وزارة التعليـــم العالـــي والـبحـــث العلـمـــــــي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعـــة فرحـات عبـاس - سطيـــف

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF

UFAS (ALGERIE)

Faculté deTechnologie

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme de

Magister en Electrotechnique

Option :

Commande électrique

Présenté par :

M^{r} : DAHBI Abdeldjalil

Thème

Étude des performances et commande d'une machine synchrone à aimants permanents utilisée dans les éoliennes

Soutenu le …. / …. /2012 devant la commission d'examen composée de :

M. GHERBI Ahmed	Professeur	Président	Université Ferhat Abbas de Sétif
M. HACHEMI Mabrouk	M.C.A	Rapporteur	Université Ferhat Abbas de Sétif
M. RAHMANI Lazhar	Professeur	Examinateur	Université Ferhat Abbas de Sétif
M. RADJEAI Hammoud	M.C.A	Examinateur	Université Ferhat Abbas de Sétif

Dédicaces

JE DEDIE CE MODESTE TRAVAIL DANS UN PREMIER LIEU A MES TRES CHERS PARENTS QUI M'ONT AIDE TOUT AU LONG DE CETTE CARRIERE D'ETUDE, ET POUR LESQUELS J'EXPRIME TOUTE MA TENDRESSE ET AMOUR.

A TOUS MES FRERES ET SŒURS, A TOUS MES COUSINS, COUSINES, TANTES, MON IMAM DU CORAN F.RABAH ET À TOUS MES AMIS ET TOUS LES ETUDIANTS DE LA PROMOTION ELECTROTECHNIQUE QUE J'AI PARTAGE AVEC EUX DES BONS MOMENTS ET DES BONS SOUVENIRS.

ET ENFIN A TOUS CEUX QUE J'AIME ET QUI M'AIMENT ET NOUS ONT AIDE

C. ADEL, K. ABDELKRIM, M. HASSANE, B. ABDESSELAM, R.BOUBAKEUR, B.BADREDDINE, N.YOUCEF,S.A.MADJID…

ABDELDJALIL

Remerciements

Mes remerciements vont premièrement à dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il ma donné durant toutes ces années d'études.

Je tiens à remercier en tout premier lieu Dr. HACHEMI Mabrouk, Directeur de ce mémoire, pour m'avoir aidé par ses idées et ses conseils, ainsi sa disponibilité durant toutes les étapes de la réalisation de ce travail.

Je remercie également tous les membres de jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

- M.GHERBI Ahmed : Professeur à l'Université de Sétif, président de jury.
  Je le remercie vivement pour m'honorer de sa présence.
- M.RAHMANI Lazhar : Professeur à l'Université de Sétif et doyen de la faculté de Technologie.
  Un remerciement spécial car il a été mon encadreur en ingéniorat et grâce à ses conseils que je suis en magister. Je tiens à le remercier d'avoir accepté de juger mon travail, ainsi que pour son soutient et ses encouragements durant la préparation du mémoire et pour tous ses efforts pour le bon avancement des travaux de recherche dans la faculté.
- M.RADJEAI Hammoud : chef de département d'électrotechnique, par sa présence pour examiner le présent travail, et je le remercie aussi pour les efforts donnés durant mes années d'études.

J'exprime aussi ma gratitude à mes collègues de l'université pour leur soutien et leur aide surtout les ingénieurs du laboratoire d'électronique de puissance qui m'ont permis d'échanger des idées dans le même axe de recherche. Je remercie spécialement mon collègue C. Adel pour son aide et ses conseils.

Je ne peux oublier mes enseignants pour leurs efforts durant toutes mes années d'étude dans l'université et pour leur soutien durant la réalisation de ce mémoire.

Enfin je remercie toute personne qui a participé de prés ou de loin pour rendre ce travail réalisable et présentable.

.

{ وما توفيقي إلا بالله عليه توكلت واليه أنيب}، هود"88".

"L'homme honoré est celui qui honore les autres".

DAHBI Abdeldjalil

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE ..... - 1 -

CHAPITRE.I *3*

GÉNÉRALITES SUR LES ÉNERGIES ÉOLIENNES ET LES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS 3

I.1. Introduction 3
I.2. Généralité sur l'énergie éolienne 3
I.2.1. Historique de l'éolien 3
I.2.2. Perspectives mondiales de l'éolien 4
I.3. Notions théoriques sur l'éolien 6
I.3.1. Définition d'éolienne 6
I.3.2. Classification des éoliennes 6
I.4. Architecture d'une éolienne à axe horizontal 9
I.5. Bilan des forces exercées sur une pale 10
I.6. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne 11
I.6.1. Système de décrochage aérodynamique (Stall control) 11
I.6.2. Système d'orientation des pales (pich control) 12
I.7. Conversion électromécanique 12
I.7.1. Éoliennes à vitesse fixe 12
I.7.2. Éoliennes à vitesse variable 13
I.8. Machines Synchrones à Aimants Permanents (MSAP) 15
I.8.1. Généralités 15
I.8.2. Principaux matériaux ferromagnétiques utilisés dans les machines à aimants permanents 18
I.8.3. Principaux générateurs utilisés dans les éoliennes 20
I.9. Conclusion 21

CHAPITRE.II *22*

MODELISATION ET COMMANDE DES TURBINES EOLIENNES 22

II.1. Introduction 22
II.2. Modèle du vent. 22

II.3. Conversion de l'énergie éolienne 23
II.3.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique 23
II.3.2. Loi de Betz 23
II.3.3. Énergie mécanique transformée 25
II.3.4. Courbes caractéristiques des turbines éoliennes 26
II.4. Modélisation de la turbine 28
II.4.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine 28
II.4.2. Modèle de la turbine 29
II.4.3. Modèle du multiplicateur 29
II.4.4. Modèle de l'arbre de transmission 29
II.5. Zones de fonctionnement de l'éolienne 30
II.6. Stratégies de commande de la turbine éolienne 31
II.6.1. Techniques d'extraction du maximum de la puissance (MPPT) 31
II.7. Résultats de simulation 37
II.7.1. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse 37
II.7.2. Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse 38
II.8. Conclusion 40

CHAPITRE.III 41
MODELISATION DES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS 41

III.1. Introduction 41
III.2. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents 41
III.2.1. Hypothèses simplificatrices 41
III.2.2. Description 41
III.2.3. Equations électriques 42
III.2.4. Equations magnétiques 43
III.2.5. Transformation de Park 44
III.2.6. Equation des flux au système biphasé (d, q) 45
III.2.7. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q) 46
III.2.8. Expression de la puissance 47
III.2.9. Expression du couple 48
III.2.10. Equations mécaniques 49
III.3. Simulation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) 49
III.3.1. Fonctionnement à vide 49
III.3.2. Fonctionnement en charge 51

III.4. Conclusion 54

CHAPITRE.IV 55

MODELISATION ET COMMANDE DES CONVERTISSEURES STATIQUES 55

IV.1. Introduction 55
IV.2. Modélisation des convertisseurs de puissance 55
IV.2.1. Hypothèses 55
IV.2.2. Modélisation du redresseur à diodes 55
IV.2.3. Modélisation du hacheur 58
IV.2.4. Modélisation du convertisseur MLI (l'onduleur et le redresseur MLI) 59
IV.3. Stratégie de la commande MLI naturelle (sinus-triangle) 61
IV.4. Association du GSAP avec les convertisseurs 63
IV.4.1. Performance de l'association du redresseur à diodes avec GSAP 63
IV.4.2. Performance de l'association (redresseur à diodes et hacheur) avec GSAP: 64
IV.5. Conclusion 64

CHAPITRE.V 65

MODÉLISATION ET COMMANDE DE LA CHAINE ÉOLIENNE GLOBALE 65

V.1. Introduction 65
V.2. Etat de l'art des topologies des convertisseurs utilisés 65
V.2.1. Alimentation utilisant un redresseur à diodes et onduleur contrôlé par MLI 66
V.2.2. Alimentation utilisant un redresseur à thyristors 66
V.2.3. Alimentation utilisant un pont redresseur triphasé à diodes avec un hacheur dévolteur 67
V.2.4. Alimentation utilisant un redresseur commandé à IGPT à structure tension 67
V.3. Commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base du GSAP 68
V.3.1. Commande vectorielle du générateur synchrone à aimants permanents 68
V.3.2. Conditions de commandabilité 74
V.3.3. Modélisation de la liaison au réseau 76
V.4. Injection de la puissance au réseau 77
V.4.1. Choix des éléments caractéristiques du convertisseur côté réseau 79
V.4.2. Modélisation du filtre 80

V.5. Résultats de simulation et performances du GSAP dans la chaîne éolienne 82
V.6. Performances de la chaîne éolienne vis-à-vis des variations des paramètres 87
V.6.1. Performance de la chaîne éolienne vis-à-vis de variations de la résistance statorique ..88
V.6.2. Performance de la chaîne éolienne vis-à-vis la valeur de V_{dc} 89
V.6.3. Performance de la chaîne éolienne vis-à-vis de la valeur du flux d'aimant 90
V.7. Conclusion 91
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....92
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....94
ANNEXE A- CALCUL ET SYNTHESE DES CORRECTEURS.....98
ANNEXE B- PARAMETRES DE SIMULATION.....102

Liste des figures

Figure I.1. Production mondiale de l'énergie éolienne en MW. 4
Figure I.2. Les dix premiers producteurs de l'énergie d'éolienne dans le monde (MW). 4
Figure I.3. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie. 5
Figure I.4. Principe de conversion de l'énergie cinétique de vent. 6
Figure I.5. Différentes utilisations de l'énergie l'éolienne. 6
Figure I.6. Éoliennes à axe horizontal. 7
Figure I.7.Éolienne amont horizontale 8
Figure I.8. Eolienne aval horizontale. 8
Figure I.9. Éoliennes à axe vertical. 8
Figure I.10.Composantes d'une turbine éolienne. 9
Figure I.11. Eléments d'une nacelle. 10
Figure I.12. Bilan des forces sur une pale. 11
Figure I.13. Flux d'air sur un profil de pale " stall " 11
Figure I.14. Variation de l'angle de calage d'une pale. 12
Figure I.15. Éoliennes à base d'une machine asynchrone directement connectée au réseau. 13
Figure I.16. Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et du vent. 13
Figure I.17. Éoliennes à vitesse variable. 14
Figure I.18. machine discoïde à flux axial 15
Figure I.19. Machine synchrone à flux radial 15
Figure I.20. MSAP discoïde à double stator. 16
Figure I.21. MSAP discoïde à double rotor. 16
Figure I.22. Structures d'inducteurs à aimants dans les machines à champ radial 17
Figure I.23. MSAP à rotor extérieur. 17
Figure I.24. Exemple d'une machine synchrone à aimants 18
Figure I.25. La courbe *B-H* des aimants 19
Figure I.26. Cycle d'hystérésis 19
Figure II.1. Allure de la vitesse du vent. 22
Figure II.2. Colonne d'air animée d'une vitesse *v*. 23
Figure II.3. Tube du courant autour d'une éolienne. 24
Figure II.4. Caractéristique du coefficient de puissance. 24
Figure II.5. Vitesse du vent (V) et vitesse tangentielle ($\Omega_t R_t$). 25
Figure II.6. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance. 26

Figure II.7. Allures des coefficients C_m en fonction de la vitesse spécifique λ et l'angle de calage. 26
Figure II.8. Coefficient de puissance en fonction de λ et β. 27
Figure II.9. Puissance disponible pour un type d'éolienne donné. 27
Figure II.10. Modèle simplifié de la turbine éolienne. 28
Figure II.11. Zones de fonctionnement d'une éolienne. 30
Figure II.12. Caractéristiques vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent. 31
Figure II.13. Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation. 32
Figure II.14. Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation. 34
Figure II.15. Schéma de MPPT sans asservissement de vitesse. 35
Figure II.16. Schéma de MPPT avec asservissement de vitesse. 36
Figure II.17. Profil du vent. 37
Figure II.18. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse 37
Figure II.19. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse, PI avec avance de phase. 38
Figure II.20. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse, régulateur PI. 39
Figure II.21. Résultats obtenus des trois stratégies de commande. 40
Figure III.1. Représentation de la machine synchrone à aimants permanents. 42
Figure III.2. Passage du repère (abc) du stator au repère (d,q) de Park 44
Figure III.3. Schémas équivalents du GSAP selon les deux axes *d* et *q*. 47
Figure III.4. Générateur synchrone à aimants permanents à vide. 50
Figure III.5. Bloc de simulation du GSAP en charge. 53
Figure III.6. GSAP en charge (R_{ch}=50Ω ; L_{ch}=0.002H) 54
Figure IV.1. Schéma du redresseur à diodes. 56
Figure IV.2. Tension redressée U_d et les trois tensions U_{abc} 57
Figure IV.3. Courant de la première phase. 57
Figure IV.4. Courant de la charge. 57
Figure IV.5. Redresseur à diodes avec une capacité de filtrage. 57
Figure IV.6. Effet de la capacité de filtrage sur la tension de sortie. 57
Figure IV.7. Décharge du condensateur. 58
Figure IV.8. Tension redressée après filtrage. 58
Figure IV.9. Schéma de principe d'un hacheur série. 58
Figure IV.10. Tension et courant de sortie du hacheur. 59
Figure IV.11. Schéma d'un onduleur de tension triphasé avec une charge. 60
Figure IV.12. Génération d'une MLI naturelle de l'interrupteur S_a 62
Figure IV.13. Tension u_{ab} de l'onduleur 62

Figure IV.14. Association du redresseur à diodes avec GSAP. 63
Figure IV.15. Tension redressée et courant i_{s1} de première phase du GSAP. 63
Figure IV.16. Zoom du courant i_{s1} de première phase du GSAP. 63
Figure IV.17. Allure de la tension composée u_{ab} de l'onduleur. 63
Figure IV.18. Association (redresseur à diodes et hacheur) avec GSAP. 64
Figure IV.19. Tension de sortie du hacheur. 64
Figure IV.20. Courant i_{s1} du GSAP. 64
Figure V.1. Exemple d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne 65
Figure V.2. Alimentation avec un redresseur à diodes. 66
Figure V.3. Alimentation avec un redresseur à thyristor. 66
Figure V.4. Structure à pont à diodes triphasé associé à un hacheur dévolteur. 67
Figure V.5. Schéma de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base du GSAP. 67
Figure V.6. Commande du générateur synchrone à aimants permanents. 68
Figure V.7. Position du vecteur flux et tension 70
Figure V.8. Boucle de régulation du courant. 71
Figure V.9. Boucles de régulation de courants et le découplage des tensions. 72
Figure V.10. Schéma bloc de la boucle d'asservissement de vitesse. 73
Figure V.11. Schéma complet de la commande vectorielle du GSAP associé au convertisseur MLI_1 74
Figure V.12. Schéma électrique du bus continu. 76
Figure V.13. Boucle d'asservissement de la tension du bus continu. 77
Figure V.14. Schéma bloc de commande du processus d'injection. 79
Figure V.15. Schéma électrique du filtre 80
Figure V.16. Schéma global de la commande de l'aérogénérateur à base du GSAP. 81
Figure V.17. Profil du vent. 82
Figure V.18. Coefficient de puissance à sa valeur maximale. 82
Figure V.19. Vitesse de rotation et vitesse de référence. 83
Figure V.20. Couple électromagnétique. 83
Figure V.21. Courants i_d du GSAP. 83
Figure V.22. Courants i_q du GSAP. 83
Figure V.23. Courants du GSAP. 84
Figure V.24. Zoom des courants du GSAP. 84
Figure V.25. Tension du bus continu. 84
Figure V.26. Puissance électromagnétique. 85
Figure V.27. Puissance réactive. 85

Figure V.28. Courants i_{gq} injectés au réseau. 85
Figure V.29. Courants i_{gd} injectés au réseau. 85
Figure V.30. Courants injectés au réseau. 86
Figure V.31. Zoom des courants injectés au réseau 86
Figure V.32. Zoom des tensions de réseau et les courants injectés au réseau. 86
Figure V.33. Analyse spectrale du courant injecté au réseau 86
Figure V.34. Profil du vent. 87
Figure V.35. Tension du bus continu. 87
Figure V.36. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau. 88
Figure V.37. Tension du bus continu. 88
Figure V.38. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau. 88
Figure V.39. Tension du bus continu. 89
Figure V.40. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau. 89
Figure V.41. Tension du bus continu. 90
Figure V.42. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau. 90

Liste des tableaux

Tableau I.1. Classification des éoliennes.....7
Tableau I.2. Caractéristiques de quelques matériaux ferromagnétiques.....19
Tableau I.3. Tableau récapitulatif.....20
Tableau IV.1. Paramètres utilisés dans la simulation. 63
Tableau V.1.Domaine de variation des paramètres circuits 87

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

MSAP	Machine synchrone à aimants permanents
GSAP	Générateur synchrone à aimants permanents
M.P.P.T	Maximum Power Point tracking
TSR	Tip-Speed-Ratio
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
MLI	Modulation de largeur d'impulsions
DC / AC	Continu / Alternatif
IAEA	International Atomic Energy Agency
CDÉR	Centre de Développement des Énergies Renouvelables
THD	Le facteur de distorsion (Total Harmonic Distorsion)

Symboles

(d, q)	Indice du repère de Park lié au rotor
R_s	Résistance statorique
L_d	Inductance statorique directe
L_q	Inductance statorique quadratique
(v_{sd}, v_{sq})	Composantes de la tension au stator dans le repère de Park
φ_f	Flux d'excitation des aimants permanents
$(\varphi_{sd}\ \varphi_{sq})$	Composantes du flux statorique dans le repère de Park
$(I_{ds}, I_{qs}), i_{ds}, i_{qs}$	Composantes du courant statorique
C_{em}	Couple électromagnétique
C_r	Couple résistant
p	Nombre de paire de pôles
J	Moment d'inertie totale de l'ensemble turbine et générateur
F_c	Coefficient de frottement visqueux
ω	Pulsation électrique statorique
Ω	Vitesse de rotation mécanique du rotor
$\vec{F}_{rot}$	Vecteur force représentant la poussée en direction de la rotation sur la pale
$\vec{F}_{ax}$	Vecteur force représentant la poussée axiale sur une pale

$\vec{F}_{res}$	Résultante de $\vec{F}_{rot}$, $\vec{F}_{ax}$
$\vec{V}$	Vecteur vitesse du vent
$\vec{V}_{rot}$	La composante du vent due à la rotation de l'aérogénérateur
$\vec{V}_{res}$	La résultante des deux vecteurs précédents
β	L'angle de calage
β_{opt}	L'angle de calage optimal
i	L'angle d'incidence
$\vec{B}$	Induction magnétique
$\vec{B}_r$	Induction rémanente
$\vec{H}$	Champ électromagnétique
$\vec{H}_c$	Champ coercitif
$(BH)_{\max}$	Énergie volumique
E_c	Energie cinétique du vent
V_1, V_2	Vitesses du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne
V_v	Vitesses du vent
V_m	Vitesses moyenne du vent
ρ	Masse volumique de l'air
H	L'altitude
s	Surface balayée par le rotor de l'éolienne
m	Masse d'air traversant le rotor éolien en une(1) seconde
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
C_m	Coefficient du couple de l'éolienne
λ	Vitesse spécifique ou ration de vitesse
Ω_{tur}, Ω_{mec}	Vitesse de rotation de l'éolienne respectivement avant et après le multiplicateur
P_{mg}	Puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur
v	Vitesse du vent instantanée
γ	Angle de déphasage entre le courant et la tension
C_{aer}	Couple aérodynamique de l'éolienne
R_t	Rayon de la pale
Ω_{tur}	Vitesse angulaire de la turbine

C_g	Couple résistant (issu du multiplicateur)
Ω_{mec}	Vitesse mécanique du générateur
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence
J_g	moment d'inertie du générateur
J_{tur}	Inertie de la turbine
G	Gain du multiplicateur
C_g	Le couple issu du multiplicateur
C_f	Le couple résistant dû aux frottements
C_{mec}	Couple mécanique total appliqué au rotor de l'éolienne
P_{elec}	Puissance électrique générée par l'éolienne
P_{nom}	Puissance nominale de l'éolienne
$V_{cut\text{-}in}$	Vitesse du vent à laquelle l'éolienne démarre
$V_{cut\text{-}out}$	Vitesse du vent à laquelle l'éolienne s'arrêtée
$C_{em\text{-}ref}$	Couple électromagnétique de référence
$\Omega_{tur\text{-}ref}$	Vitesse angulaire de référence de la turbine
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence du générateur
C_{pmax}	Coefficient de puissance optimal de la turbine
C_{ass}	Régulateur pour l'asservissement de la vitesse mécanique
$C_{aer\text{-}estim}$	Couple aérodynamique estimé
$\Omega t_{urbine\text{-}estim}$	Vitesse mécanique estimée de la turbine
K_p	Gain proportionnel du régulateur PI
K_i	Gain intégral du régulateur PI
ξ	Coefficient d'amortissement
ω_n	Pulsation naturelle
V_{est}	Valeur estimée de la vitesse du vent
θ	L'angle électrique entre le repère statorique et le repère rotorique
θ_0	Angle électrique initial
V_{dc}	Tension aux bornes du condensateur (bus continu)
$V_{dc\text{-}ref}$	Tension de référence du condensateur
C	Capacité du condensateur
v_{abc}	Tensions aux phases a, b et c du stator
i_{abc}	Courants aux enroulements a, b et c du stator
v_s	Vecteur tension statorique

$\varphi_{a,b,c}$	Flux statoriques
$\varphi_{a,b,cf}$	Flux constant dû aux aimants permanents
M	Mutuelle inductance entre phases du stator
$\varphi_{\max}$	Flux max dû aux aimants permanents
L	Inductance propre d'une phase statorique
X	Représente le courant, la tension ou le flux
$[P(\theta)]$	Matrice de Park modifiée
$[K(\theta)]$	Matrice de Park
W_e	Energie emmagasinée dans le circuit magnétique
θ_{geo}	Ecart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator)
θ_e	Angle électrique
C_{mot}	Couple moteur appliqué sur le générateur
R_{ch}	Résistance de la charge
L_{ch}	Inductance de la charge
q	nombre de phases
V_{max}	Valeur max de la tension
i_L	Courant de la charge
i_H	Courant du transistor
i_D	Courant de la diode
α	Rapport cyclique
t_{on}	Temps de la conduction
T	Période
V_{DC}	Tension aux bornes du condensateur
u_{ab}, u_{bc}, u_{ca}	Tensions composées
u_{ao}, u_{bo}, u_{co}	Tensions d'entrée de l'onduleur
u_{an}, u_{bn}, u_{cn}	Tensions simples de la machine
m	Indice de modulation
$f_{déc.}$	Fréquence de la porteuse
f_{mod}	Fréquence de la référence
r	Coefficient de réglage en tension

V_m	L'amplitude de la tension de référence
U	L'amplitude de la porteuse
S_i, D_i avec $i \in \{1,2,3,4,5,6\}$	Transistor IGBT et la diode en anti-parallèle
E_0	La force électromotrice du générateur
T_e, T_0, T_f, τ	constantes de temps
$V_{dc\,lim}$	La tension maximale du convertisseur
X_s	Réactance du générateur
i_1	Courant modulé par le convertisseur du côté de la machine
i_2	Courant d'onduleur modulé par le convertisseur du côté du réseau
i_c	Courant du condensateur
S	Grandeur de Laplace
$i_{moy\text{-}ref}$	Courant moyen de référence
$P_{dc\text{-}moy}$	Puissance du condensateur
P_{ref}	Puissance active de référence
Q_{ref}	Puissance réactive de référence
P_g	Puissance active injectée au réseau
v_g, i_g	Tension et courant du réseau
ΔI_{Max}	Ondulation maximale admissible du courant
f_c	Fréquence de la porteuse (de commutation).
v_m, v_g	Respectivement tension de coté moteur et coté réseau
$v_{Rf\text{-}i}$	Tensions aux bornes de la résistance du filtre
$v_{Lf\text{-}i}$	Tensions aux bornes de l'inductance du filtre
Δv	Tensions aux bornes des bobines
Rf	Résistance du filtre
Lf	Inductance du filtre
E	Tension continue d'alimentation
G_{ol}, G_{cl}	Respectivement fonction de Transfer en boucle ouverte et en boucle fermée
$I_{sd\text{-}ref}$, $I_{sq\text{-}ref}$	Respectivement courant de référence selon l'axe direct et l'axe en quadrature
σ	Coefficient de proportionnalité

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie sous toutes ses formes est très nécessaire dans nos différentes activités quotidiennes notamment l'énergie électrique. Ces dernières années nous assistons à une augmentation croissante sans cesse de demande de la puissance électrique afin de répondre aux exigences industrielles et quotidiennes. Depuis que l'industrialisation a commencé, la richesse économique a été immédiatement liée avec l'accès aux combustibles fossiles pour la production énergétique, en premier lieu le charbon, mais plus récemment le pétrole et le gaz. Le problème de la consommation d'énergie est devenu de plus en plus important, des inquiétudes concernant les effets de la croissance économique sur la consommation excessive des ressources naturelles et de l'impact sur l'environnement due à la pénurie énergétique au niveau mondial, en particulier l'atmosphère, ont été notées : augmentation de l'effet de serre, pollution atmosphérique et des sols due aux déchets radioactifs et les déchets des centrales nucléaires, pollution des eaux et pluies acides [4].

Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie.

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique, géothermique), en particulier l'énergie éolienne qui représente une solution importante et pourrait mitiger ces problèmes grâce essentiellement à ses impacts insignifiants sur l'environnement, et le fait que cette énergie est renouvelable et pourrait contribuer au développement dans le monde. Ainsi, la production d'électricité par sources d'énergies renouvelables offre une grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement.

Cependant le caractère aléatoire de cette source (vent), nous impose d'établir des commandes et des règles de dimensionnement et d'utilisation, accompagnées par un bon choix de la structure et le type du générateur de ces systèmes pour les mieux exploiter. Les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage,…etc) et d'augmenter les performances et l'efficacité énergétique, c'est à dire en jouant sur l'architecture (choix des convertisseurs, minimisation du nombre et le coût des dispositifs,…), le dimensionnement et la gestion de l'énergie (maximisation de puissance).

L'objectif principal de ce travail est d'étudier les performances et la commande du générateur synchrone à aimants permanents et de la chaine éolienne.

Dans notre travail, diverses structures de conversion d'énergie sont proposées : redresseurs à diodes sans et avec association à un hacheur, puis le redresseurs MLI.

La dernière structure qui fera l'objet de notre étude est basée sur le générateur synchrone à aimants permanents. Les raisons de ce choix seront discutées.

Le mémoire est structuré sur cinq chapitres

I. GÉNÉRALITES SUR LES ÉNERGIES ÉOLIENNES ET LES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS

Dans ce chapitre, on donne un bref historique du concept de l'énergie éolienne, des statistiques sur la production mondiale d'énergies éoliennes, les différents types d'éoliennes (verticales, horizontales, à vitesse fixes et vitesse variable).

II. MODELISATION ET COMMANDE DES TURBINES EOLIENNES

Le second chapitre est consacré à l'étude et commande de la turbine éolienne, nous commençons par un développement d'un modèle général, puis on développe la commande de la turbine éolienne. Trois stratégies de commandes sont développées et comparées afin de choisir la meilleure pour être utilisée dans la stratégie d'extraction du maximum de la puissance du vent (MPPT). La première est basée sur l'estimation de la vitesse du vent, tandis que, dans les deux autres, on a utilisé deux types de correcteurs dans les boucles de régulation de la vitesse.

III. MODELISATION DES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS

Le troisième chapitre est réservé à l'étude du fonctionnement et les performances du GSAP afin de mieux comprendre son fonctionnement dans la chaine éolienne, en premier lieu on a étudié et modélisé le générateur synchrone à aimants permanents dans sa structure générale avant d'arriver à un modèle définitif du GSAP utilisée au cours de ce travail. Ce modèle est validé par les résultats de simulation en utilisant le logiciel (MATLAB- Simulink) et ce pour les deux régimes à vide et en charge, dans le but de vérifier que les courbes obtenues viennent confirmer la théorie.

IV. MODELISATION ET COMMANDE DES CONVERTISSEURES STATIQUES

Dans le quatrième chapitre, on s'intéresse essentiellement à élaborer les modèles mathématiques des convertisseurs statiques les plus utilisés dans la chaine éolienne, avec un bref résumé sur les commandes appliquées sur ces convertisseurs, puis, une comparaison est faite entre l'association du (GSAP-redresseur à diode) et (GSAP-redresseur à diode avec hacheur) pour découvrir leur influence sur les performances du MSAP dans la chaine éolienne. Cette étude est illustrée par des simulations.

V. MODELISATION ET COMMANDE DE LA CHAINE EOLIENNE GLOBALE

Le cinquième chapitre est consacré à la modélisation et la commande de la chaine éolienne pour mieux comprendre le fonctionnement de l'éolienne et les performances du générateur synchrone à aimants permanents. Le modèle global de la chaine est également simulé. En suite on a effectué des tests de variations et modifications des paramètres pour voir leurs effets sur la sensibilité de la commande d'une part, et concevoir les performances de la chaine éolienne d'autre part.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale et des perspectives.

CHAPITRE.I

GÉNÉRALITES SUR LES ÉNERGIES ÉOLIENNES ET LES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS

I.1. Introduction

L'énergie est nécessaire dans toutes nos activités quotidiennes notamment l'énergie électrique qui a connu une augmentation croissante sans cesse afin de répondre aux exigences domestiques et industrielles, cette augmentation est accompagnée par les risques de pénurie des matières fossiles et leurs effets sur le changement climatique et l'environnement, dénotent encore une fois de l'importance des énergies renouvelables qui représentent une solution importante. Parmi les nouvelles sources d'énergie, on trouve l'énergie éolienne qui fait l'objet de notre travail.

Dans ce chapitre, on donne un bref historique du concept de l'énergie éolienne, des statistiques sur la production mondiale d'énergies éoliennes, les différents types d'éoliennes (verticales, horizontales, à vitesse fixes et vitesse variable)

I.2. Généralité sur l'énergie éolienne

I.2.1. Historique de l'éolien

La captation d'énergie utile à partir du vent est une technologie ancienne et très courante. Il y remonte à 2000 ans avant Jésus-Christ l'homme utilisait déjà l'énergie éolienne pour la transformer en énergie mécanique [1]. On trouve à partir du **V^{e}** siècle les premiers aéromoteurs en Asie, ce sont des machines à axe vertical et a peu près à la même époque, les Égyptiens utilisent des moulins à axe horizontal. En **VII^{e}** siècle, Perse (Iran actuel) a utilisé de roues à énergie éoliennes rudimentaires composées d'une simple tour supportant des pales faites à partir de roseaux attachés en paquets. En Europe, les premières éoliennes sont construites (en 1100) et composés de quatre pales qui tournent autour d'un axe horizontal. Leur application était utilisée pour faire avancer les bateaux, pomper de l'eau, moudre du grain ou scier du bois, mais la transformation en énergie électrique ne débute qu'au19^{iéme} siècle. Pendant la période 1920-1961, les recherches aérodynamiques importantes pour l'aéronautique permirent aux moteurs éoliens de faire des progrès sensibles [2]. En 1971, le premier parc éolien en mer au large du Danemark d'une puissance totale de 5 MW est apparu. À la fin de cette période leur développement fut stoppé en raison d'une concurrence avec les énergies primaires fossiles, d'un point de vue économique, le cout de KWh thermique était bien meilleur marché que celui de l'éolien. L'histoire des éoliennes reprend à partir d'octobre1973, lors du premier choc pétrolier. L'essor des éoliennes débute véritablement de nouveau qu'en décembre 1997 lors de la conférence de Kyoto qui débouche sur les accords du même nom : une partie des pays industrialisés s'engage à réduire leur émission de gaz à effet de serre à l'horizon 2010 [3]. En septembre 2001, dans une directive, l'Europe s'engage à produire 22% de son électricité grâce aux énergies renouvelables [4].

I.2.2. Perspectives mondiales de l'éolien

L'énergie éolienne est désormais compétitive comme d'autres sources d'énergie électrique plus traditionnelles, comme le charbon, le gaz et la production nucléaire. Actuellement, l'énergie éolienne connait une grande croissance et attraction des investisseurs grâce à son faible risque et au besoin d'énergie propre et fiable. La figure(I.1) illustre la puissance éolienne installée dans le monde qui a plus que doublé en 2008 par rapport à celle installée en 2005 [5].

En comparaison, il faut noter qu'aucun réacteur nucléaire n'est entré en activité en 2008, selon l'IAEA (International Atomic Energy Agency) [5].

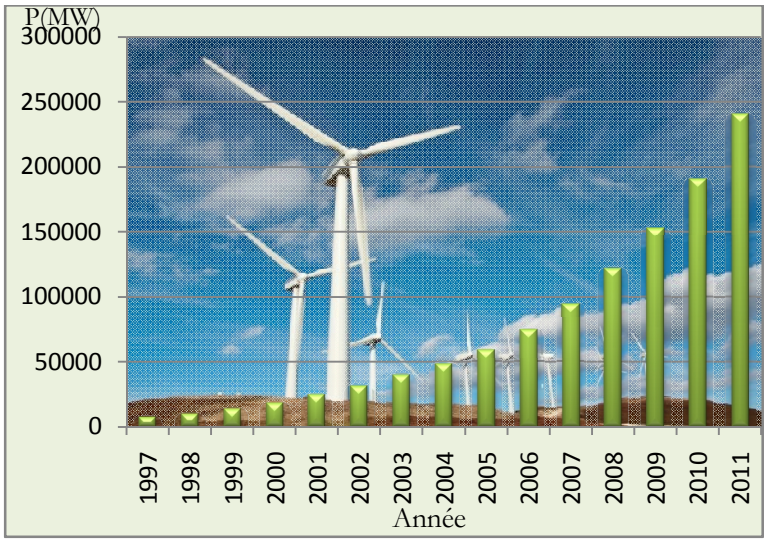


Figure I.1. Production mondiale de l'énergie éolienne en MW.

La chine a récemment pris la première place en termes d'équipement total avant les états unis en 2010. La figure (I.2) illustre la croissance de la puissance installée entre deux années consécutives pour les dix premiers producteurs de l'énergie d'éolienne dans le monde pays [5], [6].

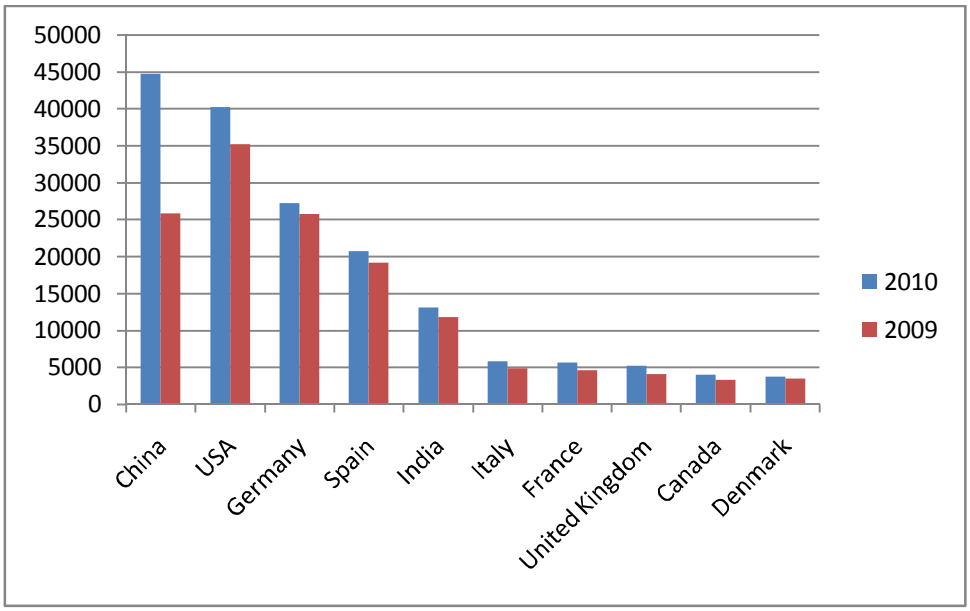


Figure I.2. Les dix premiers producteurs de l'énergie d'éolienne dans le monde (MW).

En calculant rigoureusement et en prenant en compte des facteurs d'insécurité, on estime que l'énergie éolienne sera capable de contribuer en 2020 à au moins 12% de la consommation électrique mondiale [5].

L'Algérie présente un potentiel éolien considérable qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique, surtout dans le sud où les vitesses de vents sont élevées et peuvent dépasser 4m /s (6m/s dans la région de Tindouf et 7m /s dans la région d'Adrar) [7].

Les ressources énergétiques de l'Algérie ont déjà été estimées par le centre de développement des énergies renouvelables (CDER) depuis les années 90 à travers la production des atlas de la vitesse du vent et du potentiel énergétique éolien disponible en Algérie. Huit zones ventées identifiées susceptibles de recevoir des installations éoliennes : deux zones sur le littoral, trois zones sur les hauts plateaux et trois zones en sites sahariens.

Le potentiel éolien de ces régions a été estimé à 172 TWh/an dont 37 TWh/an économiquement exploitable soit l'équivalent de 75% des besoins nationaux en 2007 [7].

Les trois régions situées au sud-ouest du Sahara (Tindouf, In Salah et Adrar) semblent être les plus favorables à l'installation de fermes éoliennes car elles cumulent à elles seules un potentiel économique approchant les 24 TWh/an [8].

La figure (I.3) présente la carte des vents en Algérie établie par le CDÉR laboratoire de l'énergie éolienne [9].

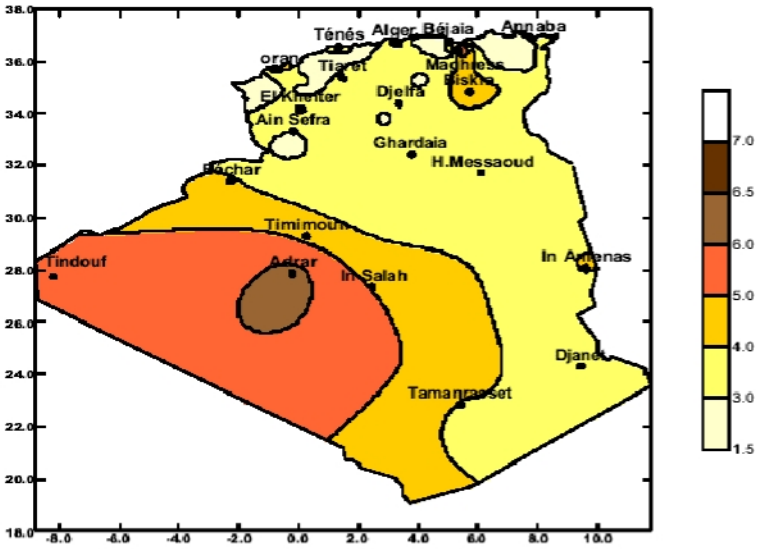


Figure I.3. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie.

La politique énergétique en Algérie s'articule autour des préoccupations d'utilisation rationnelle de l'énergie, de promotion des énergies renouvelables et de protection de l'environnement; ainsi plusieurs actions sont proposées pour les mettre en place et portent sur l'ensemble de la chaîne allant de la recherche à la distribution [10].

La réalisation de la première ferme éolienne en Algérie, d'une puissance de 10 MW à Adrar (sud-ouest), a été confiée jeudi 21/01/2010 au groupe français VERGNET. Ce dernier a été retenu par la Compagnie de l'engineering de l'électricité et du gaz (CEEG), filiale du groupe SONELGAZ [8].

I.3. Notions théoriques sur l'éolien

I.3.1. Définition d'éolienne

L'énergie éolienne est une qualité des énergies renouvelables, elle s'avère une source d'énergie non polluante, durable et corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver (chauffage, lumière…) et c'est souvent à cette période la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). L'éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en électricité [4], [11]. Le schéma d'une éolienne est représenté par la figure (I.4).

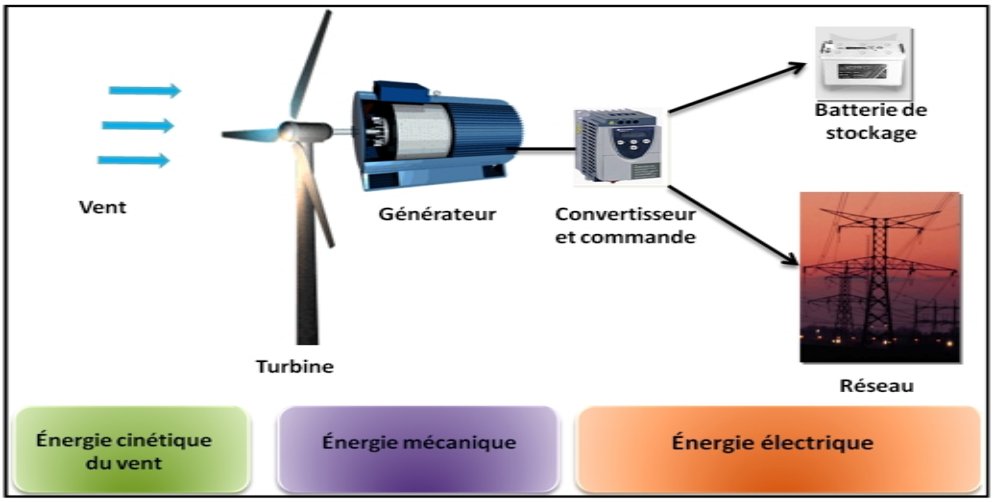


Figure I.4. Principe de conversion de l'énergie cinétique de vent.

La puissance et le débit d'énergie d'une éolienne augmentent en fonction de la hausse de la vitesse du vent [12]. La figure (I.5), montre trois utilisations de l'énergie éolienne:
(a) pompage de l'eau, (b) moulin à vent, (c) production de l'électricité [13].

Figure I.5. Différentes utilisations de l'énergie l'éolienne.

I.3.2. Classification des éoliennes

Les générateurs éoliens sont classés selon plusieurs critères (gammes de puissances, axe horizontal ou vertical, mode de fonctionnement et vitesse fixe ou variable) [11].

I.3.2.1. *Générateurs éoliens selon la gamme de puissance*

Selon la gamme de puissance nominale produite par l'aérogénérateur, les éoliennes sont divisées en trois catégories, petite, moyenne et grande puissance [11],[14].

Le tableau suivant donne un résumé sur les trois catégories des éoliennes :

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite puissance	**moins de 12 m**	**moins de 40 kW**
Moyenne puissance	**12 m à 45 m**	**40 kW à 1 MW**
Grande puissance	**46 m et plus**	**1 MW**

Tableau I.1. Classification des éoliennes.

I.3.2.2. *Types d'éoliennes (selon axe)*

On classe les éoliennes suivant la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement deux types de turbines éoliennes: à axe horizontal et à axe vertical

A. Éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont aujourd'hui construites avec un rotor de type hélice, elles sont les plus utilisées et sont dotées d'un système de commande où la conception oriente le rotor face au vent [12], [15],[16], Figure (I.6).

a-*Éolienne bipale* ***b-****Éolienne tripale* ***c-****Éolienne multipale*

Figure I.6. Éoliennes à axe horizontal.

