deux étages connecte au réseau électrique

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

3.6.1. Modèle a une seule diode

Le modèle classique le plus répandu dans la littérature [117] [118] [119] . utilise un générateur de courant pour représenter le flux lumineux incident, une diode pour modéliser les phénomènes de polarisation de la cellule, et deux résistances (série et shunt) pour représenter les pertes. Cependant, il ne prend pas en compte tous les phénomènes physiques qui se produisent dans une cellule photovoltaïque. Par conséquent, il peut ne pas être précis dans toutes les situations. Le modèle d'une cellule est illustré dans la figure 3.16 ci-dessous :

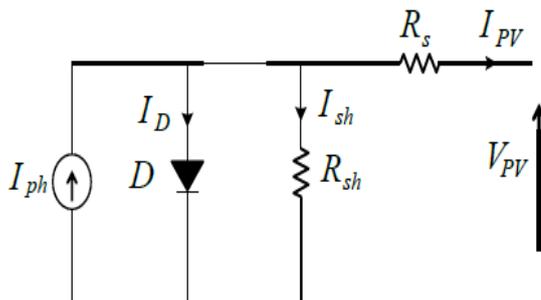


Figure3.16 Modèle électrique a une seule diode d'une cellule photovoltaïque

Le fonctionnement de ce modèle peut être exprimé de la manière suivante :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad 3.34$$

Avec

I_{PV} : Courant fourni par le générateur . I_{ph} : Photo-courant proportionnel a l'éclairement (3.35).

I_D : Courant de diode (3.35). I_{sh} : Courant circulant dans la résistance shunt (3.36).

$$I_{ph} = hG \quad 3.35$$

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{An_s V_t}\right) - 1 \right] \quad 3.36$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad 3.37$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

h : Paramètre de proportionnalité à l'éclairement (Am^2/W) ; G : Irradiation solaire globale (W/m^2) ; I_0 : Courant de saturation de diode (A) ; A : Facteur d'idéalité de la diode ; n_s : Nombre de cellules en série ; V_t : Tension thermodynamique de diode (V) (3..37) ; R_s et R_{sh} : Résistances décrites ci-dessus (Ω).

$$V_t = \frac{K_b \cdot T_j}{q} \quad 3.38$$

Ou :

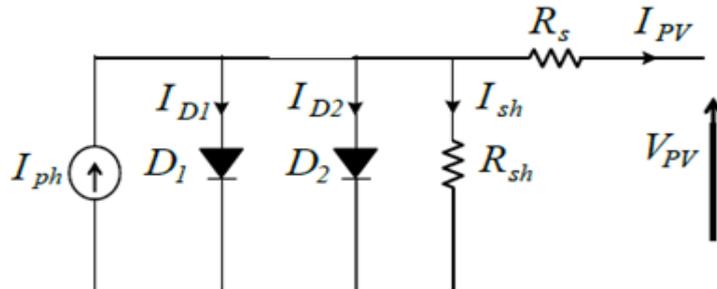
K_b : Constante de Boltzman ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$) ; T_j : Température de jonction (K) ; q : Valeur absolu de la charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).

En tenant compte des équations précédentes, nous aboutissons a l'expression finale suivante :

$$I_{PV} = hG - I_0 \left[\exp \left(q \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{A n_s K_b T_j} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad 3.39$$

3.6.2. Modèle a double diodes :

La figure. 3.17 représente le modèle électrique a deux diodes largement utilise dans la littérature [120]. Ce modèle plus précis prend en compte des phénomènes supplémentaires, tels que la recombinaison des porteurs de charges et l'effet tunnel. L'équation mathématique régissant ce circuit est donnée par :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_{sh} \quad 3.40$$


The diagram shows a circuit model for a photovoltaic cell. On the left, there is a current source labeled I_{ph} pointing upwards. This is connected in parallel to two diodes, D_1 and D_2 , both pointing downwards. A shunt resistor R_{sh} is also connected in parallel across the output terminals. The output terminals are connected through a series resistor R_s . The current flowing out of the positive terminal is labeled I_{PV} , and the voltage across the terminals is labeled V_{PV} .

Figure 3.17 Modèle électrique a double diode d'une cellule photovoltaïque

$$I_{PV} = hG - I_{01} \left[\exp \left(q \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{A_1 n_s K_b T_j} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(q \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{A_2 n_s K_b T_j} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad 3.41$$

Chapitre III. Modélisation de système a énergie renouvelable

Les différents paramètres figurant dans cette équation sont déjà cités dans le paragraphe précédent concernant le modèle à une seule diode

3.6.3. Caractéristiques électriques des modules PV

3.6.3.1. Caractéristique courant-tension et puissance tension du PV

Les propriétés électriques des cellules photovoltaïques sont influencées par les conditions météorologiques, notamment l'irradiation solaire G et la température T . Ainsi, le modèle énergétique adopté pour décrire un module ou un panneau photovoltaïque (PPV) doit tenir compte de ces variables. La figure 3.18 illustre la relation entre le courant et la tension (I - V) du générateur photovoltaïque, en fonction d'une charge résistive allant de zéro (court-circuit) à l'infini (circuit ouvert), dans des conditions climatiques particulières.

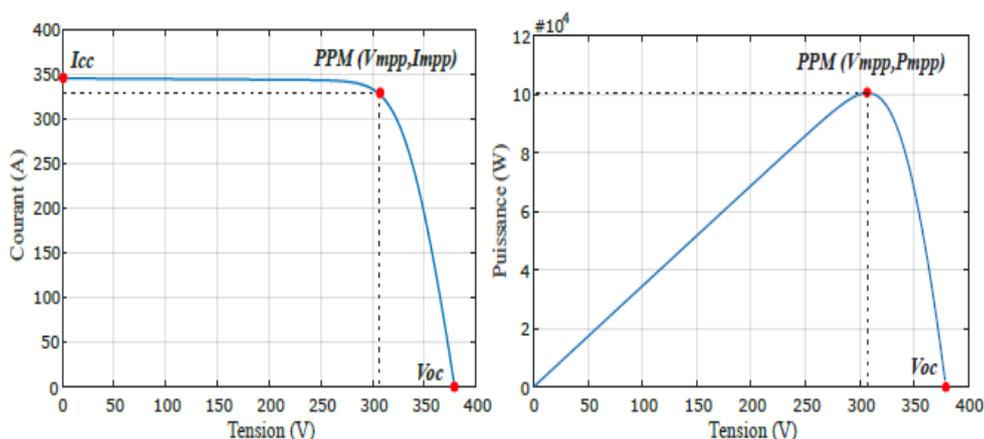


Figure 3.18 Caractéristiques électriques du GPV

L'observation des courbes I-V (courant-tension) et P-V (puissance-tension) d'une cellule ou d'un module photovoltaïque (PV) permet de mettre en évidence trois points particuliers : A, B et C.

Le point A : représente le courant de court-circuit (I_{cc}) d'une cellule solaire, ce qui signifie qu'il correspond au courant maximal fourni par la cellule lorsque la tension est nulle, car à ce stade, la cellule est pratiquement court-circuitée.

Le point B correspond à la tension à circuit ouvert (V_{oc}). C'est la tension maximale que la cellule peut produire lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge,

Le point C correspond au point de puissance maximale (PPM), noté (I_{mpp} , V_{mpp}). C'est le point où la cellule solaire peut délivrer sa puissance maximale, représentant le produit de l'intensité (courant) et de la tension à ce point spécifique.

3.6.3.2. Influence de l'irradiation solaire :

Comme illustré dans la figure 3.19, les paramètres tels que la tension, le courant et la puissance (V_{oc} , I_{cc} et P_{max}) varient en fonction de la technologie du générateur photovoltaïque et des valeurs de G . Selon cette figure, la caractéristique courant-tension d'une cellule PV évolue en fonction de l'irradiation G pour une température T donnée. Lorsque G augmente, le courant de court-circuit I_{cc} augmente proportionnellement à l'irradiance avec une légère variation de la tension en circuit ouvert V_{oc} . On peut considérer que la caractéristique I-V subit une translation vers le haut et légèrement vers la droite.

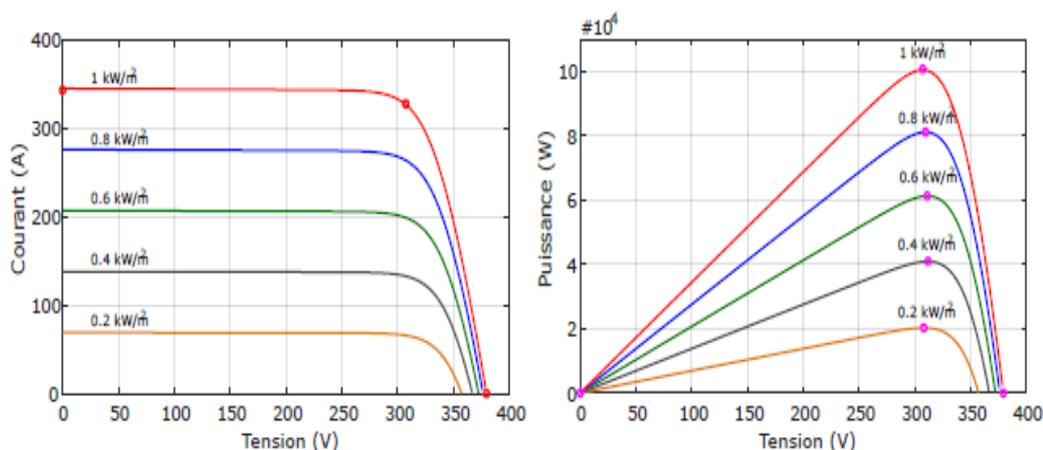


Figure 3.19 Effet de changement d'irradiation

3.6.3.3. Influence de la température :

La température est un autre facteur important qui affecte les caractéristiques I-V (courant-tension) et P-V (puissance-tension) des cellules et modules photovoltaïques (PV). Une augmentation de la température entraîne une diminution de la tension à vide (V_{oc}) et une légère augmentation du courant de court-circuit (I_{cc}). La température plus élevée réduit le potentiel de jonction, diminuant ainsi la tension V_{oc} . Parallèlement, elle augmente la mobilité des porteurs de charges, entraînant une légère augmentation du courant I_{cc} concernant la courbe P-V, une augmentation de la température se traduit par une diminution de la puissance maximale (P_{max}) fournie par la cellule PV. Cette baisse s'explique par le fait que la diminution de V_{oc} et l'augmentation de I_{cc} ne compensent pas la réduction de l'efficacité de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique due à l'augmentation de la température.

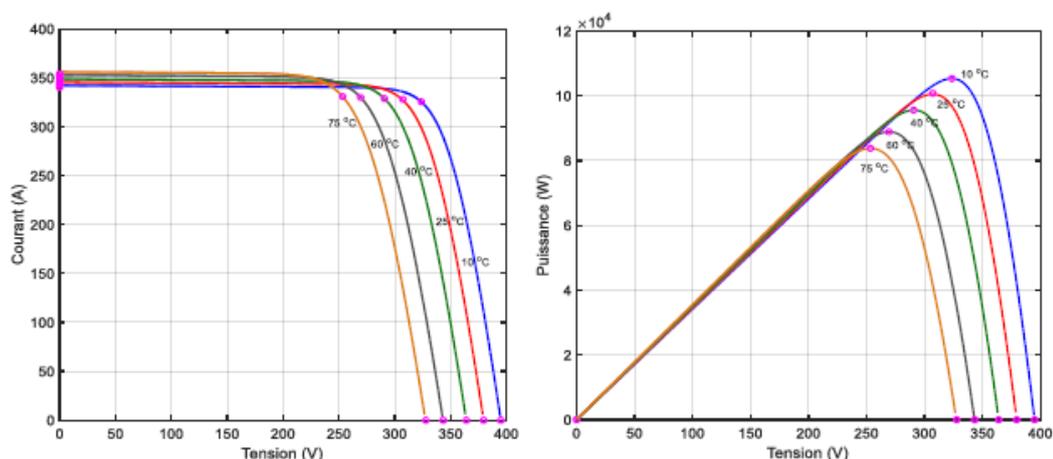


Figure 3.20 Influence de la température

3.6.3.4. Fonctionnement optimale des générateurs PV (MPPT) :

Dans les systèmes photovoltaïques, un défi majeur réside dans la recherche du point de fonctionnement optimal, appelé point de puissance maximale (MPP), qui représente la puissance maximale disponible. Ce point varie en fonction de l'irradiation solaire et de la température, [121] ce qui rend essentiel l'ajout d'un stade d'adaptation pour garantir une efficacité maximale, comme illustré dans la figure 3.21

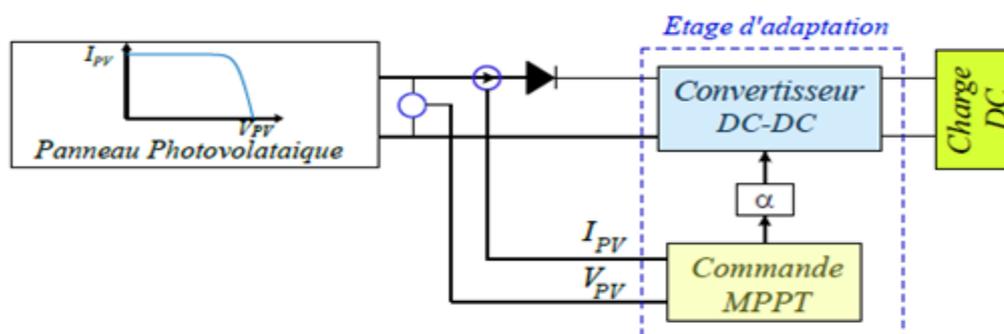


Figure 3.21 étage d'adaptation des systèmes PV

Cet étage d'adaptation est un convertisseur DC-DC contrôlé par une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking), ce qui signifie qu'il cherche à maximiser la puissance à la sortie du panneau PV en ajustant automatiquement son rapport cyclique α . Ce convertisseur fonctionne comme un hacheur, variant son rapport cyclique pour réaliser cette adaptation. Le principe des systèmes de gestion MPPT est de trouver le Point de Puissance Maximale (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur PV et la charge, afin de transférer le maximum de puissance produite par le générateur PV vers la charge ou le réseau électrique.

3.7. Modélisation du l'hacheur survolteur (BOOST) :

Le hacheur survolteur (ou "boost") est un convertisseur statique continu-continu (DC-DC) qui permet d'élever la tension d'une source continue à un niveau supérieur. Il est utilisé dans de nombreuses applications, telles que les panneaux solaires, les éoliennes, les alimentations à découpage et les véhicules électriques. Dans le cas de notre présent travail. Afin d'assurer une meilleure adaptation, les éléments passifs et actifs constituant la structure du convertisseur BOOST (L, C, Tr, D) doivent être dimensionnés et adaptés en fonction de la fréquence de découpage et des puissances mises en jeu au niveau du GPV [122] .

On peut analyser le comportement de ce convertisseur en utilisant la loi des mailles pour la boucle contenant l'inductance et la loi des nœuds pour la branche du condensateur. Le fonctionnement de ce convertisseur est influencé par les états d'ouverture et de fermeture de l'interrupteur.

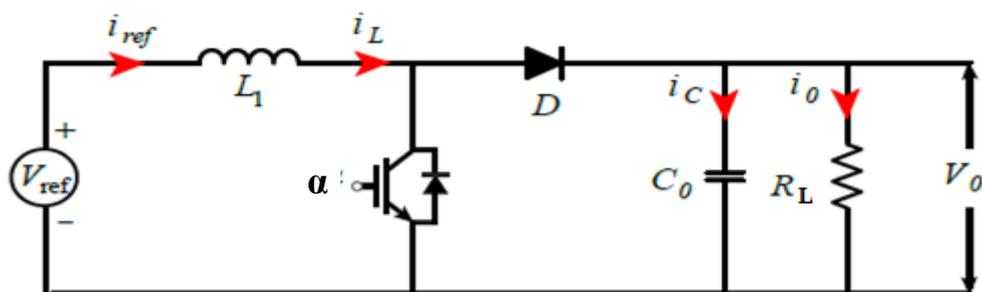


Figure 3.22 Schéma du circuit d'un convertisseur élévateur DC-DC

Lorsque l'interrupteur est ON, le schéma de circuit équivalent est représenté à la figure. 3.23, le courant circule de la source vers l'inductance L. Dans cette condition, la diode D est polarisée en inverse et elle ne conduit pas. L'inductance stocke donc de l'énergie et le courant augmente, et le condensateur C maintient la tension \$V_o\$ et fournit le courant \$i_o\$. Les équations de l'espace d'état sont données donc par [123] :

$$V_o = \begin{bmatrix} 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_o \end{bmatrix} \quad 3.42$$

$$\begin{bmatrix} \frac{di_L}{dt} \\ \frac{dV_o}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_0 R_L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{ref} \quad 3.43$$

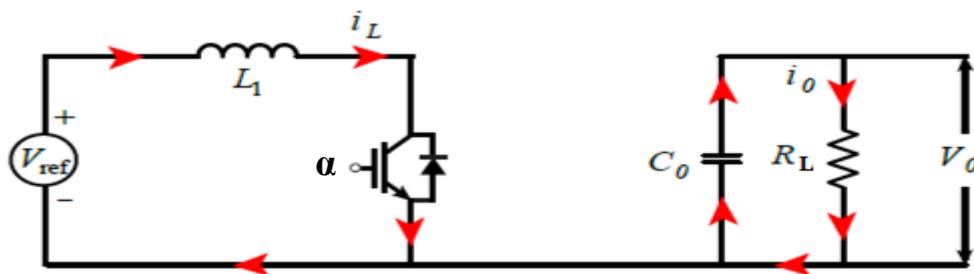


Figure 3.23 flux de courant dans le convertisseur Boost a l'état ON

Lorsque l'interrupteur est ouvert, l'inducteur génère une haute tension pour maintenir le courant i_L dans la même direction et maintenant la diode D est polarisée en direct et commence à conduire. La tension de sortie peut donc être exprimée comme suit :

Figure 3.24 présente le schéma du circuit du convertisseur élévateur lorsque l'interrupteur est éteint (OFF). Dans cette configuration, la tension induite dans l'inductance s'ajoute à la tension d'alimentation, et cette somme apparaît comme la tension de sortie. Le condensateur C se charge également à cette tension augmentée. L'inductance et la source fournissent de l'énergie à la charge lorsque le transistor est éteint. Le courant à travers l'inductance diminue à mesure que l'énergie stockée diminue. Après un certain temps, le transistor est à nouveau activé et le cycle se répète (mode continu) . [123]

Le convertisseur élévateur peut être modélisé mathématiquement lorsque le transistor est désactivé de la manière suivante :

$$V_o = V_{ref} + L \frac{di_L}{dt} \quad 3.44$$

$$\begin{bmatrix} \frac{di_L}{dt} \\ \frac{dV_o}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C_0} & -\frac{1}{C_0 R_L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{ref} \quad 3.45$$

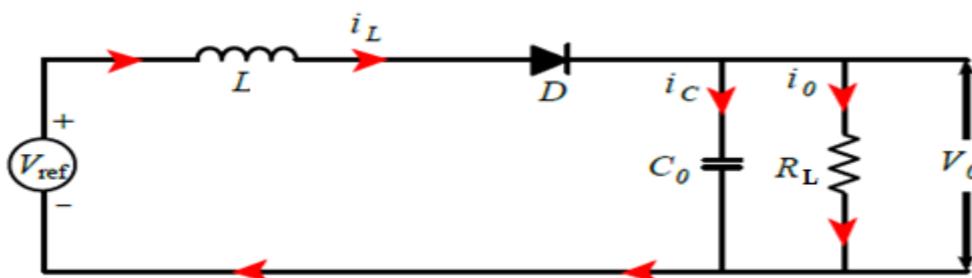


Figure 3.24 flux de courant dans le convertisseur Boost a l'état OFF

En combinant les deux équations différentielles 3.42 et 3.44 par une variable logique discrète α qui représente l'état de l'interrupteur,

$$\begin{bmatrix} \frac{di_L}{dt} \\ \frac{dV_0}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-(1-\alpha)}{L} \\ \frac{1-\alpha}{C_0} & \frac{1}{C_0 R_L} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_L \\ V_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{ref} \quad 3.46$$

3.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les structures des chaînes de conversion éolienne et photovoltaïque ainsi que la modélisation des différents composants. L'objectif principal de la modélisation c'est l'analyse et la conception des systèmes hybride connecté au réseau.

En intégrant les différentes sources de production d'énergie à fin de permet d'évaluer le comportement des systèmes électriques hybrides en régime transitoire, fonctionnement dans des conditions sévères et le dimensionner de façon optimale. Cette approche permet de prendre en compte la variabilité des sources d'énergie renouvelable, comme le solaire et l'éolien, ainsi que les fluctuations de la demande, afin d'assurer un fonctionnement fiable et efficace du système hybride. Dans le chapitre suivant nous allons appliquée des contrôles adopte a d'extraire le maximum de puissance et la régulation de la puissance active et réactive injecte dans le réseau électrique.

Chapitre IV

Commande de

puissance des systèmes

de production

photovoltaïques et

Eoliens

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons aux stratégies de contrôle linéaires et non linéaires appliquées à un système d'énergie renouvelable à sources multiples (éolienne et photovoltaïque) connecté au réseau électrique, dont l'objectif est d'extraire le maximum de puissance, assurer une production stable et injecter une puissance de qualité.

Ce chapitre est divisé en trois parties, La première partie se focalise sur une stratégie de contrôle comparant la commande PI et la commande Backstepping-ADRC appliqué au système éolien connecté au réseau. Les commandes sont développées pour contrôler le couple, la vitesse et le convertisseur coté machine pour maintenir la tension du bus DC constante et délivrer une puissance via un filtre RL afin d'empêcher les courants harmoniques de se propager à travers le réseau électrique.

La deuxième concerne une comparaison entre la commande PI et la commande STSMC-ADRC appliquée pour un système solaire connecté au réseau. Les deux algorithmes de contrôle sont nécessaires pour extraire la puissance maximale de l'énergie solaire, pour maintenir constante la tension du bus DC et pour injecter un courant approprié dans le réseau avec un facteur de puissance proche de l'unité.

La troisième partie se consacre au système PV/éolien hybride connecté au réseau par plusieurs stratégies de commandes (backstepping, ST-SMC et ADRC) afin d'extraire la puissance maximale disponible du système PV-éolien et de contrôler la production d'énergie.

4.2. Commande d'un système éolien :

Notre objectif est d'optimiser l'énergie produite par le système d'éoliennes (WTS) équipé d'un générateur synchrone à rotor Wonder (MSRB). Initialement, nous avons envisagé d'utiliser un contrôle vectoriel basé sur un régulateur de type PI. Cependant, cette commande présente des inconvénients en présence des variations paramétriques et aux perturbations extérieures. Pour pallier ce problème, nous avons étudié et conçu deux systèmes de contrôle. Le premier système contrôle pour convertisseur côté machine (CCM ou redresseur AC/DC) en utilisant un contrôleur de backstepping basé sur les lois de Lyapunov. Le second système contrôle le convertisseur côté réseau (CCR ou onduleur DC/AC), en appliquant une nouvelle approche de contrôle robuste connue sous le nom de contrôleur de rejet de perturbations actives (ADRC), basée sur un superviseur de perturbations utilisant l'observateur d'état étendu (ESO). La figure 4.1 montre les objectifs principaux et secondaires du contrôle pour le CCM et le CCR.

