

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd
Faculté de Technologie
Département de l'Electrotechnique



Thèse

Préparée au sein du (Laboratoire d'Electrotechnique de Batna (LEB))

Présentée pour l'obtention du titre de :
Docteur en Sciences en Electrotechnique
Option : Commande Electrique

Présentée par :

BENSAADI HACENE

Sous le Thème :

CONTRIBUTION À LA COMMANDE D'UN
AEROGENERATEUR BASÉ SUR UN GSAP

Soutenu le 12 /09/2020

Devant le jury composé de :

BELKACEM Sebti	<i>Prof</i>	<i>Université Batna 2</i>	Président
HARBOUCHE Youcef	<i>MCA</i>	<i>Université Batna 2</i>	Rapporteur
ABDESSEMED Rachid	<i>Prof</i>	<i>Université Batna 2</i>	Co-Rapporteur
MERABET EL Khier	<i>MCA</i>	<i>Université de B.B.J</i>	Examineur
DENDOUGA Abdelhakim	<i>MCA</i>	<i>Université de Biskra</i>	Examineur
CHAIBA Azeddine	<i>Prof</i>	<i>Université de Khenchela</i>	Examineur

Dédicace

A la mémoire de mes grands-parents;

A ma mère, mon père;

A ma femme et mes enfants

A toute ma famille;

A monsieur Pr Abdessmed Rrachid et Pr Harbouche Youcef

*A tous les responsables de département de génie électrique de
Batna2*

A Monsieur prof Sebti

Remerciements

Je tiens à exprimer d'abord ma reconnaissance au Professeur ABDESSMED RACHID et Docteur HARBOUCHE YOUCEF , en tant que co- rapporteur et rapporteur de thèse pour son soutien scientifique et humain ainsi que la confiance qu'il m'ont témoigné tout au long de ce travail de recherche.

Je remercie sincèrement pour la deuxième fois Monsieur ABDESSEMED Rachid, Professeur à l'université de Batna, pour ses orientations et correction de ce travail.

Je remercie Monsieur BELKACEM Sebti Professeur à l 'université de Batna, de m'avoir fait l 'honneur de présider ce jury.

Mes profonds remerciements vont également à Monsieur CHAIBA Azeddine Professeur à l 'Université de Khenchela, et à Monsieur MERABET EL Khier Maître de conférences à l'Université de B.B.j pour l 'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant de juger mon travail.

Je tiens également à remercier Monsieur, DENDOUGA Abdelhakim Maître de conférences à l 'Université de Biskra qui me fait un grand honneur en acceptant d'examiner cette thèse.

J'adresse mes plus vifs remerciements à toute ma famille et mes parents symboles de tendresse et sacrifice, je profite de cette occasion pour leur exprimer mon attachement profond et ma très grande reconnaissance.

Résumé

Cette thèse traite la modélisation, le contrôle et la simulation d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents (GSAP) connectée au réseau.

Il est nécessaire de lier cette génératrice avec la charge ou le réseau par des convertisseurs statiques susceptibles d'améliorer la qualité d'énergie en tension et fréquence en utilisant des techniques adéquates de commande.

L'étude consiste à implémenter des stratégies de contrôle pour assurer une meilleure qualité d'énergie. Après la modélisation de la chaîne de conversion d'énergie éolienne complète avec exploitation de la commande MPPT, une application de la commande directe du couple basée sur des régulateurs à hystérésis et la commande DTC-SVM sont introduites à la machine pour mettre en évidence les performances de ces dernières.

D'après les résultats de simulation obtenus, la commande DTC-SVM présente de meilleures performances par rapport à la DTC classique et la commande vectorielle.

Abstract

This thesis deals with the modeling, control and simulation of wind energy conversion system based on a synchronous permanent magnets machine (PMSG) connected to the grid.

It is necessary to connect this generator to the load or network through static converters that can improve the quality of power in voltage and frequency using appropriate control techniques.

The study consists in implementing control strategies to ensure a better quality of energy. After modeling the complete wind energy conversion chain with MPPT control operation, an application of direct torque control based on hysteresis controllers and the DTC-SVM are introduced to the machine to highlight the performance of the latter.

The simulation results obtained, show DTC-SVM control has better performance than the conventional DTC and vector control.

ملخص

تتناول هذه الأطروحة النمذجة والتحكم والمحاكاة لنظام التحويل من طاقة الرياح للآلة المتزامنة مع المغناطيس الدائم (GSAP)متصلة بالشبكة.

من الضروري ربط هذا المولد بالحمولة أو الشبكة بواسطة محولات ثابتة من المحتمل أن تحسن نوعية الطاقة في الجهد والتردد باستخدام تقنيات تحكم مناسبة حيث درست هذه الأطروحة التحكم المباشر في عزم الدوران بواسطة تقنية SVM، يسمح لنا بالتحكم في عزم الدوران المطبق على المولد.

الدراسة هي تطبيق نظام تحكم لضمان جودة أفضل للطاقة. بعد نمذجة سلسلة تحويل طاقة الرياح الكاملة مع تشغيل التحكم MPPT ، يتم تطبيق التحكم المباشر في عزم الدوران على وحدات تحكم للطريقة (DTC-SVM) على الجهاز لمقارنة نتائج هذه الاخيرة.

وفقاً لنتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها ، فإن جهاز التحكم DTC-SVM لديه أداء أفضل مقارنةً بـ DTC التقليدي و التحكم الشعاعي

Sommaire

TABLE DES MATIÈRES

Remerciements	i
Résumé	ii
Table des matières	iv
Table des notations et symboles	ix
Introduction générale	1
Chapitre 1: Energie éolienne : situation, Etat de l'art	
I.1. Introduction.....	5
I.2. Historique de l'éolien.....	5
I.3. Perspectives d'offre d'énergie.....	6
I.4. Génération d'énergie renouvelable.....	8
I.5. Production éolienne.....	9
I.6. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	10
I.7. L'énergie Eolienne en Algérie.....	11
I.7.1.Répartition régionale de la vitesse du vent.....	11
I.7.2.L'Atlas de la puissance en Algérie.....	11
I.8. Aspects Economiques de l'Eolienne :	12
I.9.L'énergie électrique éolienne.....	14
I.9.1. Croissance de l'énergie électrique éolienne.....	14
I.9.2. La rentabilité d'une éolienne.....	15
I.10. L'aérogénérateur.....	16
I.11.Types d'aérogénérateurs.....	17
I.11.1. Aérogénérateurs à axe vertical.....	17
I.11.1.a-Aérogénérateurs à rotor de darrius.....	17
I.11.1.b-Aérogénérateurs à rotor de Savonius	18
I.11.2. Aérogénérateurs à axe horizontal.....	18
I.11.2.a- Les éoliennes à marche lente.....	19
I.11.2.b-Les éoliennes à marche rapide.....	19
I.11.3.- Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal	20
I.12. Technologie d'éoliennes de grande puissance.....	21
I.13. Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.....	21
I.13.1. Les éoliennes à vitesse fixe.....	21
I.13.2. Les éoliennes à vitesse variable	22

I.14 .Contrôle de la puissance fournie par une éolienne.....	23
I.14.1 .Le freinage mécanique.....	23
I.14.2. Systèmes de régulation au niveau de la turbine.....	23
I.14.2.1.Contrôle à calage variable de pâle.....	23
I.14.2.2. Régulation par décrochage aérodynamique.....	24
I.14.2.3. Régulation active par décrochage aérodynamique.....	24
I.15 .Différents types de génératrices rencontrées.....	24
I.15.1. Génératrice à courant continu.....	24
I.15. 2.Génératrice asynchrone et ses Configurations électriques	24
I.15.3. Génératrice synchrone	26
I-15.3.1.La GSAP utilisées dans les systèmes éoliens.....	26
I.15.3.2. Machine synchrone à aimants permanents (MSAP) à flux axial	26
I.15.3.3. Types de machines synchrones à aimants permanents à flux axial	27
I.16. Application des éoliennes.....	29
I.16.1. Systèmes Isolés.....	29
I.16.2. Systèmes Hybrides.....	29
I.16.3. Systèmes Liés au Réseau	30
I.17. Conclusion.....	31
Chapitre II Conversion de l'énergie éolienne - Principe et modélisation des turbines	
II.1. Introduction.....	32
II-2.Conversion de l'énergie éolienne.....	32
II.2.1. Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique.....	32
II-2-1- a).Loi de Betz	32
II-2-1 b). Conversion en énergie mécanique.....	34
II-3. Modélisation de la turbine éolienne.....	35
II.3.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine.....	35
II.3.2.Modèle de la turbine	37
II.3.2.1.Modèle du multiplicateur.....	40
II.3.2.2. Equation dynamique de l'arbre de transmission	40
II.3.3.Résultats de simulation et interprétation :.....	41
II.4. Stratégies de commande de la turbine éolienne.....	46
II.4.1. Caractéristique puissance vitesse d'éoliennes de grande puissance.....	46
II.4.2.Techniques d'extraction du maximum de la puissance (ZONE 2).....	47
II.4.2.1. Bilan des puissances.....	47

II.4.2.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse.....	48
II.4.2.2.1. Résultats de simulation de la commande avec asservissement de vitesse....	49
II.4.2.3. Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse.....	52
II.4.2.3.1. Résultats de simulation de la commande sans asservissement de vitesse....	54
II.5. Fonctionnement à vitesse constante (zone 3).....	56
II.5.1 Résultats de simulation de la commande avec une vitesse constante	58
II.6 Modélisation du système d'orientation des pâles (ZONE4).....	62
II.6.1. Généralités :.....	62
II.6.2. Système de régulation de l'angle d'orientation.....	62
II.6.3 Résultats de simulation de la commande avec orientation des pâles	64
II.7. Conclusion.....	68
Chapitre III Modélisation , simulation , commande vectorielle de la GSAP et l'étude des convertisseurs statiques	
III.1. Introduction.....	69
III.2. Généralités Sur La Machine Synchrone A Aimants Permanents.....	70
III.3. Exemples Usuels Des Moteurs Á Aimants Permanents	70
III.4. Matériaux Pour Aimants :.....	71
III.5. Avantages Des Machines Synchrones Á Aimants Permanents	71
III.6. Domaine D'application.....	72
III.7. Modélisation De La Machine Synchrone Á Aimants Permanents	72
III.8. Hypothèses Simplificatrices.	72
III.9. Principe De La Transformation De Concordia	73
III.10. Principe De La Transformation De Park.	73
III.11. Passage Du Repère dq Au Repère $\alpha\beta$	74
III.12. Mise En Equation Et Modèle De Park.	74
III.13. Mise En Equation	75
III.14.1. Equations Electriques D'un Enroulement Triphasé Dans Le Repère De Park (dq)...	75
III.14.2 Equations électriques De La MSAP Dans Le Repère De Park. :.....	76
III.15. Avantages de la GSAP.....	77
III.16. Modélisation De La Génératrice Synchrone A Aimants Permanents.....	77
III.17. Equation Du Couple Electromagnétique.....	77
III.18. Equation Mécanique	78
III.19. Modélisations De La Génératrice A Vide :.....	79
III.20. Résultats De Simulation De La GSAP A Vide :.....	80

III.21.L'influence d'une charge séparée (Rch, Lch).....	81
III.22.Equations D'état.....	82
III.23.Résultats De Simulation De La GSAP En Charge :.....	82
III .24.Etude Des Convertisseurs Statiques Utilisés	85
III.25. Redresseur A Commande MLI.....	85
III.26. Le Principe De Fonctionnement.....	86
II.27.Les Techniques De Commande MLI	86
III.27.1. MLI à Bande D'hystérésis.....	86
III.27.2. MLI à Echantillonnage Périodique.....	87
III.27.3. MLI A Porteuse Triangulaire.....	87
III.27.4. MLI Vectorielle.....	88
III.28. Modélisation Du Redresseur MLI.....	88
III .29.1. Représentation Fonctionnelle Du Redresseur MLI Dans Le Référentiel Triphasé... 91	
III.29.2. Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel fixes $\alpha\beta$	93
III.29.3. Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel tournant (dq)... 94	
III.30. Contrôle En Courant Du Redresseur Mli.....	95
III.30.1. Configuration Des Circuits De Contrôle.....	95
III.30.2. Résultats De Simulation Du Redresseur MLI	96
III.31. Onduleur De Tension.....	98
III.32.Modélisation Des Onduleurs De Tension.....	98
III.33. Contrôle Du Courant Par MLI.....	100
III.34. MLI à Echantillonnage Naturel :.....	100
III.35. Resultats De Simulation De L'onduleur De Tension.....	100
III.36. La Commande vectorielle	102
III.37.Principe de la commande vectorielle.....	103
III.38.Description du système global.....	103
III.39.Découplage par compensation.....	104
III.40. Synthèse des contrôleurs PI du convertisseur de puissance.....	106
III.41.Régulation du courant.....	106
III.42.Avantages et inconvénients de la commande vectorielle.....	108
III.43.Résultats de simulation et interprétation.	109
III.44.Conclusion.....	112
Chapitre IV La commande DTC-SVM pour la GSAP	
IV.1. Introduction.....	113

IV.2.Principes Généraux De La Commande Directe Du Couple.....	113
IV.3. Caractéristiques principales de la commande directe du couple.....	115
IV.4.Fonctionnement et séquence d'un onduleur de tension triphasé.....	116
IV.5.Strategie De la Commande Directe Du Couple Et De Flux.....	117
IV.5.1. Contrôle du vecteur flux statorique	118
IV.5.2. Contrôle Du Couple Electromagnétique.	120
IV.6. Sélection Du Vecteur De Tension	120
IV.7. Les Estimateurs :	122
IV.7.1. Estimation Du Flux Statorique	122
IV.7.2. Estimation Du Couple Electromagnétique.....	123
IV.7.3. Correction De Flux En Utilisant Un Comparateur À Hystérésis A 2 NIV.....	123
IV.7.4.Correction De Couple En Utilisant Un Comparateur À Hystérésis A 3 Niv....	124
IV.8. Elaboration De La Table De Commutation (Stratégie De Commutation).....	126
IV.8.1. Stratégie De Commutation Dans La DTC.....	126
IV.8.2. Table De Commutation (Fonctionnement À Quatre Quadrants)	126
IV.9. Structure Générale De Contrôle Direct Du Couple De La GSAP.....	127
IV.10 Résultat Des Simulations Et Discussion.....	128
IV.11.Amélioration de la DTC par DTC-SVM :	132
IV.12. La modulation MLI vectorielle.....	133
IV.12.1. Principe de la MLI vectorielle.....	133
VI. 13 .Les étapes de la réalisation d'une MLI vectorielle.....	135
IV.13.1. Détermination des tensions de références $V_{S\alpha}$, $V_{S\beta}$	135
IV.13.2 .Détermination des secteurs.....	135
IV.13.3. Calcul des variables X, Y et Z.....	135
IV.13.4. Calcul de T1 et T2 pour chaque secteur.....	136
IV.13.5. Génération des signaux modulants Taon Tbon et Tcon.....	137
IV.13.6. Génération des séries d'impulsions Sa, Sb et Sc.....	137
IV.14 Simulation de l'algorithme MLI vectorielle.....	138
IV.15. Commande directe de couple à fréquence de modulation constante (DTC-SVM)....	139
IV.16. Résultats de Simulation de la commande DTC-SVM.....	140
IV.17. Conclusion.....	145
Conclusion générale et perspectives	146
Références bibliographiques.....	148
Annexe.....	154

Table des notations et symbole

MS	Machine synchrone
MSAP	Machine synchrone à aimants permanents
GSAP	Génératrice synchrone à aimants permanents
(d, q)	Indices du repère de Park lié au rotor
R_s	Résistance statorique
L_{sd}	Inductance statorique directe
(V_{sd}, V_{sq})	Composantes de la tension au stator dans le repère de Park
L_{sq}	Inductance statorique quadratique
Φ_f	Flux d'excitation des aimants permanents
(Φ_{sd}, Φ_{sq})	Composantes du flux statorique dans le repère de Park
(I_{sd}, I_{sq})	Composantes du courant statorique
C_{em}	Couple électromagnétique
C_r	Couple résistant
P	Nombre de pair de pôles
J	Moment d'inertie totale de la machine et turbine
F	Coefficient de frottement visqueux
Ω	Pulsation électrique statorique
Ω	Vitesse de rotation mécanique du rotor
F	Vecteur force exercée sur les pâles d'une éolienne à incidence variable
V	Vitesses du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne(m/s)
V_1, V_2	Masse volumique de l'air en température ambiante (15°C)
ρ	Densité de l'air (kg/m^3)
S	Surface balayé par la pôle
P_m	Puissance extraite par le rotor éolien
P_{mt}	Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé
C_p	Coefficient de puissance de l'éolienne
λ	Vitesse spécifique ou ration de vitesse
Ω_1, Ω_2	Vitesse de rotation de l'éolienne respectivement avant et après le multiplicateur
P_{mg}	Puissance mécanique disponible sur l'arbre de la génératrice
PI	Proportionnel intégral
I_{sabc}	Courants des enroulements statoriques

Caer	Couple aérodynamique de l'éolienne
R	Longueur de la pôle
Ω_{turbine}	Vitesse angulaire de la turbine
Cg	Couple résistant (issu du multiplicateur)
Ω_{mec}	Vitesse mécanique de la génératrice
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence
Tbj avec $J \in \{1,2,3\}$	Force de poussée appliquée à la pale j
J_{pale}	Inertie de la pôle
β_j avec $J \in \{1,2,3\}$	Vitesse d'orientation de la pôle
Db	Coefficient de frottement de la pôle par rapport à l'air
Kb	Elasticité de la pôle
Fpale	Coefficient de frottement de la pôle par rapport au support de l'éolienne
Jh	Inertie de l'arbre
Kh	Elasticité de l'arbre
Dh	Coefficient de frottement de l'arbre par rapport au multiplicateur
G	Gain du multiplicateur
Dg	Coefficient de frottement de la génératrice
Cg	Couple d'entraînement de la génératrice
Pv	Puissance de l'éolienne
SVM	Space vector modulation
Cmec	Couple mécanique total appliqué au rotor de l'éolienne
Pelec	Puissance électrique générée par l'éolienne
Pnom	Puissance nominale de l'éolienne
M.P.P.T	Maximum Power Point tracking
$\Omega_{\text{cut-out}}$	Vitesse mécanique de la génératrice à laquelle l'éolienne s'arrête
Cem-ref	Couple électromagnétique de référence
$\Omega_{\text{turbine-ref}}$	Vitesse angulaire de référence de la turbine
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence de la génératrice
Cp	Coefficient de puissance de la turbine
Cpmax	Coefficient de puissance optimal de la turbine
Cass1	Régulateur pour l'asservissement de la vitesse mécanique
Caer-estim	Couple aérodynamique estimé
$\Omega_{\text{turbine-estim}}$	Vitesse mécanique estimée de la turbine
β_{ref}	Vitesse de rotation de l'actionneur de l'angle d'orientation de la pale
DC / AC	Continu / Alternatif
MLI	Modulation de largeur d'impulsions
C	Capacité totale du condensateur
V_{sabc}	Tensions aux phases a, b et c du stator

Introduction Générale

Introduction générale

Le vent sur terre, en mer et dans les airs, la possibilité de le maîtriser d'utiliser sa puissance à des fins de production fascine les hommes depuis des milliers d'années. L'homme apprend à maîtriser le vent dès 4000 avant J.-C. Les Chinois sont, à cette époque, les premiers à prendre la mer sur des radeaux de fortune. On rapporte aussi de la mythologie grecque l'histoire de personnes cherchant à voler comme les oiseaux et, au XVe siècle, Léonard de Vinci tente la même expérience. C'est ensuite une montgolfière qui, la première, en 1783, transporte l'homme dans les airs, tandis qu'en 1852 Henri Giffard conçoit le premier dirigeable au monde. Le premier vol mondial à bord d'un avion à moteur se déroule aux États-Unis, en 1903. Deux frères, Orville et Wilbur Wright, réussissent à voler pendant 40 mètres avant d'atterrir en toute sécurité, [1].

Les hommes utilisent donc depuis de nombreux siècles l'énergie éolienne, notamment pour faire avancer les bateaux, moulinier le grain,... ; cependant son utilisation pour produire de l'électricité est récente. En Europe, les premières éoliennes sont construites vers 1100 et utilisées pour pomper l'eau et moulinier le blé. Plus tard, dans les années 1887-1888, l'américain Charles F. Brush construit la première éolienne, qui produit du courant pour 12 batteries, 350 lampes à filament, 2 lampes à arc à charbon et 3 moteurs. A la fin du XIXe siècle, Poul la Cour conçoit plusieurs éoliennes expérimentales et mène des recherches en soufflerie. L'éolienne expérimentale de Poul la Cour existe toujours à Askov (Danemark). Puis, pendant la première moitié du XXe siècle, les éoliennes sont progressivement confrontées à la concurrence croissante des centrales au charbon et du réseau électrique au niveau mondial. Cependant, en raison des pénuries de charbon et de pétrole pendant les deux guerres mondiales, la demande en énergie éolienne se maintient. C'est en 1957, que Johannes Juul crée la turbine Gedser, qui sert de modèle aux éoliennes modernes. L'éolienne Gedser se compose d'un générateur et de trois pales à pivot. En 1980, l'état de Californie décide que d'ici qu'en l'an 2000, 10% de son alimentation énergétique proviendra de l'énergie éolienne. Les problèmes environnementaux posés par les sources d'énergie traditionnelles ont provoqué l'accélération du développement de cette industrie éolienne,[2].

L'énergie éolienne est l'une des formes d'énergie renouvelable. Elle tire son nom d'Eole(en grec ancien Αἰολός, Aiolos), le nom donné au dieu du vent dans la Grèce antique.

Le développement durable et les énergies renouvelables suscitent aujourd'hui l'intérêt de plusieurs équipes de recherches. Ainsi, le développement des éoliennes représente un grand investissement dans le domaine de la recherche technologique. Ces systèmes qui

produisent de l'énergie électrique à partir du vent peuvent constituer une alternative technologique et économique aux différentes sources d'énergies épuisables,[3].

L'énergie éolienne peut être utilisée de plusieurs manières soit par la conservation de l'énergie mécanique, le vent est alors utilisé pour faire avancer un véhicule (Navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour irriguer ou abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin ;soit par la transformation en force motrice (pompage de liquides, compression de fluides, etc.). Ou encore par la production d'énergie électrique, l'éolienne est alors couplée à un générateur électrique pour produire du courant continu ou alternatif. Le générateur est relié à un réseau électrique ou bien fonctionne au sein d'un système autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie, [4,1].

L'énergie éolienne présente de nombreux avantages. En effet, c'est une énergie complètement propre, elle n'émet ni déchet ni gaz à effet de serre. Son fonctionnement ne pollue ni l'atmosphère ni le sol ni l'eau et, convertit en électricité une ressource abondante, gratuite et illimitée à l'échelle humaine, le vent. C'est aussi, l'une des sources de production d'électricité permettant de parvenir à moindre coût à la réalisation.

L'utilisation des aérogénérateurs présente des avantages importants. En effet, ils sont pour l'instant l'un des moyens les plus écologiques d'obtenir de l'électricité et cette source est inépuisable. Cependant le coût de l'énergie éolienne est encore trop élevé pour concurrencer les sources traditionnelles, [2].

De nombreux travaux de recherche sur le contrôle et la commande d'éoliennes ont été menés. Grâce à ces travaux, les dernières générations d'éoliennes fonctionnent avec une vitesse variable et disposent d'une régulation pitch. Il est ainsi possible de modifier la vitesse de rotation et l'angle de calage de chacune des pales, permettant alors d'améliorer la production de l'aérogénérateur. Néanmoins, il reste encore à introduire plus d'intelligence dans le fonctionnement des aérogénérateurs, [5].

Ainsi l'objectif principal de notre travail de thèse est d'étudier les techniques de commande de la génératrice, susceptibles d'optimiser la production d'une éolienne, en particulier celle utilisant une génératrice synchrone à aimants permanent et Par optimisation, nous entendons non seulement améliorer la qualité de l'énergie produite et le rendement énergétique mais aussi diminuer les charges mécaniques ,ce qui aurait pour conséquence de rendre possible la fabrication d'aéroturbines plus légères améliorant de ce fait la productivité, [6].

Tous les aérogénérateurs qui rentrent dans le domaine de production d'électricité sont commandés par des techniques modernes (ex mode glissant, DTC-SVM, logique flou etc.,...).

Dans les années 1980, sont apparues les premières commandes dites contrôle directe du couple (DTC). Initialement développé pour les machines asynchrones, ce type de commande considère le convertisseur associé à la machine comme un ensemble où le vecteur de commande est constitué par les états de commutation. Ses principaux avantages sont la rapidité de la réponse dynamique de couple et la faible dépendance vis-à-vis des paramètres de la machine. Cependant, deux inconvénients majeurs se présentent. D'une part la détermination des états de commutation se base sur des informations des tendances d'évolution du flux et du couple issue des éléments non linéaires de type hystérésis ; d'autre part, comme la durée des commutations est variable, cela conduit à des oscillations de couple et de flux. Afin de s'affranchir des contraintes sévères de temps de calcul et d'améliorer les défauts de la commande DTC classique, nous avons développé une technique qui réduit les oscillations de couple et de flux en imposant une fréquence de modulation constante.

Cette technique que nous avons appelé DTC à fréquence de modulation constante DTC-SVM, [1,2].

OBJECTIFS DE LA THESE

L'objectif principal de cette thèse est l'étude d'un système de commande qui sera appliqué à une machine synchrone, nous sommes partis de l'idée de développer une commande DTC sur une GSAP. Après une étude détaillée de cette technique, nous avons trouvé quelques aspects améliorables, lié principalement à la fréquence variable de commutation de l'onduleur qui provoque des oscillations de couple. Nous avons ainsi cherché à concevoir un système de commande qui ne soit pas affecté par ces problèmes. La nouvelle méthode présentée ici est basée sur la commande DTC, mais elle travaille avec une fréquence de commutation constante de l'onduleur. Un autre aspect remarquable est la simplicité de la méthode que nous proposons, aussi bien au niveau du bloc de commande de l'onduleur, que du nombre de correcteurs nécessaires à la maîtrise du couple.

Cette méthode améliore de façon significative les oscillations du couple et du flux, et améliore la dynamique de l'entraînement en le rendant moins sensible aux perturbations de couple de charge. Aussi, les propriétés de robustesse sont peu garanties face aux incertitudes paramétriques dans ce type de commande. Ce mémoire est subdivisé en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre de cette thèse, nous présentons un état de l'art des solutions utilisées pour la conversion de l'énergie éolienne. Après l'introduction de quelques notions théoriques sur l'énergie éolienne, nous décrivons diverses architectures adoptées dans les

systèmes éoliens connectés au réseau électrique et dans les systèmes éoliens isolés et autonomes selon le type du générateur adopté. Une attention particulière est accordée à ces derniers. Enfin, nous choisissons les architectures qui feront l'objet de notre étude.

Dans le deuxième chapitre, nous étudierons la commande de la turbine afin de maximiser la puissance captée sans se soucier de la partie électrique. Ainsi nous modéliserons la partie mécanique mais aussi nous formulerons le problème de l'optimisation du rendement énergétique des éoliennes.

Pour essayer d'atteindre les objectifs de l'étude, le troisième chapitre porte sur la modélisation analytique de la génératrice synchrone à aimants permanents et l'étude des convertisseurs statiques MLI onduleur et redresseur, et la commande vectorielle de la GSAP. Le modèle est établi en utilisant la transformation de Park en régime linéaire puis en régime saturé. Après l'élaboration du modèle général, nous présentons les extensions permettant d'étudier le fonctionnement en générateur à vide et en charge.

Dans nos travaux, nous effectuons cette identification à partir d'essais, et par modélisation numérique au moyen du logiciel MATLAB -SIMULINK.

Dans le chapitre quatre, nous allons présenter une loi de commande DTC utilisant la MLI vectorielle. Cette dernière est utilisée pour prendre en compte les incertitudes paramétriques par rapport à une DTC classique. Ceci nous permet d'augmenter l'insensibilité du système vis-à-vis des perturbations externes et d'améliorer son comportement dynamique. Des simulations sont présentées pour illustrer l'apport de cette approche.

La commande DTC-SVM, a été présentée afin d'améliorer la robustesse et la stabilité de la commande par DTC. Des résultats de simulations seront présentés pour illustrer les performances statiques et dynamiques obtenues.

Ce travail sera clôturé par une conclusion générale et des perspectives à envisager.

Chapitre I
Energie éolienne : situation,
Etat de l'art

I.1 Introduction

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique du vent, elle est en partie issue de l'énergie solaire. En effet, les grands flux de circulation atmosphérique sont en grande partie provoqués par la différence de température entre l'équateur et les pôles. Du fait de cette différence de pression, un flot d'air s'établit entre ces régions. La rotation de la terre provoque également des circulations d'air. Des différences locales de pression et de températures vont quant à elle donner des circulations particulières comme les brises de mer et les tornades, [2].

L'objectif principal de nos travaux de thèse est d'étudier les techniques de commande de la génératrice associée avec une éolienne pour la production de l'énergie électrique.

Par optimisation, nous entendons non seulement d'améliorer la qualité de l'énergie produite et le rendement énergétique mais aussi diminuer les charges mécaniques, ce qui aurait pour conséquence de rendre possible la fabrication d'aéroturbines plus légères, améliorant de ce fait la productivité, [3]. Où les techniques de commande doivent donc tenir compte du comportement de l'éolienne dans son ensemble, il est bien évident que les perturbations provenant du vent doivent également être considérées, [1].

Nous allons donc, dans ce premier chapitre, préciser le choix du type d'éolienne ce qui nous permettra de définir le cadre de notre travail ; c'est-à-dire l'élaboration de commandes pour la turbine et pour la génératrice de l'éolienne. Nous fixerons ensuite les objectifs de ces commandes et les différentes bases théoriques utilisées, [1,2].

I.2 Historique de l'éolien

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme.

C'est en 1802 que l'on a songé pour la première fois à transformer l'énergie éolienne en énergie électrique. Lord Kelvin en effet essaya d'associer une génératrice d'électricité à un moteur éolien, mais en fait il faudra attendre l'année 1850 et l'avènement de la dynamo pour qu'on puisse voir ce que l'on appellera les « aérogénérateurs ». Cette nouvelle application de l'énergie éolienne a connu un certain succès, et l'on comptait en 1920 jusqu'à 300 constructeurs d'aérogénérateurs, [5].

Les premières recherches aérodynamiques sur l'aéronautique ont participé au développement des moteurs éoliens, et à la réalisation de grandes machines allant de 100 à 1000 kW. Malheureusement, à cette époque le faible coût du pétrole avait mis le kilowatt fourni par l'énergie thermique à un niveau de compétitivité inaccessible à l'énergie éolienne, [8,9].

Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pu être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 40 au Danemark 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées.

Dès 1973, le processus inverse petit à petit a relancé les programmes d'études et de réalisation d'aérogénérateurs. Mais les budgets de recherche et de développement ainsi que les aides gouvernementales fluctuent avec le prix du baril de pétrole et les aides accordées aux autres énergies (photovoltaïque en particulier). Toutefois au cours des dernières années se dessine une nette tendance au développement de « fermes éoliennes » ou « parcs éoliens » raccordés aux réseaux de distribution avec les machines de 300 KW à 1.5 MW. A cette époque, les travaux sur les machines pour sites isolés sont peu nombreux, [13,1].

Dans les années 60, environ 1 million d'aérogénérateurs fonctionnait dans le monde. A la fin des années 80, le nombre de machines installées n'a cessé d'augmenter avec une forte croissance à la fin des années 90, [5].

Le coût de l'énergie éolienne est en baisse constante ces dernières années. Parmi les facteurs ayant provoqué cette baisse, on peut citer la baisse de prix des aérogénérateurs, l'augmentation de la rentabilité et la baisse des coûts de maintenance. Avec la tendance vers des turbines plus grandes, la baisse des coûts d'infrastructures, et les réductions du coût des matériaux, le prix de l'énergie éolienne continue à diminuer régulièrement. En prenant surtout en compte le coût correspondant à la pollution causée par les autres sources d'énergie, le prix de l'énergie éolienne est encore compétitif, [13].

I.3 Perspectives d'offre d'énergie

Dans le cadre du développement durable, face au double enjeu planétaire posé par l'épuisement prochain des ressources énergétiques fossiles et les problèmes posés vis à vis du respect de l'environnement, de fortes incitations poussent au développement des énergies renouvelables. En effet, la consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître (Figure I-1), [14].

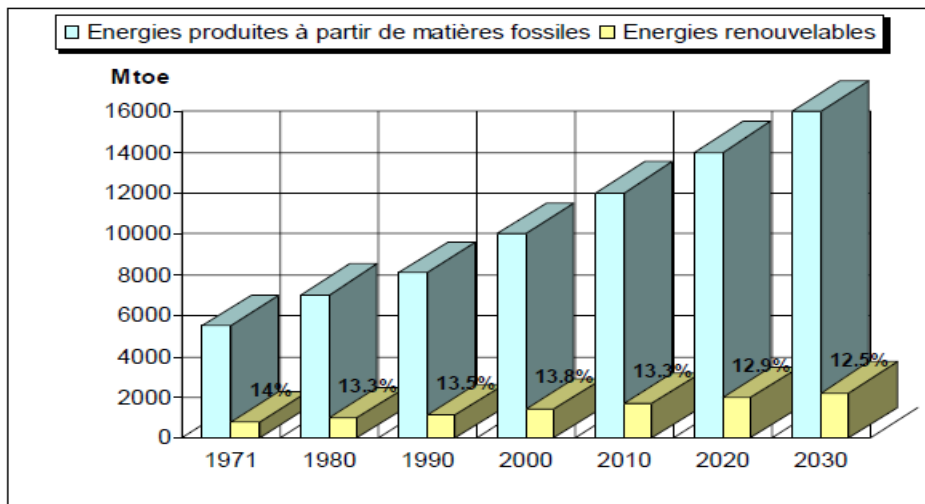


Figure I.1 : Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions [3]

Aujourd'hui plus de 85% de l'énergie produite est obtenue à partir des matières fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou de l'énergie nucléaire. La Figure (I-2) montre la répartition en termes d'énergie primaire dans le monde pour toutes les ressources actuelles.

Les formes de production d'énergie non renouvelables engendrent une forte pollution environnementale par rejet des gaz à effet de serre, qui provoque un changement climatique irréversible ou dans le cas du nucléaire une pollution par radiations de longue durée, ce problème de stockage des déchets radioactifs reste jusqu'à aujourd'hui non résolu, [15].

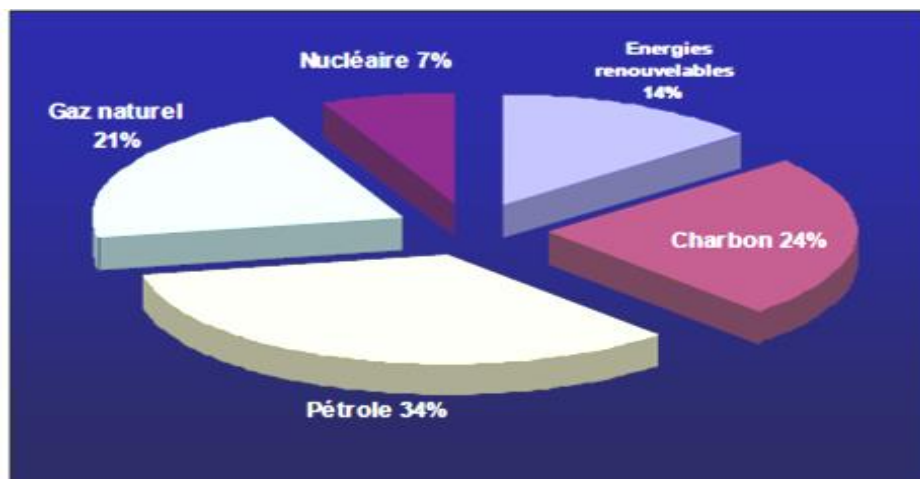


Figure I.2 : Répartition des sources primaires d'énergie dans le monde [4]

L'autre argument qui milite à l'avantage des sources renouvelables est lié à la pérennité des ressources en énergies. Dans le courant de 21^{ème} siècle, le paysage énergétique va radicalement changer car plusieurs ressources fossiles risquent de disparaître.

De nouvelles ressources associées à des technologies performantes et fiables sont indispensables pour « tenter » de maintenir le niveau de la production énergétique mondiale.

Il existe plusieurs ressources en énergies renouvelables : l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, l'énergie produite par les vagues ainsi que les courants marins, la géothermie et la biomasse. Ces ressources en énergie sont pratiquement inépuisables et propres. Dans le contexte économique actuel, les installations à énergie renouvelable peuvent encore aujourd'hui avoir un coût important (exemple des panneaux solaires photovoltaïques) et sont donc plutôt réservées à des pays développés où elles peuvent dans d'autres cas être assez peu onéreuses (exemple de la combustion de la biomasse) et peuvent être utilisées dans les pays en voie de développement, [17].

I.4 Génération d'énergie renouvelable

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée au fait que la matière première (source de l'énergie) n'est pas transportable dans la majorité des cas contrairement aux sources traditionnelles. Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives. Par exemple un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographiques les plus régulièrement ventés, les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées. Dans les zones où le réseau existe, il est donc pratique et dans la majorité des cas, il est nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous la forme électrique qui est transportable via les lignes électriques. La production énergétique est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation, [20,22].

Parmi les énergies renouvelables, on distingue trois grandes familles : l'énergie d'origine mécanique (éolien), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de chaleur (géothermie, solaire thermique,...) en sachant qu'à la racine de toutes ces énergies est l'énergie en provenance du soleil transformée ensuite par l'environnement terrestre. Etant donné que l'énergie mécanique est très difficilement transportable, elle n'est utilisable directement que ponctuellement (pompage direct de l'eau, moulins,...). [25].

Cette énergie est donc majoritairement transformée en énergie électrique. A l'exception de la biomasse et de l'hydraulique, l'autre inconvénient majeur des énergies renouvelables vient de la non régularité des ressources. A l'opposé, les fluctuations de la demande en puissance selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément en phase avec les ressources. Par exemple, en hiver il y a un besoin énergétique plus important pour le chauffage et l'éclairage mais les journées d'ensoleillement sont plus courtes. La solution à

retenir est certainement la diversification et le couplage entre plusieurs sources, par exemple du solaire avec l'énergie éolienne, [22].

Le stockage de l'énergie électrique à grande échelle n'est pas pour le moment envisageable à l'exception de l'hydrogène synthétisé par électrolyse de l'eau et la pile à combustible fonctionnant à l'hydrogène d'origine renouvelable, qui constitue une filière entièrement propre et disponible, [28].

1.5 Production éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement, cette énergie a connu depuis environ 30 ans un essor sans précédent qui est dû notamment aux premiers chocs pétroliers. A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance importante, [1].

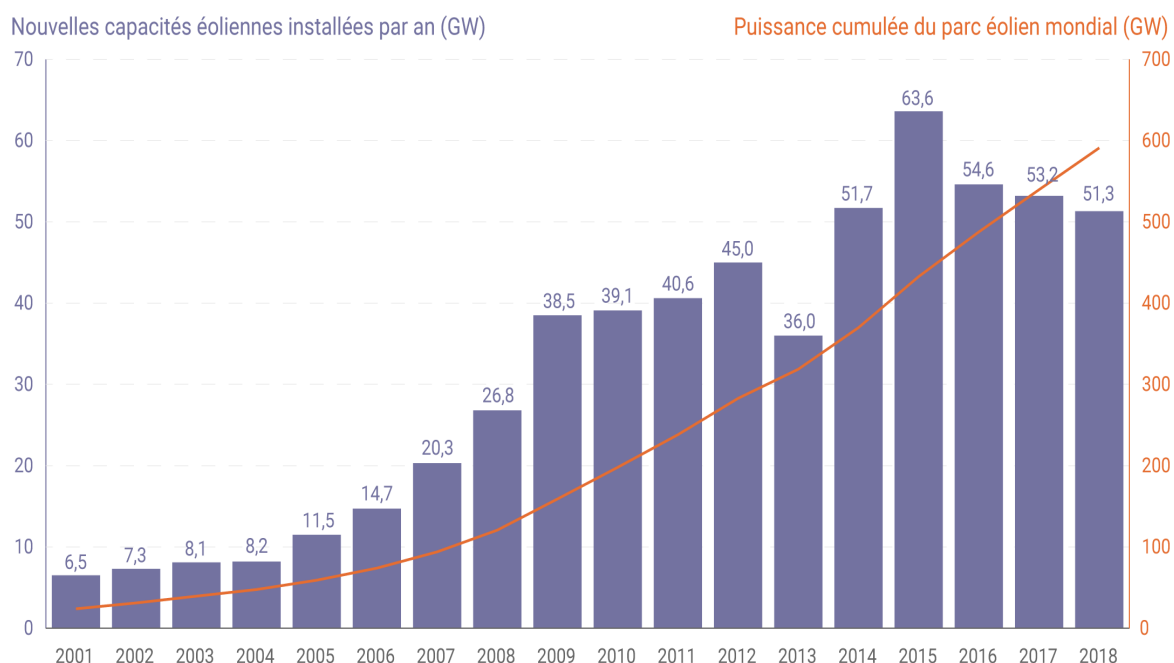


Figure I.3 : Evolution de la puissance du parc éolien [5]

1.6 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

Parmi les avantages, on peut citer ce qui suit :

- l'énergie éolienne est une énergie renouvelable contrairement aux énergies fossiles ;
- l'énergie éolienne est une énergie propre. Elle n'a aucun impact néfaste sur l'environnement comme les autres sources d'énergie qui ont causé un changement radical du climat par la production énorme et directe du CO₂ ;
- l'énergie éolienne ne présente aucun risque et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire ;
- le mode d'exploitation des éoliennes et la possibilité de les arrêter à n'importe quel moment, leur donne l'avantage d'avoir un bon rendement, contrairement aux modes de fonctionnement continus de la plupart des centrales thermiques et nucléaires ;
- lorsque de grands parcs d'éoliens sont installés sur des terres agricoles, seulement 2% du sol est requis pour les éoliennes. La surface restante est disponible pour l'exploitation agricole, l'élevage et autres utilisations ;
- une énergie qui n'émet quasiment pas de gaz à effet de serre. Chaque MWh d'électricité produit par l'énergie éolienne réduit de 0.8 à 0.9 tonnes les émissions de CO₂ produites chaque année en comparaison de la production d'électricité avec le charbon ou le diesel ;
- les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de traces.

L'éolien a quelques inconvénients :

- la nature stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour les gérants des réseaux.
- le coût de l'énergie éolienne reste plus élevé par rapport aux autres sources d'énergie classique surtout sur les sites moins ventés [13].
- le bruit : il a nettement diminué grâce aux progrès réalisés au niveau des multiplicateurs.

– **L'impact visuel** qui reste un thème subjectif. Selon les enquêtes réalisées en Europe, la perception d'une éolienne n'est pas négative et varie selon le type de paysage initial, de la disposition (la disposition en ligne est préférable), de la quantité, de la taille des machines, du nombre de pales. Dans tous les cas, une étude paysagère est indispensable lors du montage du projet, [13].

– **Le bruit d'une éolienne a une double source** : la première d'origine mécanique liée aux machines tournantes dans la nacelle (génératrice, etc...), et la seconde d'origine aérodynamique, liée à la rotation des pales. Le bruit mécanique a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée. Les mesures montrent que le bruit d'une éolienne est très limité, 50 dB à 150 m (équivalent au bruit dans un bureau), 45 dB à 200 m et imperceptible à 400 m. Dans la plupart des cas, le bruit du vent couvre celui des éoliennes, [3].

– **L'impact sur les oiseaux.** Les éoliennes peuvent avoir un effet négatif de deux façons :

- ✓ des collisions au niveau du mât, des pales, des câbles électriques ;
- ✓ des perturbations des territoires de nidification et de séjour des oiseaux.

Il faut cependant noter que les dégâts provoqués par les éoliennes sont insignifiants comparés aux routes ou aux lignes à haute tension

I.7. L'énergie Eoliennes en Algérie

Les premiers travaux Algériens sur le potentiel éolien ont été publiés en 1984, suivis en 1985, 1990, et 1994 et 2002.

I.7.1.Répartition régionale de la vitesse du vent

Pour installer une éolienne il faut choisir un site où la vitesse du vent fournirait l'énergie nécessaire, nous devons donc faire des mesures de la vitesse du vent dans plusieurs sites. La **(Figure 1.4)** montre un exemple des régions ventées en Algérie d'après les données satellitaires du Laboratoire d'Energie Eolienne du Centre de Recherche en Energies Renouvelables (CDER, Algérie), [1].

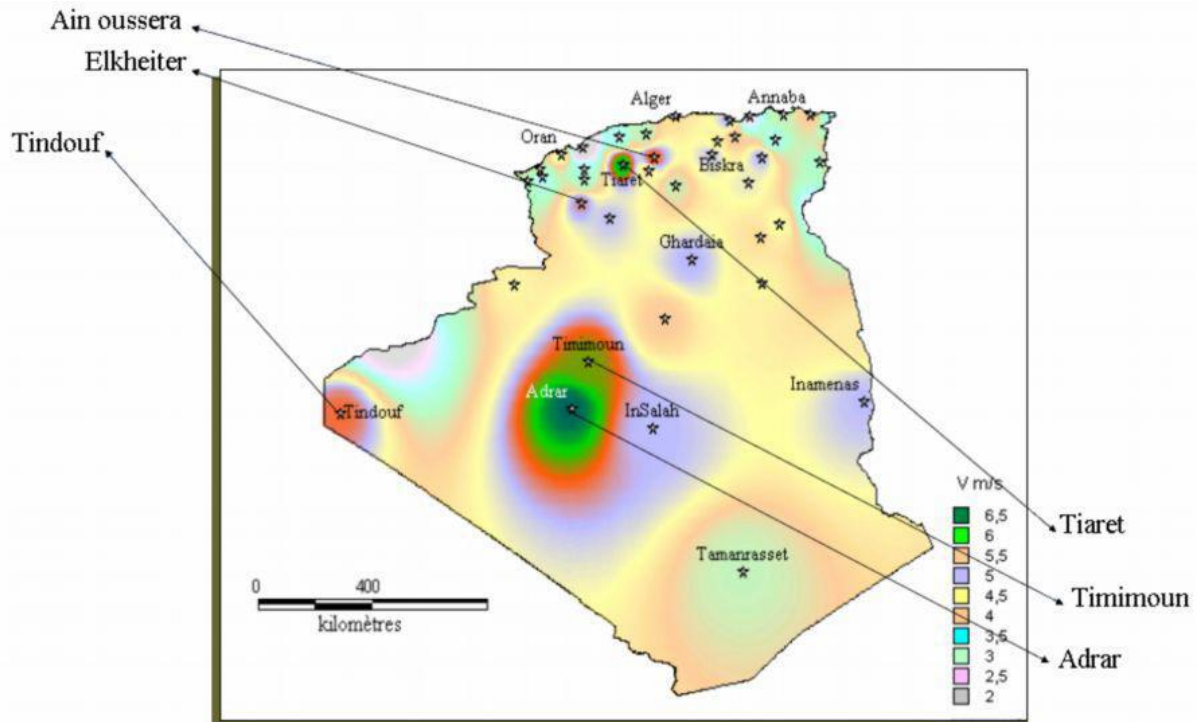


Figure I.4. Les régions ventées en Algérie [1]

D'après les données du CDER, la figure (I.5) indique les vitesses des vents pour différents sites situés en Algérie.

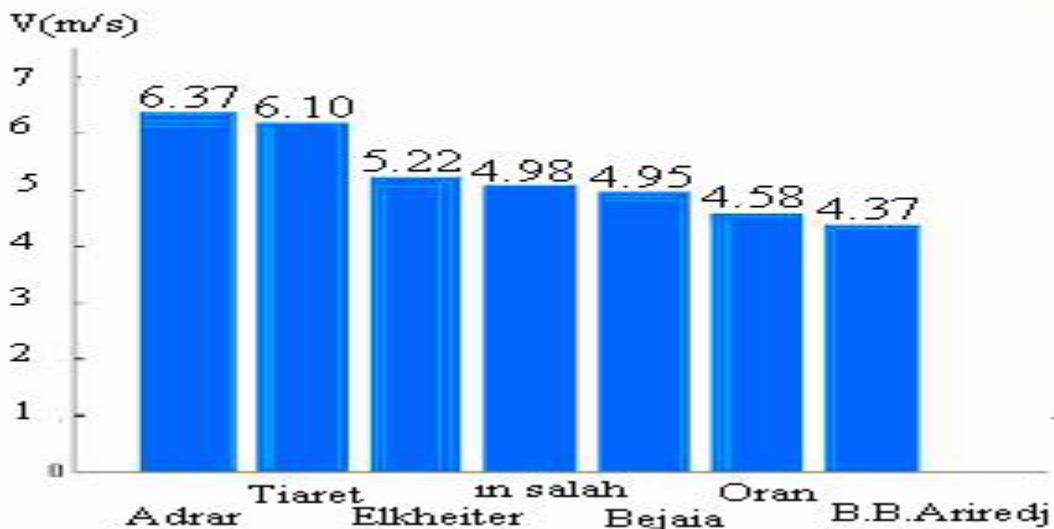


Figure I.5 : Comparaison entre les vitesses moyennes de sites ventés [1].

I.7.2 L'Atlas de la puissance en Algérie

La figure ci-dessous (Figure I.6) représente l'atlas de la puissance énergétique récupérable à 50 m d'altitude en Algérie.

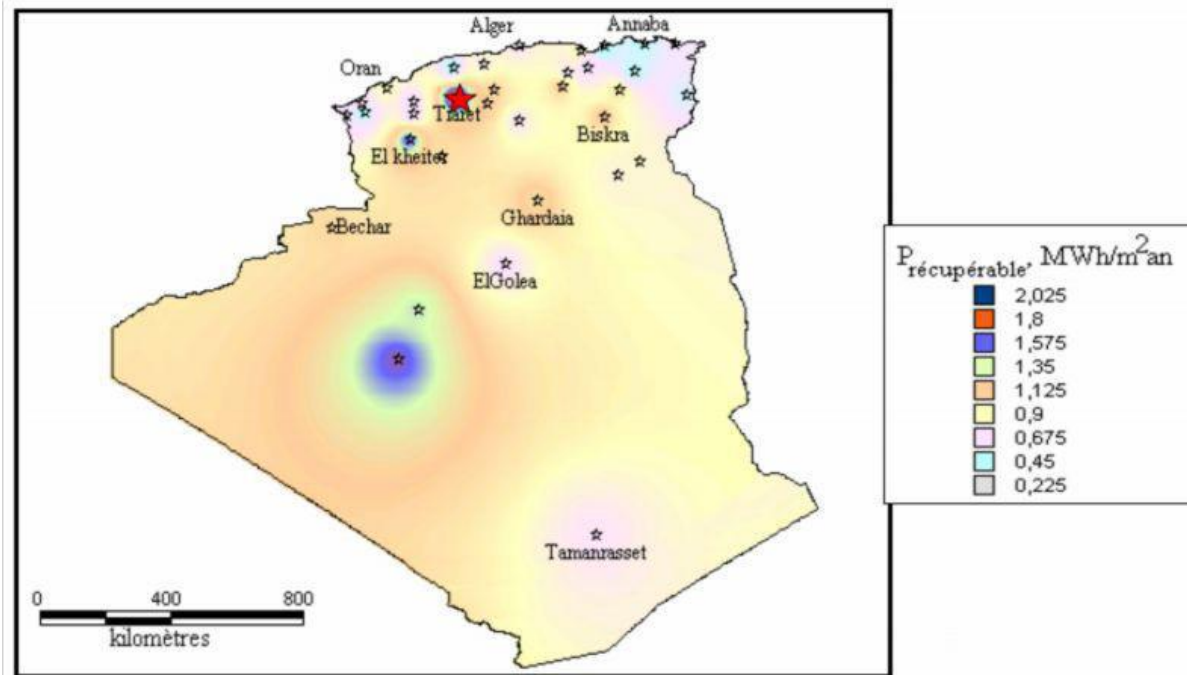


Figure I.6 : Puissance énergétique récupérable à 50 m en Algérie [1].

La figure suivante représente une comparaison entre les sites ventés en Algérie

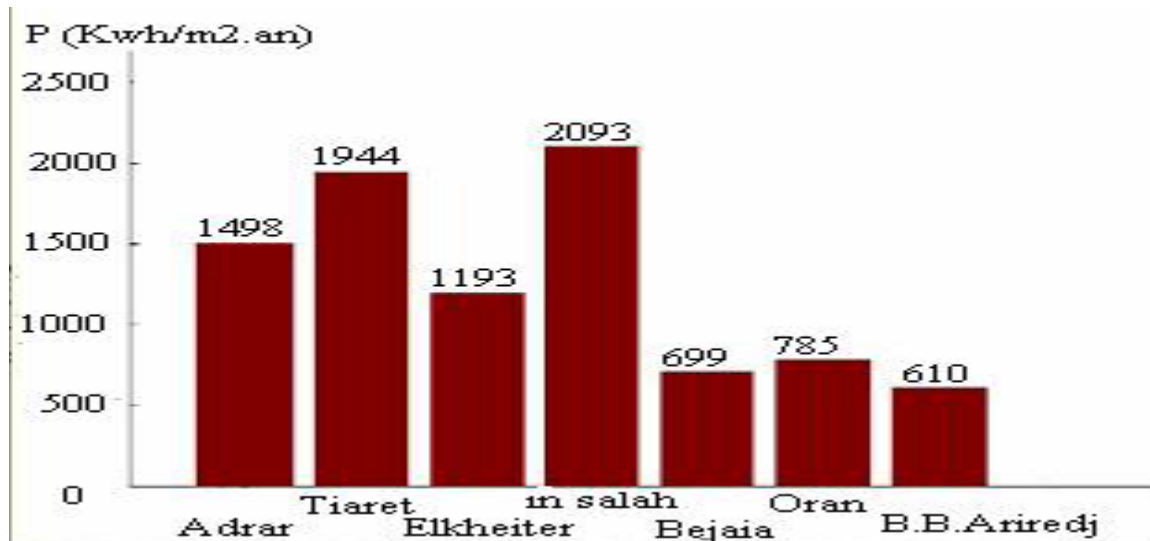


Figure I.7 : Comparaison des puissances récupérables des sites ventés [1].

I.8. Aspects Economiques de l'Eolienne :

Vu les effets négatifs des carburants conventionnels sur l'environnement et leur disponibilité limitée ainsi que les questions de sûreté se sont associées à l'utilisation de l'énergie nucléaire, Les énergies renouvelables ne doivent pas être regardées d'un point de vue

économique. Cependant, ceci ne signifie nullement l'utilisation des sources d'énergies renouvelables "à tout prix", [31].

En effet, les prix exorbitants de l'énergie ne sont pas acceptables pour l'industrie ou à l'économie en général. La rentabilité pour l'entreprise industrielle et pour l'économie nationale sont des aspects déterminants dans l'adoption d'une stratégie énergétique.

Concernant l'énergie éolienne, deux aspects sont à prendre en considération. D'une part, il y a l'application directe (individuelle) de l'énergie éolienne par le consommateur où le prix à la consommation revient moins cher en comparaison aux autres formes de génération de l'énergie électrique fournies par les distributeurs traditionnels de la puissance. Ceci est d'autant plus vrai si l'emplacement est approprié pour justifier l'investissement dans l'installation du système éolien, [32].

D'autre part, il y a la génération et la distribution de l'énergie électrique par les grandes compagnies (SONELGAZ par exemple). Dans ce cas, beaucoup de paramètres et de contraintes économiques influencent les coûts de production de l'électricité. Ce sont ces contraintes économiques 'dures' qui ne permettent pas encore une utilisation profitable de l'énergie éolienne à grande échelle, [3].

Cependant, le potentiel de développement des turbines à vent indique que les chances pour la production d'électricité à partir des ressources éolienne pour devenir concurrentielles avec les centrales conventionnelles sont tout à fait bonnes,[3].

I.9 L'énergie électrique éolienne

L'intérêt actuel pour l'énergie éolienne provient du besoin d'élaborer des systèmes d'énergie propre durables auxquels on peut se fier à long terme. L'aérodynamique et l'ingénierie moderne ont permis d'améliorer les éoliennes. Maintenant, elles offrent une énergie fiable, rentable non polluante pour les applications des particuliers, des communautés et pour les applications nationales, [5].

I.9.1. Croissance de l'énergie électrique éolienne

L'exploitation de l'énergie éolienne pour produire de l'électricité a connu des fluctuations. Les causes de ces fluctuations sont diverses : guerres, crises d'autres types d'énergie, volonté de préserver l'environnement, évolution de la technologie, changement de politique énergétique etc.... A la suite de la fabrication du premier aérogénérateur, les ingénieurs danois améliorèrent cette technologie durant la 1^{ère} et 2^{ème} guerre mondiale pour faire face à la pénurie d'énergie électrique. Malgré certains succès technologiques obtenus à

cette époque, l'intérêt pour l'exploitation de l'énergie éolienne à grande échelle déclina à la fin de la 2^{ème} guerre mondiale, [32].

C'est avec la crise pétrolière des années 70 que cet intérêt ressurgit. Les gouvernements occidentaux commencèrent à investir de l'argent pour notamment améliorer la technologie des aérogénérateurs, ce qui donna naissance aux aérogénérateurs modernes. Le premier marché véritablement significatif fut celui de la Californie, entre 1980 et 1986, où l'industrie de l'énergie éolienne put se développer. Ensuite les aides financières diminuèrent aux USA mais augmentèrent en Europe, ce qui permit un développement important de cette industrie dans des pays tels que l'Allemagne et le Danemark. Le marché mondial passa de 200 MW/an en 1990 à 5500 MW/an en 2001. Nous avons ainsi pu observer une évolution significative de la production électrique d'origine éolienne entre 1999 et 2003. Au cours de cette période, la production a doublé s'élevant à 40000 MW. Il est espéré qu'en 2020 la production électrique provenant de l'éolien atteigne 12% de la production mondiale d'électricité, [33].