Les éoliennes à axe horizontal sont constituées de deux pales, trois ou multipale. Le plus souvent le rotor de ces éoliennes est tripale, car trois pales constituent un bon compromis entre le rendement, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien ainsi que l'aspect esthétique par rapport aux bipale [10]. Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important [12].

❖ Dans les éoliennes à axe horizontal, la turbine peut se trouver à l'avant de la nacelle ou à l'arrière, on distingue deux catégories :

❖ **Turbine avant la nacelle (amont)**

Dans ce type, la voilure est placée avant la nacelle, un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif [17], Figure(I.7).

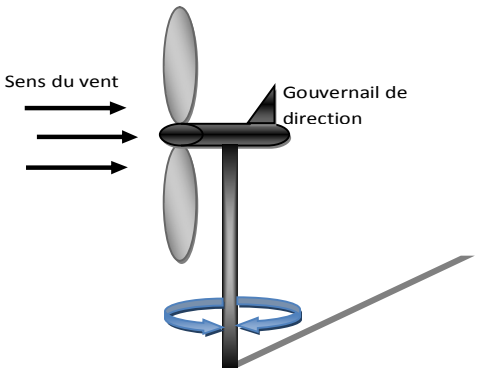


Figure I.7.Éolienne amont horizontale

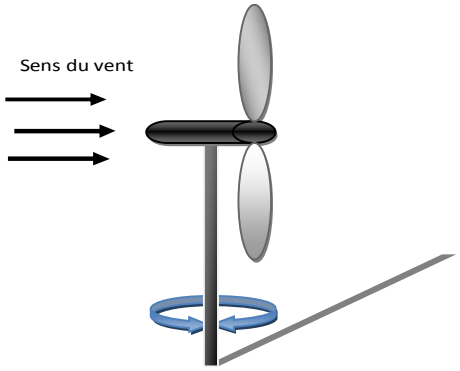


Figure I.8. Eolienne aval horizontale.

Une autre solution qui permet, notamment pour les fortes puissances d'éviter le tout dispositif mécanique d'orientation, complexe, lourd et coûteux est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle, il s'agit d'éolienne « aval ».

(a) Turbine derrière la nacelle (aval)

Dans ce cas, la turbine se place automatiquement face au vent qui souffle sur l'arrière des pales, le rotor est flexible et auto-orientable, Figure (I.8).

Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont notées dues au passage des pales derrière le mat et aux changements de direction du vent [18].

B. Turbines éoliennes à axe vertical

Elles sont les moins utilisées à cause de leurs mauvaises performances par rapport aux précédentes, difficultés pour leur guidage mécanique, le palier bas doit supporter le poids de l'ensemble de la turbine, vitesse de rotation lente donc couple important. Néanmoins, elles présentent certains avantages. Ce type d'éoliennes offre la possibilité de mettre le générateur au sol, pas besoin du système d'orientation en fonction de la direction du vent car le vent peut frotter les pales dans toutes les directions et construction simple. Elles tournent à faible vitesse et sont de ce fait peu bruyantes.

Il existe principalement trois technologies de ce type d'éoliennes, figure (I.9), [14], [15].

- Turbines Darrieus classiques.
- Turbines Darrieus à pales droites (type-H).
- Turbines Savonius.

***a**-Turbine Darrieus* ***b**-Turbine Darrieus de type H* ***c**-Turbine Savonius*

Figure I.9. Éoliennes à axe vertical.

I.4. Architecture d'une éolienne à axe horizontal

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Mais on peut distinguer trois composants principaux, le rotor, la nacelle et la tour, comme illustré sur la figure (I.10), [16].

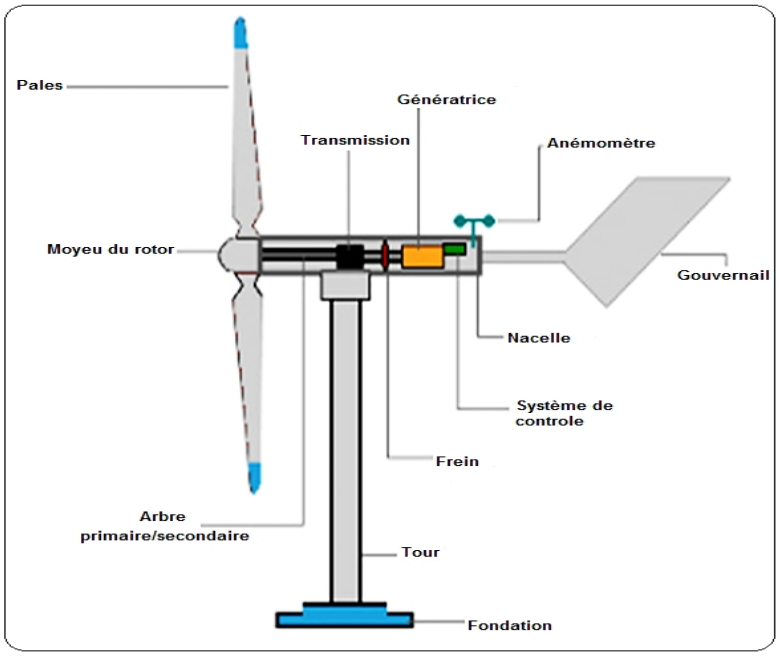


Figure I.10.Composantes d'une turbine éolienne.

Pales : Les pales captent l'énergie du vent et la transfèrent au moyeu du rotor. Elles sont une partie très importante des éoliennes. De leur nature dépendront le bon fonctionnement et la durée de vie de la machine ainsi que le rendement du moteur éolien. Le nombre de pales a relativement peu d'influence sur les performances d'une éolienne, plus le nombre de pale est grand plus le couple de démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite [20].

Les pales sont caractérisées par la longueur, la largeur, le profil, les matériaux et le nombre. Les premières éoliennes étaient munies de deux pales. Cette solution, même si elle permet des vitesses de rotation élevées, elle présente quelques inconvénients qui sont principalement les vibrations, le bruit, moins de stabilité par rapport aux tripales et une fatigue accrue du rotor. Actuellement, la majorité des installations sont dotées du système tripale car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire et le bruit [10], [11].

Moyeu: C'est l'organe qui supporte les pales. Il doit être capable de supporter des à-coups importants, surtout au démarrage de l'éolienne, ou lors de brusques changements de vitesses du vent. C'est pour cette raison que le moyeu est entièrement moulé (acier moulé) et non réalisé par soudure [10], [20].

Nacelle: C'est le coffret qui se trouve en haut du mât. Il contient et protège les différents composants de l'éolienne (la transmission, le générateur, le système de contrôle,…etc.), [18].

Arbre de transmission : Il relie le moyeu au multiplicateur et contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin. Il reçoit le mouvement de rotation du moyeu afin d'entraîner le générateur électrique à travers le multiplicateur (s'il existe).

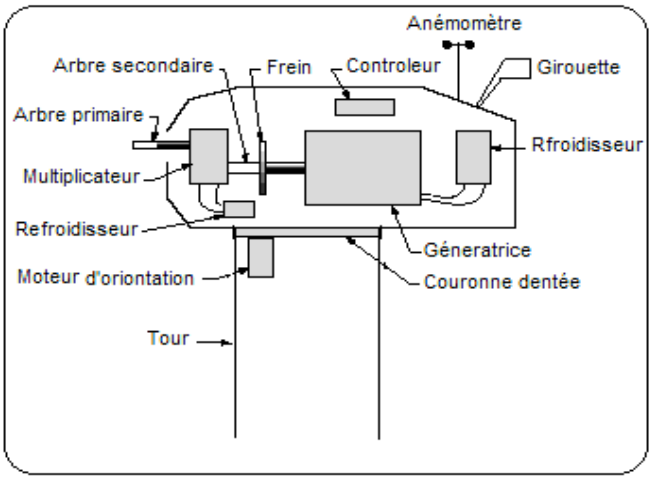


Figure I.11. Eléments d'une nacelle.

Multiplicateur : Appelée aussi **transmission**. Il adapte la vitesse de rotation de la turbine éolienne à celle du générateur électrique. Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne. (Il n'est pas nécessaire dans les éoliennes utilisant un GSAP) [10].

Frein : Il sert à arrêter l'éolienne en cas d'urgence, ou pour effectuer la maintenance. En général, une éolienne est enclenchée à partir de 4 m/s et est arrêtée approximativement à 25m/s, [10], [20].

Générateur électrique : Il peut être un générateur à courant continu ou un alternateur. Dans tous les cas, il transforme l'énergie mécanique que lui transmet le rotor, en énergie électrique. De plus un convertisseur de puissance associé éventuellement au générateur.

Système de refroidissement : Il comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir le générateur et un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur. Il existe un certain type d'éoliennes comportant un refroidissement à l'eau [20].

Système de contrôle : C'est un système électrique qui contrôle le mécanisme d'orientation. Il surveille le fonctionnement de l'éolienne, signale et commande l'arrêt de l'éolienne en cas de défaillance. Généralement, l'orientation est assurée par moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée [10].

Anémomètre : Il mesure la vitesse du vent qu'il va transmettre au système de contrôle.

Gouvernail : C'est le système d'orientation pour les petites éoliennes. Il sert à maintenir le rotor de l'éolienne dans l'axe horizontal face au vent afin de tirer le maximum d'énergie.

Tour (Mat): Le rôle du mat est de supporter la nacelle et le rotor et de les placer à une hauteur suffisante afin de capter et bénéficier au maximum de l'énergie du vent [21].

I.5. Bilan des forces exercées sur une pale

La Figure (I.12) représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur [11]. La vitesse du vent arrivant face à cette pale, est représentée par le vecteur$\vec{V}$. Le vecteur $\vec{V}_{rot}$ représente la composante du vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée $\vec{V}_{res}$.

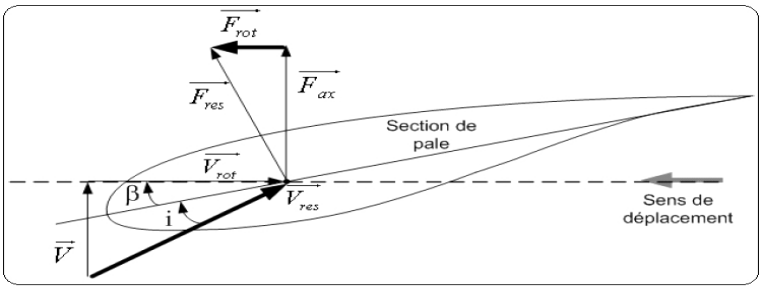


Figure I.12. Bilan des forces sur une pale.

L'action du vent sur la pale produit une force qui se décompose en une poussée axiale directement compensée par la résistance mécanique du mat et une poussée en direction de la rotation qui produit effectivement le déplacement. Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse du vent nominale donnée. Lorsque la vitesse du vent devient trop élevée ou si le générateur nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale. β et i sont respectivement l'angle de calage et l'angle d'incidence [11].

I.6. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

Les éoliennes sont en générale dimensionnées et construites de manière à atteindre leurs performances à une certaine puissance nominale P_n qui est obtenue à partir d'une vitesse du vent V_n. En cas de vitesse du vent supérieure à V_n, il est nécessaire de perdre une partie de l'énergie supplémentaire contenue dans le vent afin d'éviter tout endommagement de l'éolienne [10], [18].

Il y'a deux manières différentes de contrôler en toute sécurité la puissance extraite de la turbine à la valeur de la puissance nominale du générateur [18] :

I.6.1. Système de décrochage aérodynamique (Stall control)

Ce système consiste à concevoir la géométrie de la pale de façon à mettre à profil, en cas de vitesses du vent trop élevées, le décrochage aérodynamique en provoquant de la turbulence sur la partie de la pale qui n'est pas face au vent, (figure I.13), ce qui empêche la portance d'agir sur le rotor. Ce système est utilisé généralement dans les éoliennes à vitesse fixe de petites puissances.

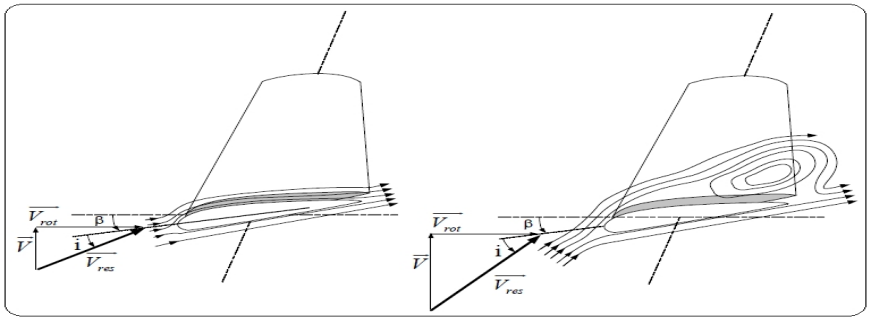


Figure I.13. Flux d'air sur un profil de pale " stall "

Le système de régulation par décrochage aérodynamique est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale), il a l'avantage d'éviter l'installation de pièces mobiles dans le rotor donc il est plus simple et le moins coûteux. L'inconvénient est qu'une telle régulation pose de grands défis à la conception aérodynamique des pales afin d'éviter l'apparition de vibrations par

décrochage. Ainsi il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté.

I.6.2. Système d'orientation des pales (pich control)

La régulation consiste à conserver la force F_{ax} constante, donc une fréquence de rotation constante de l'hélice pour toute une gamme de vitesse du vent comprise entre la vitesse nominale V_n et la vitesse maximale admissible par la machine. Cette régulation est obtenue en faisant varier l'angle de calage, en pivotant les pales face aux fortes vitesses du vent par un dispositif de commande appelé « Pitch control » (Figure I.14). Ceci ajuste la portance des pales à la vitesse du vent et limite ainsi la puissance générée. À la vitesse maximale du vent, les pales atteignent leurs positions extrêmes et se disposent « en drapeau ». 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 [11], [18].

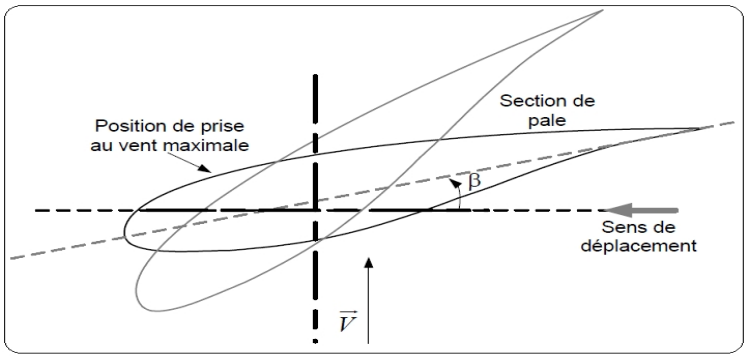


Figure I.14. Variation de l'angle de calage d'une pale.

Il existe divers types de systèmes de régulation de l'angle de calage de pales. Le pas peut être variable tout le long de la pale, ou uniquement sur le bout des pales. L'angle de calage est commandé soit par des masses en rotation utilisant la force centrifuge, soit par un système hydraulique ou des moteurs électriques. Le système hydraulique est le plus utilisé dans les aérogénérateurs de petites et moyennes puissances, alors que le système électrique est utilisé uniquement pour les grandes éoliennes [18].

Le système de régulation de la puissance par orientation des pales possède l'avantage d'offrir un contrôle actif de puissance dans une large variation de la vitesse du vent, facilite le freinage de l'éolienne et l'énergie produite correspond aux grandes vitesses du vent est plus importante par rapport au premier système [22]:

I.7. Conversion électromécanique

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles à vitesse constante et l'autre à vitesse variable. La partie suivante décrit le fonctionnement de ces deux technologies et les différentes structures.

I.7.1. Éoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Dans cette technologie, le générateur (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) est directement couplé au réseau sans dispositif d'électronique de puissance, ce qui rend ce système simple et ayant un faible

coût. La vitesse mécanique est imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles du générateur, (figure I.15).

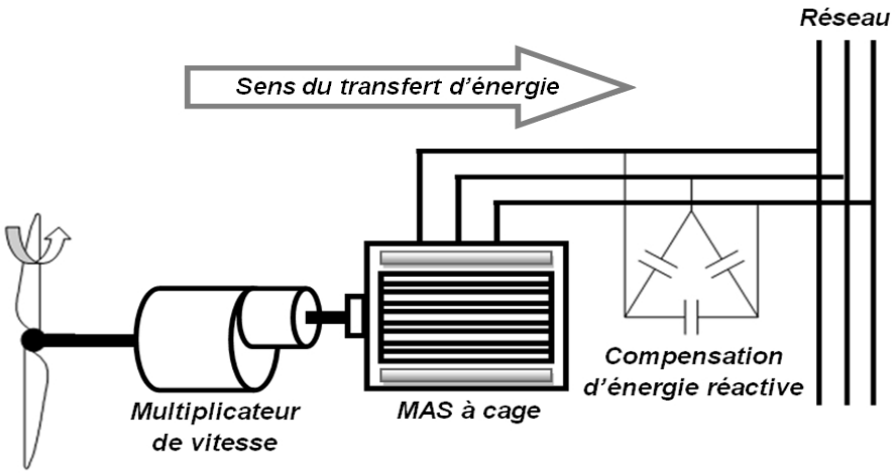


Figure I.15. Éoliennes à base d'une machine asynchrone directement connectée au réseau.

Le couple mécanique (produit par la turbine) tend à accélérer la vitesse du générateur qui fonctionne alors en hypersynchrone et fournit la puissance électrique au réseau [22]. Malgré la simplicité, le système de fonctionnement à vitesse fixe n'exploite pas la totalité de la puissance disponible pour les vitesses du vent élevées [23].

I.7.2. Éoliennes à vitesse variable

I.7.2.1. *Intérêt de la vitesse variable:*

La figure (I.16), représente la caractéristique générale de la puissance convertie par une turbine éolienne en fonction de sa vitesse [22].

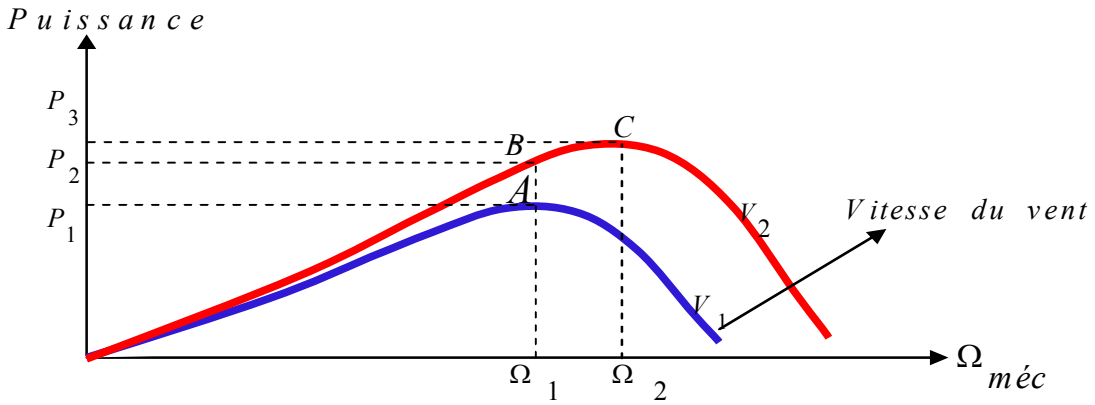
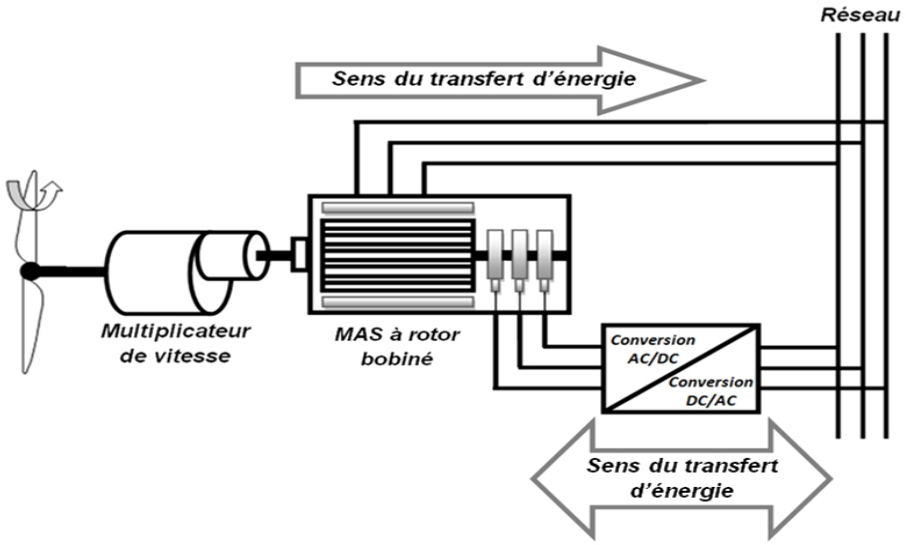


Figure I.16. Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et du vent.

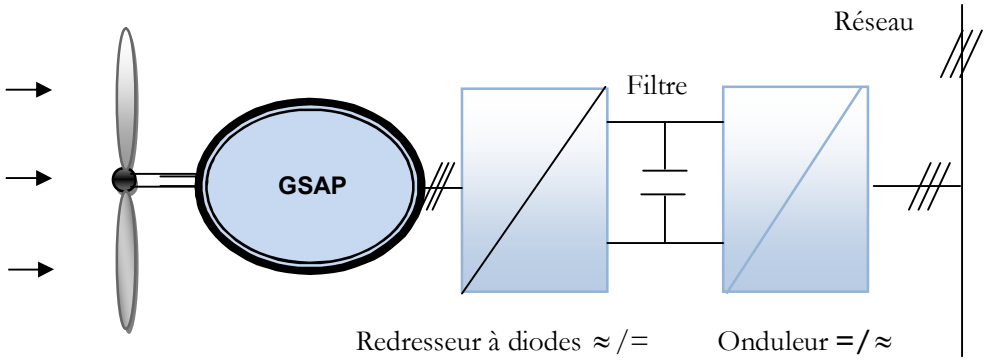
Pour une vitesse du vent V_1 et une vitesse mécanique du générateur Ω_1, on obtient une puissance nominale P_1 (point A). Si la vitesse du vent passe de V_1 à V_2, et que la vitesse du générateur reste inchangée (cas d'une éolienne à vitesse fixe), la puissance P_2 se trouve sur la 2^{eme} caractéristique (point B). La puissance maximale se trouve ailleurs sur cette caractéristique (point C). Si on désire extraire la puissance maximale, il est nécessaire de fixer la vitesse du générateur à une vitesse supérieure Ω_2. Il faut donc rendre la vitesse mécanique variable en fonction de la vitesse du vent pour extraire le maximum de la puissance générée. Les techniques d'extraction maximale de

puissance consistent à ajuster le couple électromagnétique du générateur pour fixer la vitesse à une valeur de référence ($\Omega_{réf}$) calculée pour maximiser la puissance extraite [22].

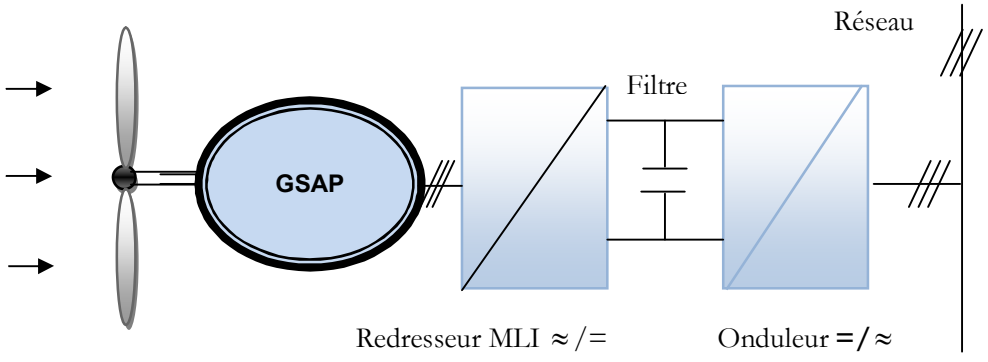
Les éoliennes à vitesse variable (les plus utilisées) nécessitent une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge. Les deux principales structures existantes des éoliennes à vitesse variable sont présentées sur la figure (I.17). La configuration de la figure (I.17-a), est basée sur une machine asynchrone à rotor bobiné et la configuration des figures (I.17-b) et (I.17-c) est basée sur une machine synchrone à aimants permanents [22], [24].



a) MAS à rotor bobiné.



b) MSAP avec redresseur à diodes.



c) GSAP avec convertisseurs MLI.

Figure I.17. Éoliennes à vitesse variable.

On s'intéresse sur les deux dernières configurations, soit on met entre le GSAP et le réseau un redresseur à diodes, des fois associer à un hacheur, ou bien on les remplace par un redresseur MLI. Cette dernière configuration (figure .I .17.b et c) qui sera choisi dans notre travail.

La liaison au réseau est assurée par un onduleur MLI qui assure la régulation de la tension du bus continu et le contrôle du facteur de puissance.

I.8. Machines Synchrones à Aimants Permanents (MSAP)

I.8.1. Généralités

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction des machines synchrones à aimants permanents à des coûts compétitifs. Leurs caractéristiques de fonctionnement (avec un facteur de puissance élevé et un bon rendement), les rendent propices à l'application à des systèmes de génération éolienne [8]. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables [25]. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes : machines de construction standard (flux radial) ou générateurs discoïdes (flux axial), ou encore à rotor extérieur [11]. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais qui sont les sources de défauts fréquents. Donc les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes. La présence de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace [18].

L'inconvénient majeur de l'utilisation du générateur synchrone à aimants permanents est le coût des aimants utilisés. Toutefois certains d'entre eux sont réalisés à l'aide de terres rares et sont par conséquent très coûteux [11].

I.8.1.1. *Machine synchrone à aimants permanents à flux axial*

Cette machine possède la particularité d'avoir un champ magnétique axial (FigI.18) contrairement à la machine synchrone classique où le champ est radial (FigI.19) [18].

L'interaction engendrée par le courant traversant une bobine statorique, et le flux créé par les aimants permanents, produit une force électromagnétique sur la périphérie du rotor qui lui fait tourner [11].

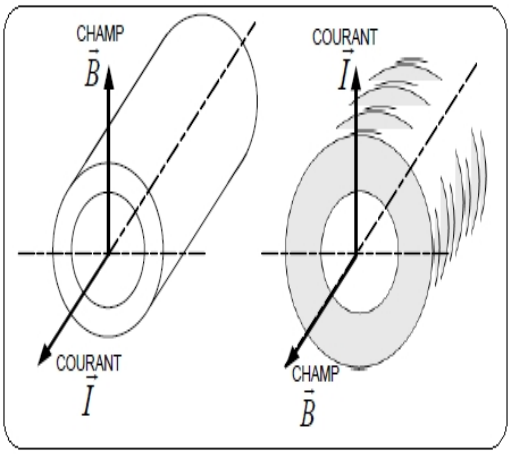


Figure I.18. machine discoïde à flux axial

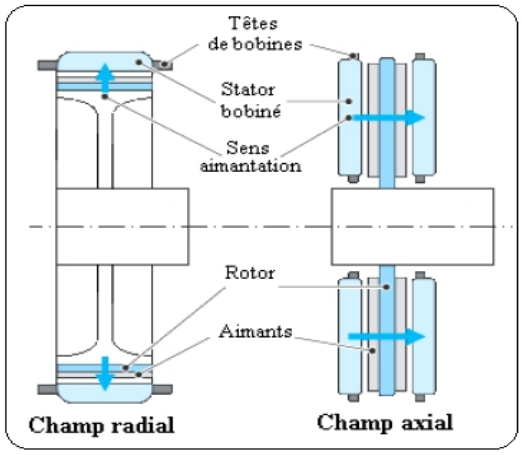


Figure I.19. Machine synchrone à flux radial

I.8.1.2. *Machines synchrones à aimants permanents à flux axial*

Parmi les machines synchrones à aimants permanents à flux axial, on trouve :

A. Machines synchrones à aimants permanents discoïde:

La machine synchrone à aimants permanents et à entrefer axial dite "discoïde" peut être constituée dans sa structure élémentaire (étage), soit d'un disque rotorique entouré par deux disques statoriques (figure I.20), soit de deux disques rotoriques entourant le disque statorique (figure I.21) [8].

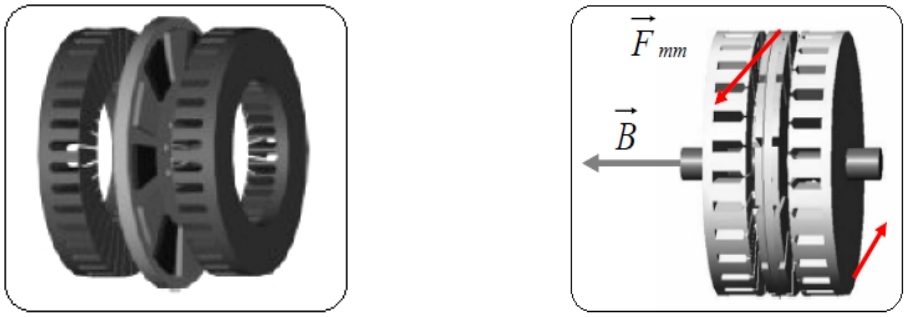


Figure I.20. MSAP discoïde à double stator.

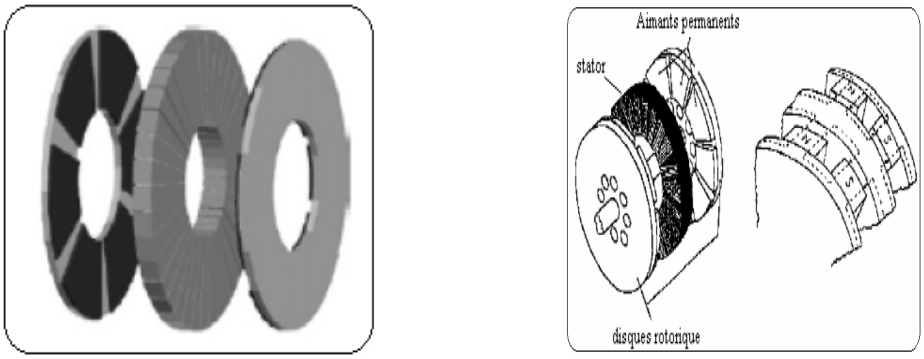


Figure I.21. MSAP discoïde à double rotor.

Un 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 torique à section rectangulaire portant les bobinages statoriques. Ces derniers peuvent être enroulés autour du tore statorique, 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 [11].

B. Machines synchrones à aimants permanents à flux radial

Suivant la position géométrique de l'aimant dans la machine, on distingue deux types [19].

1- MSAP où l'aimant est monté sur la surface du rotor (Figure 22-a, b)

2- MSAP à aimant inséré dans la matière du rotor (Figure 22-c-d, e, f).

L'aimant apparaît comme un entrefer large d'axe direct (d) où les épanouissements polaires présentent un petit entrefer dans l'axe (q).

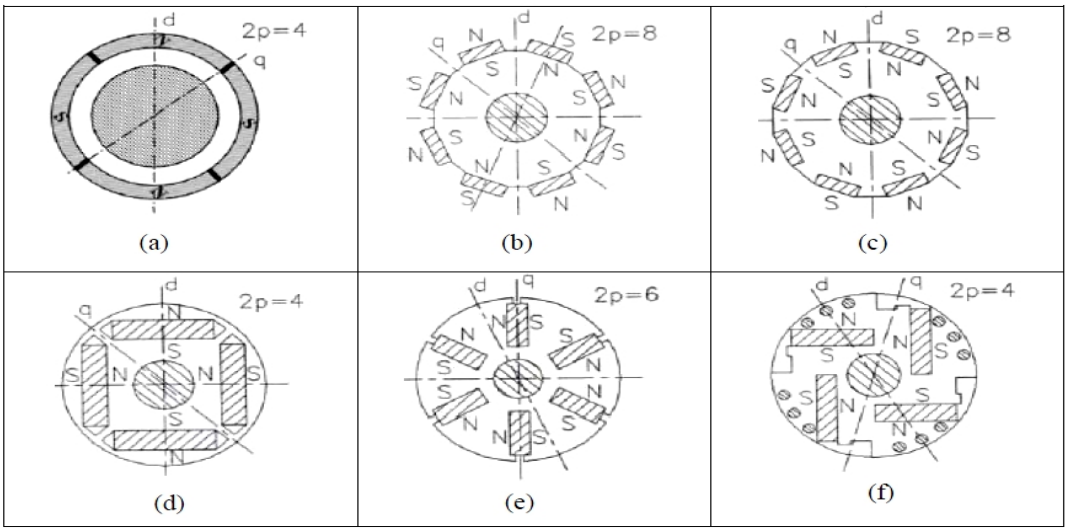


Figure I.22. Structures d'inducteurs à aimants dans les machines à champ radial

(a) Aimants en surface (tubulaire, aimantation radiale alternée).

(b) Aimants en surface déposés collés ou frettés.

(c) Aimants en surface insérés entre des pièces polaires.

(d) Aimants enterrés.

(e) Aimants enterrés (aimantation ortho radiale), structure à aimants à concentration de flux.

(f) Aimants insérés et cage d'écureuil pour démarrage asynchrone.

❖ On peut trouver aussi la machine synchrone à aimants permanents à rotor extérieur. Ces machines sont conçues spécialement pour être employées dans un ensemble éolien à axe vertical de type Savonius [26]. Cette structure est illustrée sur la figure (I.23), le bobinage statorique est fixé dans le centre de la machine, tandis que les aimants du rotor sont placés régulièrement le long de la circonférence interne du tambour rotatif, et sont ainsi exposés directement au vent, ce qui améliore leur refroidissement. Les pales de la turbine éolienne sont bien boulonnées sur le tambour, ce qui réalise un accouplement direct entre la turbine et le générateur. La périphérie étendue du rotor, offre la possibilité de prévoir des structures multi pôles [18].

Compte tenu de la gamme de vitesse de rotation de l'éolienne, le nombre élevé de pôles sert à obtenir une fréquence électrique suffisante sans avoir recours au multiplicateur mécanique, ce qui permet de réduire les pertes mécaniques et d'augmenter la durée de vie du système.

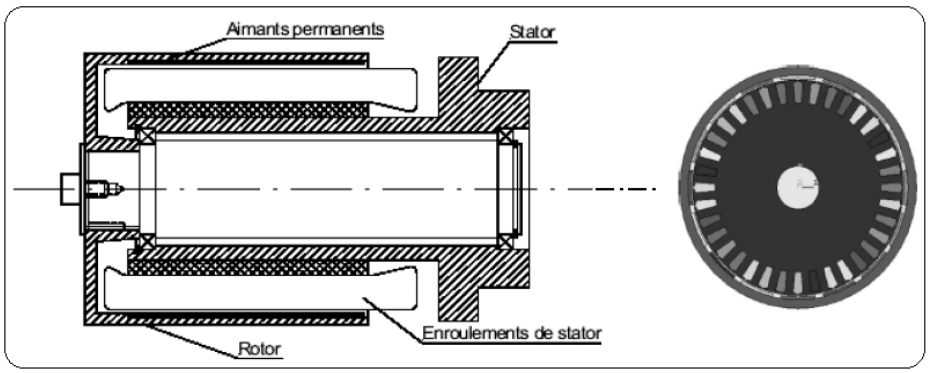


Figure I.23. MSAP à rotor extérieur.

I.8.2. Principaux matériaux ferromagnétiques utilisés dans les machines à aimants permanents

En Electrotechnique et surtout dans le domaine des machines électriques, les matériaux magnétiques sont généralement séparés en deux classes :

- Les matériaux doux et les matériaux durs (aimants permanents).
- Les matériaux magnétiques doux qui ne présentent pas de propriétés magnétiques qu'en présence d'une excitation extérieure.

Figure I.24. Exemple d'une machine synchrone à aimants

Les matériaux magnétiques durs conservent leur état d'aimantation initial même lors de l'application d'un champ magnétique relativement élevé. Ils sont utilisés comme source du champ magnétique dans les machines électriques.

Les matériaux magnétiques doux peuvent être aimantés à l'aide de champs magnétiques faibles. Ils sont utilisés dans les machines électriques pour canaliser et concentrer le flux magnétique.

La coercivité est le champ magnétique externe inverse qu'il faut appliquer pour rendre nulle l'aimantation d'un matériau qui a été porté à la saturation [27]. Les matériaux magnétiques durs constituant les aimants modernes ont une coercivité beaucoup plus grande. Si on place un matériau ferromagnétique dans un champ électromagnétique externe $\overrightarrow{H}$, il se créé une induction magnétique $\overrightarrow{B}$ qui est la résultante des polarisations des dipôles magnétiques élémentaires.

Lorsqu'on supprime le champ $\overrightarrow{H}$, les matériaux ferromagnétiques doux perdent une majeure partie de cette polarisation, par contre pour les aimants, il reste une polarisation résiduelle appelée "induction rémanente" $\overrightarrow{B_r}$ qui est importante. En effet, les aimants permanents gardent leurs caractéristiques même en présence de champs magnétiques extérieurs antagonistes appelés "champs magnétiques démagnétisants".

I.8.2.1. *Propriétés des aimants*

Les aimants sont principalement caractérisés par le deuxième quadrant du cycle d'hystérésis, appelé "caractéristique de désaimantation" [27],[28], (Fig.I.25) (Fig.I.26).

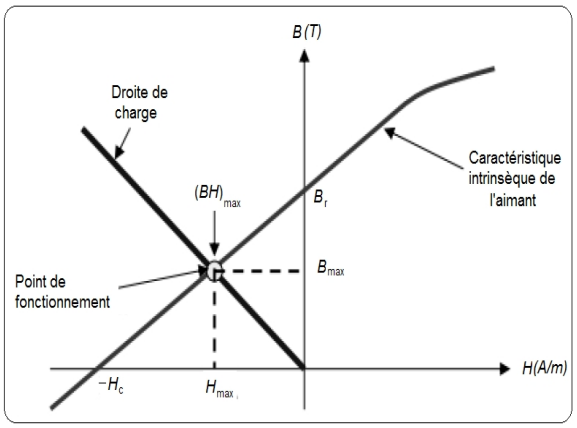


Figure I.25. La courbe *B-H* des aimants

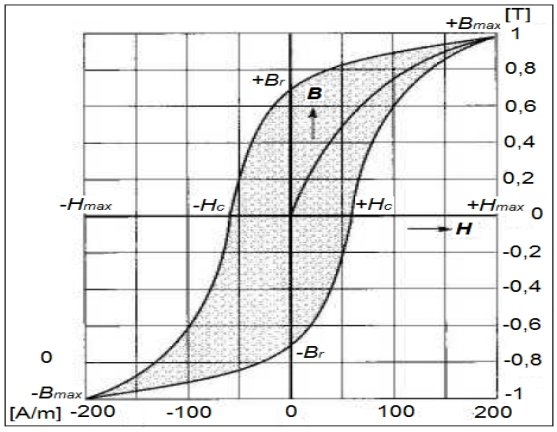


Figure I.26. Cycle d'hystérésis

Ces courbes nous renseignent sur les principales caractéristiques d'un aimant, à savoir :

- l'induction rémanente B_r, qui indique les performances potentielles des aimants (plus B_r est important, plus l'aimant est performant).
- Le champ coercitif H_c qui est le champ de démagnétisation annulant l'induction de l'aimant, sa valeur pour laquelle l'aimant perd ses caractéristiques d'aimantation (plus H_c est grand, plus l'aimant est stable). Un aimant véritablement permanent doit posséder un champ coercitif intense afin de conserver ses propriétés lorsqu'il est soumis à un champ antagoniste extérieur élevé et également résister dans le temps à son propre champ de désaimantation.
- Le point de fonctionnement optimal d'un aimant est obtenu pour la valeur maximale du produit d'énergie volumique $(BH)_{max}$.

Ce sont ces trois grandeurs qui permettent une classification des aimants permanents [25].

Le choix de la nature des aimants d'une machine a une grande influence non négligeable sur ses performances. Les caractéristiques des principaux types d'aimants utilisés dans les machines électriques sont résumées dans le tableau suivant [28]:

Matériaux	Induction rémanente (T)	Champ coercitif (kA/m)	Produit d'énergie (kJ/m^3)	Point de Curie (°C)
ALNICO V	1,32	52	40	860
Ferrites	0,40	285	28	450
SmCo	0,95	700	160	710
N_dF_eB	1,2	900	320	320
Indox®	1,3	200	20	980
Acier au carbone	0,85	4	1,2	800
Acier (électro-aimant)	0,7	0,06	0,015	800
Acier au silicium Pour transformateur	1,3	0,008	0,005	730

Tableau I.2. Caractéristiques de quelques matériaux ferromagnétiques

I.8.3. Principaux générateurs utilisés dans les éoliennes

Pour illustrer cette étude, nous avons dressé le tableau (I.3) qui récapitule les avantages et les inconvénients de chaque système [4], [29].

Type d'éolienne	*Avantages*	*Inconvénients*
MAS Vitesse fixe	**-Machine robuste** **-Faible cout** **-Pas d'électronique de puissance**	**-Puissance extraite non optimisée** **-Maintenance boite de vitesse** **-Pas du contrôle de l'énergie réactive** **-Magnétisation de la machine imposée par le réseau**
MADA Vitesse variable	**-Fonctionnement à vitesse variable** **-Puissance extraite optimisée** **-Machine standard** **-Connexion de la machine plus facile à gérer** **-Une magnétisation de la machine gérée en cas de défaut sur le réseau**	**-Maintenance boite de vitesse** **–Commande complexe** **-Contact glissant bagues – balais** **-Electronique de puissance complexe et chère et doit être dimensionnée pour la puissance nominale du générateur.**
MSAP Vitesse variable	**-Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse.** **-Puissance extraite optimisée pour les vents faibles.** **-Possibilité d'absence de boite de vitesse qui est cause de bruit, des pannes et perte mécanique.** **-Fortes caractéristiques dynamiques (accélération, couple de démarrage).** **-Intégration facile dans les applications d'entraînement et d'asservissement.** **-Absence de collecteur et de balais, ce qui simplifie totalement sa maintenance, et augmente donc sa fiabilité et sa vitesse. De plus, le fait que seul son stator soit bobiné, localise les échauffements par effet Joule dans sa partie fixe, donc le refroidissement est plus facile.** **-Facteur de puissance, rendement et puissance massique élevée.**	**-Machine spécifique** **-Prix de l'électronique de puissance** **-La masse et le volume des aimants (compte tenu de leur prix élevé).** **-Grand diamètre de machine**

Tableau I.3. Tableau récapitulatif.

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des généralités sur la production éolienne d'électricité en donnant quelques notions principales sur les technologies éoliennes concernant principalement les différents types d'éoliennes utilisées, leurs principales différences et l'intérêt du système éolien à vitesse variable.

On a mis en relief les différents types de générateurs utilisés dans les éoliennes notamment les générateurs synchrones à aimants permanents.

Ce chapitre est clôturé par un tableau qui résume les avantages et les inconvénients de chaque type de générateur.

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

CHAPITRE.II

MODELISATION ET COMMANDE DES TURBINES EOLIENNES

II.1. Introduction

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'un générateur. Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation et au contrôle de la turbine éolienne. Une étude aérodynamique de la turbine est présentée, en vue de connaître ses principaux paramètres de fonctionnement, à savoir les coefficients de puissance, du couple et la limite de BETZ. Différentes stratégies de commande sont décrites dans le but de maximiser la puissance aérodynamique de la turbine. Des modèles analytiques de la turbine éolienne sont traités et comparés en utilisant différentes méthodes de maximiser la puissance [18].