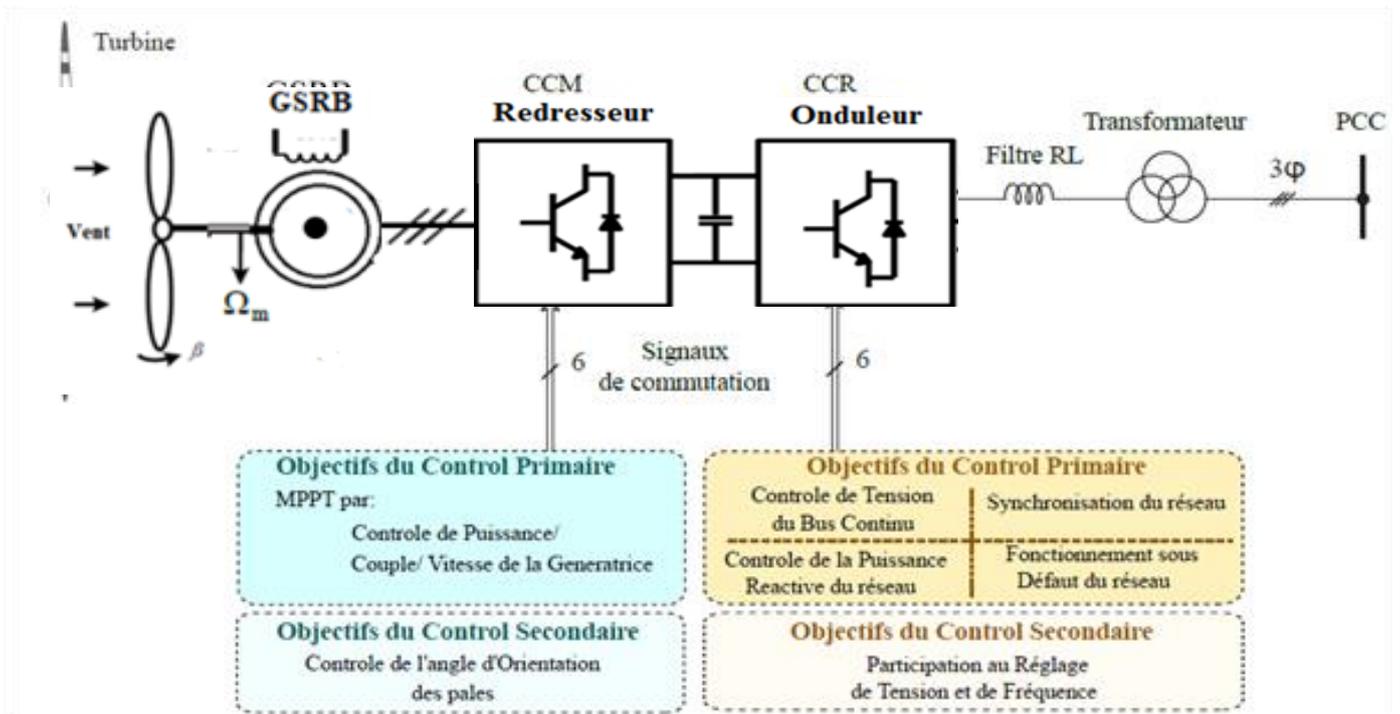


Figure 4.1 Les objectifs de contrôle primaire et secondaire du CCM et du CCR

4.2.1. Poursuite du point de puissance maximale MPPT

La vitesse de la turbine doit être ajustée en fonction de la vitesse du vent de manière à ce que le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ soit toujours maintenu à sa valeur maximale, ce qui permet d'optimiser l'efficacité énergétique de la turbine. La caractéristique de puissance d'une éolienne fonctionnant à différentes vitesses de vent a été montrée dans la figure.4.2. Cette caractéristique représente la courbes de puissance des éoliennes en fonction de la vitesse angulaire du rotor Ω_m à différentes vitesses de vent v . à partir de cette figure, on peut affirmer que, pour chaque vitesse de vent, il y a un point de puissance maximale que l'éolienne pourrait extraire.

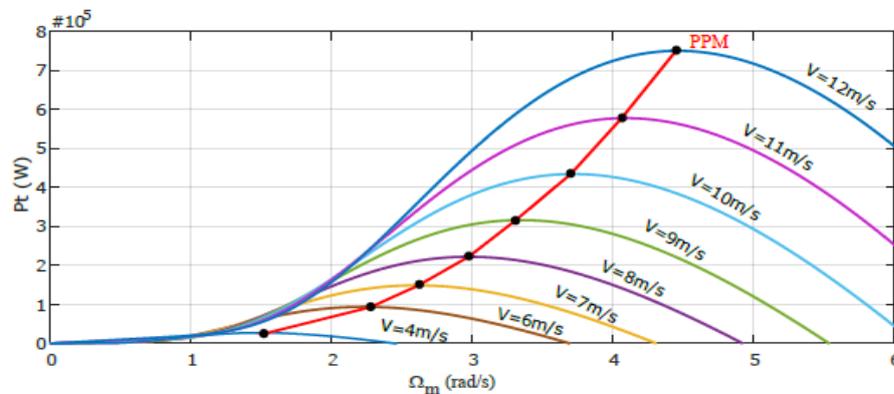


Figure 4.2 Caractéristiques de la puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse angulaire du rotor a différentes vitesses de vent

Cette condition de suivi du point de puissance maximale est remplie, lorsque l'éolienne fonctionne à une vitesse optimale du rotor $\Omega_{m\ opt}$ [101]. Il s'ensuit donc que, pour obtenir la puissance maximale du vent, l'éolienne doit fonctionner à un rapport de vitesse spécifique optimal λ_{opt} . Pour ce faire, deux techniques sont les plus répandues, la commande optimale du couple et la commande par asservissement de vitesse de rotation du rotor [68], [101]. Cette dernière nécessite la mesure de la vitesse du vent ce qui est difficile à faire, par conséquent la technique du Contrôle Optimal de Couple (OTC) est utilisé dans cette thèse.

En considérant la relation entre la vitesse du vent v et le rapport de vitesse de pointe λ , la puissance de l'éolienne peut donc, être exprimée en fonction de la vitesse de rotation Ω_m

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_p}{\lambda^3} \Omega_m^3 \quad 4.1$$

En remplaçant λ par λ_{opt} et en plaçant C_p par $C_{p\ max}$, la puissance maximale de l'éolienne peut être exprimée comme suit :

$$P_t^{\max} = K^{opt} \Omega_m^3 \quad 4.2$$

avec

$$K^{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_p^{\max}}{\lambda_{opt}^3} \quad 4.3$$

Par conséquent, la référence du couple électromagnétique $T_{em\ ref}$ est exprimée comme suit :

$$T_{em}^{ref} = K^{opt} \Omega_m^2 \quad 4.4$$

4.2.2 Commande du convertisseur côté GSRB

Les techniques de contrôle du convertisseur coté machine visent à découpler le contrôle du couple et du flux. Le contrôle vectoriel (FOC) et le contrôle direct du couple (DTC) sont les stratégies les plus couramment utilisées sur le convertisseur côté machine dans les chaînes de conversion éoliennes à vitesse variable [100]. Les deux stratégies de contrôle ont des réponses dynamiques comparables et chacune d'entre elles permet un contrôle séparé des composantes de courant actif et réactif (couple ou flux) du générateur. Dans cette thèse la commande du flux orienté est utilisé pour le contrôle du convertisseur coté machine, par conséquent, le courant statorique de l'axe d de la génératrice est régulé à zéro pendant le fonctionnement pour obtenir une relation linéaire entre le courant statorique et le couple électromagnétique [100]. Le schéma du contrôle global est illustre à la Figure.4.3

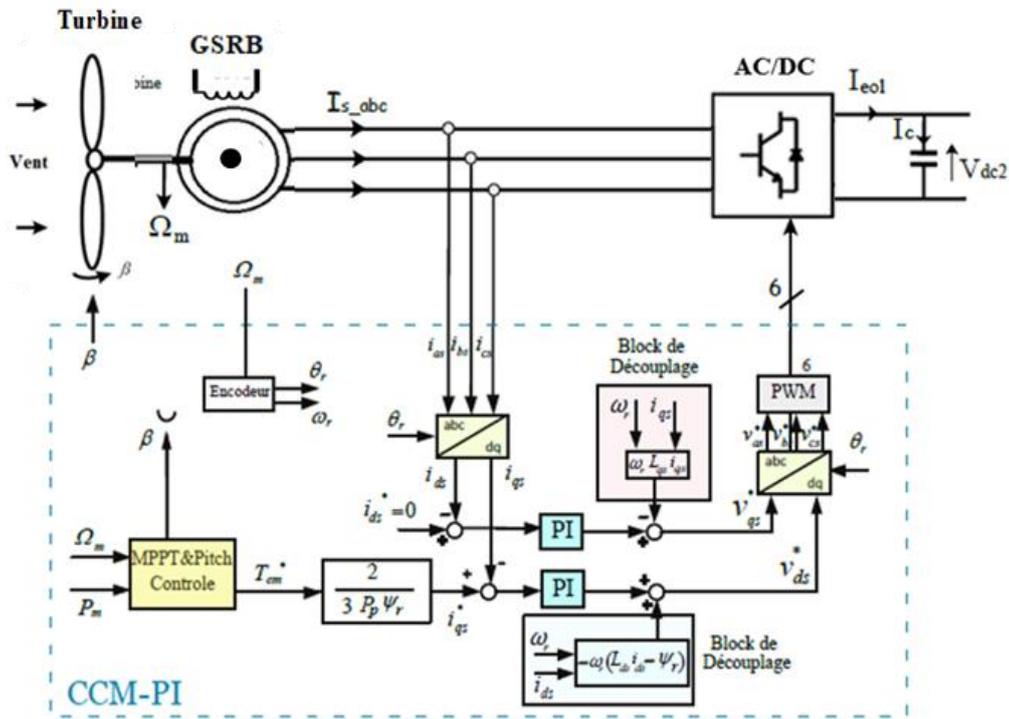


Figure 4.3 Contrôle par orientation du flux statorique du convertisseur cote machine

Le couple électromagnétique du GSRB, décrit au paragraphe 3.2 :

$$T_{em} = \frac{3}{2} P [L_{ff} i_f + (L_d - L_q) i_{sd}] i_{sq} \quad 4.5$$

On Obtient :

$$T_{em} = \frac{3}{2} P [L_{ff} i_f] i_{sq} \quad 4.6$$

A partir de l'équation (4.6), nous déduisons le courant de référence i_{sq_ref} permettant de réguler le couple électromagnétique produit par la GSRB à sa valeur de référence imposée par technique MPPT.

$$\begin{cases} i_{sd_ref} = 0 \\ i_{sq_ref} = \frac{2}{3P} \frac{T_{em_opt}}{L_{ff} i_f} \end{cases} \quad 4.7$$

Le modèle simplifié de la GSRB montre que nous pouvons contrôler indépendamment les deux composantes directes et quadrature du courant, chacune des composantes a son propre régulateur. Ce contrôle des courants permet de générer les tensions de référence V_{ds_ref} et V_{qs_ref} à appliquer à l'étage de commande MLI du convertisseur .

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

Le contrôle des courants ids et iqs est assuré par deux régulateurs de type PI comme le montre la figure.4.3

Découplage : Les expressions des tensions statoriques vds et vqs sont exprimées comme suit :

$$\begin{cases} v_d = -\left(R_s i_{ds} + L_d \frac{di_{ds}}{dt}\right) + L_q \omega_e i_{qs} \\ v_q = -\left(R_s i_{qs} + L_q \frac{di_{qs}}{dt}\right) - L_d \omega_e i_{ds} + L_{ff} \omega_e i_f \end{cases} \quad 4.8$$

Ces expressions dépendent des deux courants ids et iqs. L'objectif est de découpler les deux équations pour qu'ils dépendent que d'une seule composante du courant.

Pour cela on déduit les termes de couplages suivants :

- Pour la boucle de régulation du courant ids : $\omega_e L_q i_{qs}$
- Pour la boucle de régulation du courant iqs : $-\omega_e L_d i_{ds} + \omega_r \psi_r$

Par conséquent les expressions des tensions s'écrivent :

$$\begin{cases} v_{ds}^m = -R_s i_{ds} - L_d \frac{di_{ds}}{dt} = v_{ds} - L_d \omega_e i_{ds} \\ v_{qs}^m = -R_s i_{qs} - L_q \frac{dq}{dt} = v_{qs} + L_d \omega_e i_{ds} - L_{ff} \omega_e i_f \end{cases} \quad 4.9$$

Pour réobtenir vds et vqs, ces deux boucles sont découplées de la façon suivante :

$$\begin{cases} v_{ds} = v_{ds}^m - v_{ds}^n \\ v_{qs} = v_{qs}^m - v_{qs}^n \end{cases} \quad 4.10$$

$$\begin{cases} v_{ds}^n = -L_d \omega_e i_{ds} \\ v_{qs}^n = +L_d \omega_e i_{ds} - L_{ff} \omega_e i_f \end{cases} \quad 4.11$$

Cette commande consiste à deux boucles de régulation du courant basées sur deux fonctions de transfert similaires.

4.2.3 Synthèses des régulateurs PI

Pour s'assurer que les courants statoriques suivent leurs consignes, leurs régulations est indispensable. La figure.4.4 montre un système de contrôle du courant ids en boucle fermé corrigé par un régulateur PI :

On note que les gains des correcteurs PI sont identiques pour l'axe d et l'axe q.

Soit un régulateur PI de fonction de transfert [105] :

$$PI(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad 4.12$$

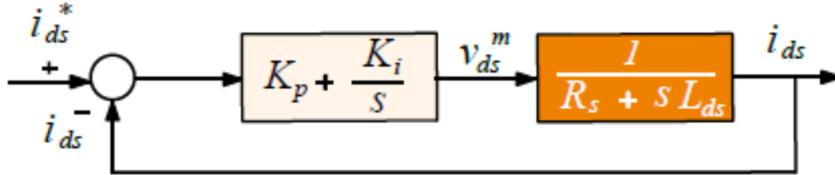


Figure 4.4 Boucle de régulation du courant i_{ds} .

La dynamique électrique du GSRB déduite de l'équation 4.13 est donnée par :

$$\frac{i_{ds}}{v_{ds}^m} = \frac{1}{R_s + s.L_{ds}} = \frac{1}{R_s (1 + \tau_{BO}s)} \quad 4.13$$

τ_{BO} : est la constante du temps boucle ouverte

$$\tau_{BO} = \frac{L_{sd}}{R_s} \quad 4.14$$

La fonction de transfert en boucle ouverte (FTBO) du système donné dans la figure ci-dessus est :

$$FTBO(s) = \frac{K_i}{s} \left(s \frac{K_p}{K_i} + 1 \right) \frac{1/R_s}{(1 + \tau_{BO}s)} \quad 4.15$$

On appliquant la méthode de compensation de pole on a :

$$\frac{K_p}{K_i} = \tau_{BO} \quad 4.16$$

Alors la FTBO s'écrit maintenant :

$$FTBO(s) = \frac{K_i}{s \cdot R_s} \quad 4.17$$

Afin d'avoir un comportement d'un système du premier ordre dont la fonction de transfert est de la forme :

$$G(s) = \frac{1}{1 + \tau s} \quad 4.18$$

La fonction de transfert en boucle fermée (FTBF) est :

$$FTBF(s) = \frac{1}{1 + s \frac{R_s}{K_i}} \quad 4.19$$

Par analogie l'expression (4.18) par l'expression (4.19), on trouve :

$$\tau_{BF} = \frac{R_s}{K_i} \quad 4.20$$

D'ou, τ_{BF} : est la constante du temps en boucle fermée

$$T_r = 3\tau_{BF} \quad 4.21$$

Donc :

$$\begin{cases} K_p = K_i \tau_{BF} = 3 \frac{L_{sd}}{T_r} \\ K_i = 3 \frac{R_s}{T_r} \end{cases} \quad 4.22$$

4.2.4 Conception et Contrôle du Convertisseur Cote Réseau

Dans cette section, nous examinons la conception et le contrôle du convertisseur côté réseau en considérant plusieurs aspects importants : le dimensionnement des composants passifs tels que le condensateur du bus continu et le filtre de liaison avec le réseau électrique, la détermination de l'amplitude de la tension de référence du bus continu, la définition du facteur de puissance du réseau et la synchronisation de la tension du réseau.

4.2.4.1 Dimensionnement des composants passifs

Le contrôle du convertisseur côté réseau (CCR) repose sur l'utilisation des éléments passifs, tant du côté continu que du côté alternatif, pour assurer les fonctions de stockage et de filtrage. Un condensateur est utilisé comme composant passif du bus continu, et sa valeur est déterminée selon l'expression suivante [106] :

$$C_{dc} = \frac{T_r \Delta P_{dc}}{2V_{dc} \Delta V_{dc}} \quad 4.23$$

Ou C_{dc} est la capacité du condensateur du bus continu, T_r est le retard de contrôle introduit en raison du filtrage de la tension du bus continu et du contrôle du courant alternatif, ΔP_{dc} est la variation maximale admissible de la puissance du bus continu, V_{dc} est la tension nominale du bus continu, et ΔV_{dc} est l'ondulation admissible de la tension du bus continu.

Le filtre harmonique côté alternatif peut être réalisé par un filtre inductif (L) ou un filtre inductif capacitif- inductif (LCL). [107]. Dans cette thèse le filtre de type L est utilisé et sa valeur est donnée par :

$$L_{f \min} = \frac{T_r V_{dc}}{8\Delta I_{f \max}} \quad 4.24$$

4.2.4.2 Le choix de la référence de la tension du bus continu Vdc

Le convertisseur coté réseau fonctionne avec un indice de modulation m_a compris entre zéro et un. Pour assurer le bon fonctionnement de l'onduleur, la tension du bus continu Vdc doit être supérieure à la tension crête entre phase du réseau U_g [104]. La tension de référence du bus continu V_{dc_ref} est sélectionnée en fonction de l'indice de modulation et de la tension efficace de phase du réseau V_g , comme démontre ci-dessous :

$$V_{dc}^{ref} = \frac{\sqrt{2}U_g}{m_a} = \frac{\sqrt{6}V_g}{m_a} \quad 4.25$$

Avec, $0 < m_a < 1$.

Le choix de la tension de référence appropriée V_{dc_ref} doit tenir compte des variations de la tension du réseau et les transitoires dans les conditions de fonctionnement dynamique. Une valeur de l'indice de modulation de 0,8 est raisonnable pour permettre une marge d'ajustement de 20 % pendant les transitoires [104].

Par conséquent, V_{dc_ref} est défini en termes de tension de phase du réseau comme suit :

$$V_{dc}^{ref} = \frac{\sqrt{6}V_g}{0.8} = 3.062V_g \quad 4.26$$

4.2.4.3 Contrôle des courants transitant dans le filtre RL

Un contrôle vectoriel est mis en œuvre dans un repère tournant de Park aligné avec le vecteur tension du réseau, de sorte que sa composante en quadrature soit nulle ($v_{qg} = 0$, $v_{dg} = v_g$). Ce type de contrôle permet de gérer indépendamment et de manière découplée la puissance active et réactive échangée entre le réseau et le convertisseur. Les courants sont régulés par deux correcteurs qui produisent les références de tension à appliquer (v_{md_ref} et v_{mq_ref}) comme le montre la figure.4.5. Dans ce repère tournant, le modèle du filtre peut être simplifié par les équations suivantes :

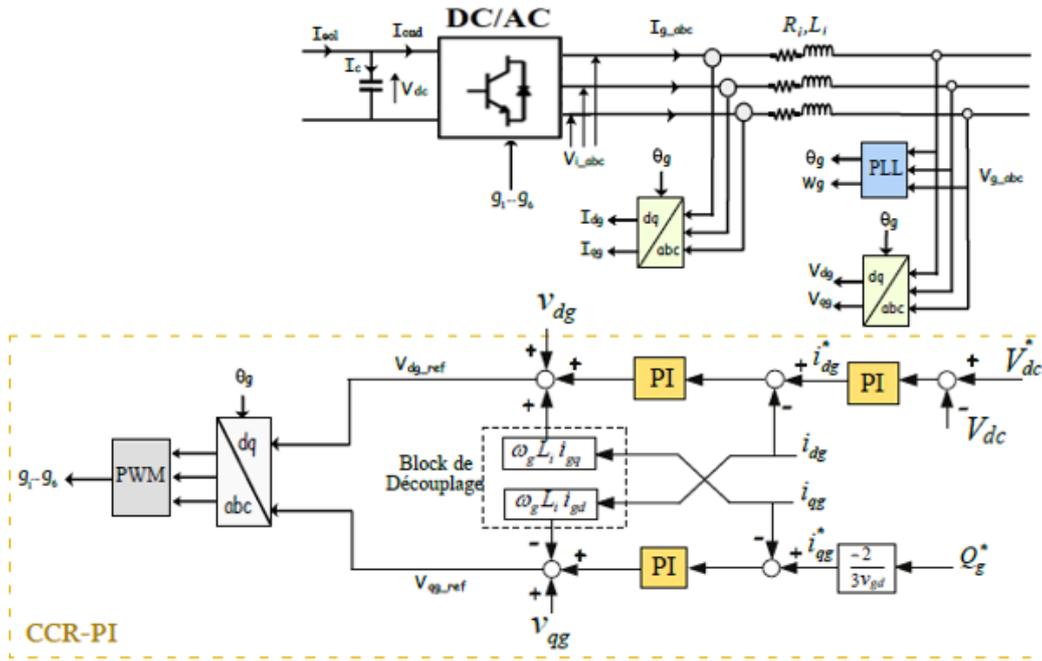


Figure 4.5 Contrôle a tension oriente avec découplage

$$\begin{cases} v_{dg} = v_{di} - R_g i_{dg} - L_g \frac{di_{dg}}{dt} + L_g \omega_g i_{qg} \\ v_{qg} = v_{qi} - R_g i_{qg} - L_g \frac{di_{qg}}{dt} - L_g \omega_g i_{dg} \end{cases} \quad 4.27$$

Pour $v_{qg} = 0$ et $v_{dg} = V_s$ on a :

$$\begin{cases} v_{di} = V_s + R_g i_{dg} + L_g \frac{di_{dg}}{dt} - L_g \omega_g i_{qg} \\ v_{qi} = R_g i_{qg} + L_g \frac{di_{qg}}{dt} + L_g \omega_g i_{dg} \end{cases} \quad 4.28$$

Les puissances transférées à travers le filtre vers le réseau sont représentées par :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (v_{dg} i_{dg}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (-v_{dg} i_{qg}) \end{cases} \quad 4.29$$

Selon l'équation (4.29), on constate que les puissances active et réactive sont respectivement contrôlées par i_{dg} et i_{qg} .

Par conséquent, les expressions des composantes directe et en quadrature du courant respectivement s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} i_{dg-ref} = \frac{2}{3} \frac{P_{g-ref}}{v_g} \\ i_{qg-ref} = -\frac{2}{3} \frac{Q_{g-ref}}{v_g} \end{cases} \quad 4.30$$

La référence de la puissance active P_{g-ref} est déterminée à l'aide d'une boucle externe visant à maintenir le niveau de tension du bus continue et celle de la puissance réactive Q_{g-ref} peut être imposée nulle.

Les équations du système (4.28) illustrent un couplage entre les deux axes (d, q), où les termes de tension de couplage sont...

