

# LISTE DES FIGURES

Figure.0.1:Les énergies renouvelables dans le monde d'ici à 2020 .....	02
Figure.0.2: La production mondiale de l'énergie renouvelable par région .....	03
Figure.I.1: La production d'éolienne en 2013 (GW).....	13
Figure.I.2:Aérogénérateur à axe vertical (structure de Darrieus).....	15
Figure.I.3:Aérogénérateur à axe vertical (structure de Savonius) .....	16
Figure.I.4:Aérogénérateur à axe horizontal.....	17
Figure.I.5:Aérogénérateur à axe horizontal à marche lente.....	17
Figure.I.6:Aérogénérateur à axe horizontal à marche rapide .....	18
Figure.I.7: Schéma d'une éolienne à axe horizontal amont et en aval.....	19
Figure.I.8:Composants d'une éolienne.....	19
Figure.I.9:Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage.....	23
Figure.I.10:Variation de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	24
Figure.I.11:Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone .....	25
Figure.I.12: Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA.....	25
Figure.I.13: Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone .....	26
Figure.II.1:Système de conversion éolienne à vitesse variable basé sur MSAP .....	33
Figure.II.2:Colonne d'air animée d'une vitesse v .....	34
Figure.II.3:Déplacement du vent dans une éolienne à axe horizontale .....	34
Figure.II.4:Coefficient de puissance $C_p$ .....	35
Figure.II.5:Vitesse du vent v et vitesse tangentielle $R_t\Omega_t$ .....	36
Figure.II.6:Coefficient de puissance pour différents types de turbine éolienne .....	37
Figure.II.7:Allures des coefficients $C_p,C_t$ en fonction de la vitesse spécifique $\lambda$ et l'angle de calage .....	39
Figure.II.8:Allure de vitesse du vent .....	39
Figure.II.9:Système mécanique de l'éolienne .....	40
Figure.II.10:Modèle du multiplicateur .....	41
Figure.II.11:Modèle de l'arbre de l'éolienne .....	42
Figure.II.12:La constitution de la MSAP .....	43
Figure.II.13:Le circuit équivalent d'une phase de la MSAP .....	44
Figure.II.14:Représentation de la MSAP dans le repère (d, q) de Park.....	45
Figure.II.15:Passage de Repère naturel du stator au repère (d, q) de Park .....	46
Figure.II.16:Circuit équivalent de MSAP –convention moteur .....	47
Figure.II.17:Modèle de PARK pour la GSAP .....	47

Figure.II.18:Simulation de GSAP sur une charge résistif séparé .....	49
Figure.II.19:Convertisseur de tension fonctionnant en mode redresseur .....	50
Figure.II.20:Schéma électrique du bus continu .....	52
Figure.II.21:Convertisseur de tension fonctionnant en mode onduleur .....	53
Figure.II.22:Schéma électrique du filtre .....	54
Figure.II.23:Redresseur à commande MLI .....	56
Figure.II.24:Tension simples à l'entrée de redresseur MLI .....	56
Figure.II.25:Tension simple d'un redresseur à commande MLI .....	57
Figure.II.26:Tension composé et courant de phase d'un redresseur à commande MLI.....	58
Figure.II.27:Courant redresser et courant au Born de bus continu.....	59
Figure.II.28:Tension et courant de charge.....	59
Figure.III.1:Courbe typique de la puissance extraite par une éolienne en fonction de la vitesse du vent. ....	65
Figure.III.2:Commande de convertisseur côté génératrice.....	67
Figure.III.3:Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation.....	68
Figure.III.4:La caractéristique de $C_p$ en fonction du $\lambda$ .....	69
Figure.III.5:Schéma block de la méthode de MPPT (TSR) .....	69
Figure.III.6:Attractivité de la surface .....	71
Figure.III.7:Schéma block de la méthode de MPPT par mode glissant (SMC) .....	73
Figure.III.8: Schéma block de la méthode de MPPT par contrôle optimale de couple (OTC) .....	73
Figure.III.9:Algorithme de la méthode de perturbation et observation (P&O) .....	74
Figure.III.10:Méthode de perturbation et observation du MPPT .....	75
Figure.III.11:Principe de fonctionnement de MPPT à vitesse de vent constante .....	76
Figure.III.12:Principe de fonctionnement de MPPT à vitesse de vent variable .....	76
Figure.III.13:Traitement flou .....	77
Figure.III.14:Fuzzification : fonction d'appartenance de l'entrée $\Omega_t$ et $P_m$ et la sortie $\Delta\Omega_{tref}$ .....	78
Figure.III.15:Surface flou en 2D .....	80
Figure.III.16:Schéma bloc d'une régulation de vitesse de la GSAP commandée par l'orientation du flux' .....	81
Figure.III.17:Description des couplages.....	82
Figure.III.18:Découplage par compensation .....	83
Figure.III.19:Commande découpée .....	83
Figure.III.20:Commande des courants en deux boucles indépendante .....	83
Figure.III.21:Commande de la vitesse.....	84
Figure.III.22:Vitesse de vent (m/s).....	85
Figure.III.23:MPPT TSR (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance .....	87

Figure.III.24:MPPT SMC (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance .....	87
Figure.III.25:MPPT OTC (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance .....	88
Figure.III.26:MPPT P&O (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance.....	89
Figure.III.27:MPPT FLC (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance .....	90
Figure.III.28:Variation brusque de vitesse de vent (m/s) .....	92
Figure.III.29:Teste de robustesse Cp (a) TSR MPPT, (b) SMC MPPT, (c)OTC MPPT, (d) P&O MPPT, (d) FLC MPPT .....	93
Figure.III.30:(a) courant direct et quadrature de GSAP, (b) tension direct et quadrature de GSAP et (c) les trois courant à l'entrée de redresseur .....	94
Figure.III.31: Puissance électrique et puissance mécanique .....	94
Figure.III.32: Couple électromagnétique et couple mécanique.....	95
Figure.IV.1:Commande de convertisseur côté réseau.....	101
Figure.IV.2:Convergence de l'algorithme Super Twisting dans le plan ((s,s)).....	105
Figure.IV.3: Boucle externe de commande de bus continue.....	106
Figure.IV.4: Boucle interne de commande de puissance active et réactive .....	106
Figure.IV.5:(a)Tension de bus continu, (b) puissance réactive, (c)Zoom de puissance réactive, (d) puissance active et (e) Zoom de puissance active .....	111
Figure.IV.6:(a) Courant injecter au réseau, (b) analyse harmonique pour SOSMC et (c)analyse harmonique pour FOSMC .....	112

# **LISTE DES TABLEAUX**

Tab.I.1:Puissance éolienne installée : principaux pays européens (en MW) .....	12
Tab.I.2 :Puissance éolienne installée : Europe et principaux pays du monde (en MW) .....	12
Tab.I.3:Production d'électricité ajoutée chaque année de 2011 à 2017 (en TWh) .....	12
Tab.III.1:Les règles de l'ensemble flou.....	79
Tab.III.2:Les performances des cinq méthodes MPPT .....	86
Tab.III.3:Les caractéristiques des cinq méthodes MPPT .....	86

# LISTE DES PUBLICATIONS

Le travail présenté dans ce mémoire a donné lieu à un certain nombre de publications

## REVUES INTERNATIONALES

- [1] B Meghni, A Saadoun, D Dib,Y Amirat “Effective MPPT Technique and Robust Power Control of the PMSG Wind Turbine ” [Notification of Publication. Section TEEE B (Power and Energy) Vol. 10 No. 6, November 2015 issue].

## REVUES NATIONALES

- [1] B Meghni, A Saadoun, D Dib,Y Amirat “Modeling and Control of a Variable-Speed for Permanent Magnet Direct Drive Wind Energy Conversion Systems ” [International Journal of Advances in Power Systems (IJAPS) Vol. 2, No. 1, 2014 ISSN: 2335-1772].
- [2] B Meghni, A Saadoun,Y Amirat ,D,Dib “Maximum power extraction (SMC, P&O) from wind energy system based on reliable control ”[revue des Sciences et de la Technologie - RST- Volume 6 N°1 / janvier 2015].

## CONFERENCES INTERNATIONALES

- [1] B Meghni, N.K M'Sirdi, A Saadoun ”Maximum Power Tracking by VSAS approach for Wind Turbine, Renewable Energy Sources (RES)” [ conference in the second MGEF which will be held in Marrakech the 25 - 28th March 2015].
- [2] B Meghni, N.K M'Sirdi, A Saadoun “Robust Nonlinear Sliding Mode Control of Wind Power Generation Systems Based on PMSG” [conference in the second MGEF which will be held in Marrakech the 25 - 28th March 2015].
- [3] B Meghni, N.K M'Sirdi, A Boulmaiz ”Optimal Tracking and Limitation Power in PMSG Wind Turbine Based on Robust Nonlinear Sliding Mode Control”[MedICT Maroc]
- [4] B Meghni, N.K M'Sirdi, A Saadoun “A Novel Maximum Power Tracking by VSAS approach for Permanent Magnet Direct Drive WECS” [7th International Conference on Sustainability in Energy and Buildings,Portugal ].
- [5] B Meghni, A Saadoun,Y Amirat “MPPT Control And Grid Connected For Variable Speed WHCS Based On The PMSG” [Sienr 2014 ,Ghardaïa].
- [6] B Meghni, A Saadoun,Y Amirat ,D Dib ”Direct Control Techniques For PMSG Wind Energy Conversion System Connected To The Grid”[2 ICEES 2014,ANNABA].
- [7] B Meghni, A Saadoun,Y Amirat ,D Dib ”Optimal tracking of the PMGS wind turbine based on sliding mod control” [CEE 2014, BATNA].
- [8] B Meghni, A Saadoun,Y Amirat ,D,Dib “Maximum power extraction (SMC, P&O) from wind energy system based on reliable control” [CEE 2014, BATNA].
- [9] B Meghni, A Saadoun,Y Amirat ,D Dib “Optimal Tracking of Wind turbine Based on a Second-Order Sliding Mode Control” [ICEE’2014 skikda].

## CONFERENCES NATIONALES

- [1] B Meghni, A Saadoun,D Dib,Y Amirat “Sliding Mode MPPT Control for PMGS wind energy conversion system connected to the grid” [SNEM 2014, ANNABA].

# ACRONYMES ET ABREVIATIONS

SCEE : Système de conversion de l'énergie éolienne

MPPT : Maximum power point tracking

FLC : Fuzzy logic control

DPC : Drivet power control

SVM : Space vector modulation

PMSM : Permanent magnet synchronous machines

WECS : Wind energy conversion system

PMSG : Permanent magnet synchronous generator

SMC : Sliding mode control

MSAP: Machine synchrone à aimant permanent

VAWT: Vertical axis wind turbine

HAWT: Horizontal axis wind turbine

Cp: Coefficient de puissance

MAS: Machine asynchrone

MADA: Machine asynchrone double alimentation

MS: Machine synchrone

db: Désibel

MLI: Modulation de largeur d'impulsion

FMM : Force manitou-motrice

FEM : Force électromotrice

FMM : Force manitou-motrice

FEM : Force électromotrice

DC : Direct current

AC : Alternatif current

FOC : Flux oriented control

PWM : Pulse width modulation

TSR: Tip speed ratio

P&O: Perturbe and observe

MCC: Machine à courant continue

Kp: Gain proportionnel

Ki: Gain integral

Kd: Gain derivative

SOSMC :Second order sliding mode control

FOSMC :First ordre sliding mode control

PI : Proportionnelle intégrale

# NOMENCLATURE

B:Système de conversion de l'énergie éolienne

$I$  : L'angle d'inclinaison à l'extrémité des pales (degré)

$\lambda$ : Le coefficient de vitesse réduite

$\lambda_{\text{opti}}$ : Le coefficient de vitesse réduite optimale

$v$  : Vitesse de vent (m/s)

$W_v$ : Pulsation de vent

$C_p$ : Coefficient de puissance

$C_t$ : Coefficient de couple

$P_t$ : La puissance éolienne (w)

$T_t$ : Le couple éolienne (Nm)

$T_e$ : Le couple électromagnétique (Nm)

$P$ : La puissance fournie par la masse d'air (w)

$\rho$ : La masse volumique d'air (Kg/m<sup>3</sup>)

$S$ : Section (m<sup>2</sup>)

$dE_c$ : L'énergie cinétique d'une colonne d'air (J)

$dx$ : Longueur d'une colonne (m)

$P_m$ :La puissance extraite du vent (w)

$m$ : La masse d'air en mouvement traversant la surface des pales en une seconde

$V_1$ : La vitesse du vent non perturbée à l'avant de l'éolienne (m/s)

$V_2$ : La vitesse du vent après passage à travers le rotor (m/s)

$P_{mt}$ : La puissance totale théoriquement (w)

$R_t$ : Rayon de la turbine (m)

$\Omega_t$ : Vitesse mécanique de la turbine (rad/s)

$\lambda_i$ :Le coefficient de vitesse réduite initial

$\beta$ : Angle de calage (degré)

$n_p$ : Nombre des pales de l'éolienne

p : Nombre de pair de pole

$\Omega$ : Vitesse rotation des pales (rad/s)

$T_{mec}$ : Couple mécanique sur l'axe du générateur (Nm)

p : Nombre de pôles du rotor

F: Fréquence de la tension induite (hertz)

n : Vitesse du rotor (rad/s)

G: Rapport de multiplicateur

$J_t$ : Inertie totale de la chine éolienne (Kg m<sup>2</sup>)

$L_d$ : Inductance directe (H)

$L_q$ : Inductance quadrature (H)

$R_s$ : Résistance statorique (Oh)

$X_s$ : Réactance statorique (Oh)

$\theta$ : Position statorique

$\omega$ : Pulsation statorique

$\Psi_f$ : Flux initiale (Web)

$P_s$ : Puissance statorique (w)

$J_g$ : Inertie de génératrice (Kg m<sup>2</sup>)

$f_g$ : Coefficient de frottement (Nm/rad s)

$I_{red}$ : Courant de sortie redresseur (A)

$I_{on}$ : Courant de sortie onduleur (A)

$V_{DC}$ : Tension de bus continue (v)

$I_{DC}$ : Courant de bus continue (A)

$W_g$ : Pulsation de réseau électrique

## TABLE DES MATIERES

<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I:Etat de l'art &amp; Description de l'étude.....</b>	<b>9</b>
I.1 Introduction.....	11
I.2 L'energie Electrique Eolienne .....	11
I.2.1 Bilan energétique mondial .....	11
I.2.2 Enjeux de l'éolienne .....	13
I.2.3 La rentabilité d'une éolienne .....	14
I.3 Types d'aérogénérateurs .....	14
I.3.1 Aérogénérateurs à axe vertical VAWT .....	15
I.3.2 Aérogénérateurs à axe horizontal .....	16
I.4 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal .....	19
I.4.1 Le rotor.....	19
I.4.2 Les pales.....	20
I.4.3 La nacelle .....	20
I.4.4 Les multiplicateur de vitesse .....	20
I.4.5 L'arbre secondaire .....	21
I.4.6 L'anémomètre.....	21
I.4.7 La girouette .....	21
I.4.8 Le système d'orientation.....	21
I.4.9 La génératrice.....	21
I.5 Controle de la puissance fournie par une eolienne .....	21
I.5.1 Systèmes de régulation au niveau de la turbine .....	22
I.5.2 Contrôle au niveau de la génératrice .....	22
I.6 Topologies de generatrices éoliennes a vitesse variable .....	24
I.6.1 Système utilisant une génératrice asynchrone.....	24

I.6.2	Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation .	25
I.6.3	Système utilisant une génératrice synchrone .....	26
I.7	Conclusion .....	27
I.8	Références bibliographiques .....	28

## **Chapitre II: Modélisation d'un système éolien à vitesse variable .....31**

II.1	Introduction .....	33
II.2	Conversion d'énergie aérodynamique en énergie électrique .....	33
II.2.1	La loi de Betz .....	34
II.2.2	Le coefficient de vitesse réduite (tip-speed ratio) .....	36
II.2.3	Le coefficient de puissance (power coefficient) $C_p$ .....	36
II.2.4	Le coefficient de couple (torque coefficient) $C_t$ .....	37
II.2.5	Impacte du nombre des pales sur le coefficient de puissance .....	38
II.2.6	Courbes caractéristiques des turbines éoliennes .....	38
II.3	Modélisation de la turbine éolienne .....	39
II.3.1	Modélisation de vitesse du vent .....	39
II.3.2	Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine .....	39
II.3.3	Modèle de multiplicateur .....	41
II.3.4	Équation dynamique de l'arbre de transmission .....	41
II.4	Modélisation de la machine synchrone a aimant permanent .....	42
II.4.1	Les avantages de l'utilisation des machines synchrones .....	42
II.4.2	Composition de la MSAP .....	42
II.4.3	Circuit équivalent d'un générateur synchrone .....	44
II.4.4	Hypothèses simplificatrices .....	44
II.4.5	Équations électriques .....	44
II.4.6	Passage au repère de Park .....	45
II.4.7	Equations magnétiques .....	46
II.4.8	Puissance et couple électromagnétique .....	48

II.4.9	Équations mécanique .....	48
II.4.10	Simulation de la GSAP .....	48
<b>II.5</b>	<b>Modèles du convertisseur de puissance .....</b>	<b>50</b>
II.5.1	Modélisation d'un redresseur MLI dans le repère naturel .....	50
II.5.2	Modélisation du bus continu .....	52
II.5.3	Onduleur de tension côté réseau .....	52
II.5.4	Modélisation du filtre .....	54
II.5.5	Modélisation du réseau électrique .....	55
II.5.6	Simulation du redresseur.....	56
<b>II.6</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>60</b>
<b>II.7</b>	<b>Références bibliographiques .....</b>	<b>61</b>
<b>Chapitre III:</b>	<b>Commande de convertisseur côté générateur .....</b>	<b>64</b>
<b>III.1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>65</b>
<b>III.2</b>	<b>Formulation du problème .....</b>	<b>65</b>
<b>III.3</b>	<b>Contrôle de convertisseur côté générateur.....</b>	<b>66</b>
III.3.1	MPPT (Maximum Power Point Tracking) .....	67
III.3.2	synthèses des algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes d'énergie éolienne .....	68
III.3.3	Commande vectorielle de la machine synchrone à aimants permanents.....	80
<b>III.4</b>	<b>Résultats de la simulation et interprétation .....</b>	<b>85</b>
<b>III.5</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>95</b>
<b>III.6</b>	<b>Références bibliographiques.....</b>	<b>96</b>

## **Chapitre IV: Commande de convertisseur côté réseau.....100**

IV.1	Introduction.....	101
IV.2	Problème d'injection des éoliennes dans un réseau électrique .....	101
IV.3	Contrôle de convertisseur côté réseau.....	102
IV.3.1	Objectif de contrôle .....	102
IV.3.2	Problème de la commande de convertisseur côté réseau .....	103
IV.3.3	Commande direct de puissance (DPC) basée sur mode glissant d'ordre deux DPC-SOSMC .....	103
IV.3.4	Régulation du bus continu .....	105
IV.3.5	Commande de la puissance active et réactive basé sur DPC-SOSMC .....	106
IV.3.6	Commande de la puissance active et réactive basé sur DPC-FOSMC .....	108
IV.4	Résultats de la simulation et interprétation .....	109
IV.5	Conclusion .....	112
IV.6	Références bibliographiques.....	113
	<b>Conclusions et perspectives .....</b>	<b>115</b>
	<b>Bibliographie .....</b>	<b>119</b>
	<b>Annexes.....</b>	<b>127</b>



## INTRODUCTION GENERALE

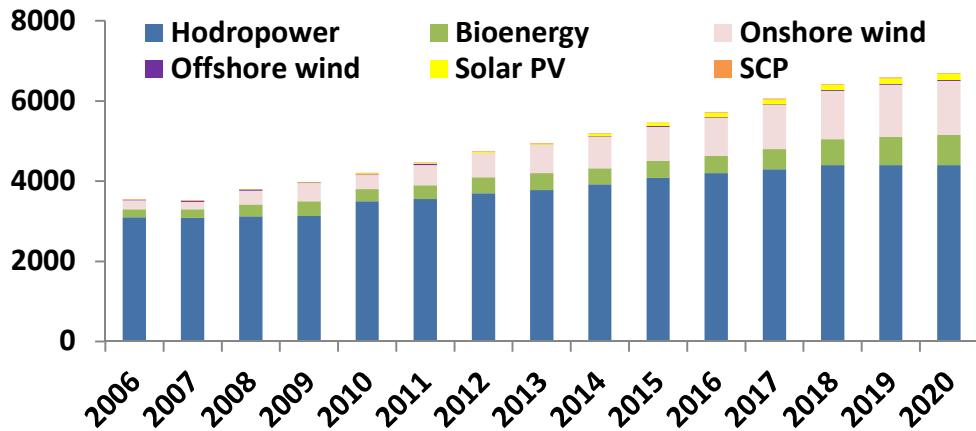
La demande en électricité augmente à un rythme effréné dans le monde entier. A présent, l'accès à l'énergie électrique, est synonyme de meilleures conditions de vie (transport, santé et éducation) et le facteur essentiel pour tout développement industriel, économique et politique. Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles (charbon, pétrole et gaz) et aux problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz à effet de serre lors de leur combustion, la recherche de solutions énergétiques alternatives est devenue un objectif incontournable de par le monde [0.1, 0.2].

Pour faire face ces problèmes, les gouvernements interviennent alors, par des investissements massifs, pour promouvoir les énergies renouvelables. Dans plusieurs pays développés, le développement des énergies renouvelables s'est imposé non seulement pour mettre fin à leur dépendance vis à vis des pays producteurs d'énergies fossiles mais aussi pour lutter contre les problèmes de pollution dus à l'émission de gaz, et du réchauffement climatique dû à l'effet de serre.

Pour atteindre ces objectifs, de nombreux ambitieux programmes de recherche, pour l'exploitation de l'énergie photovoltaïque et éolienne ont été initié. Cependant, ces initiatives furent délaissées, notamment la production éolienne, au cours des années 80s à cause de la différence de coûts et concurrence entre les énergies fossiles et les énergies renouvelables [0.3]. Malgré ces problèmes, des politiques de développement ont été mené avec succès dans de nombreux pays (USA, France, Canada, Espagne.) : réduire leur dépendance politique et économique, augmenter leur sécurité énergétique, amplifier leur capacité de renouvellement des énergies existantes, diminuer leur facture énergétique et finalement, résoudre les problèmes d'échauffement climatique et les problèmes de maladies liés à la pollution de l'air.

Actuellement, la production mondiale d'énergie provient, à 80 % en 2014, de l'utilisation des combustibles fossiles. La capacité de production d'énergie à partir de sources renouvelables (y compris l'hydroélectricité) a atteint un nouveau record à 1 560 gigawatts (GW) début 2014, ce qui représente une augmentation de 8,3% par rapport à 2013. Les énergies renouvelables fournissent donc près de 20% de la consommation énergétique mondiale. Selon le rapport Bloomberg Énergie Finance de 2014 concernant les perspectives des énergies renouvelables dans la production énergétique mondiale en 2020, comme le montré dans la figure .0.1 [0.4].

En 2018, les énergies renouvelables devraient fournir 25% de l'électricité mondiale.

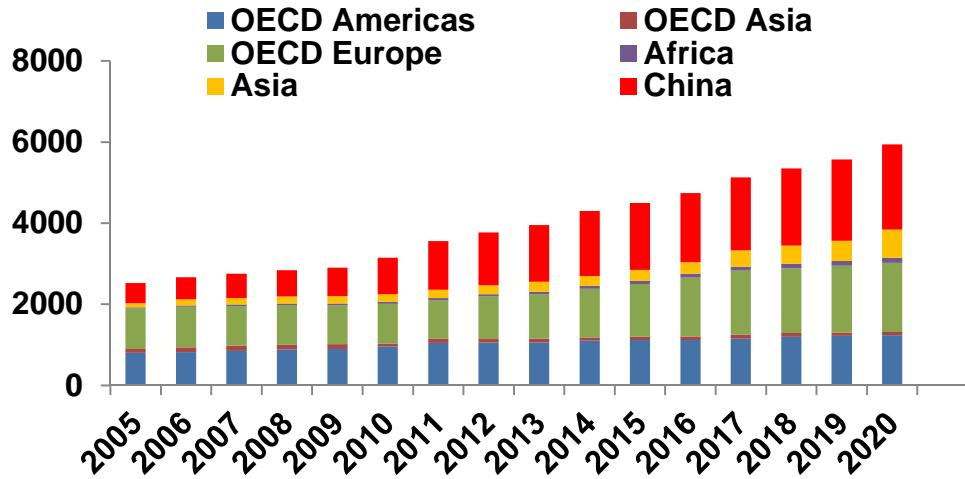


**Figure.0 .1.** Les énergies renouvelables dans le monde d'ici à 2020 [4].

D'après les chiffres connexes, la consommation mondiale des énergies fossiles, montrent les conséquences de cette surexploitation. Elles sont à la hauteur de cette démesure: accumulation de déchets nucléaires, risque d'épuisement des ressources fossiles, pollution atmosphérique menaçant la santé publique. L'inflation de la production industrielle, l'augmentation de la population mondiale et la croissance économique dans les pays émergents tels que la Russie, la Chine, ou le Brésil, engendrent une augmentation importante de la demande et la consommation énergétique. Bien que plus de 2 milliards d'êtres humains n'ont pas l'accès à l'électricité pour des raisons technico-financières (économie fragile, nécessité d'infrastructures lourdes et coûteuses, éloignement et accessibilité des zones habitées rapport aux centres de production de zones) [0.5], la consommation énergétique mondiale devrait doubler d'ici 2020 [0.1, 0.4].

Cette croissance sera attribuable presque entièrement aux pays hors de l'OCDE, puisque la demande des pays industrialisés devrait progresser de seulement 4% au total d'ici à 2030. Si la Chine verra sa consommation ralentir après 2020, la demande énergétique indienne devrait en revanche doubler d'ici à 2030. Dans vingt ans, le monde restera dominé par les énergies fossiles, qui répondront à 81% de la demande planétaire (contre 86% aujourd'hui), la montée en puissance du gaz naturel compensant un recul des parts du charbon et de pétrole, selon le rapport de BP.

Cette tendance est imposée par le modèle économique du monde occidental, consommateur insatiable d'énergie, qui se nourrit par une croissance permanente comme illustré la figure 0.2, [0.4]. Malheureusement ses bienfaits ne sont équitablement partagés sur l'ensemble de la planète dont les ressources sont toujours d'autant plus sollicitées qu'il est légitime.



**Figure.0 .2.** La production mondiale de l'énergie renouvelable par région [4].

A présent, l'énergie éolienne est la forme principale de production d'énergie électrique renouvelable. Le mot « éolien » dérive du mot grec « Eoelos » qui représente le Dieu du vent ou encore "inconstant" et "vif". L'énergie éolienne est obtenue par la conversion de la force des vents soit en énergie mécanique, soit en énergie cinétique. Cette forme d'énergie fut maîtrisée par l'homme, notamment grâce aux moulins à vent pour pomper l'eau ou moudre du grain, et cela depuis les Perses. Les hommes utilisent donc depuis de nombreux siècles l'énergie éolienne, notamment comme une force motrice pour le déplacement de voiliers et des moulins à vent. Les aérogénérateurs actuels sont des dispositifs électromécaniques qui consistent d'une turbine à vent accouplée à un générateur à courant alternatif permettant de convertir directement l'énergie mécanique du vent en énergie électrique.

L'énergie éolienne provient du soleil. Le flux du rayonnement solaire échauffe inégalement les masses d'air de l'atmosphère, provoquant ainsi des mouvements des masses d'air de températures différentes. Environ 2% de l'énergie solaire  $3.2 \times 10^{24}$  (Joules / an) est transformé en énergie cinétique des vents. Trente-cinq pour cent (35%) de cette énergie est dissipée dans une couche de 1km au-dessus du sol. L'utilisation de 10% de cette énergie éolienne par an, correspondrait à :

$$E_{\text{éolienne}} = 3,2 \times 10^{24} \times 0,02 \times 0,35 \times 0,1 = 2,24 \times 10^{21} \text{ Joules / an}$$

Soit 7 fois la consommation mondiale d'électricité ! ! ! [0.6].

Les premières éoliennes ne font leur apparition véritablement qu'à la fin du XIXème siècle, sous forme expérimentale. C'est Charles F. Bush qui conçoit ce dispositif en premier pour alimenter sa maison en électricité, en 1888. L'éolienne fonctionne avec des pales à axe vertical et plusieurs accumulateurs (batteries) pour stocker l'énergie produite. Par la suite, le dispositif éolien de Charles F. Bush est repris par le danois Poul La Cour qui dessine plusieurs éoliennes industrielles dont une qui sera vendue en 72 exemplaires au début du XXème siècle.

Ces éoliennes visaient à produire de l'hydrogène en utilisant la force du vent pour la convertir en énergie chimique par un processus d'électrolyse.

Pendant tout le XXème siècle, de nombreux essais seront réalisés. En 1957, Johannes Juul crée une turbine qu'il appellera Gedser et qui sert encore aujourd'hui de modèle aux éoliennes modernes. Aux États-Unis, en Grande-Bretagne et en France sont réalisées des éoliennes dont la puissance peut atteindre 1 000 kW. Malheureusement, le marché de l'énergie éolienne a été freiné dans son développement pendant une grande partie XXème siècle en raison de la forte consommation de pétrole et de charbon. Dans les années 70, les premiers chocs pétroliers et l'augmentation brutale du prix des énergies fossiles redonnent un nouveau souffle à l'énergie éolienne [0.7].

L'énergie éolienne présente de nombreux avantages par rapport autre énergie.

- C'est une énergie renouvelable propre.
- L'éolienne peut être reliée à un réseau électrique pour fonctionner de manière autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) ou une batterie couplée à un onduleur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif.
- Lorsque de grands parcs d'éoliennes sont installés sur des terres agricoles, seulement 2 % du sol environ est requis pour les éoliennes. La surface restante est disponible pour l'exploitation agricole, l'élevage et d'autres utilisations.
- L'énergie éolienne est l'une des sources de production d'électricité permettant de parvenir à moindre coût à la réalisation des objectifs que s'est fixée l'Union Européenne pour 2020 : 20% d'énergies renouvelables (éolienne et autres) dans la consommation globale d'énergie.
- Les éoliennes permettent grâce à la taxe professionnelle de participer au développement local des communes avec une contribution annuelle de l'ordre de 10 000 € par MW d'énergie éolienne produite (ce chiffre peut varier en fonction des communautés de communes concernées par les installations d'éoliennes).
- Le prix de revient d'une éolienne a fortement diminué depuis 2011 suite aux économies d'échelle qui ont été réalisées sur leur fabrication.
- Un parc éolien prend peu de temps à construire, et son démantèlement garantit la remise en état du site original [0.1, 0.8].

Le développement durable et les énergies éoliennes suscitent aujourd'hui l'intérêt de plusieurs laboratoires de recherches et plusieurs pays industrialisés. Ainsi, le développement des éoliennes représente un grand investissement dans le domaine de la recherche technologique. De nombreux travaux de recherche sur le contrôle et la commande d'éoliennes ont été menés. Grâce à ces recherches, les dernières générations d'éoliennes fonctionnent à une vitesse variable sans multiplicateur de vitesse [0.9, 0.10 et 0.11]. Ce type d'éoliennes permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. Il est ainsi possible de modifier la vitesse de rotation de la turbine, permettant alors de maximiser la puissance extraite à chaque vitesse de vent. Néanmoins, il reste encore à introduire plus

d'intelligence dans le fonctionnement et le contrôle des aérogénérateurs. Pour cela, on sera amené à utiliser de plus en plus les techniques de l'automatique avancée et robuste (modes glissant, logique flou, entre autres).

Ainsi, l'objectif principal de nos travaux de thèses est d'étudié les techniques de commande modernes et efficaces appliqués aux éoliennes à vitesse variable à base de GSAP, pour atteindre plusieurs objectifs (maximisation, optimisation et gestion de la production d'énergie de vent). Par optimisation, nous entendons non seulement l'amélioration de la qualité de l'énergie produite et le rendement énergétique mais aussi l'assurance d'une injection efficace de la puissance électrique vers le réseau. Ce qui aurait pour conséquence de rendre possible la fabrication des aéro-turbines plus légères améliorant de ce fait la productivité. Pour ce faire, le mémoire sera organisé en quatre chapitres comme suit :

Le premier chapitre aborde l'étude sous une forme assez descriptive. En effet nous présentons dans un premier temps un état de l'art sur l'énergie éolienne à travers une revue de la littérature disponible. Nous évoquons les différentes technologies éoliennes usuellement utilisées dans le domaine, Puis, nous abordons plus spécifiquement la question des chaînes éoliennes à vitesse variable, ainsi que les méthodes de contrôle utilisées pour maximiser leur efficacité énergétique. Le but étant qu'à la fin de ce chapitre, le type de générateur utilisé dans cette thèse soit clairement identifié.