II.2. Modèle du vent.

Le vent est le vecteur énergétique d'entrée d'une chaîne éolienne déterminant pour le calcul de la production de l'électricité. Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, est au cube de la vitesse du vent (équation (II.3)). L'évolution de la vitesse du vent en fonction du temps est modélisée par une fonction analytique ou générée par une loi statistique à partir des données des mesures.

Nous avons proposé une modélisation de la vitesse du vent sous forme d'une fonction scalaire (équation(II.1)) d'une seule variable (le temps t) [24]. Dans un contexte de modélisation théorique, le profil du vent doit satisfaire deux critères [30]:

- ✓ La durée du profil doit être limitée pour réduire le temps de simulation.
- ✓ Le profil du vent doit être représentatif des caractéristiques du gisement (intensité, variabilité, distribution statistique…).

L'évolution de la vitesse du vent est une somme de plusieurs harmoniques [24], [26], [31]:

$$V_v(t) = 10 + 0.2\sin(0.1047t) + 2\sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2\sin(3.6645t) \qquad \text{(II. 1)}$$

La simulation de l'évolution temporelle du vent est représentée par la figure (II. 1).

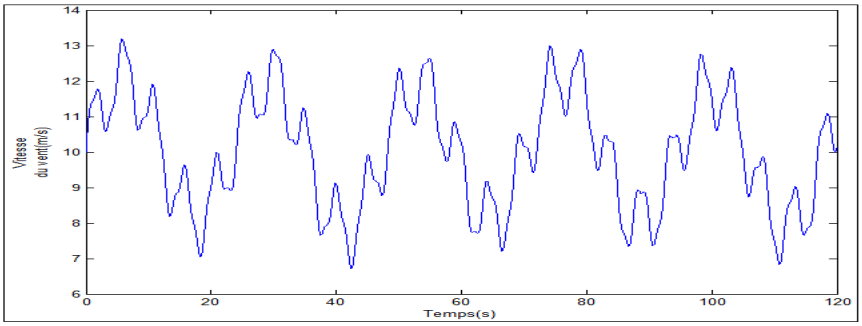


Figure II.1. Allure de la vitesse du vent.

La vitesse du vent fait apparaître deux composantes : une composante lente correspondant à la vitesse moyenne du vent, et une composante rapide dite de turbulence [21].

II.3. Conversion de l'énergie éolienne

II.3.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. On peut écrire l'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur *dx,* de section *S,* de masse volumique ρ*,* animée d'une vitesse *v*, (figure II.2) comme suite [32], [33]:

$$dE_c = \frac{1}{2}\rho S dx v^2 \tag{II.2}$$

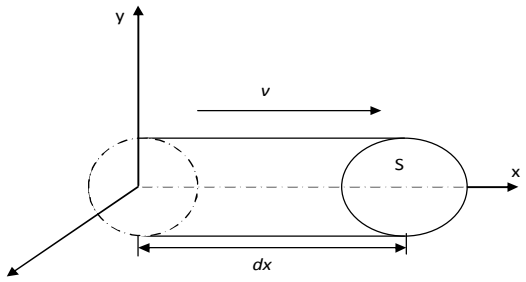


Figure II.2. Colonne d'air animée d'une vitesse *v*.

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

En supposant que $dx=vdt$, on déduit l'expression de P_m:

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2}\rho S v^3 \tag{II.3}$$

E_c: énergie cinétique.

v : vitesse instantanée du vent en (m/s).

ρ: masse volumique de l'air, (ρ=1.225kg/m^3).

La masse volumique peut être exprimée en fonction de l'altitude 'H' de la turbine au niveau de la mer par [33]:

$$\rho = 1.225 - 1.194 * 10^{-4} \cdot H \tag{II.4}$$

II.3.2. Loi de Betz

Considérons le système représenté sur la figure (II.3) qui représente un tube du courant autour d'une éolienne à axe horizontal. V_1 et V_2 représentent la vitesse du vent de l'aérogénérateur en amont et en aval respectivement [33]. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne V_m entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2, soit :

$$V_m = \frac{V_1 + V_2}{2} \tag{II.5}$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant ce tube de la surface S des pales en une seconde est donnée par le produit de la densité d'air, la surface, et la vitesse moyenne:

$$m = \rho S V_m = \rho S \frac{V_1 + V_2}{2} \tag{II.6}$$

La puissance réelle P_m extraite par le rotor des pales s'exprime par [11]:

$$P_m = m \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2} \tag{II.7}$$

En remplaçant m par son expression on obtient:

$$P_m = \rho S \frac{(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \tag{II.8}$$

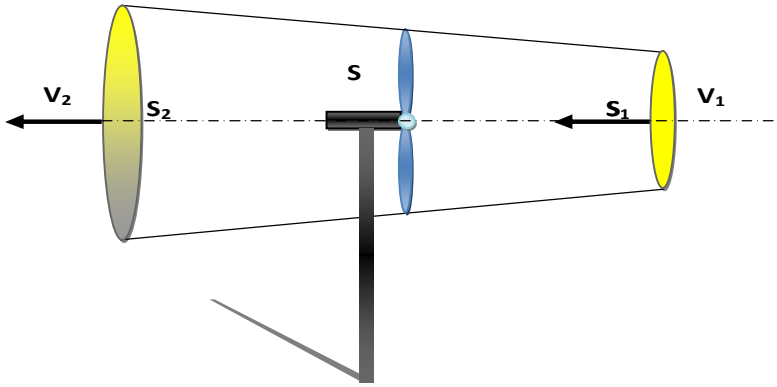


Figure II.3. Tube du courant autour d'une éolienne.

La puissance totale théoriquement P_{mt} disponible sur cette même surface S est extraite sans diminution de vitesse du vent soit à la vitesse V_1, est donnée par [33], [34]:

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \tag{II.9}$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est appelé coefficient de puissance C_p [21], [32]:

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right)\left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \tag{II.10}$$

La caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus est simulée sur figure (II.4).

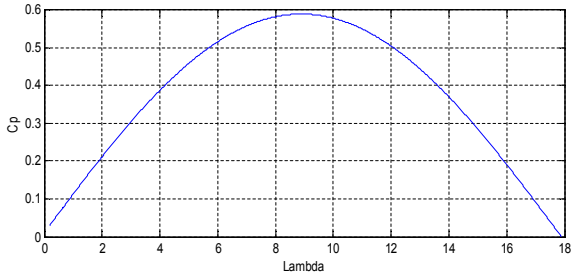


Figure II.4. Caractéristique du coefficient de puissance.

Le coefficient C_p est variable, il est fonction de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation de la turbine Ω_t, et les paramètres des pales de la turbine comme l'angle de calage. Mais il est souvent représenté en fonction d'une vitesse λ, appelée vitesse spécifique, représentant le rapport entre la vitesse linéaire de l'extrémité des pales de la turbine $\Omega_t R_t$ et la vitesse instantanée du vent, figure (II.5), donnée par l'expression suivante [33]:

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V} \tag{II.11}$$

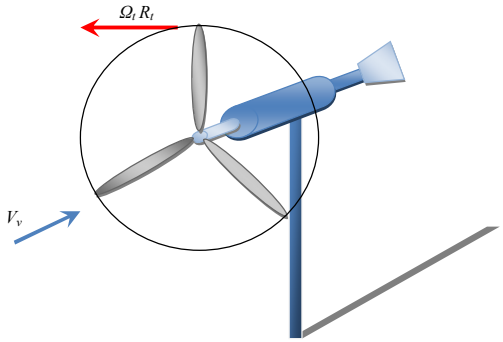


Figure II.5. Vitesse du vent (V) et vitesse tangentielle ($\Omega_t R_t$).

Où

R_t: Rayon de la surface balayée en [m].

V: Vitesse du vent en [m/s].

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

Le coefficient de puissance présente un maxima de 16/27 soit 0,593, figure (II.4). C'est cette limite théorique appelée limite de **Betz** qui indique qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de (59%) de l'énergie cinétique du vent [32], [34]. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ (spécifique) [21].

Les meilleures turbines à axe horizontal, bipale ou tripale, se situent à 60-65% de la limite de BETZ ; on ne récupère globalement que 40% de l'énergie due au vent. On déduit alors le rendement aérodynamique [34]:

$$\eta = \frac{16}{27} C_{p\max} \tag{II.12}$$

C_{pmax} étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance C_p. Cette valeur est associée à une vitesse spécifique nominale λ_{opt} pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse du vent nominale V_n et une vitesse de rotation nominale Ω_{turn} [32].

II.3.3. Énergie mécanique transformée

En combinant les équations (II.3), (II.9) et (II.10), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} . P_{mt} \quad \frac{1}{2} C_{\overline{p}}(\lambda) \rho S V_1^3 \quad \frac{1}{2} C_{\overline{p}}(\lambda) \rho \pi R_t^2 V_1^3 \tag{II.13}$$

Avec:

$$S = \pi R_t^{\,2} \tag{II.14}$$

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V_1} \tag{II.15}$$

D'où l'expression du couple C_{aer} de la turbine éolienne :

$$C_{aer} = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda V_1} = \frac{1}{2}\frac{C_p}{\lambda}(\lambda)\rho\pi R_t^{\,3} V_1^{\,2} \tag{II.16}$$

La valeur du coefficient du couple est déterminée par :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{C_{aer}}{\frac{1}{2}\rho S R_t V_1^{\,2}} \tag{II.17}$$

Avec : C_{aer}: couple de la turbine éolienne.

II.3.4. Courbes caractéristiques des turbines éoliennes

Les courbes essentielles caractérisant les turbines éoliennes sont décrites par les coefficients de puissance C_p et du couple C_m en fonction de la vitesse spécifique λ.

En général, les turbines disposent d'un système d'orientation des pales à laide de l'angle de calage β destiné à limiter la vitesse de rotation. L'allure des coefficients C_p et C_m, change donc pour chaque angle de calage β, figure (II.6) et figure (II.7) [21] [18].

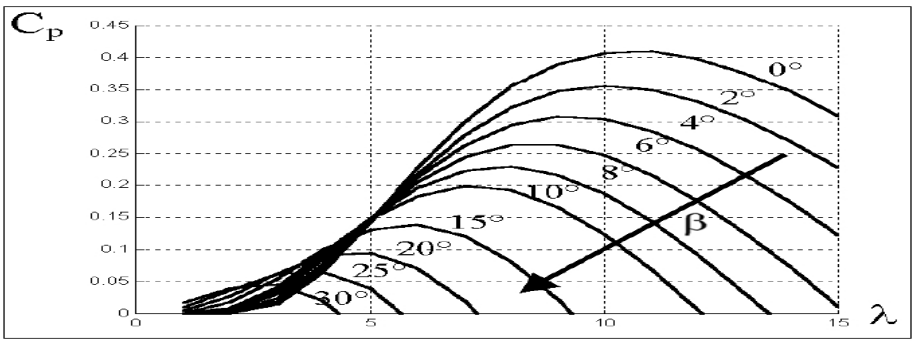


Figure II.6. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance.

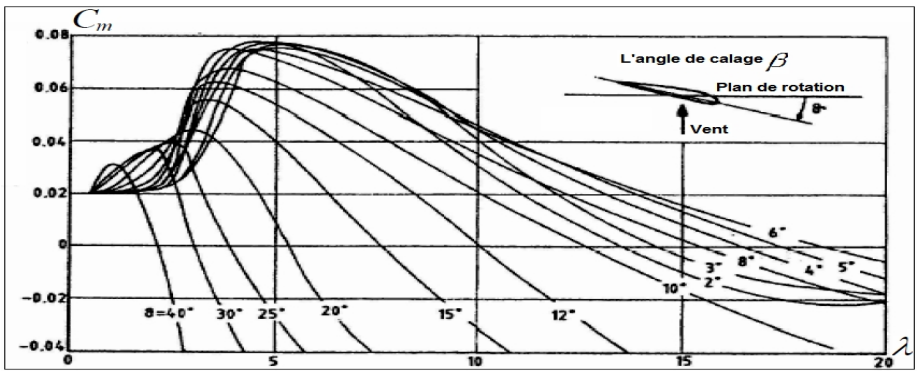


Figure II.7. Allures des coefficients C_m en fonction de la vitesse spécifique λ et l'angle de calage.

La capture d'énergie aérodynamique de la turbine est représentée par le coefficient de puissance C_p. L'évolution de ce coefficient est une donnée spécifique à chaque éolienne [30]. Dans notre cas l'évolution du coefficient de puissance est en fonction de λ et l'angle de calageβ (figure II.7) est donné par l'approximation polynomiale suivante [22] :

$$C_p(\lambda,\beta)=\left(0.5-0.0167(\beta-2)\right)\sin\left[\frac{\pi(\lambda+0.1)}{18-0.3(\beta-2)}\right]-0.00184(\lambda-3)(\beta-2) \qquad \text{(II.18)}$$

La simulation de l'expression (II. 18), nous donne les allures représentées par la figure (II.8).

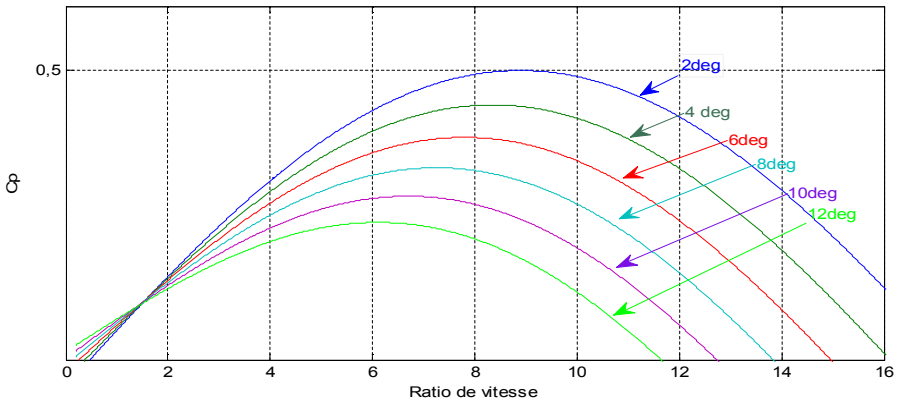


Figure II.8. Coefficient de puissance en fonction de λ et β.

Cette caractéristique permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale.

Nous avons alors fixé la valeur de β pour la valeur maximale de C_p égale à (0,5) ce qui correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique $\lambda_{opt} = 8.8$.

Si en tenant compte le rapport du multiplicateur G, et à partir de l'équation (II.13), l'expression de la puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2}C_p\left(\frac{\Omega_t R_t}{G V_1}\right)\rho\pi R_t^2 V_1^3 \qquad \text{(II.19)}$$

Cette expression permet d'établir un réseau de courbes donnant cette puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent (Figure. II.9) [21] :

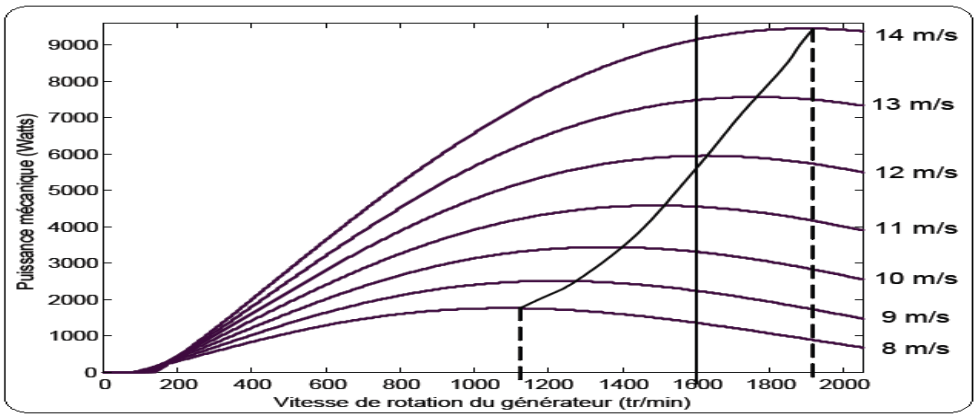


Figure II.9. Puissance disponible pour un type d'éolienne donné.

De ces caractéristiques, il apparaît clairement que si l'éolienne et par conséquent le générateur fonctionne à vitesse fixe (par exemple 1600 tr/min sur la figure (II. 9), les maxima théoriques des courbes de puissance ne sont pas exploités. Pour pouvoir optimiser le transfert de puissance et ainsi obtenir le maximum théorique pour chaque vitesse du vent, la machine devra pouvoir fonctionner à vitesse variable, entre 1100 et 1900 tr/min [21].

II.4. Modélisation de la turbine

II.4.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simples et obéirent aux hypothèses simplificatrices suivantes [22]:

- La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques.
- Le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air est très faible et peut être négligé.
- Les pertes par frottement du rotor turbine sont considérées négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté générateur (F_c).

Le dispositif mécanique de la turbine, qui sera étudié, est constitué d'une turbine éolienne comprenant trois pales de longueur R_t, fixées sur un arbre d'entrainement tournant à une vitesse Ω_{tur} qui entraine un générateur à travers un multiplicateur de vitesse de gain G.

On peut ainsi aboutir à un modèle mécanique plus simple figure (II.10) [22].

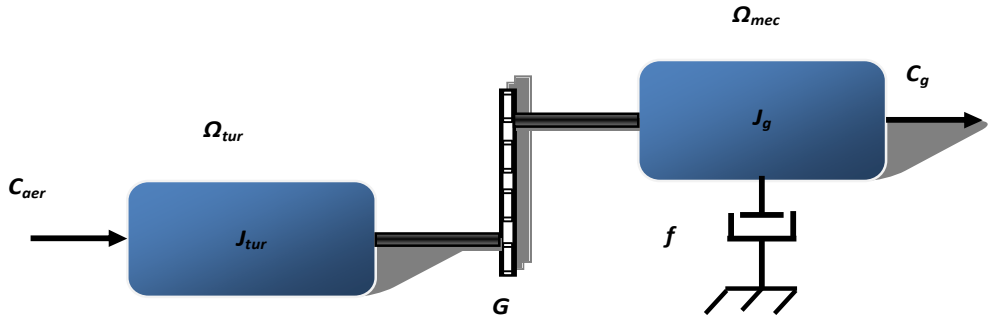


Figure II.10. Modèle simplifié de la turbine éolienne.

Où :

C_{aer}: Couple de l'aérogénérateur.

Ω_{tur} : Vitesse de la turbine.

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

C_g: Couple de l'aérogénérateur appliqué sur le générateur.

Ω_g : Vitesse appliquée sur le générateur.

J_g: moment d'inertie du générateur.

f : Coefficient de frottement visqueux.

II.4.2. Modèle de la turbine

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

1- La vitesse du vent.

2- 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.

II.4.3. Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur est de transformer la vitesse mécanique de la turbine en vitesse du générateur plus élevée, et le couple aérodynamique en couple du multiplicateur d'une valeur moins que le précédent, selon les formules mathématiques suivantes:

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \tag{II.20}$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tur}} \tag{II.21}$$

Notons qu'on a éliminé le multiplicateur grâce au GSAP, alors la valeur de G est égale à l'unité.

II.4.4. Modèle de l'arbre de transmission

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 [22] :

$$J.\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \tag{II.21}$$

Avec :

$$J = \frac{J_{tur}}{G^2} + J_g \tag{II.22}$$

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

f : le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

Le couple mécanique est la somme de tous les couples appliqués sur le rotor :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f \tag{II.23}$$

Avec :

$$C_f = f.\Omega_{mec} \tag{II.24}$$

C_{em}: Le couple électromagnétique développé par le générateur.

C_g : Le couple issu du multiplicateur.

C_f: Le couple résistant dû aux frottements.

II.5. Zones de fonctionnement de l'éolienne

Selon la vitesse du vent, on distingue quatre zones de fonctionnement d'une éolienne figure (II.11) [21]:

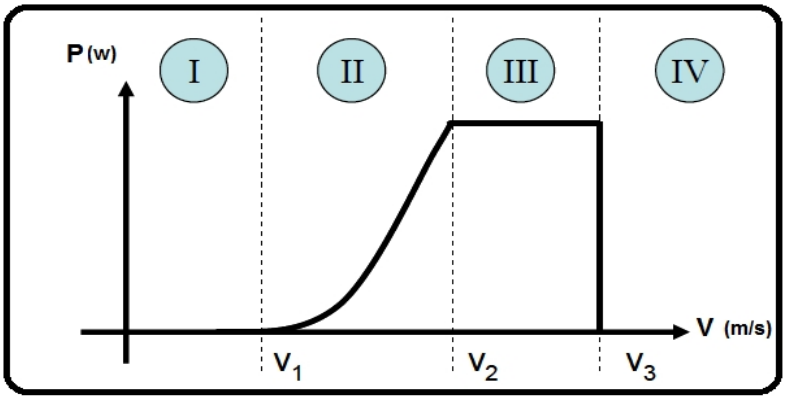


Figure II.11. Zones de fonctionnement d'une éolienne.

V_1 : Vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine.

V_2 : Vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale du générateur.

V_3 : Vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales.

Quatre zones de fonctionnement de la turbine peuvent être distinguées sur la figure (II-11).

Zone I : $V < V_1$:

La vitesse du vent est trop faible, la turbine ne fonctionne pas, par conséquent la puissance extraite est nulle.

Zone II : $V_1 < V < V_2$:

Dans cette zone un algorithme de commande est appliqué pour extraire la puissance maximale pour chaque vitesse du vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Le coefficient de puissance maximum correspond dans ce cas à un angle de calage optimal et constant. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

Zone III : $V_2 < V < V_3$:

La vitesse de rotation nominale est atteinte, tandis que la puissance disponible arrive à des valeurs trop importantes, la puissance extraite est donc limitée à l'aide du système d'orientation des pales « pitch control », tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine. Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.

Zone IV : $V > V_3$:

La vitesse du vent devient trop forte. Un dispositif de protection est actionné pour éviter des ruptures mécaniques, la turbine est arrêtée et la puissance extraite est nulle.

II.6. Stratégies de commande de la turbine éolienne

On distingue deux stratégies de commande de la turbine à vitesses variables [18]:

1. Stratégie d'optimisation de puissance : Dans cette stratégie, l'énergie capturée est optimisée au dessous de la vitesse nominale du vent, représentée sur la figure (II.12) par les séquences « A-B, B-C, C-D ».

2. Stratégie de limitation de puissance : Le but de cette stratégie est de limiter la puissance nominale de la turbine au dessus de la vitesse nominale du vent « D-E ».

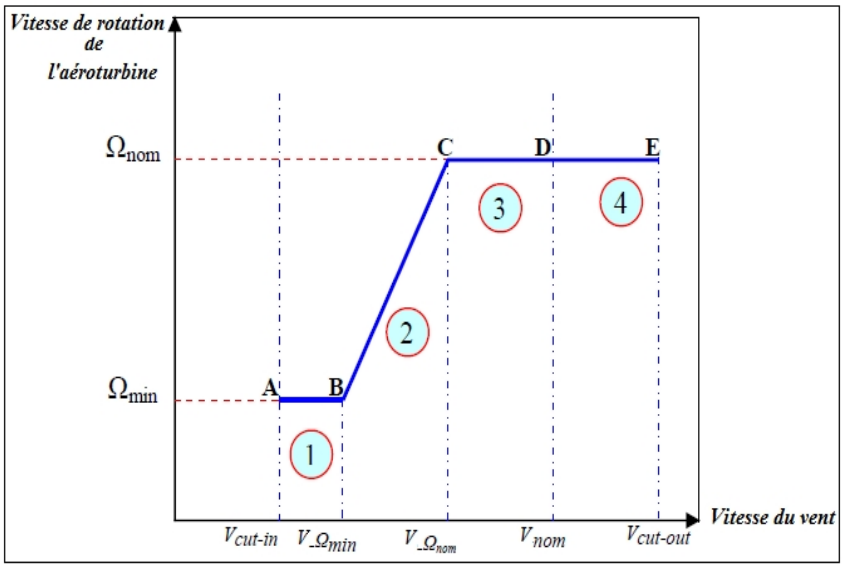


Figure II.12. Caractéristiques vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent.

Le contrôle de la turbine est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées [18], [22]:

1. Boucle de régulation de vitesse.

2. Boucle de régulation de puissance.

La première boucle est la boucle principale dans la stratégie d'optimisation de la puissance où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique. Dans la stratégie de limitation de puissance, les deux boucles de régulation interviennent.

Quand la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est maintenu constant à une valeur optimale β_{opt}, tandis que la vitesse de rotation est ajustée par la boucle de régulation de vitesse pour extraire le maximum de la puissance du vent. Lors d'une rafale du vent, la vitesse de rotation va augmenter et peut dépasser la vitesse nominale à cause de la lenteur du système d'orientation des pales qui a une dynamique plus lente que celle de la machine. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation dans la zone 3.

II.6.1. Techniques d'extraction du maximum de la puissance (MPPT)

Dans cette partie, nous présentons différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse

mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée figure (II.13). Ce principe est connu sous la terminologie ‘’Maximum Power Point Tracking’’ (MPPT) et correspond à la zone 2 de la caractéristique de fonctionnement de l’éolienne.

La puissance capturée par la turbine éolienne peut être essentiellement maximisée lors l’utilisation d’une éolienne à vitesse variable, en ajustant le coefficient C_p qui dépend de la vitesse du générateur (ou encore du ratio de vitesse λ). Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice. En régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer} diminuée des pertes (représentées par les frottements visqueux) est convertie directement en puissance électrique.

Donc on peut écrire:

$$P_{elec} = P_{aer} - Pertes \tag{II.26}$$

Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivalent à la recherche de la vitesse de rotation optimale.

L’ensemble des sommets des courbes caractéristiques de l’éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale définie par l’équation :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \rho S V_1^3 \tag{II.27}$$

Le schéma de la figure (II.13) illustre les courbes caractéristiques de l’éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine pour différentes vitesses du vent (V_v).

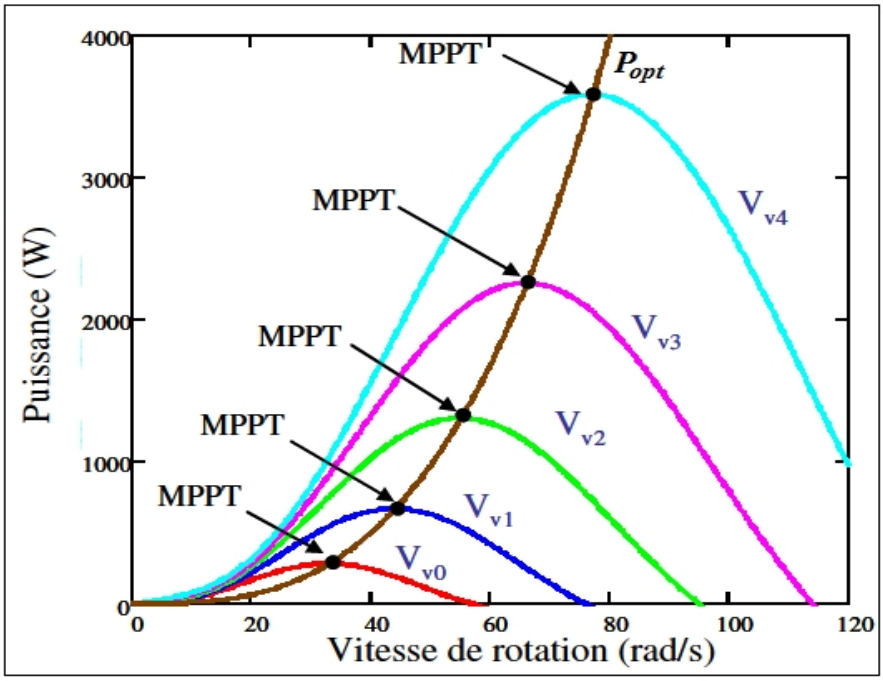


Figure II.13. Caractéristiques de l’éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation.

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de la courbe de P_{opt}.

On distingue deux familles de structures de commande qui sont maintenant expliquées [22]:

– Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

– Le contrôle avec asservissement de la vitesse mécanique.

II.6.1.1. *Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse*

Cette méthode est basée sur l'hypothèse que la vitesse du vent, et par conséquent la vitesse de rotation de la turbine varient très peu en régime permanent [9], [22], [35].

Ceci, nous conduit à déduire à partir de l'équation dynamique de la turbine en régime permanent que le couple mécanique exercé sur l'arbre est considéré nul en régime permanent

$$C_{mec} = J.\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = 0 \tag{II.28}$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple résistant dû aux frottements visqueux, on obtient :

$$C_f \approx 0 \tag{II.29}$$

Le comportement dynamique de la turbine est décrit donc par l'équation statique :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f = 0 \tag{II.30}$$

Le couple résistant dû aux frottements et le couple mécanique sont nuls, l'équation (II.30) devient :

$$C_{em} = C_g = \frac{C_{aér}}{G} \tag{II.31}$$

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

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aér-est}}{G} \tag{II.32}$$

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'équations (II.16), le couple aérodynamique estimé est déterminé par l'expression :

$$C_{aér-est} = \frac{1}{2}C_p.\rho.S\,\frac{1}{\Omega_{tur-est}}V_{est}^{3} \tag{II.33}$$

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

V_{est} : Valeur estimée de la vitesse du vent.

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

$$\Omega_{tur-est} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \tag{II.34}$$

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

$$V_{est} = \frac{\Omega_{tur-est}.R_t}{\lambda} \tag{II.35}$$

En utilisant les expressions du (II.31) au (II.35), on obtient:

$$C_{em-ref} = \frac{1}{2}\frac{C_p}{\lambda^3}.\rho.\pi.R_t^5\frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \tag{II.36}$$

Pour que la puissance extraite soit maximale, on associe à la grandeur λ sa valeur optimale λ_{opt} correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax}. La valeur du couple électromagnétique de référence doit alors être réglée à la valeur maximale suivante :

$$C_{em-ref} = \frac{1}{2}\frac{C_{p\max}}{\lambda_{opt}^3}.\rho.\pi.R_t^5\frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \tag{II.37}$$

En posant :

$$K_{opt} = \frac{1}{2}\frac{C_{p\max}}{\lambda_{opt}^3}.\rho.\pi.R_t^5\frac{1}{G^3} \tag{II.38}$$

L'expression (II-37) peut s'écrire sous la forme :

$$C_{em-ref} = K_{opt}.\Omega_{mec}^2 \tag{II.39}$$

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

Dans cette stratégie, l'algorithme **MPPT** est contrôlé à l'aide de la valeur de la vitesse de rotation mesurée dans l'étape 'K', qui détermine le couple de référence dans l'étape 'K+1', figure (II.15), après quelques itérations, le point optimum de fonctionnement (Ω_{opt}, C_{opt}) est atteint et qui correspond à la puissance maximale P_{opt} (λ_{opt}, C_{popt}), figure (II.14) [35].

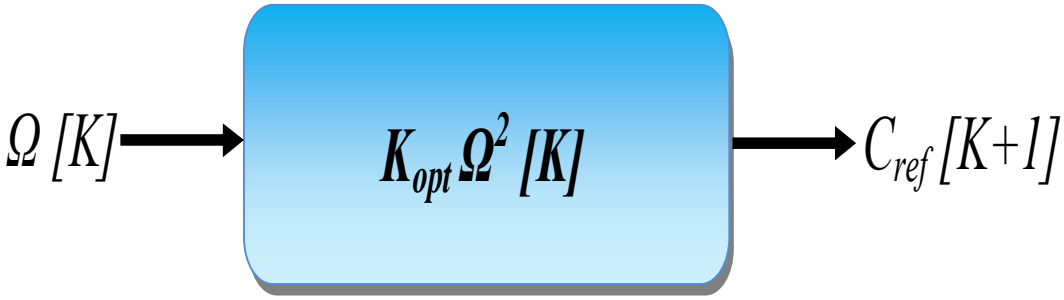


Figure II.14. Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.

Le schéma de ce mode de contrôle est illustré sur la figure (II-15).

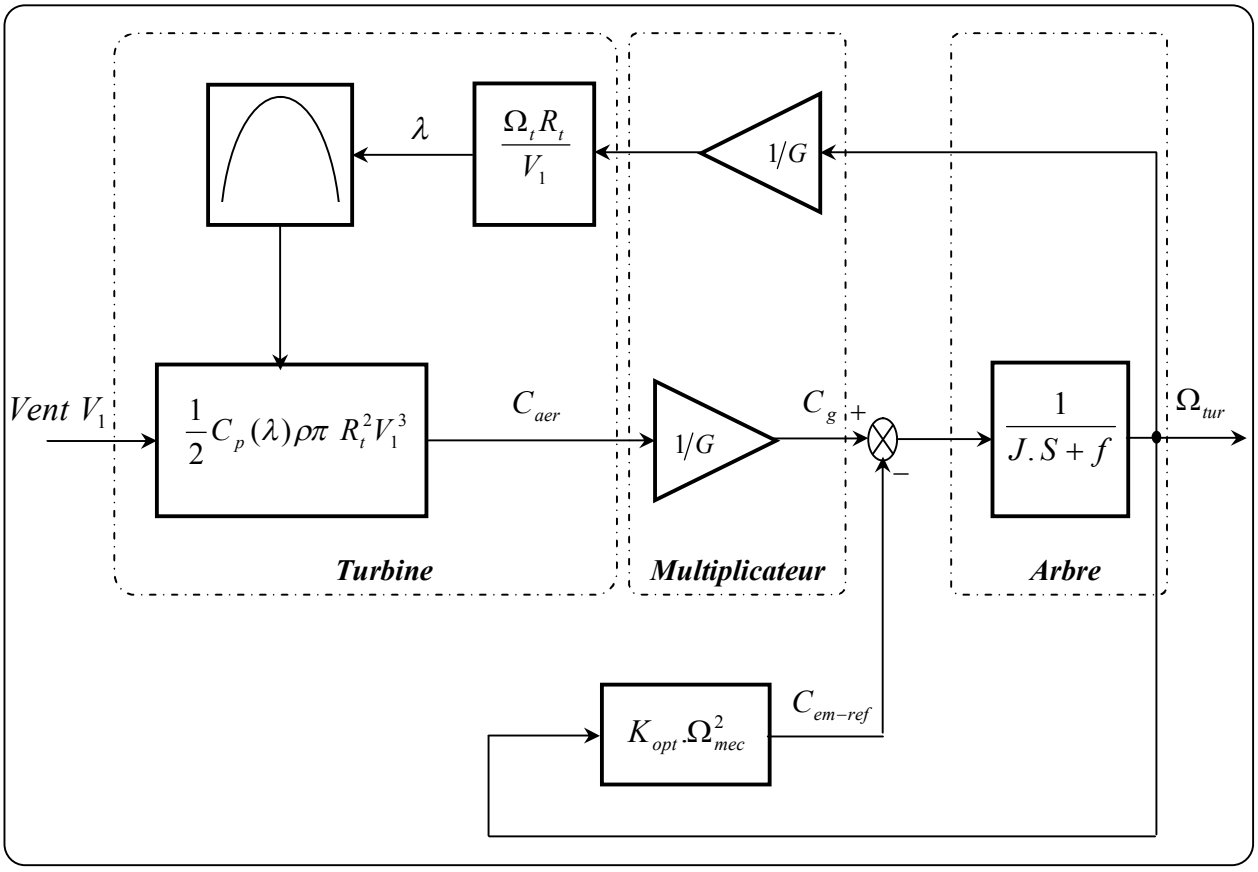


Figure II.15. Schéma de MPPT sans asservissement de vitesse.

Cette techniques est une commande en boucle ouverte, afin d'améliorer la dynamique de la réponse, on fait recours à la commande MPPT avec asservissement de vitesse (en boucle férmée).

II.6.1.2. *Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse*

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. Pour cette étude, on suppose que la machine électrique et son variateur sont idéaux. De ce fait, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelle que soit la puissance générée [22] :

$$C_{em} = C_{em-ref} \tag{II.40}$$

La vitesse est influencée par l'application de trois couples : le couple éolien, électromagnétique et résistant de frottement (supposé nul). En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples, C_g et C_{em}, à partir l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse :

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J}.\left(C_g - C_{em}\right) \tag{II.41}$$

Le couple électromagnétique de référence $C_{em\text{-}ref}$ permettant d'obtenir une vitesse mécanique du générateur égale à la vitesse de référence Ω_{ref} est obtenu par la relation:

$$C_{em-ref} = C_{ass}\left(\Omega_{ref} - \Omega_{mec}\right) \tag{II.42}$$

C_{ass} : régulateur de vitesse.

Ω_{ref}: vitesse de référence.

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

$$\Omega_{ref} = G.\ \Omega_{tur-ref} \tag{II.43}$$

Selon l'équation (II.11), la vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_{tur} = \frac{\lambda V_1}{R_t} \tag{II.44}$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale $C_{p\,max}$ (à β constant égal à 2°) peut se déduire de (II.32) :

$$\Omega_{tur-ref} = \frac{\lambda_{opt} V_1}{R_t} \tag{II.45}$$

La figure (II.16) présente le schéma de la commande MPPT avec asservissement de vitesse [22].

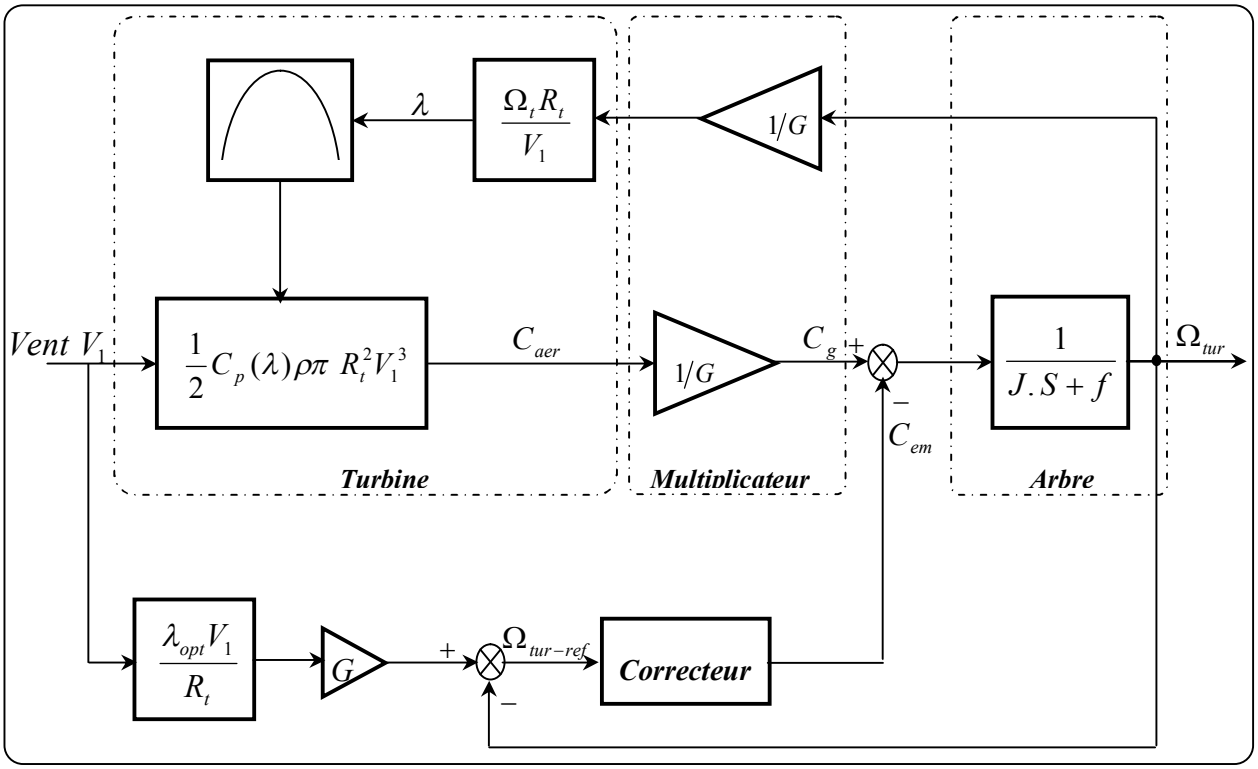


Figure II.16. Schéma de MPPT avec asservissement de vitesse.

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Dans l'annexe (A), nous détaillons les deux types de régulateur utilisés : le correcteur Proportionnel Intégral (PI), et le correcteur Proportionnel Intégral à avance de phase.

Dans la partie suivante on fait la simulation de ses stratégies dans le but de choisir la meilleure.

II.7. Résultats de simulation

La figure (II.17) montre le profil du vent considéré pour la simulation des différentes stratégies de la commande MPPT utilisées.

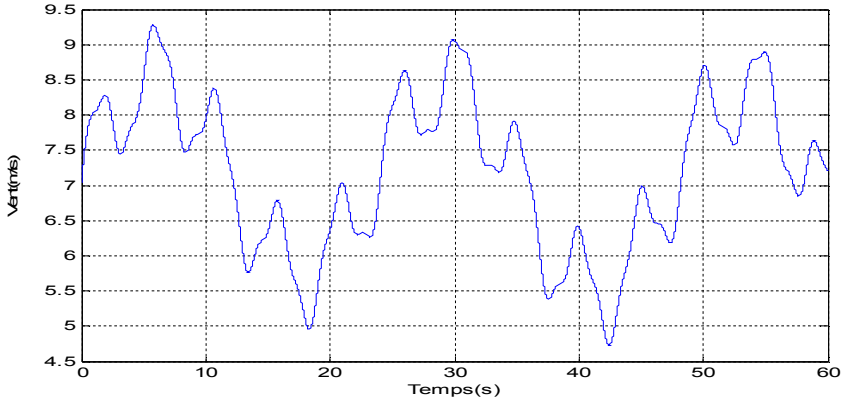
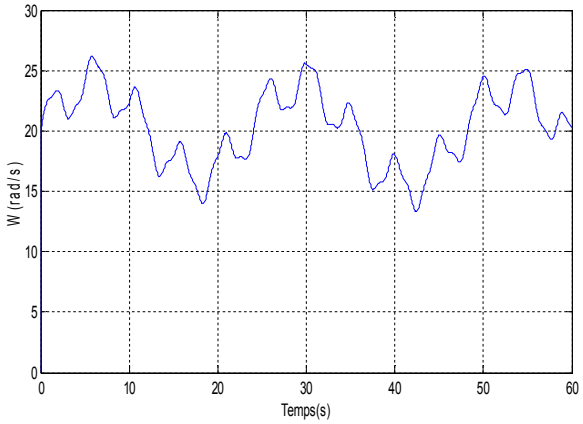


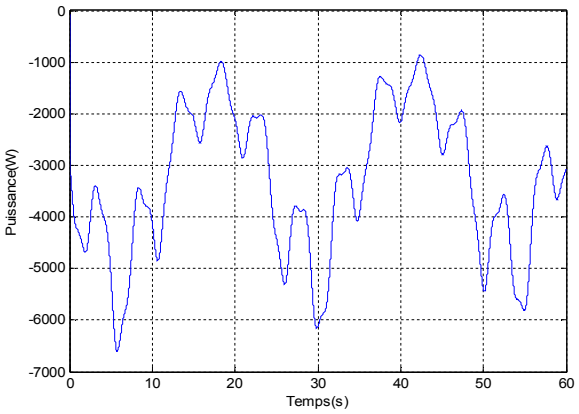
Figure II.17. Profil du vent.