- Pour la boucle de régulation du courant i_{dg} : $V_s - L_i \omega_g i_{qg}$
- Pour la boucle de régulation du courant i_{qg} : $L_i \omega_g i_{dg}$

Par conséquent les expressions des tensions s'écrivent :

$$\begin{cases} v_{di}^m = R_i i_{dg} + L_i \frac{di_{dg}}{dt} = v_{di} - (V_s - L_i \omega_g i_{qg}) \\ v_{qi}^m = R_i i_{qg} + L_i \frac{di_{qg}}{dt} = v_{qi} - L_i \omega_g i_{dg} \end{cases} \quad 4.31$$

Pour réobtenir v_{di} et v_{qi} , ces deux boucles sont découplées de la façon suivante :

$$\begin{cases} v_{di} = v_{di}^m - v_{di}^n \\ v_{qi} = v_{qi}^m - v_{qi}^n \end{cases} \quad 4.32$$

Avec :

$$\begin{cases} v_{di}^n = (V_s - L_i \omega_g i_{qg}) \\ v_{qi}^n = L_i \omega_g i_{dg} \end{cases} \quad 4.33$$

4.2.4.4 Contrôle de la tension du bus continu :

Le but du contrôle est de transférer toute la puissance active produite par l'éolienne vers le réseau et également de ne produire aucune puissance réactive pour obtenir un facteur de

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

puissance unitaire, sauf si l'opérateur du réseau sollicite une injection de la puissance réactive. Afin de transférer toute la puissance active générée par l'éolienne, la tension du bus continu doit rester constante. Il peut être dérivé de l'équation suivante [105] :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{P_s}{V_{dc}} - \frac{P_g}{V_{dc}} \quad 4.34$$

Si la tension de bus continu est maintenue constante ($dV_{dc}/dt = 0$), donc les deux puissances, de la machine et du réseau sont égales ce qui témoigne d'une bonne transmission d'énergie. Donc l'objectif principal de ce contrôle est de réguler la tension du bus continu (V_{dc}) et de contrôler la puissance active et réactive délivrée au réseau. La stratégie de contrôle nécessite trois contrôleurs, deux pour les courants dans la boucle interne, et un pour la tension du bus continu dans la boucle externe.

4.2.4.5 Contrôle du convertisseur coté machine par Backstepping

Le but est d'introduire un contrôleur coté machine CCM basée sur la commande Backstepping et assurer un transfert de puissance de haute qualité à travers un contrôleur du facteur de puissance unitaire (UPFC) tout en régulant la tension de bus continu. Cette commande non linéaire est développée de telle sorte à décomposer un système entier de commande en un ensemble de sous-systèmes du premier ordre. En se basant sur les fonctions de Lyapunov, les lois de commandes qui découlent de cette théorie ont été déterminées assurant ainsi une stabilité sans résoudre les équations différentielles du système étudié.

Étape 1: Calcul des courants de référence statoriques

L'erreur de suivi de vitesse peut être définie par :

$$Z_{\Omega} = \Omega_m^* - \Omega_m \quad 4.35$$

La dynamique de l'erreur de vitesse s'écrit comme suit :

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{\Omega} &= \frac{dZ_{\Omega}}{dt} = \dot{\Omega}_m^* - \dot{\Omega}_m \\ \dot{Z}_{\Omega} &= \dot{\Omega}_m^* + \frac{3p}{2J}(L_q - L_d)i_{ds}i_{qs} + \frac{p}{J}M_{sf}i_f i_{qs} + \frac{f}{J}\Omega_m - \frac{T_m}{J} \end{aligned} \quad 4.36$$

La première étape garantit un suivi de la vitesse de référence et permet par conséquent d'annuler l'erreur de vitesse. La fonction de Lyapunov est utilisée à cet effet

$$V_{\Omega} = \frac{1}{2}Z_{\Omega}^2 \quad 4.37$$

La dérivée de la fonction Lyapunov est donc :

$$\dot{V}_\Omega = Z_\Omega \left\{ \dot{\Omega}_m^* + \frac{p}{J}(L_q - L_d)i_{ds}i_{qs} + \frac{p}{J}M_{sf}i_f i_{qs} + \frac{f}{J}\Omega_m - \frac{T_m}{J} \right\} \quad 4.38$$

Pour assurer la stabilité du système, une valeur négative pour V_Ω doit être choisie. Par conséquent, les courants i_{ds}^* et i_{qs}^* sont considérés comme les entrées du système. Ainsi

$$\begin{cases} i_{ds}^* = 0 \\ i_{qs}^* = \frac{J}{pM_{sf}i_f + p(L_q - L_d)i_{ds}} \left[K_{\Omega m} Z_{\Omega m} - \dot{\Omega}_m^* - \frac{f}{J}\Omega_m + \frac{T_m}{J} \right] \end{cases} \quad 4.39$$

On remplacera les éléments d'équation (4.39) dans l'équation. (4.38) avec : $\dot{\Omega}_m^* = 0$

$$\dot{V}_1 = -K_\Omega Z_\Omega^2 \quad \text{with } k_\Omega > 0 \quad 4.40$$

Step 2 : conception boucle des courants par backstepping :

La deuxième phase de cet algorithme consiste à calculer les tensions de commande V_{sd} et V_{sq} , déterminées à partir des entrées virtuelles du système. Les courants statoriques i_{sd} et i_{sq} , sélectionnés comme entrées virtuelles, présenteront les erreurs suivantes :

$$\begin{cases} Z_d = i_{ds}^* - i_{ds} \\ Z_q = i_{qs}^* - i_{qs} \end{cases} \quad 4.41$$

Basé sur les Équations (4.39) et (4.41), la dynamique de la vitesse calculée dans l'Équation (4.36) devient :

$$\dot{Z}_\Omega = \frac{1}{J} \left(-K_s J Z_\Omega - \frac{3}{2} n_p \varphi_f Z_q - \frac{3}{2} n_p (L_d - L_q) i_q z_d \right) \quad 4.42$$

À partir des équations (4.42), le calcul de la dynamique des erreurs de courant donne :

$$\begin{cases} e_q = \frac{1}{2} Z_q^2 + \frac{1}{2} \dot{Z}_q^2 \\ e_d = \frac{1}{2} Z_d^2 + \frac{1}{2} \dot{Z}_d^2 \end{cases} \quad 4.43$$

les dérivées temporelles de V_q et V_d donnée par :

$$\dot{V}_q = z_q \left\{ \frac{di_{qs}^*}{dt} - \frac{di_{qs}}{dt} + K'_q (i_{qs}^* - i_{qs}) \right\} + \dot{Z}_q K'_q (i_{qs}^* - i_{qs}) \quad 4.44$$

En choisissant la loi de commande v_q comme :

$$v_q = Z_q K_q L_q + L_q \frac{di_{qs}^*}{dt} - R_s i_{qs} - L_d \omega_e i_{ds} + L_{ff} \omega_e i_f \quad 4.45$$

On trouve que :

$$\dot{V}_q = -K_q z_q^2 + (z_q + z'_q) K'_q (i_{qs}^* - i_{qs}) \quad 4.46$$

En remplaçant $i_q^* - i_q = z_q - z'_q$

$$\dot{V}_q = -(K_q - K'_q) z_q^2 - K'_q z'_q \quad 4.47$$

La loi de commande v_q force le courant i_{qi} à suivre la consigne i_{q*} . La commande virtuelle i_{q*} est calculée de manière à ce que la vitesse suive sa référence ($\Omega \rightarrow \Omega^*$)

$$\dot{V}_d = z_d \left[\frac{di_{ds}^*}{dt} - \frac{di_{ds}}{dt} + K'_d (i_{ds}^* - i_{ds}) \right] + \dot{Z}_d K'_d (i_{ds}^* - i_{ds}) \quad 4.48$$

Puisque $i_{ds_ref}=0$ en remplaçant

$$i_{ds}^* - i_{ds} = z_d - z'_d$$

$$\dot{V}_q = Z_d \left[\frac{r_s}{L_d} i_{ds} - \omega_e \frac{L_q}{L_d} i_{qs} - \frac{M_{sf}}{L_d} \frac{di_f}{dt} + \frac{v_{ds}}{L_d} \right] + (Z_d + Z'_d) K'_d (Z_d - Z'_d) \quad 4.49$$

Ensuite, en choisissant l'entrée de contrôle v_{ds} comme suit :

$$V_{ds} = -K_d L_d z_d - r_s i_{ds} + \omega_e L_q i_{qs} + M_{sf} \frac{di_f}{dt} \quad 4.50$$

Après avoir obtenu les signaux de contrôle v_{ds} et v_{qs} ; ils sont transformés en référentiel à trois phases au moyen de la transformation de Park inverse et sont donnés comme référence au bloc PWM (modulation de largeur d'impulsion) afin de générer les signaux d'impulsion du convertisseur.

$$\dot{V}_q = Z_q \left\{ \frac{di_{qs}^*}{dt} + \frac{r_s}{L_q} i_{qs} + \omega_e \frac{L_d}{L_q} i_{ds} - \omega_e \frac{M_{sf}}{L_q} i_f + \frac{1}{L_q} v_{qs} + K'_q (i_{qs}^* - i_{qs}) \right\} + \dot{Z}_q K'_q (i_{qs}^* - i_{qs})$$

4.2.4.6 Contrôle du convertisseur coté réseau par l'ADRC

La commande du convertisseur côté réseau consiste en deux boucles de commande en cascade dont le but principal est de stabiliser la tension du bus continu et de contrôler les puissances actives et réactives injectées dans le réseau lors de la variation des conditions environnementales. La boucle interne contrôlera les courants passant dans le filtre de liaison, et la boucle externe contrôlera la tension du bus continu. Le VOC est jugé d'être plus efficace en raison de faible perte d'énergie et de distorsion de courant que la DPC [88]. Comme l'illustre la figure 4.6.

La tension du réseau est alignée sur la composante directe de l'axe d dans le repère de Park $v_{dg} = V_g$ et la composante de l'axe q a été fixée à zéro $v_{qg} = 0$.

Les puissances active et réactive sont alors données par :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (v_{dg} i_{dg}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (-v_{dg} i_{qg}) \end{cases} \quad 4.51$$

Cela montre que les puissances active et réactive seront contrôlées, respectivement, par les courants i_{dg} et i_{qg} .

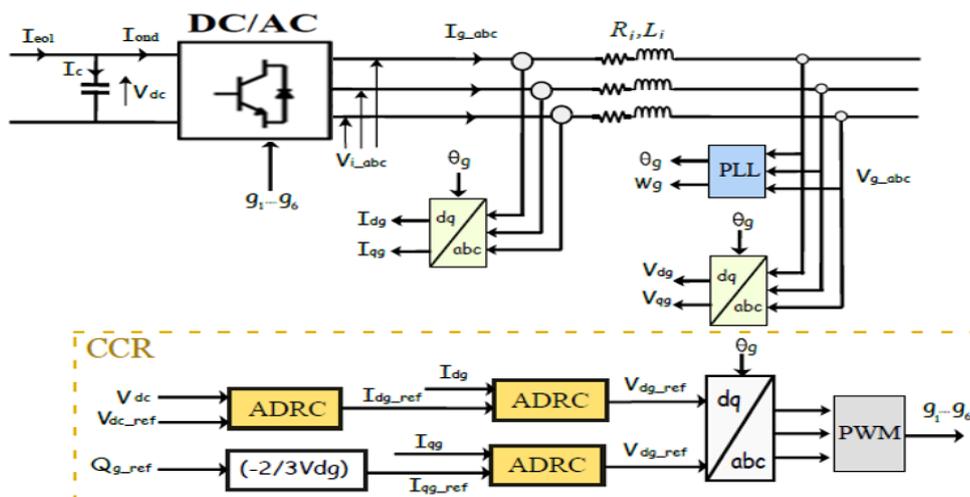


Figure 4.6 Contrôle du convertisseur cote réseau par l'ADRC linéaire

4.2.4.7 Contrôle de la tension du bus Continu par l'ADRC :

La puissance au borne du condensateur du bus continu C peut être exprimée par :

$$P_{dc} = U_{DC} C \frac{dU_{DC}}{dt} = U_{DC} (i_r - i_i) \quad 4.52$$

Si toutes les pertes dans le filtre, dans les convertisseurs d'électroniques de puissance et dans le condensateur sont négligées, les puissances échangées sur le bus continu sont exprimées par :

$$P_{dc} = P_{MSC} - P_{GSC} \quad 4.53$$

Où P_{dc} est la puissance absorbée par le condensateur, P_{MSC} la puissance délivrée par le MSC, et P_{GSC} la puissance absorbée par le GSC [23]. Les valeurs négatives signifient que les appareils génèrent de l'énergie.

En tenant compte des équations (4.53)-(4.52), la tension du bus continu peut être exprimée par [121] :

$$CU_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} = U_{dc} (i_r) - \frac{3}{2} v_{gd} i_{fd} \quad 4.54$$

Ou :

$$\frac{dU_{dc}^2}{dt} = \frac{2U_{dc}}{C} (i_r) - \frac{3v_{gd}}{C} i_{fd} \quad 4.55$$

Et on pose :

$$Z = U_{dc}^2$$

$$\frac{dZ}{dt} = \frac{2\sqrt{Z}}{C} (i_r) - \frac{3v_{gd}}{C} i_{fd} \quad 4.56$$

Cette expression correspond a la forme canonique de l'ADRC, donc le régulateur ADRC pour la boucle externe de tension dus continu peut être conçu comme suit :

$$\begin{cases} f(y, d, t) = \frac{2\sqrt{z}}{C} (i_r) \\ b_0 = -\frac{3v_{gd}}{C} \\ u = i_{fd} \end{cases} \quad 4.57$$

4.2.4.8 Contrôle des courants circulant dans le filtre par l'ADRC

La boucle de régulation externe de tension permet de maintenir la tension du continu V_{dc} et de générer le courant de référence i_{dref} pour la boucle de courant interne.

Pour le courant de référence $i_{qg\text{ ref}}$, il est calculé par la puissance réactive souhaitée à être injectée dans le réseau électrique .

$$i_{fq\text{-ref}} = -\frac{2}{3v_{gd}} Q_{f\text{-ref}} \quad 4.58$$

Donc, pour l'élaboration des régulateurs ADRC pour les boucles internes de courant, l'équation (3.32) des courants circulant dans le filtre de liaison est réécrite dans la forme canonique de l'ADRC.

$$\frac{di_{fd}}{dt} = \frac{1}{L_f} \left(-R_f i_{fd} - v_{gd} + L_f \omega_g i_{fq} \right) + \frac{v_{fd}}{L_f} \quad 4.59$$

Donc le régulateur ADRC pour le courant i_{dg} est conçu comme suit :

$$\begin{cases} f(y, d, t) = \frac{1}{L_f} \left(-R_f i_{fd} - v_{gd} + L_f \omega_g i_{fq} \right) \\ b_0 = \frac{1}{L_f} \\ u = v_{fd} \end{cases} \quad 4.59$$

Pour l'axe q :

$$\frac{di_{fq}}{dt} = \frac{1}{L_f} \left(-R_f i_{fq} - L_f \omega_g i_{fd} \right) + \frac{v_{fq}}{L_f}. \quad 4.60$$

De même façon, pour le courant i_{qg} on a :

$$\begin{cases} f(y, q, t) = \frac{1}{L_f} \left(-R_f i_{fq} - L_f \omega_g i_{fd} \right) \\ b_0 = \frac{1}{L_f} \\ u = v_{fq} \end{cases} \quad 4.61$$

4.2.5 Résultats de simulation

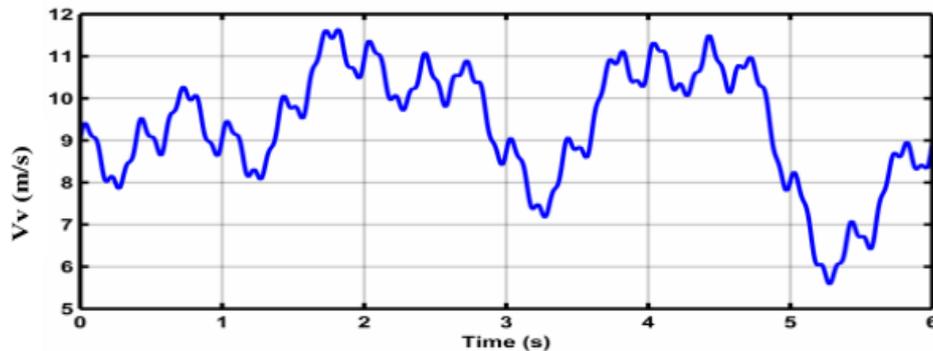
Pour valider l'étude théorique et l'efficacité de la stratégie de contrôle proposée, une structure complète de la chaîne de conversion éolienne a été conçue dans l'environnement MATLAB Simulink. Cette chaîne comprend une turbine éolienne à vitesse variable,

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

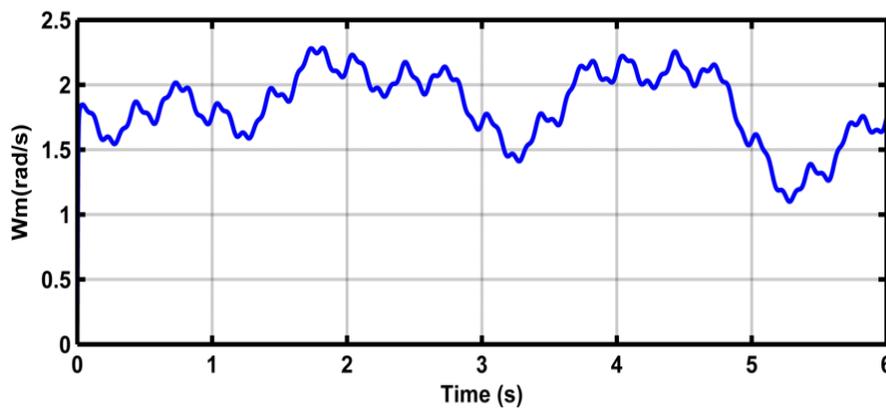
une génératrice synchrone à rotor bobiné (GSRB) et des convertisseurs électroniques de puissance connectés au réseau.

La tension de référence du bus continu, notée V_{dc_ref} , est fixée à 1500 V. La puissance réactive de référence Q_ref est fixée à 0 VAR, garantissant ainsi un facteur de puissance unitaire lors de la connexion du convertisseur côté réseau (CCR) avec le réseau électrique. La fréquence de commutation des interrupteurs de puissance des convertisseurs côté machine (CCM) et côté réseau (CCR) est fixée à 5 kHz. Le profil de vent utilisé dans cette simulation est illustré dans la figure 4.7

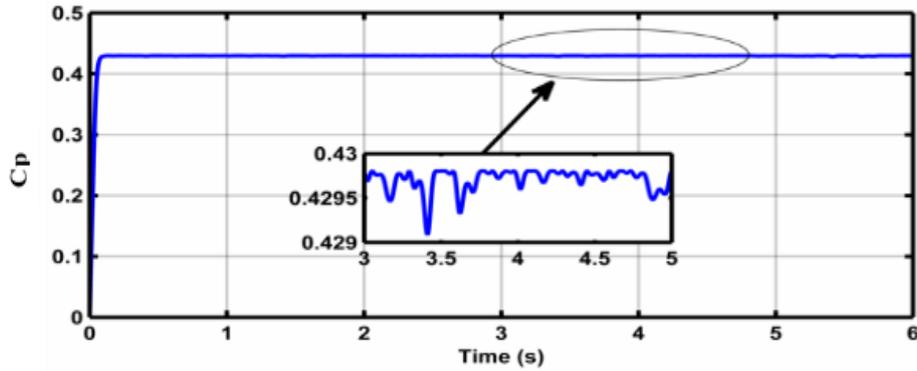
D'après les résultats présentés dans la Figure 4.7, on observe que la turbine éolienne fonctionne en mode MPPT pour des vitesses de vent inférieures à 12 m/s. Le coefficient de puissance CP est maintenu à sa valeur optimale, et la vitesse de rotation de la machine suit les variations du profil de vent, ce qui démontre l'efficacité de la commande MPPT implémentée.



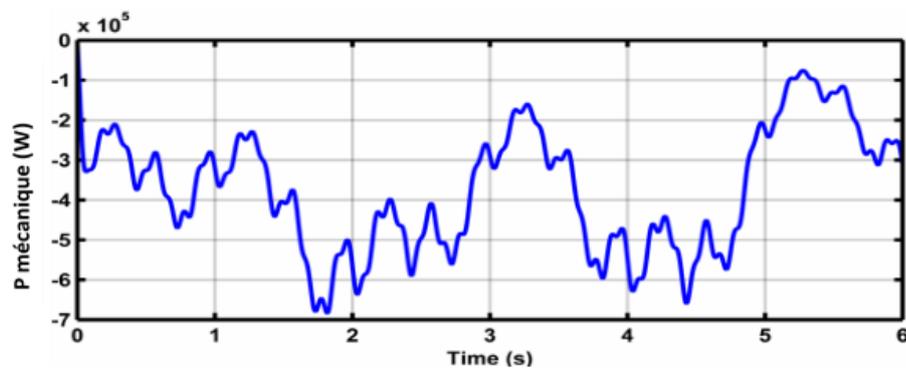
Profile vitesse de vente (a)



Vitesse mécanique de turbine (b)



Coefficient de puissance (c)



Puissance mécanique de turbine (d)

Figure 4.7 Résultats de la turbine éolienne pour un profil de vent variable

Les figures 4.8.(a) et (b) montrent que les courants statoriques ont été bien régules en utilisant le contrôleur PI et le contrôle par backstepping et suivent leurs références mais le contrôle par backstepping est plus rapide. Le courant i_{sd} est maintenu à zéro pour assurer la commande vectorielle, et le courant i_{sq} suit parfaitement sa référence afin d'extraire le maximum de puissance.

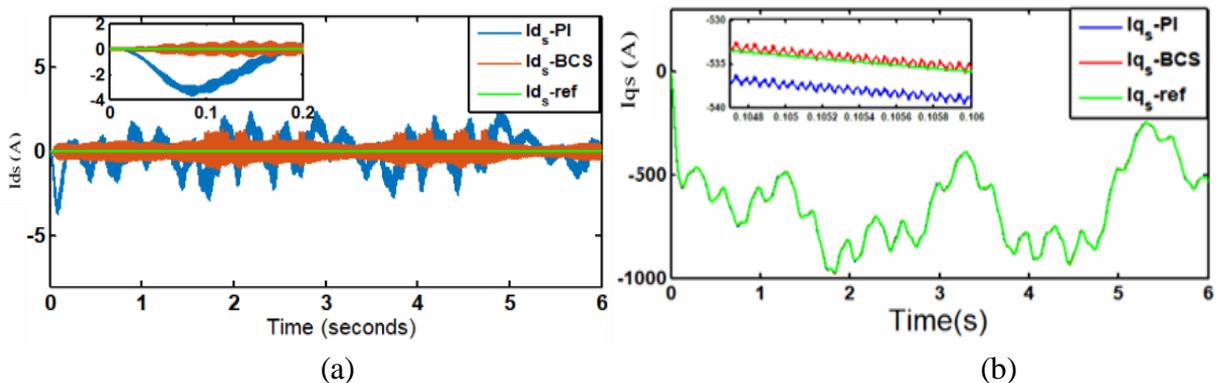


Figure 4.8 Régulation des courants statoriques : (a) Courant i_{sd} , (b) Courant i_{sq}

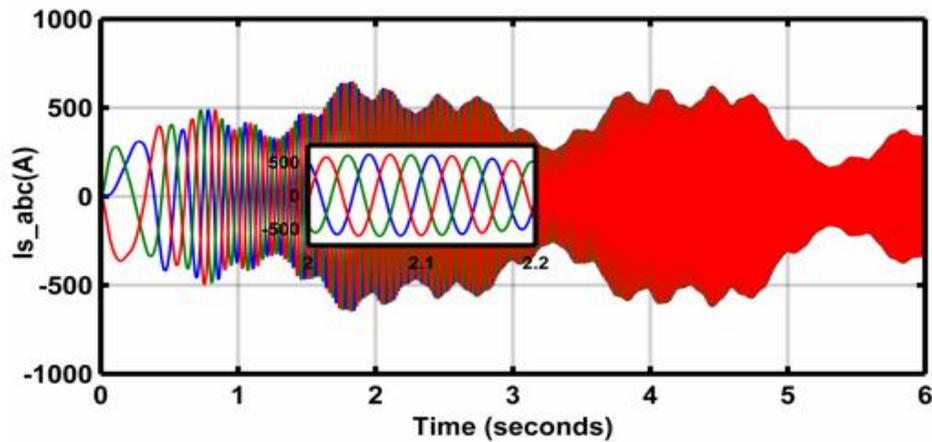


Figure .4.9 Courant triphasé gènère par la génératrice

Les figures ci-dessous montrent la réponse de la commande du convertisseur coté réseau. Ce résultat obtenu en utilisant la commande PI et le contrôleur ADRC, mais avec une erreur statique remarquable et un temps de réponse important pour les contrôleurs PI. On peut également remarquer que la réponse de ces paramètres est lente et présente des dépassements clairement visibles en zoom. On peut observer que la tension du bus continu est maintenue constante pour un profil de vent variable et de même les courants i_{dg} et i_{qg} suivent parfaitement leurs références, d’où le courant i_{qg} est mis à zéro afin d’assurer une puissance réactive nulle est donc un facteur de puissance unitaire au point de raccordement avec le réseau électrique. Cependant, on peut voir que la puissance injecté au réseau électrique a la même forme que celle de la turbine éolienne ce qui confirme l’injection de toute la puissance extraite.