Dans le deuxième chapitre, nous étudierons d'abord la conversion d'énergie aérodynamique en énergie électrique (loi de betz, coefficient de vitesse réduit, coefficient de puissance). Ainsi nous décrirons et modéliserons la turbine éolienne à vitesse variable basé sur GSAP; Nous modéliserons chaque élément indépendamment de l'autre (vent, turbine éolienne, multiplicateur, arbre mécanique, GSAP, convertisseur de puissance, bus continu, filtre et réseau électrique. Nous procèderons à la mise en équation de la GSAP, afin de simplifier les équations de cette machine, nous utiliserons la transformation de PARK. Elle permet le passage du repère abc au repère dq. L'intérêt est d'obtenir des équations plus simples qui nous permettront d'effectuer les commandes de contrôle des convertisseurs de puissance. Enfin, nous expliquerons la notion de MPPT en précisant pourquoi il devient nécessaire de l'introduire dans toutes les éoliennes à vitesse variable.

Dans le troisième chapitre, une commande de convertisseur côté générateur a été appliquée. Pour cela, dans la première partie nous démontrons en détails les différentes étapes de la commande appliquée au convertisseur côté GSAP pour extraire la puissance maximale. Ensuite, cinq techniques MPPT ont été étudiées et comparées exhaustivement. Pour chaque méthode MPPT nous fournissons une comparaison de la performance basée sur la simulation en termes: d'exigences de capteurs, de robustesse, de vitesse de réponse, d'efficacité et des besoins en mémoire. Les avantages et les inconvénients de chaque technique sont mis en évidence par simulation. Dans la deuxième partie, une commande vectorielle à flux orienté a été expliquée pour une application au GSAP pour générer le fonctionnement optimal à chaque instant. Enfin une simulation sous MATLAB-Simulink a été effectuée pour le convertisseur côté générateur (MPPT, commande vectorielle).

Dans le quatrième chapitre, on a introduit la problématique des connexions des éoliennes au réseau électrique, du fait de la difficulté à prévoir la production, du risque de déconnexions intempestives des fermes d'éoliennes et d'une dégradation de la qualité de l'électricité. Ensuite, nous nous sommes intéressés à la commande de la partie convertisseur côté réseau. Une stratégie de DPC (Contrôle Direct de la Puissance) avec une commande utilisant le mode glissant d'ordre « 2 » a été proposée, afin de répondre aux objectifs définis. C'est à dire une commande robuste donc augmentant la fiabilité, améliorant le rendement énergétique, et qui avec le peu de broutement qu'elle engendre une distorsion dans les courants injectés au réseau électrique donc dégrader la qualité de la puissance éolienne produite. Enfin, une comparaison entre la méthode conventionnelle a été effectuée et une analyse d'harmonique réalisé sous MATLAB-Simulink.

## Références bibliographiques

- [0.1] VAN DER HOEVEN, Maria. World Energy Outlook 2013. 2013.
- [0.2] MNRE (Ministry of New and Renewable Energy) 2012; Annual Report 2011-2012, New Delhi.
- [0.3] DESCAMP, Cathy. Etude de la capture du CO<sub>2</sub> par absorption physique dans les systèmes de production d'électricité basés sur la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné. 2004.
- [0.4] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.consoglobe.com/nouveau-record-energies-renouvelables-monde-cg>
- [0.5] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.energies-renouvelables.org>, 2011.
- [0.6] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.lezarts.org/03lezarts/ecologie/Energieolienne/energieolien>
- [0.7] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.info-eolien.com/historique.html>
- [0.8] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.les-energies-renouvelables.eu/avantages-et-inconvénients-de-l'énergie-éolienne.html>
- [0.9] AMIRAT, Yassine, BENBOUZID, Mohamed, BENSAKER, Bachir, et al. The state of the art of generators for wind energy conversion systems. Electromotion, 2007, vol. 14, no 4, p. 163-172.
- [0.10] AZZOUZI, Jaouad. Contribution à la modélisation et à l'optimisation des machines synchrones à aimants permanents à flux axial. Application au cas de l'aérogénérateur. 2007. Thèse de doctorat. Université du Havre.
- [0.11] CHKIR, Said. Contribution à l'étude aérodynamique d'une éolienne par une méthode de sillage libre. 2010. Thèse de doctorat. Arts et Métiers ParisTech.

## Introduction générale

---

# CHAPITRE I

## Etat de l'art & Description de l'étude

I.1 Introduction .....	11
I.2 L'énergie électrique éolienne .....	11
I.2.1 Bilan énergétique mondial .....	11
I.2.2 Enjeux de l'éolienne .....	13
I.2.2.1 Sur le plan environnemental .....	13
I.2.2.1 Sur le plan économique .....	14
I.2.3 La rentabilité d'une éolienne .....	14
I.3 Types d'aérogénérateurs .....	14
I.3.1 Aérogénérateurs à axe vertical VAWT .....	15
I.3.1.1 Aérogénérateurs à rotor de Darrieus .....	15
I.3.1.2 Aérogénérateurs à rotor de Savonius .....	16
I.3.1.3 Avantages et inconvénient des aérogénérateurs à axe vertical .....	16
I.3.2 Aérogénérateurs à axe horizontal .....	16
I.3.2.1 Les éoliennes à marche lente .....	17
I.3.2.2 Les éoliennes à marche rapide .....	18
I.4 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal .....	19
I.4.1 Le rotor .....	19
I.4.2 Les pales .....	20
I.4.3 La nacelle .....	20
I.4.4 Les multiplicateur de vitesse .....	20
I.4.5 L'arbre secondaire .....	21
I.4.6 L'anémomètre .....	21
I.4.7 La girouette .....	21
I.4.8 Le système d'orientation .....	21
I.4.9 La génératrice .....	21

I.5 Contrôle de la puissance fournie par une éolienne .....	21
I.5.1 Systèmes de régulation au niveau de la turbine .....	22
I.5.1.1 Contrôle à calage variable de pale .....	22
I.5.1.2 Régulation par décrochage aérodynamique ..	22
I.5.1.3 Régulation active par décrochage aérodynamique ....	22
I.5.2 Contrôle au niveau de la génératrice .....	22
I.5.2.1 Eolienne à vitesse fixe .....	22
I.5.2.2 Eolienne à vitesse variable .....	23
I.5.2.3 Comparaison entre les éoliennes à vitesse fixe et variable .....	23
I.5.2.4 Intérêt de la vitesse variable.....	24
 I.6 Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable .....	24
I.6.1 Système utilisant une génératrice asynchrone.....	24
I.6.1.1 Avantages et inconvénients .....	25
I.6.2 Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation .....	25
I.6.2.1 Avantages et inconvénients .....	25
I.6.3 Système utilisant une génératrice synchrone .....	26
I.6.3.1 Avantages et inconvénients .....	27
 I.7 Conclusion .....	27
 I.8 Références bibliographiques .....	28

## I.1. INTRODUCTION

A cause de la nature intermittente et variable du vent, les éoliennes sont considérées comme des sources d'énergie instable. Mais n'oublier pas que le vent est une source d'énergie renouvelable, gratuite et exploitable avec un bon niveau de sécurité et respectueuse de l'environnement. Dans le monde entier, les ressources d'énergie éolienne sont pratiquement illimitées. Les récentes recherches dans les domaines des turbines éoliennes à vitesse variable, l'électronique de puissance et les techniques de commandes avancées ont permis le contrôle des puissances produites par ces aérogénérateurs, ainsi tendent à rendre l'énergie éolienne aussi compétitive que l'énergie d'origine traditionnelle [I.1].

Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable et sans multiplicateur de vitesse. Ces types de fonctionnement permettent d'augmenter le rendement énergétique, de diminuer les efforts mécaniques et d'améliorer la qualité des énergies électrique et mécanique produites. Dans cette thèse, l'objectif principal de notre travail est d'étudier et comparer les nouvelles techniques de commande appliquées à une chaîne éolienne (turbine, génératrice et convertisseurs), susceptibles d'optimiser la production d'un aérogénérateur à vitesse variable.

Dans ce premier chapitre, nous présenterons un bilan des formes des énergies les plus consommées au monde. Nous établirons aussi la corrélation entre l'utilisation de l'énergie et les problèmes environnementaux qui s'ensuivent. Les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés. Ensuite, les différentes associations machines électriques-convertisseurs statiques, utilisées pour la conversion éolienne seront étudiées et comparées selon différent avantages et inconvénient. Les différentes techniques de limitation ou de contrôle de cette puissance sont ensuite brièvement exposées. Les diverses structures d'aérogénérateurs présentes sur le marché (vitesse fixe ou variable) sont démontrées. Enfin, nous allons préciser le choix du type d'éolienne ce qui nous permettra de définir le cadre de notre travail ; c'est-à-dire l'élaboration des commandes pour la turbine et pour la génératrice de l'éolienne.

## I.2. L'énergie électrique éolienne

L'intérêt actuel pour l'énergie éolienne provient du besoin d'élaborer des systèmes d'énergie moins coûteuse, propre et durables auxquels on peut se fier à long terme. L'aérodynamique, l'ingénierie, l'électronique de puissance moderne ont permis d'améliorer les éoliennes concurrentes à d'autres énergies traditionnelles.

### I.2.1. Bilan énergétique mondial

En cinq ans, la puissance éolienne installée a été multipliée par trois dans le monde, passant de 121 GW à 319 GW. La capacité installée à presque doublé en Europe, passant de 65,2 GW à 117,7 GW entre 2008 et 2013. Les pays précurseurs dans le monde ont été le Danemark, l'Allemagne et l'Espagne.

Récemment, la Chine et les Etats-Unis sont devenus les pays possédant la plus grande capacité éolienne installée, précédant l'Allemagne et l'Espagne qui restent cependant les pays disposant de la plus grande puissance éolienne par habitant avec le Danemark [I.2].

**Tab.I.1 :** Puissance éolienne installée : principaux pays européens (en MW) [I.2]

Cumul	Espagne	Allemagne	Italie	France	G-B	Portugal	Danemark
<b>2000</b>	6 090	2 440	390	80	610	100	2300
<b>2003</b>	14600	6200	900	250	650	290	3120
<b>2008</b>	25720	19160	4900	4630	4420	3320	3480
<b>2010</b>	27190	20760	5810	6060	5380	3860	3800
<b>2011</b>	29070	21550	6880	6790	6490	4300	3950
<b>2012</b>	31420	22780	8120	7510	8850	4530	4160
<b>2013</b>	34630	22960	8550	8140	10780	4720	4770

**Tab.I.2 :** Puissance éolienne installée : Europe et principaux pays du monde (en MW) [I.2]

	EU 27	Etats-Unis	Canada	Chine	Inde	Japon	Monde
<b>2000</b>	12 950	2 500	150	340	1 200	150	17 700
<b>2003</b>	28 700	6 400	320	640	2 100	570	39 400
<b>2008</b>	65 170	25 240	2 360	12 100	9 600	1 880	121 000
<b>2009</b>	75 100	35 100	3 300	25 800	10 900	2 100	158 900
<b>2010</b>	84 950	40 290	4 000	44 500	13 060	2 330	197 700
<b>2011</b>	94 040	46 920	5 260	62 360	16 080	2 540	237 800
<b>2012</b>	106 800	60 010	6 200	75 300	18 400	2 610	283 400
<b>2013</b>	117 700	61 100	7 800	91 400	20 150	2 660	318 600

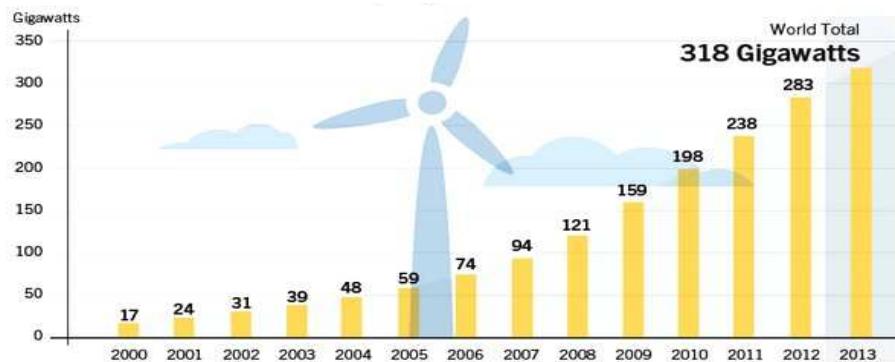
**Tab.I.3 :** Production d'électricité ajoutée chaque année de 2011 à 2017 (en TW/h) [I.2]

TW/h	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Éolien</b>	85,4	95,0	74,0	95	105	116	126
<b>Photovoltaïque</b>	31,6	31,4	40,0	47	55	63	72
<b>Éolien +solaire</b>	117,0	126,4	114,0	142	160	179	198
<b>Nucléaire</b>	- 52,8	11,6	-0,7	120	117	43	42

Les énergies renouvelables prennent une importance croissante dans la production mondiale d'électricité. Chaque année entre 2011 et 2017, la production d'électricité ajoutée par les énergies éolienne et photovoltaïque sera plus importante que celle ajoutée par les réacteurs nucléaires en construction.

Plus de 35 GW des capacités éoliennes ont été ajoutés en 2013 pour un total légèrement supérieur à 318 GW. Après plusieurs années de fortes progressions, ce marché à toutefois reculé de près de 10 GW par rapport à l'année 2012, en raison principalement de la forte baisse du marché américain. L'énergie éolienne en mer a connu une année record, avec 1,6 GW ajoutés, la quasi-totalité installée dans l'Union européenne [I.3].

Plus de 35 GW de capacités éoliennes ont été ajoutés en 2013 pour un total de capacité de production mondiale légèrement supérieur à 318 GW. Malgré plusieurs années records, ce marché a toutefois reculé de près de 10 GW par rapport à 2012, en raison principalement de la forte baisse du marché américain. Heureusement, l'énergie éolienne en mer a connu une année record, avec 1,6 GW ajoutés, la quasi-totalité étant enregistrée dans l'Union européenne. [I.4].



**Figure.I.1.** La production d'éolienne en 2013 (GW) [I.3].

## I.2.2. Enjeux de l'éolienne

Cette énergie, exploitée depuis l'antiquité pour l'utilisation des moulins à vent, avait été délaissée pour les énergies telles que le nucléaire. C'est depuis une trentaine d'années qu'elle a refait surface sous forme d'éolienne et son développement est considérable. La prise de conscience collective des méfaits des énergies fossiles ou nucléaires a permis aux énergies renouvelables de présenter ses avantages.

### I.2.1.1. Sur le plan environnemental

Les énergies renouvelables sont des énergies propres et économiques, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et elles ne produisent aucun déchet radioactif. De plus, elle rembourse sa dette énergétique, c'est-à-dire l'énergie nécessaire à sa fabrication, en neuf mois. Par contre, elle a un impact sur l'avifaune, le bruit et le paysage. L'éolienne a quelques inconvénients :

- **L'impact visuel** : qui reste un thème subjectif. Selon les enquêtes réalisées en Europe, la perception d'une éolienne n'est pas négative et varie selon le type de paysage initial, de la disposition (la disposition en ligne est préférable), de la quantité, de la taille des machines, du nombre de pales. Dans tous les cas une étude paysagère est indispensable lors du montage du projet.
- **Interférence électromagnétique** : la réflexion des signaux sur les pales du rotor, structure tournante, peut provoquer d'éventuelles interférences sur les systèmes de télécommunication, TV, radars... Une concertation avec les organismes militaires et civils concernés est donc requise.

- **Le bruit :** c'est un critère souvent évoqué, mais qui ne trouve plus de fondement réel. Les nouvelles machines ont fortement évolué. Les bruits mécaniques ou aérodynamiques ont été réduits par l'utilisation de nouveaux profils, extrémités de pale, mécanismes de transmission etc , et ne sont plus une gêne, même proche des machines (50-60 dB équivalent à une conversation). Une distance d'environ huit fois le diamètre permet de ne plus distinguer aucun bruit lié à cette activité (< 40 dB). De plus, il faut souligner que le bruit naturel du vent, pour des vitesses supérieures à 8 m/s, a tendance à masquer le bruit rayonné par l'éolienne [I.5].
- **Faune :** de nombreuses études ont été menées, dans les pays fortement développés en matière d'énergie éolienne, suite à des mouvements de protestation. Le fonctionnement propre de l'aérogénérateur n'est pas à mettre en cause. Les oiseaux réagissent très bien et les risques de collision sont très faibles. La faune est généralement plus dérangée par l'activité humaine, surtout liée à la construction du site. En phase d'exploitation, la faune s'adapte et reprend son mode de vie (cas des ours par exemple).

### I.2.1.2. Sur le plan économique

Les différents accidents (de cause naturelle ou humaine) comme ceux survenus à Tchernobyl ou plus récemment à Fukushima se traduisent par des coûts importants et des problèmes écologiques souvent dramatiques pour les populations locales. Les déchets radioactifs créés par le nucléaire sont dangereux et le coût pour les contenir est très élevé. De plus, différentes études montrent que les énergies renouvelables sont plus économiques à long terme [I.6].

### I.2.3. La rentabilité d'une éolienne

La rentabilité d'une éolienne dépend de son rendement énergétique, d'exposition au vent, de son prix d'achat, de son mode de financement et de son coût d'exploitation. L'énergie qu'une éolienne capte dans le vent est proportionnelle à la surface balayée par les pales et au cube de la vitesse du vent. Plus la puissance d'une éolienne est importante, plus son prix au MW est faible. Plus le mat d'une éolienne est haut, plus importante est l'énergie captée dans le vent. Ainsi l'éolien industriel, qui utilise des machines dont la puissance peut atteindre 6 MW, produit de l'électricité à un prix beaucoup plus avantageux que les petites éoliennes utilisées par les particuliers.

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

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

## I.3. Types d'aérogénérateurs

Du point de vue conception, les éoliennes peuvent être divisées en deux familles selon l'orientation de leur axe de rotation par rapport à la direction du vent. On note : les éoliennes à axe vertical (VAWT) et les éoliennes à axe horizontal(HAWT) [I.7, I.8].

### I.3.1. Aérogénérateurs à axe vertical VAWT

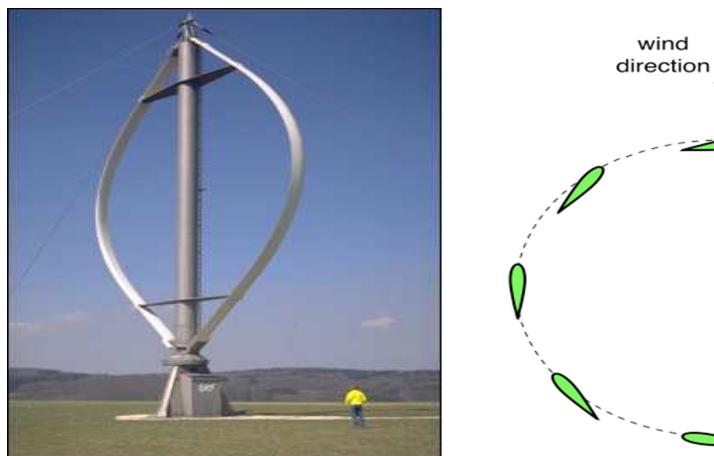
Les aérogénérateurs à axe vertical ont été les premières structures adoptées pour la production de l'énergie électrique. Plusieurs prototypes ont vu le jour mais peu sont ceux qui sont parvenu au stade de l'industrialisation [I.9].

L'axe de rotation d'une VAWT est vertical par rapport au sol et perpendiculaire à la direction du vent. Ce type de turbine peut recevoir le vent de n'importe quelle direction, ce qui rend inutile tout dispositif d'orientation. Le générateur et la boite d'engrenages (multiplicateur) sont disposés au niveau du sol, ce qui est plus simple et donc économique [I.1]. La maintenance du système est également simplifiée dans la mesure où elle se fait au sol. Ces turbines ne disposent pas de commande d'angle de pale comme dans le cas de HAWT (aérogénérateurs à axe horizontal). Ils sont classés selon leur caractéristique aérodynamique en deux familles :

- Les aérogénérateurs conçus sur la base de la portance : Aérogénérateurs à rotor de Darrieus : conçu par l'ingénieur français George Darrieus.
- Les aérogénérateurs conçus sur la base de la traînée : Aérogénérateurs à rotor de Savonius : inventé par le finlandais Sigurd Savonius en 1924) [I.10].

#### I.3.1.1. Aérogénérateurs à rotor de Darrieus

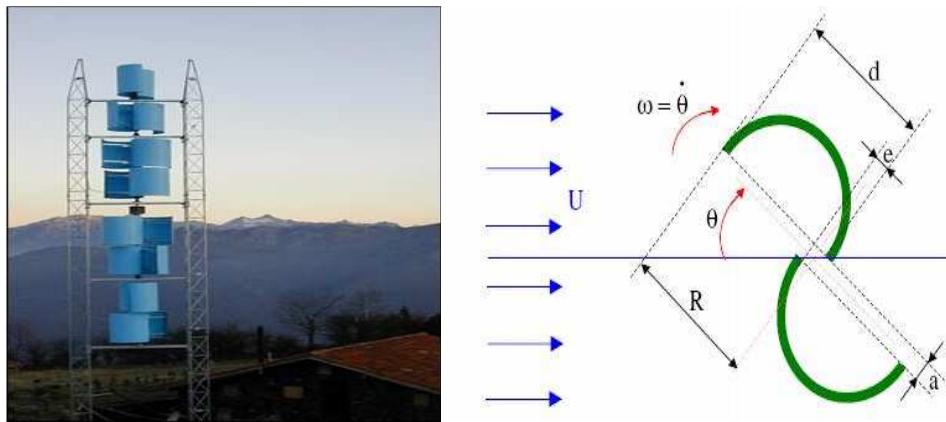
Ce type d'aérogénérateur est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variable selon l'orientation de ce profil voir Figure.I.2.La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.



**Figure. I. 2.** Aérogénérateur à axe vertical (structure de Darrieus) [I.11].

### I.3.1.2. Aérogénérateurs à rotor de Savonius

Ils sont basés sur le principe de la traînée différentielle qui stipule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure (voir Figure.I.3).



**Figure. I.3.** Aérogénérateur à axe vertical (structure de Savonius) [I.11].

### I.3.1.3. Avantages et inconvénients des aérogénérateurs à axe vertical

Les avantages théoriques d'une éolienne à axe vertical sont les suivants :

- Permet de placer la génératrice, le multiplicateur, à terre (il n'y pas besoin de munir la machine d'une tour).
- Un mécanisme d'orientation n'est pas nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent.

Les principaux inconvénients sont les suivants :

- Les vents sont plus faibles à proximité de la surface du sol.
- Un inconvénient, pour certaines VAWT, est de nécessiter un dispositif auxiliaire de démarrage.
- L'efficacité globale des éoliennes à axe vertical n'est pas satisfaisante.
- D'autres VAWT utilisent la poussée (drag) plutôt que la portance aérodynamique (lift, effet qui permet à un avion de voler), ce qui se traduit par une réduction du coefficient de puissance et un moindre rendement.

### I.3.2. Aérogénérateurs à axe horizontal

L'éolienne à axe horizontale, également appelée HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) (Figure.I.4) fonctionne globalement selon le même principe que les éoliennes à grandes capacités que l'on peut voir dans les parcs éoliens. Actuellement, ces turbines sont les plus utilisées dans la production des éoliennes comparativement à celles à axe vertical parce qu'elles sont caractérisées par un coût moins important, avec un bon rendement en plus elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques [I.12]. Elles sont constituées de plusieurs pales (bipale, tripale...) pour générer un couple moteur entraînant la rotation de générateur

électrique. Le nombre des pales varie entre 1 et 3, récemment le rotor tripal est le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, la vitesse spécifique et la vitesse de rotation du capteur éolien [I.13].

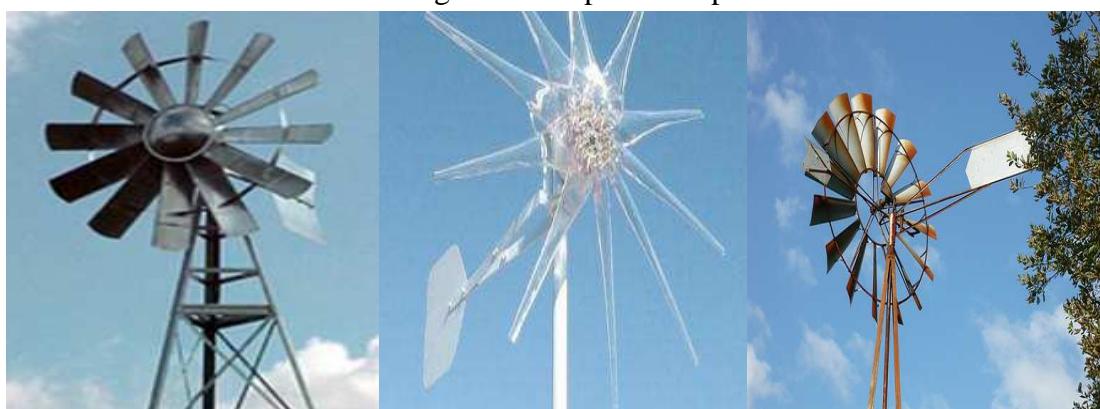
Le plus souvent, l'éolienne pour particulier à axe horizontal capte le vent (de face ou de dos selon le modèle) grâce à des pales assemblées en hélice. En effet, cette éolienne capte au maximum son énergie, car elle s'oriente d'elle-même pour s'adapter à la direction du vent. Il existe deux grandes familles d'éoliennes à axe horizontal : les éoliennes à marche lente et les éoliennes à marche rapide.



**Figure. I. 4.** Aérogénérateur à axe horizontal [I.14].

### I.3.2.1. Les éoliennes à marche lente

Les éoliennes à marche lente sont constituées d'un grand nombre de pales (entre 10 et 40) (voir Figure.I.5). Ce type d'éolienne sont défini par leur inertie importante et ont un couple de démarrage proportionnel au nombre de pales et au diamètre (maximum de 10 m) ; leur rendement par rapport à la limite de Betz est faible car leur vitesse en bout de pale est limitée. Dans cette structure le coefficient de puissance  $C_p$  atteint rapidement sa valeur optimale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite.



**Figure. I. 5.** Aérogénérateur à axe horizontal à marche lente [I.14].

### I.3.2.2. Les éoliennes à marche rapide

Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus utilisées et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement trois pales fixes ou orientables pour extraire le maximum de puissance cinétique de vent et pour contrôler la vitesse de rotation à chaque instant [I.15]. Le rayon de ces turbines peut atteindre des longueurs de plus de 120 m pour des éoliennes de plusieurs MW. La roue bipale est la plus économique et la plus simple mais elle est génératrice de vibrations qui peuvent être importantes. La roue tripale présente moins de risques de vibrations, d'où fatigue et bruit plus faibles, mais elle est plus compliquée et plus lourde. Leur  $C_p$  atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente contrairement aux éoliennes à marche lente. Les éoliennes à marche rapide fonctionnent rarement en dessous d'une vitesse de vent de 3.5 m/sec.

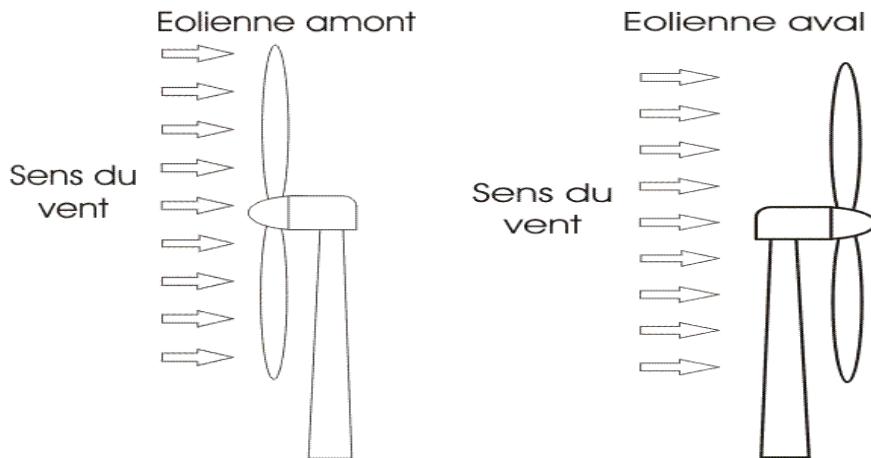


**Figure I. 6.** Aérogénérateur à axe horizontal à marche rapide [I.14].

Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal **à marche rapide**:

- A. **Amont** : 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 d'orientation.
- B. **Aval** : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto-orientable.

La disposition turbine en amont est la plus utilisée car plus simple et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances : pas de gouverne, les efforts de manœuvre sont moins importants et il y a une meilleure stabilité. Les pales des éoliennes à axe horizontal doivent toujours être orientées selon la direction du vent. Pour cela, il existe des dispositifs d'orientation de la nacelle en fonction de cette direction.



**Figure. I. 7.** Schéma d'une éolienne à axe horizontal amont et en aval [I.14].

#### I.4. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne à axe horizontale, le rotor, la nacelle et la tour, comme illustré sur la Figure.I.8, [I.16].



**Figure. I.8.** Composants d'une éolienne [I.17].

##### I.4.1. Le rotor

L'utilisation de rotor à trois pales est prédominante dans l'ensemble des machines de moyenne et grande puissance ( $> 30 \text{ kW}$ ), exploitées ou construites dans le monde soit environ 85 % du marché. En termes de poids, un éolien monopole doit être muni d'une masse inerte permettant l'équilibrage de la pale : elle est donc sensiblement équivalente à une machine bipale. Dynamiquement, la configuration tripale est la plus équilibrée. Elle doit cependant accepter un chargement cyclique plus important. Aéro-dynamiquement, les études montrent un léger avantage à posséder plusieurs pales (réduction des pertes d'extrémités). On augmente ainsi le coefficient de puissance d'environ 10 % en passant d'une pale à deux, de 3 % en passant de deux à trois, de 1 % en passant de trois à quatre, etc. Le choix résulte donc d'un

compromis entre l'efficacité aérodynamique du rotor, le poids, la dynamique des structures et le prix associé.

#### I.4.2. Les pales

La pale d'une éolienne est en réalité le véritable capteur de l'énergie présente dans le vent. De ses performances dépend la production d'énergie de l'installation, puis par conséquent l'intérêt économique de la machine. La conception d'une pale doit faire appel à un compromis délicat entre le rendement aérodynamique, la légèreté, la résistance statique, la tenue en fatigue. Ainsi le choix des profils, leur répartition en envergure, la forme en plan (évolution de la corde en fonction de l'envergure) et le vrillage de la pale doivent être soigneusement étudiés. Par exemple, selon le type de régulation choisi et selon la taille de l'éolienne, le vrillage pourra différer significativement d'une machine à l'autre. Pour une machine de grande taille à pas variable, on pourra envisager de démarrer la rotation en s'aidant du générateur utilisé en moteur. Par contre, pour une petite éolienne régulée au décrochage, le vrillage, notamment au pied de la pale, devra permettre un démarrage autonome de la machine. À ces contraintes s'ajoutent bien évidemment les critères relatifs au vent que la machine devra « utiliser ». Les constructeurs sont ainsi amenés à proposer différents types de pales pour une même puissance en fonction de la vitesse moyenne rencontrée sur les sites d'implantation. Après le choix d'une première configuration aérodynamique, il faut concevoir une structure résistante et légère. Là encore, les conditions de vent (vitesses, taux de turbulence) influent sur la conception (charges extrêmes, tenue en fatigue). On s'aperçoit donc aisément que la conception d'une pale est en fait un procédé itératif avec de nombreux paramètres et de nombreuses contraintes. Il est indéniable que l'apparition de logiciels de calcul évolués associés à des optimiseurs facilite grandement la tâche du concepteur.

#### I.4.3. La nacelle

Son rôle est d'abriter les composants transformant l'énergie mécanique en énergie électrique notamment le générateur. La nacelle regroupe toutes les parties mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbre lente et rapide, roulement, multiplicateur, le frein à disque, différents freins aérodynamiques, qui permettent d'arrêter le système en cas de surcharge.

#### I.4.4. Le multiplicateur de vitesse

Il sert à éléver la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique. En effet, la faible vitesse de rotation de l'éolienne ne permettrait pas de générer du courant électrique dans de bonnes conditions avec les générateurs de courant classiques. La boîte de vitesse permet d'avoir un rotor tournant lentement (30 à 40 tours/min) pouvant se coupler à un générateur de série, donc peu cher, qui tourne 40 à 50 fois plus vite. Dans les pays froids on doit réchauffer ces grosses boîtes d'engrenages.

#### **I.4.5. L'arbre secondaire**

L'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine.

#### **I.4.6. L'anémomètre**

Il mesure la vitesse du vent. Relier à un système de contrôle, il permet d'activer les mécanismes de freinage de l'éolienne afin de ralentir, voire d'arrêter l'éolienne si le vent est très fort.

#### **I.4.7. La girouette**

Ce composant indique la direction du vent. L'information est transmise au système d'orientation via un système de contrôle électronique.

#### **I.4.8. Le système d'orientation**

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

#### **I.4.9. La génératrice**

C'est un alternateur qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Les plus simples et robustes sont des générateurs synchrones à aimant permanent.

### **I.5. Contrôle de puissance fournie par une éolienne**

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en plusieurs étapes [I.18]:

- A. La turbine extrait une quantité de l'énergie cinétique du vent pour la convertir en énergie mécanique via les pales de la turbine.
- B. La vitesse de rotation de l'éolienne est adaptée à celle de la génératrice par un multiplicateur de vitesse selon le type de générateur utilisé.
- C. La génératrice convertit l'énergie mécanique en énergie électrique, ensuite et via un convertisseur de puissance l'énergie électrique est transmise au réseau électrique.