II.7.1. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse

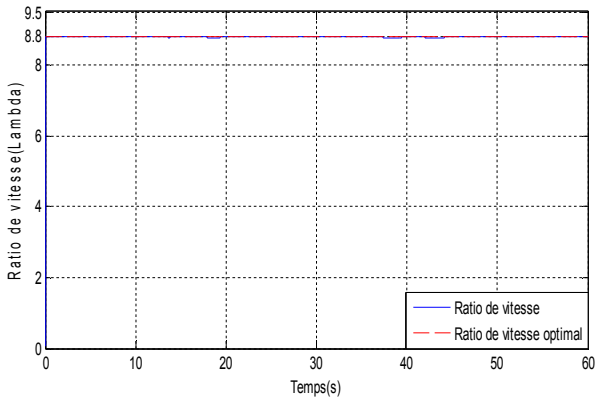
Les figures suivantes représentent les résultats de simulation correspondant à la commande MPPT sans asservissement de vitesse.



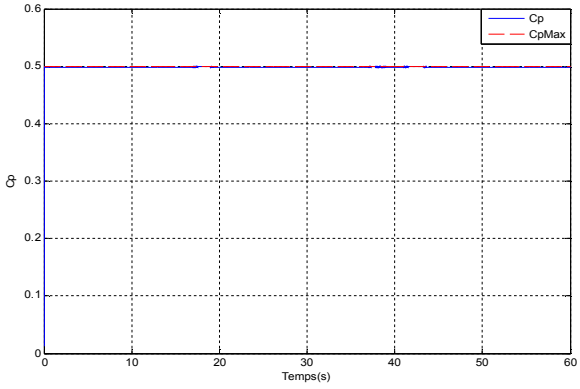
(a):Vitesse de rotation.



(b): Puissance électrique.



(c):Vitesse spécifique.



(d): Coefficient de puissance.

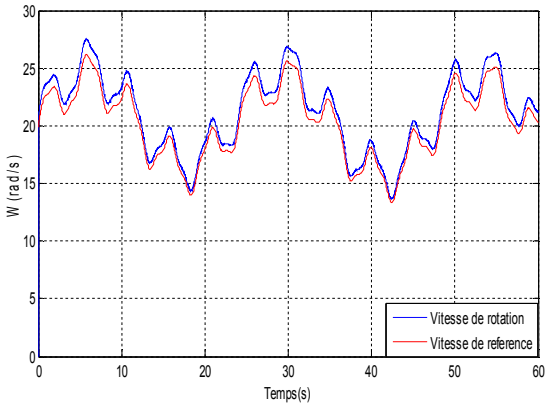
Figure II.18. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse

Les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande (en boucle ouverte) montrent bien l'adaptation de la vitesse de rotation et la puissance électrique produite avec les variations de la vitesse du vent. La puissance électrique produite est négative, puisque le GSAP fonctionne en mode générateur. Le coefficient de puissance n'est pas bien ajusté à sa valeur maximale (II.18.d), montre que la puissance électrique obtenue est légèrement inférieure à celle optimale.

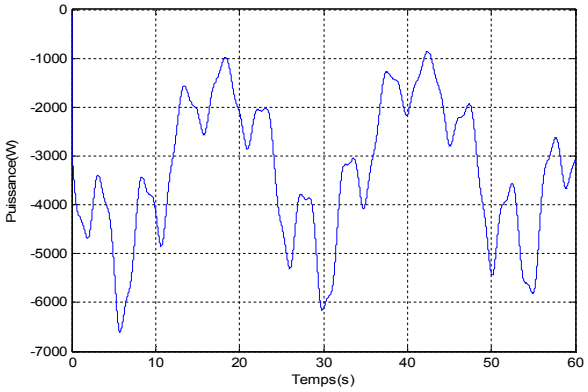
II.7.2. Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse

En utilisant le même profil du vent, on fait la simulation de la commande MPPT avec asservissement de vitesse pour les deux régulateurs.

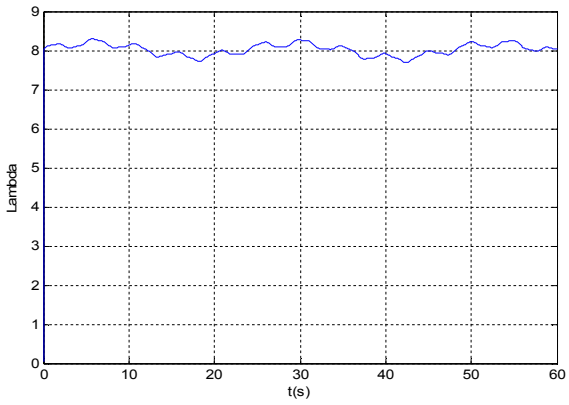
II.7.2.1. *Régulateur PI avec avance de phase*



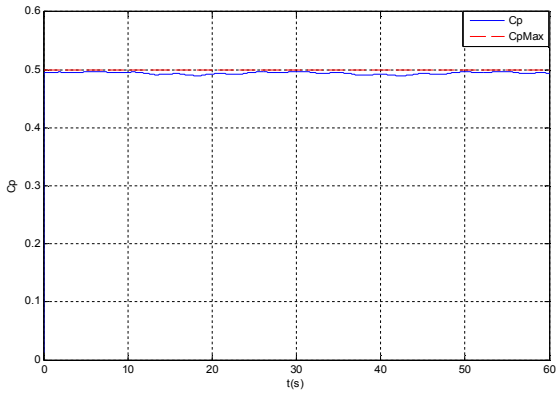
(a) Vitesse de rotation.



(b) Puissance électrique.



(c) Vitesse spécifique.

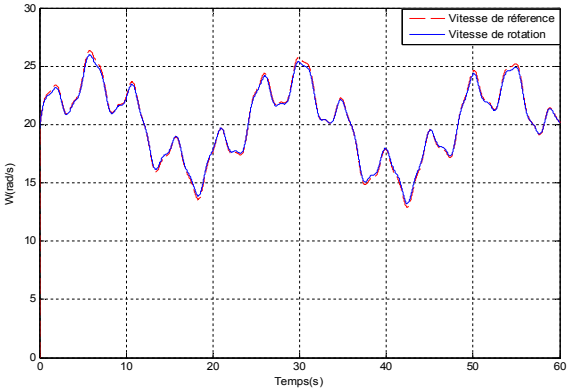


(d) Coefficient de puissance.

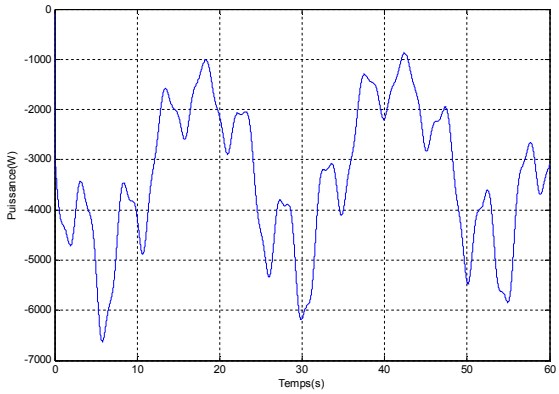
Figure II.19. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse, PI avec avance de phase.

La figure (II.19-a-) montre une erreur apparait entre la vitesse de référence et celle mécanique en régime permanent, par conséquent une erreur dans la valeur de ratio de vitesse λ (Fig.II.19-c-). La figure (II.19-b-) montre que la puissance électrique obtenue est légèrement inférieure à celle obtenue dans la stratégie précédente, du fait que le coefficient de puissance n'est pas ajusté à sa valeur maximale (II.19-d-), mais sa dynamique est mieux que la précédente.

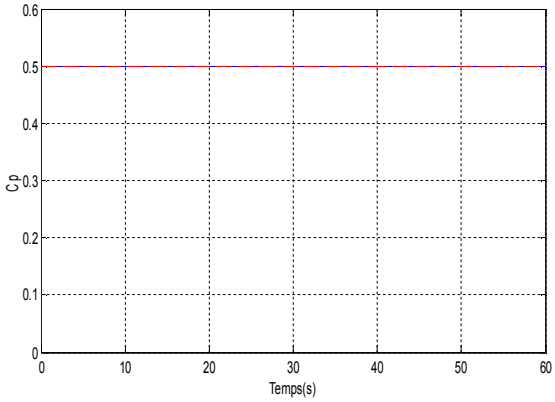
II.7.2.2. *Régulateur PI*



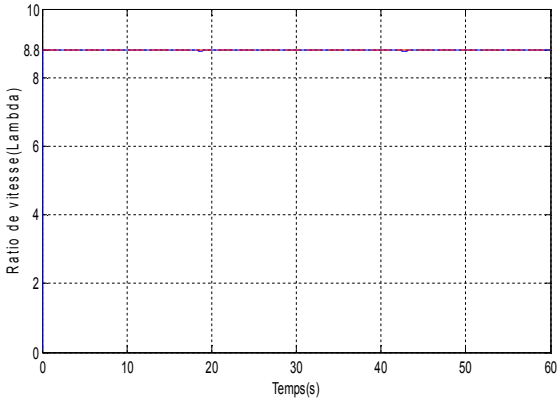
(a) Vitesse de rotation.



(b) Puissance électrique.



(c) Vitesse spécifique.

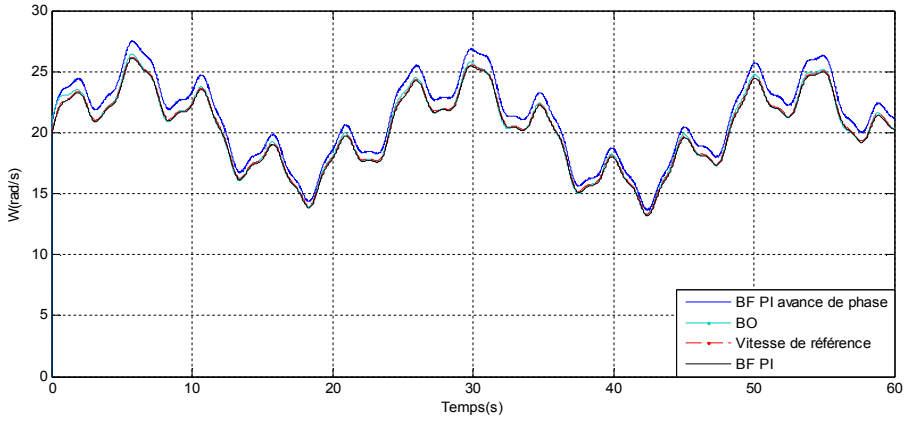


(d) Coefficient de puissance.

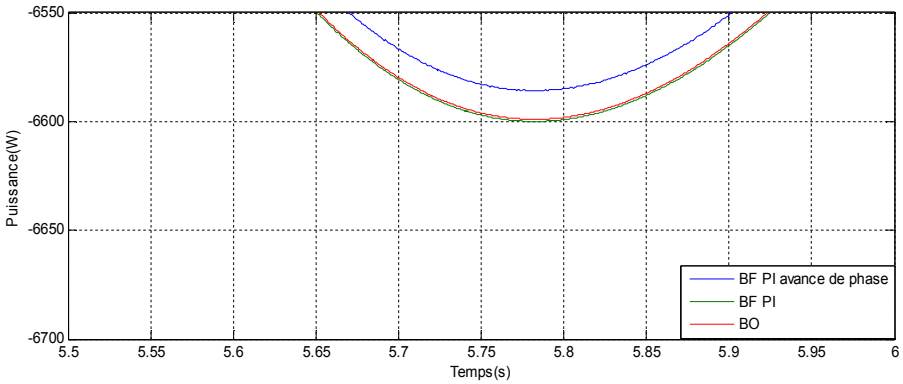
Figure II.20. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse, régulateur PI.

Les résultats de simulation obtenus par cet algorithme sont très satisfaisants à cause de l'asservissement du coefficient de puissance à sa valeur maximale donc une transmission de puissance optimale vers le générateur. La vitesse mesurée et celle de référence sont confondues.

Afin de résumer ces résultats obtenus avec l'une ou l'autre stratégie de contrôle de la vitesse, la figure (II.20-a-) montre la vitesse mécanique obtenue de chaque stratégie de commande ainsi que sa référence pour même profil de vent. Celle de (II.20-b-) présente la puissance électrique.



(a) Vitesse mécanique.



(b) Zoom de la puissance électrique produite.

Figure II.21. Résultats obtenus des trois stratégies de commande.

La figure (II.21.a) montre qu'un meilleur contrôle en boucle fermée de la vitesse par le correcteur 'PI' est obtenu en régime transitoire et en régime permanent. Malgré la grande variation de la vitesse du vent, l'erreur entre la vitesse mécanique et celle de référence n'apparait pas en régime permanent, grâce à l'action intégrale. La figure (II.21.b) montre bien que la puissance est maximale pour la commande 'PI' que les autres. Cette dernière qui sera utilisée dans la chaine.

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, on a élaboré les modèles mathématiques du vent et de la turbine. On a présenté les différentes zones de fonctionnement de l'éolienne et les différentes stratégies de commandes. Trois stratégies de commande ont été développées et comparées afin d'extraire le maximum de la puissance du vent. La première est basée sur l'estimation de la vitesse du vent, les deux autres utilisent des correcteurs différents dans les boucles de régulation de la vitesse. Ensuite, on a simulé sous le logiciel Matlab-Simulink, le modèle de différentes stratégies de commande (MPPT). Les résultats des simulations obtenus ont été commentés et sont satisfaisants en les comparants à celles trouvés dans la littérature [9] [18], [22] , [30], [35]. La stratégie de commande MPPT en boucle fermée de la vitesse utilisant le régulateur PI est meilleure par rapport aux deux autres stratégies en régime permanent. Cette dernière sera utilisée dans la suite du mémoire.

Le chapitre suivant est consacré à la modélisation du générateur synchrone à aimants permanents

CHAPITRE.III

MODELISATION DES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS

III.1. Introduction

Les machines synchrones à aimants permanents sont des machines à courant alternatif. Elles sont utilisées dans les éoliennes pour produire de l'électricité et dans les transports ferroviaires. La modélisation de ces machines est très nécessaire pour pouvoir les commander. Le modèle mathématique regroupe tous les paramètres (résistance, inductance,…) et permet ainsi de mettre en évidence certains phénomènes apparaissant lors de son fonctionnement en régime permanent et en régime transitoire. Ce modèle présente un bon compromis entre la simplicité et les résultats proches au réel. En outre, ce modèle nous apporte une aide appréciable dans la résolution des problèmes techniques qui interviennent au cours des applications.

III.2. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents

III.2.1. Hypothèses simplificatrices

Le modèle mathématique de la machine synchrone obéit à certaines hypothèses simplificatrices essentielles [36]:

- Absence de saturation dans le circuit magnétique.
- Distribution sinusoïdale de le FMM créée par les enroulements du stator.
- Hystérésis, courants de Foucault et l'effet de peau négligés.
- Effet d'encochage négligeable.
- Résistance des enroulements ne varie pas avec la température.
- Aimants permanents supposés rigides et de perméabilité voisine de celle de l'air.

III.2.2. Description

Dans la machine synchrone à aimants permanents (MSAP), l'inducteur est remplacé par des aimants permanents. Le champ d'excitation créé par les aimants permanents, présente l'avantage d'éliminer les balais et les pertes rotoriques.

La structure de la machine synchrone à aimants permanents comporte trois enroulements statoriques triphasés (a, b, c) décalées entre eux par un angle de ($2\pi/3$). L'excitation rotorique est créée par des aimants permanents au rotor. Ils sont modélisés par un enroulement alimenté par une source du courant continu 'i_f' qui produit un champ magnétique constant, (figure III.1).

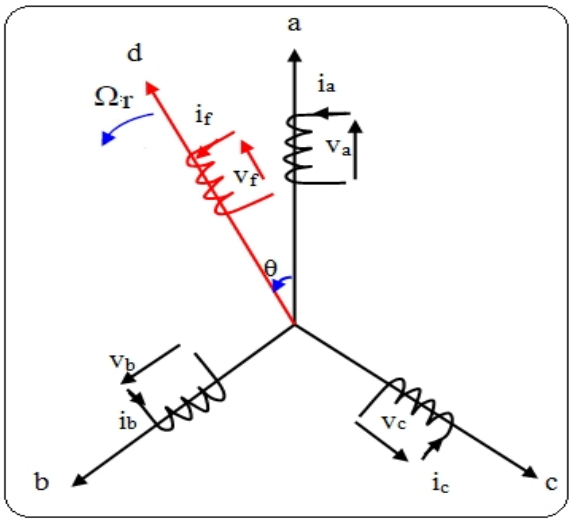


Figure III.1. Représentation de la machine synchrone à aimants permanents.

• La position du rotor est repérée par l'angle électrique

$$\theta = \theta_0 + \omega t \tag{III.1}$$

$$w = p.\Omega_r \tag{III.2}$$

Où :

θ_0 : Angle électrique initial

ω : Pulsation des grandeurs électriques

p : Nombre de paires de pôles.

III.2.3. Equations électriques

Les équations électriques du stator d'une machine synchrone à aimants permanents dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{aligned} v_a &= R_s\ i_a + \frac{d\varphi_a}{dt} \\ v_b &= R_s\ i_b + \frac{d\varphi_b}{dt} \\ v_c &= R_s\ i_c + \frac{d\varphi_c}{dt} \end{aligned} \tag{III.3}$$

R_s : Résistance d'une phase statorique

$i_{a,b,c}$: Courants statoriques.

$\varphi_{a,b,c}$: Flux statoriques.

$v_{a,b,c}$: Tensions statoriques.

Sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} \quad \text{(III.4)}$$

$[v_a v_b v_c]^t$ Vecteur tension de phases statoriques.

$[i_a i_b i_c]^t$ Vecteur courant de phases statoriques.

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

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme instantanée des courants statoriques est nulle.

III.2.4. Equations magnétiques

En vertu de l'hypothèse d'une répartition spatiale sinusoïdale de l'induction, les flux induits par les aimants permanents dans les trois phases statoriques 'a, b, c' sont respectivement donnés par :

$$\begin{cases} \phi_{af} = M_{af}.i_f = \phi_{\max}.\cos(\theta) \\ \phi_{bf} = M_{bf}.i_f \quad \phi_{\max}.\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \phi_{cf} = M_{cf}.i_f \quad \phi_{\max}.\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad \text{(III.5)}$$

Le flux produit dans chaque enroulement statorique est la somme de quatre termes.

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

$$\varphi_a = \varphi_{aa} + \varphi_{ab} + \varphi_{ac} + \varphi_{af} \quad \text{(III.6)}$$

Où :

$\varphi_{aa} = L_a.i_a$: Flux propre de la phase 'a'

$\varphi_{ab} = M_{ab}.i_b$: Flux mutuel de la phase 'b' sur 'a', (M_{ab} : inductance mutuelle entre les phases 'a' et 'b').

$\varphi_{ac} = M_{ac}.i_c$: Flux mutuel de la phase 'c' sur 'a', (M_{ac} : inductance mutuelle entre les phases 'a' et 'c').

$\varphi_{af} = M_{af}.i_f$: Flux mutuel de l'aimant sur la phase 'a'.

M_{af} : inductance mutuelle entre la phase 'a' et l'enroulement d'inducteur).

L'expression du flux dans les phases 'a, b, c'est donnée par :

$$\begin{cases} \varphi_a = L_a.i_a + M_{ab}.i_b + M_{ac}.i_c + M_{af}.i_f \\ \varphi_b = L_b.i_b + M_{ba}.i_a + M_{bc}.i_c + M_{bf}.i_f \\ \varphi_c = L_c.i_c + M_{ca}.i_a + M_{cb}.i_b + M_{cf}.i_f \end{cases} \quad \text{(III.7)}$$

Pour un réseau symétrique on a : $L_a = L_b = L_c = L$, donc :

$$\begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \varphi_{\max} \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad \text{(III.8)}$$

Sous forme

$$[\varphi_s] = [L_{ss}][I_s] + [\varphi_f] \quad \text{(III.9)}$$

Où M : Mutuelle inductance entre phases du stator.

$\varphi_{\max}$: Flux constant dû aux aimants permanents.

L : Inductance propre d'une phase statorique.

$[L_{ss}]$: est constante dans la MSAP à pôles lisses (ne dépend pas de θ).

III.2.5. Transformation de Park

La transformation de Park est l'opération mathématique des changements de variables pour réduire la complexité du système. Elle permet le passage d'un système triphasé (**abc**) en un système à trois axes orthogonaux (**q d o**), figure (III.2), tournant à une vitesse Ω_r à l'aide d'une matrice de passage dite de Park qui est donnée par [37]:

$$[K(\theta)] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad \text{(III.10)}$$

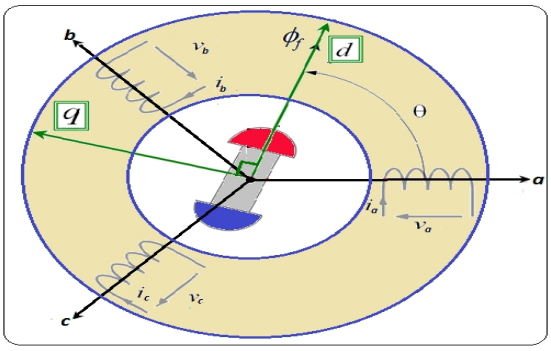


Figure III.2. Passage du repère (abc) du stator au repère (d,q) de Park

L'équation qui traduit ce passage est donnée par :

$$\left[X_{d,q,o}\right]=\left[K\right](\theta)\left[X_{a,b,c}\right] \tag{III.11}$$

Où X représente le courant, la tension ou le flux.

III.2.5.1. *Transformation de Park modifiée*

La matrice de Park modifiée repose sur l'invariance de la puissance instantanée dans les deux systèmes de représentation triphasée et biphasée, ce qui conduit à leur équivalence physique (Équation (III.12)).

$$P(t)=v_a i_a+v_b i_b+v_c i_c=v_{ds} i_{ds}+v_{qs} i_{qs}+v_0 i_0. \tag{III.12}$$

Les deux matrices de Park modifiées de passage directe et inverse sont données par :

$$\left[P(\theta)\right]=\sqrt{\frac{2}{3}}\begin{bmatrix}\cos(\theta) & \cos(\theta-\frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta+\frac{2\pi}{3})\\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta-\frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta+\frac{2\pi}{3})\\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}}\end{bmatrix} \tag{III.13}$$

$$\left[P(\theta)\right]^{-1}=\sqrt{\frac{2}{3}}\begin{bmatrix}\cos(\theta) & -\sin(\theta) & \sqrt{\frac{1}{2}}\\ \cos(\theta-2\pi/3) & -\sin(\theta-2\pi/3) & \sqrt{\frac{1}{2}}\\ \cos(\theta+2\pi/3) & -\sin(\theta+2\pi/3) & \sqrt{\frac{1}{2}}\end{bmatrix} \tag{III.14}$$

III.2.6. Equation des flux au système biphasé (d, q)

À partir des expressions des flux $(\varphi_a,\varphi_b,\varphi_c)$ citées précédemment (III.8), on obtient:

$$\left[K(\theta)\right]^{-1}\begin{bmatrix}\varphi_d\\ \varphi_q\\ \varphi_0\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}L & M & M\\ M & L & M\\ M & M & L\end{bmatrix}\left[K(\theta)\right]^{-1}\begin{bmatrix}i_{ds}\\ i_{qs}\\ i_0\end{bmatrix}+\varphi_f\begin{bmatrix}\cos(\theta)\\ \cos(\theta-2\pi/3)\\ \cos(\theta+2\pi/3)\end{bmatrix} \tag{III.15}$$

$\left[K(\theta)\right]^{-1}$: Matrice inverse de Park, donnée par :

$$\left[K(\theta)\right]^{-1}=\begin{bmatrix}\cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1\\ \cos(\theta-2\pi/3) & -\sin(\theta-2\pi/3) & 1\\ \cos(\theta+2\pi/3) & -\sin(\theta+2\pi/3) & 1\end{bmatrix} \tag{III.16}$$

En multipliant (III.15) par $[K(\theta)]$ et après développement, on aura :

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Ld & 0 & 0 \\ 0 & Lq & 0 \\ 0 & 0 & L0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \varphi_f \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{(III.17)}$$

Où $L_d = L_q = L - M$; $L_0 = L+2M$ *et* $\varphi_0\ i_0 = 0$

Avec : L_d *et* L_q: sont les inductances propres des axes d et q respectivement.

Les équations du flux d'axe directe (d) et en quadratique (q) s'écrivent :

$$\Rightarrow \begin{cases} \varphi_d = L_d * i_{ds} + \varphi_f . \\ \varphi_q = L_q * i_{qs} \end{cases} \quad \text{(III.18)}$$

Le flux φ_d et φ_q respectivement sont fonctions linéaires des courants i_d et i_q.

III.2.7. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q)

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

$$[K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} [K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} [K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix}. \quad \text{(III.19)}$$

Après développement mathématique, on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \frac{d\theta}{dt} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} \quad \text{(III.20)}$$

$$\Rightarrow \begin{cases} v_{ds} = R_s * i_{ds} + \dfrac{d\varphi_d}{dt} - \dfrac{d\theta}{dt} * \varphi_q . \\ v_{qs} = R_s * i_{qs} + \dfrac{d\varphi_q}{dt} + \dfrac{d\theta}{dt} * \varphi_d . \end{cases} \quad \text{(III.21)}$$

$$\Rightarrow \begin{cases} v_{ds} = R_s * i_{ds} + L_d \dfrac{di_{ds}}{dt} - \omega * L_q i_{qs} . \\ v_{qs} = R_s * i_{qs} + L_q \dfrac{di_{qs}}{dt} + \omega(L_d i_{ds} + \varphi_f). \end{cases} \quad \text{(III.22)}$$

Avec :

φ_f : Flux dû aux aimants ;

R_s : Résistance d'une phase statorique ;

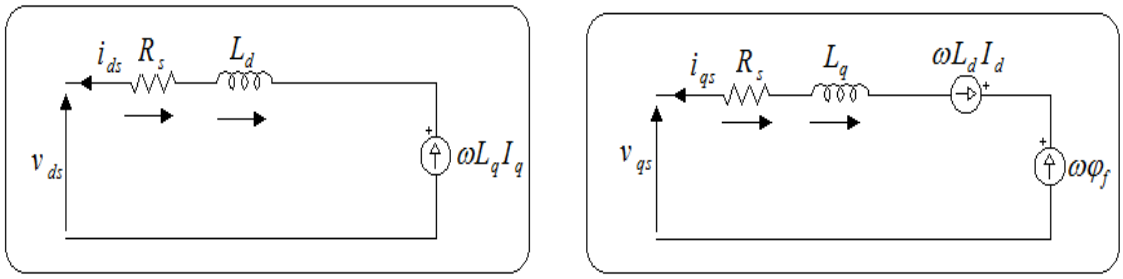
L_d : Inductance suivant l'axe d ;

L_q : Inductance suivant l'axe q ;

En utilisant la convention du générateur, on inverse le sens des courants i_d et i_q dans les repères de Park, et le modèle du générateur synchrone à aimants permanents ainsi obtenu peut s'écrire sous la forme [15], [18]:

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s * i_{ds} - L_d \dfrac{di_{ds}}{dt} + \omega * L_q i_{qs}. \\ v_{qs} = -R_s * i_{qs} - L_q \dfrac{di_{qs}}{dt} - \omega(L_d i_{ds} - \varphi_f). \end{cases} \quad \text{(III.23)}$$

À partir de l'équation (III.23), on peut déduire le schéma équivalent du GSAP selon les deux axes d et q, figure (III.3), [38]:



(a) : Selon l'axe d : ***(b) : Selon l'axe q***

Figure III.3. Schémas équivalents du GSAP selon les deux axes *d* et *q*.

III.2.8. Expression de la puissance

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

$$P(t) = v_a * i_a + v_b * i_b + v_c * i_c \quad \text{(III.24)}$$

En remplaçant les courants et les tensions dans cette expression par leurs similaires dans le système (d,q) sachant que :

$$\left[i_{a,b,c}\right] = \left[K\right]^{-1}(\theta)\left[i_{d,q,o}\right] \quad \text{(III.25)}$$

Après simplification on obtient l'expression de la puissance suivante :

$$P(t) = \frac{3}{2}\left(v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + 2 v_0 i_0\right). \quad \text{(III.26)}$$

Pour un système équilibré on a : $I_0 = 0, V_0 = 0$.

Alors l'expression de la puissance dans le repère de Park est :

$$P(t) = \frac{3}{2}\left(v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}\right). \quad \text{(III.27)}$$

En remplaçant v_d, v_q par leurs expressions, on aura :

$$P(t)=\frac{3}{2}\left[\omega\left(\varphi_d i_{qs}-\varphi_q i_{ds}\right)-R_s\left(i_{ds}^2+i_{qs}^2\right)-\left(i_{ds}\frac{d\varphi_d}{dt}+i_{qs}\frac{d\varphi_q}{dt}\right)\right]. \quad \text{(III.28)}$$

Telle que [36] :

$P_{em}=\frac{3}{2}\left[\omega\left(\varphi_d i_{qs}-\varphi_q i_{ds}\right)\right]$: Représente la puissance électromagnétique.

$P_j=\frac{3}{2}R_s\left(i_{ds}^2+i_{qs}^2\right)$: Représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator.

$P_v=\frac{3}{2}\left(i_{ds}\frac{d\varphi_d}{dt}+i_{qs}\frac{d\varphi_q}{dt}\right)$: Représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator.

III.2.9. Expression du couple

La connaissance du couple électromagnétique C_{em} de la machine est essentielle pour l'étude de la machine et sa commande. Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée partielle du stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor [36], [37]:

$$C_{em}=\frac{\partial W_e}{\partial\theta_{geo}}=p\frac{\partial W_e}{\partial\theta_e} \quad \text{(III.29)}$$

Où :

W_e: Energie emmagasinée dans le circuit magnétique.

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

θ_e : Angle électrique.

p : Nombre de paires de pôles.

C_{em} : Couple électromagnétique.

Sachant que :

$$P_{em}=C_{em}\Omega \quad \text{(III.30)}$$

$$P_{em}=\frac{3}{2}\left[\omega\left(\varphi_d i_{qs}-\varphi_q i_{ds}\right)\right] \quad \text{(III.31)}$$

Donc :

$$C_{em}=\frac{3}{2}p\left[\left(\varphi_d i_{qs}-\varphi_q i_{ds}\right)\right] \quad \text{(III.32)}$$

Après affectation des opérations nécessaires, on peut écrire :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \left[\left(L_q - L_d \right) i_{ds} i_{qs} + i_{qs} \varphi_f \right] \quad \text{(III.33)}$$

III.2.10. Equations mécaniques

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

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{mot} - C_{em} - C_f \quad \text{(III.34)}$$

Où:

$$C_f = F_c . \Omega \quad \text{(III.35)}$$

C_{mot} : Couple moteur appliqué sur le générateur.

C_f: Couple de frottement.

J : Moment d'inertie total de la machine.

F_c : Coefficient de frottement visqueux.

III.3. Simulation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

III.3.1. Fonctionnement à vide

À vide les courants statoriques sont nuls.

$$\begin{cases} I_{ds} = 0 \\ I_{qs} = 0 \end{cases} \quad \text{(III.36)}$$

Les expressions des tensions et du couple deviennent:

$$\begin{cases} V_{ds} = 0 \\ C_{em} = 0 \\ V_{qs} = \omega \varphi_f \end{cases} \quad \text{(III.37)}$$

Dans ce fonctionnement, on veut montrer la proportionnalité entre la vitesse de rotation de la machine (mode générateur) et l'amplitude et la fréquence de la tension fournie. Pour cela, on fait lancer le générateur par un couple moteur égale à 6.28 N.m pour une durée de 24 (ms), puis, on le laisse tourner librement. Le frottement dans ce cas est nul.

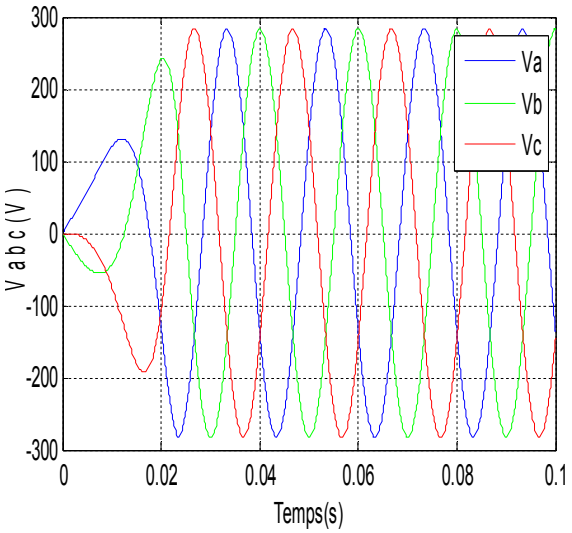
III.3.1.1. *Résultats de simulation*

Dans toutes les simulations on a utilisé le logiciel (Matlab- simulink). Les paramètres sont :

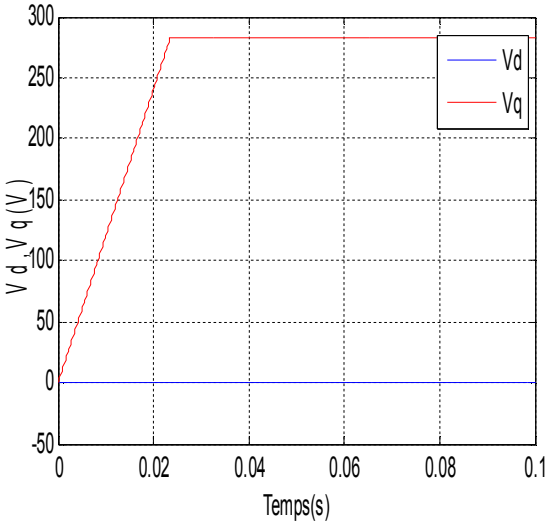
R_s= 0.895Ω ; L_d= 0.012H ; L_q= 0.0211H ; J = 0.00141 Kg.m^2 ; ; P=3 ; φ_f = 0.9Wb ;

Notons que dans ce cas : f= 0 Nm/rd/s

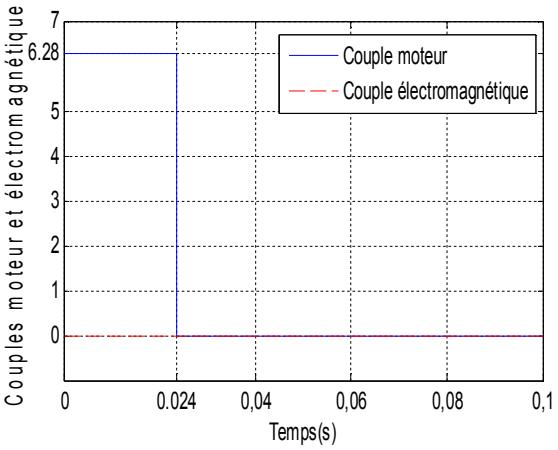
La figure (III.4) représente les différentes grandeurs du GSAP à vide.



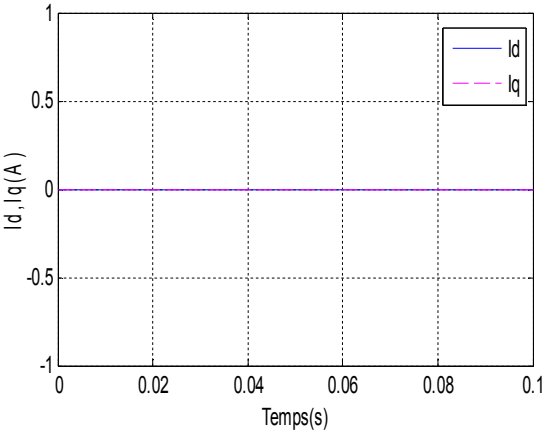
a) Tensions statoriques.



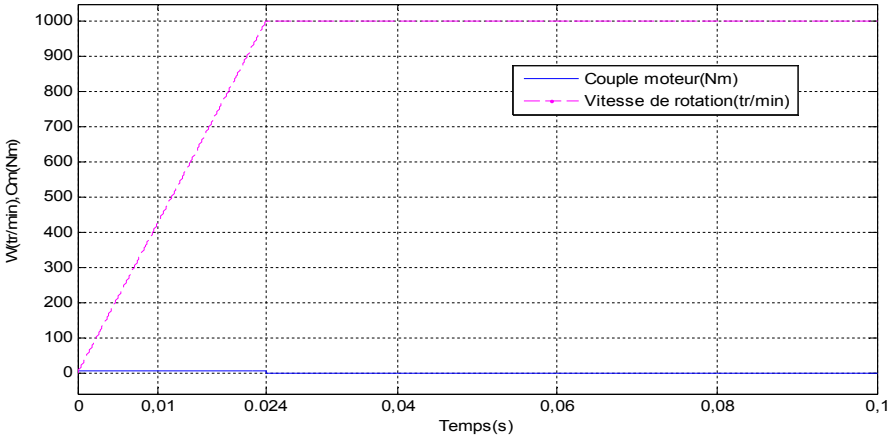
b) Composantes Vd et Vq.



c) Couples moteur et électromagnétique.



d) Composantes Id et Iq.



e: vitesse de rotation et couple moteur.

Figure III.4. Générateur synchrone à aimants permanents à vide.

III.3.1.2. *Interprétation des résultats*

On remarque sur la figure (III.4.a) que l'amplitude des tensions des phases augmente simultanément avec l'augmentation de la vitesse, puis les tensions deviennent parfaitement sinusoïdales en régime stable à (0.024 sec), avec une valeur crête de 280(V) et une fréquence de 50(Hz), alors que les tensions V_d, V_q prennent à (0.024 sec) respectivement les valeurs 0 (V) et 280(V) qui correspond à la valeur crête (figure III.4.b)

Le couple moteur appliqué sur le GSAP est égal à 6.28Nm puis il s'annule à (0.024 sec), mais le couple électromagnétique et les courants sont toujours nuls (fonctionnement à vide), figures (III.4.c) et (III.4.d).

La vitesse de rotation de la machine augmente jusqu'elle se stabilise à la valeur de celle du champ tournant ou de synchronisme (1000 tr/min) à partir de (0.024 sec), car les couples moteur et électromagnétique et le frottement sont nuls à partir de cet instant (équation III.34), Figure(III.4.e).

On constate que l'amplitude des tensions statoriques et la fréquence sont proportionnels à la vitesse de rotation.

III.3.2. Fonctionnement en charge

Dans ce cas le générateur alimente une charge (R_{ch}, L_{ch}). Pour voir les tensions et les courants résultants de l'application de cette charge sur le générateur, on applique d'une part, les équations données par (III.23) :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s * i_{ds} - L_d \dfrac{dI_d}{dt} + \omega L_q I_q . \\ v_{qs} = -R_s * i_{qs} - L_q \dfrac{dI_q}{dt} - \omega L_d I_d + \omega \varphi_f . \end{cases} \tag{III.38}$$

D'autre part, l'application des tensions v_d et v_q sur la charge:

$$\begin{cases} v_{ds} = R_{ch} * i_{ds} + L_{ch} \dfrac{dI_d}{dt} - \omega L_{ch} I_q . \\ v_{qs} = R_{ch} * i_{qs} + L_{ch} \dfrac{dI_q}{dt} + \omega L_{ch} I_d . \end{cases} \tag{III.39}$$

En remplaçant les expressions de v_d et v_q dans (III.38), on aura le système suivant :

$$\begin{cases} 0 = -\left(R_s + R_{ch}\right) i_{ds} - \left(L_d + L_{ch}\right) \dfrac{dI_d}{dt} + \omega \left(L_q + L_{ch}\right) I_q . \\ 0 = -\left(R_s + R_{ch}\right) i_{qs} - \left(L_q + L_{ch}\right) \dfrac{dI_q}{dt} - \omega \left(L_d + L_{ch}\right) I_d + \omega \varphi_f . \end{cases} \tag{III.40}$$

En introduisant la transformée de ***LAPLACE*** dans les équations ci-dessus, on aura :

$$\begin{cases} SI_d = \dfrac{1}{L_d + L_{ch}} \left[-\left(R_s + R_{ch}\right) I_{ds} + \omega \left(L_q + L_{ch}\right) I_q \right]. \\ SI_q = \dfrac{1}{L_q + L_{ch}} \left[-\left(R_s + R_{ch}\right) I_{qs} - \omega \left(L_d + L_{ch}\right) I_d \right] + \dfrac{\omega \varphi_f}{L_q + L_{ch}} . \end{cases} \tag{III.41}$$

III.3.2.1. *Equations d'état*

Considérons le flux d'excitation φ_f comme grandeur de commande, et les courants i_{ds} , i_{qs} comme variables d'état.

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

$$[\dot{X}] = [A][X] + [B][U] \tag{III.42}$$

$$[Y] = [C][X] + [D][U] \tag{III.43}$$

Avec :

$$\begin{cases} [X] = \begin{bmatrix} i_{ds} & i_{qs} \end{bmatrix}^t \\ [U] = \begin{bmatrix} 0 & \varphi_f \end{bmatrix}^t \end{cases} \tag{III.44}$$

$$[Y] = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} [X] + [0][U] \tag{III.45}$$

Les équations (III.41), peuvent s'écrire sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} I'_{sd} \\ I'_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\dfrac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & \omega \dfrac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\omega \dfrac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & -\dfrac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \dfrac{\omega}{L_q + L_{ch}} \varphi_f \end{bmatrix} \tag{III.46}$$

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

$$[A] = \begin{bmatrix} -\dfrac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & 0 \\ 0 & -\dfrac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} + \omega \begin{bmatrix} 0 & \dfrac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\dfrac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & 0 \end{bmatrix} \tag{III.47}$$

$$[B][U] = \omega \frac{1}{L_q + L_{ch}} \begin{bmatrix} 0 \\ \varphi_f \end{bmatrix} \tag{III.48}$$

III.3.2.2. *Bloc de simulation*

À partir des équations précédentes, on construit le bloc de simulation du générateur suivant (figure III.5).