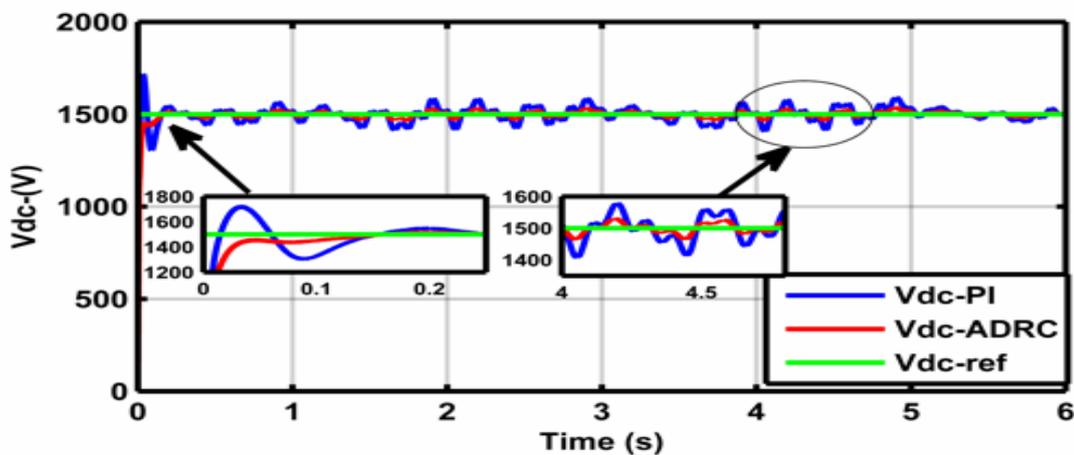


Figure 4.10 : Régulation de la tension du bus continu Vdc

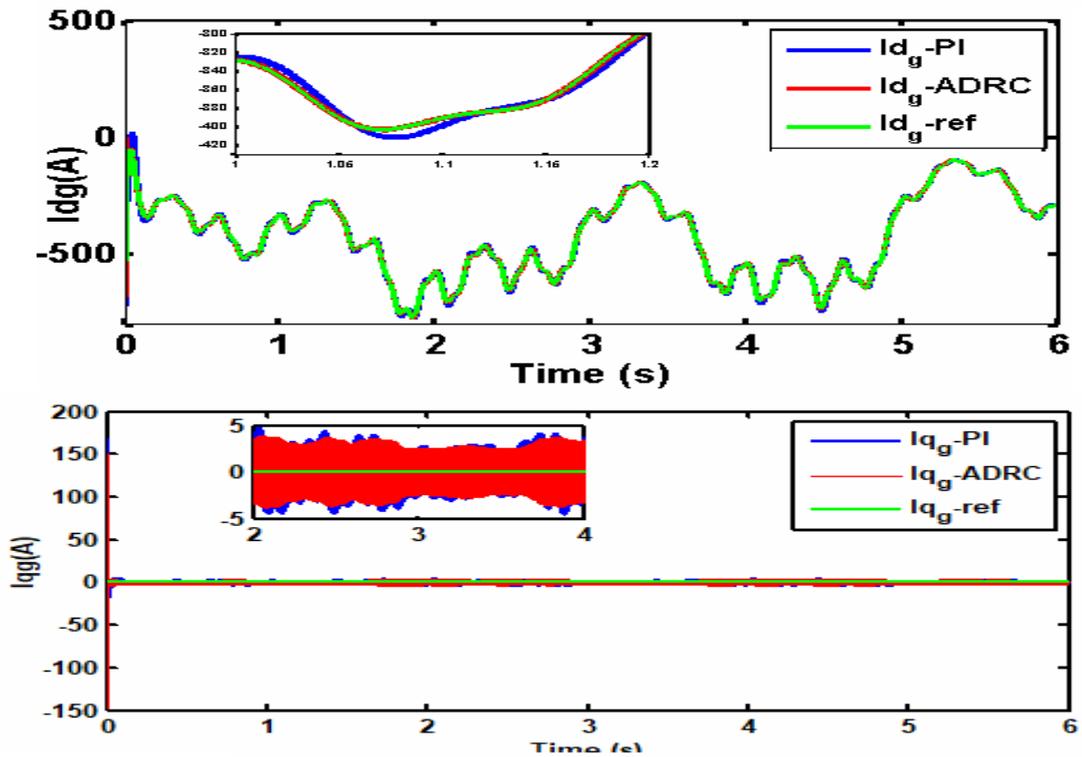


Figure 4.11 Régulation des courants coté réseau : (a) : Courant i_{dg} , (b) : Courant i_{qg}

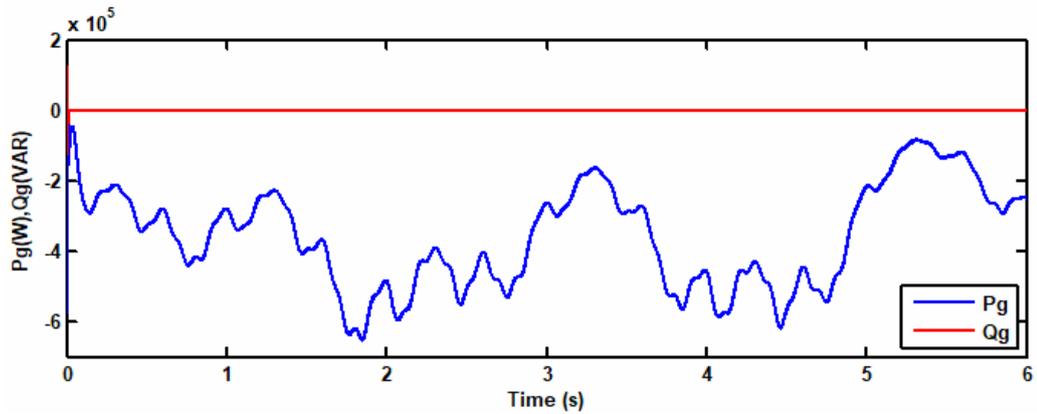


Figure 4.12 : Puissance active et réactive injecté dans le réseau électrique

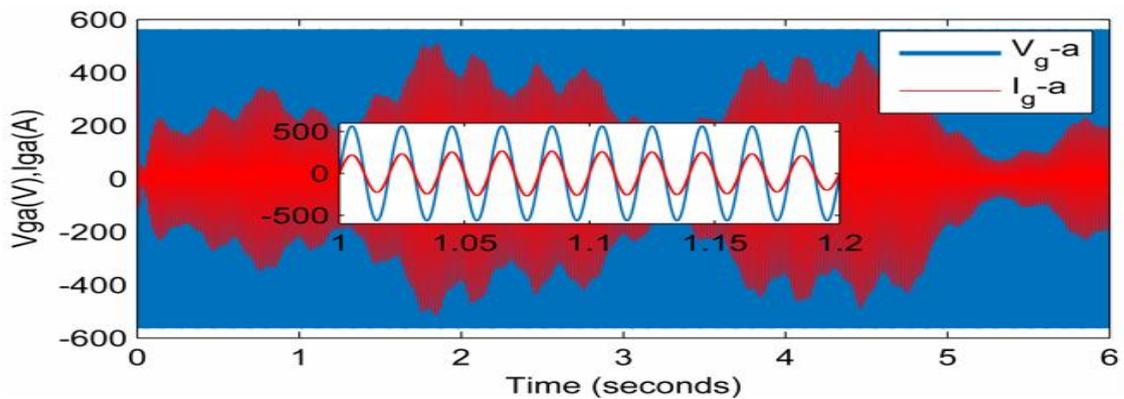


Figure 4.13 tension et courant de la phase (a) coté réseau

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

La figure présente le courant et la tension de la phase (a) au point de raccordement avec le réseau électrique, il est a noté que la période de ces signaux est de 0.02 s est donc une fréquence de 50 Hz.

4.2.6 Résultats de simulation sous variation paramétrique

Afin de tester la robustesse des stratégies de contrôle proposées, nous avons effectué une modification du paramètre interne du MSRB, l'inductance statorique L_s , d'une augmentation de 50% de leur valeur nominale. Les résultats obtenus par LADRC sont comparés avec le contrôleur PI classique. Le profil de vitesse du vent utilisé est donné sur la figure 4.14.

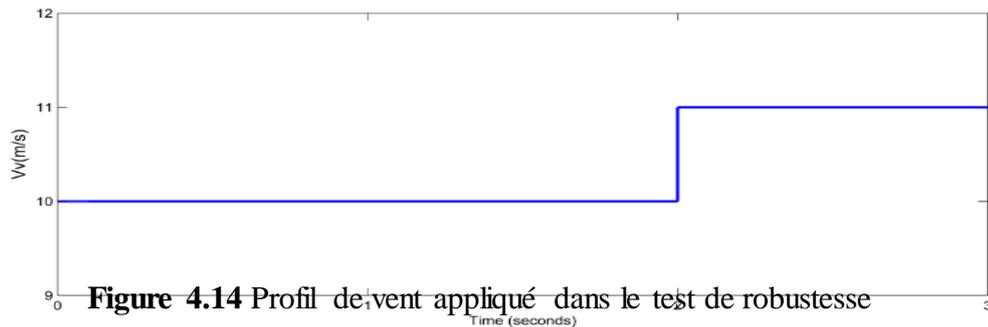


Figure 4.14 Profil de vent appliqué dans le test de robustesse

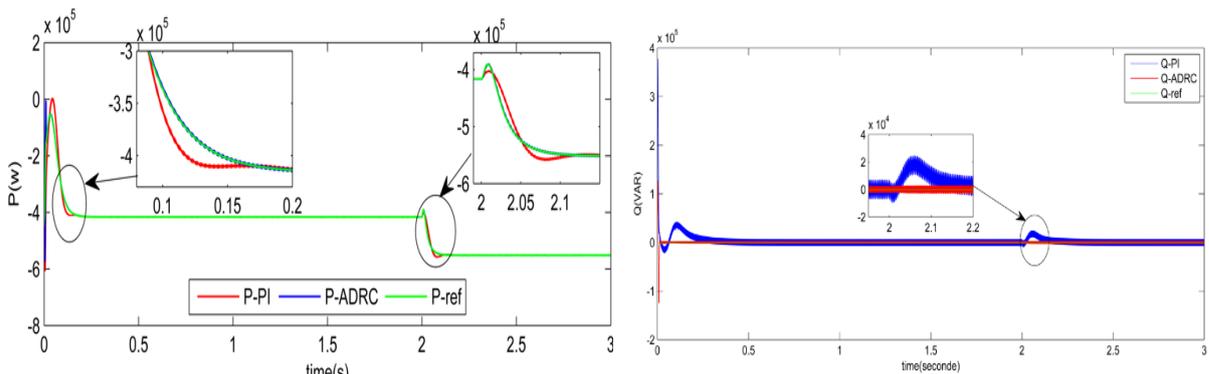


Figure 4.15 : Puissance active et reactive

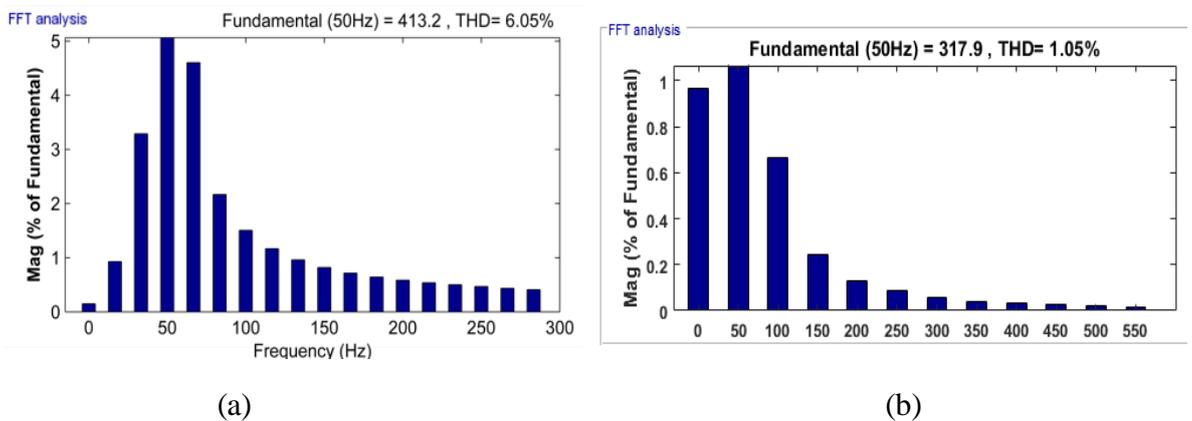


Figure 4.16. Analyse FFT du courant de réseau (a) Contrôle (PI), (b) Contrôle ADRC

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

Les résultats de l'analyse spectrale du courant de phase de grille présentés sur la figure 4.16 montrent que le contrôle ADRC garantit une meilleure qualité de forme d'onde du courant de restau.

4.3 Commande de système Photovoltaïque :

Les techniques de conception proposées visent à atteindre trois objectifs principaux. Premièrement, contrôler le convertisseur pour atteindre le point de puissance maximale (MPP), même en cas de variations de l'irradiation ou de la température. Deuxièmement, assurer la régulation de la tension du bus continu. Troisièmement, injecter un courant alternatif dans le réseau via un convertisseur DC-AC avec un facteur de puissance unitaire. Les commandes d'entrée sont les rapports cycliques des convertisseurs.

4.3.1 Commande de la chaine de conversion photovoltaïque

Le système étudié dans cette section est de type à deux étages, comprenant deux convertisseurs d'électronique de puissance, à savoir un hacheur élévateur DC/DC pour augmenter la tension produite par les générateurs photovoltaïques à celle du bus continu, et un onduleur DC/AC pour assurer la connexion avec le réseau électrique. La figure 4.17 illustre la topologie adoptée dans cette étude ainsi que sa commande.

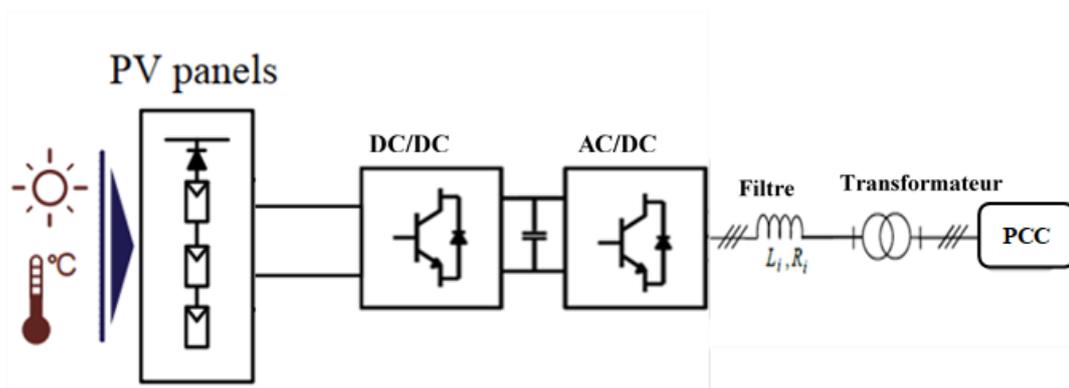


Figure 4.17 système de production photovoltaïque a deux étages connecte au réseau électrique

4.3.2 MPPT par Perturbation et Observation (P&O) :

Cette méthode fonctionne en modifiant légèrement le cycle de service du convertisseur élévateur et en surveillant la manière dont ce changement affecte la puissance de sortie du panneau solaire. Si le changement conduit à une augmentation de puissance, le changementpoursuit dans le même sens; si cela conduit à une diminution de puissance, le sens du changement est inversé. Cela contribue à obtenir une utilisation optimale du panneau solaire.

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

La figure 4.18 illustre, si suite aune perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de la perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM. Malgré sa facilité de mise en oeuvre et d'implémentation, cette technique présente un inconvénient majeur lié aux oscillations infinies autour du PPM ce qui engendre une perte de puissance générée .

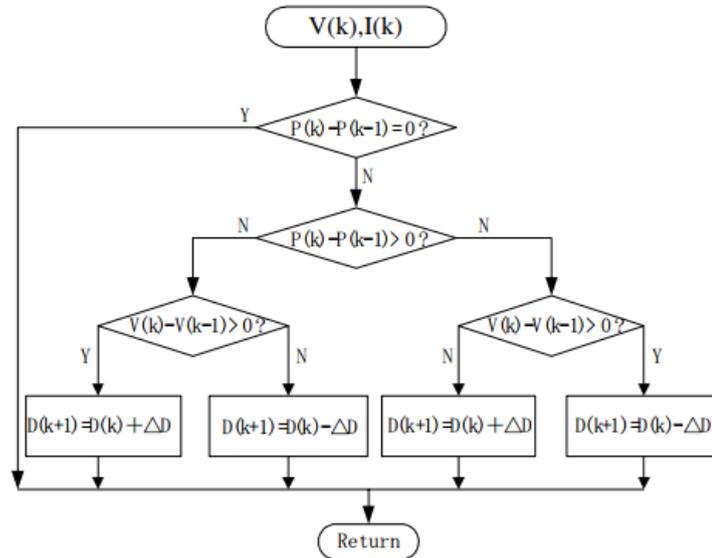


Figure.4.18 Algorithme associé à la technique "P&O"

4.3.3 Conception De La Commande Par Mode Glissant D'ordre Deux (STSMC)

L'algorithme de (STSMC) est utilisé pour stabiliser le système, éviter les effets de broutage et permettre au système de converger vers la trajectoire souhaitée en un temps fini. La loi de commande globale est la somme de deux termes : le terme de commande équivalent u_{eq} et le terme de commande de (STSMC) u_{st} comme commande discontinue est défini comme :

$$U = U_{STSMC} + U_{eq} \quad 4.62$$

Le contrôle équivalent u_{eq} est appliqué en considérant l'invariance conditions mentionnées [124]

$$\begin{cases} S(t) = 0 \\ \dot{S}(t) = 0 \end{cases} \quad 4.63$$

Le contrôle équivalent est obtenu en résolvant l'équation algébrique

$$\dot{S} = \left[\frac{dS}{dX} \right]^T \dot{X} = \left[\frac{dS}{dX} \right]^T (f(X) + g(X)u_{eq}) = 0 \quad 4.64$$

Et

$$U_{eq} = -\frac{\left[\frac{dS}{d\chi}\right]^T f(X)}{\left[\frac{dS}{d\chi}\right]^T g(X)} = 1 - \frac{V_{pv}}{V_s} \quad 4.65$$

L'expression de la loi de commande de super torsion est introduite [125]

$$U_{STSMC} = -\lambda_1 |S|^{1/2} \text{sign}(S) - \lambda_2 \int \text{sign}(S) \quad 4.66$$

où S est la surface de glissement.

En substituant la fonction de signe par une fonction *smooth*, il est possible de diminuer encore davantage le problème de broutement.

$$\text{smooth}(t) = \frac{S}{|S| + \mu} \quad 4.67$$

Où μ est un coefficient positif [126].

Pour garantir la convergence en temps fini, les conditions suffisantes au surface glissante [126].

$$\begin{cases} \lambda_2 > \frac{\phi}{\Gamma_m} \\ \lambda_1^2 > \frac{4\phi}{\Gamma_m^2} \frac{\Gamma_M(\lambda_2 + \phi)}{\Gamma_m(\lambda_2 + \phi)} \end{cases} \quad 4.68$$

où $\lambda, \Gamma_m, \Gamma_M, \phi$ sont des constantes positives.

Les équations (4.62) à (4.67) représentent le contrôleur STSMC et la figure 4.19 montre la structure de ce régulateur.

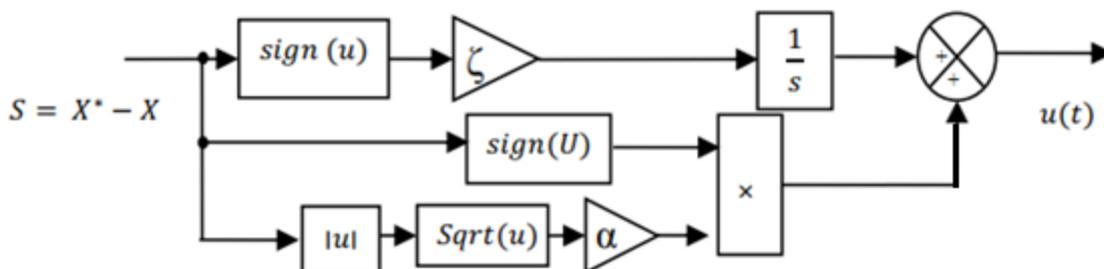


Figure 4.19 Structure du régulateur STSMC

La figure 4.20 représente l'application STSM sur le système photovoltaïque est l'hacheur boost.

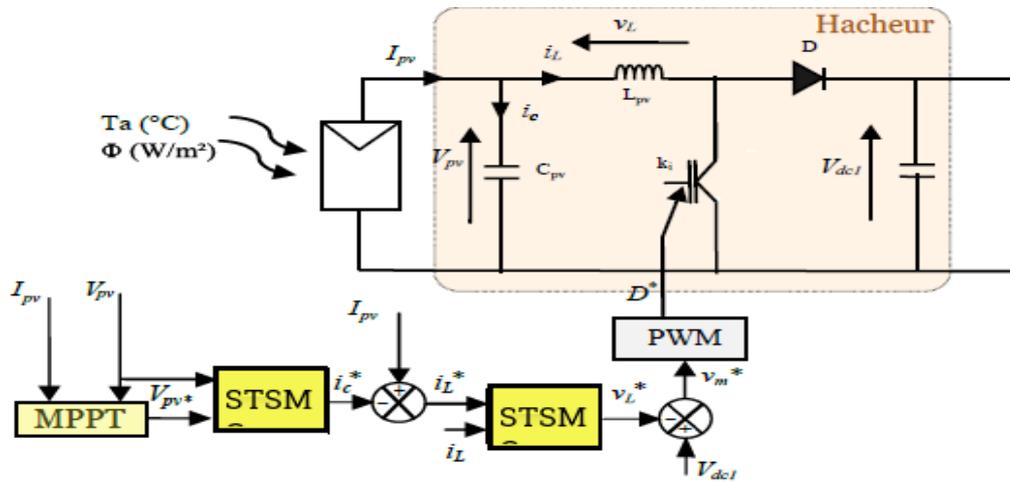


Figure 4.20 Contrôle du hacheur DC-DC base sur ST-SMC

4.3.4 Commande de l'onduleur de tension :

La commande de l'onduleur de tension utilisé pour la chaîne de conversion photovoltaïque est la même utilisé dans la chaîne de conversion éolienne. Le schéma bloc du contrôle proposé est illustré dans la figure. 4.21. L'objectif principal de cette commande est d'assurer la synchronisation avec le réseau et d'injecter la puissance extraite. Il permet de contrôler les courants circulant dans le filtre (R_i , L_i) afin de :

- maintenir la tension du bus continu constante quelle que soit la puissance échangée entre le système PV et le réseau électrique.
- Contrôler les puissances active et réactive transitant à travers le point de connexion avec le réseau électrique. Le facteur de puissance peut être maintenu unitaire en imposant une puissance réactive de référence nulle.