Pour les vitesses de vent fortes, un système de contrôle et protection est nécessaire dans chaque système éolien. Le contrôle de la puissance éolienne fournie peut se faire soit au niveau de la turbine soit au niveau de la génératrice.

### I.5.1. Systèmes de contrôle au niveau de la turbine

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

#### I.5.1.1. Contrôle à calage variable de pale

Dans une éolienne utilisant le calage variable de pale, le contrôleur électronique vérifie à chaque instant la puissance extraite par l'éolienne. En cas de puissance de sortie trop élevée par rapport à la puissance nominale, les pales pivotent légèrement sur le côté hors du vent.

#### I.5.1.2. Régulation par décrochage aérodynamique

Dans ce cas, les pales sont fixées au moyeu de façon rigide. Cependant, la géométrie de la pale a été conçue de façon à mettre à profit, en cas de la variation rapide et trop élevées de vitesses de vent, le décrochage aérodynamique en provoquant de la turbulence sur la partie de la pale qui n'est pas face au vent. Ce décrochage empêche la portance d'agir sur le rotor [I.19]. Le principe consiste à provoquer une diminution de  $\beta$ , ce qui entraîne une augmentation de l'angle d'incidence  $i$  de sorte que le trainée de la pale augmente considérablement tandis que sa portance diminue. Le système garanti une bonne régulation pour des vents inférieurs ou égaux à 60m/s.

#### I.5.1.3. Régulation active par décrochage aérodynamique

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

### I.5.2. Contrôle au niveau de la génératrice

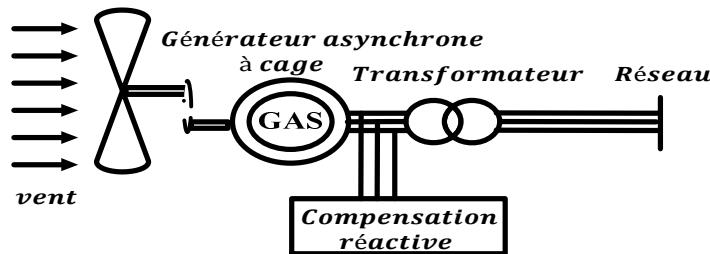
Le contrôle au niveau de la génératrice permet d'optimiser le captage de l'énergie pour les vents faibles et moyens. La génératrice peut être liée directement ou indirectement au réseau électrique [I.20].

#### I.5.2.1. Eolienne à vitesse fixe

Sont souvent munis d'un système d'orientation de pales permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance [I.12].

Cette éolienne repose sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique comme illustré dans la Figure. I.9. Un multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse qui est maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage.

La conception des turbines éoliennes à vitesse fixe est fortement liée aux caractéristiques aérodynamiques et mécaniques. Le temps de réponse de certaines de ces parties se situe dans la gamme de la dizaine de millisecondes [I.21]. En conséquence, en cas de rafales de vent, on peut observer une variation rapide et importante de la puissance électrique générée.



**Figure.I.9.** Éolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage

### I.5.2.2. Eolienne à vitesse variable

Sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites, la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique) [I.12]. Dans ce cas les figures. I.11, I.12 et I.13, montrent une interface de puissance adaptant la fréquence des courants du générateur à celle du réseau, permettant ainsi de fonctionner à vitesse variable.

### I.5.2.3. Comparaison entre les éoliennes à vitesse fixe et variable

Les éoliennes à vitesse fixe :

- Simplicité du système électrique.
- Plus grande fiabilité.
- Faible probabilité d'entrée en résonance des éléments de l'éolienne.
- Moins cher.
- Fonctionnement à vitesse variable ( $\pm 30\%$  de la vitesse nominale).

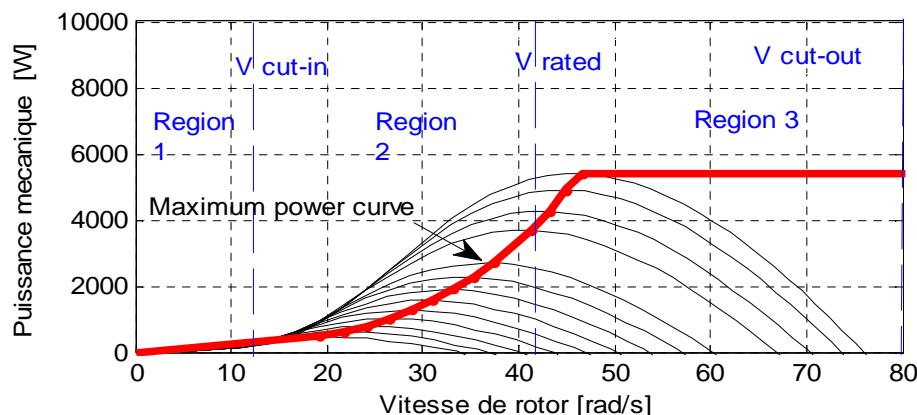
Les éoliennes à vitesse variable :

- Augmentation du rendement énergétique.
- Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance.

- Réduction des efforts subis par le train de puissance.
- Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

#### I.5.2.4. Intérêt de la vitesse variable

Si on considère les courbes du coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique, il apparaît clairement l'importance d'un réglage de vitesse. En effet, si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent ( $\lambda_{opti}$ ). Un système à deux vitesses de rotation est possible mais la vitesse variable électronique apporte beaucoup plus en terme énergétique [I.22]. La figure.I.10 montre que la position du maximum de la courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation, change avec la vitesse du vent. Typiquement, un réglage direct ou indirect de vitesse est nécessaire pour bien optimiser les transferts énergétiques. Nous verrons dans ce qui suit différents ensembles convertisseurs-machines utilisés dans la génération éolienne d'énergie.



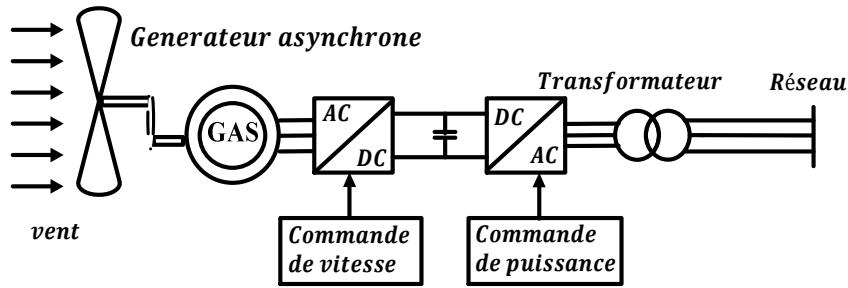
**Figure.I.10.** Variation de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent

### I.6. Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable

Les trois types de topologies indéniables pour des éoliennes à vitesses variables sont : la Machine Asynchrone (MAS) avec deux convertisseurs sont alors dimensionner pour la pleine puissance avec un moltiplicateur de vitesse (voir Figure.I.11), la Machine Asynchrone Double Alimentation (MADA) (voir Figure.I.12) et la Machine Synchrone (MS) avec et sans réducteur de vitesse représentée dans la figure.I.13.

#### 1.6.1. Système utilisant une génératrice asynchrone

L'éolienne dans cette configuration entraîne une génératrice asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance situé sur le circuit statorique. Contrairement à une éolienne à vitesse fixe, les tensions et les fréquences à la sortie de la génératrice ne sont plus imposées par le réseau, ce qui permet de réguler la vitesse de l'éolienne. La commande de l'onduleur permet de garder constante la tension du bus continu [I.23].



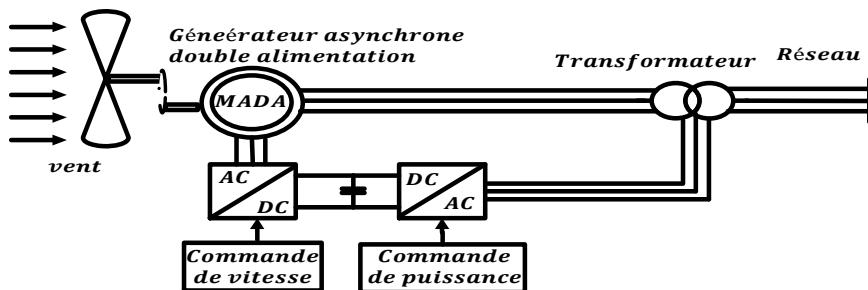
**Figure.I.11.** Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone

### 1.6.1.1. Avantages et inconvénients

- Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens.
- Électronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale.

### 1.6.2. Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation

La Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA) a suscité un intérêt particulier surtout en tant que génératrice dans le domaine de l'énergie éolienne. En effet, à travers cette section la structure de cette machine, les différents modes de fonctionnement et les configurations les plus utilisés seront présentés. Pour les éoliennes utilisant la MADA, le stator de celle-ci est directement couplé au réseau alors que son rotor est connecté au réseau à travers une interface composée de deux convertisseurs statiques (convertisseur côté MADA et convertisseur côté réseau), voir Figure.I.12.



**Figure.I.12.** Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA

### 1.6.2.1. Avantages et inconvénients

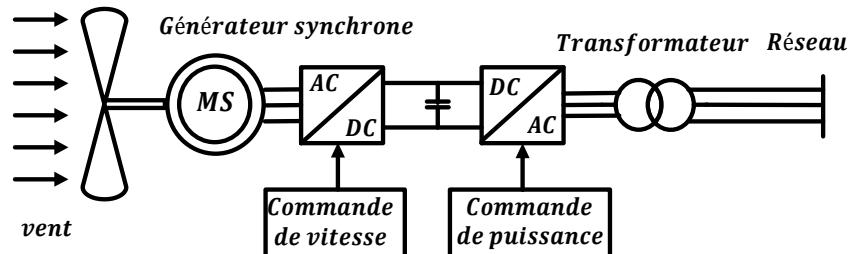
- Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens.
- Électronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale.
- Fonctionnement à vitesse variable ( $\pm 30\%$  de la vitesse nominale).
- Maintenance du multiplicateur.
- Commande complexe.
- Oscillations mécaniques.

### 1.6.3. Système utilisant une génératrice synchrone

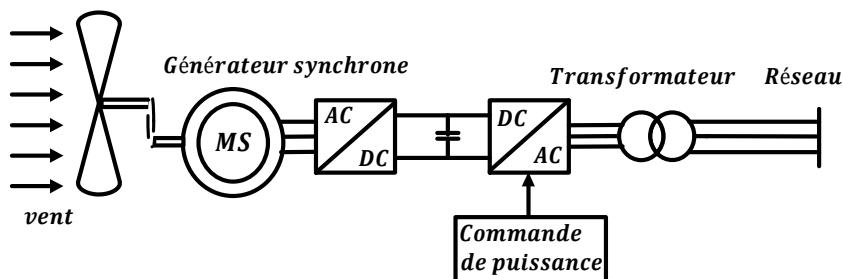
Enfin, tout particulièrement dans le cas des entraînements directs (sans multiplicateur mécanique), on utilise des MSs. Leurs performances, notamment en termes de couple massique, sont très intéressantes lorsqu'elles ont un très grand nombre de pôles. Leur fréquence étant alors incompatible avec celle du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose naturellement. C'est pourquoi les machines à entraînement direct sont toutes à vitesse variable.

Les GSAPs à entraînement direct sont encore peu nombreuses. Le principal fabricant est Enercon (plusieurs milliers de machines de 300 kW, 600 kW, 1 MW et 1.8 MW sont déjà en service). L'inducteur est bobiné, nécessite un système bagues lisses-balais ou un système à diodes tournantes sans contact (comme dans les « alternateurs classiques » de production) pour amener le courant continu. Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par le MLI.

Pour des raisons de compacité et de rendement, des génératrices synchrones à aimants permanents apparaissent (Jeumont Industrie, 750 kW) et devraient prendre une place croissante dans les prochaines années (voir Figure.I.13.a). On trouve également des machines synchrones « rapides » associées à un multiplicateur de vitesse, comme chez le constructeur Made (gamme au-delà de 800 kW). Ces machines fonctionnent à vitesse variable. Elles débitent sur un redresseur à diodes, puis la tension continue est convertie à travers un onduleur MLI pour être compatible avec le réseau comme le montre la Figure.I.10.b.



(a) Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone directement couplée à la turbine



(b) Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone couplée à la turbine via un multiplicateur et redresseur à diodes

**Figure.I.13.** Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone

De nos jours, dans le domaine de la conversion de l'énergie éolienne, l'intérêt se porte sur l'utilisation de génératrices électriques tournant à basse vitesse sans multiplicateur. Celui-ci est en effet une source de bruit et de pannes fréquentes. **Cette machine sera adoptée pour le reste du travail de thèse.**

#### 1.6.3.1. Avantages et inconvénients

- Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens.
- Absence de boîte de vitesse.
- Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse.

### I.7. Conclusion

Dans un contexte lié à la conception des systèmes de conversion d'énergie, et en particulier des systèmes éoliens, nous avons présenté les différents types d'aérogénérateurs. Le concept le plus simple est la vitesse fixe. Cependant, cette technologie ne répond plus aux critères imposés par les nouvelles normes, de plus en plus sévères, surtout en ce qui concerne la tenue aux creux de tension. L'avènement de l'électronique de puissance a permis le développement de nouvelles structures, dites à vitesse variable, qui sont susceptibles, malgré un surcoût évalué à 50%, de répondre à ce nouveau cahier des charges.

Dans ce chapitre nous avons présenté un état de l'art décrivant tout d'abord les notions générales sur l'énergie éolienne, nous avons énoncé quelques chiffres concernant la production d'électricité dans le monde en démontrant de quelle manière l'énergie éolienne était devenue incontournable. Dans un deuxième temps nous avons expliqué les enjeux de cette énergie. Ensuite, Nous avons parlé des différents types d'éolienne, les éoliennes à vitesse fixe, à vitesse variable, les éoliennes à axe vertical, à axe horizontal.

Finalement, ce premier chapitre a permis d'expliquer le choix du type d'aérogénérateur étudié c'est à dire un aérogénérateur à axe horizontal à vitesse variable couplé directement à la turbine éolienne donc son multiplicateur de vitesse.

Le chapitre suivant détaille l'architecture électrotechnique et la modélisation de la chaîne éolienne appliquée dans cette thèse.

## I.8. Références bibliographiques

- [I.1] SATHYAJITH, Mathew. Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics. Springer Science & Business Media, 2006.
- [I.2] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : [http://energeia.voila.net/eolien/eolien\\_monde.htm](http://energeia.voila.net/eolien/eolien_monde.htm)
- [I.3] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de <http://www.ddmagazine.com/2846-Energies-renouvelables-dans-le-monde-les-chiffres-2013.html>
- [I.4] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de <http://www.notre-planete.info/actualites/4047-energies-renouvelables-dynamisme>
- [I.5] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de <http://www.windpower.org/fr/core.htm>
- [I.6] Ho Mae-Wan. Publication 2011. « Les énergies renouvelables coutent moins cher ». Rapport ISI 19 janvier 2011. En ligne.<<http://yonne.lautre.net/spip.php?article4773>>. Consulté le 22 février 2012.
- [I.7] MULTON, Bernard, ROBOAM, Xavier, DAKYO, Brayima, et al. Aérogénérateurs électriques. Techniques de l'ingénieur. Génie électrique, 2004, vol. 7, no D3960.
- [I.8] PALUCH, Bernard. Introduction à l'énergie éolienne: L'Energie éolienne. REE. Revue de l'électricité et de l'électronique, 2005, no 5, p. 35-50.
- [I.9] P. Leconte et al., Eoliennes, Fiche BM4640, Septembre 2009 :
- [I.10] HAMDI, Naouel. Modélisation et commande des génératrices éoliennes. mémoire de magister en électrotechnique, université MENTOURI de Constantine, 2008, vol. 24, no 01.
- [I.11] BOYETTE, Armand. Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne. 2006. Thèse de doctorat. Université Henri Poincaré-Nancy I.
- [I.12] POITIERS, Frédéric. ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau. 2003. Thèse de doctorat. Université de Nantes.
- [I.13] MIRECKI, Adam. Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance. 2005.
- [I.14] <https://www.google.dz/search?q=%C3%A9olienne+image&biw=1366&bih=606&tbs=isch&tbo=u&source=univ&sa=X&ei=dUoWVZqkGIXxUpfSgIgF&sqi=2&ved=0CBsQsAQ>
- [I.15] AMIRAT, Yassine, BENBOUZID, Mohamed, BENSAKER, Bachir, et al. The state of the art of generators for wind energy conversion systems. Electromotion, 2007, vol. 14, no 4, p. 163-172.

- [I.16] EL AIMANI, Salma. Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. 2004. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- [I.17] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.wind power .dk/>.
- [I.18] ACKERMANN, Thomas et SÖDER, Lennart. An overview of wind energy-status 2002. Renewable and sustainable energy reviews, 2002, vol. 6, no 1, p. 67-127.
- [I.19] MOREAU, Luc. Modélisation, conception et commande de génératrices à réluctance variable basse vitesse. 2005. Thèse de doctorat. Université de Nantes.
- [I.20] CAMBLONG, Haritza. Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éoliennes dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable. 2003.
- [I.21] FRANCOIS, Bruno, ROBYNS, Benoit, DE JAEGER, Emmanuel, et al. Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension: L'Energie éolienne. REE. Revue de l'électricité et de l'électronique, 2005, no 5, p. 65-74.
- [I.22] MULJADI, Eduard et BUTTERFIELD, Charles P. Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. Industry Applications, IEEE Transactions on, 2001, vol. 37, no 1, p. 240-246.
- [I.23] ABU-TABAK, Nesmat. Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines: modélisation, commande, observation et simulation. 2008. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lyon.



# CHAPITRE II

## Modélisation d'un système éolien à vitesse variable

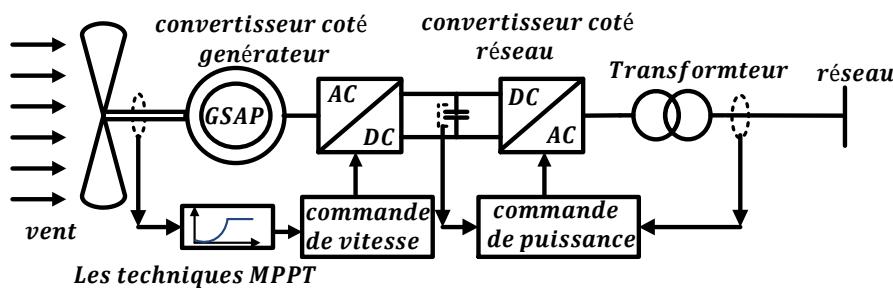
II.1	Introduction .....	33
II.2	Conversion d'énergie aérodynamique en énergie électrique .....	33
II.2.1	La loi de Betz .....	34
II.2.2	Le coefficient de vitesse réduite (tip-speed ratio) .....	36
II.2.3	Le coefficient de puissance (power coefficient) $C_p$ .....	36
II.2.4	Le coefficient de couple (torque coefficient) $C_t$ .....	37
II.2.5	Impact du nombre des pales sur le coefficient de puissance .....	38
II.2.6	Courbes caractéristiques des turbines éoliennes .....	38
II.3	Modélisation de la turbine éolienne .....	39
II.3.1	Modélisation de vitesse du vent .....	39
II.3.2	Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine .....	39
II.3.3	Modèle de multiplicateur .....	41
II.3.4	Équation dynamique de l'arbre de transmission .....	41
II.4	Modélisation de la machine synchrone à aimant permanent .....	42
II.4.1	Avantages de l'utilisation des machines synchrones .....	42
II.4.2	Composition de la MSAP .....	42
II.4.2.1	Le nombre de pôles de la machine .....	43
II.4.2.2	Le stator .....	43
II.4.2.3	Le rotor .....	43
II.4.3	Circuit équivalent d'un générateur synchrone .....	44
II.4.4	Hypothèses simplificatrices .....	44
II.4.5	Équations électriques dans un repère naturel .....	44
II.4.6	Passage au repère de Park .....	45
II.4.7	Équations magnétiques .....	46
II.4.8	Puissance et couple électromagnétique .....	48

II.4.9	Équation mécanique .....	48
II.4.10	Simulation de la GSAP .....	48
II.5	Modèles du convertisseur de puissance .....	50
II.5.1	Modélisation d'un redresseur MLI dans le repère naturel .....	51
II.5.1.1	Modèle en triphasé .....	51
II.5.1.2	Modèle dans le référentiel de Park .....	52
II.5.2	Modélisation du bus continu .....	52
II.5.3	Onduleur de tension côté réseau .....	52
II.5.3.1	Modèle en triphasé .....	53
II.5.3.2	Modèle dans le référentiel de Park .....	53
II.5.4	Modélisation du filtre .....	54
II.5.4.1	Modélisation du filtre dans le repère naturel .....	54
II.5.4.2	Modélisation du filtre dans le repère de Park ..	55
II.5.5	Modélisation du réseau électrique .....	55
II.5.6	Simulation du redresseur .....	56
II.5.6.1	Interprétation des courbes.....	59
II.6	Conclusion .....	60
II.7	Références bibliographiques .....	61

## II.1. Introduction

Aujourd'hui, plus de 90 % des systèmes éoliennes de moyenne et faible puissance utilisent les machines synchrone à aimant permanent (MSAP). Celles-ci présentent des avantages déterminant pour la production électrique dans le marché des turbines éoliennes. Dans cette thèse un système de conversion éolienne à base de la MSAP comme illustrée dans la Figure.II.1, est constitué d'une turbine éolienne à trois pales, une génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP), un bus continu (DC), deux convertisseurs statiques de puissance, un filtre triphasé et un réseau électrique.

Dans l'architecture ci-dessous, la turbine éolienne à vitesse variable est couplée directement à la GSAP (sans multiplicateur de vitesse), puis la GSAP est connectée au réseau via deux convertisseurs statiques bidirectionnels mis en cascade à travers un bus continu. Dans ce chapitre nous modéliserons et simulerons l'architecture et le fonctionnement de chaque élément indépendamment de l'autre, pour le préparer à la simulation de la chaîne éolienne complète avec les différents algorithmes de commande appliqués au chapitre III.

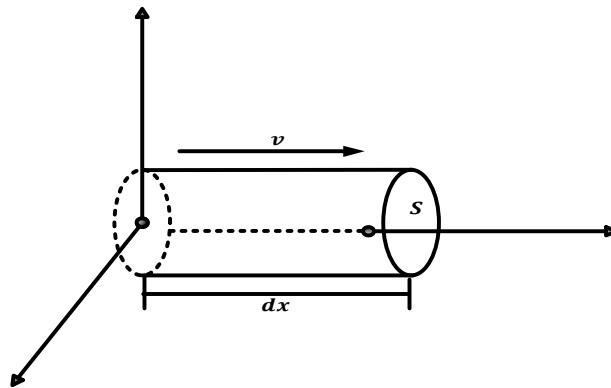


**Figure. II. 1.** Système de conversion éolienne à vitesse variable basé sur MSAP

## II.2. Conversion d'énergie aérodynamique en énergie électrique

L'énergie cinétique contenue dans le vent est transformée en partie en énergie mécanique par les pales de la turbine, puis en énergie électrique via un générateur. L'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur  $dx$  de section  $S$  de masse volumique  $\rho$ , animée d'une vitesse  $v$ , s'écrit comme indiqué dans la Figure. II. 2:

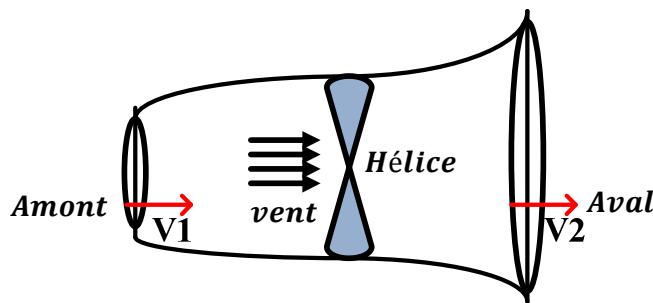
$$dE_c = \frac{\rho S dx v^2}{2} \quad (\text{II.1})$$



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

### II.2.1. La loi de Betz

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté dans la Figure.II.3. Albert Betz suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse  $V_1$  et à l'infini en aval d'une vitesse  $V_2$ . Selon la loi de Betz, il paraît évident que plus la partie de l'énergie cinétique du vent captée par les pales d'une éolienne est grande, plus petite sera la vitesse du vent sortant par le côté gauche de l'éolienne.



**Figure. II.3.** Déplacement du vent dans une éolienne à axe horizontal

Nous pouvons donc penser qu'il doit y avoir une manière de freiner le vent qui se trouve entre ces deux extrémités et qui permette de façon bien plus efficace de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Donc on peut conclure que: une éolienne idéale freinerait le vent à  $1/3$  de sa vitesse réelle. Afin de bien comprendre pourquoi, nous devons utiliser la loi physique fondamentale de l'aérodynamique des éoliennes [II.1].

L'application des principes fondamentaux de la physique permet de déterminer la quantité maximale d'énergie du vent qui peut être convertie en énergie mécanique (rotation de l'arbre de la turbine). Ce rendement aérodynamique instantané, ou coefficient de performance  $C_p$ , ne peut dépasser  $16/27$  soit approximativement 59 %. Par conséquent, le rendement instantané qui tient aussi compte d'autres pertes (aérodynamiques, accouplement, conversion électrique, auxiliaires) doit être inférieur à cette valeur :

$$\text{Rendement global instantané} < \text{rendement aérodynamique} < 16/27$$

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor soit égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbée à l'avant de l'éolienne  $V_1$  et la vitesse du vent après passage à travers le rotor  $V_2$ , la masse d'air en mouvement traversant la surface des pales en une seconde est :

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

En utilisant la seconde loi de Newton, on pourra exprimer la puissance par :

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

Soit en remplaçant  $m$  par son expression :

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

Un vent théoriquement non perturbé traversant cette même surface  $S$  sans diminution de vitesse donnerait :

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

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

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

En traçant le ratio des puissances  $\left(\frac{P_m}{P_{mt}}\right)$  en fonction du ratio des vitesses  $\left(\frac{V_1}{V_2}\right)$  nous obtenons la courbe illustrée par la Figure.II.4. Ce ratio présente un maximum, c'est la limite de Betz. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance  $C_p$  exprimé en fonction de la vitesse relative représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent :

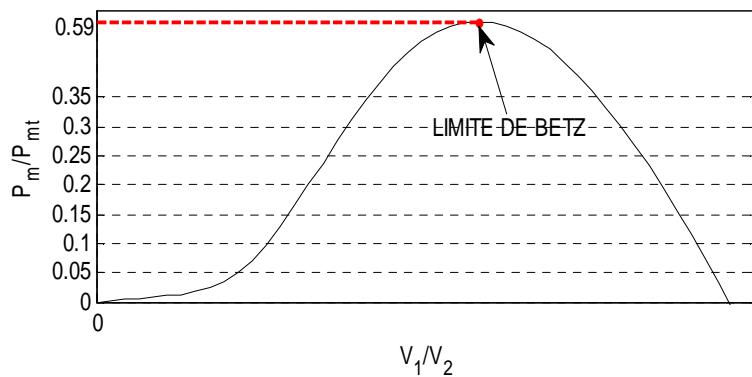
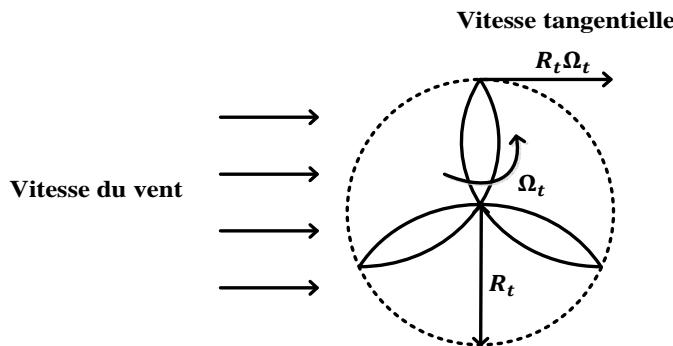


Figure.II.4. Coefficient de puissance  $C_p$

### II.2.2. Le coefficient de vitesse réduite (tip-speed ratio)

Malheureusement, pour les éoliennes, le  $C_p$  n'est pas constante, les paramètres les plus communes sur lesquelles  $C_p$  dépend sont le coefficient de vitesse réduite (vitesse spécifique) et l'angle de calage. Le coefficient de vitesse réduite  $\lambda$  (tip speed ratio) est un facteur spécifique des aérogénérateurs, il est  $R_t \Omega_t$  sur la vitesse instantanée du vent  $v$  défini comme le rapport de la vitesse tangentielle en bout de pales comme montré dans la Figure.II.5.

$$\text{Alors : } \lambda = \frac{R_t \Omega_t}{v} \quad (\text{II.7})$$



**Figure.II.5.** Vitesse du vent  $v$  et vitesse tangentielle  $R_t \Omega_t$

### II.2.3. Le coefficient de puissance (power coefficient) $C_p$

Comme nous l'avons souligné précédemment, on ne peut pas capter en totalité la puissance fournie par la masse d'air  $P_{mt}$ , cela supposerait que la vitesse de vent est nulle après l'organe de capteur. On peut définir le coefficient de puissance comme suit :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho S v^3} \quad (\text{II.8})$$

Ainsi, la puissance éolienne extraite est déterminée analytiquement par la formule suivante:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho S C_p v^3 \quad (\text{II.9})$$

Le coefficient  $C_p$  est une grandeur variable en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ , la valeur maximale théorique possible de la puissance et l'angle de calage  $\beta$ . Ce coefficient de puissance est différent pour chaque éolienne comme indiqué sur la Figure.II.6, [II.2].

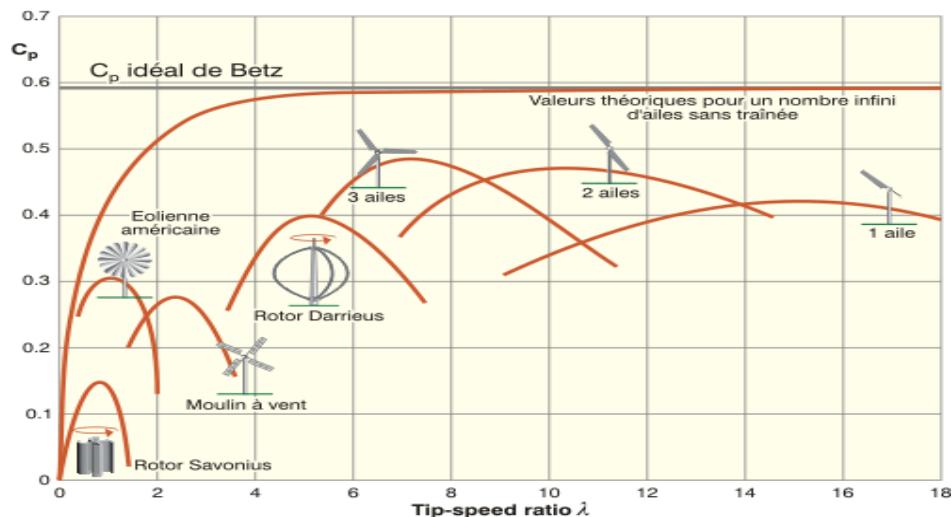
Théoriquement la limite de Betz est  $\approx 0.5926$ . En pratique, les frottements et la force de trainé réduisent cette valeur à environ 0.5 pour les éoliennes de grande taille. On peut aussi calculer une expression analytique de  $C_p(\lambda)$  pour différentes valeurs de  $\beta$ . Pour un angle de calage  $\beta$  donné, l'expression analytique généralement utilisée est une régression polynomiale [II.3].

$$C_p(\lambda, \beta) = \sum_{i=0}^{n_c} a_i \lambda^i \quad (\text{II.10})$$

Dans ce travail nous avons appliqué une forme sinusoïdale de  $C_p(\lambda, \beta)$ , qui a été proposé par [II.4, II.5 et II.6].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.073\left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.058\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2\right)e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \quad (\text{II.11})$$

Où       $\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda-0.02,\beta} - \frac{0.003}{\beta^2+1}}$



**Figure.II.6.** Coefficient de puissance pour différents types de turbine éolienne [II.7].

#### II.2.4. Le coefficient de couple (torque coefficient) $C_t$

Le coefficient de couple est fort utile afin de calculer la valeur des couples produits pour différents points de fonctionnement notamment à vitesse de rotation  $\Omega_t$  nulle. En effet, au démarrage, il y a bien un couple sur l'arbre dû à la force du vent sur les pales tandis que la puissance est nulle, ce qui correspond à une valeur de  $C_p$  nulle. L'expression du couple est la suivante :

$$T_m = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda} = \frac{C_p}{\lambda} \frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 v^2 \quad (\text{II.12})$$

Et alors, la valeur du coefficient de couple  $C_t$  est déterminée par la formule suivante :

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_m}{\frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 v^2} \quad (\text{II.13})$$

Le coefficient  $C_t$  s'exprime, comme le coefficient  $C_p$ , en fonction de la vitesse du vent  $v$  et de la vitesse de rotation de la turbine  $\Omega_t$ , donc en fonction du ratio de vitesse  $\lambda$ .

