

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس – سطيف 1

Université Ferhat Abbas de Setif 1

UFAS -ALGERIE

Département d'Electrotechnique

THÈSE

En Vue d'Obtention du Diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES EN ÉLECTROTECHNIQUE

Option :

Automatique

Présenté par :

M^r : MAHGOUN Mohamed Seddik

Thème :

***Commande non conventionnelle de la machine synchrone à
aimant permanent (MSAP) dédiée à la conversion éolienne***

Soutenu le: 09 /05 /2022

Devant le jury composé de :

Pr. MOSTEFAI Mohamed	Président	Université Ferhat Abbas de Sétif 1
Dr. BADOUD Abd Essalam	Rapporteur	Université Ferhat Abbas de Sétif 1
Pr. RAHMANI Lazhar	Examineur	Université Ferhat Abbas de Sétif 1
Pr. BAHI Tahar	Examineur	Université Badji Mokhtar d'Annaba
Pr. SOUFI Youcef	Examineur	Université Larbi Tébessi de Tébessa
Pr. KOUZOU Abdellah	Examineur	Université Ziane Achour de Djelfa

Remerciements

Par la grâce de الله qui m'a offert l'opportunité de terminer ce modeste travail avec foi, courage et patience.

*Je tiens à exprimer toute ma gratitude et mes sincères remerciements à monsieur **BADOUD Abd Essalam**, Maître de Conférences classe A à l'Université Ferhat Abbas Setif 1, pour m'avoir encadré.*

Pour avoir accepté d'examiner ce travail et faire partie du Jury de thèse, Je tiens à remercier très profondément :

*Monsieur **Pr. MOSTFAI Mohamed**, Professeur au département d'électrotechnique à l'Université Ferhat Abbas Sétif 1, en qualité de président de jury.*

Mes remerciements vont également aux membres du jury qui ont eu l'amabilité d'accepter d'évaluer ce travail :

- ✓ *Monsieur **RAHMANI Lazhar**, Professeur à l'Université de Sétif 1 et directeur du laboratoire de recherche LAS.*
- ✓ *Monsieur **BAHI Tahar**, Professeur à l'Université Badji Mokhtar d'Annaba.*
- ✓ *Monsieur **SOUFI Youcef**, Professeur à l'Université Larbi Tébessi de Tébessa.*
- ✓ *Monsieur **KOUZOU Abdellah**, Professeur à l'Université Ziane Achour de Djelfa.*

*Mes vifs remerciements s'adressent tout particulièrement au Pr **HAMSES Kamel El Dine** Professeur au département d'électrotechnique à l'Université de Sétif 1, pour ses encouragements et son intérêt constants à mon travail.*

Je voudrais remercier tout particulièrement mes parents ainsi que mes frères, ma sœur pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Acronymes et symboles	A
Introduction Générale.....	1

Chapitre I

Généralités sur l'Énergie Éolienne

I.1	Introduction	4
I.2	Généralités sur l'énergie éolienne	4
I.2.1	Historique de l'éolien.....	4
I.2.2	Situation actuelle de l'énergie éolienne	6
I.2.3	Potentiel éolien en Algérie.....	10
I.2.4	Energie éolienne en Algérie.....	11
I.3	Notions théoriques sur l'éolien	12
I.3.1	Principe de l'énergie éolienne	12
I.3.2	Classification des éoliennes	13
I.3.2.1	Générateurs éoliens selon la gamme de puissance	13
I.3.2.2	Types d'éoliennes (selon axe).....	14
I.3.2.2.1	Turbines éoliennes à axe vertical	14
I.3.2.2.2	Éoliennes à axe horizontal	15
I.4	Principaux éléments d'une éolienne à axe horizontal	17
I.5	Zones de fonctionnement de l'éolienne	19
I.6	Application des éoliennes.....	20
I.6.1	Systèmes isolés	20
I.6.2	Systèmes hybrides.....	20
I.6.3	Systèmes liés au réseau	20
I.7	Technologies des systèmes éoliens	21
I.7.1	Les éoliennes à vitesse fixe FSWT	21
I.7.2	Eoliennes à vitesse variable VSWT	21
I.8	Types des machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens.....	23
I.8.1	Système utilisant une génératrice asynchrone	24
I.8.1.1	Systèmes à base de la machine asynchrone à cage.....	24
I.8.1.2	Systèmes à base de la machine asynchrone à double alimentation	25

I.8.2	Système Utilisant une Génératrice Synchrone.....	26
I.8.2.1	Générateur Synchrone à Rotor Bobiné.....	26
I.8.2.2	Générateur Synchrone à Aimants Permanents (GSAP)	27
I.9	Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	27
I.9.1	Les Avantages.....	27
I.9.2	Les inconvénients.....	28
I.10	Conclusion.....	29

Chapitre II

Modélisation, Simulation et Commande d'un Système Eolien

II.1.	Introduction.....	30
II.2.	Conversion de l'énergie éolienne.....	30
II.2.1.	Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	30
II.2.2.	Loi de Betz et coefficient de puissance	31
II.3.	Modélisation de la turbine éolienne	34
II.3.1.	Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine... ..	34
II.3.2.	Modèle du profil de vent	35
II.3.3.	Modèle de la turbine	36
II.3.3.1.	Puissance mécanique de la turbine	36
II.3.3.2.	Coefficient de puissance	37
II.3.4.	Modèle du multiplicateur.....	38
II.3.5.	Modèle de l'arbre de transmission.....	39
II.4.	Commande optimale de la turbine	40
II.4.1.	Les différents types de MPPT pour éolienne.....	41
II.4.1.1.	Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse.....	42
II.4.1.2.	Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse	44
II.5.	Commande synergétique.....	45
II.5.1.	Principes de la commande synergétique.....	45
II.5.2.	Synthèse du régulateur synergétique	46
II.5.3.	Conception du régulateur synergétique de vitesse	48
II.6.	Résultats de simulation	49

II.6.1.	Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse	49
II.6.2.	Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse.....	51
II.6.2.1.	Régulateur PI	52
II.6.2.2.	Régulateur Synergétique	54
II.7.	Système d'orientation des pales (Pitch control) :	56
II.7.1.	Principe de fonctionnement	56
II.7.2.	Résultats de simulation	58
II.8.	Conclusion	60

Chapitre III

Modélisation, Simulation et Commande Vectorielle de la GSAP

III.1	Introduction	62
III.2	Description	63
III.3	Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents dans le repère (a-b-c) ..	64
III.3.1	Hypothèses simplificatrices	64
III.3.2	Équations électriques.	64
III.3.3	Equations magnétiques	65
III.3.4	Transformation de Park.....	66
III.3.5	Equation des flux au système biphasé (d, q).....	67
III.3.6	Équation des tensions dans le système biphasé (d, q)	67
III.3.7	Expression de la puissance.....	68
III.3.8	Expression du couple	69
III.3.9	Equations mécaniques.....	69
III.3.10	Équation générale d'état	69
III.4	Simulation de la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP).....	70
III.4.1	A vide	70
III.4.2	Fonctionnement en charge	72
III.5	Commande vectorielle du générateur synchrone à aimants permanents.....	77
III.5.1	Principe et structure de la commande vectorielle du GSAP	77
III.5.2	Description du système global	78
III.6	Boucles de régulation de courants et le découplage des tensions	79

III.6.1	Découplage par compensation	79
III.6.2	Synthèse du régulateur de courant Id	81
III.6.3	Synthèse du Régulation du courant Iq	82
III.6.4	Synthèse du Régulateur de la vitesse	83
III.6.5	Modélisation du redresseur	84
III.6.6	Principe de la commande MLI.....	85
III.7	Résultats de la simulation et interprétation	86
III.8	Conclusion.....	90

Chapitre IV

Commande non linéaire d'un Système Eolien à base d'un GSAP

IV.1	Introduction	92
IV.2	Généralités sur la commande par Mode Glissant	93
IV.3	Principe de la Commande par Mode Glissant	94
IV.4	Conception de la Commande par Mode Glissant	96
IV.4.1	Le choix de la surface de glissement.....	96
IV.4.2	Conditions d'Existence et de Convergence du Régime Glissant	97
IV.4.3	Calcul de la commande	98
IV.5	Commande par le mode glissant d'ordre un des puissances active et réactive du GSAP : 100	
IV.5.1	Contrôle de la puissance active	100
IV.5.2	Contrôle de la puissance réactive	101
IV.6	Phénomène de broutement.....	103
IV.7	Commande par modes glissants d'ordre supérieur :	104
IV.7.1	Introduction	104
IV.7.2	Principe de fonctionnement.....	104
IV.7.3	Commande par mode glissant d'ordre deux	105
IV.7.4	Algorithme du super-twisting (Super-Twisting Algorithme «STA»).....	106
IV.8	Commande par le mode glissant d'ordre deux des puissances active et réactive du GSAP : 108	

IV.8.1	Contrôle de la puissance active	108
IV.8.2	Contrôle de la puissance réactive	109
IV.9	Résultats de simulation.....	110
IV.9.1	Résultats de simulation de la commande par mode glissant SMC.....	111
IV.9.2	Résultats de simulation basée sur l’algorithme Super-Twisting	112
IV.10	Conclusion	116

Conclusion Générale	118
----------------------------------	------------

Bibliographie

Annexe A

Annexe B

Résumé

SYMBOLES :

t : Temps.

T : Constante de temps spécifique.

P : Variable de Laplace.

$S(x)$: Surface de glissement.

Ψ : Macro-variable.

r : Degré relatif.

ζ : Facteur d'amortissement.

λ_x : Constante positive.

m : Masse volumique d'air

ρ : Densité volumique de l'air.

V : Vitesse du vent.

β : Angle de calage des pales de la turbine.

C_p : Coefficient de puissance.

C_p^{Max} : Coefficient de puissance optimale.

λ : Vitesse spécifique.

λ_{opt} : Valeur optimale de λ .

P_{vent} : Puissance du vent.

P_{aer} : Puissance aérodynamique de la turbine.

C_{aer} : Couple aérodynamique de la turbine.

C_g : Couple appliqué sur le générateur.

C_{em} : Couple électromagnétique développé par la génératrice.

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine.

Ω_{mec} : Vitesse de rotation de la génératrice.

Ω_{ref} : Vitesse de référence.

$\Omega_{tur-est}$: Vitesse estimée de la turbine.

C_{vis} : Couple résistant dû aux frottements.

P_m : Puissance extraite.

R : Rayon de la turbine.

J : Moment d'inertie total.

J_g : Moment d'inertie de la génératrice.

$J_{Turbine}$: Moment d'inertie de la turbine.

E_c : Energie cinétique.

f : Coefficient de frottement visqueux.

V_0 : Valeur moyenne de la vitesse du vent.

S : Surface balayée par les pales.

β_{ref} : Angle de calage de référence.

$\dot{\beta}$: Vitesse de variation de l'angle de calage des pales de la turbine.

G : Rapport de multiplication.

k_p : Gain proportionnel du contrôle.

k_i : Gain intégral du contrôle.

p : Nombre de paires de pôles de la MSAP.

R_s : Résistances statoriques de la MSAP.

i_a, i_b, i_c : Courants des phases statoriques a, b, c.

V_a, V_b, V_c : Tensions simples réelles du stator.

$\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$: Flux statoriques réels.

V_{dq} : Tensions statoriques dans le repère (d, q).

i_{dq} : Courants statoriques dans le repère (d, q).

φ_{dq} : Flux statoriques dans le repère (d, q).

$L_d - L_q$: Inductances directes et en quadrature.

L_{sc} : Inductance cyclique.

L_s : Inductance propre.

M_s : Mutuelle inductance.

P : Puissance active.

Q : Puissance réactive.

θ : Position du rotor par rapport au stator.

$P(\theta)$: Matrice de Park.

$P(\theta)^{-1}$: Matrice de Park inverse.

φ_f Flux induit par les aimants

w_r : Vitesse électrique.

ACRONYMES :

AC : Alternative Current.

DC : Direct Current.

PI : Proportionnel Intégral.

MCC : Machine à Courant Continu.

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsions.

MSAP : Machine Synchrone à Aimant Permanent.

GSAP : Génératrice Synchrone à Aimants Permanents.

FOSM: First Order Sliding Mode.

HOSM: Higher Order Sliding Mode.

TSR : Tip Speed Ratio.

CS : Commande Synergétique.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

FSWT: Fixed Speed Wind Turbine.

VSWT: Variable Speed Wind Turbine.

SMC : Sliding Mode Control.

CSV : Commande à Structure Variable.

MC : Mode de Convergence.

SCEE : Système de Conversion de l'Energie Eolienne.

VAWT: Vertical axis wind turbine.

HAWT: Horizontal Axis Wind Turbine.

STSMC: Super-Twisting Sliding Mode Control.

CV: Commande Vectorielle.

FOC: Field Oriented Control.

CCM: Convertisseur Coté machine.

CCM: Convertisseur Coté Réseau.

PWM: Pulse Width Modulation.

WECS: Wind Energy Conversion Systems.

CDER : Centre de Développement Des Energies Renouvelables.

GWEC: Global Wind Energy Council.

WWEA: World Wind Energy Association.

Introduction Générale

La consommation mondiale en énergie électrique n'a cessé de croître ces dernières années. Le développement de l'industrie, du transport et des moyens de communications est sans doute à l'origine de l'accroissement de cette consommation. Cette énergie est en grande majorité produite à partir de ressources fossiles non renouvelables comme le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Il est clair que la dépendance aux énergies fossiles ne peut continuer indéfiniment, surtout avec la demande croissante, l'épuisement prévu des ressources énergétiques fossiles et aux problèmes environnementaux causés par l'émission de gaz à effet de serre.

Pour faire face à ces problèmes les pays industrialisés ont fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de produire énormément d'énergies et de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, cependant le démantèlement des réacteurs nucléaires, leur risque en cas d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette forme d'énergie peu attractive surtout pour les futures générations. Pour remédier à ces différents problèmes de façon à limiter l'emploi de centrales nucléaires, et pour minimiser l'émission du CO₂ dans l'atmosphère, plusieurs pays se sont tournés vers une nouvelle forme d'énergie non polluante et sans danger pour l'humanité et l'environnement dite " énergie renouvelable".

Une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle provient de sources que la nature renouvelle en permanence et ne s'épuiseront jamais à l'échelle du temps. Parmi les énergies renouvelables on compte principalement : l'énergie solaire, l'énergie géothermique, l'énergie de la biomasse, l'énergie hydraulique.

L'énergie éolienne est actuellement classée parmi les énergies renouvelables à croissance la plus rapide que ce soit sur son utilisation ou sur sa conception et cela grâce aux avantages qu'elle apporte, c'est une énergie complètement propre, ne s'épuise jamais et elle est considérée comme étant l'énergie de l'avenir.

La production de l'énergie électrique à base des éoliennes revêt aujourd'hui un intérêt crucial pour le développement durable dans le monde dont le but est de réduire la dépendance aux combustibles fossiles. Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique de l'air en mouvement en énergie mécanique puis en électricité.

Il existe principalement deux technologies d'éoliennes, il y a des éoliennes à vitesse fixe et celles à vitesse variable [1,2]. Les turbines éoliennes à vitesse variable sont devenues le

type dominant dans les installations des fermes éoliennes. Elles sont conçues pour atteindre une efficacité aérodynamique maximale sur une large gamme de vitesses de vent.

En outre, le choix du type de la génératrice électrique utilisée dans une chaîne de conversion éolienne pour produire de l'énergie électrique avec un bon rendement et à moindre coût est un défi qui a fait l'objet de plusieurs travaux de recherche au cours de ces dernières années. Parmi les différents types de génératrices électriques on trouve deux principaux types:

Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA) : elle présente de bonnes performances dynamiques et une forte robustesse. Cependant, la consommation de puissance réactive et la nécessité d'une boîte à vitesses représentent les principaux désavantages qui mènent à des dysfonctionnements dans la Chaîne de Conversion d'Énergie Éolienne (CCEE).

Afin d'augmenter l'efficacité de la production électrique et d'améliorer le rendement énergétique, une alternative à base des Génératrices Synchrones à Aimant Permanent (GSAP) est apparue. La GSAP permet de réduire le coût de la Chaîne de Conversion d'Énergie Éolienne CCEE, d'accroître son efficacité et de garantir une meilleure fiabilité par rapport au système éolien basé sur la GADA. La GSAP présente d'autres avantages notamment l'auto-excitation des aimants permanents, un couple massique élevé, une inertie très faible et de faibles inductances [3]. En plus, ce type de génératrices permet de fonctionner sans multiplicateur de vitesse contrairement à la génératrice asynchrone à double alimentation [4,5].

A la lumière de ce constat, l'objectif principal de nos travaux de thèse est de proposer et d'appliquer les différentes techniques de commande robuste, non linéaires aux éoliennes à vitesse variable à base de génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) susceptible d'optimiser la puissance produite par un système éolien pour atteindre plusieurs objectifs (maximisation de la puissance produite, la poursuite des trajectoires de référence, garantir la stabilité et la robustesse aux variations des paramètres et des consignes de commande). Pour ce faire, la thèse est organisée en quatre chapitres montrés comme suit :

Dans le premier chapitre est en quelque sorte descriptif, on présente un contexte général du développement de l'industrie éolienne au fil du temps, un bref historique de l'énergie éolienne, ensuite l'évolution des éoliennes durant les dernières décennies. Des statistiques sont données sur la production mondiale de l'énergie éolienne dans le monde en se basant sur les statistiques fournies par Global Wind Energy Council (GWEC). Puis, les différents types d'éoliennes, ainsi que les différents types de machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens seront présentés.

Le chapitre deux sera consacré à l'étude et la commande de la turbine éolienne à axe horizontal. Nous commençons par un développement d'un modèle mathématique général de chaque élément indépendamment de l'autre (vent, turbine éolienne, multiplicateur, arbre mécanique), par la suite, on calcule la puissance maximale extractible suivant la limite de Betz, puis nous développons la commande de la turbine éolienne.

Dans le but de maximiser la puissance captée du vent avec angle de calage fixe dans la 'zone II' de fonctionnement, trois stratégies de commandes MPPT sont développées.

La première méthode est basée sur l'estimation de la vitesse du vent, tandis que, dans les deux autres, des lois de commande linéaire et non linéaire sont mises en œuvre pour atteindre l'objectif défini, un contrôle (PI) proportionnel intégral et d'un régulateur par mode synergétique. Dans le cas des vents forts, nous avons développé une commande qui limite la puissance à sa valeur nominale par l'utilisation de la commande « Pitch angle » dans la 'zone III' de fonctionnement. Cette commande interviendra lorsque la puissance captée du vent dépasse la puissance nominale de la turbine.

Le troisième chapitre est réservé à la modélisation de la génératrice synchrone à aimant permanent, où nous présentons en premier lieu le modèle dynamique de la GSAP à partir duquel nous effectuons la simulation sur MATLAB/Simulink pour les deux régimes à vide et en charge. Dans la deuxième partie de ce chapitre et la commande vectorielle du GSAP est développée afin d'éliminer le couplage entre les différentes grandeurs électriques et mécaniques de la GSAP. Enfin une simulation sous MATLAB-Simulink a été effectuée pour le convertisseur côté générateur (Turbine-MPPT, GSAP-Commande Vectorielle, Redresseur à MLI).

Nous évoquerons dans le quatrième chapitre l'étude et l'application des commandes non linéaire et robuste de la puissance active et réactive générée par la GSAP. Deux approches basées sur la commande par mode glissant d'ordre un et celui supérieur seront discutées en deux parties.

Premièrement, après avoir présenté le contexte historique de deux commandes (ordre un et deux), leur conception, leur principe, nous sommes arrivés à la conclusion que la commande par mode glissant du premier ordre se caractérise par un phénomène de broutement « chattering en anglais » dont l'une de ces solutions c'est la commande par mode glissant d'ordre deux à base de l'algorithme de Super-Twisting. Deuxièmement dans le but de voir de l'efficacité de la commande proposée une série de simulations ont été effectuées en comparant les deux commandes.

Finalement on terminera par une conclusion générale et perspective.

I.1 Introduction

De nos jours, l'énergie électrique devient très nécessaire dans toutes nos activités quotidiennes car elle sert à énormément de chose, elle permet à se chauffer, à s'éclairer ou encore à se déplacer. L'énergie se présente sous de nombreuses formes et provient de diverses sources, on peut donc les classer en deux grande catégories : les sources d'énergies renouvelables et les sources d'énergies non renouvelables. Les sources d'énergie non renouvelable, ce sont des sources qui s'épuisent avec le temps, il y en a donc de moins en moins sur terre. Parmi les sources d'énergies non renouvelables on distingue : source d'énergie fossile qui est produite par la combustion du charbon, du pétrole et du gaz naturel et source d'énergie fissile qui est produite par la fission de l'uranium. Certainement, l'épuisement des combustibles industriels et leurs impacts dangereux sur l'environnement, et avec l'intérêt à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la production d'énergie verte se présente comme obligation primordiale de l'humanité. Donc, le recours aux autres types de ressources d'énergie dite renouvelables est inévitable. Parmi lesquelles, on trouve l'énergie éolienne qui prend une place de plus en plus importante dans le domaine de la production d'électricité. Au cours des deux dernières décennies, l'énergie éolienne est devenue la source la plus prometteuse d'énergie renouvelable en raison du développement de l'aérodynamique des éoliennes en matière de type, les génératrices utilisées, les technologies de fonctionnement, ainsi que le développement dans le domaine de l'électronique de puissance ont donné plus de fiabilité et de performance au système éolien [6]. Dans ce contexte, ce chapitre sera consacré aux notions générales sur les systèmes éoliens ainsi que les différents types d'aérogénérateurs et leurs fonctionnements. Ces rappels sont suivis par une présentation de la situation de la puissance éolienne installée dans le monde et les différentes topologies des turbines employées. Ce chapitre présente aussi les nouvelles technologies des éoliennes et les différentes catégories de génératrices utilisées dans le but de procéder à une comparaison qui sera intéressante par la suite pour le bon choix de la génératrice. En termina ce chapitre par les avantages et les inconvénients de l'énergie éolienne.

I.2 Généralités sur l'énergie éolienne

I.2.1 Historique de l'éolien

L'histoire de l'énergie éolienne ne date pas d'aujourd'hui. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée notamment pour faire avancer les bateaux à voiles, moudre le grain, pompage d'eau et produire de l'électricité [7].

La première utilisation de l'énergie de vent remonte à 1700 ans environs avant J'ésus-Christ [8, 9]. Hammourabi prestigieux roi de Babylone, avait conçu, en utilisant la puissance du vent, tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie. La première description écrite relative à l'utilisation des moulins à vent en Inde, date de 400 ans environ avant J.-C. Ce n'est qu'au moyen-âge que ces derniers ont fait leur apparition en Europe [10]. Les moulins à vent ont entamé leur progressive disparition dès l'apparition de la machine à vapeur [9].

Au fil d'années, les éoliennes sont sans cesse perfectionnées et prennent des différentes architectures.

En 1887, le scientifique Américain CHARLES F. BRUSH, le plus grand pionnier dans le domaine de la conversion d'énergie éolienne en énergie électrique construit la première turbine éolienne énorme de puissance 12 KW, cette turbine mesure 17 m de haut, composé de 144 pales, pesant 3,6 tonnes, suivi par le Professeur danois Poul La Cour encouragé par le gouvernement danois qui voulait fournir de l'électricité dans des zones rurales. Trois ans plus tard, la première éolienne construite pour la production de l'énergie électrique était en 1891 par le fondateur Danois Poul La Cour.

En 1957 la turbine Gadser fut créée par le danois JOHANNES JUUL, cette éolienne tripale génère une puissance de 200 KW.

L'exploitation de l'énergie électrique à partir de l'énergie potentielle des masses d'air en mouvement ne débute pratiquement qu'au XXème siècle lors du premier choc pétrolier en 1973 [7,11], cette fois à plus grande échelle. Avant cette date, et plus précisément durant la période 1961-1973, le développement des éoliennes s'est véritablement stoppé à cause de la concurrence déloyale avec les autres types d'énergies classiques. Le coût du KWh thermique était moins élevé par rapport à la source éolienne [4]. Bien entendu, c'est à partir de décembre 1997 que l'essor des éoliennes prend son véritable développement et précisément lors de la conférence- Cadre de Kyoto des Nations Unies sur les changements climatiques.

Evidemment, c'était un véritable challenge mondial qui a été pris au sérieux, et durant cette conférence, la majorité des pays industrialisés se sont engagés à réduire leur émission de gaz à effet de serre pour le ramener à leur niveau de 1990 [12,13], et se tournent vers des alternatives de production d'énergie plus propres.



Fig.1.1. Première aérogénératrice de Poul La Cour en 1891 à Askov, Danemark [14].

I.2.2 Situation actuelle de l'énergie éolienne

Dès le premier choc pétrolier, l'exploitation de l'énergie éolienne a connu pendant environs 23 ans un grand essor sans précédent.

Selon le rapport annuel du Conseil Mondial de l'Energie Eolienne (Global Wind Energy Council GWEC), l'année 2020 a été l'année record pour l'industrie éolienne, 93 (GW) d'éolien de plus avaient été raccordés au réseau. Une telle progression annuelle fulgurante n'a jamais été vue avant 2020. Son meilleur résultat a été réalisé en 2015 avec 63,8 GW ajouté.

L'année 2020 a vu des nouvelles installations éoliennes dépassant les 90 GW, soit 53 % croissance par rapport à 2019, portant la capacité totale installée à 743 GW, soit une croissance de 14% par rapport à l'année dernière, (figures (1.2) et (1.3)).

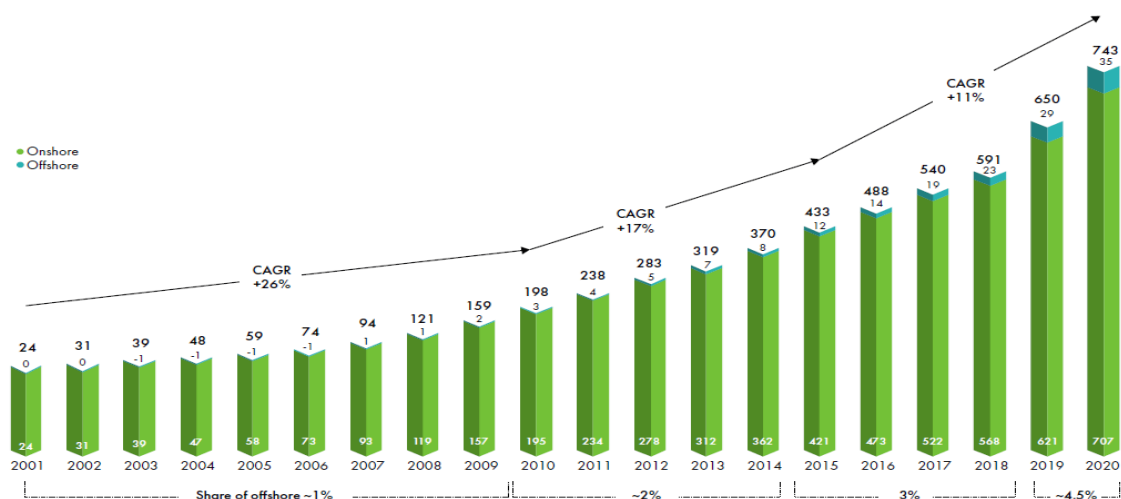
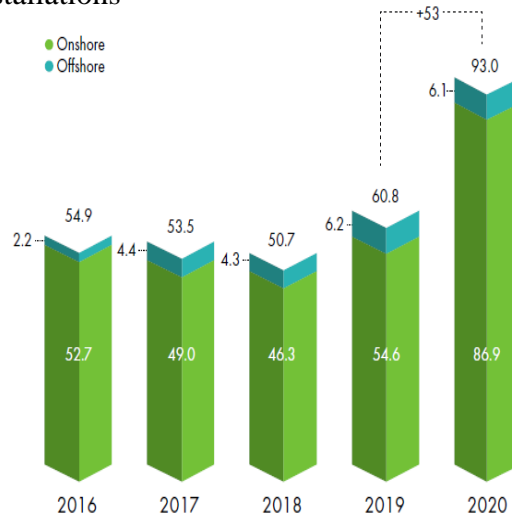


Fig.1.2: Evolution de la puissance totale du parc éolien installée dans le monde 2001-2020[W01].

Nouvelles installations



Nouvelles installations éolienne en 2020

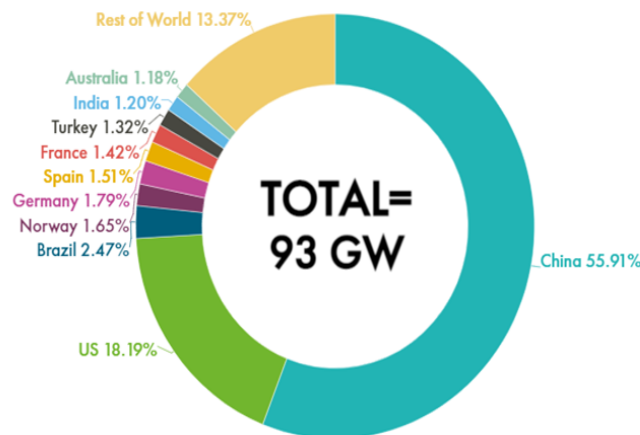
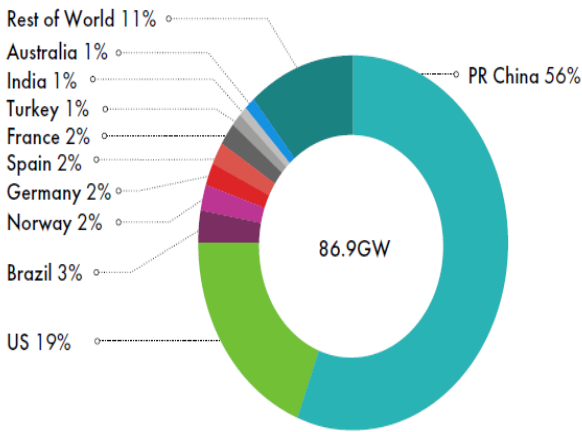


Fig.1.3 Répartition de la nouvelle capacité de production éolienne ajoutée en 2020 [W01].

Selon la même source (GWEC), le segment de l'éolien de type "terrestre" ou "onshore", a enregistré une mise en service de 86,9 GW, soit 59 % de plus qu'en 2019, ce qui porte la puissance totale installée de ses capacités à 707,4 GW, tandis que l'éolien de type "marin" ou "offshore" a enregistré 6,1 GW poussant la puissance totale de son parc à 35,3 GW, c'est la seconde meilleure année de l'histoire de ce type.

Nouvelles installations Onshore (%)



Nouvelles installations Offshore (%)

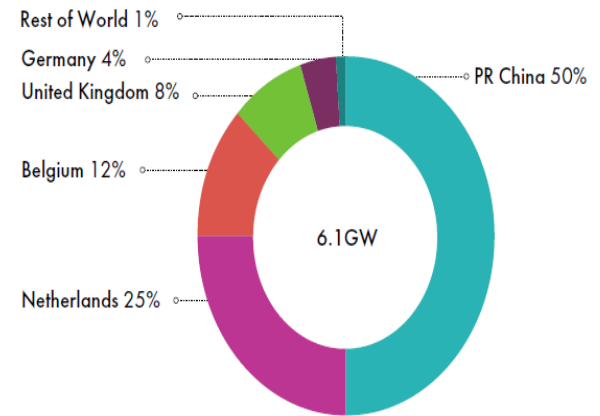
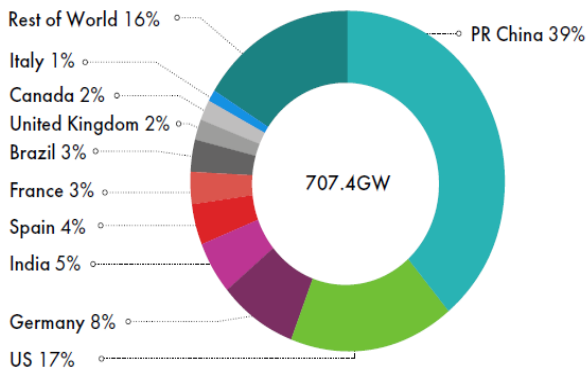


Fig.1.4 Nouvelle capacité installée des éoliennes par type (année 2020) [W01].

Total installations Onshore (%)



Total installations Offshore (%)

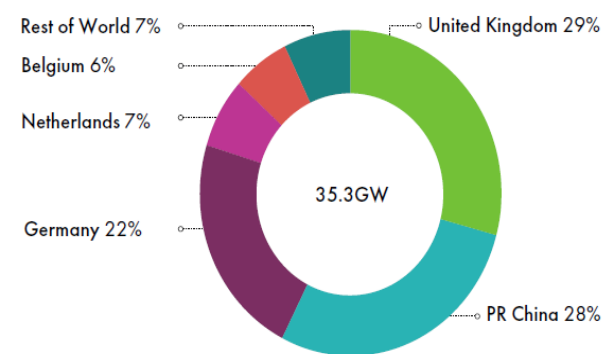


Fig.1.5 Les plus grands pays exploitants d'énergie éolienne par type (Onshore/ Offshore) [W01].

On s'aperçoit que l'année 2020 a été principalement marquée par une nouvelle dynamique de l'énergie éolienne. La Chine devance le classement mondial, suivi des États-Unis, En troisième et quatrième place on trouve respectivement l'Allemagne et l'Inde avec 62 GW et 38 GW de puissance installée, l'Espagne et le Royaume-Uni sont en cinquième et sixième place. La chine se trouve toujours en tête de classement avec 289 gigawatts, soit 39 % de la capacité mondiale. Le marché américain s'est également développé de manière extraordinaire et a augmenté de près de 17 gigawatts en 2020 avec un nouveau record et des parcs éoliens totalisant 122 gigawatts, La Chine détient plus du tiers de la puissance mondiale.

Les dix premiers marchés de l'énergie éolienne n'ont pratiquement pas changé. Le Brésil est passé de la 9e à la 8e position avec un volume de marché fort de 2,5 gigawatts (total : 18 gigawatts), tandis que la France est passée de la 8e à la 7e position.

Le tableau suivant synthétise les pays les plus exploitants d'énergie éolienne, dont deux (02) avec plus de 10 GW installés, et 06 qui ont passé la barre des 1 GW.

Pays /Région	2020	Nouvelles capacités 2020	2019	2018
Chine	290000	52000	237029	209529
Etats-Unis	122328	16895	105433	96363
Allemagne	62784	1427	61357	59313
Inde	38625	1096	37529	35129
Espagne	27446	1638	25808	23494
Royaume-Uni	24167	652	23515	20743
France	17949	1303	16646	15313
Brésil	18010	2558	15452	14707
Canada	13588	175	13413	12816
Italie	10850	280	10512	9958
Turquie	9305	1249	8056	7369

Tableau 1.1: Les plus grands pays exploitants d'énergie éolienne [W02].

Selon le taux de croissance des dernières années, le Conseil Mondial de l'Energie Eolienne estime que la production d'énergie éolienne continuera son développement dans les années qui suivent. Les estimations mentionnées dans la figure (1.6) prévoient une capacité mondiale de l'énergie électrique à base du vent de l'ordre de 743 GW éolienne en 2020 et qui peuvent atteindre les 1212.3 GW à l'horizon de l'année 2025, soit 63.16 % de plus qu'en 2020.

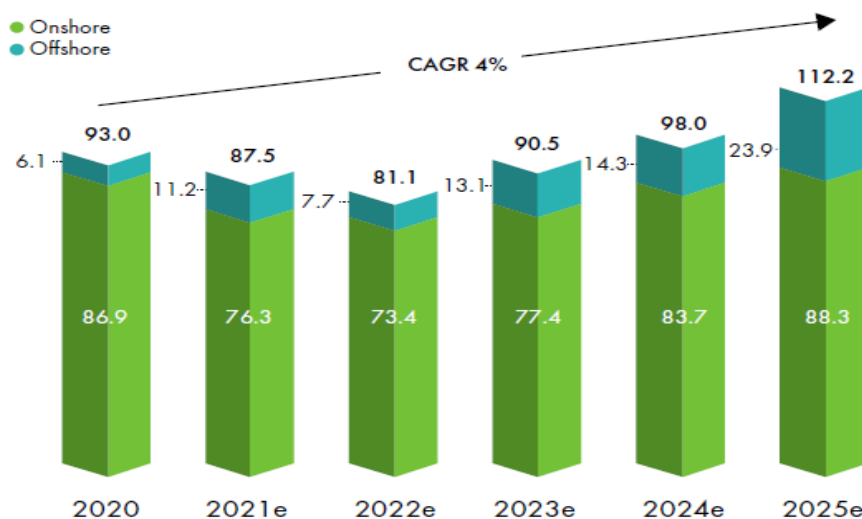


Fig.1.6. Prévision globale de la capacité installée d'énergie éolienne entre 2020-2025[W01].

I.2.3 Potentiel éolien en Algérie

Malgré le potentiel considérable qui peut être exploité en Algérie pour la production d'énergie électrique à base de l'éolienne, surtout dans le sud où les vitesses de vents peuvent dépasser 6m/s dans la région de Tindouf et jusqu'à 7m /s dans la région d'Adrar, la puissance éolienne totale installée reste toujours insignifiante.

Avant toute éventuelle implantation d'un parc éolien, l'estimation de l'énergie éolienne disponible dans une région devient nécessaire comme le cas de l'Algérie qui a été réalisée par le Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER, figure (1.7) depuis les années 90 à travers la production des atlas de la vitesse du vent [15]. C'est ce qui a permis d'ailleurs d'identifier huit zones ventées susceptibles d'être de bon endroits de recevoir des installations éoliennes : [15]

- Deux zones sur le littoral.
- Deux zones sur les hauts plateaux.
- Quatre zones en sites sahariens.

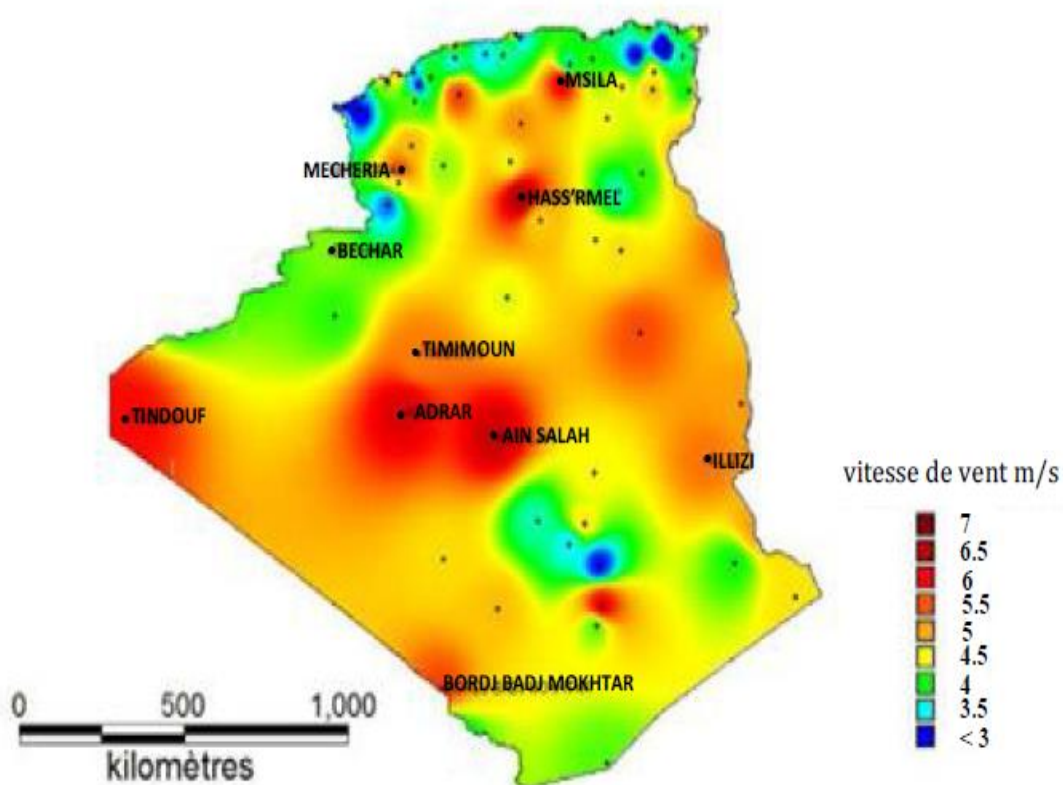


Fig.1.7. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie [16].

I.2.4 Energie éolienne en Algérie

La première tentative d'utilisation des éoliennes en Algérie remonte à 1957, avec l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site des Grands Vents (Alger). Ce prototype de 25 m de diamètre et de 30m de haut (figure (1.8)), conçu par l'ingénieur français ANDREAU, avait été installé initialement à St-Alban en Angleterre [17].



Fig.1.8. Eolienne installée en Algérie (Grand Vent) en 1957 [17].

Autrefois, durant la période de colonisation française, le service de la colonisation et de l'hydraulique relevant des militaires qui contrôlaient les territoires du sud algérien avait installé en 1953 une autre éolienne constituée d'un mât de 24 m surmonté d'une hélice à trois pales d'un diamètre de 15 m [18], elle se trouve actuellement à l'intérieur de la station de l'Institut National de Recherche Agronomique (INRA) d'Adrar.



Fig. 1.9. Éolienne installée en Algérie en 1953 [19].

En Algérie, l'énergie éolienne constitue un deuxième axe de développement des énergies renouvelables après le solaire, à cet effet, la wilaya d'Adrar a bénéficié à la faveur d'un partenariat Algéro-Français première du genre à l'échelle nationale, d'un projet de ferme de 12 éoliennes de 850 kW chacune et d'une puissance cumulée de 10.2MW se trouve dans la région de Kabertene (80 km au nord d'Adrar), ce projet est implanté sur une superficie de 30 hectares et a été mis en service le 8 juin 2014.

Les turbines utilisées dans cet édifice sont à rotor tripale de 52 m de diamètre de type « G52/850/50-60Hz », équipées par des générateurs asynchrones à double alimentation (GADA) et fournies par le constructeur espagnol GAMESA.



Fig.1.10. La 1ère ferme éolienne de 10MW à Kabertène (Adrar) [18].

I.3 Notions théoriques sur l'éolien

I.3.1 Principe de l'énergie éolienne

L'ensoleillement de la terre provoque indirectement un perpétuel déplacement des masses d'air créées par la pression du réchauffement et du refroidissement de certaines zones de la planète constituant ainsi la première ressource éolienne.

Un aérogénérateur transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique rotative. Cette dernière est transmise à travers un système d'entraînement, généralement composé d'un multiplicateur de vitesse, à une génératrice électrique pour produire l'électricité, figure (1.11).

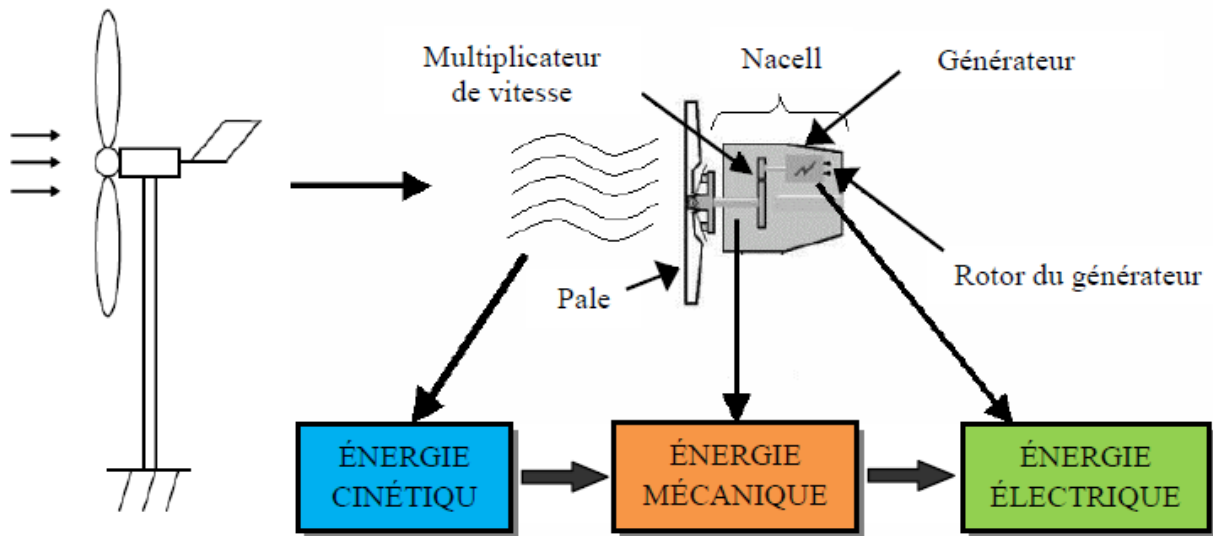


Fig.1.11 : Principe de conversion de l'énergie éolienne [20].

I.3.2 Classification des éoliennes

On classe les aérogénérateurs suivant plusieurs facteurs à savoir : mode de fonctionnement, l'emplacement 'Offshore' (placés dans la mer) ou 'Onshore' (placé sur la terre), gammes de puissances [21].

I.3.2.1 Générateurs éoliens selon la gamme de puissance

Selon la puissance on peut classer les éoliennes en trois catégories et cela en fonction de la puissance nominale produite, donc on trouve des éoliennes de petite, moyenne et grande puissance.

Le tableau suivant synthétise les trois catégories des éoliennes :

Echelle	Diamètre des pales	Valeur de puissance
Petite puissance	< 12m	< 40 KW
Moyenne puissance	12 à 45 m	40 kW à 1MW
Grande puissance	> 46m	> 1MW

Tableau 1.2. Classification des éoliennes [22].

La figure (1.12) illustre l'augmentation de la taille moyenne des éoliennes commerciales avec le temps.

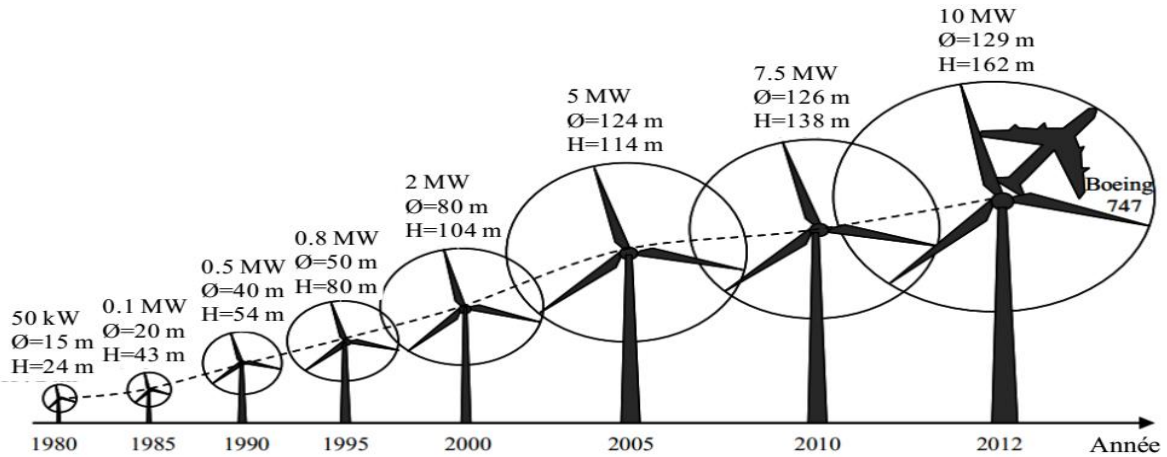


Fig. 1.12. Différentes taille et puissance des éoliennes au fil des années [22].

I.3.2.2 Types d'éoliennes (selon axe)

Les turbines éoliennes sont classées selon la disposition géométrique de leur arbre sur lequel est montée l'hélice en deux types : les éoliennes à axe vertical DARRIEUS, SAVONIUS principalement et à axe horizontal bipales, tripales et multi-pales.

I.3.2.2.1 Turbines éoliennes à axe vertical

Elles sont les premières éoliennes à être utilisées dans la conversion d'énergie leurs principe de fonctionnement c'est qu'elle tourne autour d'un axe qui est perpendiculaire à la direction du vent et verticale par rapport au sol. Ce type de turbine peut recevoir le vent de n'importe quelle direction. En plus, les organes de commande, le générateur et le multiplicateur sont disposés au niveau du sol, ce qui rend facile l'entretien et la maintenance. Il existe principalement trois types de ce type d'éoliennes [23].

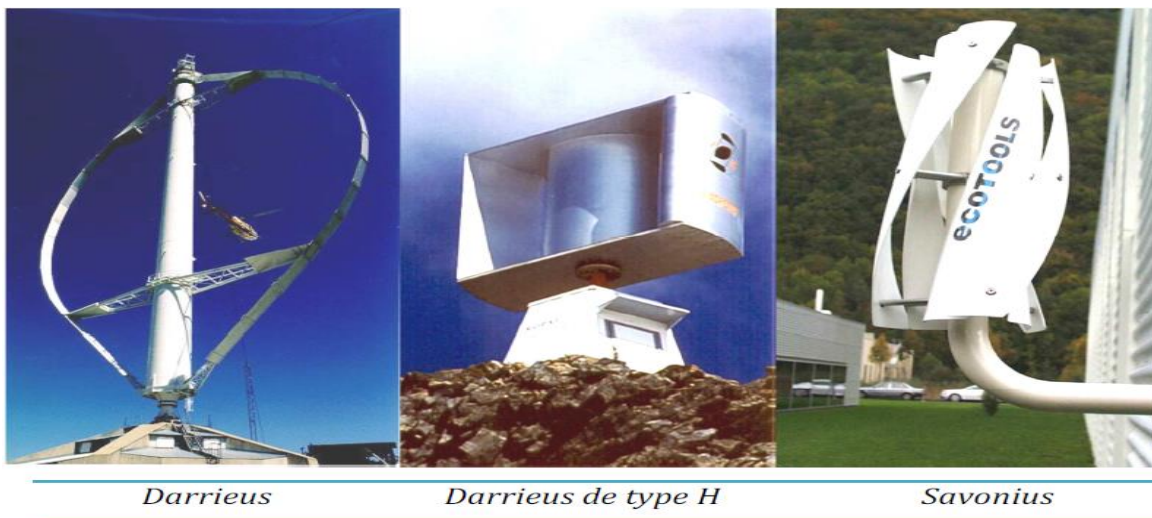


Fig. 1.13. Différentes formes d'éoliennes à axe vertical [23].