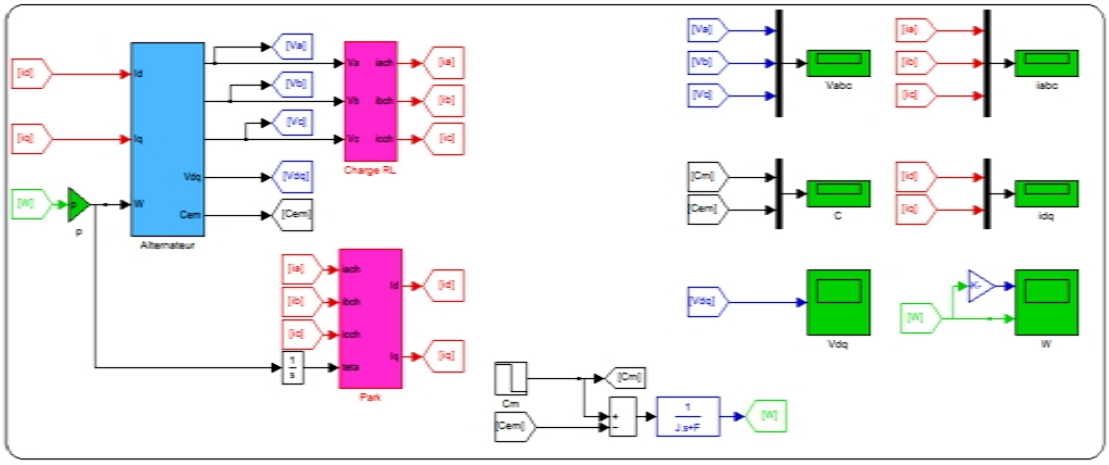
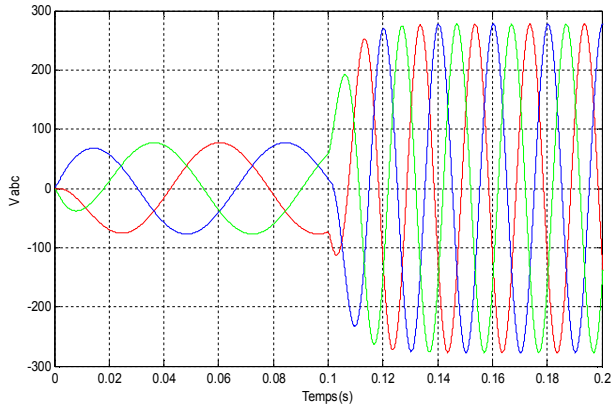


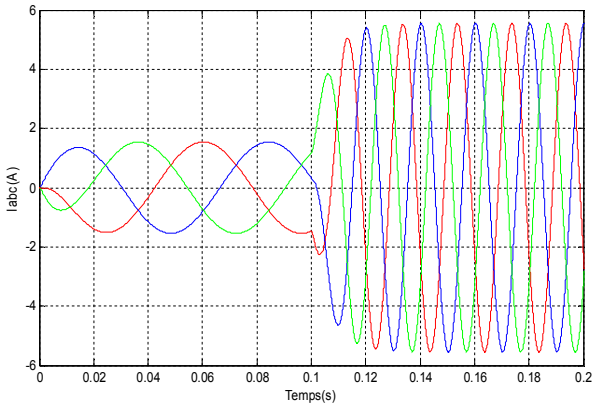
Figure III.5. Bloc de simulation du GSAP en charge.

Pour déduire l'effet de la charge électrique sur le comportement du générateur en fonction de la puissance mécanique fournie, on a appliqué le même couple moteur (6.28Nm) sur le même générateur, puis on a appliqué 22.5(Nm) à partir de l'instant (0.1sec), le coefficient de frottement ici est (f=0.001Nm/rd/s), (Figure III.6).

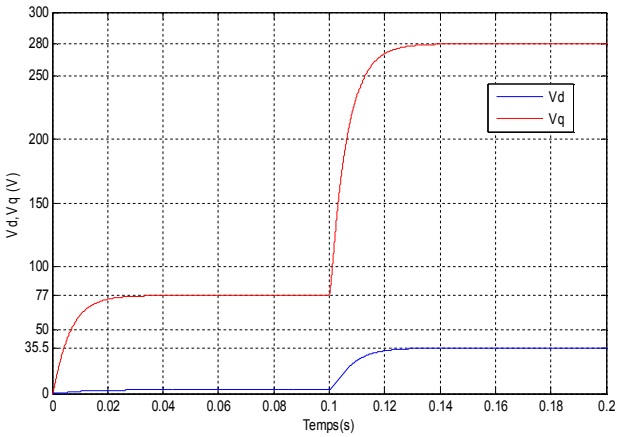
III.3.2.3. *Résultats de simulation*



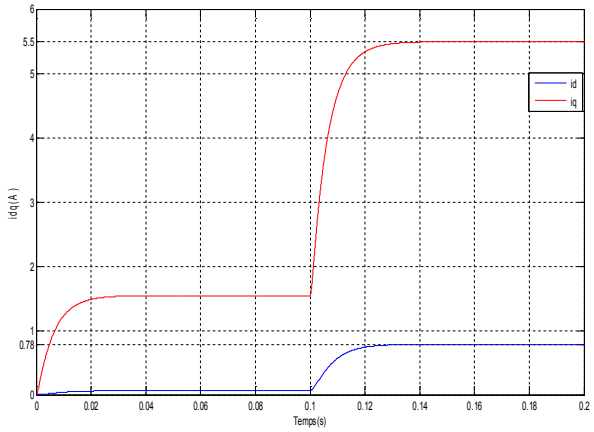
a: Tensions statoriques V_{abc}.



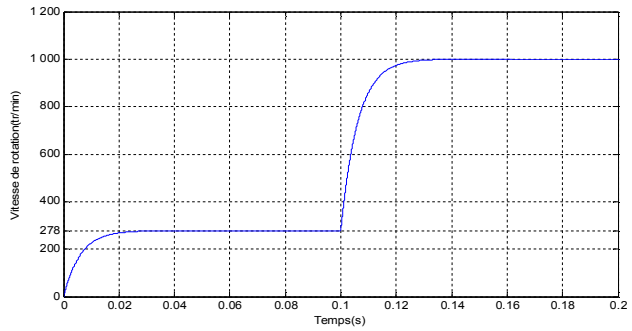
b: Courants statoriques I_{abc}.



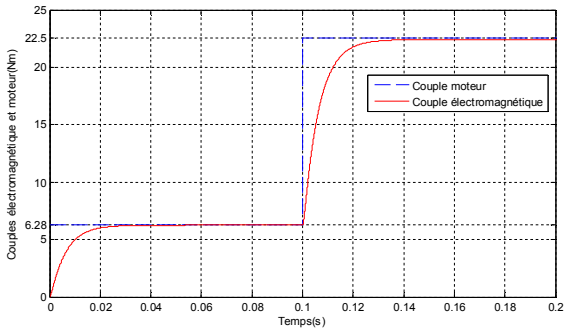
c: Composantes V_d V_q.



d: Composantes I_d I_q.



e: Vitesse de rotation.



f: Couples électromagnétique et moteur.

Figure III.6. GSAP en charge (R_{ch}=50Ω ; L_{ch}=0.002H) .

III.3.2.4. *Interprétation des résultats*

De (t = 0 à 0.1sec), on constate que la vitesse du générateur est faible (278 tr/min) et loin de celle de synchronisme (1000 tr/min), figure (III.6-*e*), ce qui se traduit par des faibles fréquences des tensions et des courants (13.9 Hz) représentés respectivement sur les figures (III.6.a) et (III.6.b). On remarque qu'il y a une chute de tension considérable lorsqu'on a chargé le GSAP à cause de la diminution de la vitesse, ceci est expliqué par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En augmentant le couple moteur de 6.28 (Nm) à 22.5 (Nm), la vitesse mécanique varie de (278 tr/mn) jusqu'à ce qu'elle se stabilise à la valeur de synchronisme à partir de (0.1 sec) avec un court temps de réponse, donc la fréquence devient 50 (Hz). La tension augmente à 280 (V), donc les mêmes valeurs (vitesse, fréquence et tension) que dans l'essai à vide. Le courant augmente de 1.54 (A), à 5.5 (A), ce qui implique l'augmentation du couple résistant (électromagnétique), (équation III.32) et figure(III.6.*f*).

Il est donc clair que la puissance électrique fournie à la charge et sa fréquence sont directement liées à la puissance mécanique fournie. Pour éviter cette dépendance il faut faire un contrôle du couple du générateur.

Les résultats obtenus sont satisfaisantes [37], [18].

III.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné une brève description de la machine synchrone à aimants permanents. Ensuite, nous avons abordé la modélisation de la machine synchrone dans sa structure générale avant d'arriver à un modèle définitif du GSAP utilisé au cours de ce travail. Ce modèle a été validé par les résultats de simulation pour le générateur à vide, puis en charge. On a vérifié que les courbes obtenues viennent confirmer la théorie. Enfin, la démarche de la modélisation de la machine synchrone à aimants permanents a été abordée en vu d'utiliser cette machine dans la production d'énergie électrique éolienne. On a constaté aussi que la puissance électrique de la charge et sa fréquence sont directement liées à la puissance mécanique fournie. Comme la puissance mécanique dans les éoliennes est fournie par le vent (aléatoire), un contrôle du couple moteur et les grandeurs électriques devient nécessaire.

Dans le chapitre suivant, nous allons établir les modèles analytiques et les commandes des convertisseurs statiques de puissance, associés au générateur synchrone à aimants permanents utilisés dans la chaîne éolienne pour pouvoir contrôler la puissance transitée.

CHAPITRE.IV

MODELISATION ET COMMANDE DES CONVERTISSEURES STATIQUES

IV.1. Introduction

Les convertisseurs statiques de puissance, associés aux machines à courant alternatif, sont actuellement très largement utilisés comme une interface de connexion avec le réseau ou la charge pour profiter au maximum des capacités de ces machines. Les progrès en matière de semi-conducteur ont permis la réalisation des convertisseurs statiques de plus en plus performants. L'évolution des techniques numériques de commande, nous permet d'exécuter des algorithmes complexes de contrôle des convertisseurs.

Ce chapitre fait l'objet d'une étude et modélisation des convertisseurs statiques utilisés dans la chaine éolienne et une comparaison est faite entre l'association du (GSAP-redresseur à diode) et (GSAP-redresseur à diode avec hacheur (en mode glissant)) pour découvrir leur influence sur les performances du MSAP dans la chaine éolienne. Cette étude est illustrée par des simulations.

IV.2. Modélisation des convertisseurs de puissance

IV.2.1. Hypothèses

Afin de faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation, il est important de faire les hypothèses suivantes [39]:

- Les sources de tension sont supposées parfaites : l'impédance série est nulle.
- La tension d'alimentation continue et constante.
- Les interrupteurs sont parfaits (temps mort nul, temps de commutation nul, courant de fuite nul).
- Le condensateur est initialement déchargé.
- La charge triphasée et le comportement du réseau triphasé sont équilibrés.

IV.2.2. Modélisation du redresseur à diodes

Le redresseur est un convertisseur de l'électronique de puissance qui assure la conversion alternative-continu **(AC/DC)**. Alimenté par une source de tension alternative, il permet d'alimenter en courant continu le récepteur branché à leur sortie.

Le redresseur à diodes est un pont de Graïetz, schématisé par la figure (IV.1).

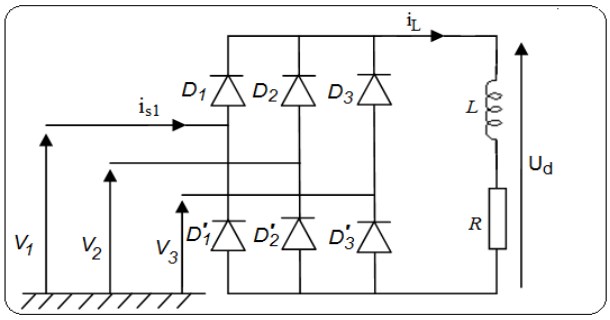


Figure IV.1. Schéma du redresseur à diodes.

Le pont triphasé à diodes est alimenté par un système de tensions sinusoïdales triphasées:

$$V_j = V_{max}\, sin(\theta - 2(j-1)\frac{\pi}{3}) \qquad \text{(IV.1)}$$

Avec : j=1, 2, 3

Deux diodes d'un même bras ne peuvent conduire simultanément. Lorsque D_1 conduit, l'une des deux diodes D_2' et D_3' conduit également. Il en vient que D_1 conduit lorsque V_1 est supérieur à V_2 et V_3, ou encore :

$$V_1 = Max\,(V_j);\ j=1, 2, 3 \qquad \text{(IV.2)}$$

Le même raisonnement conduit aux conditions suivantes :

$$D_i \text{ Conduit si } V_i = Max(V_j);\ j=1, 2, 3\ ;\ i=1, 2, 3 \qquad \text{(IV.3)}$$

$$D'_i \text{ Conduit si } V'_i = Min(V_j);\quad j=1, 2, 3\ ;\ i=1, 2, 3 \qquad \text{(IV.4)}$$

Pendant chaque séquence de conduction, la tension U_d à la sortie de redresseur est :

$$U_d = Max\,(V_j) - Min\,(V_j); \qquad \text{(IV.5)}$$

Avec : j=1, 2, 3

La tension redressée U_d est égale à la tension à l'anode de la diode en conduction D_i moins la tension à la cathode de D'_i [39].

IV.2.2.1. *Valeur moyenne de la tension redressée*

La valeur moyenne $\overline{U_d}$ de la tension redressée est calculée comme suit [40]:

$$\overline{U_d} = (1/\pi/3)\int_{\pi/6}^{\pi/2} U_{12}(\theta)d\theta \quad \frac{3}{\pi}\int_{\pi/6}^{\pi/2}(V_1 - V_2)d\theta = \frac{3\sqrt{3}}{\pi}V_m \qquad \text{(IV.6)}$$

La simulation du redresseur associé à une charge ('R,L') donne les résultats représentés sur les figures (IV.2), (IV.3) et (IV.4).

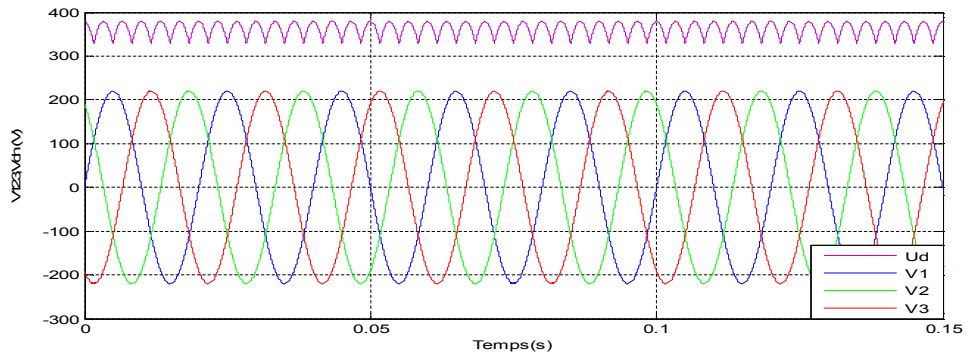


Figure IV.2. Tension redressée U_d et les trois tensions U_{abc} .

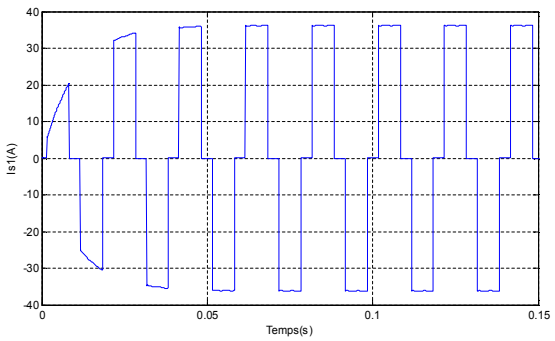


Figure IV.3. Courant de la première phase.

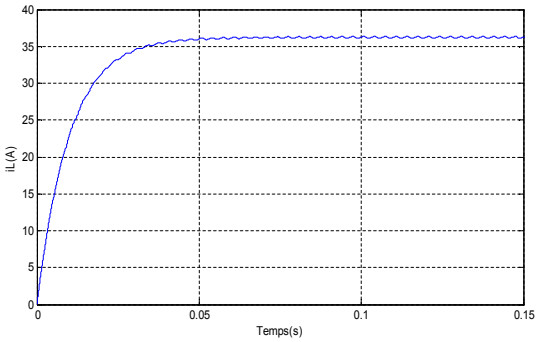


Figure IV.4. Courant de la charge.

La tension redressée U_d est périodique de période T/6. On remarque que chaque branche participe par un tiers dans la tension redressée.

La tension redressée présente des ondulations néfastes, alors on utilise une capacité de filtrage.

IV.2.2.2. *Capacité de filtrage*

La capacité de filtrage « C » permet d'obtenir une tension quasi continue et donc diminuer les ondulations de tension, figures (IV.5) et (IV.6).

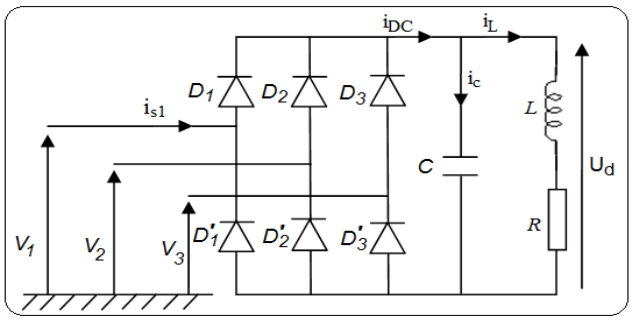


Figure IV.5. Redresseur à diodes avec une capacité de filtrage.

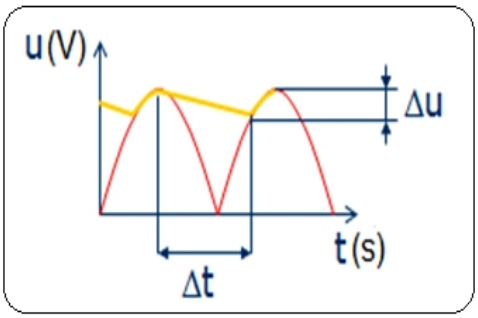


Figure IV.6. Effet de la capacité de filtrage sur la tension de sortie.

Le courant dans le condensateur est donné par :

$$i_c = C\frac{dV_{dc}}{dt} \quad i_{dc} - i_L \qquad \text{(IV.7)}$$

Donc :

$$C = i_c \frac{\Delta t}{\Delta V_{dc}} \qquad \text{(IV.8)}$$

À partir de l'équation (IV.8), on peut calculer la valeur de la capacité de filtrage pour que la tension de sortie du redresseur ne descende pas au dessous d'une valeur choisie dans une durée bien déterminée. Dans notre cas, on peut choisir ΔV_{dc} =10V et Δt =2.7ms, avec i_L =36,3A. Finalement, on déduit la valeur de la capacité du bus continue: C=9.8 *mF*. Figures (IV.7) et (IV.8).

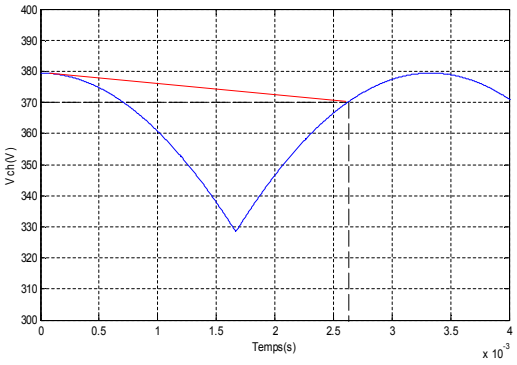


Figure IV.7. Décharge du condensateur.

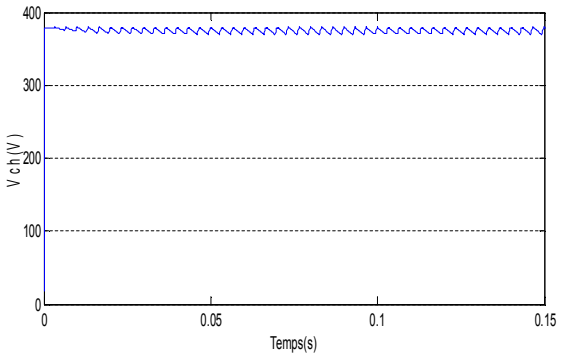


Figure IV.8. Tension redressée après filtrage.

On remarque que la tension redressée est plus proche d'une valeur constante.

IV.2.3. Modélisation du hacheur

Les hacheurs sont les convertisseurs statiques continu-continu qui permettent de délivrer une tension continue variable à partir d'une source de tension continue fixe. Le principe consiste à interrompre périodiquement l'alimentation de la charge par la source.

Le schéma de principe du hacheur série (dévolteur) est donné à la figure (IV.9).

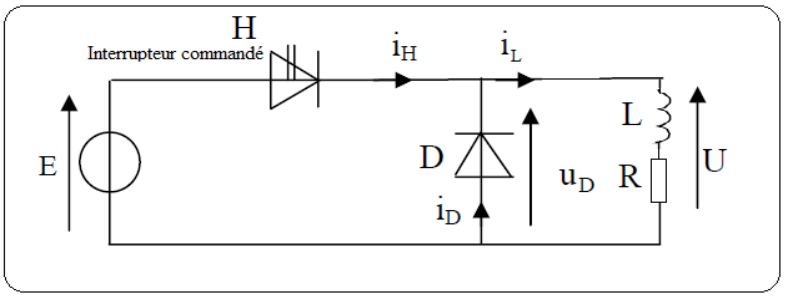


Figure IV.9. Schéma de principe d'un hacheur série.

'E' est une source de tension constante ; la charge est ('R,L') . On suppose que l'inductance de la bobine est suffisamment élevée pour que i_L ne s'annule jamais (conduction continue). 'H' est un interrupteur commandé à une durée de conduction variable, qui détermine le rapport cyclique α, défini comme le rapport de la durée de la conduction de l'interrupteur divisé par' T' la période du cycle, soit [41]:

$$\alpha = \frac{t_{on}}{T} \tag{IV.9}$$

'D'est une diode de roue libre : elle assure la circulation du courant lorsque H est ouvert.

Quand l'interrupteur H est fermé :

$$U = E \tag{IV.10}$$

$$i = \frac{E}{Z} \tag{IV.11}$$

Quand l'interrupteur est ouvert :

$$i = 0 \tag{IV.12}$$

Les valeurs moyennes de la tension et du courant dans la charge sont :

$$U = \alpha.E \tag{IV.13}$$

$$i = \alpha.\frac{E}{Z} \tag{IV.14}$$

La simulation du hacheur série alimente une charge (R,L) donne la figure (IV.10)

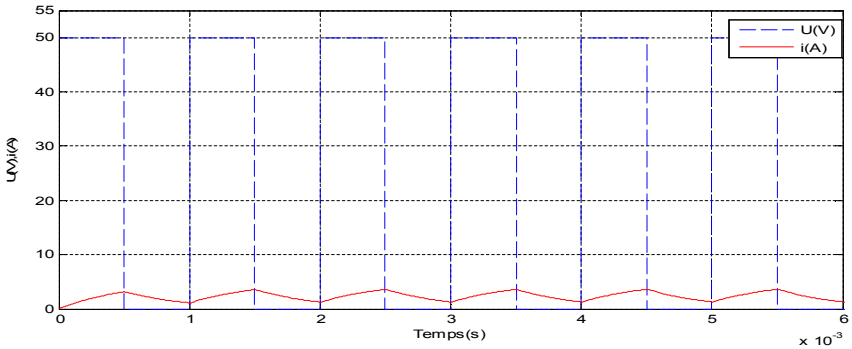


Figure IV.10. Tension et courant de sortie du hacheur.

On voit que la valeur moyenne U de la tension disponible aux bornes de la charge est fonction du rapport cyclique α. On réglera la valeur de U en modifiant le rapport cyclique α.

IV.2.4. Modélisation du convertisseur MLI (l'onduleur et le redresseur MLI)

L'onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continue-alternative à l'aide d'une séquence adéquate de commande des semi-conducteurs, souvent par Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI). La réversibilité de l'onduleur de tension à deux niveaux lui permet de fonctionner en mode redresseur du courant. Les modèles élaborés pour ces onduleurs sont valables pour les redresseurs MLI [35], [42], [43].

L'onduleur de tension triphasé peut être représenté selon la figure (IV.11), où S_i (i=1, 2, 3, 4, 5, 6) sont des transistors MOSFET:

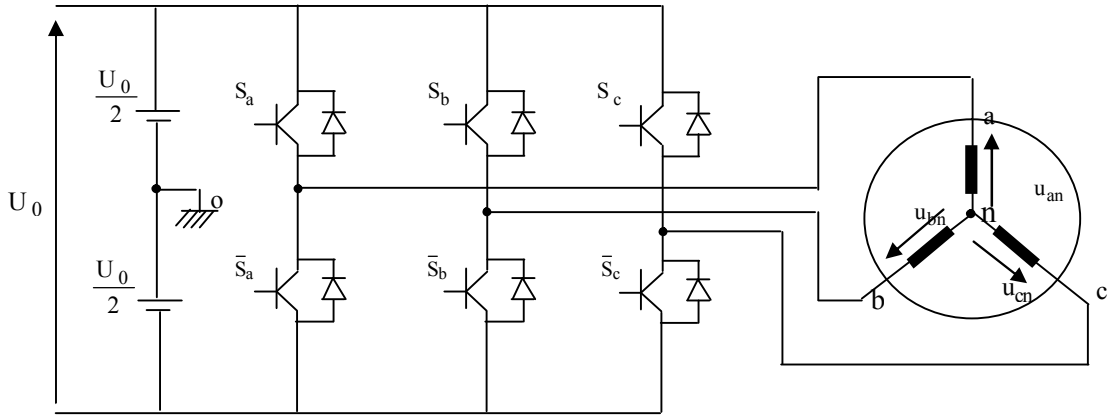


Figure IV.11. Schéma d'un onduleur de tension triphasé avec une charge.

On peut exprimer les tensions en ligne en fonction de la tension continue et de l'état des commutateurs. On définit pour ça les variables (S_1, S_2, S_3) en fonction de l'état des commutations dans les trois branches. Les commandes des interrupteurs de même bras sont complémentaires. On distingue donc deux états indépendants qui peuvent être considérés comme une grandeur booléenne.

- $S_{a,b,c} = 1$: Interrupteur du demi-bras haut $(a, b \text{ ou } c)$ fermé.
- $S_{a,b,c} = 0$: Interrupteur du demi-bras bas $(a, b \text{ ou } c)$ fermé.

La modélisation du convertisseur consiste à exprimer les tensions en lignes, en fonction de la tension dans le bus continu et de l'état des commutateurs.

Les tensions composées $u_{ab}, u_{bc} \text{ et } u_{ca}$, sont obtenues à partir de ces relations :

$$\begin{cases} u_{ab} = u_{ao} + u_{ob} = u_{ao} - u_{bo} \\ u_{bc} = u_{bo} + u_{oc} = u_{bo} - u_{co} \\ u_{ca} = u_{co} + u_{oa} = u_{co} - u_{ao} \end{cases} \quad \text{(IV.15)}$$

Où:

u_{ao}, u_{bo} et u_{co} sont les tensions d'entrée de l'onduleur (tensions continues). Elles sont référencées par rapport à un point milieu « o » d'un diviseur fictif d'entrée.

Soit " n" l'indice du point neutre du coté alternatif. On peut écrire les relations de Charles, comme suit :

$$\begin{cases} u_{ao} = u_{an} + u_{no} \\ u_{bo} = u_{bn} + u_{no} \\ u_{co} = u_{cn} + u_{no} \end{cases} \quad \text{(IV.16)}$$

$u_{an}, u_{bn} \text{ et } u_{cn}$ sont les tensions simples de la machine et u_{no} est la tension fictive entre le neutre de la charge et le point fictif d'indice "o".

Sachant que la charge est équilibrée et le neutre isolé alors:

$$u_{an} + u_{bn} + u_{cn} = 0 \quad \text{(IV.17)}$$

La substitution de (IV .17) dans (IV.16) aboutit à:

$$u_{no} = \frac{1}{3}.(u_{ao} + u_{bo} + u_{co}) \tag{IV.18}$$

En remplaçant (IV.18) dans (IV.16), on obtient:

$$\begin{cases} u_{an} = \frac{2}{3}u_{ao} - \frac{1}{3}u_{bo} - \frac{1}{3}u_{co} \\ u_{bn} = -\frac{1}{3}u_{ao} + \frac{2}{3}u_{bo} - \frac{1}{3}u_{co} \\ u_{cn} = -\frac{1}{3}u_{ao} - \frac{1}{3}u_{bo} + \frac{2}{3}u_{co} \end{cases} \tag{IV.19}$$

Alors:

$$\begin{cases} u_{an} = \frac{U_o}{3}(2S_a - S_b - S_c) \\ u_{bn} = \frac{U_o}{3}(-S_a + 2S_b - S_c) \\ u_{cn} = \frac{U_o}{3}(-S_a - S_b + 2S_c) \end{cases} \tag{IV.20}$$

Donc, l'onduleur de tension peut être modélisé par une matrice [T] assurant le passage continu-alternatif.

$$[U_{AC}] = [T].[U_{dc}] \tag{IV.21}$$

Tel que :

$$[U_{AC}] = \begin{bmatrix} u_{an} & u_{bn} & u_{cn} \end{bmatrix}^T \tag{IV.22}$$

$$[U_{dc}] = \begin{bmatrix} u_{ao} & u_{bo} & u_{co} \end{bmatrix}^T = U_o \begin{bmatrix} S_a & S_b & S_c \end{bmatrix}^T \tag{IV.23}$$

$$[T] = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \tag{IV.24}$$

IV.3. Stratégie de la commande MLI naturelle (sinus-triangle)

La technique de la MLI naturelle repose sur la comparaison entre deux signaux, le premier, qui est appelé signal de référence (Modulatrice) représente l'image de la sinusoïde qu'on désire à la sortie de l'onduleur; le second, qui est appelé signal de la porteuse (triangulaire), définit la cadence de la commutation des interrupteurs statiques de l'onduleur. C'est un signal de hautes fréquences (HF) par rapport au signal de référence [39].

La figure (IV.12) représente deux signaux à MLI générés par la comparaison de deux signaux de la porteuse en triangle.

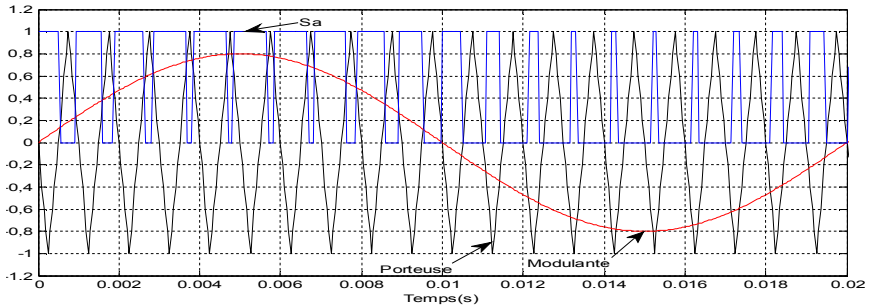


Figure IV.12. Génération d'une MLI naturelle de l'interrupteur S_a.

La commande par MLI donne un rapport cyclique variable dans le temps. L'évolution temporelle du rapport cyclique de chaque interrupteur est alors déterminée par l'intersection du signal de référence et la porteuse. Chaque interrupteur commute à une fréquence imposée par celle de la porteuse (notée $f_{déc.}$). Dans le cas d'un onduleur triphasé la commande par MLI nécessite autant des références sinusoïdales sont toutes régulièrement déphasées entre elles de $2\pi/3$.

Cette stratégie de commande est caractérisée par deux paramètres: l'indice de modulation m et le coefficient de réglage r [39].

$$\mathbf{m} = f_{déc.} / f_{mod} \qquad \text{(IV.25)}$$

Le coefficient de réglage en tension r est le rapport de l'amplitude Vm de la tension de référence à l'amplitude U de la porteuse :

$$\boldsymbol{r} = V_m/U \qquad \text{(IV.26)}$$

L'avantage majeur de la technique de modulation sinus-triangle naturelle est de réduire la pollution (élimination d'harmoniques non désirés) ou de minimiser les oscillations du couple et les courants; ce qui permettra de réduire la pollution en harmoniques dans le réseau électrique avec minimisation des pertes dans le système et donc amélioration du rendement.

Néanmoins, elle présente l'inconvénient de générer des impulsions dissymétriques par rapport à une période de la porteuse. Ainsi, les instants de commutation ne peuvent être exprimés sous forme analytique simple [39].

La simulation de l'onduleur alimenté par une tension continue ($100V$), donne la figure (IV.13)

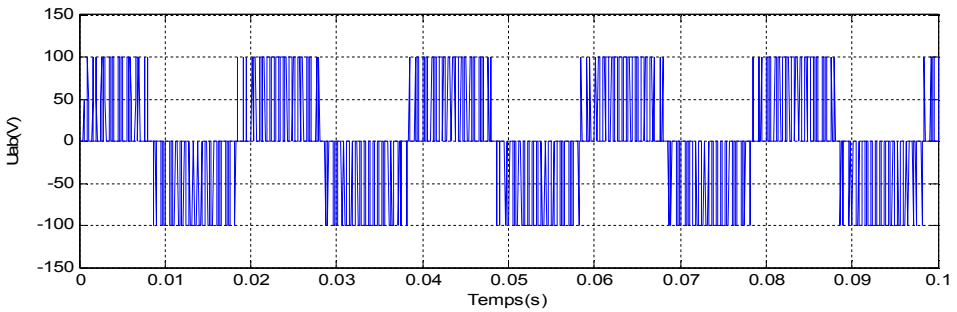


Figure IV.13. Tension u_{ab} de l'onduleur

IV.4. Association du GSAP avec les convertisseurs

Dans cette partie, on fait une comparaison entre l'association (GSAP-redresseur à diode) et (GSAP-redresseur à diode avec hacheur (en mode glissant)) afin de découvrir leur influence sur les performances du MSAP utilisé dans la chaine éolienne. Le tableau suivant donne les paramètres utilisés dans la simulation.

R	L	r	f_{mod}	m
50Ω	$2mH$	0.8	$50Hz$	20

Tableau IV.1. Paramètres utilisés dans la simulation.

IV.4.1. Performance de l'association du redresseur à diodes avec GSAP

La figure suivante (IV.14) représente l'association du redresseur à diodes avec le GSAP, la simulation est représentée sur les figures (IV.15), (IV.16), (IV.17).

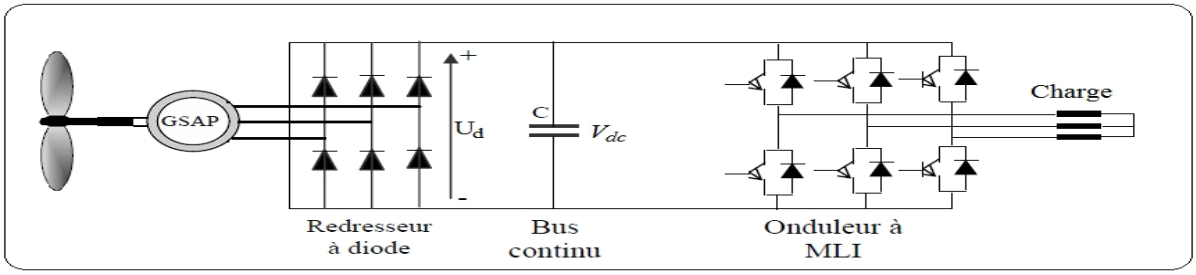


Figure IV.14. Association du redresseur à diodes avec GSAP.

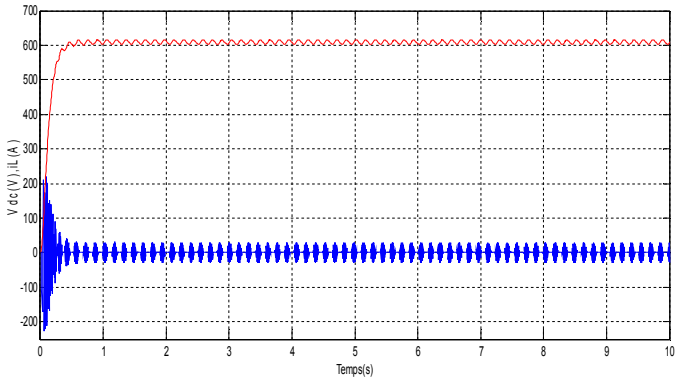


Figure IV.15. Tension redressée et courant i_{s1} de première phase du GSAP.

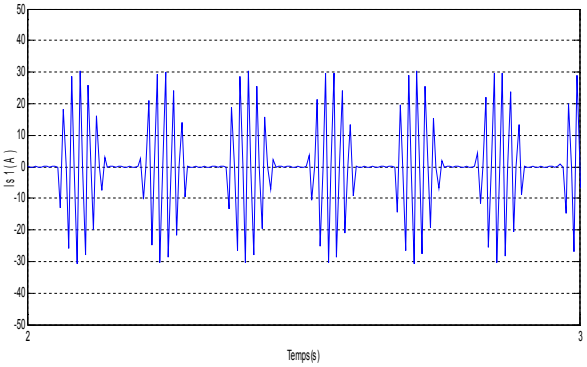


Figure IV.16. Zoom du courant i_{s1} de première phase du GSAP.

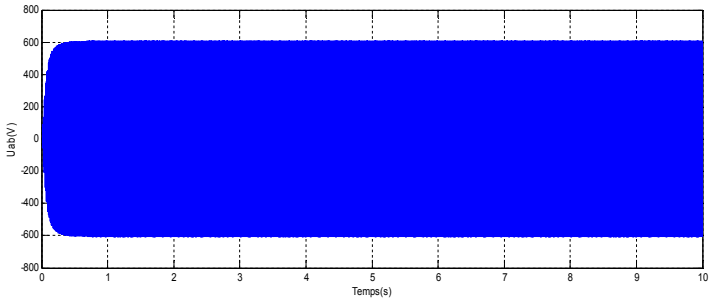


Figure IV.17. Allure de la tension composée u_{ab} de l'onduleur.

On remarque dans ce cas que les courants délivrés par le GSAP ne sont pas sinusoïdaux (impulsionnels), figures (IV.15), (IV.16), ce qui provoque des ondulations du couple et la dégradation de la puissance fournie par le générateur et le facteur de puissance, par conséquent dégradation des performances [35].

On remarque que la tension de sortie u_{ab} prend deux niveaux ($+U_d$ et $-U_d$), figure (IV.17), la tension U_d est constante, alors on associe un hacheur pour régler les tensions de sortie de l'onduleur.

IV.4.2. Performance de l'association (redresseur à diodes et hacheur) avec GSAP:

La figure (VI.18) représente l'association (redresseur à diodes et hacheur) avec GSAP.

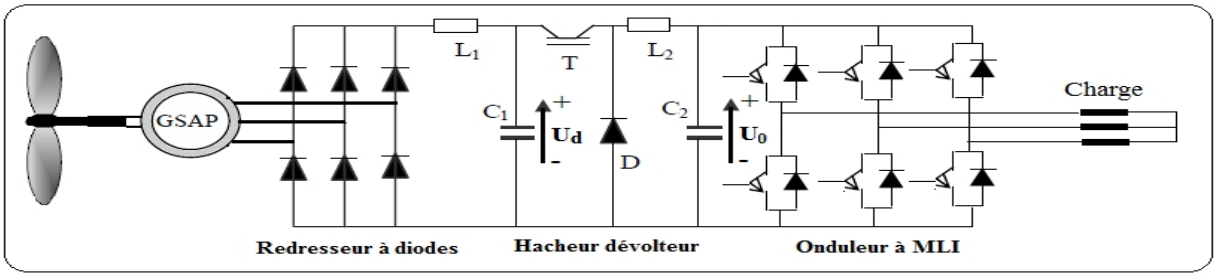


Figure IV.18. Association (redresseur à diodes et hacheur) avec GSAP.

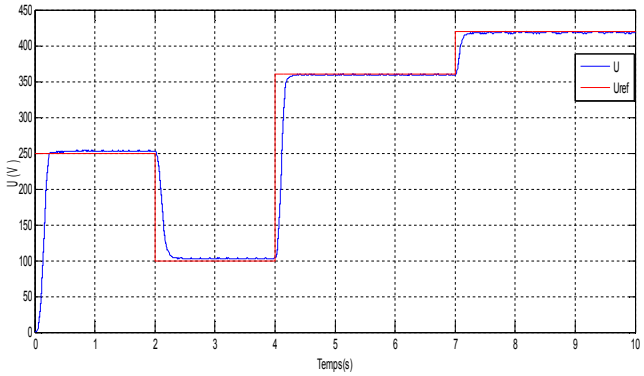


Figure IV.19. Tension de sortie du hacheur.

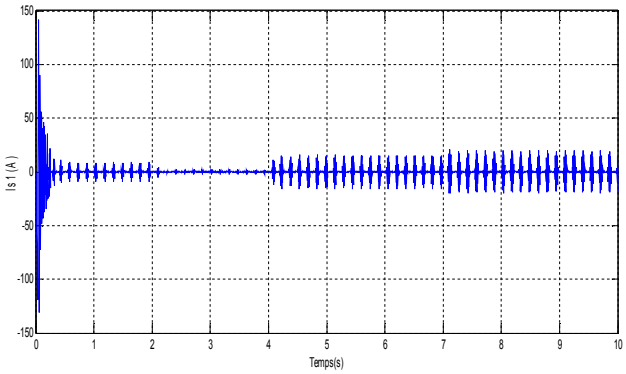


Figure IV.20. Courant i_{s1} du GSAP.

L'avantage de cette structure par rapport à la précédente est de pouvoir régler la valeur de la tension continue [41], figure (IV.19), mais les courants délivrés par le GSAP ne sont pas sinusoïdaux, figures (IV.20). Notons que la commande du hacheur est faite selon le mode glissant.

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons élaboré les modèles mathématiques des convertisseurs statiques utilisés dans le système de conversion d'énergie éolienne. Ensuite, nous avons simulé le modèle de chaque convertisseur. Les résultats obtenus montrent que les courants dans les structures utilisant le redresseur à diode ne sont pas sinusoïdaux, ce qui provoque la dégradation des performances du GSAP et par conséquent toute la chaine éolienne. Pour surmonter cet obstacle, on a fait recours à la structure utilisant le redresseur MLI. Cette dernière structure fera l'objet de notre étude et sera détaillée dans le chapitre suivant.

CHAPITRE.V

MODÉLISATION ET COMMANDE DE LA CHAINE ÉOLIENNE GLOBALE

V.1. Introduction

Le présent chapitre traite la commande de l'ensemble de la chaîne de conversion éolienne connectée au réseau. On va présenter une structure globale de cette chaîne avec une modélisation des différentes commandes, une simulation comportementale du système complet sur le plan électrique et énergétique. Ensuite, on va valider le modèle analytique de la chaîne, puis effectuer des tests de variation et de modification des paramètres pour voir leurs effets sur la sensibilité de la commande d'une part, et sur les performances de la chaine et la puissance injectée au réseau d'autre part. Pour cela, des commandes ont été élaborées pour transmettre le maximum d'énergie du vent au réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire.

V.2. Etat de l'art des topologies des convertisseurs utilisés

Grâce au développement très rapide de l'électronique de puissance, offrant à la fois, un bon compromis entre la qualité de puissance et le coût, le domaine de l'énergie éolienne a connu une large utilisation des convertisseurs de puissance. Plusieurs structures de conversion de l'énergie électrique fournie par le générateur éolienne à vitesse variable peuvent être utilisées dans le but d'avoir une tension de fréquence et amplitude constantes du coté réseau. Ces structures sont basées sur des dispositifs électroniques et se sont caractérisées par leurs performances et inconvénients sur les plans techniques et économique [44]. Selon la topologie des convertisseurs utilisés, on peut décrire les structures couramment utilisées dans les chaînes de conversion d'énergie dédiées aux aérogénérateurs synchrones à aimants permanents (Figure V.1).