### II.2.5. Impact du nombre des pales sur le coefficient de puissance

La théorie précédente suppose que le nombre de pales est infini. En réalité, celui-ci est limité. Il en résulte des pertes d'énergie dues à une plus grande concentration des tourbillons. Cette dissipation d'énergie a été étudiée notamment par plusieurs auteurs : ROHRBACH, WOROBEL, GOLDSTIEN et PRANDTL la réduction de rendement qui en résulte est donnée pour une machine comportant  $p$  pales, par la relation [II.8, II.9 et II.10].

$$n_p = \left(1 - \frac{139}{p} \sin I\right)^2 \quad (\text{II.14})$$

Dans l'hypothèse où l'éolienne fonctionne au voisinage des conditions optimales :

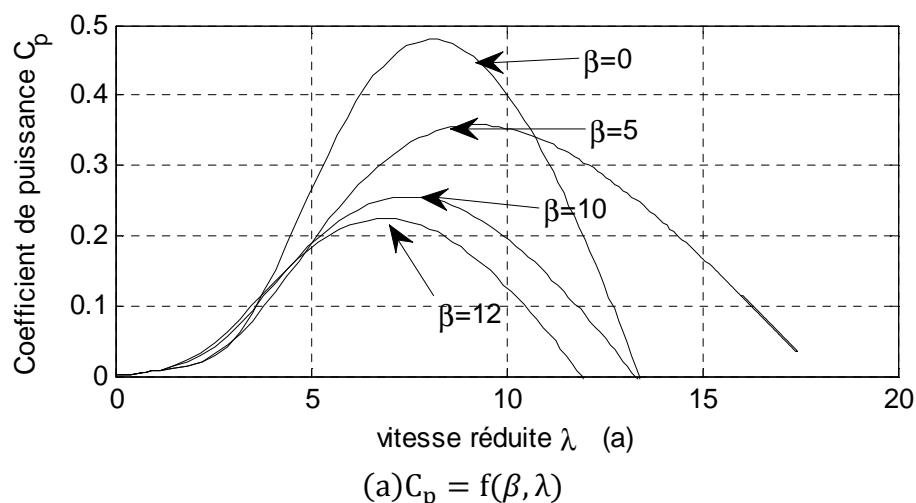
$$\sin I = \frac{1}{\sqrt{1 + \cot g^2 I}} = \frac{1}{3\sqrt{0.44 + \lambda^2_0}} \quad (\text{II.15})$$

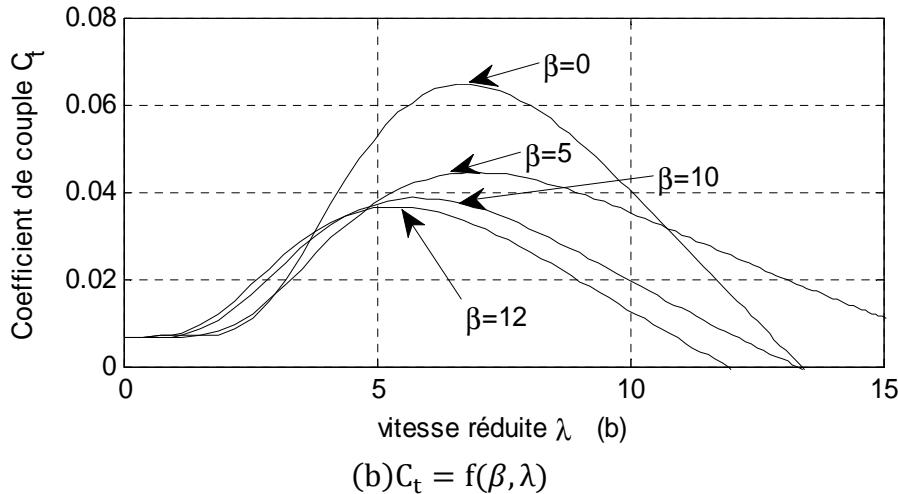
En admettant que l'on puisse étendre la relation de PRANDTL à ces conditions, on en déduit :

$$n_p = \left(1 - \frac{0.93}{P\sqrt{0.44 + \lambda^2_0}}\right)^2 \quad (\text{II.16})$$

### II.2.6. Courbes caractéristiques des turbines éoliennes

Les courbes essentielles caractérisant les turbines éoliennes sont décrites par les deux coefficients de puissance  $C_p$  et de couple  $C_t$  et en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ . En général, les turbines disposent d'un système d'orientation des pales (pitch control) destiné à limiter la vitesse de rotation dans la zone trois où la vitesse de vent est plus grande. L'allure des coefficients  $C_p$  et  $C_t$  change donc pour chaque angle décalage  $\beta$  comme représenté dans la Figure.II.7, [II.11].





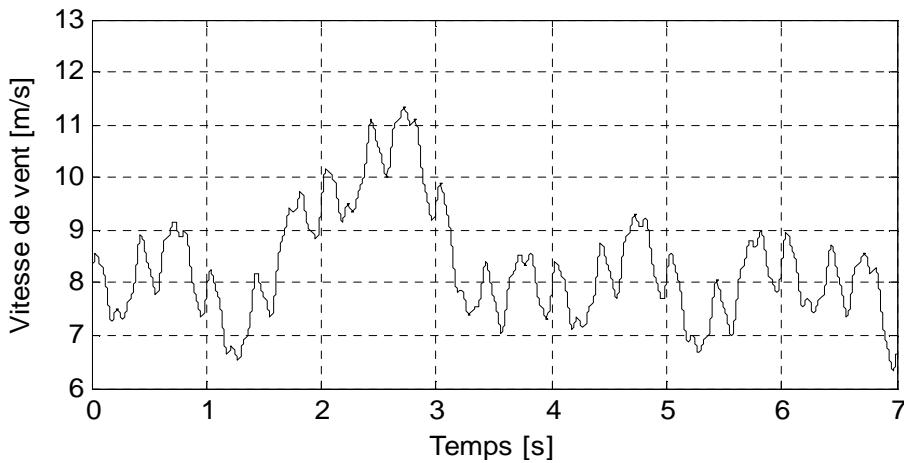
**Figure.II.7.** Allures des coefficients  $C_p$  et  $C_t$  en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  et l'angle de calage  $\beta$

## II.3. Modélisation de la turbine éolienne

### II.3.1. Modélisation de vitesse du vent

Pour effectuer les différentes parties de simulations dans notre travail, nous avons besoin d'avoir un profil de vent reflétant au maximum l'originalité de ce que l'on peut trouver sur un site éolien comme représenté dans la Figure.II.8. Dans cette étude, la vitesse du vent sera modélisée, sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques sous la forme [II.12, II.9] :

$$v(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot W_v \cdot t)) \quad (\text{II.17})$$

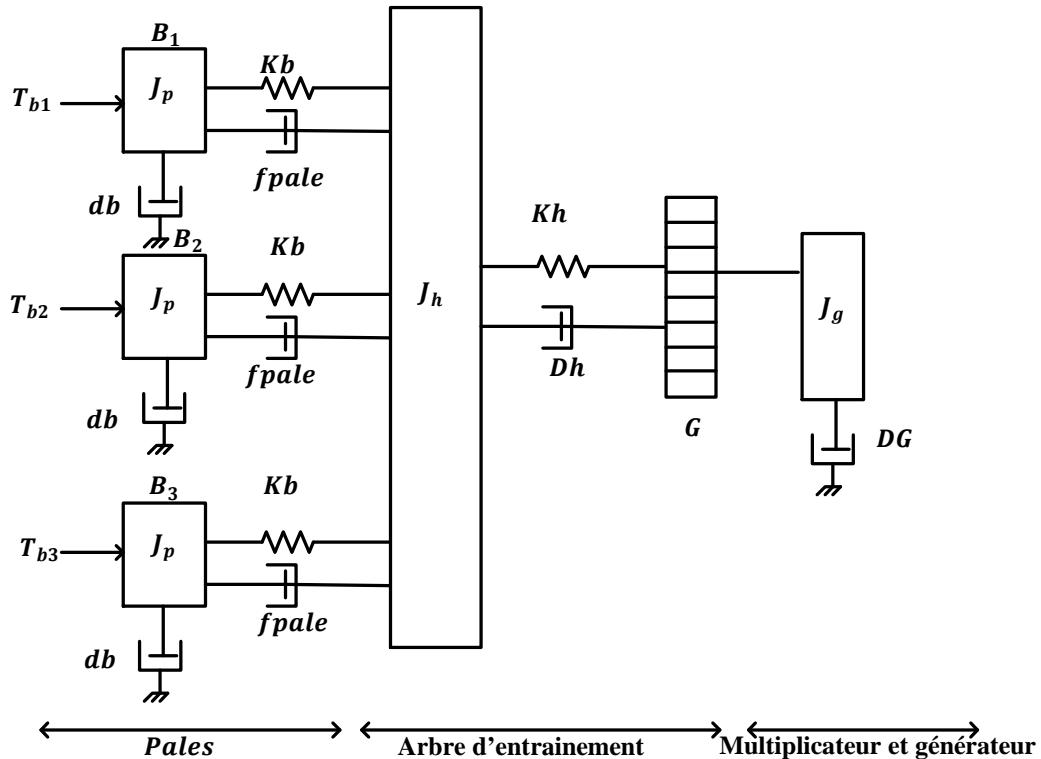


**Figure.II.8.** Allure de vitesse du vent

### II.3.2. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

La partie mécanique de la turbine éolienne qui sera étudiée, est composée de trois pales identiques et orientables avec une longueur  $R_t$ , fixées sur un arbre d'entraînement tournant à

une vitesse  $\Omega_t$  qui est relié à un multiplicateur de gain  $G$ . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique comme indiqué dans la Figure.II.9. Dans notre cas, le gain de multiplicateur  $G = 1$ , donc l'arbre de la turbine relié directement à la génératrice.



**Figure.II.9.** Système mécanique de l'éolienne [II.6].

Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent donc :

- la même inertie  $J_p$
- le même coefficient de frottement par rapport à l'air  $K_b$
- la même élasticité  $d_b$

Ces pales sont orientables et possèdent le même coefficient de frottement par rapport au support  $f_{pale}$ . Chaque pale reçoit une force  $T_{b1}, T_{b2}$  et  $T_{b3}$  qui dépend de la vitesse du vent, qui lui est appliquée [II.13].

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

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

Le rotor de la génératrice possède :

- une inertie  $J_g$
- un coefficient de frottement  $D_G$

Si on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales, on aura une égalité des forces de poussées ( $T_{b1}=T_{b2}=T_{b3}$ ). On peut faciliter l'ensemble des trois pales comme un seul système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. La conception aérodynamique des pales et leurs coefficients de frottement par rapport à l'air  $d_b$  est très faible, donc on peut la négliger. De même, la vitesse de la turbine est très faible, les pertes par frottement sont ignorées par rapport aux pertes par frottement du côté génératrice.

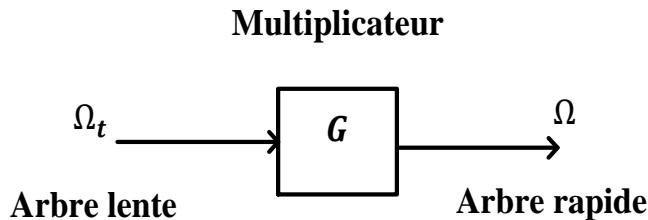
### II.3.3. Modèle de multiplicateur

Le multiplicateur est un dispositif de liaison entre la turbine et le générateur. Il est supposé rigide et défini par un simple gain  $G$ . Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont considérées nulles. Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine à celle du générateur comme suit:

$$\Omega_t = G\Omega \quad (\text{II.18})$$

Le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport de multiplication pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur :

$$T_G = \frac{1}{G} T_m \quad (\text{II.19})$$



**Figure.II.10.** Modèle du multiplicateur

Dans notre étude, nous supposons que le rapport de multiplicateur  $G = 1$ , donc la turbine est liée directement au générateur donc :

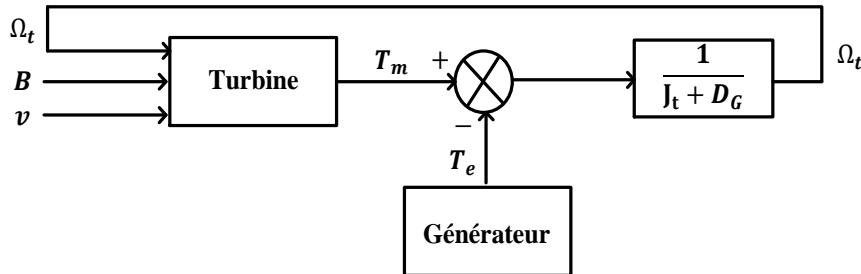
$$\begin{cases} \Omega_t = \Omega \\ T_G = T_m \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

### II.3.4. Équation dynamique 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  $T_m$  appliqué au rotor de turbine éolienne :

$$\frac{d\Omega_t}{dt} = \frac{1}{J_t} T_e + \frac{D_G}{J_t} \Omega_t - \frac{1}{J_t} T_m \quad (\text{II.21})$$

En fonctionnement générateur, le couple électromagnétique  $T_e$  a un signe négatif. Le schéma bloc ci-dessous représente la modélisation de l'arbre d'éolienne associé au modèle de générateur :



**Figure.II.11.** Modèle de l'arbre de l'éolienne

## II.4. Modélisation de la machine synchrone à aimant permanent

Les machines de type synchrone représentent aujourd’hui une part importante du marché des convertisseurs électromécaniques d’énergie et couvrent une gamme de puissance très large qui s’étend de quelque MW. Traditionnellement, les fortes puissances restent le domaine réservé de la production de l’électricité. Parmi les différents types de machine synchrone alternative, on trouve la machine synchrone à aimant permanent MSAP devenue un choix très populaire dans la technologie de la production éolienne au cours des dernières années en raison de certaines de ses propres caractéristiques avantageuses [II.14].

### II.4.1. Avantages de l'utilisation des MSAP

Les machines synchrones à aimants permanents sont de plus en plus utilisées dans diverses applications pour les raisons suivantes :

- Bon rendement.
- Fort couple massique.
- Fort couple volumique.
- Peu de pertes au rotor.
- Pas de système balais collecteur.
- Bon facteur de puissance.
- Pas ou peu d’entretien.
- Simplicité de fabrication.

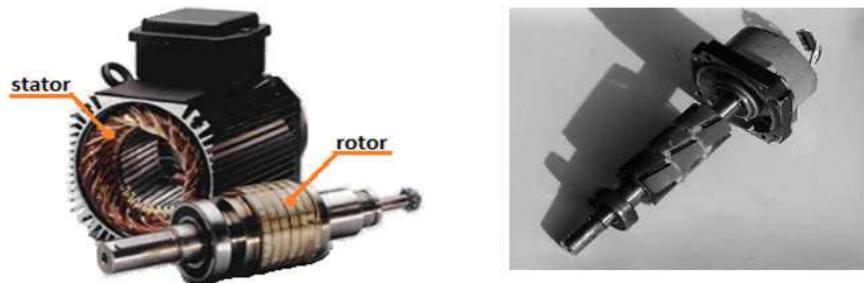
### II.4.2. Composition de la MSAP

La machine synchrone triphasée comporte un stator fixe et un rotor tourne autour de l’axe de symétrie de la machine Figure.II.12. Dans les encoches régulièrement réparties sur la surface

interne du stator sont logés trois enroulements identiques, à  $p$  paires de pôles; leurs axes sont distants entre eux d'un angle électrique égale à  $\frac{2}{3p}$  [II.15].

La structure du rotor est réalisée par un enroulement monophasé excité en courant continu, ou par un aimant permanent. La roue est conçue soit à pôles lisses ou à pôles saillants. Il sera admis que pour cette dernière structure, la machine pourrait être munie d'enroulements amortisseurs qui ont pour rôle:

- Permettent à la machine de s'opposer à des régimes de déséquilibres.
- Augmenter le couple électromagnétique.



**Figure.II.12.** La constitution de la MSAP [II. 16].

#### II.4.2.1. Le nombre de pôles de la MSAP

Le nombre de pôles d'un MSAP est imposé par la vitesse du rotor et par la fréquence du courant à produire. On en déduit que la fréquence est donnée par l'équation : [II.17].

$$F = \frac{p\Omega_t}{120} \quad (\text{II.22})$$

#### II.4.2.2. Le stator

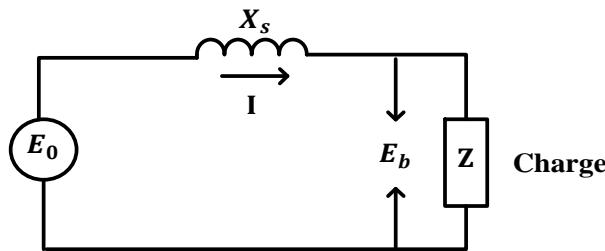
Du point vu électrique, le stator d'un MSAP est identique à celui d'une machine asynchrone triphasée. Il se compose d'un noyau feuilleté ayant la forme d'un cylindre vide et comportant des encoches dans lesquelles sont logés les conducteurs d'un enroulement triphasé. L'enroulement est toujours raccordé en étoile ou triangle et le neutre est accessible pour permettre sa mise à la terre.

#### II.4.2.3. Le rotor

Si l'on fait tourner le rotor, les lignes de flux produites par les pôles des aimants balaiennent les trois enroulements du stator et induisent dans ceux-ci des tensions triphasées. Les rotors sont à pôles saillants ou à pôles lisses selon qu'ils sont entraînés à basse vitesse par des turbines hydrauliques ou à haute vitesse par des turbines à vapeur.

### II.4.3. Circuit équivalent d'un MSAP

On peut représenter un MSAP triphasé par un circuit qui montre trois tensions induites  $E_0$  correspondant à chacune des phases. Chaque phase contient une résistance  $R_s$  en série avec une réactance  $X_s$  au moins 10 fois plus grande que la valeur de  $R_s$ . On peut donc négliger la résistance, ce qui donne le circuit simple de la Figure.II.13. Évidemment, on doit tenir compte de cette résistance en ce qui concerne les pertes et l'échauffement du stator. Selon le type de construction de l'alternateur, la valeur de la réactance synchrone peut varier entre 0,8 et 2 fois l'impédance de la charge nominale. Malgré cette impédance interne élevée, MSAP peut débiter des puissances très importantes, car la réactance synchrone ne consomme aucune puissance active.



**Figure.II.13.** Le circuit équivalent d'une phase de la MSAP

### II.4.4. Hypothèses simplificatrices

Le modèle mathématique de la MSAP obéit à certaines hypothèses essentielles simplificatrices [II.18].

- L'absence de saturation dans le circuit magnétique.
- La distribution sinusoïdale de le FMM créée par les enroulements du stator.
- L'hystérésis est négligée avec les courants de Foucault et l'effet de peau.
- L'effet d'encoichage est négligeable.
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température.

La structure de la machine synchrone à aimants permanents comporte un enroulement triphasé au stator. L'excitation rotorique est créée par des aimants permanents au rotor. Ces aimants sont supposés rigides et de perméabilité voisine de celle de l'air.

### II.4.5. Équations électriques dans un repère naturel

Les équations de tensions des phases statorique servent au point de départ pour l'élaboration du modèle dynamique de la MSAP. La structure électrique d'une MSAP triphasée est constituée un stator (enroulement triphasé) représenté par les trois axes (a, b, c) décalés, l'un par rapport à l'autre, d'un angle de 120° électrique.

Les tensions s'expriment en fonction des courants et des flux par les équations suivantes:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

$[V_a \ V_b \ V_c]^t$ : Vecteur tension des phases statoriques.

$[I_a \ I_b \ I_c]^t$ : Vecteur courant des phases statoriques.

$[\psi_a \ \psi_b \ \psi_c]^t$ : Vecteur des flux traversant les bobines statoriques.

$R_s$ : La résistance des phases statoriques.

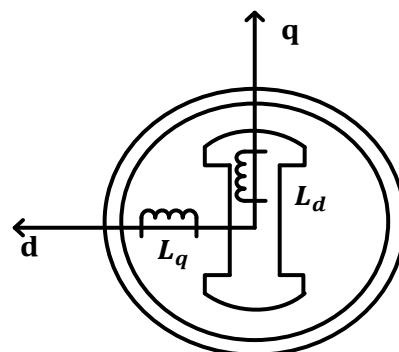
Dans ces équations  $\psi_n$  correspond au flux magnétique total induit à travers chacun des bobinages (abc). Le flux total dans chaque phase peut être écrit par les équations qui suivent:

$$\begin{cases} \psi_a = \psi_f \cos(p\theta) \\ \psi_b = \psi_f \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \psi_c = \psi_f \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.24})$$

Les enroulements statoriques de la MSAP considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme instantanée des courants statoriques est nulle et il n'y a pas de courant homopolaire. Par conséquent, s'il existe une composante homopolaire de tension ou flux, elle n'intervient pas dans le couple [II.19]. Le comportement de la machine est donc représenté par deux variables indépendantes.

#### II.4.6. Passage au repère de Park

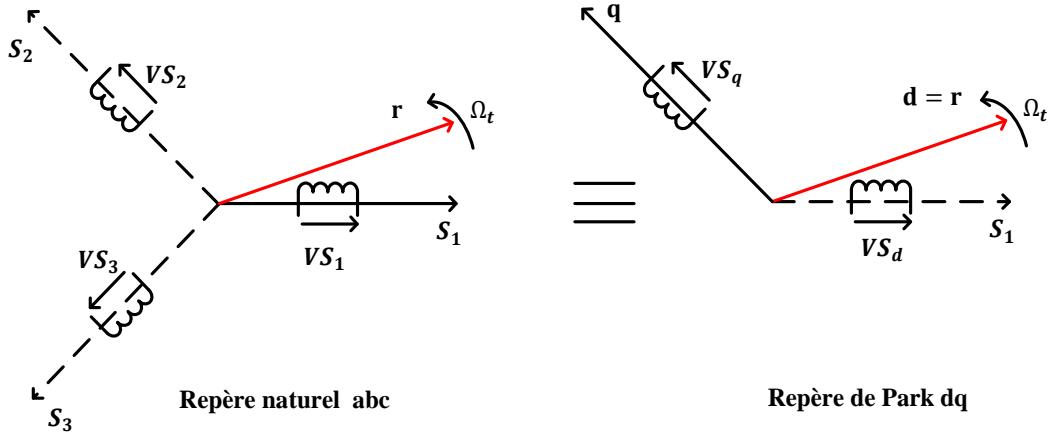
Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, on applique un changement de repère. Cette transformation mathématique, transforme les trois bobines statoriques fixes déphasées de  $\frac{3p}{2}$  en deux bobines fictives équivalentes déphasées de  $\frac{p}{2}$  et situées sur le rotor Figure.II.14.



**Figure.II.14.** Représentation de la MSAP dans le repère dq de Park

Les deux bobines dq, tournent avec le rotor, produisant le même effet que les trois bobines fixes. Les variations exprimées dans ce nouveau repère dq, nous permettent de passer de

repère naturel au repère de Park comme montre dans la Figure.II.15, et d'avoir ainsi un modèle relativement simple de la MSAP [II.20].



**Figure.II.15.** Passage du repère naturel abc du stator au repère dq de Park

En appliquant la transformation de Concordia définie par (II.25, II. 26) :

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = T_{32} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.25})$$

$$\text{Avec: } T_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.26})$$

En appliquant la transformation de Park au système d'équations (II.23), on peut exprimer tous les vecteurs dans un repère lié au rotor. Si  $\theta$  est l'angle électrique désignant la position du rotor par rapport au stator, nous avons :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} + \theta p \left( \frac{\pi}{2} \right) \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} \quad (\text{II.27})$$

$$\text{Où : } \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = p(-\theta) \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad p(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin -\theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (\text{II.28})$$

[ $V_d$  ,  $V_q$  ,  $I_d$  et  $I_q$ ] sont les composantes directe et en quadrature de tension et de courant, [ $\psi_d$  et  $\psi_q$ ] sont les composantes directe et en quadrature du flux.

#### II.4.7. Équations magnétiques

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs,  $\psi_d$  et  $\psi_q$  sont fonctions linéaires des courants  $I_d$  et  $I_q$ .

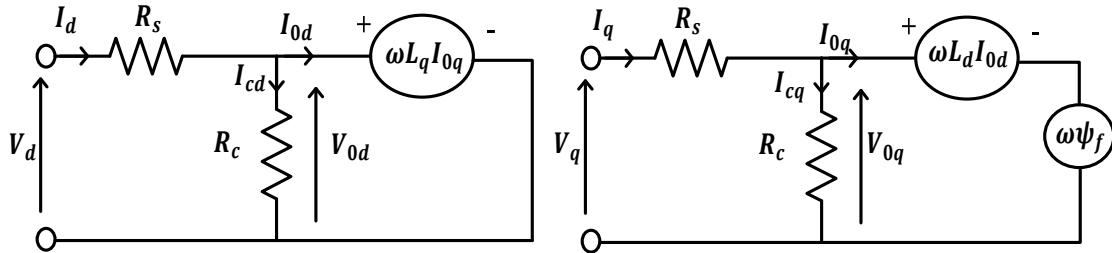
$$\begin{cases} \psi_d = L_d I_d + \psi_f \\ \psi_q = L_q I_q \end{cases} \quad (\text{II.29})$$

$L_d, L_q$  sont les inductances directe et en quadrature, et elles sont supposées indépendantes de  $\theta$ .  $\psi_f$  représente le flux des aimants. En remplaçant les expressions des flux dans l'équation (II.27), on aboutit à :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \omega p \left( \frac{\pi}{2} \right) \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \quad (\text{II.30})$$

Où  $\omega = p\Omega_t$ ,  $p$  étant le nombre de paires de pôles et  $\Omega_t$  la vitesse angulaire du rotor.  $e_d, e_q$  sont les composantes directe et en quadrature de F.E.M. données par :

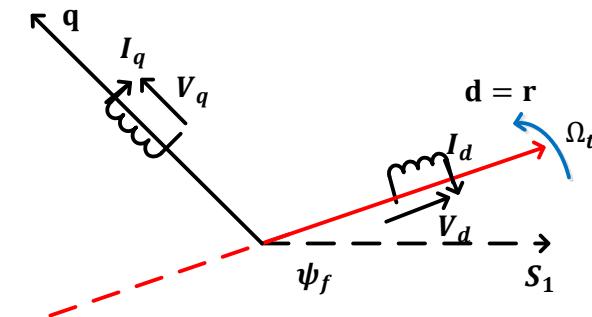
$$\begin{cases} e_d = 0 \\ e_q = p\psi_f \Omega_t \end{cases} \quad (\text{II.31})$$



**Figure. II.16.** Circuit équivalent de MSAP –convention moteur

En utilisant la convention génératrice; on inverse le sens des courants  $I_d, I_q$  dans les repères de Park comme montré dans la Figure.II.17 et le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents ainsi obtenu peut s'écrire sous la forme [II.21, II.22 et II.23].

$$\begin{cases} V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - \omega L_q I_q \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + \omega (L_d I_d + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{II.32})$$



**Figure .II.17.** Modèle de Park pour la GSAP

#### II.4.8. Puissance et couple électromagnétique

La puissance est exprimée par la relation suivante:

$$P_s = V_d I_d + V_q I_q \quad (\text{II.33})$$

$$P_s = R_s(I_d^2 + I_q^2) + (I_d \frac{d}{dt} \psi_d + I_d \frac{d}{dt} \psi_q) + \frac{d\theta}{dt} (\psi_d I_q - \psi_q I_d) \quad (\text{II.34})$$

$R_s(I_d^2 + I_q^2)$ : Représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator [II.17].

$(I_d \frac{d}{dt} \psi_d + I_d \frac{d}{dt} \psi_q)$ : Représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator [II.17].

$\frac{d\theta}{dt} (\psi_d I_q - \psi_q I_d)$ : Représente la puissance électromagnétique [II.17].

Sachant que :

$$p\Omega_t = \omega, P_s = T_e \Omega_t \quad (\text{II.35})$$

L'expression du couple électromagnétique peut être exprimé par :

$$T_e = p(\psi_d I_q - \psi_q I_d) \quad (\text{II.36})$$

Après affectation des opérations nécessaires, on peut écrire [II.20, II.21].

$$T_e = p(L_d - L_q)I_d I_q + I_q \psi_f p \quad (\text{II.37})$$

#### II.4.9. Équation mécanique

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

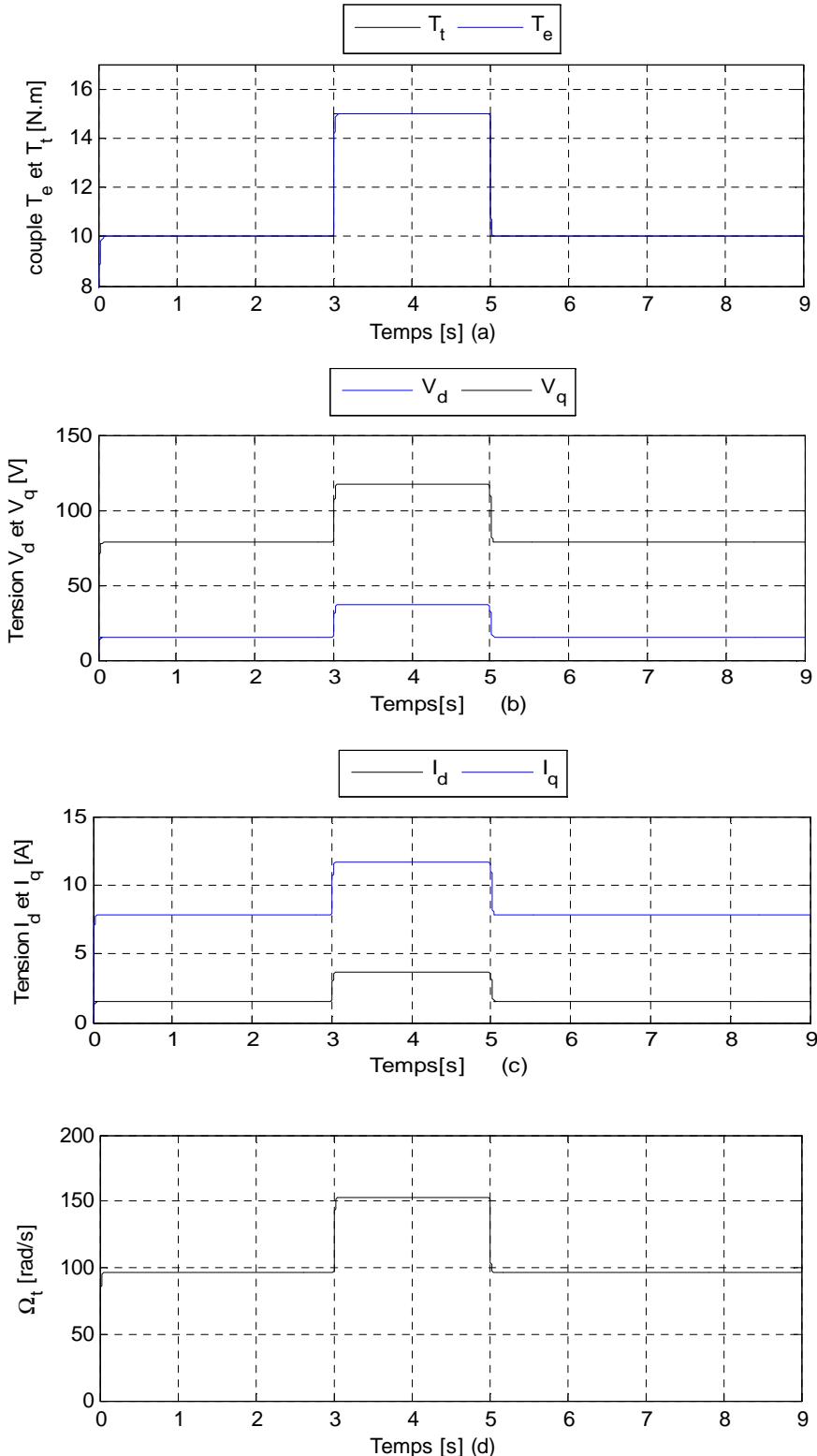
$$\frac{d\Omega_t}{dt} = \frac{1}{J_G} T_e + \frac{D_G}{J_G} \Omega_t - \frac{1}{J_G} T_m \quad (\text{II.38})$$

#### II.4.10. Simulation de la GSAP

Pour déduire l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, un couple moteurs sous forme d'escalier est appliqué au générateur alimenté une charge parfaitement résistive.

D'après la Figure.II.18, (a, b, c et d) on a constaté que l'augmentation ou la diminution de couple mécanique provoque une augmentation ou une diminution dans les courbes de courant,

tension et de vitesse de rotation. Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie et la charge alimentée.