Les principaux avantages de ce type sont :

- L'implantation du multiplicateur, générateur et les appareils de commande au sol ;
- Maintenance des équipements plus facile ;
- Coût d'installation réduit ;
- Ne nécessite pas d'un dispositif d'orientation ;
- Construction assez simple ;
- Peu de bruit car l'éolienne tourne tournent à faible vitesse.

Leurs inconvénients sont :

- Rendement aérodynamique faible ;
- Options limitées pour le contrôle de la vitesse ou de la puissance.
- Forte variation du couple mécanique sur les éléments des pales ;
- Occupe une importante superficie du terrain pour les puissances élevées ;
- Exige un dispositif auxiliaire pour démarrer (doit démarrer en mode moteur).

I.3.2.2.2 Éoliennes à axe horizontal

Elles sont les plus répandus et les plus utilisés dans les fermes éoliennes à grandes puissances. Elles produisent plus d'énergie et moins exposées aux contraintes mécaniques par rapport aux éoliennes à axe verticale. Elles sont composées d'une ou de plusieurs pales [06].

À cause du compromis entre le coût, le coefficient de puissance, la vitesse de rotation qui caractérisent les éoliennes tripales, elles sont le plus utilisées actuellement [09].



(a) Éolienne bipale (b) Éolienne tripale (c) Éolienne multipale

Fig. 1.14. Différentes formes d'éoliennes à axe Horizontal [23].

Il existe deux types d'éoliennes à axe horizontal :

- **En Amont (UP-WIND)** : La voilure placée avant la nacelle et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire [9].
- **En Aval (DOWN-WIND)** : dans ce type l'emplacement de la turbine est derrière la nacelle. Dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent [09].

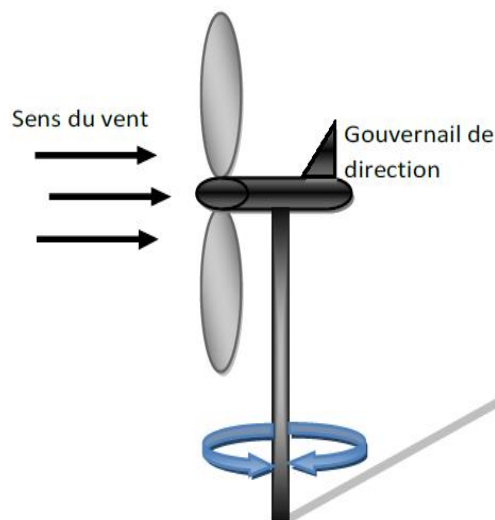


Fig. 1.15. Éolienne Amont Horizontale.

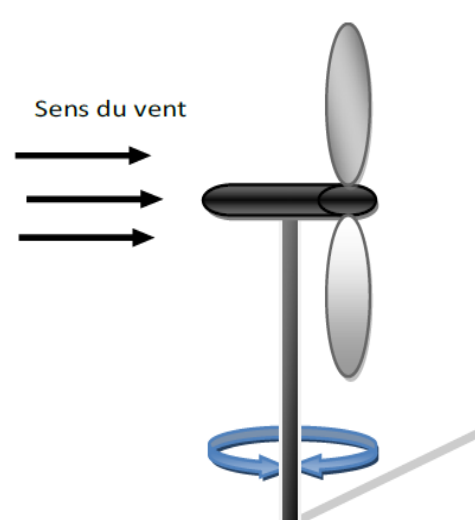


Fig. 1.16. Éolienne Aval Horizontale.

Avantages des aérogénérateurs à axe horizontal

- Occupation du sol est petite par rapport aux éoliennes à axe vertical ;
- Le rendement de ce type des éoliennes reste le plus important ;
- Les éoliennes captent au maximum d'énergie du vent et peuvent s'adapter à la direction du vent ;
- La hauteur joue un rôle très important au niveau d'efficacité énergétique vue la position du récepteur du vent ;
- Possibilité d'avoir d'un maximum de puissance en contrôlant la vitesse via des convertisseurs statiques ;
- Ces éoliennes peuvent être auto démarrées ;
- Rotor positionné en hauteur donnant accès à des vents élevés ;

Les inconvénients des aérogénérateurs à axe horizontal même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolienne a quelques désavantages :

- Coût d'installation est plus élevé ;
- La nacelle se trouve au sommet du mât ce qui gêne l'intervention en cas d'incident ;
- Nécessite de longs câbles électriques ;
- Nécessite une tour renforcée et robuste.

I.4 Principaux éléments d'une éolienne à axe horizontal

Les principaux composants d'une éolienne sont illustrés sur la figure (1.17), qui correspond à une turbine à axe horizontal à trois pales de type Nordex N60 (1.3MW).

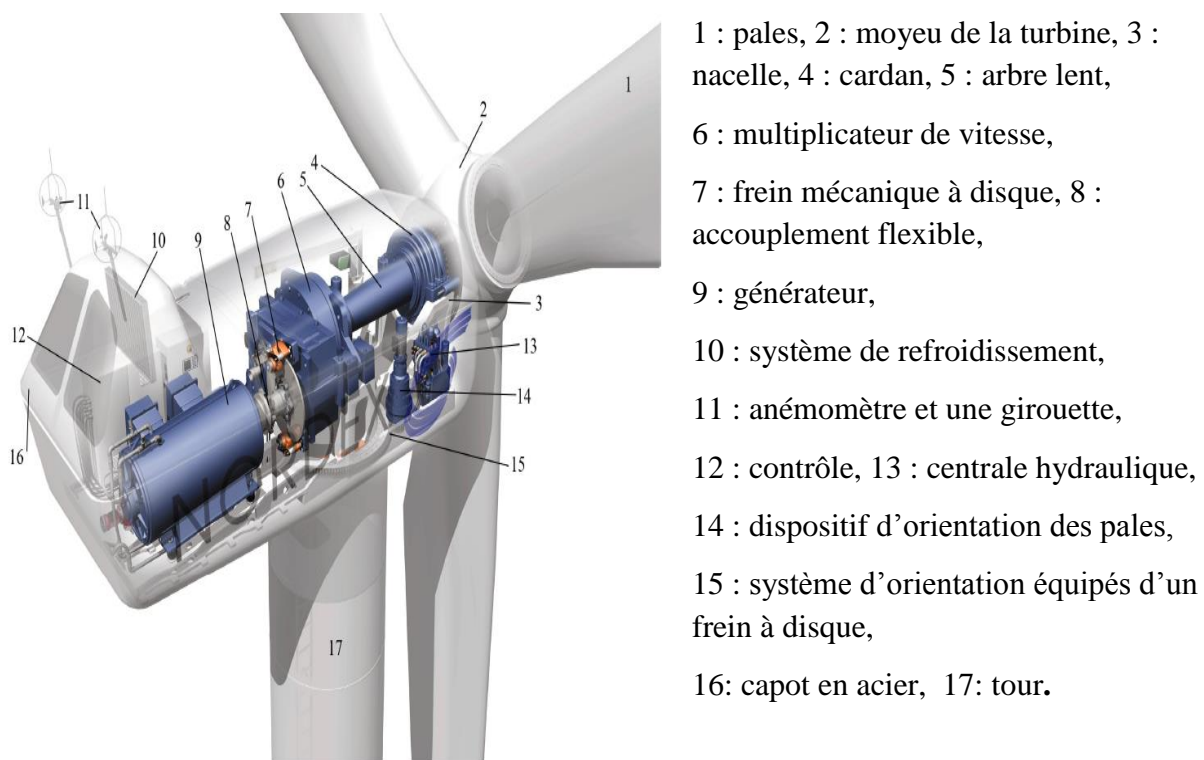


Fig. 1.17 Différentes parties d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW) [16,25].

La tour ou le mât : c'est un élément porteur, généralement un tube en acier ou un treillis métallique. Le mat devient de plus en plus haut pour bénéficier du maximum de l'énergie cinétique du vent, éviter les perturbations près du sol aussi permettre l'utilisation de pales plus longues.

La nacelle : placée à la partie supérieure dans la tour, elle regroupe tout le système de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique et divers équipements auxiliaires ainsi que les capteurs et actionneurs de commande.

Le rotor : Il est composé d'un moyeu auquel les pales sont assemblées. Son rôle est de transférer une partie de l'énergie cinétique du vent à l'arbre lent de l'éolienne. Son diamètre détermine la puissance récupérable. Les pales sont fabriquées à base de matériaux composite telle la fibre de verre.

Le moyeu : c'est l'élément qui supporte les pales. L'ensemble moyeu-pales forme le rotor de la turbine.

Les pales : des éléments permettent de capter la puissance du vent et la transférer au rotor. L'ensemble moyeu-pales forme le rotor de la turbine.

Le multiplicateur de vitesse : son rôle est d'adapter la vitesse de la turbine éolienne avec la vitesse de la génératrice électrique.

L'arbre : relie le moyeu au multiplicateur, il contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin.

L'arbre secondaire : relie le multiplicateur au générateur. Généralement.

La génératrice électrique : c'est l'élément principal de la conversion mécano-électrique (convertit l'énergie mécanique en énergie électrique) qui est généralement une machine synchrone, asynchrone à cage ou à rotor bobiné [06].

Le système de commande : qui contrôle en permanence le bon fonctionnement de l'éolienne et intervient automatiquement, en cas de défaillance pour l'arrêter.

Le système d'orientation : il permet d'orienter l'éolienne selon la direction du vent car il ne souffle pas toujours dans le même sens.

Le système d'orientation des pâles : Ce système intervient dans le fonctionnement de la turbine, par la variation du calage β ,

Le système de refroidissement : se compose généralement d'un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et d'un refroidisseur à l'huile ou radiateurs d'eau pour le multiplicateur.

L'anémomètre : situé sur le toit de la nacelle, est un élément de mesure relié à un système de contrôle, son rôle d'activer les mécanismes de freinage de l'éolienne afin de ralentir, et même d'arrêter l'éolienne si le vent est très fort.

La girouette : située sur le toit de la nacelle, ce composant fournit les données nécessaires au système de contrôle pour orienter l'éolienne.

I.5 Zones de fonctionnement de l'éolienne

La turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre mécanique une puissance nominale P_n obtenue à partir d'une vitesse nominale du vent V_n .

Une turbine éolienne à vitesse variable est caractérisée par sa courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent.

On distingue quatre (04) zones de fonctionnement d'une turbine éolienne à vitesse variable comme démontre la figure (1.18), où :

V_d : Vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine ;

V_n : Vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale ;

V_m : Vitesse maximale du vent pour laquelle la turbine ne convertit plus d'énergie éolienne.

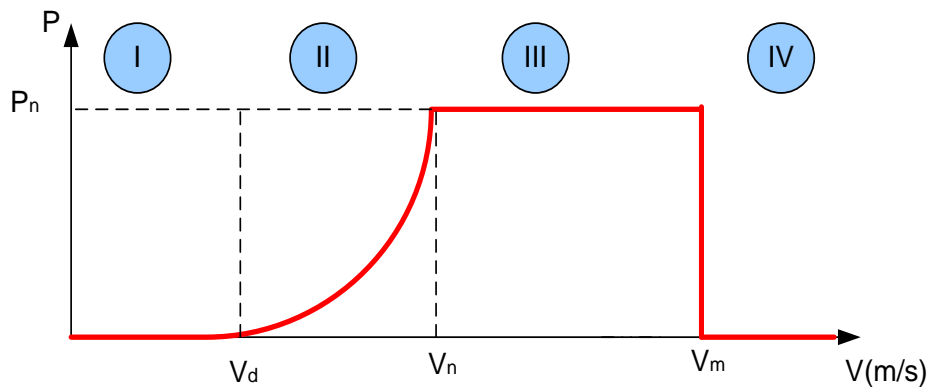


Fig.1.18 : Zones de fonctionnement d'une éolienne [26].

- **Zone I** : dans cette zone la vitesse du vent est très faibles et insuffisantes pour démarrer l'éolienne donc la turbine ne fonctionne pas, par conséquent la puissance extraite est nulle ($P = 0$).

- **Zone II** : la vitesse du vent est comprise entre une valeur minimale à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et une valeur nominale correspondant à la puissance nominale de l'éolienne. Dans cette zone un algorithme de commande est appliqué pour extraire la puissance maximale pour chaque vitesse du vent, cet algorithme est connu sous la terminologie MPPT (Maximum Power Point Tracking).

- **Zone III** : la vitesse du vent est au-dessus de la vitesse nominale, la vitesse de rotation est maintenue constante et la puissance P fournie reste égale à P_n . Par un système d'orientation des pales (Pitch control) qui est utilisée pour réguler la vitesse de la turbine.

- **Zone IV** : la vitesse de vent est trop importante, elle dépasse la valeur maximale admissible par l'éolienne V_m , les pales de la turbine sont mises en drapeaux ($\beta = 90^\circ$) la turbine s'arrête et la puissance générée sera nulle.

I.6 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes :

- ✚ Systèmes isolés ;
- ✚ Systèmes hybrides ;
- ✚ Systèmes reliés au réseau.

I.6.1 Systèmes isolés

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés. Pour les réseaux de petites puissances en site isolé l'énergie éolienne est utilisée pour fournir de l'énergie pour le pompage de l'eau dans des champs, produire de l'électricité dans les îles ou encore pour alimenter en électricité des phares, des voiliers, en associant des aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent diesel [27].

I.6.2 Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple, turbines éoliennes, génératrices Diesel, modules photovoltaïques. Actuellement, le système hybride représente une solution d'approvisionnement énergétique efficace et économique pour le réseau électrique.

Dans les systèmes hybrides, la réalisation d'une commande de contrôle de toutes sources confondues est nécessaire pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur [28].

Il existe de nombreuses combinaisons de différentes sources d'énergies renouvelables pour construire un système hybride dont les principales utilisées sont les énergies éoliennes et photovoltaïques.

I.6.3 Systèmes liés au réseau

Les systèmes connectés au réseau ne nécessitent pas d'un système de stockage d'énergie mais ils nécessitent des convertisseurs statiques, ils sont conçus de manière à couvrir leur demande locale en fonction de la capacité du réseau électrique, l'excédent de production peut être vendu au réseau électrique pour être transféré vers d'autres lieux de la demande.

I.7 Technologies des systèmes éoliens

Les turbines éoliennes peuvent également être classifiées en deux technologies celles dont la vitesse de rotation est fixe FSWT : (Fixed Speed Wind Turbine) et celles dont la vitesse est variable VSWT : (Variable Speed Wind Turbine).

I.7.1 Les éoliennes à vitesse fixe FSWT

Comme leur nom l'indique les turbines à vitesse fixes tournent à une vitesse relativement constante pour différentes vitesses du vent.

Les éoliennes à vitesse de rotation constante sont connectées directement au réseau électrique utilisant un générateur asynchrone à cage d'écureuil comme illustre la figure (1.19).

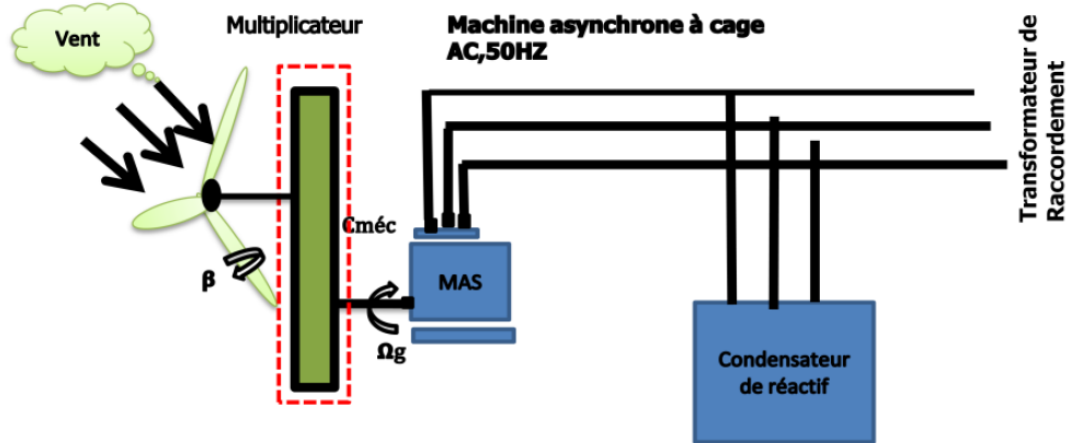


Fig.1.19 : Eolienne à vitesse fixe basée sur la machine asynchrone à cage d'écureuil [19].

Elles sont également équipées d'un banc de condensateur afin de réduire la consommation de la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine et d'un multiplicateur de vitesse qui entraîne cette machine à une vitesse approximativement constante. Les avantages de cette technologie d'éolienne sont la simplicité, la robustesse, la fiabilité et le faible coût. Leurs inconvénients sont la limitation de la qualité de la puissance car il n'y a pas de convertisseurs statiques, la consommation de la puissance réactive, les contraintes mécaniques élevées [29].

I.7.2 Eoliennes à vitesse variable VSWT

Au cours des dernières années, les turbines éoliennes à vitesse variable sont devenues le type dominant dans les installations des fermes éoliennes. Elles sont conçues pour atteindre une efficacité aérodynamique maximale sur une large gamme de vitesses de vent.

L'opération à vitesse variable permet continuellement l'adaptation de la vitesse de rotation de l'éolienne en fonction la vitesse du vent afin d'opérer un niveau d'efficacité aérodynamique optimal (MPPT). Ce concept technologique ne peut pas être utilisé sans l'ajout de convertisseur électronique de grande puissance dont son rôle est de découpler la vitesse du générateur et la fréquence du réseau électrique. Contrairement à une éolienne à vitesse fixe, les tensions et les fréquences à la sortie de la génératrice ne sont plus imposées par le réseau, ce qui permet de réguler la vitesse de l'éolienne. Une éolienne basée sur ce principe, comporte un rotor éolien, un multiplicateur, un générateur et convertisseur statique coté réseau et coté générateur connectés dos-à-dos par une liaison à Courant Continu (CC). La connexion se fait au moyen d'un filtre à inductance de lissage permettant de réduire significativement les harmoniques de courant.

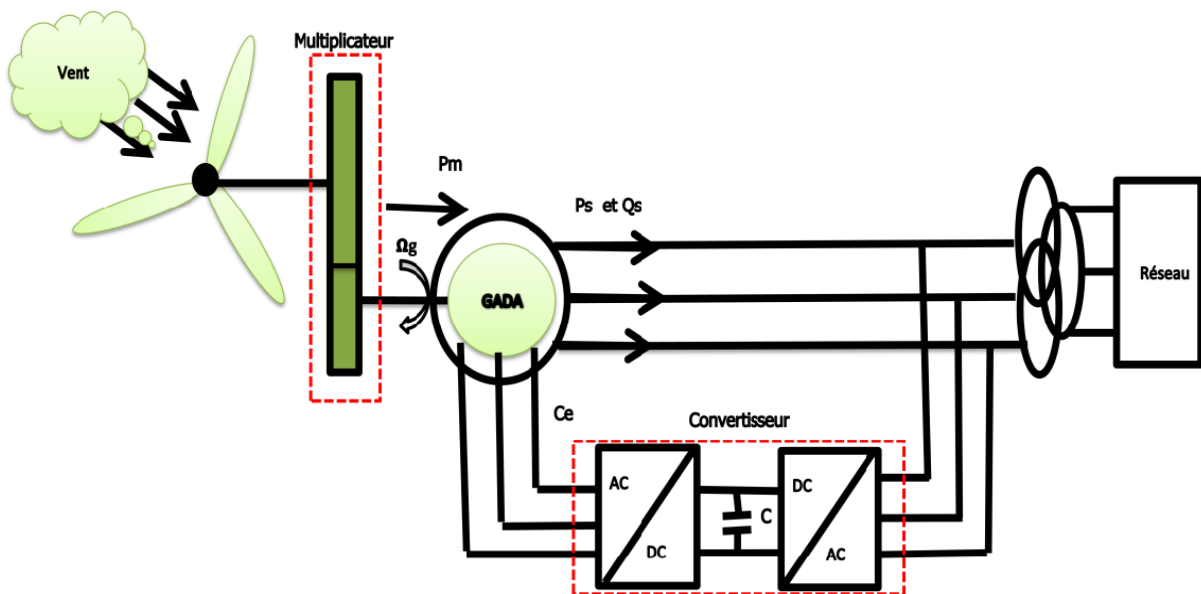


Fig.1.20 Eolienne à vitesse variable basée sur une GADA [19].

❖ Intérêt de la vitesse variable d'une éolienne:

Grâce au fonctionnement à vitesse variable, la vitesse de rotation des éoliennes ' Ω ' est devenue accessible à l'adaptation (accélération ou ralentissement) d'une façon continue par rapport à la vitesse du vent. Par conséquent, on peut fixer la vitesse spécifique ' λ ' à une valeur prédéfinie qui correspond au coefficient de puissance maximale. De cette façon et contrairement au système éolien à vitesse fixe, le couple générateur est maintenu presque constant pour le système éolien à vitesse variable. Les variations de la vitesse du vent sont par conséquent absorbées par les variations de la vitesse de la génératrice.

La figure (1.21), représente la caractéristique en puissance d'une turbine éolienne. Comme montre cette figure et pour maximiser la puissance mécanique générée, la vitesse de rotation de la génératrice doit être adaptée par rapport à la vitesse du vent, et ça se voit sur la courbe.

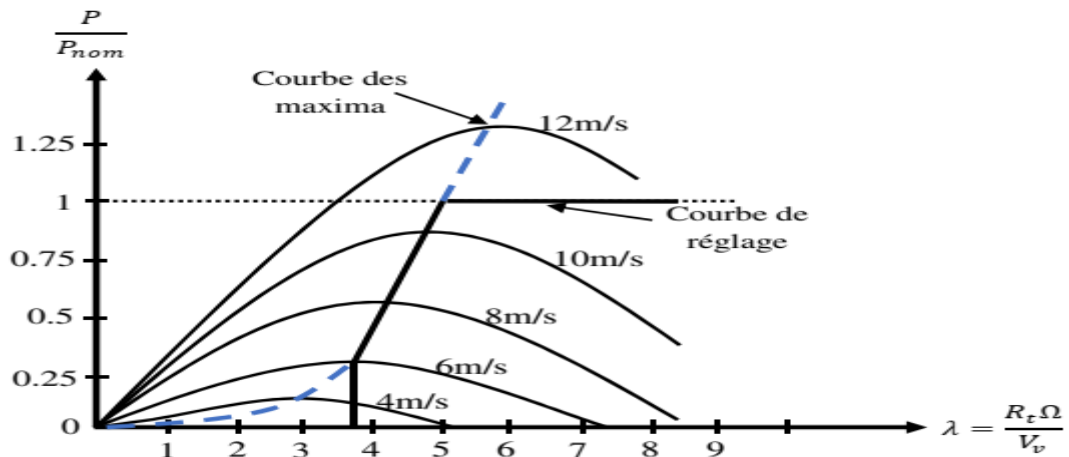


Fig.1.21. Caractéristique de réglage de la vitesse de turbine.

I.8 Types des machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens

Aujourd'hui, on utilise plus fréquente les turbines éoliennes pour la production d'électricité, c'est pourquoi l'utilisation d'une génératrice électrique est jugée indispensable. De nombreux types de générateurs électriques sont utilisés dans les aérogénérateurs à vitesse fixe ou variable. Ces générateurs peuvent être classés selon différents aspects tels que (à vitesse constante ou à vitesse variable, avec ou sans convertisseur électronique de puissance et avec ou sans de multiplicateur de vitesse).

La figure (1.22) montre la classification des générateurs utilisés dans un système éolien.

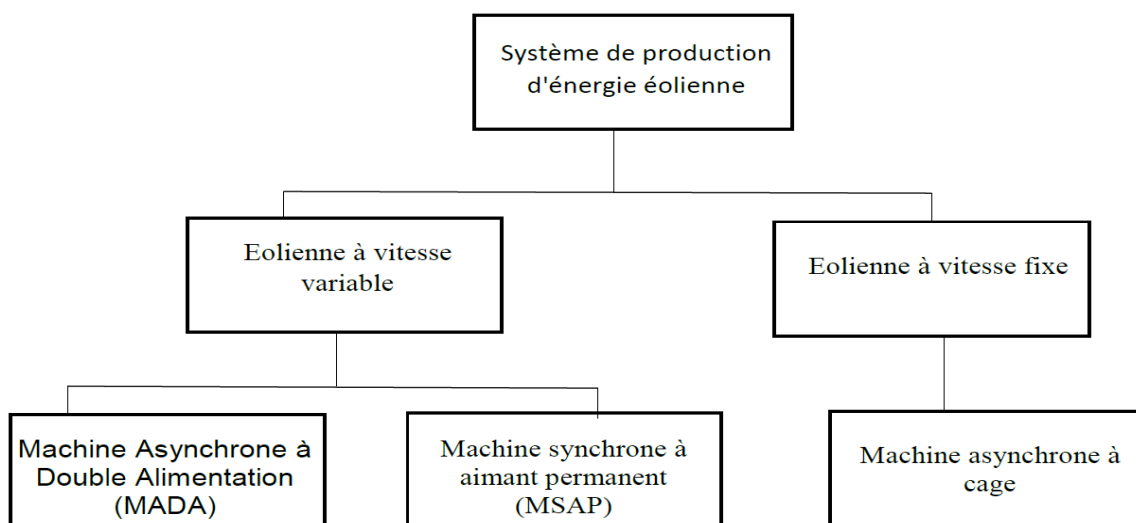


Fig.1.22 Classification des générateurs [31].

I.8.1 Système utilisant une génératrice asynchrone

I.8.1.1 Systèmes à base de la machine asynchrone à cage

La machine asynchrone à cage fut le premier type de génératrice à être utilisée pour les éoliennes de grande puissance, connue par la robuste et peu coûteuse, elle ne comporte aucune pièce d'usure (pas de système balais-collecteur), réduisant ainsi les coûts de maintenance. Par ailleurs, le stator connecté directement au réseau, le besoin en équipement électronique est réduit. Elle est aussi la moins exigeante en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé [06 ; 32].

La figure (1.23) représente la configuration la plus simple utilisant une machine asynchrone à cage qui est couplée mécaniquement à la turbine par le biais d'un multiplicateur. Le fonctionnement en génératrice débute dès que la vitesse de la génératrice dépasse le synchronisme (mode hypersynchrone). La présence d'une batterie de condensateurs permettant de compenser l'énergie réactive consommée par la génératrice pour sa magnétisation.

La vitesse de la turbine basée sur MAS est généralement maintenue constante via un système d'orientation des pales, ce système de commande s'appelle "pitch control" qui se base sur la rotation des pales par des actionneurs électrique ou hydraulique qui va ajuster l'angle de calage β . Par conséquent, et lors de forte fluctuation du vent, ce système mis en drapeau les pales de la turbine ($\beta=90^\circ$).

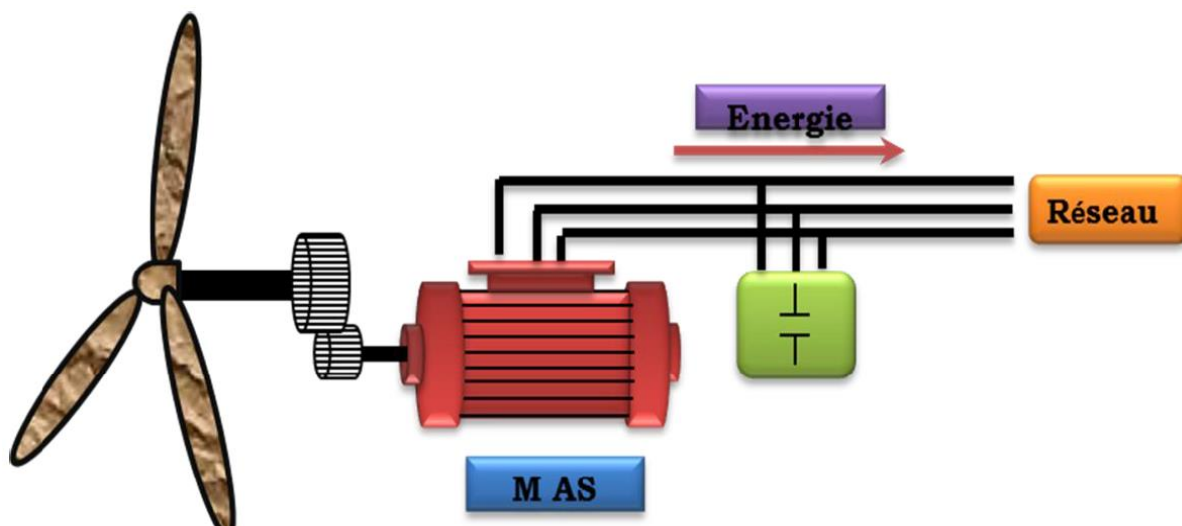


Fig.1.23 : Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à cage [28].

Par contre, cette configuration représente quelques inconvénients :

- Elle ne permet pas une vitesse variable ;

- Maintenance régulière de la boîte de vitesse ;
- La puissance extraite non optimisée ;
- Magnétisation de la machine imposée par le réseau
- Il n'y a pas de contrôle de l'énergie réactive ;

I.8.1.2 Systèmes à base de la Machine Asynchrone à Double Alimentation

La configuration à base de la génératrice Asynchrone à induction à double alimentation (GADA) est généralement employée pour les éoliennes à vitesse variable suivant l'architecture présentée dans la figure (1.24) [33]. Son circuit statorique est connecté directement au réseau électrique. Un second circuit placé au rotor est également relié au réseau mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Le convertisseur statique coté MADA (CCM) contrôle les puissances active et réactive transitant du stator vers le réseau électrique, tandis que le convertisseur coté réseau (CCR) contrôle la tension de bus continu et assure le fonctionnement avec des facteurs de puissance élevés.

L'avantage de ce type d'architecture se réside sur la taille des convertisseurs de fréquence qui restent plus petit et qui rendent ce concept plus attrayant du point de vue économique.

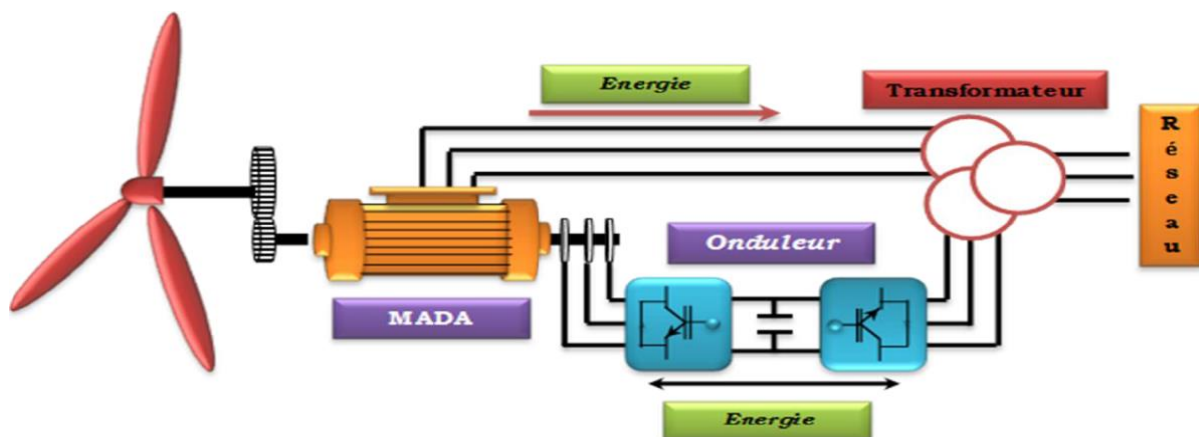


Fig.1.24 : Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation [28].

Cette configuration représente quelques inconvénients :

- Maintenance du multiplicateur ;
- Maintenance des contacts bagues-balais ;
- Commande complexe ;
- Surcoût des convertisseurs ;
- Electronique de puissance chère.

I.8.2 Système Utilisant une Génératrice Synchrones

Les machines synchrones se composent d'un rotor, qui est la partie tournante, et d'un stator, la partie fixe. Les éoliennes à base de ce type de machine seront connectées au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur statique. Le rotor et le champ magnétique tournant au stator tournent à la même vitesse. Pour réaliser cela, on place systématiquement une interface électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation. Deux types de génératrices sont utilisés dans les applications éoliennes à vitesse variable, à savoir machine synchrones à rotor bobiné ou machine synchrones à aimants permanents figure (1.25).

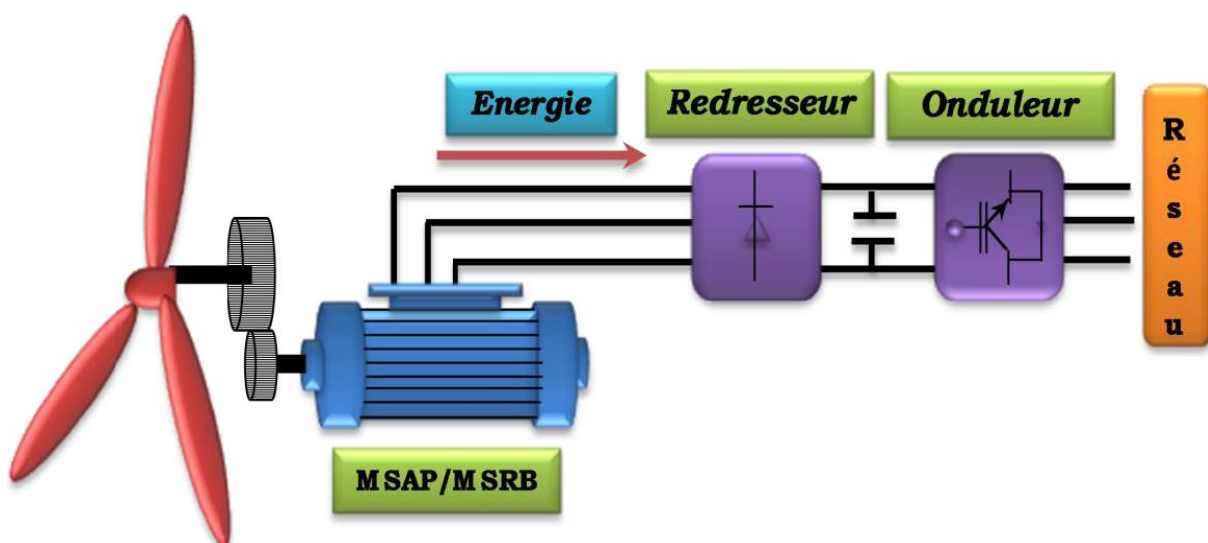


Fig.1.25: Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine synchrone [28].

I.8.2.1 Générateur Synchrone à Rotor Bobiné

Ce genre de machine est constituée d'un rotor qui comporte des bobines au lieu d'aimants permanents. Pour obtenir le flux magnétique inducteur dans l'entrefer, on alimente les bobines de la machine par des courants continus via des contacts glissant balais-bagues. L'avantage principal d'une machine synchrone à inducteur réside dans le fait que l'on contrôle directement le facteur de puissance de la machine elle-même. On pourra donc jouer sur le courant statorique et le diminuer. Cependant, l'existence du circuit d'excitation pose des problèmes d'équilibrage du rotor, et introduit un convertisseur supplémentaire, donc un coût et des pertes supplémentaires. Il existe deux types de machines synchrones à rotor bobiné à savoir : les machines à pôles saillants et les machines à pôles lisses [26].

I.8.2.2 Générateur Synchrone à Aimants Permanents (GSAP)

Dans les petites et moyennes éoliennes les machines synchrones les plus utilisées sont des machines synchrones à aimants permanents par rapport à la machine asynchrone.

Les éoliennes à base des machines asynchrones, nécessitent les bagues, le balai, et le multiplicateur. Cela rend l'installation plus coûteuse avec une maintenance particulière. Des éoliennes à base des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles, couplées directement à la turbine ont été développées. La machine synchrone élimine la technologie de balais et des bagues. La machine synchrone à aimant permanent (MSAP) offre un bon rendement et une souplesse de commande avec une maintenance réduite, tout en fonctionnant avec un facteur de puissance élevé dû à la présence de l'aimant permanent. De plus, cette machine ne consomme pas d'énergie réactive dans le rotor, ce qui la rend propice dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne (WECS). Cependant, dans les applications de plus grande puissance, leur utilisation est limitée essentiellement à cause de leur prix qui est plus élevé que celui des générateurs à induction de la même taille [34].

Du point de vue architectural de la génératrice, plusieurs topologies sont présentées : on distingue notamment les machines à flux radial et les machines à flux axial [26].

I.9 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée à leurs avantages.

Parmi les avantages et les inconvénients de l'exploitation de l'énergie éolienne on peut énumérer ce qui suit :

I.9.1 Les Avantages

- L'énergie éolienne est une énergie propre, écologique, économique qui respecte l'environnement et n'a aucun impact néfaste sur l'environnement. Elle contribue efficacement dans la réduction des émissions de CO₂.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable qui ne nécessite aucun carburant, étant donné que son fonctionnement est basé sur la puissance du vent.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable propre, gratuite, et inépuisable, n'engendre aucune pollution. Elle ne rejette aucune substance dangereuse dans l'environnement et n'engendre aucun déchet.
- L'énergie éolienne est abondante dont toutes les générations futures en bénéficier.

- L'énergie éolienne ne crée pas de gaz à effet de serre (sans dégrader la qualité de l'air), ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs, ne pollue pas les eaux (pas de rejet dans le milieu aquatique, pas de pollution thermique) et ne pollue pas les sols.
- Les installations électriques à base de l'énergie éolienne peuvent facilement être arrêtées en cas d'urgence contrairement aux autres installations.
- Les parcs éoliens peuvent être installés sur des terres agricoles et ils se démontent très facilement et ne laissent pas de trace [11, 20,22].
- Cette énergie est intéressante pour les pays en voie de développement puisqu'elle se développe et s'intègre facilement dans un système électrique existant.
- L'industrie éolienne représente un potentiel important en terme d'absorption de chômage grâce à la disponibilité de postes de travail.

I.9.2 Les inconvénients

- L'énergie éolienne est une énergie dépendante de mouvement des masses d'airs donc elle est irrégulière (intermittente).
- L'éolienne a des effets sur le paysage (au niveau de l'esthétique).
- L'éolienne nécessite un entretien régulier et très coûteux, surtout si elle est en pleine mer.
- La pollution visuelle et sonore, l'éolienne produit de bruit à 500 mètres de distance et le volume sonore d'environ 35 décibels.
- Les éoliennes peuvent construire des obstacles mortels face à la migration des oiseaux.
- La perturbation des ondes électromagnétiques (télévision, radio, portable) sont des obstacles à l'installation chez les particuliers et cela oblige l'installation des éoliennes loin des habitations.
- Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Ces fluctuations constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance.

I.10 Conclusion

Dans ce chapitre, on a exposé, en première partie quelques généralités sur l'énergie éolienne, son historique et son évolution dans le monde pendant ces dernières années et les prévisions de la production mondiale en se basant sur les dernières statistiques du conseil mondial de l'énergie éolienne. Nous avons également décrit les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés.

La deuxième partie présente les types des éoliennes et leurs fonctionnements (vitesse fixe, vitesse variable, axe vertical, axe horizontal) ainsi que l'intérêt d'exploitation de la vitesse variable pour les nouvelles installations éoliennes. Vu les avantages incontestés de l'aérogénérateur tripal à axe horizontal à vitesse variable on se limitera dans la suite de cette étude à ce mode de fonctionnement.

La troisième partie de ce chapitre a été consacrée aux différents types de machines utilisées et leurs influences sur les plans technique et économique des aérogénérateurs. Notre choix se portera sur l'utilisation d'une chaîne de conversion éolienne basée sur une machine synchrone à aimant permanent MSAP.

Le chapitre suivant, sera consacré à la modélisation mathématique et la simulation des différentes parties constituant une chaîne de conversion d'énergie éolienne basé sur une génératrice synchrone à aimant permanent GSAP fonctionnant à vitesse variable.

II.1. Introduction

Afin d'étudier le comportement d'un système de conversion éolien, il faut tout d'abord appréhender le fonctionnement des éléments constituant ce système. Commencant par l'architecture et la modélisation aérodynamique des éoliennes. Une chaîne de conversion éolienne est principalement composée de la turbine qui capte l'énergie du vent pour le système et du générateur qui transforme l'énergie mécanique extraite du vent en énergie électrique. Donc il existe plusieurs domaines et la modélisation de chacun d'eux est une étape primordiale dans la compréhension de la chaîne de conversion éolienne.

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation, la simulation et la commande des différentes composantes du système de conversion de l'énergie éolienne à vitesse variable basé sur une machine synchrone à aimant permanent (MSAP). Premièrement, en vue de connaître ses principaux paramètres de fonctionnement, les différentes parties constituant une éolienne seront modélisées, à savoir le coefficient de puissance, l'arbre de transmission et la vitesse du vent. La deuxième partie sera consacrée aux stratégies de maximisation de puissance employées dans les systèmes de conversion éoliennes à angle de calage fixe en utilisant l'algorithme d'extraction du maximum de puissance MPPT avec et sans asservissement de vitesse. Ensuite, la dernière partie de ce chapitre est consacrée à limiter la puissance de la turbine à sa valeur nominale par l'utilisation de la commande Pitch à angle de calage variable dans la 'zone III' figure (1.18). A cet effet, des lois de commande non linéaire et linéaire sont appliquées pour atteindre les objectifs définis. Les avantages multiples des techniques utilisées seront mis en évidence à l'issue des simulations.

II.2. Conversion de l'énergie éolienne

II.2.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

L'éolienne est un dispositif qui transforme une partie de la puissance cinétique du vent en puissance mécanique à l'aide de la turbine. L'énergie cinétique d'une quantité de vent de vitesse " v ", de section " S ", de longueur " dx ", de masse volumique " ρ ", est donnée par la relation suivante : [35] figure (2.1)

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot dx \cdot v^2 \quad (\text{II.1})$$

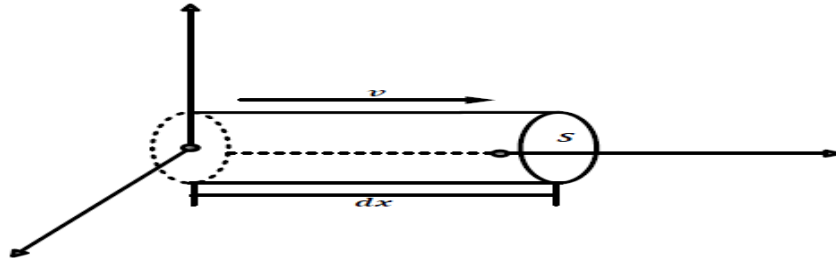


Fig.2.1. Colonne d'air animée d'une vitesse v .

La dérivée de l'énergie cinétique du vent par rapport au temps donne la puissance P_m extraite du volume d'air en mouvement.

En supposant que $dx = v dt$, on peut écrire l'expression de la puissance P_m du vent de la manière suivante :[29]

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (II.2)$$

E_c : Energie cinétique en joules, v : vitesse instantanée du vent (m/s),

ρ : Masse volumique de l'air (Kg/m^3).

On voit que la puissance mécanique du vent est proportionnelle au cube de la vitesse de vent et aussi à la densité de l'air qui balayée par les pales de la turbine. Il est à noter que les pales de la turbine ne peuvent pas extraire la totalité cette puissance.

II.2.2. Loi de Betz et coefficient de puissance

Considérons le système représenté sur la figure (2.2) qui représente un tube du courant autour d'une éolienne à axe horizontal. V_1 représente la vitesse du vent en amont et V_2 celle en aval [48]. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne V_m entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 , soit [36]:

$$V_m = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (II.3)$$

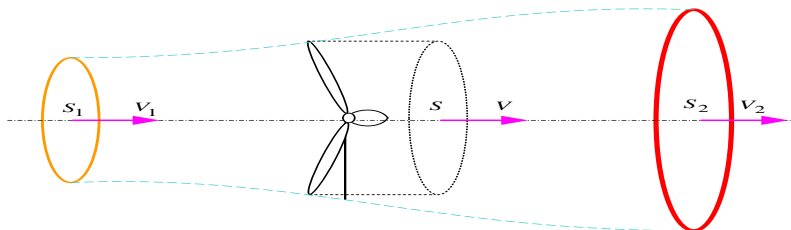


Fig.2.2. Tube de courant autour d'une éolienne.

La masse d'air en mouvement qui traverse ce tube dans une seconde est donnée par le produit de la densité d'air, la surface, et la vitesse moyenne.

$$m = \rho \cdot S \cdot V_m = \rho \cdot S \cdot \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{II.4})$$

D'après la seconde loi de Newton, la puissance extraite du vent peut être s'exprimer par la moitié du produit de la variation de vitesse du vent et la masse d'air en déplacement [06] :

$$P_m = m \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{II.5})$$

Remplaçons l'équation (II.4) dans l'équation (II.5) on obtient, [35] :

$$P_m = \rho \cdot S \cdot \frac{(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (\text{II.6})$$

La puissance totale théoriquement disponible P_{mt} sur cette même surface S extraite sans diminution de vitesse du vent soit à la vitesse V_1 , est donnée par [35, 36]:

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \quad (\text{II.7})$$

Avec :

ρ : Densité de l'air (Kg.m^{-3})

V_1 : Vitesse du vent (m.s^{-1})

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est appelé coefficient de puissance C_p [35, 36, 37]:

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{II.8})$$

La représentation graphique de cette équation représente un maximum de 16/27 soit 59% selon la figure (2.3) connu sous le nom de coefficient "CP". Ce maximum représente un optimum théorique de la puissance du vent qui a été découvert pour la première fois par "Betz", en 1926 [23]. Dans la pratique, cette limite ne peut jamais être atteinte.

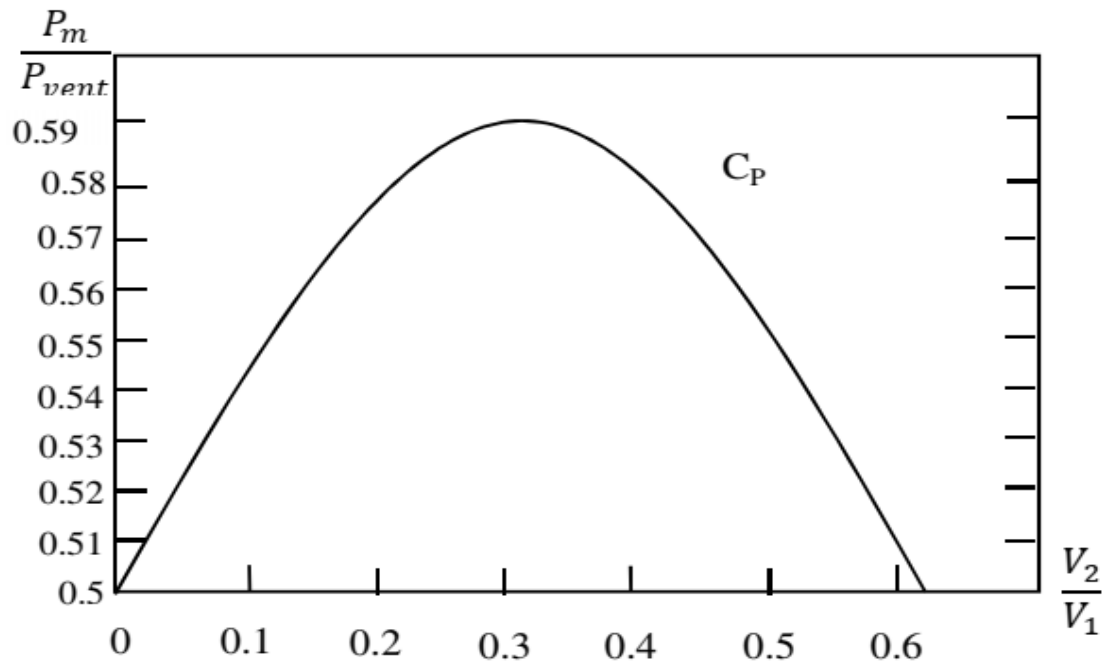


Fig.2.3. Caractéristique du coefficient de puissance.

Dans le cas réel, les turbines éoliennes ne peuvent pas atteindre ce maximum de puissance. Effectivement, chaque éolienne a son propre coefficient de puissance, ce dernier est en fonction d'une vitesse relative qui représente un rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne ($\Omega_t R$) et la vitesse du vent V figure (2.4), ce rapport connu sous le nom vitesse spécifique " λ " (Tip Speed Ratio TSR en anglais) et donné par :

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R}{V} \quad (\text{II.9})$$

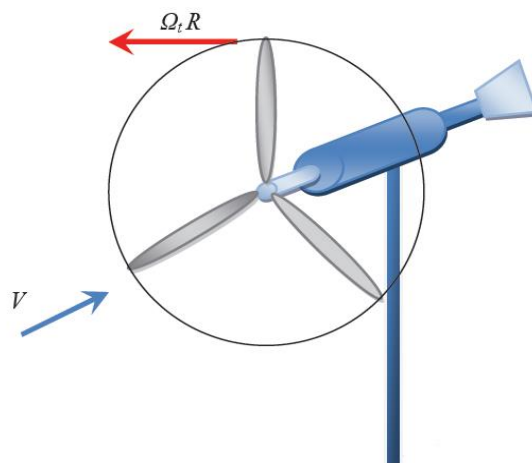


Fig.2.4. Vitesse du vent (V) et vitesse tangentielle ($\Omega_t \cdot R$).