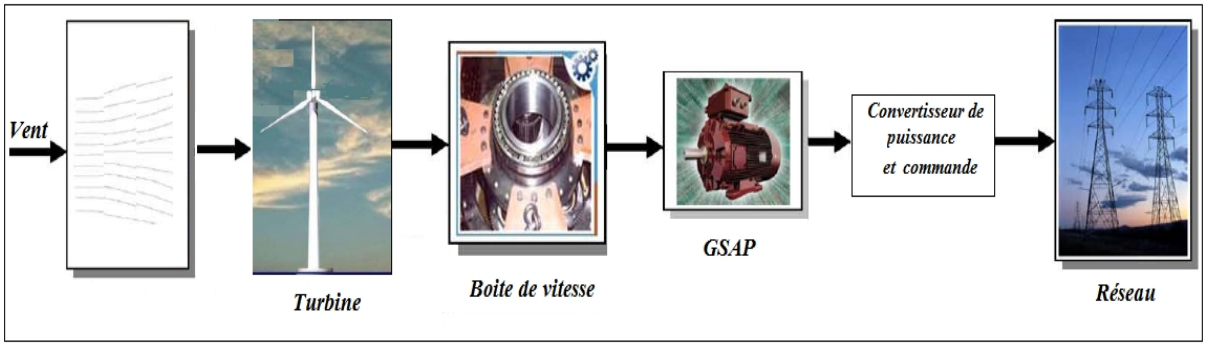


Figure V.1. Exemple d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne

V.2.1. Alimentation utilisant un redresseur à diodes et onduleur contrôlé par MLI

Le redresseur à diodes est placé dans cette topologie entre le bus continu et le générateur, et un onduleur à fréquence fixe contrôlé par MLI est placé entre le bus continu et le réseau de distribution (Figure V.2).

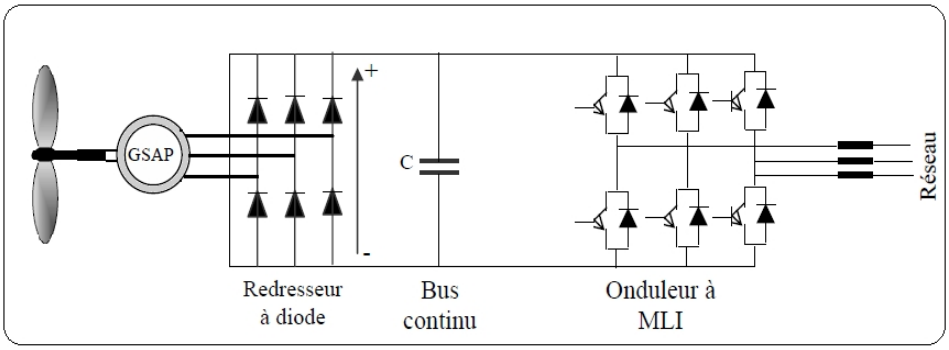


Figure V.2. Alimentation avec un redresseur à diodes.

Dans le souci de réduction des coûts, le pont de diodes, peu onéreux, semble attractif dans les faibles puissances à condition que les performances énergétiques ne soient pas trop dégradées, puisque le redresseur à diode absorbe des courants non sinusoïdaux et deviennent impulsionnels notamment pour les grandes valeurs de capacité de filtrage (voir chapitre IV), [26]. Comme le redresseur à diodes n'est pas réversible, la puissance transitée entre le générateur et le bus continu est donc unidirectionnelle, et le générateur ne peut donc être que freinée. Cela limite fortement le réglage de la vitesse du générateur et donc la possibilité d'extraire de la puissance maximale [3].

V.2.2. Alimentation utilisant un redresseur à thyristors

Pour ce type de redresseur commandé à base de thyristors, (Figure. V.3), il est nécessaire que l'amplitude de la tension à vide entre phases de la machine à vitesse minimale soit supérieure ou égale à la tension maximale de la charge [25]. Pour des valeurs élevées de l'angle de retard à l'allumage, le taux d'ondulation de la tension en sortie du pont conduirait ainsi à des valeurs importantes de l'ondulation du courant fourni à la charge. Cela nécessite donc l'utilisation d'une inductance de lissage de valeur élevée pour que le taux d'ondulation du courant soit acceptable, ce qui augmente le volume du dispositif. De plus, le retard à l'allumage des thyristors entraîne la diminution du facteur de puissance interne de la machine, ce qui accroît les pertes Joule [25].

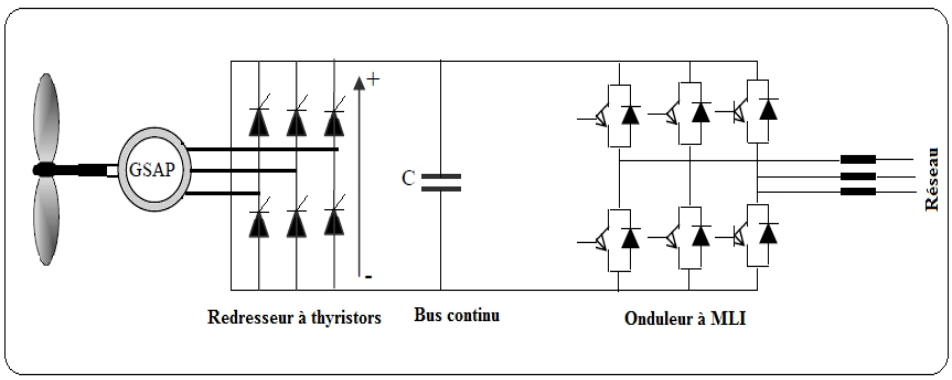


Figure V.3. Alimentation avec un redresseur à thyristor.

V.2.3. Alimentation utilisant un pont redresseur triphasé à diodes avec un hacheur dévolteur

La figure (V.4) représente la structure d'un pont redresseur triphasé à diodes associé à un hacheur dévolteur à transistor [26].

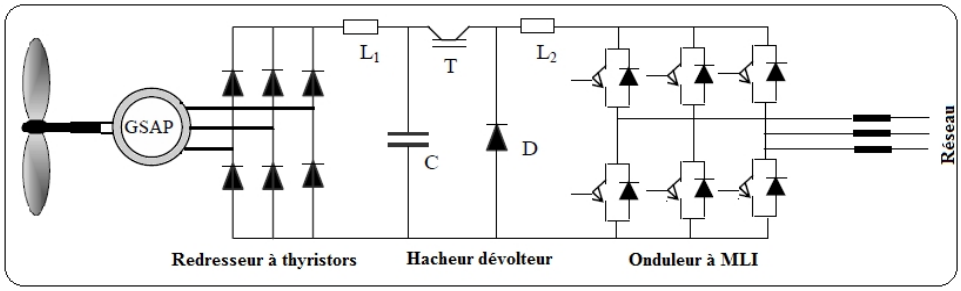


Figure V.4. Structure à pont à diodes triphasé associé à un hacheur dévolteur.

Cette philosophie consiste à optimiser la puissance côté continue en associant un convertisseur DC/DC à un redresseur à diodes. Par ce procédé, la puissance éolienne peut être indirectement contrôlée par un contrôle du courant de sortie du hacheur, dans le cas d'un dévolteur, et du courant d'entrée pour un survolteur [26], [44]. Compte tenu de la présence obligatoire d'un élément de stockage capacitif 'C' pour le hacheur, cette structure présente l'inconvénient de la nécessité d'utiliser deux inductances de lissage (L_1) et (L_2) de valeur assez grande pour limiter la fréquence de découpage du transistor (T) du hacheur dévolteur et limiter le taux d'ondulation du courant de sortie à une valeur raisonnable ; par conséquent la diminution de la fiabilité du dispositif et obligeant à utiliser des modes de refroidissement plus efficaces, aussi l'augmentation de l'encombrement et le cout. Enfin, un autre inconvénient réside dans le fait que cette structure n'est pas réversible, [26], [46].

V.2.4. Alimentation utilisant un redresseur commandé à IGPT à structure tension

La figure (V.5) représente le système de conversion de l'énergie éolienne qui sera utilisé, il se compose, d'une turbine éolienne tripale couplée directement (sans boite vitesse) à un générateur synchrone à aimants permanents, un convertisseur (redresseur) MLI_1 relié à travers un bus continu avec un onduleur de tension triphasé à commande MLI_2, et une connexion au réseau via un filtre.

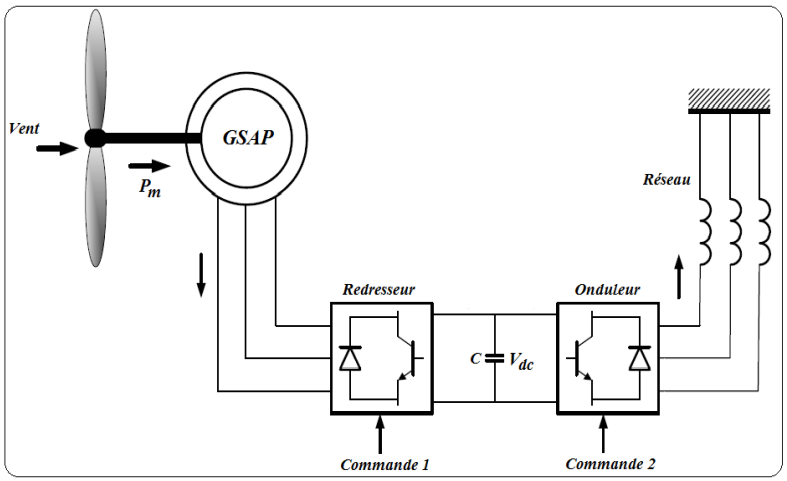


Figure V.5. Schéma de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base du GSAP.

Cette structure est très performante et avantageuse par rapport aux structures qui utilisent la boite de vitesse et le redresseur à diode, et celles qui utilisent un transformateur entre l'onduleur et le réseau, car la boite de vitesse dégrade le rendement et la fiabilité du système d'un coté, et augmente le coût et engendre le bruit d'autre part. Aussi, l'utilisation du redresseur à diode engendre des perturbations du couple puisque il absorbe des courants impulsionnels. L'utilisation de transformateur aussi dégrade le rendement et augmente le coût et le volume du système [18].

Le convertisseur MLI_1 est un redresseur triphasé totalement commandé par MLI. Ce choix est justifié par le fait qu'il peut offrir un contrôle total de la puissance instantanée avec la possibilité de la réversibilité, et l'absorption sinusoïdale du courant. Par un autopilotage de la machine synchrone, il peut contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple électromagnétique et la vitesse du générateur. Le choix du GSAP est fait à cause de ses bonnes performances (temps de réponse, rendement,…etc.) qui seront analysées.

Dans notre cas, l'alimentation est un convertisseur constitué de trois étages, un redresseur connecté au réseau, un filtre qui permet de réduire les ondulations du courant et un onduleur de tension commandé par MLI_2, il permet de contrôler la tension du bus continu et les puissances actives et réactives échangées avec le réseau, et d'avoir des courants injectés au réseau à fréquences adéquates [25]. Le contrôle du convertisseur MLI_2 est identique à celui du convertisseur MLI_1.

V.3. Commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base du GSAP

Dans le chapitre III nous avons défini la dépendance de la puissance électrique fournie et sa fréquence à la puissance mécanique fournie. Pour injecter cette puissance au réseau on a utilisé un redresseur commandé qui rend la tension continue (fréquence nulle), avec association à l'onduleur qui nous permet de contrôler l'amplitude de la tension et la fréquence, il s'agit d'un découplage électrique entre la machine et le réseau, ce qui permet un bon contrôle de l'algorithme d'extraction du maximum de puissance.

V.3.1. Commande vectorielle du générateur synchrone à aimants permanents

Les trois fonctions de la commande du **GSAP** sont illustrées sur la figure (V.6):

1- Algorithme d'extraction du maximum de puissance.

2- Commande vectorielle du GSAP.

3- Contrôle du redresseur MLI_1.

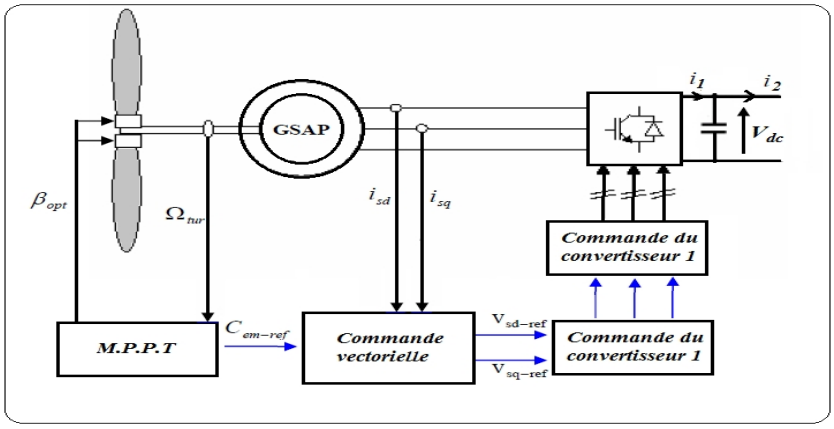


Figure V.6. Commande du générateur synchrone à aimants permanents.

Les techniques d'extraction du maximum de puissance (détaillées dans le 2éme chapitre) permettent de piloter le générateur synchrone en imposant un couple de référence correspond à la vitesse optimale. La commande vectorielle du GSAP permet d'appliquer les tensions de réglage nécessaires à ces bornes pour avoir le couple demandé [6].

La commande du convertisseur détermine les signaux nécessaires du redresseur MLI1.

Dans ce qui suit, nous présentons d'abord, le principe de la commande vectorielle. Après cela, nous décrirons la commande en couple en contrôlant le courant et nous étudierons l'asservissement de vitesse en employant un correcteur classique. Ces études sont menées par un développement théorique et une validation par simulation numérique avec la chaine globale.

V.3.1.1. *Principe de la commande vectorielle du GSAP*

La commande vectorielle est l'une des méthodes de commande appliquée aux machines alternatives. Elle est basée sur l'élimination du couplage entre l'inducteur et l'induit en dissociant le courant statorique en deux composantes de Park (i_{sd} et i_{sq}) en quadrature dans un référentiel lié au champs tournant de façon que l'une des composantes (i_{sq}) commande le couple et l'autre (i_{sd}) commande le flux, donc à maîtriser les grandeurs (i_{sd} et i_{sq}) en agissant directement sur les tensions V_{sd} et V_{sq}, ce qui permet d'obtenir un fonctionnement comparable à celui d'une machine à courant continu, à excitation séparée [30], [33], [48].

Comme nous avons vu dans le chapitre III, le modèle de la machine synchrone à aimants permanents dans le repère de Park est donné par les équations différentielles suivantes [50]:

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s . i_{ds} + L_d \dfrac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega . \varphi_{qs} . \\ v_{qs} = R_s . i_{qs} + L_q \dfrac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega . \varphi_{ds} . \end{cases} \quad (V.1)$$

Avec :

$$\begin{cases} \varphi_d = L_d * i_{ds} + \varphi_f . \\ \varphi_q = L_q * i_{qs} \end{cases} \quad (V.2)$$

L'expression du couple électromagnétique est donnée par:

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \left[\left(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds} \right) \right] \quad (V.3)$$

Pour une machine synchrone à pôles lisses on a:

$$L_{ds} = L_{qs} = L_s \quad (V.4)$$

En passant à la forme complexe on a :

$$\overline{v_s} = R_s \overline{i_s} + L_s \frac{d\overline{i_s}}{dt} + j(\omega \overline{\varphi}) \quad (V.5)$$

À vide, les courants sont nuls:

$$i_s = i_{ds} = i_{qs} = 0 \quad (V.6)$$

Donc:

$$\overline{v_s} = j\,(\omega\overline{\varphi}) \tag{V.7}$$

Et

$$\varphi = \varphi_{sd} = \varphi_f \tag{V.8}$$

$$\overline{v} = \overline{E_0} = \overline{v_{sq}} \tag{V.9}$$

Alors:

La force électromotrice du générateur est donnée par :

$$E_0 = \omega\varphi_f \qquad p.\Omega.\varphi_f \tag{V.10}$$

Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à la machine synchrone, celle qui consiste à imposer une référence du courant direct I_{ds} à zéro est la plus répandue. Ce choix est justifié dans le but d'éviter la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction d'armature selon l'axe d [47].

Donc l'expression du couple électromagnétique devient:

$$C_{em} = \frac{2}{3}.p.\varphi_f.i_{qs} = K_T.i_{qs} \tag{V.11}$$

Avec :

$$K_T = p.\ \varphi_f\ .i_{qs} \tag{V.12}$$

L'équation précédente montre que le flux rotorique est totalement orienté selon l'axe 'q', il est donc possible de réguler le couple électromagnétique en contrôlant le courant i_{sq} tandis que le courant i_{sd} est asservi à zéro, ce qui donne l'avantage de la minimisation des pertes Joules à couple donné, celles-ci étant proportionnelles au courant efficace, nous amènent à minimiser $I_{ds}^2 + I_{ds}^2 = I_{ds}^2$ à couple voulu (équation III.28).

La spécificité de cette commande fait que l'angle entre le vecteur force électromotrice E_0 et le vecteur de courant I_s est nul. Alors, le facteur de puissance (cosγ) n'est jamais parfaitement unitaire mais reste proche de un, figure (V.7).

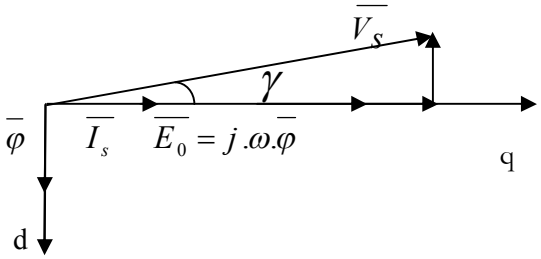


Figure V.7. Position du vecteur flux et tension

V.3.1.2. *Synthèse des correcteurs*

Dans un premier temps, On propose de mettre en œuvre des régulateurs de type PI dans la structure de commande. Les équations du modèle mathématique de la machine synchrone à aimants

permanents peuvent être écrites par la forme :

$$\begin{aligned} V_{ds}(S) &= R_s.I_{ds}(S) + S.L_s.I_{ds}(S) - \omega.\varphi_{qs}(S) \\ V_{qs}(S) &= R_s.I_{qs}(S) + S.L_s.I_{qs}(S) + \omega.\varphi_{ds}(S) \end{aligned} \quad (V.13)$$

On mit les termes de couplage

$$e_{dq} = \omega.\ \varphi_{dqs} \quad (V.14)$$

Nous rappelons que ces termes de couplage sont considérés comme des perturbations mesurables. La fonction de transfert de la machine synchrone à aimants permanents peut s'écrire sous la forme :

$$G_s(S) = \frac{1}{R_s + S.L_s} = \frac{1}{R_s}.\frac{1}{1+T_e.S} \quad (V.15)$$

$$G_s(S) = \frac{I_{d,qs}(S)}{V_{d,qs}(S) + E_{d,q}(S)} \quad (V.16)$$

Avec la constante de temps électrique:

$$T_e = \frac{L_s}{R_s} \quad (V.17)$$

La figure (V.8) présente la boucle de régulation sous forme d'un schéma :

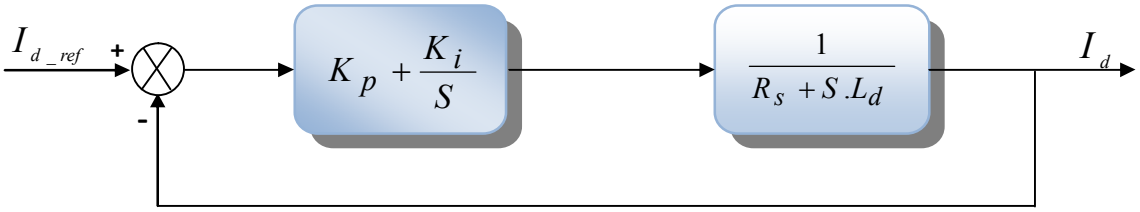


Figure V.8. Boucle de régulation du courant.

La fonction de transfert en boucle ouverte est donnée par:

$$G_0(S) = \frac{K_i}{S}\left(1 + \frac{K_p}{K_i}.S\right) = \frac{1}{R_s}.\frac{1}{1+T_e.S} \quad (V.18)$$

Avec les constantes de temps sont égales à :

$$T_0 = T_e = \frac{K_p}{K_i} \quad (V.19)$$

Les paramètres du régulateur sont déterminés par la méthode de la compensation du pôle en boucle ouverte.

En boucle fermée, la fonction de transfert devient :

$$G_{cl}(S) = \frac{G_0(S)}{1+G_0(S)} = \frac{1}{1+\frac{R_s}{K_i}.S} = \frac{1}{1+T_f.S} \quad (V.20)$$

En boucle fermée la constante de temps T_f est donc égale à:

$$T_f = \frac{R_s}{K_i} \tag{V.21}$$

Alors:

$$K_i = \frac{R_s}{T_f} \tag{V.22}$$

D'après les expressions précédentes, le coefficient proportionnel K_p du régulateur est égal:

$$K_p = \frac{L_s}{T_f} \tag{V.23}$$

La figure (V.9) illustre les boucles de régulation de courants et le découplage des tensions.

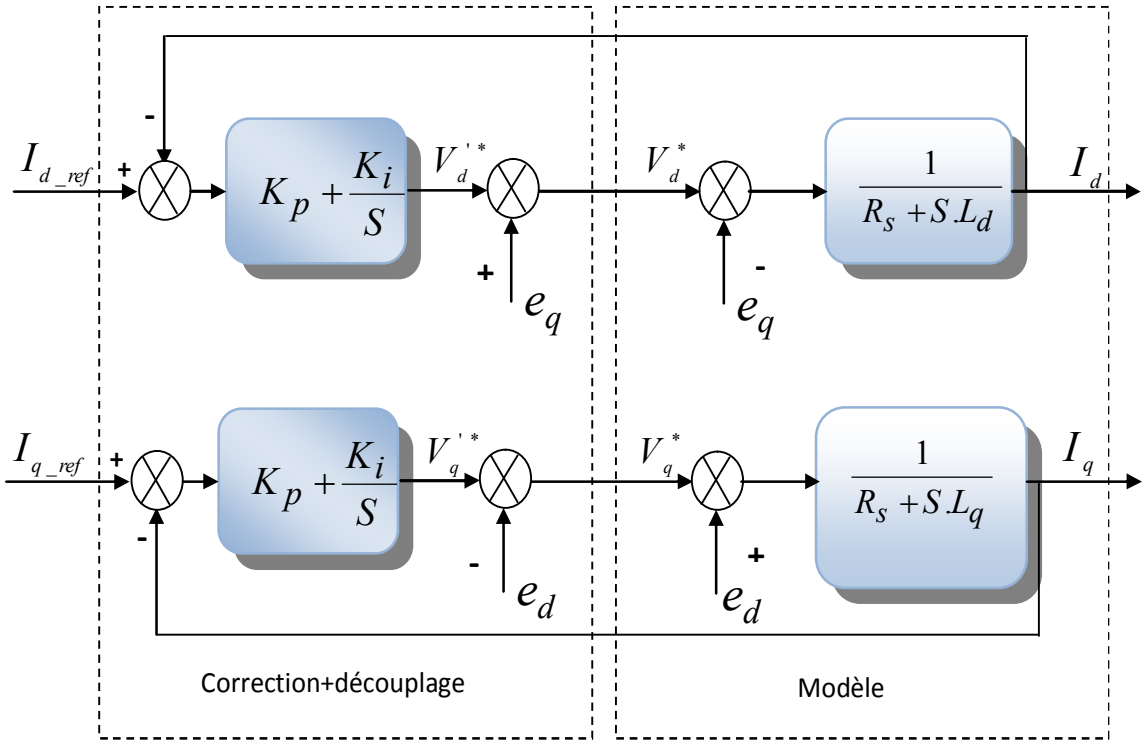


Figure V.9. Boucles de régulation de courants et le découplage des tensions.

Les courants de références sont obtenus à partir de la boucle de régulation de vitesse qui est traitée dans la partie suivante.

V.3.1.3. *Commande en vitesse du GSAP :*

Pour chaque vitesse du vent, il existe une vitesse de rotation optimale qui correspond à la valeur optimale du coefficient de puissance $C_{p\text{-}opt}$ et donc à la puissance maximale. Les éoliennes à vitesse variable, présentent l'avantage d'imposer leur vitesse à celle du vent. L'imposition de la vitesse optimale nécessite la mise en œuvre d'une stratégie de commande de la cascade GSAP-Redresseur MLI_1. La structure de commande en vitesse du GSAP consiste à comparer et réguler la vitesse de ce dernier à la vitesse de référence (optimale) pour obtenir un couple de référence puis un courant de

référence. Il s'agit d'un contrôle des trois courants des phases du GSAP pour générer la commande au redresseur MLI_1.

L'équation (V.11) montre la possibilité de réguler le couple électromagnétique à un couple de référence en contrôlant le courant i_{qs}, ce dernier est assuré par le régulateur de vitesse à la vitesse de référence. Afin de régler la vitesse du dispositif, nous devons imposer le couple électromagnétique adéquat (équation (III.34)), pour cela, nous contrôlons l'évolution des courants débités par la machine par le redresseur MLI_1.

A. *Calcul du régulateur de vitesse :*

Le réglage de la vitesse est assuré par un correcteur 'PI' permettant d'optimiser les performances du système comme on a vu dans le 2éme chapitre. La dynamique du système est régie par une équation différentielle du premier ordre, définie par:

$$C_g - C_{em} = \Delta C \quad f = \Omega + J\frac{d\Omega}{dt} \Rightarrow \frac{\Omega}{\Delta C} = \frac{1}{f + J.S} \tag{V.24}$$

Le schéma fonctionnel du régulateur de vitesse est le suivant (Figure V.10) :

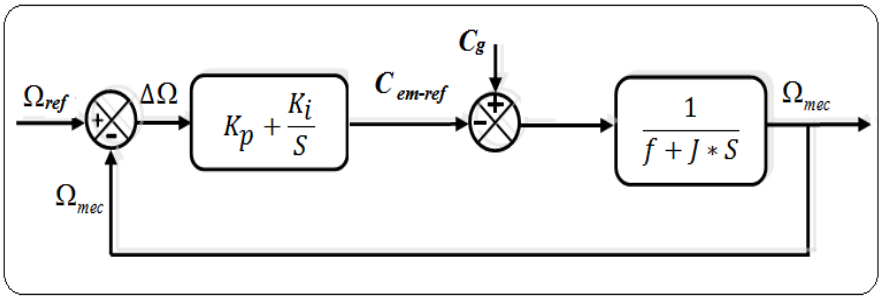


Figure V.10. Schéma bloc de la boucle d'asservissement de vitesse.

En mode générateur le couple électromagnétique présente un couple résistant au couple d'entrainement éolien (contrairement au fonctionnement moteur). La présence d'intégrateur annule l'erreur statique, à la fin, de ce fait, on suppose que le couple d'entrainement éolien 'C_g ' comme étant une perturbation parce qu'il sera compenser par l'action intégrale.

Le temps de réponse doit être choisi d'une façon qu'il ne soit pas lent pour ne pas retarder le système, et n'est pas inférieur à une valeur limite, afin de conserver les courants dans la machine inferieurs à ceux nominaux. Alors, en choisissant le coefficient d'amortissement à « 0,7 », ainsi que, la pulsation propre 'ω_n' de sorte qu'elle soit adaptée au système global (en prenant en compte l'effet de l'inertie du système), [38]. On trouve finalement les expressions des gains du régulateur de vitesse comme suit (voire annexe *A*):

$$K_i = J.\omega_n^2$$

$$K_p = 2.\omega_n.\xi J - f$$

Avec :

- J et f : respectivement l'inertie et le frottement du système.
- ξ (facteur d'amortissement) et ω_n (pulsation propre)

V.3.1.4. *Structure complète de la commande vectorielle du GSAP*

À l'aide des étapes précédentes de la modélisation, on peut construire la structure complète de la commande vectorielle du GSAP, où l'entrée de référence de la commande est le couple de référence C_{em-ref} obtenu à partir de la régulation de la vitesse.

La figure (V.11) illustre la stratégie de la commande vectorielle, elle comporte les boucles de régulation de courants et le découplage des tensions.

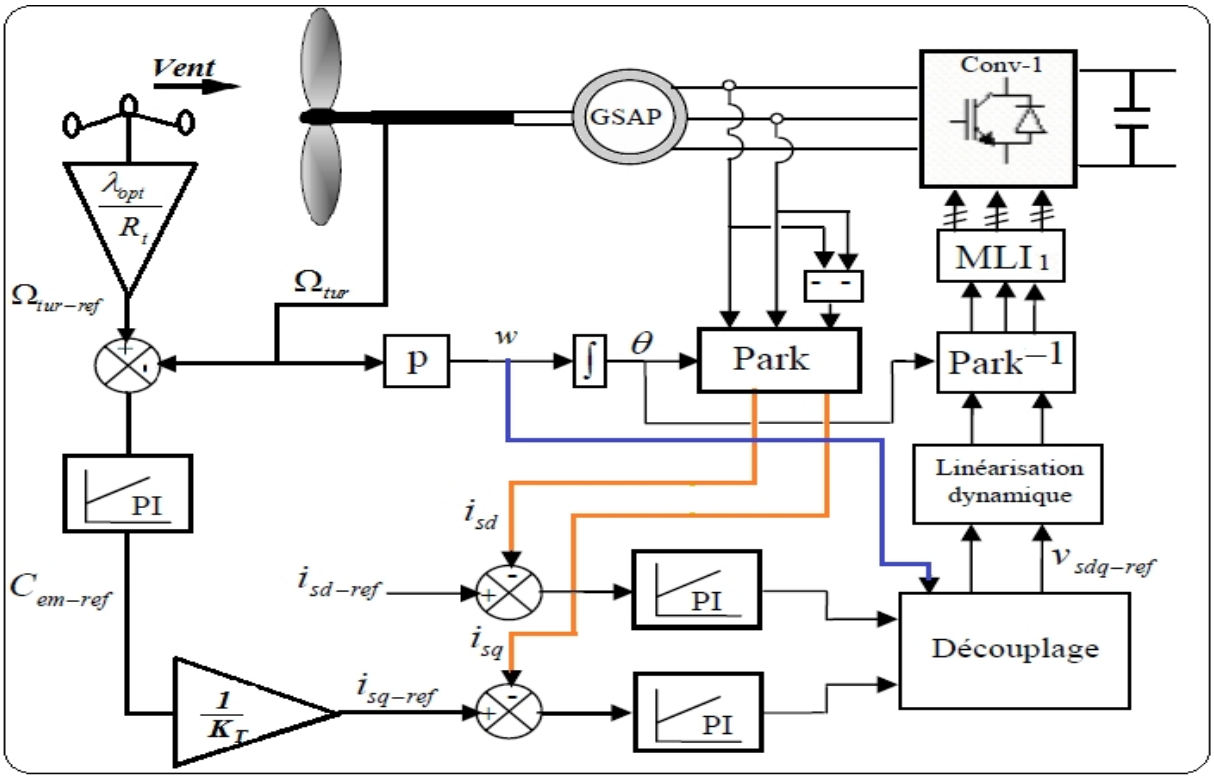


Figure V.11. Schéma complet de la commande vectorielle du GSAP associé au convertisseur MLI_1

Dans le paragraphe suivant, nous donnons l'une des plus importantes conditions limites de la commande en vitesse de la chaîne éolienne.

V.3.2. Conditions de commandabilité

V.3.2.1. *Commandabilité de la machine*

Le redresseur MLI_1 étant de nature survolteur, son bus continu doit être de tension suffisamment haute pour assurer le pilotage du générateur à vitesse (FEM) maximale. L'association machine synchrone – redresseur MLI_1– condensateur, doit satisfaire un niveau de tension du bus continu suffisamment élevé pour que la commande de la machine puisse être réalisée. Dans le cas des fortes valeurs de la vitesse du vent, la tension aux bornes du générateur devient élevée selon la vitesse de rotation (équation(V.25)). Pour simplifier l'analyse, on néglige les pertes et les distorsions dans la machine, ce qui nous permet d'assimiler les forces électromotrices aux tensions de la machine [26].

$$E_{ab}^{max} = \sqrt{3} * p * \varphi_{max} * \Omega \qquad \text{(V.25)}$$

La condition de commandabilité du redresseur définie par la relation suivante: impose le minimum de tension du côté du bus continu en fonction de la tension maximale composée aux bornes de la machine.

$$V_{dc} \geq E_{\text{ab}}^{max} \Rightarrow V_{dc} \geq \sqrt{3}*p*\varphi_{max}*\Omega \tag{V.26}$$

En supposant que le fonctionnement de la chaine est dans le point MPPT, la tension de bus continu minimale, en fonction de la vitesse du vent, peut ainsi être déterminée :

$$V_{dc} \geq \sqrt{3}*p*\varphi_{max}*\frac{\lambda_{opt}*V_1}{R_t} \tag{V.27}$$

Cette tension qui fait l'hypothèse d'un fonctionnement à l'optimum ($\lambda = \lambda_{opt}$) doit être, bien sûr, dimensionnée au-delà de cette valeur calculée, pour avoir une marge de manœuvre dans le cas de dépassements temporaires et pour tenir compte des chutes de tension dans les interrupteurs du convertisseur. On est alors en présence d'une structure qui peut fonctionner correctement seulement si [26] :

$$V_1^{\max} = \sigma . V_{dc} \tag{V.28}$$

$V_1^{\max}$: Vitesse maximale du vent.

σ : Coefficient de proportionnalité.

Le paragraphe suivant, nous donne les conditions limites du convertisseur MLI.

V.3.2.2. *Limites de fonctionnement du convertisseur MLI*

L'obtention de rendement maximal de l'aérogénérateur étudié est conditionnée par le pouvoir de fournir le courant nominal propre à la charge. Néanmoins, le convertisseur MLI obéit à certaines limites dues aux points suivants [11]:

1- Limite maximale du courant: elle dépend du courant nominal du générateur, et le courant admissible du convertisseur MLI.

2- Limite maximale de tension: les courants direct et en quadrature demandés nécessitent une certaine valeur de tension d'armature [11]. Les limites des composantes directe et en quadrature du courant peuvent être donc exprimées en fonction de la tension maximale admissible du convertisseur MLI. La tension maximale du convertisseur $V_{dc\,lim}$ dépend de la tension du bus continu et l'indice de modulation.

En négligeant la résistance statorique R_s, les limites des composantes directe et en quadrature peuvent être données par l'expression suivante [11]:

$$I_{qs}^2 + \left(\frac{E}{X_s} - I_{ds}\right)^2 = \left(\frac{V_{dc\,lim}}{X_s}\right)^2 \tag{V.29}$$

E: la force électromotrice du générateur.

X_s: la réactance du générateur.

Après avoir analysé le coté du vent jusqu'au redresseur, on va analyser le coté réseau à partir du bus continu.

V.3.3. Modélisation de la liaison au réseau

Le système de commande doit répondre aux objectifs suivants:

- ✓ Maintenir une tension constante du bus continu.
- ✓ Assurer un contrôle indépendant des puissances active et réactive circulant entre le convertisseur et le réseau.
- ✓ Assurer une injection des courants sinusoïdaux en phase avec les tensions, ou bien, un facteur de puissance plus proche à l'unité.

V.3.3.1. *Modélisation et régulation du bus continu*

La régulation de la tension du bus continu à pour but de la maintenir à une valeur de référence constante, en contrôlant le processus de chargement et de déchargement du condensateur. Le schéma électrique du bus continu représenté sur la figure (V.12) nous montre que le courant du condensateur est issu d'un nœud où circulent deux courants modulés par chaque convertisseur :

$$i_c = i_1 - i_2 \tag{V.30}$$

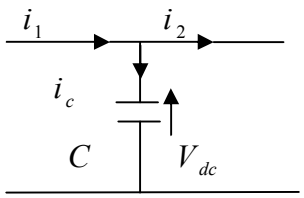


Figure V.12. Schéma électrique du bus continu.

Le bus continu est modélisé par la connaissance de la tension aux bornes du condensateur obtenue en intégrant l'équation différentielle suivante [43]:

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C}.i_c \tag{V.31}$$

$$V_{dc} = \int \frac{dV_{dc}}{dt} + V_{dc}(t_0) \tag{V.32}$$

Où $V_{dc}(t_0)$: la valeur initiale de la tension à l'instant t_0.

- ➢ i_c : courant dans le condensateur.
- ➢ V_{dc}: tension du bus continu.
- ➢ C : valeur de la capacité.
- ➢ i_1 : courant modulé par le convertisseur du côté de la machine.
- ➢ i_2 : courant modulé par le convertisseur du côté du réseau.

Dans le domaine de Laplace, l'équation précédente devient :

$$V_{dc} = \frac{1}{C.S}.i_c \tag{V.33}$$

D'où, la boucle de régulation de V_{dc} dotée d'un correcteur PI est montrée sur la figure (V.13).

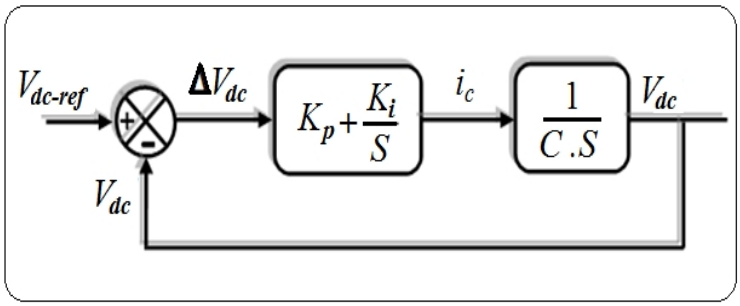


Figure V.13. Boucle d'asservissement de la tension du bus continu.

Le calcul des paramètres des régulateurs sera déduit de la FTBF G_{cl}:

$$G_{cl} = \frac{K_p.S + K_i}{C.S^2 + K_p.S + K_i} = \frac{K_i}{C.S^2 + K_p.S + K_i} + \frac{K_p.S}{C.S^2 + K_p.S + K_i} \approx \frac{K_i}{C.S^2 + K_p.S + K_i} \quad (V.34)$$

Pour t >>

$$\frac{K_p.S}{C.S^2 + K_p.S + K_i} = 0 \quad (V.35)$$

La réponse indicielle du deuxième terme, tend à s'annuler après un régime transitoire parce que la décomposition partielle d'un tel polynôme est la somme de deux polynômes de premier ordre, qui tendent à s'annuler avec une constante du temps égale à la valeur du pôle (doit être négative) « $\tau_i = P_i$ »

$$\frac{A.S}{C.S^2 + K_p.S + K_i} = \frac{A_1}{S + P_1} + \frac{A_2}{S + P_2} \quad (V.36)$$

Le calcul des paramètres du régulateur sera fait en comparant la FTBF avec celle d'un deuxième ordre sans zéro (Annexe A).

$$G_{cl} = \frac{\frac{K_i}{C}}{S^2 + \left(\frac{K_p}{C}\right).S + \frac{K_i}{C}} > \begin{cases} K_i = C.\omega_n^2 \\ K_p = 2.\xi.C.\omega_n^2 \end{cases} \quad (V.37)$$

Après avoir régulé la tension du bus continu, la puissance électromagnétique extraite du vent, doit être injectée au réseau via l'onduleur auquel il est connecté.

V.4. Injection de la puissance au réseau

L'injection de la puissance électromagnétique extraite du vent est assistée par l'onduleur de tension triphasé qui assure la phase d'injection par les deux tâches suivantes :

✓ Maintenir la tension du bus continu constante en contrôlant la puissance transitée vers le réseau via l'onduleur de tension.

✓ Commander les interrupteurs statiques afin d'injecter la puissance de référence (puissance électromagnétique en retranchant celle du condensateur) au réseau, avec un facteur de puissance plus proche de l'unité.

En négligeant les pertes dans le stator du GSAP, ainsi que dans le redresseur MLI_1, donc la puissance à l'entrée du bus continu est égale à la puissance électromagnétique au niveau de l'entrefer du GSAP. La puissance de référence injectée au réseau, est calculée en soustrayant la puissance électromagnétique de celle du condensateur :

$$P_g = P_{réf} \quad P_{em} - P_{dc} \quad C_{em} . \Omega - V_{dc} . i_{moy-ref} \tag{V.38}$$

La puissance injectée est le produit du courant et de la tension, comme la tension est imposée par le réseau, le contrôle de la puissance électromagnétique revient au contrôle des courants injectés au réseau.

Les puissances active et réactive dans le repère de Park sont données par [11], [49], [50]:

$$\begin{cases} P_{réf} = V_{g-d} . I_{d_ref} + V_{g-q} . I_{q_ref} \\ Q_{réf} = V_{g-q} . I_{d_ref} - V_{g-d} . I_{q_ref} \end{cases} \tag{V.39}$$

Par inversion de ces relations, il est alors possible d'imposer des références pour la puissance active et la puissance réactive en imposant les courants de références suivants:

$$\begin{cases} I_{d_ref} = \dfrac{P_{réf} V_{g-d} + Q_{réf} V_{g-q}}{V_{g-d}^2 + V_{g-q}^2} \\ I_{q_ref} = \dfrac{P_{réf} V_{g-q} - Q_{réf} V_{g-d}}{V_{g-d}^2 + V_{g-q}^2} \end{cases} \tag{V.40}$$

En injectant la puissance électromagnétique sous forme de puissance active seulement, les courants de référence seront :

$$Q = 0 \Rightarrow \begin{cases} I_{d_ref} = \dfrac{P_{réf} V_{g-d}}{V_{g-d}^2 + V_{g-q}^2} \\ I_{q_ref} = \dfrac{P_{réf} V_{g-q}}{V_{g-d}^2 + V_{g-q}^2} \end{cases} \tag{V.41}$$

En transformant les courants de référence : I_{d_ref}, I_{q_ref} au courants réels $I_{a_ref}, I_{b_ref}, I_{c_ref}$ par la transformation inverse de Park, nous aboutirons à générer les signaux de commande de l'onduleur de tension par la commande MLI_2. Le schéma suivant illustre la commande du système global d'injection.

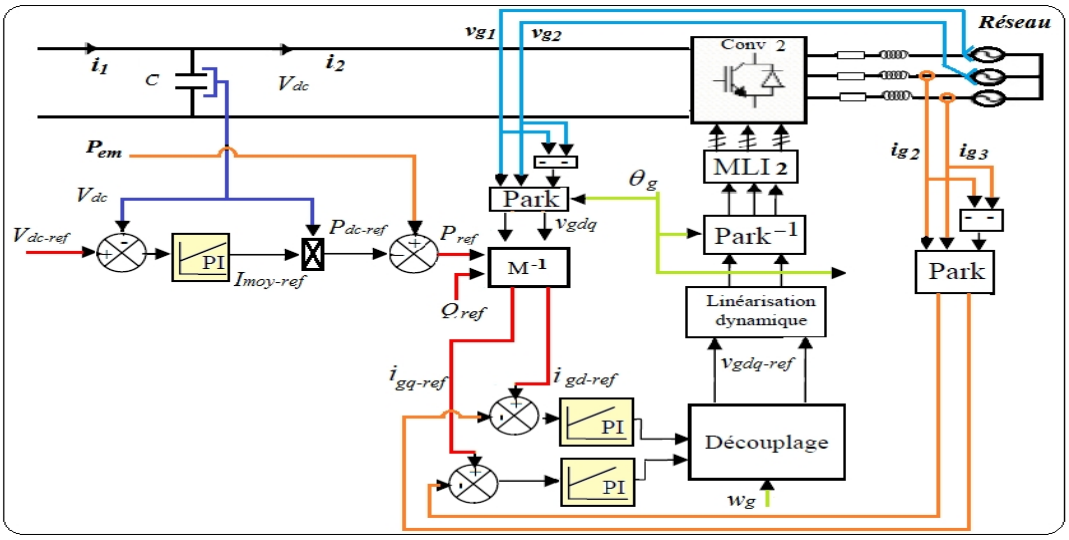


Figure V.14. Schéma bloc de commande du processus d'injection.