Dans un repère tournant de Park orienté de manière à ce que la composante en quadrature de la tension du réseau soit nulle (VOC) $v_{dg}=V_s$ et $v_{qg}=0$. Les puissances actives et réactives résultantes du réseau sont définies par :

$$P_g = \frac{3}{2} v_{dg} i_{dg} \quad 4.69$$

et

$$Q_g = -\frac{3}{2} v_{dg} i_{qg} \quad 4.70$$

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

Par conséquent, le contrôle de la puissance active est assuré par le contrôle du courant de la composante directe i_{dg} , et le contrôle de la puissance réactive est assuré par la composante en quadrature du courant du réseau i_{qg} . La synthèse des régulateurs utilisés ici est la même de celle utilisée par le convertisseur coté réseau dans la chaîne de conversion éolienne.

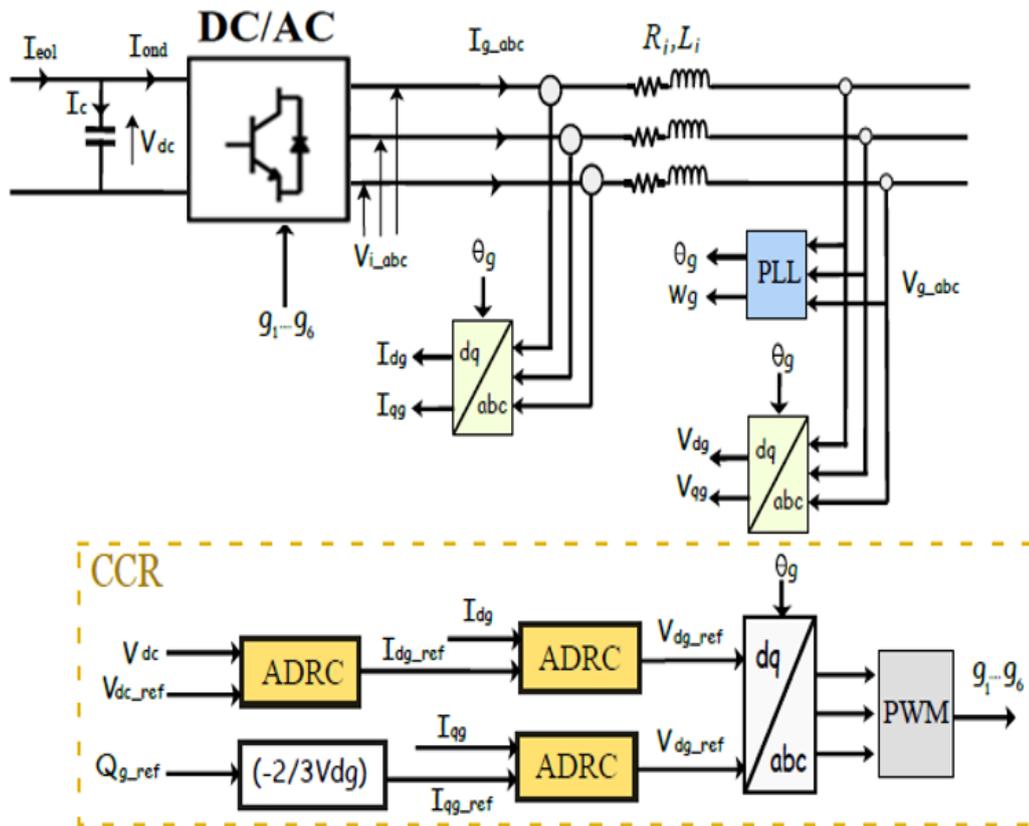


Figure 4.21 Contrôle du convertisseur coté réseau par l'ADRC

4.3.5 Résultats et Simulations

Dans cette section, nous présentons les résultats des simulations de la stratégie de contrôle proposée pour un système photovoltaïque (PV) connecté à un réseau électrique triphasé (380V/50Hz). Les paramètres de simulation sont fournis dans l'Annexe B.1. Le système étudié comprend un système PV de 250 kW, un convertisseur élévateur contrôlé par une commande MPPT basée sur la STSMC, un onduleur de tension contrôlé par la commande ADRC, ainsi qu'un filtre RL triphasé qui assure la connexion au réseau électrique en réduisant le THD du courant injecté. Les caractéristiques (I-V) et (P-V) du système PV étudié pour un ensoleillement variable sont présentées dans la figure 4.22. Pour un ensoleillement de 1000 W/m^2 et une température de 25°C , il est observé que le point de puissance maximale correspond à $P_{mpp} = 250 \text{ kW}$ avec $V_{mpp} = 614 \text{ V}$ et $I_{mpp} = 405 \text{ A}$.

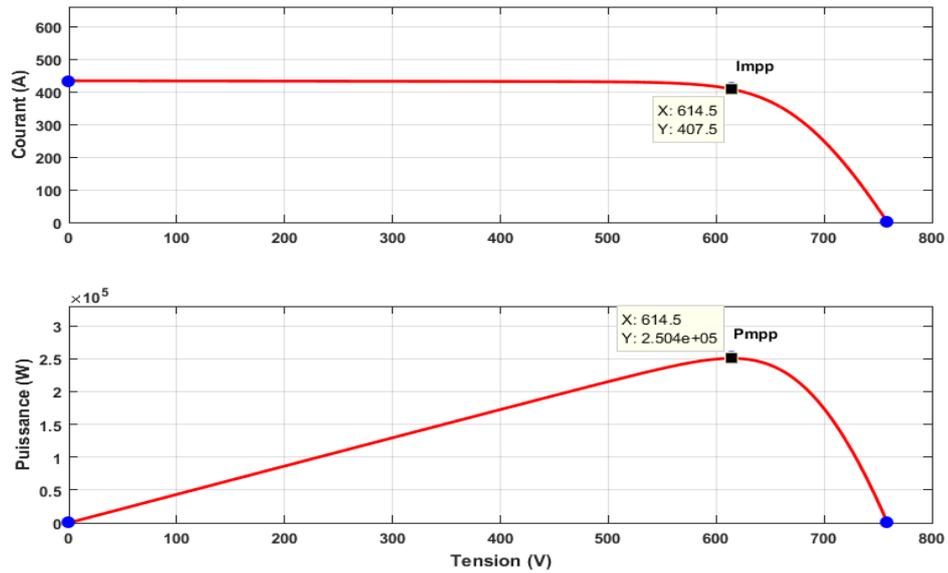
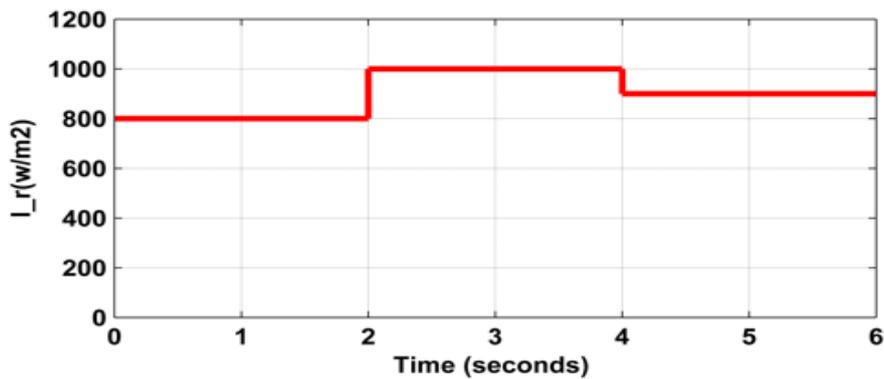
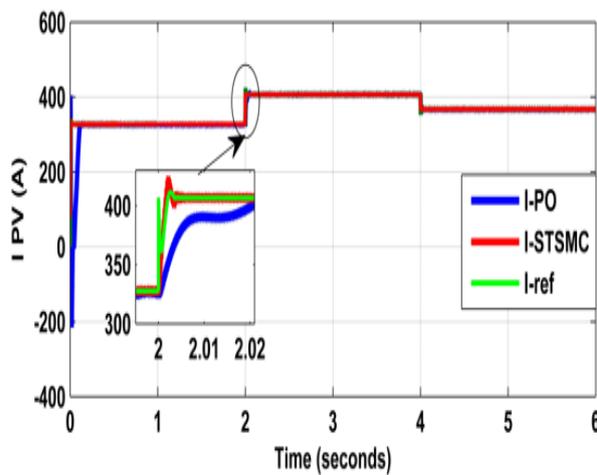


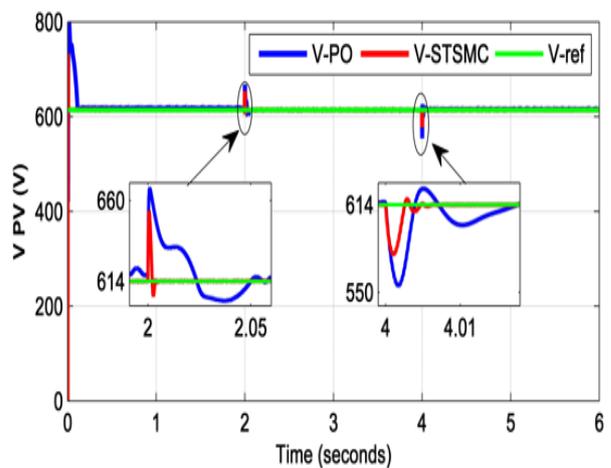
Figure 4.22 Caractéristique courant-tension et puissance tension du système photovoltaïque
 Pour évaluer l'efficacité de la stratégie de contrôle proposée, un profil d'irradiation variable est appliqué au système, comme illustré à la figure 4.23 (a).



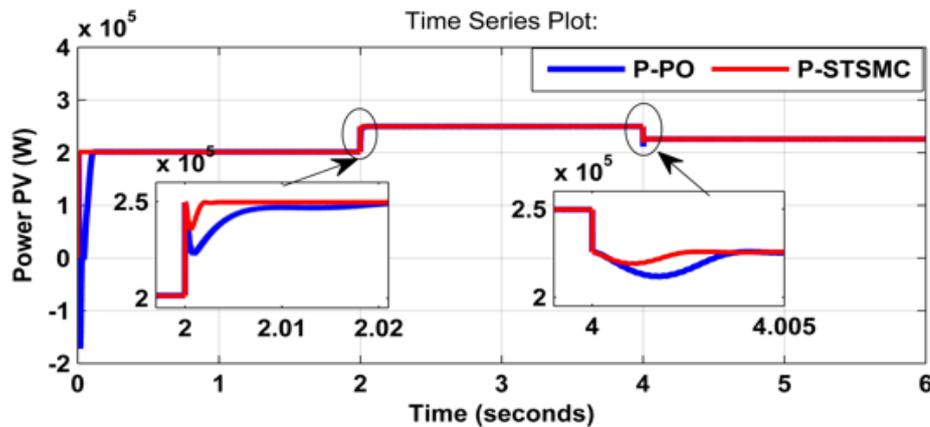
(a).



(b)



(c).



(d).

Figure 4.23 (a) Profil d'irradiation, (b) Tension du système PV, (c) Courant du système PV, (d) Puissance du système PV

D'après les résultats présentés dans la figure 4.23, on observe que la technique de STSMC a permis d'extraire le maximum de puissance. En conséquence, le courant du panneau I_{pv} est maintenu à sa valeur optimale I_{mpp} et la tension V_{pv} est fixée à V_{mpp} pour les différentes valeurs d'irradiation, ce qui démontre l'efficacité de cette technique. STSMC présente d'excellentes caractéristiques et de bonnes performances par rapport à la technique de contrôle P-O, laquelle montre des oscillations remarquables et un dépassement élevé.

La figure 4.24 présente les résultats de la commande de l'onduleur côté réseau. On peut constater que la tension du bus continu a été maintenue constante à 1500 V, avec une légère augmentation lors des variations brusques du profil d'irradiation dans le cas de l'utilisation de l'ADRC.

Ce dernier offre une meilleure performance en termes de régulation de la tension du bus continu par rapport au contrôleur PI, qui présente une sensibilité aux variations de charge et d'irradiation, ce qui se traduit par des dépassements de consigne. de même on peut constater que les courants i_{dg} et i_{qg} suivent leur références ce qui permet la régulation de la puissance active et réactive injecte dans le réseau de distribution.

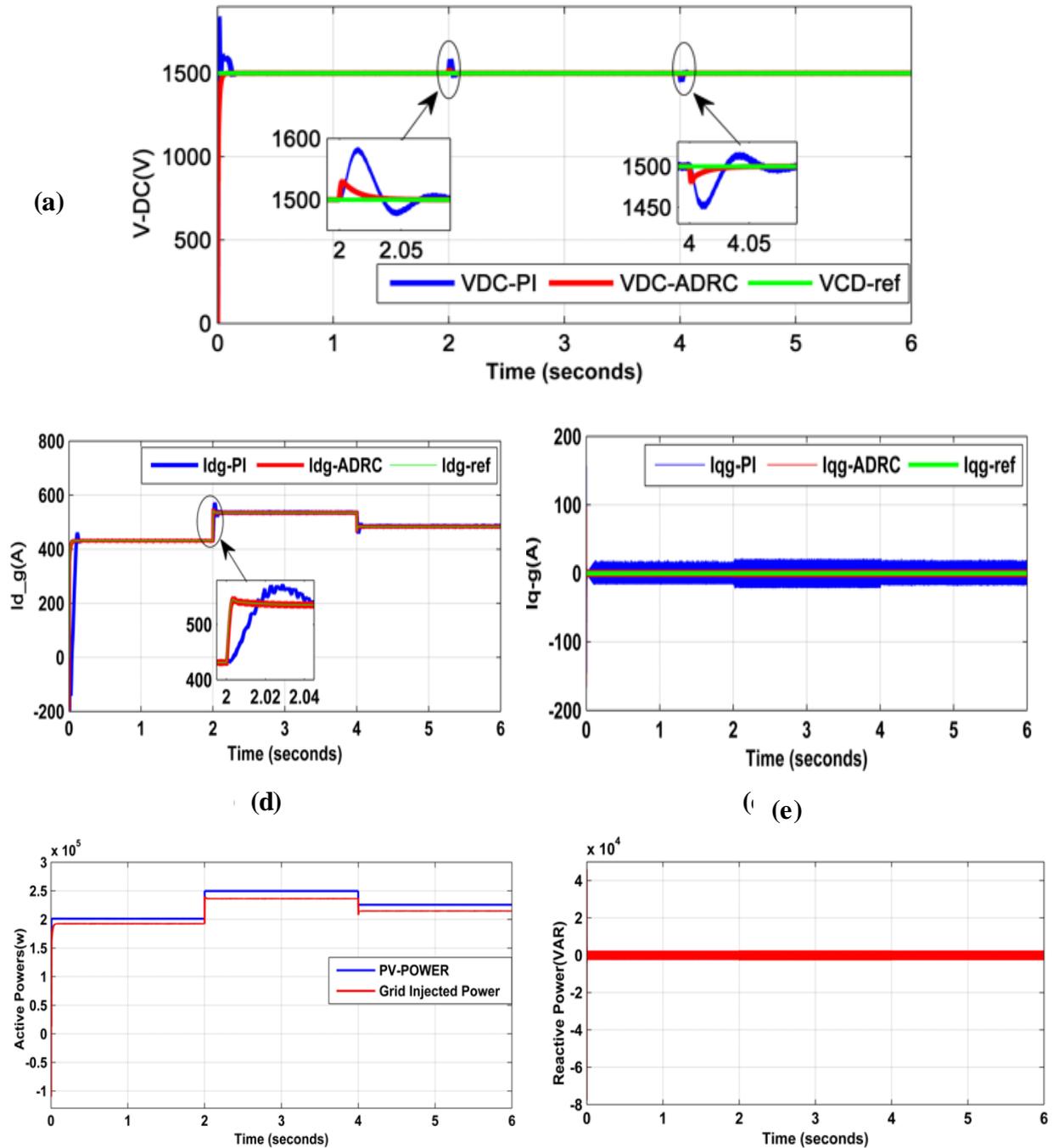


Figure 4.24 (a) : Régulation de la tension du Vdc, (b), Régulation du courant Idg, (c) Régulation du courant Iqg, (d) Puissance active, (e) réactive injectée dans le réseau électrique

La figure 4.25 présente le courant injecté, montrant une nature sinusoïdale avec une période de 0,02 secondes, équivalente à la fréquence du réseau de 50 Hz et les résultats de l'analyse spectrale du courant de phase du réseau démontrent que le contrôle ADRC assure une amélioration de la qualité de la forme d'onde du courant réseau.

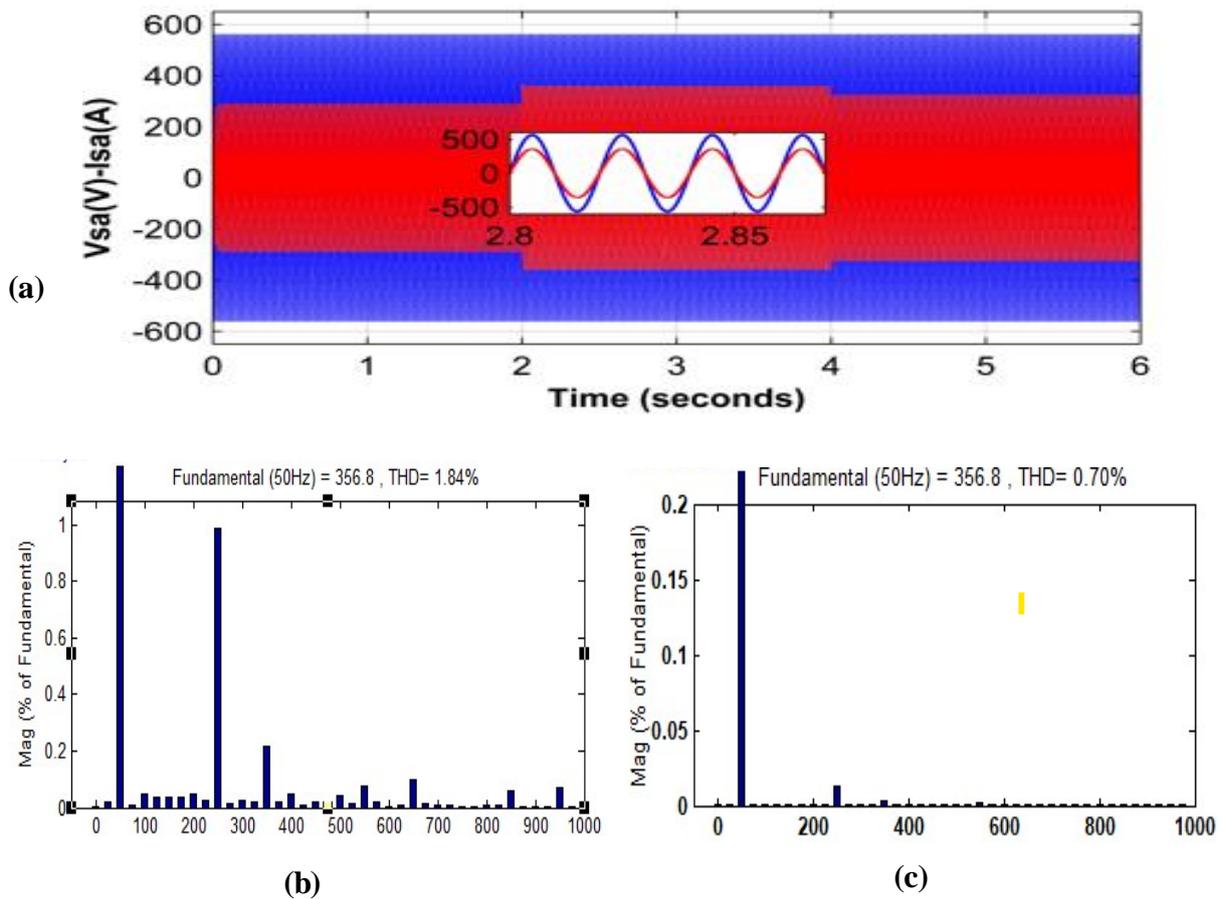


Figure 4.25 (a) tension et courant de la phase a coté réseau Analyse FFT du courant de réseau (b) Contrôle (PI), (c) Contrôle AD

4.4 Contrôle d'un système de conversion d'énergie hybride PV-éolien connecte au réseau

Le système de conversion hybride proposé dans cette section est illustré dans la Figure.4.26, il consiste en une éolienne à entraînement direct et à vitesse variable basée sur un générateur synchrone (GSRB), un système photovoltaïque, un hacheur DC/DC, un bus commun DC, un convertisseur DC/AC et un onduleur d'interfaçage avec le réseau via un filtre RL. Le système PV est contrôlé par le hacheur élévateur afin de suivre le point de puissance maximale en utilisant la technique MPPT. Le système éolien est aussi contrôlé par un convertisseur AC/DC afin d'extraire la puissance aérodynamique maximale du vent. Ces deux sources d'énergie sont connectées en parallèle avec une liaison commune DC par l'intermédiaire de leurs convertisseurs individuels, où un onduleur de source de tension utilisé pour assurer l'injection de l'énergie totale produite dans le réseau tout en maintenant un facteur de puissance unitaire.

- La technique OTC-MPPT basé sur BACKSTEPPING est utilisée pour contrôler le convertisseur AC/DC côté machine afin d'assurer l'extraction du maximum de puissance.

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

- La technique VPO-MPPT basé sur STSMC est utilisée pour contrôler le hacheur DC/DC éleveur en assurant le suivi du point de puissance maximale.
- La commande VOC basée sur l'ADRC linéaire est utilisée pour contrôler la tension du bus continu et aussi la régulation des puissances active et réactive injectées dans le réseau électrique

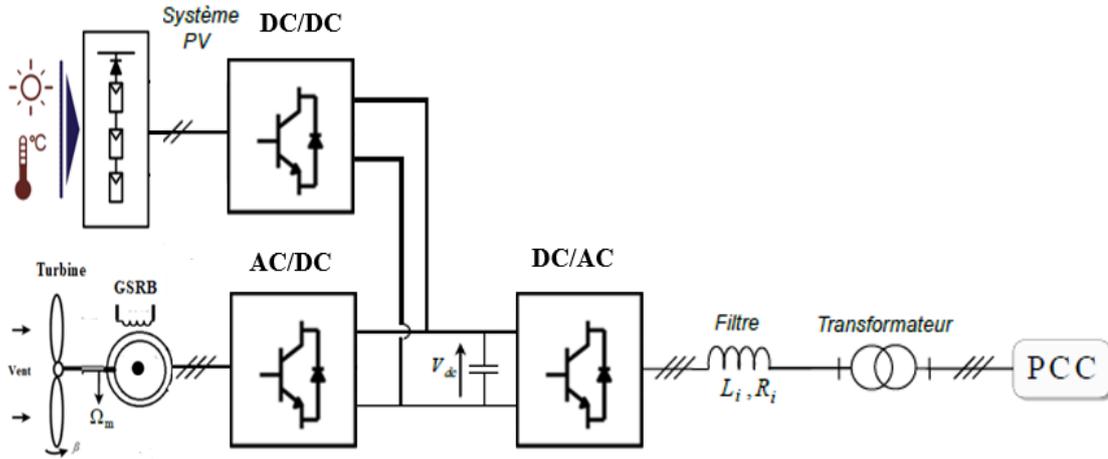


Figure 4.26 Système de conversion hybride PV/éolien connecté au réseau électrique

4.4.1. Contrôle de la tension du bus Continu par l'ADRC

La puissance au borne du condensateur du bus continu C peut être exprimée par :

$$P_{dc} = V_{dc} (i_{pv} + i_{eol} - i_{on}) \quad 4.71$$

Et on a :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} (i_{pv} + i_{eol} - i_{on}) \quad 4.72$$

En remplaçant (4.70) dans (4.71), on obtient :

$$P_{dc} = CV_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} \quad 4.73$$

Si toutes les pertes dans le filtre, dans les convertisseurs d'électroniques de puissance et dans le condensateur sont négligées, les puissances échangées sur le bus continu sont exprimées par :

$$P_{dc} = p_s + p_{pv} - p_g \quad 4.74$$

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

Où P_s , P_{pv} et P_g sont respectivement les puissances du GSRB, du système PV et du réseau.