R : Rayon de la surface balayée en [m] ;

V : Vitesse de vent en [m/s] ;

Ω_t : Vitesse de rotation des pales de la turbine en [rad/s].

II.3. Modélisation de la turbine éolienne

L'éolienne permet de convertir le flux d'air (énergie cinétique) en un mouvement de rotation (énergie mécanique) qui entraîne ensuite un générateur pour la production d'électricité (énergie électrique). Le générateur employé de ce système est de type synchrone ou asynchrone. Le principe du système de conversion de l'énergie éolienne SCEE est illustré dans la (figure 2.5). Par ailleurs, un SCEE est un système complexe composé de plusieurs sous systèmes appartenant à plusieurs domaines très différent (mécanique, aérodynamique, électrique) et pour optimiser la conversion dans ce système, il est nécessaire de connaître la modélisation des différents éléments de celui-ci.

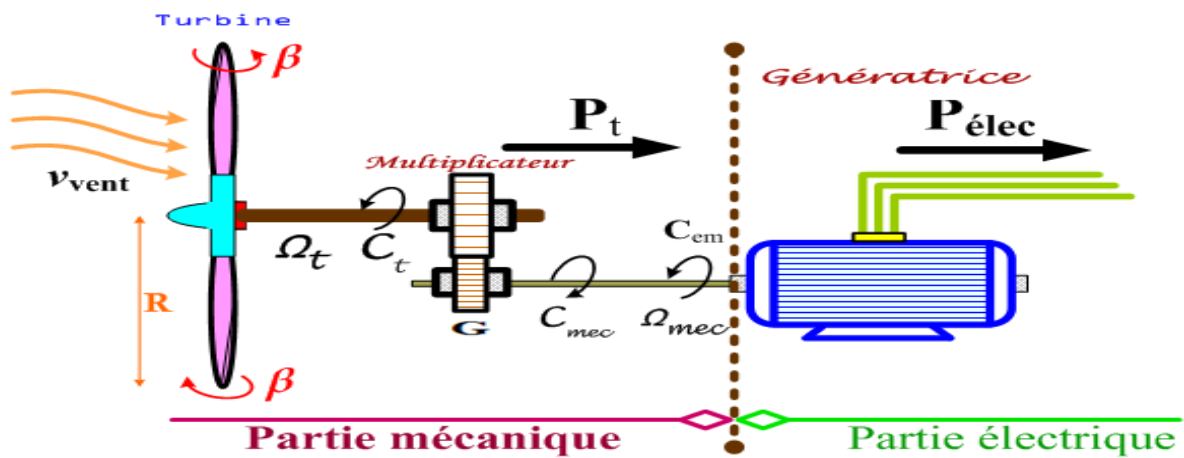


Fig.2.5. Schéma de la turbine éolienne à modéliser

L'angle de calage des pales, la vitesse du vent et la vitesse du générateur sont les variables d'entrée de la turbine éolienne, tandis que la puissance mécanique c'est la variable de sortie.

II.3.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

Le dispositif mécanique du système qui sera étudié, est constitué d'une turbine éolienne constitué de trois pales de longueur ' R ', entraînant un générateur par le biais d'un multiplicateur de vitesse de gain ' G ', ce multiplicateur entraîne la génératrice électrique à une vitesse ' Ω_{mec} '. Des hypothèses simplificatrices seront considérées, afin de simplifier le modèle électromécanique [30] :

- La conception des pales est identique et possédants la même inertie, une élasticité homogène et le même coefficient de frottement par rapport à l'air ;

- Une égalité de la force de poussé pour toutes les pales due à une répartition équitable de la vitesse du vent ;
- On néglige le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air.
- • On néglige les pertes par frottement de la turbine par rapport aux pertes par frottement du côté générateur.

Sous ces hypothèses simplificatrices, on obtient alors un modèle mécanique simple comme l'illustre la figure (2.6) [39] :

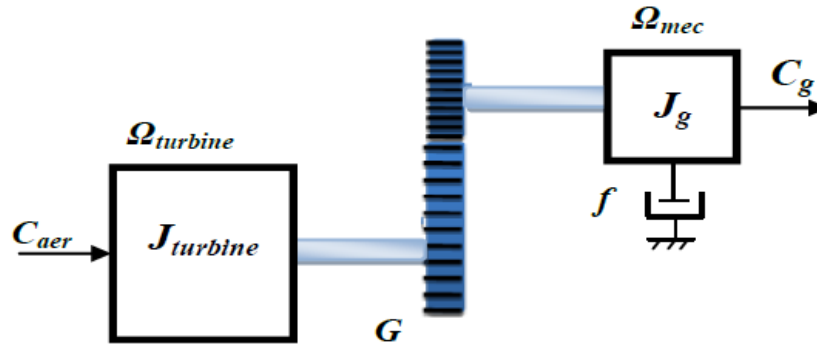


Fig. 2. 6. Modèle mécanique simplifié de la turbine.

Avec :

$J_{turbine}$: Le moment d'inertie de la turbine ;

J_g : Le moment d'inertie de la génératrice ;

f : Le coefficient dû aux frottements visqueux de la génératrice ;

C_g : Le couple mécanique sur l'arbre de la génératrice ;

Ω_{mec} : La vitesse de rotation de la génératrice.

II.3.2. Modèle du profil de vent

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air provoquées indirectement par l'ensoleillement de la Terre. Les masses d'air sont en perpétuel déplacement à cause de la différence de pression due aux écarts de température des différentes zones. La puissance disponible d'un système éolien dépend principalement de la vitesse du vent qui est un facteur climatique imprévisible ainsi sa distribution et sa direction sont complexes.

Le vent ne peut pas être représenté par des expressions exclusivement déterministes. La définition du modèle du vent nécessite des données climatiques et géographiques du site concerné, ainsi que de connaître son modèle mathématique.

La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps, elle peut être mise sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques sous la forme :

$$V = f(t) \quad (\text{II.9})$$

Avec :

$$V = V_0 + \sum_{i=1}^n A_i \sin(w_i t + \varphi_i) \quad (\text{II.10})$$

V_0 : La valeur moyenne de la vitesse du vent ;

A_i : Amplitude de l'harmonique ;

w_i : Pulsation de l'harmonique ;

i : Le rang du dernier harmonique retenu dans le calcul du profil du vent.

Dans cette partie d'étude, l'évolution de la vitesse du vent est représentée par l'équation suivante :

$$V(t) = 10 + 0.2 \sin(0.1047t) + 2 \sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2 \sin(3.6645t) \quad (\text{II.11})$$

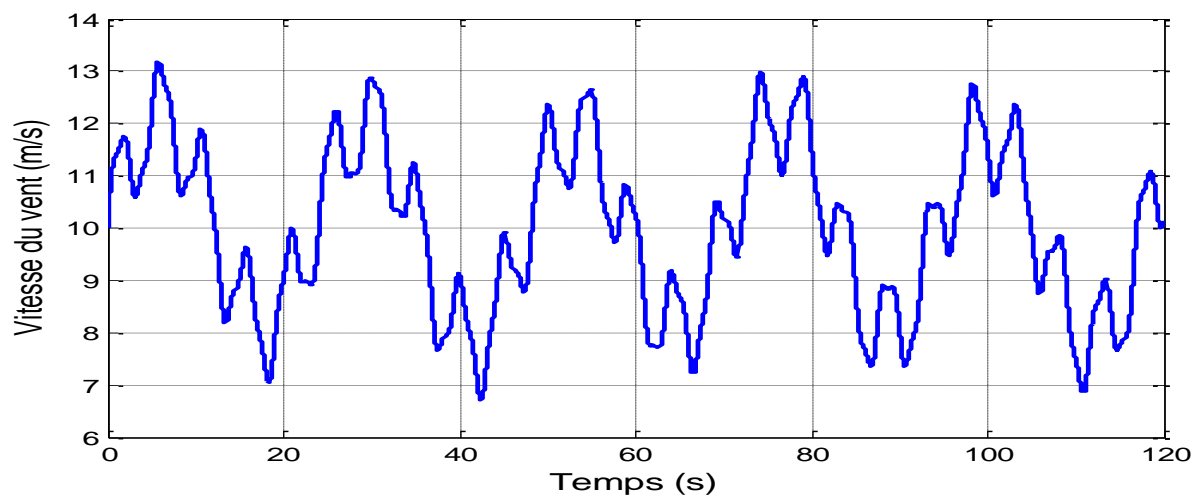


Fig. 2. 7. Allure de vitesse du vent.

II.3.3. Modèle de la turbine

II.3.3.1. Puissance mécanique de la turbine

La puissance cinétique du vent est donnée par la relation suivante :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (\text{II.12})$$

Et selon la loi de Betz, la puissance récupérée par une éolienne ne peut pas excéder les 59% de l'énergie éolienne disponible, la puissance extraite sera calculée suivant la formule ci-après [38,40] :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (\text{II.13})$$

Avec :

P_{vent} : Puissance du vent [W] ;

P_{aer} : Puissance aérodynamique de turbine de vent [W] ;

En connaissant la vitesse de rotation de la turbine, on peut déduire l'expression du couple aérodynamique comme suit :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{tur}} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \cdot \frac{1}{\Omega_{tur}} \quad (\text{II.14})$$

II.3.3.2. Coefficient de puissance

Le coefficient de puissance " C_p " représente l'efficacité aérodynamique de la turbine éolienne, chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance.

Plusieurs expressions numériques du coefficient de puissance ont été proposées dans la littérature, dans notre étude, le coefficient de puissance de la turbine utilisé est dépend de la vitesse spécifique " λ " et de l'angle d'orientation de la pale " β " [30]. Il est donné par l'expression (II. 15) :

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.5 - 0.00167(\beta - 2)) \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (\text{II.15})$$

L'équation (II.15) permet de tracer les caractéristiques du " C_p " en fonction de " λ " pour différentes valeurs de " β ", figure (2.8).

La figure (2.8) montre bien que l'augmentation de " β " provoque la dégradation du coefficient de puissance et par conséquent la diminution de la puissance extraite du vent. On note également que pour un " β " donné, il existe une valeur de " λ " pour laquelle le " C_p " est maximal. De plus, pour l'angle de calage ($\beta = 2^\circ$), le rendement de la turbine est maximal ($C_p^{\max} = 0.5$) et cette valeur correspond à une valeur optimale de la vitesse spécifique ($\lambda_{opt} = 9.14$).

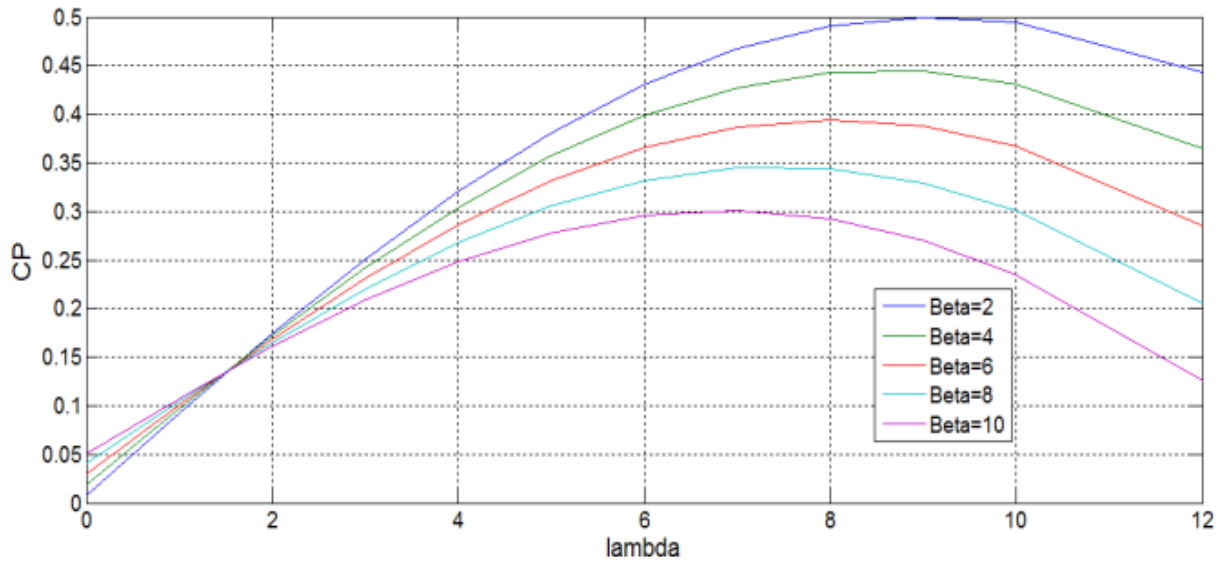


Fig. 2. 8: Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour différentes valeurs de l'angle de calage ' β '.

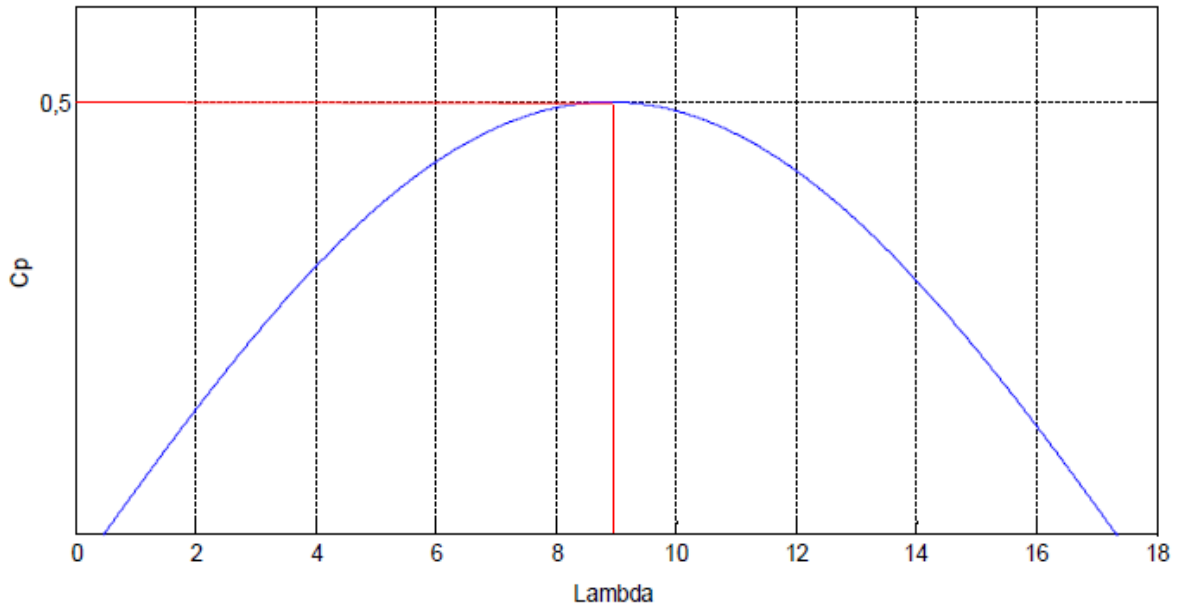


Fig. 2. 9: coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage optimal.

Notant ici, qu'avec ces paramètres ($\beta = 2^\circ$, $C_p^{\max} = 0.5$, $\lambda_{opt} = 9.14$), la turbine fonctionne avec un rendement maximum et produit une puissance optimale.

II.3.4. Modèle du multiplicateur

Pour adapter le couple aérodynamique en couple d'entraînement de la génératrice et la vitesse de la turbine à celle du générateur, il est nécessaire de connecter entre la turbine et la génératrice une boîte de vitesses « multiplicateur », ce dernier peut être modélisé par les deux formules mathématiques suivantes [41] :

$$\begin{cases} C_g = \frac{C_{aer}}{G} \\ \Omega_{tur} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \end{cases} \quad (II.16)$$

Où : G : Rapport du multiplicateur ;

C_g : Couple appliqué sur le générateur [Nm] ;

Ω_{mec} : La vitesse appliquée sur le générateur [rad/s].

Notons que dans notre cas le système éolien utilisé est à attaque directe (l'avantage de la GSAP), alors la valeur de ' G ' est égale à l'unité.

II.3.5. Modèle de l'arbre de transmission

D'après la figure (2.6), la masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie " $J_{turbine}$ " et comprend la masse du rotor de la turbine et la masse des pales.

Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale " J " constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice [30].

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (II.17)$$

Le couple mécanique total " C_{mec} " appliqué au rotor est donné par : [30] :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (II.18)$$

Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux, et le couple issu du multiplicateur :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (II.19)$$

C_{em} : Le couple électromagnétique développé par la génératrice ;

C_g : Le couple issu du multiplicateur ;

C_{vis} : Le couple résistant dû aux frottements ;

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par le coefficient de frottement visqueux f :

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \quad (II.20)$$

En remplaçant (II.19) et (II.20) dans (II.18), nous aurons :

$$C_g - C_{em} = J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} + f \cdot \Omega_{mec} \quad (II.21)$$

D'autre part, le schéma bloc de la turbine éolienne peut être modélisé à partir des équations (II.9), (II.14) et (II.21) qui rassemblent à la fois la modélisation aérodynamique et mécanique de l'éolienne est représenté sur la figure (2.10).

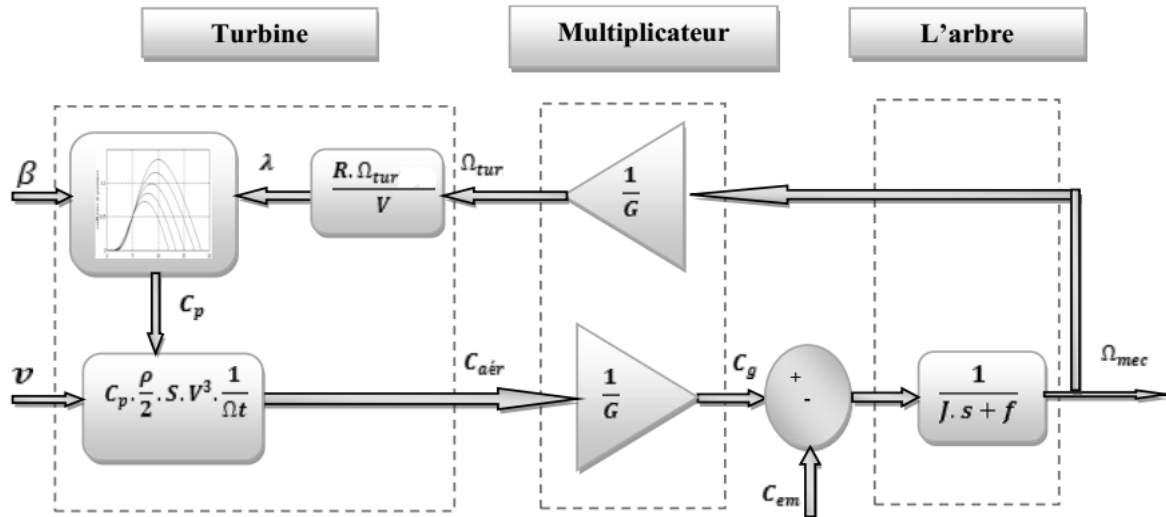


Fig. 2. 10 : Schéma bloc du modèle de la turbine éolienne.

Ce schéma bloc montre que la vitesse de rotation de la génératrice, donc de la turbine, peut être commandée par action soit sur l'angle de calage des pales soit sur le couple électromagnétique de la génératrice. La vitesse du vent se considère comme entrée perturbatrice du système aérodynamique. [24, 41].

II.4. Commande optimale de la turbine

L'utilisation et le développement de l'énergie éolienne sont devenus une partie importante du développement énergétique dans le monde car le vent est une source d'énergie durable et respectueuse de l'environnement. Cependant, en raison de la nature erratique de cette énergie, la conception des turbines et leurs modes de contrôle doivent être optimisés pour l'extraction du maximum de puissance possible de l'énergie éolienne [6]. Quelques algorithmes ont été élaborés pour obtenir les points de fonctionnement optimaux de transfert de puissance maximale.

L'intérêt majeur de l'algorithme MPPT est d'extraire un maximum de puissance à partir de l'énergie disponible dans le vent. Pour cela, plusieurs solutions se présentent pour aboutir à cet objectif. On trouve entre autre, la commande mécanique via l'orientation des pales de la turbine et la commande électrique via l'électronique de puissance.

II.4.1. Les différents types de MPPT pour éolienne

Dans le but d'assurer le maximum de productivité énergétique, nous avons besoin de la recherche du point de fonctionnement à puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Traking). Cette méthode permet de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale de l'aérogénérateur figure (2.11). Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique de MPPT correspond à la « zone II » de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable doit être utilisée. Le principe de cet algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) consiste à chercher une relation optimale de fonctionnement à la puissance maximale, puis traquer la puissance maximale en se basant sur cette relation. Divers algorithmes ou stratégies MPPT pour les éoliennes ont été élaborés dans la littérature. Ces stratégies peuvent être classés en deux grandes catégories selon la connaissance préalable ou non de la caractéristique de l'éolienne [09]. En utilisant les spécifications de la turbine éolienne fournies par le constructeur, il est possible d'obtenir la loi optimale qui lie la puissance maximale que la turbine peut produire à la vitesse de rotation.

Dans notre étude on se focalise sur le cas où la connaissance de la caractéristique de voilure est connue. Cette méthode se sert de la caractéristique de l'éolienne $C_p(\lambda)$ pour déterminer la vitesse spécifique optimale qui permet de tracer la relation optimale entre la puissance maximale et la vitesse de rotation du rotor optimale.

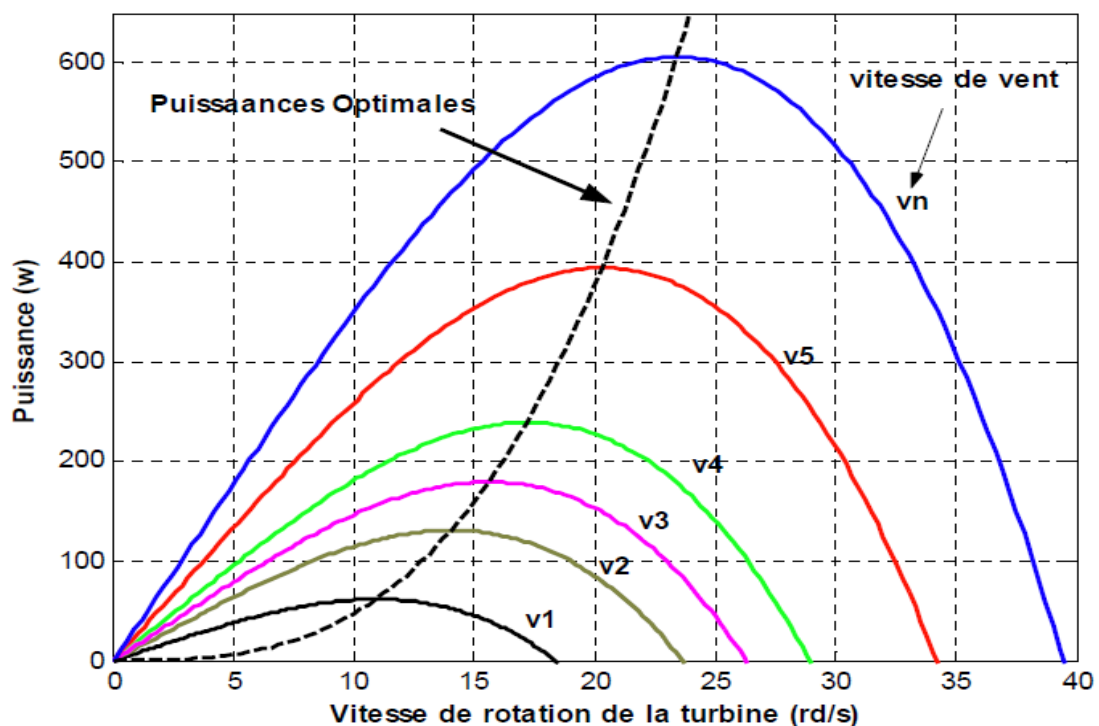


Fig. 2. 11 : Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation.

Comme montre la (2.11), pour chaque vitesse du vent il y a un sommet qui est équivalent à la puissance maximale « extractible » donc au point optimal. Il est caractérisé par la vitesse spécifique optimale λ_{opt} et le coefficient de puissance maximal C_p^{max} .

La puissance optimale " P_{opt} " définie par:

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{max} (\lambda_{opt}) \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (II.22)$$

D'après l'équation (II.22), la puissance aérodynamique maximale peut être extraite si la valeur du coefficient de puissance rattrape sa valeur maximale C_p^{max} qui correspond à la valeur optimale de la vitesse relative λ_{opt} . Par conséquent, il faut concevoir des algorithmes de commandes qui permettent d'extraire cette puissance aérodynamique maximale, tout en ajustant le couple électromagnétique de la machine à travers une régulation de la vitesse de rotation mécanique. Parmi les algorithmes MPPT utilisées dans la conversion éolienne on trouve :

- L'algorithme de maximisation de puissance MPPT avec asservissement de vitesse.
- L'algorithme de maximisation de puissance MPPT sans asservissement de vitesse.

II.4.1.1. Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse

L'algorithme de contrôle MPPT sans asservissement de vitesse ne nécessite aucune mesure de la vitesse du vent. Le couple mécanique de la turbine peut être considéré comme étant nul lorsque ce mode de contrôle repose sur l'hypothèse que le vent varie très peu en régime permanent [09, 41]. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (II.23)$$

Si on néglige le couple dû aux frottements visqueux " $C_{vis} = 0$ " on aura comme équation des couples :

$$C_{em} = C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (II.24)$$

Le couple électromagnétique de référence est déterminé à partir d'une estimation du couple aérodynamique :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer-est}}{G} \quad (II.25)$$

A partir de la mesure de la vitesse mécanique et la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent, on obtient le couple aérodynamique estimé comme suit :

$$C_{aer-est} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{est}^3 \cdot \frac{1}{\Omega_{tur-est}} \quad (II.26)$$

où : V_{est} : la valeur estimée de la vitesse du vent, $\Omega_{tur-est}$: est la vitesse estimée de la turbine.

La vitesse estimée de la turbine est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique :

$$\Omega_{tur-est} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (II.27)$$

L'estimation de la vitesse du vent peut être obtenue à partir de l'équation :

$$V_{est} = \frac{\Omega_{tur-est} \cdot R}{\lambda} \quad (II.28)$$

En regroupant ces quatre équations (II.25), (II.26), (II.27) et (II.28), on obtient une relation globale de contrôle :

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II.29)$$

Pour extraire la puissance maximale générée, il est nécessaire de fixer la vitesse spécifique " λ " à sa valeur optimale " λ_{opt} " correspond au maximum du coefficient de puissance " C_p^{max} ".

$$C_{em-ref} = \frac{C_p^{max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II.30)$$

En mettant

$$K_{opt} = \frac{C_p^{max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{1}{G^3} \quad (II.31)$$

L'expression (II.29) peut s'écrire sous la forme

$$C_{em-ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (II.32)$$

L'expression du couple de référence devient alors proportionnelle au carré de la vitesse de la génératrice.

A partir de la valeur référence du couple électromagnétique, il est aisé de déterminer la valeur de la puissance électromagnétique de réglage :

$$P_{em-ref} = C_{em-ref} \cdot \Omega_{mec} = \frac{C_P^{max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^3}{G^3} \quad (II.33)$$

Il est à noter que l'expression de la puissance électromagnétique de référence est proportionnelle au cube de la vitesse de génératrice.

II.4.1.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

Cette approche nécessite une connaissance précise des paramètres de l'éolienne et la mesure de la vitesse du vent afin de déterminer la vitesse requise du générateur pour extraire la puissance maximale. En utilisant les spécifications de la turbine éolienne fournies par le constructeur, il est possible d'obtenir la loi optimale qui lie la puissance maximale que la turbine peut produire à la vitesse de rotation.

Cette méthode repose sur l'hypothèse que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelle que soit la puissance générée [42].

$$C_{em} = C_{em-ref} \quad (II.34)$$

Cette stratégie de contrôle consiste à régler le couple électromagnétique de la machine à travers une régulation de la vitesse de rotation mécanique tout en utilisant un correcteur.

Le couple électromagnétique de référence " C_{em-ref} " permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence " Ω_{ref} " donné par :

$$C_{em-ref} = \text{Re } g(\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II.35)$$

Où :

Re g : Est le régulateur de vitesse.

La vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer (" $\Omega_{tur-ref}$ ") pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on aura :

$$\Omega_{mec-ref} = G \cdot \Omega_{tur-ref} \quad (II.36)$$

Selon l'équation (II.09), la vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_{tur} = \frac{\lambda V}{R} \quad (II.37)$$

Alors, la vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique " λ_{opt} " et le coefficient de puissance maximale " C_p^{max} " (à β constant égal à 2°) peut se déduire par:

$$\Omega_{tur-ref} = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \tag{II.38}$$

La figure (2.12) illustre le schéma de principe de la commande MPPT avec et sans asservissement de la vitesse de rotation.

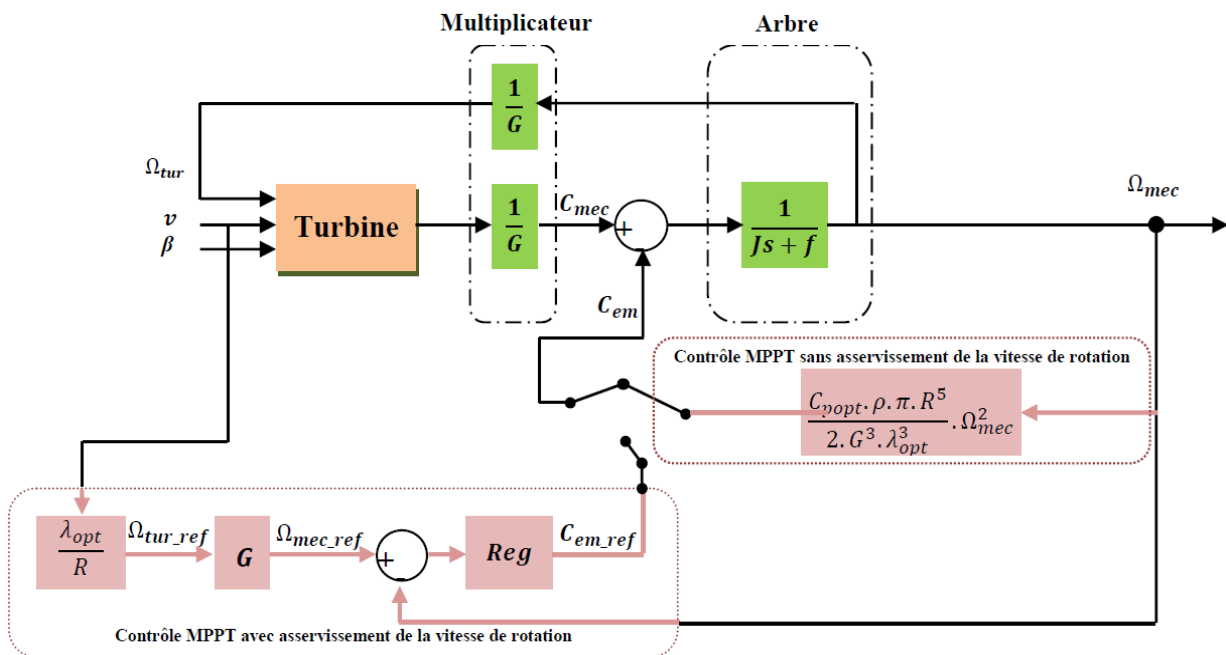


Fig.2.12 Schéma bloc du contrôle MPPT de la vitesse de rotation.

Dans ce travail, l'asservissement de la vitesse se fait en basant sur deux types de régulateurs à savoir :

- Une régulation basée sur une loi linéaire de type PI (voir la synthèse dans l'annexe A)
- Une régulation basée sur la technique non linéaire par la Commande Synergétique.

II.5. Commande synergétique

II.5.1. Principes de la commande synergétique

La théorie de la commande synergétique (SC) est développée par Anatoly Kolesnikov [43, 56,57]. C'est une stratégie de commande non linéaire qui vise le même objectif que la commande par mode glissant. Cette commande partage avec la commande par mode glissant les avantages de stabilité globale, la réduction d'ordre et l'insensibilité vis-à-vis des

paramètres et elle diffère dans le fait que cette commande est toujours continue ce qui permet d'éviter le problème de broutement ("chattering" en anglais) de la commande par mode glissant.

Cette théorie a récemment été appliquée avec succès dans le domaine des commandes de l'électronique de puissance on cite à titre d'exemple, son application sur un convertisseur élévateur 'convertisseur Boost' qui a été présentée dans [44,45] et sur un 'convertisseur Buck' dans [47,48], aussi parmi les applications pratiques on la trouve dans le système de conversion de l'énergie éolienne qui a été discutés dans [46] et sur le chargement de batteries dans [49].

L'avantage de la commande synergétique par rapport aux autres types de commandes robuste c'est que la commande synergétique fonctionne à fréquence de commutation constante et ne nécessite pas la linéarisation du modèle.

L'objectif de cette commande en fait est de forcer le système à fonctionner dans une région bien déterminée définie par une macro-variable. Le concept fondamental de cette approche est de gouverner les trajectoires du système contrôlé vers une variété désirée dans l'espace d'état du système.

II.5.2. Synthèse du régulateur synergétique:

Supposons que le système à commander soit décrit par un ensemble d'équations non linéaires de dimension 'n' qui a la forme suivante [58] :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u, t) \quad (\text{II.39})$$

x : Le vecteur d'état du système, u : le vecteur de commande et t représente le temps.

La première étape dans la conception d'une commande synergétique réside dans la formation des macro-variables. Cette macro-variable peut être définie sous forme d'une combinaison linéaire des variables d'état du système, sachant que le nombre de macro-variables ne dépasse pas le nombre de variables à contrôler [46,45]. Soit :

$$\Psi = \psi(x, t) \quad (\text{II.40})$$

Ψ : La macro-variable

$\psi(x, t)$: Fonction des variables d'état.

L'objectif de la commande synergétique consiste à trouver une commande $u(t)$ qui force les trajectoires du système à tendre vers une variété (manifold) ou bien une hyper surface d'équation ($\Psi = 0$), d'où:

$$\psi(x, t) = 0 \quad (\text{II.41})$$

Manifold est un concept important dans la théorie du contrôle synergétique. Il peut réduire l'ordre du système en construisant un collecteur approprié. Brièvement, chaque variété (manifold) qui réduit l'ordre du système, soumet une nouvelle contrainte. Le choix approprié des macro-variables et de leurs caractéristiques permet au concepteur d'atteindre les performances ciblées pour la conception du système, y compris la stabilité et la sensibilité des paramètres. La fixation de l'évolution dynamique des macro-variables (II.41) vers les manifolds ($\Psi = 0$) par une équation fonctionnelle, définie par la forme générale suivante [49,46,43,50,52] :

$$T\dot{\psi} + \psi = 0 \quad T > 0 \quad (\text{II.42})$$

Où : T est un paramètre de contrôle qui indique la vitesse de convergence des macro-variables vers le domaine indiqué [51-53, 54].

La solution de l'équation (II.42) donne la fonction suivante :

$$\psi(t) = \psi_0 e^{-\frac{t}{T}} \quad (\text{II.43})$$

Comme le montre la figure (2.13), la macro-variable $\psi(t)$ converge vers l'attracteur ou le collecteur (la manifold) $\Psi = 0$ pour des conditions initiales différentes de ψ_0 .

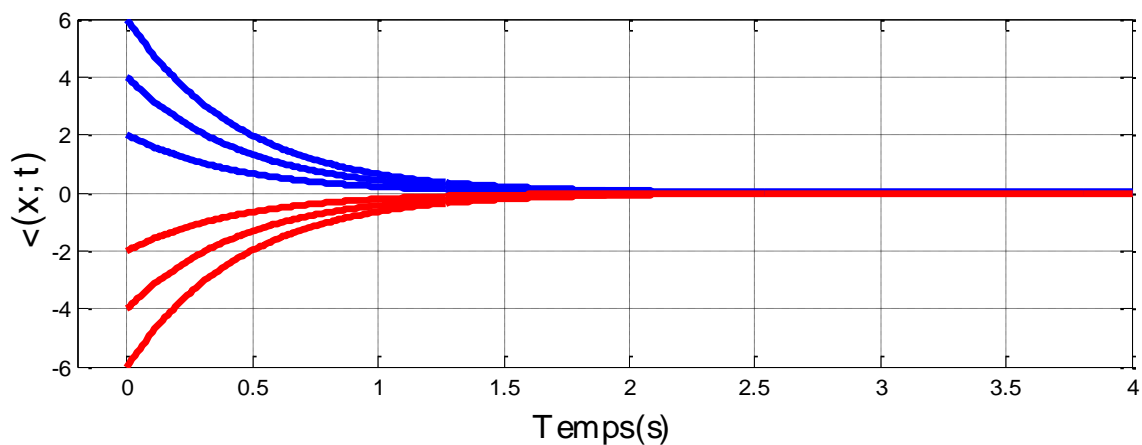


Fig. 2. 13 Représentation graphique de la solution de l'équation fonctionnelle pour différentes conditions initiales

La substitution de (II.39) et de (II.40) dans (II.42) permet d'écrire : [60-61]

$$T \frac{d\psi}{dx} f(x, u, t) + \psi(x, t) = 0 \quad (\text{II.44})$$

En résolvant (II.44), la loi de commande peut être trouvée comme : [62-63]

$$u = g(x, T, \psi(x, t), t) \quad (\text{II.45})$$

À partir de l'équation (II.45), on peut voir que la commande synergétique dépend non seulement des variables d'état du système, mais également de la macro-variable et de la constante de temps choisies T .

Ainsi, il est intéressant de noter que la loi de la commande synergétique garantit la stabilité globale sur le domaine choisi. Ceci signifie qu'une fois que l'hyper surface est atteinte le système n'est pas supposé la quitter, même en cas d'assez grandes variations des paramètres.

II.5.3. Conception du régulateur synergétique de vitesse [55]

Afin de concevoir le régulateur synergétique de la vitesse de rotation du générateur éolien, nous considérons l'équation d'état qui définit la dynamique de l'arbre :

Pour concevoir un régulateur par la commande synergétique de la vitesse, nous considérons le système d'équations (II.46).

$$\dot{\Omega} = \frac{1}{J} (C_g - C_{em} - f) \Omega \quad (\text{II.46})$$

Nous choisissons l'erreur de vitesse comme étant la macro-variable :

$$\psi(\Omega) = e(\Omega) = \Omega_{ref} - \Omega \quad (\text{II.47})$$

La dérivée de la fonction macro-variable

$$\dot{\psi} = \dot{\Omega}_{ref} - \dot{\Omega} \quad (\text{II.48})$$

En considérant (II.46), (II.47) et (II.48), la loi de commande (C_{em-ref}) s'écrit alors :

$$C_{em-ref} = C_{em} = \frac{J}{T} \left[\frac{Tf}{J} \Omega - \frac{TC_g}{J} + (\Omega_{ref} - \Omega) \right] \quad (\text{II.49})$$

Où :

T : est choisi de sorte à avoir des performances statiques et dynamiques satisfaisantes.

L'équation (II.49) permet de tracer le schéma bloc de la commande par mode synergétique de la vitesse de rotation de la génératrice pour la poursuite du point maximum de puissance MPPT, représenté à la figure (2.14).

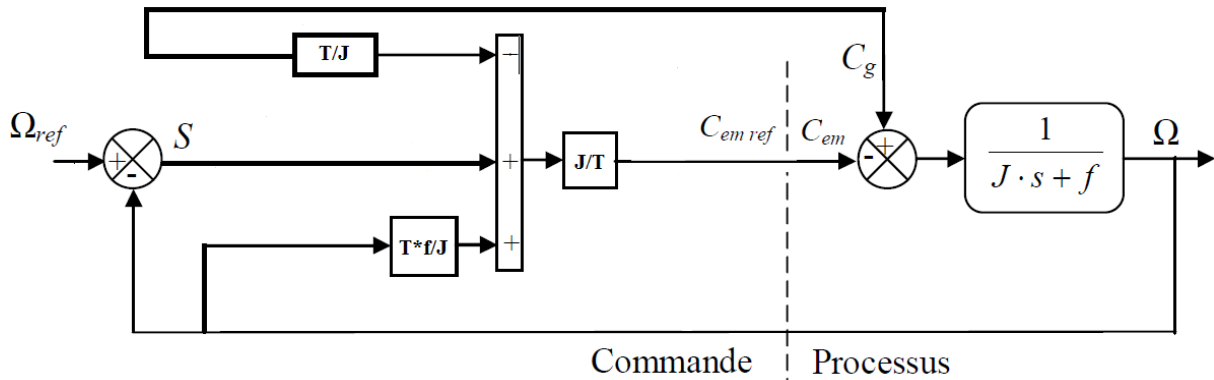


Fig. 2. 14. Schéma bloc de la commande de vitesse par mode synergétique pour la MPPT.

II.6. Résultats de simulation

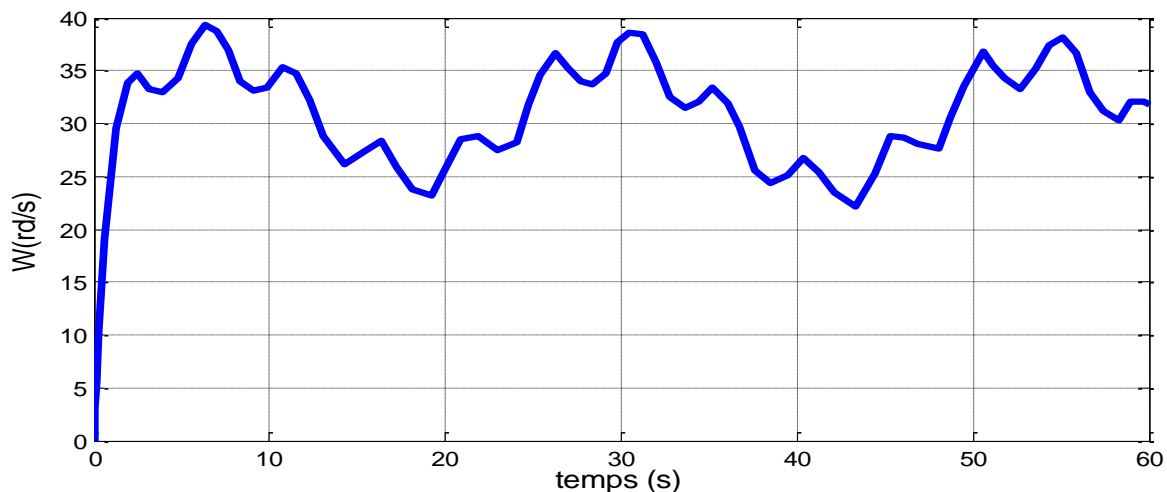
Les paramètres de la turbine qui sont utilisées dans cette partie de simulation se trouvent dans l'annexe B.

Dans un premier temps, nous avons simulé la partie mécanique en considérant le profil de vent de la figure (2.7) sous deux stratégies d'extraction du maximum de puissance de la turbine à savoir : la MPPT sans asservissement de vitesse et la MPPT avec asservissement de vitesse par deux régulateurs différents :

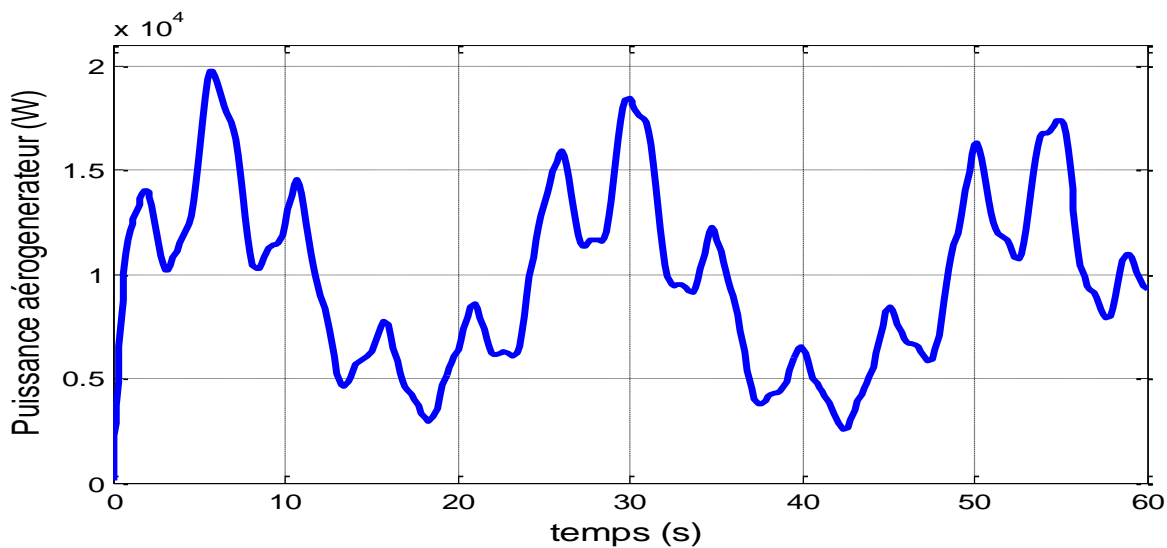
- Proportionnel et intégral (PI).
- Commande Synergétique (CS).

II.6.1. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse

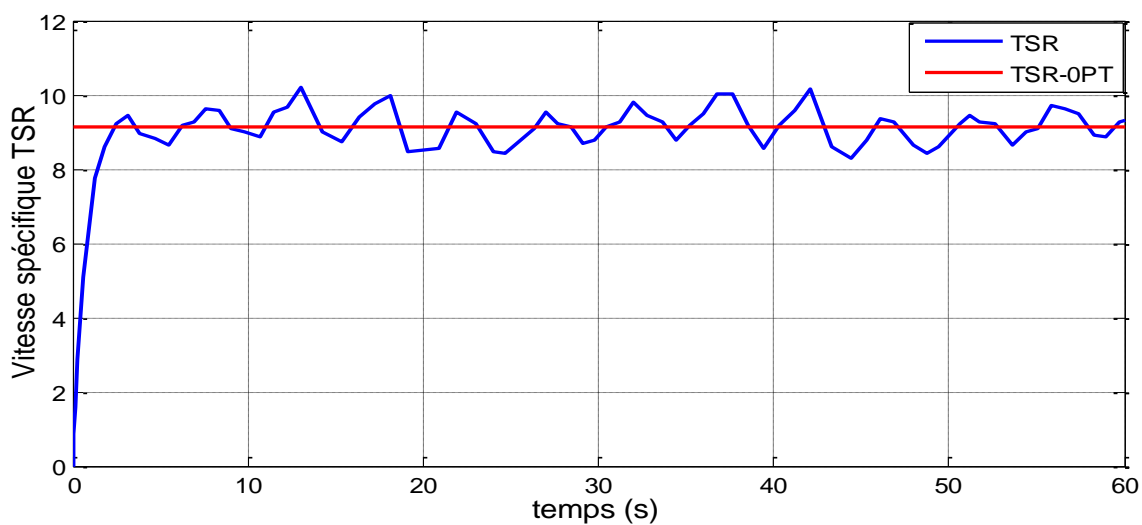
La Figure (2.15) résume les résultats trouvés de simulation du système éolien contrôlé par l'algorithme de commande MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation mécanique du générateur.



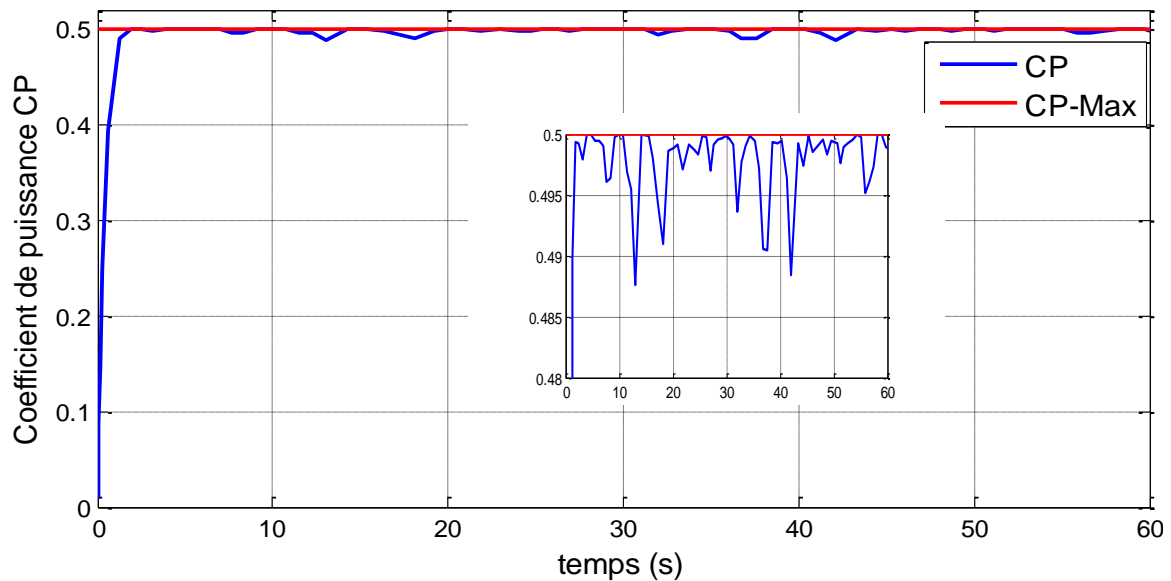
(a): Vitesse de rotation mécanique.