La valeur de la tension du bus continu, du condensateur (condensateur du bus continu) et de l'inductance de couplage, doivent être choisies précisément en fonction de quelques paramètres que nous allons détailler dans la prochaine partie.

V.4.1. Choix des éléments caractéristiques du convertisseur côté réseau

Afin de réduire le coût, d'éviter beaucoup de problèmes de commande et d'atteindre de très bonnes performances dans la qualité de la puissance injectée, la première étape dans la conception de l'onduleur, qui permet l'injection au réseau, est de sélectionner ses paramètres adéquats [51]:

- Valeur de la tension du bus continu.
- Valeur de l'inductance de couplage au réseau.

V.4.1.1. *Valeur de la tension du bus continu*

Afin d'assurer la commandabilité du courant du convertisseur côté réseau, il faut que la tension du bus continu V_{dc} soit supérieur à la valeur maximale (valeur crête) de la tension composée côté alternatif de l'onduleur et peut être déduite par la relation :

$$m_{\max}\left(\frac{Vdc_ref}{\sqrt{3}}\right) > V_{g_\max} \Rightarrow V_{dc_ref} > \left(\frac{\sqrt{3} * V_{g_\max}}{m_{\max}}\right) \qquad \text{(V.42)}$$

Avec : m_{max} : la valeur maximale du coefficient de réglage

V_{g_max} : la valeur maximale de la tension de phase du réseau

V.4.1.2. *Valeur de l'inductance de couplage au réseau*

La présence des inductances de couplage au réseau est indispensable pour assurer le contrôle des courants injectés par l'onduleur. Ces inductances jouent le rôle de filtre passe bas et limitent l'ondulation du courant à la fréquence de commutation, [52].

Pour cette raison, le calcul de l'inductance de couplage fait intervenir de la fréquence de commutation, l'ondulation maximale admissible du courant et la tension appliquée à ses bornes :

$$\Delta I_{\max} = \frac{V_{dc}}{6.9 * L_f * f_c} \Rightarrow L_f = \frac{V_{dc}}{6.9 * \Delta I_{\max} * f_c} \quad (V.43)$$

ΔI_{Max} :Ondulation du courant maximale admissible.

f_c :Fréquence de la porteuse (de commutation).

Après le choix des éléments du couplage, on passe à la modélisation de filtre.

V.4.2. Modélisation du filtre

V.4.2.1. *Modélisation du filtre dans le repère naturel*

Il s'agit d'un filtre passif série (R_f, L_f) raccordé entre le convertisseur de puissance et le réseau (Figure V.15) pour réduire la propagation des harmoniques dans le réseau électrique [30].

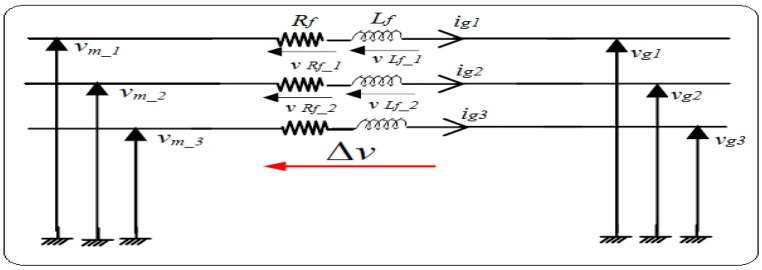


Figure V.15. Schéma électrique du filtre

Les courants traversant le filtre sont obtenus par intégration des tensions aux bornes des bobines:

$$i_{g1} = \int \frac{1}{L} v_{L-1} + i_{g1}(t_0) \quad (V.44)$$

$$i_{g2} = \int \frac{1}{L} v_{L-2} + i_{g2}(t_0) \quad (V.45)$$

$i_{g1}(t_0)$, $i_{g2}(t_0)$ sont respectivement les courants i_{g1} et i_{g2} à l'instant initial.

Le courant dans la troisième phase est déduit à partie des deux premiers :

$$i_{g3} = -\left(i_{g1} + i_{g2}\right) \quad (V.46)$$

Les tensions aux bornes des résistances sont données par :

$$\begin{aligned} v_{R1} &= R_f . i_{g1} \\ v_{R2} &= R_f . i_{g2} \end{aligned} \quad (V.47)$$

Les tensions aux bornes des inductances sont données par :

$$\begin{aligned} v_{L1} &= \Delta v_1 - v_{R1} \\ v_{L2} &= \Delta v_2 - v_{R2} \end{aligned} \quad (V.48)$$

Les tensions aux bornes des bobines peuvent se donner en appliquant la loi des mailles:

$$\begin{aligned} \Delta v_1 &= v_{m-1} - v_{g1} \\ \Delta v_2 &= v_{m-2} - v_{g2} \end{aligned} \quad (V.49)$$

Avec : v_{m-1}, v_{g1} : respectivement tension de coté moteur et coté réseau.

V.4.2.2. *Modélisation du filtre dans le repère de Park*

Les équations différentielles définissant le filtre peuvent être obtenues en regroupant les équations précédentes :

$$\begin{bmatrix} v_{m-1} \\ v_{m-2} \\ v_{m-3} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} i_{g1} \\ i_{g2} \\ i_{g3} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{g1} \\ i_{g2} \\ i_{g3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{g1} \\ v_{g2} \\ v_{g3} \end{bmatrix}. \tag{V.50}$$

L'application de la transformation de Park sur le système d'équations (V.47) nous donne [50]:

$$\begin{cases} v_{md} = R_f * i_{gd} + L_f \dfrac{di_{gd}}{dt} - L_f . \omega_s . i_{gq} + v_{gd} \\ v_{mq} = R_f * i_{gq} + L_f \dfrac{di_{gq}}{dt} + L_f . \omega_s . i_{gd} + v_{gq} \end{cases} \tag{V.51}$$

e_d et e_q sont les tensions de couplage et sont données par :

$$\begin{cases} e_d = L_f . \omega_s . i_{gd} \\ e_q = -L_f . \omega_s . i_{gq} \end{cases} \tag{V.52}$$

La figure (V.16) récapitule le schéma global de la commande de toute la chaine éolienne.

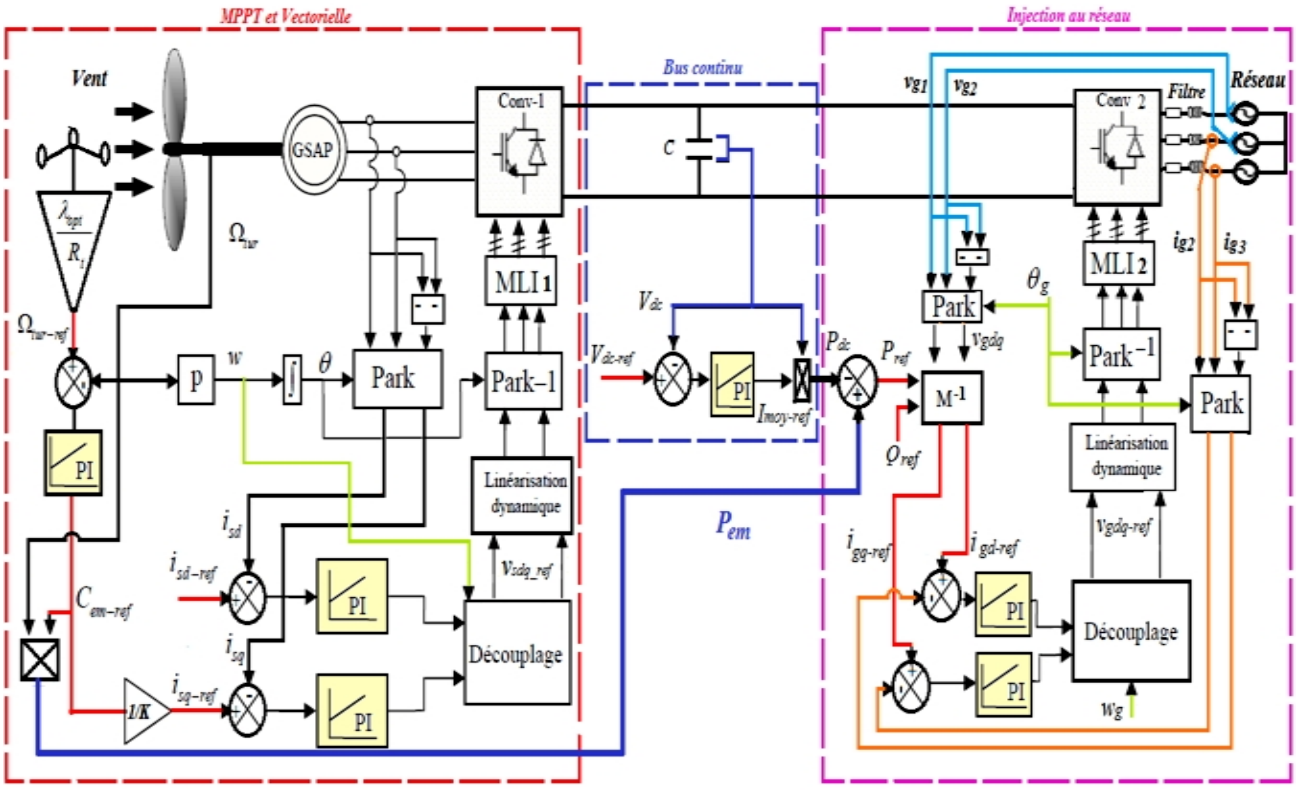


Figure V.16. Schéma global de la commande de l'aérogénérateur à base du GSAP.

On distingue deux parties principales, coté redresseur qui assure la commande vectorielle, et coté onduleur qui fait la régulation de bus continu et assure l'injection de la puissance active (facteur unitaire).

V.5. Résultats de simulation et performances du GSAP dans la chaîne éolienne

Dans cette partie, le fonctionnement de la chaine éolienne complète à base du GSAP a été simulé, en utilisant les paramètres électriques de la machine (voir annexe), la référence de la tension de bus continu est ajustée à 700V, l'injection de la puissance se fait sur un réseau triphasé équilibré de 220V, 50 Hz, nous avons simulé le modèle de profil du vent de la figure (V.17):

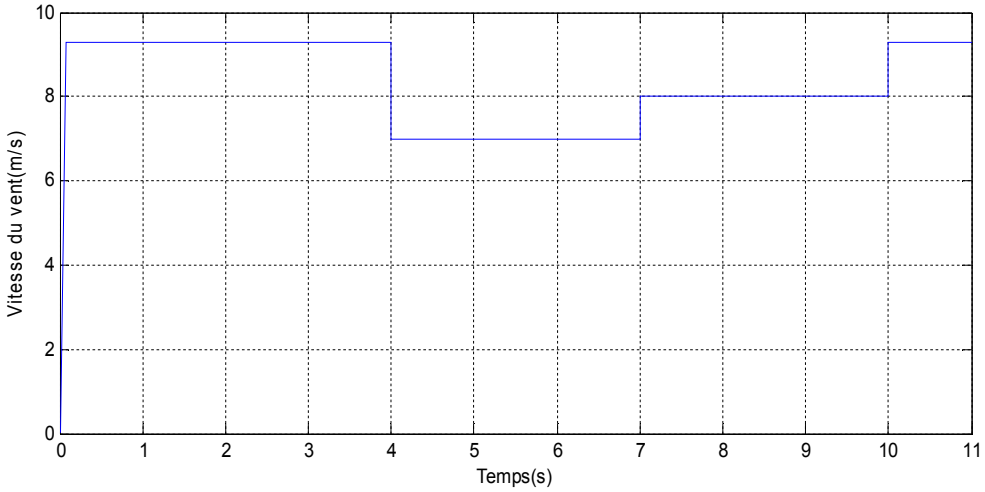


Figure V.17. Profil du vent.

➢ Les variations de la vitesse du vent sont données à la figure (V.17), le vent varie de 0 (m/s) à 9.28 (m/s) à l'instant t=0.08(s) selon une rampe, puis un échelon de 9.28 (m/s) jusqu'à l'instant 4(s) une diminution brusque à 7 (m/s), après ça, le vent prend la valeur 8 à l'instant 7(s) puis il revient à la valeur nominal à 9.28 (m/s) à 10(s).

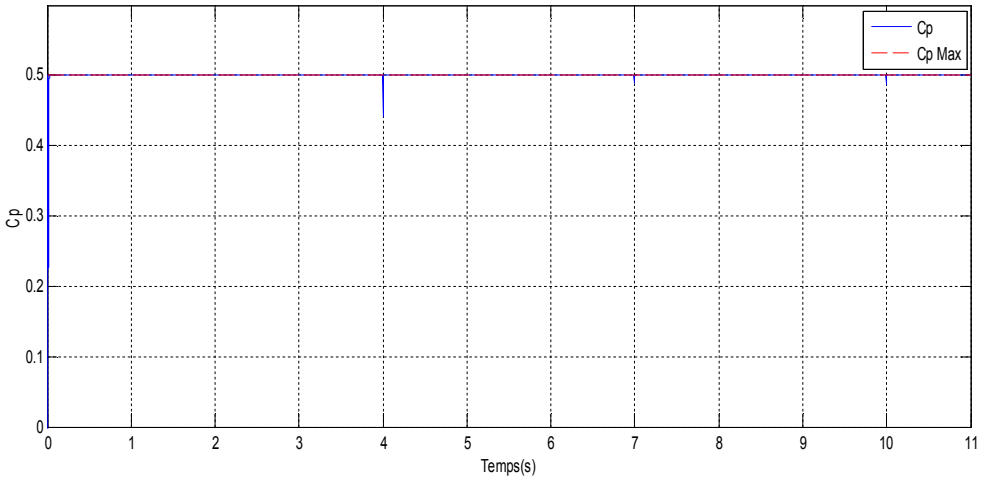


Figure V.18. Coefficient de puissance à sa valeur maximale.

La figure (V.18) montre que le coefficient de puissance est bien ajusté à sa valeur maximale malgré les différentes variations de vitesse du vent ce qui implique que la puissance captée du vent est maximale.

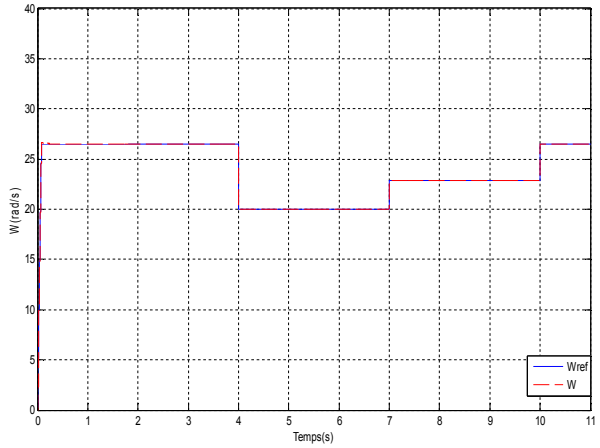


Figure V.19. Vitesse de rotation et vitesse de référence.

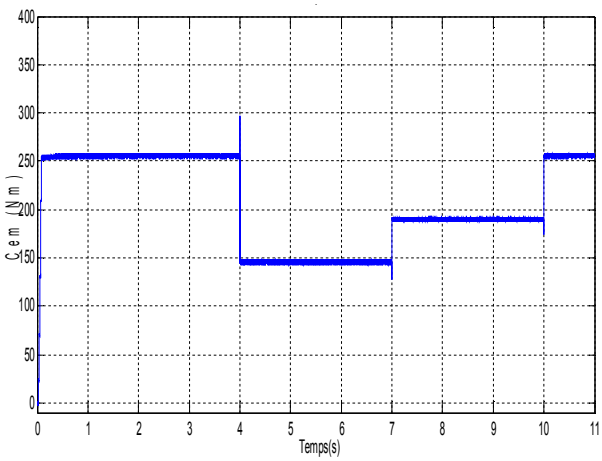


Figure V.20. Couple électromagnétique.

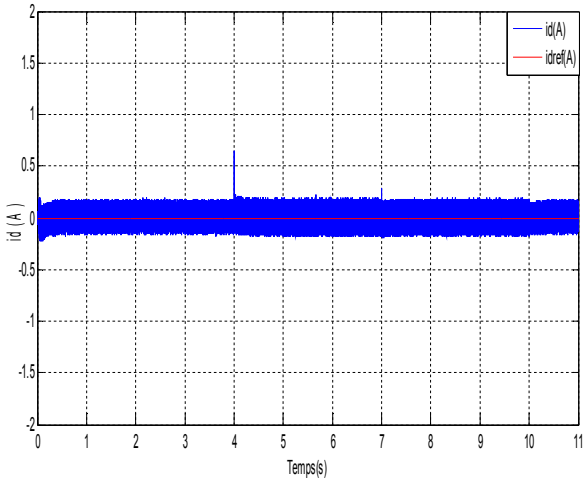


Figure V.21. Courants i_d du GSAP.

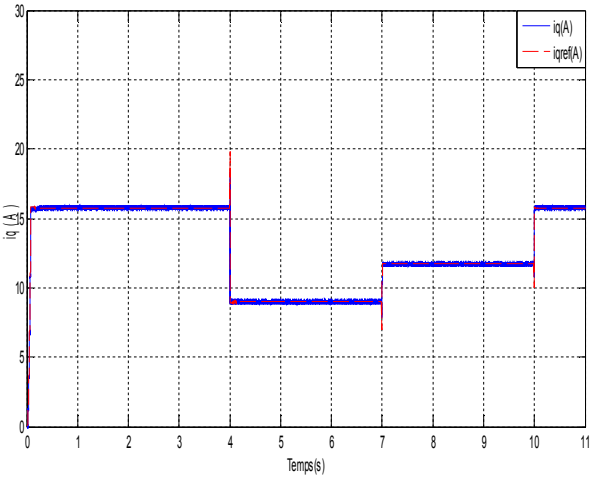


Figure V.22. Courants i_q du GSAP.

➢ Les figures (V.19),(V.20),(V.21) et (V.22) montrent respectivement la vitesse de rotation, le couple électromagnétique (résistant à la turbine) et les courants direct et en cadrature du GSAP, on observe que la vitesse de rotation est totalement confondue avec la vitesse optimale de référence après un très court temps, (figures (V.19)), la réponse de la vitesse du GSAP est presque instantanée pour les différentes variations du vent, grâce à l'absence de bobinage (l'inductance augmente le temps de réponse) au niveau de rotor, ce qui lui rendre performant par rapport aux plusieurs types de générateurs [53] .

Les figures (V.20) et (V.22) ont même allure, montrent que le couple est commandé par le courant i_q, tendis que le courant i_d reste nul (fig. V.21), donc le découplage est assuré et par conséquent un bon fonctionnement de la commande vectorielle. On observe que l'augmentation de la vitesse de rotation est suivie par une diminution du courant i_q et le couple (t=7s, t=10s), alors qu'une diminution de la vitesse de rotation est accompagnée d'une augmentation du courant i_q et le couple (t=4s), ce qui vérifie l'équation (III.34).

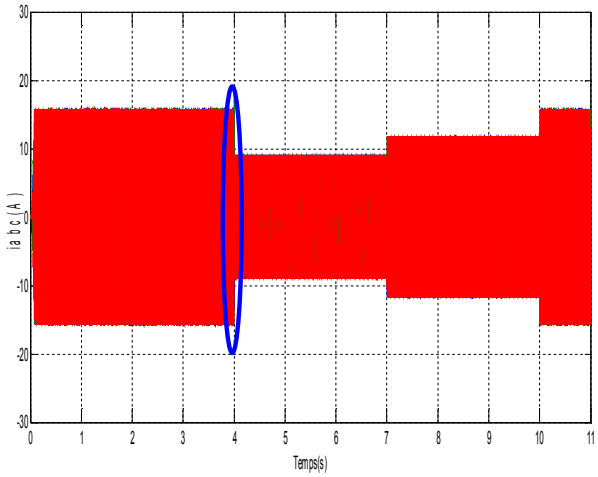


Figure V.23. Courants du GSAP.

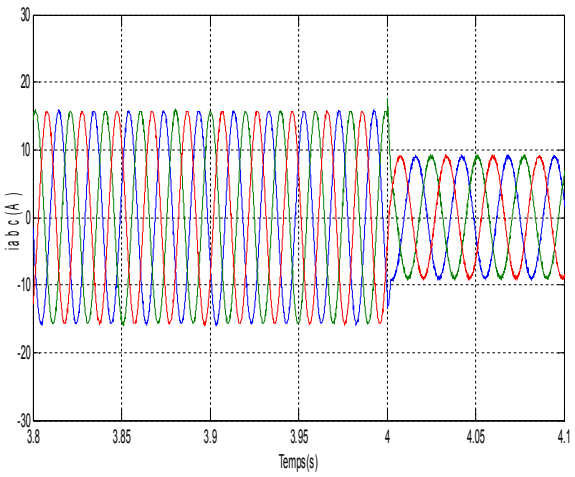


Figure V.24. Zoom des courants du GSAP.

➢ Les figures (V.23),(V.24) représentent les trois courants de la machine synchrone à aimants permanents, on remarque que l'amplitude ainsi que la fréquence de ces courant s'adaptent suite à la variation de la vitesse du vent (ils sont proportionnels), à cause de la variation de puissance éolienne et la vitesse de rotation, voire (CH.III.3.2.4) . Les courants du GSAP sont sinusoïdaux grâce au redresseur MLI_1, ce qui donne un bon rendement par rapport à redresseur à diode, (CH.IV.4).

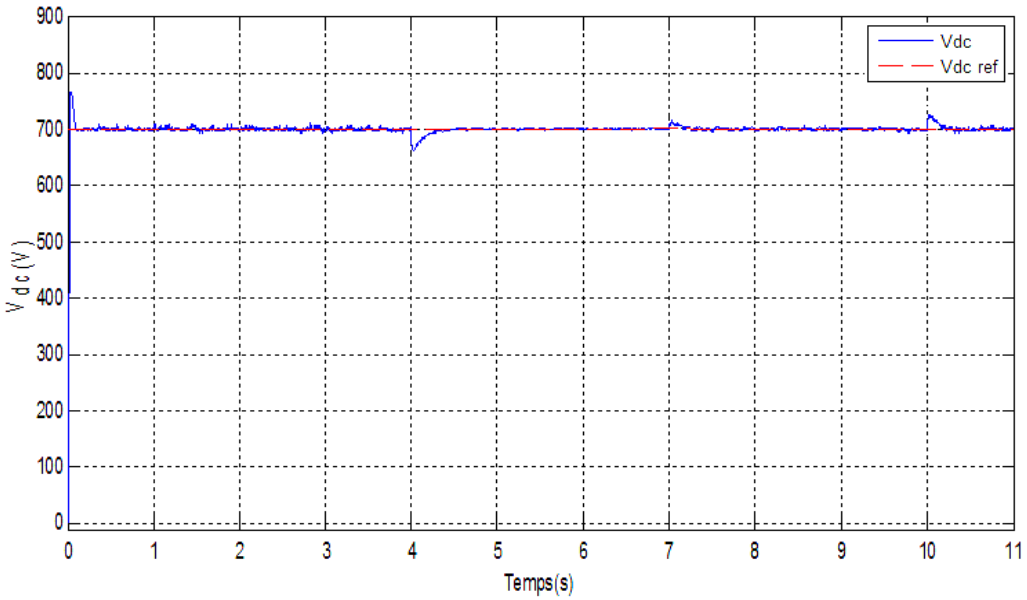


Figure V.25. Tension du bus continu.

➢ La figure (V.25) représente la tension à la sortie du redresseur maintenant de la valeur de la tension du bus continu reste en valeur moyenne égale à (700V) après un état transitoire. Ainsi l'allure de la tension du bus continu reprend la valeur de la tension de référence après les perturbations du vent aux instants 4 (s),7 (s) et10 (s) grâce à la commande appliquée sur l'onduleur, une augmentation de la vitesse du vent est suivie d'une surtension (Figure (V.25)), alors qu'une diminution de la vitesse du vent est accompagnée d'une chute de tension causée par la variation brusque du courant de la générateur, et par conséquent, le courant débité par le redresseur MLI_1. La tension du bus est établie à (700V) avec un temps de réponse dépend de la commande du redresseur et le niveau de perturbation.

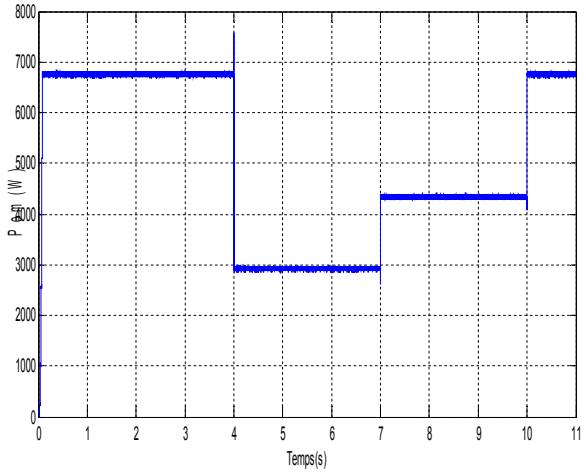


Figure V.26. Puissance électromagnétique.

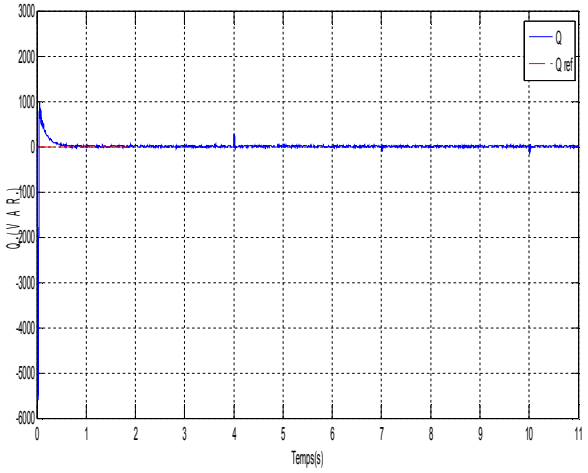


Figure V.27. Puissance réactive.

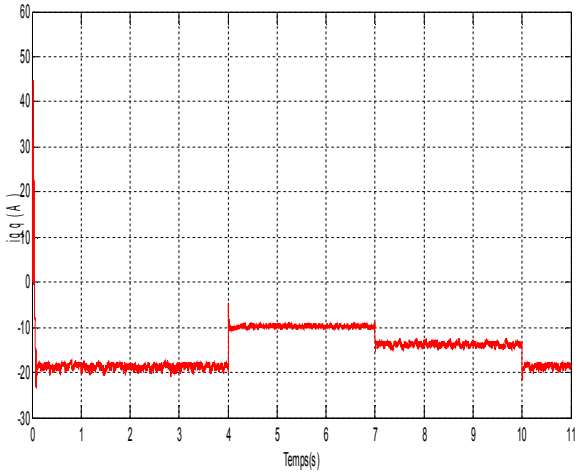


Figure V.28. Courants i_{gq} injectés au réseau.

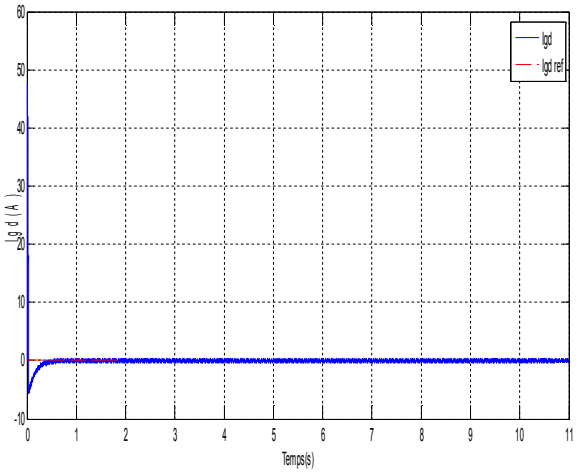


Figure V.29. Courants i_{gd} injectés au réseau.

➢ Les figures (V.26),(V.27),(V.28),(V.29) représentent respectivement les puissance électromagnétique et réactive, les courants en quadrature et direct injectés au réseau.

On remarque une augmentation de la puissance électromagnétique avec l'augmentation de la vitesse du vent jusqu'à la vitesse (9.28m/s), elle prend une valeur proche à (6.6KW) (si on néglige les pertes), puis elle varie proportionnellement avec la variation de la vitesse du vent (figure.V.26).

La puissance réactive a une valeur en régime transitoire relativement concéderable, pour charger le condensateur puisque il est initialement déchargé, puis la puissance réactive est maintenu à zéro (facteur de puissance d'unité) est également montré à la figure (V.27).

Le courant en quadrature injecté au réseau traduit la puissance active livrée à la grille par la puissance mécanique extraite, au début il est positif du fait que le sens de la puissance est de réseau vers la machine (fonctionnement en ventilateur (moteur)) grâce à la réversibilité en courant du redresseur MLI_1, puis il prend un signe négatif puisqu'il est injecté au réseau par le générateur, (figure. V.28). Le courant direct qui traduit la puissance réactive est bien ajusté à sa valeur de référence zéro, (figure. V.29).

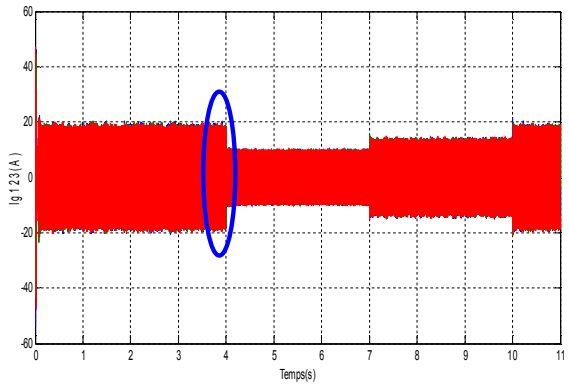


Figure V.30. Courants injectés au réseau.

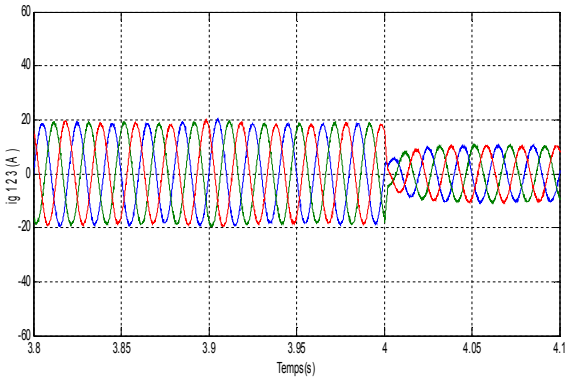


Figure V.31. Zoom des courants injectés au réseau

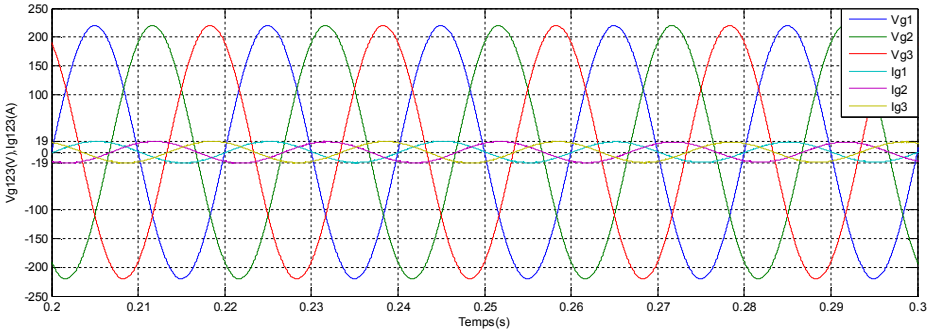


Figure V.32. Zoom des tensions de réseau et les courants injectés au réseau.

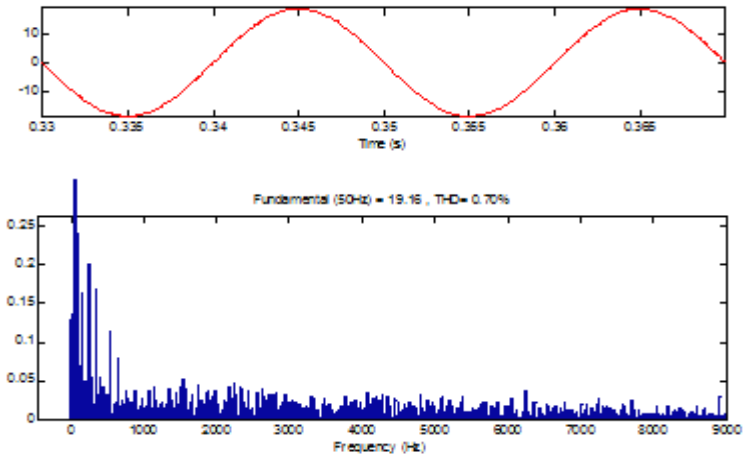


Figure V.33. Analyse spectrale du courant injecté au réseau.

➢ Les figures (V.30), (V.31) représentent les trois courants injectés au réseau, on remarque que ces courants sont sinusoïdaux grâce à la commande de l'onduleur MLI_2, avec une amplitude proportionnels à la vitesse du vent, par contre sa fréquence reste constante et adéquate à la fréquence du réseau 50Hz malgré que la fréquence des courants du GSAP est différente de ce dernier, (Fig. V.24). Les courants injectés au réseau et les tensions de réseau sont en phase avec un très bon facteur de distorsion (THD), (Fig. V.32), (Fig. V.33), ce qui montre une bonne qualité de puissance avec un facteur unitaire.

Les résultats des simulations obtenus sont satisfaisants en les comparants à celles trouvés dans la littérature [50], [54], [55], [56], [57], [58], [59], [60].

V.6. Performances de la chaîne éolienne vis-à-vis des variations des paramètres

Dans cette partie, nous examinons la sensibilité de la chaîne éolienne choisie en fonction de certaines variations paramétriques. Nous étudions plus particulièrement l'influence de variations de la résistance statorique R_s, la modification de la tension de référence V_{dc} et la valeur du flux d'aimant permanant sur les performances et l'efficacité énergétique de la chaîne à base du GSAP [30].

Nous caractérisons dans un premier temps que l'impact et l'influence de variations des paramètres est indépendamment. L'amplitude des variations sur chaque paramètre est fixée à un pourcentage de la valeur de référence (ou valeur nominale) des paramètres correspondants. Ces valeurs sont rappelées dans le tableau (V.1).

Paramètre circuit	*Valeur minimale*	*Valeur nominale (référence)*	*Valeur maximale*
R_s [Ω]	0.815 (- 10%)	1.63	2.445 (+10%)
V_{dc} [V]	770 (- 10%)	700	630 (+10%)
φ [Wb]	0.45 (- 20%)	0.9	1.35 (+20%)

Tableau V.1.Domaine de variation des paramètres circuits

On affect les variations indiquées pour le même profil de vitesse du vent qui a la valeur (9.28m/s) à l'instant (0,4s), (Fig. V.34).

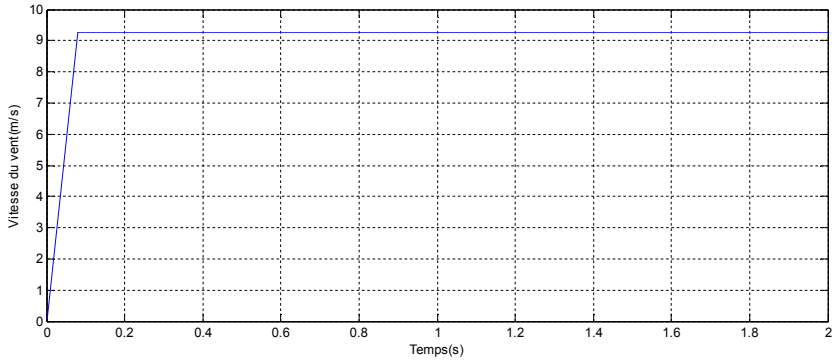


Figure V.34. Profil du vent.

La simulation par les grandeurs nominales (références) nous donne les figures (V.35) et (V.36)

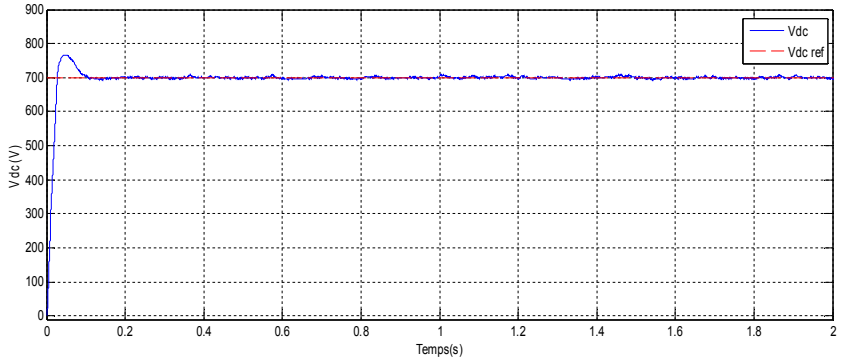


Figure V.35. Tension du bus continu.

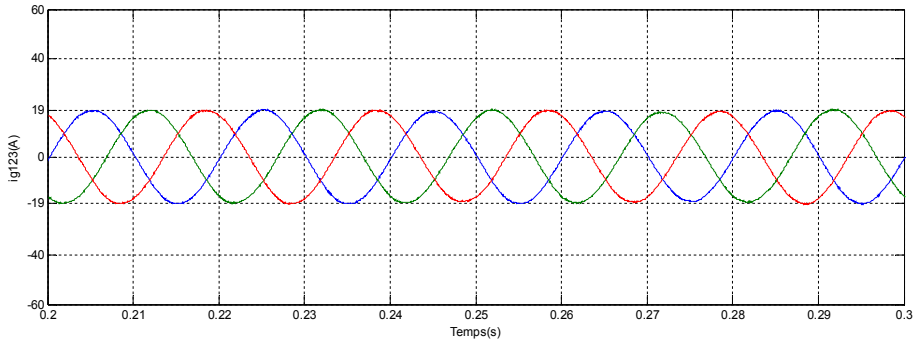
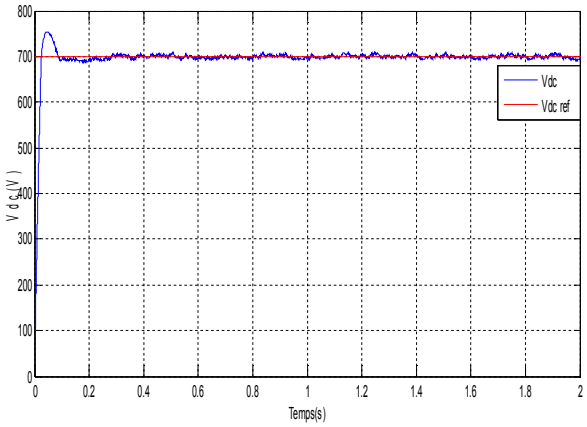


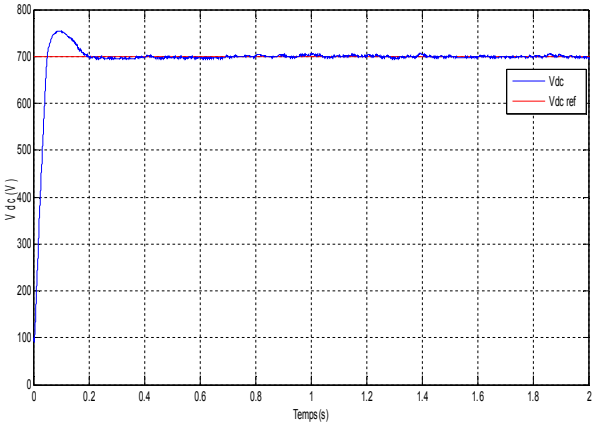
Figure V.36. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau.

Les deux figures précédentes serons utilisées comme des références pour les comparer avec ceux trouvées dans les testes.

V.6.1. Performance de la chaîne éolienne vis-à-vis de variations de la résistance statorique

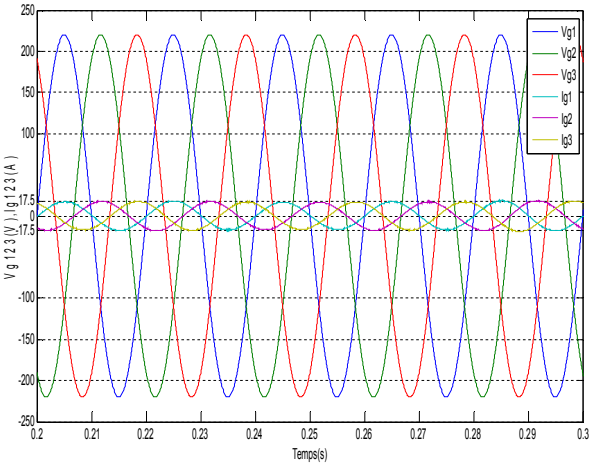


(a) Cas (R_s+ΔR_s)

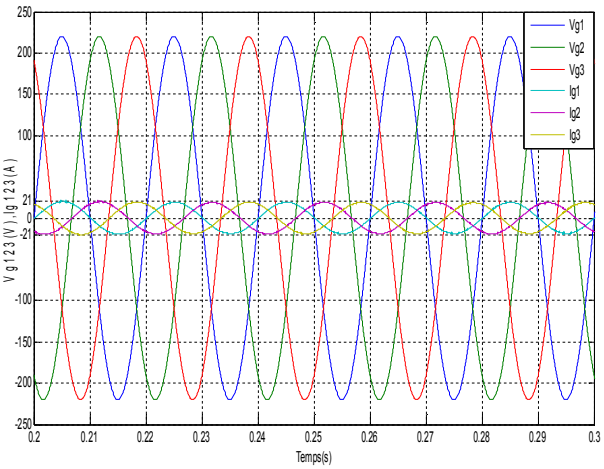


(b) Cas (R_s-ΔR_s)

Figure V.37. Tension du bus continu.



(a) Cas (R_s+ΔR_s)

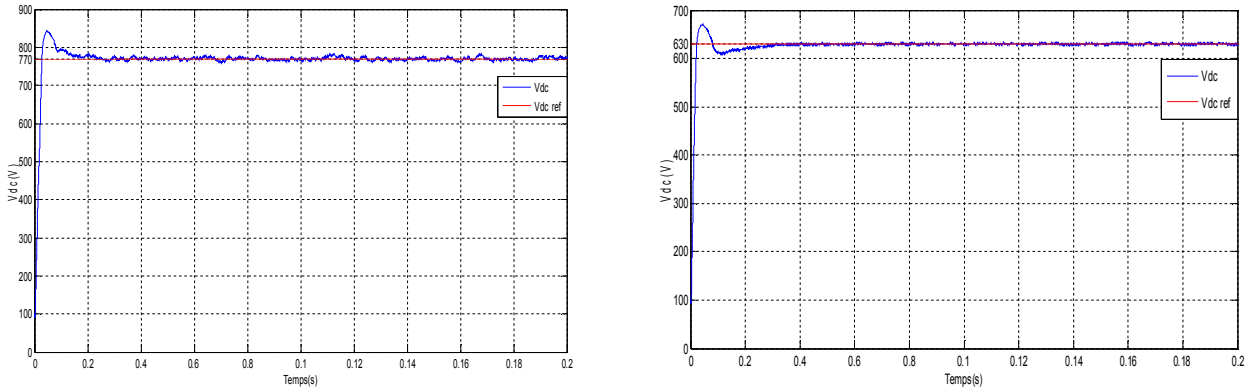


(b) Cas (R_s-ΔR_s)

Figure V.38. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau.