I.9.2 La rentabilité d'une éolienne

Les facteurs suivants déterminent le coût de l'énergie éolienne ;

- le coût initial de l'éolienne et de son installation ;
- le taux d'intérêt à payer sur l'investissement ;
- la quantité d'énergie produite.

Toute éolienne installée dans un endroit fortement exposé au vent produit de l'électricité moins coûteuse que la même éolienne installée dans un endroit moins venté. Par conséquent, il est important d'évaluer la vitesse du vent à l'endroit envisagé pour l'installation des éoliennes, [3].

Les grands aérogénérateurs modernes utilisés dans des parcs d'éoliennes raccordées au réseau ayant des champs d'unités multiples coûtent entre 1500\$ et 2000\$ pour le kW, [5].

Des unités individuelles plus petites coûtent jusqu'à 3000\$ le kW. Dans les endroits exposés à de bons vents, le coût de production de l'électricité se situe entre 0.06 et 0.12\$ du kWh, [6]. Ce coût est quelque peu supérieur aux frais associés à une installation d'électricité, mais les coûts de l'énergie éolienne diminuent chaque année, tandis que les coûts de production plus traditionnels continuent d'augmenter, [1].

Dans les régions éloignées, la production d'électricité à l'aide de génératrices diesel peut varier entre 0.25\$ et 1.00\$ du kWh. Par conséquent, dans les endroits exposés à un bon vent, l'électricité produite est nettement rentable. Lorsque l'on compare le prix de détail de l'électricité payé par les consommateurs, les coûts de l'énergie éolienne sont presque

concurrentiels. Cependant, sur les sites moins ventés le coût de l'énergie éolienne reste encore plus élevé que celui des sources classiques, [13].

Pour pouvoir comparer les sources d'énergie entre elles, la notion de coût global social a été introduit (coûts de dépollution ou de retraitement, coûts de recherche et de développement, coûts stratégiques d'approvisionnement). En coût global, l'énergie éolienne est une des énergies les moins coûteuses.

I.10. L'aérogénérateur

Un aérogénérateur, plus couramment appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories.

- éoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW.
- éoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- éoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

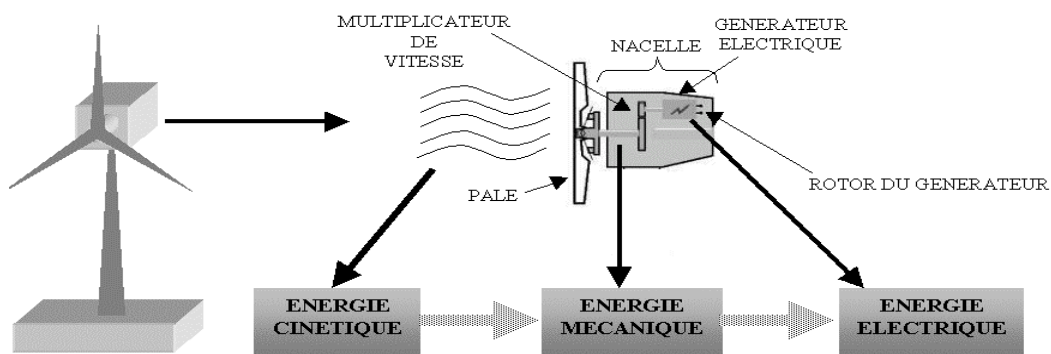


Figure I.8 : principe de conversion de l'énergie éolienne [6].

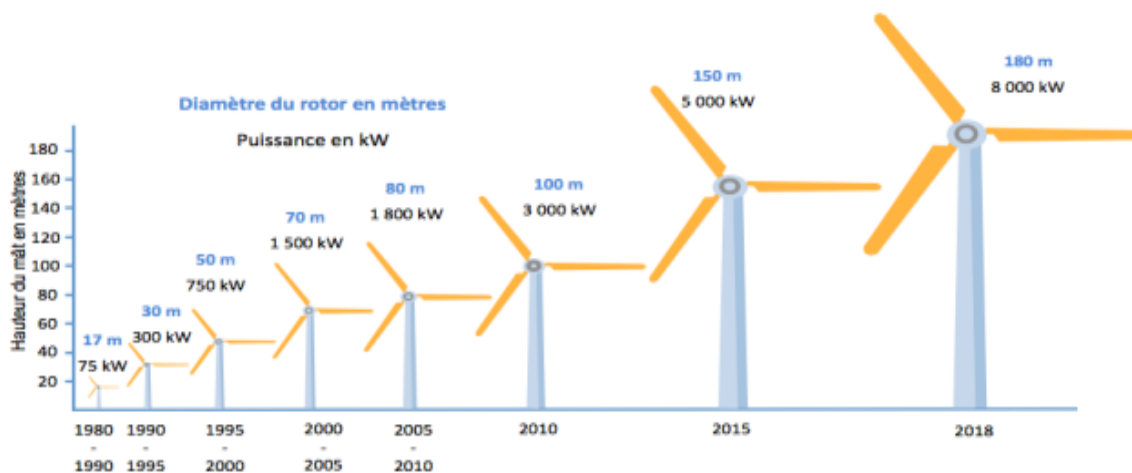


Figure I.9. Illustre la correspondance taille-puissance des éoliennes [6].

I.11.Types d'aérogénérateurs

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. En effet, 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 et à axe horizontal.

I.11.1 Aérogénérateurs à axe vertical

Les aérogénérateurs à axe vertical ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique. Plusieurs prototypes ont vu le jour mais rares sont ceux qui ont atteint le stade de l'industrialisation. Ils sont classés selon leur caractéristique aérodynamique en deux familles, les aérogénérateurs conçus sur la base de la portance (Aérogénérateurs à rotor de Darrieus : conçu par l'ingénieur français George Darrieus) et ceux basés sur la traînée (Aérogénérateurs à rotor de Savonius : inventé par le finlandais Sigvard savonius en 1924), [34].

I.11.1.a-Aérogénérateurs à rotor de Darrieus

Ce type d'aérogénérateur est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil (Fig. I.10). La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.

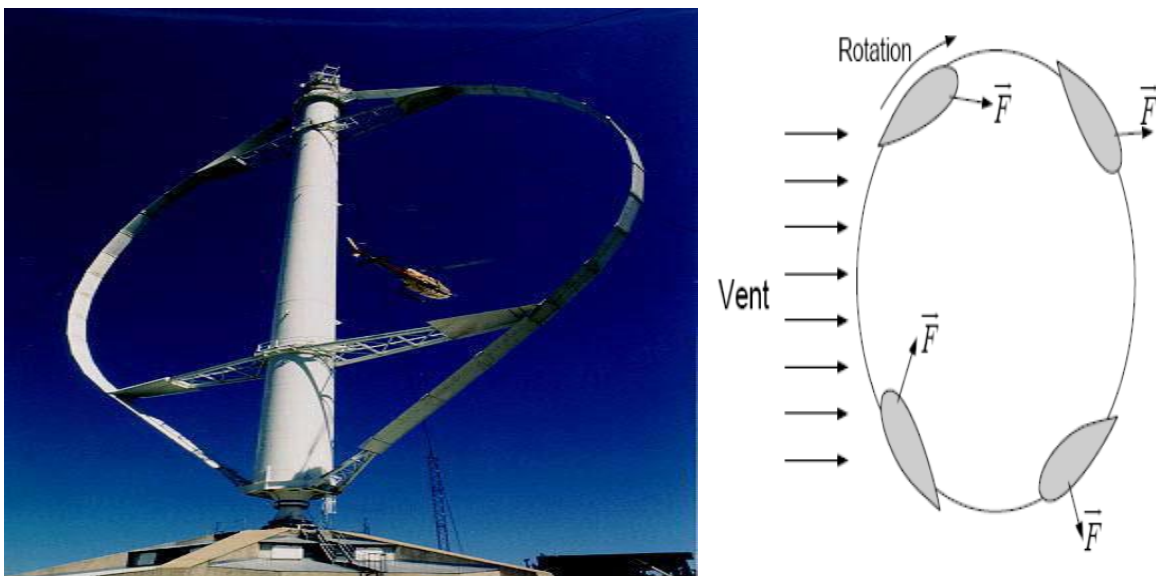


Figure. I.10 : Aérogénérateur à axe vertical (structure de Darrieus) [7].

I.11.1.b-Aérogénérateurs à rotor de Savonius

Ils sont basés sur le principe de la traînée différentielle qui stipule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure, (Fig. I.11).

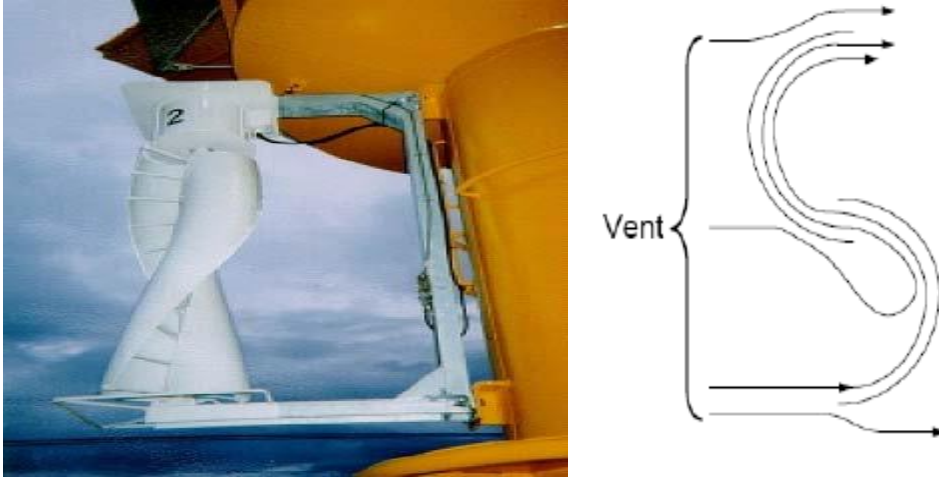


Figure. I. 11 : Aérogénérateur à axe vertical (structure de Savonius)[7].

Les principaux avantages des éoliennes à axe vertical sont les suivants :

- accessibilité de la génératrice et du multiplicateur mis directement au sol, ce qui facilite la maintenance et l'entretien ;
- l'absence de nécessité d'un système d'orientation du rotor car le vent peut faire tourner la structure quel que soit sa direction.

Cependant elles ont comme inconvénients les points suivants:

- faible rendement et fluctuations importantes de puissance ;
- occupation importante du terrain pour les puissances élevées ;
- faible vitesse du vent à proximité du sol.

I.11.2. Aérogénérateurs à axe horizontal

Les turbines à axe horizontal (**Fig. I.12**) sont les plus utilisées actuellement comparées à celles à axe vertical puisque elles présentent un coût moins important, en plus elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques. Elles sont constituées de plusieurs pales pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre des pales varie entre 1 et 3, le rotor tripale est le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance et la vitesse de rotation du capteur éolien, [3].

Les turbines à axe horizontal sont généralement placées face au vent par un mécanisme d'asservissement de l'orientation ou par un phénomène d'équilibre dynamique naturel assuré par un gouvernail dans le cas d'une turbine sous le vent.



Figure. I.12 : Aérogénérateur à axe horizontal[6].

Il existe deux familles d'éoliennes à axe horizontal : les éoliennes à marche lente et les éoliennes à marche rapide, (**Fig. I.13**).

I.11.2.a- Les éoliennes à marche lente

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. De nombreuses éoliennes de ce type ont été construites aux Etats Unis dès 1870. Leur rendement est faible car leur vitesse en bout de pale est limitée (**Fig. I.13**), [26].

I.11.2.b- Les éoliennes à marche rapide

Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs MW. Leur coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement en dessous d'une vitesse de vent de 3 m/sec. Les machines uni et bipales ont l'avantage de plus léger, mais elles produisent plus de fluctuations mécaniques et ont un

rendement énergétique un peu plus faible. Elles sont visuellement moins esthétiques. Ceci explique pourquoi 80% des fabricants optent pour des aérogénérateurs tripales, [14].

La **figure I.13** représente les coefficients de puissances des différents types d'éoliennes.

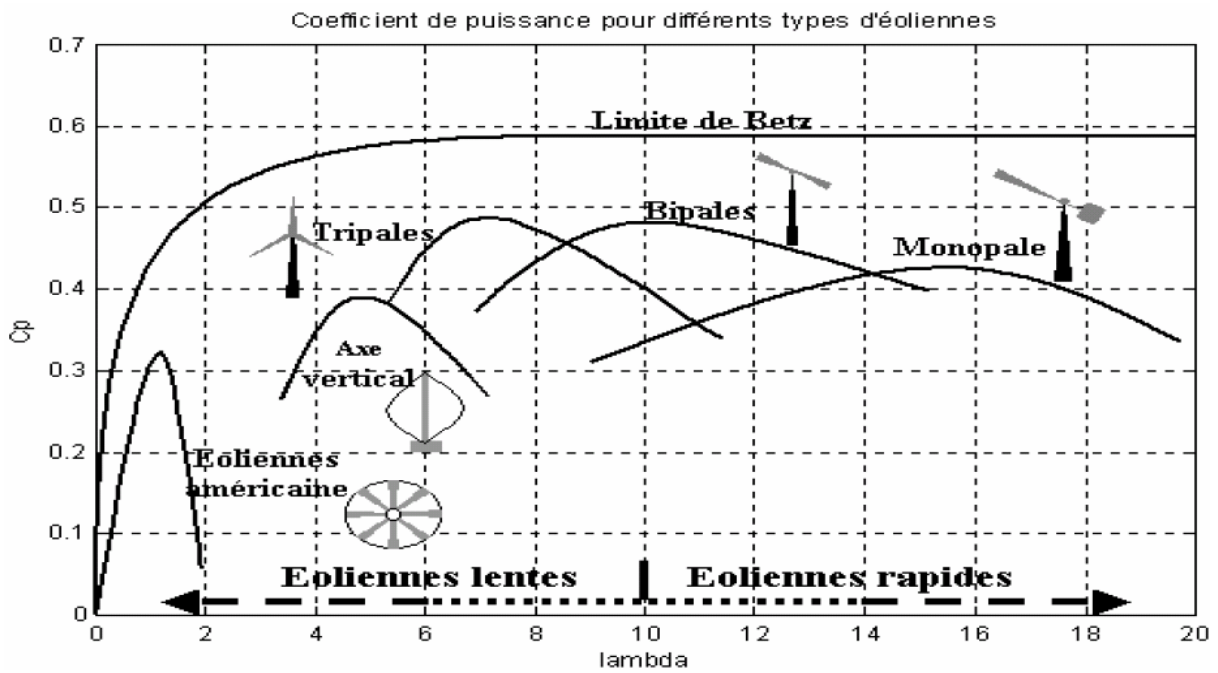


Figure. I.13. Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes[73].

I.11.3. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

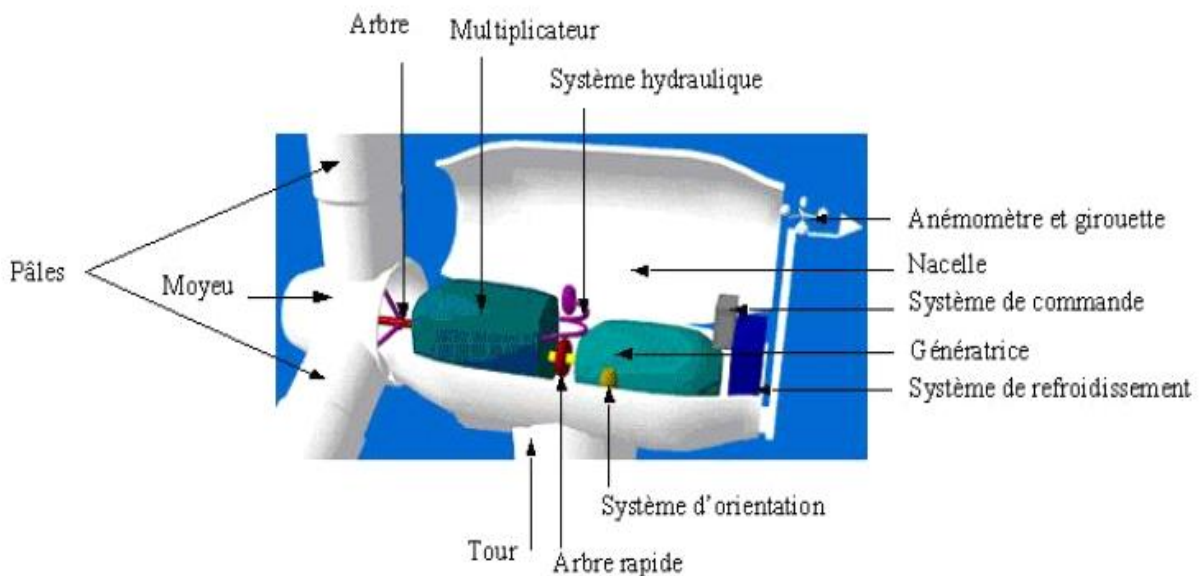


Figure. I.14 : Eléments constituant une éolienne [7].

Une éolienne à axe horizontal est composée de trois éléments essentiels, (Fig. I.14) :

- la tour ou le mât;
- le rotor;
- la nacelle : Son rôle est d'abriter les composants transformant l'énergie mécanique en énergie électrique notamment le générateur.

I.12. Technologie d'éoliennes de grande puissance

Dans cette section, la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sera brièvement présentée. Les trois technologies d'éoliennes de grande puissance les plus couramment utilisées seront ensuite discutées en se focalisant sur celle utilisant la machine synchrone à aimants permanents.

I.13. Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

Le principe de fonctionnement de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique a été largement présenté ces dernières années dans plusieurs travaux.

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales ensuite transformée en énergie électrique grâce à des générateurs électriques de type synchrone ou asynchrone.

I.13.1. Les éoliennes à vitesse fixe

Les premières éoliennes commercialisées reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique. Un multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse qui est maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage.

La conception des turbines éoliennes à vitesse fixe est fortement liée aux caractéristiques aérodynamiques et mécaniques. Le temps de réponse de certaines de ces parties se situe dans la gamme de la dizaine de milliers de secondes. En conséquence, en cas de rafales de vent, on peut observer une variation rapide et importante de la puissance électrique générée. Cette configuration présente les inconvénients suivants :

- un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité ;

- variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pales pour garder une vitesse constante, ce qui entraîne des variations rapides du courant dans le réseau ;
- impossibilité de réglage de la puissance générée.

I.13.2. Les éoliennes à vitesse variable

Actuellement, les éoliennes de forte puissance, connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable. Les avantages principaux des éoliennes à vitesse variable comparées à celles à vitesse fixe sont les suivants :

- augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément converti ;
- simplicité du système d'orientation des pales. Grâce au contrôle de la vitesse du générateur, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, réduisant ;
- la complexité du système d'orientation des pales et son dimensionnement par rapport à la puissance nominale P_n ;
- réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie ;
- réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente.

La courbe typique donnant la puissance aérodynamique d'un aérogénérateur, fonctionnant à vitesse variable, en fonction de la vitesse de vent est illustrée sur la figure (I.15). Trois zones de fonctionnement peuvent être distinguées. La zone (A) correspond aux vitesses très faibles du vent insuffisantes pour entraîner l'éolienne et produire de la puissance, [35].

La zone (B) correspond aux vitesses moyennes dont le système de contrôle de l'aérogénérateur peut intervenir pour contrôler la puissance électrique à générer. La zone (C) correspond aux vitesses très élevées du vent pour lesquelles la vitesse de rotation de l'éolienne est limitée à une valeur maximale pour éviter des dégâts sur la structure. Par conséquent, la puissance électrique produite est maintenue constante et égale à sa valeur nominale.

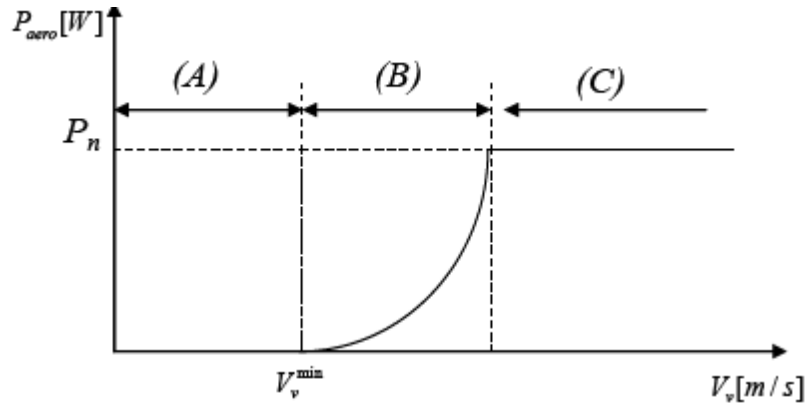


Figure. I.15. Courbe typique de la puissance produite d'un aérogénérateur à vitesse variable

1.14 .Contrôle de la puissance fournie par une éolienne

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en trois étapes :

la turbine extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique ;

- la vitesse de rotation de l'éolienne (de 10 à 200 tr/min) est adaptée à celle de la génératrice par un multiplicateur (de 750 à 3000 tr/min) ;
- la génératrice convertit, enfin l'énergie mécanique en énergie électrique, transmise ensuite directement ou indirectement au réseau électrique. Le contrôle de la puissance fournie peut se faire soit au niveau de la turbine soit au niveau de la génératrice, [36].

I.14.1 Le freinage mécanique

Les dispositifs sont nombreux : frein à main, à air comprimé, électromécanique ou électromagnétique. Le frein est inséré au plus près de l'hélice lorsqu'il y a une ligne d'arbre avec le multiplicateur. Il doit agir progressivement pour réduire les contraintes lors d'un freinage d'une roue de grande inertie.

I.14.2 Systèmes de régulation au niveau de la turbine

Ce moyen de contrôle permet essentiellement de limiter la puissance pour les vents forts.

I.14.2.1 Contrôle à calage variable de pale

Sur une éolienne contrôlée à calage variable, le contrôleur électronique vérifie plusieurs fois par seconde la puissance de sortie de l'éolienne. En cas de puissance de sortie trop élevée, les pales pivotent légèrement sur le côté hors du vent. Inversement, les pales seront pivotées

de manière à pouvoir mieux capter de nouveau l'énergie du vent, dès que le vent aura baissé d'intensité, [13].

I.14.2.2 Régulation par décrochage aérodynamique

Sur une éolienne à régulation par décrochage aérodynamique, les pales sont fixées au moyeu de façon rigide. Cependant, la géométrie de la pale a été conçue de façon à mettre à profit, en cas de vitesses de vent trop élevées, le décrochage aérodynamique en provoquant de la turbulence sur la partie de la pale qui n'est pas face au vent. Ce décrochage empêche la portance d'agir sur le rotor.

I.14.2.3. Régulation active par décrochage aérodynamique

Un nombre croissant des grandes éoliennes (1 MW et plus) sont conçues avec un mécanisme dit de régulation active par décrochage aérodynamique. Du point de vue technique, ayant des pales mobiles, ces machines ressemblent à celles contrôlées à calage variable. Afin d'avoir un couple relativement élevé à des vitesses de vent faibles, ces éoliennes sont normalement programmées pour pivoter leurs pales de la même façon que les éoliennes à pas variable. Les éoliennes utilisant la régulation de puissance par décrochage dynamique possèdent en général un mécanisme de freinage en bout de pale qui, en cas de survitesse, actionne des masselottes par effet centrifuge pour orienter une partie de l'extrémité de la pale, freinant ainsi le rotor de manière aérodynamique, [28].

I.15 Différents types de génératrices rencontrées

I.15.1 Génératrice à courant continu

Ce type de machine n'est utilisé que sur les éoliennes de très faible puissance (inférieur à 500W) pour charger des batteries et alimenter des installations de type station de mesure.

I.15.2 Génératrice asynchrone et ses configurations électriques

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle de puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé, [33].

La constitution du stator est la même que pour la machine synchrone et le rotor comporte soit un système d'enroulements triphasés (si le stator est triphasé lui aussi) ou une cage d'écureuil en court-circuit. Les configurations suivantes illustrent les différentes topologies les plus courantes rencontrées dans les aérogénérateurs à base de la machine asynchrone, [3,33].

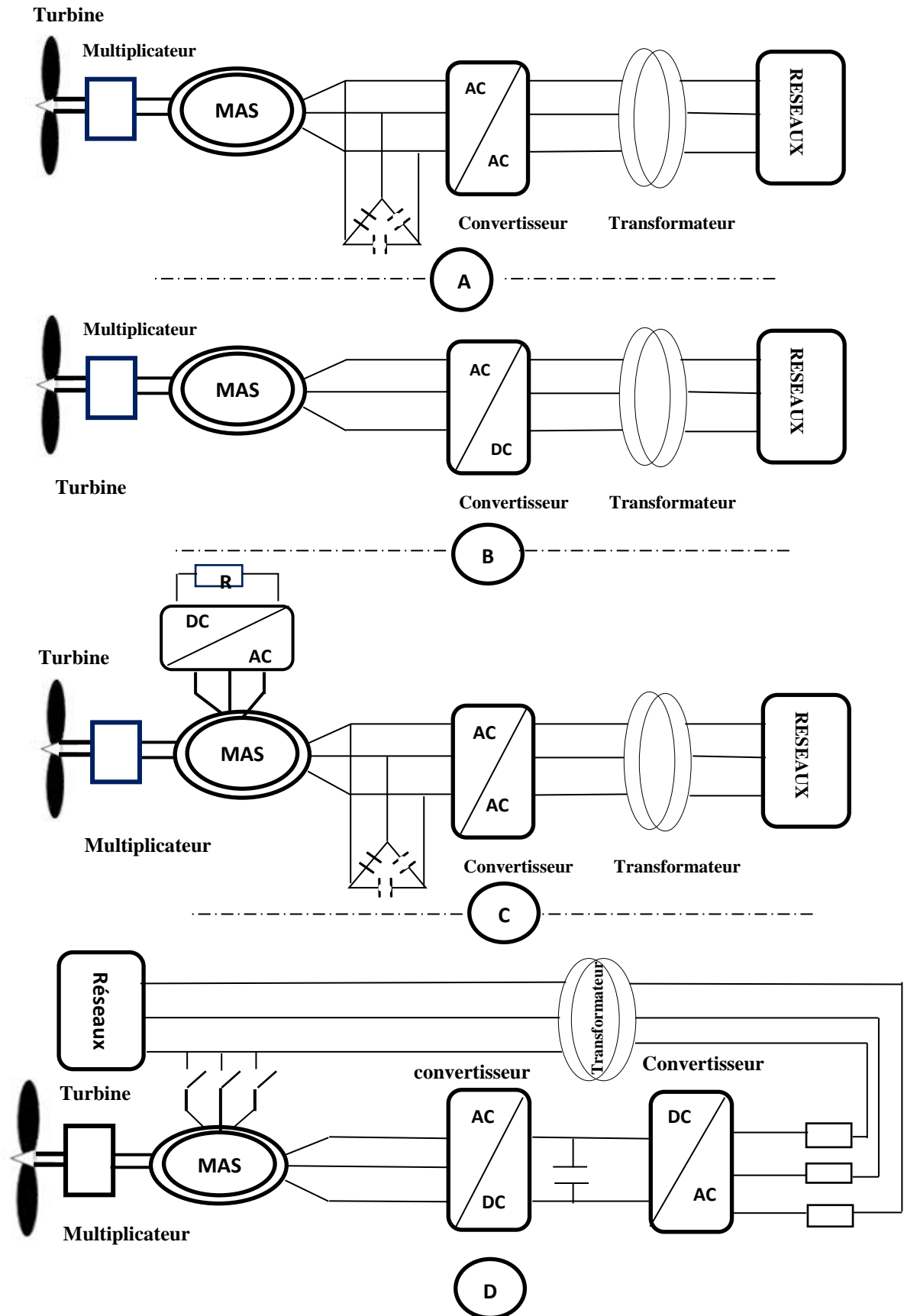


Figure. I.16. Configurations électriques utilisant la machine asynchrone (A),(B),(C),(D)

A) Sous cette forme, l'éolienne fonctionne à vitesse fixe, avec un générateur asynchrone à cage d'écureuil. Les bancs de condensateurs sont utilisés pour la compensation de la puissance réactive et les convertisseurs pour un démarrage plus doux.

B) Les bancs de condensateurs sont remplacés par des convertisseurs de fréquence soit de grande échelle, soit utilisés seulement pour compenser la puissance réactive à des vitesses de vent élevées. La première configuration a l'avantage de pouvoir faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne pour toutes les vitesses du vent.

C) on utilise la génératrice asynchrone à rotor bobiné. L'idée de base c'est de contrôler la résistance du rotor par l'intermédiaire d'un convertisseur d'électronique de puissance et ainsi de commander le glissement de la machine sur un domaine de variation de 10%.

D) Cette configuration contient un Générateur Asynchrone Doublement Alimenté. Un convertisseur de fréquence commande directement les courants dans les enroulements du rotor. Cela permet de contrôler la puissance de sortie du générateur en utilisant des convertisseurs dimensionnés à 30% de la puissance nominale du générateur. La puissance traversant les convertisseurs dans le cas D étant moindre que celle du cas B, les harmoniques sont nettement plus faibles, [13].

I.15.3 Génératrice synchrone

Ce type de machine est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux de très grande puissance (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien, ceux de 500 kW à 2 MW sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille.

De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur-réseau, les fluctuations du couple capté par l'aéro-turbine se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi, les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau, [26].

Elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Dans cette configuration, la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplées. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple dans le train de puissance.

I-15.3.1. La GSAP utilisée dans les systèmes éoliens

Nous avons établi précédemment que les entraînements directs sont l'avenir des systèmes éoliens, il se trouve que ces derniers sont basés sur des génératrices synchrones à aimants permanents.

Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) ou génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur.

I.15.3.2. Machine synchrone à aimants permanents (MSAP) à flux axial

Cette machine possède la particularité d'avoir un champ magnétique axial contrairement à la machine synchrone classique où le champ est radial, l'interaction engendrée par le courant traversant une bobine statorique, et le flux créé par les aimants permanents, produit une force magnétomotrice sur la périphérie du rotor qui le fait tourner.

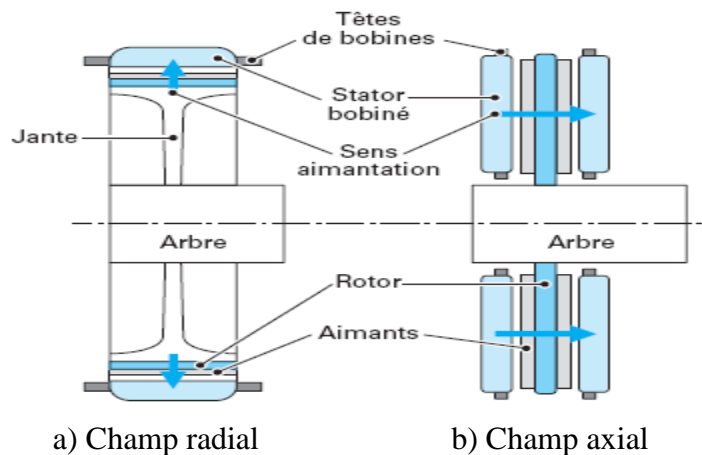


Figure I.17. : Architectures schématiques des machines synchrones à champ radial (cylindrique) et à champ axial (discoïde).

I.15.3.3. Types de machines synchrones à aimants permanents à flux axial

On distingue essentiellement quatre types de machines synchrones à flux axial :

- A.** MSAP discoïde avec deux stators et un rotor ;
- B.** MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor ;
- C.** MSAP discoïde avec deux rotors et un stator ;
- D.** MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté stator.

Les différentes configurations sont illustrées par la **Figure (1.18)** ; néanmoins on peut décrire les différentes MSAP.

La MSAP discoïde avec deux stators et un rotor est composée d'un disque rotorique entouré par deux disques statoriques. Le disque rotorique est constitué d'un circuit magnétique torique

portant les aimants permanents sur une ou deux faces. Le disque statorique est constitué d'un circuit magnétique rotorique à section rectangulaire portant les bobinages statoriques, [44].

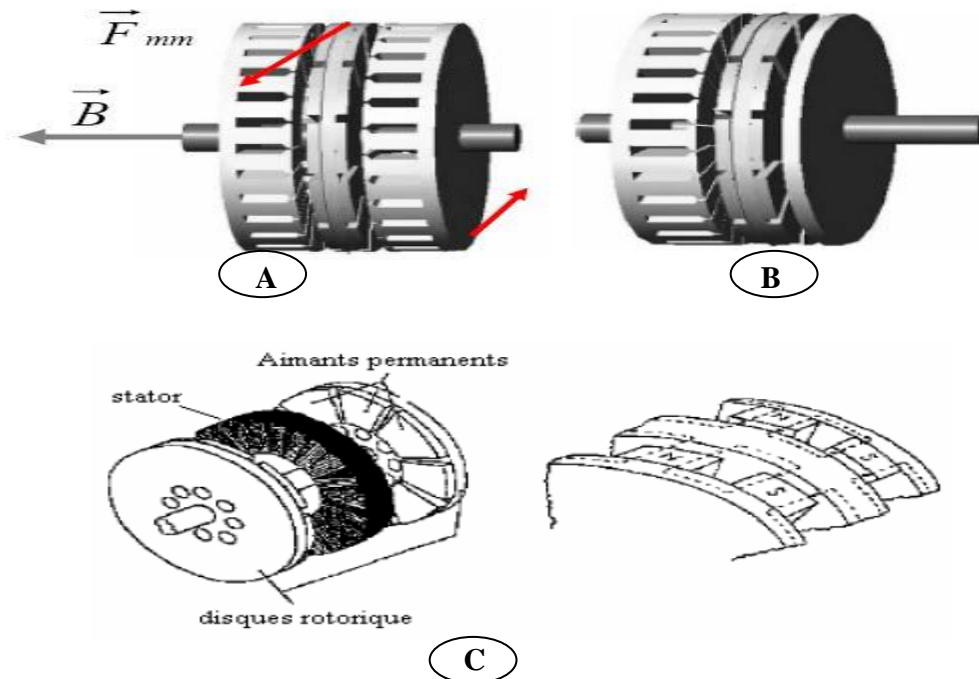


Figure I.18. Différents types de MSAP à flux axial,[2]

A : discoïde avec deux stators et un rotor ;

B : discoïde unilatérale avec contrepoids du côté stator ;

C : discoïde avec deux rotors et un stator .

Ces derniers peuvent être enroulés autour du stator, ou encore, ils peuvent être logés dans des encoches disposées radialement tout au long de l'entrefer. Cette structure axiale permet de réaliser une machine modulaire en disposant plusieurs étages les uns à côté des autres et en les connectant en parallèle, [36].

La MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor se distingue par un seul stator et un seul rotor. Cependant, une grande force d'attraction est appliquée entre le stator et le rotor. Pour créer une force de contre réaction et éviter ainsi le déplacement axial du rotor, il est nécessaire de placer un contrepoids de l'autre côté du rotor.

La MSAP discoïde avec deux rotors et un stator a un disque statorique entouré de deux disques rotoriques, [1].

La MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté stator à la même configuration que la MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor sauf que dans ce cas le contrepoids est remplacé par un rotor additif.

I.16 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes :

- systèmes isolés;
- systèmes hybrides;
- systèmes reliés au réseau.

Les systèmes obéissent à une configuration de base : ils ont besoin d'une unité de contrôle de puissance et, dans certains cas, d'une unité de stockage.

I.16.1 Systèmes Isolés

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés, par exemple pour produire de l'électricité dans les îles, pour le pompage de l'eau dans des champs, ou encore pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises.

Les systèmes isolés en général, utilisent quelques formes de stockage d'énergie. Ce stockage peut être fait par des batteries, il faut alors un dispositif pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Le contrôleur de charge a comme principal objectif d'éviter qu'il y ait des dommages au système de batterie par des surcharges ou des décharges profondes.

Pour l'alimentation d'équipements qui opèrent avec un réseau alternatif (AC), il est nécessaire d'utiliser un onduleur, [34,36].

I.16.2 Systèmes Hybrides

Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple, turbines éoliennes, génératrices diesel, modules photovoltaïques **figure(I.19)**, entre eux. L'utilisation de plusieurs formes de génération d'énergie électrique augmente la complexité du système et exige l'optimisation de l'utilisation de chacune des sources. Dans ces systèmes, il faut réaliser un contrôle de toutes les sources pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur, [35].

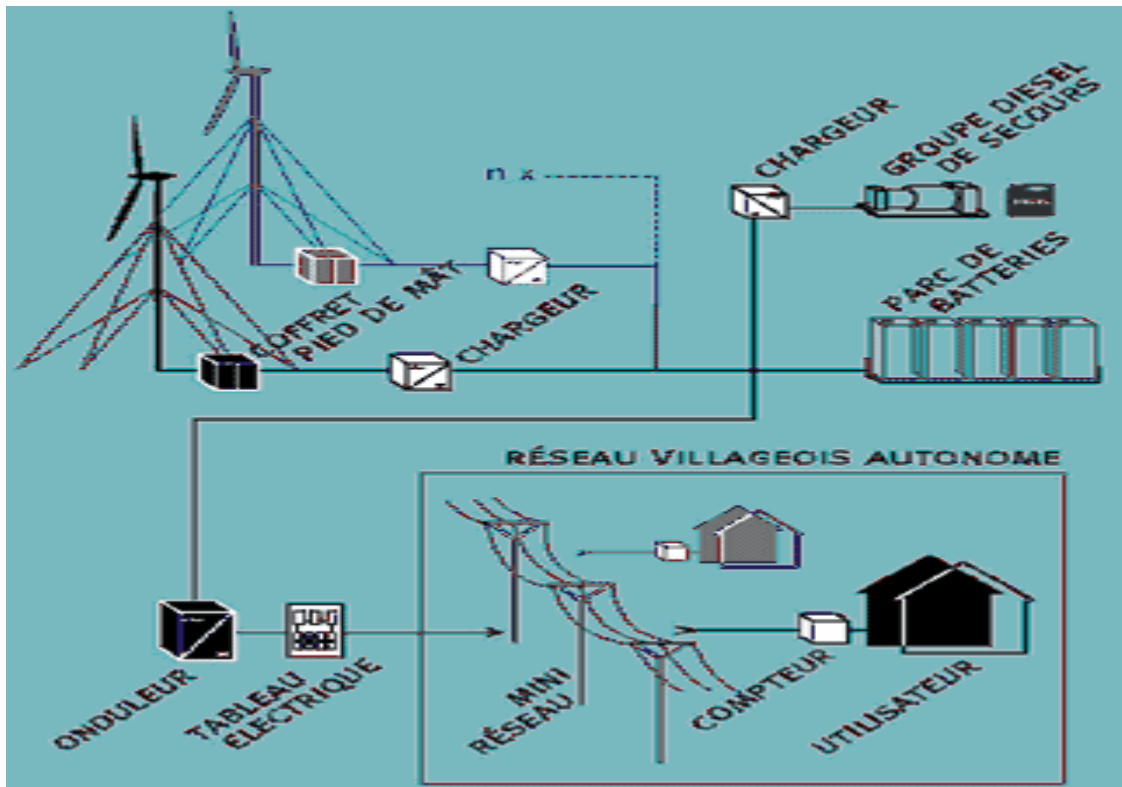


Figure. I.19. Exemple d'un système hybride[2].

En général, les systèmes hybrides sont employés dans des petits systèmes destinés à desservir un nombre plus grand d'utilisateurs. Pour travailler avec des charges à courant alternatif, le système hybride a aussi besoin d'un onduleur.

I.16.3 Systèmes liés au réseau

Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie, par conséquent, toute la génération est livrée directement au réseau électrique. Ces systèmes nécessitent un convertisseur statique.

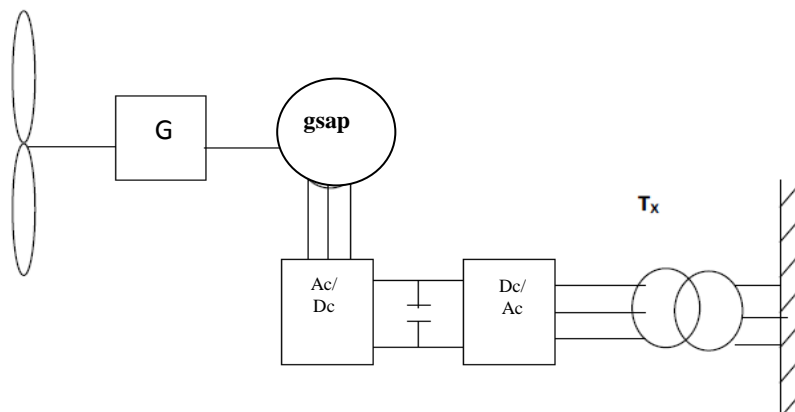


Figure. I.20. Projet simplifié du générateur d'une turbine éolienne à vitesse variable

G = boîte de multiplication ;

GSAP = générateur synchrone ;

AC/DC = redresseur ;

DC/AC = onduleur ;

Tx = transformateur.

I.17. Conclusion

Les éoliennes présentent une source d'énergie parmi les plus propres et les désagréments qu'elles peuvent présenter sont facilement évitables si elles font l'objet d'une gestion précise et intelligente. Pour les constructeurs d'éoliennes, l'objectif principal des activités de recherches et de développement est de continuer d'améliorer le rapport entre le coût et la performance des éoliennes. Un bon dimensionnement et un bon choix du matériel garantissent le bon fonctionnement de l'installation, sa durée de vie et sa rentabilité.

L'électricité à produire doit répondre aux besoins des populations. Ainsi, après une analyse de la demande en énergie, un pré-dimensionnement sommaire de l'aérogénérateur peut être effectué en vue de définir les caractéristiques générales de l'équipement susceptible d'être installé. Il sera nécessaire de procéder à :

- l'évaluation du potentiel éolien ;
- l'identification précise des besoins en énergie et en puissance de l'utilisateur ;
- la détermination de la taille de l'éolienne ou de l'aérogénérateur et de ces composants à installer ;
- l'estimation du montant global d'investissement et des coûts d'exploitation.

Une brève description du domaine des énergies renouvelables a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques notions principales sur la technologie éolienne ont été données concernant principalement, la conception, les différents types d'éoliennes utilisés et la classification de ces dernières.

Enfin, on a clôturé ce chapitre par un état de l'art sur les configurations électriques utilisées et leurs influences sur le fonctionnement des aérogénérateurs ainsi que la synthèse des différentes éoliennes et leurs applications.

Le chapitre suivant, sera consacré à l'étude de la turbine éolienne.

Chapitre II
Conversion de l'énergie
éolienne - Principe et
modélisation des turbines

II-1 Introduction

Une éolienne a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique et d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable. Pour parvenir à cet objectif, idéalement une éolienne doit comporter, [23] :

- un système qui permet de la contrôler mécaniquement (orientation des pâles de l'éolienne, orientation de la nacelle) ;
- un système qui permet de la contrôler électriquement (machine électrique associée à l'électronique de commande).

Dans cette partie un modèle analytique de la turbine éolienne est décrit ainsi que l'identification des différents paramètres qui régissent le fonctionnement de cette dernière à savoir le coefficient de puissance (C_p), l'angle de calage (β) et la vitesse spécifique du vent (λ).

II-2 Conversion de l'énergie éolienne.

II-2-1 Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique

II-2-1- a) Loi de Betz

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la (Figure.II.1) sur lequel on a représenté la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur V_1 et V_2 en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après le passage du vent à travers le rotor soit, [24] :

$$V_{\text{moy}} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{II.1})$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S des pales en une seconde est :

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

La puissance P_m alors extraite s'exprime alors par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton)

$$P_m = m \frac{V_1^2 - V_2^2}{2}. \quad (\text{II.3})$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (II.3) on trouve :

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

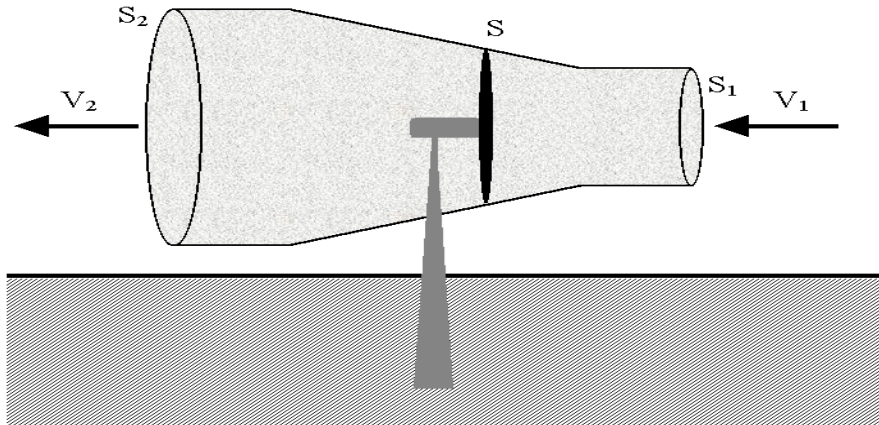


Figure (II.1): tube de courant autour d'une éolienne

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \quad (\text{II.5})$$

avec :

ρ : la densité de l'air dans les conditions normales de températures et de pression (approximativement 1.25 kg/m^3 à la pression atmosphérique à 15°C), [37] ;

V_1 : la vitesse du vent ;

S : la surface circulaire balayée par la turbine.

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \frac{V_2}{V_1}\right) \left(1 - \frac{V_2^2}{V_1^2}\right)}{2} \quad (\text{II.6})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation (II.6), (Figure II.2), on s'aperçoit que le ratio P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maximum de : $C_{pmax}(\lambda, \beta) = 16/27 = 0.593$

Ceci a été dérivé pour la première fois par A. Betz, c'est pourquoi on l'appelle le "facteur de Betz" ou "limite de Betz". Cette valeur est la valeur théorique maximale du coefficient de puissance, donc, l'efficacité théorique maximale qu'un convertisseur d'énergie éolienne peut avoir est 59,3%. Il est bien de mentionner que cette valeur du coefficient de puissance a été obtenue pour un convertisseur idéal de flux sans frottement, [38].

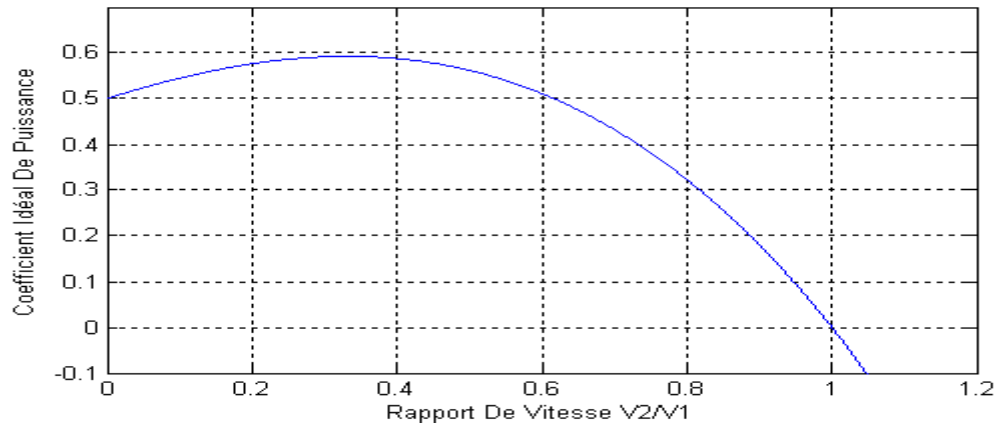


Figure (II.2): Limite de Betz

II-2-1- b) Conversion en énergie mécanique

En combinant les équations (II-1), (II-4) et (II-5), la puissance mécanique disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime comme suit :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3 \cdot C_p \quad (\text{II. 7})$$

C_p est le coefficient de puissance. Ce dernier représente le rendement de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine, [36].

L'efficacité de convertir la puissance du vent en puissance mécanique dans l'arbre du rotor est généralement donné comme fonction du rapport de vitesse au bout de pale d'hélice (λ) et l'angle d'orientation des pales (β).

Le rapport de vitesse en bout d'une éolienne est défini comme :

$$\lambda = \frac{\Omega_1 \cdot R}{V_1} \quad (\text{II.8})$$

où :

Ω_1 - la vitesse de la turbine ;

R -le rayon du rotor en mètres ;

V_1 - la vitesse du vent.

(λ) Appelée aussi vitesse spécifique ou (Tip-speed-ratio).

En tenant compte du rapport du multiplicateur G la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre après le multiplicateur est :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} \cdot C_p \left(\frac{\Omega_2 R}{G V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \tag{II.9}$$

avec Ω_2 : vitesse mécanique après multiplicateur

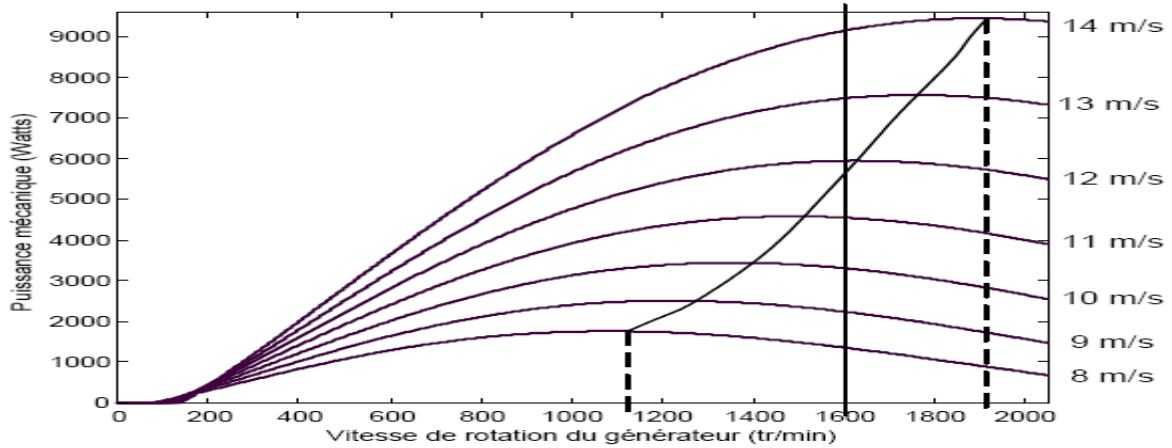


Figure II.3 : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donnée

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses du vent, (Figure II.3).

II-3 Modélisation de la turbine éolienne

II-3-1 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine.

La partie mécanique de la turbine qui sera étudiée comprend trois pales orientables et de longueur R . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse $\Omega_{turbine}$ qui est relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (Figure.II.4), [37].

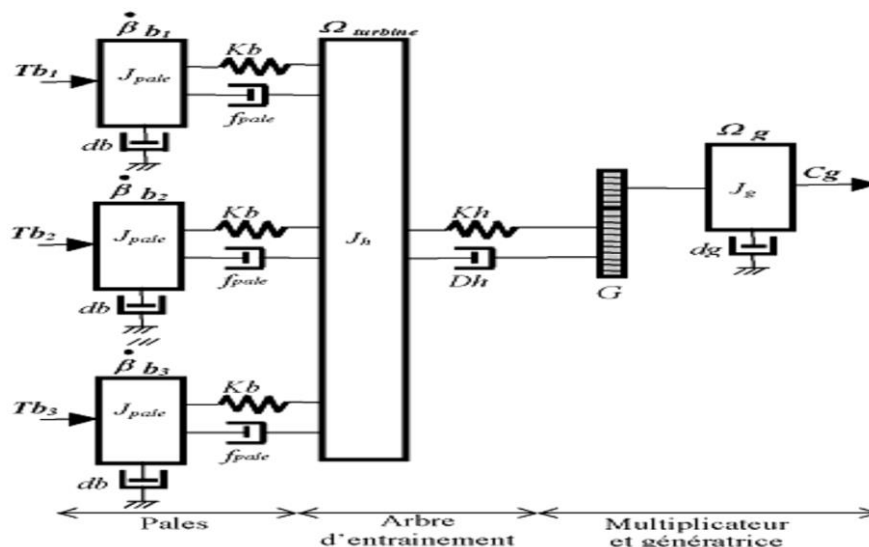


Figure.II.4: Système mécanique de l'éolienne

Les trois pales sont considérées à une conception identique et possèdent donc :

- la même inertie J_{pales} ;
- la même élasticité K_b ;
- le même coefficient de frottement par rapport à l'air db .

Ces pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support f_{pale} . Les vitesses d'orientations de chaque pale sont notées $\beta_{b1}, \beta_{b2}, \beta_{b3}$, chaque pale reçoit une force Tb_1, Tb_2, Tb_3 qui dépend de la vitesse du vent, qui lui est appliquée.

L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par :

- son inertie J_h ;
- son élasticité K_h ;
- son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur D_h .

Le rotor de la génératrice possède :

- une inertie J_g ;
- un coefficient de frottement d_g .

Ce rotor transmet un couple (C_g) à la génératrice électrique et tourne à une vitesse notée Ω_{mec} . Si on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toute les forces de poussée ($Tb_1 = Tb_2 = Tb_3$) ; alors, on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques, [33 ,36].

D'autre part, la conception aérodynamique des pales, leur coefficient de frottement par rapport à l'air (db) est très faible et peut être ignoré. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement sont négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté de la génératrice. On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses (Figure.II.5) dont la validité (par rapport au modèle complet) a déjà été vérifiée, [37,38].

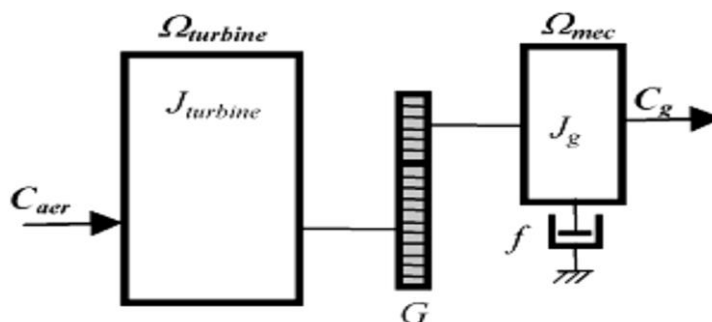


Figure.II.5 : Modèle simplifié de la turbine

II.3.2-Modèle de la turbine

Les variables d'entrée et sortie de la turbine éolienne peuvent se résumer comme suit :

- la vitesse du vent qui détermine l'énergie primaire à l'admission de la turbine ;
- les quantités spécifiques de la machine, résultantes particulièrement de la géométrie du rotor et la surface balayée par les pales de la turbine ;
- la vitesse de la turbine, l'inclinaison des pales, et l'angle de calage ;
- les quantités de sortie de la turbine sont la puissance ou le couple qui peuvent être contrôlés en variant les quantités d'entrée précédentes, [31].

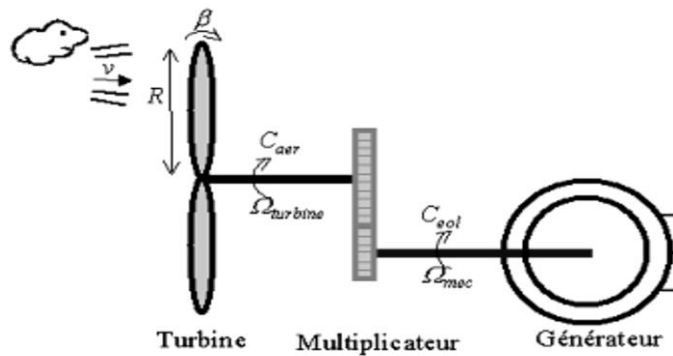


Figure II.6 : schéma du système à modéliser

La puissance du vent ou puissance éolienne est définie de la manière suivante:

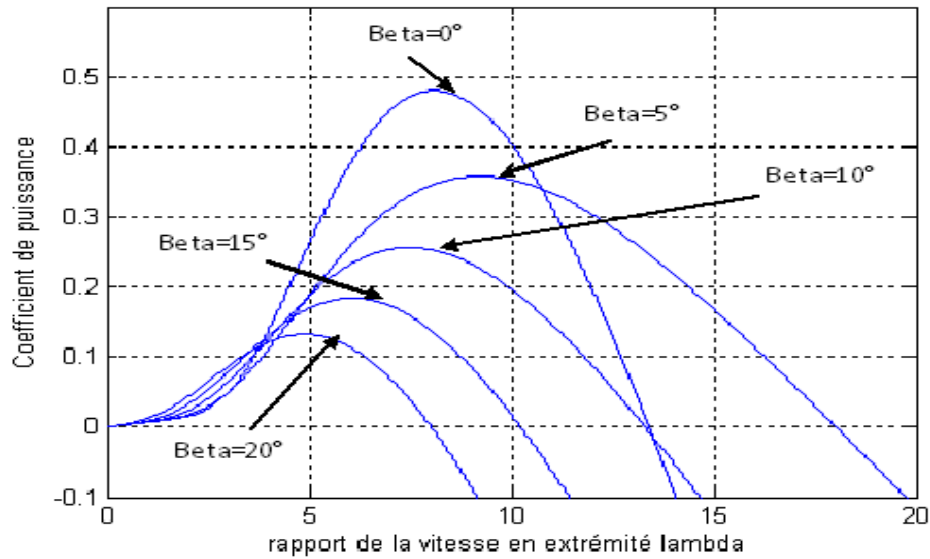
$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{II.10})$$

où

- ρ est la densité de l'air (approx. 1,25kg/m³ à la pression atmosphérique à 15°C) ;
- S est la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est déterminé par la longueur de la pale ;
- V est la vitesse du vent.

La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors :

$$P_{aer} = C_P \cdot P_V = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{II.11})$$



Figure(II.7) Caractéristique $(C_p-\lambda)$ des éoliennes pour les différentes valeurs de l'angle de calage β

Dans des cas réels, l'éolienne aura toujours un coefficient de puissance plus petit que le facteur de Betz à cause des pertes aérodynamiques qui dépendent de la conception du rotor et de la construction (nombre de pales, poids, rigidité, etc...).