(b): Puissance électrique.



(c): Vitesse spécifique.



(d): Coefficient de puissance.

Fig. 2. 15 Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse.

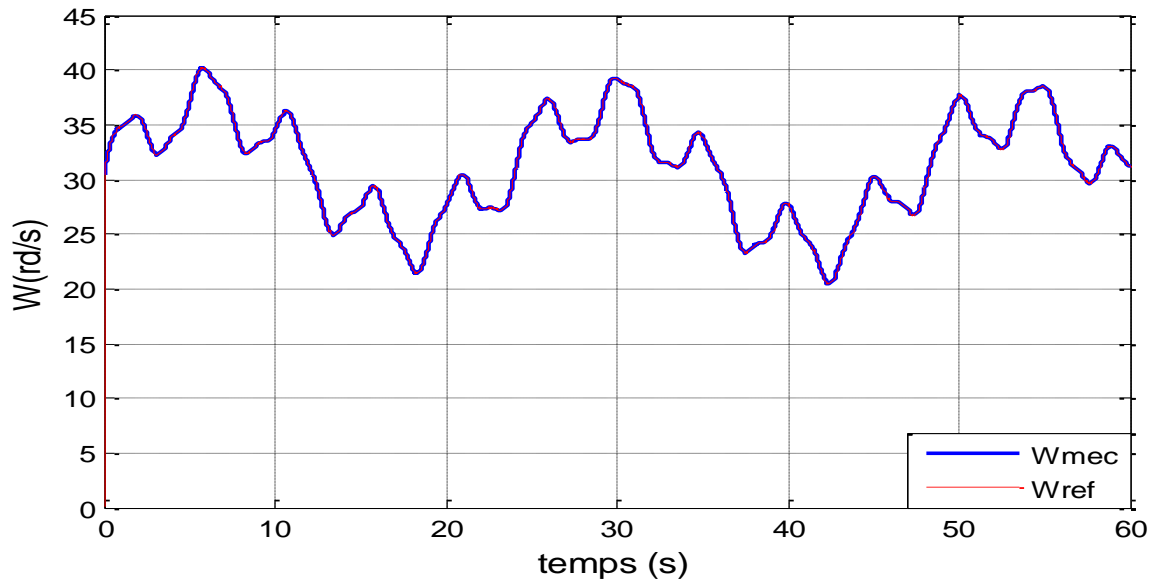
D'après les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande on remarque que l'allure de la vitesse mécanique prend approximativement la même allure que celle du vent mais avec une dynamique lente. La puissance électrique produite a la même forme que celle du vent.

Le coefficient de puissance " C_p " et la vitesse spécifique " λ " ne sont pas bien ajustés à leurs valeurs optimales avec un temps de réponse et une erreur statique importante en régime permanent ce qui implique que la puissance électrique obtenue est inférieure à celle optimale. Ceci à pour cause l'absence de régulation de la vitesse de la turbine.

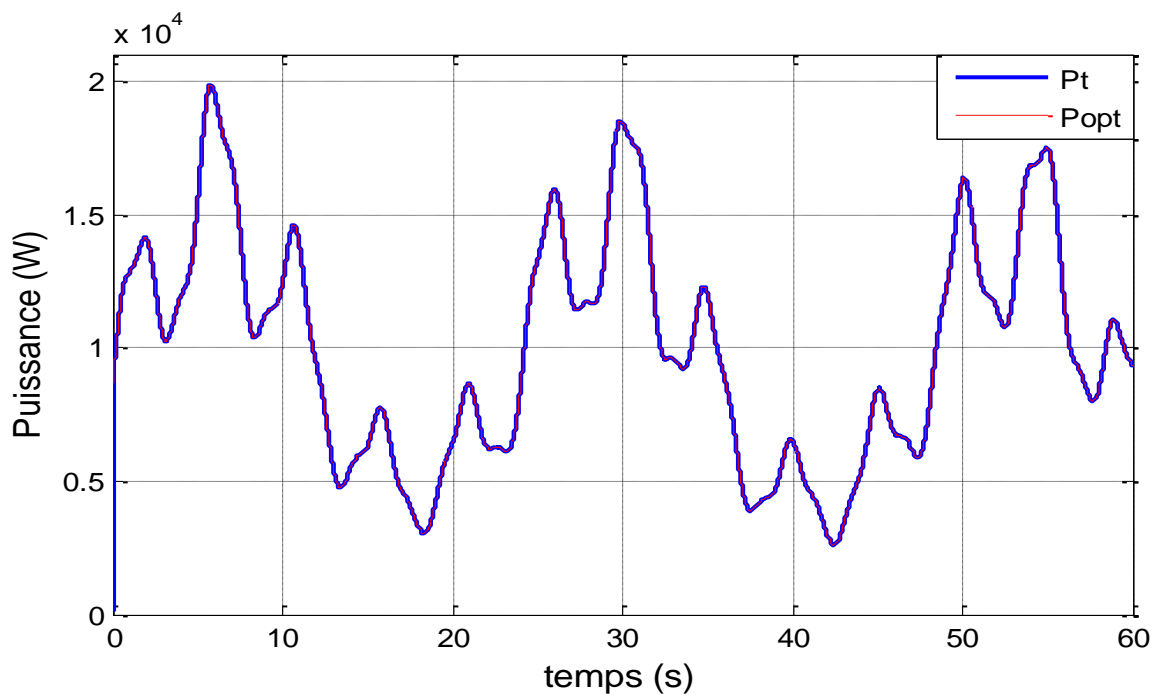
II.6.2. Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse

Les figures (2.16) et (2.17) résument les résultats de simulation du système éolien contrôlé maintenant par l'algorithme de commande MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation mécanique.

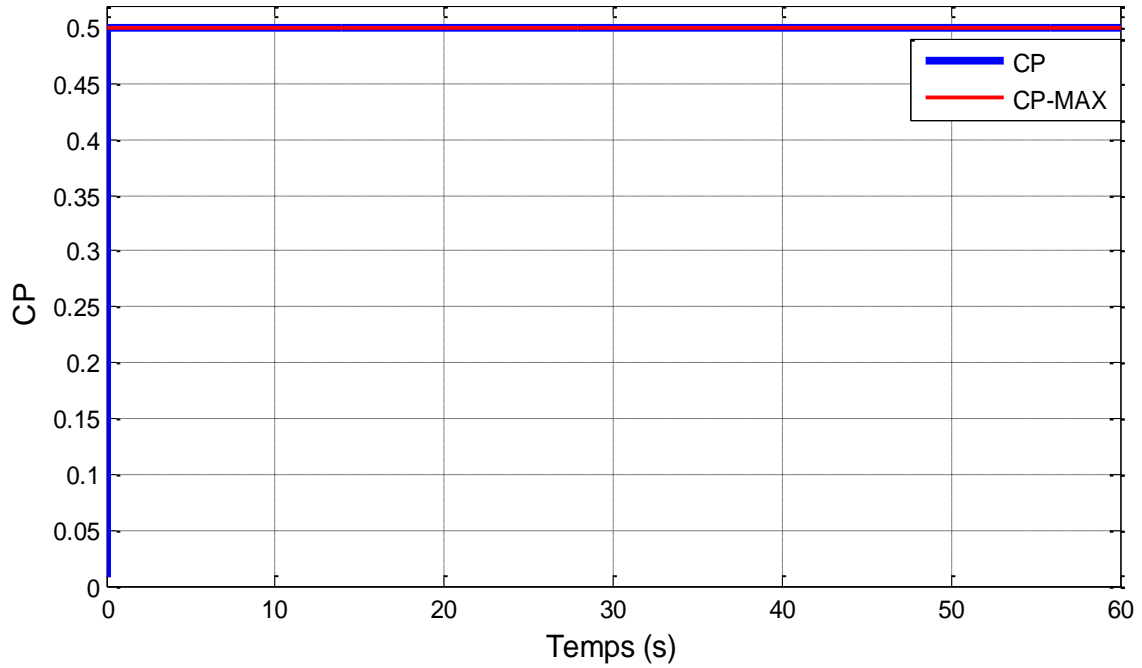
II.6.2.1. Régulateur PI



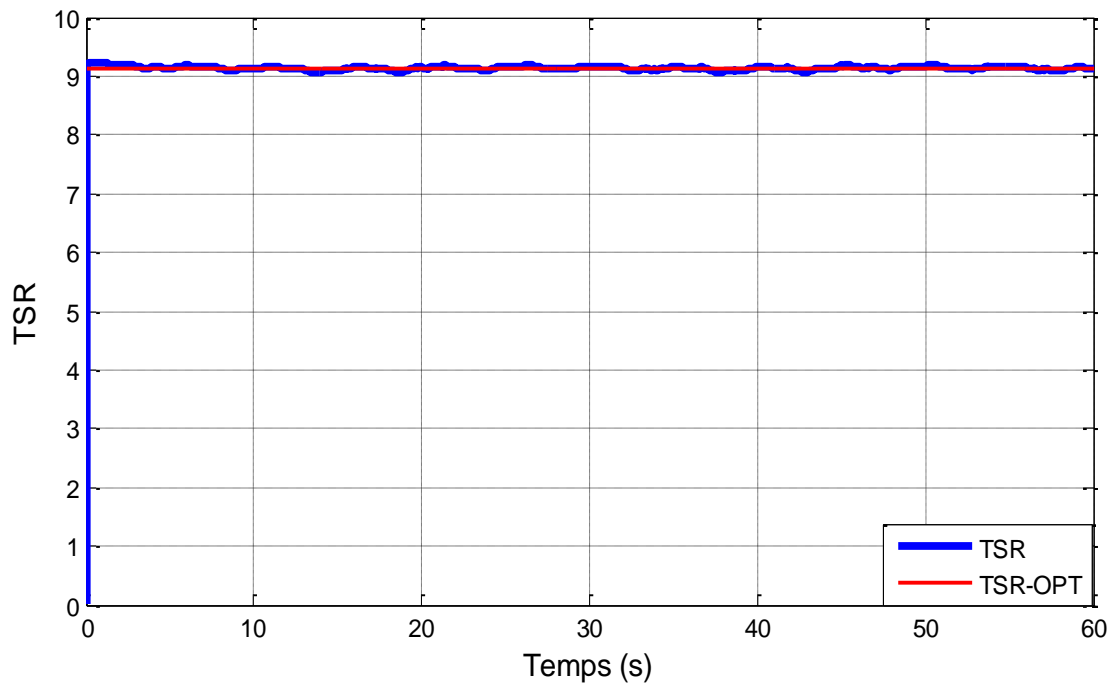
(a) Vitesse de rotation.



(b) Puissance électrique.



(c) Coefficient de puissance.



(d) Vitesse spécifique.

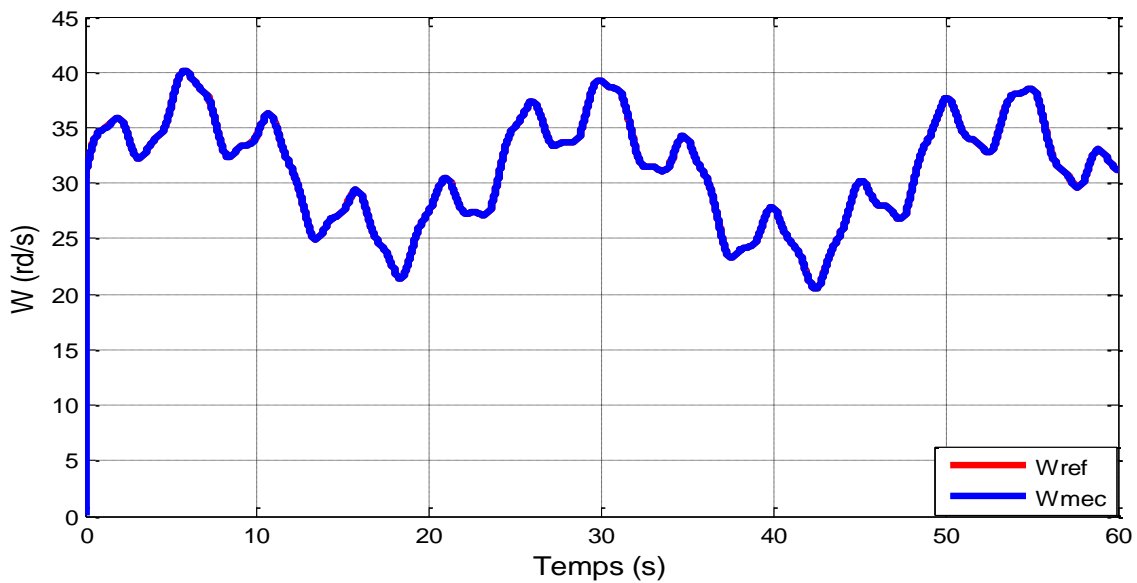
Fig. 2. 16. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse avec régulateur PI.

Au regard des résultats obtenus nous observons que : la puissance aérodynamique varie proportionnellement avec la variation du profil du vent.

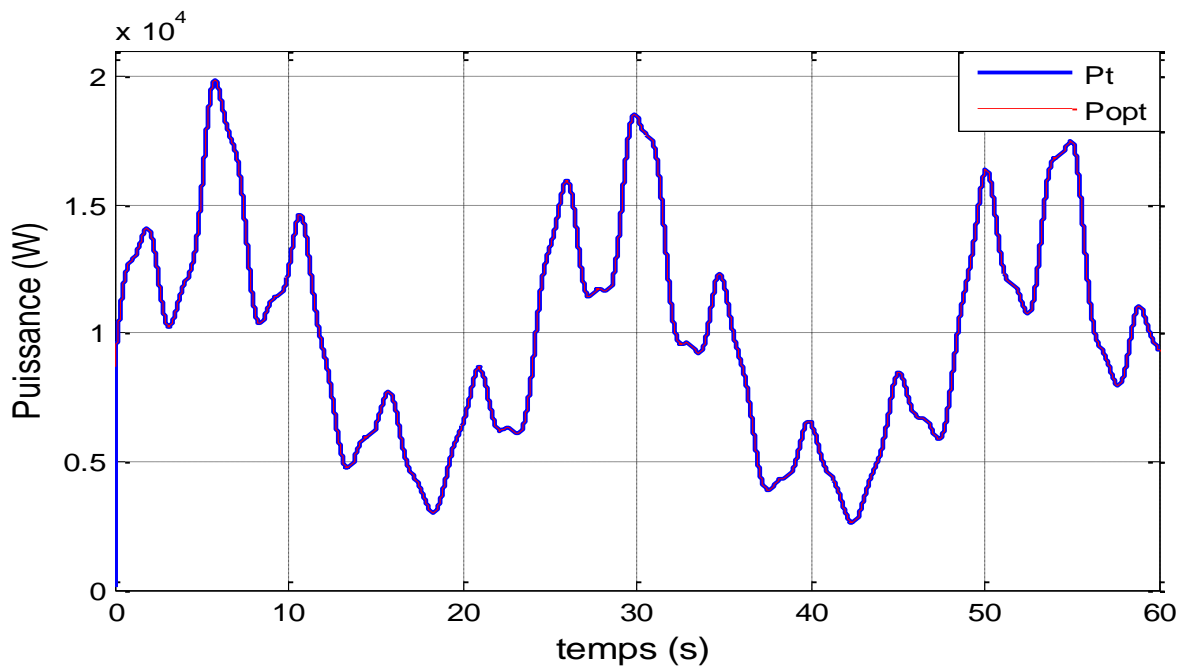
On remarque aussi que la réponse de la vitesse mécanique et la puissance sont confondues avec leur référence et présente une dynamique plus rapide par rapport à celle obtenue par la MPPT sans asservissement de vitesse.

On remarque également, que la vitesse relative " λ " et le coefficient de puissance " C_p " suivent leurs références et sont ajustés à leurs valeurs optimales (" $C_p^{\max} = 0.5$ ", " $\lambda_{opt} = 9.14$ ") avec un léger dépassement au démarrage et une erreur statique nulle en régime permanent.

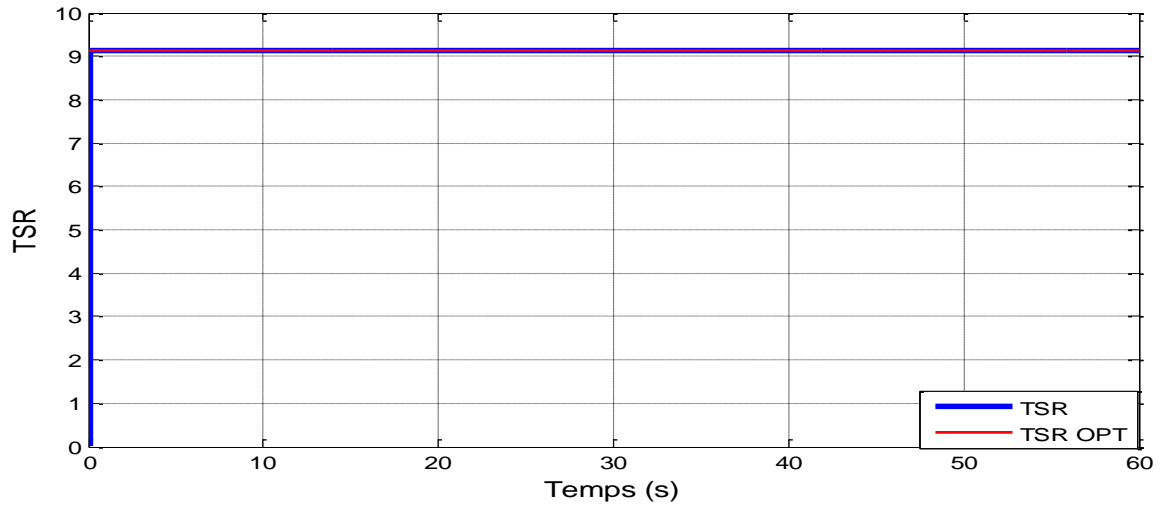
II.6.2.2. Régulateur Synergétique



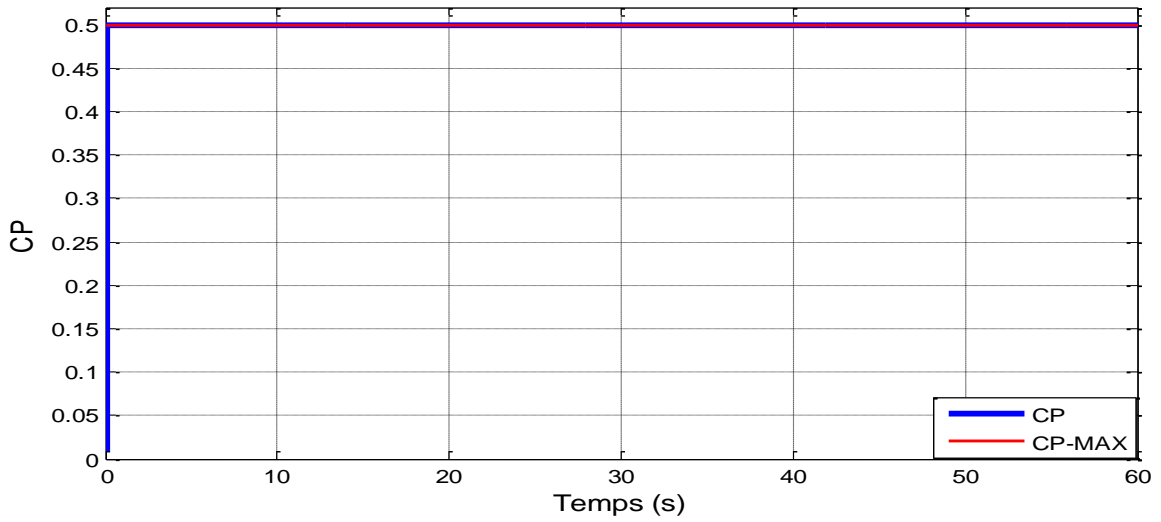
(a) Vitesse de rotation.



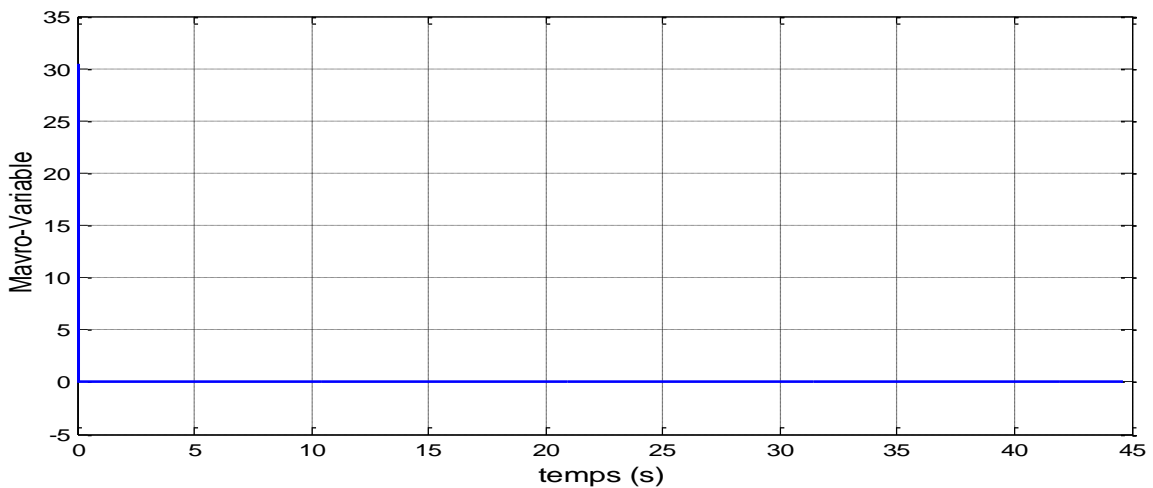
(b) Puissance électrique.



(c) Vitesse spécifique.



(d) Coefficient de puissance.



(e) Macro-variable.

Fig. 2. 17. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse avec régulateur Synergétique.

La figure (2.17) présente l'évolution des différentes grandeurs régissant le fonctionnement de la turbine éolienne avec la technique MPPT avec asservissement de vitesse en utilisant une commande Synergétique.

Les résultats de simulation obtenus par cette méthode présentent des performances statiques et dynamiques très satisfaisantes.

On peut clairement constater que la réponse de la vitesse mécanique présente une bonne dynamique avec une poursuite de la consigne contrôlée, la vitesse relative et coefficient de puissance suivent leurs références sans dépassement avec un temps de réponse souhaitable, ainsi que la puissance est proportionnelle au profil du vent proposé avec un maximum de puissance achevé.

Du point de vue comparatif, on peut dire que les deux régulateurs ont présenté des résultats très satisfaisants, toutefois on note que la commande Synergétique est la meilleur en terme de dynamique et temps de réponse.

II.7. Système d'orientation des pales (Pitch control) :

La plupart des grandes turbines éoliennes à vitesse variable utilisent ce principe de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite du générateur à sa valeur nominale. Les constructeurs justifient ce choix par des considérations technico-économiques. Pour des vitesses de vent importantes (supérieures à la vitesse nominale), le système bascule vers le fonctionnement à pleine charge (zone III de la figure (1.18)). L'action dans ce cas, consiste à limiter la puissance extraite à sa valeur nominale en jouant sur l'angle de calage des pales par l'utilisation d'un dispositif de commande appelé Pitch Control [64].

Le changement de l'angle d'orientant des pales implique une modification dans les performances de la turbine éolienne et plus précisément le coefficient de puissance 'Cp' qui est dépend de l'angle de calage ' β '. Dans ce cas les pales sont face au vent en basses vitesses et s'inclinent pour dégrader la valeur du coefficient de puissance pour les fortes vitesses de vent [65-66], également l'angle d'orientation des pales doit être régulé de manière à maintenir la puissance produite constante bien que la turbine peut produire plus de puissance.

II.7.1. Principe de fonctionnement

Le principe du contrôle « pitch angle » consiste à maintenir l'angle d'orienter des pales de la turbine éolienne constante ($\beta=2^\circ$) en cas où la vitesse du vent est inférieure à celle

nominale, tandis que l'angle d'orienter des pales doit être variable lorsque la vitesse du vent dépasse celle nominale de manière à réduire le coefficient de puissance et limiter la puissance générée. De cette façon, on peut appliquer deux contrôleurs à la fois 'MPPT' et 'Pitch Angle' afin de maximiser et limiter la puissance générée.

En général la modélisation de la commande 'Pitch Angle' se fait en trois étapes [59], [69] :

- Génération de l'angle de référence.
- Régulation de l'angle d'orientation.
- Régulation de la vitesse de variation de l'angle.

La figure (2.19) montre les différentes parties d'un système de contrôle de l'angle de calage.

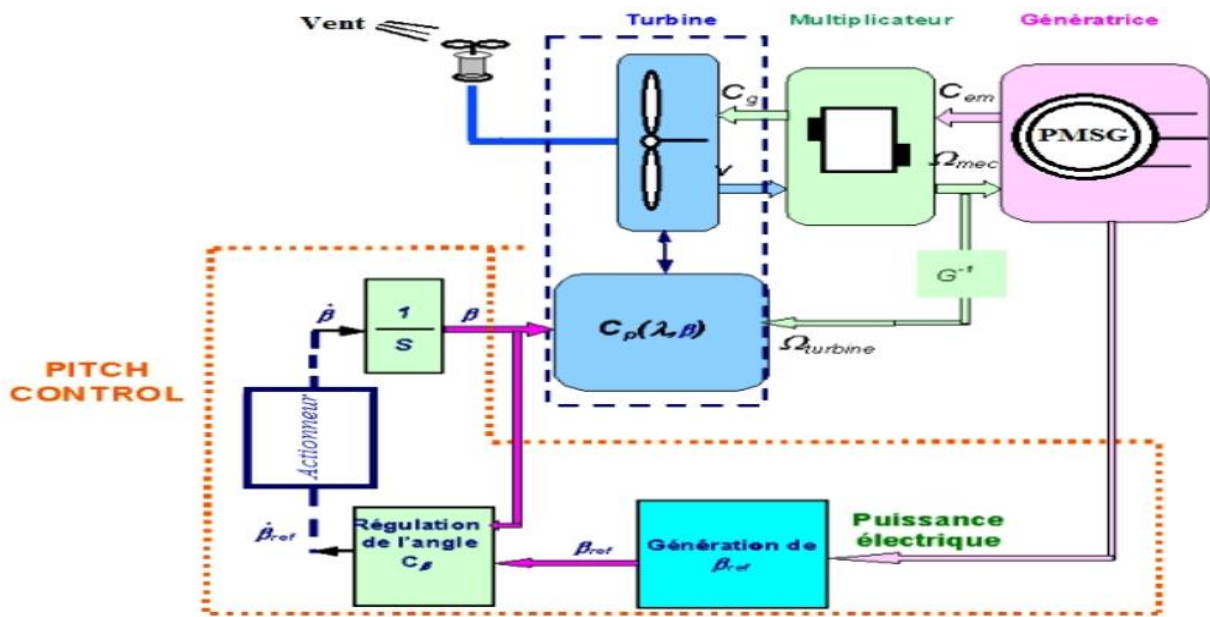


Fig. 2. 19. Schéma bloc de l'orientation des pales en boucle fermée [30].

La dynamique de l'actionneur Pitch est généralement décrite par une fonction de transfert du premier ordre telle que [68] :

$$\beta = \frac{1}{1 + \tau.s} \beta_{ref} \tag{II.49}$$

Où :

β_{ref} : Angle de calage de référence.

τ : Constante de temps de l'actionneur Pitch.

L'angle de calage de référence β_{ref} est généré par le système d'orientation des pales, on l'obtient par la correction de la puissance mesurée (générée) à celle de référence (nominale) en utilisant un correcteur (régulateur) de type PI, et la vitesse de variation de

l'angle de référence $\dot{\beta}_{ref}$ obtenue en corrigeant l'angle de calage β à celui de référence β_{ref} ; cette vitesse de référence $\dot{\beta}_{ref}$ sera limitée entre deux valeurs. On utilise un intégrateur pour obtenir l'angle de calage β , voir figure (2.19) [67].

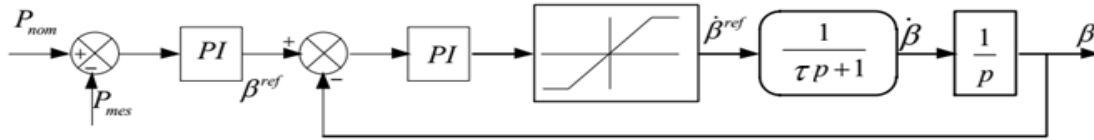


Fig. 2. 19. Schéma bloc de la commande de l'angle de calage des pales.

II.7.2. Résultats de simulation :

Pour valider la loi de commande de la turbine dans toutes les zones de fonctionnement (commande MPPT, commande d'orientation des pales), on a appliqué le profil du vent de la figure (2.20).

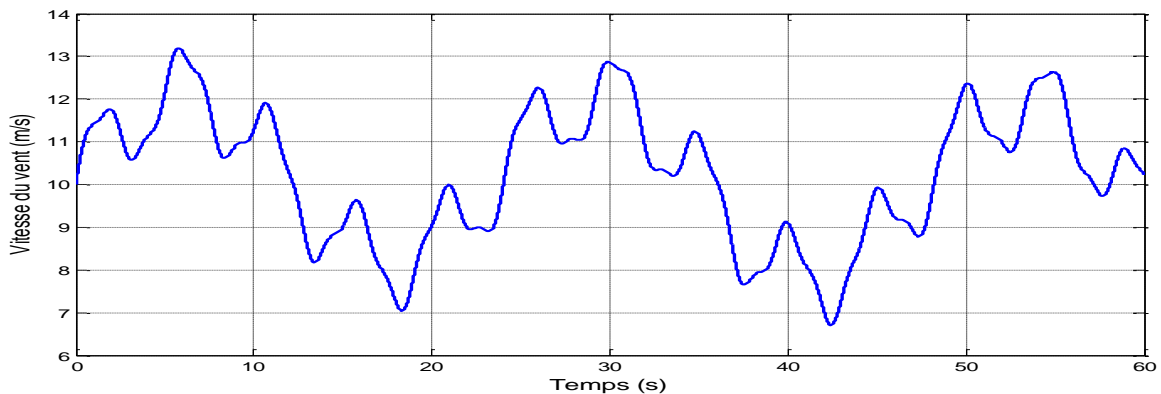
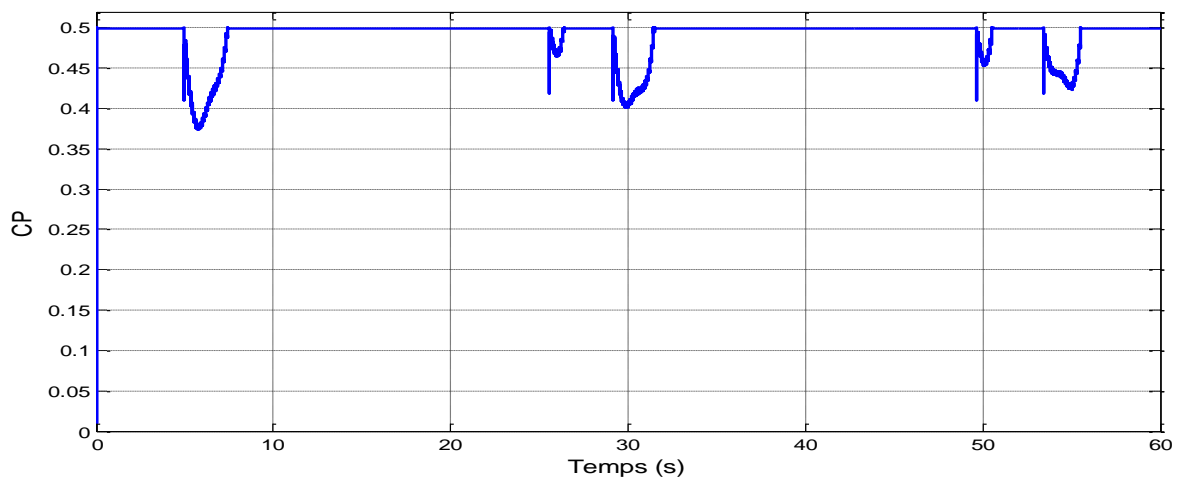
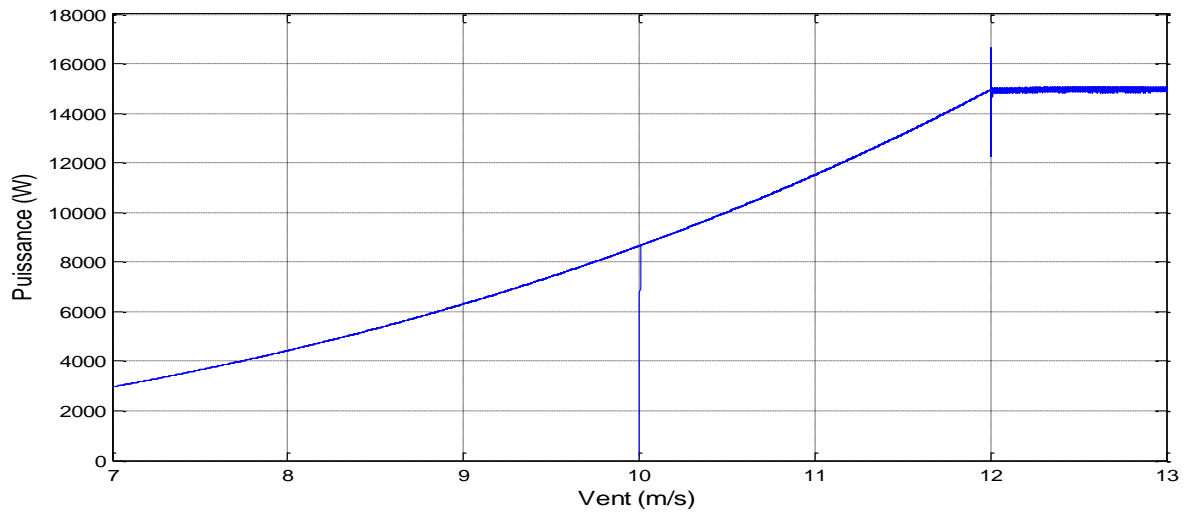


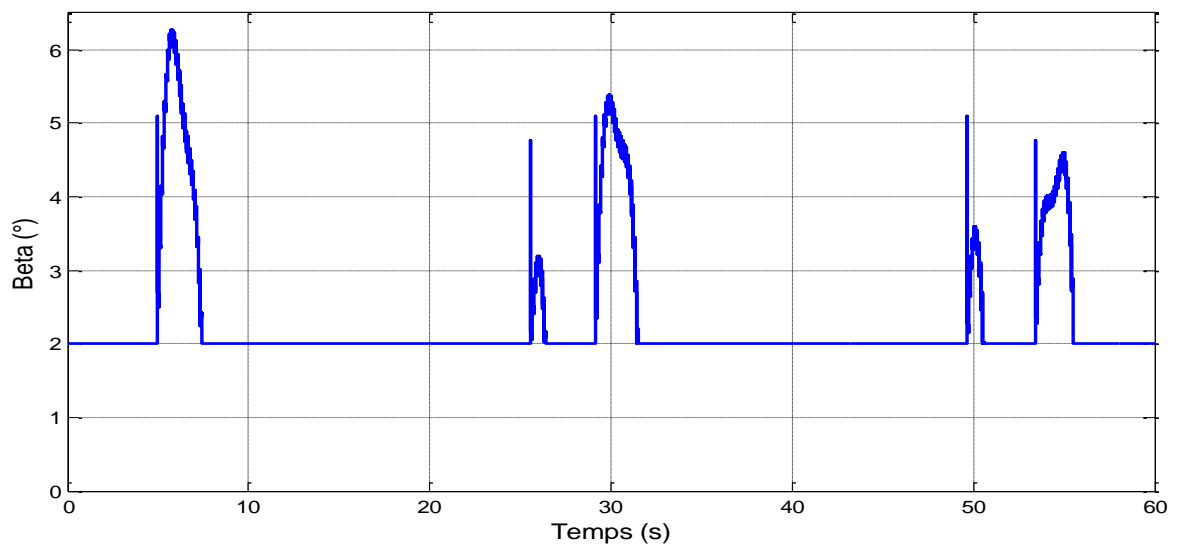
Fig. 2. 20. Profil du vent.



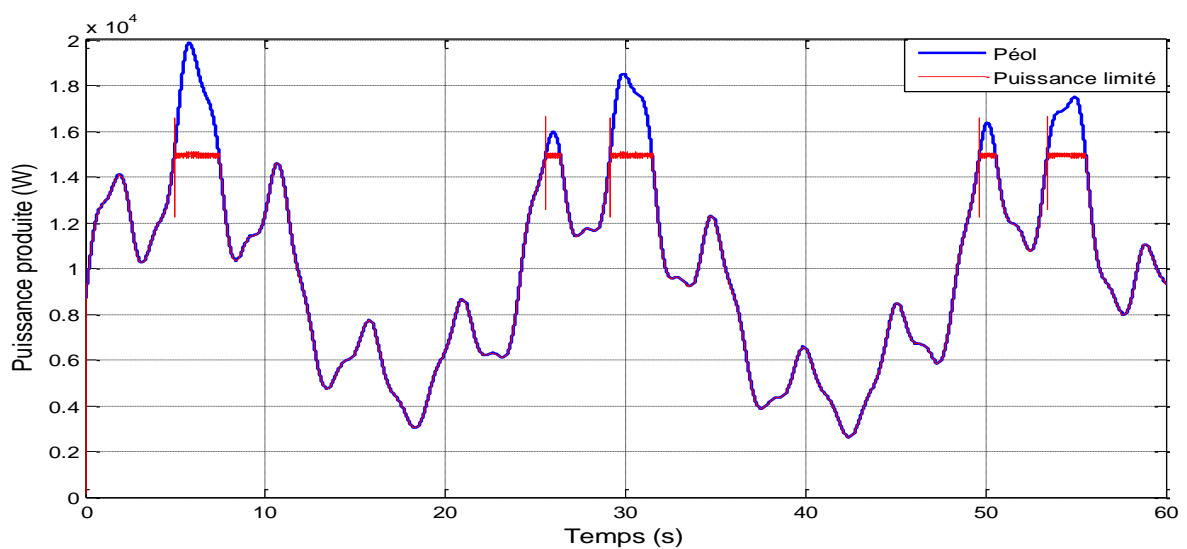
(a) Coefficient de puissance.



(b) Puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse de vent.



(c) Allure de l'angle de calage Beta.



(d) Puissance sans et avec limitation.

Fig. 2. 21. Résultats des trois zones de fonctionnement.

La figure (2.21) illustre la variation des différentes grandeurs pour différentes vitesses du vent. Les figures (2.21.a) et (2.21.c), représentent le coefficient de puissance et l'angle de calage (β), respectivement. On constate que pour les vitesses du vent inférieure à la vitesse nominale (≈ 12 ms), la technique MPPT assure l'optimisation de la puissance captée par la turbine. Cela est assuré en gardant le 'Cp' à sa valeur maximal " $C_p^{\max} = 0.5$ ".

Lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale, la puissance est limitée à sa valeur nominale. Cette limitation de puissance est obtenue grâce à une dégradation du coefficient de puissance Cp par augmentation de l'angle de calage (β), figures (2.21.c) et (2.21.d).

La figure (2.21.b) représente la puissance mécanique de la turbine en fonction de la vitesse du vent, on peut observer que la puissance garde une valeur limite pour les grandes vitesses de vent malgré que la turbine soit capable de produire plus de puissance. Cela grâce au système d'orientation des pales (pitch contrôle).

Finalement, on perçoit que l'efficacité énergétique est achevée dans toute la plage de la vitesse du vent pour ces algorithmes de contrôle.

II.8. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de traiter la modélisation d'un système éolien à vitesse variable. Après un rappel des notions d'énergie, la modélisation de différentes composantes constituant le système éolien : la turbine, le multiplicateur et l'arbre, en suite, nous avons entamé les différentes stratégies de commande du système éolien dans différentes zones de fonctionnement à savoir la commande MPPT de la turbine éolienne à angle de calage fixe dans la zone (II) de fonctionnement qui permet à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance disponible dans le vent, puis limiter la puissance à sa valeur nominal par l'utilisation de la commande Pitch à angle de calage variable dans la zone (III) de fonctionnement.

Deux stratégies d'extraction du maximum de puissance de la turbine à savoir la MPPT avec asservissement de vitesse par deux types de régulateurs PI, CS respectivement, et la MPPT sans asservissement de vitesse.

Les concepts de base de la commande synergétique sont présentés et suivies par les étapes de conception pour développer un contrôleur synergétique. Par la suite et après avoir donné le principe de ce type de commande et les concepts de conception des régulateurs

correspondants, nous les appliquerons et donnerons les différentes étapes de conception du contrôleur synergétique pour notre application.

Les résultats de simulation ont montré que les deux techniques de commandes sont très satisfaisantes en termes de stabilité et de robustesse aux variations paramétriques. Toutefois on note que la commande synergétique présente de meilleures performances dynamiques.

Les résultats de simulation montrent aussi l'intérêt du contrôle des pales quant à la limitation de la puissance transmise à l'arbre de la turbine afin de protéger l'éolienne contre des vents violents, ainsi garder une puissance constante à sa valeur nominale.

Finalement, on s'aperçoit que les deux algorithmes de contrôle MPPT offrent de bonnes performances statiques et dynamiques et sur toute la plage de vitesse du vent. La rapidité est offerte par les deux stratégies de commandes, ce qui justifie le choix des algorithmes MPPT pour le contrôle du système éolien.

Par conséquent, la commande MPPT avec asservissement de la vitesse mécanique sera utilisée dans la suite de ce travail.

III.1 Introduction

Une bonne connaissance du modèle dynamique du comportement d'un moteur électrique facilite non seulement la tâche de son étude mais surtout de prédire, par voie de simulation, son comportement dans les différents modes de fonctionnement.

Aujourd'hui, les moteurs synchrones à aimants permanents sont recommandés dans la chaîne de conversion éolienne. Ce choix du n'est pas fortuit, il est porté sur autant d'avantages soit technologique ou bien économique qu'offre ce type de générateur comparé aux autres générateurs. Bien évidemment, la construction de la GSAP offre un rotor sans bobinage et par défaut sans excitation. Cela veut dire l'absence des balais et les contacts glissants nécessaires à l'excitation, et par conséquent, une maintenance réduite et une robustesse plus grande pour la machine. Le plus important avantage des GSAP utilisés dans le domaine éolien se réside sur l'absence de la boîte de vitesse pour certains types de générateurs possédants un nombre assez important des pôles. Cette topologie de la machine permet une variation de vitesse sur une plage de 100% de la vitesse nominale de rotation, et par conséquent, une maintenance réduite et un volume limité de l'éolienne. Ces divers avantages couvrent le coût élevé des aimants. Cependant, la commande de GSAP n'est pas assez facile à cause de la non-linéarité du modèle réel. En effet, la commande vectorielle reste la plus utilisée vu les performances dynamiques élevées qu'elle offre.

L'objectif à atteindre par la commande d'un système de conversion d'énergie éolienne diffère selon le type d'utilisation :

- Dans le cas du fonctionnement autonome, on demande au système éolien de générer une tension constante à la sortie du redresseur quelque soit la vitesse du vent et/ou la charge connectée.
- Dans le cas du raccordement au réseau, on demande au système éolien de fournir la puissance active souhaitée sans absorption de puissance réactive quelque soit la vitesse du vent, sous réserve qu'elle soit suffisante pour produire de l'énergie électrique.

Dans notre cas, nous étudions le cas du fonctionnement autonome, à travers lequel nous avons commencé par la description et la modélisation mathématique de la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP). Cette modélisation donnée successivement dans le repère (a, b, c) et dans le repère biphasé de Park. La complexité du système a été réduite en utilisant un certain nombre d'hypothèses simplificatrices et en effectuant un changement de repère par l'application de la transformation de Park. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous allons étudier la commande vectorielle de la GSAP entraînée par une turbine éolienne.

III.2 Description de la Machine

La machine synchrone à aimants permanents comporte trois enroulements statoriques triphasés (a, b, c) déphasés, l'un par rapport à l'autre, de 120° électriques. Dans une machine synchrone à aimant permanent le champ magnétique tournant est créé à travers la rotation du rotor qui est fabriqué par des aimants, et doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. La conversion de l'énergie dans les MSAP se fait dans les deux sens (machine réversible), elle fonctionne en mode moteur lorsqu'elle reçoit une puissance électrique au-travers son stator et fournit en conséquence au-travers son rotor une puissance mécanique sous forme d'un couple mécanique multiplier par la vitesse de rotation mécanique. Le deuxième mode de fonctionnement c'est lorsqu'elle fonctionne en mode générateur (c'est le cas de l'éolienne). La machine dans ce deuxième cas reçoit une puissance mécanique sous forme d'un couple mécanique et d'une vitesse de rotation entraînant son rotor, elle fournit par conséquent, une puissance électrique au-travers son stator. La machine synchrone à aimant permanent constituée de deux parties : le stator et le rotor figure (3.1) [23 ;59].

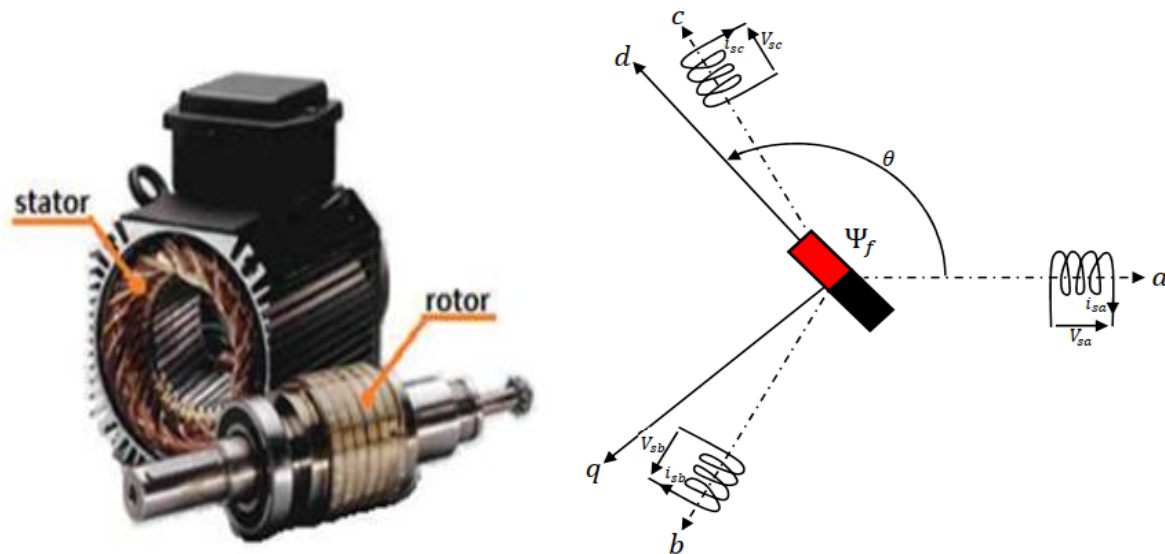


Fig.3.1. Représentation de la machine synchrone à aimants permanents [23 ,59].

La force électromotrice qui provoque le mouvement de rotation de la MSAP est créée par l'interaction entre le champ magnétique de l'aimant permanent et le champ magnétique tournant créé par les enroulements du stator.

Si une machine synchrone à (p) paires de pôles est alimentée à partir d'un réseau de fréquence (f), la vitesse de rotation de l'arbre du moteur est égale à :

$$n = \frac{60.f}{p} \quad (\text{III.1})$$

III.3 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents dans le repère (a-b-c)

La machine synchrone à aimant permanent est constituée d'un stator qui est similaire à celui de la machine asynchrone avec des enroulements connectés en étoile (neutre isolé) et d'un rotor qui se compose d'aimants permanents assurant l'excitation rotorique.

III.3.1 Hypothèses simplificatrices

La machine synchrone à aimant permanent est un système complexe, dont la modélisation obéit aux hypothèses simplificatrices suivantes [70] :

- Les courants de Foucault et les phénomènes d'hystérésis sont supposés négligeables ;
- Le circuit magnétique est considéré linéaire (absence de saturation) ;
- Le flux magnétique émis par les aimants est constant ;
- Pas de changement au niveau des résistances statoriques dû à l'influence de la température ;
- Les forces magnétomotrices ainsi que la répartition du champ inducteur dans l'entrefer sont sinusoïdales.

III.3.2 Équations électriques.

Les équations électriques de la machine dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{cases} v_a = R_s i_a + \frac{d\varphi_a}{dt} \\ v_b = R_s i_b + \frac{d\varphi_b}{dt} \\ v_c = R_s i_c + \frac{d\varphi_c}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

Avec :

R_s : Résistance d'enroulement statorique ;

i_{abc} : Les courants des phases statoriques a, b, c ;

φ_{abc} : Les flux produits par les phases statoriques respectivement a, b, c ;

v_{abc} : Les tensions des phases statoriques.

La forme matricielle des équations précédentes est donnée par :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.3})$$

Où :

$[v_a \ v_b \ v_c]^T$: Vecteur tension ;

$[i_a \ i_b \ i_c]^T$: Vecteur courant ;

$[\varphi_a \ \varphi_b \ \varphi_c]^T$: Vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques.

III.3.3 Equations magnétiques

$$\begin{cases} \varphi_{fa} = \varphi_{\max} \cdot \cos(\theta) \\ \varphi_{fb} = \varphi_{\max} \cdot \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \varphi_{fc} = \varphi_{\max} \cdot \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

Dans chaque enroulement statorique, le flux produit est la somme de quatre termes.