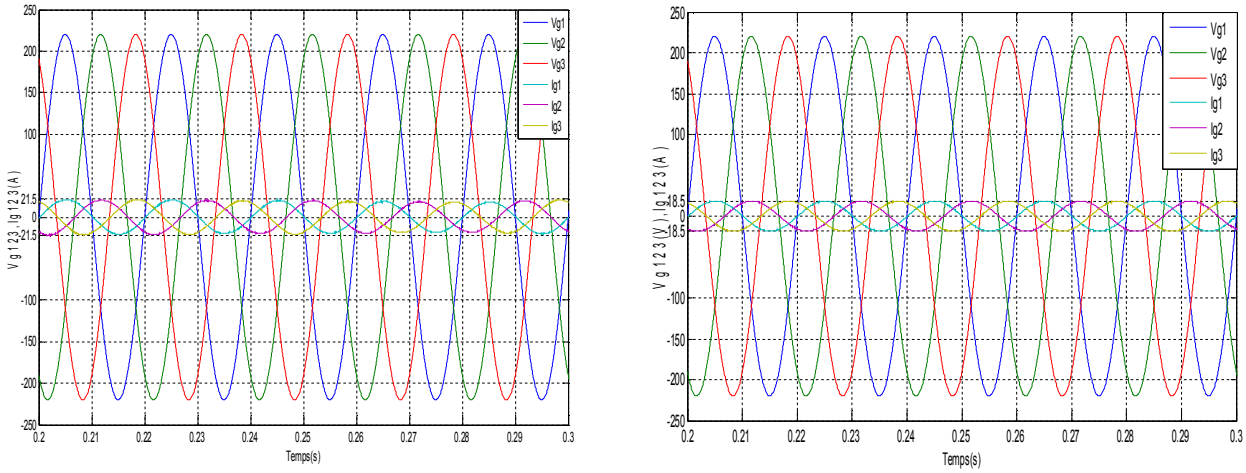
➢ Les figures (V.37) et (V.38) représente l'influence de variations de la résistance statorique sur la commande du bus continu et la puissance injectée au réseau (sous forme de courants). On remarque que la tension du bus continu est réglée à sa valeur de référence dans les deux cas, mais avec des dynamiques différentes dues à la variation des paramètres de correcteurs 'PI' (figures (V.37.a), (V.37.b)). Les figures (V.37.a), (V.38.b) montrent que les courants injectés au réseau sont sinusoïdaux et en phase avec les tensions, donc la commande reste bien assurée. L'amplitude des courants injectés au réseau est inversement proportionnelle à la valeur de la résistance, car l'augmentation de cette dernière fait augmenter les pertes par effet Joule et par conséquent la dégradation de la puissance injectée. Nous constatons que l'impact des variations de R_s sur le bus continu est assez faible, Par contre, elle influence sur la puissance et l'amplitude des courants injectés au réseau.

V.6.2. Performance de la chaîne éolienne vis-à-vis la valeur de V_{dc}



(a) Cas (V_{dc}+Δ V_{dc}) *(b) Cas (V_{dc} -Δ V_{dc})*

Figure V.39. Tension du bus continu.



(a) Cas (V_{dc}+Δ V_{dc}) *(b) Cas (V_{dc} -Δ V_{dc})*

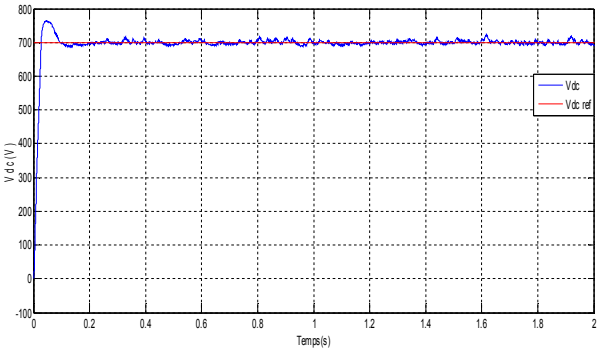
Figure V.40. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau.

➢ Les figures (V.39),(V.40) représentent l'influence de modifications de la valeur de tension de référence de bus continu sur la commande et la puissance injectée au réseau (les trois courants injectés au réseau), on remarque que la valeur de surtension plus élevée pour (V_{dc}=770V) que le cas

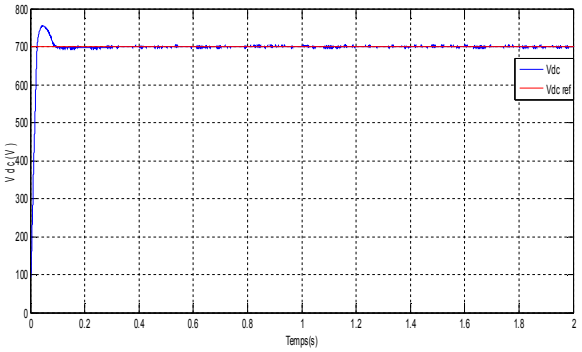
de (V_{dc}=700V), par contre elle est mois élevée pour (V_{dc}=630V) qui s'accompagne une chute de tension due au déchargement partiel du condensateur, puis la tension du bus continu prend la valeur de référence. La commande des courants est assurée, avec une amplitude augmente proportionnellement avec la valeur de la tension de référence, puisque l'écoulement de la puissance devient plus important pour (V_{dc}=770V). Nous constatons que l'influence de modifications des valeurs de V_{dc} est sur la valeur de surtension et sur la puissance et l'amplitude des courants injectés au réseau, ceci dépend de dimensionnement des composantes de la chaine.

V.6.3. Performance de la chaîne éolienne vis-à-vis de la valeur du flux d'aimant

La modification de la valeur du flux implique le changement de la qualité de l'aimant permanent.

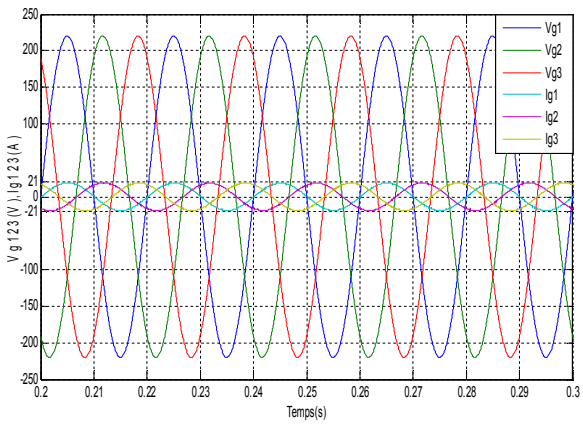


(a) Cas ($\varphi + \Delta\varphi$)

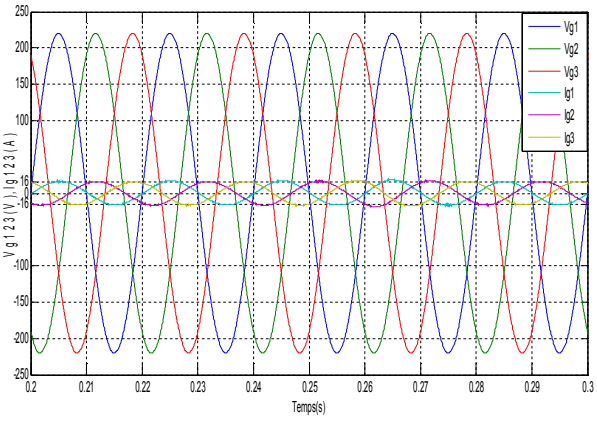


(b) Cas ($\varphi - \Delta\varphi$)

Figure V.41. Tension du bus continu.



(a) Cas ($\varphi + \Delta\varphi$)



(b) Cas ($\varphi - \Delta\varphi$)

Figure V.42. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau.

➢ Les figures (V.41), (V.42) représentent l'influence de la modification de la valeur du flux rotorique (aimants permanents) sur la commande et la puissance injectée au réseau. On remarque que la tension est réglée à sa valeur de référence dans les deux cas, la commande des courants est assurée avec une amplitude de (21A) pour la valeur supérieure du flux et de (16A) pour la valeur inférieure du flux, ce qui implique que la puissance augmente proportionnellement avec la valeur du flux, puisque la valeur de la force électromotrice devient plus importante dans le cas de ($\Phi+\Delta\Phi$).

Les résultats des simulations obtenus sont satisfaisants selon [30].

V.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons élaboré les modèles mathématiques et les commandes appliquées sur les différents éléments du système de conversion d'énergie éolienne (générateur synchrone à aimants permanents, redresseur commandé et l'onduleur) jusqu'à l'injection au réseau.

Le GSAP a été commandé par la commande vectorielle pour imposer la vitesse optimale de la commande MPPT de la turbine, et donc imposer le couple optimal afin d'extraire la puissance maximale du vent. Le redresseur MLI a été commandé par les références de la commande vectorielle. L'onduleur triphasé nous a permet de commander le bus de tension continue et de fournir seulement la puissance active au réseau avec un facteur de puissance plus proche de l'unité. Ensuite, nous avons simulé sous le logiciel Matlab-Simulink, le modèle global de la chaine. La validité des modèles mathématiques du système étudié a été vérifiée par les résultats de simulation, ces derniers ont montré la possibilité d'extraire le maximum de puissance de l'énergie du vent et l'injectée au réseau avec un facteur de puissance plus proche à l'unité. Ces résultats ont été commentés et sont satisfaisants en les comparant à ceux trouvés dans la littérature citées.

En outre, les stratégies de commande étudiées peuvent être appliquées sur la chaine du système étudié en utilisant le GSAP qui nous a donné des bonnes performances notamment le court temps de réponse ce qui met la chaine à s'adapter rapidement avec les variations de vitesse du vent. Enfin on a constaté que la puissance injectée au réseau devient importante pour les petites valeurs de la résistance statorique et les grandes valeurs du bus continu et du flux de l'aimant permanent, ce qui rendre le choix de la qualité de l'aimant est plus important.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Dans un contexte écologique, ce mémoire apporte une contribution au domaine des énergies renouvelables. L'objectif réalisé dans ce travail est d'étudier et améliorer les performances de la chaine éolienne grâce à l'intervention du générateur synchrone à aimants permanents qui nous permet d'élimination de la boite de vitesse, ce qui améliore la fiabilité du système et la réduction des frais d'entretien. On a choisi une structure d'un aérogénérateur à vitesses variables simplifiée pour offrir un compromis coût –fiabilité – performances très satisfaisant est de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser le rendement aérodynamique, et de contrôler la puissance transmise au réseau avec un facteur de puissance plus proche à l'unité.

Dans le but de concevoir le principe de la production de l'énergie éolienne, un état de l'art des différentes configurations électriques utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne a été présenté. 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. Trois stratégies de commandes ont été développées et comparées afin d'extraire le maximum de la puissance du vent (MPPT), on a déduit que la stratégie de commande MPPT en boucle fermée de la vitesse utilisant le régulateur 'PI' est meilleure en régime transitoire et en régime permanent. C'est cette dernière qui a été utilisée dans la suite du mémoire. Les algorithmes de maximisation de la puissance ont été validés par des résultats de simulation qui ont montré leurs avantages et leurs inconvénients.

Afin de mieux comprendre le fonctionnement et les performances du générateur synchrone à aimants permanents dans la chaine éolienne nous avons étudié et modélisé le (GSAP) dans sa structure générale, avant d'arriver à un modèle définitif utilisée au cours de ce travail. Le modèle du GSAP a été validé par les résultats de simulation à vide et en charge dans le but de vérifier que les courbes obtenues viennent confirmer la théorie. On a constaté aussi que le GSAP a des bonne performances dynamiques et que la puissance électrique de la charge et sa fréquence sont directement liées à la puissance mécanique fournie. Comme la puissance mécanique dans les éoliennes est fournie par le vent qui présente une source aléatoire, un contrôle du couple moteur et les grandeurs électriques est nécessaire qui est assuré par l'intermédiaire des convertisseurs statiques qu'on a modélisé et simulé dans le quatrième chapitre. Parmi les configurations électriques utilisées dans la chaine éolienne, on a étudié et constaté que la structure utilisant le redresseur a diodes dégrade les performances du GSAP et par conséquent la chaine éolienne, donc le choix a été porté (et justifié) sur l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents à vitesses variables avec redresseur commandé par MLI_1, un bus continu placé en aval de ce convertisseur, garde par un contrôle adéquat une tension constante. La liaison au réseau est ensuite réalisée par un autre convertisseur contrôlé par MLI_2 via un filtre de lissage. Un modèle équivalent du système complet, a été développé dans le but d'analyser son comportement dynamique. Compte tenu de la complexité du système étudié, deux dispositifs de commande, ont été développés. Le premier dispositif est basé

sur la commande vectorielle du générateur pour pouvoir extraire la puissance maximale du vent, alors que le deuxième est consacré au contrôle de la liaison au réseau, avec la régulation du bus continu. On a élaboré les modèles mathématiques des commandes appliquées sur les dispositifs du système de conversion d'énergie éolienne jusqu'à l'injection au réseau.

Le GSAP a été commandé par la commande vectorielle appliquée sur le redresseur MLI_1 pour imposer la vitesse optimale calculée par la commande MPPT de la turbine, et donc imposer le couple optimale. L'onduleur triphasé utilisé nous a permet de commander le bus de tension continue et de fournir seulement la puissance active au réseau avec un facteur de puissance plus proche de l'unité. Ensuite, nous avons simulé sous le logiciel Matlab-Simulink, le modèle global de la chaine afin d'observer l'influence de la vitesse du vent sur le courant, la fréquence, et la puissance produite, qui deviennent plus importants avec l'augmentation de la vitesse du vent. Les performances des stratégies de régulation vectorielle, du bus continu et de contrôle de la puissance injectée au réseau ont été mises en évidence à travers les résultats de simulation obtenus. En outre, l'utilisant du GSAP qu'est caractérisée par une inertie très faible, et de faibles inductances par rapport aux autre machines. Toutes ces caractéristiques offrent au générateur des performances élevées, un rendement important, et une meilleure contrôlabilité; notamment le court temps de réponse ce qui met la chaine à s'adapter rapidement avec les variations de la vitesse du vent, ce qui rend cette machine comme un vrai concurrent du générateur asynchrone.

Enfin, on a effectué des tests de variations et modifications des paramètres pour voir leurs effets sur la sensibilité de la commande d'une part, et concevoir les performances de la chaine éolienne et la puissance injectée au réseau d'autre part. On a constaté que la puissance injectée au réseau se dégrade dans le cas de l'augmentation de la valeur de la résistance statorique, la diminution de la valeur de bus continu et pour des petites valeurs du flux de l'aimant permanent, ce qui rend le choix de la qualité de l'aimant plus important. Tous les modèles développés au cours de cette étude sont simulés et validés par le logiciel Matlab-simulink. Ces résultats ont été commentés et sont satisfaisants en les comparant à ceux trouvés dans la littérature.

Pour la continuité des travaux réalisés, on peut proposer quelques perspectives qui peuvent améliorer les performances de la chaîne de conversion proposée :

- Réduire les hypothèses simplificatrices et introduire les pertes négligées dans cette étude.
- Développement d'un contrôle vectoriel sans capteur de vitesse
- Réalisation pratique de la chaine étudiée.
- Autres techniques de commande, mode glissant, logique floue.
- Utilisation des convertisseurs multicellulaires.
- Interconnexion avec d'autres sources d'énergies renouvelables (photovoltaïques).

[1] J. Debry ; '*énergie éolienne* '. Franklin Institute, 1985.

[2] *http://www.energiezoom.com/article-21.htm*. (Oct 2011).

[3] L. Hanzo; '*Power Conversion and Control of Wind Energy systems*'. *Edition IEEE press*, 2011.

[4] A. Davigny; ' Participation aux services système de formes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie '. *Thèse de doctorat*, université des sciences et Technologies de Lille, France, 2007.

[5] WWEA, ' Rapport Mondial sur l'Energie Eolienne'. (Allemagne, 2011).

[6]http://www.windustry.fr/node/259. (Jan 2011).

[7]N. Kasbadji Merzouk ; ' Quel avenir pour l'Énergie Éolienne en Algérie ?'. Bul. Ene. Ren, CDER, N°14, p.6-7, 2008.

[8] Z. TIR ; 'Contribution à l'Etude d'un Aérogénérateur Asynchrone en Cascade'. *Mémoire de magister*, Université de Setif, Algeria, 2009.

[9] Hamzaoui, F.Bouchafaa, A.Hadjammar, A.Talha; 'Improvement of the Performances MPPT System of Wind Generation'. *IEEE proc.* 978-1-4577-0069-9/11, Algeria, 2011.

[10] S. Hassaine ; 'Application des nouvelles techniques de commande de la machine synchrone à aimants permanents'. *Thèse de docteur en es-sciences*, Université d'Oran, Algeria, 2008.

[11] F. Poitiers ; 'Etude Et Commande De Génératrices Asynchrones Pour L'utilisation De L'énergie Eolienne '. *Thèse de doctorat*, Université de NANTES, France, 2003.

[12] CH. Belfedal ; ' Commande d'une machine asynchrone à double alimentation en vue de son application dans le domaine de l'énergie éolienne étude et expérimentation '. *Thèse de doctorat*, Université d'Oran, Algeria, 2007.

[13] http://www.windpower.org/fr/tour/design/horver.htm. (mise à jour 30/12/2011).

[14] www.rncan.gc.ca/penser (Eoliens autonomes, Guide de l'acheteur, Programme d'encouragement aux systèmes d'énergie renouvelables, Ressources naturelles Canada). (mise à jour 23/06/2011).

[15] O. Gergaud; 'Modélisation Energétique et Optimisation Economique d'un Système de Production Eolien et Photovoltaïque Couplé au Réseau et Associé à un Accumulateur'. *Thèse de doctorat*, Eole Normale Supérieure de Cachan, 2002.

[16] http://www.espace-eolien.fr/images/Wm750.gif , (mise à jour 30/12/2011).

[17] F. Merrahi ; 'Alimentation et Commande d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (Application à l'énergie éolienne) '. *Mémoire de magister*, Ecole Nationale Polytechnique (ENP) d'Alger, 2007.

[18] M. Mayouf ; 'Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone a aiment permanant'. *Mémoire de magister*. Université de Batna, Algeria, 2008.

[19] L. Khettache ; 'Etude et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Machine Electrique Double Alimentée'. *Mémoire de magister*, Université de Batna, Algeria, 2007.

[20] N. Zioui ; ' Conception, modélisation et commande d'une éolienne à axe vertical'. *Mémoire de magister*, ENP d' Alger, Algeria, 2008.

[21] N. Laverdure ; ‘ Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ’. *Thèses de doctorat*, ENS de Cachan, France, 2005.

[22] S. EL Aimani ; ‘Modélisation de différentes technologies d’éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension ’. *Thèse de doctorat*, L2EP de l’école centrale de Lille, France, 2004.

[23] H. Camblong ; ‘Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable ’. *Thèse de doctorat*, ÉNSAM France, 2003.

[24] A. Abdelli ; ‘ Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive ’. *Thèse de doctorat*, INPT, France, 2007.

[25] D.B.Alexandre ; ‘ Etude et optimisation d’un ensemble alternateur à aimants / redresseur commandé. Application à un véhicule hybride’. *Thèse de doctorat*, L’institut national polytechnique de Lorraine, 2000.

[26] A. Mirecki ; ‘ Etude Comparative de Chaînes de Conversion d’Energie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance’. *Thèse de doctorat*, Institut National Polytechnique, Toulouse, France, 2005.

[27] B. Ladghem Chikouche ; ‘Calcul des performances de la machine synchrone à aimants permanents’. *Mémoire magister*, ENP d’Alger, Algeria, 2009.

[28] T. Wildi, G. Sybille; ‘*Electrotechnique*’. 4ème edition, Presses de Canada, 2005.

[29] V. Courtecuisse ; ‘ Supervision d’une centrale multi-source à base d’éoliennes et de stockage d’énergie connectée au réseau électrique ‘. *Thèse de doctorat,* L’école Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, France, 2008.

[30] D.H. Tran ; ‘ Conception Optimale Intégrée d’une chaîne éolienne « passive » : Analyse de robustesse, validation expérimentale’. *Thèse de doctorat,* L’Université de Toulouse, France, 2010.

[31] D.H. Tran, B. Sareni, X. Roboam, C. Espanet; ‘Integrated optimal design a passive wind turbine systems : An experimental validation ’.*IEEE Transactions on Sustainable Energy,* vol 1, pp_48-56, 2010.

[32] C.G.Justus, J.L.Plazy; ‘ *Vent et performances des éoliennes* ’. Franklin Institute Press, SCM Paris, France, 1980.

[33] Fernando D. Bianchi, Hernan De Battista, Ricardo J. Mantz; ‘*Wind Turbine Control Systems*’. Edition Springer, 2007.

[34] A.J. Mahdi, W.H. Tang, L. Jiang, Q.H. Wu; ‘A Comparative Study on Variable-Speed Operations of a Wind Generation System Using Vector Control’. *Proc ICREPQ’10*, Granada (Spain), 2010.

[35] A. Mirecki, X. Roboam, F. Richardeau; ‘Architecture cost and energy efficiency of small wind turbines: Which system tradeoff? ’. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 1, pp_660–670, 2007.

[36] R. Abdessemed, M. Kadjoudj ; ‘ *Modélisation des Machines Electriques*’. Presses de l’Université de Batna, Algeria, 1997.

[37] Jean-Paul Louis ; ‘*Modélisation des Machines Electriques en vue de leur commande*’. Presses de LAVOISIER, France, 2004.

[38] I. Schiemenz, M. Stiebler; ‘Control of a permanent magnet synchronous generator used in a variable speed wind energy system’. *IEEE Electric Machines and Drives Conference*

(IEMDC), pp_872–877, 2001.

[39] G. Séguier, R. Bausiére ; '*Les convertisseurs de l'électronique de puissance*'. La conversion continu-alternatif, tome 4, 2ème édition, Lavosier TEC II DOC, France, 1992.

[40] C. Carrillo, E. Diaz-Dorado, M. Silva-Ucha, F. Perez-Sabin; 'Effects of WECS settings and PMSG Parameters in the Performance of a Small Wind Energy Generator*'. IEEE proc International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion SPEEDAM*, Spain, pp_766-771, 2010.

[41] B. Nicolas; 'Contribution à la commande des convertisseurs statiques '. *Thèse de doctorat*, INP de Toulouse, France, 1996.

[42] S. Belakehal; ' Conception et Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables'. *Thèse de doctorat*, Université Mentouri, Constantine, Algeria, 2010.

[43] F. Kendouli, K. Nabti, K. Abed, H. Benalla ; ' Modélisation, simulation et contrôle d'une turbine éolienne à vitesse variable basée sur la génératrice asynchrone à double alimentation '. *Revue des Energies Renouvelables,* vol. 14 N°1, pp_109 – 120,2011.

[44] L.H. Hansen, P.H. Madsen, F.Blaabjerg, H.C. Christensen, U.Lindhard, K.Eskilsen*;* 'Generators and power electronics technology for wind turbines'. *Proc IECON'01: The 27th annuel conference of the IEEE industrial electronic society. 2001.*

[45] S. El Aimani, B. François, B. Robyns ; ' Modélisation de générateurs éoliens à vitesse variable connectés à un bus continu commun '. *Proc Forum International sur les Energies Renouvelables (FIER), Tétouan, Maroc, 2002.*

[46] José C. U. Peña, Moacyr A. G. de Brito, Guilherme de A. e Melo, Carlos A. Canesin; 'A comparative study of mppt strategies and a novel single phase integrated buck-boost inverter for small wind energy conversion systems'. *IEEE proc, Spain,* pp_458-465, 2011.

[47] M. Chinchilla, S. Arnaltes, J. C. Burgos; ' Control of permanent magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid'. *IEEE Trans. Energy Convers.,* vol. 21, no. 1, pp_130– 135, 2006.

[48] B. N. Mobarkah ; ' Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification 'en ligne' des paramètres '. *Thèse de doctorat,* Université de Téhéran, Iran, 2001.

[49] S. M. Dehghan , M. Mohamadian, A.Y. Varjani; ' A New Variable-Speed Wind Energy Conversion System Using Permanent-Magnet Synchronous Generator and Z-Source Inverter'. *IEEE transactions on energy conversion,* vol. 24, no. 3, pp_714-724, 2009.

[50] Xian Guo, He Guo; 'Simulation and Control Strategy of a Micro-Turbine Generation System for Grid Connected and Islanding Operations'. *Energy Procedia,* vol N°12, pp_ 368 – 376, 2011.

[51] S. Guessab ; 'Modélisation d'une centrale à énergie renouvelable photovoltaïque-éolienne '. *Mémoire magister*, Université de Sétif, Algeria, 2011.

[52] A. Bouafia ; ' Techniques de commande prédictive et floue pour les systèmes d'électronique de puissance : application aux redresseurs à MLI '. *Thèse de doctorat,* Université, Sétif, Algeria, 2010.

[53] S. Benelghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier; 'Comparison of PMSG and DFIG for Marine Current Turbine Applications'. *IEEE proc XIX International Conference on Electrical Machines(ICEM),* Rome, N°1, pp_417-424, 2010.

[54] S. Hammadi, N. Hidouri, L. Sbita; 'A DTC-PMSG-PMSM Drive Scheme for an Isolated Wind turbine water Pumping System '. *International Journal of Research and Reviews in Electrical and Computer Engineering,* Science Academy Publisher, United Kingdom ,vol. 1, No. 1, 2011.

[55] Vivek Agarwal, Rakesh K. Aggarwal, Pravin Patidar, Chetan Patki; 'A Novel Scheme for Rapid Tracking of Maximum Power Point in Wind Energy Generation Systems'. *IEEE transactions on energy conversion,* vol. 25, N°. 1, pp_228-236, 2010.

[56] Shao Zhang, King-Jet Tseng,D. Mahinda Vilathgamuwa, Trong Duy Nguyen, Xiao-Yu Wang; ' Design of a Robust Grid Interface System for PMSG-Based Wind Turbine Generators'. *IEEE transactions on industrial electronics,* vol. 58, N°.1, pp_316-227, 2011.

[57] Ahmed A. Daoud, Sobhy S. Dessouky, and Ahmed A. Salem; 'Control Scheme of PMSG Based Wind Turbine for Utility Network Connection'. *IEEE proc,* Egypt, pp_930-936, 2011.

[58] W. Sudmee, B. Neammanee; 'Performance Comparison of DC Link Voltage Controllers in Vector Controlled Boost Type PWM Converter for Wind Turbine System ', *IEEE proc PEDS,* pp_930-936, UK, 2007.

[59] Shuhui Li, Timothy A. Haskew, Ling Xu; 'Conventional and novel control designs for direct driven PMSG wind turbines'. *Electric Power Systems Research,* vol 80, pp_328–338, 2010.

[60] Dahbi Abdeldjalil, Hachemi Mabrouk; 'Control Development of a Wind Power System Based on Permanent Magnet Synchronous Generator'. *Deuxième conférence internationale sur les énergies renouvelables ICRE'2012* – 15/16 avril 2012 - Université A. Mira – Bejaia, Algeria.

ANNEXE A- CALCUL ET SYNTHESE DES CORRECTEURS

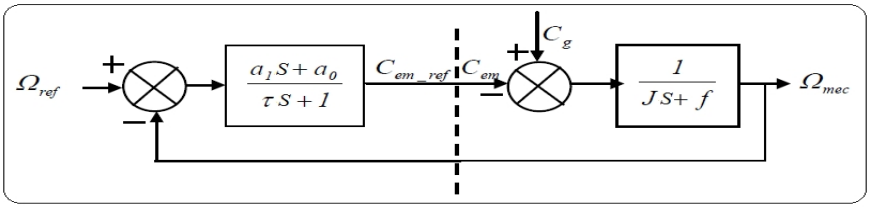
Dans cette annexe, nous détaillons la conception d'un correcteur proportionnel intégral à avance de phase et d'un correcteur proportionnel intégral.

A.1. Correcteur proportionnel intégral à avance de phase pour l'asservissement de vitesse

Le correcteur considéré a pour expression

$$C_{em-ref} = \frac{a_1.S + a_0}{\tau.S + 1}.\left(\Omega_{ref} - \Omega_{mec}\right) \tag{A.1}$$

a_0, a_1 et τ sont les paramètres du correcteur à déterminer et S est la grandeur de Laplace.



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:

$$\Omega_{mec} = F(S).\ \Omega_{ref} + P(S).C_g \tag{A.2}$$

Où : F(s) est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse :

$$F(S) = \frac{a_1.S + a_0}{J.\tau.S^2 + \left(f.\tau + J + a_1\right)S + a_0 + f} \tag{A.3}$$

Et *P(s)* est la fonction de transfert de la perturbation C_g :

$$P(S) = \frac{\tau.S + 1}{J.\tau.S^2 + \left(f.\tau + J + a_1\right)S + a_0 + f} \tag{A.4}$$

Dans l'objectif d'atténuer l'action de la perturbation (couple éolien C_g), il faut que le paramètre a_0 soit élevé. Les autres paramètres (a_1 et τ), sont déterminés de manière à avoir une fonction de transfert du 2ème ordre, ayant une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ξ, définis comme suit :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{a_0 + f}{J.\tau}} \tag{A.5}$$

$$a_1 = \frac{2.\xi}{\omega_n}.\left(a_0 + f\right) - J - \tau \tag{A.6}$$

$$a_0 = \omega_n^{\,2}.\ \tau.\ J - f \tag{A.7}$$

La constante de temps τ permet de régler la pulsation naturelle et donc le temps de réponse convenable de l'asservissement de vitesse. Les résultats de simulation, obtenus en utilisant ce

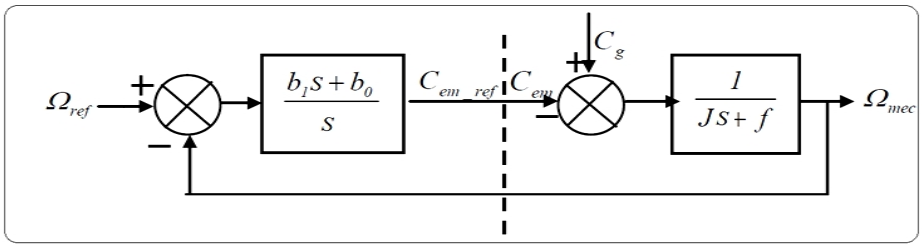
régulateur, sont montrés dans la partie II.7 du 2éme chapitre.

Nous montrons dans le paragraphe suivant, autre régulateur de vitesse, il s'agit du régulateur Proportionnel-Intégral (PI).

A.2. Correcteur proportionnel (PI) pour l'asservissement de vitesse

La stratégie de commande adoptée utilise un régulateurs proportionnel intégral « PI ». C'est un régulateur simple et rapide à mettre en œuvre et donne un bon compromis complexité-performance.

$$C_{em-ref} = \left(b_1 + \frac{b_0}{S}\right).\left(\Omega_{ref} - \Omega_{mec}\right) \tag{A.8}$$



A.2 : Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase.

b_1 : gain proportionnel et b_0 : gain intégral, sont les paramètres du correcteur à déterminer.

La fonction de transfert en boucle fermée est identique à la précédente équation (A.8). Avec :

$$F(S) = \frac{b_1 S + b_0}{J.S^2 + (f + b_1).S + b_0} \tag{A.9}$$

$$P(S) = \frac{S}{J.S^2 + (f + b_1).S + b_0} \tag{A.10}$$

Il est donc nécessaire d'augmenter le paramètre b_0 pour atténuer l'action du couple éolien C_g. La pulsation naturelle et le coefficient d'amortissement sont déterminés par :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{b_0}{J}} \tag{A.11}$$

$$\xi = \frac{b_1 + f + J}{b_0}.\frac{\omega_n}{2} \tag{A.12}$$

Donc, pour imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement donné, on a :

$$b_0 = \omega_n . J \tag{A.13}$$

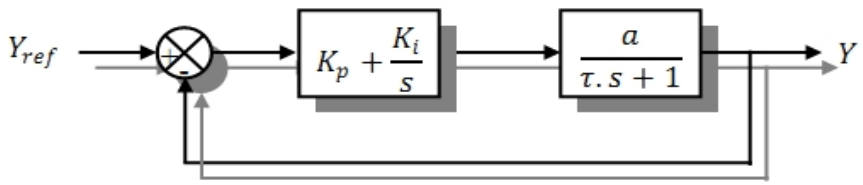
$$b_1 = \frac{2 b_0 . \xi}{\omega_n} - f - J \tag{A.14}$$

Le paramètre b_1 est calculé de manière à obtenir un coefficient d'amortissement unitaire.

La comparaison des performances obtenues en utilisant les deux technologies de correcteurs est illustrée dans la partie II.7 du 2éme chapitre.

A.3. Les correcteurs (PI)

La figure (A.3) montre un système en boucle fermée corrigé par un régulateur (PI).



A.3 : Système régulé par un correcteur proportionnel intégral.

Où :

- ✓ « $Kp + \frac{Ki}{S}$ » : la fonction de transfert du régulateur proportionnel intégral.
- ✓ « $\frac{a}{\tau S+1}$ » : la fonction de transfère du système à régulier.
- ✓ « τ » : la constante de temps du système avant la régulation.

- La fonction de transfert en boucle ouverte :

$$F_{OL}(S) = \left(\frac{K_i + K_p S}{S}\right).\left(\frac{1}{f + J S}\right) = \frac{K_i}{f}\left(\frac{1+\left(\frac{K_p}{K_i}\right)S}{S}\right).\left(\frac{1}{1+\left(\frac{J}{f}\right)S}\right) \quad \text{(A.15)}$$

- La fonction de transfert en boucle fermée :

$$F_{CL}(S) = \frac{F_{OL}(S)}{1 + F_{OL}(S)} \quad \text{(A.16)}$$

A.3.1. Calcul des paramètres du régulateur (PI)

La régulation d'un système physique régit par une fonction de transfert, consiste à stabiliser et d'améliorer sa réaction, et répondre à quelque performance :

- ➢ Constante de temps « τ » dans le cas d'un système régulé de premier ordre.
- ➢ Temps de réponse « tr » et dépassement « D » dans un système de deuxième ordre.

Le calcul reste le même pour le système électrique, il suffit de remplacer l'inertie « J » par « L » et le facteur de frottement « f » par la résistance «R »

A.3.1.a. Système régulé régit par une « FT » du premier ordre

La fonction de transfert en boucle ouverte du système régulé est donnée par l'équation (A.15), On applique la méthode de compensation de pôle (on compense le pole du système avec le zéro du correcteur), en posant « $\frac{Kp}{Ki} = \frac{J}{f}$ », les fonctions de transfert en boucle ouverte et fermer seront :

$$\begin{cases} F_{OL}(S) = \left(\dfrac{K_i + K_p.S}{S}\right).\left(\dfrac{1}{f + J.S}\right) = \dfrac{K_i}{f.S} \\ F_{CL}(S) = \dfrac{\dfrac{K_i}{f.S}}{1 + \dfrac{K_i}{f.S}} = \dfrac{K_i}{f.S + K_i} = \dfrac{1}{1 + \left(\dfrac{f}{K_i}\right).S} \end{cases} \quad (A.17)$$

La constante de temps est : $\tau = \dfrac{f}{Ki}$, supposons que le temps de réponse 't_r' sera égale à « $t_r = 3 * \dfrac{f}{Ki}$ », les gains du régulateur 'PI' pour un temps de réponse donné seront calculés comme suit :

$$\begin{cases} t_r = 3.\dfrac{f}{K_i} \Rightarrow K_i = 3.\dfrac{f}{t_r} \\ \dfrac{K_p}{K_i} = \dfrac{J}{f} \Rightarrow K_p = 3.\dfrac{J}{t_r} \end{cases} \quad (A.18)$$

A.3.1.b. Système régulé régit par une « FT » du deuxième ordre

Dans le cas d'un système régulé régit par une « FT » du deuxième ordre, d'autre paramètres sont ajoutés tels que : le temps de monté, dépassement, pulsation propre, temps de réponse réduit par rapport à précédent.

Dans ce cas les paramètres du régulateur *« Kp et Ki »* seront en fonction de deux grandeurs :

Le coefficient d'amortissement « ξ » et la pulsation propre « ω_n ».

Les fonctions de transfert en boucle ouverte et fermée seront :

$$\begin{cases} F_{OL}(S) = \left(\dfrac{K_i + K_p.S}{S}\right).\left(\dfrac{1}{f + J.S}\right) = \dfrac{K_i + K_P}{f.S + f.S^2} \\ F_{CL}(S) = \dfrac{K_i + K_P.S}{J.S^2 + (f + K_p).S + K_i} = \dfrac{\dfrac{K_i + K_P.S}{J}}{S^2 + \dfrac{(f + K_p).S}{J} + \dfrac{K_i}{J}} \end{cases} \quad (A.19)$$

La fonction de transfert est alors identifiée à une fonction du second ordre donnée par :

$$F_{CL}(S) = \frac{a}{S^2 + (2.\ \xi.\ \omega_n).S + \omega_n^2} \quad (A.20)$$

L'identification des gains du régulateur est obtenue en comparant les deux dénominateurs, d'où les paramètres du correcteur « *PI* » seront :

$$\begin{cases} K_p = 2.\ \xi.\ \omega_n.\ J - f \\ K_i = J.\ \omega_n^2 \end{cases} \quad (A.21)$$

La valeur du coefficient d'amortissement « ξ » et la pulsation propre « ω_n» doivent être adaptés au système ; temps de réponse, dépassement, courant,… etc.).

ANNEXE B- PARAMETRES DE SIMULATION

Les paramètres de la chaine éolienne choisie sont donnés dans le tableau suivant.

Elément de la chaine	***Valeur numérique***	***Signification***
Turbine éolienne	$\rho=1.08$	Masse volumique de l'air (Kg/m^3)
	$R_t= 3.11$	Rayon de l'éolienne (m)
	$G=1$	Gain du multiplicateur (Sans boite de vitesse)
	3	Nombre des pales
GSAP	$P=6.6$	Puissance nominale (Kw)
	$R_s=1.63$	Résistance statorique (Ω)
	$L_d=0.02246$	Inductance statorique selon l'axe d (H)
	$L_q=0.02246$	Inductance statorique selon l'axe q (H)
	$\Phi_f=0.9$	Flux des aimants permanents (Wb)
	$p=12$	Nombre de paires de pôles
	$J=0.035$	Inertie du générateur ($Kg.m^2$)
Redresseur	$L_{sr}=0.001$	Inductance entre générateur et redresseur (H)
Bus continu	$U_{dc}=700$	Tension nominale du bus continu (V)
	$C=500$	Capacité équivalente (µf)
Liaison au réseau	$L_f=0.02$	Inductance entre onduleur et réseau (H)
	$R_f=0.5$	Résistance entre onduleur et réseau (Ω)
Réseau	**220** *(3 ~)*	Valeur de la tension du réseau (V)
	50	Fréquence de la tension du réseau (Hz)

ملخص

هذا العمل يمثل دراسة نظام توليد الطاقة الكهربائية بواسطة الرياح ذا سرعات مختلفة، أنجزت تحسينات على كفاءة نظام الطاقة الهوائية بفضل استغلال خصائص المولد المتزامن ذو المغناطيس الدائم (م م م د) واختيار بنية مسهلة تسمح لنا بإزالة علبة السرعات بهدف الحصول على تلاؤم بين التكلفة-الموثوقية-الكفاءة ، مردود هذه البنية حسن بشكل كبير بتحقيق إستراتيجيات تحكم في التوربين تسمح تتبع نقطة الاستطاعة العظمى (ت ن ا ع) ، لقد قمنا بدراسة و تنميط و تحكم و*محاكاة* كل نظام الطاقة الهوائية بداية بالتوربين ثم (م م م د) ، المقوم (ت ع ن)،آخرا المموج ثلاثي الطور الذي يتحكم فيه بطريقة بحيث يحقن الاستطاعة المنقولة إلى الشبكة بمعامل استطاعة أقرب للوحدة، في الأخير قمنا بإجراء تجارب تغير و تغيير العوامل بهدف اختبار تأثيرها على نظام التحكم من جهة، واكتشاف كفاءات نظام الطاقة الهوائية من جهة أخرى. قد علقنا على النتائج المتحصل عليها وهي مرضية كما أنها تصف طريقة عمل هذا النوع من التكنولوجيا المستعملة في إنتاج الطاقة الكهربائية.

الكلمات المفتاحية : *طاقة الريح- المولد المتزامن ذو المغناطيس الدائم (م م م د)- التنميط - تتبع نقطة الاستطاعة العظمى (ت ن ا ع)- تعديل عرض النبضة (ت ع ن)-محاكاة.*

Résumé :

Ce travail présente une étude d'une éolienne à vitesse variable à base d'un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP). Des améliorations des performances de la chaine éolienne ont été réalisées grâce à l'exploitation des caractéristiques du (GSAP) et le choix d'une structure simplifiée qui nous a permis d'éliminer la boite de vitesse pour offrir un compromis : coût – fiabilité – performance. Le rendement de cette structure est largement amélioré par un développement des stratégies de commande (MPPT) de la turbine permettant de maximiser la puissance captée du vent. On a étudié, modélisé, commandé et simulé toute la chaine de conversion éolienne : la turbine, le GSAP, le redresseur MLI et enfin l'onduleur triphasé qui est commandé d'une façon à injecter la puissance transmise au réseau avec un facteur de puissance plus proche de l'unité. Enfin, des tests de variations et modifications des paramètres sont effectués pour voir leurs effets sur la sensibilité de la commande d'une part, et les performances de la chaine éolienne sur la puissance injectée d'autre part. Les résultats de simulation obtenus ont été commentés et sont satisfaisants et décrivent le mode d'emploi de ce type de technologie utilisée pour produire de l'électricité.

Mots Clés : *Energie éolienne - générateur synchrone à aimants permanents (GSAP)- Modélisation- MPPT –redresseur- onduleur-commande- modulation de largeur d'impulsion (MLI)- simulation.*

Abstract:

This work presents a variable speed wind chain based on permanent magnet synchronous generator (PMSG), some improvements of the chain performances are realized thanks to the exploitation of the (PMSG) characteristics, and the choice of a simplified structure which enables us to eliminate the gearbox to offer a compromise cost - reliability – performance. The efficiency of this structure is largely improved by (MPPT) strategies development of the turbine making it possible to maximize the collected power of wind. All the chain of wind conversion is studied, modeled, controlled and simulated: the turbine then the PMSG, PWM rectifier, at list, the three-phase inverter which is controlled in a way to inject the power transmitted to the network with a power-factor closer to the unit. Lastly, tests variations and modifications of the parameters are affected to test their effects on the control sensitivity on the one hand, and to discover the performances of the wind chain on the injected power on the other hand. The obtained simulation results are commented and satisfactory, they describe the behaviours of this type of the used technology to produce electricity.

Key Words: *Wind energy-permanent magnet synchronous generator (PMSG)-Modelling- Maximum power point tracking (MPPT) - Pulse wave modulation (PWM)-sumilink.*