Le coefficient de puissance est lié à la constitution de l'éolienne et dépend des profils des pales. On peut modéliser le coefficient de puissance avec une seule équation qui dépend du ratio de vitesse (λ) et l'angle d'orientation des pales (β).

Le coefficient de puissance peut être obtenu par des zones d'information ou en rapprochant le coefficient en utilisant la fonction analytique, [39,40].

Dans notre cas, la fonction analytique du coefficient de puissance employée pour modéliser la turbine est donnée comme suit [34] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(C_2 \frac{1}{A} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-C_5 \frac{1}{A}} + C_6 \lambda \quad (\text{II.12})$$

Les coefficients $C_1 - C_6$ peuvent être différents pour diverses turbines.

Les six coefficients ($C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6$) sont modifiés pour avoir un C_p maximal égal à 0.498 pour $\beta = 0^\circ$.

Le paramètre $\frac{1}{A}$ dépend de λ, β :

$$\frac{1}{A} = \frac{1}{\lambda + 0.008\beta} - \frac{0.0035}{1 + \beta^2} \quad (\text{II.13})$$

Pour la simulation, les valeurs des coefficients $C_1 - C_6$ ont été choisies comme suit:

$C_1=0.5872, C_2=116, C_3=0.4, C_4=5, C_5=21, C_6=0.0085$, on remplace (C_1-C_6) par leurs valeurs on trouve :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5872 \left(116 \frac{1}{A} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-21 \frac{1}{A}} + 0.0085 \lambda \quad (\text{II.14})$$

La figure (II.8) représente le coefficient de puissance résultant en fonction de la vitesse spécifique lorsque l'angle de calage est fixe et égal à $(\beta = \text{zéro})$, [38].

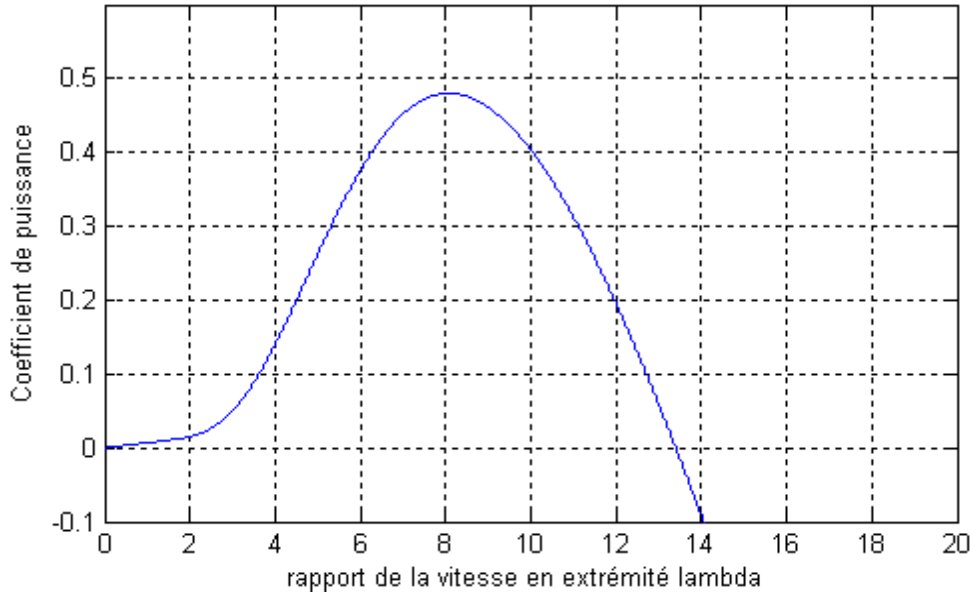


Figure (II.8) Coefficient de puissance C_p en fonction de λ pour $\beta=0$

La figure (II-7) représente le coefficient de puissance C_p (calculé à partir de l'équation $C_p(\lambda, \beta_i)$) en fonction du rapport de vitesse λ pour différents angles d'inclinaison des pales β_i

On remarque sur la figure (II.7) que plusieurs courbes sont représentées ; cependant nous nous sommes intéressés à celle qui possède le plus haut sommet, [36].

Cette courbe est caractérisée par le point optimal ($\lambda=8.1, C_{p\max}=0.48, \beta=0$) qui est le point correspondant au maximum du coefficient de puissance C_p et par conséquent au maximum de puissance mécanique récupérée.

Pour un fonctionnement à vitesse de rotation fixe, le coefficient λ varie avec la vitesse du vent. La puissance captée est maximale seulement pour une vitesse du vent donnée (généralement la vitesse nominale de fonctionnement), [37].

Le fonctionnement à vitesse de rotation variable permet d'optimiser l'énergie captée par l'éolienne, mais demande la mise en œuvre d'un convertisseur commandé, ce qui entraîne un surcoût par rapport à la vitesse fixe. La littérature donne un gain de puissance extrait variant entre 2% et 38%. Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (II.15)$$

II.3.2.1-Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur est de transformer la vitesse mécanique de la turbine en vitesse de la génératrice, et le couple aérodynamique en couple du multiplicateur selon les formules mathématiques suivantes :

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (II.16)$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{C_{tur}} \quad (II.17)$$

II-3-2.2- Equation dynamique de l'arbre de transmission

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie ($J_{turbine}$) cette inertie comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine.

Le modèle mécanique retenu, 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, [42] :

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (II.18)$$

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (II.19)$$

où :

J : l'inertie totale ramenée sur l'arbre de la génératrice, comprenant l'inertie de la turbine, de la génératrice, des deux arbres et du multiplicateur.

Le couple mécanique déduit de cette représentation simplifiée est la somme de tous les couples appliqués sur le rotor :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f \quad (II.20)$$

C_{em} : le couple électromagnétique ;

C_{mec} : le couple mécanique développé par la génératrice ;

C_g : le couple issu du multiplicateur ;

C_f : Le couple résistant dû aux frottements modélise par un coefficient de frottement visqueux f

$$C_f = f\Omega_{mec} \tag{II.21}$$

Les variables d'entrée de l'arbre de transmission sont donc : le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em}

A partir des équations précédentes, on établit le schéma bloc fonctionnel du modèle de la turbine représenté par la figure ci-dessous, [42,44].

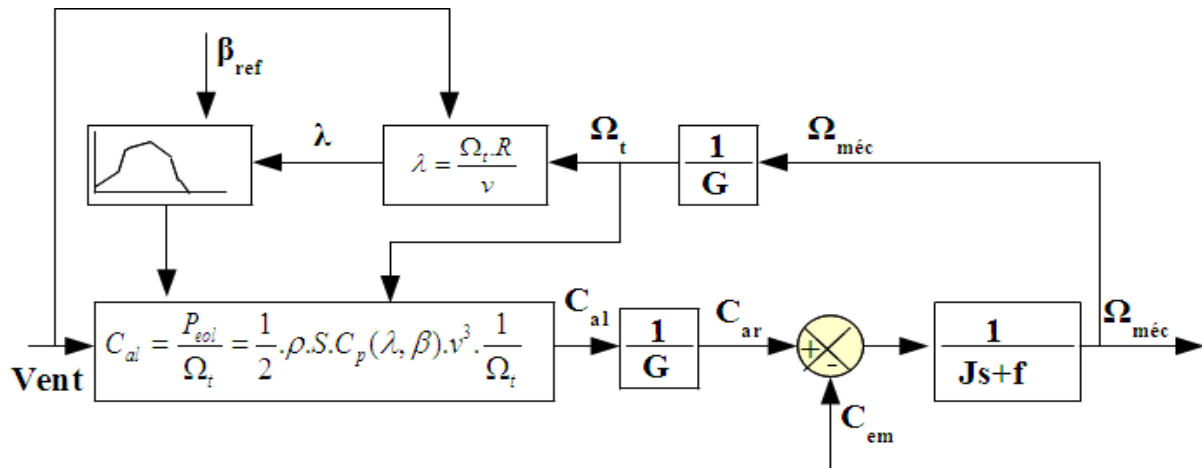


Figure (II.9)- Schéma bloc fonctionnel du modèle de la turbine

II.3.3.Résultats de simulation et interprétation

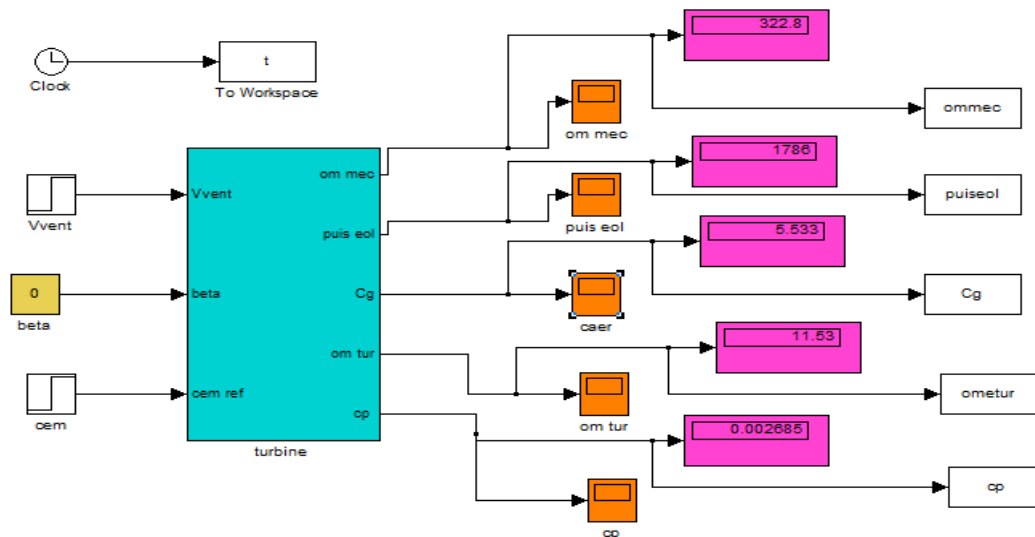
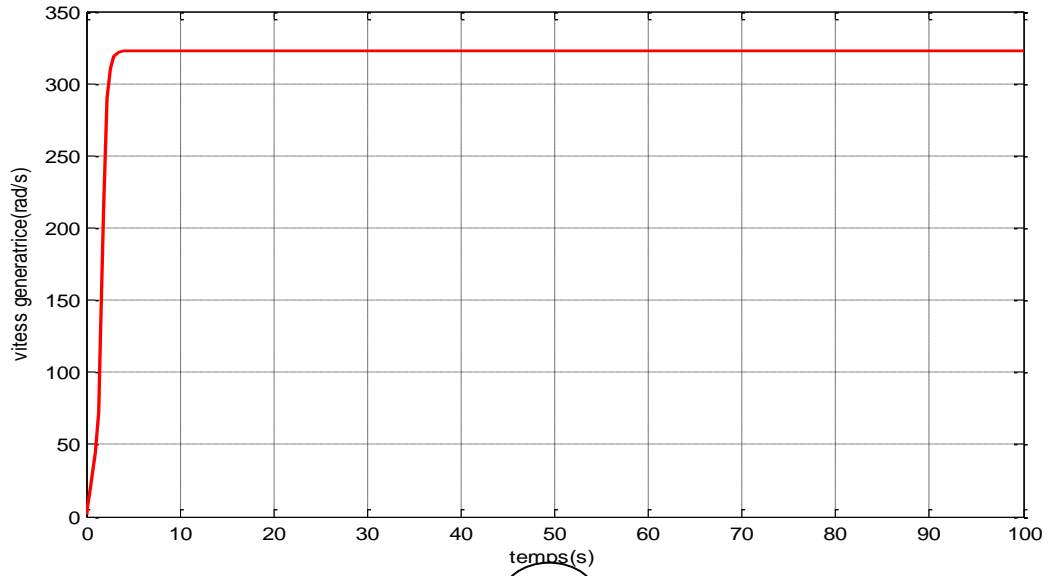
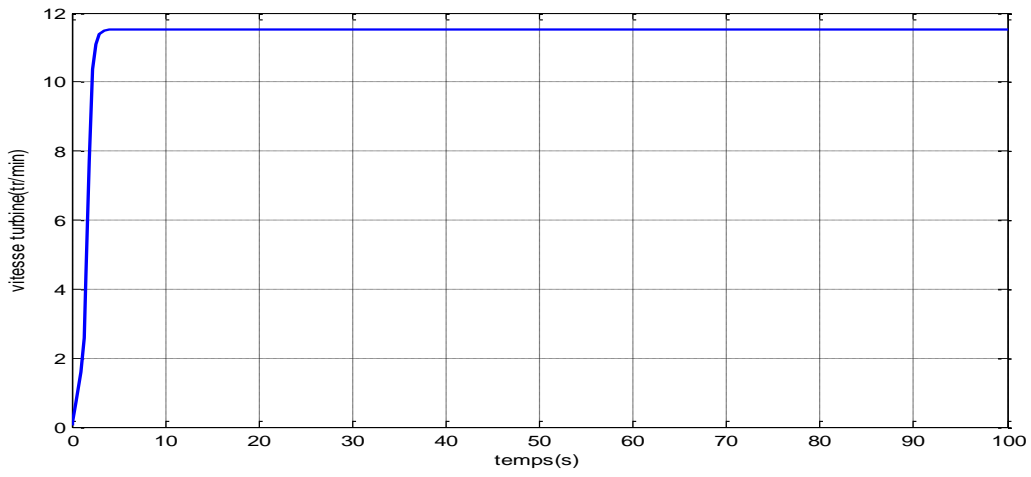


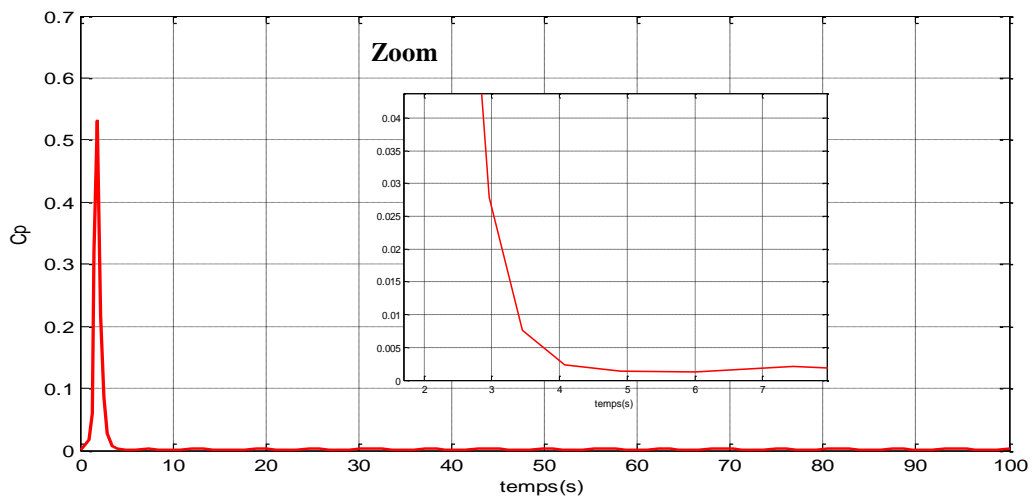
Figure (II.10) Modèle simulink de la turbine



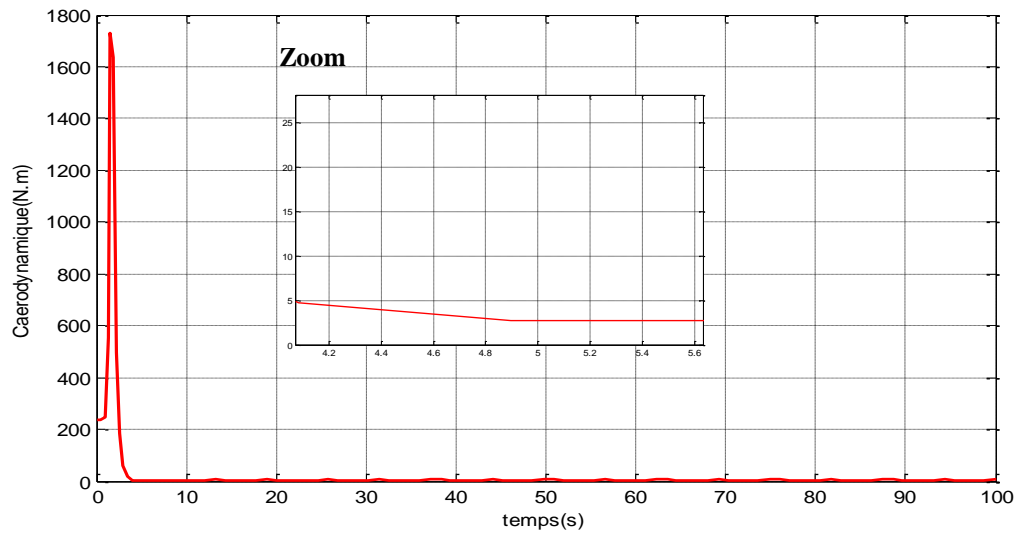
A



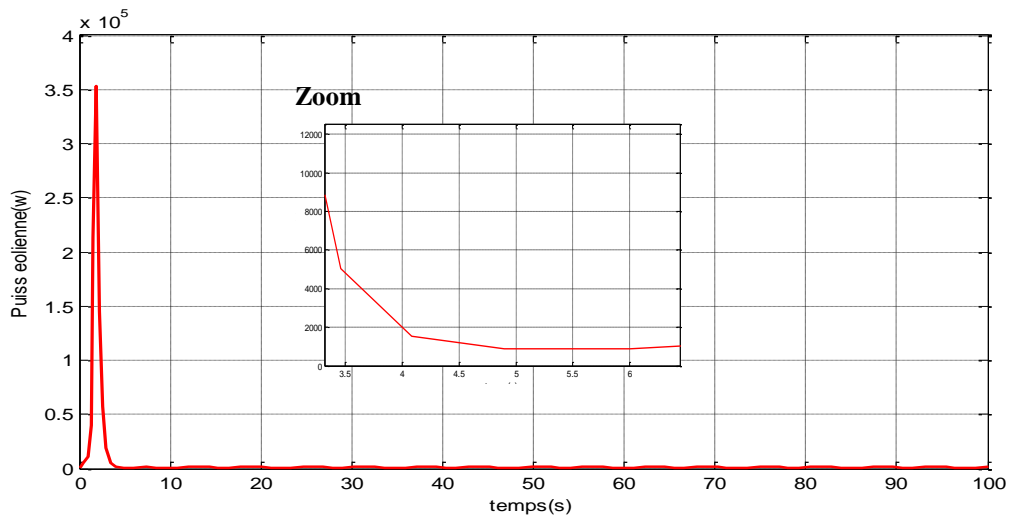
B



C



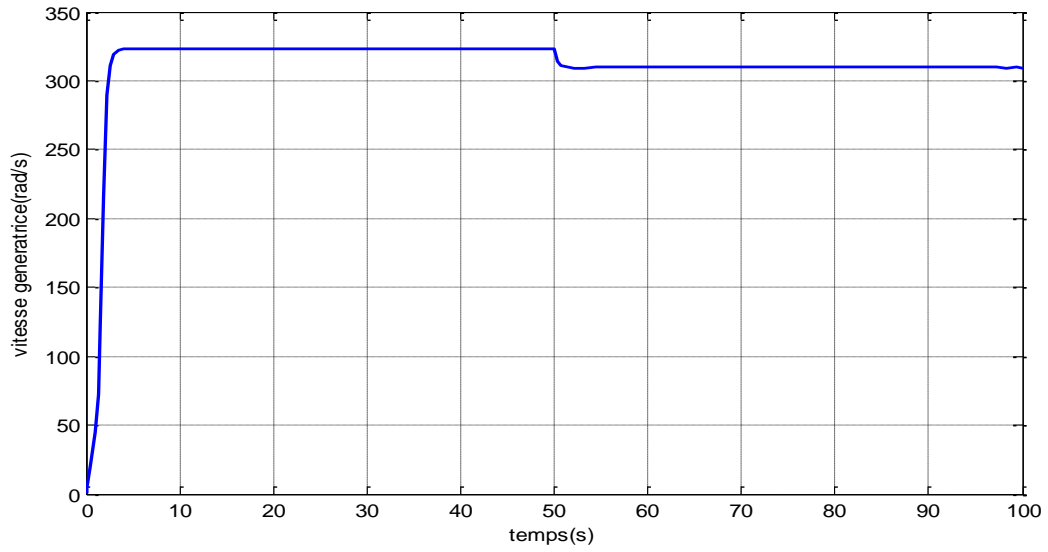
D



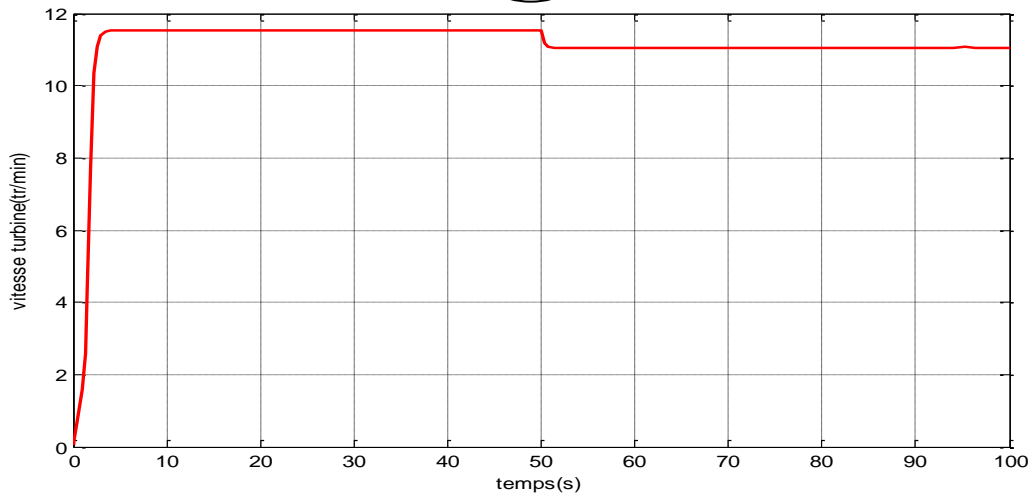
E

Figure (II.11) Résultats de simulation de la turbine éolienne avec une vitesse du vent 12m/s à vide

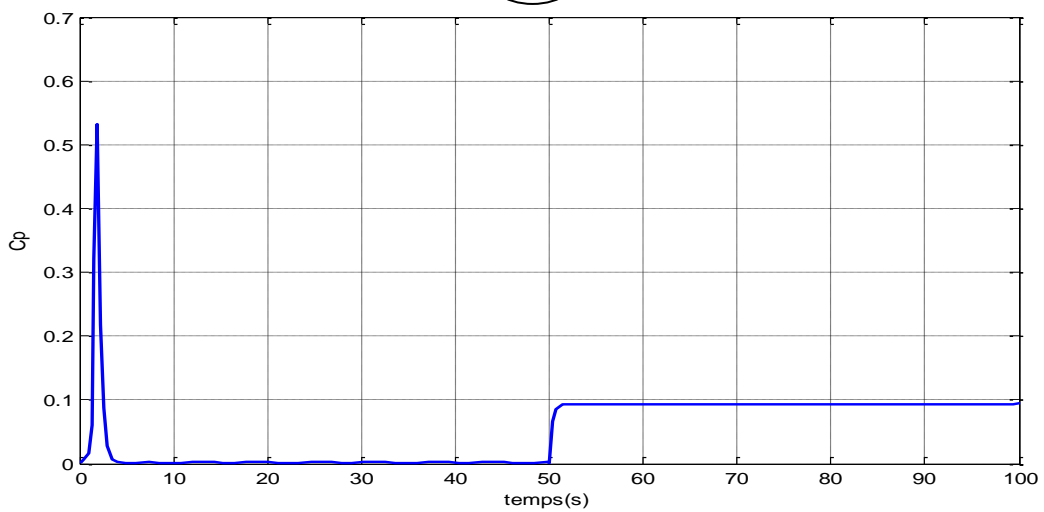
- A- la vitesse mécanique
- B- la vitesse de la turbine éolienne ;
- C- le coefficient de puissance ;
- D- le couple appliqué à la génératrice ;
- E - puissance éolienne.



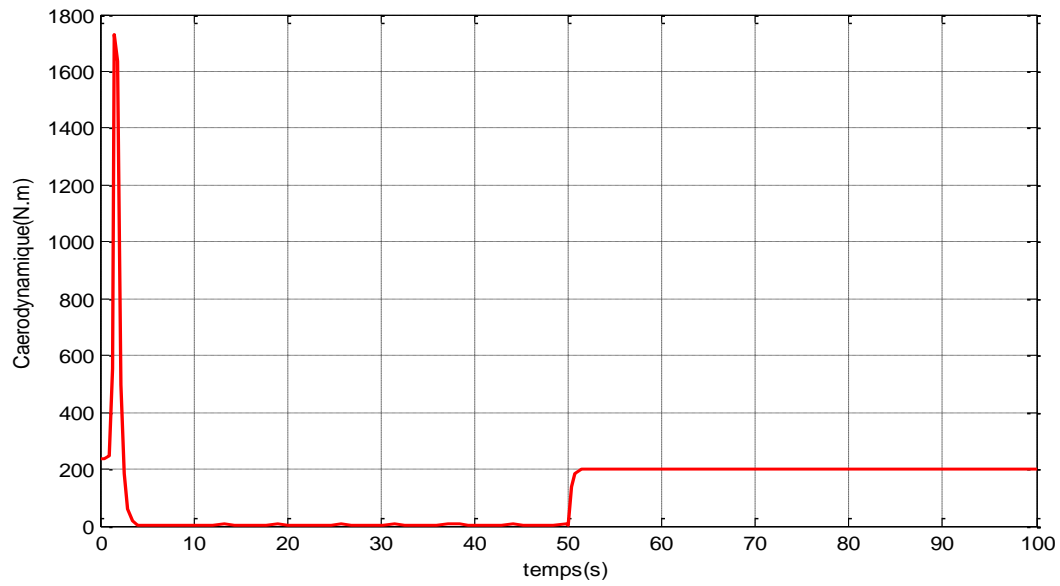
A



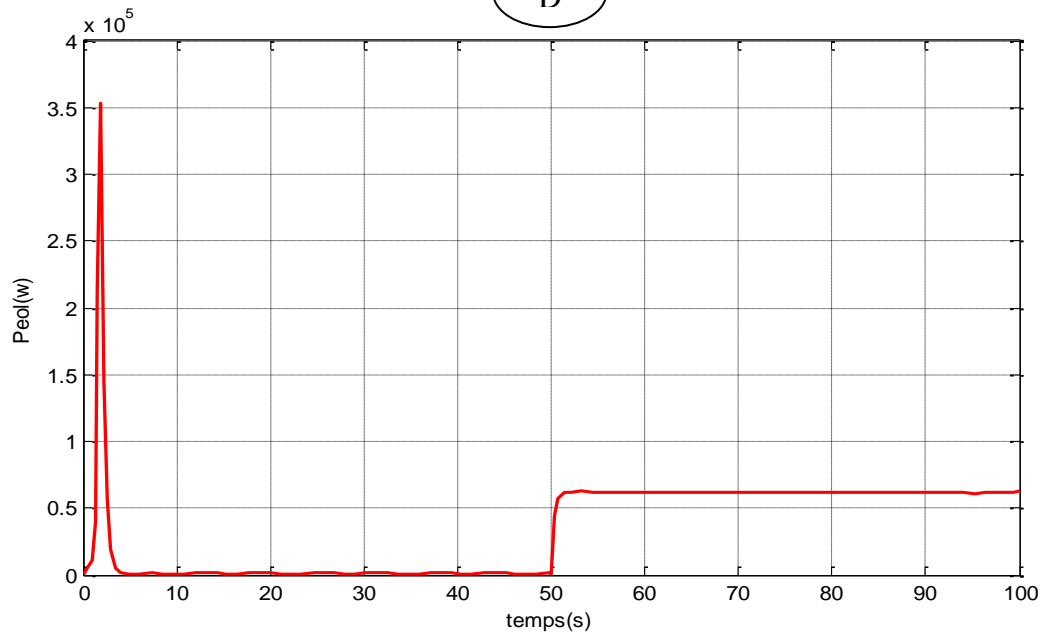
B



C



D



E

Figure (II.12) Résultats de simulation de la turbine éolienne avec une vitesse du vent 12m/s en charge $C_{em}=200 \text{ N.m}$

- A- la vitesse mécanique ;
- B- la vitesse de la turbine éolienne ;
- C- le coefficient de puissance ;
- D- le couple appliqué à la génératrice ;
- E- puissance éolienne.

La figure (II.11) et (II, 12) montrent une adaptation de la vitesse et de la puissance produite.

II-4 Stratégies de commande de la turbine éolienne

II.4.1 Caractéristique puissance-vitesse des éoliennes de grande puissance

La caractéristique Puissance-vitesse d'une éolienne peut se décomposer en quatre zones (Figure II.13).

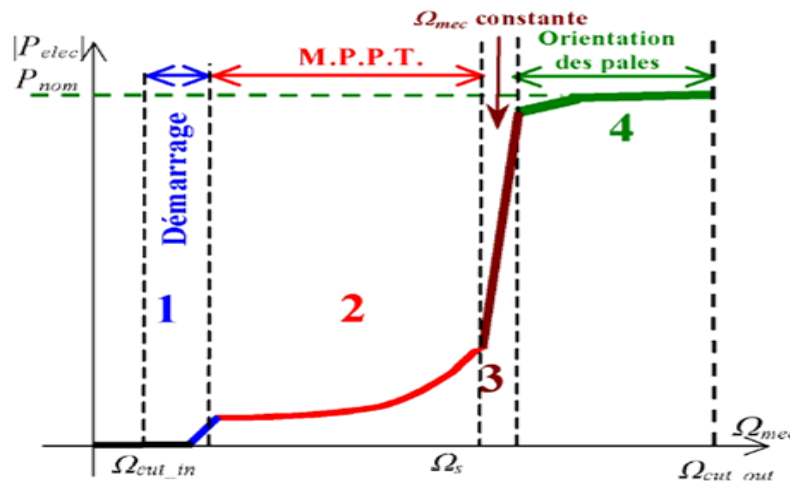


Figure. (II.13) – Caractéristique puissance- vitesse typique d'une éolienne de grande puissance

Quatre zones principales de fonctionnement peuvent être distinguées :

- **Zone 1** : c'est la zone de démarrage de la machine, elle commence lorsque la vitesse mécanique est supérieure à une certaine vitesse Ω_{cut-in} , [45].
- **Zone 2** : lorsque la vitesse de la génératrice atteint une valeur seuil, un algorithme de commande permettant l'extraction de la puissance maximale du vent est appliquée. Pour extraire le maximum de la puissance, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale, c'est à dire ($\beta = 0^\circ$), ce processus continue jusqu'à atteindre une certaine valeur de la vitesse mécanique, [42] ;
- **Zone 3** : l'éolienne fonctionne à vitesse constante. Dans cette zone, la puissance de la génératrice atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominale P_{nom} ;
- **Zone 4** : arrivée à la puissance nominale P_{nom} , une limitation de la puissance générée est effectuée à l'aide d'un système d'orientation des pales : « pitch control » ;
- au-delà de la vitesse $\Omega_{cut-out}$, un dispositif d'urgence est actionné de manière à éviter une rupture mécanique, [44].

En pratique, le passage de la zone 2 à la zone 4 est un peu particulier. En effet, la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique C_{em} en zone 2 et en zone 4 ; c'est la puissance qui doit être contrôlée par le dispositif d'orientation des pales. Le système d'orientation des pales a une dynamique bien plus lente que la dynamique électrique de la machine. Ainsi, la lenteur de la régulation de l'angle de calage peut entraîner un dépassement de la vitesse de rotation limite lors d'une rafale se produisant pendant un fonctionnement entre les zones 2 et 4. Il est dans ce cas, intéressant de concevoir une procédure permettant d'anticiper l'action du dispositif d'orientation en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation, dans cette zone 3 intermédiaires,[44,45].

II.4.2. Techniques d'extraction du maximum de la puissance (ZONE 2)

II.4.2.1 Bilan des puissances

La puissance capturée par une turbine éolienne à vitesse variable dépend de la vitesse de la génératrice. Il existe deux stratégies de commande qui permettent de maximiser la puissance électrique en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quel que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice MPPT :

- ✓ le contrôle sans asservissement de vitesse ;
- ✓ le contrôle avec asservissement de vitesse.

En régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer} diminuée des pertes est convertie directement en puissance électrique (figure II.14), [45].

$$P_{elec} = P_{aer} - Pertes \quad (II.22)$$

La puissance mécanique stockée dans l'inertie totale J et apparaissant sur l'arbre de la génératrice (P_{mec}) est exprimée comme étant le produit entre le couple mécanique (C_{mec}) et la vitesse mécanique :

$$P_{mec} = C_{mec} \cdot \Omega_{mec} \quad (II.23)$$

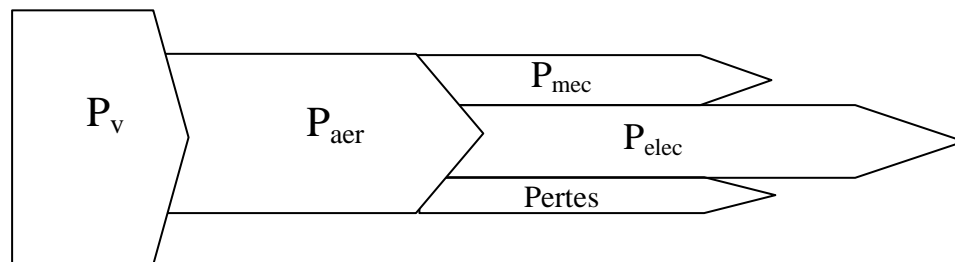


Figure. (II.14) – Diagramme de conversion de puissance

II.4.2.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

a)- Principe général

On suppose que la machine électrique et son variateur sont idéaux et quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence, [72].

$$C_{em} = C_{em-ref} \quad (II.24)$$

Les techniques d'extraction du maximum de puissance consistent à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée.

La vitesse est influencée par l'application de trois couples : un couple éolien, un couple électromagnétique et un couple résistant. En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples, le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} figure(II.9), [73].

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J} (C_g - f \cdot \Omega_{mec} - C_{em}) \quad (II.25)$$

Le couple électromagnétique de référence C_{em-ref} est obtenu par :

$$C_{em-ref} = C_{ass} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II.26)$$

Où

C_{ass} : est le régulateur de vitesse.

Ω_{ref} : est la vitesse mécanique de référence.

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

$$\Omega_{ref} = G \cdot \Omega_{turbine-ref} \quad (II.27)$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale du ratio de vitesse λ_{Cpmax} (à β constant et égal à 0) permettant d'obtenir la valeur maximale du C_p , elle est obtenue par l'équation suivante :

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{\lambda_{cpmax} \cdot V}{R} \quad (II.28)$$

b-) Conception du correcteur de vitesse

L'action du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches :

- il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence ;
- il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

La représentation simplifiée sous forme de schéma bloc se déduit facilement (figure II.15), [48].

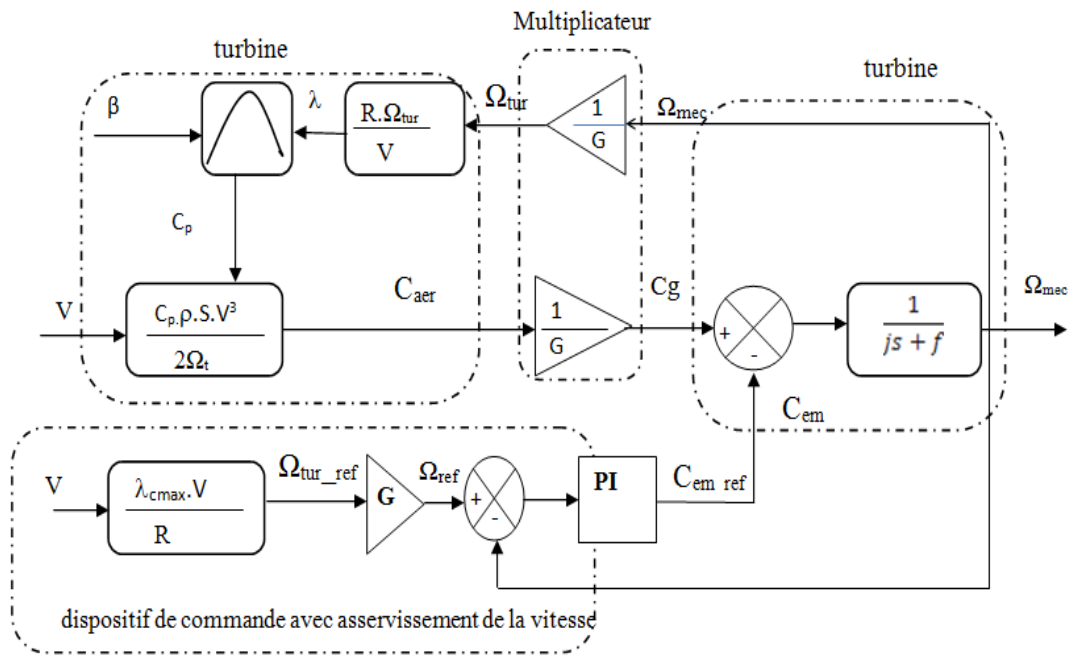


Figure.(II.15) – Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Dans notre cas, on utilise le correcteur Proportionnel Intégral (PI).

II.4.2.2.1. Résultats de simulation de la commande avec asservissement de vitesse

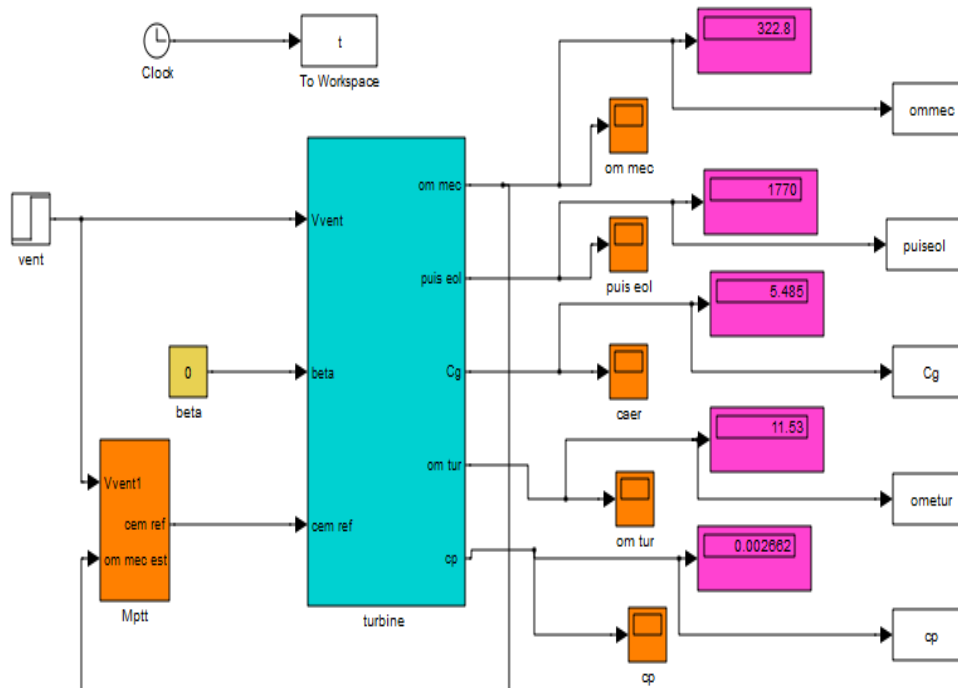
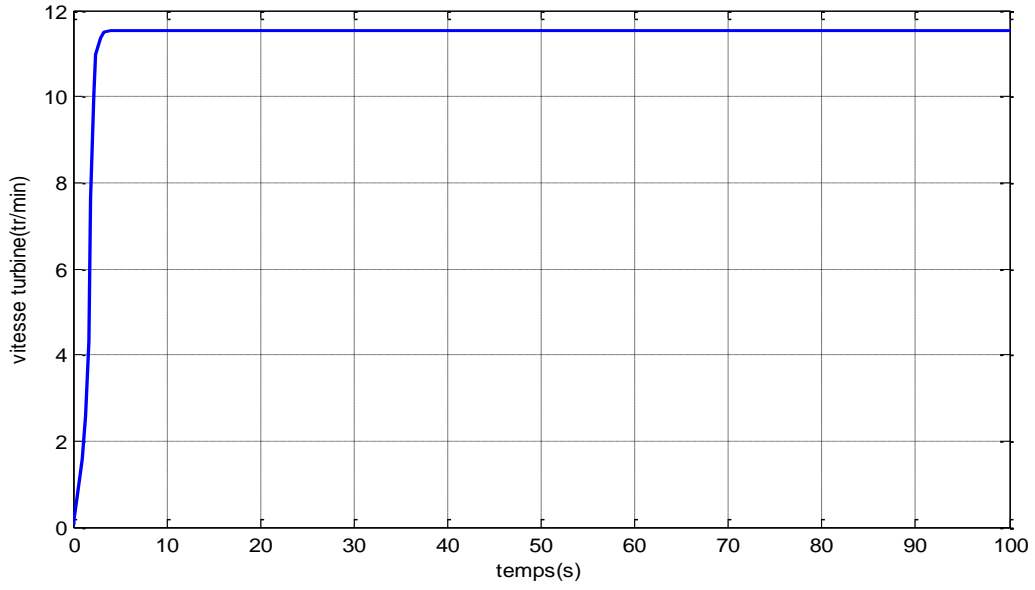
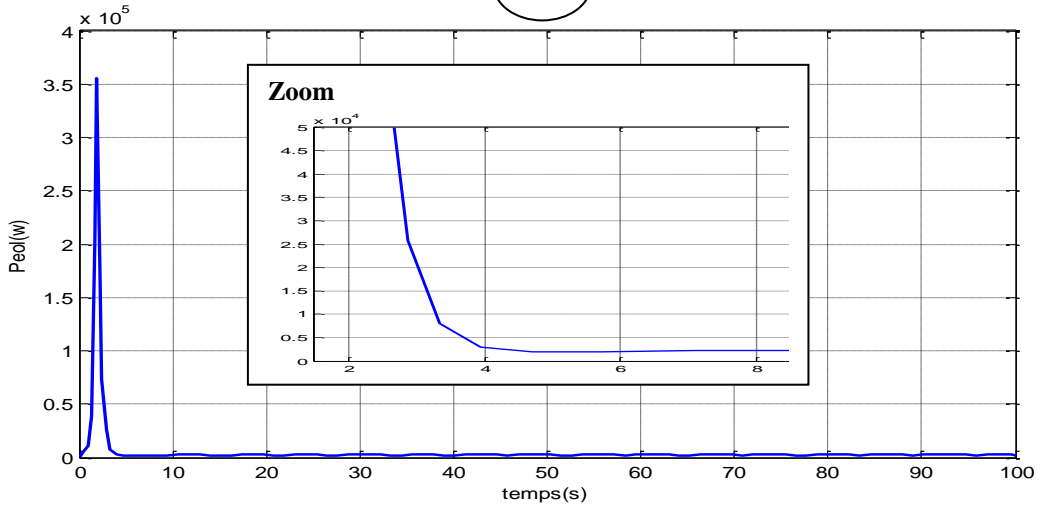


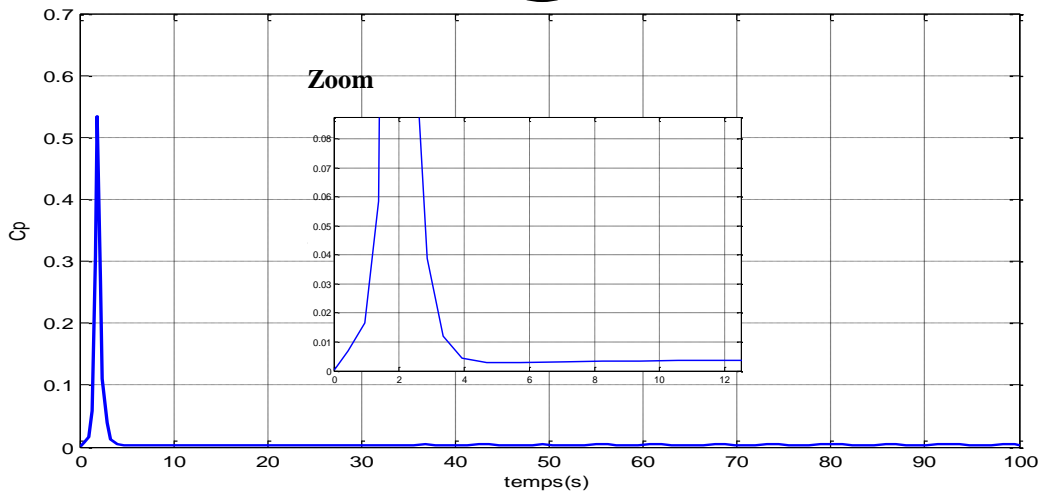
Figure (II.16). MPPT de la turbine avec asservissement de vitesse



A



B



C

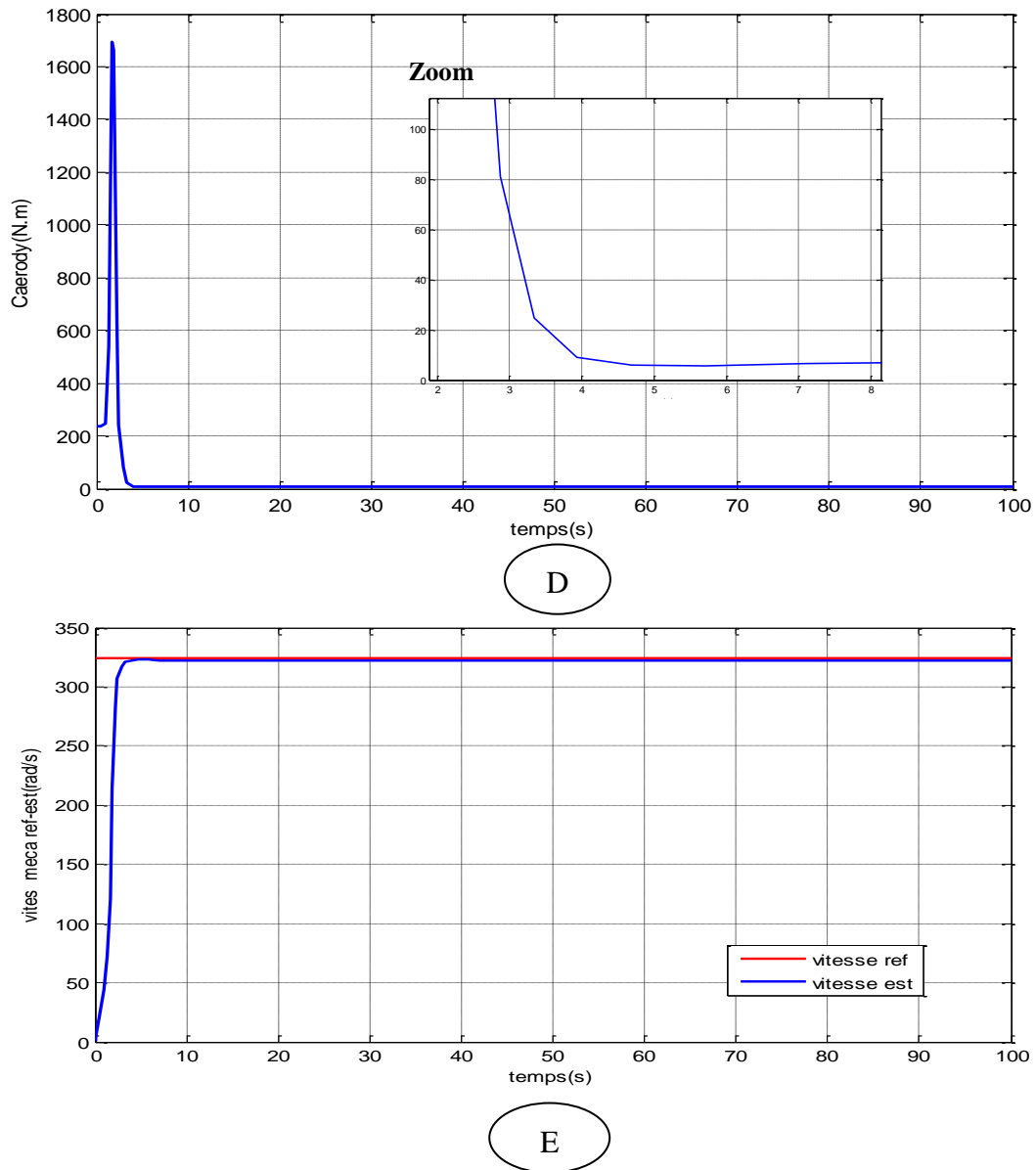


Figure (II.17) Résultats de simulation de la turbine éolienne avec asservissement de vitesse

- A- la vitesse de la turbine éolienne ;
- B- Puissance éolienne ;
- C- le coefficient de puissance ;
- D- le couple applique à la génératrice ;
- E- la vitesse mécanique (estimé avec sa référence).

Ces résultats montrent qu'un meilleur contrôle en boucle fermée de la vitesse est obtenu en régime transitoire et en régime permanent. Ce contrôle est très dynamique et la puissance obtenue est donc plus importante, [56,57].

II.4.2.3 Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse

La plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse. La commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine, [56]:

$$J \cdot \frac{d\Omega_{\text{mec}}}{dt} = C_{\text{mec}} = 0 = (C_g - C_{\text{em}} - C_{\text{vis}}) \quad (\text{II.29})$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($C_{\text{vis}} = 0$), on obtient

$$C_{\text{em}} = C_g \quad (\text{II.30})$$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien :

$$C_{\text{em-ref}} = \frac{C_{\text{aer-estimé}}}{G} \quad (\text{II.31})$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équation (II.15) :

$$C_{\text{aer-estimé}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{\text{turbine-estimé}}} \cdot V_{\text{estimé}}^3 \quad (\text{II.32})$$

Une estimation de la vitesse de la turbine $\Omega_{\text{turbine-estimé}}$ est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique :

$$\Omega_{\text{turbine-estimé}} = \frac{\Omega_{\text{mec}}}{G} \quad (\text{II.33})$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation

$$V_{\text{estimé}} = \frac{\Omega_{\text{turbine-estimé}} \cdot R}{\lambda} \quad (\text{II.34})$$

En regroupant ces quatre équations (II.31, 32, 33,34), on obtient une relation globale de contrôle :

$$C_{\text{em-ref}} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{\text{mec}}^2}{G^3} \quad (\text{II.35})$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur C_{pmax} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} .

Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda_{cpmax}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \tag{II.36}$$

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

$$C_{em-ref} = A \cdot \Omega_{mec}^2 \tag{II.37}$$

avec

$$A = \frac{C_p}{\lambda_{cpmax}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{1}{G^3} \tag{II.38}$$

La représentation sous forme de schéma bloc est montrée à la figure (II.18)

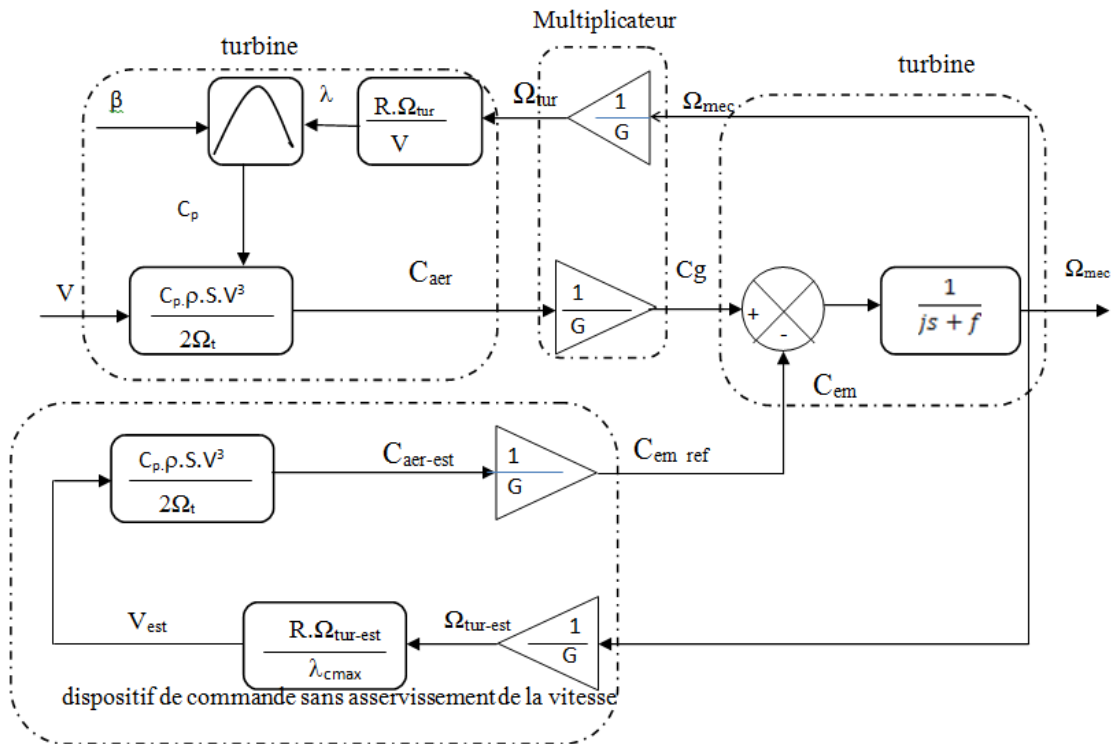
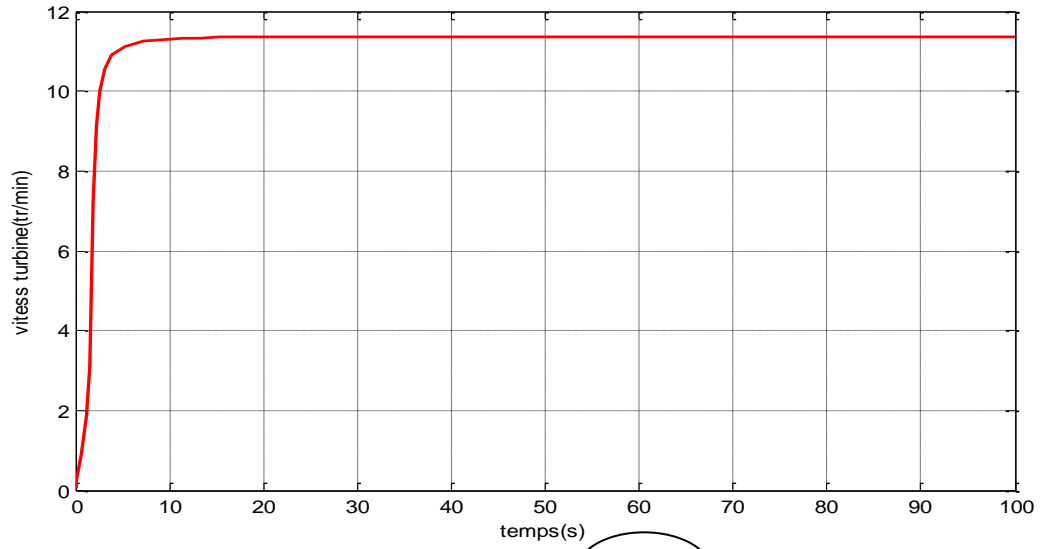
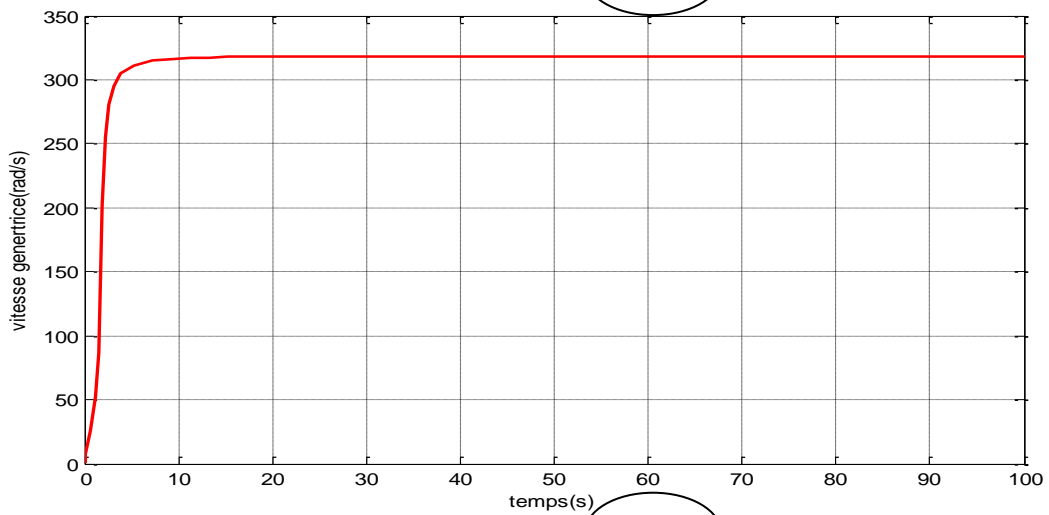


Figure. (II.18) – Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse

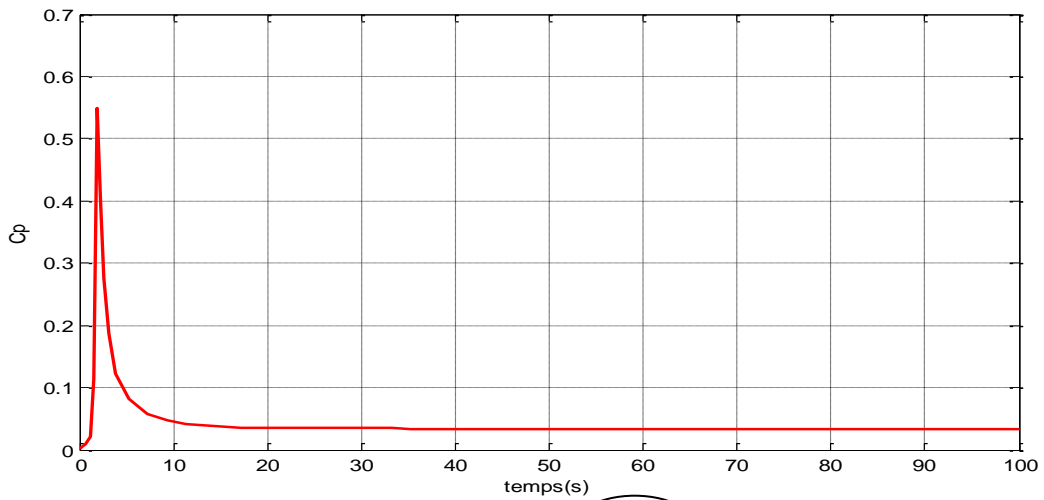
II.4.2.3.1. Résultats de simulation de la commande sans asservissement de vitesse



A



B



C

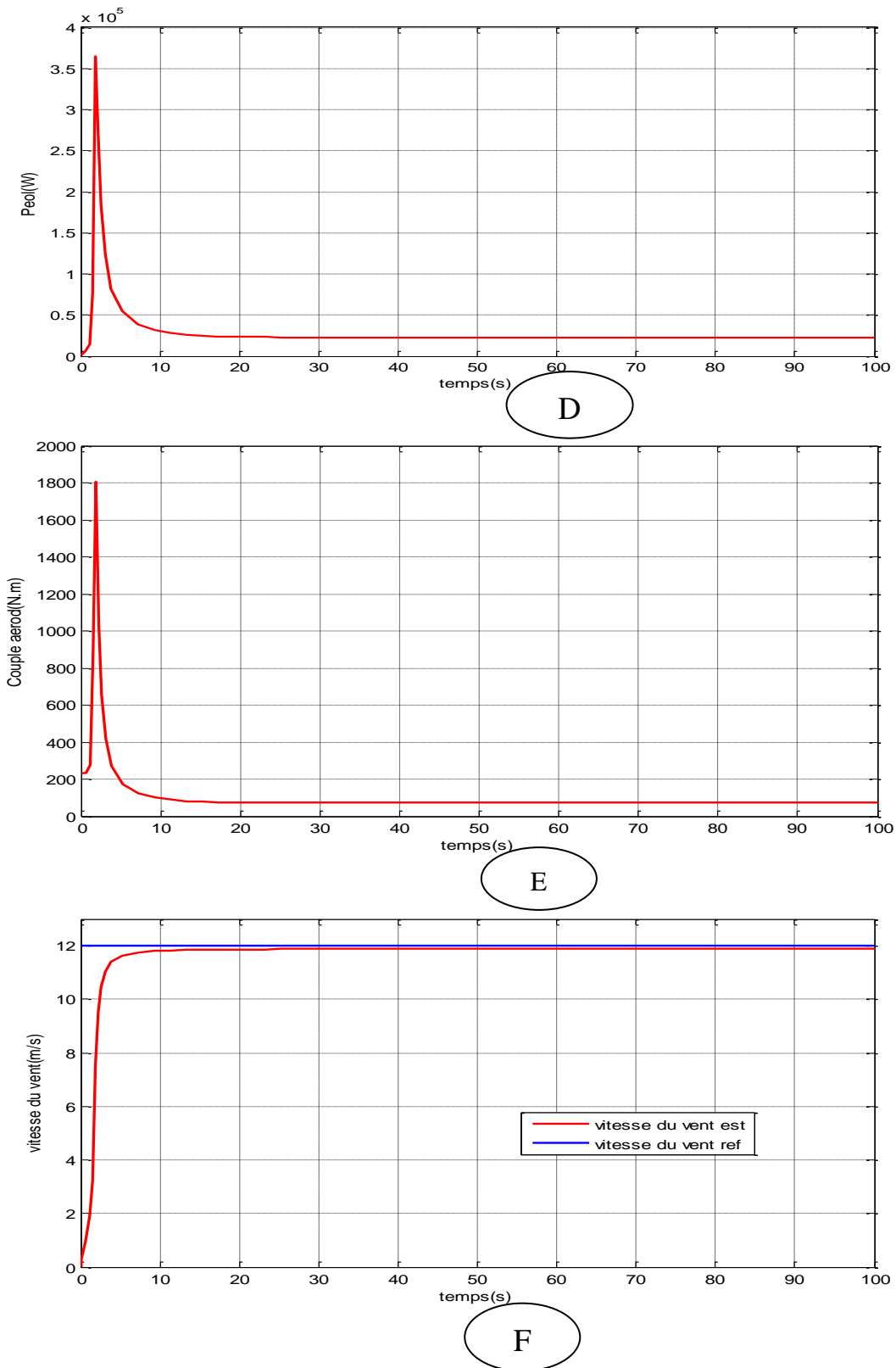


Figure (II. 19) Résultat de simulation de la turbine éolienne sans asservissement de vitesse

- A- la vitesse de la turbine éolienne ;
- B- la vitesse mécanique ;
- C- le coefficient de puissance ;
- D- Puissance éolienne ;
- E- le couple appliqué à la génératrice ;
- F- la vitesse du vent (estimé avec sa référence).