Par exemple, pour la phase 'a', le flux ' φ_a ' est la somme des termes suivants :

$$\varphi_a = \varphi_{aa} + \varphi_{ab} + \varphi_{ac} + \varphi_{af} \quad (\text{III.5})$$

Où :

$\varphi_{aa} = L_s \cdot i_a$: Flux propre de la phase 'a' sur 'a' ;

$\varphi_{ab} = M_s \cdot i_b$: Flux mutuel de la phase 'b' sur 'a' ;

$\varphi_{ac} = M_s \cdot i_c$: Flux mutuel de la phase 'c' sur 'a' ;

φ_{af} : Flux mutuel de l'aimant sur la phase 'a'.

L'expression du flux total dans la phase 'a' est donnée par :

$$\varphi_a = \varphi_{aa} + \varphi_{ab} + \varphi_{ac} + \varphi_{af} = L_s \cdot i_a + M_s \cdot (i_b + i_c) + \varphi_{af}$$

Du fait que la machine est équilibrée à neutre isolé, on a : $(i_a + i_b + i_c = 0)$, d'où l'expression du flux dans la phase 'a' se réduit à :

$$\varphi_a = (L_s - M_s) \cdot i_a + \varphi_{af} = L_{sc} \cdot i_a + \varphi_{af} \quad (\text{III.6})$$

$L_{sc} = (L_s - M_s)$: L'inductance cyclique d'un enroulement statorique.

L_s : L'inductance propre d'une phase statorique.

M_s : Mutuelle inductance entre phases du stator.

Par conséquent, les expressions des flux dans les deux autres phases se déduisent par :

$$\begin{cases} \varphi_b = L_{sc} \cdot i_b + \varphi_{bf} \\ \varphi_c = L_{sc} \cdot i_c + \varphi_{cf} \end{cases} \quad (III.7)$$

D'après ces équations, on voit qu'il y a trop de non linéarité et un fort couplage entre les différentes grandeurs de la MSAP dans le repère (a-b-c).

Pour remédier à ce problème, nous avons fait appel à une transformation dite transformation de Park.

III.3.4 Transformation de Park

La transformation de Park est un outil mathématique qui permet de transformer les trois axes de la machine dans le repère (a-b-c) en deux axes orthogonaux (d-q), c'est-à-dire la substitution des enroulements immobiles (a-b-c) déphasés de $(2\pi/3)$ par des enroulements (d-q) déphasés de $(\pi/2)$, figure (3 .2) [59]. Cette transformation rend les équations dynamiques des machines à courant alternatif plus simples, ce qui facilite leur étude et leur analyse.

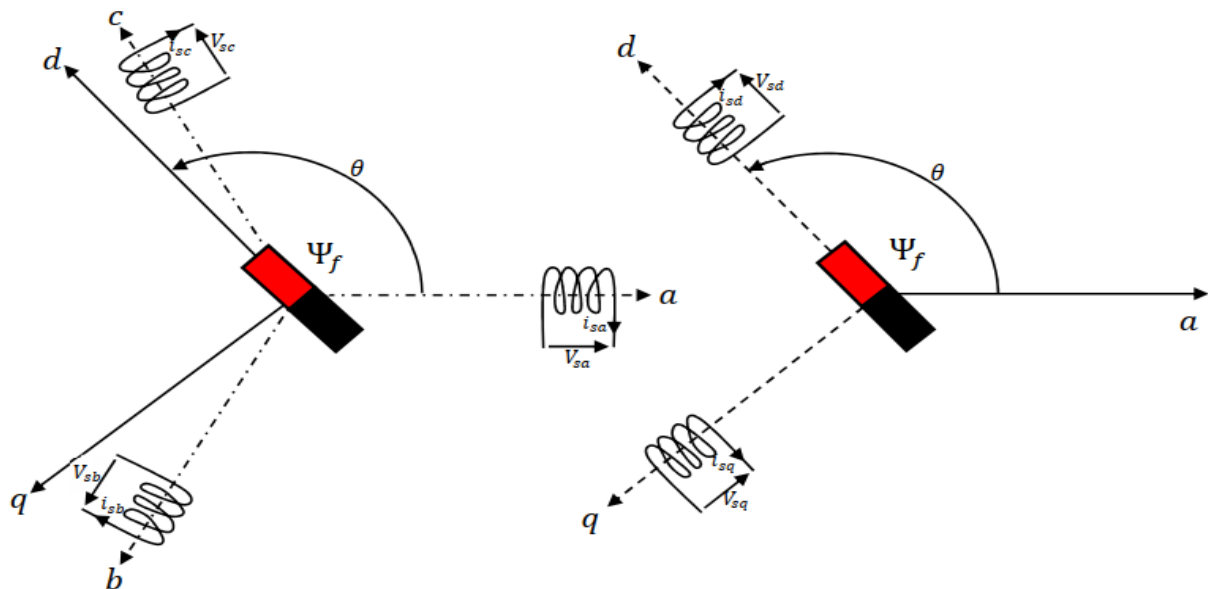


Fig. 3.2. Passage du repère (abc) du stator au repère (d,q) de Park.

La transformé de Park est définie par :

$$\begin{bmatrix} X_{dqo} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_o \end{bmatrix} = P(\theta) \cdot \begin{bmatrix} X_{abc} \end{bmatrix} = P(\theta) \cdot \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.8})$$

Où :

$$P(\theta) = \frac{2}{3} * \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

La transformé de Park inverse est définie par :

$$\begin{bmatrix} X_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} = P(\theta)^{-1} \cdot \begin{bmatrix} X_{dqo} \end{bmatrix} = P(\theta)^{-1} \cdot \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_o \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

Où :

$$P(\theta)^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{III.11})$$

θ : représente la position du rotor est définie par : $\theta = \int w_r dt$.

w_r : Vitesse électrique du rotor.

X_{dqo} , X_{abc} : représentent les vecteurs courant, tension ou flux, dans le repère (d-q) et (a-b-c) respectivement.

III.3.5 Equation des flux au système biphasé (d, q)

$$\begin{cases} \varphi_d = L_d \cdot i_d + \varphi_f \\ \varphi_q = L_q \cdot i_q \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

φ_f : Flux dû aux aimants ;

L_d : L'inductance sur l'axe 'd' ;

L_q : L'inductance sur l'axe 'q' .

III.3.6 Équation des tensions dans le système biphasé (d, q) :

Le système d'équation (III.3) dans le repère (d, q), s'écrit par :

$$[P(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} [P(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ v_o \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} [P(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_o \end{bmatrix} \quad (\text{III.13})$$

Après développement mathématique, on obtient :

$$\begin{cases} v_d = R_s \cdot i_d + \frac{d\varphi_d}{dt} - \omega_r \varphi_q \\ v_q = R_s \cdot i_q + \frac{d\varphi_q}{dt} + \omega_r \varphi_d \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

En remplaçant les expressions des flux dans le système (III.14) nous obtenons :

$$\begin{cases} v_d = R_s \cdot i_d + L_d \cdot \frac{di_d}{dt} - \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_q = R_s \cdot i_q + L_q \cdot \frac{di_q}{dt} + \omega_r (L_d \cdot i_d + \varphi_f) \end{cases} \quad (\text{III.15})$$

En mode génératrice, le sens des courants i_d et i_q doit être inversé, alors le modèle de la génératrice synchrone à aimant permanent sera donnée sous la forme [70]:

$$\begin{cases} v_d = -R_s \cdot i_d - L_d \cdot \frac{di_d}{dt} + \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_q = -R_s \cdot i_q - L_q \cdot \frac{di_q}{dt} - \omega_r (L_d \cdot i_d - \varphi_f) \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

Avec :

v_{dq} : Les tensions statoriques dans le repère (d, q) ;

i_{dq} : Les courants statoriques dans le repère (d, q) ;

φ_{dq} : Les flux statoriques dans le repère (d, q) ;

φ_f : Flux induit par les aimants permanents.

L_d, L_q : Sont les inductances directes et en quadrature.

III.3.7 Expression de la puissance

La puissance électrique de la machine dans le repère (abc) est exprimée par :

$$P(t) = v_a * i_a + v_b * i_b + v_c * i_c \quad (\text{III.17})$$

III.3.8 Expression du couple

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot [(L_q - L_d) \cdot i_d \cdot i_q + i_q \cdot \varphi_f] \quad (\text{III.18})$$

III.3.9 Equations mécaniques

La dynamique du générateur est donnée par l'équation mécanique suivante :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{mot} - C_{em} - C_f \quad (\text{III.19})$$

Où :

$$C_f = f \cdot \Omega \quad (\text{III.20})$$

$\Omega = \frac{\omega_r}{p}$: Vitesse de rotation de la machine ;

C_f , C_{mot} : respectivement sont le couple de frottement et le couple moteur appliqué sur le générateur ;

f : Coefficient de frottement visqueux ;

J : Moment d'inertie total.

III.3.10 Équation générale d'état

$$\begin{cases} \left(\frac{dX}{dt} \right) = A \cdot X + B \cdot U \\ y = C \cdot X + D \cdot U \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

Où :

A : Matrice d'état du système ;

B : Matrice de la commande d'état ;

C : matrice de sortie d'état ;

D : matrice de la commande de la sortie ;

Y : vecteur des sorties ;

U : Vecteur de commande ;

X : Vecteur d'état du système ;

Sous forme matricielle, on peut écrire le système d'équation (III.16) comme suit :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{L_d} & w_r \frac{L_q}{L_d} \\ -w_r \frac{L_d}{L_q} & \frac{-R_s}{L_d} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} & -\frac{w_r}{L_q} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ \varphi_f \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ \varphi_f \end{pmatrix} \end{cases} \quad (\text{III.22})$$

Alors les matrices de systèmes peuvent être définies comme suit :

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{L_d} & w_r \frac{L_q}{L_d} \\ -w_r \frac{L_d}{L_q} & \frac{-R_s}{L_d} \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} & -\frac{w_r}{L_q} \end{bmatrix}, \quad C = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad \text{et} \quad D = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

III.4 Simulation de la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP)

Dans cette partie on fait la simulation sur la GSAP sur deux cas distincts "à vide et en charge", en utilisant les paramètres électriques de la machine (voir annexe B) :

A vide : Dans ce cas on applique sur la GSAP un couple moteur d'une valeur de (3 N.m) pendant (10 ms) puis on laisse la génératrice tourner librement avec frottement nul.

En charge : La GSAP dans ce cas alimente une charge (R_{ch} , L_{ch}) montée en étoile, le couple moteur initial appliqué est de (6,28 N.m) jusqu'à (0,1 s) puis sera abaissé à (3,6 N.m).

III.4.1 A vide

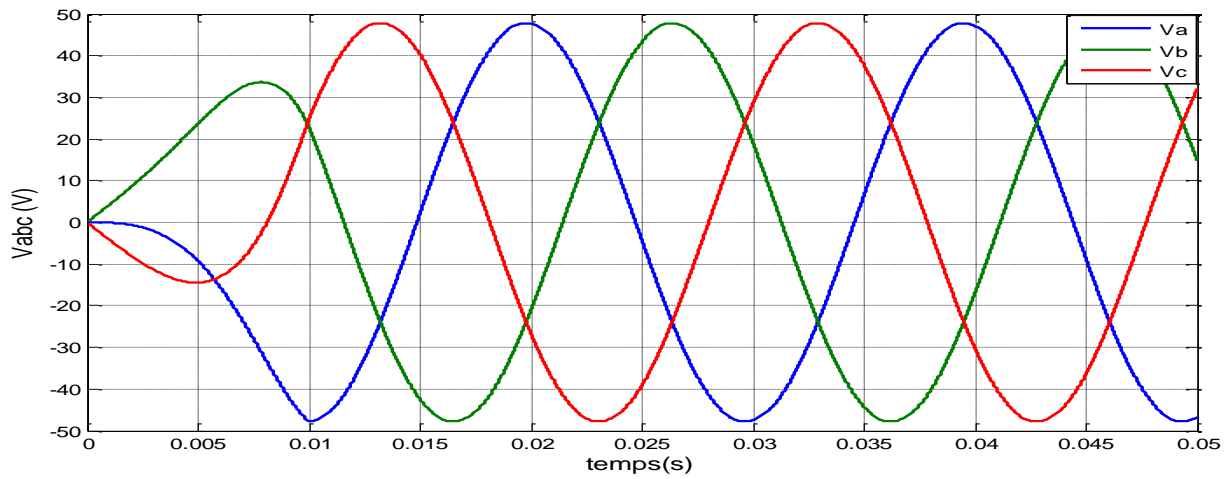
Ici, les courants sont nuls donc :

$$\begin{cases} i_d = 0 \\ i_q = 0 \end{cases} \quad (\text{III.23})$$

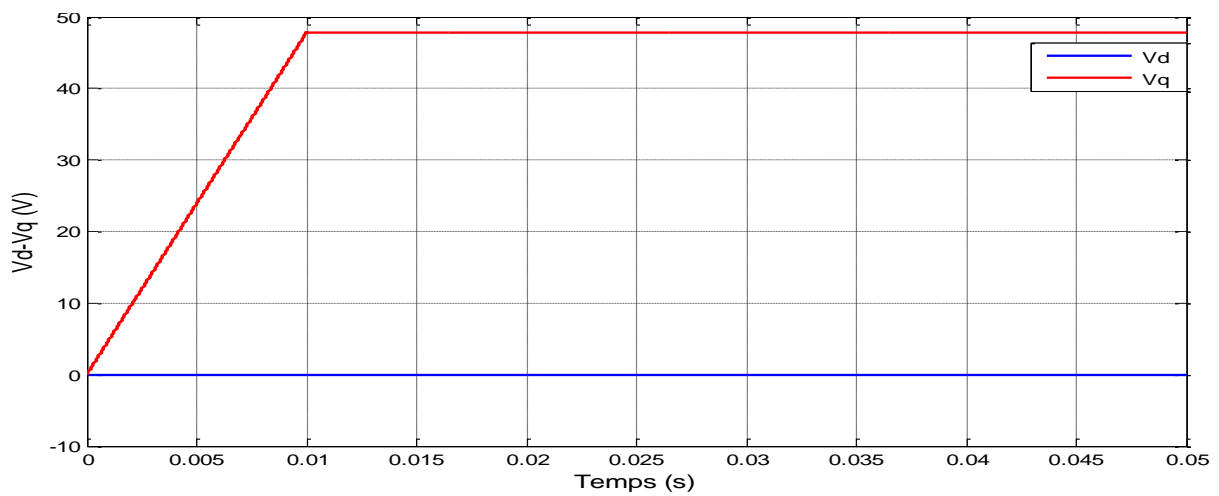
Les expressions des tensions et couple deviennent:

$$\begin{cases} v_d = 0 \\ v_q = w_r \cdot \varphi_f \\ C_{em} = 0 \end{cases} \quad (\text{III.24})$$

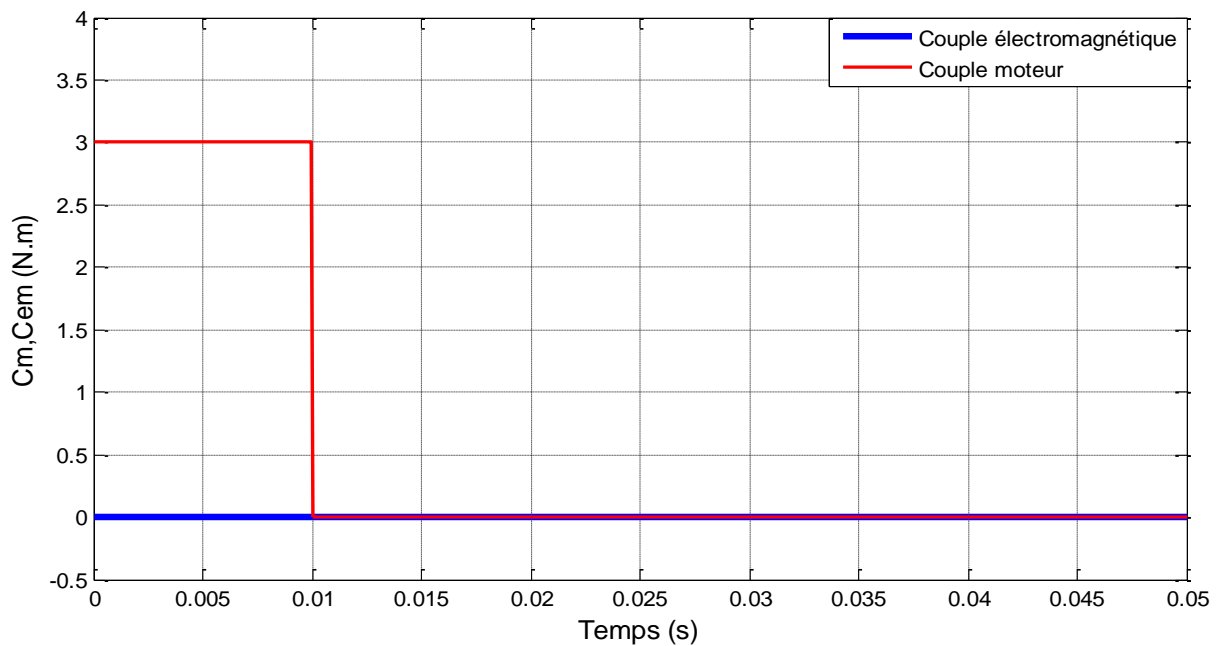
La figure (3.4) représente les différentes grandeurs du GSAP à vide.



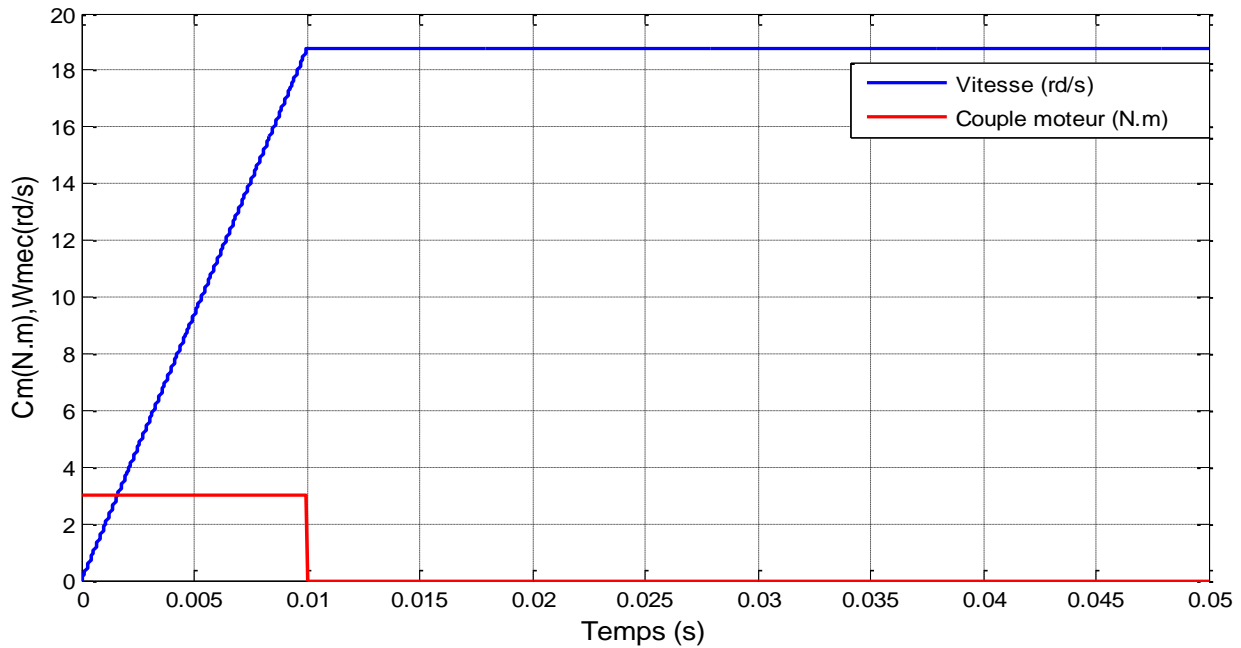
(a) Tensions statoriques.



(b) Composantes V_d et V_q



(c) Couples moteur et électromagnétique.



(d) Vitesse de rotation et couple moteur.

Fig.3.4. Générateur synchrone à aimants permanents à vide.

$R_s=1.137\Omega$; $L_d=0.0027H$; $L_q=0.0027H$; $J=0.0016$ Kg.m² ; $f=0$ Nm/s ; $P=17$; $\varphi_f = 0.15$ Wb.

D'après ces résultats on peut constater que l'augmentation de la vitesse de rotation de la GSAP provoque l'augmentation de l'amplitude des tensions de la GSAP, puis en régime permanent à partir de 0.01 (sec) les tensions de la GSAP deviennent parfaitement sinusoïdales figure (3.4.a), avec une valeur crête de 47.81 (V) et une fréquence de 50 Hz, ainsi que les tensions V_d, V_q prennent respectivement les valeurs 0V et 47.81V qui correspond à la valeur crête, figure (3.4.b).

Dans la figure (3.4.c) on voit que le couple électromagnétique reste toujours nul puisque les courants sont nuls au fonctionnement à vide.

La figure (3.4.d) montre qu'à partir de 0.01 sec la vitesse de rotation de la génératrice augmente jusqu'elle se stabilise à la valeur de 18.75 (rad/s), car à partir de cet instant les trois couples à savoir : couple électromagnétique, couple moteur (d'entraînement) et le couple de frottement sont nuls.

III.4.2 Fonctionnement en charge

dans ce cas la génératrice synchrone à aimant permanent alimente une charge électrique (R_{ch} , L_{ch}).

Pour avoir les tensions et les courants issus de l'application de cette charge sur la génératrice, on applique d'une part, les équations données par (III.25) [71] :

$$\begin{cases} v_d = -R_s \cdot i_d - L_d \cdot \frac{di_d}{dt} + w_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_q = -R_s \cdot i_q - L_q \cdot \frac{di_q}{dt} - w_r (L_d \cdot i_d - \varphi_f) \end{cases} \quad (III.25)$$

Et d'autre part, l'application des tensions v_d et v_q sur la charge donne:

$$\begin{cases} v_d = R_{ch} \cdot i_d + L_{ch} \cdot \frac{di_d}{dt} - w_r \cdot L_{ch} \cdot i_q \\ v_q = R_{ch} \cdot i_q + L_{ch} \cdot \frac{di_q}{dt} + w_r L_{ch} \cdot i_d \end{cases} \quad (III.26)$$

En remplaçant les expressions de v_d et v_q dans (III.25), on aura le système suivant :

$$\begin{cases} 0 = -(R_s + R_{ch}) \cdot i_d - (L_d + L_{ch}) \cdot \frac{di_d}{dt} + w_r \cdot (L_q + L_{ch}) \cdot i_q \\ 0 = -(R_s + R_{ch}) \cdot i_q - (L_q + L_{ch}) \cdot \frac{di_q}{dt} - w_r \cdot (L_d + L_{ch}) \cdot i_d + w_r \cdot \varphi_f \end{cases} \quad (III.27)$$

En introduisant la transformée de *LAPLACE* dans les équations ci-dessus, elles deviennent :

$$\begin{cases} S i_d = \frac{1}{L_d + L_{ch}} \left[-(R_s + R_{ch}) \cdot i_d + w_r \cdot (L_q + L_{ch}) \cdot i_q \right] \\ S i_q = \frac{1}{L_q + L_{ch}} \left[-(R_s + R_{ch}) \cdot i_q - w_r \cdot (L_d + L_{ch}) \cdot i_d + w_r \cdot \varphi_f \right] \end{cases} \quad (III.28)$$

• Equations d'état

Afin de mettre le modèle ayant été représenté par (III.28) sous la forme d'équations d'état, nous considérons le flux d'excitation φ_f comme une grandeur de commande et les courants i_d , i_q comme variables d'état.

La forme générale d'une représentation d'état est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{X} = A \cdot X + B U \\ Y = C \cdot X + D U \end{cases} \quad (III.29)$$

Avec :

$$\begin{cases} [X] = [i_d \quad i_q]^t \\ [U] = [0 \quad \varphi_f]^t \\ [Y] = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} [X] + [0] [U] \end{cases} \quad (III.30)$$

Les équations (III.28), peuvent s'écrire sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \frac{d}{dt} i_d \\ \frac{d}{dt} i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & w_r \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -w_r \frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{w_r}{L_q + L_{ch}} \varphi_f \end{bmatrix} \quad (\text{III.31})$$

On peut écrire les matrices [A] et [B] sous la forme :

$$[A] = \begin{bmatrix} -\frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & 0 \\ 0 & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} + w_r \begin{bmatrix} 0 & \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{III.32})$$

$$[B][U] = w_r \frac{1}{L_q + L_{ch}} \begin{bmatrix} 0 \\ \varphi_f \end{bmatrix} \quad (\text{III.33})$$

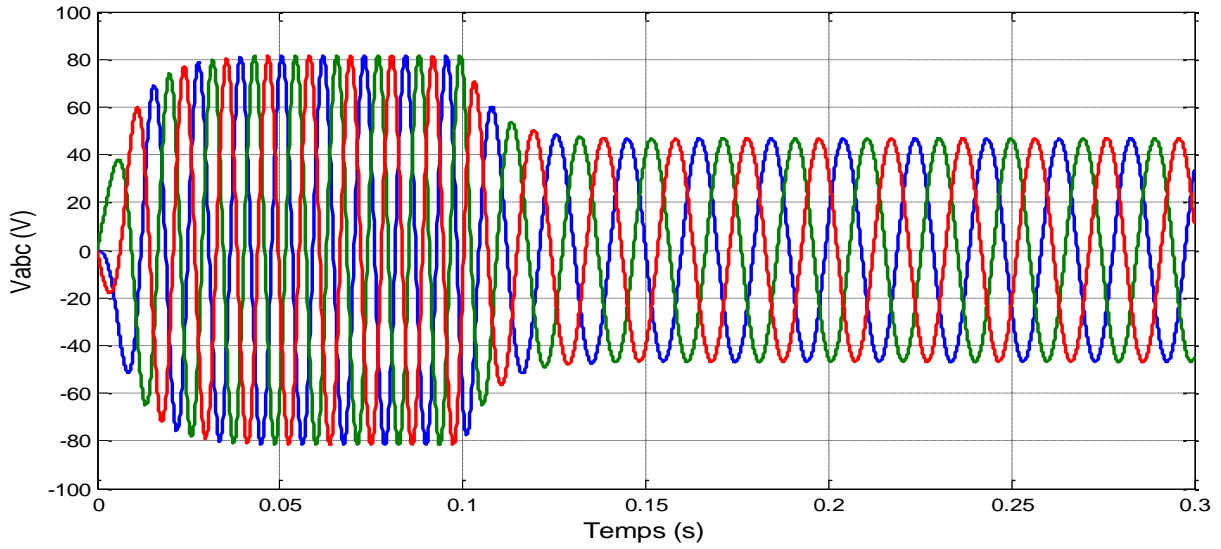
- **Résultats de simulation**

En utilisant les mêmes paramètres qu'au paravent, maintenant on fait la simulation de la GSAP en charge.

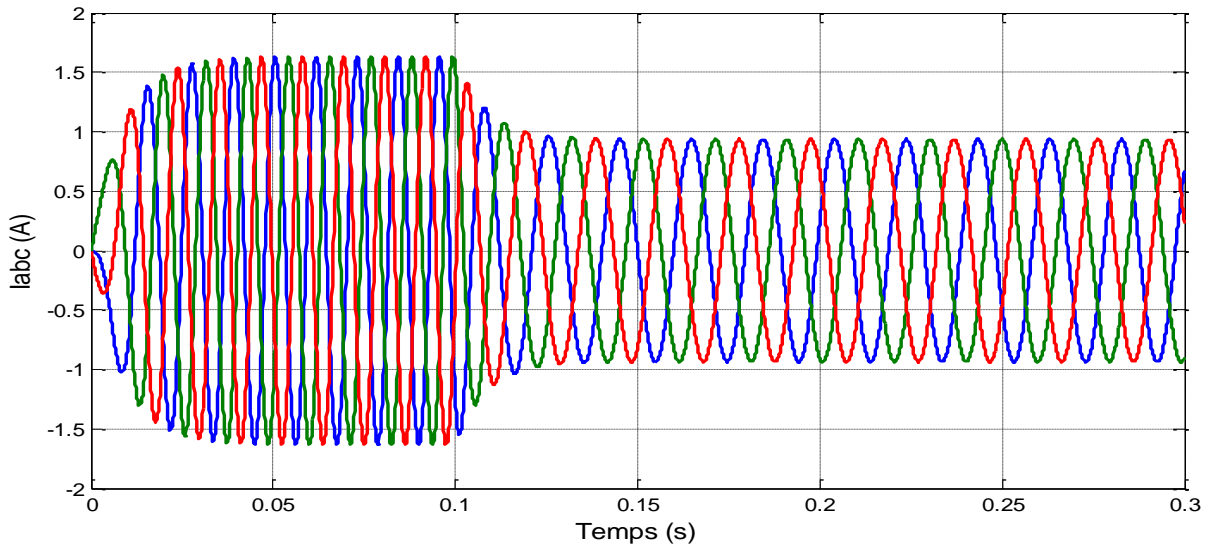
Deux couples moteurs différents sont appliqués dans ce cas afin de déduire l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, figure (3-5-e).

D'après la figure (3-5-f) on constate que l'allure de la vitesse de rotation a la même forme que l'allure du couple.

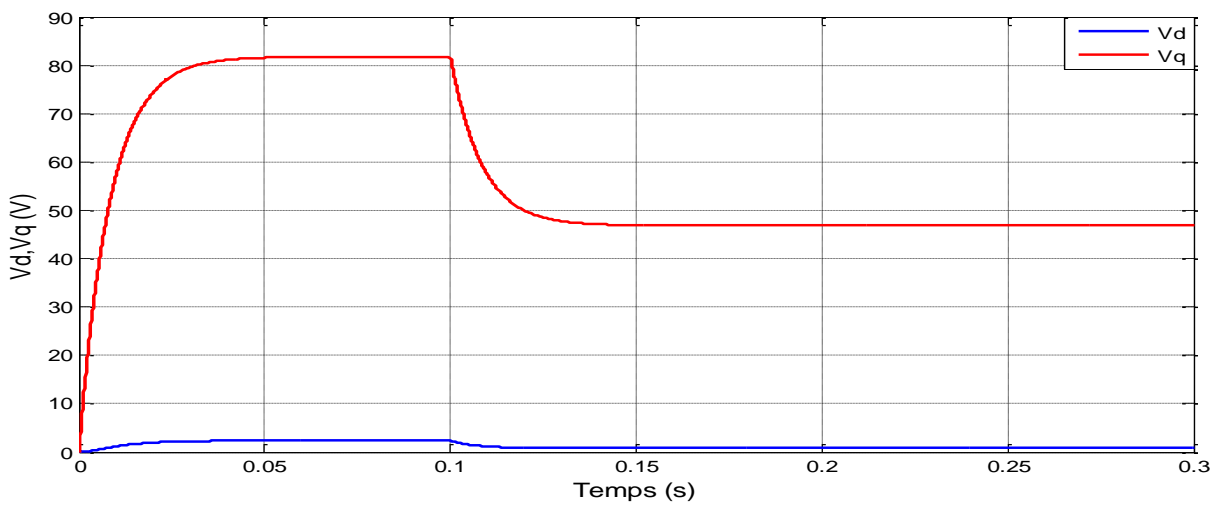
En diminuant le couple moteur de 6.28 (Nm), à 3.6 (Nm), la vitesse mécanique varie de 32.9 (rd/s) jusqu'à 18.8/(rd/s), la tension diminue de 81.9 (V) à 46.5 (V), et le courant également diminue de 1.63 (A), à 0.93 (A). Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.



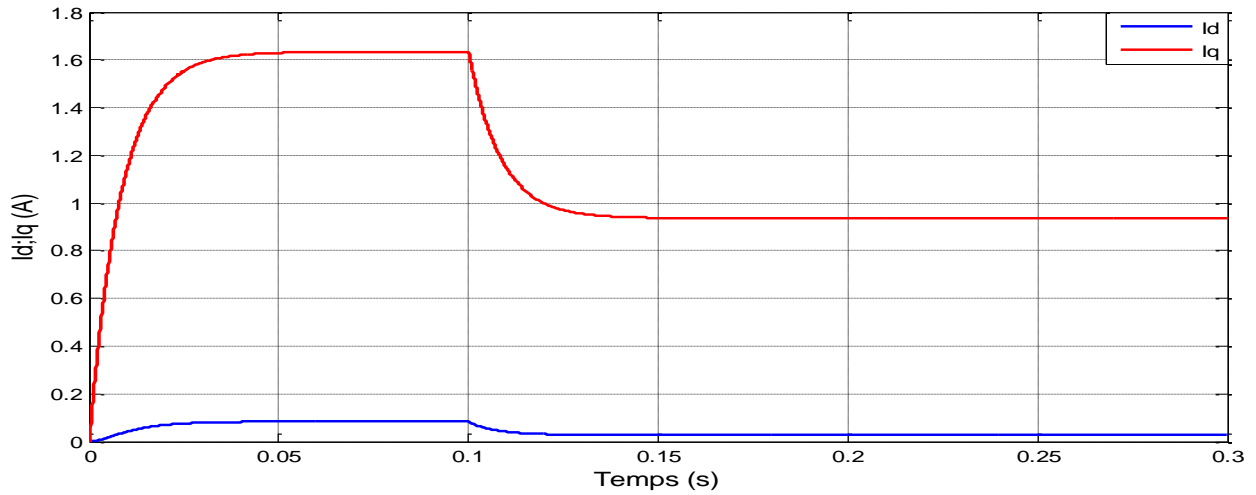
(a) : Tensions statoriques V_{abc} .



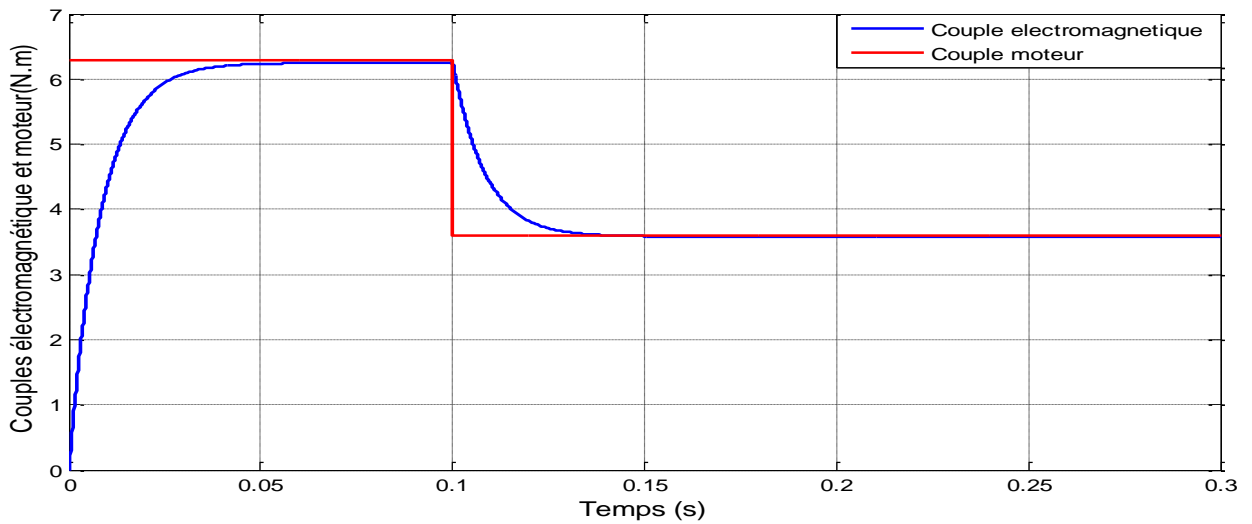
(b) : Courants statoriques I_{abc} .



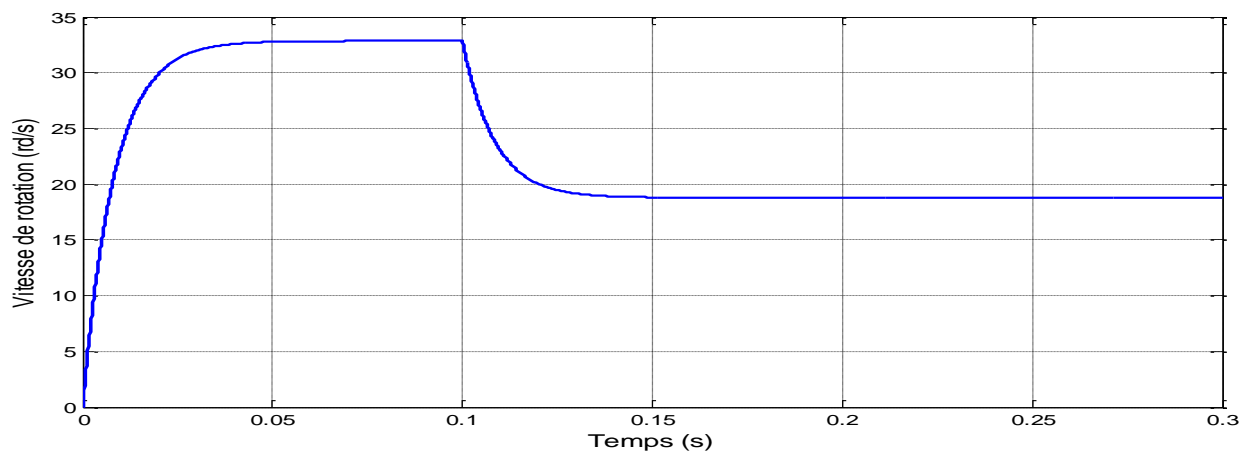
(c) : Composantes V_d V_q .



(d) : Composantes Id Iq.



(e) : Couples électromagnétique et moteur.



(f) : Vitesse de rotation.

Fig.3.5. Générateur synchrone à aimants permanents débitant sur une charge (R_{ch} , L_{ch}).
 $R_s=1.137\Omega$; $L_d=L_q=0.0027H$; $J=0.0016$ Kg.m² ; $f=0.001$ Nm/s ; $P=17$; $\varphi_f = 0.15$ Wb ; $R_{ch}=50\Omega$;
 $L_{ch}=0.002H$.

III.5 Commande vectorielle du générateur synchrone à aimant permanent

III.5.1 Principe et structure de la commande vectorielle du GSAP

Les expressions des tensions de la machine montrent un couplage entre les composantes directes et quadrature du courant statorique. C'est pour cette raison que le contrôle vectoriel couramment appelé FOC (Field Oriented Control en anglais) réalise un découplage entre les composantes directe et quadrature. Ce découplage peut être soit par compensation soit par retour d'état non linéaire. Le principe du contrôle vectoriel consiste à contrôler indépendamment le couple électromagnétique de la machine et le flux magnétique du rotor tout en découplant le courant statorique en deux composants distincts tournant avec le vecteur de flux rotorique. Dans ce cas, le contrôle de la machine synchrone devient similaire au contrôle d'une machine à courant continu à excitation indépendante. Cette stratégie de contrôle a été fondée par "Blaschke" en 1972 et par la suite elle a été développée par "Hasse" en 1979. Pour assurer ce contrôle, il faut choisir des lois de commande garantissant le découplage du couple électromagnétique et du flux, ainsi que le système d'axe d-q comme référentiel rotatif [72,73].

La stratégie de commande la plus souvent utilisée est celle qui consiste à maintenir le courant sur l'axe 'd' à une valeur nulle [12].

Si le courant " i_d " est maintenu nul, physiquement le flux de réaction d'induit est en quadrature avec le flux rotorique produit par les aimants permanents et $\varphi_d = \varphi_f$ [30], [36], l'expression du couple électromagnétique donnée par la relation (III.18), devient :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \varphi_f \cdot i_q \quad (III.34)$$

Comme le flux φ_f est constant, le couple électromagnétique est directement proportionnel à i_q donc :

$$\begin{cases} C_{em} = K \cdot i_q \\ K = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \varphi_f \end{cases} \quad (III.35)$$

Avec ces propositions, le modèle électrique de la génératrice synchrone à aimant permanent dans le repère de Park devient :

$$\begin{cases} v_d = \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_q = -R_s \cdot i_q - L_q \cdot \frac{di_q}{dt} + \varphi_f \cdot \omega_r \end{cases} \quad (III.36)$$

III.5.2 Description du système global

La commande vectorielle porte en général sur des machines alimentées en tension et régulées en courant, elle est constituée de deux principales boucles à savoir : la boucle de régulation de la vitesse et la boucle de la régulation des courants issue de la GSAP.

La figure (3.6), représente le schéma global de la commande vectorielle de la GSAP dans un système éolien.

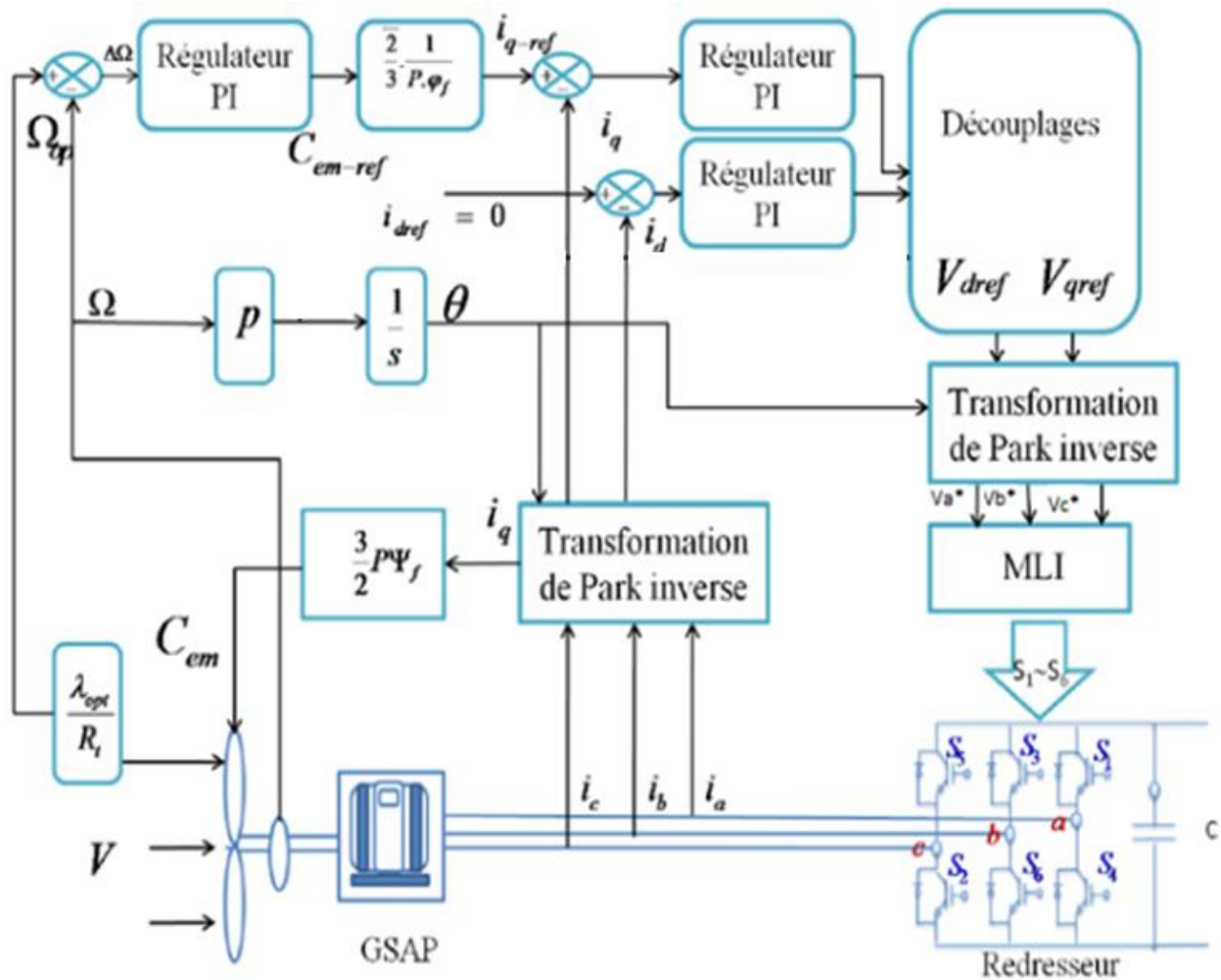


Fig.3.6: Schéma de commande vectorielle de la GSAP d'un système éolien [8].

Comme montre la figure (3.6), la GSAP est entraînée par une turbine éolienne qui est commandée par l'algorithme d'extraction de la puissance maximale MPPT. Le régulateur de la vitesse génère le couple électromagnétique de référence et par la suite le courant i_{q-ref} . La référence du courant direct (i_{d-ref}) est fixée à la valeur zéro.

Les références des courants direct (i_{d-ref}) et en quadrature (i_{q-ref}) sont comparées séparément avec les courants réels de la GSAP. Les erreurs sont appliquées à l'entrée des

régulateurs classiques de type PI, en suit un bloc de découplage est appliqué pour générer les tensions de références (V_{dref}) et (V_{qref}).

Les sorties du bloc de découplage (V_{dref}) et (V_{qref}) passent par une transformation biphasée vers le triphasé ce qui nous donne les trois tensions de référence (V_a^*, V_b^*, V_c^*) de la commande MLI, et qui doivent être comparées avec porteuse triangulaire alternative pour générer les signaux logiques destinés à attaquer les semi-conducteurs du redresseur.

III.6 Boucles de régulation de courants et le découplage des tensions

III.6.1 Découplage par compensation

Le régulateur utilisé pour le contrôle des courants direct et en quadrature est de type proportionnel intégral.

Le modèle mathématique de la génératrice synchrone à aimant permanents peuvent être écrites sous les forme suivantes:

$$\begin{cases} v_d = -(R_s \cdot i_d + L_d \cdot \frac{di_d}{dt}) + w_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_q = -(R_s \cdot i_q + L_q \cdot \frac{di_q}{dt}) - w_r (L_d \cdot i_d - \varphi_f) \\ w_r = p \cdot \Omega \end{cases} \quad (III.37)$$

L'analyse de ces équations montre les courants ne sont pas indépendants l'un de l'autre, ils sont reliés par des termes ou des coefficients non linéaires $w_r \cdot i_q$, $w_r \cdot i_d$ et $i_d \cdot i_q$.

Ce couplage est éliminé par une méthode de compensation, cette dernière méthode consiste à faire ajouter des termes identiques tout en opposant les signes à la sortie des correcteurs des courants de telle sorte que les boucles internes de régulation d'axe d et q soient complètement séparées. Ceci est montré dans la figure (3.7).

Le principe de ce découplage revient à définir deux nouvelles variables de commande telle que :

$$\begin{cases} v_d = v_d^* + e_d = -(R_s \cdot i_d + L_d \cdot \frac{di_d}{dt}) + w_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_q = v_q^* + e_q = -(R_s \cdot i_q + L_q \cdot \frac{di_q}{dt}) + w_r (-L_d \cdot i_d + \varphi_f) \end{cases} \quad (III.38)$$

Avec :

$$\begin{cases} v_d^* = -R_s \cdot i_d - L_d \cdot \frac{di_d}{dt} \\ v_q^* = -R_s \cdot i_q - L_q \cdot \frac{di_q}{dt} \end{cases} \quad (III.39)$$

Et

$$\begin{cases} e_d = w_r \cdot L_q \cdot i_q \\ e_q = +w_r \cdot (-L_d \cdot i_d + \varphi_f) \end{cases} \quad (III.40)$$

e_d, e_q : sont des termes de compensation

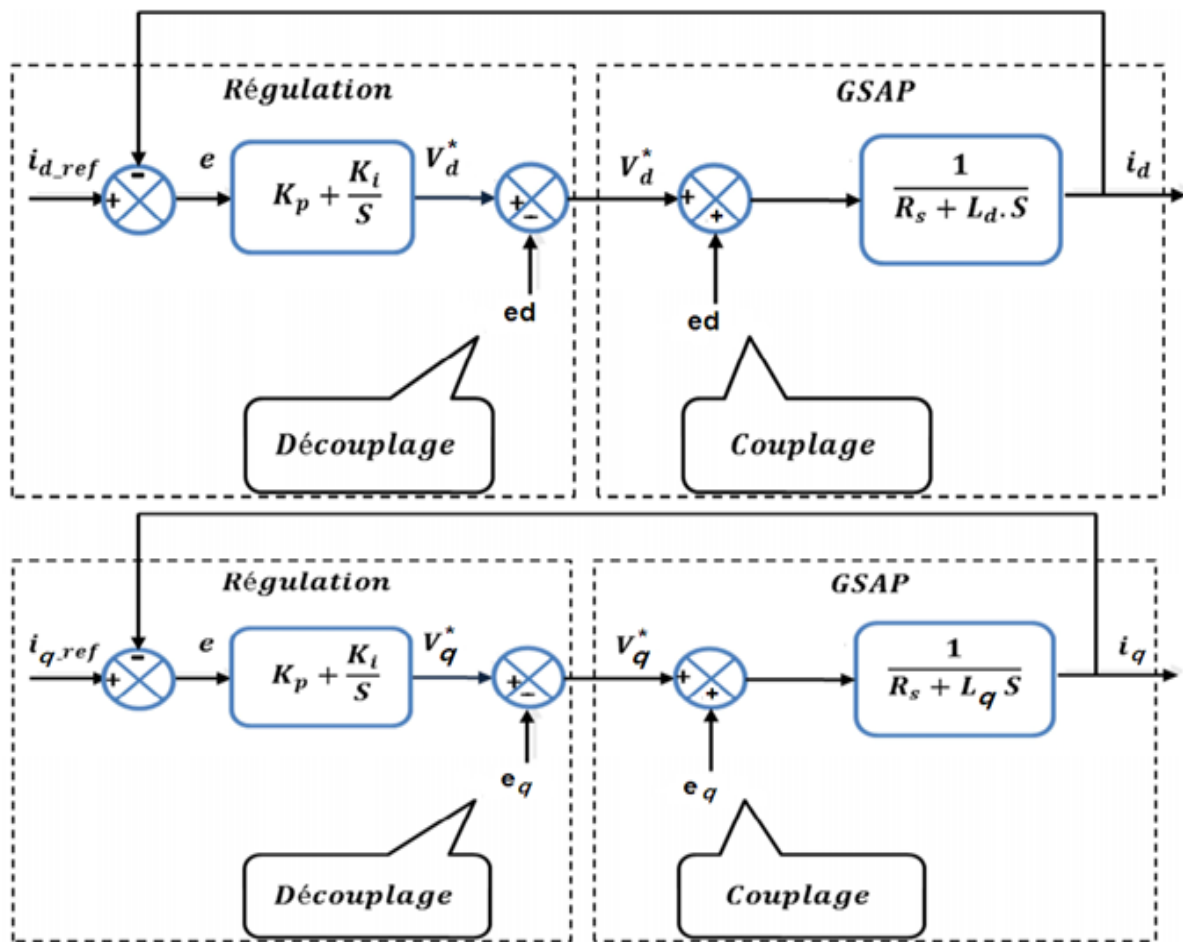


Fig.3.7 : Schéma bloc comportant l'ajout des termes de compensation.