En tenant compte des équations (IV.51)-(IV.54), la tension du bus continu peut être exprimée par :

$$CV_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = V_{dc} (i_{eol} + i_{pv}) - \frac{3}{2} v_{dg} i_{dg} \quad 4.75$$

Ou :

$$\frac{dV_{dc}^2}{dt} = \frac{2V_{dc}}{C} (i_{eol} + i_{pv}) - \frac{3}{C} v_{dg} i_{dg} \quad 4.76$$

Et on pose $X = V_{dc}^2$:

$$\frac{dX}{dt} = \frac{2\sqrt{X}}{C} (i_{eol} + i_{pv}) - \frac{3}{C} v_{dg} i_{dg} \quad 4.77$$

Cette expression correspond à la forme canonique de l'ADRC, donc le régulateur ADRC pour la boucle externe de tension du continu peut être conçu comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} f_{V_{dc}}(\cdot) = \frac{2\sqrt{X}}{C} (i_{eol} + i_{pv}) + \Delta \left(-\frac{3}{C} v_{dg} \right) \\ b_{0_{V_{dc}}} = -\frac{3}{C} v_{dg} \\ u_{V_{dc}} = i_{dg} \end{array} \right. \quad 4.78$$

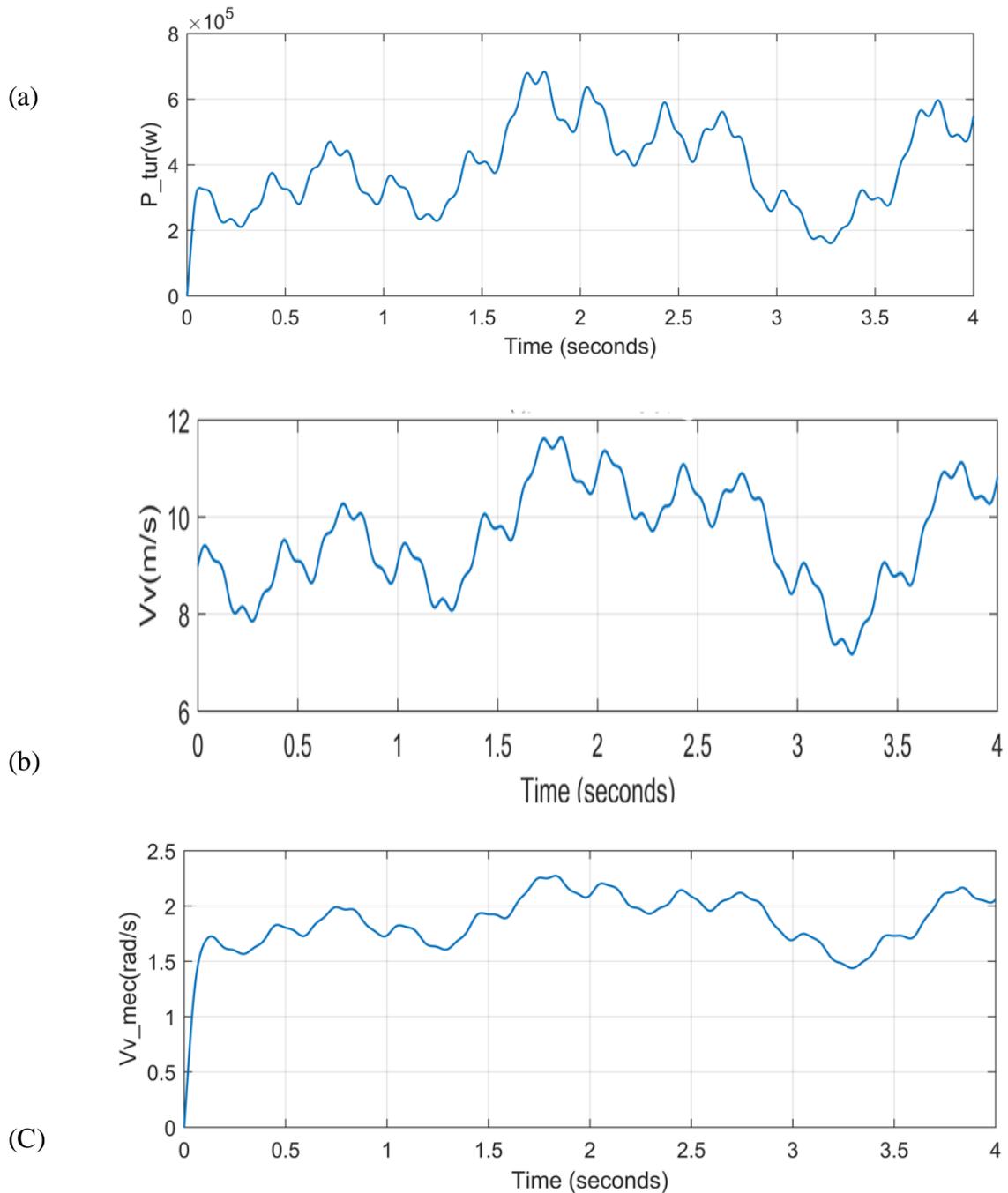
4.4.2. Simulation et Résultats

Pour évaluer les performances réelles du système hybride, une simulation détaillée a été menée dans l'environnement MATLAB/Simulink. Le modèle numérique, qui reprend la structure complète du système (Figure 4.26), a permis d'analyser le comportement dynamique du système face à différentes conditions de fonctionnement. Les paramètres de simulation, issus des données réelles et des spécifications des composants, sont présentés en annexe

Deux tests de simulation ont été réalisés pour valider l'efficacité de la technique de commande proposée, le test de suivi et le test de robustesse. Dans le test de suivi un profil de vitesse de vent variable a été appliqué au système de conversion éolienne et de même un profil d'irradiation en escalier a été appliqué au système de conversion photovoltaïque afin de visualiser leurs réponses dans le cas du changement des conditions climatiques. Dans le test de robustesse, une variation des paramètres internes de la GSRB est introduite pour montrer l'effet de rejet de perturbation par le régulateur ADRC, une comparaison avec le contrôleur PI est donné

4.4.2.1 Test de poursuite

Le profil de la vitesse du vent appliqué est illustré à la Figure. 4.27(a). Les résultats de simulations de la stratégie proposée pour le système éolien sont présentés ci-dessous.



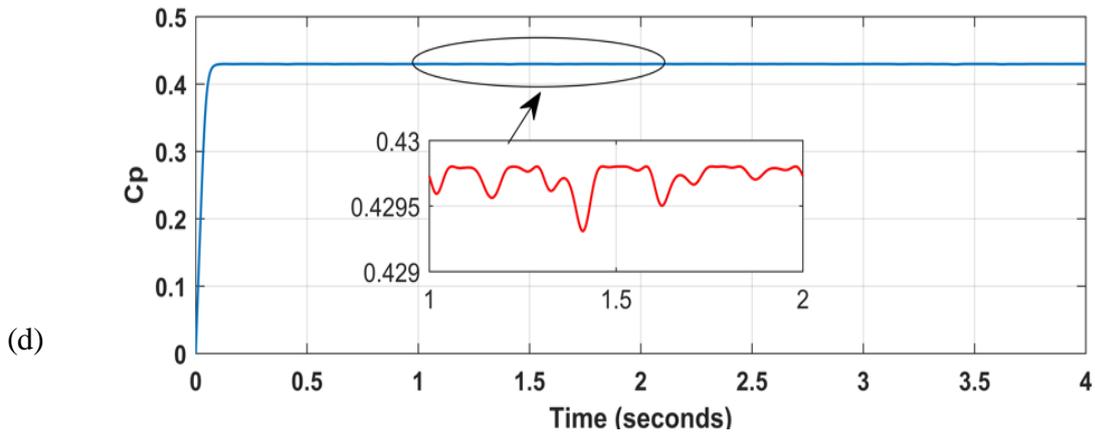


Figure 4.27 (a) : Le profil de la vitesse du vent appliqué, (b) : La vitesse de rotation mécanique de la turbine, (c) : Puissance aérodynamique extraite, (d) : Coefficient de puissance C_p

Comme on peut le remarquer dans les figures 4.27(b) et 4.27(c), la vitesse mécanique et la puissance aérodynamique extraite prennent la même forme que le profil du vent, et il est également montré dans la Figure 4.27.10(d) que le coefficient de puissance a été maintenu à sa valeur optimale ($C_p \text{ max} = 0.43$), ce qui montre l'efficacité de la stratégie MPPT en termes d'extraction de puissance maximale.

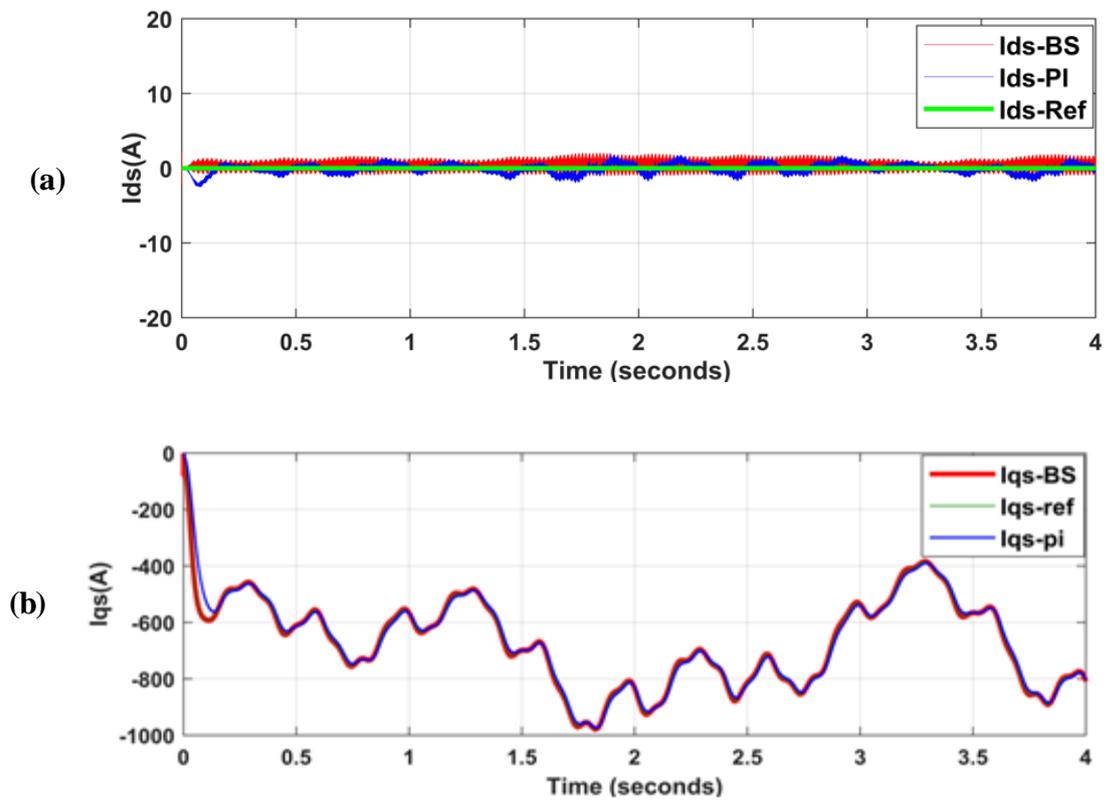
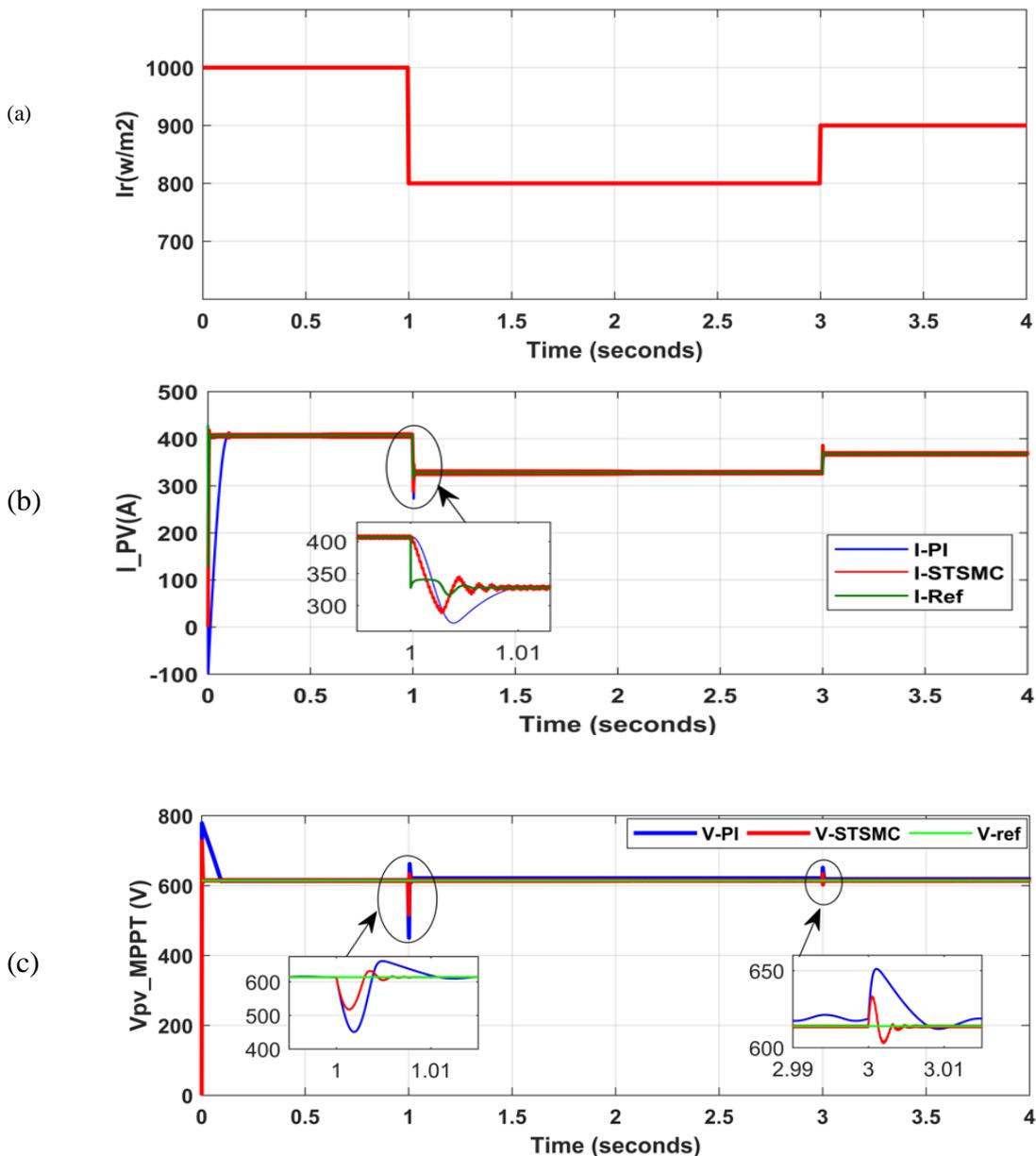


Figure 4.28 (a) : Régulation du courant I_{ds} , (b) : Régulation du courant I_{qs}

Chapitre IV : Commande de puissance des systèmes de production photovoltaïques Et Eoliens

La réponse des régulateurs ADRC montre de bonnes caractéristiques de suivi comme illustré dans les figures 4.28(a) et 4.28(b) où le courant de l'axe direct i_{ds} a été maintenu à zéro et le courant de l'axe en quadrature i_{qs} respectivement, suivent leurs références.

Pour la chaîne de conversion photovoltaïque, le profil d'irradiation appliqué est illustré à la Figure 4.29(a) et les résultats correspondants sont présentés dans les figures 4.29(b)-(c) et (d). On peut voir que le générateur photovoltaïque est capable de fournir une puissance maximale de 2.5 kW à 1000 W / m^2 . La puissance générée à l'aide d'une comparaison entre deux contrôleurs à savoir une classique P&O et une robuste STSMC montre bien la supériorité de la deuxième en terme de stabilité et de précision. On peut également montrer que la tension V_{pv} est d'environ 614 V. Cependant, le courant de sortie maximal I_{pv} dépend fortement de la variation de l'éclairement solaire.



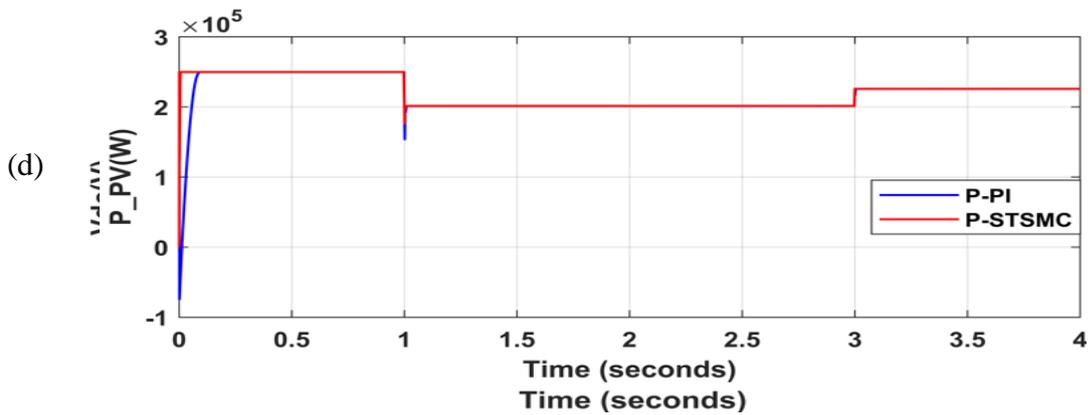
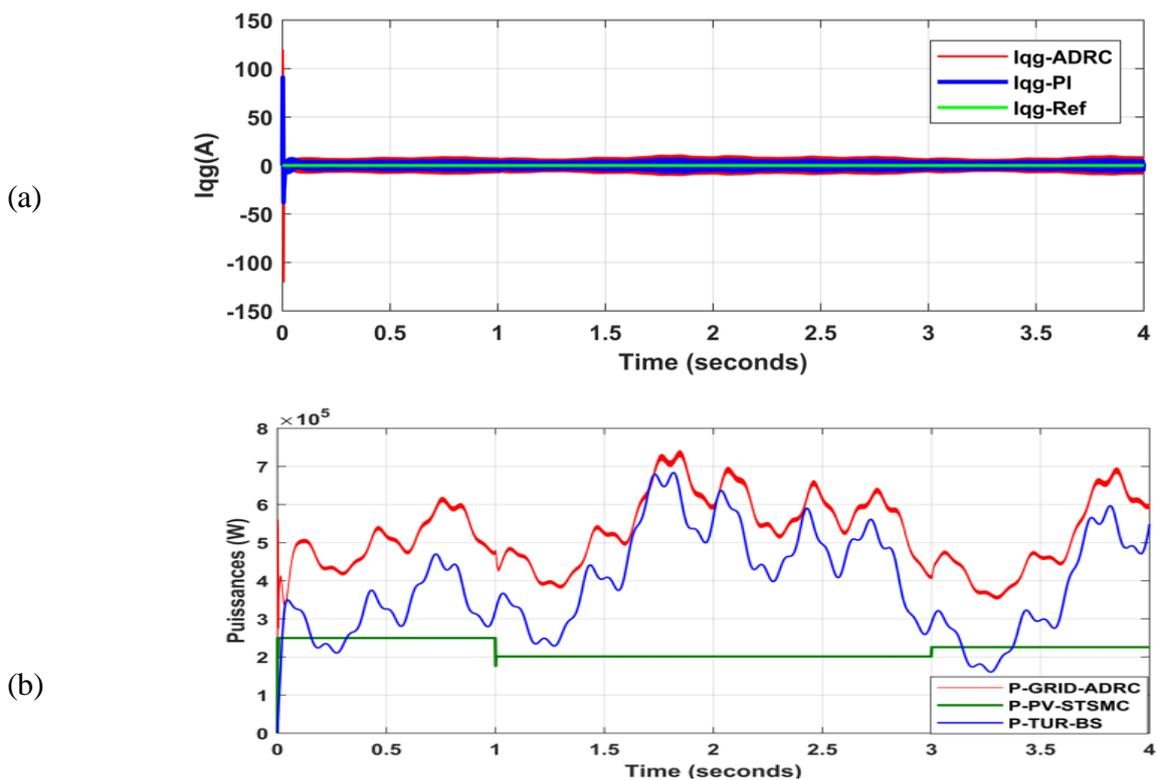


Figure 4.29 (a) : Profil d'irradiation appliqué au système PV, (b) : Régulation du courant IL, (c) : Régulation de la tension du Vpv, (d) : Puissance extraite par le système PV

Les résultats du contrôle du convertisseur côté réseau sont illustrés dans les figures 4.30. La Figure. 4.30 (a) montre que la tension du bus continu Vdc est maintenue à sa référence avec quelques fluctuations qui sont dues à la nature stochastique de la vitesse du vent. Les figures 4.30 (b) et (c) montrent également que l'ADRC linéaire régule bien les courants du réseau et qu'ils suivent leurs références. Le contrôle des puissances active et réactive est également assuré, comme le montre la Figure. 4.30 : (d) et (e), où la puissance active extraite par le système hybride est injectée dans le réseau et la puissance réactive a été fixée à zéro pour assurer un facteur de puissance unitaire.