Les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande montrent que les variations de la vitesse et de la puissance électrique de la génératrice sont adaptées à la variation de la vitesse du vent, (Figure II-19).

II.5. Fonctionnement à vitesse constante (zone 3)

Lorsque la vitesse de la turbine arrive à environ 90% de la vitesse nominale, la turbine ne doit plus être contrôlée pour extraire le maximum de la puissance éolienne. La vitesse de la turbine doit alors être rendue constante. Ce mode de contrôle correspond à la zone 3 du fonctionnement de la turbine (figure II.13). Pour ce faire, deux moyens sont mis en œuvre :

- une orientation des pales pour réduire la portance ;
- un réglage électrique de la vitesse.

Nous ne détaillons pas le principe de réglage de l'angle de la pale car on va l'expliquer dans la partie suivante.

L'algorithme de maximisation de la puissance (M.P.P.T.) doit être remplacé par un algorithme permettant d'obtenir un fonctionnement à vitesse constante. Deux cas sont à envisager (avec asservissement de vitesse et sans asservissement de vitesse).

Lorsqu'un contrôle avec asservissement de vitesse est utilisé, il suffit d'appliquer une vitesse de référence constante plutôt que celle générée par l'algorithme de maximisation de puissance, (figure II.20). [24].

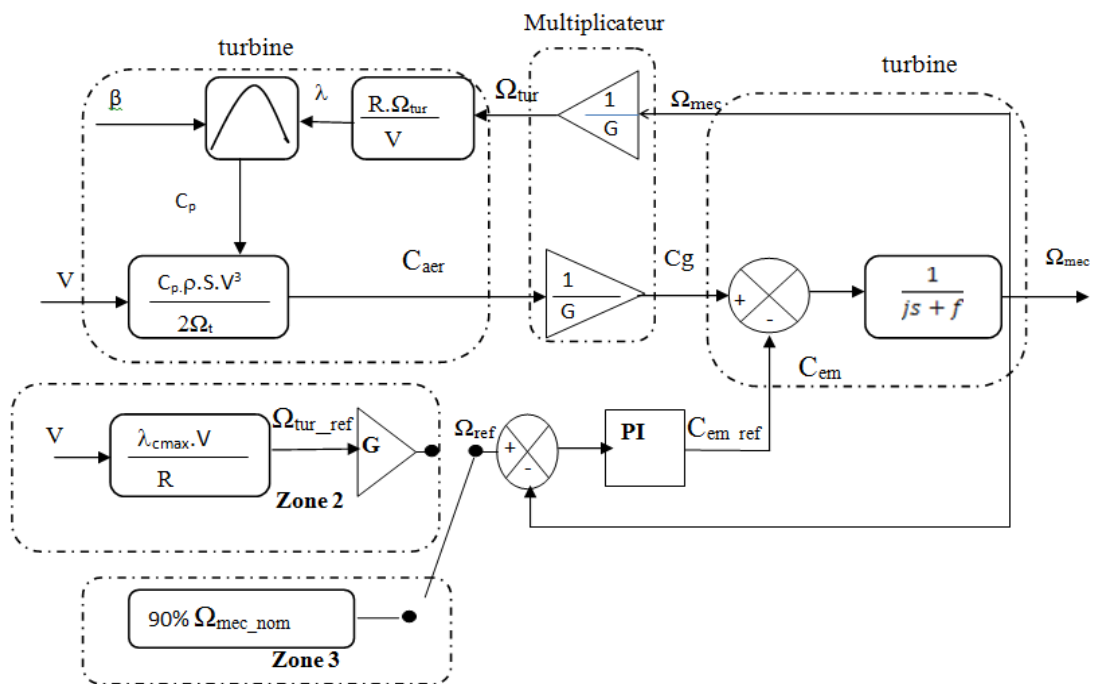


Figure. (II.20) – Fonctionnement à vitesse constante en zone 3 et asservissement de vitesse

Lorsqu'un contrôle sans asservissement de vitesse est utilisé, le ratio de vitesse doit être réglé pour maintenir une vitesse constante, (figure II.21). Pour cela, on utilise une mesure de la puissance électrique (P_{elec}) qu'on suppose égale à la puissance aérodynamique, [6].

$$P_{elec} = P_{aer} \tag{II.39}$$

$$P_{elec} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \tag{II.40}$$

Précédemment, on a montré que pour ce mode de réglage, la vitesse du vent est liée à la vitesse de la turbine. On a donc :

$$P_{elec} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{1}{\lambda^3} \cdot R^3 \cdot \Omega^3 \tag{II.41}$$

Donc la relation λ pour obtenir une vitesse constante s'écrit :

$$\lambda_{\Omega\text{constante}} = \sqrt[3]{\frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{1}{P_{elec}} \cdot R \cdot \Omega_{\text{turbine-estime}}} \tag{II.42}$$

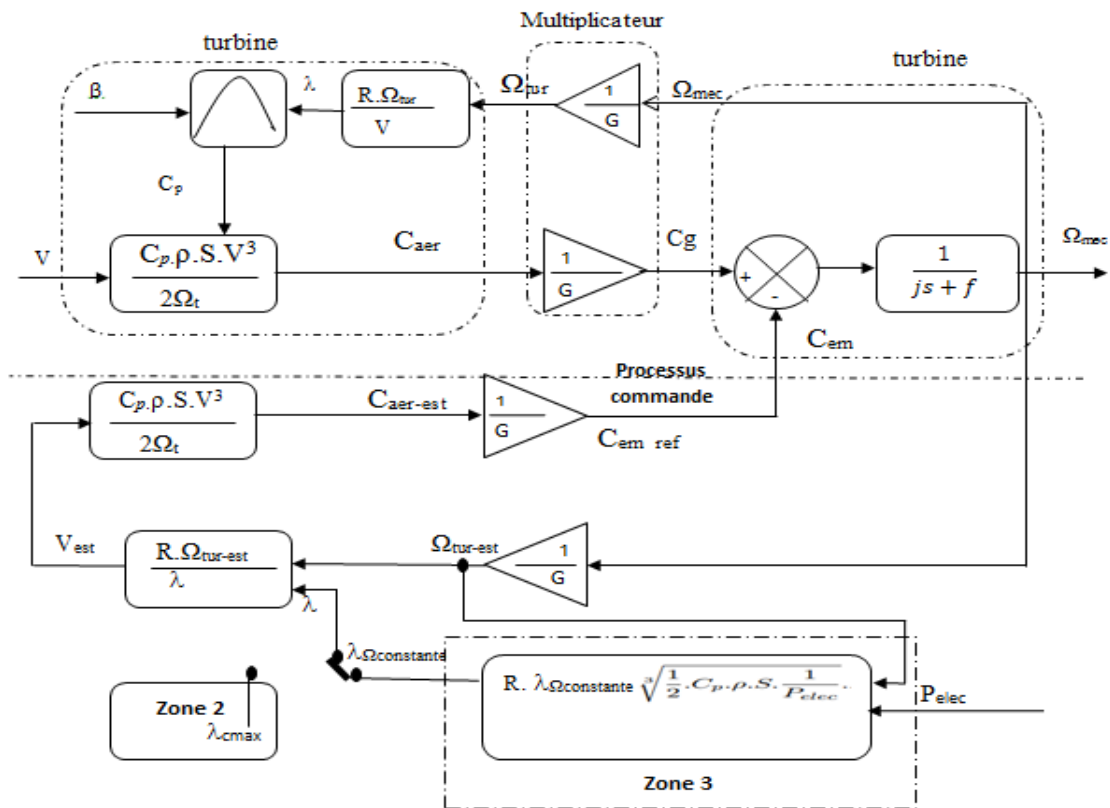
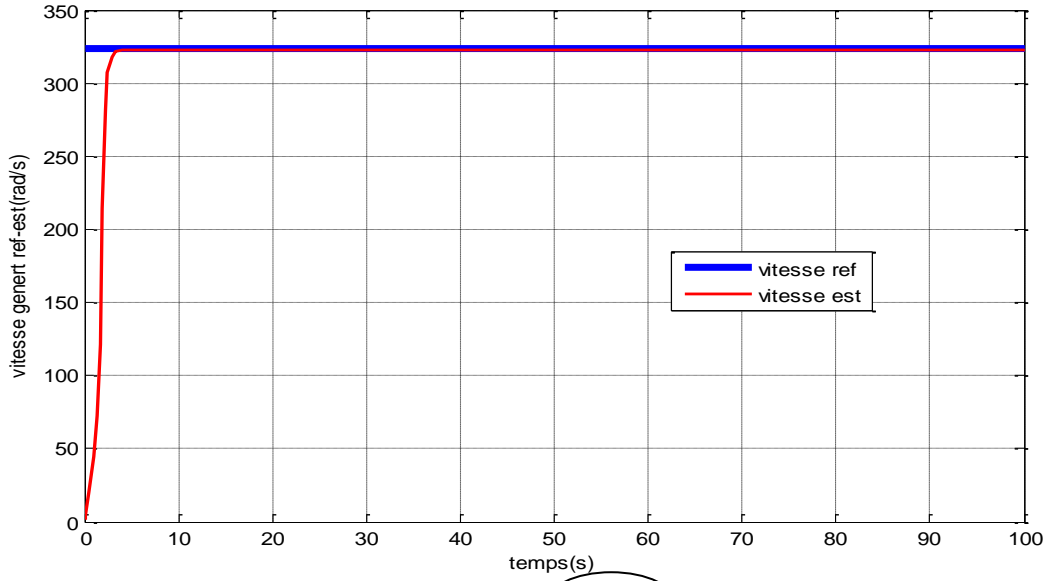


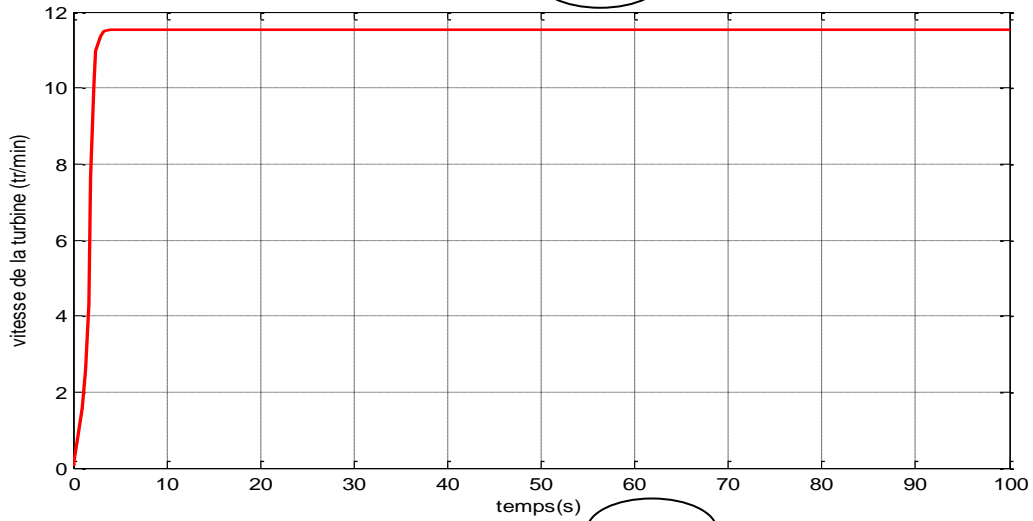
Figure. (II.21) – Fonctionnement à vitesse constante en zone 3 sans asservissement de vitesse

II.5.1. Résultats de simulation de la commande avec une vitesse constante

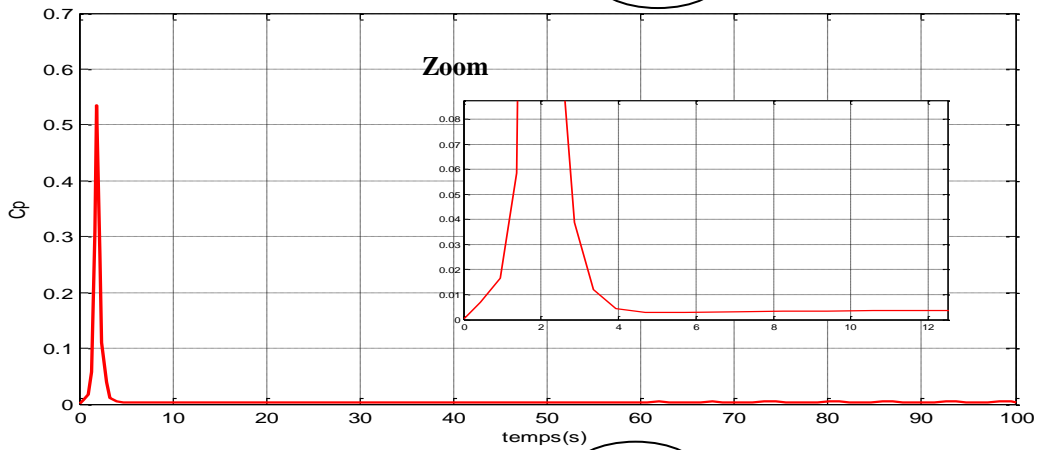
a)-avec asservissement de vitesse



A



B



C

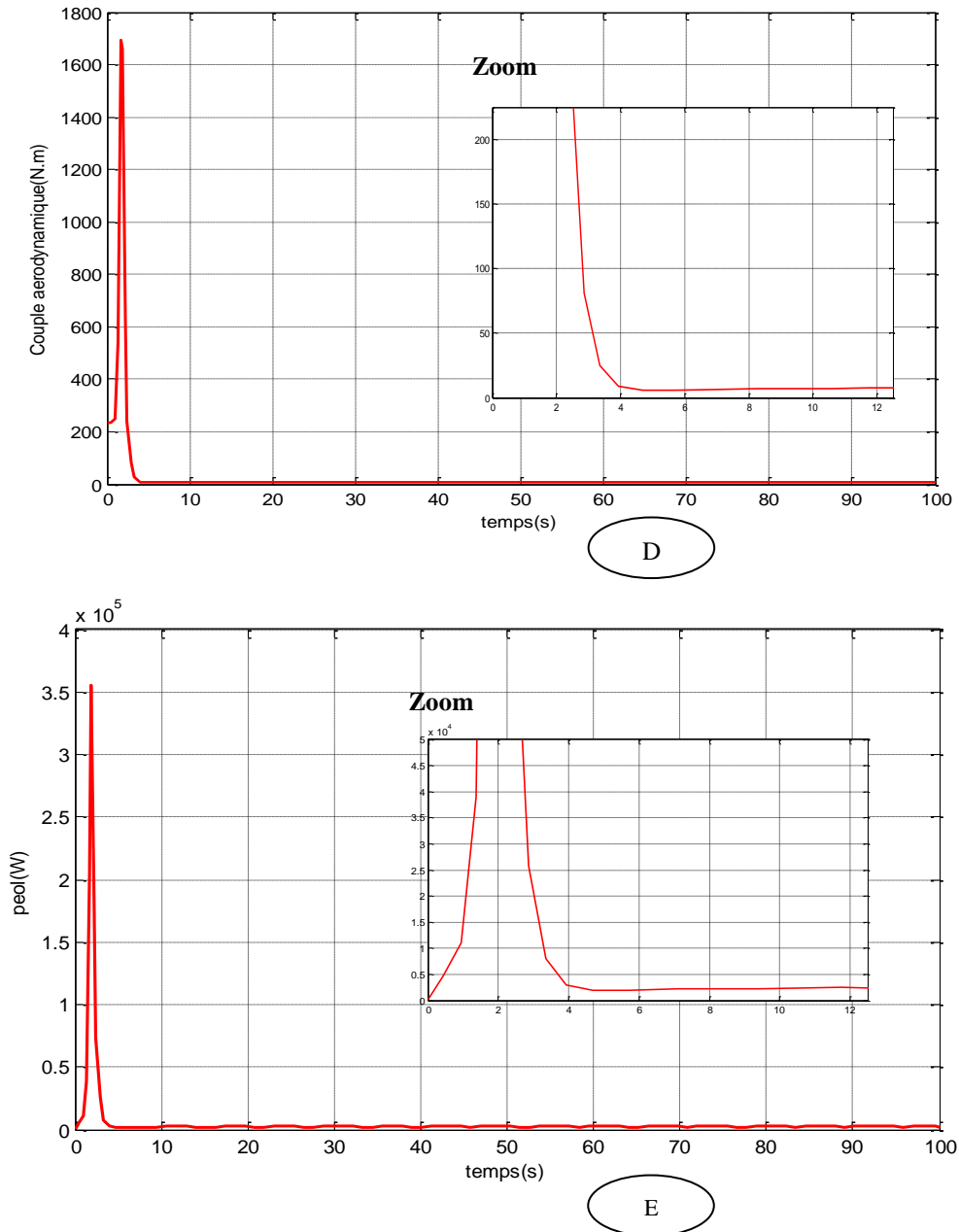
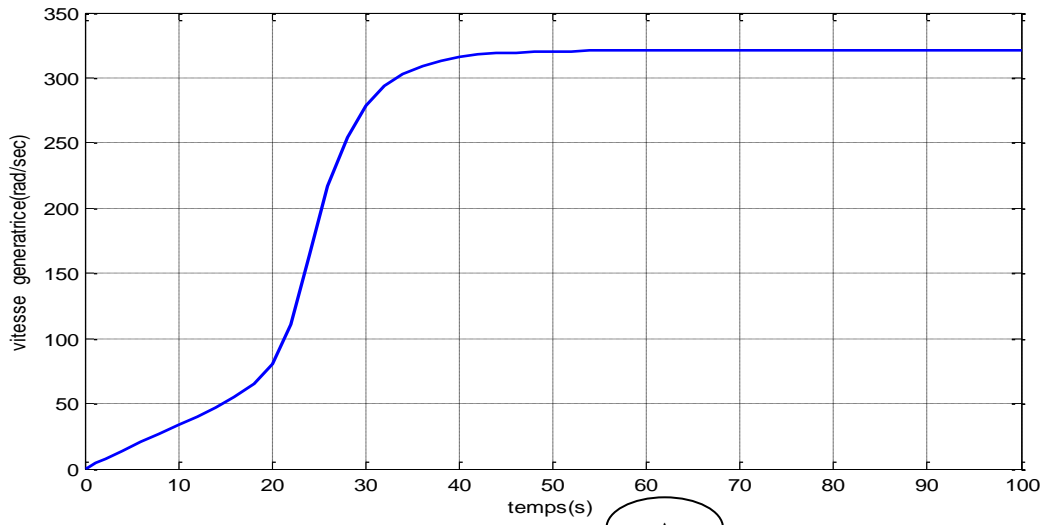


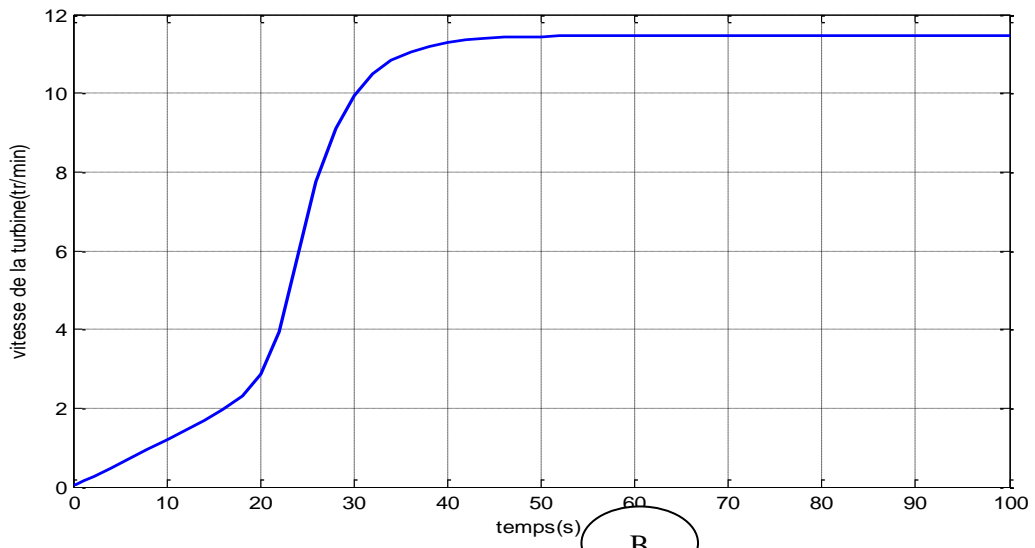
Figure (II. 22) Résultats de simulation de la turbine éolienne a vitesse constante et avec asservissement de vitesse

- A- la vitesse mécanique (estimé et sa référence) ;
- B- la vitesse de la turbine éolienne ;
- C- le coefficient de puissance ;
- D- le couple appliqué à la génératrice ;
- E- puissance éolienne.

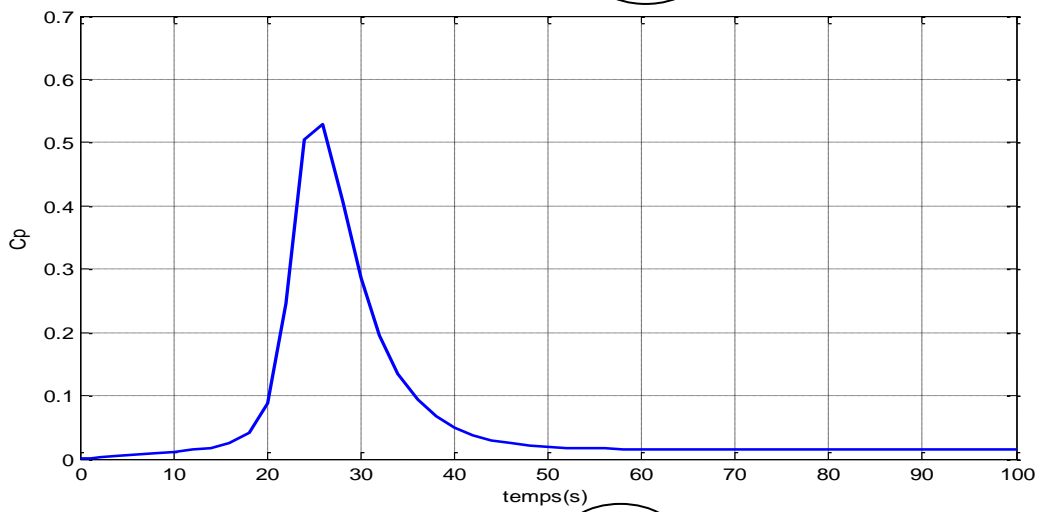
b)-sans asservissement de vitesse



A



B



C

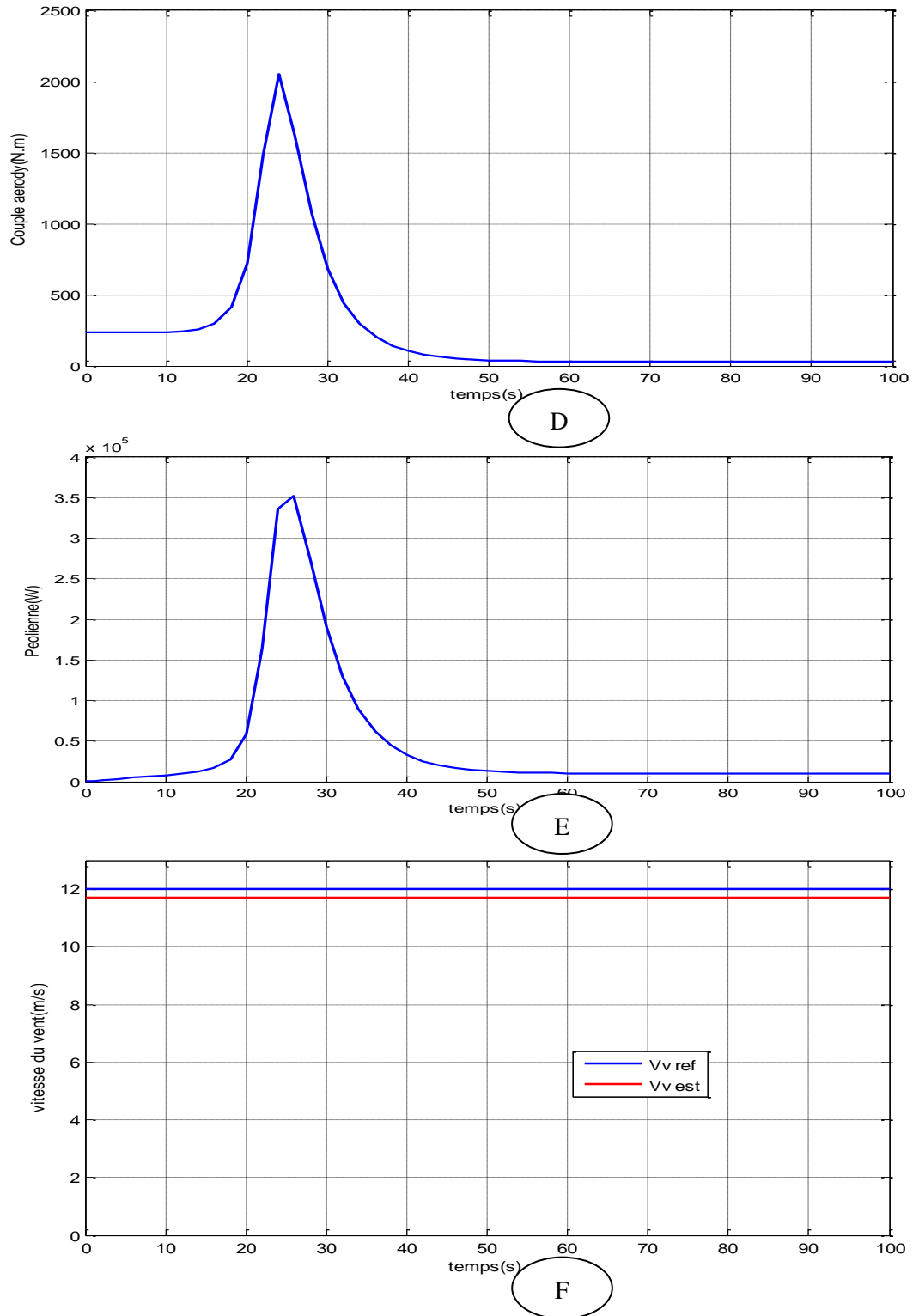


Figure (II. 23) Résultat de simulation de la turbine éolienne a vitesse constante et sans asservissement de vitesse

- A- la vitesse mécanique ;
- B- la vitesse de la turbine éolienne ;
- C- le coefficient de puissance ;
- D- le couple appliqué à la génératrice ;
- E- puissance éolienne ;
- F- la vitesse du vent.

II.6 Modélisation du système d'orientation des pales (ZONE4)

II.6.1. Généralités :

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite de la génératrice à sa valeur nominale :

- un système d'orientation des pales qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante (zone 4 de la figure **II.13**) ;
- un système à décrochage aérodynamique qui consiste à concevoir la forme des pales de manière à augmenter les pertes de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent.

Les éoliennes à vitesse fixe de petites puissances utilisent généralement le système à décrochage dynamique, plus économique. Les éoliennes à vitesse variable, de puissance nettement supérieure, utilisent un système d'orientation des pales. Les constructeurs justifient ces choix par des considérations technico-économiques.

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée. Avec un tel système, la pale est tournée par un dispositif de commande appelé « pitch control », [66].

En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basses vitesses, puis, pour les fortes vitesses de vent, s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance. Elles atteignent la position " en drapeau " à la vitesse maximale.

Le système de régulation de la puissance par orientation des pales possède les avantages suivants :

- il permet d'effectuer un contrôle actif de la puissance pour de larges variations du vent (bien sûr en dessous de la limite de sécurité) ;
- il offre une production d'énergie plus importante que les éoliennes à décrochage STALL pour la plage de fonctionnement correspondant aux fortes vitesses de vent ;
- il facilite le freinage de l'éolienne, en réduisant la prise du vent des pales, ce qui limite l'utilisation de freins puissants ;
- ce type de régulation réduit les efforts mécaniques lors des fonctionnements sous puissance nominale et sous grandes vitesses.

L'entrée de commande du système d'orientation des pales est la puissance électrique mesurée (figure II.24), [57,58].

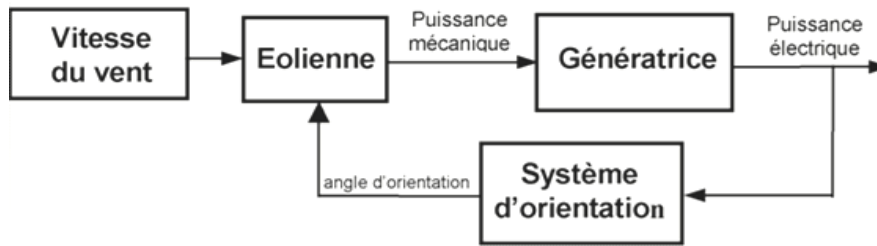


Figure. (II.24) – Application du système d'orientation des pales

II.6.2. Système de régulation de l'angle d'orientation

Le régulateur peut être théoriquement conçu soit pour le calage de toutes les pales, soit pour celui de chacune d'elles indépendamment. Cette régulation indépendante donne plus de degrés de liberté au système de commande. Mais, dans un but de simplicité, on supposera que l'angle de référence est appliqué sur les trois actionneurs d'orientation,[24].

Il existe deux technologies d'actionneurs électriques :

- pour un actionneur pas à pas, l'angle de calage est obtenu à partir d'une variation pas à pas en fonction de la vitesse du vent ;
- pour un actionneur linéaire, la variation de l'angle de calage est réalisée, selon une fonction linéaire de la vitesse du vent.

Généralement, le système d'orientation de l'angle est approché par une fonction de transfert du 1^{er} ordre. En effet, on considère que la régulation de la vitesse de l'angle de calage et le contrôle de l'actionneur sont parfaitement réalisés (ou en un temps court par rapport à la dynamique de réglage de l'angle), [23].

Les vitesses du vent sont importantes (en général > 12m/s) dans cette commande, le but est de maintenir la production de puissance active à sa valeur nominale P_{nom} afin de préserver l'ensemble des éléments de l'éolienne dimensionnés autour de cette puissance. Une action sur l'angle de calage des pales permet de dégrader le coefficient de puissance donc de limiter la puissance convertie, [38].

La Figure(II.26) représente la simplification de la structure de commande, la fonction de transfert entre β_{ref} et P (puissance électrique produite) a été approchée par un système du 1^{er} ordre. Cette approche ont mené à contrôler la puissance électrique P par un régulateur PI en boucle fermé.

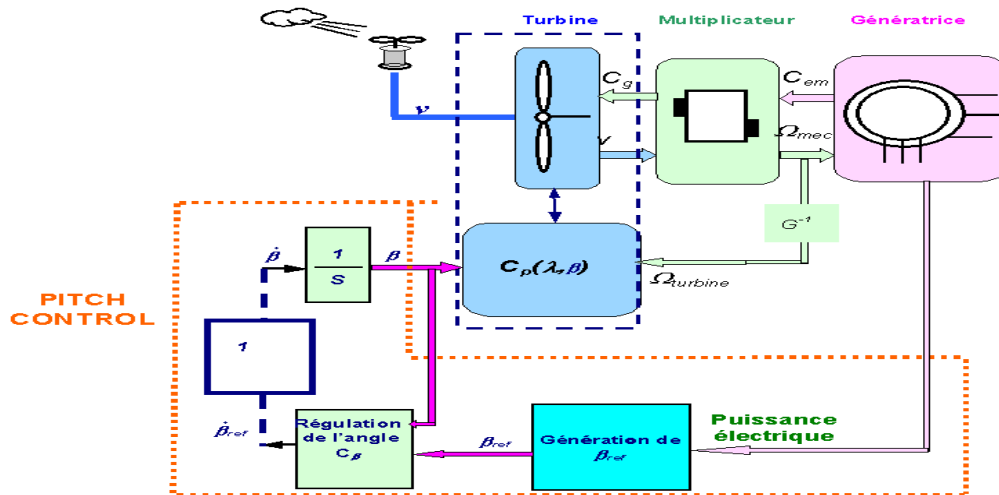
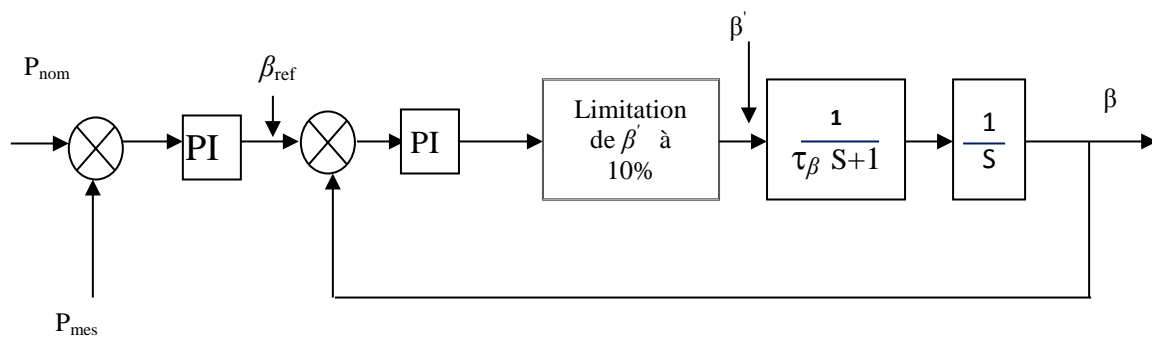


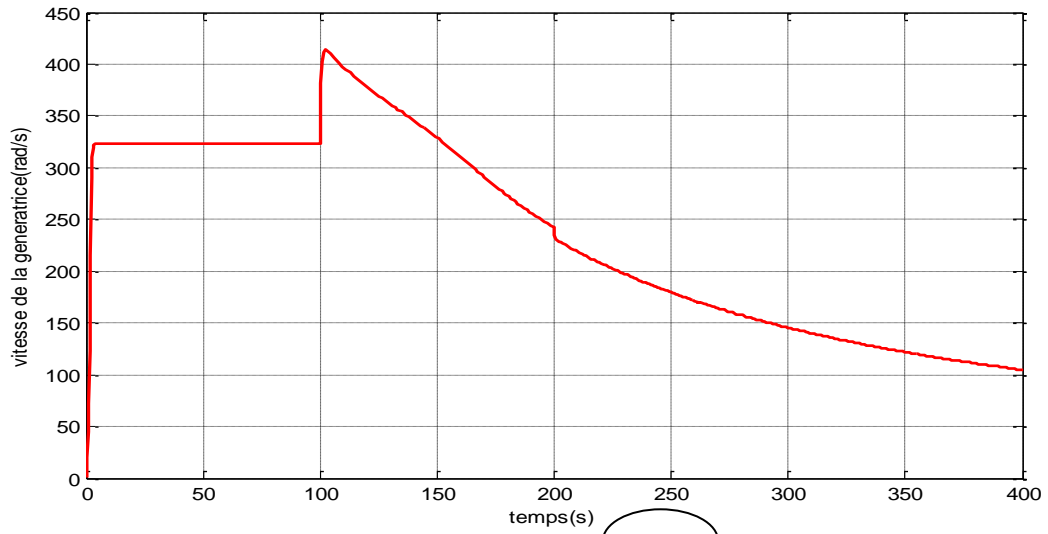
Figure. (II.25) – Schéma bloc de l'orientation des pales en boucle fermée



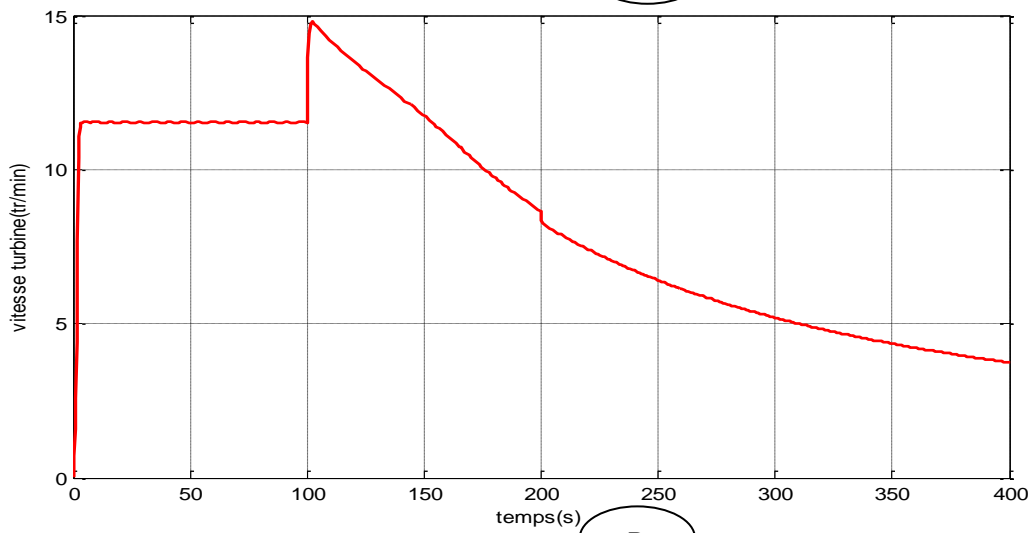
Figure(II.26): Schéma bloc de la commande de l'angle de calage des pales

II.6.3. Résultats de simulation de la commande avec orientation des pales

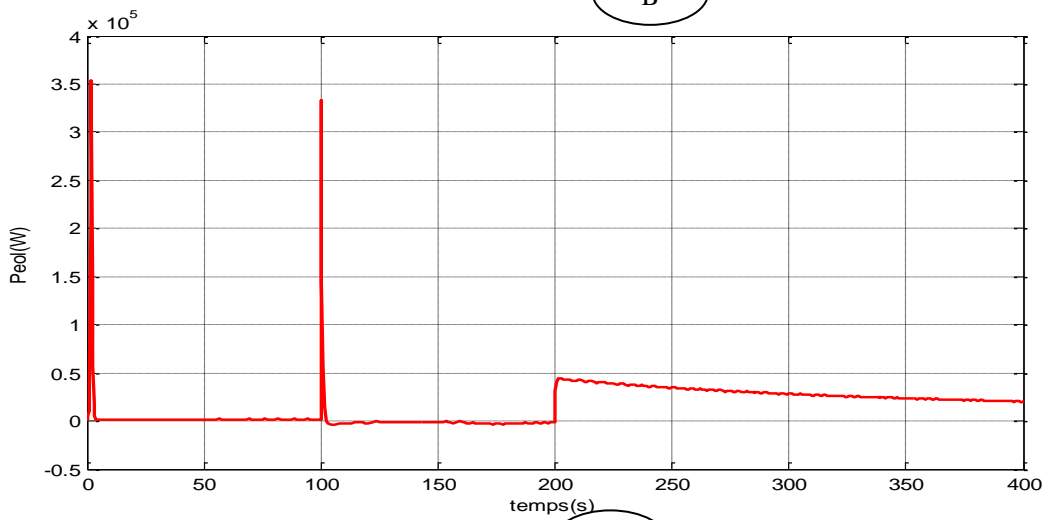
Pour les résultats de simulation suivants, la turbine éolienne démarre à vide avec une vitesse initiale de vent égale à 12 m/s, à t=100s la vitesse de vent change pour atteindre une valeur finale de 16 m/s. Les résultats de simulation obtenus selon ces conditions sont les suivants :



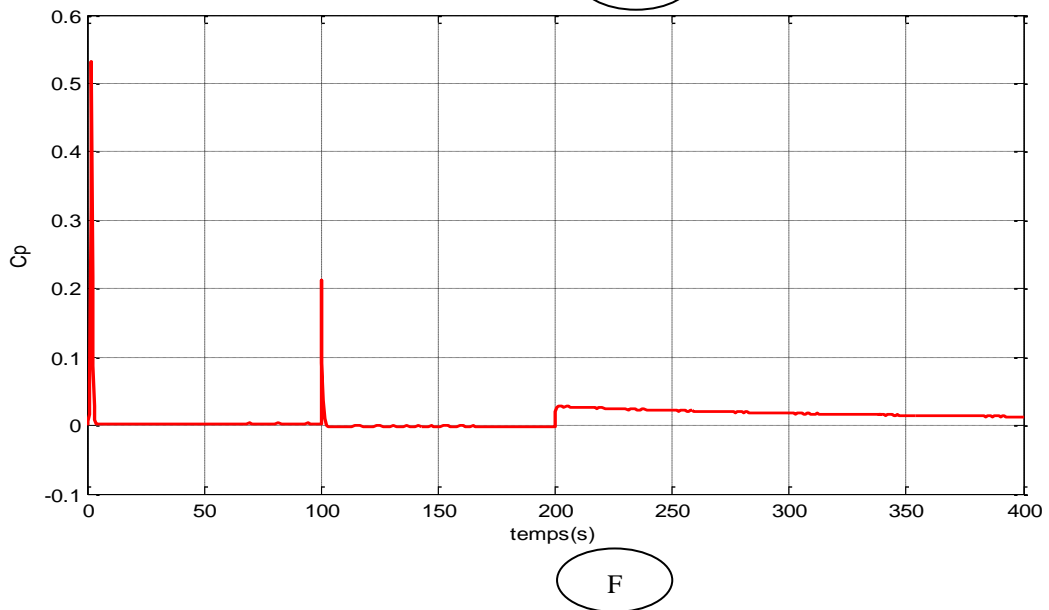
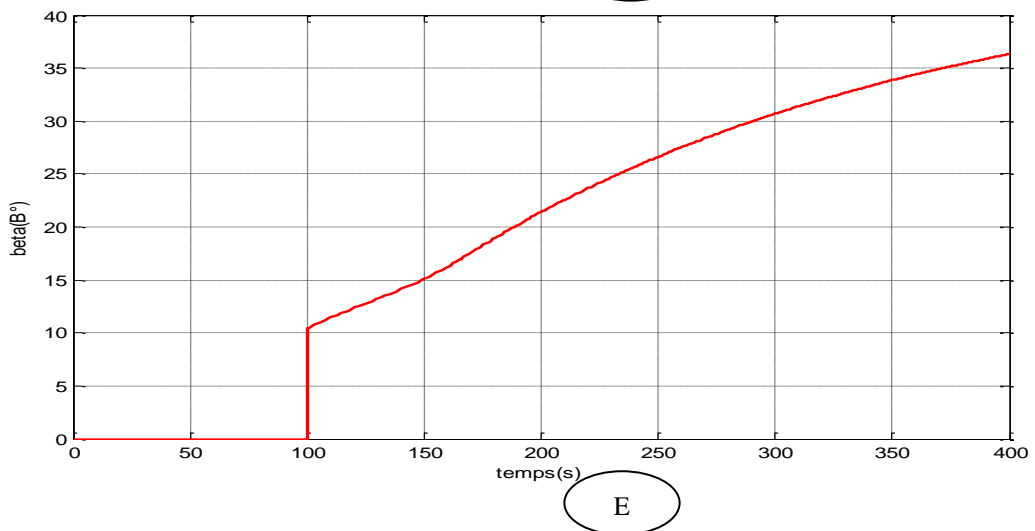
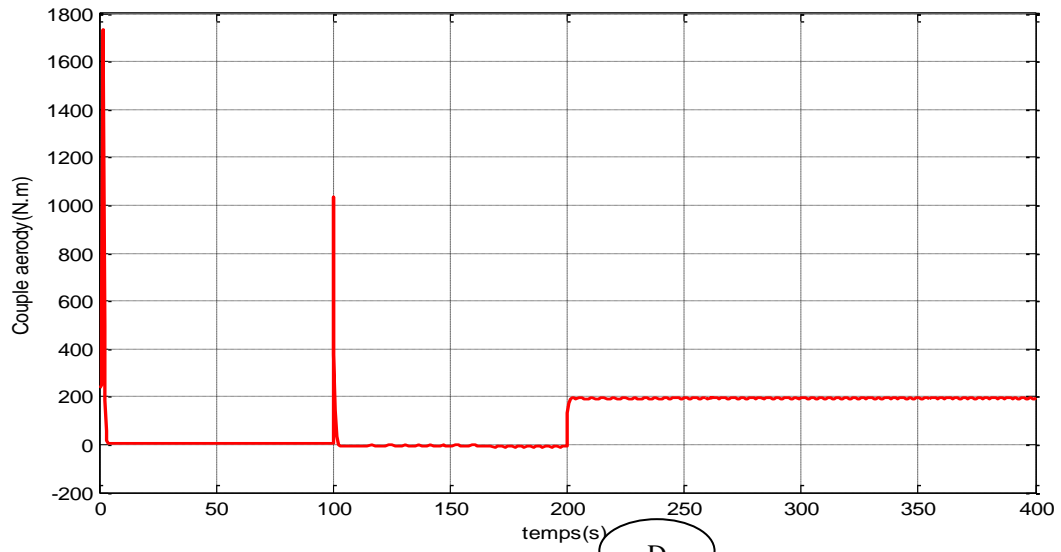
A



B



C



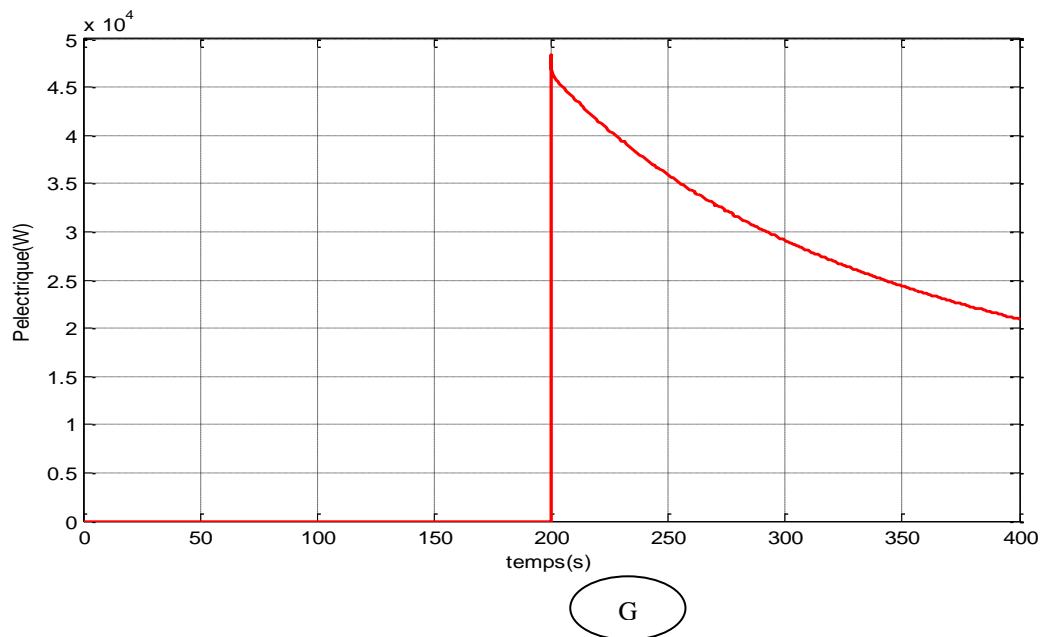


Figure (II. 27) Résultat de simulation de la turbine éolienne (ZONE4)

- A- la vitesse mécanique ; B- la vitesse de la turbine éolienne ;
 C- puissance éolienne ; D- le couple appliqué à la génératrice ;
 E- angle de calage ; F- le coefficient de puissance ;
 G- puissance électrique.

En zone 4, l'angle d'orientation de la pale subit une augmentation pour limiter la puissance électrique générée. Le coefficient de puissance diminue pour un fonctionnement à vitesse constante.

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. Cette limite de puissance est utilisée pour éviter une éventuelle survitesse du rotor, et protéger le système électrique, [60].

Sur la Figure (II, 27 E), on remarque que l'angle de calage est maintenu constant par le système d'orientation des pales à une valeur optimale de 0° degré jusqu'à ce que la turbine fonctionne au-dessus de la vitesse nominale du vent, où elle aura la capacité de produire une puissance supérieure à la puissance nominale du système, à ce moment, le système de contrôle de l'angle de calage modifie l'orientation des pales avec une vitesse finie et change ainsi la circulation de l'air autour des pales ce qui réduit le rendement de la turbine et limite sa valeur maximale, [60].

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les différents éléments d'une éolienne utilisant un multiplicateur. Puis nous avons établi un comparatif entre les deux grandes familles d'éolienne existantes, à savoir les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable.

A partir de ce comparatif, nous nous sommes intéressés aux éoliennes à vitesse variable. Après avoir présenté les différentes zones de fonctionnement, nous avons, détaillé la zone particulière, où la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée. Cette opération est réalisée par le contrôle du couple électromagnétique généré. Pour ce faire, différentes techniques de maximisation de la puissance extraite de la turbine ont été explicitées.

Ces algorithmes ont été validés par des résultats de simulation, qui ont montré leurs avantages et leurs inconvénients.

La dernière partie de ce chapitre a fait l'objet d'une étude permettant d'illustrer les principales méthodes pour contrôler la puissance aérodynamique recueillie par la turbine et ainsi limiter cette puissance lorsque le vent devient trop élevé. Une de ces stratégies a été validée au moyen de résultats de simulation.

Dans le chapitre suivant, nous allons étudier la modélisation de GSAP et sa commande vectorielle et l'étude des convertisseurs statiques.

Chapitre III

Modélisation, Simulation, Commande Vectorielle de la GSAP

III.1.Introduction

L'amélioration des performances globales des entraînements industriels à vitesse variable, est aujourd'hui principalement liée aux progrès dans le domaine de la commande des machines à courant alternatif. Ceux-ci sont obtenus grâce au développement de la technologie des composants de l'électronique de puissance, et l'apparition des processus numériques à fréquence élevée et à forte puissance de calcul, [6].

Le moteur synchrone à aimants permanents, dont la puissance électrique peut dépasser un Méga watt et de plus en plus utilisé dans le domaine des vitesses variables. Son introduction dans les entraînements à vitesse variable devient attractif et concurrent de celui des moteurs asynchrones et à courant continu grâce à l'évolution de la technologie des aimants permanents qu'ils soient à base d'alliage ou à terre rares . Cela leur a permis d'être utilisés comme inducteurs dans les machines synchrones offrant ainsi , par rapport aux autres types de machines , beaucoup d'avantage , entre autres une faible inertie et un couple massique élevé.

La modélisation des machines électriques est primordiale aussi bien pour le concepteur que pour l'automaticien. Elle joue un rôle important dans le but de guider le développement par quantification,[6,4].

L'élaboration d'un modèle mathématique devient une nécessité. Il est généralement utilisé pour réduire la machine électrique avec toute sa complexité en un simple système d'équations différentielles.

Le domaine d'entraînements réglable a vu se développer ces dernières années de nouveaux variateurs de vitesse électromécanique constitué d'une machine synchrone associé à un convertisseur statique.

La machine synchrone ne peut fonctionner à vitesse variable que si elle est alimentée à fréquence variable, [64].

Aujourd'hui grâce à plusieurs techniques de commande et au développement des logiciels, les machines synchrones à aimants permanents sont de plus en plus utilisés comme servomoteur dans les applications de précision, dans la traction, dans les systèmes éoliens,...

III.2. Généralités sur la machine synchrone à aimants permanents

Les machines de type synchrone représentent aujourd'hui une partie importante du marché des convertisseurs électromécaniques d'énergie et couvrent une gamme de puissance très large qui s'étend de quelque μw , jusqu' à 1Gw environ. Traditionnellement, les fortes puissances restent le domaine réservé pour la production d'électricité. En fonctionnement moteur, en revanche, les puissances installées dépassent rarement quelques dizaines de MW.

Le moteur synchrone le plus puissant à ce jour fonctionnant à vitesse variable, d'une puissance de 100 MW a été conçu pour une soufflerie de la NASA, [62].

Historiquement, les premiers aimants permanents ont été utilisés au début du 19^{ème} siècle de performances très modeste à leurs débuts, les progrès réalisés depuis plus d'un siècle ont contribué au développement des machines à aimants. L'utilisation d'aimants est aujourd'hui quasiment systématique pour les puissances inférieurs à 10KW et s'entendent maintenant vers les fortes puissances (au-delà du MW). Au-delà, le coût d'utilisation d'aimants devient souvent prohibitif. Seules quelques applications très spécifiques, comme par exemple la propulsion navale où les contraintes d'encombrement sont majeurs, envisagent l'utilisation des aimants pour des fortes puissances (4,5MW à 120tr/min). [66].

III.3.Exemples usuels des machines à aimants permanents

Il existe pour ces machines de nombreuses topologies. Les plus courantes sont représentées sur la figure(III.1).