Les actions sur les axes (d-q) sont donc découplées :

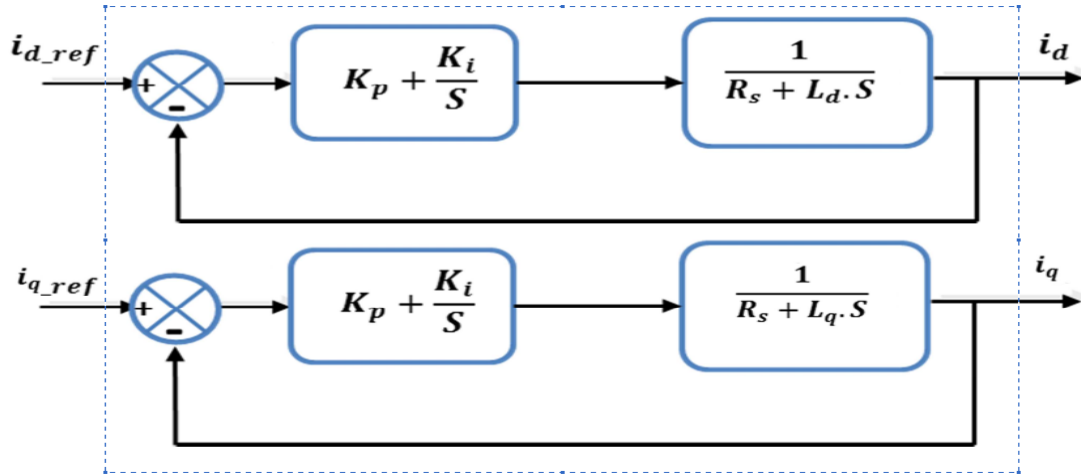


Fig.3.8 : Schéma bloc du découplage par compensation.

III.6.2 Synthèse du régulateur de courant Id

Pour la régulation du courant, on utilise un régulateur PI, qui comporte une action proportionnelle qui sert régler la rapidité de la régulation et une action intégrale qui sert éliminer l'erreur statique entre la grandeur mesurée et la grandeur de référence. Le dimensionnement du régulateur PI est basé sur la dynamique en boucle fermée par la technique d'imposition de pôle.

En prenant en compte les équations de la machine associées au découplage par compensation, la boucle de régulation d'axe d se présente alors sous la forme du schéma donné sur la figure (3.9). On note que la structure de la boucle de courant d'axe d est quasiment identique à celle de l'axe q.

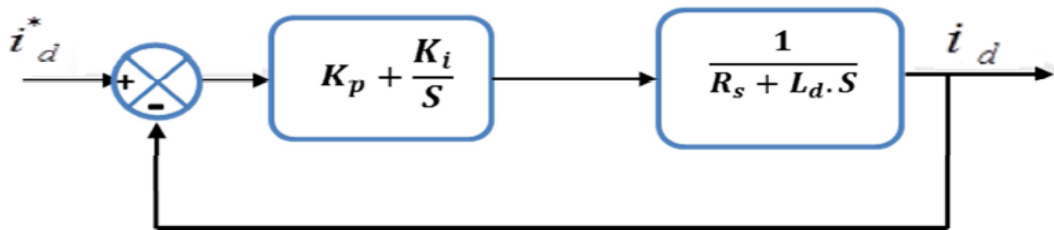


Fig.3.9 : Boucle de régulation de courant Id.

La fonction de transfert en boucle ouvert est donnée comme suit :

$$FTBO = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \left(\frac{1}{sL_d + R_s} \right) = \frac{K_i}{s} \left(1 + \frac{K_p \cdot s}{K_i} \right) \left(\frac{\frac{1}{R_s}}{1 + \left(\frac{L_d}{R_s} \right) \cdot s} \right) \quad (III.41)$$

Par l'utilisation de la méthode de compensation des pôles, on pose :

$$\tau = \frac{L_d}{R_s} = \frac{K_p}{K_i} \quad (\text{III.42})$$

La fonction de transfert en boucle ouvert devient :

$$\text{FTBO} = \frac{K_i}{R_s \cdot s} \quad (\text{III.43})$$

La fonction de transfert en boucle fermée s'écrit :

$$\text{FTBF} = \frac{\text{FTBO}}{1 + \text{FTBO}} = \frac{1}{\frac{R_s}{K_i} \cdot s + 1} \quad (\text{III.44})$$

De la forme :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{FTBF} = \frac{1}{\tau_d \cdot s + 1} \\ \text{avec :} \\ \tau_d = \frac{R_s}{K_i} \end{array} \right. \quad (\text{III.45})$$

τ_d : La constante de temps.

Les coefficients K_i et K_p peuvent être écrits en fonction des paramètres de la GSAP et du temps de réponse t_r du système. Le temps de réponse t_r du système bouclé pour atteindre 95% de la consigne vaut: $t_r = 3 \cdot \tau_d$

Donc, les gains du régulateurs PI seront calculés comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} t_r = 3 \cdot \frac{R_s}{K_i} \Rightarrow K_i = \frac{3 \cdot R_s}{t_r} \\ \frac{K_p}{K_i} = \frac{L_d}{R_s} \Rightarrow K_p = \frac{3 \cdot L_d}{t_r} \end{array} \right. \quad (\text{III.46})$$

III.6.3 Synthèse du Régulation du courant Iq

Selon la même méthode de calcul des paramètres du régulateur du courant Id on détermine le régulateur du courant Iq avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} t_r = 3 \cdot \frac{R_s}{K_i} \Rightarrow K_i = \frac{3 \cdot R_s}{t_r} \\ \frac{K_p}{K_i} = \frac{L_q}{R_s} \Rightarrow K_p = \frac{3 \cdot L_q}{t_r} \end{array} \right. \quad (\text{III.47})$$

III.6.4 Synthèse du Régulateur de la vitesse

Pour chaque vitesse du vent, il existe une vitesse de rotation optimale qui correspond à la valeur optimale du coefficient de puissance C_{P-MAX} et donc à la puissance maximale. Les éoliennes à vitesse variable, présentent l'avantage d'imposer leur vitesse à celle du vent.

Pour le contrôle de la vitesse de la génératrice, nous utilisons la technique de MPPT dans laquelle la vitesse de référence est déterminée à partir de la vitesse spécifique λ_{opt} et de la vitesse du vent V où :

$$\Omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt} \cdot V}{R} \quad (III.48)$$

La structure de commande en vitesse du GSAP consiste à comparer et réguler la vitesse de ce dernier à la vitesse de référence (optimale) pour obtenir un couple de référence puis un courant de référence I_{q-ref} .

La figure (3.10) présente Le schéma fonctionnel du contrôle de la vitesse.

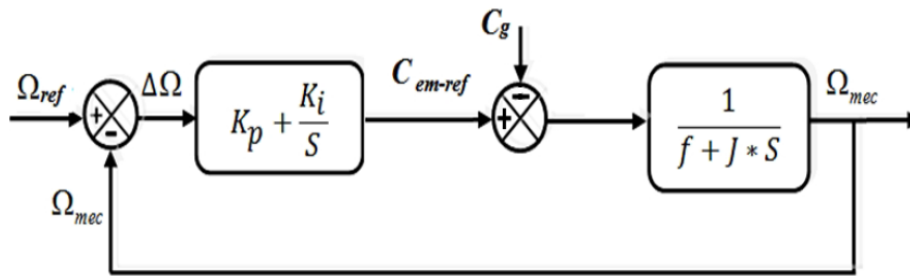


Fig.3.10 : Schéma fonctionnel de la boucle de régulation de la vitesse.

La fonction de transfert de la vitesse en boucle ouverte est donnée par ($C_g=0$)

$$FTBO_{\Omega} = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \left(\frac{1}{J \cdot s + f} \right) = \frac{K_p}{s} \left(s + \frac{K_i}{K_p} \right) \left(\frac{1}{J \cdot s + f} \right) \quad (III.49)$$

La fonction de transfert de la vitesse en boucle fermée est :

$$FTBF_{\Omega} = \frac{\Omega}{\Omega_{ref}} = \frac{K_p \left(s + \frac{K_i}{K_p} \right)}{J \cdot s^2 + (f + K_p) s + K_i} \quad (III.50)$$

On déduit K_p, K_i :

$$\begin{cases} \frac{f + K_p}{K_i} = \frac{2\zeta}{w_0} \Rightarrow K_p = \frac{2\zeta K_i}{w_0} - f \\ \frac{J}{K_i} = \frac{1}{w_0^2} \Rightarrow K_i = J w_0^2 \end{cases} \quad \text{(III.51)}$$

ζ : Coefficient d'amortissement.

w_0 : Pulsation propre.

III.6.5 Modélisation du redresseur

Le redresseur triphasé à (MLI) est un convertisseur statique AC-DC assurant la conversion alternative-continu, constitue de cellules de commutation généralement a base de transistors ou des thyristors en antiparallèles avec des diodes comme il est représenté dans la figure (3.11). La tension redressée V_{DC} est en fonction des états de ces interrupteurs que nous les considérons idéaux afin de faciliter la modélisation.

Pour assurer la continuité en courant chaque interrupteur est branché en antiparallèle avec une diode de récupération.

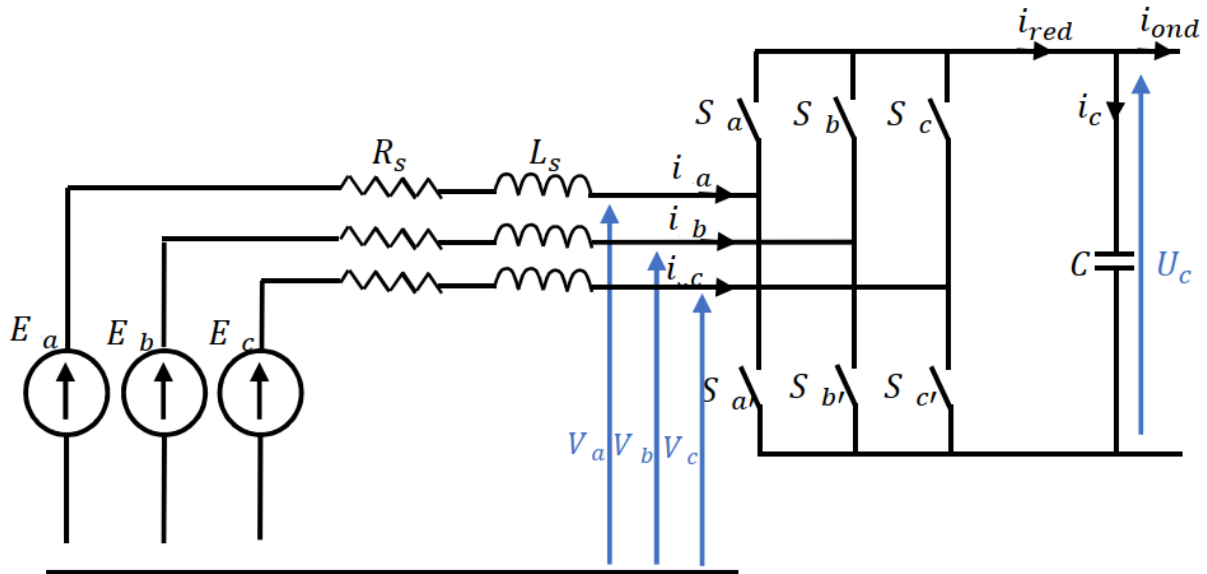


Fig. 3.11 : Schéma équivalent d'un redresseur à commande MLI.

La matrice de connexion du redresseur est donnée par l'équation matricielle suivante [74,75]:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad \text{(III.52)}$$

$$i_{red} = S_a \cdot i_a + S_b \cdot i_b + S_c \cdot i_c \quad \text{(III.53)}$$

Avec :

V_a, V_b, V_c : les tensions simples triphasées aux bornes du redresseur, E_a, E_b, E_c : présente les tensions induites dans les phases du stator de la génératrice, V_{DC} : Tension redressée, i_{red} : Courant modulé par le redresseur, Sa, Sb, Sc: Fonctions logiques correspondant à l'état de l'interrupteur.

III.6.6 Principe de la commande MLI

La Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) (Pulse With Modulation) sinus-triangle est réalisée par comparaison d'une onde modulante basse fréquence (tension de référence) à une onde porteuse haute fréquence (triangulaire). Les instants de commutation sont les points d'intersection entre la porteuse et la modulante [42,76]. L'intersection de ces signaux donne les instants de commutation des interrupteurs des sorties. Telle que lorsque le signal de référence est au dessus du signal de la porteuse, l'impulsion de sortie est égale à 1, et lorsqu'il est au-dessous de la porteuse, l'impulsion de sortie est égale à 0, figure (3.12).

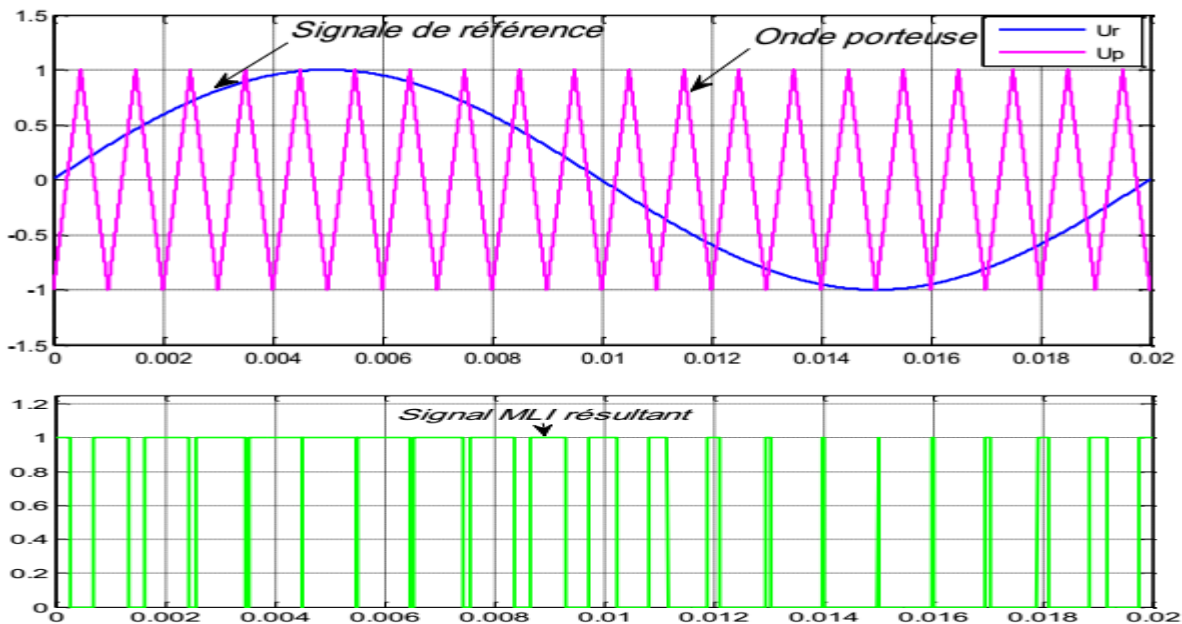


Fig. 3.12 : Principe de commande en MLI sinus-triangulaire.

Cette stratégie est caractérisée par deux paramètres : [76]

- Indice de modulation « I_m »: Il est égal au rapport de la fréquence de la modulation (porteuse) sur la fréquence de référence.

$$I_m = \frac{f_p}{f_{ref}} \tag{III.54}$$

- Taux de modulation « T_m » : c'est un coefficient de réglage de la tension qui est égale au rapport de l'amplitude de la tension de référence à l'amplitude de la porteuse.

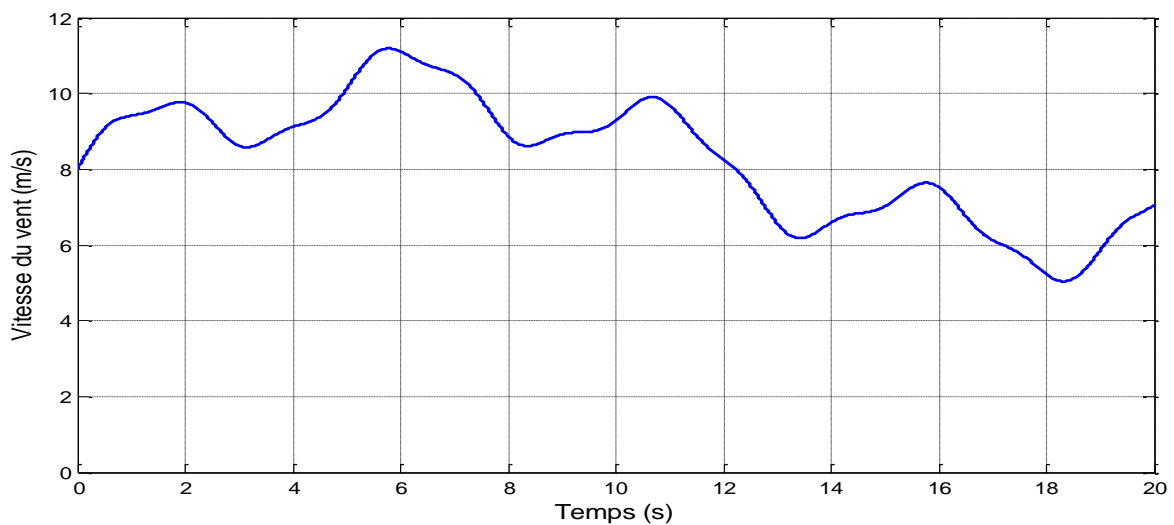
$$T_m = \frac{V_{ref}}{V_p} \tag{III.55}$$

III.7 Résultats de la simulation et interprétation

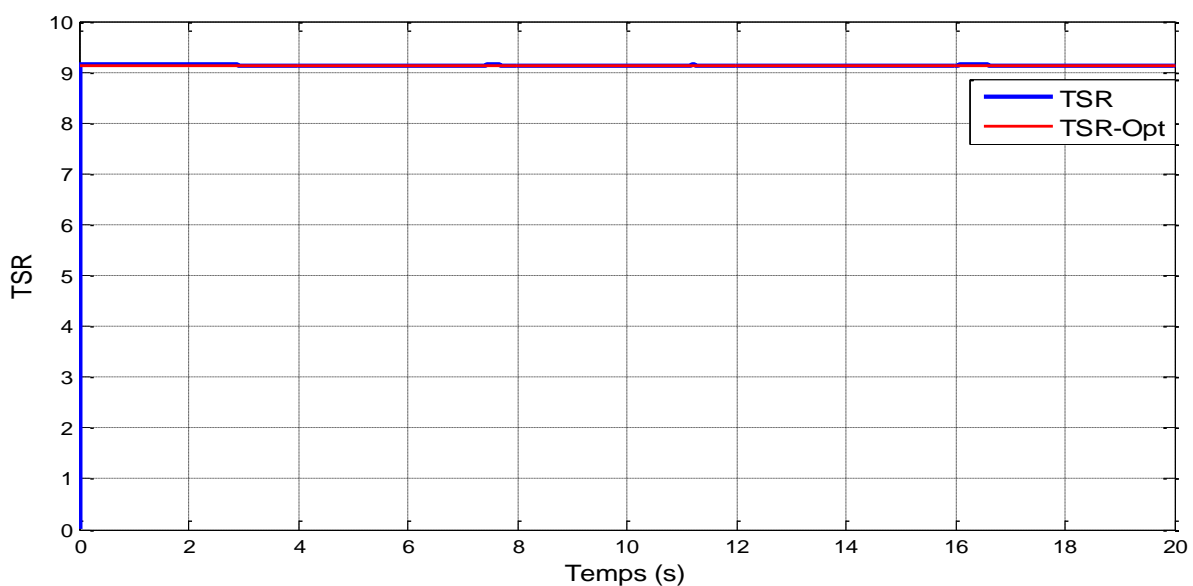
Afin de tester les performances de la commande vectorielle d'une part et l'algorithme d'extraction de la puissance maximale MPPT appliqué sur la turbine éolienne d'autre part, une série de simulations ont été effectuées en utilisant le logiciel MATLAB/SIMULINK.

Les résultats de simulation sont obtenus pour un profil du vent variable. Les paramètres du système complet sont donnés dans l'annexe B.

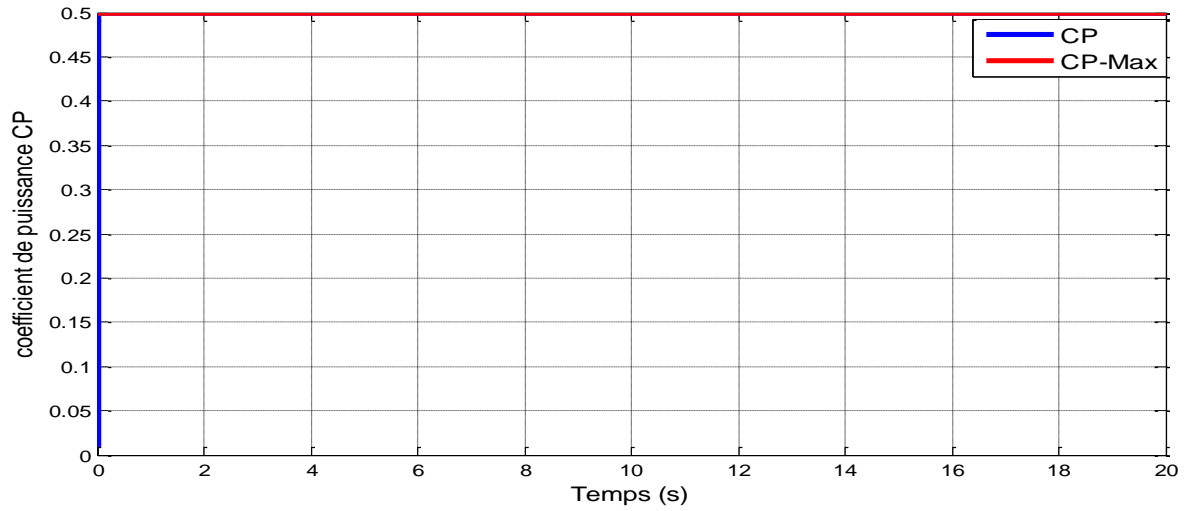
Les Figures (3.13) (a-b-c-d-e-f-g-h-i) montrent respectivement : Le profil du vent, la vitesse relative, le coefficient de puissance C_p , la vitesse de rotation mécanique et la puissance électrique générée avec celle de la turbine, la puissance aérodynamique maximale extraire du vent et le courant généré par la GSAP.



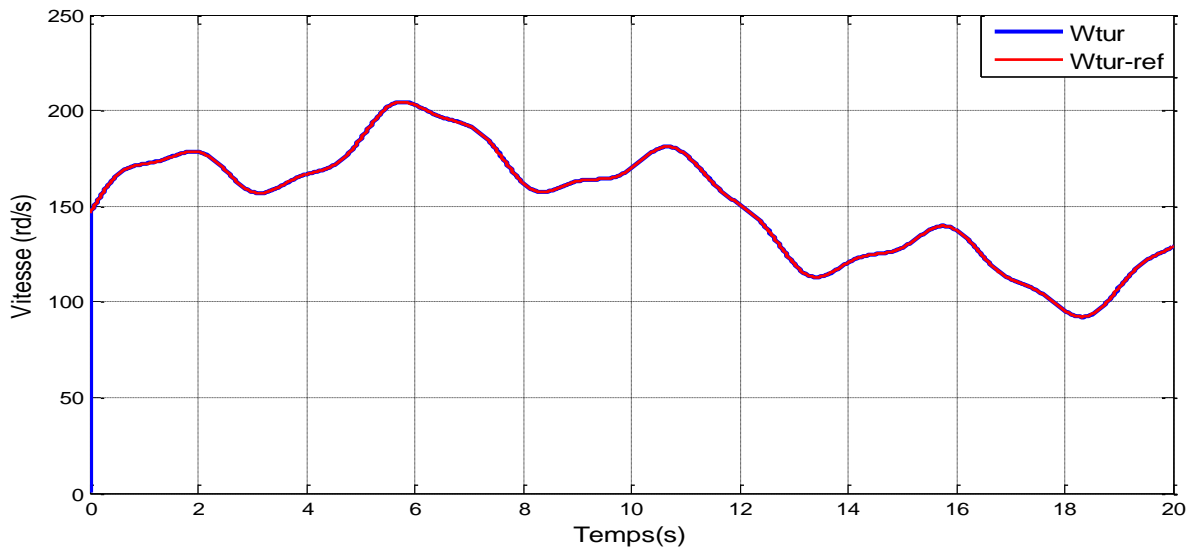
(a) : Allure de la vitesse du vent appliqué à la turbine éolienne.



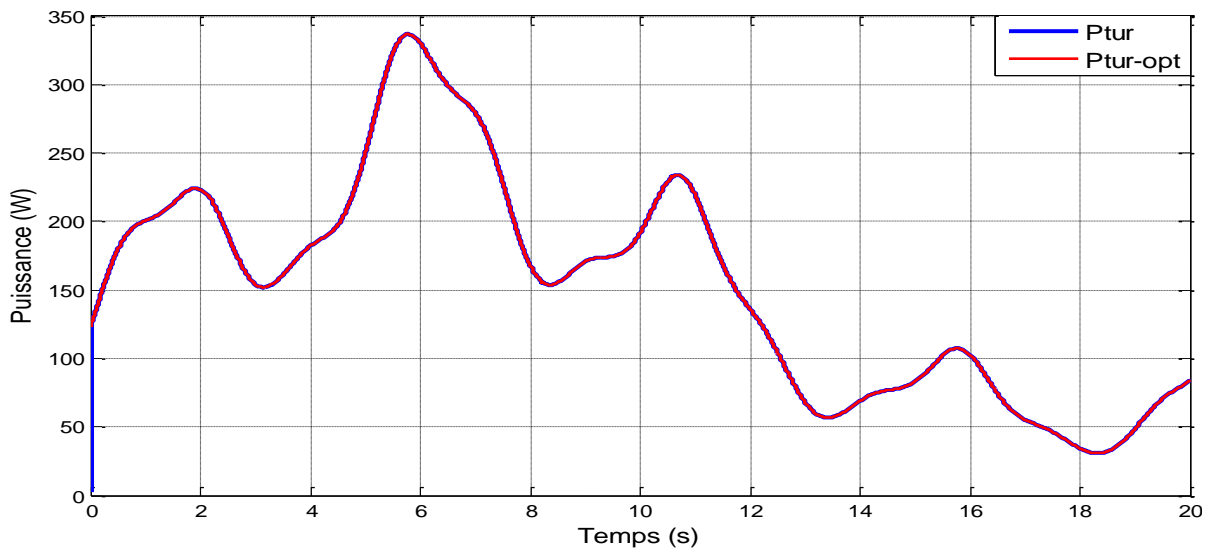
(b) : Vitesse spécifique.



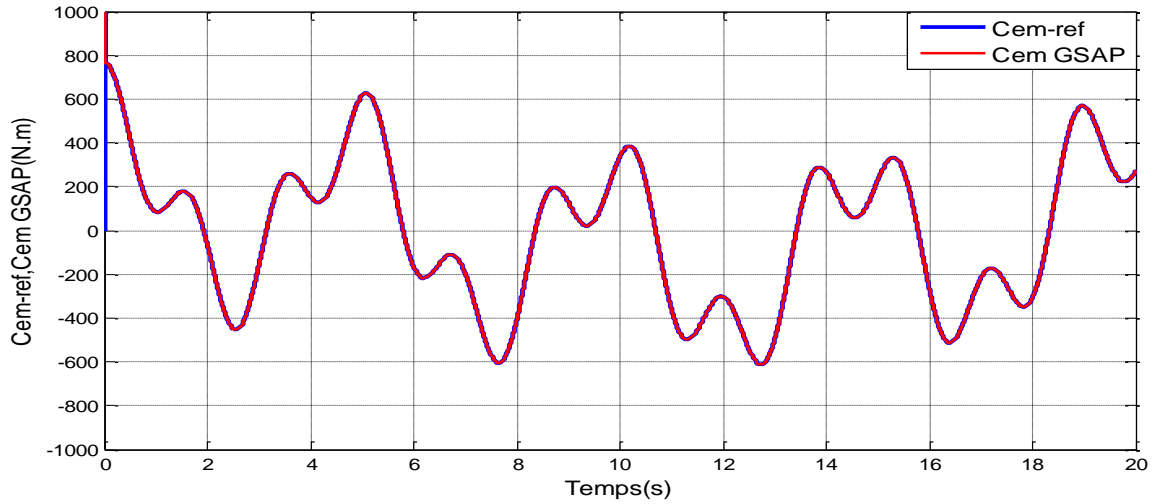
(c) : Coefficient de puissance.



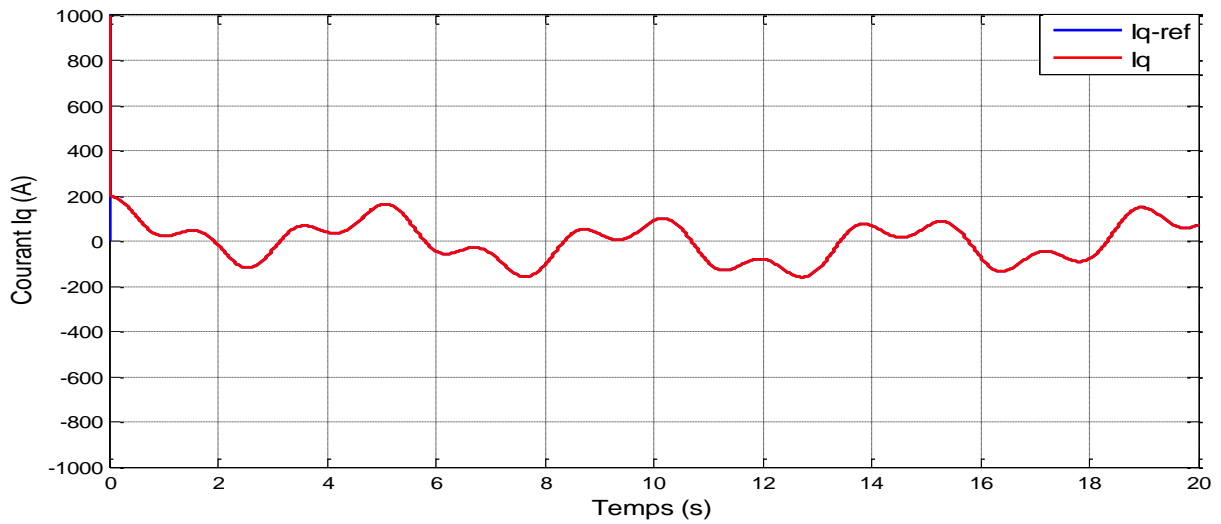
(d) : Vitesse de rotation et vitesse de référence.



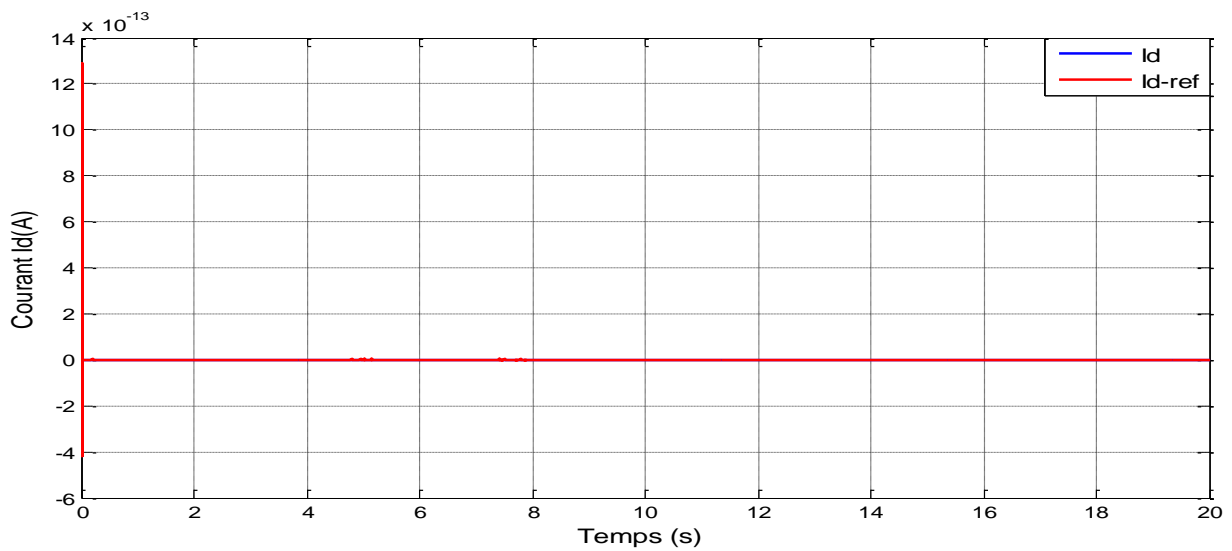
(e) : Puissance électrique.



(f) : Couple électromagnétique.

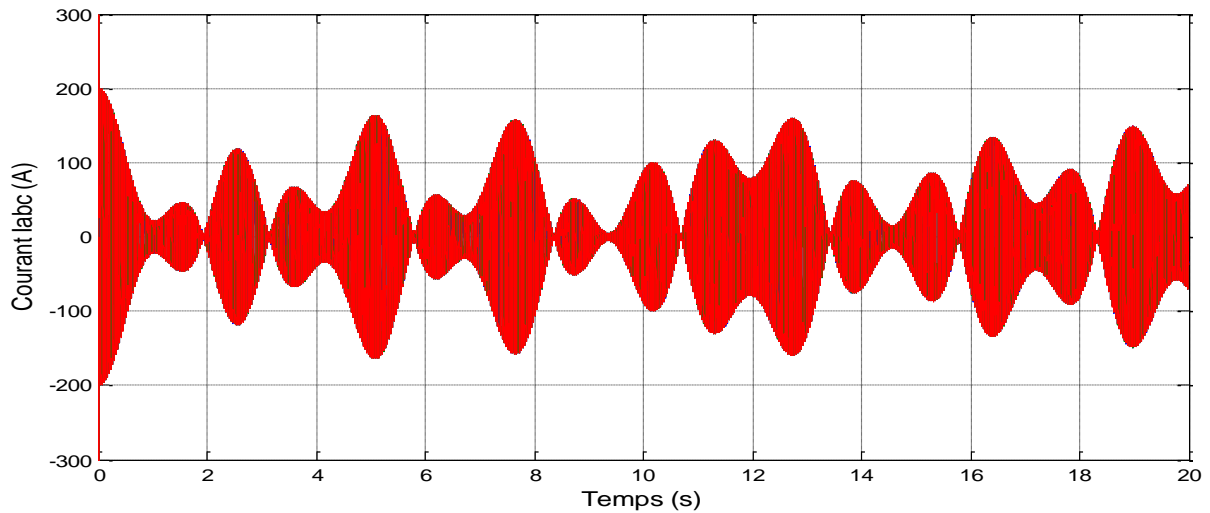


(g) : Courants quadrature iq du GSAP.

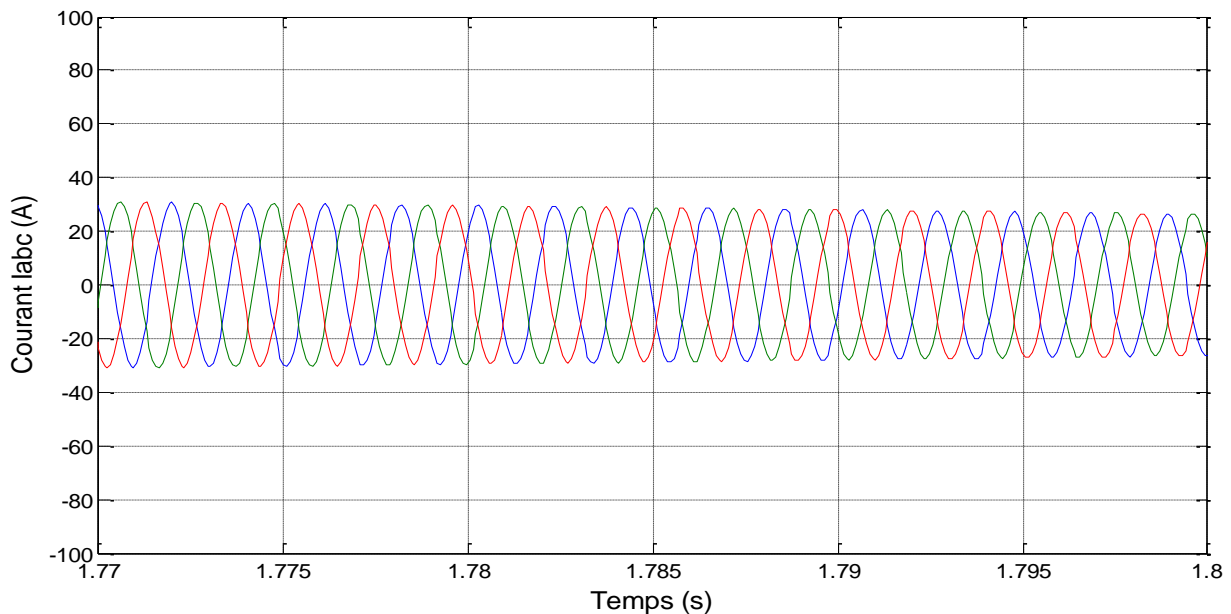


(h) : Courant directe id du GSAP.

L'application de la transformée inverse de Park aux courants i_d et i_q permet de tracer l'allure des courants des phases i_a , i_b , i_c



(i) : Courants triphasés à la sortie de la génératrice Iabc.



(j) : Zoom sur les Courants statoriques Iabc.

Fig.3.13: Commande vectorielle de la génératrice synchrone à aimant permanent.

- **Analyse des résultats**

La figure (3.13) représente la réponse et les variations des différentes grandeurs sous un profil du vent variable. D'après les résultats trouvés pour cet essai en présence d'un vent variable figure (3.13.a), on peut remarquer que les différentes consignes sont bien suivies par la GSAP.

La figure (3.13.c) présente la variation du coefficient de la puissance C_p de la turbine éolienne, où nous pouvons constater que ce dernier reste stable autour de sa valeur optimale $C_p^{Opt} = 0.5$, avec une faible variation lors de variations de vitesse ce qui implique que la puissance captée du vent est maximale, la même chose pour la vitesse spécifique λ qui suit sa valeur optimale $\lambda_{Opt} = 9.14$, grâce à l'algorithme de maximisation de puissance figure (3.13.b).

Les figures (3.13.d) et (3.13.e) représentent respectivement, l'allure de la vitesse et la puissance mesurée de la turbine éolienne, obtenues à partir de l'algorithme MPPT, avec leurs grandeurs de références données à partir des conditions de fonctionnement optimal (P_{Opt}, Ω_{Opt}) , où les deux signaux suivent parfaitement leurs références.

La figure (3.13.f) montre l'allure du couple issue de l'algorithme MPPT (couple électromagnétique de référence C_{em-ref}), et du couple électromagnétique de la génératrice ($C_{em-GSAP}$). On remarque que ce dernier suit sa référence et varie proportionnellement avec le courant en quadrature (i_q) selon l'équation (III.35).

L'allure du courant i_q est de même forme que celle du couple électromagnétique figure (3.13.g), et le courant suivant l'axe direct (i_d) figure (3.13.h) est maintenu nul et reste insensible à la variation du courant (i_q). Les courants obtenus sont au voisinage de leurs références ce qui prouve que le découplage est assuré et par conséquent un bon fonctionnement de la commande vectorielle.

Les figures (3.13.i) et (3.13.j) représentent respectivement l'évolution des trois courants de phases issus de la génératrice et un zoom sur l'allure globale, on remarque bien que l'augmentation du courant suite à l'augmentation de la vitesse du vent et leur forme est sinusoïdale.

III.8 Conclusion

La stratégie de contrôle appliquée au convertisseur statique côté machine pour l'éolienne à vitesse variable à entraînement direct basée sur la génératrice synchrone à aimant permanent est présentée dans ce chapitre. Nous avons présenté la description de la machine synchrone à aimants permanents en mode moteur et génératrice, puis la modélisation de la machine synchrone dans le repère triphasé et diphasé est présentée afin de comprendre le fonctionnement de la machine synchrone à aimant permanent.

Dans un deuxième temps, nous avons abordé la commande vectorielle pour imposer la vitesse optimale obtenu à partir de l'algorithme d'extraction de la puissance maximale MPPT sur la turbine, et donc imposer le couple optimal afin d'extraire la puissance maximale du vent. Par suite, la modélisation du redresseur avec son principe de fonctionnement et la technique de commande MLI ont été abordées pour contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple électromagnétique et la vitesse de la génératrice.

Enfin, Pour mettre en évidence cette loi de commande, on a procédé à des tests de simulation pour une vitesse du vent variable. Les résultats de simulation montrent bien l'efficacité énergétique de la commande appliquée au système étudié.

Dans le chapitre suivant, nous allons étudier des commandes non linéaires de la GSAP afin d'améliorer la puissance délivrée au réseau électrique.

IV.1 Introduction

La réalisation d'une commande performante d'un système dynamique dépend toujours de la disposition d'un modèle mathématique qui représente parfaitement son comportement réel. Pour les machines électriques, la modélisation nécessite une parfaite connaissance de leurs structures électriques et mécaniques.

Actuellement, beaucoup de travaux de recherche ont essayé de résoudre des problèmes de stabilité, de performance et de robustesse des contrôleurs en utilisant souvent des descriptions du système basé sur des modèles réels. En fait, la commande linéaire basée sur les régulateurs Proportionnelle Intégrale « PI » est largement appliquée, pour des raisons de simplicité de la mise en œuvre. Mais les méthodes de commande de type « PI » ne sont pas efficaces lorsque le système est perturbé, ayant des paramètres non constants et caractérisé par une forte non-linéarité.

Pour pallier à ces inconvénients, la tendance des recherches actuelles est vers les commandes non linéaires basées sur la stabilité de Lyapunov qui donnent des résultats acceptables dans des larges domaines de fonctionnement et qui assurent la robustesse du comportement du processus vis-à-vis des incertitudes sur les paramètres et leurs variations.

Parmi ces commandes, on trouve la commande dite à structure variable (CSV), le Contrôleur Mode glissement (CMG) est un mode de fonctionnements particulier des systèmes à structure variable [77] a été largement appliqué en raison de son insensibilité aux variations des paramètres internes et externes, sa stabilité, sa simplicité de mise en œuvre et ces temps de réponse très faibles [78].

Cependant, le principal inconvénient de cette commande est la présence de problème de Broutement (Chattering en anglais) sur les réponses en régime permanent, qui peut desservir au fonctionnement des systèmes, Ce phénomène est caractérisé par des fortes oscillations de hautes fréquences autour de la surface de glissement.

Pour éliminer le problème de Broutement, plusieurs approches ont été décrites dans la littérature comme les Contrôleurs de Mode de Glissement d'Ordre Supérieur (CMGOS) [79,80] dont le principe est de rejeter les discontinuités au niveau des dérivées supérieures [32], mais l'inconvénient majeur de cette commande est la demande accrue d'informations de la dérivée temporelle de la variable glissante.

L'utilisation du Contrôleurs de Mode de Glissement d'Ordre Deux (CMGOD) basé sur l'Algorithme de Super Twisting est l'une des meilleures solutions proposées. Elle permet de diminuer considérablement l'amplitude des oscillations de hautes fréquences autour de la surface de glissement [92], tout en gardant les propriétés de robustesse et la convergence en temps fini [80, 81,82]. Pour cette raison, l'objectif principal de ce chapitre est de proposer des schémas de contrôle robuste non linéaire pour contrôler les puissances (actives, réactives) de la GSAP.

Pour cet effet, dans cette thèse, une étude théorique sur la commande par mode de glissement d'ordre un est présentée dans la première partie de ce chapitre, nous développons aussi comment la commande par mode glissant d'ordre un peut être appliquée au contrôle de la puissance active et la puissance réactive produite par la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) dans un système de conversion d'énergie éolienne dont la puissance active de référence sera obtenue à partir de l'algorithme d'extraction de la puissance maximale MPPT pour assurer un meilleur rendement du système éolien, tandis que la puissance réactive sera maintenue nulle afin d'avoir un facteur de puissance unitaire.

Dans la deuxième partie et afin de réduire le phénomène de broutement 'chattering' au voisinage de la surface de glissement, on présente l'algorithme de Super-Twisting qui fait partie des commandes par modes glissants d'ordre deux.

Enfin, et pour montrer l'efficacité des algorithmes de commande proposé, des études comparatives vont être effectuées entre les résultats obtenus dans chaque cas.

IV.2 Généralités sur la commande par Mode Glissant

La commande par mode de glissement ou mode glissant (Sliding Mode Control SMC) est une technique de commande non linéaire qui fait partie des systèmes de commande à structure variable (CSV). Elle consiste à attirer la dynamique d'un système vers la surface de glissement, puis de commuter à l'aide d'une loi de commande jusqu'au point d'équilibre.

La théorie de la commande par mode glissant a été étudiée et développée dans les années soixante en ex-union soviétique, premièrement par le professeur EMELYANOV, puis par Utkin [78,83,84], basant sur les équations différentielles à second membre discontinu proposées par le mathématicien Filippov. En suite, les travaux ont été repris au Japon par Young, Harashima et Hashimoto et aux Etats unis par Soltine [85-86]. Récemment, la méthodologie de contrôle en mode glissant (SMC) a été largement utilisée pour le contrôle robuste des systèmes non linéaires.

La commande par mode glissant a attiré l'attention de plusieurs chercheurs dans le domaine de contrôle des systèmes multi variables, non linéaires, linéaires et même discrets au cours des deux dernières décennies. Elle réalise un contrôle robuste en ajoutant un signal de contrôle discontinu à travers la surface de glissement, satisfaisant la condition de glissement. Son succès a été prouvé dans les problèmes de contrôle, car il est capable d'aborder les incertitudes du système et les perturbations externes avec une bonne robustesse. Cette commande se caractérise par certains avantages tels que : haute précision, réponse dynamique rapide, stabilité, simplicité de sa conception et de sa mise en œuvre et la robustesse vis-à-vis de la variation des paramètres internes ou externes. Néanmoins, cette commande SMC présente un inconvénient important qui est le phénomène de broutage provoqué par le signal de commande discontinu [87]. Pour résoudre ce problème, plusieurs modifications de la loi de commande usuelle ont été proposées.

IV.3 Principe de la Commande par Mode Glissant :

L'approche de contrôle par mode glissant est un outil efficace au problème de contrôle complexe des systèmes incertains non linéaires. L'idée de base de cette commande est de forcer les trajectoires d'un système pour atteindre un domaine (nommé la surface de glissement) dans un temps fini.

Cette commande se fait en deux étapes : la convergence vers la surface de glissement et ensuite le glissement le long de celle-ci [88].

Les objectifs principaux de cette commande sont [91] :

- La synthèse d'une surface de glissement $S(x)=0$ de telle manière que toutes les trajectoires d'état du système obéissent à un comportement désiré en terme de poursuite, de régulation et de stabilité.
- Détermination d'une loi de commande qui est capable d'attirer toutes les trajectoires d'état vers la surface de glissement et les maintenir sur cette surface.

Le principe de la commande par modes glissants consiste à amener la trajectoire d'état d'un système vers la surface de glissement et de la faire commuter autour de celle-ci à l'aide d'une logique de commutation appropriée jusqu'au point d'équilibre, d'où le phénomène de glissement.

La figure (4.1) représente la trajectoire que peut suivre la dynamique d'un système dans le plan de phase [106].

- **Mode de convergence MC** (*Reaching Mode, RM*) : dans ce mode, la variable à régler se déplace à partir d'un point initial quelconque, et tend vers la surface de commutation $S(x) = 0$. Ce mode est caractérisé par la loi de commande et le critère de convergence.
- **Mode de glissement MG** (*Sliding Mode, SM*) : C'est le mouvement (comportement) du système le long de la surface de commutation.
- **Mode du régime permanent (MRP)** (*Steady-State SS*) : Il est nécessaire pour l'étude du comportement du système autour du point d'équilibre qui est l'origine du plan de phase.