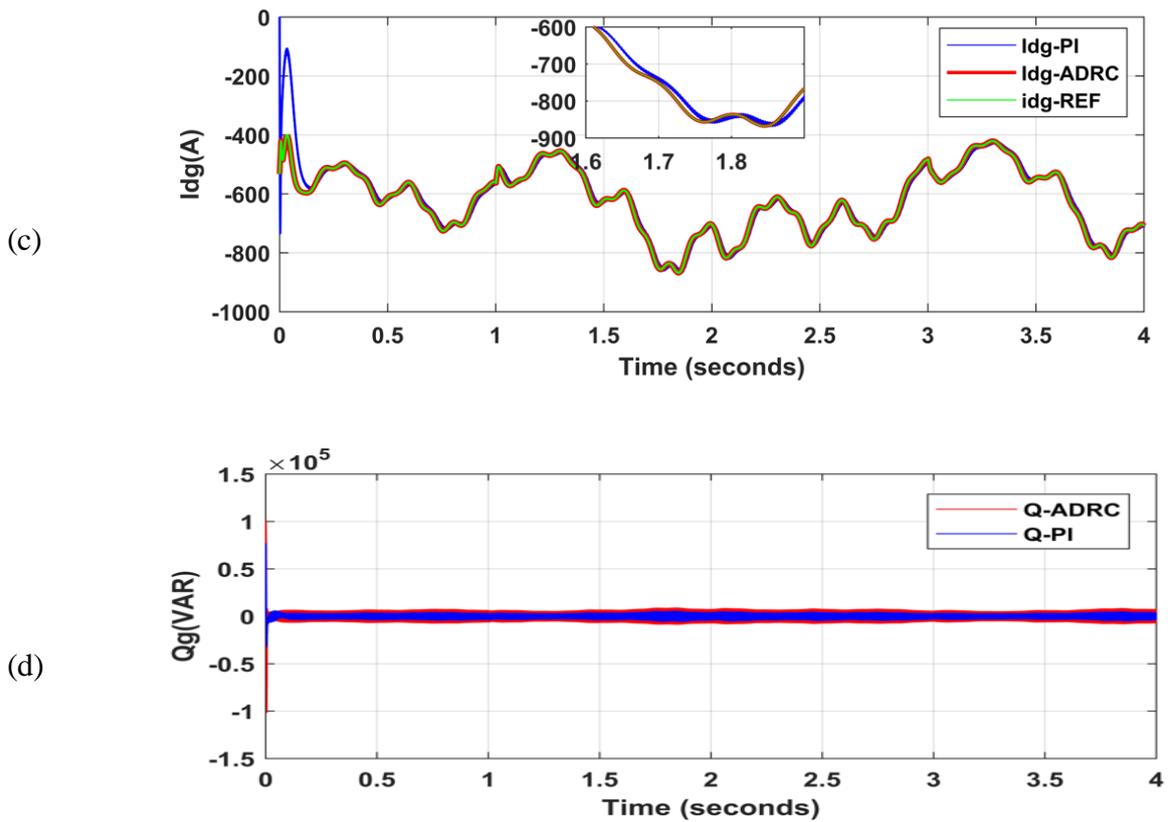
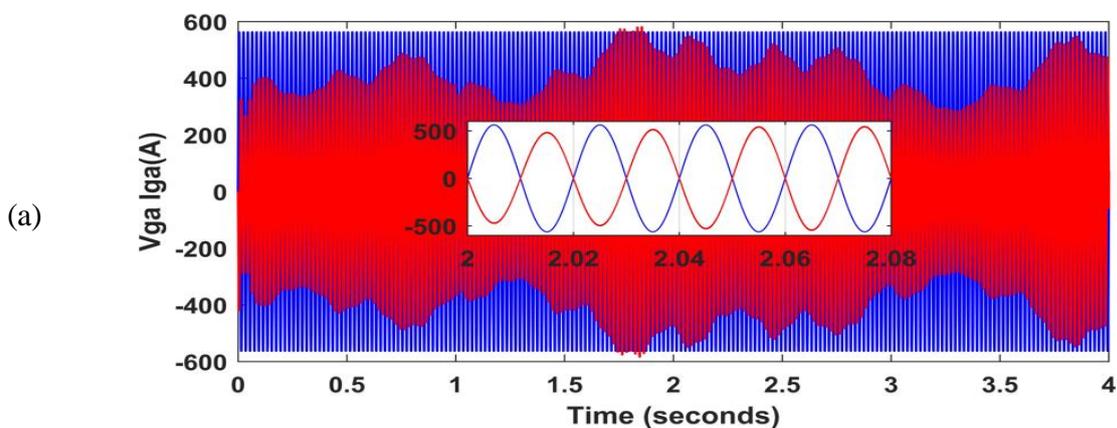


Figure 4.30 (a) : Régulation de la tension du bus continu, (b) : Régulation du courant Idg, (c) : Régulation du courant Iqg (d) Puissance active et réactive injecte au réseau

La figure 4.31 (a) montre à la fois le courant et la tension de la phase (a) au point de connexion avec le réseau électrique. Il est important de souligner que la période de ces signaux est également de 0,02 secondes, ce qui confirme une fréquence de 50 Hz. Ces résultats démontrent que le contrôleur assure non seulement une bonne synchronisation avec le réseau, mais contribue aussi à une meilleure qualité des signaux injectés, essentielle pour la stabilité et la performance du système global. figure 4.31 (b) et (c)



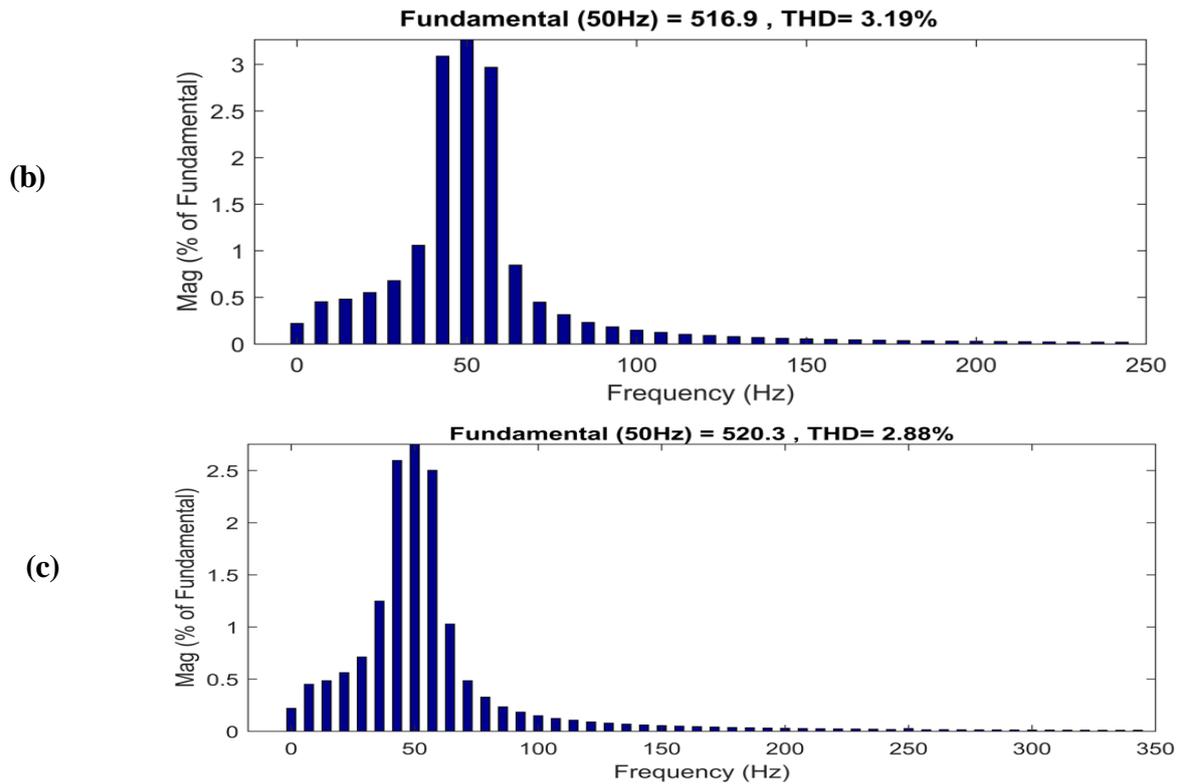


Figure 4.31 (a) tension et courant de la phase a coté réseau Analyse FFT du courant de réseau (b) Contrôle (PI), (c) Contrôle ADRC

4.5 Conclusion

Les contrôleurs ont été proposés développés afin de poursuivre le point de puissance maximale, La synthèse de chaque régulateur est achevée en assurant les trois objectifs susmentionnés. Les résultats de simulation sous Matlab/Simulink prouvent que les contrôleurs Backstepping et STSMC garantissent une performance satisfaisante ainsi qu'une bonne efficacité même avec des changements climatiques en comparaison à la commande PI. Le contrôle des puissances active et réactive a été obtenu en régulant la tension du bus DC et en contrôlant les courants du réseau en fonction de leurs références. Les résultats ont démontré que la stratégie de contrôle suggérée ADRC est efficace en termes de suivi rapide et de robustesse interne et externe vis-à-vis la commande PI.

Le système hybride proposé a été testé à l'aide de différentes stratégies de contrôle en évaluant les performances suivantes; la puissance maximale est extraite de sources d'énergie renouvelables, la tension du bus DC est maintenue à un niveau constant, la puissance réactive injectée dans le réseau est mise à zéro afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire. Tous les résultats présentés vérifient l'utilité des techniques proposées de système hybride PV-éolien

Conclusion générale

L'objectif général de cette thèse était de concevoir un système hybride renouvelable combinant entre un champ photovoltaïque et l'éolienne. Ce système est doté de plusieurs stratégies de commande (PI, PO, Backstepping, STSMC et ADRC,) afin de contrôler et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique injecté au réseau électrique.

En premier lieu, nous avons exposé un état de l'art sur les énergies renouvelables, et plus particulièrement sur l'énergie éolienne, l'énergie photovoltaïque, et le système hybride de production de l'électricité. A la lumière de l'étude bibliographique, nous avons pu proposer une structure du système hybride connecté au réseau dédié aux applications résidentielles.

Par la suite, nous avons présenté une modélisation du côté générateur photovoltaïque accompagnée une étude comparative de la commande suivie du point maximal de puissance - super twin sliding mode (MPPT-STSMC) et la méthode de perturbation et d'observation (P&O). L'objectif était de maximiser la puissance, de réguler le bus continu et d'assurer un facteur de puissance unitaire. Les résultats obtenus à partir des simulations sous Matlab/Simulink démontrent clairement l'efficacité appréciable de la commande robuste non linéaire.

Une modélisation du système éolien connecté au réseau à l'aide d'un onduleur triphasé assurant les mêmes objectifs énergétiques que le système PV est simulé sous l'environnement Matlab. Deux stratégies de commandes à savoir Backstepping- rejet des perturbations active (ADRC) et PI ont été comparées dans le but de contrôler les convertisseurs coté machine et coté réseau. Respectivement, le contrôle du premier convertisseur permet de maximiser la puissance en adaptant la vitesse de rotation du machine synchrone a rotor bobiné (MSRB) à la vitesse du vent. Alors que le contrôle du deuxième permet de réguler la tension du bus continu afin de délivrer des courants au réseau en fonction de leurs références. Pour prouver sa robustesse, une simulation est établie en appliquant des variations aux paramètres de la machine.

Les deux chaînes ont ensuite été combinées pour former un système hybride. Ce système a été testé et simulé en utilisant plusieurs stratégies de contrôle, notamment l'ADRC, le régulateur PI et le régulateur PO. L'étude comparative a révélé que la commande ADRC se distingue par une plus grande indépendance face aux variations du système, contrairement au régulateur PI classique, qui est plus sensible aux changements.

L'ensemble de ces travaux pourrait être poursuivi par des perspectives de recherche pouvant contribuer à l'amélioration de cette chaîne de conversion. En premier lieu, notre système hybride peut participer à la régulation de la fréquence du réseau électrique en injectant la puissance active. Ainsi que, la haute pénétration de ce système peut nuire au réseau électrique d'où la nécessité de le déconnecter d'une manière intelligente en adoptant les méthodes de contrôle par exemple, contrôle de statisme, contrôle prédictif du modèle, systèmes multi-agents. On peut aussi l'améliorer en ajoutant des outils de protection en cas de défaut dans le réseau électrique. En second lieu, L'utilisation des systèmes de stockage hybride basé sur les supercondensateurs.

Nous pouvons dresser aussi des autres perspectives à savoir la validation expérimentale d'un système hybride d'énergie électrique et la proposition des algorithmes de gestion du système hybride

Annexes

Annexe A: Transformation de Clark et de Park

Les transformations de Clarke et de Park sont essentielles pour la mise en oeuvre des méthodes de contrôle vectorielle. Fondamentalement, la transformation de Clarke convertit les quantités stationnaires (abc) en quantités ($\alpha - \beta$). Alors que la transformation de Park convertit les quantités ($\alpha - \beta$) en quantités rotatives (d - q).

A.1 Transformation de Clark

L'idée de base de la théorie des deux circuits repose sur le fait que, pour toute machine alternative polyphasée, le principe de fonctionnement est le même : le rotor interagit avec le champ magnétique tournant créé par le stator pour générer un couple qui permet au rotor de commencer à tourner. Il est donc nécessaire de représenter les variables de rotation (champ et flux magnétique, puis courant et tension électriques) sous forme de vecteurs dans un repère orthogonale (α, β) ou au repère tournant (d, q) comme illustré dans la Figure A.1.

Mathématiquement, le passage d'un repère polyphasé fixe à un repère biphasé se fait en projetant la résultante de la variable désirée (flux, courant, etc.) sur un système à 2 axes. Ensuite, le passage d'un repère biphasé à un autre se fait par une rotation $P(\theta)$, où θ est l'angle entre les deux repères :

$$P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad \text{A.1}$$

Le passage du système triphasé (fabc) à un système biphasé fixe ($f_{\alpha, \beta}$) (Figure A.1) est possible par la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} f_{\alpha} \\ f_{\beta} \end{bmatrix} = \left(\frac{2}{3}\right)^n \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad \text{A.2}$$

Selon la valeur de n, il existe deux grands types de transformations :

- La transformation de Clarke, notée C_{32} , pour $n = 1$:

$$f_{\alpha, \beta} = C_{32} f_{abc} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad \text{A.3}$$

Elle conserve l'amplitude des grandeurs transformées mais pas la puissance

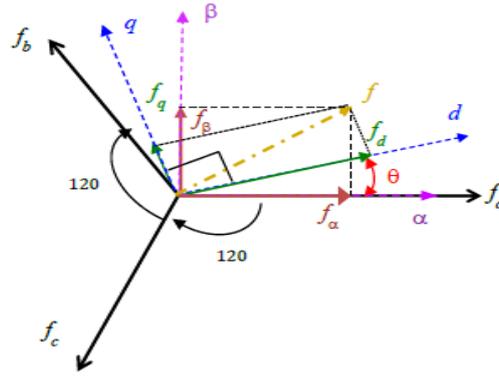


Figure A.1 – Transformation du système triphasé dans les repères fixes et tournants

- La transformation de Clarke, notée T32, pour n = 0.5 :

$$f_{\alpha, \beta} = T_{32} f_{abc} = \left(\frac{2}{3}\right)^{\frac{1}{2}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad \text{A.4}$$

Elle conserve la puissance mais pas l'amplitude des grandeurs transformées.

Il est évident, d'après la figure A.1, que la quantité physique résultante de la représentation $(\alpha - \beta)$ est :

$$f = \sqrt{f_{\alpha}^2 + f_{\beta}^2} \quad \text{A.5}$$

La transformation de Park a été largement utilisée pour le passage du repère fixe $(\alpha - \beta)$ au repère tournant $(d - q)$. La matrice de Park $P(\theta)$ est donc utilisée dans ce cas :

$$\begin{bmatrix} f_{\alpha} \\ f_{\beta} \end{bmatrix} = P(\theta) \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} \quad \text{A.6}$$

$$\begin{bmatrix} f_{\alpha} \\ f_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} \quad \text{A.7}$$

A partir des équations A.3 et A.7, on obtient :

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad \text{A.8}$$

Annexe B : Paramètres de simulations

B.1 Les paramètres utilisés pour le système photovoltaïque

- La puissance nominale du système PV : $P = 250\text{KW}$,
- La puissance nominale d'un panneau PV : $P = 255\text{W}$,
- La Tension de circuit ouvert du panneau PV : $V_{oc} = 37,94\text{V}$,
- Le Courant de court-circuit du panneau PV : $I_{sc} = 8,76\text{A}$,
- La tension MPP du panneau PV : $V_{mpp} = 30,71$,
- Le courant MPP du panneau PV : $I_{mpp} = 8,37\text{A}$,
- Le nombre par chaîne de panneaux connectés en série : $N_s = 20$,
- Le nombre de chaînes de panneaux PV : $N_p = 39$.

B.2 Les paramètres utilisés pour le système éolien

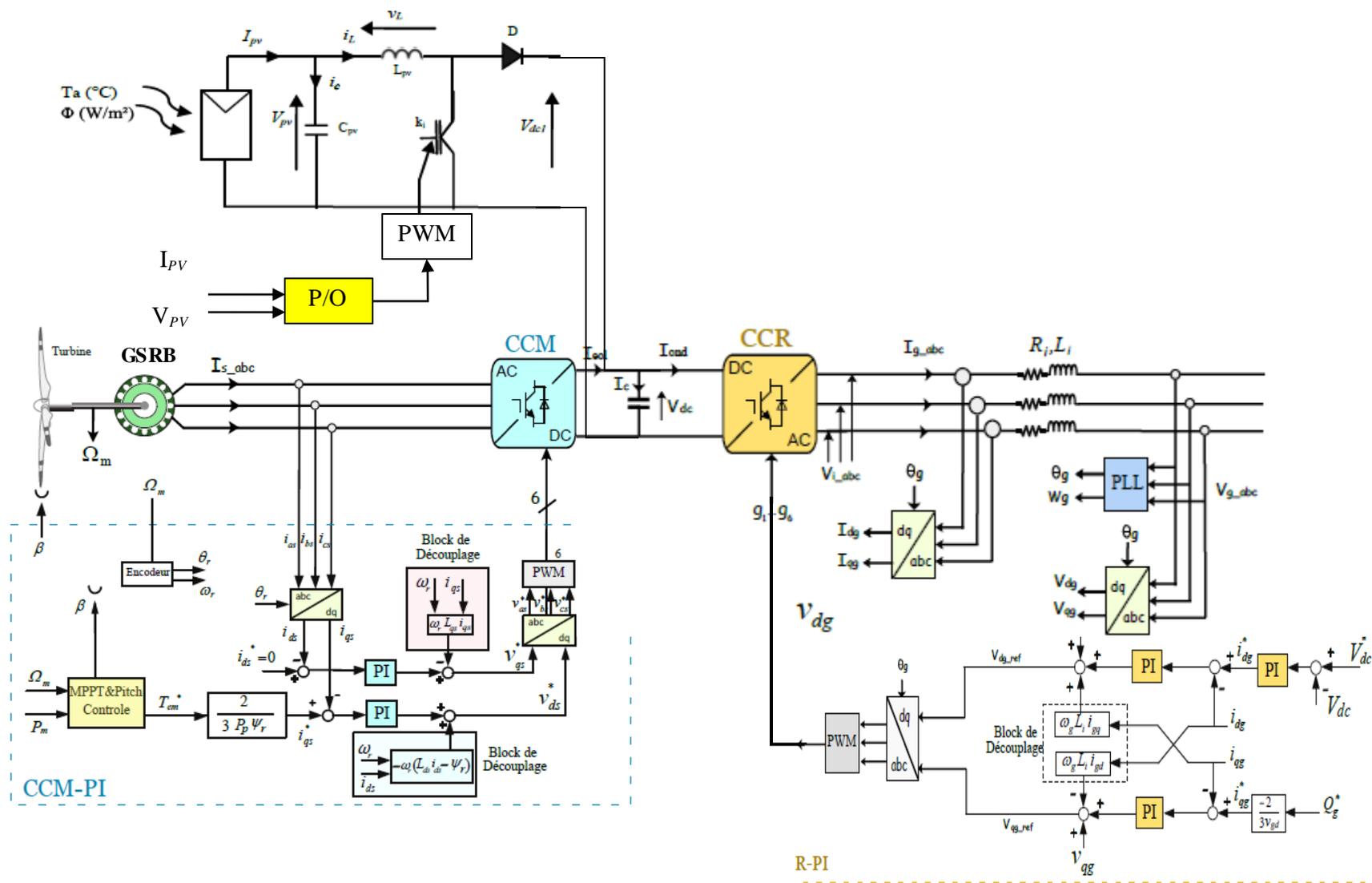
- Le Rayon: $R = 24\text{ m}$,
- La Vitesse nominale du vent : $V_v = 12\text{ m/s}$,
- L'inertie totale de la transmission mécanique : $J_T = 105\text{ kg.m}$,
- Le Coefficient de puissance maximale : $C_{pmax} = 0,48$,
- Le Ratio spécifique de vitesse optimale : $\lambda_{opt} = 8,1$,
- La Puissance nominale : $P_n = 750\text{ kW}$,
- Stator resistance: $R_s = 0.022\ \Omega$
- Stator inductance: $L_d = 12.18 \times 10^{-3}\text{ mH}$ $L_q = 8.53 \times 10^{-3}\text{ mH}$
- Pair poles: $P = 30$

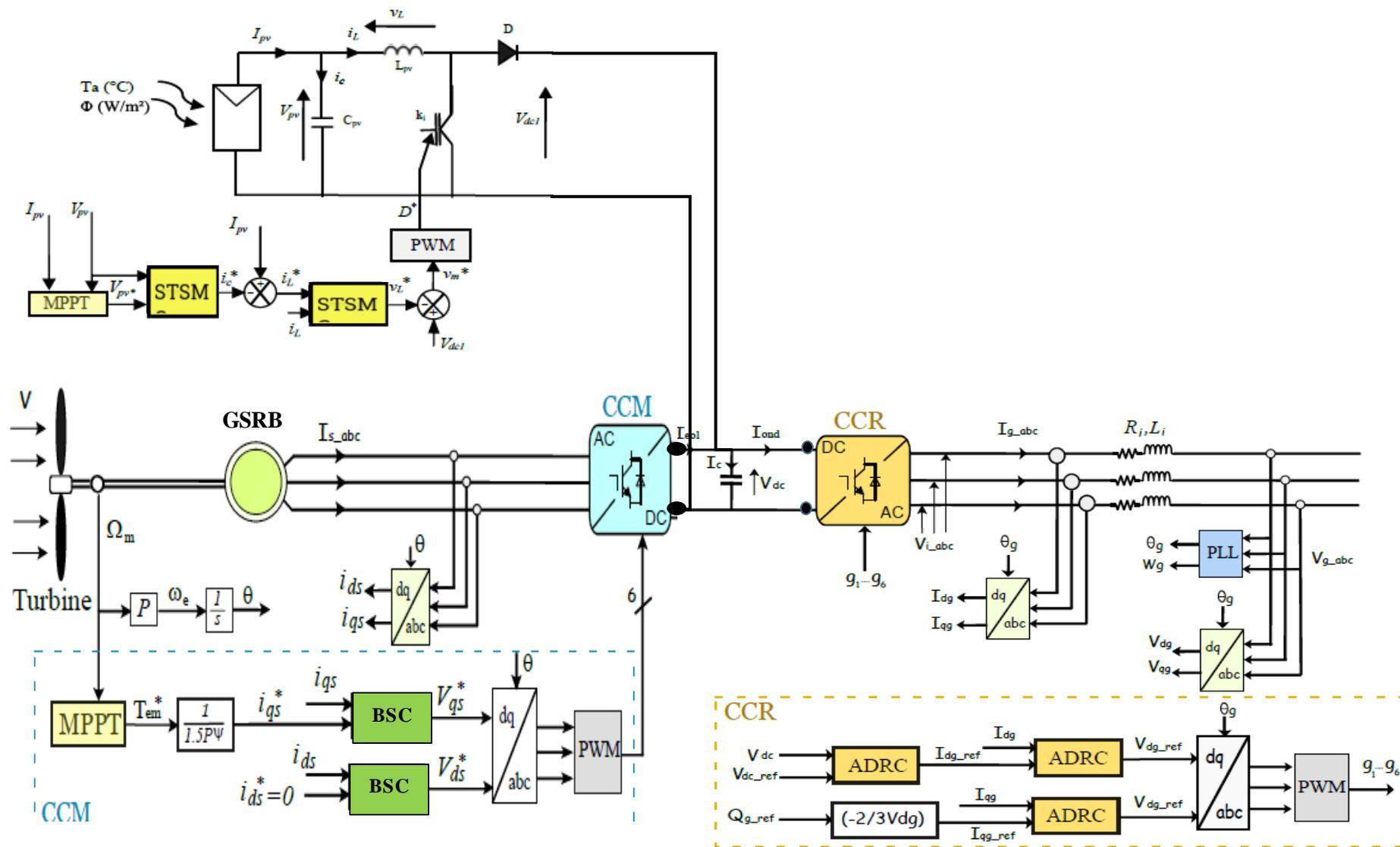
B.3 Les paramètres coté réseau du système hybride

- La Tension du bus continu $V_{dc} = 1500\text{ V}$,
- Le Condensateur du bus continu : $C = 20000 \times 10^{-6}\text{ F}$,
- La Résistance du filtre : $R_f = 0.0001\ \Omega$,
- L'inductance du filtre : $R_f = 1 \times 10^{-3}\text{ H}$.