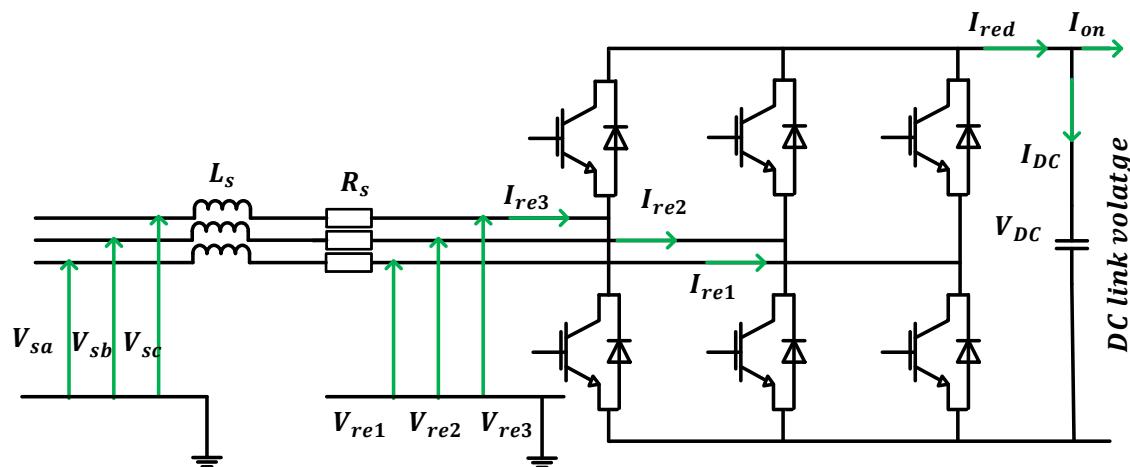
**Figure.II.18.** Simulation de GSAP sur une charge résistive séparée

## II.5. Modèles du convertisseur de puissance

L'onduleur de tension représente aujourd'hui un composant essentiel dans les systèmes d'interfaçage avec le réseau. Son utilisation vient du fait qu'il permet entre autre de contrôler les puissances actives et réactives échangées avec le réseau. Il peut être utilisé en mode onduleur ou en mode redresseur mais la modélisation reste la même dans les deux cas.

### II.5.1. Modélisation d'un redresseur MLI dans le repère naturel

L'étude ci-dessous est essentiellement basée sur [II.24]. Nous modélisons l'onduleur de tension fonctionnant en mode redresseur, c'est-à-dire côté générateur comme représenté dans la Figure.II.19.  $L_s$  et  $R_s$  représentent respectivement l'inductance et la résistance de la source d'alimentation, c'est-à-dire l'enroulement statorique de la génératrice. Pour le convertisseur côté réseau fonctionnant en onduleur, l'inductance sera celle du filtre de réseau  $L_f$  et la résistance est celle de la ligne notée  $R_f$ . Le courant en sortie des convertisseurs n'est pas sinusoïdal mais il sera filtré.



**Figure.II.19.** Convertisseur de tension fonctionnant en mode redresseur [II.23].

On peut faciliter la modélisation en appliquant les hypothèses suivantes :

- Interrupteurs parfaits : la commutation des interrupteurs est instantanée; la résistance est nulle à l'état passant et infinie à l'état bloqué.
- Sources parfaites : la tension continue, nous donnent le dipôle, est constante et ne varie pas avec la puissance échangée.

On peut faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation en modélisant le redresseur par un ensemble d'interrupteurs idéaux, ces interrupteurs étant complémentaires, leur état est défini par la fonction suivante [II.25].

$$S_i = \begin{cases} +1, & \bar{S}_i = -1 \\ -1, & \bar{S}_i = +1 \end{cases} \text{ Pour } i = 1,2,3 \quad (\text{II.39})$$

En notant,  $V_{rei}$  les tensions simples triphasées aux bornes du redresseur.  $V_{sa}$ ,  $V_{sb}$  et  $V_{sc}$  présente les tensions induites dans les phases du stator de la génératrice.

$$\begin{cases} L_s \frac{dI_{re1}}{dt} + I_{re1}R_s = V_{sa} - V_{rei} \\ L_s \frac{dI_{re2}}{dt} + I_{re2}R_s = V_{sb} - V_{rei} \\ L_s \frac{dI_{re3}}{dt} + I_{re3}R_s = V_{sc} - V_{rei} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{red} - I_{on} \\ I_{red} = \sum_1^3 \frac{U_i I_{rei}}{2} \end{cases} \quad (\text{II.40})$$

On désigne par  $S_i$  la fonction de commutation relative à l'interrupteur haut du bras  $B_i$ . Celle-ci est prise égale à 1 si l'interrupteur correspondant est fermé et à -1 s'il est ouvert.

$$\begin{bmatrix} V_{rei1} \\ V_{rei2} \\ V_{rei3} \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.41})$$

On procède alors à un changement de variables sur les commandes:

$$\begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.42})$$

Ceci permet de mettre le modèle sous une forme découplée, chaque fonction de commutation  $w_i$  n'affectant que le courant correspondant  $I_{rei}$ .

$$\begin{cases} L_s \frac{dI_{re1}}{dt} + I_{re1}R_s = V_{sa} - S_1 \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{dI_{re2}}{dt} + I_{re2}R_s = V_{sb} - S_2 \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{dI_{re3}}{dt} + I_{re3}R_s = V_{sc} - S_3 \frac{V_{DC}}{2} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{red} - I_{on} \\ I_{red} = \sum_1^3 \frac{S_i I_{rei}}{2} \end{cases} \quad (\text{II.43})$$

### II.5.1.1. Modèle en triphasé

$$\text{On note : } \begin{cases} L_s \frac{dI_{re1}}{dt} + I_{re1}R_s = V_{sa} - S_1 \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{dI_{re2}}{dt} + I_{re2}R_s = V_{sb} - S_2 \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{dI_{re3}}{dt} + I_{re3}R_s = V_{sc} - S_3 \frac{V_{DC}}{2} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = \sum_1^3 \frac{S_i I_{rei}}{2} - I_{on} \end{cases} \quad (\text{II.44})$$

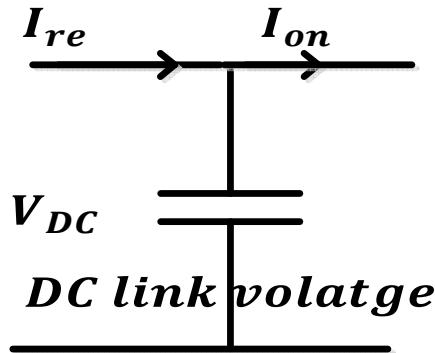
### II.5.1.2. Modèle dans le référentiel de Park

On obtient dans ce cas :

$$\begin{cases} L_s \frac{dI_{red}}{dt} + I_{red}R_s = V_{sd} - S_d \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{dI_{req}}{dt} + I_{req}R_s = V_{sq} - S_q \frac{V_{DC}}{2} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{red} - I_{on} \\ I_{red} = \frac{1}{2} [S_d I_{red} - S_q I_{req}] \end{cases} \quad (\text{II.45})$$

### II.5.2. Modélisation du bus continu

Le schéma électrique du bus continu représenté sur la Figure.II.20, nous montre que le courant du condensateur est issu d'un nœud où circulent deux courants modulés par chaque convertisseur :



**Figure.II.20.** 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 :

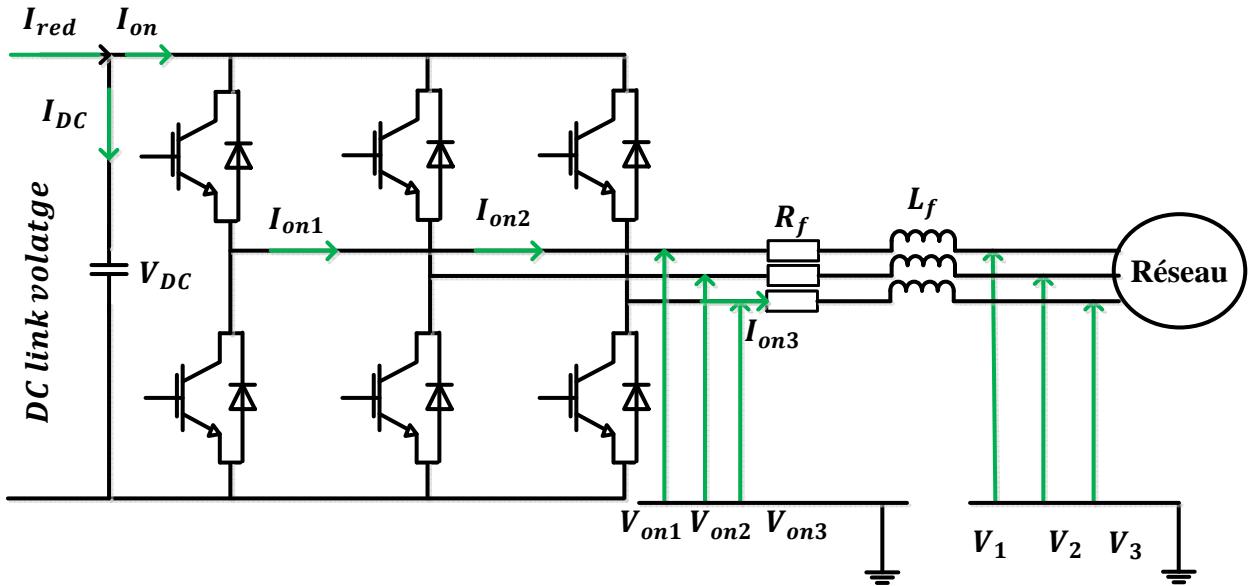
$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} I_{DC} \quad (\text{II.46})$$

$$\text{D'où : } V_{DC} = \left\{ \frac{V_{DC}}{dt} + V_{DC}(t_0) \right\} \quad (\text{II.47})$$

Où  $V_{DC}(t_0)$  est la valeur de la tension à l'instant initial  $t_0$ .

### II.5.3. Onduleur de tension côté réseau

Le courant en sortie des convertisseurs n'est pas sinusoïdal mais il sera filtré. En effet, on introduit un filtrage de la tension générée par l'onduleur à l'aide du filtre  $R_f, L_f$ .



**Figure .II.21.** Convertisseur de tension fonctionnant en mode onduleur

### II.5.3.1. Modèle en triphasé

En suivant la même démarche que précédemment, le modèle s'écrit :

$$\begin{cases} L_f \frac{dI_{on1}}{dt} + I_{on1}R_f = V_1 - V_{on1} \\ L_f \frac{dI_{on2}}{dt} + I_{on2}R_f = V_2 - V_{on2} \\ L_f \frac{dI_{on3}}{dt} + I_{on3}R_f = V_3 - V_{on3} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{on} - I_{red} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = \sum_1^3 \frac{S_i I_{oni}}{2} - I_{red} \end{cases} \quad (\text{II.48})$$

### II.5.3.2. Modèle dans le référentiel de Park

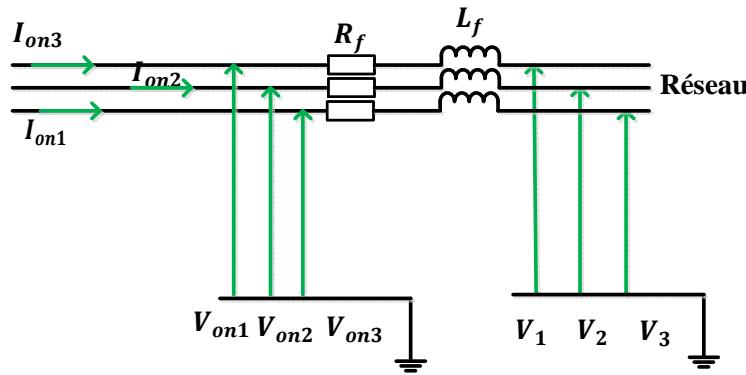
On obtient dans ce cas :

$$\begin{cases} L_f \frac{dI_{ond}}{dt} + I_{ond}R_f = V_{sd} - S_d \frac{V_{DC}}{2} \\ L_f \frac{dI_{onq}}{dt} + I_{onq}R_f = V_{sq} - S_q \frac{V_{DC}}{2} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{on} - I_{red} \\ I_{on} = \frac{1}{2} [S_d I_{ond} - S_q I_{onq}] \end{cases} \quad (\text{II.49})$$

## II.5.4 Modélisation du filtre

### II.5.4.1. 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 comme montré dans la Figure.II.22, pour réduire la propagation des harmoniques dans le réseau électrique.



**Figure.II.22.** Schéma électrique du filtre [II.26].

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

$$\begin{cases} I_{t1}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{Lf1} + I_{t1}(t_0) \\ I_{t2}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{Lf2} + I_{t2}(t_0) \\ I_{t3}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{Lf3} + I_{t3}(t_0) \end{cases} \quad (\text{II.50})$$

$I_{t1}(t_0), I_{t2}(t_0)$  et  $I_{t3}(t_0)$  sont respectivement les courants  $I_{t1}, I_{t2}$  et  $I_{t3}$  à l'instant initial.

On peut noter que le courant dans la troisième phase est déduit à partie des deux premiers :

$$I_{t3} = -(I_{t1} + I_{t2}) \quad (\text{II.51})$$

Les tensions aux bornes des résistances sont données par :

$$V_{Rfi} = (R_f I_{ti}) \quad (\text{II.52})$$

Les tensions aux bornes des inductances sont données par :

$$V_{Lfi} = \Delta V_i - V_{Rfi} \quad (\text{II.53})$$

Les tensions aux bornes des bobines peuvent être données en appliquant la loi des mailles :

$$\Delta V_i = V_{oni} - V_i \quad (\text{II.54})$$

#### **II.5.4 .2. Modélisation du filtre dans le repère de Park**

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

$$\begin{bmatrix} V_{on1} \\ V_{on2} \\ V_{on3} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.55})$$

L'application de la transformation de Park sur le système d'équations (II.48) nous donne :

$$V_{on(dq)} = R_f I_{t(dq)} + L_f \frac{d}{dt} I_{t(dq)} - L_f w_g I_{t(dq)} + V_{(dq)} \quad (\text{II.56})$$

#### **II.5.5. Modélisation du réseau électrique**

Le modèle dynamique de la connexion au réseau, en repère tournant en synchronisme avec la tension du réseau, est donné comme suit :

$$V_{dg} = V_{di} - R_g I_{dg} - L_{dg} \frac{dI_{dg}}{dt} + L_{qg} w_g I_{qg} \quad (\text{II.57})$$

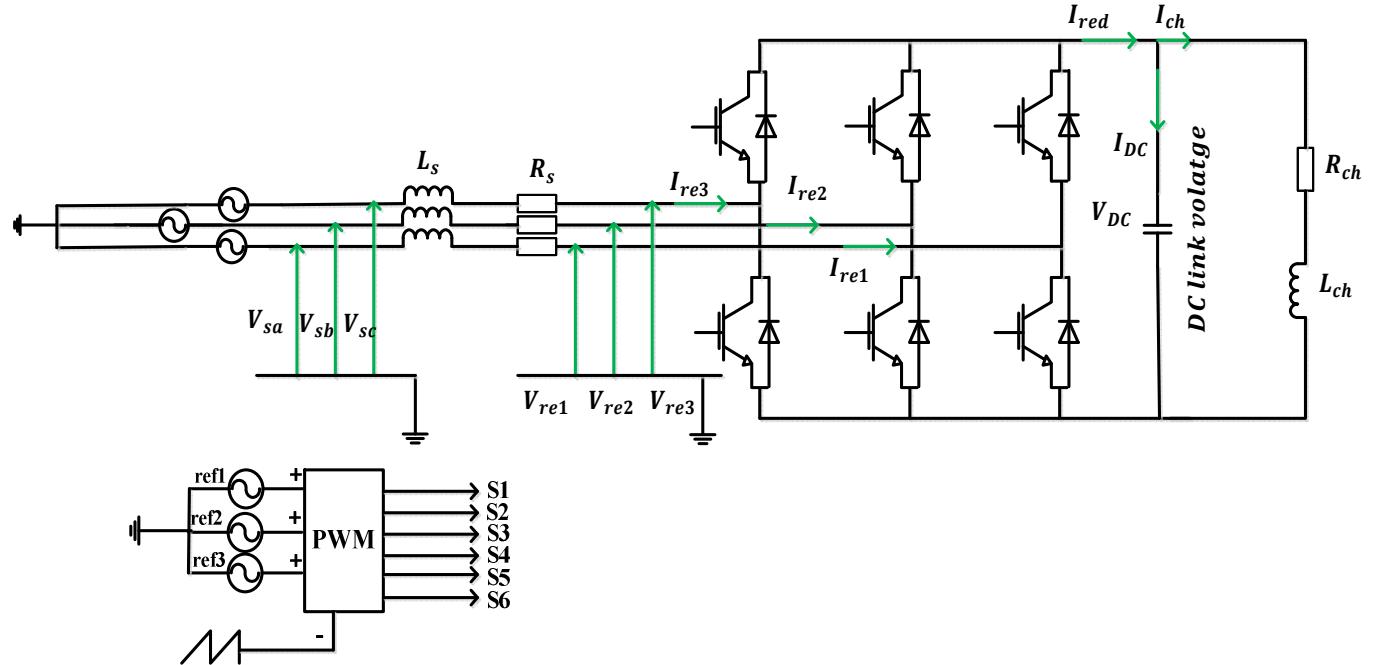
$$V_{qg} = V_{qi} - R_g I_{qg} - L_{qg} \frac{dI_{qg}}{dt} - L_{dg} w_g I_{dg} \quad (\text{II.58})$$

Les puissances active et réactive peuvent être obtenues à partir des équations suivantes:

$$P_g = \frac{3}{2} V_{dg} I_{dg} \quad (\text{II.59})$$

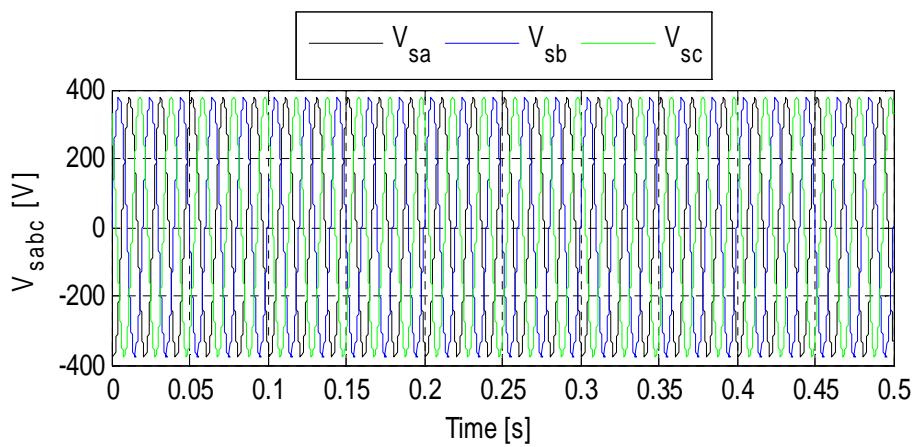
$$Q_g = \frac{3}{2} V_{dg} I_{qg} \quad (\text{II.60})$$

### II.5.6. Simulation de redresseur

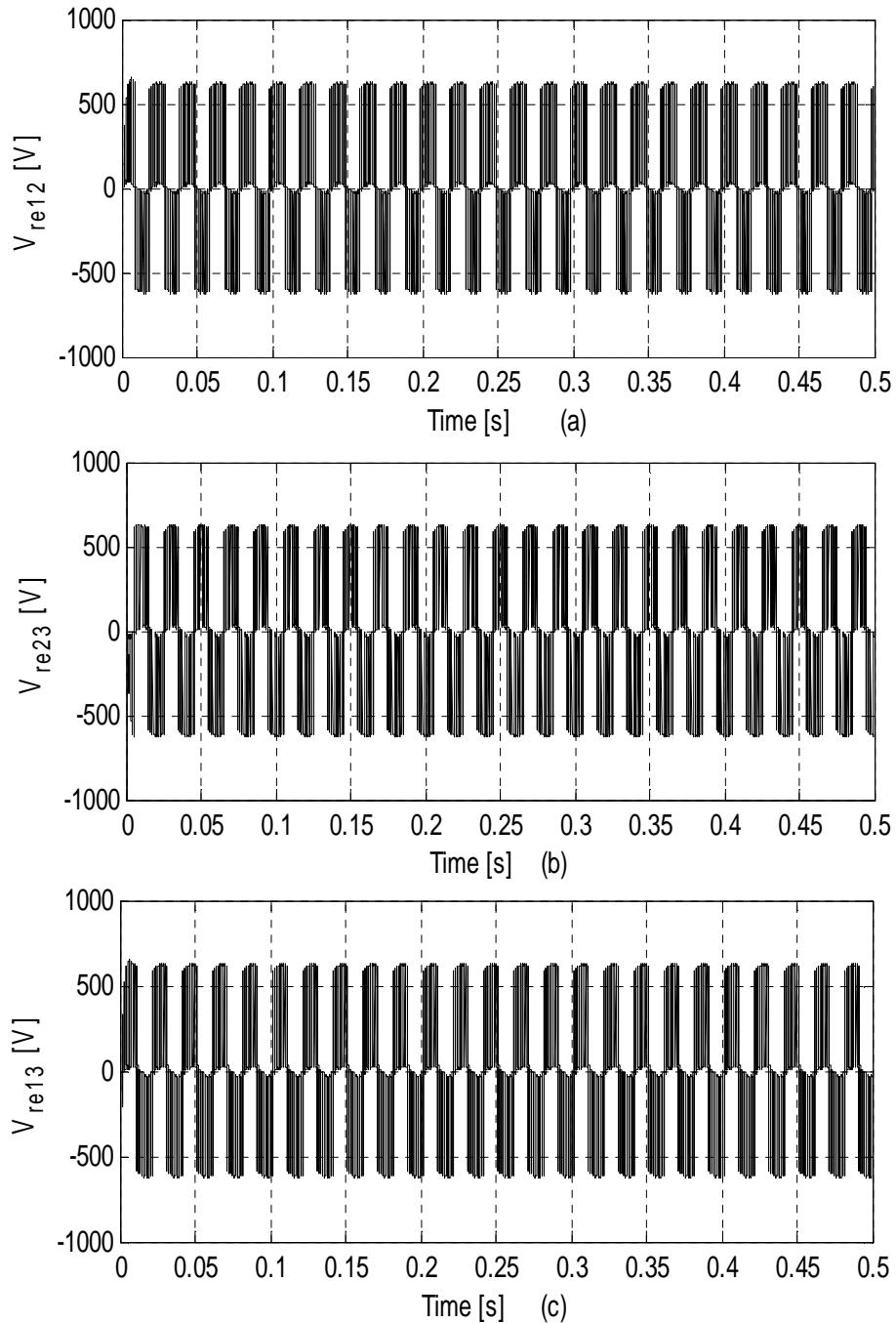


**Figure.II.23.** Redresseur à commande MLI

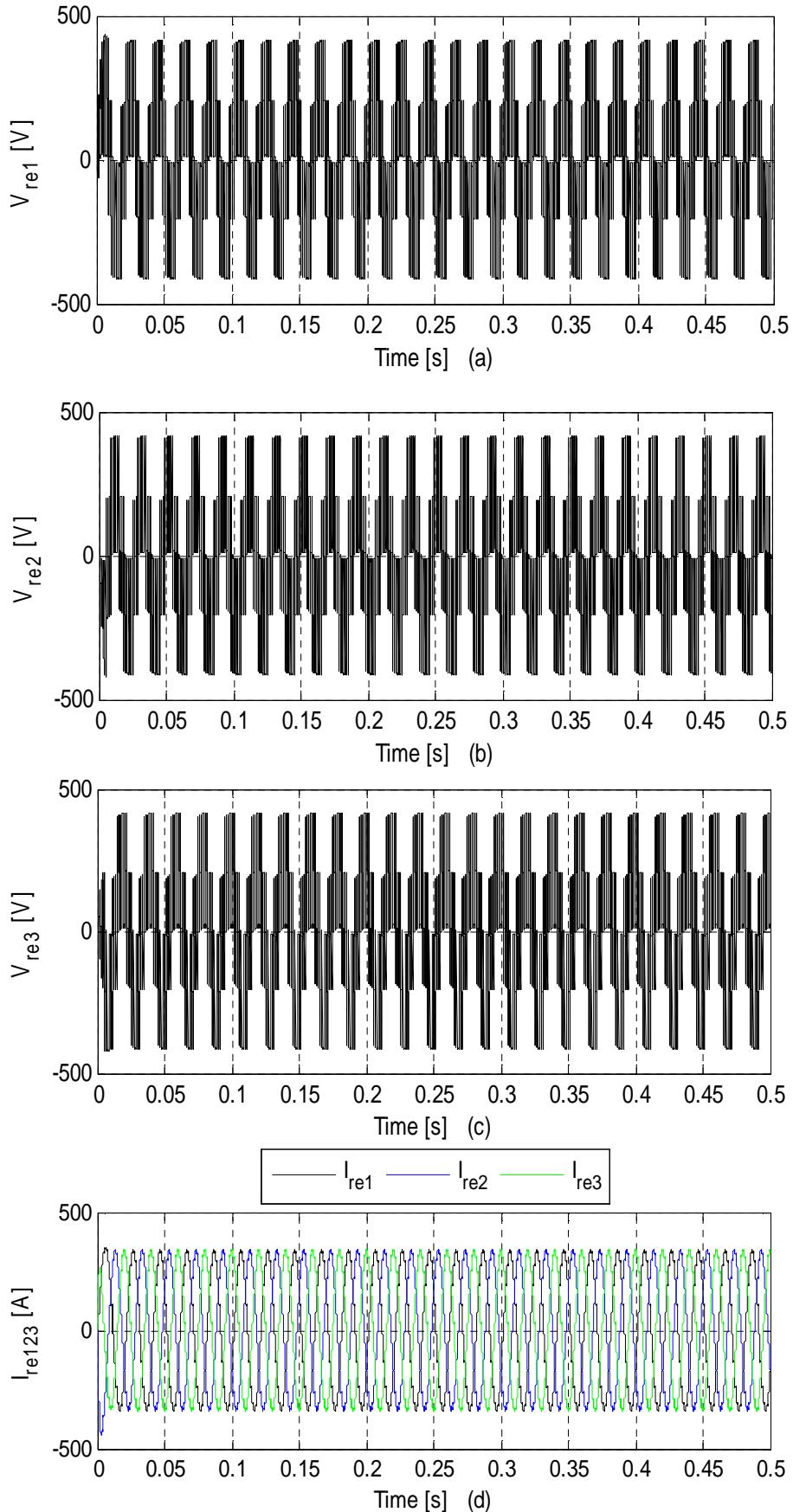
- Le redresseur est simulé sur une charge  $R_{ch}$  et  $L_{ch}$  monté en étoile
- Le schéma fonctionnel est défini sous Matlab Simulink par la Figure.II.23.
- Les résultats de simulation sont donnés sur les figures suivantes :



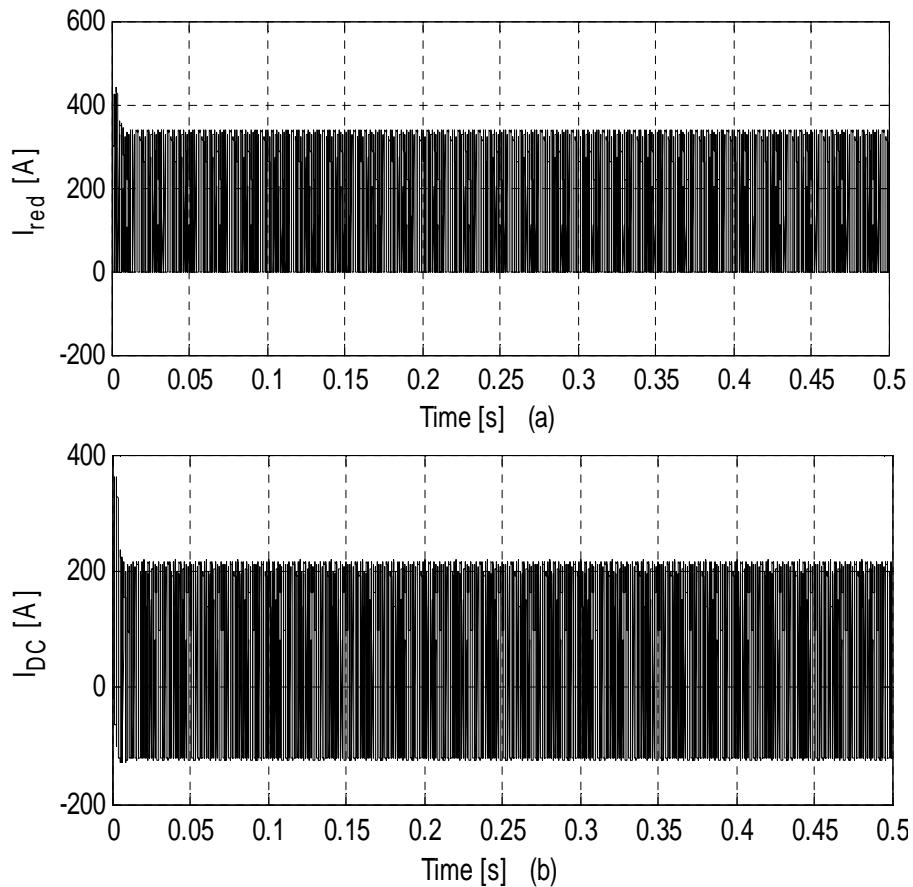
**Figure.II.24.**Tension simple à l'entrée de redresseur MLI



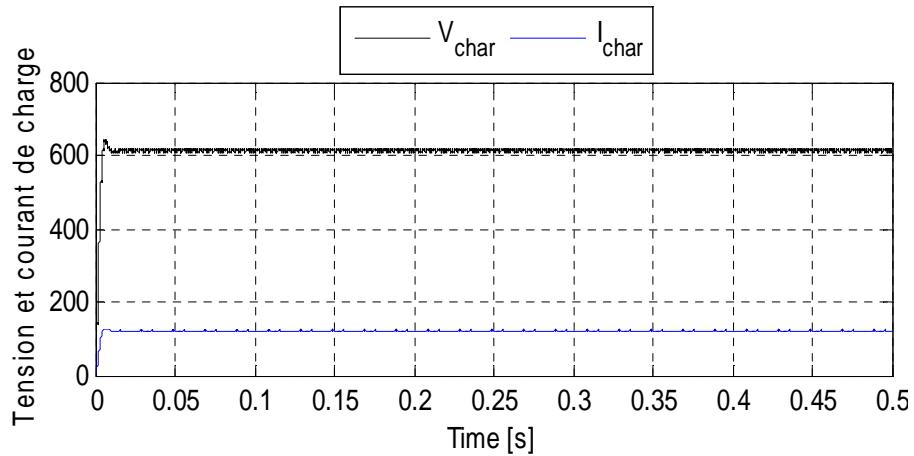
**Figure.II.25.** Tension simple d'un redresseur à commande MLI



**Figure.II.26.** Tension composé et courant de phase d'un redresseur à commande MLI



**Figure.II.27.** Courant redressé et courant à la borne du bus continu



**Figure.II.28.** Tension et courant de charge

#### II.5.5.1. Interprétation des courbes

Les courants à la sortie du redresseur du bus continu sont parfaitement constante, ainsi que la tension de charge. Cela montre que ce modèle de convertisseur (redresseur) est parfaitement adéquat pour notre application. Son contrôle repose sur les deux signaux de porteuse et de référence délivrée par la commande appliquée au niveau de générateur GSAP.

## II.6. Conclusion

La modélisation des éléments permettant la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, à travers un modèle de turbine couplée directement au générateur sans multiplicateur de vitesse, était la principale partie de ce chapitre.

Par la suite, la modélisation sous des hypothèses simplificatrices des autres éléments de la chaîne éolienne, comme la machine synchrone, convertisseur de puissance (redresseur et onduleur), bus continu et filtre complète une base importante pour la suite des travaux de notre thèse.

Dans la phase suivante, la mise en équations était nécessaire pour commander les convertisseurs, ainsi la transformation de Park pour simplifier les équations de la partie électrique déjà modélisée permet le changement du système triphasé réel au système biphasé linéaire équivalent de la machine et le convertisseur.

## II.7. References bibliographiques

- [II.1] Betz, Wind Energy and its Use by Windmills. 1926
- [II.2] G. L. Johnson, "Wind energy systems", Electronic Edition, December, 2001.
- [II.3] MACHMOUM, M., POITIERS, F., DARENGOSSE, C., et al. Dynamic performances of a doubly-fed induction machine for a variable-speed wind energy generation. In : Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on. IEEE, 2002. p. 2431-2436.
- [II.4] HONG, Chih-Ming, CHEN, Chiung-Hsing, et TU, Chia-Sheng. Maximum power point tracking-based control algorithm for PMSG wind generation system without mechanical sensors. Energy conversion and management, 2013, vol. 69, p. 58-67.
- [II.5] MURDOCH, A., WINKELMAN, J. R., JAVID, S. H., et al. Control design and performance analysis of a 6 MW wind turbine-generator. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, 1983, no 5, p. 1340-1347.
- [II.6] AIMANI, Salma. Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. 2004. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- [II.7] HAU, Erich et VON RENOARD, Horst. Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics. Springer Science & Business Media, 2013.
- [II.8] LATEB, Ramdane. Modélisation des machines asynchrones et synchrones à aimants avec prise en compte des harmoniques d'espace et de temps: application à la propulsion marine par POD. 2006. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Lorraine-INPL.
- [II.9] POITIERS, Frédéric. ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau. 2003. Thèse de doctorat. Université de Nantes.
- [II.10] ALI, BOUHEDDA Mr. Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne. 2011. Thèse de doctorat. Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou.
- [II.11] LECLERCQ, Ludovic. Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes. university of Lille in France, 2004.
- [II.12] MIRECKI, Adam. Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance. 2005.
- [II.13] GHAZEL, A., DE FORNEL, B., et HAPIOT, J. C. Robustesse d'un contrôle vectoriel de structure minimale d'une machine asynchrone. Journal de Physique III, 1996, vol. 6, no 7, p. 943-958.