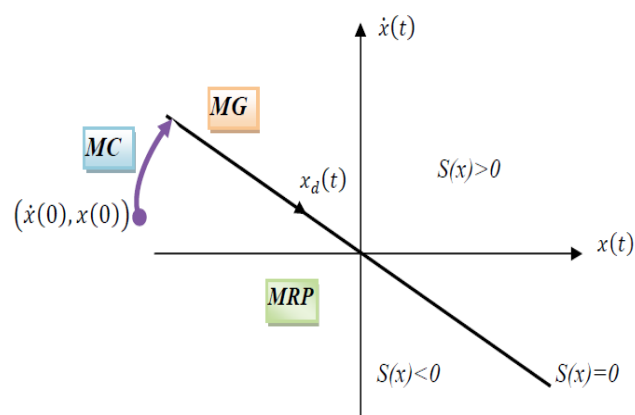


Fig. 4.1 Les modes de trajectoire dans le plan de phase.

Dans la littérature, nous trouvons deux types de modes glissants : idéal et réel.

❖ Régime glissant idéal :

Théoriquement, la trajectoire en mode glissant décrit parfaitement l'équation $S(x) = 0$. On parle d'un régime glissant idéal lorsque la fréquence d'oscillation vaut l'infinie et l'amplitude nulle, comme la montre la figure (4.2).

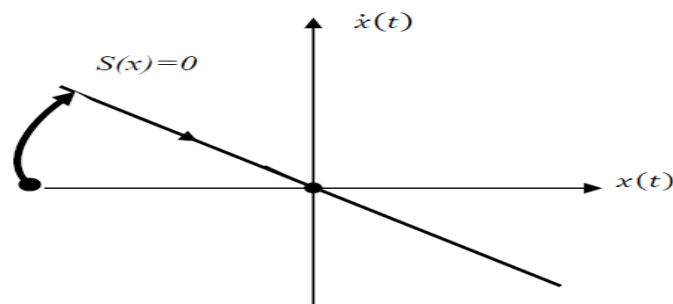


Fig. 4.2: Glissement idéal.

❖ Régime glissant réel :

Pratiquement, la trajectoire de phase du régime glissant reste au voisinage de la surface de commutation, donnant naissance à des oscillations indésirables qui éliminent la précision du système et néanmoins sa stabilité, dans ce cas, l'organe de commutation est réalisé à partir de relais qui présentent des imperfections comme les retards de commutations figure (4.3).

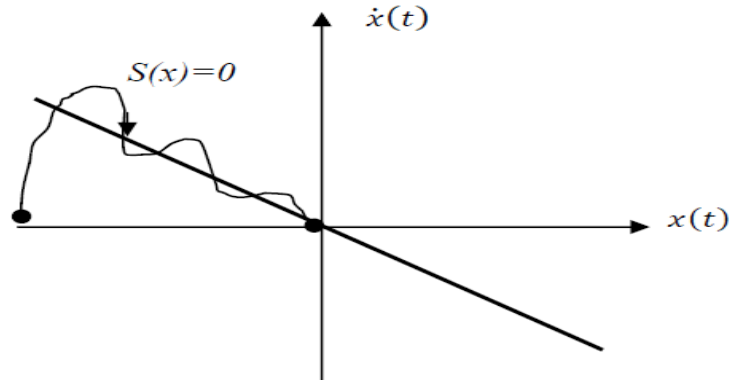


Fig. 4.3: Glissement réel.

IV.4 Conception de la Commande par Mode Glissant :

La structure d'un contrôleur par mode glissant comporte deux parties principales : une partie discontinue représente la dynamique du système durant le mode de convergence et une autre continue représente la dynamique du système durant le mode de glissement.

La synthèse de commande par mode glissant se fait en trois étapes principales qui sont :

- Le choix de la surface de glissement ;
- Définition des conditions d'existence et de convergence du régime glissant ;
- Détermination de la loi de commande.

IV.4.1 Le choix de la surface de glissement

Le choix de la surface de glissement concerne non seulement le nombre nécessaire des surfaces, mais également leur forme, en fonction de l'application et de l'objectif visé. En général, pour un système d'état décrit par l'équation d'état suivante (IV.1) [92]:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = f(x, t) + g(x, t)u(t) \\ y = C^T x, \quad y \in R^m \end{cases} \quad (\text{IV.1})$$

Où :

- $x \in R^n$ est le vecteur d'état ;
- $u \in R^m$ est le vecteur de commande ;

- $y(t)$ est la sortie ;
- $f(x, t) \in R^n$, $g(x, t) \in R^{n \times m}$ sont fonctions non linéaires continues.

Selon la forme d'équation générale proposée par **J.J Slotine**, la détermination de la surface de glissement assurant la convergence d'une variable vers sa valeur désirée se présente comme suit : [102]

$$S(x) = \left(\frac{d}{dt} + \lambda_x \right)^{r-1} \cdot e(x) \quad (\text{IV.2})$$

Où :

$e(x)$: Écart de la variable à régler, $e(x) = x_{ref} - x$.

λ_x : Constante positive.

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

L'idée de base de la commande par mode glissant est premièrement de garder la surface de glissement $S(x)$ égale zéro, puis de concevoir une loi de commande qui maintiendra toujours le système dans cette région pour un choix convenable de λ_x .

IV.4.2 Conditions d'Existence et de Convergence du Régime Glissant:

Le rôle de la condition d'existence et de convergence c'est qu'elle permet aux dynamiques du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester même face aux perturbations. Il existe deux considérations pour assurer la convergence :

❖ Fonction directe de commutation

C'est une fonction proposée et étudiée par Emilianov et Utkin [78]. Cette condition est de forme :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0 \quad (\text{IV.3})$$

❖ La Fonction de Lyapunov :

Elle est définie comme une fonction scalaire définie positive ($V(x) > 0$) pour les variables d'état du système, et de choisir la loi de commutation qui fera décroître cette fonction c.à.d ($\dot{V}(x) < 0$).

Afin de garantir la stabilité des systèmes non linéaires, on utilise d'une manière générale cette fonction [89].

Soit la fonction de Lyapunov définie par la forme suivante :

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (\text{IV.4})$$

Et sa dérivée par :

$$\dot{V}(x) = S(x)\dot{S}(x) \quad (\text{IV.5})$$

Pour que la fonction de Lyapunov décroisse, il suffit d'assurer que sa dérivée est négative. Ceci est vérifié si :

$$S(x)\dot{S}(x) < 0 \quad (\text{condition de convergence}) \quad (\text{IV.6})$$

IV.4.3 Calcul de la commande

Une fois que la surface de glissement et le critère de convergence sont choisis, il reste à déterminer la commande nécessaire pour ramener la variable à contrôler vers la surface de glissement et ensuite vers son point d'équilibre en maintenant la condition d'existence des modes glissants.

La structure d'un contrôleur par mode de glissement du premier ordre est composée de deux parties : (u_{eq}) et (u_n) , nous avons donc :

$$u(t) = u_{eq}(t) + u_n(t) \quad (\text{IV.7})$$

u_{eq} : C'est la commande équivalente qui est une fonction continue sert à maintenir la variable à contrôler sur la surface de glissement $S(x) = 0$.

u_n : C'est la commande discontinue déduite en posant $\dot{S}(x) = 0$, elle permet d'éliminer les perturbations extérieures sur le modèle et l'effets d'imprécisions [105], et assure une convergence et un régime glissant.

La dérivée de la surface est :

$$\dot{S}(x) = \frac{dS}{dt} = \frac{dS}{dx} \frac{dx}{dt} = \frac{dS}{dx} \{f(x,t) + g(x,t)u_{eq}(t)\} + \frac{dS}{dx} \{g(x,t)u_n\} \quad (\text{IV.8})$$

Durant le mode de glissement et en régime permanent, la surface de glissement, sa dérivée et la partie discontinue sont nulles. D'où, l'expression de la commande équivalente donnée par :

$$\begin{cases} u_{eq}(t) = -\left\{\frac{dS}{dx} g(x,t)\right\}^{-1} \cdot \left\{\frac{dS}{dx} f(x,t)\right\} \\ u_n = 0 \end{cases} \quad (IV.9)$$

Avec la condition d'existence :

$$\left\{\frac{dS}{dx} g(x,t)\right\}^{-1} \neq 0 \quad (IV.10)$$

u_n : Est un terme introduit pour satisfaire la condition de convergence $s(x)\dot{s}(x) < 0$.
 Durant le mode de convergence et par la substitution de la commande équivalente par son expression dans (IV.8), on obtient la nouvelle expression de la dérivée de la surface :

$$\dot{S}(x) = \frac{dS}{dx} \{g(x,t)u_n\} \quad (IV.11)$$

Le problème revient à trouver u_n tel quel :

$$S(x)\dot{S}(x) = S(x) \frac{dS}{dx} \{g(x,t)u_n\} < 0 \quad (IV.12)$$

Pour satisfaire cette condition, le signe de u_n doit être opposé à celui de $S(x) \frac{dS}{dx} g(x,t)$

Généralement, la commande discrète en mode glissant peut prendre la forme de type relais donnée par l'expression suivante :

$$u_n = K \cdot \text{sgn}(S(x)) \quad (IV.13)$$

Où « sgn » est la fonction définie par :

$$\text{sgn}(S(x)) = \begin{cases} +1, & \text{si } S(x) > 0 \\ -1, & \text{si } S(x) < 0 \end{cases} \quad (IV.14)$$

La figure (4.4) représente la fonction « sgn » :

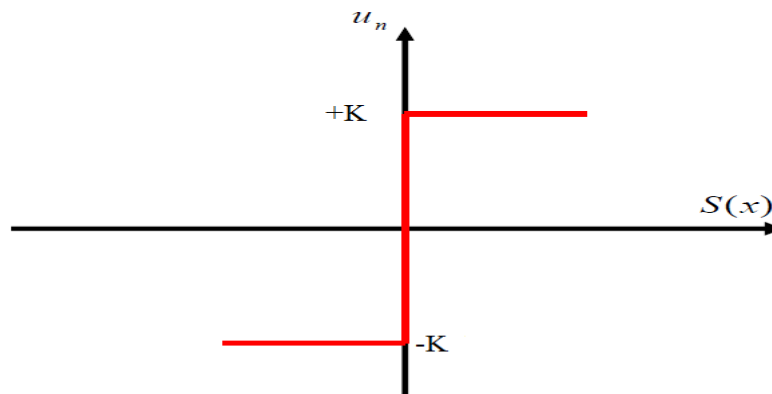


Fig 4.4: Représentation de la fonction « sgn ».

En substitution l'expression (IV.13) dans (IV.12), on obtient :

$$S(x) \dot{S}(x) = \frac{dS}{dx} g(x,t) K |S(x)| < 0 \quad (\text{IV.15})$$

Où :

Le facteur $\frac{dS}{dx} g(x,t)$ est toujours négatif et le gain K est choisi positif pour satisfaire la condition (IV.15).

L'utilisation de la fonction « *signe or sgn* » signifie que la commande " u_n " commute entre deux valeurs $\pm K$ avec une fréquence théoriquement infinie. Ce qui cause un phénomène dit « Chattering ».

IV.5 Commande par le mode glissant d'ordre un des puissances active et réactive du GSAP :

Après avoir présenté en générale la théorie de la commande par mode glissant du premier ordre, nous allons l'appliquer afin de contrôler le puissance active et réactive de la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) dans un système éolien, commençant par :

IV.5.1 Contrôle de la puissance active :

Pour contrôler la puissance active on prend $r = 1$, l'expression de la surface de contrôle de la puissance active donnée par :

$$S(P) = P^{ref} - P \quad (\text{IV.16})$$

La dérivée de la surface de contrôle est :

$$\dot{S}(P) = (\dot{P}^{ref} - \dot{P}) \quad (\text{IV.17})$$

Dans le repère diphasé, les puissances actives et réactives d'une machine s'écrivent [107] :

$$\begin{cases} P = v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q \\ Q = v_q \cdot i_d + v_d \cdot i_q \end{cases} \quad (\text{IV.18})$$

Dans l'hypothèse d'un flux statorique constant, on peut écrire : [107-108]

$$\begin{cases} v_d = 0 \\ v_q = V_s \end{cases} \quad (\text{IV.19})$$

Les équations des puissances deviennent :

$$\begin{cases} P = V_s \cdot i_q \\ Q = V_s \cdot i_d \end{cases} \quad (IV.20)$$

On remplace l'expression de la puissance active (IV.20) dans (IV.17) :

$$\dot{S}(P) = (\dot{P}^{ref} - V_s \cdot \dot{i}_q) \quad (IV.21)$$

On tire l'expression du courant \dot{i}_q de l'équation de la tension v_q

$$\dot{S}(P) = [\dot{P}^{ref} - \frac{V_s}{L_q} \cdot (v_q - R_s \cdot i_q - w_e (L_d \cdot i_d + \Psi_f))] \quad (IV.22)$$

En remplaçant l'expression de v_q par $v_q^{eq} + v_q^n$

$$\dot{S}(P) = [\dot{P}^{ref} - \frac{V_s}{L_q} \cdot ((v_q^{eq} + v_q^n) - R_s \cdot i_q - w_e (L_d \cdot i_d + \Psi_f))] \quad (IV.23)$$

Durant le mode de glissement et en régime permanent, on a :

$$S(P) = 0, \dot{S}(P) = 0, v_q^n = 0 \quad (IV.24)$$

Donc, la commande équivalente est donnée par :

$$v_q^{eq} = \left[\frac{L_q}{V_s} \dot{P}^{ref} + R_s \cdot i_q + w_e (L_d \cdot i_d + \Psi_f) \right] \quad (IV.25)$$

Durant le mode de convergence, pour que la condition $S(P) \cdot \dot{S}(P) \leq 0$ soit vérifiée, on pose:

$$\dot{S}(P) = -\frac{V_s}{L_q} v_q^n \quad (IV.26)$$

Par conséquent, le terme de commutation est donné par :

$$v_q^n = k_1 \cdot \text{sgn}(S(P)) \quad (IV.27)$$

Ici, le paramètre k_1 doit être positif pour vérifier la condition de stabilité du système,

IV.5.2 Contrôle de la puissance réactive :

Pour contrôler la puissance réactive on prend $r = 1$, l'expression de la surface de contrôle de la puissance réactive donnée par :

$$S(Q) = Q^{ref} - Q \quad (IV.28)$$

La dérivée de la surface de contrôle est :

$$\dot{S}(Q) = \dot{Q}^{ref} - \dot{Q} \quad (IV.29)$$

On remplace l'expression de la puissance réactive (IV.20) dans (29) :

$$\dot{S}(Q) = (\dot{Q}^{ref} - V_s \dot{i}_d) \quad (IV.30)$$

On tire l'expression du courant \dot{i}_d de l'équation de la tension V_d

$$\dot{S}(Q) = [\dot{Q}^{ref} - \frac{V_s}{L_d} \cdot (v_d - R_s \dot{i}_d + w_e \cdot L_q \dot{i}_q)] \quad (IV.31)$$

En remplaçant l'expression de v_d par $v_d = v_d^{eq} + v_d^n$

$$\dot{S}(Q) = \dot{Q}^{ref} - \frac{V_s}{L_d} \cdot [(v_d^{eq} + v_d^n) - R_s \dot{i}_d + w_e \cdot L_q \dot{i}_q] \quad (IV.32)$$

Durant le mode de glissement et en régime permanent, on a :

$$S(Q) = 0, \dot{S}(Q) = 0, v_d^n = 0 \quad (IV.33)$$

Donc, la commande équivalente est donnée par :

$$v_d^{eq} = \frac{L_d}{V_s} \dot{Q}^{ref} + R_s \dot{i}_d - w_e \cdot L_q \dot{i}_q \quad (IV.34)$$

Durant le mode de convergence, pour que la condition $S(Q)\dot{S}(Q) \leq 0$ soit vérifiée, on pose:

$$\dot{S}(Q) = -\frac{V_s}{L_d} v_d^n \quad (IV.35)$$

Par conséquent, le terme de commutation est donné par :

$$v_d^n = k_2 \cdot \text{sgn}(S(Q)) \quad (IV.36)$$

Pour vérifier la condition de stabilité du système, le paramètre k_2 doit être positif.

La figure (4.5) résume toutes les équations présentes :

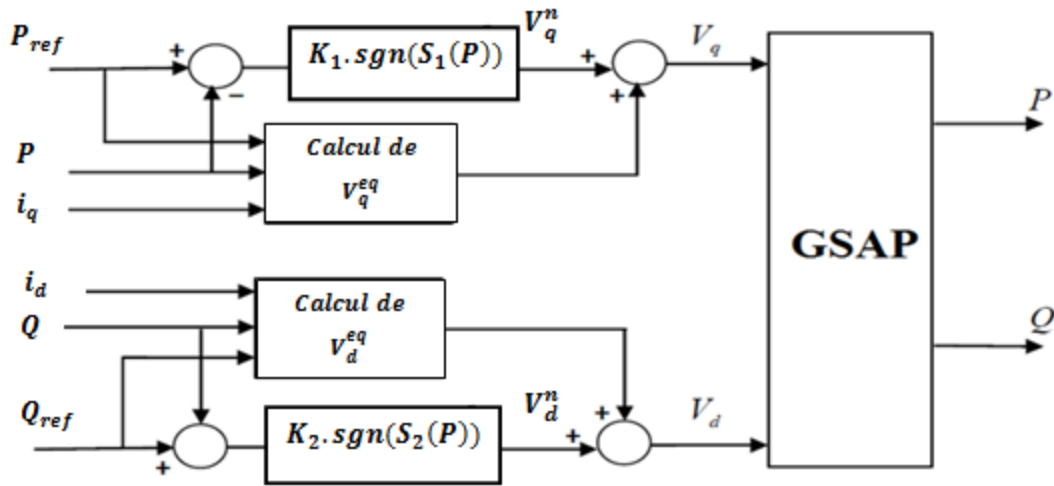


Fig. 4.5: Schéma bloc de la structure de commande par mode glissant d'ordre un.

IV.6 Phénomène de broutement

À cause de la nature discontinue de la fonction signe (sgn), le principal inconvénient de cette commande réside dans le phénomène bien connu par le broutement appelé réticence ou "Chattering" en anglais, [90-93]. En régime permanent, ce dernier apparaît comme une oscillation de haute fréquence autour de la surface de glissement figure (4.6), ces broutements nuisent à la précision de la commande et peuvent être préjudiciables au contrôleur en provoquant une détérioration prématurée de des systèmes mécaniques et une élévation de température des systèmes électriques (perte d'énergie importante).

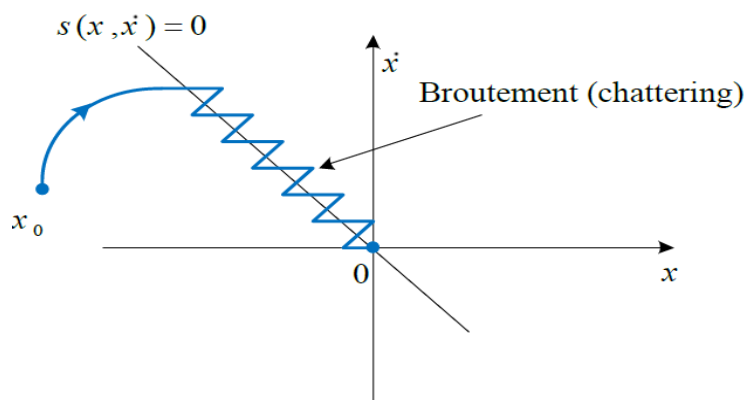


Fig. 4.6: Phénomène de broutement.

Afin de réduire le phénomène de réticence (chattering), plusieurs solutions ont été proposées. Par exemple, une méthode consiste à remplacer la fonction « signe » par une fonction continue. A noter que le remplacement de la fonction « signe » par son approximation continue permet de réduire le broutement, mais aussi de réduire la robustesse du contrôleur. Une autre solution pour réduire le phénomène de chattering, qui est présentée

dans la suite, consiste à concevoir un contrôleur à mode glissant d'ordre supérieur. L'utilisation de cet algorithme permet de réduire et d'atténuer ce broutement, aussi elle permet d'améliorer la précision asymptotique [73]. Ainsi, le terme discontinu, dans cette approche, n'apparaît plus directement dans la commande synthétisée mais dans une de ses dérivées supérieures [94].

IV.7 Commande par modes glissants d'ordre supérieur :

IV.7.1 Introduction

Les modes glissant d'ordre supérieur (MGOS), High Order Sliding Mode (HOSM) en anglais ont été introduits par Emelyanov, Levantovsky et Korovin. (1986) [109]. Ils représentent une extension des modes glissants du premier ordre à un degré supérieur. Les modes glissants d'ordre supérieur agissent sur les dérivées temporelles d'ordre supérieur du mode glissant, ce qui garantit que la dérivée première du mode glissant est continue, au lieu d'influencer sur la première dérivée temporelle comme c'est le cas dans le mode glissant du premier ordre. Cette caractéristique opérationnelle permet d'atténuer complètement l'effet de chattering, en conservant les principales propriétés de l'approche originale.

L'extension des modes glissants d'ordre un aux modes glissants d'ordre supérieur est caractérisée par le choix d'une commande discontinue agissant non pas sur la surface de glissement mais sur ses dérivées supérieures.

IV.7.2 Principe de fonctionnement

Comme il a été défini dans la partie une, l'objectif de la commande par régime glissant du premier ordre est de forcer le système à rester sur la surface de glissement, soit $S = 0$. Pour le cas de la commande par régime glissant d'ordre supérieur (r), le but est de forcer le système à évoluer le long de la surface et à la maintenir ainsi que ses $(r - 1)$ premières dérivées successives à zéro en utilisant une action de commande discontinue appropriée :

$$S = \dot{S} = \dots = S^{(r-1)} = 0 \quad (\text{IV.37})$$

Où : r : désigne le degré relatif du système par rapport à la surface de glissement.

Le seul problème associé au contrôle par mode de glissement d'ordre supérieur est que ce contrôleur a besoin des informations des dérivés $\dot{S}, \ddot{S}, \dots, S^{(r-1)}$ en temps réel. Par exemple, si on utilise un algorithme de glissement d'ordre 3 par rapport à S , on aura besoin de la connaissance de S, \dot{S} et \ddot{S} .

IV.7.3 Commande par mode glissant d'ordre deux :

Le but de ce type de contrôleurs est de générer un régime glissant du second ordre sur une surface S par l'annulation de S elle-même, ainsi que sa dérivée \dot{S} en un temps fini $S = \dot{S} = 0$.

La figure (4.7) fait apparaître la trajectoire de convergence du système vers la surface "S".

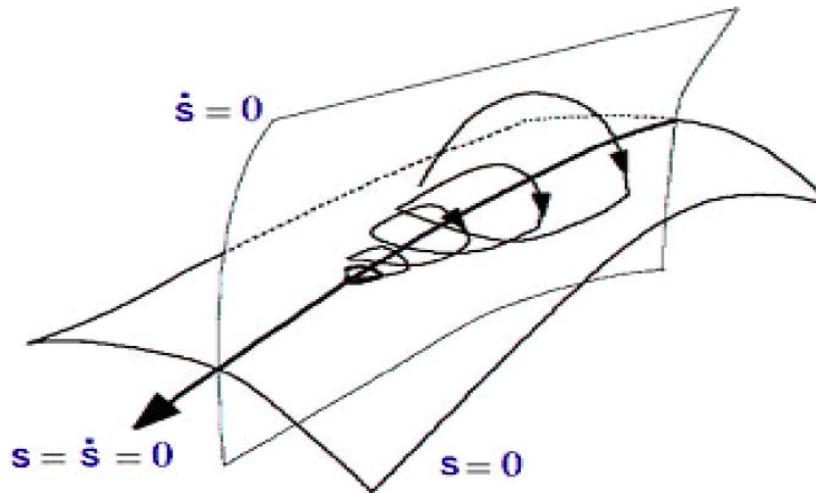


Fig. 4.7 : Trajectoire du mode glissant d'ordre 2.

Pour définir les algorithmes de commande par mode glissant d'ordre deux, on considère le système non linéaire décrit par l'équation différentielle suivante :

$$\dot{x} = f(t, x, u) \tag{IV.38}$$

Afin de générer un régime glissant d'ordre deux sur une surface choisie "S", il faut maintenir "S" ainsi que sa dérivée "S-dot" à zéro dans un temps fini ($S = \dot{S} = 0$). La première et la deuxième dérivée de "S" sont données par :

La dérivée de S :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}S(t, x) = \frac{\partial}{\partial t}S(t, x) + \frac{\partial}{\partial x}S(t, x) \frac{dx}{dt} \\ \dot{S} = \frac{\partial}{\partial t}S(t, x) + \frac{\partial}{\partial x}S(t, x)f(t, x, u) \end{cases} \tag{IV.39}$$

La dérivée seconde de S :

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}\dot{S}(t, x, u) = \frac{\partial}{\partial t}\dot{S}(t, x, u) + \frac{\partial}{\partial x}\dot{S}(t, x, u) \frac{dx}{dt} + \frac{\partial}{\partial u}\dot{S}(t, x, u) \frac{du}{dt} \\ \ddot{S} = \frac{\partial}{\partial t}\dot{S}(t, x, u) + \frac{\partial}{\partial x}\dot{S}(t, x, u)f(t, x, u) + \frac{\partial}{\partial u}\dot{S}(t, x, u)\dot{u} \end{cases} \tag{IV.40}$$

On pose :

$$\begin{cases} \varphi(t, x, u) = \frac{\partial}{\partial t} \dot{S}(t, x, u) + \frac{\partial}{\partial x} \dot{S}(t, x, u) f(t, x, u) \\ \gamma(t, x, u) = \frac{\partial}{\partial u} \dot{S}(t, x, u) \end{cases} \quad (\text{IV.41})$$

La dérivée seconde de la variable de glissement peut s'écrire sous la forme :

$$\begin{cases} \ddot{S} = \varphi(t, x, u) + \gamma(t, x, u)v \\ \dot{u} = v \end{cases} \quad (\text{IV.42})$$

On suppose que la dynamique du système montrée par (IV.42) satisfait les conditions limites suivantes, [95].

- Les fonctions $\varphi(t, x, u)$ et $\gamma(t, x, u)$ sont bornées
- Il existe quatre constants positives S_0, C_0, K_M, K_m , telles que, dans un voisinage $|S(x, t)| < S_0$ les inégalités suivantes soient vérifiées : $|\varphi(t, x, u)| < C_0$ et $0 < K_m \leq \gamma(t, x, u) \leq K_M$

Dans la littérature, plusieurs algorithmes de modes glissants d'ordre deux ont été introduits dans différents systèmes de commande. Parmi ces algorithmes, on cite :

- Algorithme du twisting.
- Algorithme du super-twisting.
- Algorithme sous-optimal.

De ce fait, nous optons pour la dernière solution, c'est l'application de la STSMC pour contrôler les puissances de la GSAP.

IV.7.4 Algorithme du super-twisting (Super-Twisting Algorithme «STA»)

L'algorithme de super twisting est conçu pour réaliser un SOSMC en utilisant uniquement des informations sur la surface de glissement "S", c'est l'avantage principal de cette algorithme. Il est développé pour le cas du système de degré relatif égal à un par rapport à la surface de glissement [80, 97], puis modifiée par [96] pour les systèmes de degré relatif égal à deux. Cette commande est obtenue par la combinaison de deux termes intégral et algébrique. L'algorithme Super Twisting est une version non linéaire d'un contrôleur PI conventionnel [98-99].

Il est composé de deux parties, une partie discontinue u_2 et une partie continue u_1 . L'algorithme du super-twisting s'écrit [103-104] :

$$u(t) = u_1(t) + u_2(t) \tag{IV.43}$$

$$\dot{u}_1 = \begin{cases} -u & \text{si } |u| > U_M \\ -\alpha \text{sign}(s) & \text{si non} \end{cases} \tag{IV.44}$$

$$u_2 = \begin{cases} -\lambda |S_0|^\rho \text{sign}(s) & \text{si } |u| > S_0 \\ -\lambda |S|^\rho \text{sign}(s) & \text{si non} \end{cases} \tag{IV.45}$$

Avec α, λ, ρ vérifiant les inégalités suivantes :

$$\begin{cases} \alpha > \frac{C_0}{k_m} & 0 < \rho < 0.5 \\ \lambda^2 > \frac{4C_0 k_M (\alpha + C_0)}{K_m^2 k_m (\alpha - C_0)} & \text{si } \rho = 0.5 \end{cases} \tag{IV.46}$$

Avec S_0, C_0, K_M, K_m sont constantes positives.

Si $S_0 = \infty$ on peut simplifier l'algorithme :

$$\begin{cases} u = -\lambda |S|^\rho \text{sign}(s) + u_1 \\ \dot{u}_1 = -\alpha \text{sign}(s) \end{cases} \tag{IV.47}$$

Le choix de $\rho = 0.5$ assure la convergence en temps fini de S et \dot{S} [100].

Dans ST-SMC, les trajectoires se tordent autour de l'origine sur le plan (S, \dot{S}) comme présenté à la figure (4.8), [101].

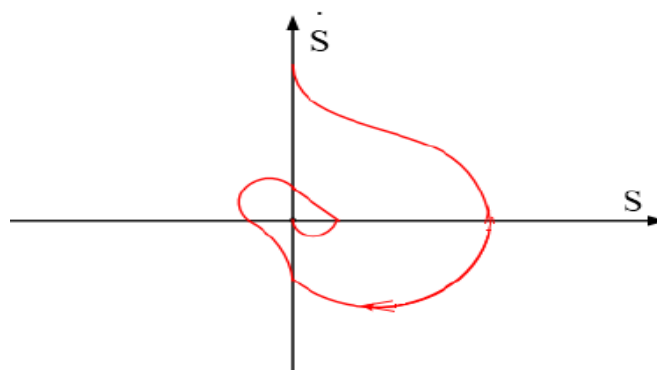


Fig. 4.8 : Trajectoire de l'algorithme Super-Twisting dans le plan (S, \dot{S})

IV.8 Commande par le mode glissant d'ordre deux des puissances active et réactive du GSAP :

Dans cette partie, nous nous intéressons à l'application de la commande par mode glissant du second ordre basé sur l'algorithme du Super Twisting avec même procédure que le CMG d'ordre un afin de concevoir des contrôleurs robustes assurent la robustesse en présence de la variation de la consigne et aux changements paramétrique.

Nous considérons les surfaces de glissement suivantes :

$$\begin{cases} S_1(P) = P^{ref} - P \\ S_2(Q) = Q^{ref} - Q \end{cases} \quad (IV.48)$$

Avec : P^{ref}, Q^{ref} correspondant aux trajectoires de références.

IV.8.1 Contrôle de la puissance active :

La dérivée de la Surface de glissement de la Puissance Active :

$$\dot{S}_1(P) = (\dot{P}^{ref} - \dot{P}) \quad (IV.49)$$

En substituant l'expression \dot{P} dans l'équation (IV.49), on trouve :

$$\dot{S}_1(P) = (\dot{P}^{ref} - V_s \dot{i}_q) \quad (IV.50)$$

En substituant l'expression \dot{i}_q dans l'équation (IV.50), on trouve :

$$\dot{S}_1(P) = [\dot{P}^{ref} - \frac{V_s}{L_q} \cdot (v_q - R_s \dot{i}_q - w_e (L_d \dot{i}_d + \Psi_f))] = (\dot{P}^{ref} - (\gamma v_q + \alpha_1)) \quad (IV.51)$$

On pose F_1 telle que : $F_1 = \dot{P}^{ref} - \alpha_1$

Nous obtenons :

$$\ddot{S}_1(P) = (\dot{F}_1 - \gamma \dot{v}_q) \quad (IV.52)$$

Le contrôleur de la puissance active de commande STSMC est conçu pour modifier la tension v_q de l'axe q comme dans l'équation (IV.53)

$$V_q^* = -\lambda_1 |S_1(P)|^{0.5} \text{sign}(S_1(P)) - \int \alpha_1 \text{sign}(S_1(P)) \quad (IV.53)$$

IV.8.2 Contrôle de la puissance réactive :

La dérivée de la Surface de glissement de la Puissance réactive :

$$\dot{S}_2(Q) = \dot{Q}^{ref} - \dot{Q} \tag{IV.54}$$

En substituant l'expression \dot{Q} dans l'équation (IV.54), on trouve :

$$\dot{S}_2(Q) = (\dot{Q}^{ref} - V_s \cdot i_d) \tag{IV.55}$$

En substituant l'expression i_d dans l'équation (IV.55), on trouve :

$$\dot{S}_2(Q) = [\dot{Q}^{ref} - \frac{V_s}{L_d} \cdot (v_d - R_s \cdot i_d + w_e \cdot L_q \cdot i_q)] = (\dot{Q}^{ref} - (\gamma v_d + \alpha_2)) \tag{IV.56}$$

On pose F_2 telle que : $F_2 = \dot{Q}^{ref} - \alpha_2$

Nous obtenons :

$$\ddot{S}_2(Q) = (\dot{F}_2 - \gamma \dot{v}_d) \tag{IV.57}$$

Le contrôleur de la puissance active de commande STSMC est conçu pour modifier la tension v_d de l'axe d comme dans l'équation (IV.58)

$$V_d^* = -\lambda_2 |S_2(Q)|^{0.5} \text{sign}(S_2(Q)) - \int \alpha_2 \text{sign}(S_2(Q)) \tag{IV.58}$$

Avec les constants $\lambda_1, \lambda_2, \alpha_1, \alpha_2$ vérifient les conditions de stabilité en (IV.46).

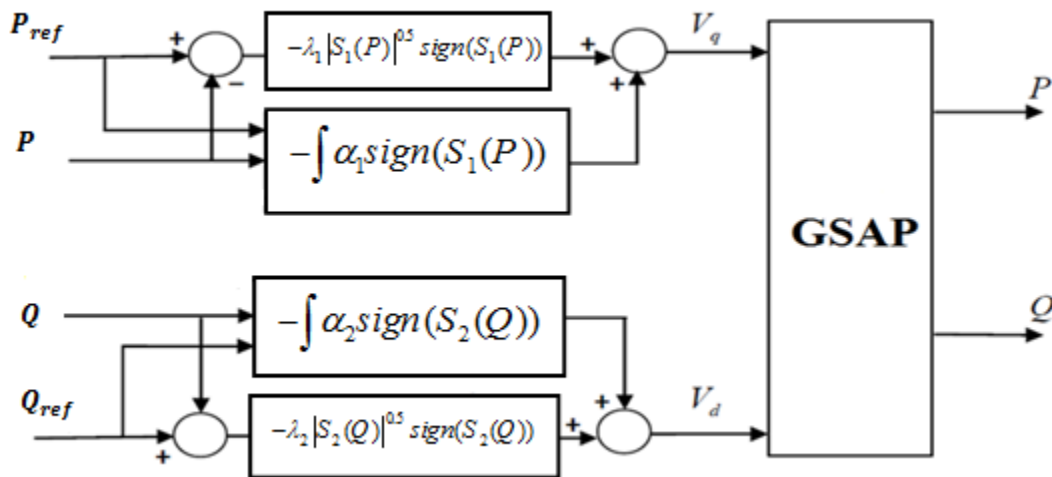


Fig 4.9: Schéma bloc de la structure de commande par mode glissant d'ordre deux.

IV.9 Résultats de simulation

Dans le but d'évaluer les performances de la commande par mode glissant du premier ordre et du second ordre basé sur l'Algorithme du Super Twisting appliquées au système éolien à base de la GSAP dont l'objectif de contrôler ses puissances, un ensemble de simulation a été effectué à l'aide du logiciel MATLAB SIMULINK avec les mêmes conditions que celles utilisées dans le chapitre précédent.

La GSAP est entraînée par une turbine éolienne est contrôlée par la commande "MPPT", pour maximiser la puissance captée (nous considérons que le système éolien fonctionne dans la zone de fonctionnement optimal (Zone 2)).

➤ Teste de robustesse vis-à-vis à la variation de la consigne

Dans de teste, on applique à la turbine éolienne un profil du vent aléatoire pour valider la robustesse des deux commandes vis-à-vis à la variation de vitesse du vent, pour cela la figure (4.10) présente la variation du profil du vent appliqué.

Notant ici que la consigne de la puissance active est déterminée à partir de la puissance optimale de la turbine - la puissance extraite par l'algorithme MPPT, et la consigne de puissance réactive est maintenue à zéro.

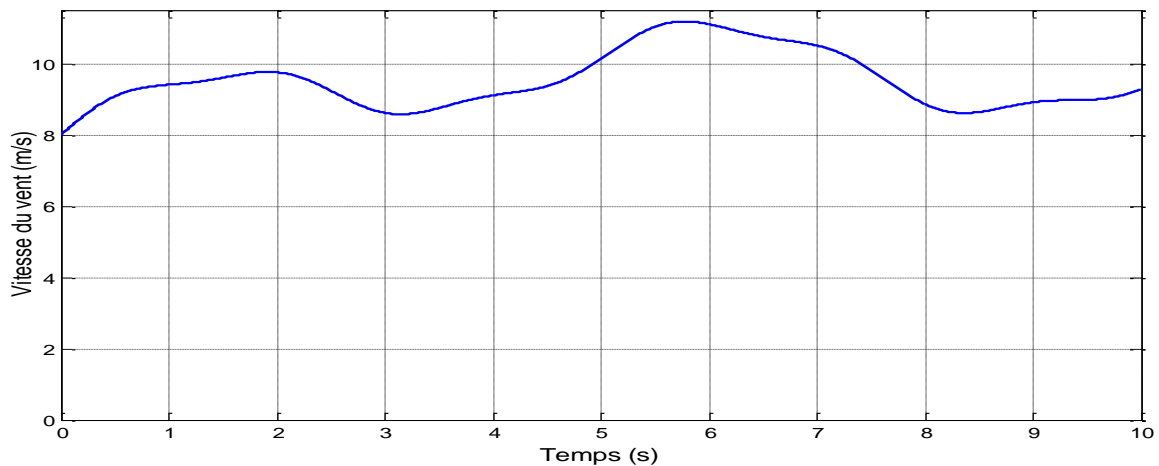
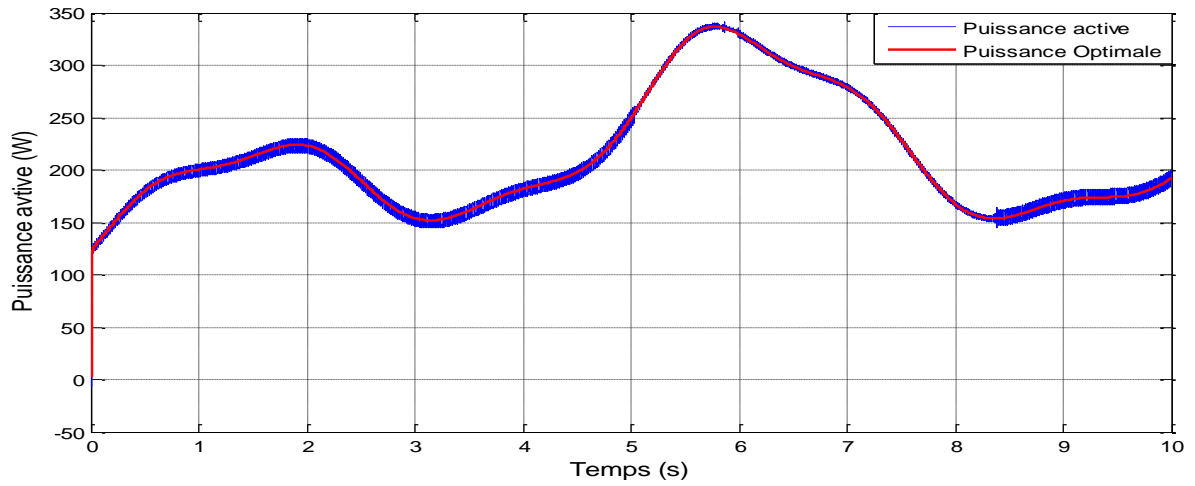
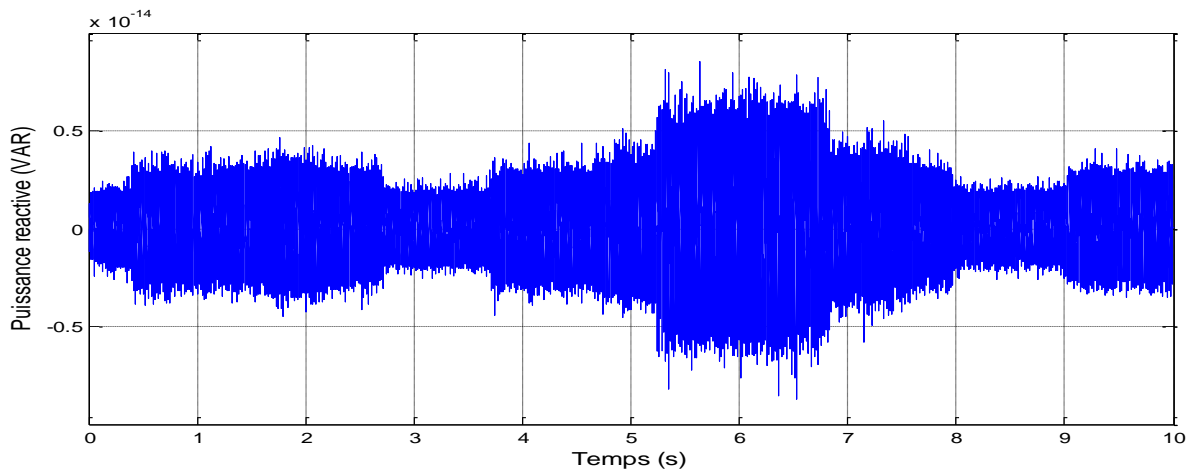


Fig. 4. 10. Allure de vitesse du vent.

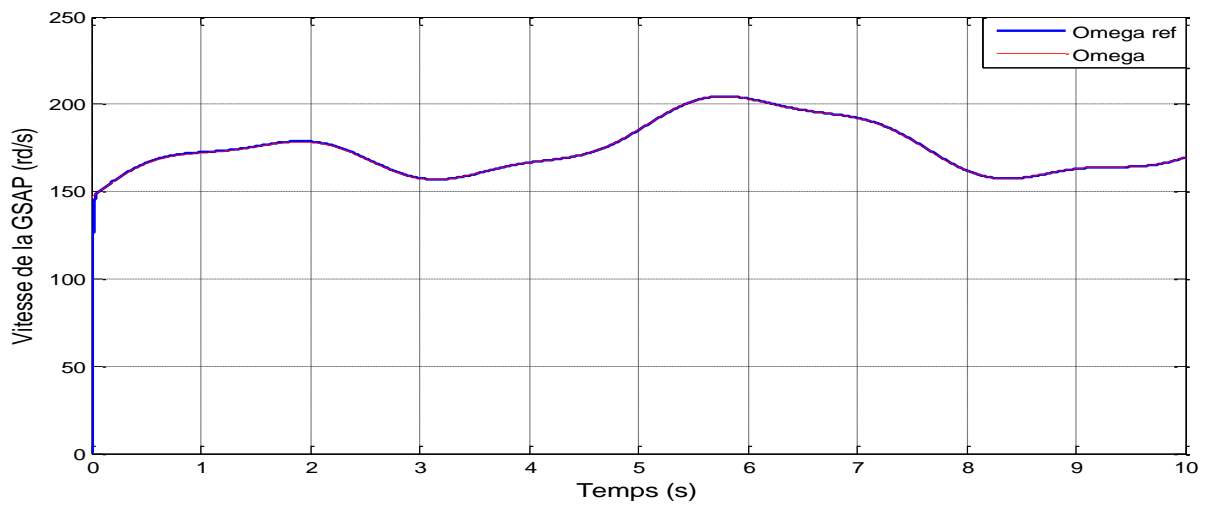
IV.9.1 Résultats de simulation de la commande par mode glissant SMC



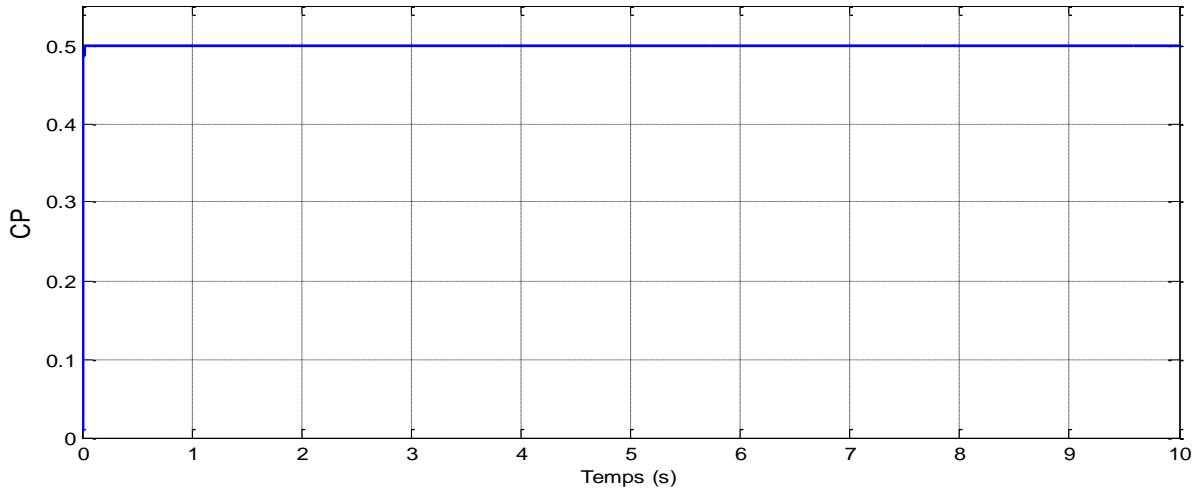
(a) : Puissances active.



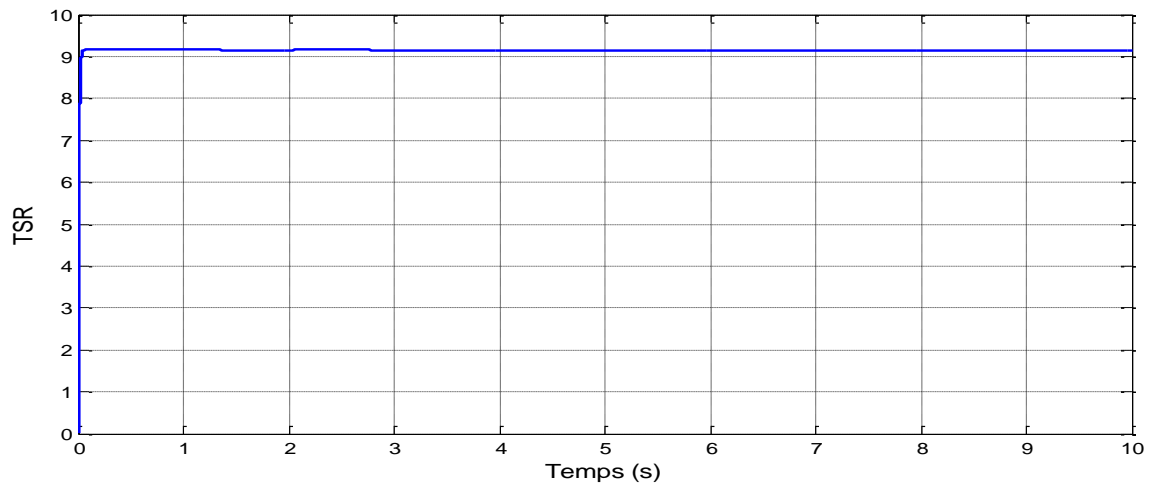
(b) : Puissances réactive.



(c): Vitesse de rotation de la GSAP (rad/s).



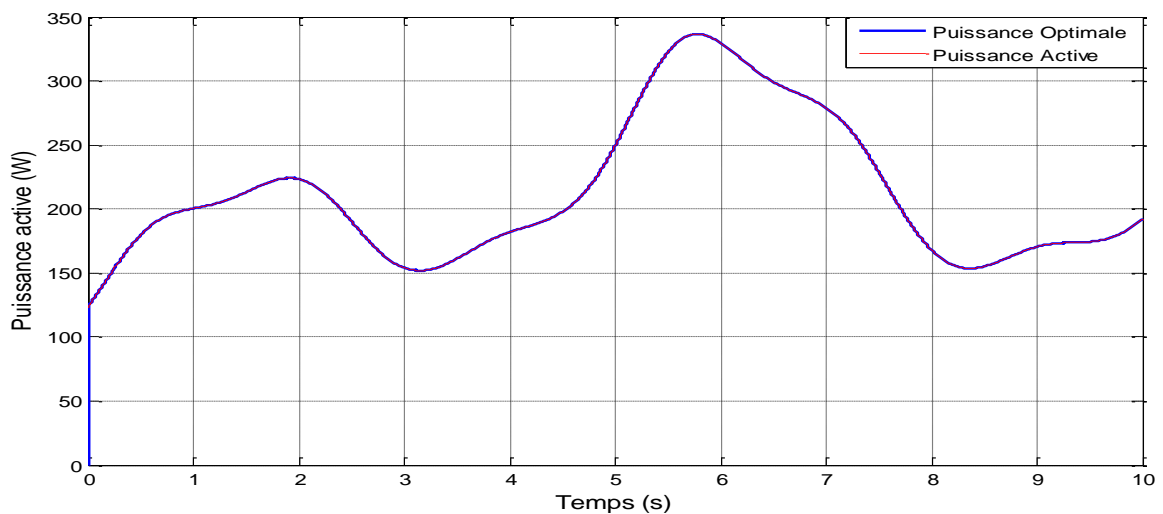
(d): Coefficient de puissance.