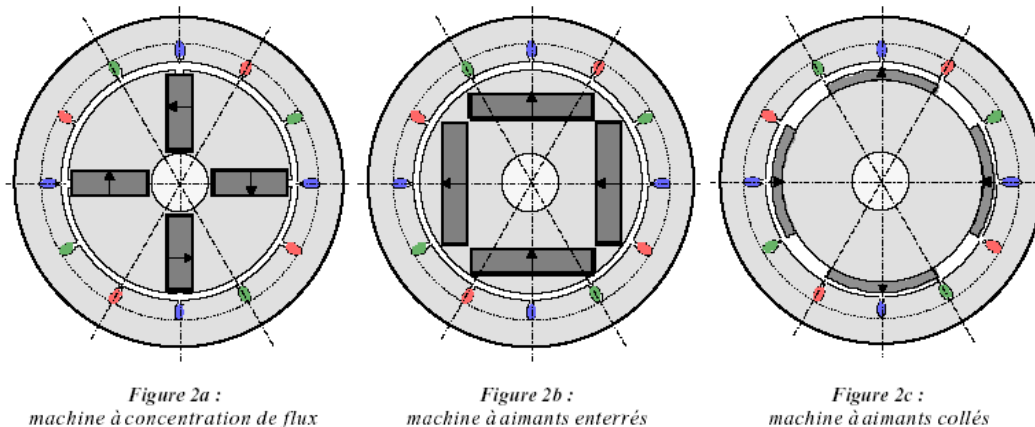


Figure III.1-différents types de machines synchrones à aimants permanents

III.4. Matériaux pour aimants

On peut distinguer trois types de matériaux pour la réalisation des aimants :

- 1- les alnico : sont des alliages de fer, d'aluminium, de nickel et de cobalt. Leur champ rémanent est élevé, mais leur excitation coercitive est faible, sensibles aux champs antagonistes.
- 2- les ferrites : sont des composées d'oxydes de ferrique et d'oxyde de strontium, ou de baryum. Leur champ rémanent n'est pas très élevé, mais leur excitation coercitive est importante. Par leur faible coût, que les ferrites occupent aujourd'hui la majorité du marché des aimants.
- 3- les composées de cobalt et de terre rares comme le samarium ; ces matériaux ont d'excellentes performances techniques. Leur champ rémanent et leur excitation coercitive sont élevées, leur inconvénient reste le coût important,[55].

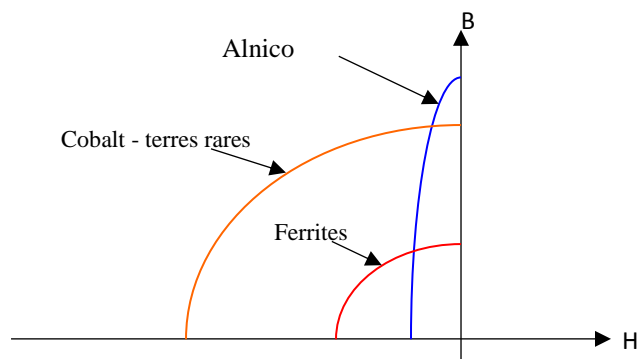


Figure III.2-Caractéristiques magnétiques de quelques matériaux

III.5. Avantages des machines synchrones à aimants permanents

Les avantages associés à l'utilisation des machines à courant alternatif synchrone à aimants permanents ne sont pas à démontrer en termes de robustesse et de fiabilité.

Aujourd'hui, avec le progrès actuel des aimants permanents, la machine synchrone est de plus en plus utilisée dans les systèmes d'entraînements à vitesse variable à hautes performances, son choix dans ce domaine est devenu attractif et concurrent de celui des moteurs à courants continu et des moteurs asynchrones, cela est dû principalement à ses avantages multiples, relativement à ces deux types d'actionneurs, on cite principalement ,[52] :

- facteur de puissance et rendement élevés par rapport à ceux des moteurs synchrones ;
- robustesse incontestée par rapport au moteur à courant continu ;
- puissance massique élevée et précision de sa commande ;

- développement de la technologie des composants de l'électronique de puissance, et l'apparition des processus numériques à fréquences élevées et à forte puissance de calcul, surmontant ainsi le problème de l'implantation des algorithmes de commande de l'onduleur assurant l'auto pilotage du MSAP ;
- augmentation de la constante thermique et de la fiabilité, à cause de l'absence de contacts bague -balais dans ces machines, [22,25].

III.6. Domaine d'application

La machine synchrone à aimants permanents soit générateur ou moteur est utilisé dans une large gamme de puissance allant de quelques centaines de watts(servomoteurs) à plusieurs MEGA watts(systemes de propulsion des navires), dans des applications aussi diverses, comme générateur électrique, l'entraînement à vitesse variable et la traction .

- Il fonctionne comme compensateur synchrone ;
- Il est utilisé pour les entraînements qui nécessitent une vitesse de rotation constante, tels que les grands ventilateurs, les compresseurs et les pompes centrifuges, [4].

III.7.Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents

L'étude de tout système physique nécessite une modélisation. Celle-ci nous permet de simuler le comportement de ce système face à différentes sollicitations et d'appréhender ainsi les mécanismes régissant son fonctionnement.

La modélisation de la MSAP a fait l'objet de nombreuses études en moyenne et forte puissance,[71].

III.8.Hypothèses simplificatrices.

Les phénomènes physiques inhérents au fonctionnement du système peuvent être partiellement ou totalement pris en compte dans un modèle. Ils en découlent plusieurs niveaux de modélisation liée aux hypothèses simplificatrices associées. Plus le nombre d'hypothèses est grand, plus le modèle sera plus simple. Cela nous permet de faire une étude et une exploitation plus aisée. Ces simplifications proviennent des propriétés des machines à courants alternatifs.

Dans ce but, on adopte les suppositions suivantes, [62] :

- le circuit magnétique de la machine est non saturé ;
- la répartition sinusoïdale de la F.E.M ;
- l'effet de la température sur les résistances est négligé ;
- l'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables ;

- l'effet de peau qui augmente les résistances et réduit les inductances est négligeable ;
- l'entrefer est d'épaisseur uniforme ;
- l'effet d'encoche est négligeable.

III.9.Principe de la transformation de Concordia

La transformation directe de concordia est définie par une matrice $[C]$. Aux vecteurs originaux $[V_{abc}]$, $[I_{abc}]$, $[\phi_{abc}]$, la transformation de concordia fait correspondre les vecteurs originaux $[V_{\alpha\beta}]$, $[I_{\alpha\beta}]$ et $[\phi_{\alpha\beta}]$. Elle est appliquée de manière identique aux tensions, aux courants, et aux flux, [75].

La transformation de concordia est définie par :

$$\begin{aligned} [x_{abc}] &= [C][x_{\alpha\beta}] \\ [x_{\alpha\beta}] &= [C]^{-1} \cdot [x_{abc}] \end{aligned}$$

Où $[C]$ est la matrice de transformation directe de concordia, elle est donnée par :

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.1})$$

La matrice de passage inverse est la transposée de la matrice $[C]$, on peut écrire donc :

$$[C]^T = [C]^{-1}.$$

III.10.Principe de la transformation de Park

La transformation directe de Park, est définie par la matrice $[P]$. Aux vecteurs originaux

$$[V_{abc}], [I_{abc}], [\phi_{abc}], \text{ la transformation de Park, fait correspondre les vecteurs } [V_{dqo}], [I_{dqo}], [\phi_{dqo}]$$

La transformation de Park est appliquée de manière identique aux vecteurs de tensions, de courants et de flux $[x_{dqo}] = [x_d x_q x_o]^T$.

Le vecteur x_0 représente la composante homopolaire, normale au plan formé par les vecteurs x_a , x_b , et x_c . Les vecteurs x_d et x_q représentent les vecteurs diphasés qui correspondent aux vecteurs x_a, x_b et x_c . La transformation de park est définie par, [32] :

$$[x_{abc}] = [p]^{-1} [x_{dqo}] \quad \text{donc} \quad [x_{dqo}] = [p] [x_{abc}]$$

Telles que : $[p]$ et $[p]^{-1}$ sont les matrices de passage directe et inverse, elles sont données par :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.2})$$

Où (θ) correspond à la position du repère choisi pour la transformation

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

III.11. Passage du repère dq au repère $\alpha\beta$

Le passage des composantes $(\alpha\beta)$ aux composantes (dq) est donné par une matrice de rotation exprimée par :

$$[R] = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

III.12. Mise en équation et modèle de park

La mise en équation des machines synchrones triphasés aboutit à des équations différentielles à coefficients variables. L'étude analytique du comportement du système est alors laborieuse, vu le grand nombre de variables, on utilise des transformations mathématiques qui permettent de décrire le comportement du moteur à l'aide des équations différentielles à coefficients constants. La transformation de Park permet de passer d'une représentation dans le repère triphasé (a, b, c) à une représentation dans un repère dit de Park, à axes orthogonaux (d, q, o) , [62,64].

En se basant sur les hypothèses simplificatrices, et en appliquant la transformation de Park ou la transformation de *Concordia* au stator et au rotor, on peut exprimer l'ensemble des relations de la machine dans ce repère. Le repère (d, q, o) est a priori quelconque, on peut ainsi considérer qu'il tourne à une vitesse arbitraire. Des choix plus ou moins pertinents peuvent être faits en fonction du repère auquel on lie la représentation de Park. Tandis que la

transformation de Concordia conserve la puissance instantanée, elle est donc invariante en puissance.

Le paragraphe suivant présente les différentes équations des tensions des flux et du couple électromagnétique selon la modélisation de Park dans l'axe (d, q), figure (III.3), [59].

III.13. Mise en équation

A un système triphasé quelconque (a, b, c) on associe un système biphasé (d, q, o) donnant le même champ tournant dans la MSAP. Les aimants sont représentés par un inducteur au rotor alimenté par une source de courant continu parfaite, comme le montre la figure suivante :

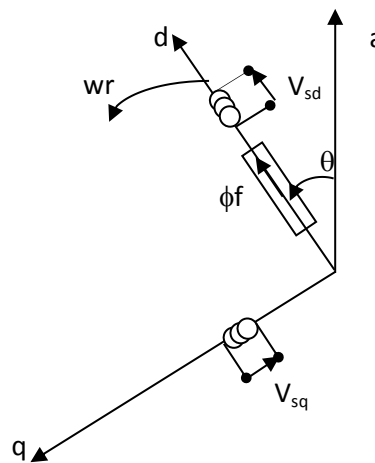


Figure III.3 : Schéma équivalent de la MSAP dans le repère d, q liée au rotor

D'après le schéma de la figure (III.3), on donne les équations de la machine synchrone liée au rotor.

III.14.1. Equations électriques d'un enroulement triphasé dans le repère de Park. (dq)

On peut représenter la machine synchrone à aimants permanents par un circuit électrique équivalent comme le montre la figure (III.4.).

III.14.2 .Equations électriques de la MSAP dans le repère de Park

Les équations de tension de la MSAP sont données par :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s \cdot I_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_r \phi_{sq} \\ V_{sq} = R_s \cdot I_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_r \phi_{sd} \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

Equations magnétiques

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_{sd} I_{sd} + \phi_f \\ \phi_{sq} = L_{sq} I_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

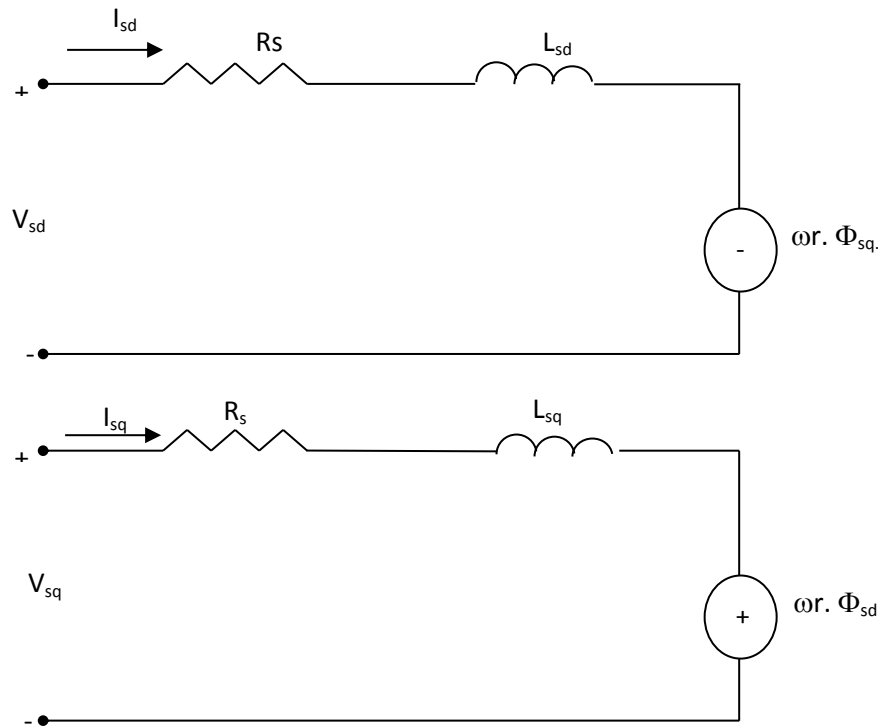


Figure III.4 : circuit équivalent de la machine synchrone à aimants suivant les axes (d, q) dans un référentiel lié au rotor

En remplaçant les flux par leurs valeurs, on trouve :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{sd} = R_s + L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_r L_{sq} I_{sq} \\ V_{sq} = R_s + L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_r (L_{sd} I_{sd} + \Phi_f) \end{array} \right. \quad (\text{III.7})$$

III.15 Avantages de la GSAP

La génératrice synchrone à aimants permanents offre un grand nombre d'avantages :

- une haute efficacité énergétique ;
- une grande fiabilité ;
- une simplicité de mise en œuvre.

III.16. Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents

En convention génératrice on inverse le sens des courants de la MSAP, et on obtient ainsi les équations électriques de la GSAP comme suit :

Equations de tensions

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{sd} = -R_s I_{sd} - L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} + \omega_r L_{sq} I_{sq} \\ V_{sq} = -R_s I_{sq} - L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} - \omega_r L_{sd} I_{sd} + \omega_r \Phi_f \end{array} \right. \quad (\text{III.8})$$

Cette convention de signe sera conservée tout le long de cette modélisation

Après simplification, on obtient les équations de la GSAP ci-dessous.

III.17. Equation du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée partielle de stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor :

$$C_e = \frac{dW_e}{d\theta_{geo}} = P \frac{dW_e}{d\theta_e} \quad (\text{III.9})$$

W_e : énergie emmagasinée dans le circuit magnétique ;

θ_{geo} : écart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator) ;

P : nombre de paires de pôles.

Donc l'expression de la puissance est :

$$P(t) = (V_a \cdot I_a + V_b \cdot I_b + V_c \cdot I_c) \quad (\text{III.10})$$

Selon PARK, l'expression de la puissance transmise est la suivante :

$$P(t) = \frac{3}{2} (V_{sd} \cdot I_{sd} + V_{sq} \cdot I_{sq}) \quad (\text{III.11})$$

En remplaçant V_{sd} , V_{sq} par leurs expressions, on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} (R_s \cdot I_{sd}^2 + R_s \cdot I_{sq}^2) + \frac{3}{2} \cdot (I_{sd} \frac{d\Phi_{sd}}{dt} + I_{sq} \frac{d\Phi_{sq}}{dt}) + \frac{3}{2} \frac{d\theta}{dt} (\Phi_{sd} \cdot I_{sq} + \Phi_{sq} \cdot I_{sd}) \quad (\text{III.12})$$

* $\frac{3}{2} (R_s \cdot I_{sd}^2 + R_s \cdot I_{sq}^2)$: la puissance dissipée en pertes joules dans les enroulements du stator ;

* $\frac{3}{2} \cdot (I_{sd} \frac{d\Phi_{sd}}{dt} + I_{sq} \frac{d\Phi_{sq}}{dt})$: la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator ;

* $\frac{3}{2} \frac{d\theta}{dt} (\Phi_{sd} \cdot I_{sq} + \Phi_{sq} \cdot I_{sd})$: représente la puissance électromagnétique transmise au rotor

Sachant que :

$$\omega = p\Omega \text{ et } P_{em} = C_{em} \Omega$$

Alors :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p (\Phi_{sd} \cdot I_{sq} - \Phi_{sq} \cdot I_{sd}) = \frac{3}{2} p [(L_{sd} - L_{sq}) I_{sd} \cdot I_{sq} + \Phi_f \cdot I_{sq}] \quad (\text{III.13})$$

III.18. Equation mécanique

La dynamique de la machine est donnée par l'équation mécanique suivante

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_{em} - f\Omega \quad (\text{III.14})$$

Tel que

C_m : le couple moteur appliqué à la génératrice ;

C_{em} : le couple électromagnétique ;

f : le coefficient de frottement ;

Ω : la vitesse rotorique ;

J : le moment d'inertie total de la machine.

III.19. Modélisation de la génératrice à vide :

GSAP à vide :

$$\begin{cases} I_{sd} = 0 \\ I_{sq} = 0 \end{cases} \tag{III.15}$$

Les expressions des tensions et du couple deviennent :

$$\begin{cases} V_{sd} = 0 \\ V_{sq} = \omega \cdot \Phi_f \\ C_{em} = 0 \end{cases} \tag{III.16}$$

En lançant la génératrice par un couple moteur tout en considérant dans ce cas les frottements nuls, on constate sur la figure (III-6) que la vitesse est stabilisée et que les tensions des phases sont parfaitement sinusoïdales, [4].

La figure (III.5) représente le schéma bloc de simulation de la GSAP à vide

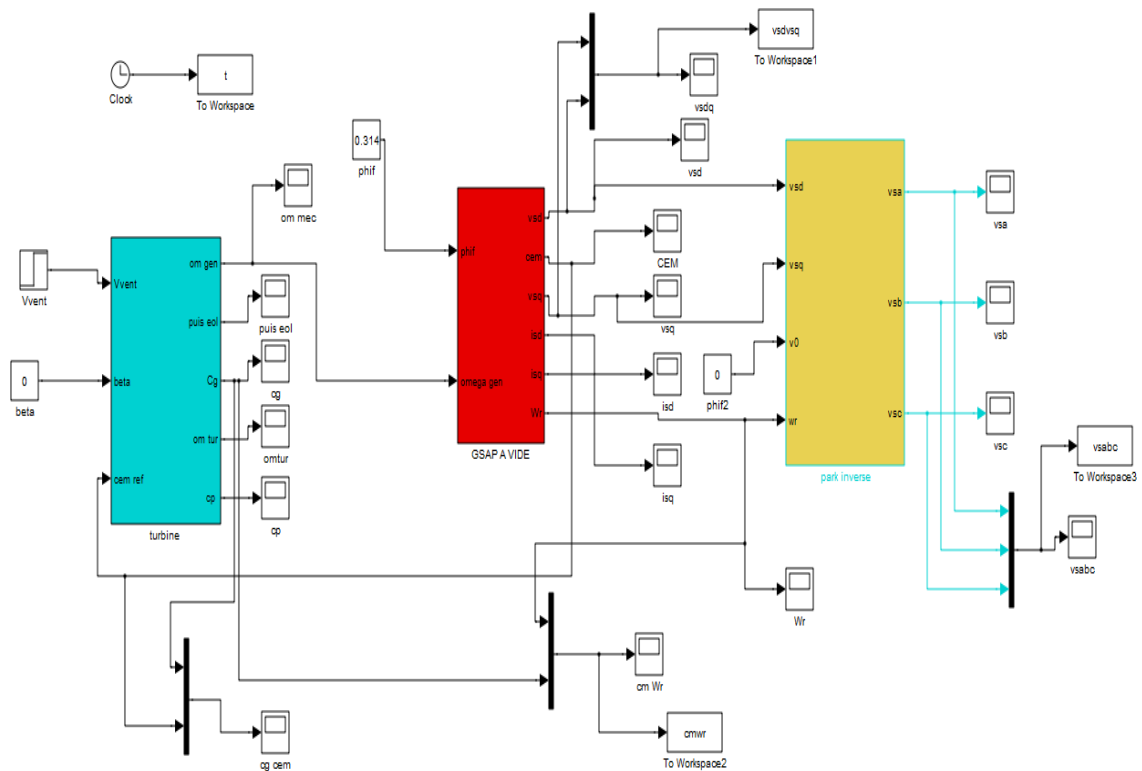
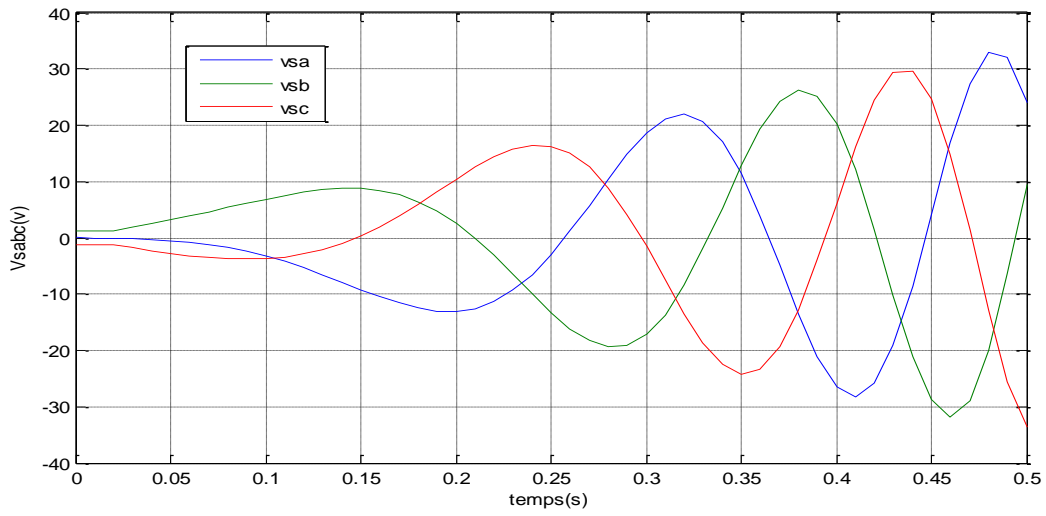
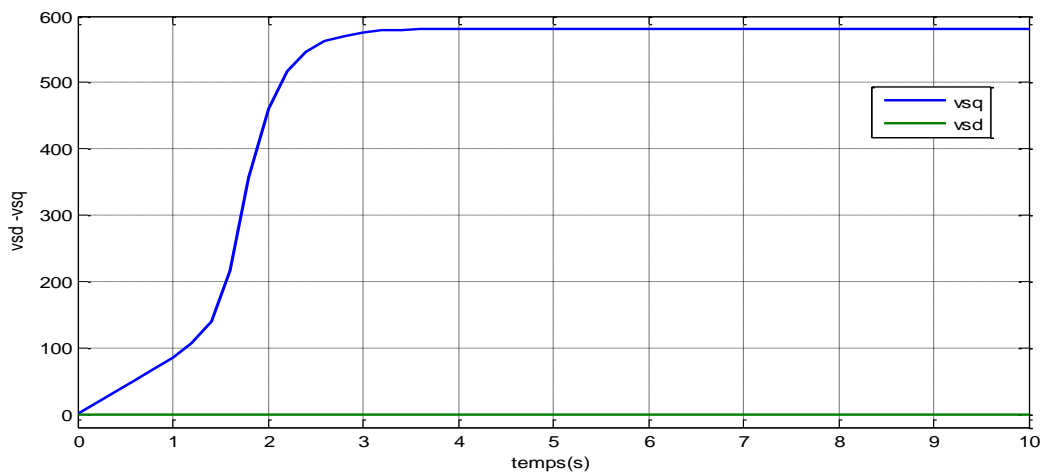


Figure III.5 : Schéma bloc de simulation de la GSAP à vide

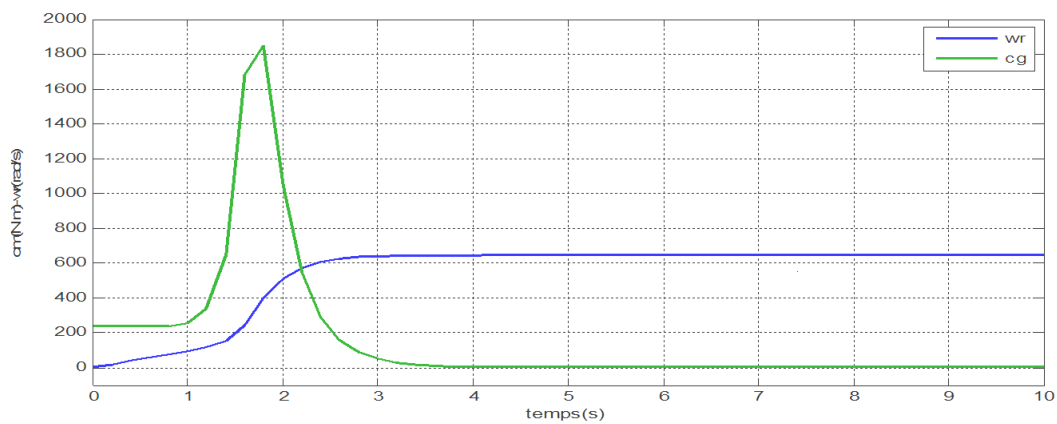
III.20. Résultats de simulation de la GSAP à vide



(A) : tensions statoriques



(B) : composantes V_{sd} et V_{sq}



(C) : vitesse de rotation et du couple moteur

Figure III.6 : résultats de simulation de la GSAP à vide

III.21. Influence d'une charge séparée (R_{ch} , L_{ch})

La génératrice alimente dans ce cas une charge électrique (R_{ch} , L_{ch}). Pour avoir les tensions et les courants résultants de l'application de cette charge sur la génératrice, on applique d'une part, les équations données par (III-8), [46].

$$\begin{cases} V_{sd} = -R_S \cdot I_{sd} - L_{sd} \frac{dI_{sd}}{dt} + \omega_r L_{sq} \cdot I_{sq} \\ V_{sq} = -R_S \cdot I_{sq} - L_{sq} \frac{dI_{sq}}{dt} - \omega_r L_{sd} \cdot I_{sd} + \omega_r \cdot \phi_f \end{cases} \quad (III.17)$$

D'autre part, l'application des tensions V_d et V_q sur la charge donne :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_{ch} \cdot I_{sd} + L_{ch} \frac{dI_{sd}}{dt} - \omega_r L_{ch} \cdot I_{sq} \\ V_{sq} = R_{ch} \cdot I_{sq} + L_{ch} \frac{dI_{sq}}{dt} + \omega_r L_{ch} \cdot I_{sd} \end{cases} \quad (III.18)$$

En remplaçant les expressions de V_{sd} et V_{sq} dans (III.17), on aura le système suivant :

$$\begin{cases} 0 = -(R_S + R_{ch}) I_{sd} - (L_{sd} + L_{ch}) \frac{dI_{sd}}{dt} + \omega_r (L_{sq} + L_{ch}) I_{sq} \\ 0 = -(R_S + R_{ch}) I_{sq} - (L_{sq} + L_{ch}) \frac{dI_{sq}}{dt} - \omega_r (L_{sd} + L_{ch}) I_{sd} + \omega_r \cdot \phi_f \end{cases} \quad (III.19)$$

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

:

$$\begin{cases} I'_{sd} = \frac{1}{(L_{sd} + L_{ch})} (-(R_S + R_{ch}) I_{sd} + \omega_r (L_{sq} + L_{ch}) I_{sq}) \\ I'_{sq} = \frac{1}{(L_{sq} + L_{ch})} (-(R_S + R_{ch}) I_{sq} - \omega_r (L_{sd} + L_{ch}) I_{sd} + \omega_r \phi_f) \end{cases} \quad (III.20)$$

Considérons le flux d'excitation ϕ_f comme grandeur de commande, et les courants I_{sd} , I_{sq} comme variables d'état.

III.22. Equations d'état

On cherche à obtenir un système d'équations sous forme:

$$\begin{cases} [\dot{X}] = [A][X] + [B][V] \\ [X] = [i_{sd} \quad i_{sq}]^t, \quad [V] = [0 \quad \Psi_f]^t \end{cases} \quad (III.21)$$

Les équations (III.20), peuvent s'écrire sous la forme matricielle

$$\begin{cases} \dot{I}_{sd} \\ \dot{I}_{sq} \end{cases} = \begin{bmatrix} \frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} & w \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -w \frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ w \frac{\Phi_f}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \quad (III.22)$$

On peut écrire (III.22) sous forme des matrices [A] et [B] comme suit :

$$[A] = [A1] + w[A2] = \begin{bmatrix} \frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & 0 \\ 0 & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} + w \begin{bmatrix} 0 & -\frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & 0 \end{bmatrix} \quad (III.23)$$

$$[B][V] = w \frac{1}{L_q + L_{ch}} \begin{bmatrix} 0 \\ \Phi_f \end{bmatrix} \quad (III.24)$$

III.23. Résultats de simulation de la GSAP en charge

Après avoir simulé le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents en charge, les résultats obtenus sont présentés par les figures (Fig. III.7-8-9-10).

Pour obtenir l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, deux couples moteurs différents sont appliqués (Fig. III.10). On constate sur la figure (Fig. III.7) que la vitesse de la génératrice est faible et loin de celle de synchronisme, ce qui se traduit par des faibles fréquences de tension et de courant représentés sur les figures (Fig. III.8). Ceci s'explique par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En diminuant le couple moteur de 6.Nm à 4.Nm, la vitesse mécanique varie de 80 rad/sec jusqu'à 55 rad/sec et les courants diminuent respectivement de 1.3A à 0.8A. Il est donc clair que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie, [25,22].

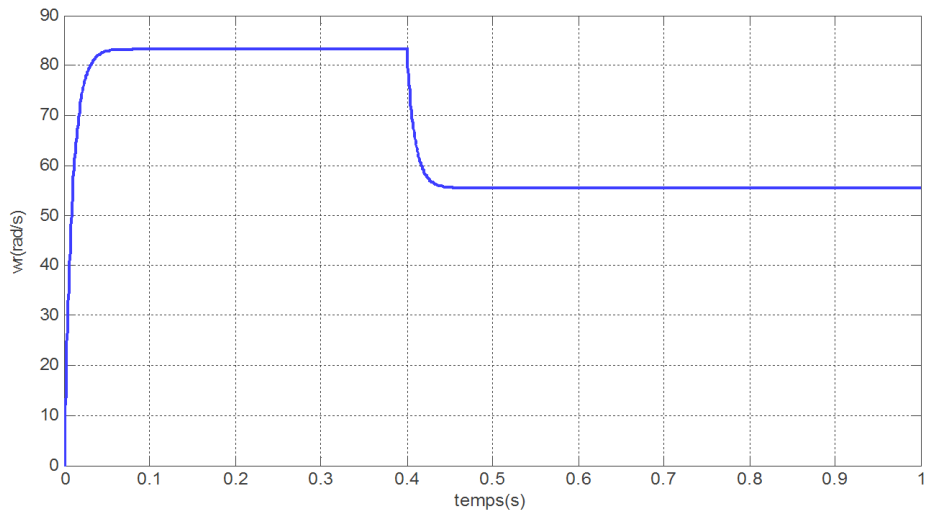


Figure III.7. Vitesse de rotation de la GSAP en charge

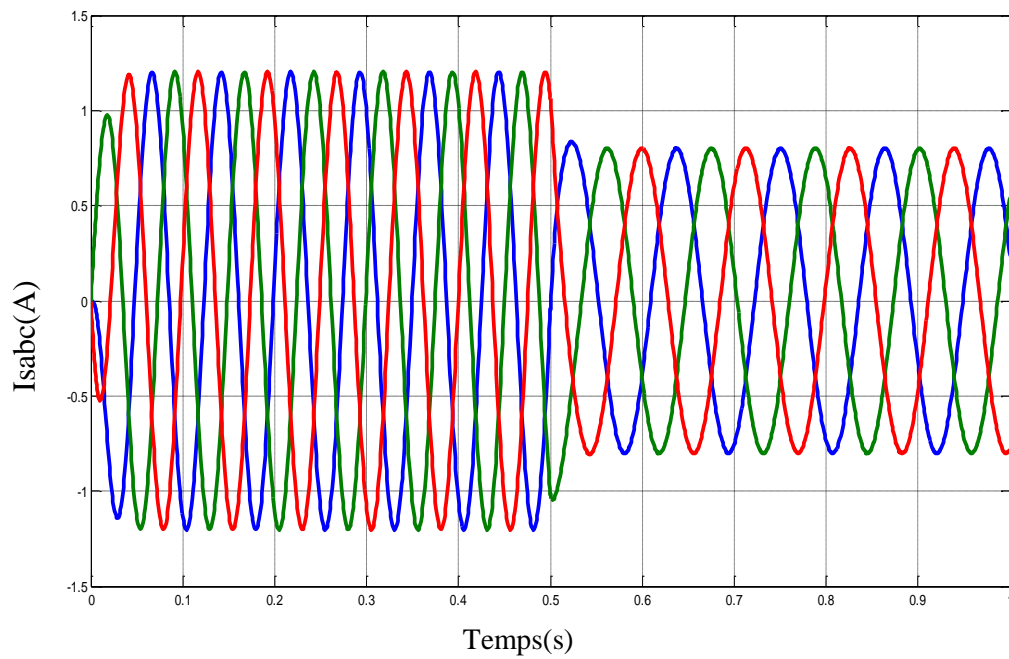


Figure III.8 Evolution des courants statoriques I_{sa}, I_{sb}, I_{sc} (A)

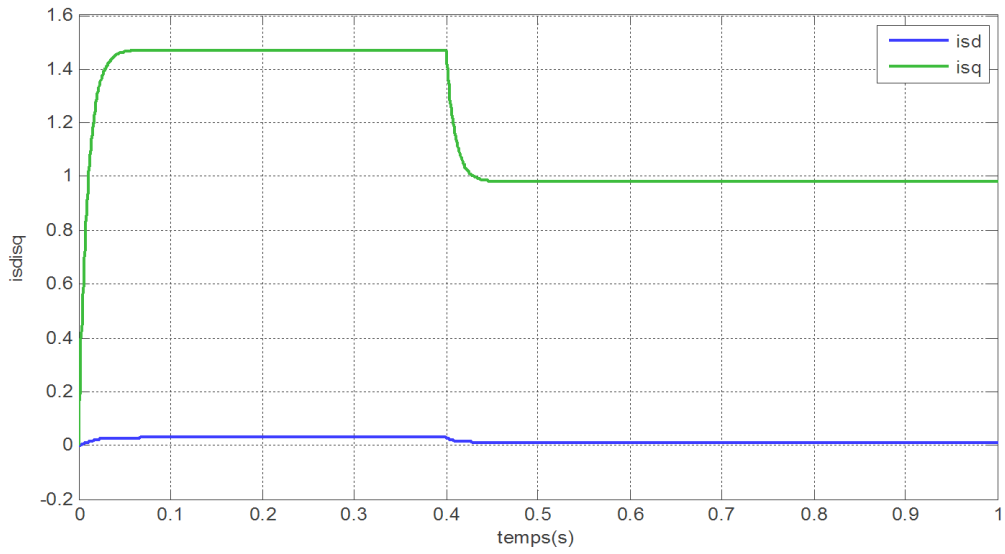


Figure III.9. Evolution des composantes I_{sd} et I_{sq}

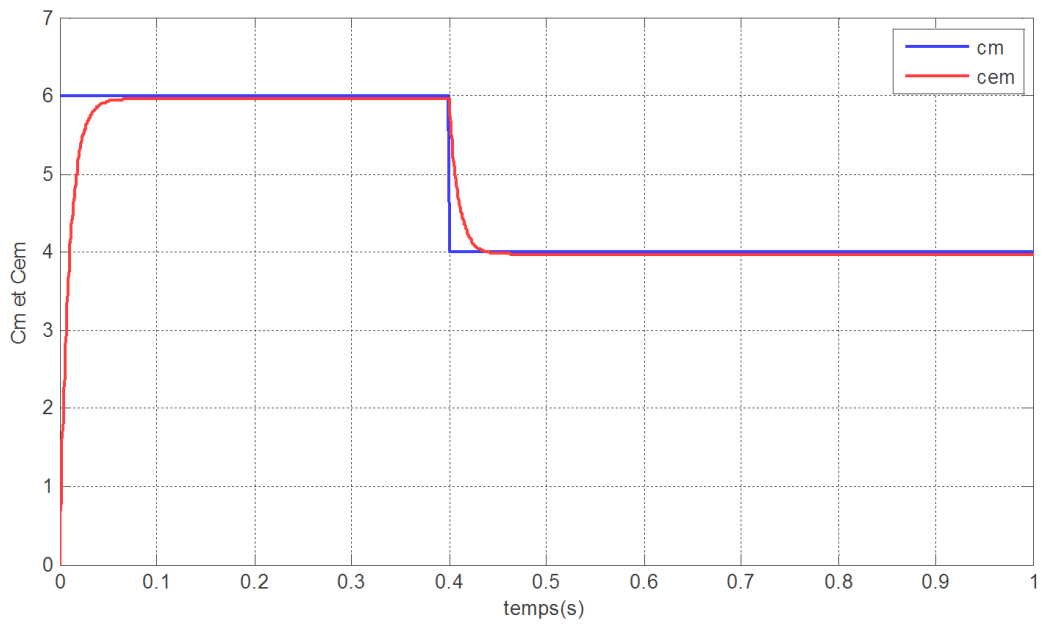


Figure III.10. Évolution du couple moteur et électromagnétique

III .24 Etude des convertisseurs statiques utilisés

L'avènement de l'électronique de puissance a eu un impact majeur sur le monde industriel au cours des dernières décennies. Cet avènement s'est produit par l'arrivée sur le marché de composants d'électronique de puissance tels les thyristors, les triacs, les GTO, les IGBT ou les transistors de forte puissance. Ces composants ont permis le développement de convertisseurs statiques de grande puissance qui assurent la conversion de la puissance électrique d'une forme quelconque à une autre forme. Ces convertisseurs apportent un progrès considérable au niveau des procédés industriels, [4].

Cependant, l'utilisation de ces convertisseurs statiques dans les installations de conversion d'énergie électrique participe à détériorer la "qualité" du courant et de la tension des réseaux de distribution. En effet, ces systèmes consomment des courants non sinusoïdaux. Les paragraphes suivants présentent une synthèse des redresseurs à commande MLI, qui sont classés comme une solution à ce problème, [54].

III.25 Redresseur à commande MLI

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs à MLI, sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, parce que les interrupteurs peuvent être commutés, selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée, [59].

Il y a deux manières de mettre en application les redresseurs MLI : soit comme redresseur à source de courant, ou bien redresseur à source de tension.

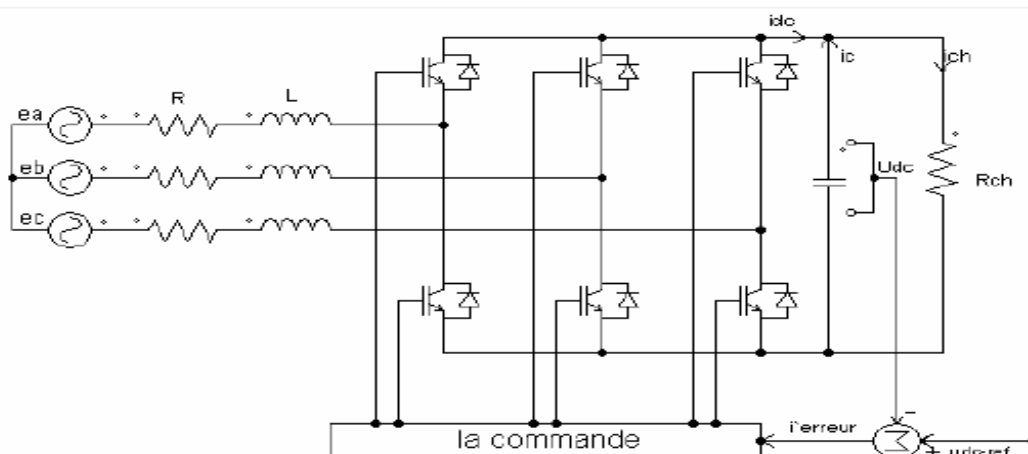


Figure III.11 : topologies de base d'un redresseur de courant MLI

Les redresseurs de tension sont de plus loin extensivement utilisés. En raison de la dualité des deux topologies, seul ce type du redresseur est expliqué en détail.

III.26. Le Principe de fonctionnement

Le redresseur de tension fonctionne en gardant la tension du bus continu à une valeur de référence désirée, en utilisant une commande en boucle fermée, comme montré sur la figure(III.11). Pour accomplir cette tâche, la tension du bus continu U_{dc} est mesurée et comparée avec une référence U_{dc-ref} . Le signal d'erreur produit de cette comparaison est employé pour commuter les six interrupteurs du redresseur à la fermeture et à l'ouverture. De cette façon, la puissance peut s'écouler dans les deux sens selon les conditions sur la tension du bus continu U_{dc} mesurée aux bornes du condensateur C, [55].

Quand le courant i_{ch} est positif (fonctionnement redresseur), le condensateur (C) est déchargé, et le signal d'erreur demande au bloc de commande plus de puissance de la source alternative. Le bloc de commande prend la puissance de la source alternative en produisant un signal MLI approprié pour les six interrupteurs. De cette façon, un écoulement avec plus de courant de la source alternative au côté continu, et la tension de condensateur est récupérée. Inversement, quand (i_{ch}) devient négatif (fonctionnement onduleur), le condensateur C est surchargé, et le signal d'erreur demande au bloc de commande pour décharger le condensateur, et la puissance retourne à la source alternative,[59].

La commande MLI non seulement peut contrôler la puissance active, mais également la puissance réactive, ce type du redresseur permet la correction du facteur de puissance. En outre, les formes d'onde des courants de la source peuvent être maintenu presque sinusoïdales, ce qui réduit la distorsion de la source.

II.27.Les techniques de commande MLI

III.27.1 MLI à bande d'hystérésis

La méthode de la bande d'hystérésis permet la commutation des interrupteurs du redresseur lorsque l'erreur entre le signal et sa consigne excède une amplitude fixée. Cette amplitude est communément appelée fourchette ou bande d'hystérésis. Cette technique ne demande qu'un comparateur à hystérésis par phase,[64].

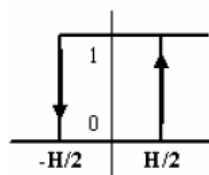


Figure III.12 Principe de fonctionnement du modulateur MLI à bande d'hystérésis.

Le comparateur à hystérésis fonctionne selon le principe expliqué dans la (Fig. III.12), l'interrupteur s'ouvre si l'erreur devient inférieure à $-H/2$, et il se ferme si cette dernière est supérieure à $+H/2$, où H représente la fourchette (ou largeur) d'hystérésis. Si l'erreur est maintenant comprise entre $-H/2$ et $+H/2$ (c à d, qu'elle varie à l'intérieur de la fourchette d'hystérésis), l'interrupteur ne commute pas,[65].

III.27.2. MLI à échantillonnage périodique

La méthode d'échantillonnage périodique permet aux semi-conducteurs constituant le filtre actif de commuter durant les transitions d'une horloge à onde carrée et à fréquence fixe (fréquence d'échantillonnage). Comme illustré sur la (Figure. III.13), ce type de commande est très simple à implanter dans la mesure où il ne nécessite qu'un comparateur et une bascule D type par phase. L'avantage principal de cette méthode est que le temps minimal entre les commutations est limité par la période d'échantillonnage de l'horloge. Cependant, la fréquence de commutation actuelle n'est pas clairement définie,[70].

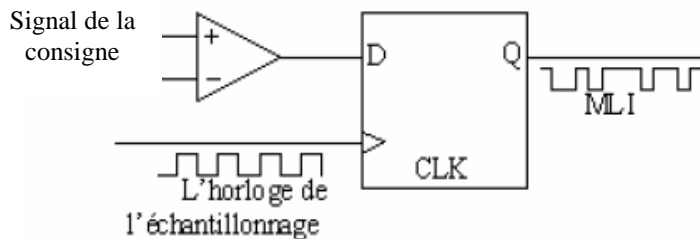


Figure III.13. Modulateur MLI à échantillonnage périodique.

III.27.3 MLI à porteuse triangulaire

La méthode de la MLI à porteuse triangulaire, compare l'erreur entre le signal (courant ou tension) et sa consigne avec une onde triangulaire (porteuse) d'une amplitude et d'une fréquence fixées. L'erreur passe par un correcteur avant d'être comparée avec la porteuse triangulaire, figure (III.14),[71].

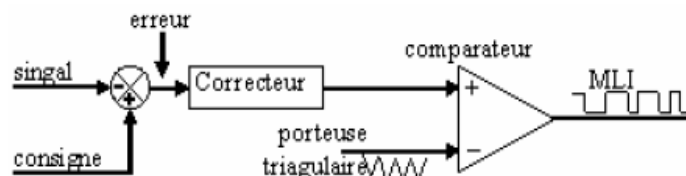


Figure III.14. Modulateur MLI à porteuse triangulaire

III.27.4. MLI vectorielle

Dans la MLI vectorielle, les vecteurs à appliquer et les temps d'application de ces vecteurs sont calculés analytiquement à travers des équations mathématiques. Chacun des états possibles du convertisseur est représenté par un vecteur de tension. L'ensemble de ces vecteurs forme le diagramme vectoriel des tensions du convertisseur.

La modulation vectorielle diffère, entre d'autres techniques par le fait que les signaux de commandes sont élaborés en tenant compte de l'état des trois bras de redresseur en même temps,[52].

III.28 Modélisation du redresseur MLI

La figure suivante présente le schéma unifilaire d'un pont de redresseur connecté au réseau ; (e) une source de tension, (R, L) les paramètres de la ligne et (v) la tension d'entrée du redresseur.

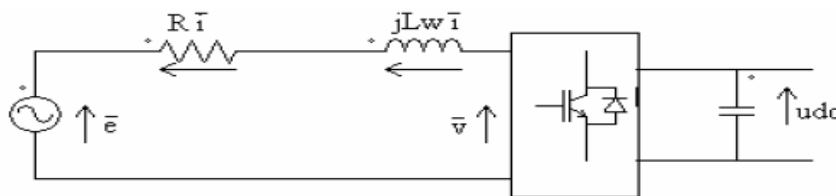


Figure III .15 schéma unifilaire d'un pont de redresseur connecté au réseau

Le courant de ligne (i) est commandé par la chute de tension produite par l'inductance (L) et la résistance (R) de la ligne, et la tension d'entrée de redresseur (v). Le pont redresseur est constitué de trois bras avec deux transistors (thyristors) bipolaires antiparallèles avec des diodes, (figure III.16) qui sont présentées comme des interrupteurs peuvent être commandés en ouverture et en fermeture, et la tension d'entrée (v) en fonction des états de ces interrupteurs..

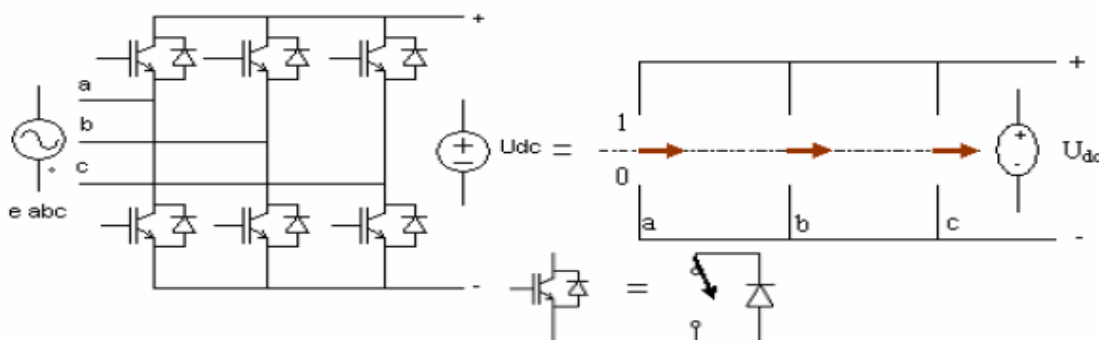


Figure III .16 Pont redresseur

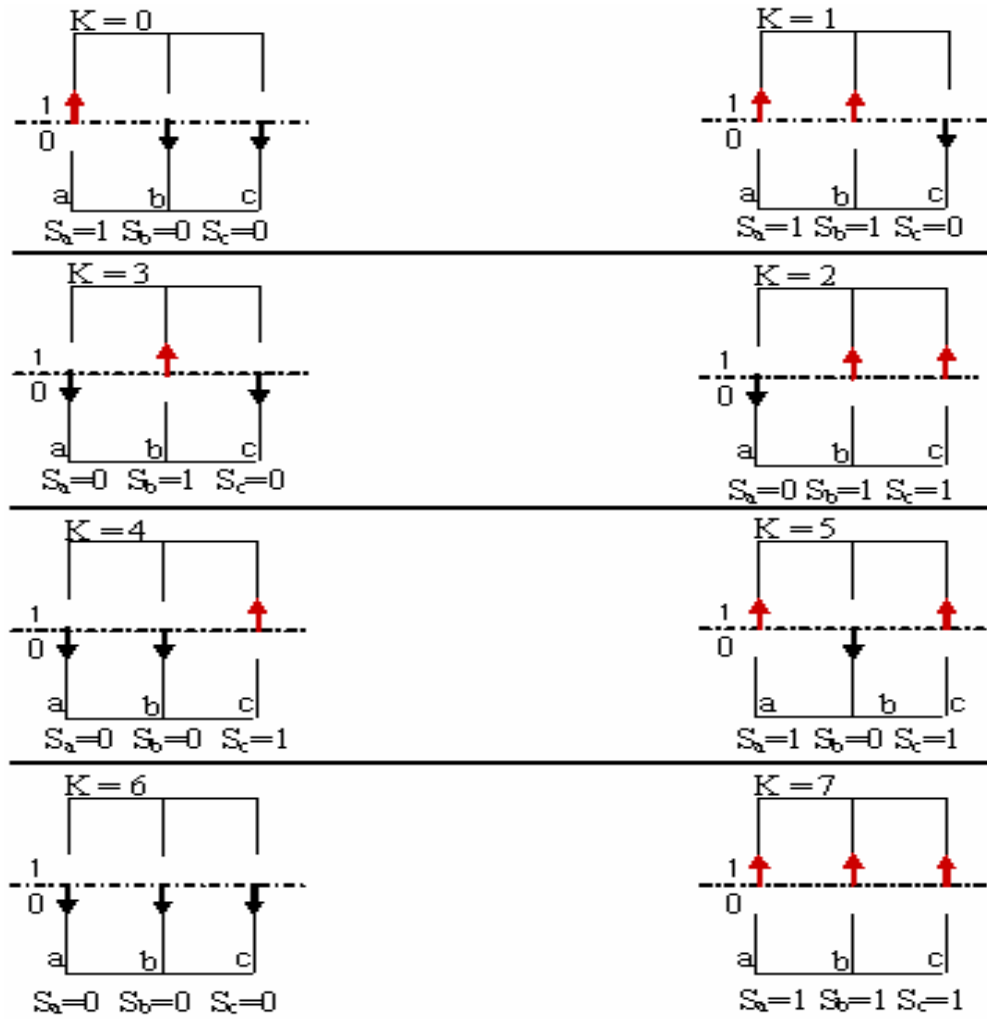


Figure III.17 Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur MLI

K	s _a	s _b	s _c	v _{ab}	v _{bc}	v _{ca}
0	1	0	0	u _{dc}	0	- u _{dc}
1	1	1	0	0	u _{dc}	- u _{dc}
2	0	1	0	- u _{dc}	u _{dc}	0
3	0	1	1	- u _{dc}	0	u _{dc}
4	0	0	1	0	- u _{dc}	u _{dc}
5	1	0	1	u _{dc}	- u _{dc}	0
6	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	0	0	0

Tableau III.1 Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur MLI

De cette table, on peut écrire les tensions d'entrée du redresseur de manière générale comme suit :

$$\begin{aligned} v_{ab} &= (S_a - S_b)U_{dc} \\ v_{bc} &= (S_b - S_c)U_{dc} \\ v_{ca} &= (S_c - S_a)U_{dc} \end{aligned} \tag{III.25}$$

D'où on peut déduire les tensions simples

$$\begin{aligned} v_a &= f_a U_{dc} \\ v_b &= f_b U_{dc} \\ v_c &= f_c U_{dc} \end{aligned} \tag{III.26}$$

Avec :

$$\begin{aligned} f_a &= \frac{2S_a - (S_b - S_c)}{3} \\ f_b &= \frac{2S_b - (S_a - S_c)}{3} \\ f_c &= \frac{2S_c - (S_a - S_b)}{3} \end{aligned} \tag{III.27}$$

On va considérer la relation (III.28) pour présenter les huit états possibles de la tension d'entrée v dans un plan complexe $\alpha\beta$:

$$v_{k+1} = \begin{cases} \left(\frac{2}{3}\right)U_{dc}e^{jk\pi/3} & \text{Pour } k=0\dots5 \\ v_7 = v_0 = 0 \end{cases} \tag{III.28}$$

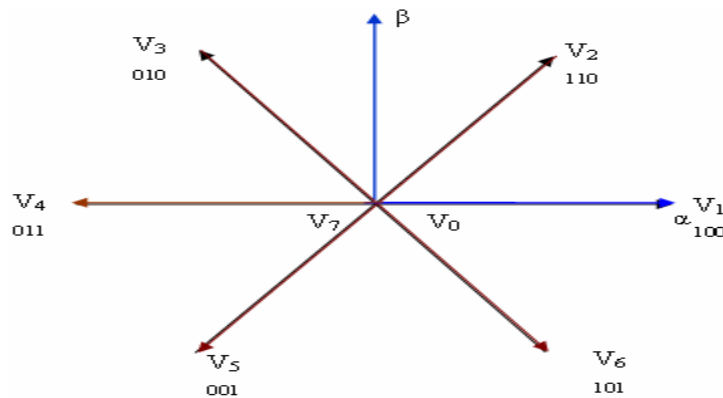


Figure III. 18 Présentation des vecteurs de tension V_k

III .29.1 Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel triphasé

Les équations de tensions pour le système triphasé équilibré sans neutre peuvent être écrites comme suit :

$$\bar{e} = \bar{V}_1 + \bar{V} \quad (\text{III.29})$$

$$\bar{e} = R\bar{i} + L \frac{d\bar{i}}{dt} + \bar{V} \quad (\text{III.30})$$

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d\bar{i}}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.31})$$

La tension d'entrée du redresseur peut être écrite comme suit :

$$v_n = U_{dc} \left(S_n - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) \quad (\text{III.32})$$

Où $S_n = 0$ ou 1 , sont l'état des interrupteurs, où $n=a, b, c$.

Par ailleurs, on peut écrire le courant du bus continu comme :

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = i_c \quad (\text{III.33})$$

Le courant dans la capacité peut aussi s'écrire :

$$i_c = i_{dc} - i_{ch} \quad (\text{III.34})$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{ch} \quad (\text{III.35})$$

Donc, le côté alternatif du redresseur

$$\begin{aligned} L \frac{di_a}{dt} + R i_a &= e_a - U_{dc} \left(S_n - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = U_{dc} \left(S_a - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L \frac{di_b}{dt} + R i_b &= e_b - U_{dc} \left(S_n - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = U_{dc} \left(S_b - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L \frac{di_c}{dt} + R i_c &= e_c - U_{dc} \left(S_n - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = U_{dc} \left(S_c - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \end{aligned} \quad (\text{III.36})$$

Où les tensions du réseau sont exprimées par :

$$\begin{cases} e_a = E_m \sin \omega t \\ e_b = E_m \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ e_c = E_m \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (III.37)$$

Le système d'équations (III.36) peut être résumé comme suit :

$$(L \frac{d}{dt} + R) i_n = e_n - U_{dc} (S_n - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n) \quad (III.38)$$

$$C \frac{dU_c}{dt} = \sum_{k=a}^c i_n S_n - i_{ch} \quad (III.39)$$

La combinaison des équations (III.38), (III.39) peut être représentée sous forme d'un schéma fonctionnel triphasé, (figure III.19).

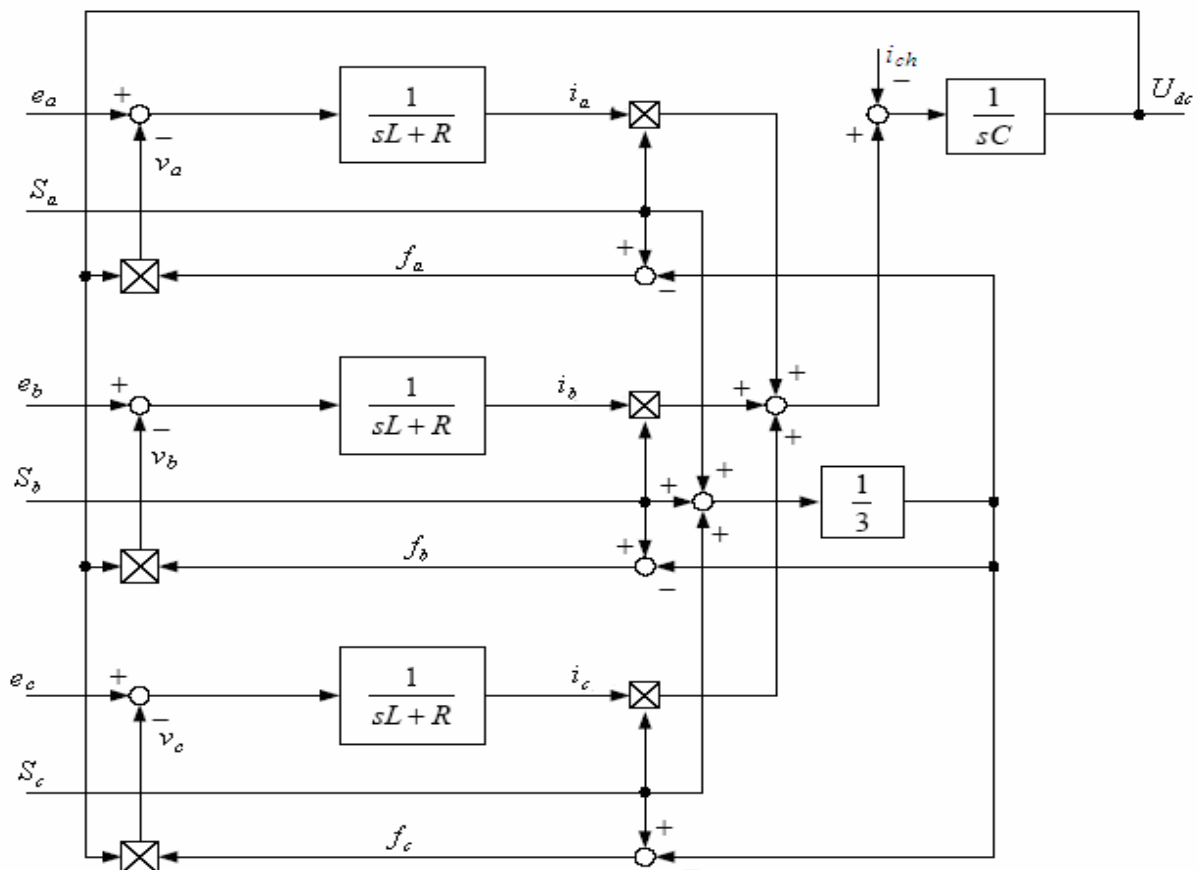


Figure III.19 Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans les coordonnées triphasées normales

III.29.2. Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel fixe $\alpha\beta$

Les équations de tensions dans le repère fixe $\alpha\beta$ sont obtenues par l'application des équations (III.31) et (III.35) comme suit :

$$\begin{cases} L \frac{di_\alpha}{dt} + Ri_\alpha = e_\alpha - U_{dc} S_\alpha \\ L \frac{di_\beta}{dt} + Ri_\beta = e_\beta - U_{dc} S_\beta \end{cases} \quad (III.40)$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \sum_a^\beta S_a i_a - i_{ch} = \frac{3}{2} (S_\alpha i_\alpha + S_\beta i_\beta) - i_{ch} \quad (III.41)$$

ou

$$\begin{cases} S_\alpha = \frac{1}{\sqrt{6}} (2S_a - S_b - S_c) \\ S_\beta = \frac{1}{\sqrt{2}} (S_b - S_c) \end{cases} \quad (III.42)$$

Un schéma fonctionnel dans le repère fixe $\alpha\beta$ est présenté dans la figure (III.20).