- [II.14] Les machines synchrones Technologies et différents modes d'alimentations des machines synchrones, cours des machines.
- [II.15] ABD ESSEMED, R. et KADJOUDJ, M. Modélisation des machines électriques. Université de Batna, 1997.
- [II.16] [https://www.google.dz/search?q=construction+de+machine+synchrone+image&biw=1366&bih=606&source=lnms&tboisch&sa=X&ei=w5sRVfNAiNlq2JWBAU&ved=0CAYQ\\_AUoAQ#tbm=isch&q=composition+de+machine+synchrone+image](https://www.google.dz/search?q=construction+de+machine+synchrone+image&biw=1366&bih=606&source=lnms&tboisch&sa=X&ei=w5sRVfNAiNlq2JWBAU&ved=0CAYQ_AUoAQ#tbm=isch&q=composition+de+machine+synchrone+image)
- [II.17] ] WILDI, Théodore et SYBILLE, Gilbert. Électrotechnique. De Boeck Supérieur, 2000.
- [II.18] BETTAYEB, Adel Azzedine. Pertes à haute fréquence dans les rotors des machines synchrones à aimants alimentées par onduleur de tension. 2010. Thèse de doctorat. Supélec.
- [II.19] MOBARAKEH, Babak Nahid. Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants: Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification 'en ligne' des paramètres. These de Doctorat de Institut National Polytechnique de Lorraine, 2001, vol. 65.
- [II.20] RAJU, A. B., FERNANDES, B. G., et CHATTERJEE, Kishore. A UPF power conditioner with maximum power point tracker for grid connected variable speed wind energy conversion system. In : Power Electronics Systems and Applications, 2004. Proceedings. 2004 First International Conference on. IEEE, 2004. p. 107-112.
- [II.21] MORIMOTO, Shigeo, NAKAYAMA, Hideaki, SANADA, Masayuki, et al. Sensorless output maximization control for variable-speed wind generation system using IPMSG. In : Industry Applications Conference, 2003. 38th IAS Annual Meeting. Conference Record of the. IEEE, 2003. p. 1464-1471.
- [II.22] CHINCHILLA, Monica, ARNALTES, Santiago, et BURGOS, Juan Carlos. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 2006, vol. 21, no 1, p. 130-135.
- [II.23] REFOUFI, L., AL ZAHAWI, B. A. T., et JACK, A. G. Analysis and modeling of the steady state behavior of the static Kramer induction generator. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 1999, vol. 14, no 3, p. 333-339.
- [II.24] LAVERDURE, Nicolas. Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires. 2005. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [II.25] BELAKEHAL, Soltane. Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables. universite costantine, 2010.
- [II.26] TOUFOUTI, Riad, MEZIANE, S., et BENALLA, H. Direct torque control for induction motor using fuzzy logic. Power Electronics, 1997, vol. 12, no 3.



# CHAPITRE III

## Commande de convertisseur côté générateur

III.1	Introduction .....	65
III.2	Formulation du problème .....	65
III.3	Contrôle de convertisseur côté générateur.....	66
III.3.1	MPPT (Maximum Power Point Tracking) .....	67
III.3.2	Examen des algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes d'énergie éolienne .....	68
III.3.2.1	MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne .....	69
III.3.2.2	MPPT par la méthode de lambda optimal (TSR) .....	69
III.3.2.3	MPPT par la méthode de mode glissant (SM).....	70
III.3.2.4	MPPT par la méthode de contrôle optimale de couple (OT) .....	73
III.3.2.5	MPPT sans la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne .....	73
III.3.2.6	MPPT par la méthode de perturbation et observation (P&O) .....	74
III.3.2.7	MPPT par la méthode de logique floue (FLC) .....	75
III.3.3	Commande vectorielle de la machine synchrone à aimants permanents .....	80
III.3.3.1	Commande vectorielle du GSAP par MLI .....	80
III.3.3.2	Description du système globale .....	81
III.3.3.3	Découplage .....	81
III.3.3.4	Calcul des régulateurs de courant .....	83
III.3.3.5	Calcul de régulateur de vitesse .....	84
III.4	Résultats de la simulation et interprétation .....	85
III.5	Conclusion .....	95
III.6	Références bibliographiques.....	96

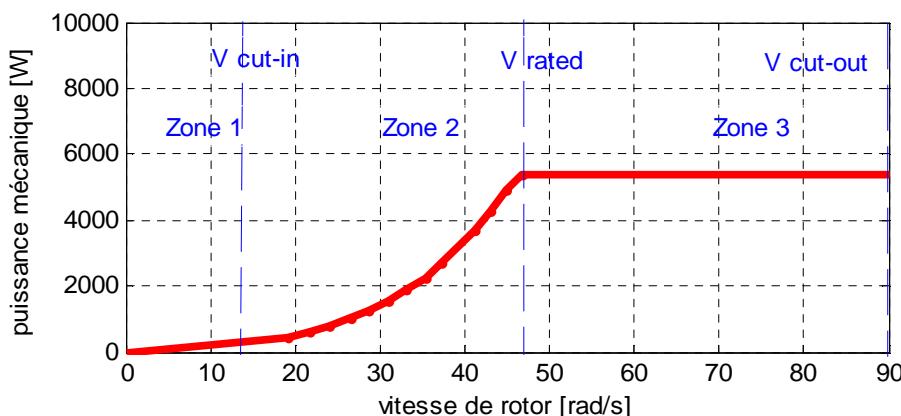
### III.1. Introduction

La vitesse variable permet d'extraire le maximum de puissance et d'améliorer la qualité de la puissance électrique produite, en introduisant de la souplesse dans la réaction du système face aux fluctuations brusques de la vitesse du vent. L'objectif principal de la commande des éoliennes à vitesse variable est d'assurer une bonne qualité de la puissance mécanique et électrique générée par la turbine et la génératrice et c'est à partir d'une source primaire variable qui est le vent [III.1], cet objectif est très important surtout avec le nouveau code de réseau universel pour l'énergie éolienne. Pour cette raison la commande des éoliennes dans les dernières décennies, fait l'objet de plusieurs travaux de recherche [III.2, III.3 et III.4] qui visent à améliorer les performances de ces éoliennes (vitesse variable basées sur le GSAP).

Ce chapitre se concentrera sur l'analyse des méthodes de contrôle pour le convertisseur côté générateur (commande MPPT, commande de vitesse et couple, commande de GSAP). Cinq techniques MPPT sont analysées et comparées dans ce chapitre, ces techniques sont expérimentées par un test de robustesse pour choisir la méthode la plus robuste. Ensuite, l'approche de FOC (commande vectorielle à flux orienté) est introduite pour contrôler la vitesse de GSAP. Enfin les résultats de simulation sont présentés pour valider les algorithmes de contrôles proposés.

### III.2. Formulation du problème

Bien que la vitesse de la turbine éolienne puisse être fixe ou variable, la maximisation de l'énergie extraite est réalisable avec seulement les turbines éoliennes à vitesse variable. Depuis ces turbines peuvent modifier leur vitesse de rotation pour suivre les changements instantanés de la vitesse du vent. Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible, présente un maximum défini par la limite de Betz. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance  $C_p$ .



**Figure.III.1.** Courbe typique de la puissance extraite par une éolienne en fonction de la vitesse du vent

Cependant, l'éolienne ne produit pas le maximum de puissance sur toute sa plage de fonctionnement [III.5]. En effet, l'éolienne passe par trois zones de fonctionnement différentes qui relient la vitesse du vent, la vitesse maximale du rotor admissible et la puissance désirée comme illustré dans la Figure.III.1.

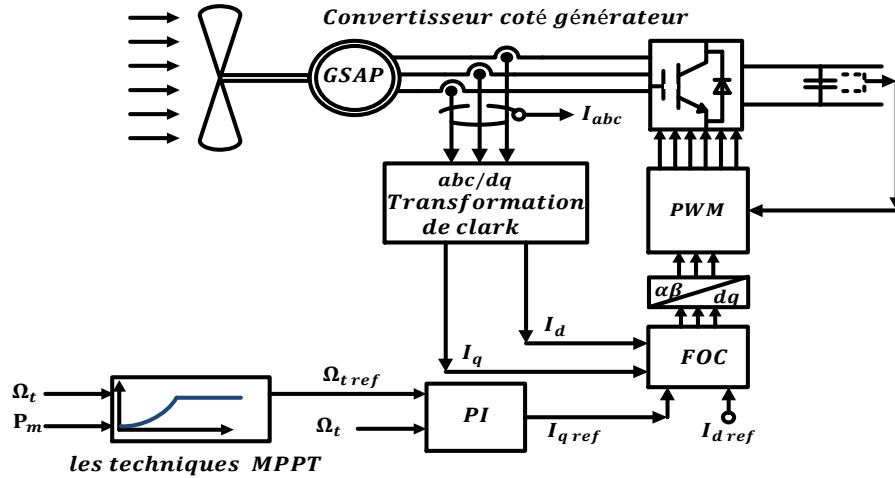
- **Dans la zone I**, la turbine éolienne est arrêtée car le vent n'est pas assez fort pour que la production d'énergie soit rentable vis-à-vis de l'énergie de fonctionnement. Dans ce cas, lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de coupure (dans laquelle se trouve  $v_{min}$  dans ce système), l'éolienne ne fonctionne pas, elle reste dans l'état de stationnement du fait que la puissance électrique générée par le système GSAP est insuffisante pour compenser les pertes de puissance internes dans ce système.
- **Dans la zone II**, l'aérogénérateur fonctionne en charge partielle. L'objectif dans cette zone est de maximisé le rendement énergétique pour chaque vitesse de vent. Ainsi, la vitesse de rotation évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à se maintenir dans le point de fonctionnement maximal. Le but étant que le coefficient de puissance soit toujours optimal. Dans cette zone, l'angle de calage est toujours maintenu fixe à sa valeur nulle et la vitesse de rotation de la turbine atteint sa valeur nominale.
- **La zone III** où la vitesse du vent est forte, correspond au fonctionnement à pleine charge. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à la valeur nominale, la puissance générée par le système sera plus grande que sa puissance nominale de GSAP, si la commande de MPPT est encore appliquée. Cela augmentera la contrainte électrique et mécanique sur le GSAP et les dispositifs de traitement d'alimentation, et serait en outre les endommagés. Par conséquent, l'angle de calage de la pale d'éoliennes doit être correctement contrôlé dans la plage de vent fort pour garder le système d'exploitation au sein de son état de sortie nominal [III.6].

### III.3. Contrôle de convertisseur côté générateur

Dans les systèmes éoliens à vitesse variable basés sur GSAP, trois variables de système doivent être strictement contrôlée [III.1]:

- La puissance optimale extraite à chaque instant (convertisseur côté générateur).
- La tension du bus DC (convertisseur côté réseau).
- La puissance active et réactive injectée au réseau électrique (convertisseur côté réseau).

Le convertisseur côté générateur, commande la vitesse de rotation du générateur pour produire la puissance maximale de sortie par l'intermédiaire du contrôle du couple électromagnétique. La logique de commande proposée du convertisseur côté générateur est représentée sur la Figure.III.2. La technique MPPT produit une vitesse de référence puis, une boucle de vitesse génère la composante de courant d'axe q pour commander le couple et la vitesse de la génératrice à différentes vitesses de vent via une estimation de la valeur de référence ( $I_d ref, I_q ref$ ) comme le montre la Figure.III.2.



**Figure.III.2.** Commande de convertisseur côté générateur

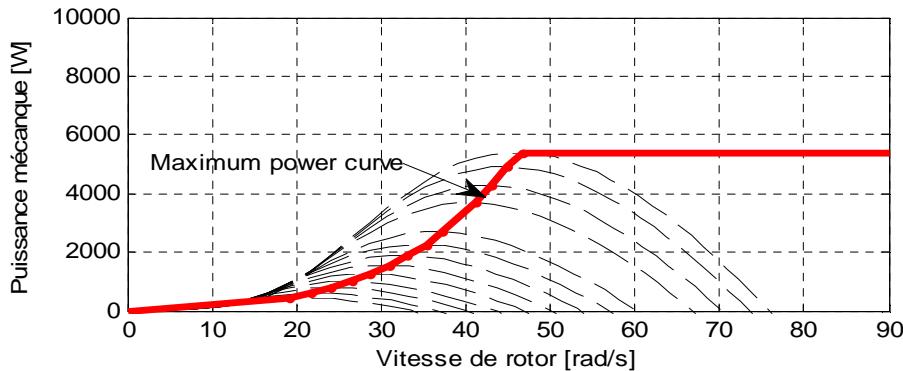
Le contrôle de convertisseur côté générateur se compose en deux stratégies connexes:

- L'algorithme utilise un contrôleur MPPT pour générer une référence de vitesse optimale à chaque instant.
- La boucle de commande de vitesse sur la base de régulateur PI pour fournir un couple électromagnétique de référence pour la commande FOC de générateur

### III.3.1. MPPT (Maximum Power Point Tracking)

MPPT (Maximum Power Point Tracking) est un algorithme permettant de suivre le point de puissance maximale d'un générateur pour une source variante (par exemple, la vitesse du vent dans le cas d'une éolienne). Les systèmes MPPT sont généralement associés avec les générateurs photovoltaïques ou éoliens. La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et à une forme de « cloche » [III.7]. Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Le schéma de la Figure.III.3, illustre les courbes caractéristiques d'une éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse de vent  $v$  donnée. L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale illustrée par l'équation :

$$P_{m \text{ opt}} = \frac{1}{2} \rho S C_{p \text{ opt}} (\lambda_{opt}) v^3 \quad (\text{III.1})$$



**Figure.III.3.** Caractéristiques d'une éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation

Généralement, chacun de ces contrôleurs (MPPT) a été réalisé pour des applications spécifiques. La précision et la robustesse de ces contrôleurs dépendent d'un certain nombre de paramètres :

- Le rendement global du système désiré par le constructeur.
- Le type de convertisseur de puissance permettant l'adaptation et la connexion à une charge (DC-DC, DC-AC), ou à un réseau électrique.
- L'application souhaitée (systèmes autonomes, connectés au réseau, spatiaux).
- Les caractéristiques du MPPT, en fonction de la vitesse.
- Le type d'implantation choisi (analogique, numérique, mélange des deux).

### III.3.2. Examen des algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes d'énergie éolienne

En raison de la nature changeante et instantanée du vent, il est souhaitable de déterminer la vitesse optimale du générateur qui assure un rendement énergétique maximal. Par conséquent, il est essentiel d'inclure un dispositif de commande qui peut suivre le pic maximal, quelle que soit la vitesse du vent.

On a beaucoup écrit sur le sujet des algorithmes MPPT, en particulier pour les systèmes d'énergie éolienne. Raza Kazmi et al. [III.8] a examiné de nombreux algorithmes MPPT publiés et a conclu que les deux méthodes décrites dans Hui et Bakhshai [III.9] et Kazmi et al. [III.10] sont la meilleure solution en raison de leurs commandes adaptatives de suivi du point maximal. Des études [III.11, III.12 et III.13] ont comparé certains des algorithmes MPPT en particulier pour des éoliennes à base de GSAP. Musunuri et Ginn Iii [III.14] ont classé les algorithmes MPPT disponibles en neuf groupes sur la base de la performance de la mesure spécifiques de pic maximale.

Les auteurs ont également rapporté qu'il y a une tendance croissante de l'utilisation de l'algorithme MPPT entre les chercheurs au cours de la dernière décennie. Par conséquent, les tendances récentes dans la technologie MPPT éolien proposé, devraient être examinés et compilés. Malgré cette évolution, très peu des recherches dans ce domaine (MPPT) fournis une analyse des directives pour distinguer la technique MPPT la plus adaptée.

Pour cette raison une comparaison exhaustive des cinq techniques MPPT a été réalisée dans ce chapitre. Ces techniques peuvent être classées en différentes catégories selon le besoin ou non d'un capteur de vitesse de vent.

### III.3.2.1. MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne

Cette façon de procédé exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractérisation (soufflerie) ou des simulations du profil de pâles. Une telle caractérisation permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus basiques et moins coûteux [III.7].

### III.3.2.2. MPPT par la méthode de lambda optimal (TSR)

Cette technique régule la vitesse de rotation du générateur afin de maintenir  $\lambda$  à une valeur optimale au cours de laquelle la puissance extraite est maximale. Cette méthode nécessite à la fois que la vitesse du vent et de la turbine soient mesurées ou estimées, en plus d'exiger la connaissance de la vitesse réduite optimale  $\lambda_{opt}$  de la turbine pour que le système soit en mesure d'extraire la puissance maximale possible comme représenté dans la Figure.III.4.

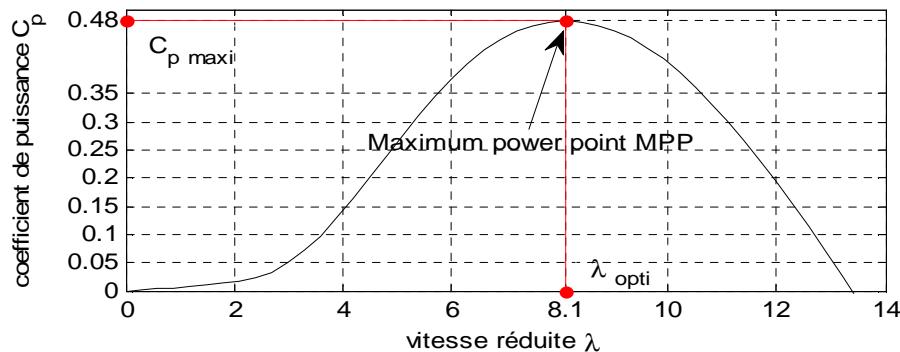


Figure.III.4. La caractéristique de  $C_p$  en fonction de  $\lambda$

Dans cette méthode, la commande de la vitesse de rotor est nécessaire, pour cette raison un régulateur PI est utilisé pour effectuer cette régulation. Bien que cette méthode semble simple vu que la vitesse du vent est mesurée directement, une mesure précise de la vitesse du vent est impossible dans la réalité et augmente le coût du système. La figure.III.5 montre le schéma synoptique d'un système à vitesse variable avec la méthode MPPT de lambda optimal (TSR).

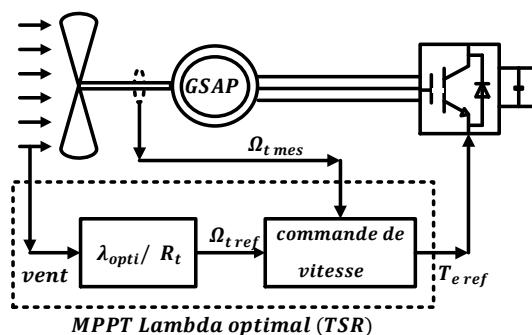


Figure.III.5. Schéma block de la méthode de MPPT lambda optimal (TSR)

### III.3.2.3. MPPT par la méthode de mode glissant (SMC)

La commande par mode glissant a connu un grand succès ces dernières années dans les commandes de système non linéaire. Cela est dû à la simplicité de sa mise en œuvre et la robustesse par rapport aux incertitudes du système et des perturbations externes entachant le processus. L'idée de base de la commande par mode glissant est premièrement d'attirer les états du système dans une région convenablement sélectionnée, puis de concevoir une loi de commande qui maintiendra toujours le système dans cette région [III.15].

#### A. Synthèse de la loi de commande

La synthèse de la commande par mode glissant se fait en trois étapes :

- Choisir de la surface de glissement.
- Etablir la condition de convergence.
- Déterminer la loi de commande qui permet d'atteindre la surface et d'y demeurer.

#### B. Choix de la surface de glissement

Soit le système décrit par l'équation différentielle suivante :

$$x^n = f(x, t) + g(x, t)u \quad (\text{III.2})$$

Où  $f$  et  $g$  sont des fonctions non linéaires,  $g$  est supposée inversible.  $u$  : Entrée du système.  
 $x$ : État du système.

Soit  $x_d$  la consigne désirée et  $e$  l'erreur de poursuite définie par :

$$e = x - x_d \quad (\text{III.3})$$

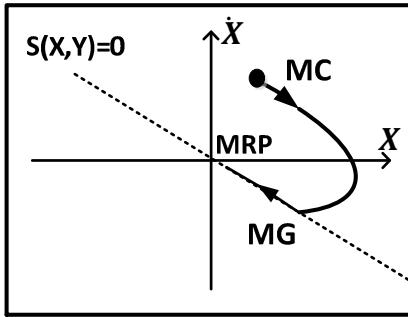
La formule générale de la surface de glissement est définie en fonction de l'ordre du système comme suit [III.16]:

$$s(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda\right)^{n-1} e(x) \quad (\text{III.4})$$

Où  $n$ : le degré relatif du système par rapport à la sortie  $y(t)$ . Il représente le nombre minimum de fois qu'il faut dériver la sortie  $y(t)$  par rapport au temps.

#### C. Condition d'existence du mode de glissement

Le choix de la fonction de glissement étant fait, la deuxième étape consiste à concevoir une loi de commande qui puisse amener le vecteur d'état à converger vers la surface et y demeurer  $s = 0$ . Pour cela, il faut que la loi de commande soit conçue de telle manière à ce que  $s$  soit attractive [III.17].



**Figure III.6.** Attractivité de la surface

Pour déterminer la condition d'attractivité, considérons la fonction de Lyapunov suivante :

$$v(s) = \left(\frac{1}{2}s\right)^2 \quad (\text{III.5})$$

Une condition nécessaire et suffisante, appelée condition d'attractivité, pour qu'une variable de glissement  $s(x, t)$  tende vers 0 et que la dérivée temporelle de  $v(s)$  soit définie négative :

$$s\dot{s} < 0 \quad (\text{III.6})$$

Si la condition (III.6) est vérifiée, alors la variable de glissement et sa dérivée sont de signe contraire quel que soit le temps et que 0 est un centre attracteur pour  $s$ . Le temps de convergence, ou le temps d'atteinte « reaching time »  $t_r$  dépend directement du choix de  $s$ . Pour une convergence en temps fini, la condition (III.6) qui ne garantit qu'une convergence asymptotique vers la surface de glissement est remplacée par une condition plus restrictive dite de  $\eta$  attractivité et donnée par [III.16]:

$$s\dot{s} \leq \eta|s|, \eta > 0 \quad (\text{III.7})$$

#### D. Calcul de la commande

Dans un premier lieu, la loi de commande par mode glissant est construite de façon à ce que les trajectoires du système pointent vers la surface de glissement  $s = 0$ , en deuxième lieu, pour maintenir ces trajectoires sur cette surface. Pratiquement, cette commande est composée de deux composantes : une composante discontinue  $u_s$ , permet de ramener les trajectoires vers la surface de glissement et d'assurer la robustesse vis à vis des perturbations externes, la seconde composante continue, dite la commande équivalente  $u_{eq}$ , permet le maintien et le glissement le long de la surface [III.18].

La commande équivalente est déduite par les conditions d'invariance suivantes de la surface de glissement [III.17] :

$$\begin{cases} s = 0 \\ \dot{s} = \frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\partial s}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} = 0 \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

Pour le système d'équations (III.2), la commande par mode glissant est choisie comme suit :

$$u_{ref} = u_{eq} + u_s \quad (\text{III.9})$$

$$u_{eq} = - \left[ \frac{\partial s}{\partial x} g(x) \right]^{-1} \frac{\partial s}{\partial x} f(x) \quad (\text{III.10})$$

$$u_s = -k \left[ \frac{\partial s}{\partial x} g(x) \right]^{-1} \cdot sgn(s) \quad (\text{III.11})$$

Où  $k$  est une constante positive et est la fonction  $sgn$  définie par :

$$sgn(s) = \begin{cases} 1 & si > 0 \\ 0 & si = 0 \\ -1 & si < 0 \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

### E. Application du mode glissant dans la commande MPPT

Le contrôle de la structure variable (mode glissant) s'est avéré particulièrement adapter au contrôle d'éolienne à vitesse variable, en étant facile à mettre en œuvre par l'électronique de puissance déjà existante. Ce paragraphe propose une approche en mode glissant pour le suivi de l'optimum énergétique d'une éolienne basée sur GSAP. La surface de glissement est systématiquement dérivée pour imposer une dynamique désirée. Elle permet le fonctionnement de la turbine plus ou moins proche du point maximal, selon un compromis imposé entre le courant (entrée de commande) et le suivi optimal de vitesse de rotation de la GSAP.

- **La surface de glissement**

Le but est de trouver une surface de glissement permettant à la turbine de fonctionner plus ou moins à l'approche du pic maximal. Cela nécessite la surface cherchée à dépendre de la vitesse du vent; son image dans le plan ( $\Omega_t$  et  $I_q$ ) doit avoir une intersection non vide avec le point maximum pour chaque valeur de la vitesse du vent et aussi une pente réglable pour accorder la dynamique en mode glissant voir Figure.III.7.À partir de l'équation de vitesse de l'arbre [III.19] les équations du système sont écrites comme suit:

$$\frac{d\Omega_t}{dt} = \frac{T_t(\Omega_t, v) - T_e(I_q)}{J_t} \quad , \quad \frac{dI_q}{dt} = \frac{-I_q + I_{q, ref}}{T_G} \quad (\text{III.13})$$

- **Loi de commande en mode glissant**

Les deux composantes de la loi de commande:  $u_s$  et  $u_{eq}$  sont obtenue en détails dans [III.20].

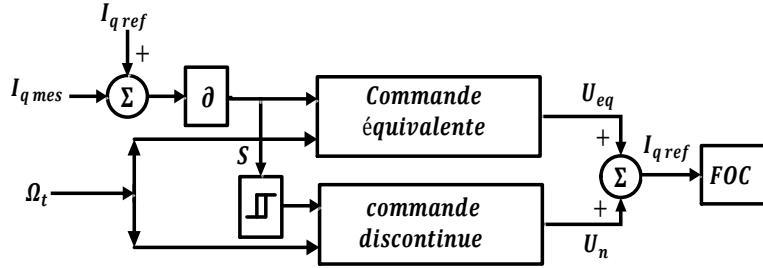
$$U_{eq} = I_q - \frac{T_G}{(1+a_2 J_t)} (a_1 J_t \Omega + a_2 J_t I_q) (a_1 - A(\lambda, v)) \quad (\text{III.14})$$

$$\text{Avec : } A(\lambda, v) = K v R_t^2 * \left( \frac{C_p'(\lambda) \lambda - C_p(\lambda)}{\lambda^2} \right) , K = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^2$$

$$U_s = -\alpha \operatorname{sgn}_h(\sigma) \quad (\text{III.15})$$

$$U = U_{eq} + U_s \quad (\text{III.16})$$

$$U = I_q - \frac{T_G}{(1+a_2 J_t)} (a_1 J_t \Omega + a_2 J_t I_q) (a_1 - A(\lambda, v)) - \alpha \operatorname{sgn}_h(\sigma) \quad (\text{III.17})$$



**Figure.III.7.** Schéma block de la méthode de MPPT par mode glissant (SMC)

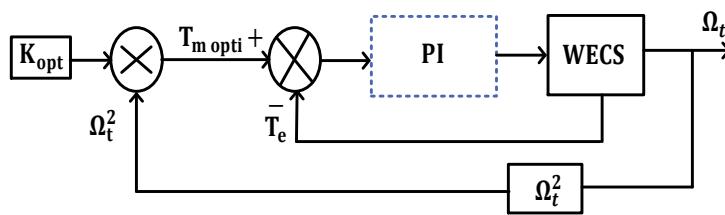
### III.3.2.4. MPPT par la méthode de contrôle optimale de couple (OTC)

La turbine éolienne peut être extraire un couple mécanique maximal  $T_{m\ max}$  exprimée en [III.21].

$$T_{t\ max} = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^5 \left( \frac{C_{p.\max}}{\lambda_{opt}^3} \right) \Omega_{t\ opt}^2 \quad (\text{III.18})$$

$$T_{t\ max} = K_{opt} \Omega_{t\ opt}^2, \text{ Were } K_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^5 \left( \frac{C_{p.\max}}{\lambda_{opt}^3} \right) \quad (\text{III.19})$$

Le fonctionnement maximal de la puissance peut également être réalisé avec un contrôle de couple optimale. Le principe de cette méthode consiste à ajuster le couple de la GSAP selon un couple de consigne maximum de l'éolienne, à une vitesse de vent donnée et en fonction de la  $\lambda_{opt}$ . Pour ce but, un contrôleur PI a été appliqué pour fournir un signal de commande à l'éolienne. Dans cette méthode, la vitesse de la GSAP et la connaissance de  $\lambda_{opt}$  de la turbine est nécessaire. La figure.III.8, montre le schéma de principe d'une éolienne avec la méthode de contrôle optimale de couple (OTC). Cette méthode est efficace, simple et rapide.



**Figure.III.8.** Schéma block de la méthode de MPPT par contrôle optimale de couple (OTC)

### III.3.2.5. MPPT sans la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne

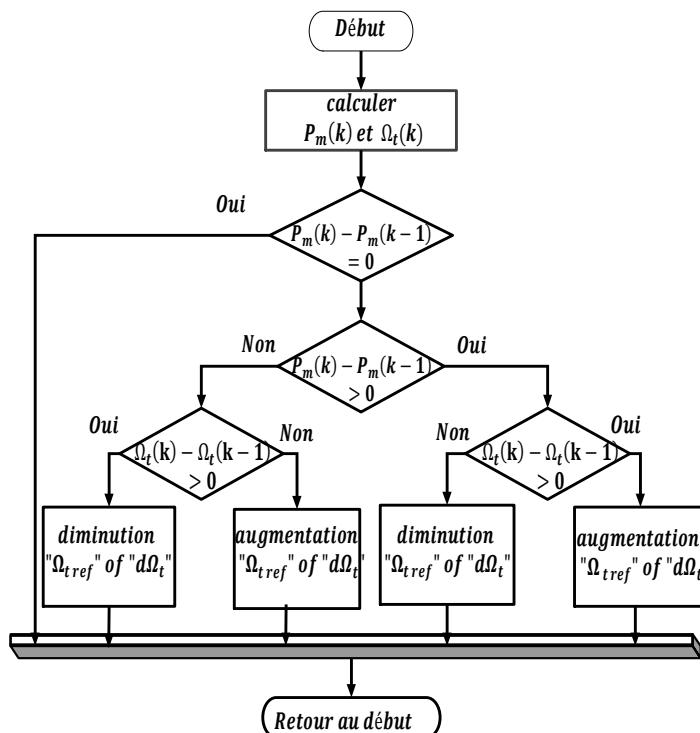
Pour l'étude de la commande permettant d'effectuer une recherche du point maximal de la puissance sans la connaissance de la courbe caractéristique  $C_p, \lambda_{opt}$ , une structure avec

convertisseur à commande MLI est utilisée. Cette structure assure un contrôle dynamique et fiable en vitesse et en couple de la GSAP ce qui permet facilement de déplacer le point de fonctionnement sur toute la plage des vitesses de rotation (pour chaque vitesse de vent) et ainsi d'effectuer par ce biais une recherche de la puissance maximale souhaitée. Dans cette structure, la mesure de vitesse du vent n'est plus nécessaire, donc la complexité et le coût du système sont proportionnellement réduits.

### III.3.2.6. MPPT par la méthode de perturbation et observation (P&O)

La perturbation et l'observation (P&O), est une technique d'optimisation mathématique simple à mettre en œuvre, utilisée pour rechercher le point optimal d'une fonction donnée. Il est largement utilisé dans les systèmes d'énergie solaire et éolienne pour déterminer le point de fonctionnement optimal qui permettra de maximiser l'énergie extraite. Cette méthode est basée sur la perturbation d'une variable de commande (entrée) par un petit pas et en observant les changements qui en résultent dans la fonction cible (sortie) jusqu'à ce que la pente devient nulle. Comme le montre dans la figure.III.9.