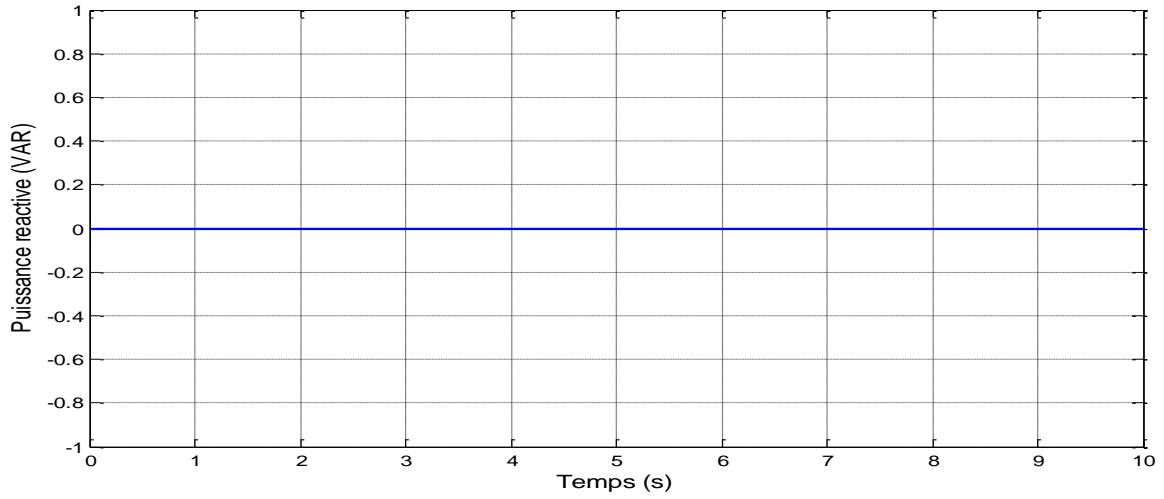
(e): Vitesse spécifique.

Fig. 4. 11. Résultats de simulation du système par la commande mode glissant d'ordre un.

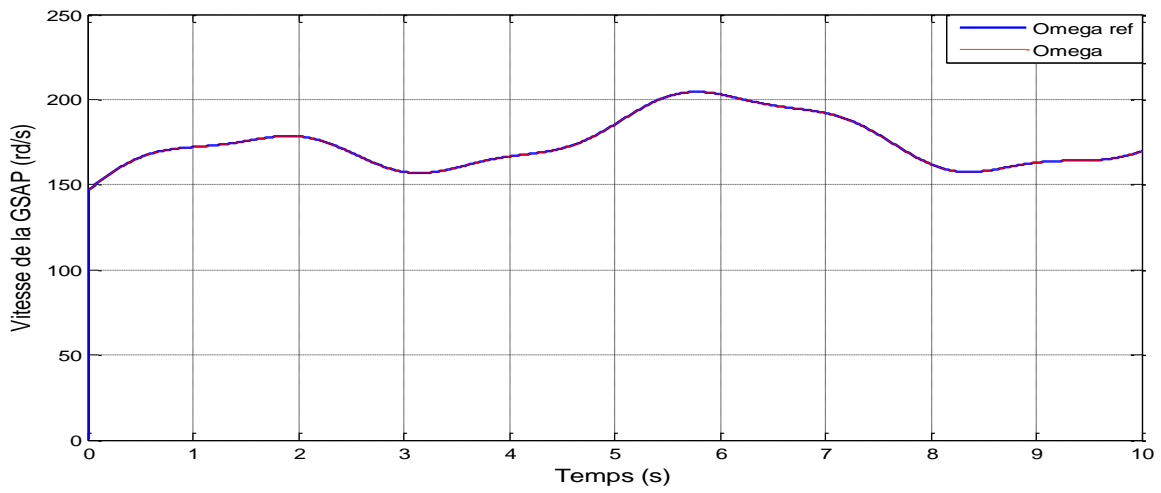
IV.9.2 Résultats de simulation basée sur l'algorithme Super-Twisting



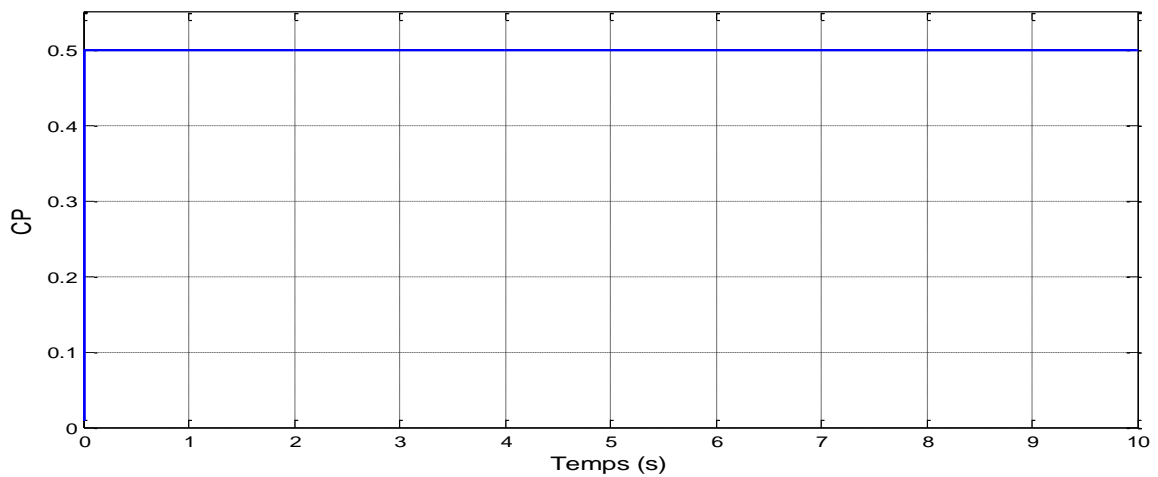
(a) : Puissances active.



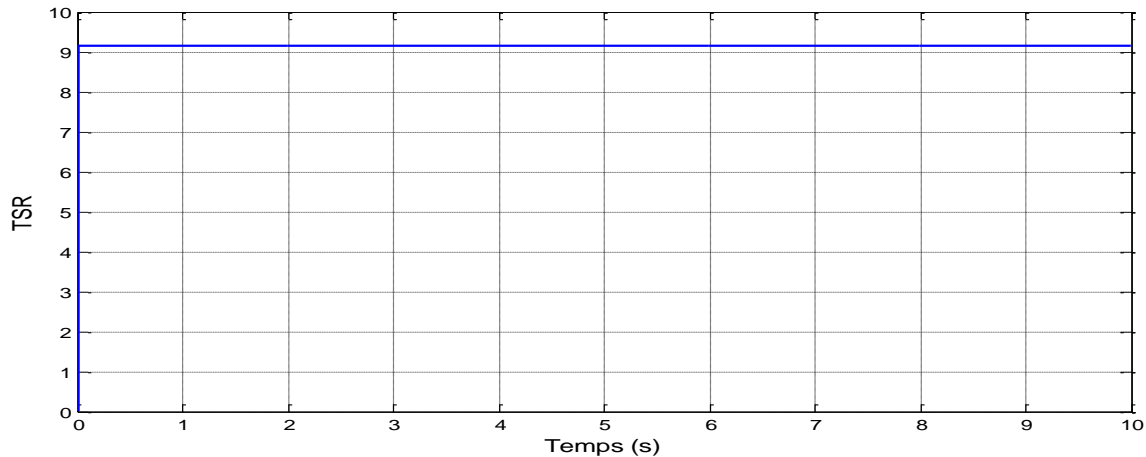
(b) : Puissances réactive.



(c): Vitesse de rotation de la GSAP (rad/s).



(d): Coefficient de puissance.



(e): Vitesse spécifique.

Fig. 4. 12. Résultats de simulation du système par la commande mode glissant d'ordre deux.

D'après les courbes des figures (4.11) et (4.12), il est bien clair que les deux techniques de commande du premier ordre et second ordre basé sur STA permettent de réaliser un découplage parfait entre les deux composantes de la puissance (active et réactive) avec un bon suivi de la puissance électrique générée avec sa référence mécanique estimée, où l'erreur entre les puissances est quasi négligeable avec l'apparition du phénomène de broutement 'chattering', surtout sur les courbes de puissances de la GSAP ce qui caractérise ce régulateur (figure (4.11)). Par ailleurs, nous remarquons que les résultats de la technique de commande par mode glissant d'ordre deux utilisant l'Algorithme Super Twisting (STSMC) sont plus performants que ceux de la commande par mode glissant d'ordre un (SMC) avec bon performances en termes (poursuite des références, temps de réponse très rapide, sans dépassement avec erreur statique nulle) et la disparition de broutement 'chattering', (figure (4.12)).

De plus, les résultats obtenus montrent que, la vitesse de rotation mécanique suit l'évolution de sa référence et s'adaptent toutes les deux à la variation de la vitesse du vent, la vitesse spécifique λ suit la valeur optimale de référence imposée ($\lambda_{opt} = 9.14$), de même que le coefficient de puissance C_p suit la valeur de coefficient de la puissance maximale souhaitée (Un coefficient de puissance C_p gardée autour de sa valeur maximum ($C_p^{max} = 0.5$) qui assure une puissance mécanique maximale). Ses résultats montrent l'efficacité de la commande appliquée à la turbine.

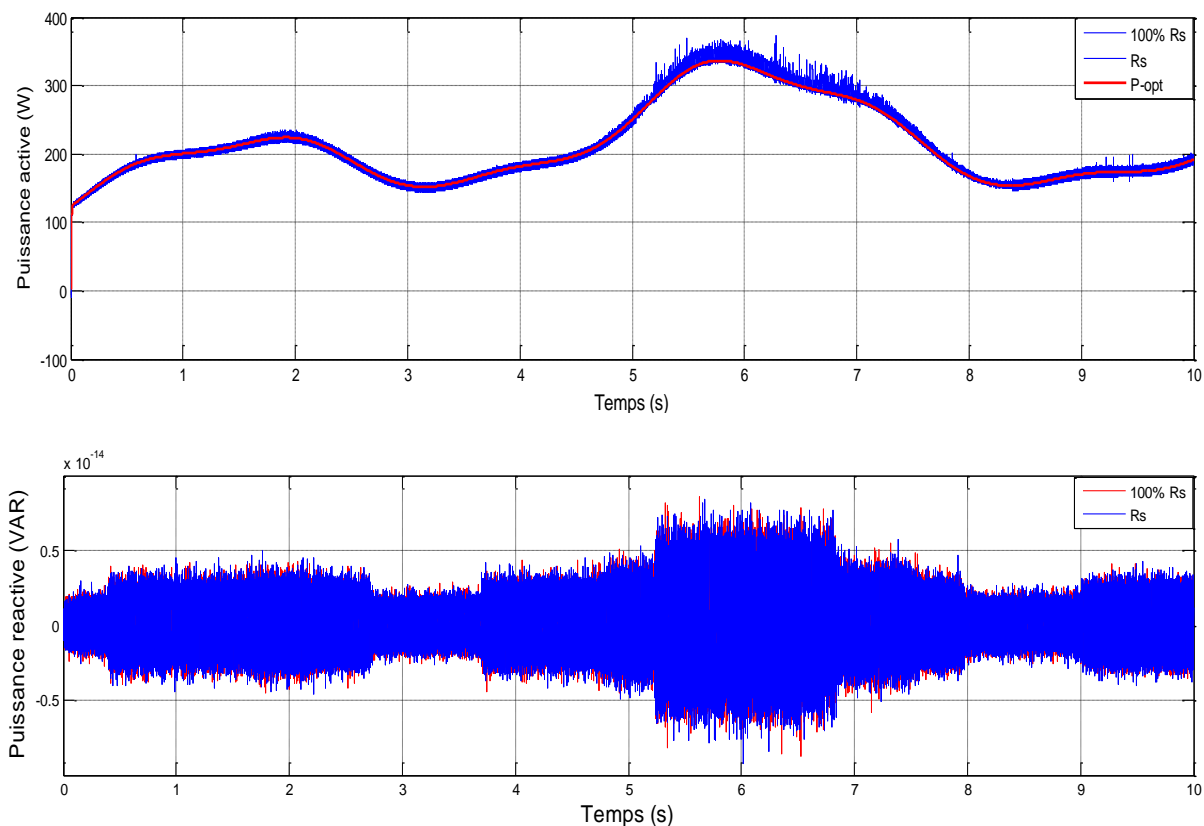
Enfin, Les résultats obtenus permettent de conclure que la commande STSMC figure (4.12) présente performances très satisfaisantes comme le montre la poursuite de trajectoire et

la convergence rapide des grandeurs mesurées vers leur référence désirée par rapport à la commande SMC, ce dernier présentant un grand d'oscillations au niveau de la puissance, mais il maintient toujours le découplage entre la puissance active et réactive.

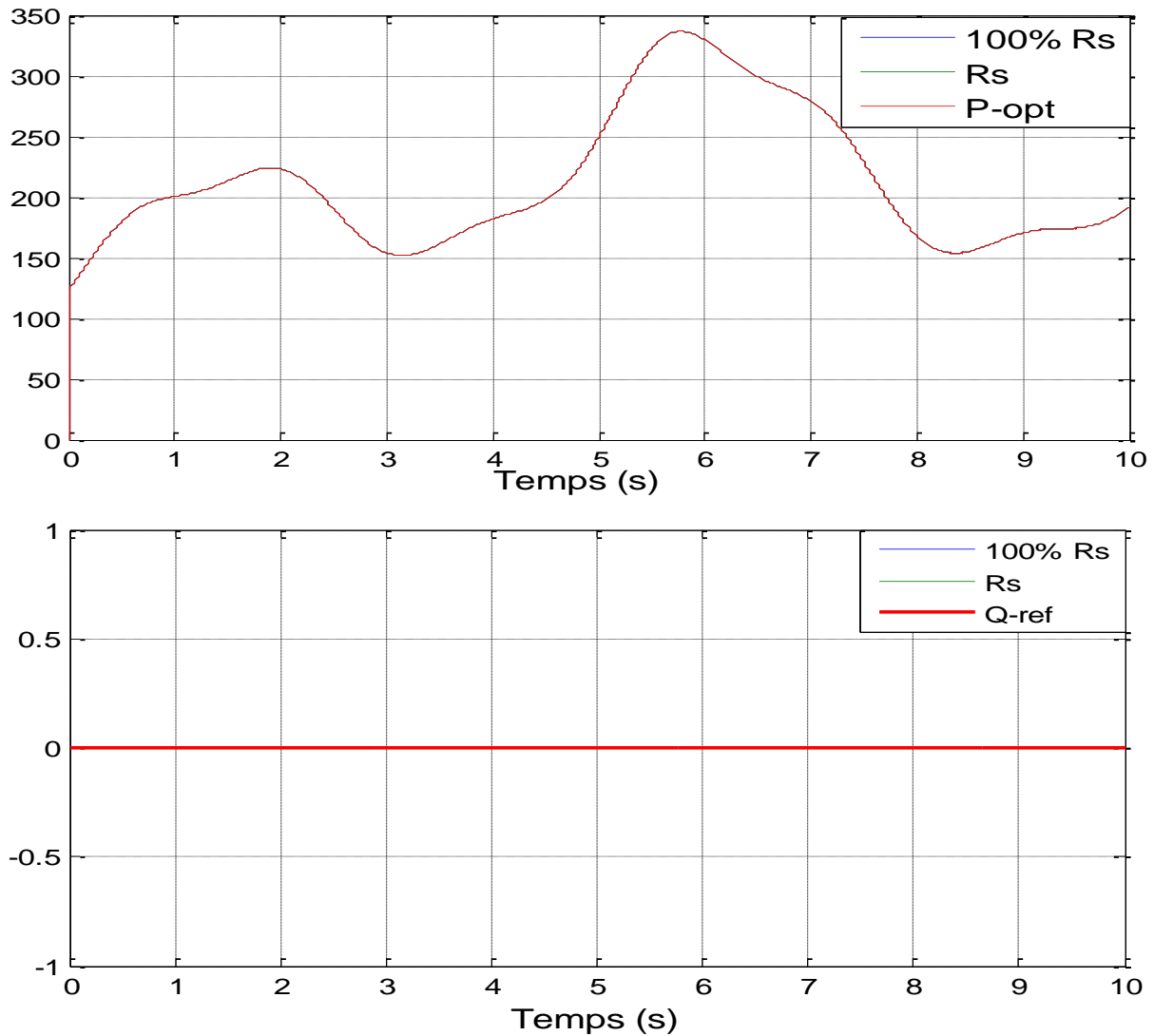
➤ Teste de robustesse vis-à-vis à des variations paramétriques

Dans le but de tester la robustesse des deux régulateurs vis-à-vis au changement paramétrique, nous avons augmenté la résistance statorique de la GSAP à 100% de sa valeur nominale.

D'après les résultats de simulation figure (4.13), nous voyons clairement que la commande par mode glissant d'ordre deux basée sur l'algorithme super twisting STSMC (figure 4.13.a) et la commande par mode glissant d'ordre un SMC (figure 4.13.b), sont insensible à la variation de la résistance de la GSAP sans dépassement des puissances active et réactive et sans erreur statique en régime permanent ce qui signifie la robustesse des deux commandes vis-à-vis changement paramétrique, sauf que la commande SMC présente toujours des grandes oscillations au niveau de la puissance active et réactive, mais elle maintient toujours le découplage entre eux avec un meilleur suivi de consigne ,



(a): SMC avec variation de 100 % de la résistance de la GSAP.



(b): STSMC avec variation de 100 % de la résistance de la GSAP.

Fig. 4. 13. Résultats de simulation en cas de variation paramétrique.

IV.10 Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'établir la synthèse de deux contrôleurs non linéaires différents pour contrôler indépendamment les puissances active et réactive de la GSAP. Ce dernier est entraîné par une turbine éolienne à vitesse variable. Notre but c'est de faire apparaître l'avantages apportés par la commande proposée en terme de minimisation du phénomène de chattering dans les grandeurs commandées.

La stratégie de commande proposée est basée sur un contrôle par mode glissant par l'utilisation de l'algorithme Super-Twisting (STSMC).

Nous avons commencé notre étude par quelques généralités sur les deux commandes (ordre un et deux), leur conception, leur principe, ensuite l'application de ces commandes au contrôle des puissances active et réactive de la GSAP.

Les résultats de simulation montrent l'efficacité de ces deux commandes même en présence des variations de consignes et paramètres du système, néanmoins des oscillations néfastes sont présentées surtout sur les courbes de puissances de la GSAP en utilisant la commande par mode glissant d'ordre un (SMC). Cela nous a amené à conclusion que la commande par mode glissant du premier ordre se caractérise par un phénomène de broutement « chattering en anglais » dont l'une de ces solutions c'est l'application de la commande par mode glissant d'ordre deux à base de l'algorithme de Super-Twisting.

Enfin, On peut conclure que les résultats obtenus par la commande mode glissant d'ordre deux par l'utilisation de l'algorithme Super-Twisting (STSMC) sont meilleurs et plus performants que ceux du mode glissant d'ordre un représentés.

Conclusion Générale

Le présent travail effectué dans cette thèse porte essentiellement sur des stratégies de commandes non linéaires robustes d'un système éolien à vitesse variable et régulation 'pitch' équipé d'une machine synchrone à aimant permanent.

Au cours du premier chapitre, nous avons présenté brièvement ; des notions générales sur l'énergie éolienne, un peu d'histoire, les statistiques de l'éolienne dans le monde. La technologie des éoliennes avec leurs différentes structures à savoir les éoliennes à axe vertical et à axe horizontal à vitesse fixe et à vitesse variable ainsi que les différentes machines électriques utilisées pour la conversion éolienne. En fin un aperçu sur les avantages et les inconvénients que présente le domaine de l'éolien.

Dans le deuxième chapitre, nous nous sommes intéressés à l'étude et à la modalisation de la première partie du système étudié. Nous avons modélisé la partie mécanique qui contient la turbine, le multiplicateur et l'arbre. Ensuite la commande de la turbine dans différentes zones de fonctionnements commençant par la 'zone II' lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale dont l'objectif recherché est d'atteindre la maximisation de la puissance produite par la turbine en utilisant la commande d'extraction de la puissance maximale MPPT et cela en maintenant l'angle de calage des pales fixe. Puis, dans la 'zone III' lorsque la vitesse du vent devient supérieure à la vitesse nominale l'objectif recherché est de limiter la puissance à sa valeur nominale par l'utilisation de la commande 'Pitch control', ici l'angle de calage des pales est variable. Pour cela, des lois de commande linéaire et non linéaire sont mises en œuvre pour atteindre les objectifs définis. Les résultats de simulations montrent la faisabilité et l'efficacité des techniques utilisées.

Dans le troisième chapitre, en premier lieu, nous avons abordé la modélisation de la machine synchrone dans sa structure générale en se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, avant d'arriver à un modèle définitif de la génératrice synchrone à aimants permanents utilisée au cours de ce travail. Dans la deuxième partie de ce chapitre, la génératrice a été commandée par la commande vectorielle où nous avons établi un schéma de commande qui permet de contrôler la puissance fournie par l'éolienne grâce à un asservissement de la vitesse. Puis, nous avons présenté les structures des blocs de régulation de la commande vectorielle de la GSAP. Et dans la dernière partie nous avons présenté le modèle du convertisseur statique, son principe de fonctionnement et la technique de commande MLI.

Dans le quatrième chapitre, après la modélisation du système, nous avons développé deux contrôleurs non linéaires un pour la puissance active et l'autre pour la puissance réactive, en utilisant la commande par mode glissant dans le bute d'atteindre plusieurs objectifs à savoir une puissance active similaire a la puissance optimale de la turbine et une puissance réactive égale à zéro. En premier lieu nous avons présenté un rappel théorique sur ces commandes des systèmes à structure variable basée sur la GSAP et ensuite nous avons abordé la conception de leurs algorithmes de commande avec ses différentes étapes.

Les performances de ces deux commandes ont été justifiées à travers les résultats de simulation. L'étude comparative des deux types de commande (SMC et STSMC) a montré l'efficacité de la commande par le mode de glissement basé sur l'algorithme super-twisting (STSMC). Ceci est dû au fait qu'un régulateur par mode de glissement d'ordre un offre de bonnes performances statiques et dynamiques, une meilleure poursuite, en plus une robustesse vis-à-vis des variations brusques de la vitesse du vent. L'inconvénient majeur de cette stratégie de commande réside dans l'apparition d'un phénomène appelé broutement (chattering).

La deuxième commande par le mode de glissement basé sur l'algorithme super-twisting a permis de réduire grandement les oscillations dues au phénomène de chattering, et a montré sa robustesse vis-à-vis le bon suivi de référence et des perturbations du vent.

Les travaux présentés dans cette thèse ouvrent un certain nombre d'axes de recherche. Dans ce contexte, nous proposons comme perspectives :

- L'implémentation et la validation des différents algorithmes proposés dans ce travail ;
- Association d'autres techniques de commandes non linéaires robuste telles que : la commande par backstepping, fractionnaire, les réseaux de neurones-flou, ... etc.
- L'intégration du système éolien au réseau électrique et l'utilisation des mêmes techniques de commande pour le côté réseau.
- Optimisation des paramètres du régulateur PI par les algorithmes génétiques et le PSO pour extraire la puissance maximale d'un système éolien à base d'une GSAP.

Références bibliographiques

- [1] O. DAHMANI, “Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore,” Thèse de Doctorat, Université Nantes Angers Le Mans, Nov. 2014.
- [2] A.Beddar , H.Bouzekri ,” Experimental enhancement of fuzzy fractional order PI+I controller of grid connected variable speed wind energy conversion system”, *Energy Conversion and Management* 123 (2016) 569–580.
- [3] H. Jeong, K. Lee, S. Choi, W. Choi;” Performance improvement of LCL-filter-based grid-connected inverters using PQR power transformation”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2010, vol. 25, no. 5, pp. 1320-1330. doi: <https://doi.org/10.1109/tpel.2009.2037225>.
- [4] T.Chan, L.Lai.” Permanent-magnet machines for distributed power generation: a review”. 2007 *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385575>.
- [5] A. B. RAJ, E. G. FERNANDES, K. CHATTERJEE, « A UPF Power Conditioner with Maximum Power Point Tracker for Grid Connected Variable Speed Wind Energy Conversion System », 0-7803-7754-0/2003 IEEE.
- [6] F. POITIERS, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau », Thèse de doctorat, université de Nantes, 2003.
- [7] Z. TIR, « Contribution à l'étude d'une machine asynchrone à double alimentation sans balais en vue de son application dans le domaine de l'énergie éolienne », Thèse de doctorat, Université Batna, 2014.
- [8] M. JOURIEH « Développement d'un modèle représentatif d'une éolienne afin d'étudier l'implantation de plusieurs machines sur un parc éolien » Thèse de doctorat, ENSAM de France, 2007.
- [9] A. MIRECKI « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance » Thèse de Doctorat, INPT de France, 2005.
- [10] T. K. A. BREKKEN, N.MOHAN, “Control of a doubly fed induction wind generator under unbalanced grid voltage conditions”. In: *IEEE Transaction on Energy Conversion*,22 (March (1)) 2007 129–135.
- [11] F. Boumaraf « Commande d'un aérogénérateur -apport des techniques de l'intelligence artificielle », Thèse de doctorat, Université Batna, 2014.
- [12] L. HANZO; ‘Power Conversion and Control of Wind Energy systems’, Edition IEEE press, 2011.
- [13] Ke. Ma; ‘Power electronic for the next generation wind turbine system’, Springer, 2015.
- [14] E. Hau and H. Von Renouard, « The wind resource ». Book, in Springer, pp 451-483, 2006.
- [15] N. KasbadjiMerzouk « Quel avenir pour l'Énergie Éolienne en Algérie ?, » *Bul.Ene. Ren, CDER*, N°14, Dec 2008, p.6-7.

- [16] K. BOULAAM, « Commande d'une machine à courant alternatif avec système hybride de stockage pour la production éolienne », Thèse de doctorat, USTHB, 2020.
- [17] O. Guerri, "L'Energie Eolienne en Algérie : un Bref Aperçu", Bulletin des Energies Renouvelables N°. 21, CDER, Ministère de l'Enseignement Supérieur et la Recherche Scientifique, Algérie, 2011.
- [18] B. TOUAL, « Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d'Energie Electrique », Thèse de doctorat, Université Batna, 2018.
- [19] F.Z. BELAIMECHE, « Contribution à la commande d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) dédié à l'énergie renouvelable », Thèse de doctorat, Université DJILLALI LIABES de Sidi Bel Abbas, 2018.
- [20] H. BENZAADI, « contribution à la commande d'un aérogénérateur basé sur un GSAP », Thèse de doctorat, Université de Batna, 2020.
- [21] A. SCHAFFARCZYK; 'Understanding wind power technology, theory, deployment and optimization, Wiley, 2014.
- [22]. Y. DJERIRI : « Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle », Thèse de doctorat université DJILLALI LIABES de sidi bel-abbés 2015.
- [23]. A. DAHBI : « Contribution à la Commande et à l'Amélioration des Performances de l'Énergie Électrique d'une Chaîne de Production Éolienne », Thèse de doctorat, Université Batna, 2018.
- [24] Levron Y., Shmilovitz D. Maximum power point tracking employing sliding mode control. IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers, 2013, vol. 60, no. 3, pp. 724- 732. doi: <https://doi.org/10.1109/TCSI.2012.2215760>.
- [25] A. TAMAARAT : « Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA », Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2015.
- [26] M. LOPEZ, « contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée » ; Thèse de Doctorat, Université de Paris-Sud 11, France,2007.
- [27] O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de Doctorat, ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE de CACHAN, 2002.
- [28] A. MAHBOUB : « Commande robuste d'un système de génération éolien a base de génératrice double alimentée sans balais », Thèse de doctorat, Université Batna, 2016.
- [29] B. Multon, O.Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nikita ; 'Etat de l'art des aérogénérateurs', Ed. NOVELECT - ECRIN, pp.97-154, 2002.
- [30] S. EL AIMANI ; 'Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension', Thèse de doctorat de l'école centrale de Lille. 06-12-2004.
- [31] H. Li, Z. Chen, «Overview of Different Wind Generator Systems and their Comparison», IET Journals & Magazines on Renewable Power Generation, Vol. 2, Issue 2, PP. 123-138, 2008.
- [32] I. YAICHI, « Contribution à l'amélioration de la qualité d'énergie électrique d'un système éolien basé sur la MADA », Thèse de doctorat, Université de SIDI BEL ABBAS, 2019.

- [33] B. BELTRAN, "Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur", Thèse de Doctorat de l'université de Bretagne occidentale le 6 juillet 2010.
- [34] H. CAMBLONG « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable » thèse de doctorat, ÉNSAM France, 2003.
- [35] D. Fernando. H. Battista, R. Mantz; 'Wind Turbine Control Systems 'Edition Springer' 2007.
- [36] O. Elbeji, M. Hamed, L. Sbita, "PMSG Wind Energy Conversion System: Modeling and Control", International Journal of Modern Nonlinear Theory and Application, 2014, 3, 88-97; <http://dx.doi.org/10.4236/ijmnta.2014.33011>.
- [37] N. LAVERDURE ; 'Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires' Thèse de doctorat, institut national polytechnique de Grenoble, ENS de Cachan, France, 2005.
- [38] M. Mayouf, R. Abdessamed "Modeling and Optimization of Wind Turbine Driving Permanent Magnet Synchronous Generator" Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering Volume 5, Number 6, Dec. 2011.
- [39] T. GHENAM, E.M. BERKOUK, B. FRANCOIS, « Three level inverter controlled by means of hysteresis current control. Application to back to back structure »; IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2007), Vigo, Spain, 04-07 June 2007.
- [40] S. Mensou, A. Essadki, I. Minka, T. Nasser and B. B. Idrissi, "Backstepping Controller for a Variable Wind Speed Energy Conversion System Based on a DFIG," IEEE International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), pp. 1-6, December 2017.
- [41] CY. Tang, GY. Jiang, "Nonlinear dual-mode control of variable-speed wind turbines with doubly fed induction generators". IEEE Trans Contr Syst Technol 2011;19(4):744–56.
- [42] S. AZZOUZ ; « amélioration de la commande d'un système éolien a base d'une machine MADA utilisant les techniques intelligentes » ; Thèse de Doctorat, Université M'sila, 2019.
- [43] A. KOLESNIKOV, G. VESELOV, « Modern applied control theory: synergetic approach in control theory, in Russian, Moscow-Taganrog, TSURE press, 2000.
- [44] E. Santi, A. Monti, L. Donghong, K. Proddutur , R. A. Dougal, "Synergetic control for DC–DC boost converter: implementation options". IEEE Trans. Indus, 39, 1803-1813, 2003.
- [45] A. Kolesnikov, G. Veselov, A. Monti, F. Ponci, E. Santi, R. A. Dougal, "Synergetic synthesis of DC-DC boost converter controllers: theory and experimental analysis", Proceedings of 17th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference, 1, 409-415, Dallas, TX, 2002.
- [46] A. Ardjal, A. Merabet, M. Bettayeb, R. Mansouri, L. Labib, "Design and implementation of a fractional nonlinear synergetic controller for generator and grid converters of wind energy conversion system", Energy, 186, 1-12, 2019.
- [47] N. ZERROUG, M.N. HARMAS, S. BENAGGOUNE, AND K.ZEHAR, "DSP-based implementation of fast terminal synergetic control for a DC-DC buck converter", Journal of the Franklin Institute, 355, (5), 2329-2343, 2018.

- [48] I. KONDRATIEV, E. SANTI, R.A. DOUGAL, G. VESELOV, "Synergetic control for m-parallel connected DC-DC buck converters", Proceedings of IEEE Power Electronics Specialists Conference, 1, 182-188, 2004.
- [49] Z. JIANG, R.A. DOUGAL, "Synergetic control of power converters for pulse current charging of advanced batteries from a fuel cell power source", IEEE Trans. Power Electron. 19, (4), 1140-1150, 2004.
- [50] A. KOLESNIKOV, G. E. VESELOV, A. POPOV, A. KOLESNIKOV, M. MEDVEDEV, R.A. DOUGAL AND I. KONDRATIEV, "Synergetic control for group of DC-DC buck converters, Proceedings of the Power system 2002 conference: Impact of distributed generation", Ramada Inn, Clemson, SC, 17, (3), 13-15, 2002.
- [51] A. KOLESNIKOV, « Synergétique processus d'auto organisation et commande », Taganrog, Russie 2004.
- [52] H. HAKEN, "Synergetics, Introduction and advanced topics", Springer, 2004.
- [53] J. BASTOS, A. MONTI AND E. SANTI, "Design and implementation of a nonlinear speed control for a PM synchronous motor using the synergetic approach to control theory", 351h Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference Aachen, Germany, 2004.
- [54] I. KONDRATIEV, R. DOUGAL, "General synergetic control strategies for arbitrary number of paralleled buck converters feeding constant power load: implementation of dynamic current sharing", IEEE ISIE 2006, Montreal, Quebec, Canada, 9-12, 2006.
- [55] M.S. MAHGOUN, A.E. BADOUD, "New design and comparative study via two techniques for wind energy conversion system, " Electrical Engineering & Electromechanics, 2021, no. 3, ISSN 2074-272X. <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.3.03>
- [56] Z. Jiang, « Design of a nonlinear power system stabilizer using synergetic control theory », Electr. Power Syst. Res. 79 (6) (2009) 855–862.
- [57] M. BOUCHAMA, "Stabilisateurs Synergétiques des Systèmes de Puissance, " Thèse de Doctorat, Université de Setif1, 2013.
- [58] K. BEHIH, "Contribution à la commande des systèmes non linéaires incertains et perturbés, " Thèse de Doctorat, Université de Setif1, 2020.
- [59] M. MAYOUF, "Étude comparative des architectures et stratégies de contrôle d'un aérogénérateur synchrone à aimants permanents, " Thèse de Doctorat, Université de Batna, 2014.
- [60] M. Zhao, T.Wang, "A sliding mode and synergetic control approaches applied to Permanent Magnet Synchronous Motor, "First International Conference on Advanced Algorithms and Control Engineering,(2018), doi :10.1088/1742-6596/1087/4/042012.
- [61] M. Nicola, C. Ionel Nicola, "Sensorless Fractional Order Control of PMSM Based on Synergetic and Sliding Mode Controllers, "Electronics 2020, 9, 1494; doi:10.3390/electronics9091494.
- [62] A. Ardjal, M. Bettayeb, R. Mansouri, "Fractional Nonlinear Synergetic Control of Wind Turbine for Maximum Power Point Tracking"978-1-7281-5341-4/19/\$31.00 ©2019 IEEE
- [63] S. Zine, B. Mazari, M. A. Bouzid, Y. Mihoub "Synergistic and Sliding Mode Controls of Wind Energy Conversion System"International Review on Modelling and Simulations (I.RE.MO.S.), Vol. 8, N. 6 ISSN 1974-9821, December 2015.

- [64] L.Lin. J.Zhang, « Comparison of pitch angle control models of wind farm for power system analysis », Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE. July 2009.
- [65] M.Smaili. "Modélisation et commande d'un aérogénérateur à machine asynchrone à double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération," PhD thesis, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 2013.
- [66] A. M. Sylla. "Modélisation d'un émulateur éolien à base de machine asynchrone à double alimentation," PhD thesis, Université du Québec à TroisRivières, 2013.
- [67] A. Dahbi, N. Nait-Said, M. Nait-Said, "A novel combined MPPT-pitch angle control for wide range variable speed wind turbine based on neural network". international journal of hydrogen energy xxx (2016) 1e16.
- [68] M. LOUCIF, A. MECHERNENE, A. GAIDI "Modélisation et Commande de la Vitesse d'une Grande éolienne à Vitesse Variable dans Différents Zones de Fonctionnements", First International Conference on Smart Grids, CIREI'2019.
- [69] F. MAZOUZ, "Contrôle Des Puissances Active et Réactive Dans Les Aérogénérateurs Doubles Alimentés," Thèse de Doctorat, Université de Batna, 2020.
- [70] R. ABDESSEMED, M. KADJOUJ. « Modélisation des Machines Electriques ». 1997. Presses de l'Université de Batna, Algeria.
- [71] R. ABDESSEMED ; 'Modélisation et simulation des Machines Electriques', Presses d'Ellipses, France, 2011.
- [72] F. LOUAR ; « Modélisation et simulation d'une chaine de conversion d'énergie éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent » thèse de doctorat ; université Bdji Mokhtar de Annaba ; 2016
- [73] B. MEGHNI ; « Contribution à l'amélioration des performances d'une chaine énergétique éolienne » thèse de doctorat ; université Bdji Mokhtar de Annaba ; 2015
- [74] S. LALOUNI ; « étude, commande et simulation d'une chaine hybride (photovoltaïque-éolienne de production d'énergie électrique » thèse de doctorat ; Université A.Mira-Bejaia; 2009.
- [75] S. Belakehal: « Modélisation et commande d'une génératrice Synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne », Revue des Énergies Renouvelables Vol. 13 N°1 (2010) 149 - 161.
- [76] M. ALLAM, « Contribution à la commande robuste du système d'énergie renouvelable », Thèse de doctorat, Université de SIDI BEL ABBAS, 2017.
- [77] I Yazici, EK Yaylaci. Maximum power point tracking for the permanent magnet synchronous generator-based WECS by using the discrete time integral sliding mode controller with a chattering-free reaching law. IET Power Electron. Vol. 10, pp. 1751-1758, 2017.
- [78] V. I. UTKIN, "Sliding mode control design principles and applications to electric drives," IEEE transactions on industrial electronics, vol. 40, no. 1, pp. 23-36, Feb, 1993.
- [79] BARTOLINI, G., FERRARA, A., USAI, E., AND UTKIN, V.I., "On multi-Input chattering free second order sliding mode control", IEEE Trans. Auto. Control. vol. 45, n°9, pp 1711-1717, 2000.

- [80] A. LEVANT, “Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control”, *International Journal of Control*, vol 58, no 6, pp 1247–1263, 1993.
- [81] G. BARTOLINI, A. PISANO, E. PUNTA, AND E. USAI, “A survey of applications of second order sliding mode control to mechanical systems”, *International Journal of Control*, vol. 76, no. 9, pp. 875–892, 2003.
- [82] Y. ORLOV, L. ALGUILAR AND J.C. CADIOU, “Switched chattering control of electrical servo-motors and backlash friction attenuation”, *Proc, Physics and Control*, vol. 4, pp. 1336-1341, 2003.
- [83] S.V. EMEL'YANOV. Variable structure control systems. Moscow, Nauka, 1967.
- [84] S.V. EMEL'YANOV. On peculiarities of variable structure control systems with discontinuous switching functions. *Doklady ANSSR*, Vol. 153, pp. 776-778, 1963.
- [85] H. HASHIMOTO F. HARASHIMA H. YAMAMOTO, S. YANAGIZAWA. Brushless servo motor control using variable structure approach. *IEEE Trans. Ind. Appl*, Vol. 24, N°1, pp. 160170, 1988.
- [86] H. HASHIMOTO F. HARASHIMA K. MARUYAMA, Y. ARAI. Practical realisation of vss controllers for robotic arm. *IEEE IECON*, pp. 34-40, 1986.
- [87] N. CHERFIA, “Etude d'une Chaîne de Conversion de l'Energie Eolienne,” Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri Constantine, 2018.
- [88] Lee S.-W., Chun K.-H. “Adaptive Sliding Mode Control for PMSG Wind Turbine System”s”. *Energies*, 2019, vol. 12, no. 4, p. 595. doi: <https://doi.org/10.3390/en12040595>.
- [89] Y Krim., D Abbes., S Krim., F. Mimouni . “Power management and second-order sliding mode control for standalone hybrid wind energy with battery energy storage system”. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part I: Journal of Systems and Control Engineering*, 2018, vol. 232, no. 10,
- [90] I.Yaichi, A.Semmah, P.Wira, Y.Djeriri, "Super-twisting Sliding Mode Control of a Doubly-fed Induction Generator Based on the SVM Strategy" *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, 63(3), pp. 178–190, 2019, <https://doi.org/10.3311/PPee.13726>.
- [91] H. TEIAR "stratégies de commande robuste à base d'intelligence artificielle de la machine synchrone à aimants permanents à partir de la plaque signalétique" Thèse de Doctorat de l'université de Québec À Trois-Rivières, 2018.
- [92] F Chavira., COrtega., J Rivera. “A novel sliding mode control scheme for a PMSG-based variable speed wind energy conversion system”. *Energies*, 2017, vol. 10, no. 10, art. no. 1476. doi: <https://doi.org/10.3390/en10101476>.
- [93] A. LISTWAN, "Application of Super-Twisting Sliding Mode Controllers in Direct Field Oriented Control System of Six-Phase Induction Motor," *Experimental Studies, Power Electronics and Drives*, vol. 3, no. 1, pp. 23-34, 2018.
- [94] M. LOUCIF, “Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur,” Thèse de Doctorat, Université de Aboubakr Belkaïd – Tlemcen , 2016.

- [95] B.Kelkoul, A.Boumediene,"Stability analysis and study between Classical Sliding Mode Control (SMC) and Super Twisting Algorithm (STA) for Doubly Fed Induction Generator (DFIG) under Wind turbine", <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118871>.
- [96] A. LEVANT, "Introduction To High-Order Sliding Modes", Springer, 2003.
- [97] Dash PK, Patnaik RK, "Adaptive second order sliding mode control of doubly fed induction generator in wind energy conversion system", (2014), Journal of Renewable and Sustainable Energy
- [98] M. Nasiri, S. Mobayen, and Q. M. Zhu, «Super-twisting sliding mode control for gearless PMSG- based wind turbine», Hindawi Complexity Journal, Vol. 1, 2019.
- [99] M. BENBOUZID, B. BELTRAN, Y. AMIRAT, G. YAO, J. HAN, «Second-order sliding mode control for DFIG-based wind turbines fault ride-through capability enhancement », ISA Transaction, Elsevier, Vol. 53, PP: 827-833, 2014.
- [100] S. ANKIT, P. KUMAR, «Robust second-order sliding mode controller for grid-connected DFIG system», Gujarat Technological University Ahmedabad, 2018.
- [101] A. LEVANT. «Higher-order sliding modes, differentiation and output feedback control», Int J Control, Vol. 76, PP: 924-941, 2003.
- [102] J.J.E.Slotine, W.Li, Applied nonlinear control, Prentice Hall, USA, 1998.
- [103] Han, Y., Liu, X. "Continuous higher-order sliding mode control with time-varying gain for a class of uncertain nonlinear systems", ISA Transactions, 62, pp. 193–201, 2016. <https://doi.org/10.1016/J.ISATRA.2016.02.005>.
- [104] Tayebi-Haghighi, S., Piltan, F., Kim, J.-M. "Robust Composite High-Order Super-Twisting Sliding Mode Control of Robot Manipulators", Robotics, 7(1), article number: 13, 2018. <https://doi.org/10.3390/robotics7010013>.
- [105] Douadi, Y. Harbouche, R. Abdessemed, I. Bakhtib "Improvement Performances of Active and Reactive Power Control Applied to DFIG for Variable Speed Wind Turbine Using Sliding Mode Control and FOC", IJE TRANSACTIONS A: Basics Vol. 31, No. 10, (October 2018) 1689-1697.
- [106] M.S. Merzoug, H. Benall, L. Louze,"Sliding Mode Control (SMC) Of Permanent Magnet Synchronous Generators (PMSG)», Energy Procedia 18 (2012) 43 – 52.
- [107] A.Tahour, A.Aissaoui, M.Abid,"La commande de la puissance active et réactive d'une éolienne à génératrice synchrone"Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail Tipaza (2010) 327 – 335.
- [108] T. Senjyu, R. Sakamoto, and N. Urasaki, "Output power leveling of wind turbine generator for all operating regions by pitch angle control", IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 21, no. 2, pp. 467–475, 2006.
- [109] O. MOUSSA, "Contribution au contrôle d'un système éolien basé sur une MADA sans balais," Thèse de Doctorat, Université de Batna, 2018.

Webographie

[W01] : <https://gwec.net/global-wind-report-2021>

[W02] : <https://www.wwindea.org>

ANNEXE

A. Calcule des paramètres du régulateur de vitesse PI

La figure A.1 montre le schéma fonctionnel de la régulation de vitesse :

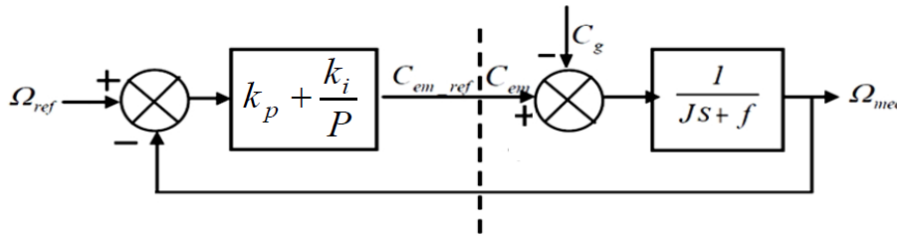


Fig.A.1 : Schéma bloc du correcteur PI.

On propose un correcteur PI, sa fonction de transfert est donnée par: $K_p + \frac{K_i}{P}$

La fonction de transfert de la vitesse en boucle fermée est donnée par :

$$H(P) = K_p \frac{K_p + \frac{K_i}{P}}{JP^2 + (f + K_p)P + K_i} \quad (\text{A.1})$$

Cette fonction de transfert possède une dynamique de 2^{ème} ordre, par identification à la forme canonique du 2^{ème} ordre l'équation caractéristique peut être représentée comme suit :

$$\frac{1}{\omega_0^2} P^2 + \left(\frac{2\xi}{\omega_0} \right) P + 1 \quad (\text{A.2})$$

ξ : Coefficient d'amortissement.

ω_0 : Pulsation propre.

L'identification terme à terme permet d'écrire les paramètres du correcteur « PI » :

$$\begin{cases} K_p = 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot J - f \\ K_i = J \cdot \omega_0^2 \end{cases} \quad (\text{A.3})$$

B. Paramètres du système éolien

Paramètre de la turbine	
Rayon des pâles (m)	3
Masse volumique de l'air à 15 °C (Kg/m ³)	1.225
Inertie (Kg.m ²)	16
Ration optimale de la vitesse	9.14
Coefficient du frottement visqueux (N.m.s-1)	0.01
Coefficient de puissance optimal	0.5
Vitesse relative optimale	9.14
Paramètre du multiplicateur de vitesse	
Gain du multiplicateur	1
Paramètre de la génératrice GSAP	
Puissance nominale (Kw)	600
Tension simple (V)	220
Fréquence (Hz)	50
Nombre de paire de pole	17
Résistance statorique (Ω)	1.137
Inductance statorique selon l'axe d (H)	0.0027
Inductance statorique selon l'axe q (H)	0.0027
Flux des aimants permanents (Wb)	0.15
Inertie de la machine (Kg.m ²)	0.1
Coefficient du frottement visqueux (N.m.s-1)	0.06

Résumé :

Cette thèse présente des techniques de commande non linéaires robustes dédiées au système éolien à base d'un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) entraînée par une turbine éolienne à vitesse variable à attaque direct. L'idée principale consiste à appliquer les différentes techniques de commande à savoir : la commande par mode glissant d'ordre 1 et 2 basée sur l'algorithme du Super-Twisting pour le contrôle indépendant des puissances active et réactive générées par la GSAP découplée par la technique de commande vectorielle. Pour maximiser la puissance extraite du système éolien étudié, deux techniques de commande sont introduites, celle non linéaire en employant la commande Synergétique et celle linéaire en employant des régulateurs de type PI. Enfin, les performances et la robustesse sont analysées et comparées par simulation à base du logiciel Matlab / Simulink.

Mots clés :

Système de Conversion d'Energie Eolienne, Générateur Synchrone à Aimants Permanents (GSAP), MPPT, Commande Vectorielle, Commande synergétique.

ABSTRACT

This thesis presents robust nonlinear control techniques dedicated to the wind power direct drive system based on a permanent magnet synchronous generator (GSAP) driven by a variable speed wind turbine. The main idea is to apply the various control techniques, namely: first-order and second-order sliding mode control based on the Super-Twisting algorithm for the independent control of the active and reactive powers generated by the GSAP decoupled by the vector control technique. In order to maximize the power extracted from the wind power system studied, two control techniques are introduced; the non-linear one using Synergistic control and the linear one using PI type regulators. Finally, performance and robustness are analyzed and compared by simulation based on Matlab / Simulink software.

KEY WORDS-

Wind Energy Conversion System (WECS), Permanent Magnet Synchronous Generator, Maximum Power Point Tracking MPPT, Vector control, Synergetic Control.

ملخص:

يقدم هذا العمل تقنيات تحكم غير خطية قوية مخصصة لنظام طاقة الرياح على أساس مولد متزامن مغناطيسي دائم (GSAP) مدفوع بواسطة توربينات رياح متغيرة السرعة. الفكرة الرئيسية هي تطبيق تقنيات التحكم المختلفة، وهي: التحكم في وضع الانزلاق من الدرجة الأولى والثانية على أساس خوارزمية Super-Twisting للتحكم المستقل في القوى النشطة والتفاعلية الناتجة عن GSAP المنفصلة عن طريق تقنية التحكم في النواقل ولزيادة الطاقة المستخرجة من نظام طاقة الرياح المدروس، تم إدخال تقنيتين تحكم، الأولى غير الخطية باستخدام التحكم التآزري والأخرى الخطية باستخدام منظمات النوع PI. أخيرًا، يتم تحليل الأداء والمتانة ومقارنتهما عن طريق المحاكاة بناءً على برنامج Matlab / Simulink.

الكلمات المفتاحية:

نظام تحويل طاقة الرياح – مولد متزامن ذو المغناطيس الدائم -MPPT- التحكم الشعاعي - التحكم التآزري.