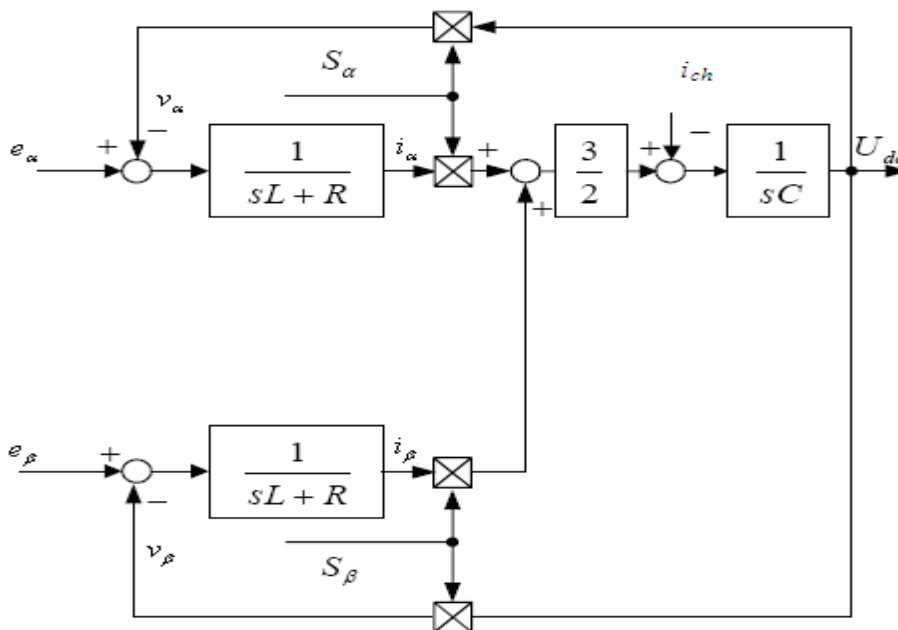


Figure III.20. Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le système de coordonnées fixes (α,β)

III.29.3.Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel tournant (dq)

Les équations dans le repère tournant d-q sont obtenues à l'aide de la transformation de Park.

$$\begin{cases} e_d = Ri_d = +L \frac{di_d}{dt} - \omega Li_q + v_d \\ e_q = Ri_q = +L \frac{di_q}{dt} - \omega Li_d + v_q \end{cases} \quad (III.43)$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \sum_{k=\alpha}^{\beta} S_n i_n - i_{ch} = \frac{3}{2} (S_d i_d + S_q i_q) - i_{ch} \quad (III.44)$$

Où

$$\begin{cases} S_d = S_\alpha \cos \omega t + S_\beta \sin \omega t \\ S_q = S_\beta \cos \omega t + S_\alpha \sin \omega t \end{cases} \quad (III.45)$$

Le schéma fonctionnel dans le repère d-q est présenté dans la figure (III.21).

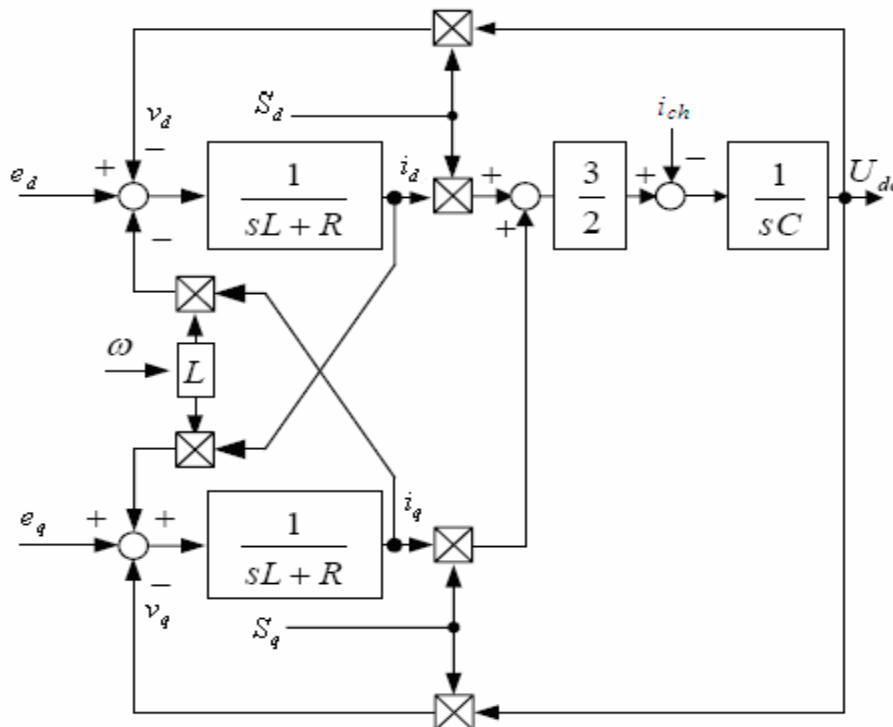


Figure III.21 Schéma fonctionnel du redresseur MLI de tension dans le référentiel tournant d-q

III.30. Contrôle en courant du redresseur MLI

III.30.1. Configuration des circuits de contrôle

Le contrôle de la tension continue exige une boucle d'asservissement fermée. Comme déjà expliqué dans la partie précédente, la tension continue est mesurée et comparé à une référence, et le signal d'erreur obtenu à partir de cette comparaison est employé pour produire une forme d'onde pour la référence du courant. La référence devrait être une forme d'onde sinusoïdale avec la même fréquence que la tension d'entrée, [64].

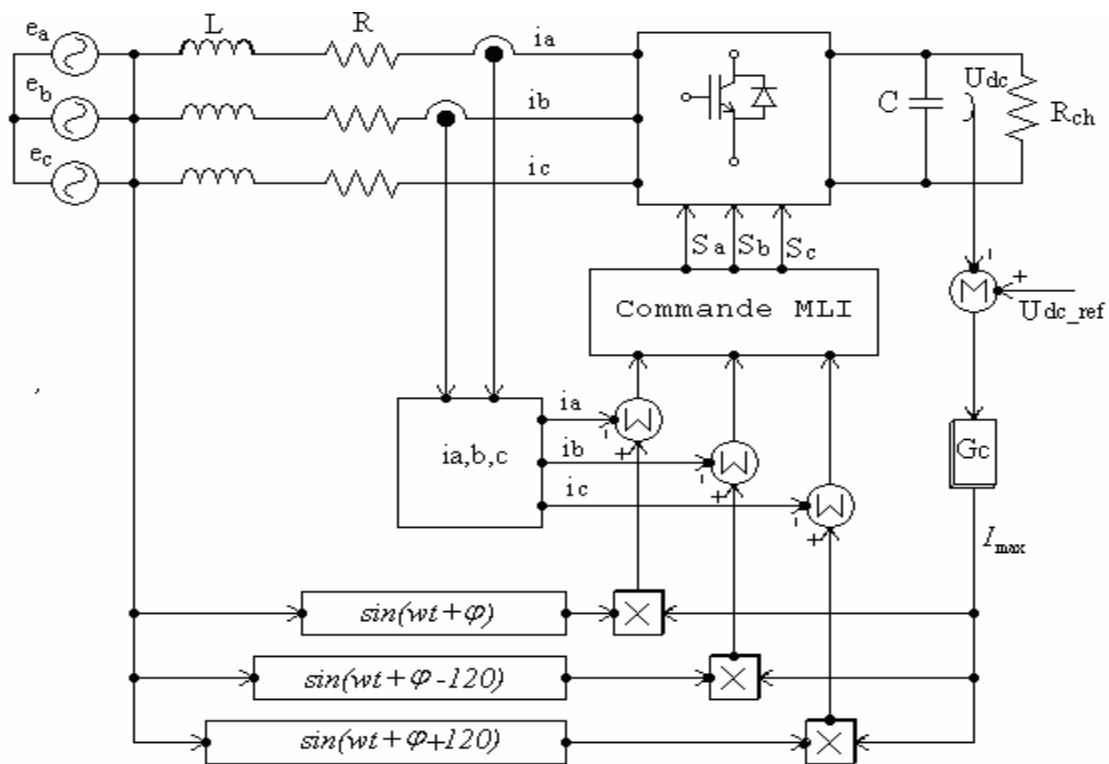


Figure III.22 Commande du redresseur MLI.

Cette méthode de contrôle est montrée dans la figure (III.22). Le contrôle est réalisé par la mesure des courants instantanés des phases, et on les force à poursuivre des courants de référence sinusoïdaux. L'amplitude de la référence du courant est évaluée par la sortie d'un régulateur de tension du bus continu selon l'équation suivante, [18] :

$$I_{\max} = G_c (U_{dc-ref} - U_{dc}) \quad (III.46)$$

où G_c représente un correcteur de type PI, P, logique floue ou autres.

La forme d'onde sinusoïdale de la référence du courant est obtenue en multipliant I_{\max} avec une fonction sinus, de même fréquence de la source, et avec angle de déphasage ϕ désiré. De plus, la référence doit être synchronisée avec la source d'alimentation. Une fois que la référence a été créée, la commande MLI est produite par le régulateur utilisé pour commuter les interrupteurs, [22].

III.30.2 Résultats de simulation du redresseur MLI

Le redresseur MLI a été étudié par simulation sous Matlab/Simulink selon le schéma de la figure (III.22), le courant a été commandé dans le repère abc par des régulateurs à hystérésis.

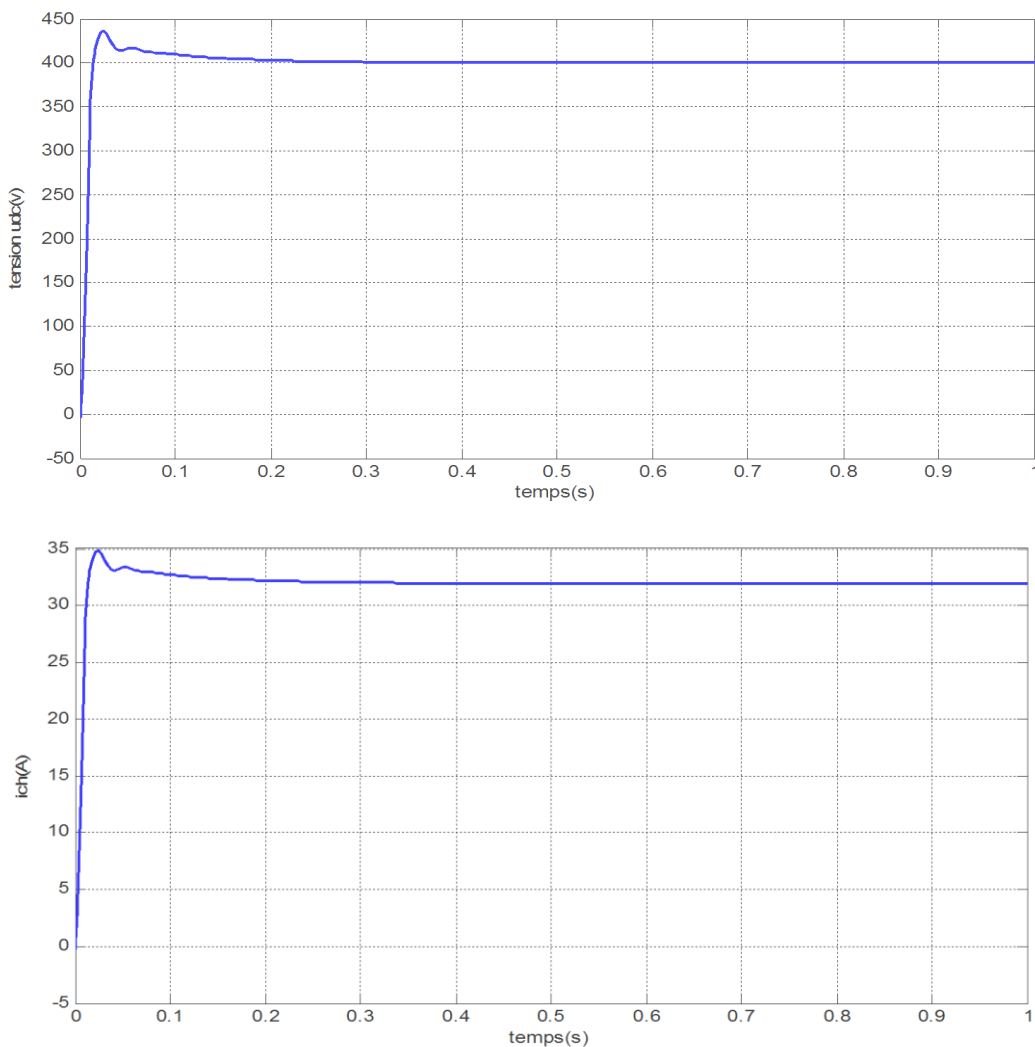
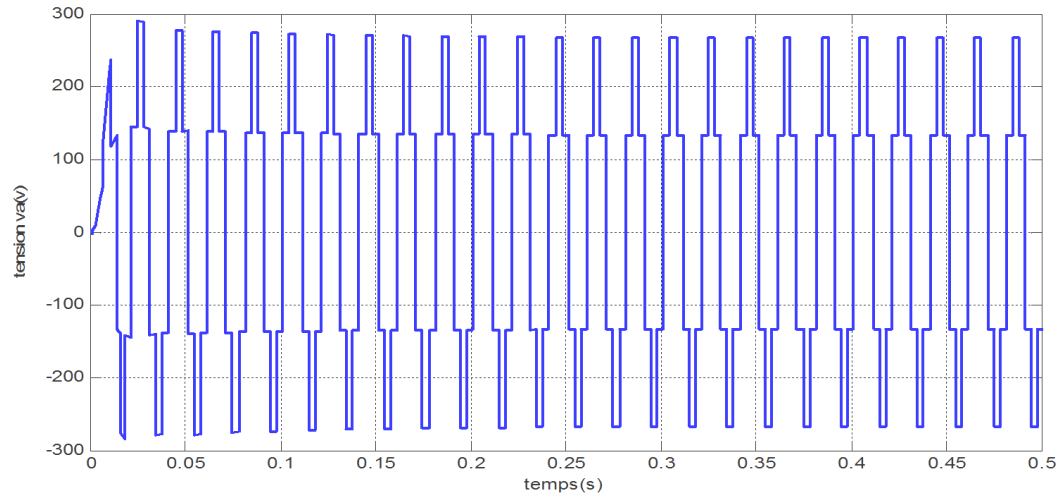
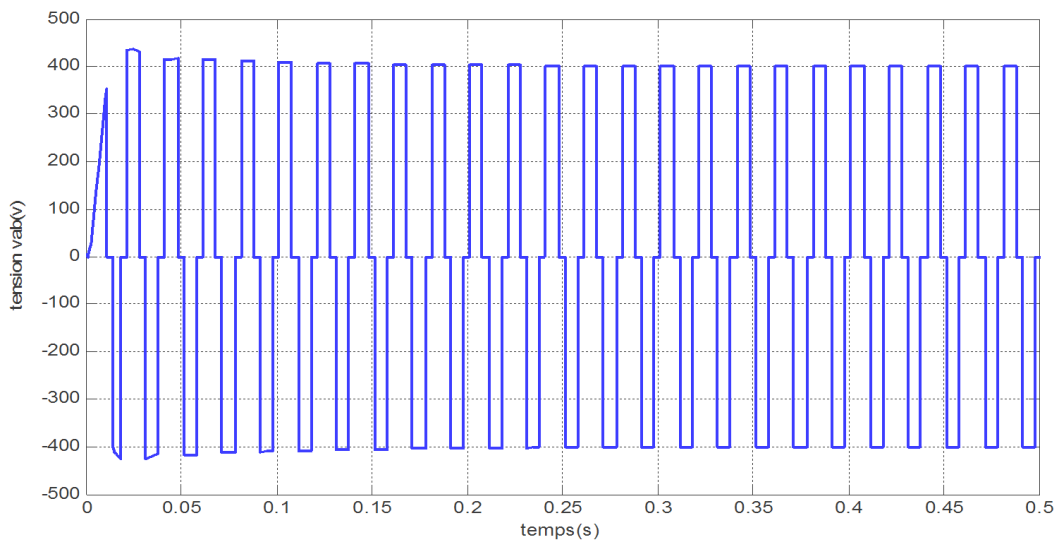


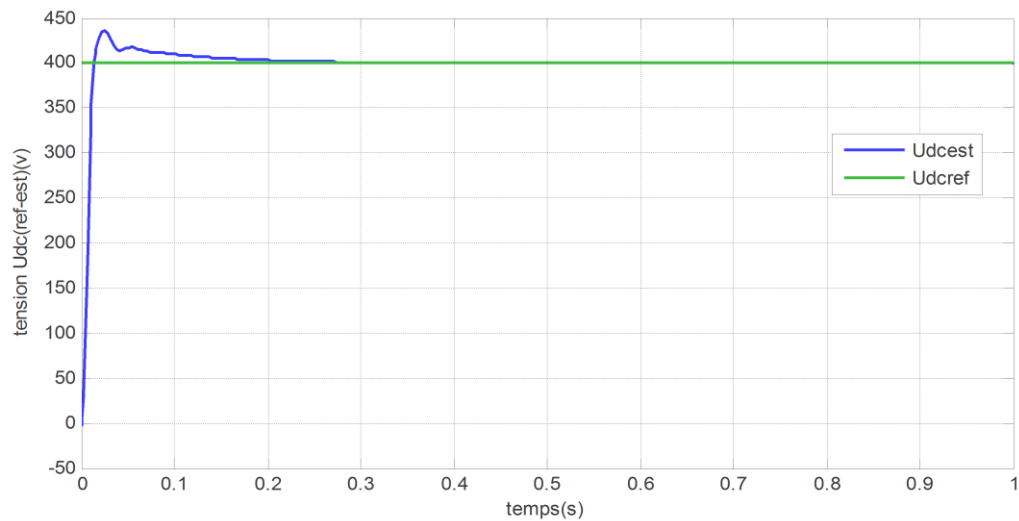
Figure III.23. Représentation de la tension du bus U_{dc} et le courant de charge I_{ch}



(A)



(B)



(C)

Figure III.24 A- tension d'entrée du pont convertisseur phase neutre V_{an} ;
 B- tension d'entrée du pont convertisseur et entres phases V_{ab} ;
 C- tensions de référence et estimée.

III.31. Onduleur de tension

Les onduleurs de tension alimentent les machines à courant alternatif (charge) à partir d'une source de tension continue. Ils permettent d'imposer aux bornes de la machine (charge) des tensions d'amplitude et de fréquence réglable par la commande. Un onduleur de tension à trois bras comprend chacun deux cellules de commutation. Chaque cellule est composée d'un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage et d'une diode antiparallèle, [25].

III.32. Modélisation des onduleurs de tension

Pour faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation, on modélise l'onduleur par un ensemble d'interrupteurs idéaux ; c'est-à-dire résistance nulle à l'état passant, résistance infinie à l'état bloqué, réaction instantanée aux signaux de commande. Pour modéliser l'onduleur de tension, Figure (III.25), on considère son alimentation comme une source parfaite, supposée être de deux générateurs de F.E.M égale à $U_0/2$ connectés entre eux par un point noté n_0 , [62].

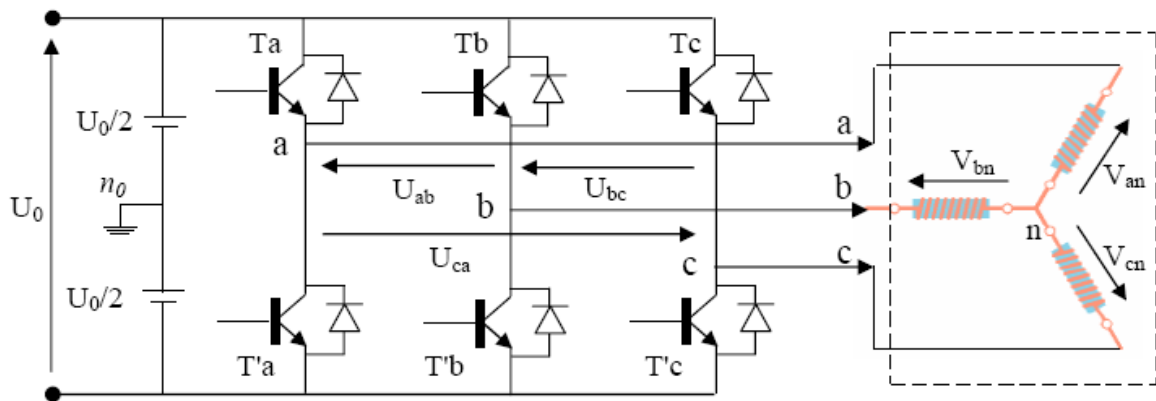


Figure III.25: Schéma de l'onduleur triphasé

La charge a été modélisée à partir des tensions simples que nous notons V_{an} , V_{bn} et V_{cn} . L'onduleur est commandé à partir des grandeurs logiques (S_i). On appelle T_i et T'_i les transistors (supposée des interrupteurs idéaux), on a :

- Si ($S_i = 1$, Alors T_i est passant et T'_i est ouvert) ;
- Si ($S_i = 0$, Alors T_i est ouvert et T'_i est passant).

Les tensions composées sont obtenues à partir des sorties de l'onduleur :

$$\begin{cases} U_{ab} = (V_{an0} - V_{bn0}) \\ U_{bc} = (V_{bn0} - V_{cn0}) \\ U_{ca} = (V_{cn0} - V_{an0}) \end{cases} \quad (III.47)$$

Les tensions simples des phases de la charge issues des tensions composées ont une somme nulle, donc

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3}(U_{ab} - U_{ca}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3}(U_{bc} - U_{ab}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3}(U_{ca} - U_{bc}) \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

Elles peuvent s'écrire à partir des tensions de sortie de l'onduleur en introduisant la tension du neutre de la charge par rapport au point de référence n_0 , [68] :

$$\begin{cases} V_{an} + V_{nn0} = V_{an0} \\ V_{bn} + V_{nn0} = V_{bn0} \\ V_{cn} + V_{nn0} = V_{cn0} \end{cases} \quad (\text{III.49})$$

Donc, on peut déduire que :

$$V_{nn0} = \frac{1}{3}[V_{an0} + V_{bn0} + V_{cn0}] \quad (\text{III.50})$$

L'état des interrupteurs supposés parfaits S_i ($i=a,b,c$), on a donc :

$$V_{in0} = S_i U_0 - \frac{U_0}{2} \quad (\text{III.51})$$

On peut écrire aussi :

$$\begin{cases} V_{an0} = U_0(S_a - \frac{1}{2}) \\ V_{bn0} = U_0(S_b - \frac{1}{2}) \\ V_{cn0} = U_0(S_c - \frac{1}{2}) \end{cases} \quad (\text{III.52})$$

En remplaçant (III.52) dans (III.50), on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3}V_{an0} - \frac{1}{3}V_{bn0} - \frac{1}{3}V_{cn0} \\ V_{bn} = \frac{1}{3}V_{an0} + \frac{2}{3}V_{bn0} - \frac{1}{3}V_{cn0} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3}V_{an0} - \frac{1}{3}V_{bn0} + \frac{1}{3}V_{cn0} \end{cases} \quad (\text{III.53})$$

En remplaçant (III.52) dans (III.53), on obtient :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} U_0 \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.54})$$

III.33. Contrôle du courant par MLI

La méthode de contrôle des courants par modulation de largeur d'impulsion (MLI) à partir d'une source de tension continue, consiste à imposer aux bornes de la machine des créneaux de tension de manière que le fondamental de la tension soit le plus proche de la référence de la tension sinusoïdale. La MLI est obtenue par la comparaison de deux signaux.

Un signal triangulaire de haute fréquence (F_p) appelé "porteuse" et un signal de référence appelé "modulatrice", de fréquence $F_m \ll F_p$. Les intersections de ces deux signaux déterminent les instants de commutation des interrupteurs de l'onduleur, Figure (III.26),[64].

III.34 MLI à échantillonnage naturel :

L'échantillonnage naturel est un processus de sélection naturelle des points échantillonnés. C'est la technique la plus utilisée et la plus simple. Elle consiste à comparer le signal triangulaire (porteuse) avec un signal sinusoïdale (Modulatrice). L'intersection de ces deux signaux définit les instants de commutation des interrupteurs,[62].

III.35 .Résultats de simulation de l'onduleur de tension

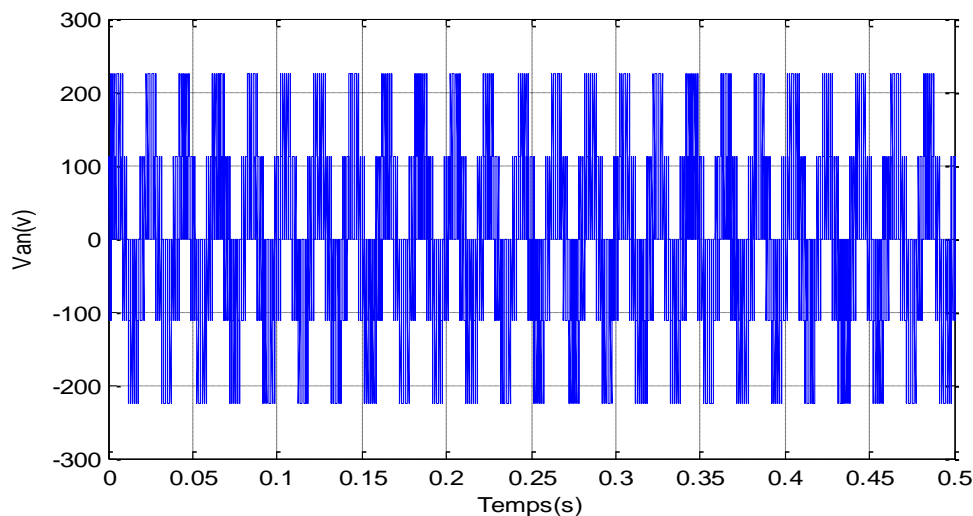


Figure III.26 La tension à la sortie de l'onduleur V_{an}

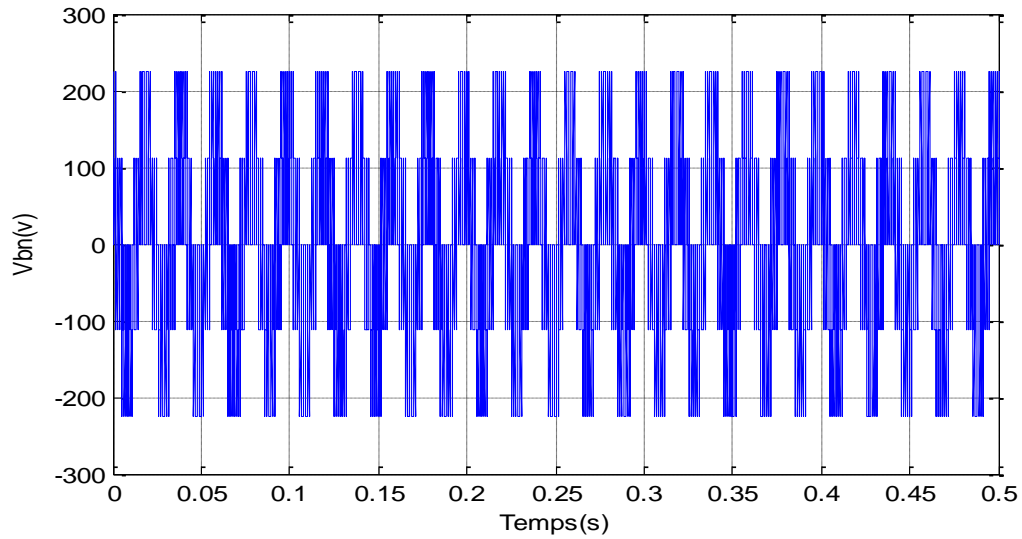


Figure III.27 La tension à la sortie de l'onduleur V_{bn}

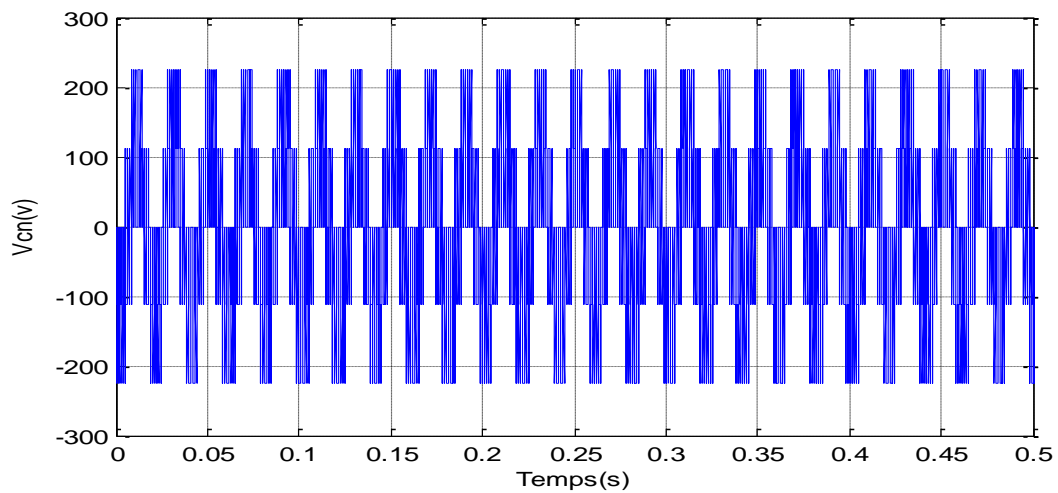


Figure III.28 La tension à la sortie de l'onduleur V_{bn}

Les figures (III.26), (III.27) et (III.28) montrent respectivement la tension MLI des phases (a, b, c) à la sortie de l'onduleur de tension en fonction du temps. Il est clair que le signal est périodique ayant une amplitude maximale de $V_{an}=V_{bn}=V_{cn}=220V$.

III.36. La Commande vectorielle

Dans la chaîne de conversion de l'énergie éolienne, la turbine et la génératrice sont les éléments les plus importants, puisque la turbine assure une transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique qui permet de faire tourner le rotor de la génératrice et cette dernière est la composante qui assure la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique. Dans ce travail nous avons utilisé la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP). Dans cette partie nous allons étudier la commande vectorielle de la génératrice synchrone à aimants permanents, [53]. La commande vectorielle pour machine synchrone a été développée afin d'améliorer les performances en régime dynamique, [53].

III.37. Principe de la commande vectorielle

Le Principe de la commande vectorielle est identique à celui de la commande d'une machine à courant continu à excitation séparée. Il faut cependant se placer dans un repère particulier où le couple électromagnétique s'exprime simplement en fonction des composantes des courants suivant les deux axes (d, q). Habituellement, la composante d'axe "d" du courant statorique joue le rôle de l'excitation et permet de régler la valeur du flux dans la machine. La composante d'axe 'q' joue le rôle du courant d'induit et permet de contrôler le couple, [63].

L'application de la commande vectorielle nécessite que l'axe de la composante (i_q) soit en quadrature par rapport au flux rotorique. Par conséquent, la composante (i_d) du courant statorique, doit être colinéaire, au flux rotorique. Si le courant (i_d) est dans la même direction que le flux rotorique, le flux statorique suivant l'axe (d) s'ajoute au flux des aimants, ce qui donne une augmentation au flux d'entrefer (surexcitation). D'autre part, si le courant (i_d) est négatif, le flux statorique sera en opposition à celui du rotor, ce qui donne une diminution du flux d'entrefer (sous-excitation). Le courant i_d doit être nul, lorsque le système travaille à couple constant, [64].

$$I_{sd} = 0 \quad \text{et} \quad I_{sq} = i_s \quad (\text{III.55})$$

Donc
$$\Phi_{sq} = \Phi_f \quad (\text{III.56})$$

La forme du couple électromagnétique à flux constant:

$$C_{em} = K_t I_q \quad (\text{III.57})$$

Le couple est directement proportionnel à \dot{i}_{sq}

$$K_t = \frac{3}{2} p \Phi_f \quad (\text{III.58})$$

En convention génératrice, on inverse le sens des courants \dot{i}_{sd} et \dot{i}_{sq} de la MSAP on aura donc les équations électriques de la GSAP comme suit :

$$\begin{cases} V_{sd} = -R_s \cdot I_{sd} - L_{sd} \frac{dI_{sd}}{dt} + \omega_r L_{sq} \cdot I_{sq} \\ V_{sq} = -R_s \cdot I_{sq} - L_{sq} \frac{dI_{sq}}{dt} - \omega_r L_{sd} \cdot I_{sd} + \omega_r \cdot \phi_f \end{cases} \quad (\text{III.59})$$

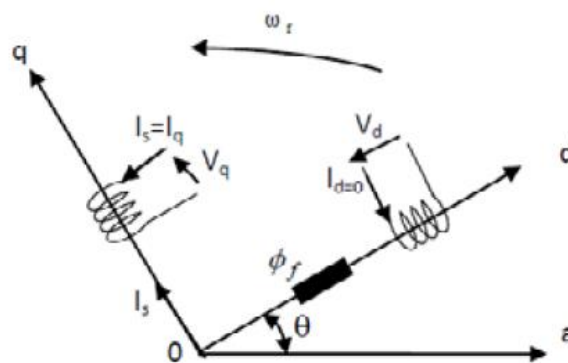


Figure III.29. Principe de la commande vectorielle

III.38. Description du système global

La structure de la commande est constituée de l'association d'une machine synchronisée à aimants permanents dans le repère (d, q). La référence du courant direct (I_{d_ref}) est fixée à zéro.

Le couple dépend seulement du courant I_q . Alors, on peut contrôler le couple uniquement par la composante I_q . Le courant de référence I_{q_ref} est obtenu par la relation du couple, dont le couple de référence est issu de la régulation de la vitesse par MPPT. Les références des courants direct (I_{d_ref}) et en quadrature (I_{q_ref}) sont comparées séparément aux courants réels de la machine (i_d) et (i_q).

Les erreurs des courants sont appliquées à l'entrée des régulateurs classiques de type PI, [53].

Un bloc de découplage génère les tensions de références (V_d^*) et (V_q^*). Le système est muni d'une boucle de régulation de tension, qui permet de générer la référence de courant

(I_{q_ref}). Par contre, le courant (I_{d_ref}) est nul dans ce cas. Les sorties du bloc de découplage (V_d^*) et (V_q^*) 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, [64].

La figure (III.30) représente le schéma bloc de la commande vectorielle de la GSAP

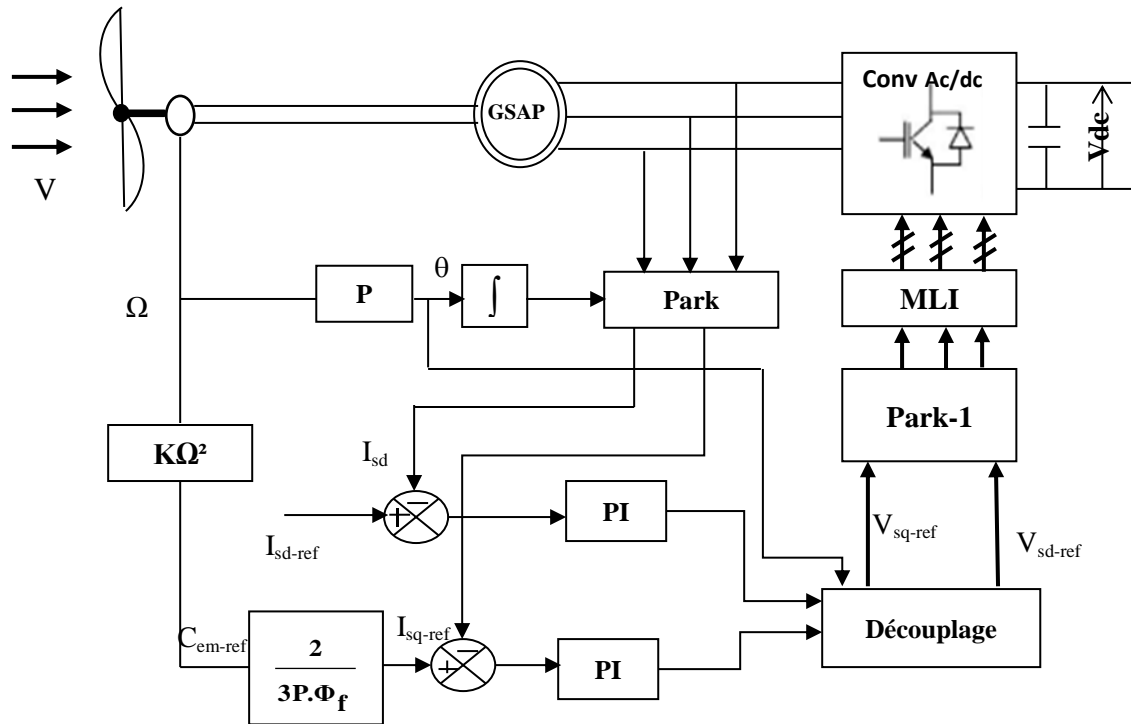


Figure III.30. Schéma bloc de la commande vectorielle de la GSAP

III.39. Découplage par compensation

En imposant des tensions de référence à l'entrée de la commande du redresseur. Ces tensions permettent de définir les rapports cycliques sur les bras de redresseur, il faut définir le découplage de compensation, car, dans les équations statoriques, il y a des termes de couplage entre les axes (d, q), [53].

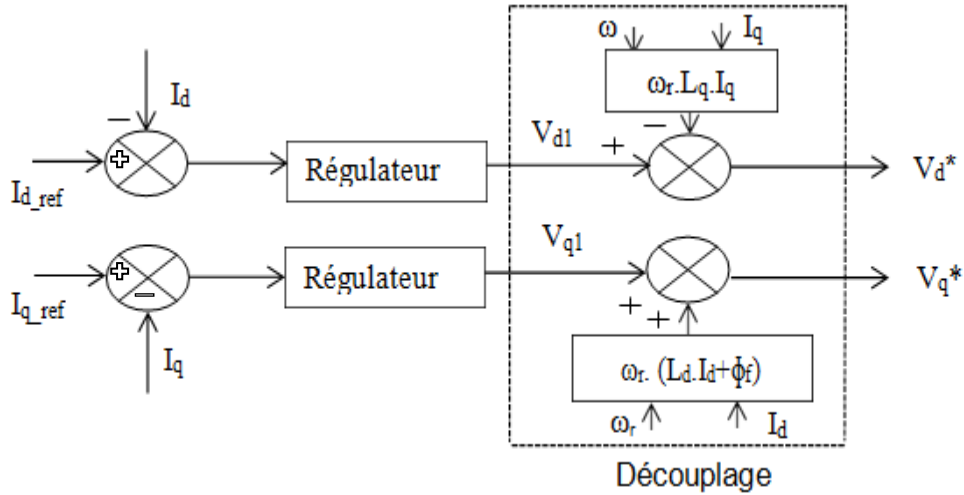


Figure III.31. Principe de découplage par compensation.

Sur le schéma de principe précédent, V_{d1} et V_{q1} représentent les tensions à la sortie des régulateurs des courants I_d et I_q .

$$\begin{cases} -V_{sd} = (R_s + L_{sd}.S)i_{sd} - \omega_r.L_{sq}.I_{sq} \\ -V_{sq} = (R_s + L_{sq}.S)i_{sq} + \omega_r.(L_{sd}.I_{sd} + \Phi_f) \end{cases} \quad (III.60)$$

A partir des équations (III.60) il est possible de définir les termes de découplage qui sont considérés, comme suit :

$$\begin{cases} V_{sd} = V'_{sd} + e_d \\ e_d = -\omega_r.L_{sq}.i_{sq} \end{cases} \quad (III.61)$$

Avec $V_{sd} = (R_s + L_{sd}.S)i_{sd}$ (III.62)

Alors $\frac{I_{sd}}{V'_{sd}} = \frac{1}{(R_s + L_{sd}.S)}$ (III.63)

De manière analogue, pour V_{sq} on aura :

$$\begin{cases} V_{sq} = V'_{sq} + e_q \\ e_q = \omega_r (L_{sd} i_{sd} + \Phi_f) \end{cases} \quad (III.64)$$

Avec $V'_{sq} = (R_s + L_{sq} S) i_{sq}$ (III.65)

Alors

$$\frac{i_{sq}}{V'_{sq}} = \frac{1}{(R_s + L_{sq} S)} \quad (III.66)$$

III.40. Synthèse des contrôleurs PI du convertisseur de puissance

Le contrôle de la partie électrique du système éolien possède une multitude de boucles de poursuite (ou de régulation) par des correcteurs PI. Dans ce cas, on va présenter une méthode analytique, permettant de déterminer les paramètres de tous ces régulateurs, [64].

Le schéma général d'une boucle de poursuite est donné par la figure suivante:

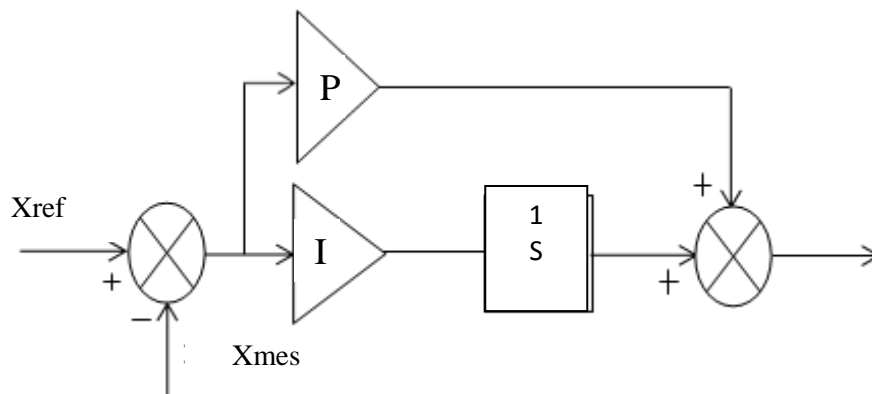


Figure III.32. Schéma bloc du correcteur PI

III.41. Régulation du courant

La fonction de transfert de la machine étant de la forme tel que $(d/dt)=S$:

$$H_s(s) = \frac{1}{(R_s + L_s S)} = \frac{1}{R_s} + \frac{1}{(1 + \tau S)} \quad (III.67)$$

Avec : $e_{d,q} = \omega \cdot \phi_{d,q}$: sont les f.e.m de rotations dues aux termes de couplage qui sont considérées comme des perturbations mesurables,

où :

τ : la constante de temps électrique donnée par : $\tau = L_s / R_s$

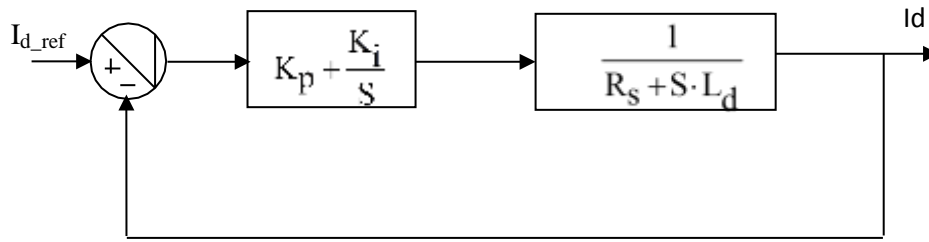


Figure III.33. Boucle de régulation du courant i_{sd}

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

$$H_{BO}(s) = \left(K_p + \frac{k_i}{s} \right) \left(\frac{1}{R_s + s \cdot L_{sd}} \right) \quad (\text{III.68})$$

Composons le pôle $\left(\frac{L_{sd}}{R_s} \right)$ par $\left(\frac{K_p}{K_i} \right)$ ce qui se traduit par la condition :

$$\left(\frac{L_{sd}}{R_s} \right) = \left(\frac{K_p}{K_i} \right) \quad (\text{III.69})$$

La fonction de transfert en boucle ouverte s'écrit maintenant :

$$H_{bf}(s) = \left(\frac{K_i}{s \cdot R_s} \right) \quad (\text{III.70})$$

En boucle fermée, nous obtenons un système de type 1^{er} ordre avec une constante de temps

$$\tau_{Bf} = \frac{R_s}{K_i} \quad (\text{III.71})$$

$$H_{Bf}(s) = \frac{1}{\left(\frac{R_s}{K_i} \cdot s + 1 \right)} \quad (\text{III.72})$$

L'action intégrale du PI est obtenue comme suit :

$$K_i = \frac{R_s}{\tau_{Bf}} \quad (\text{III.73})$$

Si on choisit le temps de réponse $t_{\text{rep}} = 3 \cdot \tau_{Bf}$ on aura :

$$K_i = \frac{3R_s}{t_{\text{rep}}} \quad (\text{III.74})$$

$$K_p = \frac{3L_{sd}}{t_{\text{rep}}}$$

Les constantes (k_p et k_i) sont identiques pour la boucle de courant suivant les axes en direct et en quadrature.

III.42. Avantages et inconvénients de la commande vectorielle

Avantages	Inconvénient
<ul style="list-style-type: none"> ✓ -Elle est précise et rapide ✓ -Elle est basée sur le modèle transitoire ✓ -Le contrôle des grandeurs se fait en amplitude et en phase. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ -Présence de transformation de coordonnées dépendant d'un angle θ_s estimé. ✓ -Faible robustesse aux variations paramétriques.

Tableau III.2. Les différents avantages et inconvénients de la commande vectorielle.

III.43. Résultats de simulation et interprétation.

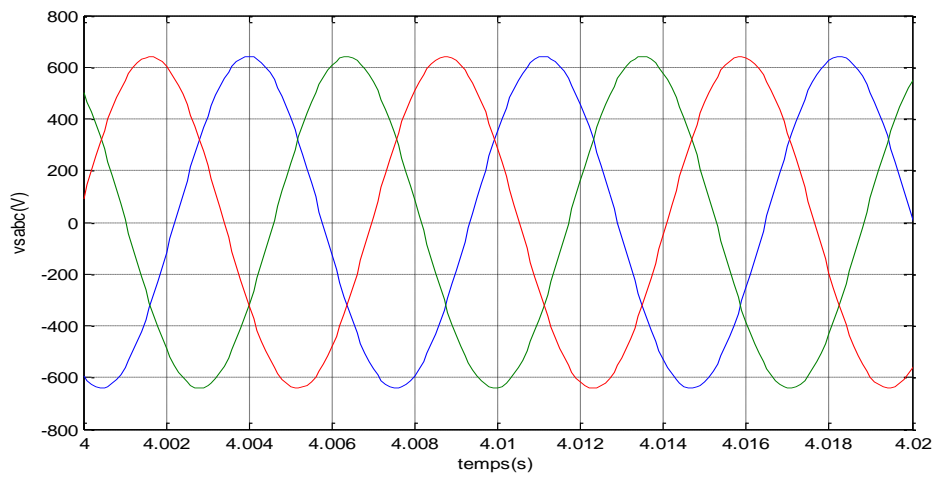


Figure III.34. Les tensions $V_{abc}(v)$

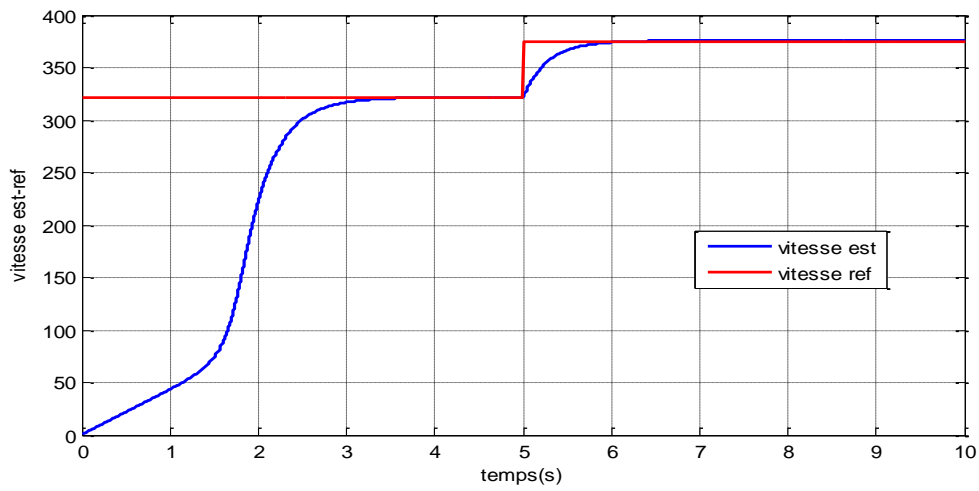


Figure III.35. La vitesse de référence et estimée (rad/s)

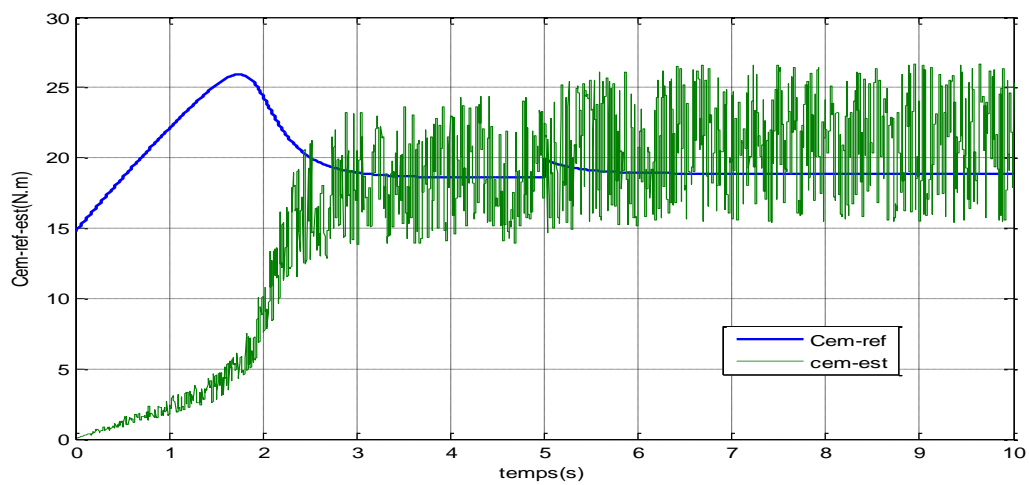


Figure III.36. Le couple électromagnétique $Cem_{ref-est}$

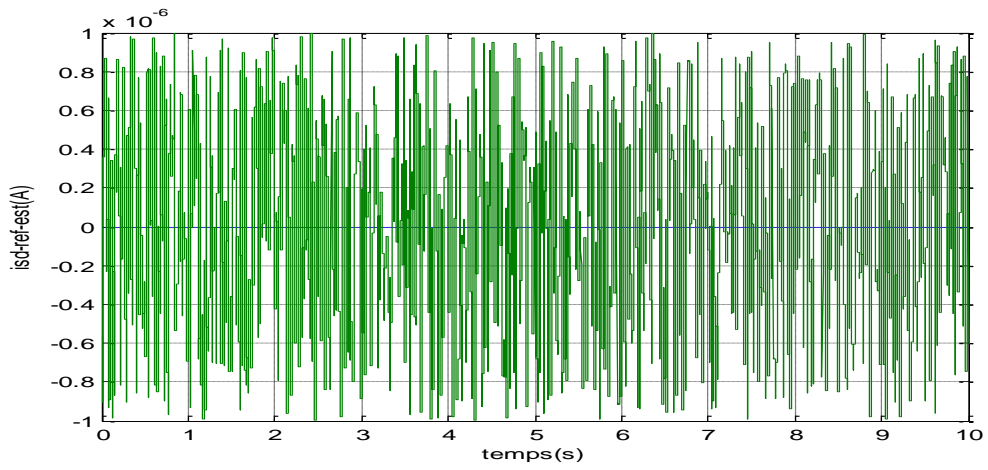


Figure III.37. Le courant I_{dref_est} (A)

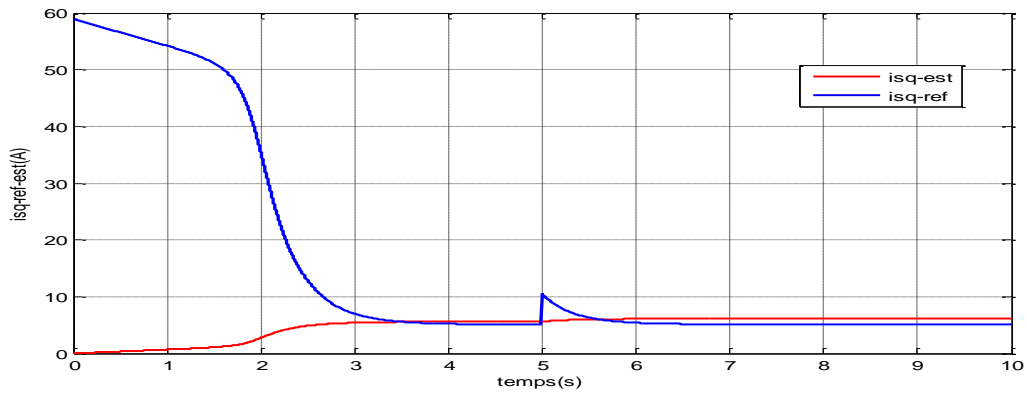


Figure III.38. Le courant I_{sqref} (A)

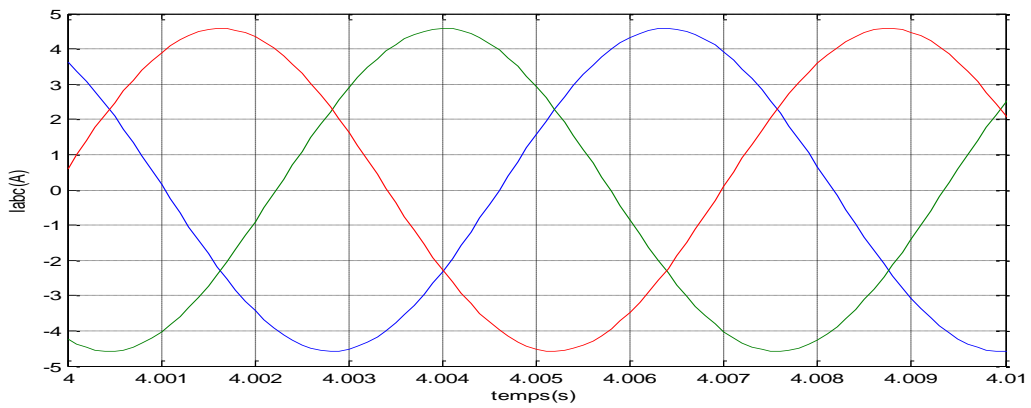


Figure III.39. Le courant I_a (A)

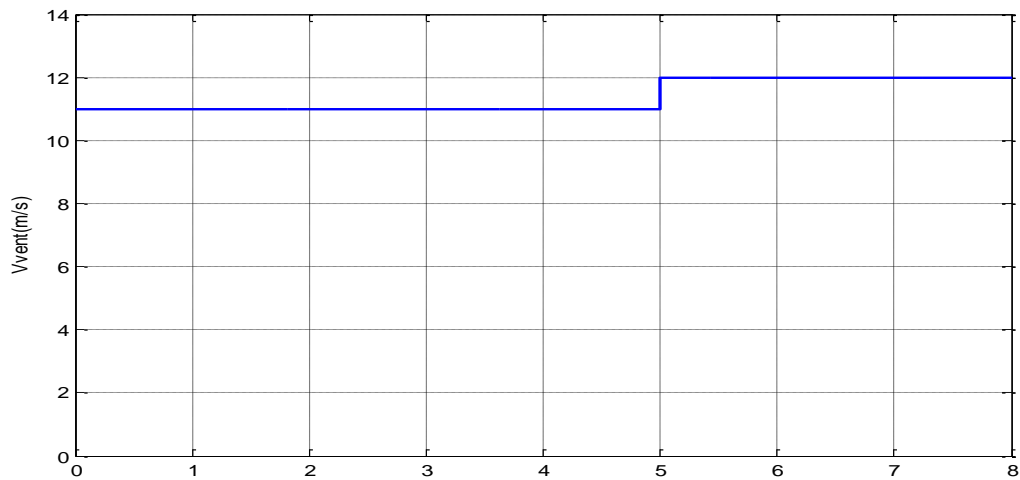


Figure III.40. La vitesse du vent (m/s)

D'après les allures obtenues à un échelon de vitesse du vent, en augmentant brusquement la vitesse du vent de 11m/s, à 12m/s à l'instant 5s, on observe que les courants i_d (Fig.III.37) et i_q (Fig.III.38) sont découplés, le courant i_d est maintenu à sa consigne nulle, tandis que le courant i_q responsable du couple électromagnétique suit sa référence. Les tensions et les courants statoriques sont sinusoïdaux, mais on remarque que la tension sera augmentée au moment d'application de la perturbation de la vitesse du vent.