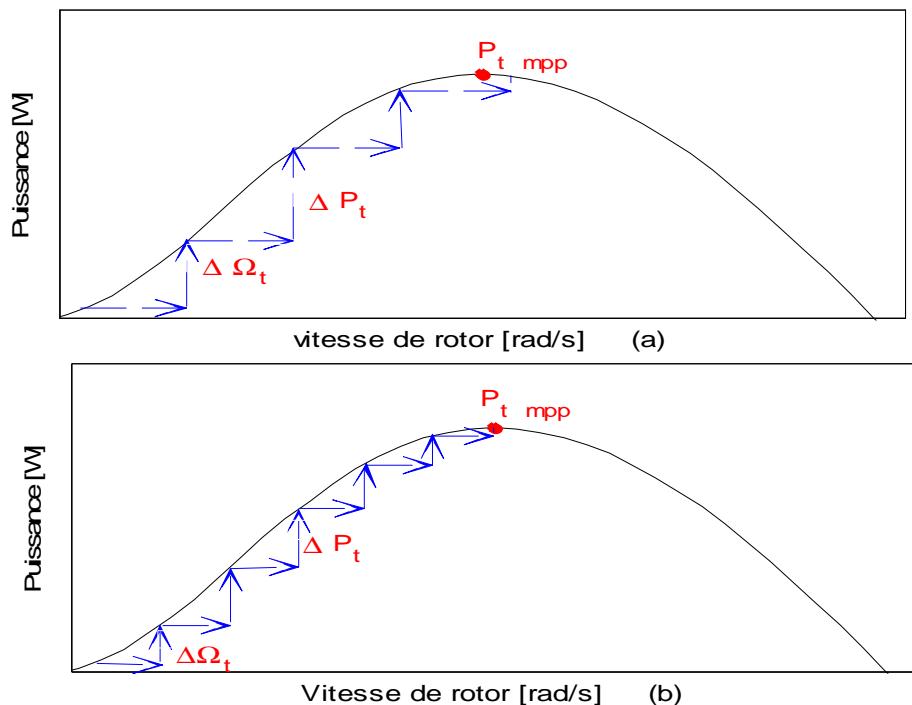
Certains chercheurs ont perturbé la vitesse de rotation et ont observé la puissance mécanique, tandis que d'autres ont surveillé la puissance de sortie du génératrice et perturbées la tension d'entrée de l'onduleur [III.3] ou l'une des variables de conversion, à savoir: le rapport cyclique dans [III.22], le courant de sortie dans [III.23] ou de la tension d'entrée. Dans la mesure de l'énergie électrique, des capteurs mécaniques ne sont pas nécessaires, et donc ils sont plus fiables et à faible coût.



**Figure.III.9.** Algorithme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O)

Dans ce travail nous pouvons voir que l'augmentation (diminution) de la vitesse du générateur augmente (diminue) la puissance éolienne lors de l'utilisation de la gauche de la MPP et une diminution (augmentation) lorsque l'appareil est sur la droite. Par conséquent, lorsque la puissance augmente, nous devons garder l'étape suivante inquiétant. Quand il y a une diminution de la puissance, la perturbation devrait être inversée. Cette opération est répétée jusqu'à ce que le député soit atteint comme présenté dans la figure.III.9.

Le majeur inconvénient de cette méthode est le choix judicieux de la taille du pas. Donc, un choix de taille du pas n'est pas une tâche facile: si la taille du pas est grande, cela signifie une réponse plus rapide et plus oscillations autour du MPP de crête comme représenté dans la Figure.III.10.a, et par conséquent, moins efficace. D'autre part, un petit pas améliore l'efficacité mais réduit la vitesse de convergence comme illustré dans la Figure.III.10.b, [III.10, III.24].



**Figure.III.10.** Méthode de perturbation et d'observation du MPPT

### III.3.2.7. MPPT par la logique floue (FLC)

En l'absence de toute la connaissance des caractéristiques de turbine éolienne, des règles de comportement à tenir afin de converger vers le point optimal sont relativement simples à établir. Ces règles dépendent des variations instantanées de puissance mécanique  $\Delta P_m$  et de vitesse de rotation  $\Delta \Omega_t$ . Par exemple : si on mesure une augmentation de puissance  $\Delta P_m > 0$  suite à un incrément positif de vitesse, on doit continuer l'accélération de la turbine  $\Delta \Omega_{ref} > 0$ . On se situe alors sur la partie gauche de la cloche (MPP)  $P_m(\Omega_t)$ . A partir de l'existence de ces règles linguistiques, l'utilisation d'un dispositif MPPT basé sur le principe des ensembles flous est mise en place. Cette méthode est similaire à la commande de perturbation et observation précédente avec un changement dans la mise en œuvre en application.

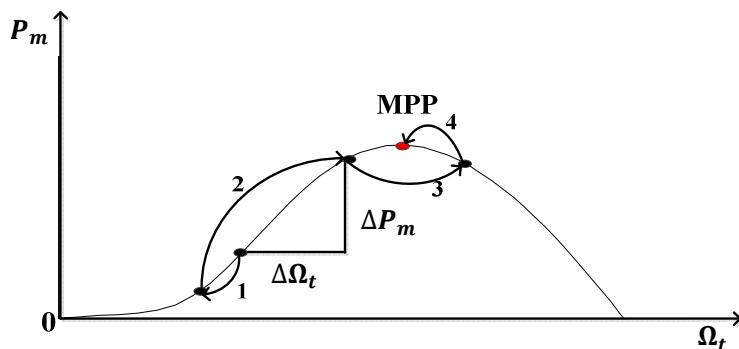
Le dispositif MPPT à base de mesure de changement de puissance extraite au niveau de la turbine  $\Delta P_t$  et de vitesse de rotation  $\Delta \Omega_t$  propose un changement  $\Delta \Omega_{t\ ref}$  de la consigne de vitesse mécanique de l'éolienne  $\Omega_{t\ ref}$  selon les équations (III.20, 21, 22) [III.25].

$$\Delta P_m = P_m(k) - P_m(k-1) \quad (\text{III.20})$$

$$\Delta \Omega_t = \Omega_t(k) - \Omega_t(k-1) \quad (\text{III.21})$$

$$\Omega_{t\ ref} = \Omega_t(k-1) + \Delta \Omega_{t\ ref} \quad (\text{III.22})$$

La figure.III.11, donne un exemple d'une recherche dans le plan puissance – vitesse mécanique, pour une vitesse du vent constante.



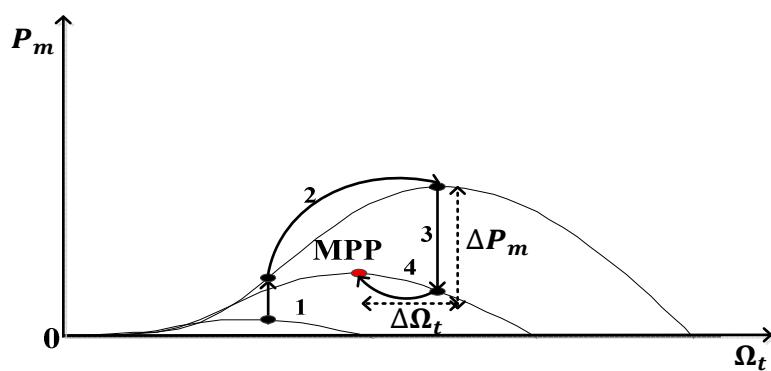
**Figure.III.11.** Principe de fonctionnement de MPPT par logique flou à vitesse de vent constante

Exemple de règles :

$$\text{Si } \Delta P_m > 0 \text{ et } \Delta \Omega_t > 0 \text{ alors } \Omega_{t\ ref} > 0 \quad (\text{III.23})$$

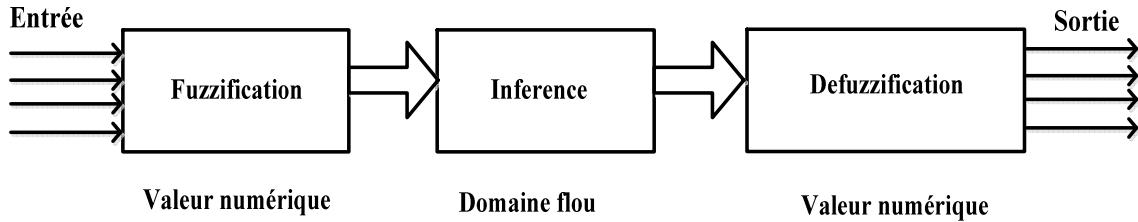
$$\text{Si } \Delta P_m < 0 \text{ et } \Delta \Omega_t > 0 \text{ alors } \Omega_{t\ ref} < 0 \quad (\text{III.24})$$

Ainsi, le changement de  $\Delta P_m$  résultant de la variation de la vitesse de rotation est soit dans le sens positif, soit dans le sens négatif. La valeur de  $\Delta P_m$  peut aussi être petite où au contraire grande. Cette commande permet la recherche du point optimal en se basant sur les observations de l'expert. Dans le cas d'un changement de la vitesse du vent, la recherche du point maximal de puissance s'effectue de la manière présentée sur la figure.III.12: On constate que le même type de règles s'applique [III.26].



**Figure.III.12.** Principe de fonctionnement de MPPT par logique flou à vitesse de vent variable

La logique floue est un processus de raisonnement imitant le comportement intuitif d'un opérateur humain. Elle se base sur les règles de la logique classique sans utiliser de représentations binaires. L'utilisation d'un contrôleur flou n'est envisageable que s'il existe un savoir-faire humain retranscriptible sous formes des règles floues. Les règles floues sont donc inutiles si l'on ne connaît pas parfaitement le fonctionnement du système que l'on veut commander ou si l'on est incapable de le piloter manuellement. Une règle floue comporte trois étapes fonctionnelles résumées par la figure.III.13.



**Figure.III.13.** Traitement flou

La théorie des ensembles flous repose sur la notion d'appartenance partielle. Chaque élément flou appartient graduellement aux fonctions d'appartenances (ensembles flous) qui ont été définis à priori. Plusieurs fonctions d'appartenance peuvent être définies sur la même variable : dans le cas de la figure.III.14, [III.27], la variable  $P_t$  appartient toujours à deux fonctions d'appartenance. Les fonctions d'appartenances peuvent prendre n'importe quelle forme, dans notre cas, elles sont triangulaires, principalement pour des raisons de simplification des calculs. Pour l'exemple de la figure.III.14.

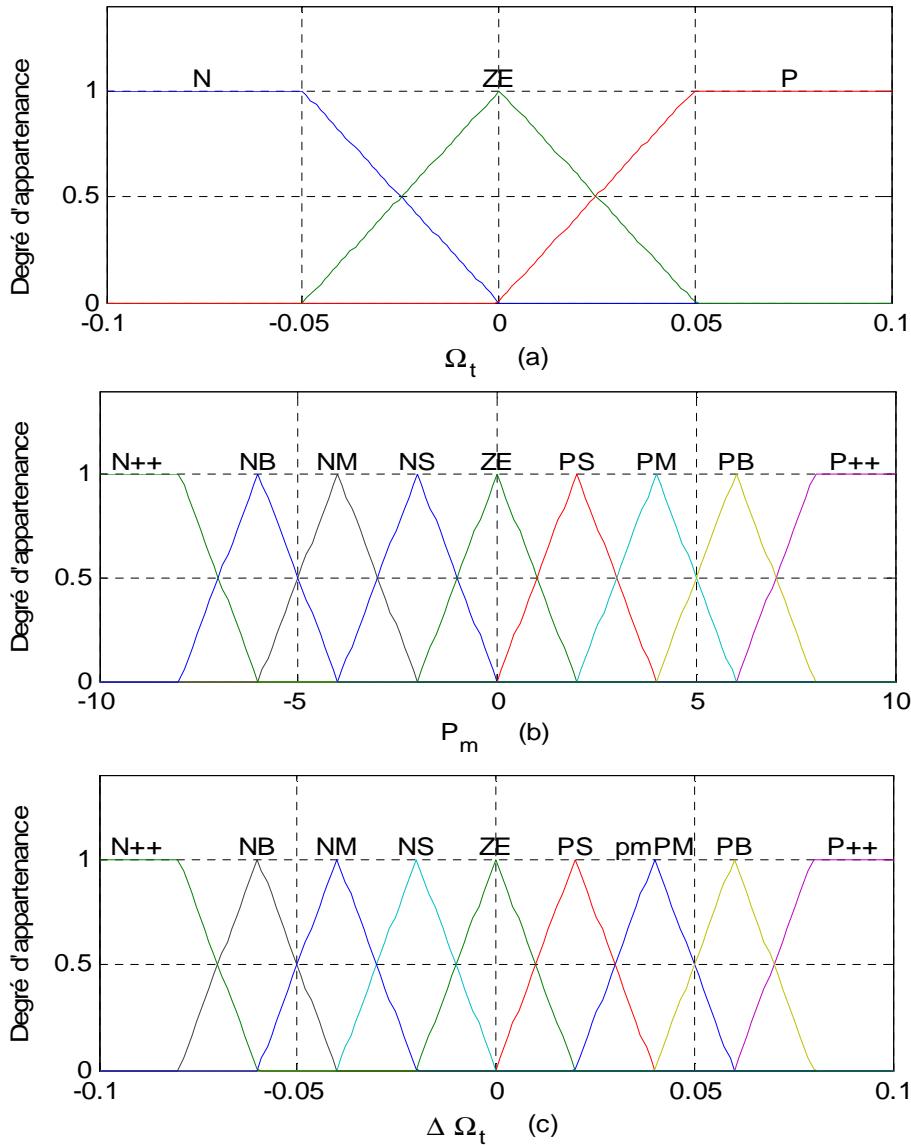
Les fonctions d'appartenance de la variable  $P_m$  sont:

- N<sup>++</sup>** : Plus grand Négatif
- NB** : Grand Négatif
- NM** : Moyen Négatif
- NS** : Petit Négatif
- ZE** : Zéro
- P<sup>++</sup>** : Plus grand Positif
- PB** : Grand Positif
- PM** : Moyen Positif
- PS** : Petit Positif

Les fonctions d'appartenance de la variable  $\Omega_t$  sont:

- N** : Négatif
- ZE** : Zéro
- P** : Positif

L'opération de fuzzification permet de passer du domaine réel au domaine flou, donc effectue une fonction qui convertit les données d'entrée en valeurs linguistiques convenables qui peuvent être considérées comme l'étiquette des ensembles flous. Elle consiste à déterminer le degré d'appartenance d'une variable d'entrée pour une fonction d'appartenance donnée. Cette opération doit être effectuée dans un domaine normalisé généralement par l'intervalle [1,-1] afin de faciliter le calcul.



**Figure.III.14.** Fuzzification : fonction d'appartenance de l'entrée  $\Omega_t$ ,  $P_m$  et la sortie  $\Delta \Omega_{tref}$

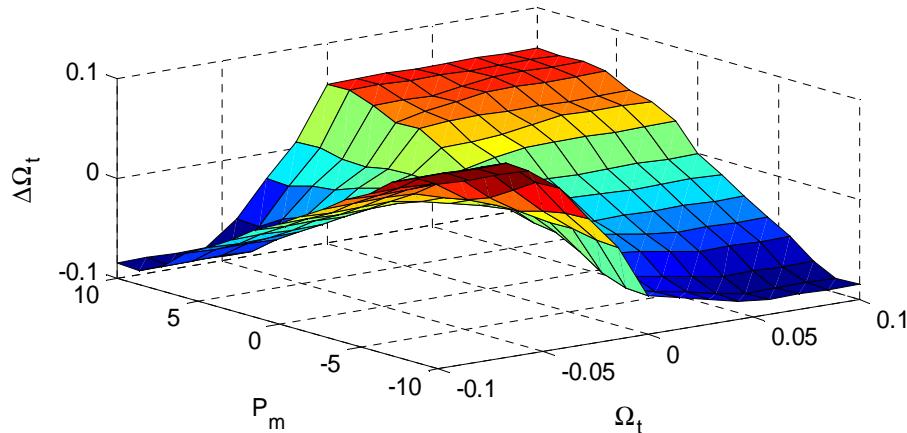
À cette étape du processus de calcul flou, la fuzzification des variables d'entrée effectuée est suivie par l'inférence qui consiste à déterminer les degrés d'appartenance des fonctions d'appartenances de sortie à l'aide d'un tableau d'inférence Tab.III.1. Ce tableau résume l'ensemble des règles de savoir-faire humain, basées sur l'expérience, la connaissance du système à piloter ainsi que sur une part d'intuition. Il traduit les règles exprimées par le langage courant suivantes [III.28] :

- Si une grande augmentation de la vitesse entraîne une grande augmentation de la puissance, on continue d'augmenter fortement la vitesse de rotation.
- Si une grande augmentation de la vitesse entraîne une grande diminution de la puissance, on diminue fortement la vitesse de rotation pour obtenir une augmentation rapide de la puissance.
- Si une grande augmentation de la vitesse entraîne une faible augmentation de la puissance (on est alors proche de la vitesse de rotation optimale) on augmente moyennement la vitesse de rotation (début de la stabilisation).
- Si une petite diminution de la vitesse entraîne une augmentation moyenne de la puissance (on est alors loin de la vitesse de rotation optimale), on diminue moyennement la vitesse de rotation de telle sorte à se rapprocher plus rapidement du sommet de la cloche.
- Si une augmentation ou une diminution quelconque entraîne une variation nulle de la puissance, on ne fait pas varier la vitesse de rotation (de telle sorte à pouvoir stabiliser le point de fonctionnement sur le sommet de la cloche).
- Si une variation nulle de la vitesse de rotation entraîne une augmentation de la puissance, on en déduit que la vitesse du vent a augmenté, il faut donc augmenter la vitesse de rotation pour se rapprocher de la nouvelle vitesse optimale.
- Si une variation nulle de la vitesse de rotation entraîne une diminution de la puissance, on en déduit que la vitesse du vent a diminué, il faut donc diminuer la vitesse de rotation pour se rapprocher de la nouvelle vitesse optimale.

Comme nous l'avons mentionné, chacune des deux entrées linguistiques du contrôleur flou possède trois ensembles flous pour  $\Delta\Omega_t$  et neuf ensembles flous pour  $\Delta P_m$ , ce qui donne un ensemble de vingt-sept règles. Celles-ci peuvent être représentées par la matrice d'inférence suivante :

**Tab .III.1** Les règles de l'ensemble flou

$\Delta\Omega_t$	$\Delta P_m$	N <sup>++</sup>	NB	NM	NS	ZE	PS	PM	PB	P <sup>++</sup>
	N <sup>++</sup>	NB	NM	NS	ZE	PS	PM	PB	P <sup>++</sup>	
N	PBB	PB	PM	PS	ZE	NS	NM	NB	PBB	
ZE	NB	NM	NS	NS	ZE	PS	PM	PM	PB	
P	N <sup>++</sup>	NB	NM	NS	ZE	PM	PM	PB	PB	



**Figure III.15.** Surface flou en 2D

### III.3.3. Commande vectorielle de la machine synchrone à aimants permanents

Par le découplage entre la magnétisation en flux et la production du couple électromagnétique, la machine à courant continu MCC est parfaitement adaptée aux traitements à vitesse variable. Toutefois, la présence du système (balai et collecteur) limite la puissance et la vitesse maximale, d'autre part, elle présente des difficultés de maintenance et des interruptions de fonctionnement. Pour toutes ces raisons, la MASP tend à se substituer à la machine à courant continu. Cette évolution est motivée par d'indéniables qualités de robustesse et de fiabilité.

L'idée fondamentale de cette méthode de commande est de ramener le comportement de la MSAP à celui d'une MCC. Cette méthode se base sur la transformation des variables électriques de la machine vers un référentiel qui tourne avec le vecteur du flux. Par conséquent, ceci permet de contrôler le flux de la machine avec le courant direct statorique. Tandis que, la composante en quadrature permet de contrôler le couple électromagnétique correspond au courant induit de la (MCC).

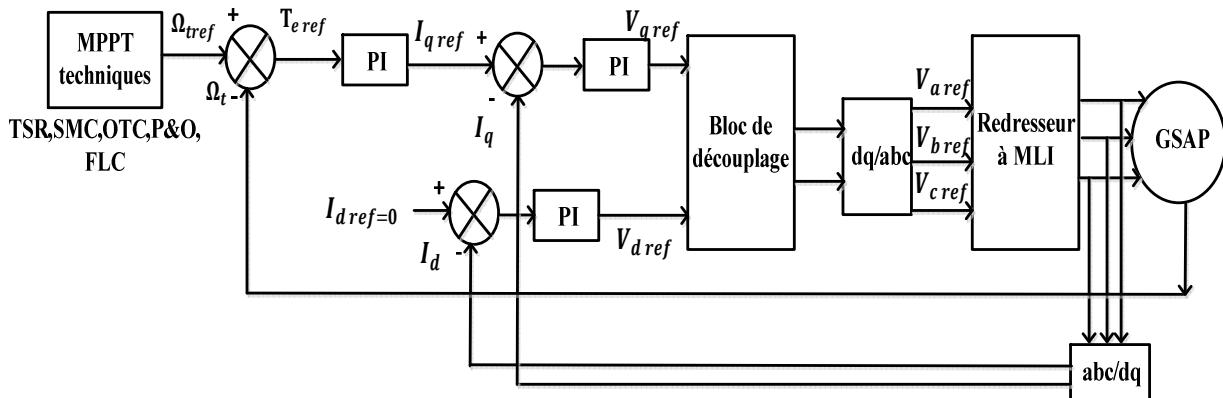
Le couple électromagnétique dépend à la fois des grandeurs  $I_d$  et  $I_q$ . Si on compense les termes de couplage existant entre les axes  $d$  et  $q$ , la tension  $V_d$  permet de commander le courant  $I_d$  et la tension  $V_q$  permet de commander  $I_q$  et donc  $T_e$ . On trouve ainsi une analogie avec la MCC. Physiquement, cette stratégie revient à maintenir le courant statorique en quadrature avec le flux rotorique, donc réduire le courant statorique à la seule composante  $I_q$  [III.29, III. 30].

#### III.3.3.1. Commande vectorielle de la GSAP par MLI

Cette stratégie est une alternative à la commande dans la repère a, b, c. Elle exige pour la régulation des courants  $I_d$ ,  $I_q$  d'imposer les tensions de référence  $V_{d\ ref}$ ,  $V_{q\ ref}$ : dont en déduit les tensions de référence sinusoïdales  $V_{a\ ref}$ ,  $V_{b\ ref}$ ,  $V_{c\ ref}$  pour la commande de convertisseur côté générateur.

### III.3.3.2. Description du système global

La commande vectorielle porte en général sur des machines alimentées en tension et régulées en courant sur les axes  $d, q$ . Cette topologie permet une meilleure dynamique dans la commande du couple tout en évitant les inconvénients d'une alimentation en courant. La figure.III.16, représente le schéma bloc d'une régulation de vitesse de GSAP alimentée en vitesse et commandée par orientation du flux (les courants).



**Figure.III.16.** Schéma bloc d'une régulation de vitesse de la GSAP commandée par l'orientation du flux

La référence de courant direct  $I_d ref$  est fixée à la valeur de zéro. La référence de courant quadrature  $I_q ref$  à la sortie de régulateur de vitesse consiste la référence de couple  $T_e$ . Les référence des courant  $I_d, I_q$  sont comparés séparément avec les courants réels de GSAP. Les erreurs sont appliquées à l'entrée des régulateurs classiques de type PI, en suit un bloc de découplage a été appliqué pour générer les tensions de références  $V_d ref, V_q ref$  et par la transformation de Park, on obtient les références de tensions  $V_a, V_b, V_c$  qui sont les tensions de la commande de redresseur à commande MLI.

### III.3.3.3. Découplage

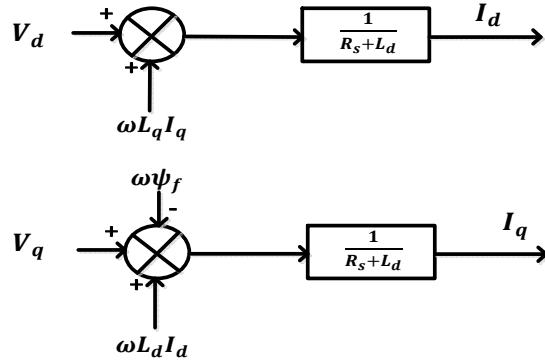
Le système d'équation (II.32) introduit au chapitre précédent présente des non linéarités dues essentiellement à la présence des termes  $I_d, I_q$ , et  $\omega I_d, \omega I_q$ . Pour cette raison nous allons ajouter des termes de découplage afin de rendre les axes  $d$  et  $q$  complètement indépendants.

L'alimentation en tension est obtenue en imposant les tensions de référence à l'entrée de la commande de l'onduleur. Ces tensions permettent de définir les rapports cycliques sur les bras de l'onduleur de manière à ce que les tensions délivrées par cet onduleur aux bornes du stator de la machine soient les plus proches possibles des tensions de référence. Mais, il faut définir des termes de compensation, car, dans les équations statoriques, il y a des termes de couplage entre les axes  $d$  et  $q$ . La compensation a pour but de découpler les axes  $d$  et  $q$ . Ce découplage permet d'écrire les équations de la machine et de la partie régulation d'une manière simple et ainsi de calculer aisément les coefficients des régulateurs [III.31].

Les équations statoriques comprennent, en effet, des termes qui font intervenir des courants de l'autre axe. Ces équations s'écrivent :

$$\begin{cases} V_d = (R_s + L_d s) I_d - \omega L_q I_q \\ V_q = (R_s I_q + L_q s) + \omega (L_d I_d + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{III.25})$$

La figure.III.17 représente le couplage entre les axes d, q :



**Figure.III.17.** Description des couplages

À partir de l'équation (III.25), il est possible de définir les termes de découplage qui sont considérés, dans la suite, comme des perturbations vis-à-vis des régulations. Pour ne pas compliquer cette étude, nous considérons le cas de décomposition des tensions comme montré dans la Figure.III.17. Dans la première équation, on sépare la tension selon l'axe d en deux parties.

Alors :

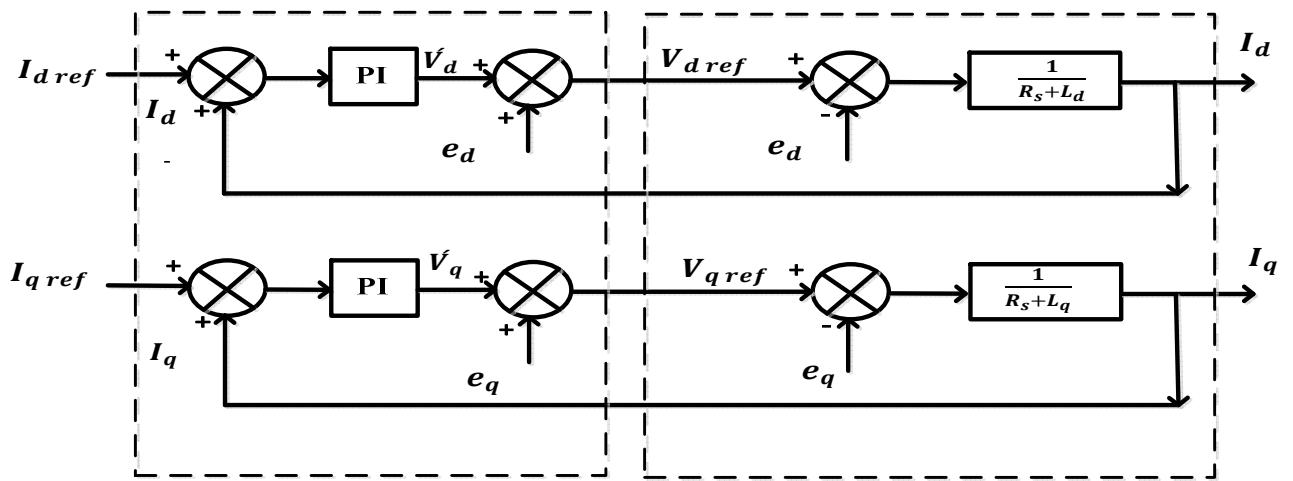
$$\begin{cases} V_d = \tilde{V}_d + e_d \\ e_d = -\omega L_q I_q \end{cases} \quad (\text{III.26})$$

$$\frac{I_d}{\tilde{V}_d} = \frac{1}{R_s + L_d} \quad (\text{III.27})$$

La perturbation  $e_d$  est compensée par un terme identique de manière à ce que la fonction de transfert équivalente soit celle indiquée ci-dessus. On peut considérer de manière analogue la deuxième équation et définir :

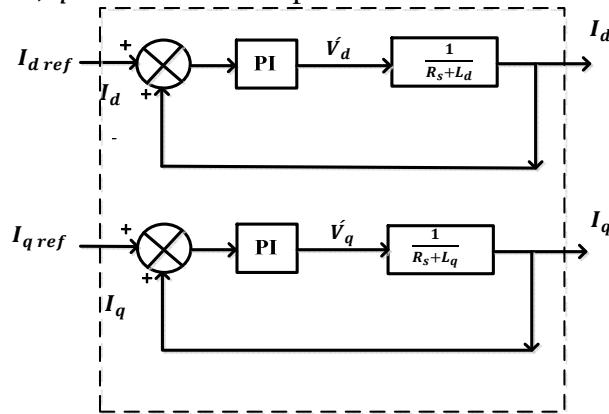
$$\begin{cases} V_q = \tilde{V}_q + e_q \\ e_q = \omega (L_d I_d + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

$$\frac{I_q}{\tilde{V}_q} = \frac{1}{R_s + L_q} \quad (\text{III.29})$$



**Figure.III.18.** Découplage par compensation

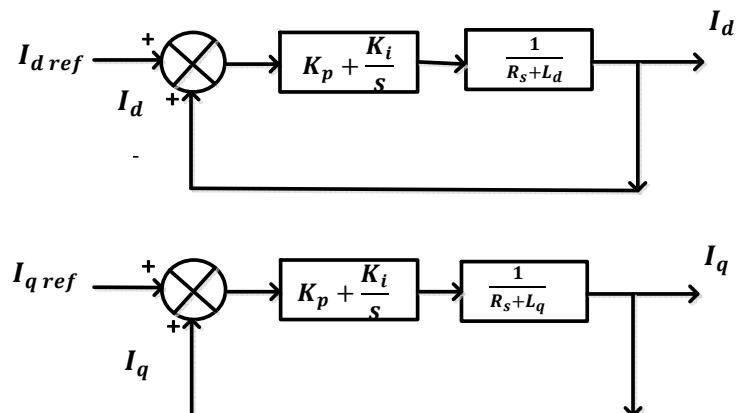
Les actions sur les axes  $d, q$  sont donc découpées :



**Figure.III.19.** Commande découplée

#### III.3.3.4. Calcul des régulateurs de courant

Le schéma de contrôle des courants de la commande vectorielle se réduit à deux boucles distinctes comme l'indique la figure suivante :



**Figure.III.20.** Commande des courants en deux boucles indépendante

À partir des équations (III.25), (III.26) et (III.27), on peut écrire les fonctions de transfert suivantes :

$$F_d(s) = \frac{\frac{1}{R_s}}{1+T_d s} = \frac{I_d}{V_{d1}} \quad (\text{III.30})$$

$$F_q(s) = \frac{\frac{1}{R_s}}{1+T_q s} = \frac{I_q}{V_{q1}} \quad (\text{III.31})$$

Les fonctions de transfert en boucle ouverte sont donnée par :

$$FTBO_d = \frac{K_{id}}{s} \left(1 + \frac{K_{pd}}{K_{id}} s\right) \frac{\frac{1}{R_s}}{1+T_d s} \quad (\text{III.32})$$

$$FTBO_q = \frac{K_{iq}}{s} \left(1 + \frac{K_{pq}}{K_{iq}} s\right) \frac{\frac{1}{R_s}}{1+T_q s} \quad (\text{III.33})$$

Les fonctions de transfert des courants en boucle fermée aux expressions suivantes :

$$FTBO_d = \frac{1}{1+\tau_d s} = \frac{I_d}{I_{d\ ref}} \quad (\text{III.34})$$

$$FTBO_q = \frac{1}{1+\tau_q s} = \frac{I_q}{I_{q\ ref}} \quad (\text{III.35})$$

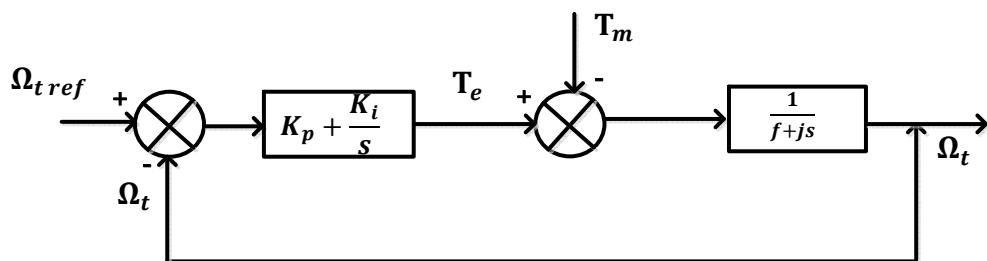
$$\tau_d = \frac{R_s}{K_{id}} \quad (\text{III.36})$$

$$\tau_q = \frac{R_s}{K_{iq}} \quad (\text{III.37})$$

Les boucles de courants correspondent donc à un premier ordre, il suffit de fixer la dynamique du système à travers un choix approprié de  $\tau_d$  et  $\tau_q$ . Celles-ci sont choisies de manière à ce que la constante de temps du système en boucle fermée soit inférieure à la constante de temps en boucle ouverte.