B.4 Les paramètres des régulateurs ADRC pour le système hybride

- La Boucle de tension PV : ($K_{pVPV} = 60$; ; $\beta_{01_VPV} = 480$; ; $\beta_{02_VPV} = 57600$),
- La Boucle de courant PV : ($K_{piL} = 300$; ; $\beta_{01_iL} = 2400$; ; $\beta_{02_iL} = 1440000$),
- La Boucle de courant éolien : ($K_{pis} = 300$; ; $\beta_{01_is} = 2400$; ; $\beta_{02_is} = 1440000$),
- La Boucle de tension du bus continu ($K_{pVdc} = 60$; ; $\beta_{01_Vdc} = 480$; ; $\beta_{02_Vdc} = 57600$),
- La Boucle de courant du filtre ($K_{pi f} = 300$; ; $\beta_{01_i f} = 2400$; ; $\beta_{02_i f} = 1440000$).





Références bibliographiques

- [1] Schandl, H., Hatfield-Dodds, S., Wiedmann, T., et al. (2016). Decoupling global environmental pressure and economic growth: Scenarios for energy use, materials use and carbon emissions. *Journal of Cleaner Production*, volume 132, pp 45-56
- [2] Khare, V., Nema, S., & Baredar, P. (2016). Solar-wind hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V58, pp 23-33.
- [3] Kabalci, E. (2013). Design and analysis of a hybrid renewable energy plant with solar and wind power. *Energy Conversion and Management*, V 72, pp 51-59.
- [4] Borazjani, P., Wahab, N. I. A., & Hizam, H. B. (2014). A review on microgrid control techniques. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA)* (pp. 749-753). IEEE.
- [5] Badal, F. R., Das, P., Sarker, S. K., et al. (2019). A survey on control issues in renewable energy integration and microgrid. *Protection and Control of Modern Power Systems*, V4(1), pp 1-27.
- [6] Majumder, R. (2013). Some aspects of stability in microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, V 28(3), pp 3243-3252.
- [7] Kumar, V., Pandey, A. S., & Sinha, S. K. (2016). Grid integration and power quality issues of wind and solar energy system: A review. In *2016 International Conference on Emerging Trends in Electrical Electronics & Sustainable Energy Systems (ICETEESES)* (pp. 71-80). IEEE.
- [8] Aboudrar, I., El Hani, S., Heyine, M. S., & Naseri, N. (2019). Dynamic modeling and robust control by ADRC of grid-connected hybrid PV-wind energy conversion system. *Mathematical Problems in Engineering*, V 2019(1), pp 8362921.
- [9] Zhou, J., & Wen, C. (2008). Adaptive backstepping control. Springer Berlin Heidelberg.
- [10] Ahmed, T. A. H. R. I. (2018). Contribution à l'identification et à la commande robuste des génératrices synchrones à aimants permanents associées aux générateurs éoliens (thèse de doctorat, Université Ibn Khaldoun-Tiaret).
- [11] Perruquetti, W., & Barbot, J. P. (Éds.). (2002). Sliding mode control in engineering (Vol. 11). New York, NY : Marcel Dekker..
- [12] Mansour, N. (2011). Adoption d'énergies renouvelables et volonté de payer pour les biens environnementaux. Conférence économique africaine. www.afdb.org.
- [13] Ackermann, T., et al. (2005). Wind power in power systems (Vol. 140). Wiley Online Library.

Annexes

- [14] Sabonnadiere, J.-C. (2006). Nouvelles technologies de l'énergie : les énergies renouvelables. Hermes Science Publications.
- [15] Freris, L., & Infield, D. (2009). Les énergies renouvelables pour la production d'électricité. Dunod.
- [16] Louazene, M. L. (2015). Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes – Application zone de Ouargla thèse de doctorat Université de Batna 2 Algérie.
- [17] Observ'ER, l'Observatoire des Energies Renouvelables. (2013). La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde. Quinzième Inventaire Edition
- [18] Statistical Review of World Energy 2023. (2023). www.connaissancedesenergies.org.
- [19] Energies renouvelables et efficacité énergétique. (n.d.). www.energy.gov.dz.
- [20] Centre de Développement des Energies Renouvelables. (n.d.). www.cder.dz.
- [21] Hammouche, R. (1990). Atlas Vent de l'Algérie. Publication Interne de l'ONM, Office National de Météorologie, Alger.
- [22] Latreche, M. T. (2018). Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien thèse de doctorat université de Setif. Algérie
- [23] Poitiers, F. (2003). Étude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne thèse de doctorat, École polytechnique de l'Université de Nantes France.
- [24] Lignarolo, L. E. M., Ragni, D., Krishnaswami, C., Chen, Q., Simão Ferreira, C. J., & van Bussel, G. J. W. (2014). Experimental analysis of the wake of a horizontal-axis wind-turbine model. *Renewable Energy*, V 70, pp 31–46.
- [25] Walker, J. F., & Jenkins, N. (1997). *Wind energy technology*. John Wiley & Sons, Inc.
- [26] Chaïba, A. (2010). Commande de la machine asynchrone à double alimentation par des techniques de l'intelligence artificielle thèse de doctorat , Université de Batna Algérie.
- [27] Francois, B., Robyns, B., De Jaeger, E., & Minne, F. (2005). Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension. *Revue REE*, V 5, pp 65-74.
- [28] Mesai, H. A. (2017). Commande de la machine asynchrone à double alimentation – apport des techniques de l'intelligence artificielle mémoire de Master. Université de Sidi-bel-Abbes Algérie.
- [29] El Aimani, S. (n.d.). Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension, thèse de doctorat Université des sciences et technologies de Lille (USTL) France.

Annexes

- [30] Adeline, M. (n.d.). Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne. www.totalenergies.fr.
- [31] Zidane, N. (2014). Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Énergies Renouvelables, mémoire de Magister. Université Farhat Abbas, Sétif Algérie.
- [32] Tapsoba, G. R. (2019). Maximisation du transfert de l'énergie d'un champ photovoltaïque tenant compte du phénomène d'ombrage partiel : connexion réseau électrique., mémoire de maîtrise, université de Quebec Canada.
- [33] Protin, L., & Astier, S. (n.d.). Convertisseurs photovoltaïques. Techniques de l'ingénieur Génie Electrique D3 360.
- [34] Gergaud, O. (n.d.). Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur., thèse de doctorat, École Normale Supérieure de Cachan France.
- [35] Bouraiou, A., Hamouda, M., Chaker, A., et al. (2015). Modeling and simulation of photovoltaic module and array based on one and two diode model using Matlab/Simulink. Energy Procedia, V 74, pp 864-877.
- [36] Jäger, K.-D., Isabella, O., Smets, A. H., van Swaaij, R. A., & Zeman, M. (2016). Solar Energy: Fundamentals, Technology and Systems. UIT Cambridge.
- [37] Vaïchemé, M. T. (2019). Modélisation et simulation d'un système de stockage intégré dans un micro-réseau autonome solaire-éolien, Mémoire de maîtrise, Université du Québec Canada.
- [38] Percebois, J. (2014). Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives. Cahier de recherche. n° 14.03.107.
- [39] Lazarov, V. D., Notton, G., Zarkov, Z., & Bochev, I. (2005). Hybrid power systems with renewable energy sources – types, structures, trends for research and development. In Proceedings of International Conference ELMA2005, Sofia, Bulgaria.
- [40] Quaschnig, V. (2005). Understanding Renewable Energy Systems. Earthscan, London • Sterling, VA
- [41] Multon, B. (n.d.). Production d'Énergie Électrique par Sources Renouvelables. Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique D4 005.
- [42] Saba, D. (n.d.). Modélisation Sémantique à base d'Agents pour la Gestion d'Énergie dans un Système Multi Sources à Énergie Renouvelable, thèse de doctorat, Université Kasdi Merbah Ouargla Algérie.
- [43] Upadhyay, S., & Sharma, M. P. (2014). A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, V 38, pp 47–63.

- [44] Wang, C., Nehrir, H., Lin, F., & Zhao, J. (2010). From hybrid energy systems to microgrids: Hybridization techniques, configuration, and control. In IEEE PES General Meeting, PES 2010.
- [45] Nowatzki, T., Ferris, M., Sankaralingam, K., Estan, C., Vaish, N., & Wood, D. (2013). Optimization and Mathematical Modeling in Computer Architecture. Synthesis Lectures on Computer Architecture, V 8, pp 1-144.
- [46] Khan, T., Yu, M., & Waseem, M. (2022). Review on recent optimization strategies for hybrid renewable energy system with hydrogen technologies: State of the art, trends and future directions. International Journal of Hydrogen Energy, V 47(60), pp 25155-25201.
- [47] Lévine, J. (2004). Analyse et commande des systèmes non linéaires. Centre Automatique et Systèmes, cours à l'École des Mines de Paris France.
- [48] Mahmoud, M. S., Alyazidi, N. M., & Abouheaf, M. I. (2017). Adaptive intelligent techniques for microgrid control systems: A survey. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, V 90, pp 292-305.
- [49] Khooban, M. H., & Niknam, T. (2015). A new intelligent online fuzzy tuning approach for multi-area load frequency control: Self Adaptive Modified Bat Algorithm. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, V 71, pp 254-261.
- [50] Tafficht, T. (2006). Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières Canada.
- [51] Khatib, T., Mohamed, A., & Sopian, K. (2013). A review of photovoltaic systems size optimization techniques. Renewable and Sustainable Energy Reviews, V 22, pp 454-465.
- [52] Belkaid, A. (2018). Conception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome thèse de doctorat, université de Setif Algérie.
- [53] Sharma, D. K., & Purohit, G. (2012, December). Advanced perturbation and observation (P&O) based maximum power point tracking (MPPT) of a solar photo-voltaic system. In 2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE) (pp. 1-5). IEEE.
- [54] Radwan, H., & Orabi, M. (2012). The non-ideality effect of optimizing the PO MPPT algorithm for PV stand-alone applications. In IEEE 34th International Conference on Telecommunications Energy (INTELEC).
- [55] Motsoeneng, P., Bamukunde, J., & Chowdhury, S. (2019). Comparison of perturb & observe and hill climbing MPPT schemes for PV plant under cloud cover and varying load. In 2019 10th International Renewable Energy Congress (IREC) (pp. 1-6). IEEE.

- [56] Zaimi, A. (2014). Optimisation de la commande d'une éolienne à base de machine synchrone à aimants permanents, mémoire d'ingénieur, Centre d'enseignement Cnam Maroc.
- [57] Nasiri, M., Milimonfared, J., & Fathi, S. H. (2014). Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines. *Energy Conversion and Management*, V 86, pp 892–900.
- [58] Jeong, H. G., Seung, R. H., & Lee, K. B. (2012). An improved maximum power point tracking method for wind power systems. *Energies*, V 5(5), pp 1339-1354.
- [59] Masoud, B. (2008). Modeling and controller design of a wind energy conversion system including a matrix converter PhD Thesis. University of Waterloo, Ontario, Canada.
- [60] Mirecki, A., Roboam, X., & Richardeau, F. (2004). Comparative study of maximum power strategy in wind turbines. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, V 2, pp 993–998.
- [61] Thongam, J. S., & Ouhrouche, M. (2011). MPPT control methods in wind energy conversion systems. In R. Carriveau (Ed.), *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power* (Ch. 15). IntechOpen, pp339-360.
- [62] Han, J. (2009). From PID to active disturbance rejection control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V 56(3), pp 900–906.
- [63] Laghridat, H., Essadki, A., & Nasser, T. (2019). Comparative analysis between PI and linear-ADRC control of a grid connected variable speed wind energy conversion system based on a squirrel cage induction generator. *Mathematical Problems in Engineering*, Volume 2019, pp 1-16,.
- [64] Song, J., Wang, L., & Cai, G. (2017). Nonlinear fractional order proportion-integral-derivative active disturbance rejection control method design for hypersonic vehicle. *Journal of aerospace engineering*, volume 30 issue 6, pp 381-390.
- [65] Guo, B., Bacha, S., & Almir, M. (2017). A review on ADRC based PMSM control designs. In *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (pp. 1747–1753). IEEE.
- [66] Herbst, G. (2013). A simulative study on active disturbance rejection control (ADRC) as a control tool for practitioners. *Electronics*, V 2(3), pp 246–279.
- [67] Zhou, R., & Tan, W. (2015). A generalized active disturbance rejection control approach for linear systems. In *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2015 IEEE 10th Conference on* (pp. 248–255). IEEE

Annexes

- [68] AOUDJEREGBA, H., & TAHOUR, A. (2024). A Robust Controller based on Backstepping-ADRC for WRSG Based Wind Turbine. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2024(3), pp 176-183.
- [69] Benaskeur, A. R. (2002). Aspects de l'application du backstepping adaptatif à la commande décentralisée des systèmes non linéaires, thèse de doctorat, Université de Laval Canada.
- [70] Kendouci, K. (2012). Contribution à la commande sans capteur mécanique d'une machine synchrone à aimants permanents, thèse de doctorat, Université d'Oran Algérie.
- [71] Saoudi, M. (2014). Contrôle par mode glissant d'ordre deux de la machine asynchrone thèse de doctorat, Université Mohamed Khider-Biskra.
- [72] Buhler, H. (1986). Réglage par mode de glissement (1st ed.). Presses Polytechniques et Universitaires Romandes.
- [73] Zouaoui, Y. (2018). Commande par mode glissant des courants statoriques de la machine asynchrone, thèse de doctorat, université de Setif Algérie.
- [74] Tamrbed, H., & Azarob, T. (2000). Réglage par mode glissant d'une machine asynchrone, mémoire de diplôme d'ingénieur, Université de Annaba.
- [75] Mahmoud, M. S., Alyazidi, N. M., & Abouheaf, M. I. (2017). Adaptive intelligent techniques for microgrid control systems: A survey. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, V 90, pp 292–305
- [76] Fan, L., Liu, P., Teng, H., Qiu, G., & Jiang, P. (2020). Design of LQR tracking controller combined with orthogonal collocation state planning for process optimal control. *IEEE Access*, V 8, pp 223905-223917.
- [77] Mishra, S., Mallesham, G., & Sekhar, P. C. (2013). Biogeography based optimal state feedback controller for frequency regulation of a smart microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, V 4(1), pp 628–637
- [78] Keshtkar, H., Mohammadi, F. D., & Ghorbani, J. (2014). Proposing an improved optimal LQR controller for frequency regulation of a smart microgrid in case of cyber intrusions. In *2014 IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)* (pp. 1–6). IEEE.
- [79] Sen, S., & Kumar, V. (2020). Decentralized output-feedback-based robust LQR V_f controller for PV-battery microgrid including generation uncertainties. *IEEE Systems Journal*, V 14(3), pp 4418–4429.
- [80] Sanjari, M. J., & Gharehpetian, G. B. (2013). Game-theoretic approach to cooperative control of distributed energy resources in islanded microgrid considering voltage and frequency stability. *Neural Computing & Applications*, V 25(2), pp 343-351.

- [81] Godoy, R. B., Pinto, J. O. P., & Canesin, C. A. (2010). Differential-evolution-based optimization of the dynamic response for parallel operation of inverters with no controller interconnection. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V 59(7), pp 2859-2866
- [82] Mishra, S., Malleshram, G., & Jha, A. N. (2012). Design of controller and communication for frequency regulation of a smart microgrid. *IET Renewable Power Generation*, V 6(4), pp 248–258.
- [83] Raghani, A., Ameli, M. T., & Hamzeh, M. (2015). Online droop tuning of a multi-DG microgrid using cuckoo search algorithm. *Electric Power Components and Systems*, V 43(14), pp 1583–1595.
- [84] Bevrani, H., Habibi, F., Babahajyani, P., et al. (2013). Intelligent frequency control in an AC microgrid: Online PSO-based fuzzy tuning approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, V 3(4);pp 1935-1944.
- [85] Sedighzadeh, M., et al. (2010). Optimal placement of distributed generation using combination of PSO and clonal algorithm. *IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)* ; Nov 29 - Dec 1, 2010, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [86] Hassan, M. A., & Abido, M. A. (2010). Optimal design of microgrids in autonomous and grid-connected modes using particle swarm optimization. *IEEE Transactions on Power Electronics*, V 26(3), pp 755–769.
- [87] Kamel, R. M., Chaouachi, A., & Nagasaka, K. (2012). Three control strategies to improve the microgrid transient dynamic response during isolated mode: A comparative study. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V 60(4), pp 1314–1322.
- [88] Khorramabadi, S. S., & Bakhshai, A. (2014). Critic-based self-tuning PI structure for active and reactive power control of VSCs in microgrid systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, V 6(1), pp 92–103.
- [89] Kerdphol, T., Qudaih, Y., Watanabe, M., & Mitani, Y. (2016). RBF neural network-based online intelligent management of a battery energy storage system for standalone microgrids. *Energy Sustain Soc*, V 6(1), pp 1-16.
- [90] Mohamed, Y. A. I., & El-Saadany, E. F. (2008). Adaptive discrete-time grid-voltage sensorless interfacing scheme for grid-connected DG-inverters based on neural-network identification and deadbeat current regulation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, V 23(1), pp 308–321.
- [91] Kerdphol, T., Qudaih, Y., Watanabe, M., et al. (2016). RBF neural network-based online intelligent management of a battery energy storage system for stand-alone microgrids. *Energy, Sustainability and Society*, V 6(1), pp 1–16.

- [92] El Aimani, S. (2004). Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension, thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille France.
- [93] Aboudrar, I., El Hani, S., Mediouni, H., & Mediouni, H. (2018). Modeling and robust control of a grid connected direct driven PMSG wind turbine by ADRC. *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, V 16(4), pp 402-413.
- [94] Ragheb, M., & Ragheb, A. M. (2011). Wind turbines theory: The Betz equation and optimal rotor tip speed ratio. *Fundamental and advanced topics in wind power*, V 1(1), pp 19-38.
- [95] Khalfallah, T. A. H. I. R. (2017). Commande d'une machine synchrone destinée à l'énergie éolienne, thèse de doctorat, Université Ibn Khaldoun-Tiaret Algérie.
- [96] Dahbi, A., Reama, A., Mehdi, A., et al. (2018). Control and analysis of the wind turbine in different operation regions. *International Conference on Communications and Electrical Engineering (ICCEE)*. IEEE.
- [97] Chédot, L. (2000). Contribution à l'étude des machines synchrones à aimants permanents internes à large espace de fonctionnement: Application à l'alternodémarrreur, thèse de doctorat, Université de Technologie de Compiègne France.
- [98] Daguse, B. (2013). Modélisation analytique pour le dimensionnement par optimisation d'une machine dédiée à une chaîne de traction hybride à dominante électrique thèse de doctorat, Supélec France.
- [99] Abati, J. (n.d.). Circuits magnétiques. Retrieved from <http://sitelec.org/cours/abati/cirmag.htm>
- [100] Alfa Nar Technical Services. (n.d.). References. Retrieved from <http://www.alfanarttechnicalservices.com/reference.html>
- [101] Partzsch. (n.d.). Synchronous rotors. Retrieved from <https://en.partzsch.de/synchronous-rotors>
- [102] Sul, S. K. (2011). *Control of electric machine drive systems*. John Wiley & Sons.
- [103] Glumineau, A., & De Leon Morales, J. (2015). *Sensorless AC electric motor control*. Springer International Publishing.
- [104] Dansoko, M. (2014). Modélisation et commande non linéaire des hydroliennes couplées à un réseau électrique, thèse de doctorat, Université Paris-Nord-Paris XIII France.
- [105] Lesenne, J., Notelet, F., & Seguiet, G. (1981). *Introduction à l'électrotechnique approfondie*. Technique et documentation Lavoisier.
- [106] Krause, P. C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. D., & Pekarek, S. (2013). *Analysis of electric machinery and drive systems*. John Wiley & Sons.

- [107] Blaschke, F. (1972). The principle of field orientation as applied to the new TRANSVECTOR closed loop control system for rotating field machines. *Siemens Review*, V 34(5), pp 217-220.
- [108] Mi, C., Filippa, M., Shen, J., & Natarajan, N. (2004). Modeling and control of variable speed constant frequency synchronous generator with brushless exciter. *IEEE Transactions on Industry Applications*, V 40(2), pp 565-573.
- [109] El Aimani, S. (2004). Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension, thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, France.
- [110] Yaramasu, V., & Wu, B. (2016). Model predictive control of wind energy conversion systems. John Wiley & Sons.
- [111] Tahir, A., Mohamed, E. M., Abdulhafid, E. F., & Mohamed, F. (2020). Grid connected wind energy system through a back-to-back converter. *Computers & Electrical Engineering*, V 85, pp 1-9.
- [112] Malinowski, M. (2001). Sensorless control strategies for three-phase PWM rectifiers. Ph.D. Thesis, Warsaw, Poland, .
- [113] Blaabjerg, F., Liserre, M., & Ma, K. (2011). Power electronics converters for wind turbine systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, V 48(2), pp 708-719.
- [114] Protin, L., & Astier, S. (n.d.). Convertisseurs photovoltaïques. *Techniques de l'ingénieur Génie Electrique D3 360*.
- [115] Wang, X., Ruan, X., Liu, S., & Chi, K. T. (2010). Full feedforward of grid voltage for grid-connected inverter with LCL filter to suppress current distortion due to grid voltage harmonics. *IEEE Transactions on Power Electronics*, V 25(12), pp 3119-3127.
- [116] Yin, L., Zhao, Z., Lu, T., Yang, S. H., & Zou, G. (2014). An improved DC-link voltage fast control scheme for a PWM rectifier-inverter system. *IEEE Transactions on Industry Applications*, V 50(1), pp 462-473.
- [117] Vighetti, S. (2010). Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG France.
- [118] Quaschnig, V. (1996). Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. *Solar Energy*, V 56(6), pp 513-520.
- [119] Marie-Joseph, I. (2003). Méthodologie de diagnostic appliquée à la maintenance préventive d'unités de production électrique en site isolé. Edition Université des Antilles et de la Guyane. Guyane .

- [120] Shannan, N. M. A. A., Yahaya, N. Z., & Singh, B. (2013, November). Single-diode model and two-diode model of PV modules: A comparison. In 2013 IEEE international conference on control system, computing and engineering (pp. 210-214).
- [121] Cabal, C. (2008). Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque, thèse de doctorat, Université Paul Sabatier-Toulouse III France.
- [122] Aboudrar, I., El Hani, S., Mediouni, H., & Mediouni, H. (2018). Robust control of three-phase grid-connected PV system based on ADRC and fuzzy. In 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC) pp. 1-6.
- [123] Sahu, P., Verma, D., & Nema, S. (2016). Physical design and modelling of boost converter for maximum power point tracking in solar PV systems. In 2016 International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES) pp. 10-15.
- [124] Here's the reference formatted in APA style: Gasmi, H., Mendaci, S., & Kantas, W. (2022). Wind energy conversion system controlled by particle swarm optimization super twisting sliding mode control equipped with doubly fed induction generator. International Conference on Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems, pp. 78-87..
- [125] Belabbas, B., Allaoui, T., Tadjine, M., & Denai, M. (2019). Comparative study of back-stepping controller and super twisting sliding mode controller for indirect power control of wind generator. International Journal of System Assurance Engineering and Management, V 10, pp 1555-1566.
- [126] H. Gasmi, S. Mendaci, S. Laifa, W. Kantas, et H. Benbouhenni, (2022) « Fractional-order proportional-integral super twisting sliding mode controller for wind energy conversion system equipped with doubly fed induction generator », Journal of Power Electronics., vol. 22, no 8, pp 1357-1373.