III.44. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP), ainsi que sa modélisation sous forme d'équations mathématiques. Par la suite, en se basant sur un ensemble d'hypothèses simplificatrices, le modèle de GSAP dans le repère de Park a été établi dans le but de linéariser le système et faciliter l'étude. Puis, on a abordé la modélisation du convertisseur statique composé d'un redresseur MLI et sa modélisation ainsi que la modélisation de l'onduleur MLI. Enfin nous avons clôturé cette partie, par l'application de la commande vectorielle à la génératrice synchrone à aimants permanents.

Les différents résultats obtenus par simulation sont présentés et commentés.

Chapitre IV
La commande DTC-SVM
pour la GSAP

IV.1. Introduction

Les éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais, et un multiplicateur, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets off-shore situés en milieu salin, [7].

Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Si de plus la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et de balais est éliminé.

Le générateur éolien, qui est basé sur une turbine à vitesse variable et une génératrice synchrone à aimants permanents est raccordé à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance MLI. Toutefois, en fonctionnement autonome, la vitesse de rotation et la charge n'étant pas fixes, la tension statorique peut varier dans de grandes proportions. Il devient alors nécessaire d'utiliser un système de régulation approprié afin de maintenir la tension de sortie à une amplitude et une fréquence constantes. Des travaux ont été réalisés dans ce sens en contrôlant le dispositif constitué d'une GSAP connectée à un redresseur commandé en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI), [8].

Par ailleurs, le déphasage entre les signaux de référence et les courants statoriques permet de contrôler le flux de la puissance réactive, [9].

Le système étudié peut être réduit à la machine connectée au redresseur débitant sur une charge équivalente. L'objectif du système de contrôle est de maintenir constante la tension du bus continu. Dans cette partie, nous présentons les performances de la commande basée sur le contrôle direct du couple (DTC) testée pour la GSAP.

IV.2.Principes généraux de la commande directe du couple

Le contrôle direct du couple (DTC) basé sur l'orientation du flux statorique, utilise les valeurs instantanées du vecteur de tension.

Ces vecteurs sont choisis à partir d'une table de commutation en fonction des erreurs du flux et du couple et de la position du vecteur flux statorique, [10].

Pour fixer l'amplitude du flux statorique, l'extrémité du vecteur flux doit avoir une trajectoire circulaire. Pour cela, le vecteur tension appliqué doit toujours être perpendiculaire au vecteur flux. Mais comme on n'a que huit vecteurs, on est obligé d'accepter une variation d'amplitude autour de la valeur fixe souhaitée. Ceci est réalisé par des comparateurs à hystérésis pour le flux et le couple. La figure (IV.1) représente la structure du contrôle direct du couple adoptée pour l'application à étudié. Ainsi en sélectionnant un vecteur approprié,

l'extrémité du flux peut être contrôlée et déplacée de manière à maintenir l'amplitude du vecteur flux à l'intérieur d'une certaine fourchette. Le choix de V_s dépend de la variation souhaitée pour le module du flux mais également de l'évolution souhaitée pour sa vitesse de rotation et par conséquent pour le couple, [11].

On délimite généralement l'espace d'évolution de ϕ_s dans le référentiel fixe (stator) en le décomposant en six zones symétriques par rapport aux directions des vecteurs de tensions non nuls. La position du vecteur flux dans ces zones est déterminée à partir de ces composantes.

Lorsque le vecteur flux se trouve dans une zone numérotée ($i=1$ à 6), les deux Vecteurs V_i et V_{i+3} ont la composante de flux la plus importante.

Le contrôle de flux et du couple est assuré en sélectionnant un des quatre vecteurs non nuls ou un des vecteurs nuls. Le rôle du vecteur tension sélectionné est décrit sur la figure (IV.1).

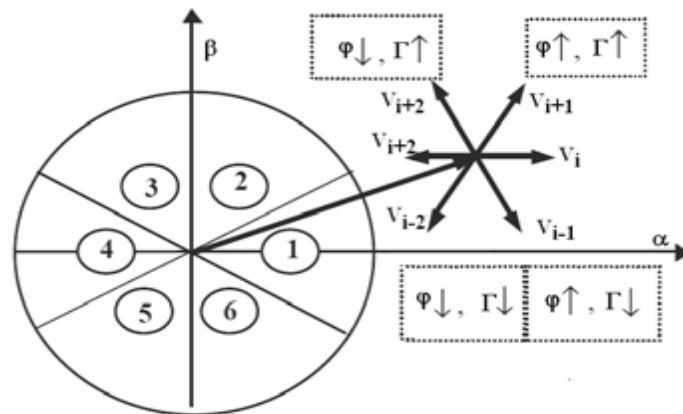


Fig.IV.1 : sélection du vecteur de tensions selon la zone $N=1$

Plusieurs tables de commutation peuvent être utilisées pour contrôler le couple. Chaque table influe sur le comportement de la machine en termes de couple, d'ondulation des courants, de fréquence de commutation et possibilités de fonctionnement dans deux ou quatre quadrants. Le Tableau suivant montre quatre tables de commutation possibles.

	$\Gamma \uparrow \quad \Phi_s \uparrow$	$\Gamma \uparrow \quad \Phi_s \downarrow$	$\Gamma \downarrow \quad \Phi_s \uparrow$	$\Gamma \downarrow \quad \Phi_s \downarrow$
Stratégie1	V_{i+1}	V_{i+2}	V_0, V_7	V_0, V_7
Stratégie2	V_{i+1}	V_{i+2}	V_i	V_0, V_7
Stratégie3	V_{i+1}	V_{i+2}	V_i	V_{i+3}
Stratégie4	V_{i+1}	V_{i+2}	V_{i-1}	V_{i-2}

Tableau IV.1 : Tables des commutations possibles

Le couple électromagnétique est contrôlé en contrôlant l'amplitude et la vitesse de rotation du vecteur flux statorique, aussi lorsqu'on applique des vecteurs tensions nuls pour diminuer l'amplitude de ce dernier, il reste à sa position dans le cas d'une machine asynchrone puisque le flux statorique est uniquement déterminé par la tension statorique. Par contre dans le cas de la GSAP, le flux statorique ϕ_s continue à changer même lorsque le vecteur tension nul est appliqué parce que les aimants permanents tournent avec le rotor.

IV.3. Caractéristiques principales de la commande directe du couple

Dans une commande DTC il est recommandé d'utiliser une fréquence de calcul élevée afin de réduire les oscillations du couple provoquées par les régulateurs à hystérésis.

Cette condition se traduit par la nécessité de faire appel à des calculateurs de haute performance afin de satisfaire aux conditions de calculs en temps réel.

Les caractéristiques générales d'une commande directe du couple sont :

- la commande directe du couple et de flux à partir de la sélection des vecteurs optimaux de commutation de l'onduleur ;
- la commande indirecte des intensités et tensions du stator de la machine ;
- l'obtention des flux et des courants statoriques proches de formes sinusoïdales ;
- une très bonne dynamique de la machine ;
- l'existence d'oscillations du couple qui dépendent, entre autres, des facteurs de la largeur des bandes des régulateurs à hystérésis ;

Cette méthode de commande présente différents avantages et inconvénients qui sont énumérés ci-dessous dans le cas d'une régulation de vitesse en fonctionnement moteur :

Parmi les avantages on peut citer :

- l'absence de calculs dans le repère rotorique (d, q) et donc l'utilisation d'une matrice de rotation ;
- l'absence de bloc de calcul de modulation de tension MLI ;
- l'absence d'obligation de découplage des courants par rapport aux tensions de commande comme dans le cas de la commande vectorielle ;
- la présence d'un seul régulateur, celui de la boucle externe de vitesse ;
- l'absence d'obligation de connaître avec une grande précision la position rotorique car seule l'information sur le secteur dans lequel se trouve le vecteur du flux statorique est nécessaire ;
- une très bonne réponse dynamique.

Concernant les Inconvénients on peut citer:

- les problèmes de commande à basse vitesse ;
- la nécessité de disposer d'estimations du flux statorique et du couple ;
- l'existence d'oscillations de couple ;
- la fréquence de commutations non constantes (utilisation de régulateurs à hystérésis).

Cela conduit à un contenu harmonique riche augmentant les pertes, les bruits acoustiques et les oscillations du couple qui peuvent exciter des résonances mécaniques, [12].

IV.4. Fonctionnement et séquence d'un onduleur de tension triphasé

Dans le cas d'un fonctionnement moteur, les tensions d'alimentation sont estimées en fonction de la tension du bus continu et des états de commutation des bras de l'onduleur.

Ces états sont donnés par le groupe (S_a, S_b, S_c) où chacune des trois variables peut prendre les valeurs : 1 ou 0. Ainsi, huit combinaisons différentes sont possibles :

$V_0 (0 0 0)$, $V_1 (1 0 0)$, $V_2 (1 1 0)$, $V_3 (0 1 0)$, $V_4 (0 1 1)$, $V_5 (0 0 1)$, $V_6 (1 0 1)$, $V_7 (1 1 1)$.

Le vecteur tension V_s est délivré par l'onduleur de tension triphasé supposé parfait. Ce vecteur est fonction des états de commutation des bras d'onduleur (S_a, S_b, S_c) et peut s'écrire, en utilisant les variables booléennes de l'état des interrupteurs, sous la forme suivante :

$$V_s = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot V_{dc} \left(S_a + S_b e^{\frac{j2\pi}{3}} + S_c e^{\frac{j4\pi}{3}} \right) \quad (IV.1)$$

En développant le vecteur tension V_s , la relation entre les tensions réelles (V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}) et les variables booléennes (S_a, S_b, S_c) s'écrit :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} V_{dc} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (IV.2)$$

Par ailleurs, en utilisant la transformée de Concordia, on peut lier les tensions réelles (V_{sa} , V_{sb} , V_{sc}) aux tensions dans le plan (α , β) par la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{s\alpha} \\ V_{s\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \sqrt{2} & -\frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} & \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.3})$$

Les positions spatiales, dans le plan (α , β), des vecteurs tensions générées par l'onduleur sont présentées dans la figure (IV.2).

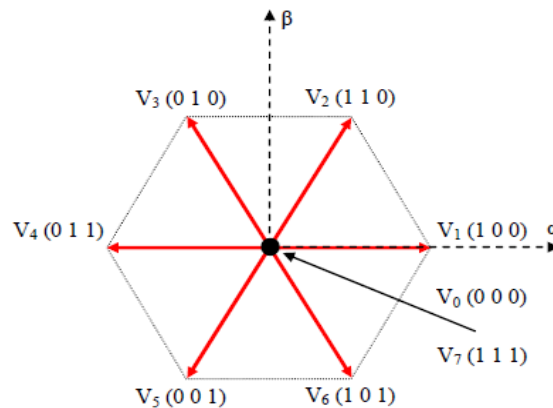


Figure.IV.2 : Représentation des vecteurs de tensions générées par l'onduleur

IV.5. Stratégie de la commande directe du couple et de flux

Dans cette technique Takahashi a proposé une stratégie de commande de couple et de flux (DTC) qui est basée sur le principe de divisé le domaine temporel en périodes de durée T_e réduites ($T_e \leq 50\mu s$).

Pour chaque coup d'horloge, on mesure les courants de ligne et les tensions par phase de la GSAP.

On reconstitue les composantes du vecteur de flux statorique, et on estime le couple électromagnétique de la GSAP en utilisant l'estimation du flux statorique et la mesure des courants de lignes, [16].

On détermine la séquence de fonctionnement de l'onduleur pour commander le flux et le couple suivant une logique.

Cette technique possède généralement d'excellentes caractéristiques dynamiques qui s'étendent à de larges plages de fonctionnement couple/vitesse, et une plage de

fonctionnement sans capteur mécanique avec une fréquence minimale de fonctionnement stable inférieure à 1 tour/heure, (1/3600Hz).

L'état des interrupteurs supposés parfaits, représenté par trois grandeurs booléennes de commande S_j ($j = a, b, c$) telles que :

$S_j = 1$ si l'interrupteur du haut est fermé et celui du bas ouvert ;

$S_j = 0$ si l'interrupteur du haut est ouvert et celui de bas fermé.

Les différentes combinaisons des trois grandeurs (S_a, S_b, S_c) permettent de générer huit positions du vecteur \bar{V}_S dont deux correspondant au vecteur nul.

$$\bar{V}_0 \Leftrightarrow (S_a, S_b, S_c) = (0, 0, 0) \text{ et } \bar{V}_7 \Leftrightarrow (S_a, S_b, S_c) = (1, 1, 1)$$

Pour simplifier l'étude, on supposera que :

- la commutation des interrupteurs est instantanée ;
- la chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable ;
- la charge triphasée est équilibrée, couplée en étoile avec neutre isolé, [19,20].

IV.5.1 Contrôle du vecteur flux statorique

On se place dans le repère fixe (α, β) lié au stator de la machine. Le flux statorique de la GSAP est obtenu à partir de l'équation suivante :

$$\bar{V}_s = R_s \bar{i}_s + \frac{d\bar{\phi}_s}{dt} \quad (\text{IV.4})$$

Le contrôle direct du couple est basé sur l'orientation du flux statorique. L'expression du flux statorique dans le référentiel de Concordia est:

$$\bar{\Phi}_s(t) = \int_0^t (\bar{V}_s - R_s \bar{I}_s) dt + \bar{\Phi}_s(0) \quad (\text{IV.5})$$

La chute de tension due à la résistance du stator peut être négligée (pour les grandes vitesses), et Avec l'hypothèse que R_s reste constante et que le terme ($R_s \cdot I_s$) est négligeable devant la tension V_s . Dans un intervalle de temps T_e , on trouve alors :

$$\bar{\Phi}_s(t) \cong \bar{\Phi}_s(0) + \int_0^t \bar{V}_s dt \quad (\text{IV.6})$$

Pendant une période d'échantillonnage, le vecteur de tension appliqué à la GSAP reste constant, on peut écrire alors :

$$\bar{\Phi}_s(k+1) \approx \bar{\Phi}_s(k) + \bar{V}_s T_e \quad (\text{IV.7})$$

ou encore :

$$\Delta \bar{\Phi}_s = \bar{V}_s T_e \quad (\text{IV.8})$$

$\bar{\Phi}_s(k)$: le vecteur de flux statorique à pas d'échantillonnage actuel ;

$\bar{\Phi}_s(k+1)$: le vecteur du flux statorique à pas d'échantillonnage suivant ;

$\Delta \bar{\Phi}_s$: la variation du vecteur flux statorique ($(\bar{\Phi}_s(k+1) - \bar{\Phi}_s(k))$) ;

T_e : la période d'échantillonnage.

Dans le cas d'une machine synchrone à aimants permanents, le flux statorique changera même si on applique des vecteurs de tension nuls, puisque l'aimants tourne avec le rotor .

Par conséquent, les vecteurs de tension nuls ne sont pas utilisés pour contrôler le flux statorique. En d'autres termes, $\bar{\Phi}_s$ devrait être toujours en mouvement par rapport au flux rotorique.

Pour une période d'échantillonnage constante, $\Delta \bar{\Phi}_s$ est proportionnel au vecteur de tension, la figure (IV.3) montre l'évolution du vecteur de flux statorique dans le plan (α, β) .

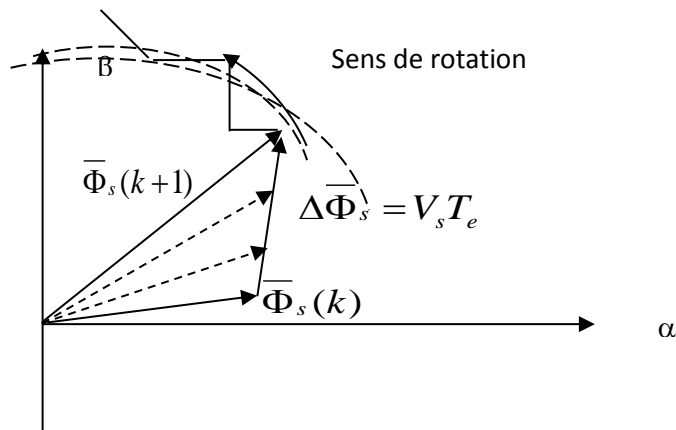


Figure. IV.3. L'évolution du vecteur de flux statorique dans le plan (α, β)

Tandis que la période d'échantillonnage est fixe, $\Delta \bar{\Phi}_s$ est proportionnel au vecteur tension.

Lorsqu'on applique un vecteur tension constant quelconque (V_s) l'extrémité du vecteur flux stator se déplace selon une droite parallèle au vecteur tension, ceci avec une vitesse en (Wb/s) égale à l'amplitude de ce vecteur .

Les considérations précédentes permettent de définir des règles de comportement du flux, en effet, du point de vue strict de son réglage, la manière la plus efficace de l'augmenter (respectivement le diminuer) est celle d'appliquer un vecteur tension parallèle à $\overline{\Phi}_s$, et de même sens (respectivement de sens opposé). Par contre, l'application d'un vecteur tension en quadrature par rapport au vecteur flux conserve son amplitude constante, mais fait brutalement évoluer sa phase,[20,21].

IV.5.2 Contrôle du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique est proportionnel au produit vectoriel entre les vecteurs des flux statorique et rotorique selon l'expression suivante :

$$C_{em} = K(\overline{\Phi}_s \times \overline{\Phi}_f) = K \|\overline{\Phi}_s\| \|\overline{\Phi}_f\| \sin\delta \quad (IV.9)$$

Tel que :

$$K = \frac{p}{L_{sq}} \quad (IV.10)$$

On peut contrôler le vecteur $\overline{\Phi}_s$ à partir du vecteur \overline{V}_s .

avec :

δ : l'angle entre les vecteurs flux statorique et rotorique ;

$\overline{\Phi}_s$: le vecteur de flux statorique ;

$\overline{\Phi}_f$: le vecteur de flux rotorique.

Le couple dépend donc de l'amplitude des deux vecteurs $\overline{\Phi}_s$ et $\overline{\Phi}_f$, et de leur position relative. Si on parvient à contrôler parfaitement le flux $\overline{\Phi}_s$ (à partir de \overline{V}_s) en module et en position, on peut donc contrôler l'amplitude de $\overline{\Phi}_s$, et le couple électromagnétique de façon découplée.

IV.6. Sélection du vecteur de tension

Le choix du vecteur de tension statorique \overline{V}_s dépend de la variation souhaitée pour le module de flux statorique $\overline{\Phi}_s$, du sens de rotation de $\overline{\Phi}_s$, et également de l'évolution souhaitée pour le couple.

En se plaçant dans le repère statorique (α, β) , on peut délimiter l'espace de $\overline{\Phi}_s$ en le décomposant en six zones appelées secteurs, déterminées à partir des composantes de flux

suivant les axes (α) et (β), l'axe (α) est choisi confondu avec l'axe de la phase (a) de l'enroulement triphasé (a, b, c), (voir figure (IV.4)).

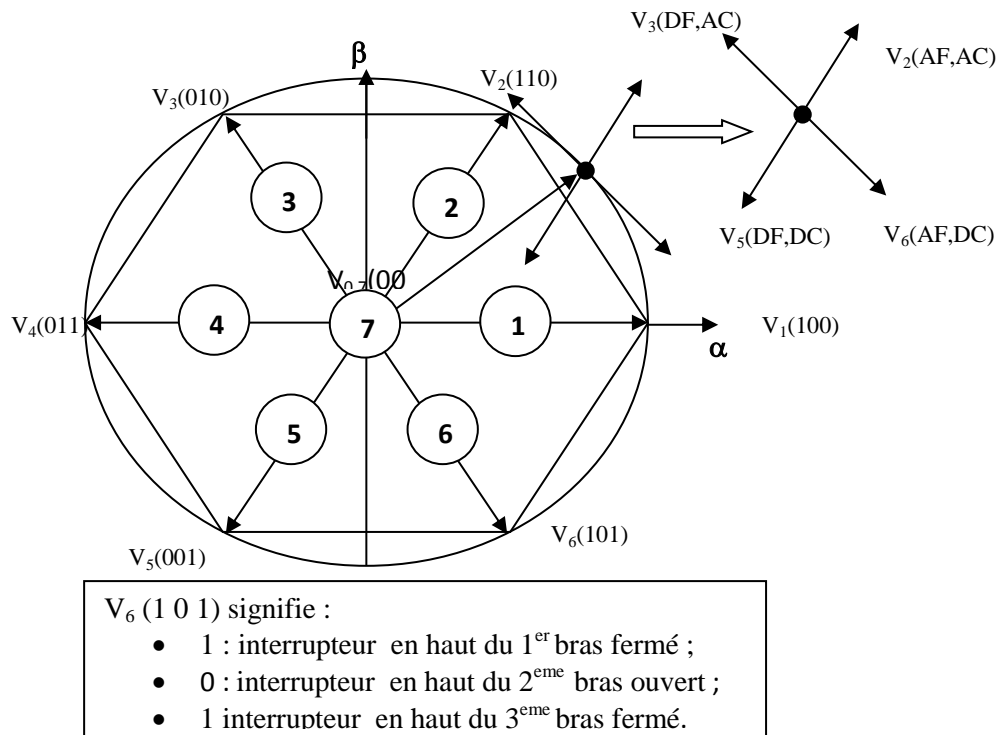


Figure IV.4 Partition du plan complexe en six secteurs angulaires

$$S_i=1,\dots,6$$

AF : augmenter le flux

DF : diminuer le flux

AC : augmenter le couple

DC : diminuer le couple

Lorsque le flux $\bar{\Phi}_S$ se trouve dans la zone i ($i=1,\dots,6$), le contrôle du flux et du couple peut être assuré en sélectionnant l'un des huit vecteurs tensions suivants :

- ✓ si V_{i+1} est sélectionné alors $\bar{\Phi}_S$ croît et C_{em} croît ;
- ✓ si V_{i-1} est sélectionné alors $\bar{\Phi}_S$ croît et C_{em} décroît ;
- ✓ si V_{i+2} est sélectionné alors $\bar{\Phi}_S$ décroît et C_{em} croît ;
- ✓ si V_{i-2} est sélectionné alors $\bar{\Phi}_S$ décroît et C_{em} décroît ;
- ✓ si V_0 ou V_7 sont sélectionnés, alors la rotation du flux $\bar{\Phi}_S$ est arrêtée, d'où une décroissance du couple alors que le module de flux $\bar{\Phi}_S$ reste inchangé.

Le niveau d'efficacité des vecteurs de tension appliqués dépend également de la position du vecteur de flux statorique dans la zone i .

Au début de la zone i , les vecteurs \bar{V}_{i+1} et \bar{V}_{i-2} sont perpendiculaires au vecteur flux. Par conséquent, leur composante de flux est négligeable. Donc le changement du couple est très rapide et l'amplitude du flux ne change pas considérablement. A la même position, les angles entre \bar{V}_{i-1} et \bar{V}_{i+2} et le vecteur flux sont de 150° et de 30° respectivement. Donc leur composante de couple est très petite, (**Fig IV.5**), [26].

Les variations de flux après l'application de ces deux vecteurs tensions sont importantes et les changements de couple sont très faibles, [15].

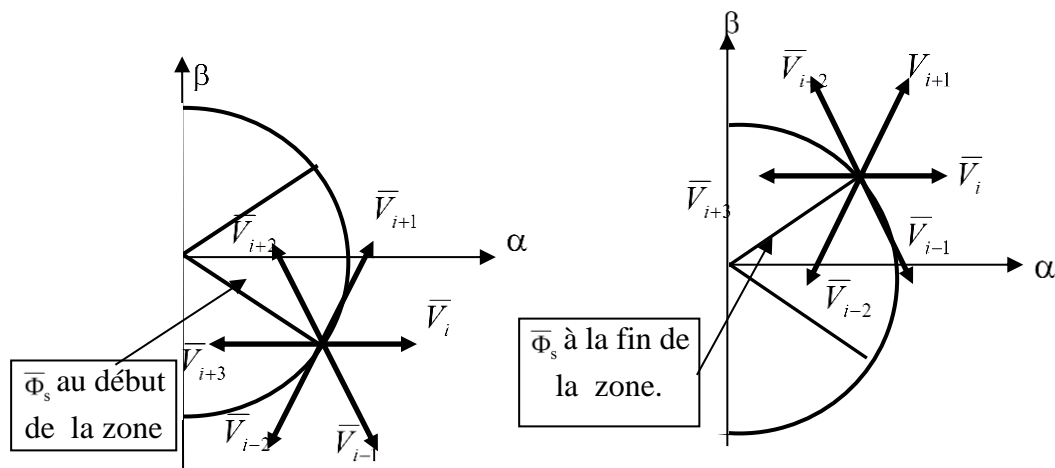


Fig. IV.5 : Différents effets des vecteurs tensions au début et à la fin de la zone

Un estimateur de module de $\bar{\Phi}_s$ et de sa position ainsi qu'un estimateur de couple sont donc nécessaires pour une commande DTC.

IV.7. Les Estimateurs

IV.7.1. Estimation du flux statorique

L'amplitude du flux statorique est estimée à partir de ces composantes suivant les axes (α, β) .

A partir de l'équation suivante :

$$\bar{V}_s = R_s \bar{I}_s + \frac{d}{dt} \bar{\Phi}_s \quad (\text{IV.11})$$

On obtient les tensions $V_{s\alpha}$ et $V_{s\beta}$ à partir des commandes (S_a, S_b, S_c) , et de la mesure de la tension U_c et en appliquant la transformée de Concordia.

$$\begin{cases} V_{s\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_c \left(S_a - \frac{1}{2}(S_b + S_c) \right) \\ V_{s\beta} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_c (S_b - S_c) \end{cases} \quad (IV.12)$$

On peut écrire alors :

$$\bar{V}_s = V_{s\alpha} + jV_{s\beta} \quad (IV.13)$$

Le calcul des flux statoriques se fait selon les expressions suivantes :

$$\begin{cases} \hat{\Phi}_{s\alpha} = \int_0^t (V_{s\alpha} - R_s I_{s\alpha}) dt \\ \hat{\Phi}_{s\beta} = \int_0^t (V_{s\beta} - R_s I_{s\beta}) dt \end{cases} \quad (IV.14)$$

Le module du flux et sa phase sont obtenus par le calcul comme suit :

$$\begin{cases} \hat{\Phi}_s = \sqrt{\hat{\Phi}_{s\alpha}^2 + \hat{\Phi}_{s\beta}^2} \\ \angle \delta = \text{Arctg} \frac{\hat{\Phi}_{s\beta}}{\hat{\Phi}_{s\alpha}} \end{cases} \quad (IV.15)$$

Les deux composantes du flux statorique sont données par l'équation (IV.14), pour s'en servir dans la commande.

IV.7.2. Estimation du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique peut être estimé pour tous les types de machines synchrones à partir des grandeurs estimées du flux et du courant.

A partir de leurs composantes (α, β), le couple peut se mettre sous la forme :

$$\hat{C}_{em} = p(\hat{\Phi}_{s\alpha} I_{s\beta} - \hat{\Phi}_{s\beta} I_{s\alpha}) \quad (IV.16)$$

L'estimation du flux et du couple électromagnétique nécessite la connaissance préalable des composantes des courants et celles des tensions statoriques.

IV.7.3. Correction de flux en utilisant un comparateur à hystérésis à deux niveaux

Avec ce type de contrôleur, on peut facilement contrôler et piéger l'extrémité du vecteur flux $\bar{\Phi}_s$ dans une couronne circulaire comme le montre la figure (IV.6). La sortie du correcteur représenté par une variable booléenne (cflx), indique directement si l'amplitude

du flux doit être augmenté (cflx=1) ou diminuée (cflx=0) de façon à maintenir $|(\Phi_S)_{ref} - \Phi_S| \leq \Delta\Phi_S$.

Avec : $(\Phi_S)_{ref}$ est le flux de référence, $\Delta\Phi_S$ est la largeur d'hystérésis du correcteur.

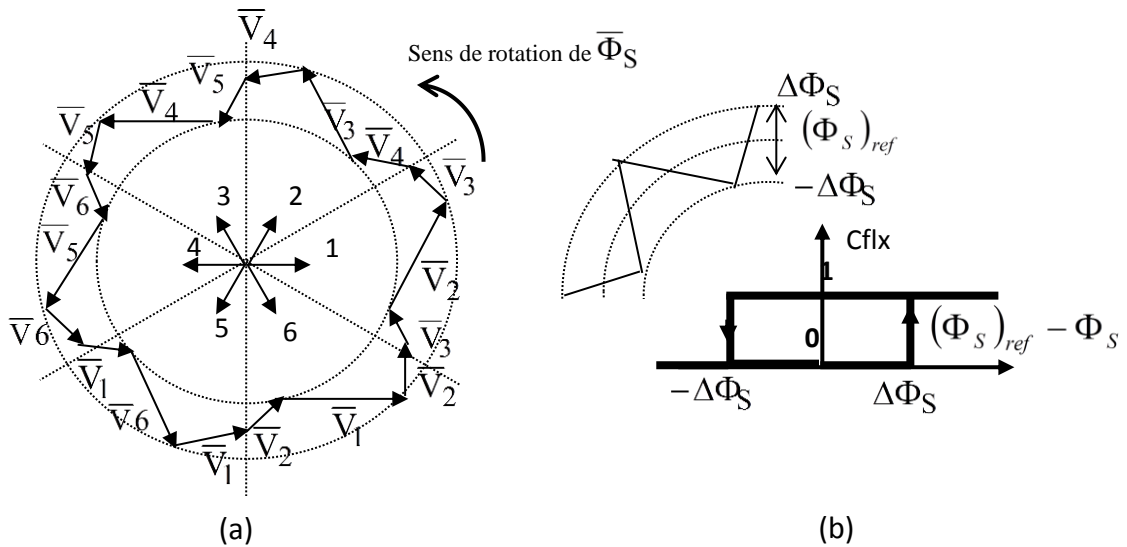


Figure.IV.6: (a) sélection des tensions correspondant au contrôle du flux ; (b) contrôleur à hystérésis à deux niveaux.

IV.7.4. Correction de couple en utilisant un comparateur à hystérésis à trois niveaux

Le correcteur de couple a pour fonction de maintenir le couple dans les limites

$|(\mathbf{C}_{em})_{reff} - C_{em}| \leq \Delta C_{em}$, avec $(\mathbf{C}_{em})_{reff}$ la référence de couple et ΔC_{em} la bande d'hystérésis du correcteur.

La Figure (Fig. IV.7) indique directement si l'amplitude du couple doit être augmenté en valeur absolue (Ccpl=1) pour une consigne positive, et (Ccpl=-1) pour une consigne négative, ou diminuée (Ccpl=0). En effet pour diminuer la valeur du couple, on applique les vecteurs V_{i-1} ou V_{i-2} ce qui permet une décroissance du couple électromagnétique.

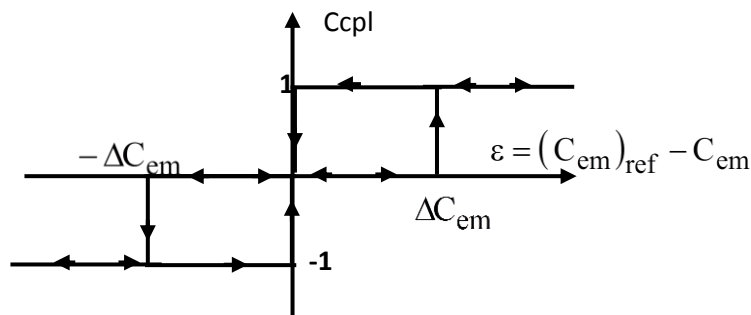


Fig.IV.7 Contrôle du couple à partir d'un correcteur à hystérésis à trois niveaux

La commande DTC proposée par Takahashi est basée sur l'algorithme suivant :

- diviser le domaine temporel en période de durée T_e réduites (de l'ordre de dizaines de μs) ;
- pour chaque coup d'horloge, mesurer les courants de ligne et les tensions par phase du moteur à induction ;
- reconstituer les composantes du vecteur statorique ;
- estimer le couple électromagnétique, à travers l'estimation du vecteur flux statorique et la mesure des courants de lignes ;
- introduire l'écart ΔC_{em} entre le couple de référence C_{em-ref} et le couple estimé \hat{C}_{em} .

Un comparateur à hystérésis à trois niveaux génère à sa sortie la valeur +1 pour augmenter le flux, -1 pour le réduire et 0 pour le maintenir constant dans une bande.

Ce choix d'augmentation du nombre de niveaux est proposé afin de minimiser la fréquence de commutation, car la dynamique du couple est généralement plus rapide que celle du flux.

Le choix de l'état des interrupteurs permet de déterminer les séquences de fonctionnement de convertisseur en utilisant le tableau de localisation généralisé (**Table IV.2**) ou bien le tableau détaillé (**Table IV.3**), en se basant sur les erreurs du flux et du couple, et selon la position du vecteur flux. Le partage du plan complexe en six secteurs angulaires permet de déterminer pour chaque secteur donné, la séquence de commande des interrupteurs du convertisseur qui correspond aux différents états des grandeurs de contrôle, ΔC_{em} et $\Delta \Phi_s$ suivant la logique du comportement du flux et du couple vis-à-vis de l'application d'un vecteur de tension statorique, [29 ,30].

	augmentation	Diminution
$\overline{\Phi}_s$	V_{i+1}, V_i et V_{i-1}	V_{i-2}, V_{i+2} et V_{i+3}
C_{em}	V_{i+1} et V_{i+2}	V_{i-1} et V_{i-2}

Tableau IV. 2 : table généralisée des vecteurs de tension d'une commande DTC

En se basant sur ce tableau généralisé, on peut établir le tableau classique des séquences ci-dessous résumant la MLI vectorielle proposée par takahashi pour contrôler le flux statorique et le couple électromagnétique de la GSAP.

IV.8. Elaboration de la table de commutation (stratégie de commutation).

IV.8.1 Stratégie de commutation dans la DTC

L'objectif est de réaliser un contrôle performant aussi bien en régime permanent qu'en régime transitoire, et ceci par la combinaison des différentes stratégies de commutation. La sélection adéquate du vecteur tension, à chaque période d'échantillonnage, est faite pour maintenir le couple et le flux dans les limites des deux bandes à hystérésis.

En particulier la sélection est faite sur la base de l'erreur instantanée du flux $\bar{\Phi}_s$ et du couple électromagnétique C_{em} . Plusieurs vecteurs tensions peuvent être sélectionnés pour une combinaison donnée du flux et du couple. Le choix se fait sur la base d'une stratégie prédéfinie et chacune d'elles affecte le couple et l'ondulation du courant, les performances dynamiques et le fonctionnement à deux ou quatre quadrants, [53].

IV.8.2 Table de commutation (fonctionnement à quatre quadrants)

La table de commande est construite en fonction de l'état des variables ($cflx$) et ($ccpl$), et de la zone N_i de la position de flux Φ_s . Elle se présente donc sous la forme ci-dessous.

N		1	2	3	4	5	6	Correcteur
$cflx = 1$	$ccpl = 1$	V_2	V_3	V_4	V_5	V_6	V_1	2 niveaux
	$ccpl = 0$	V_7	V_0	V_7	V_0	V_7	V_0	
	$ccpl = -1$	V_6	V_1	V_2	V_3	V_4	V_5	3 niveaux
$cflx = 0$	$ccpl = 1$	V_3	V_4	V_5	V_6	V_1	V_2	2 niveaux
	$ccpl = 0$	V_0	V_7	V_0	V_7	V_0	V_7	
	$ccpl = -1$	V_5	V_6	V_1	V_2	V_3	V_4	3 niveaux

Tableau IV.3 Table de vérité de la structure de la DTC

En sélectionnant l'un des vecteurs nuls, la rotation du flux statorique est arrêté et entraîne aussi une décroissance du couple, nous choisissons V_0 ou V_7 de manière à minimiser le nombre de commutation d'un même interrupteur de convertisseur.

IV.9 Structure générale de contrôle direct du couple de la GSAP

La structure d'une commande par DTC appliquée à la GSAP est représentée sur la figure (IV.8). On utilise le tableau classique des séquences proposées par Takahashi. Le choix du vecteur V_s est effectué à chaque période d'échantillonnage T_e .

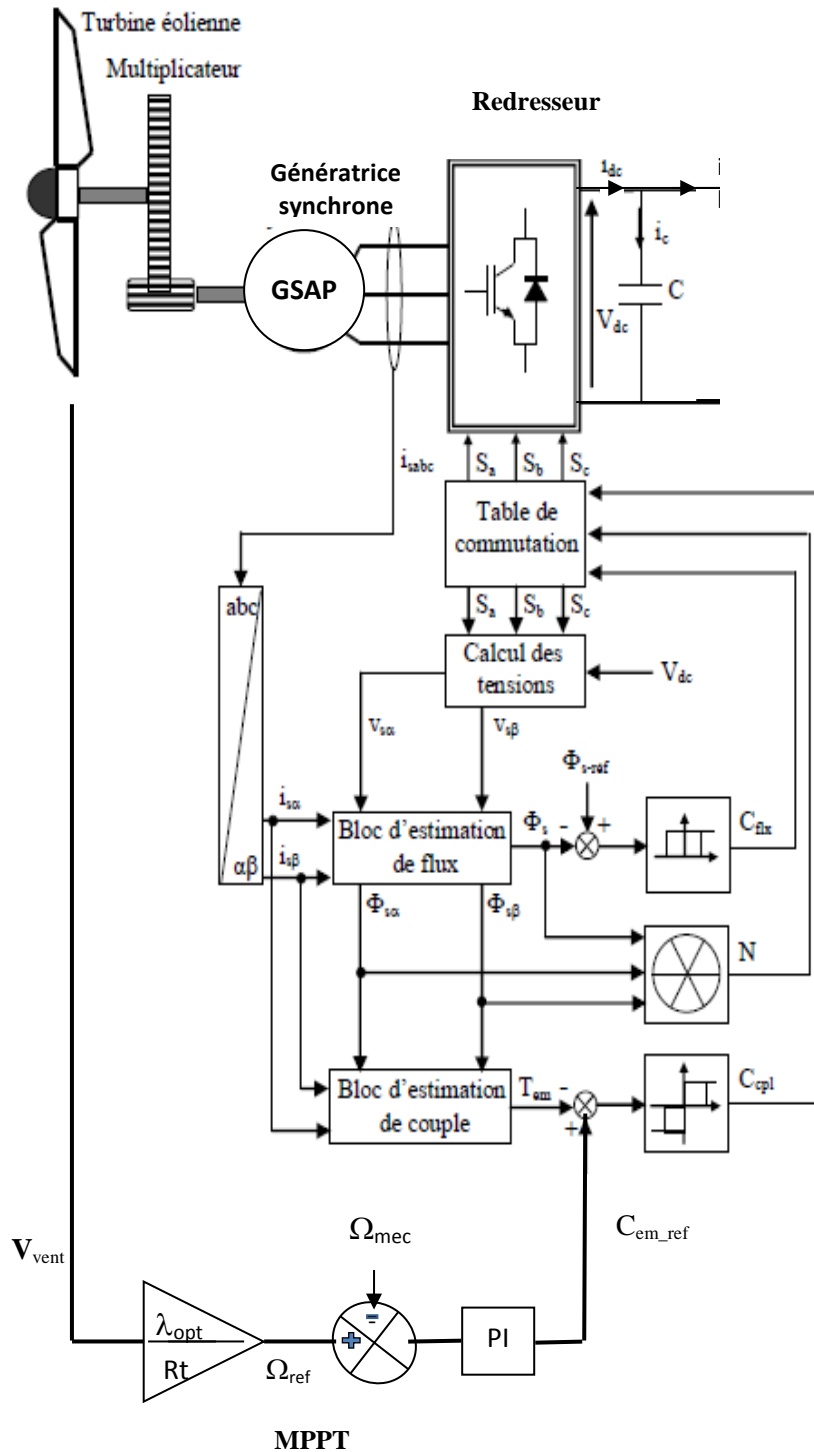


Figure IV.8: Schéma de principe du contrôle direct du couple de la GSAP

IV.10 Résultats des simulations et discussion

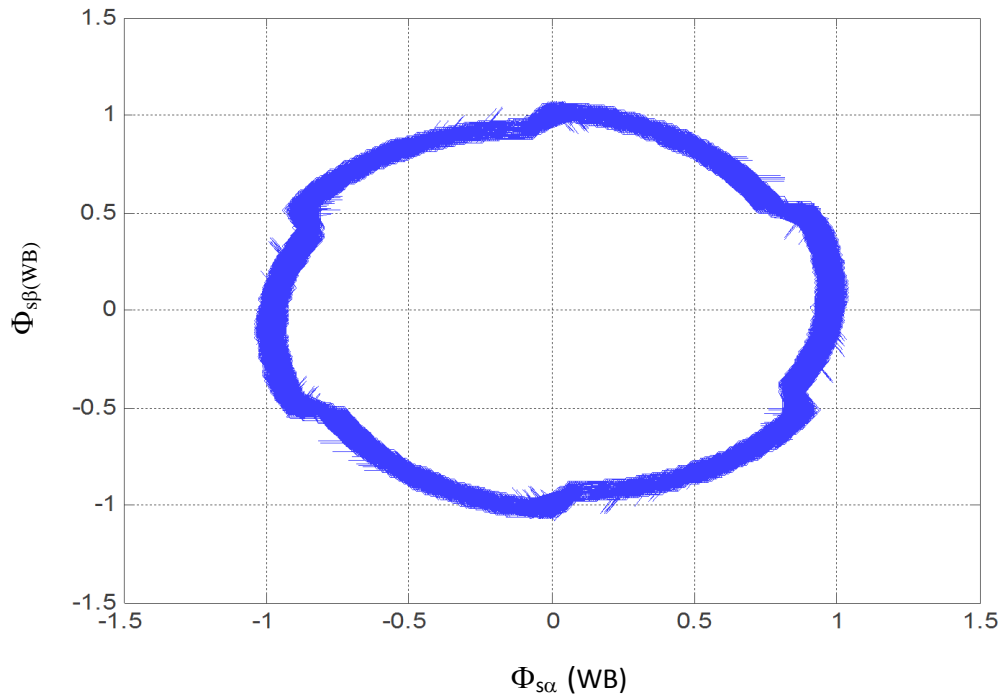
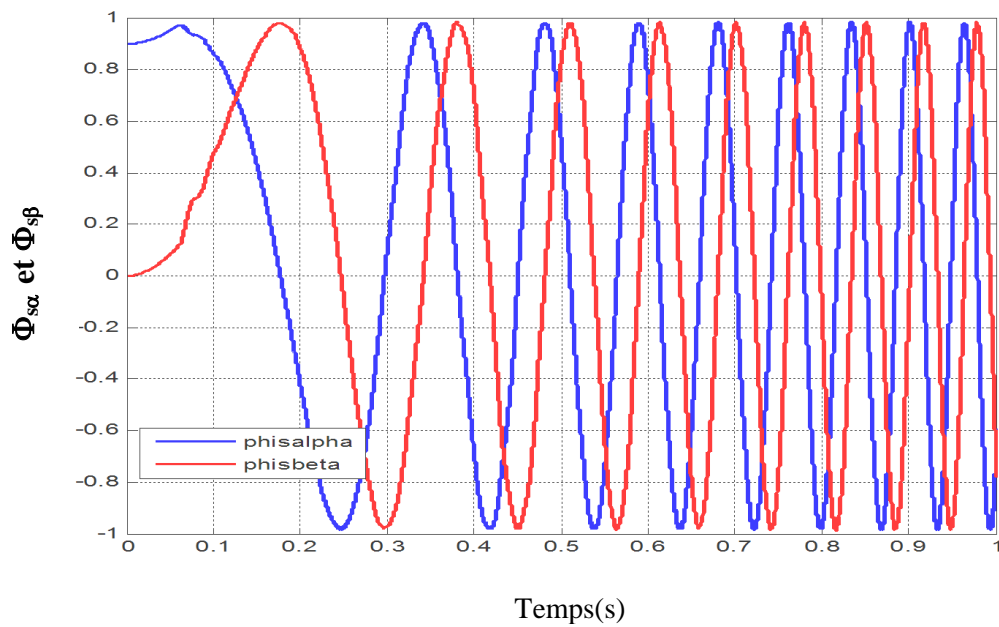


Figure IV.9. Trajectoire de flux statorique

Figure IV.10: Flux $\Phi_{s\alpha}$ et $\Phi_{s\beta}$ dans le plan de Concordia

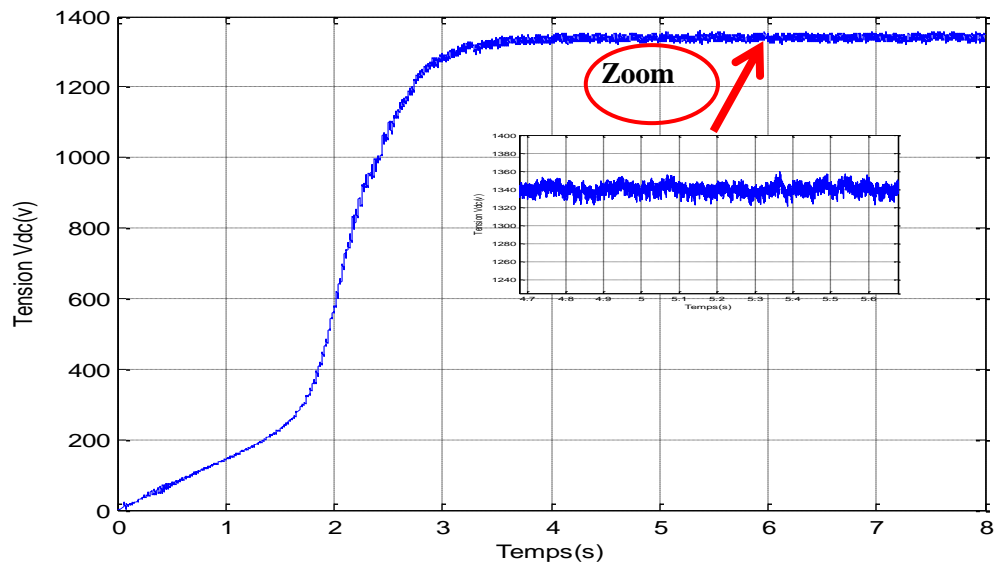


Figure IV.11: Tension redressée V_{dc} (V)

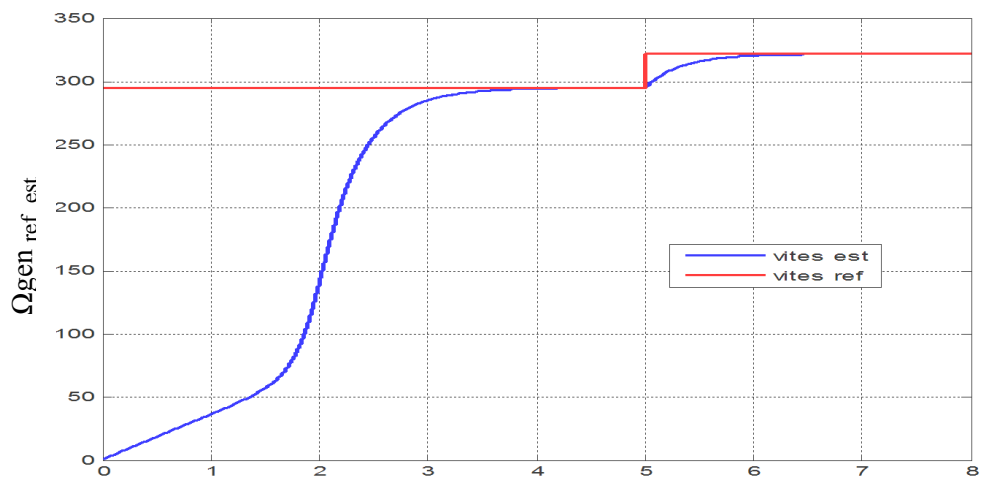


Figure IV.12 : Vitesse de la génératrice et sa référence avec MPPT

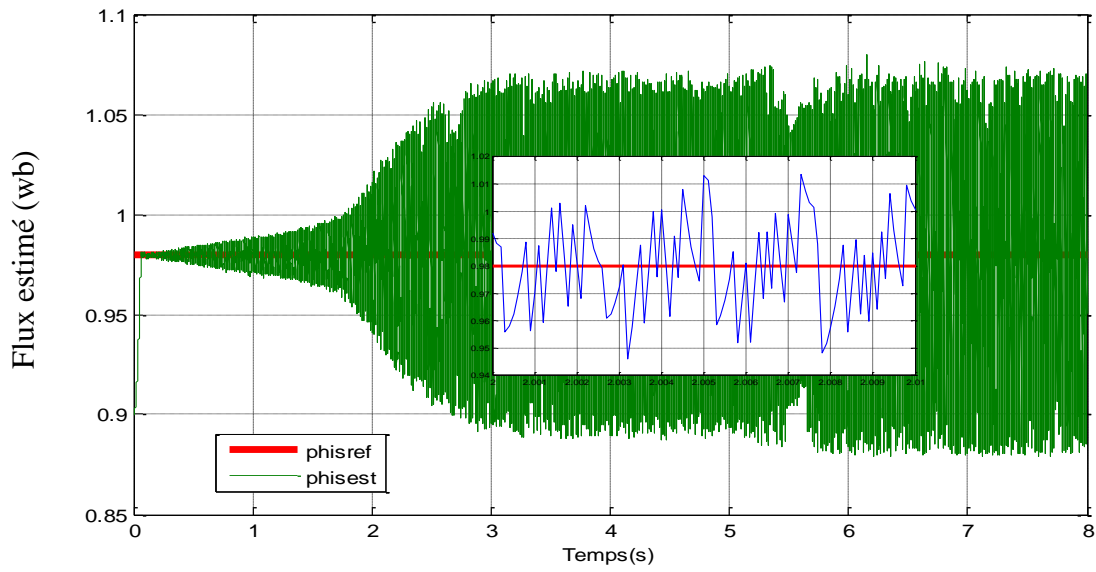


Figure IV.13: Flux statorique estimé et sa référence

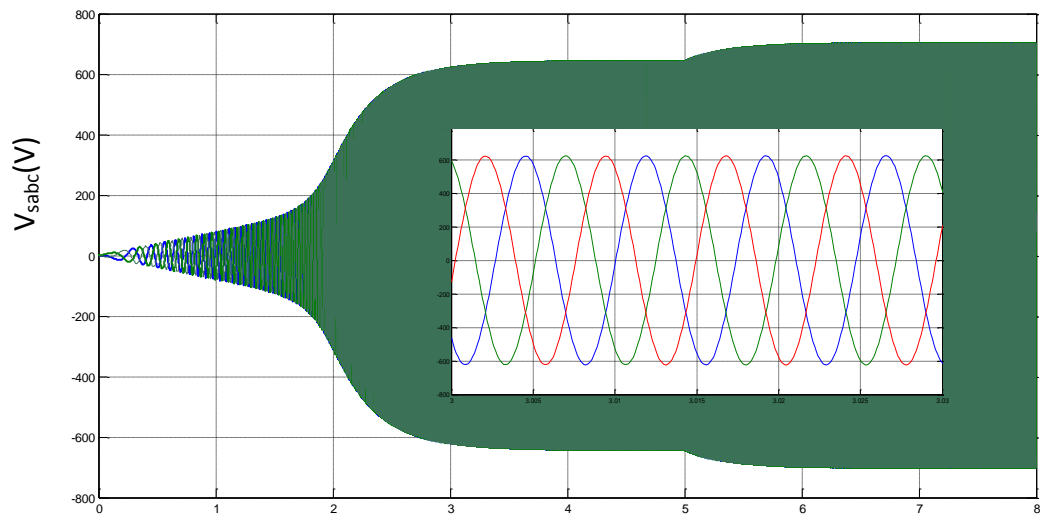


Figure. IV.14: Tensions statoriques V_{sabc}

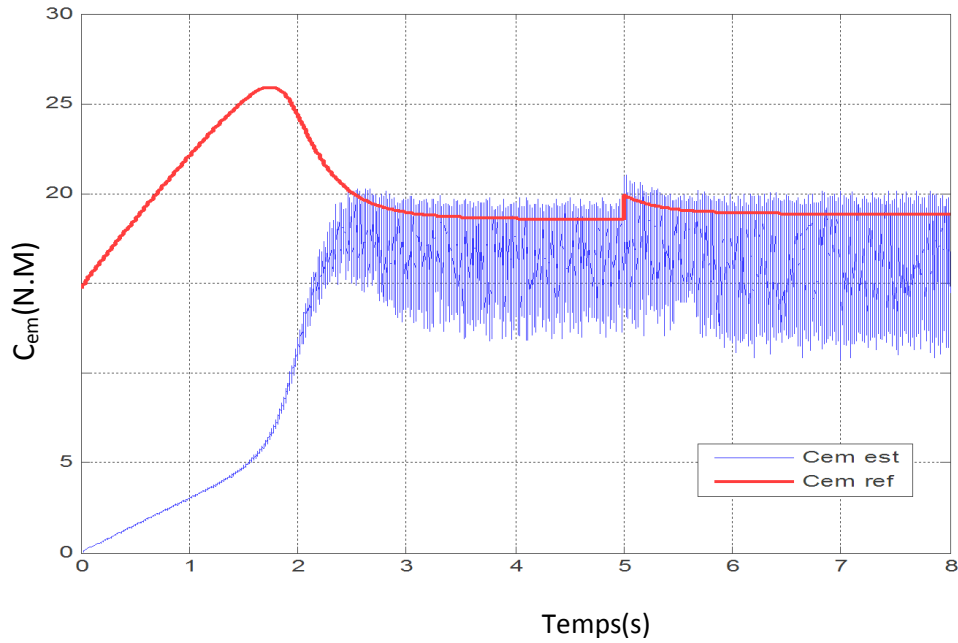


Figure. IV.15: Couple électromagnétique

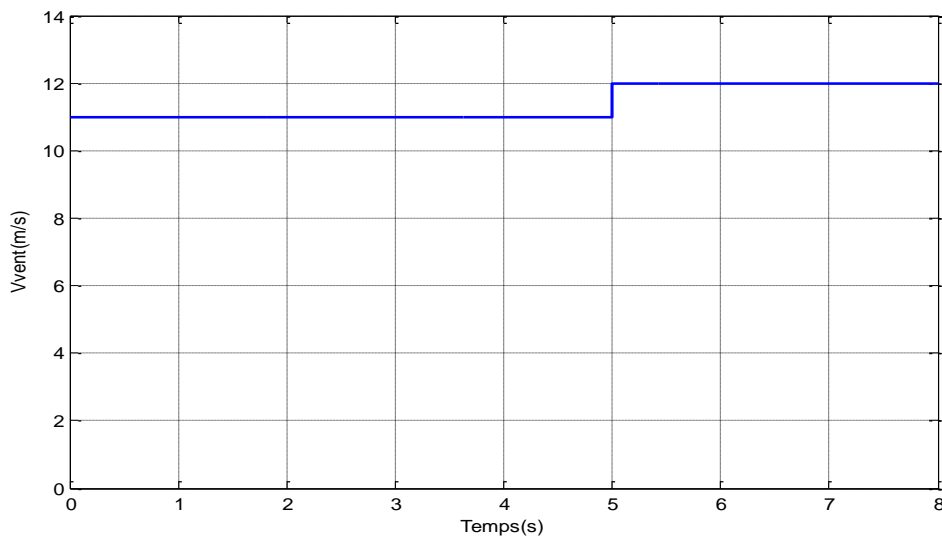


Figure IV.16. La vitesse du vent (m/s)

Le Fonctionnement du dispositif complet a été simulé sous l'environnement MATLAB – SIMULINK avec une période d'échantillonnage de $8 \mu\text{s}$. Dans cette stratégie de commande, nous allons présenter les résultats de simulation avec une variation de vitesse du vent de 11m/s à 12m/s à $t=5\mu\text{s}$. La simulation montre les résultats suivants.

La figure (IV.9) montre l'évolution des deux composantes du flux statoriques $\Phi_{s\alpha}$ et $\Phi_{s\beta}$ qui sont de forme circulaire. L'allure circulaire du flux induit des formes sinusoïdales des flux $\Phi_{s\alpha}$ et $\Phi_{s\beta}$, figure **(IV.10)**.

Sur **la figure (IV.10)**, nous présentons l'allure des flux statoriques $\Phi_{s\alpha}$ et $\Phi_{s\beta}$. On remarque une nette variation de la fréquence due à la variation de la vitesse. En revanche, les amplitudes du flux demeurent constantes suite à la régulation de ce dernier.

La réponse de la tension continue à la sortie du redresseur est donnée par **la Figure(IV.11)** pour des valeurs de vitesse de vent de (11m/s et de 12 m/s). On peut constater que la tension est bien régulée

La figure **(IV.12)** représente la vitesse de la génératrice. On constate que la vitesse suit sa référence parfaitement en utilisant la technique de l'extraction de maximum de puissance (MPPT).

Les figures (IV.13-14) représentent les évolutions des flux statoriques estimés et sa référence. La référence du flux statorique est prise égale à $\Phi_{sref} = 0.98$ Wb.

D'après l'allure des tensions statoriques on constate que leur forme est sinusoïdale, et que leur amplitude est proportionnelle à la variation de la vitesse de la GSAP.

La figure IV.15 représente l'allure du couple électromagnétique. On remarque que la dynamique de la réponse du couple et tout aussi intéressante et le couple estimé suit sa référence mais avec des ondulations importantes.

IV.11.Amélioration de la DTC par DTC-SVM :

Les performances de la commande directe du couple appliquée à la machine synchrone dépend en grande partie des caractéristiques dynamiques et statiques du convertisseur qui lui est associé. Généralement pour la commande des machines à courant alternatif alimentées par des convertisseurs de tension fait appel à des techniques de modulation de largeur d'impulsion pour commander des commutateurs de puissances.

Si la commande des transistors de puissance minimise les pertes en commutation, elle altère au contraire de façon importante les tensions appliquées à la machine électrique. Les techniques de modulation de largeur d'impulsions sont multiples, le choix d'une d'entre elles dépend du type de commande que l'on applique à la machine, de la fréquence de modulation du convertisseurs et des contraintes des harmoniques fixées par l'utilisateur, [49].

Pour le redresseur compris dans le système de commande, on utilise la technique de la modulation vectorielle. Le principe de cette méthode est la détermination des portions de temps (durée de modulation) qui doivent être allouées à chaque vecteur de tension durant la

période d'échantillonnage. Cette commande rapprochée (SVM) permet de déterminer les séquences des allumages et des extinctions des composants du convertisseur et de minimiser les harmoniques des tensions appliquées.

Pour vérifier les performances de cette technique (SVM), on procédera à une simulation sur Matlab/Simulink de la DTC de la GSAP.

IV.12. La modulation MLI vectorielle

IV.12.1 Principe de la MLI vectorielle

Le principe de MLI vectorielle consiste à projeter le vecteur V_s de tension statorique désiré sur les deux vecteurs de tension adjacents correspondant à deux états de commutation du convertisseur.

Les valeurs de ces projections assurant le calcul des temps de commutations désirés correspondent à deux états non nuls de commutation du convertisseur. Si nous notons T_i et T_{i+1} ces deux temps, leur somme doit être inférieure à la période T_s de commutation du redresseur. Pour maintenir la fréquence de commutation constante, un état nul du convertisseur est appliqué durant une durée complémentaire à T_s , [50].

Un vecteur tension de référence $V_{s\text{-réf}}$ est calculé globalement et approximé sur une période de modulation T_s par un vecteur tension moyen $V_{s\text{-moy}}$. Ce dernier est élaboré par l'application des vecteurs tensions adjacents et des vecteurs nuls V_0 et V_7 .

Les huit vecteurs de tension redéfinis par la combinaison des interrupteurs sont représentés dans le plan (α, β) par la figure (IV.17).

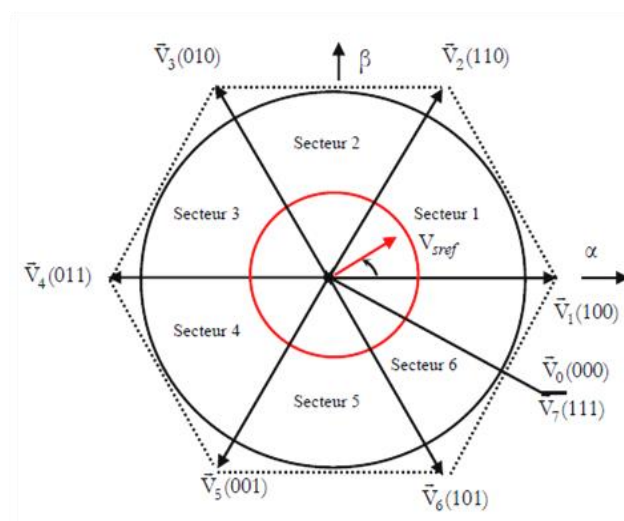


Figure. IV.17. Représentation des vecteurs de tension dans le repère (α, β) .

La figure (IV.18) représente le cas où le vecteur référence se trouve dans le secteur 1 et les vecteurs adjacents sont représentés par V_1 et V_2 . La MLI vectorielle consiste à projeter le vecteur de tension statorique de référence V_{s-ref} désiré sur les deux vecteurs de tension adjacents correspondant V_1 et V_2 . Si nous notons par T_1 et T_2 les deux temps d'application de ces vecteurs, T_0 temps d'application des vecteurs nuls, leur somme doit être inférieure à la période T_s de commutation du convertisseur, [50].

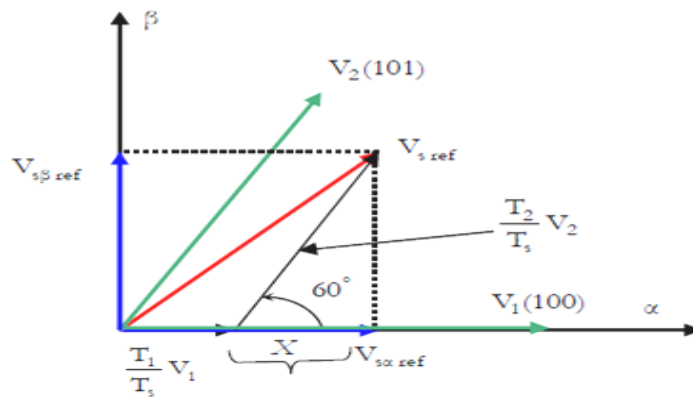


Figure. IV.18. Décomposition d'un vecteur tension de référence V_{s-ref}

Dans le cas du secteur 1 figure (IV.18), le vecteur de tension référence V_{s-ref} moyenne est donné comme suit :

$$V_{s-ref} \cdot T_s = T_1 V_1 + T_2 V_2 \quad (IV.17)$$

$$T_s = T_1 + T_2 + T_0 \quad (IV.18)$$

où

T_s : représente la période de commutation ;

T_1 : le temps d'application du vecteur V_1 ;

T_2 : le temps d'application du vecteur V_2 ;

T_0 : la durée d'application de la séquence de roue-libre.

En supposant qu'initialement, le vecteur V_{s-ref} coïncide avec le vecteur V_1 , deux séquences sont actives. La séquence qui correspond au vecteur V_1 est appliquée durant la durée T_1 et la séquence de roue-libre est appliquée durant la durée T_0 . La séquence qui correspond au vecteur V_2 est inactive car la durée T_2 est nulle. Au fur et à mesure que le vecteur V_{s-ref} s'éloigne du vecteur V_1 et on s'approche du vecteur V_2 , T_1 diminue et T_2

augmente. Quand le vecteur $V_{s\text{-réf.}}$, atteint le vecteur V_2 , T_1 sera nul et T_2 sera maximale, [49].

VI. 13 .Les étapes de la réalisation d'une MLI vectorielle

IV.13.1. Détermination des tensions de références $V_{s\alpha}$, $V_{s\beta}$

La détermination des tensions $V_{s\alpha}$, $V_{s\beta}$ est obtenu par la transformation suivante :

$$\begin{cases} T_{aon} = \frac{T_s - T_i - T_{i+1}}{2} \\ T_{bon} = T_{aon} + T_i \\ T_{con} = T_{bon} + T_{+i} \end{cases} \quad (\text{IV.19})$$

IV.13.2 Détermination des secteurs

Le secteur est déterminé selon la position du vecteur $V_{s\text{-réf.}}$ dans le plan complexe ($\alpha \beta$), tel que cette position présente la phase δ de ce vecteur définie comme suit:

$$\delta = \arctg\left(\frac{V_{s\beta\text{ref}}}{V_{s\alpha\text{ref}}}\right) \quad (\text{IV.20})$$

La table (IV.4) détermine le secteur S_i ($i = 1, 2, 3, 4, 5, 6$) pour les différents angles δ

δ	$0 \leq \delta \leq \frac{\pi}{3}$	$\frac{\pi}{3} \leq \delta \leq \frac{2\pi}{3}$	$\frac{2\pi}{3} \leq \delta \leq \pi$	$\pi \leq \delta \leq \frac{4\pi}{3}$	$\frac{4\pi}{3} \leq \delta \leq \frac{5\pi}{3}$	$\frac{5\pi}{3} \leq \delta \leq 2\pi$
Secteur S_i	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6

Tableau IV.4. Identification du secteur.

IV.13.3 Calcul des variables X, Y et Z

La détermination des périodes T_1 et T_2 est donnée par une simple projection, figure (IV.18)

$$\begin{cases} V_{s\beta\text{ref}} = \frac{T_2}{T_s} |V_2| \cos(30^\circ) \\ V_{s\alpha\text{ref}} = \frac{T_1}{T_s} |V_1| + X \\ X = \frac{V_{s\beta\text{ref}}}{\tan(60^\circ)} \end{cases} \quad (\text{IV.21})$$

Les périodes d'application de chaque vecteur est donné par :

$$\begin{cases} T_1 = \frac{T}{2E} \left(3V_{s\alpha ref} - \sqrt{3} \cdot V_{s\beta ref} \right) \\ T_2 = \sqrt{3} \cdot \frac{T}{E} V_{s\beta ref} \end{cases} \quad (IV.22)$$

Pour le reste de la période en applique le vecteur nul.

On effectue le même calcul pour chaque secteur. Le temps d'application des vecteurs peut être lié aux variables X, Y, Z suivantes :

$$\begin{cases} X = \sqrt{3} \cdot \frac{T}{E} V_{s\beta ref} \\ Y = \frac{T}{2E} \left(3V_{s\alpha ref} + \sqrt{3} \cdot V_{s\beta ref} \right) \\ Z = \frac{T}{2E} \left(3V_{s\beta ref} - 3 \cdot V_{s\alpha ref} \right) \end{cases} \quad (IV.23)$$

Pour le secteur 1 $T_1 = -Z$ et $T_2 = X$

IV.13.4. Calcul de T_1 et T_2 pour chaque secteur

La détermination du secteur (i) est basée sur l'argument de la tension de référence tel que :

$$\delta = \arctg\left(\frac{V_{s\beta ref}}{V_{s\alpha ref}}\right) \quad (i-1)\frac{\pi}{3} \leq \delta \leq i\frac{\pi}{3} \quad (IV.24)$$

Les durées T_1 et T_2 d'application des vecteurs adjacents pour chaque secteur à partir des valeurs de X, Y et Z sont tabulés ci-après :

secteur	1	2	3	4	5	6
T_i	-Z	Y	X	Z	-Y	-X
T_{i+1}	X	Z	-Y	-X	-Z	Y

Tableau IV.5. Calcul des temps d'application des vecteurs non nuls.

IV.13.5 Génération des signaux modulateurs T_{aon} , T_{bon} et T_{con}

Les trois rapports cycliques nécessaires sont :

$$\begin{cases} T_{aon} = \frac{T_s - T_i - T_{i-1}}{2} \\ T_{bon} = T_{aon} + T_i \\ T_{con} = T_{bon} + T_{i+1} \end{cases} \quad (IV.25)$$

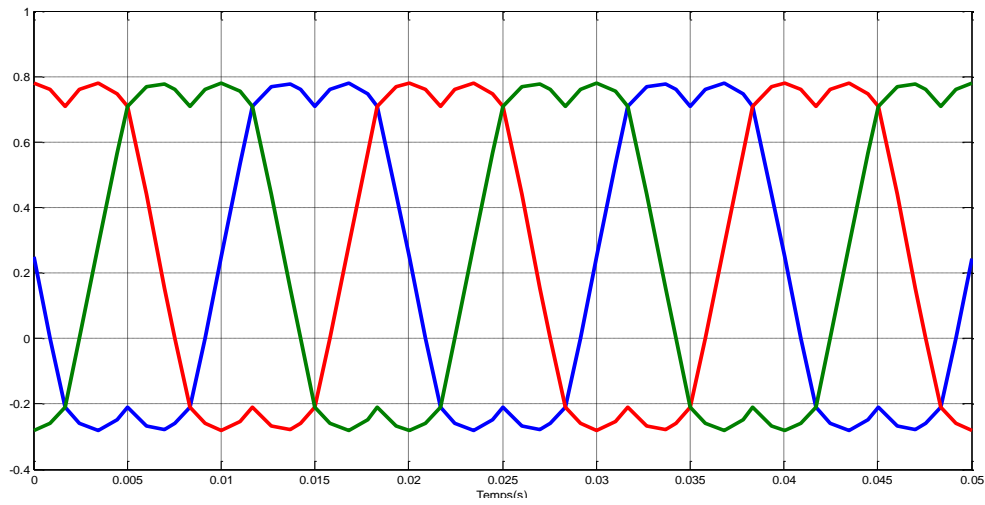
IV.13.6 Génération des séries d'impulsions S_a , S_b et S_c

La détermination des signaux de commande (S_a , S_b , S_c) en fonction de T_{xon} est donnée par le tableau suivant :

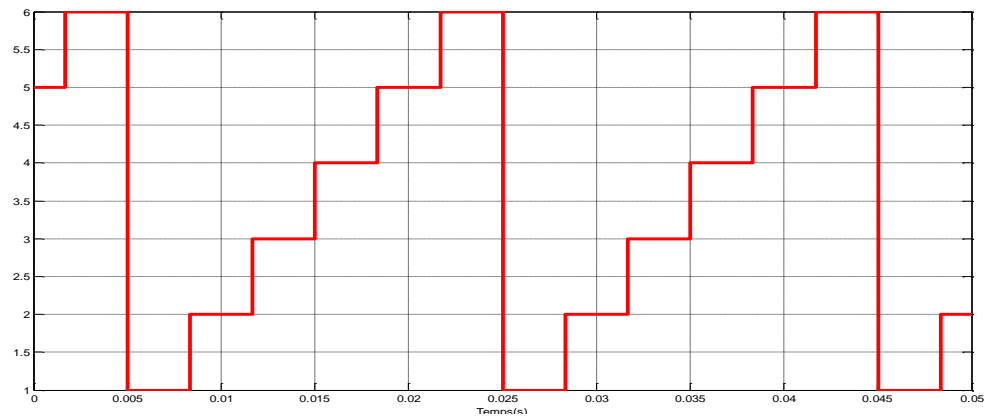
secteur	1	2	3	4	5	6
signaux						
S_a	T_{aon}	T_{bon}	T_{con}	T_{con}	T_{bon}	T_{aon}
S_b	T_{bon}	T_{aon}	T_{aon}	T_{bon}	T_{con}	T_{con}
S_c	T_{con}	T_{con}	T_{bon}	T_{aon}	T_{aon}	T_{bon}

Tableau IV.6 Signaux de commande des interrupteurs du convertisseur

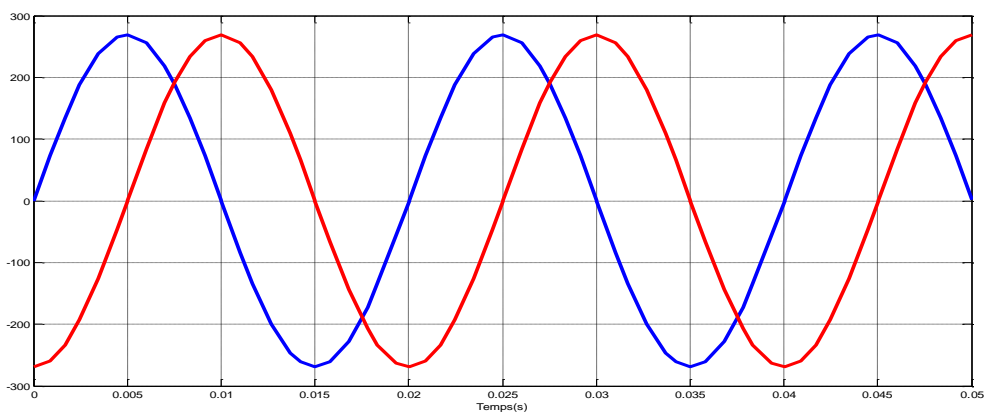
IV.14 Simulation de l'algorithme MLI vectorielle



(A)



(B)



(C)

Figure IV.19. Résultats de simulation de l'algorithme MLI vectorielle
 (A).allure des signaux modulateurs $T_{aon}, T_{bon}, T_{con}$;
 (B).secteur ;
 (C).tension $V_{s\alpha}, V_{s\beta}$.

Cette méthode proposée conserve l'idée de base de la méthode DTC. Pour cela, la technique d'orientation du flux statorique est utilisée. Ainsi, les tensions de commande peuvent être générées par des régulateurs PI et imposées par la technique SVM.

Cette structure de commande possède les avantages du contrôle vectoriel et du contrôle direct du couple et permet de surpasser les problèmes de la DTC classique. Les régulateurs PI et la technique de modulation vectorielle sont employés pour obtenir une fréquence de commutation fixe et moins de pulsations de couple et de flux.

Le schéma de la structure de contrôle est illustré par la figure (IV19). Deux régulateurs PI sont utilisés pour réguler le flux et le couple, [50,51].

IV.16 Résultats de simulation de la commande DTC-SVM

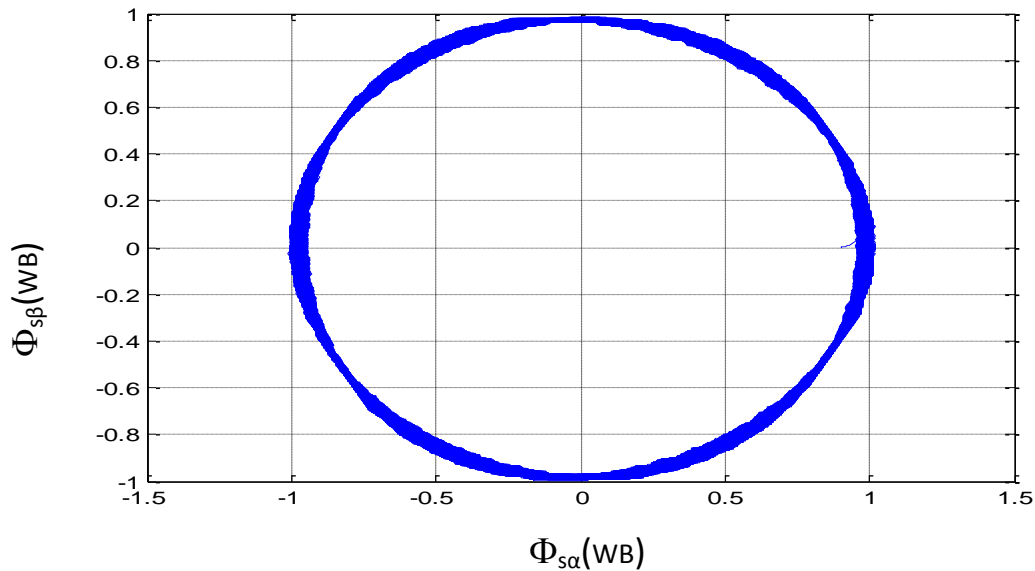


Figure IV.21: Trajectoire de flux statorique

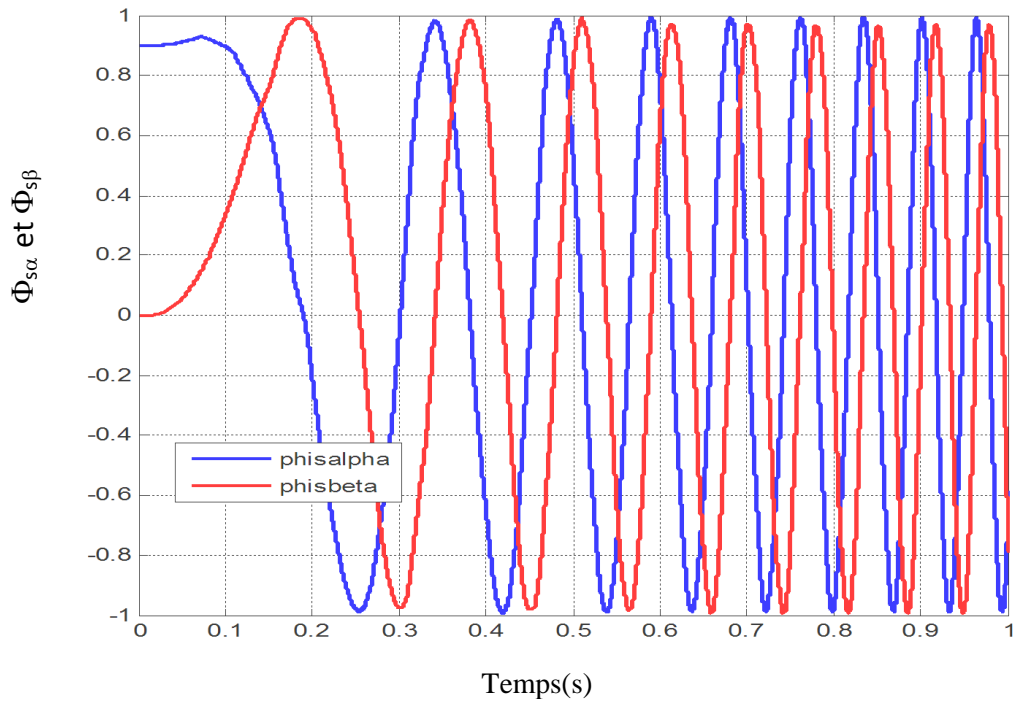


Figure. IV.22: Flux $\Phi_{s\alpha}$ et $\Phi_{s\beta}$ dans le plan de Concordia

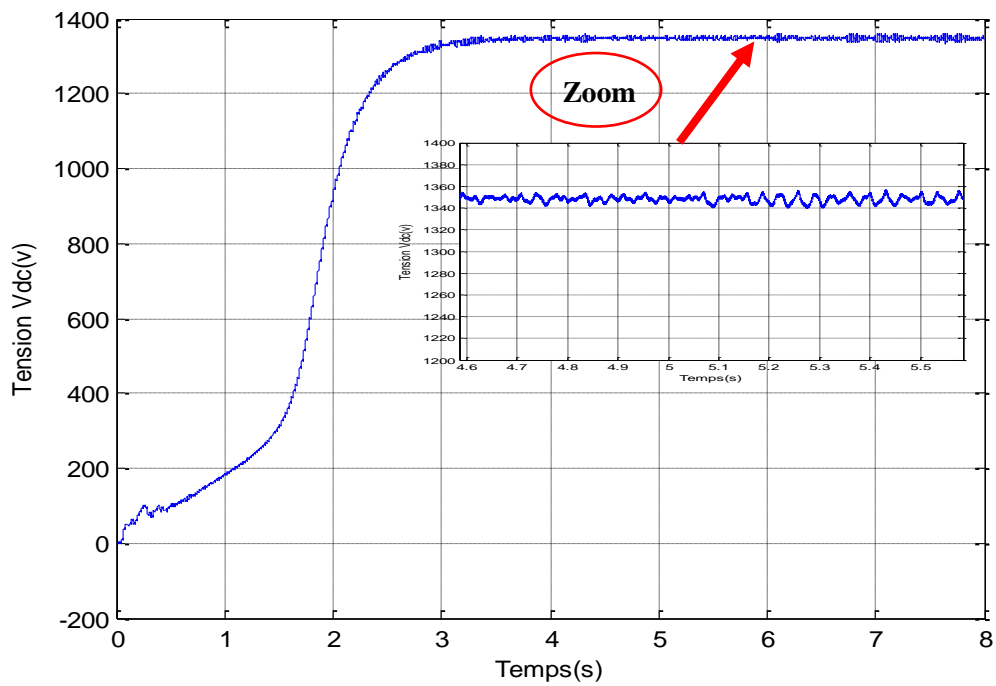


Figure. IV.23: Tension redressée $V_{dc}(V)$

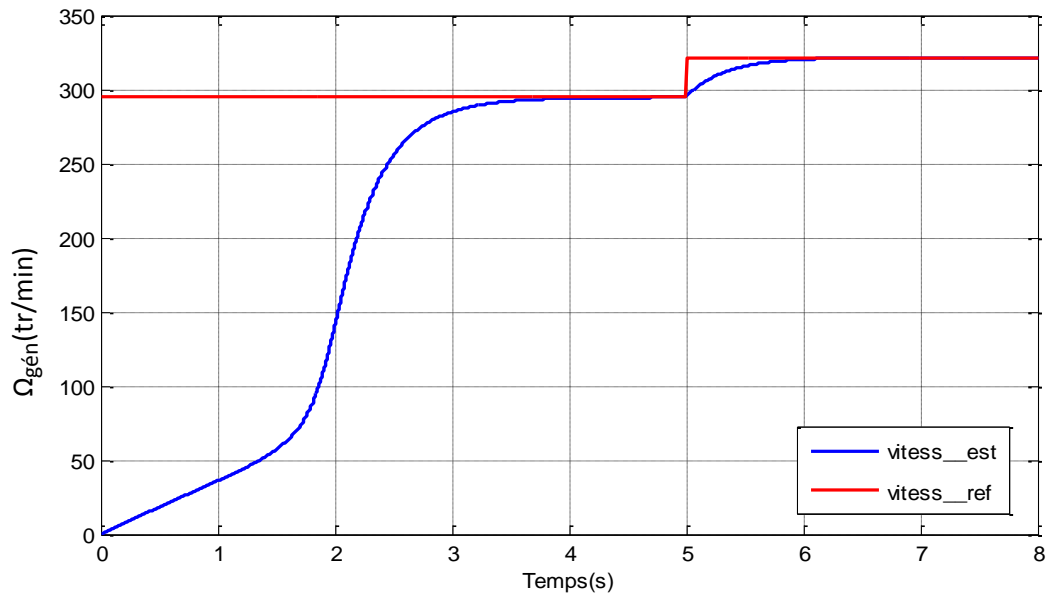


Figure. IV. 24: Vitesse de la génératrice et sa référence avec MPPT

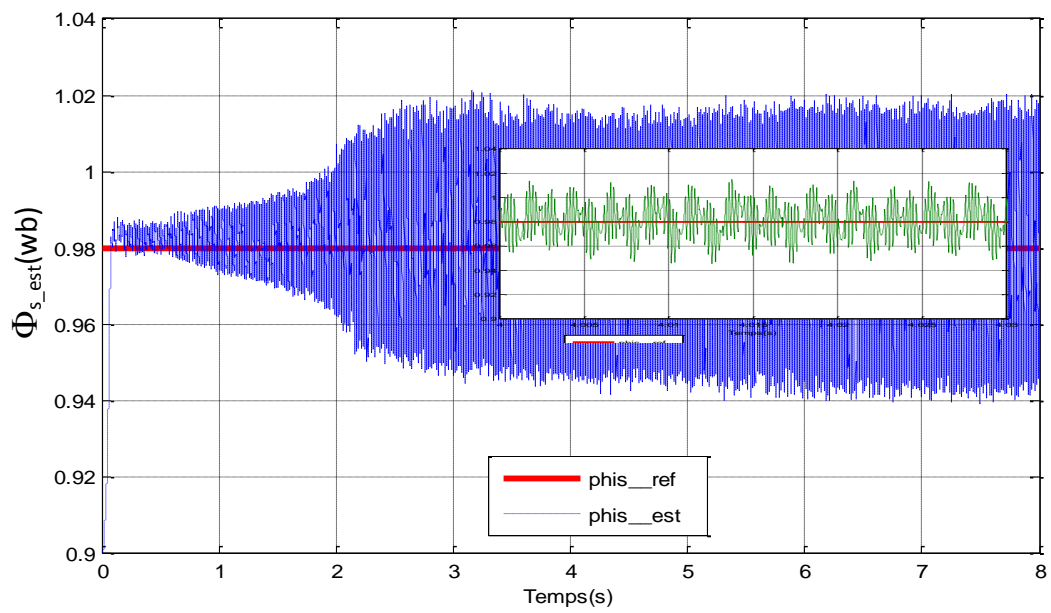


Figure IV.25: Flux statorique estimé

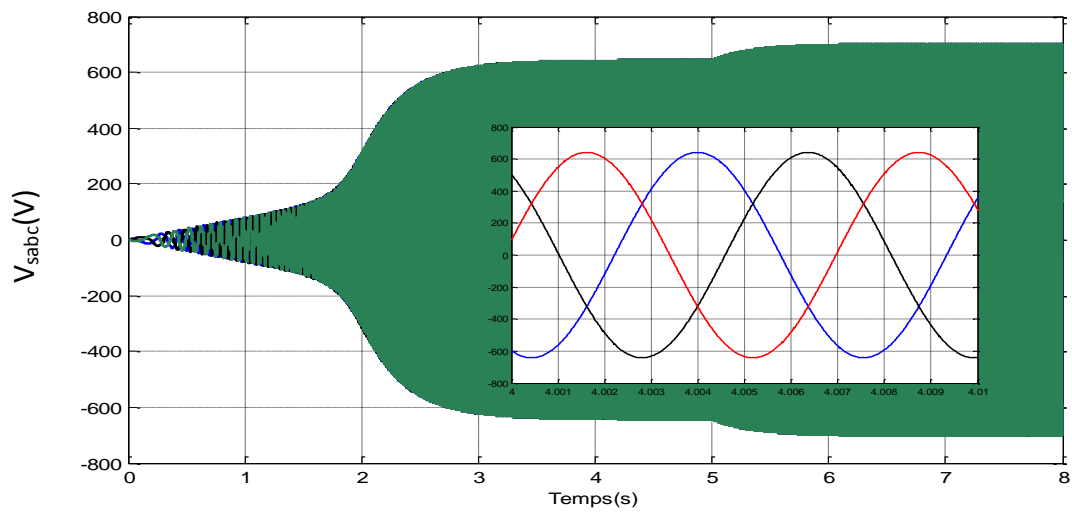


Figure IV.26: Tensions statoriques V_{sabc}

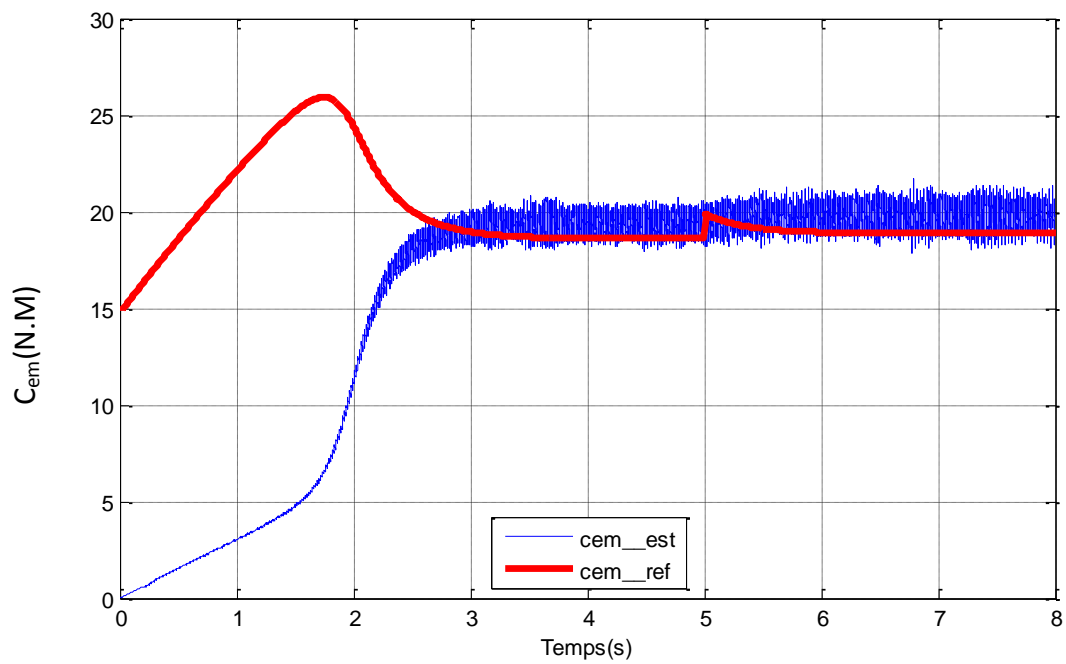


Figure. IV.27: Couple électromagnétique

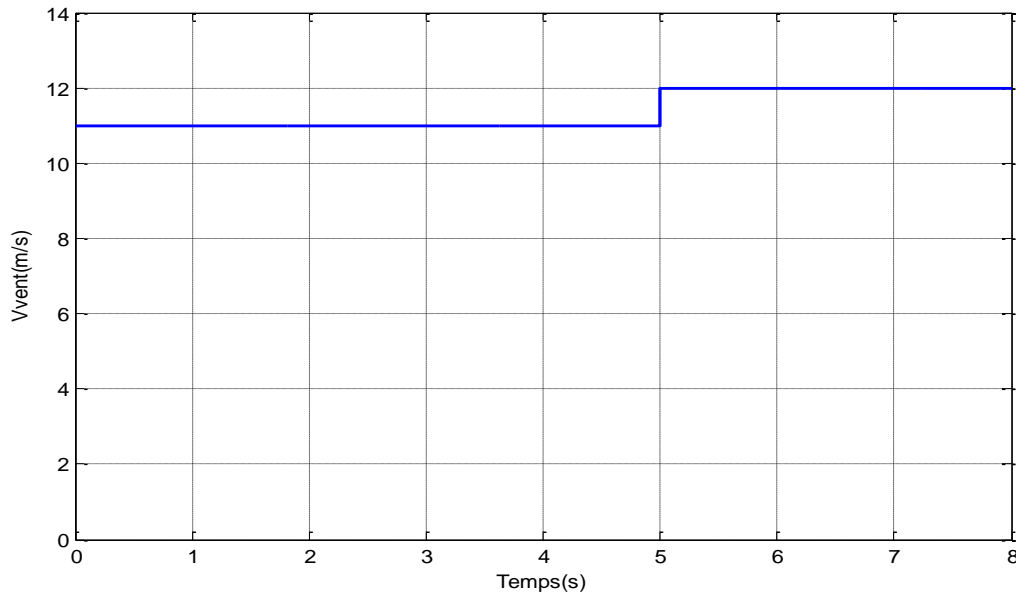


Figure VI.28. La vitesse du vent (m/s)

En effet la DTC-SVM présente des dynamiques semblables à celles de la DTC classique, mais diminuant considérablement les ondulations du couple, et du flux.

On peut dire que la DTC-SVM contrôle directement le couple et le flux par la prédiction de la tension de commande nécessaire puis elle utilise la modulation vectorielle pour générer cette tension. Elle profite par conséquent des avantages du principe de la DTC et des avantages de la modulation vectorielle (SVM) (taux d'harmonique faible, fréquence de commutation constant). Comme a été montré dans les figures précédentes, [12].

IV.17. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié la commande directe du couple de la génératrice synchrone à aimants permanents. Généralement l'utilisation de la SVM permet de réduire les ondulations et les harmoniques au niveau du courant, du couple et du flux.

La méthode proposée (DTC-SVM) est capable de travailler avec une fréquence constante du convertisseur de puissance. Ce fonctionnement est assuré par l'utilisation d'une modulation vectorielle pour laquelle, à chaque période de modulation, sont appliqués deux vecteurs actifs de tension et un vecteur nul.

La théorie de base du DTC-SVM d'un GSAP montre que le couple peut être commandé par le contrôle du changement de la vitesse de rotation ou du changement de la position du flux statorique.

La commande par DTC-SVM est simple et facilement réglable avec de bonnes performances par rapport à la commande par DTC classique, les oscillations du couple sont notablement réduites.

**CONCLUSION GENERALE ET
PERSPECTIVES**

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Les travaux présentés dans cette thèse s'inscrivent dans le cadre général de l'insertion de la génération d'énergie d'éolienne dans le réseau électrique. Ils représentent une brique d'un ensemble en cours de construction.

Nous avons ainsi, à travers d'un état de l'art, évalué les potentialités de diverses structures d'éoliennes et proposé en conséquence des solutions aux nouvelles contraintes imposées aux générateurs éoliens. Nous avons alors été amenés à concevoir des algorithmes de commande robuste d'une éolienne à vitesse variable maximisant le rendement aérodynamique, améliorant la qualité de la puissance générée.

L'objectif de ce travail est de modéliser les différents composants d'un aérogénérateur synchrone à aimants permanents à vitesses variables et régulation « pitch », et de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser le rendement aérodynamique. Dans le but de concevoir le principe de régulation de la vitesse mécanique, une étude aérodynamique de la pale a été faite. Un état de l'art a été présenté des différentes configurations électriques utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne. Parmi les topologies citées, le choix a été porté sur l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents à vitesses variables avec redresseur et onduleur commandés par MLI.

Après avoir déduit les caractéristiques aérodynamiques principales de la turbine, les différentes zones de fonctionnement et les stratégies de contrôle utilisées ont été présentées. La zone particulière, où la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée a été détaillée. Les algorithmes de maximisation de puissance ont été validés par des résultats de simulation qui ont montré leurs inconvénients et leurs avantages.

Une modélisation du système d'orientation des pales pour limiter la puissance aérodynamique recueillie par la turbine pour des vitesses de vent élevées a été considérée, de même que la description des correcteurs permettant le réglage de l'angle d'orientation pour obtenir un fonctionnement à puissance électrique constante. Le comportement de la turbine peut donc être observé à travers un modèle de simulation pour différentes conditions de fonctionnement de charge et de vent.

Les résultats de simulation ont montré l'efficacité de la stratégie de limitation de la puissance recueillie par la turbine éolienne. Le modèle de la GSAP a été validé par les résultats de simulation à vide, avec charge séparée, ou encore connectée à une source de tension. Enfin, une modélisation a été élaborée des différents éléments de la chaîne éolienne

selon une structure de conversion d'énergie choisie constituée d'une génératrice synchrone à aimants permanents, pilotée par le stator par un convertisseur contrôlé par MLI.

Donc le but est d'apporter une contribution au contrôle direct du couple du générateur synchrone à aimants permanents et de concevoir une commande robuste face aux incertitudes paramétriques. Après avoir donné un bref aperçu sur la commande par DTC. On essaie d'améliorer les inconvénients de cette méthode de commande. La méthode DTC-SVM est capable de travailler avec une fréquence constante du convertisseur de puissance. Ce fonctionnement est assuré par l'utilisation d'une modulation MLI vectorielle pour laquelle, à chaque période de modulation, sont appliqués deux vecteurs actifs de tension et un vecteur de tension nulle. Avec cette technique, les oscillations de couple et de flux sont réduites.

Cette technique qui réduit les oscillations de couple, cette dernière que nous avons appelé DTC-SVM basée sur la linéarisation entrée-sortie ou les tables de vérité et les hystérésis ont été éliminées, donc améliore d'une façon significative les oscillations du couple et du flux.

PERSPECTIVES

L'ensemble de nos réflexions et de nos études nous ont conduit à présenter quelques perspectives à ce travail.

L'implémentation de la méthode de commande DTC-SVM basée sur la linéarisation entrée-sortie sur une carte de contrôle DSPACE serait intéressante.

Il est proposé une continuation de la recherche dans le domaine de la commande DTC basée sur la linéarisation entrée-sortie par l'utilisation de la méthode du backstepping et logique flou ou bien mode glissant.

Références Bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] S. El Aimani « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille (ECL) Cohabité avec L'université des sciences et technologies de Lille 1 (USTL), 06 décembre 2004.
- [2] S. Belkacem, B. Zegueb and F. Nacéri "Robust non-linear direct torque and flux control of adjustable speed sensorless PMSM drive based on SVM using a PI predictive controller", *Journal of Engineering Science and Technology Review* 3 (1) (2010) 168-175, Accepted 20th July 2010.
- [3] S. Belkacem, F. Nacéri, R. Abdessemed, "Robust nonlinear control for direct torque control of induction motor drive using space vector modulation", *Journal of Electrical Engineering*, Vol. 10, pp. 79-87, 2010.
- [4] D.H. Phan, S. Huang, Super-Twisting Sliding Mode Control Design for Cascaded Control System of PMSG Wind Turbine, *Journal of Power Electronics* 15(5) (2015) .
- [5] J.G. Njiri, D. Söffker, State-of-the-art in wind turbine control: Trends and challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016) 377-393.
- [6] Kim HS, Lu DD-C. Wind energy conversion system from electrical perspective- a survey. *Smart Grid Renew Energy* June 2010.
- [7] Gabriel-Octavian Cimuca, «Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateur éoliens », Thèse doctorat de l'école nationale supérieure d'arts et métiers, centre de Lille, France.
- [8] J. Su, L. Shi, L. Yao, Y. Ni, and Z. Guo, "A comparative subsynchronous resonance analysis of grid-connected doubly fed induction generator based and permanent magnet synchronous generator based wind farms," *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, no. 7, pp. 792–809, Apr. 2015.
- [9] Habetler TG, Profumo F, Pastorelli M, Tolbert Leon M. Direct torque control of induction machines using space vector modulation. *IEEE Trans Ind Appl* 1992.
- [10] Depenbrock M. Direct self-control of inverter fed induction machine. *IEEE Trans Power Electron* 1988;3(4):420e9.
- [11] Habetler TG, Divan DM. Control strategies for direct torque control of induction machines using discrete pulse modulation. *IEEE Trans Ind Appl* 1991.
- [12] Abdul Wahab HF, Sanusi H. Simulink model of direct torque control of induction machine. *Am J Appl Sci* 2008.

- [13] Abad G, Lopez J, Rodriguez ML, Marroyo L, Iwanski G. Doubly fed induction machine modeling and control for wind energy generation. Wiley-IEEE Press; 2011.
- [14] Wu Bin, Lang Yongqiang, Zargari Navid, Kouro Samir. Power conversion and control of wind energy systems. Wiley-IEEE Press; 2011.
- [15] Haque ME, Negnevitsky M, Muttaqi KM. A novel control strategy for a variable-speed wind turbine with a PMSG. IEEE Trans Ind Appl 2010.
- [16] S. Belakehal, A. Bentounsi, M. Merzoug et H. Benalla, «Modélisation et commande d'une génératrice Synchrones à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne», Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°1 (2010) 149 – 161
- [17] Z. Zhang, "On control of grid-tied back-to-back power converters and pmsg wind turbine systems," Technical University of Munich Germany, 2015.
- [18] M. Bounadja, A.W.Belarbi, B.Belmadani "A high performance svm-dtc scheme for induction machines have integrated starter generator in hybrid electric vehicles". Journal Nature and Technology. No. 02 / January 2010.
- [19] K.Narasimhaiah achari, B.Gururaj, D.v.Ashok, ,Kumar,M.vijaya.Kumar "A novel Matlab/Simulink model drive using direct torque control with SVM (ICETT 12)
- [20] M.Magesh kumar, R sundaresewaran "DTC of PMSG wind turbine with space vector modulation" karpagam journal of engineering research (KJER) (ICIIEC'15)
- [21] M. Rahimi, "Improvement of energy conversion efficiency and damping of wind turbine response in grid connected DFIG based wind turbines", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 95, pp. 11-25, 2018.
- [22] Arnaud Gaillard, « Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service », Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I 2018.
- [23] Merabet Boulouiha H, Allali A, Tahri A, Draou A, Denai M. A simple maximum power point tracking based control strategy applied to a variable speed squirrel cage induction generator. J Renew Sustain Energy 2012
- [24] Yidong C, Yulin Y, Liqiao W, Zhiyun J, Weiyang W. Grid-connected and control of MPPT for wind power generation systems based on the SCIG. In: Proc. Int.Asia Conf. on Informatics in Control, Automation and Robotics, Wuhan, Mars;2010.
- [25] A.TAMAARAT « Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA ». Thèse, Doctorat en sciences en Electrotechnique Université Mohamed KHIDER, BISKRA, Algérie 2015.

- [26] An Haejoon, Ko H, Kim Hongwoo, Kim Hyungoo, Kim Seokwoo, Jang Gilsoo, Modelling and voltage-control of variable-speed SCIG-based wind farm. *Renew Energy* June 2012.
- [27] Habetler TG, Profumo F, Pastorelli M, Tolbert LM. Three level inverter using MATLAB. *MIT Int J Electr Instrum Eng* 2011.
- [28] LOUCIF MOURAD, " Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une MAS à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur", Thèse de Doctorat En Génie Electrique de Université Aboubakr Belkaïd –Tlemcen, 2016.
- [29] A. MIRECKI « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat de L'institut national polytechnique de Toulouse le 5 avril 2005.
- [30] D. Swierczynski, M.Kazmierkowski, and F. Blaabjerg, "DSP based Direct Torque Control of (PMSM) using space vector modulation (DTC-SVM)," *International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)* vol.3, pp, 723 – 727, Nov 2002.
- [31] B. Multon, « Application des aimants aux machines électriques », Notes de cours version 2006 Ecole Normale Supérieure de Cachan, antenne de Bretagne, Département de Mécatronique.
- [32] A. B. Raju, K. Chatterjee, B. G. Fernandes, « A Simple Maximum Power Point Tracker for Grid connected Variable Speed Wind Energy Conversion System with Reduced Switch Count Power Converters », 0-7803-7754-0/03/\$17.00 ©2003 IEEE.
- [33] M. Rapin, J.M. Noel «Energies éoliennes, Principes et étude de cas», 1 ère Edition unod, Paris, 2010.
- [34] K.Belmokhtar, M. Lamine Doumbia, « Modélisation et commande d'un système éolien à base de machine asynchrone à double alimentation pour la fourniture de puissances au réseau électrique» IEEE Member, Kodjo Agbossou, IEEE Senior Member, Quatrième Conférence Internationale sur le Génie Electrique CIGE'10, 03-04 Novembre 2010.
- [35] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, « Éoliennes », *Techniques de l'Ingénieur*, BM 4 640.
- [36] Abad G, Lopez J, Rodriguez ML, Marroyo L, Iwanski G. Doubly fed induction machine modeling and control for wind energy generation. Wiley-IEEE Press;2011.
- [37] Guy Cuntty, « Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne », © Edisud, Aixen-Provence, 2001, www.edisud.com.
- [38] M. Lopez, « Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée », Thèse de doctorat, Ecole Doctorale « Sciences et

- Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes »Université Paris sud 2011.
- [39] L.Leclercq, « Apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes », thèse de doctorat de l'université de Lille, n° d'ordre : 3563, UFRR IEEEA Décembre 2004.
- [40] A. Tamaarat. « Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA », Thèse de doctorat, Université de Biskra, Algérie, **2015**
- [41] A.T. Jones et al., "Recent progress in offshore renewable energy technology development," in Proceedings of IEEE PESGM'05, San Francisco (USA), vol. 2, pp. 2017-2022, June 2005.
- [42] Haque ME, Negnevitsky M, Muttaqi KM. A novel control strategy for a variable-speed wind turbine with a permanent-magnet synchronous generator.IEEE Trans Ind Appl 2010.
- [43] L.H. Hansen, P.H. Madsen, F.Blaabjerg, H.C. Christensen, U.Lindhard, K.Eskilsen, « Generators and power electronics technology for wind turbines », IECON'01 : The 27th annual conference of the IEEE industrial electronic society. 0-7803-7108-9/01/\$10.10©2001 IEEE.
- [44] « Perspectives d'offre d'énergie », Techniques de l'Ingénieur, BE 8 515 -2005, www.windpower.org
- [45] Decoupling control of induction motors based on nonlinear optimal predictive control Chuanfu Jin; Yanguang Sun; Qinghai Fang Control and Automation (ICCA), 2010 8th IEEE International Conference Year: 2010.
- [46] M. Kant, « Actionneurs à collecteur à aimant permanent », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 3 695.
- [47] R.Abdessemed, M.Kadjoudj, « Modélisation des Machines Electriques », Presses de l'Université de Batna 1997.
- [48] Survey Of Energy Resources. <http://www.worldenergy.org>
- [49] S. Belkacem, F. Nacéri, R. Abdessemed, "Sensorless DTC-SVM for Induction Motor Drive Using Nonlinear Adaptive Stator Flux Observer", 1st International Conference on Modelling and Simulations, ICOMOS. July 12th - 26th, 2010, bary, Italy.
- [50] S. Belkacem, F. Nacéri and R. Abdessemed, "Improvement in DTC-SVM of AC Drives Using a New Robust Adaptive Control Algorithm" Accepted for Publication at the International Journal of Control Automation and System, IJCAS, vol. 9, no. 2, 2011.

- [51] X. Lin-Shi, Commande des systèmes de conversion d'énergie, Habilitation à diriger des recherches, France, Juillet 2007.
- [52] M. Pacas and J. Weber, "Direct Torque Control for the PM Synchronous Machine", Industrial Electronics Society, 2003. IECON '03. The 29th Annual Conference of the IEEE, vol. 2, pp. 1249–1254, Novembre 2–6, 2003.
- [53] S. El Aimani, B. Francois, B. Robyns, « Modélisation de générateurs éoliens à vitesse variable Connectés à un bus continu commun» Forum International sur les Energies Renouvelables, FIER 2002, Tetouan, Maroc, 8-10 mai 2002.
- [54] N. T. Hai, S.Ho. Jang, H.G. Park, D.C. Lee «Sensorless Control of PM Synchronous Generators for Micro Wind Turbines» 2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08), December 1-3, 2008, Johor Baharu, Malaysia.
- [55] C. Cárdenas¹, D. Gomez¹, J. Bécares¹, A. Morejón², L. Gorostiaga¹, E. Moya¹, «Control of a variable speed and permanent magnet wind turbine», International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPPQ'10) Granada (Spain), 23th to 25th March, 2010.
- [56] Eoliens autonomes, Guide de l'acheteur, Programme d'encouragement aux systèmes d'énergie renouvelables, Ressources naturelles Canada, www.rncan.gc.ca/penser.
- [57] A. Abdelli, « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive », Thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, N° d'ordre : 2519, Année2007.
- [58] D.-H. Tran, «Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne passive : Analyse de robustesse, validation expérimentale», Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, septembre 2010.
- [59] G. Séguier, F. Labrique, H. Buyse, R. Bausiere, « Les convertisseurs de l'électronique de puissance », volume 5, Commande et Comportement dynamique, Techniques et documentations, 1998.
- [60] Lebsir Abdelkadir ; « Performances Comparées de Machines Synchrones à Aimants Permanents et à Réductance Variable Associées à une Chaîne de Conversion d'Energie Renouvelable » ; thèse de Doctorat ; université des Frères Mentouri Constantine ;2016..
- [61] S. Vijayalakshmi, Saikumar.S, Saravanan.S,R.V.Sandip, V. Sridhar, «Modelling and control of a Wind Turbine using Permanent Magnet Synchronous Generator», International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST), Vol. 3 No. 3 March 2011.

- [62] M.Yin, G. Li, M. Zhou, C. Zhao, «Modeling of the Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator for Integration» 1-4244-1298-6/07/2007 IEEE.
- [63] Moualdia, “ Stratégies de Commande DTC-SVM et DPC appliquées à une MADA utilisée pour la production d’énergie éolienne ”; Thèse de Doctorat de l’Ecole Nationale Polytechnique d’Alger, Algérie, Juin 2014.
- [64] Lourad Fateh ; « 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
- [65] « Energies Renouvelables ». <http://www.energies-renouvelables.org>.
- [66] S. Achilles, M. Poller, « Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms» IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 17, No. 2, June 2002.
- [67] Djeriri Youcef ; « commande directe du couple et de puissance d’une MADA associé à un système éolienne par les techniques de l’intelligence artificielle » ; thèse de doctorat en science ; université de Djilali Liabes de Sidi Bel Abess ; 05 /11/2015.
- [68] Kumar. T.V, Rao. S.S. “Direct torque control method for induction motor drives based on modified amplitude and angle decoupled control of stator flux”. Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference, Year: 2010. Pages: 1 – 6.
- [69] Bhende CN, Mishra S, Tanaka SGM. Permanent magnet synchronous generator-based standalone wind energy supply system. IEEE Trans Sustain Energy 2011
- [70] M. Saliha , « Contribution à la Modélisation et la commande d’une turbine Eolienne » université de Skikda mémoire de de Magister, Électrotechnique 2012.
- [71] H. Li, Z. Chen, «Overview of different wind generator systems and their comparisons » IET Renewable Power Generation. 2008, Vol. 2, No. 2, pp. 123–138. www.ietdl.org
- [72] 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 », IEEE
- [73] Kaila SL, Jani HB. Direct torque control for induction motor using SVPWM technique. In: Proc. Nat. Conf. on recent trends in engineering & technology. V.V. Nagar, Gujarat, India: B.V.M. Engineering College; 13e14 May 2011.

ANNEXE

ANNEXE A : Correcteurs de vitesse

A-1 : Introduction

Le but de la correction est de doter l'asservissement des qualités attendues, par le calcul et l'implantation du correcteur nécessaire. Le correcteur constitue la partie « intelligente » de l'asservissement et sa détermination judicieuse confère à l'asservissement ses qualités.

Compenser (ou corriger) un système asservi consiste à modifier ses propriétés par l'action d'un réseau correcteur, de façon à le stabiliser s'il y a lieu, et à lui conférer de bonnes performances.

A-2 : Correcteur proportionnel intégral à avance de phase

Le correcteur considéré a pour expression (figure A-1).

$$C_{em-ref} = \frac{a_0 + a_1 p}{1 + \tau p} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec})$$

a_0 , a_1 et τ sont les paramètres du correcteur à déterminer et P est la grandeur de Laplace.

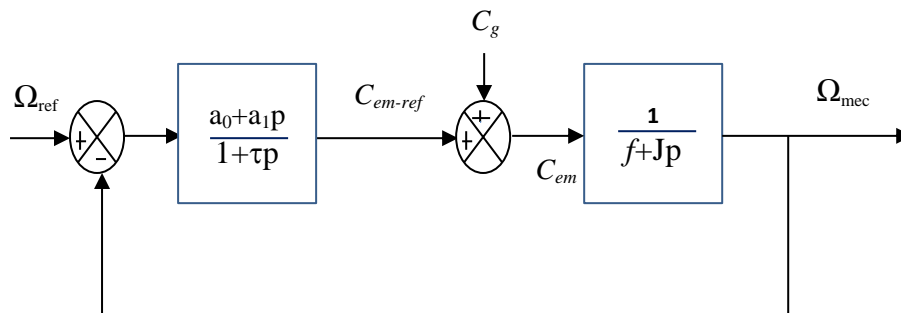


Figure A-1: Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase

La fonction de transfert en boucle fermée se met sous la forme mathématique suivante :

$$\Omega_{mec} = F(p)\Omega_{ref} + P(p).C_g$$

Où $F(p)$ est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse :

$$F(p) = \frac{a_1 p + a_0}{j \cdot \tau p^2 + (f \cdot \tau + j + a_1) p + a_0 + f}$$

et $P(p)$ est la fonction de transfert de la perturbation C_g

$$P(p) = \frac{\tau p + 1}{j \cdot \tau p^2 + (f \cdot \tau + j + a_1) p + a_0 + f}$$

Pour atténuer l'action du couple éolien C_g , il faut que le paramètre a_0 soit élevé [18].

L'équation (A-4) peut s'écrire :

$$P(p) = \left(\frac{j\tau}{a_0 + f} \right) \cdot \frac{(\tau p + 1)}{\frac{p^2}{\left(\frac{a_0 + f}{j\tau} \right)} + \frac{(f \cdot \tau + j + a_1)p}{(a_0 + f)} + 1}$$

Les paramètres (a_1 et τ), sont déterminés de manière à avoir une fonction de transfert du 2^{ème} ordre, ayant une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ξ définis comme suit :

$$2 \frac{\xi}{\omega_n} = \frac{(f \cdot \tau + j + a_1)}{(a_0 + f)} \quad \text{et} \quad \omega_n^2 = \frac{a_0 + f}{j\tau}$$

Les paramètres a_0 et a_1 sont déduits de (A-6) comme suit :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{a_0 + f}{j\tau}} \quad \text{et} \quad \xi = \frac{(f \cdot \tau + j + a_1) \cdot \omega_n}{2}$$

D'où

$$a_1 = 2\xi \frac{(f + a_0)}{\omega_n} - f \cdot \tau - j$$

En choisissant un temps de réponse t_r convenable pour le démarrage de la génératrice, de telle sorte qu'on limite les variations de la puissance électrique générées, on considère la fonction de transfert anticipatrice suivante (figure A-2) :

$$F'(p) = \frac{j\tau p^2 + (f \cdot \tau + j + a_1)p + a_0 + f}{(a_1 p + a_0) \left(\frac{t_r}{3} p + 1 \right)}$$

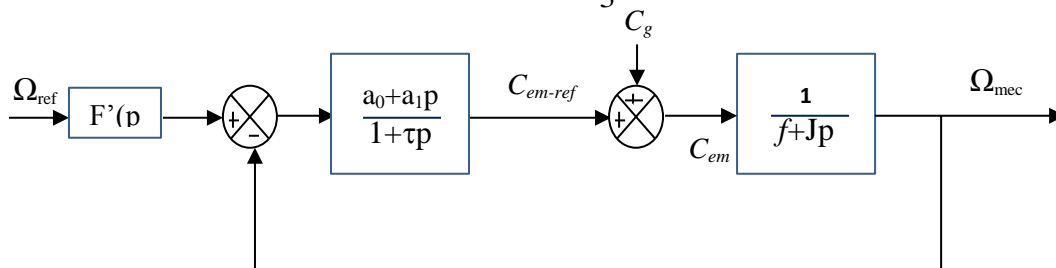


Figure A-2: Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase

ANNEXE B

Paramètres de simulation de la turbine éolienne et GSAP utilisées [70,1]

<i>Elément de la chaîne de Conversion éolienne</i>	<i>Valeur numérique</i>	<i>Signification</i>
<i>Turbine éolienne</i>	$\rho=1.25$	Masse volumique de l'air (Kg/m^3)
	$R=14$	Rayon de l'éolienne (m)
	$G=28$	Gain du multiplicateur de vitesse
	$V=11$	Vitesse nominale du vent (m/s)
<i>Génératrice synchrone A aimants permanents</i>	$P=300$	Puissance nominale (Kw)
	$R_s=0.895$	Résistance statorique (Ω)
	$L_{sd}=0.012$	Inductance statorique selon l'axe d (H)
	$L_{sq}=0.012$	Inductance statorique selon l'axe q (H)
	$\Phi_f=0.9$	Flux des aimants permanents (Wb)
	$P=3$	Nombre de paires de pôles
	$J=5$	Inertie de l'ensemble turbine et génératrice ($Kg.m^2$)
	$f=7.10^{-3} Nm.rad.s^{-1}$	Coefficient de frottement