### III.3.3.5. Calcul de régulateur de vitesse

Le régulateur de vitesse permet la détermination du couple de référence afin de maintenir la vitesse constante. En insérant un régulateur *PI* dans la boucle de vitesse on obtient le schéma de la figure suivante :



**Figure.III.21.** Commande de la vitesse

La fonction de transfert du régulateur de vitesse est donnée par :

$$K_p + \frac{K_i}{s} = \frac{K_p}{s} (s + \frac{K_i}{K_p}) \quad (\text{III.38})$$

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

$$FTBO_\Omega = \frac{K_p}{s} (s + \frac{K_i}{K_p} s) \frac{1}{f+js} \quad (\text{III.39})$$

En adoptant ainsi l'expression de la fonction de transfert de la vitesse en boucle fermée qui est décernée par:

$$FTBF_\Omega = \frac{\Omega_t(s)}{\Omega_{t\ ref}(s)} = \frac{K_p(s+\frac{K_i}{K_p})}{K_i+(f+K_p)s+js^2} \quad (\text{III.40})$$

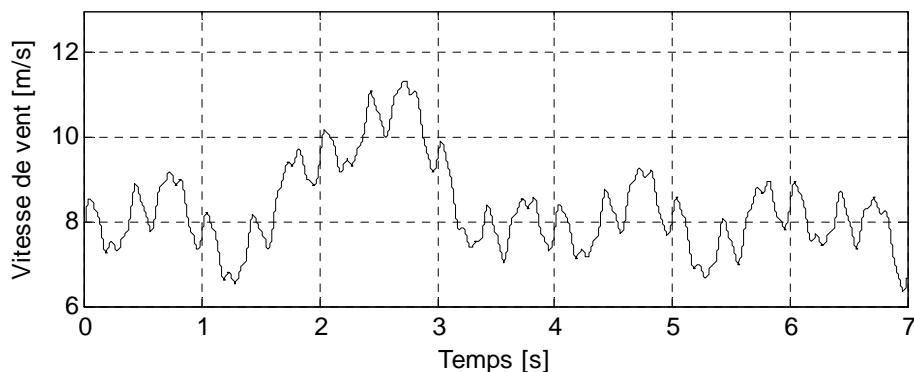
On déduit  $K_i$  et  $K_p$  :

$$K_i = jw_0^2 \quad (\text{III.41})$$

$$K_p = \frac{2\zeta K_i}{w_0} - f \quad (\text{III.42})$$

### III.4. Résultats de la simulation et interprétation

Afin de mettre en évidence les performances des algorithmes de commande appliquées à la turbine et la génératrice (MPPT, FOC), on a simulé le système sous une vitesse de vent dont la valeur moyenne est de 9m/s, comme illustré dans la figure.III.22. La simulation a été réalisée en utilisant le logiciel Matlab Simulink. Les paramètres du système sont donnés dans l'annexe A. Les performances des cinq méthodes de MPPT sont discutées et les résultats de simulation sont résumés dans le Tab.III.2 établi selon [III.11]. Ensuite, les résultats de simulation de la commande vectorielle FOC appliquée à la GSAP sont présentés pour un choix judicieux d'une méthode MPPT.



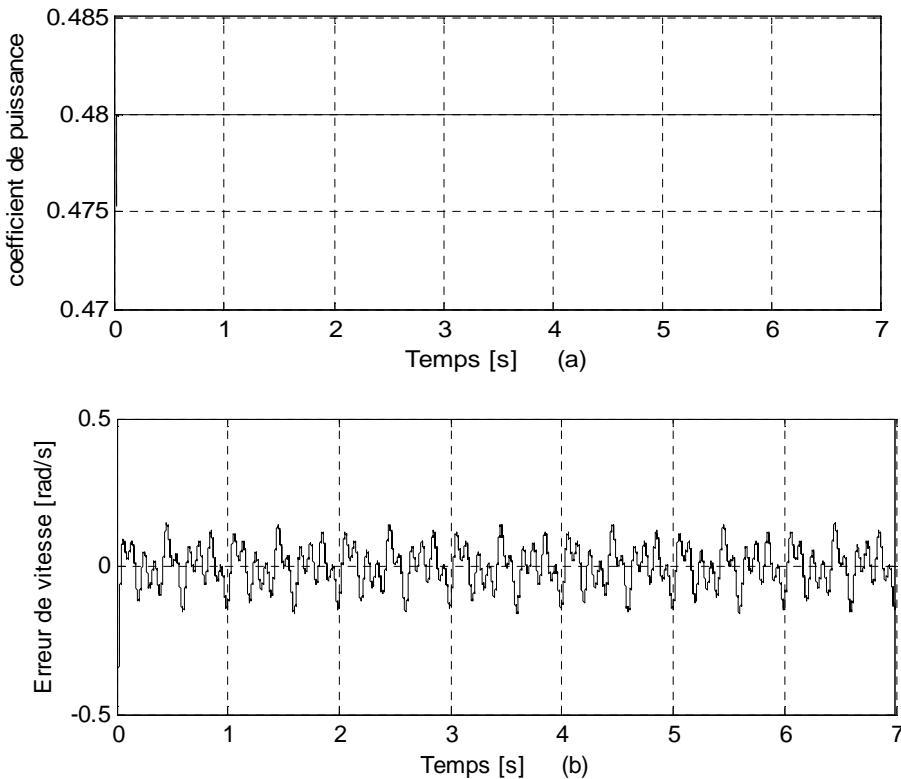
**Figure.III.22.**Vitesse de vent (m/s)

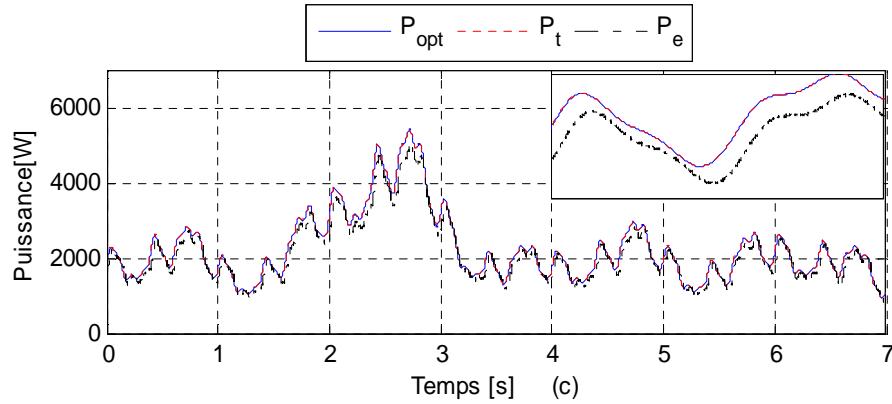
**Tab.III.2.** Les performances des cinq méthodes MPPT

Méthodes MPPT	Puissance moyenne $P_t$ kw	Pertes de la puissance $P_t$ (w)	Coefficient de puissance	Vitesse spécifique	Temps de réponse (s)	Rendement mécanique ( $P_m/P_{opt}$ ) %	Rendement électrique ( $P_e/P_{opt}$ )%
TSR	2.2628	0.0211	0.4800	8.0994	0.0295	$\cong 100$	94.19
SMC	2.2489	2.5941	0.4794	8.1044	0.4982	99.87	94.01
OTC	2.2540	0.1322	0.4799	8.1230	0.07	99.96	94.05
P&O	2.2463	7.4252	0.4784	8.1088	0.0405	99.67	93.51
FLC	2.2566	0.1816	0.4799	8.1014	0.035	99.99	94.10

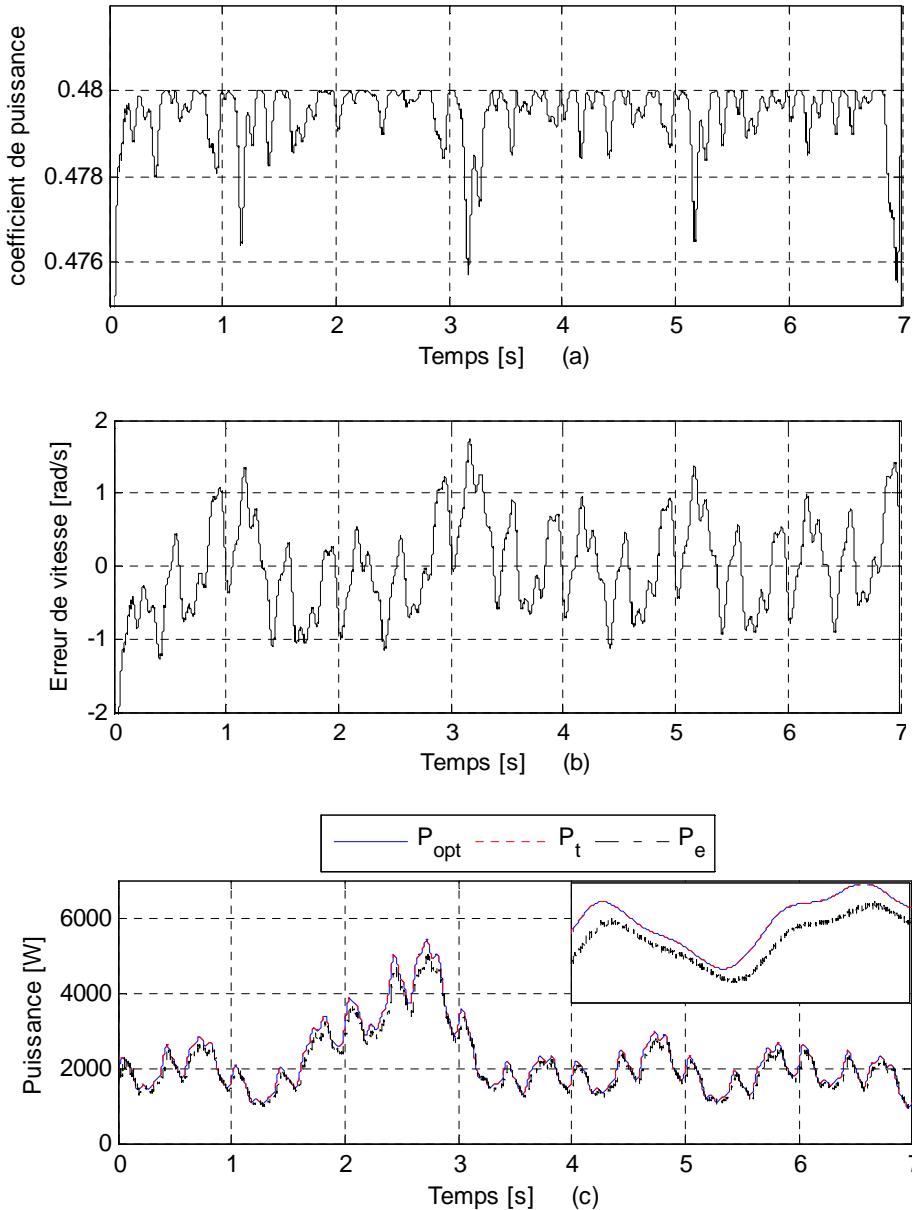
**Tab.III.3.** Les caractéristiques des cinq méthodes MPPT

Méthodes MPPT	Complexité	Vitesse de convergence	Connaissance des résultats	Mémoire	Mesure de vitesse de vent	Performance sous divers conditions de vent	Robustesse
TSR	Simple	Rapide	Non	Non	Oui	Moyenne	Non
SMC	Elevé	Lent	Non	Non	Oui	Très bien	Oui
OTC	simple	Rapide	Non	Non	Non	Bien	Oui
P&O	Simple	Depend	Non	Non	Non	Bien	Oui
FLC	Elevé	Rapide	Oui	Elevé	Non	Très bien	Oui

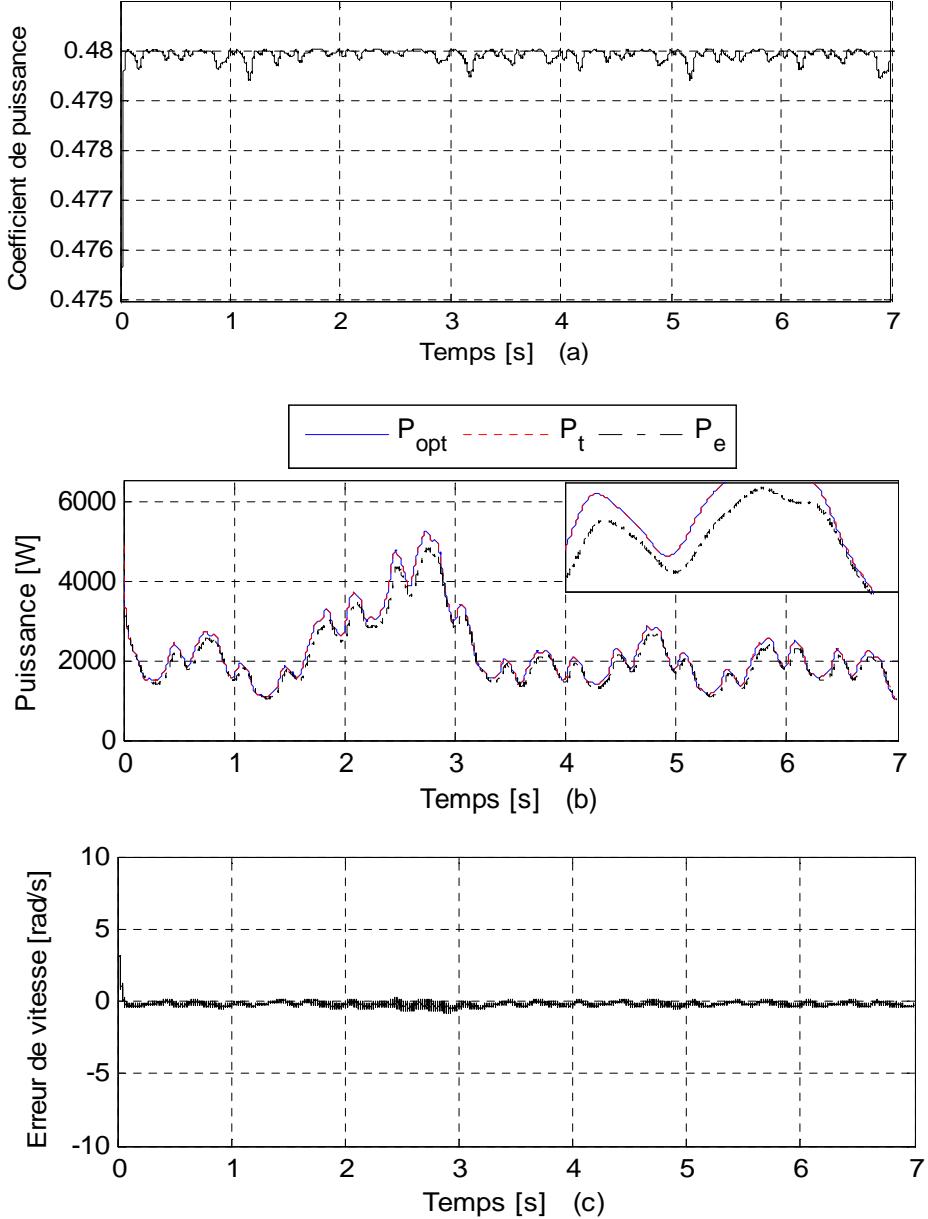




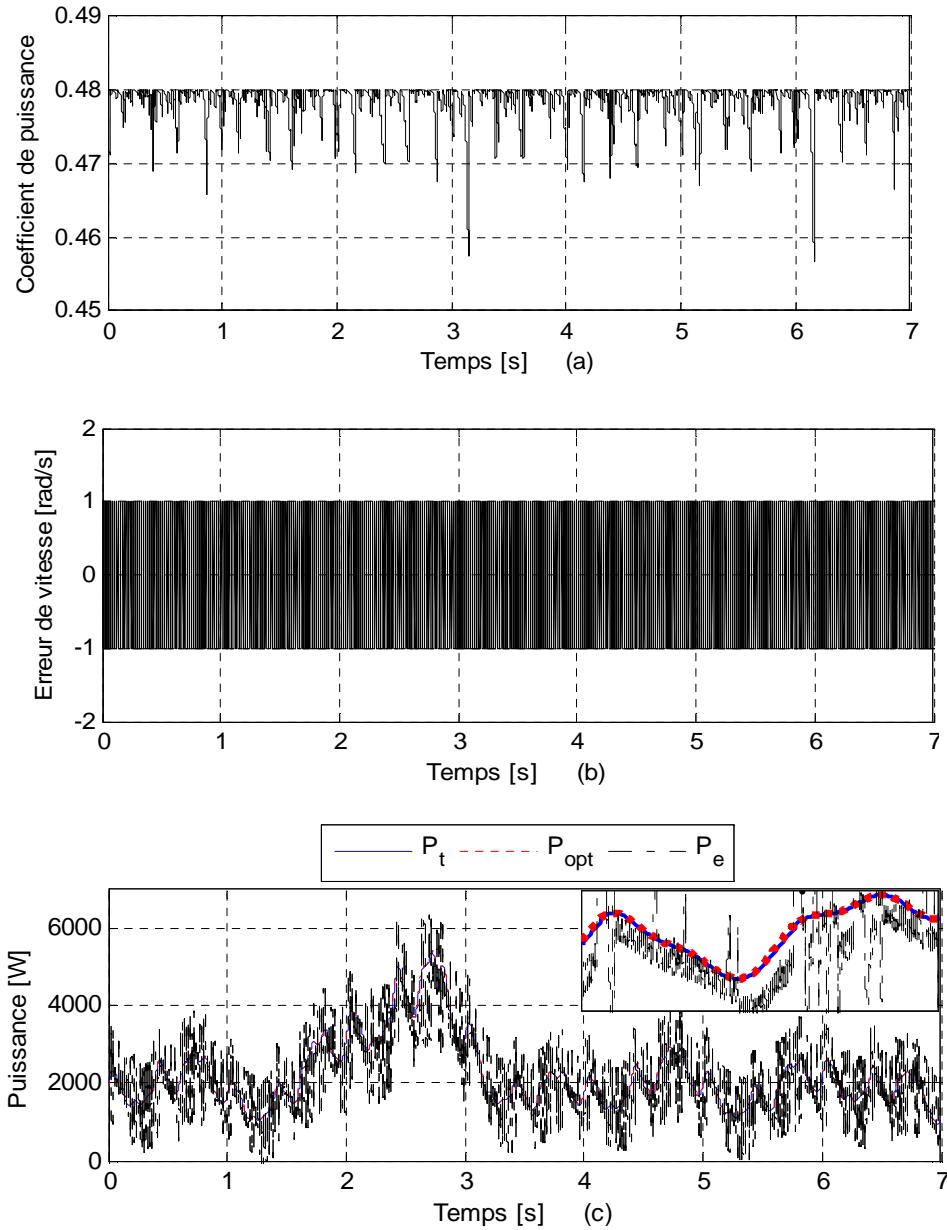
**Figure.III.23.** MPPT TSR (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance



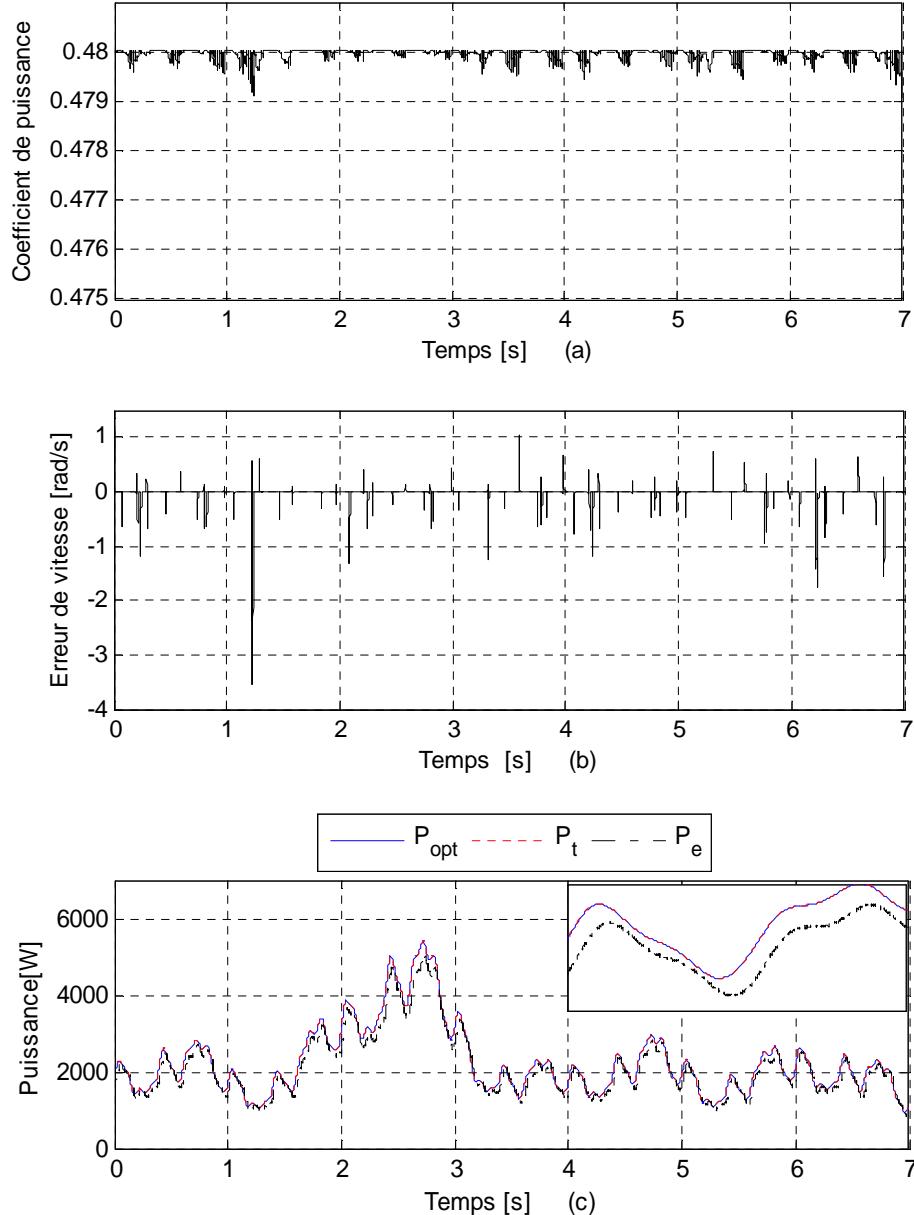
**Figure.III.24.** MPPT SMC (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance



**Figure.III.25.** MPPT OTC (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance



**Figure.III.26.** MPPT P&O(a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance



**Figure.III.27.** MPPT FLC (a) coefficient de puissance, (b) erreur de vitesse et (c) puissance

Le contrôleur de MPPT assure le suivi le point de puissance optimale à des vitesses de vent variables, en maintenant le coefficient de puissance à sa valeur maximale  $C_p = 0.48$ . Sur la base des résultats démontrés sur les figures. III. 23(a), 24(a), 25(a), 26(a) et 27(a), les méthodes TSR et FLC ont été trouvés pour être les plus rapides pour atteindre l'état d'équilibre tout en présentant une légère différence. En revanche, les procédés de P & O, OTC et SMC sont très lents; leur temps de réponse est de 0.040s ,0.07s et 0.498s respectivement.

L'algorithme de contrôle basé sur la TSR, OTC et FLC atteint la valeur moyenne la plus élevée de  $C_{p max}$  pour une valeur approximative de 0,480, 0.4799 et 0,4799. Par comparaison, la méthode SMC, donne une valeur moyenne de  $C_p = 0.4794$ . Étant donné que la valeur moyenne de  $C_p$  du procédé P & O est 0,4784, ce procédé est le moins efficace.

En raison de la variation instantanée et rapide de la vitesse du vent, la valeur moyenne des  $C_p$  ne peut pas maintenir sa valeur d'état d'équilibre, cela est dû à la différence dans le temps de récupération pour l'algorithme de contrôle (la méthodologie de recherche du MPP). En conclusion, d'après la comparaison des résultats de la simulation, on peut dire que les techniques (TSR, OTC et FLC) sont plus rapides que les techniques SMC et P & O.

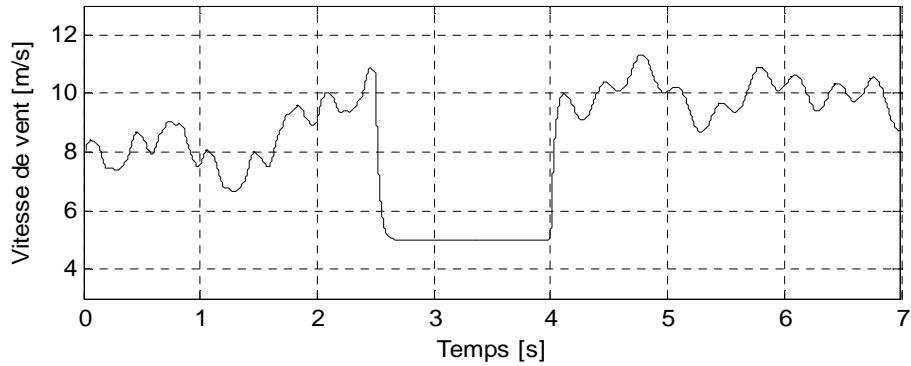
L'erreur de vitesse de la GSAP pour chacune des méthodes de MPPT est donnée dans les figures. III. 23(b), 24(b), 25(b), 26(b) et 27(b). Trois remarques peuvent être faites à partir de l'analyse des figures. Pour chaque vitesse de vent, les vitesses de rotation réelles et de référence sont estimées et ils sont proportionnels avec la caractéristique de puissance de l'éolienne représentée précédemment dans la figure.III.3. Par conséquent, la vitesse de la GSAP est suivie de manière satisfaisante à sa référence optimale dérivée de chacun des algorithmes MPPT (appliquées dans ce travail) avec une erreur négligeable, donc cette éolienne fonctionne toujours à une vitesse de rotation optimale. Nous concluons que le système fonctionne toujours à proximité du point de fonctionnement optimal, tout en maintenant ce point (MPP) pour le profil entier de la vitesse du vent, avec une certaine variation de chaque technique dans le maintien de cette fonction (MPP).

En outre, il peut être vu que la plage d'erreur de vitesse pour chaque méthode varie avec le changement de la vitesse du vent, mais avec une valeur différente. Par exemple, la plage d'erreur de vitesse pour la méthode TSR est [0,15, -0,1], qui peut être considéré comme de moindre valeur par rapport à la gamme SMC [1,9, -1], OTC [0,5,-1], FLC [0,5.-2], et P & O [1, - 1]. Ces variations sont dues à l'algorithme inhérent de chaque MPPT pour suivre le pic maximal.

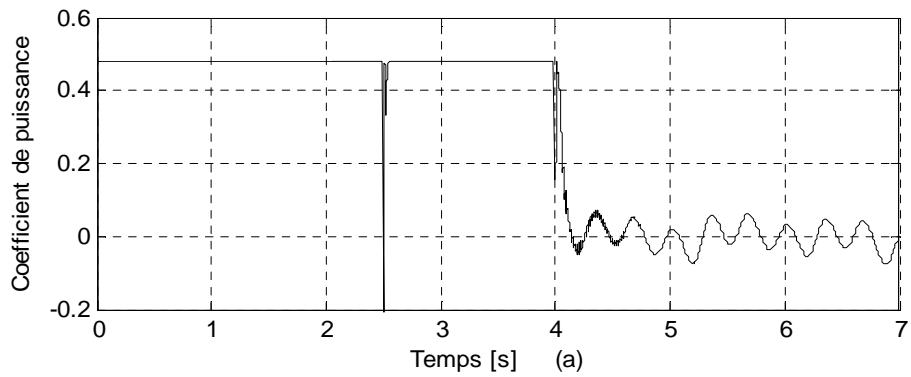
D'après les chiffres et l'analyse résumée dans le tableau.III.2, ci-dessus, il a été constaté que, dans les cinq méthodes (TSR, SMC, OTC, FLC et P & O), la puissance extraite par la turbine suit la trajectoire désirée  $P_{m \text{ opti}}$  avec une efficacité différente ; les rendements mécanique et électrique sont résumés dans le tableau.III.2.Par exemple, il s'avère que les méthodes TSR, OTC et FLC réalisent la valeur moyenne la plus élevée du rendement. En comparaison, le SMC et les méthodes P & O ont une valeur moyenne approximative de 99, 87and 99, 67 respectivement.

La puissance électrique  $P_e$  fournie par le GSAP varie en fonction du changement de  $P_{m \text{ opti}}$ , en tenant compte des pertes mécaniques et électriques (inertie, les pertes de Joule dans les résistances et inductances). En outre, la forme d'onde de l'énergie électrique par la méthode P & O montre quelques oscillations qui affectent la qualité de l'énergie. Ceci peut s'expliquer à partir de son incapacité à suivre le pic maximal. En outre, on peut noter qu'un suivi lisse de la puissance  $P_e$  est réalisé en utilisant les techniques (TSR, SMC, OTC et FLC).

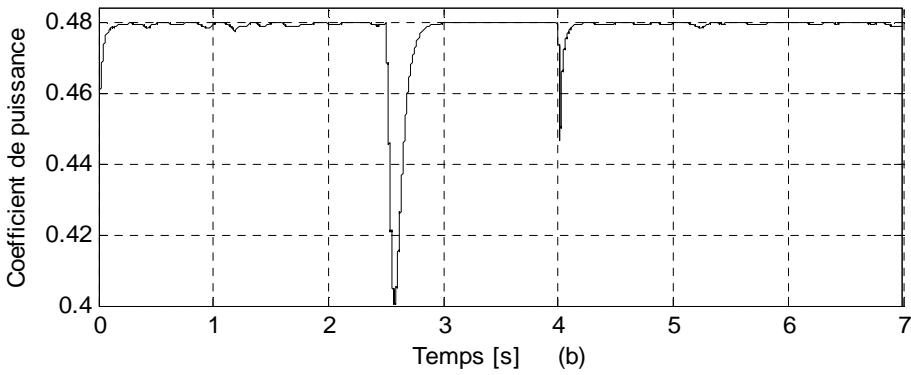
Selon les résultats et l'analyse présentés précédemment, certaine difficulté reste à choisir l'algorithme MPPT approprié pour un système de vent donné. Par conséquent, un test de robustesse doit être effectué sur chaque technique de contrôle pour estimer leur mérite respectif pour un changement progressif de la vitesse du vent comme démontré dans la figure.III.28.



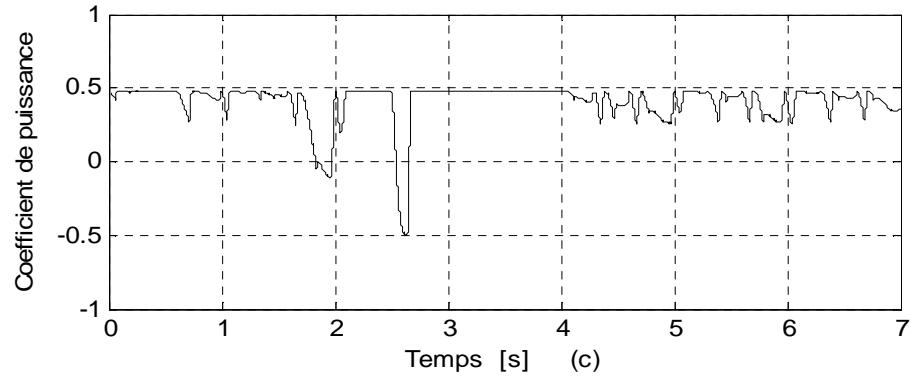
**Figure.III.28.** Variation brusque de vitesse de vent (m/s)



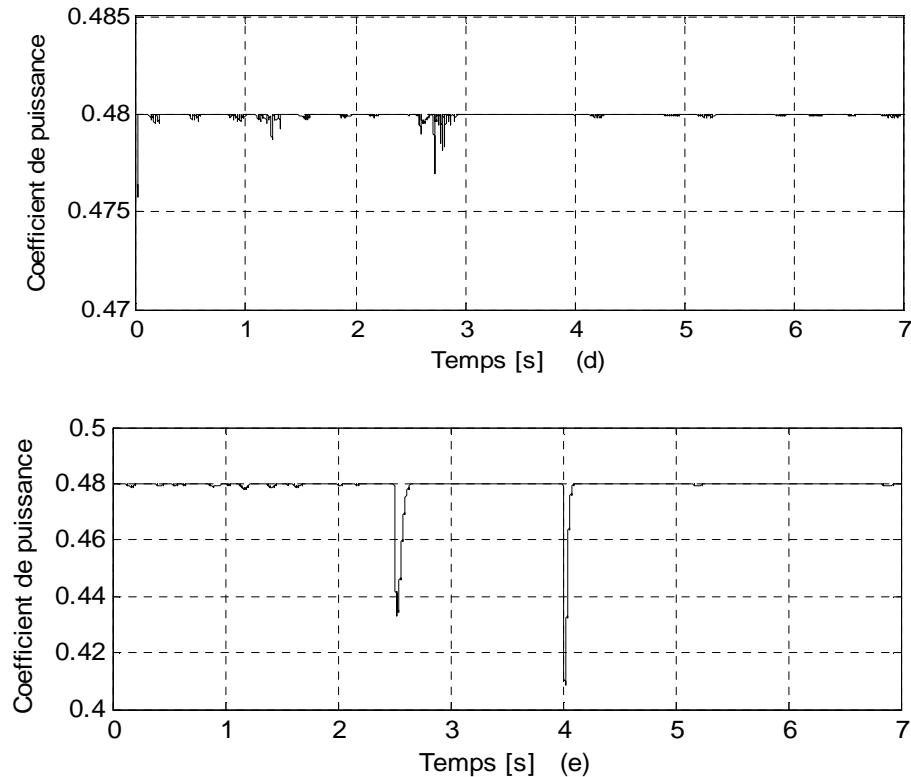
(a)



(b)

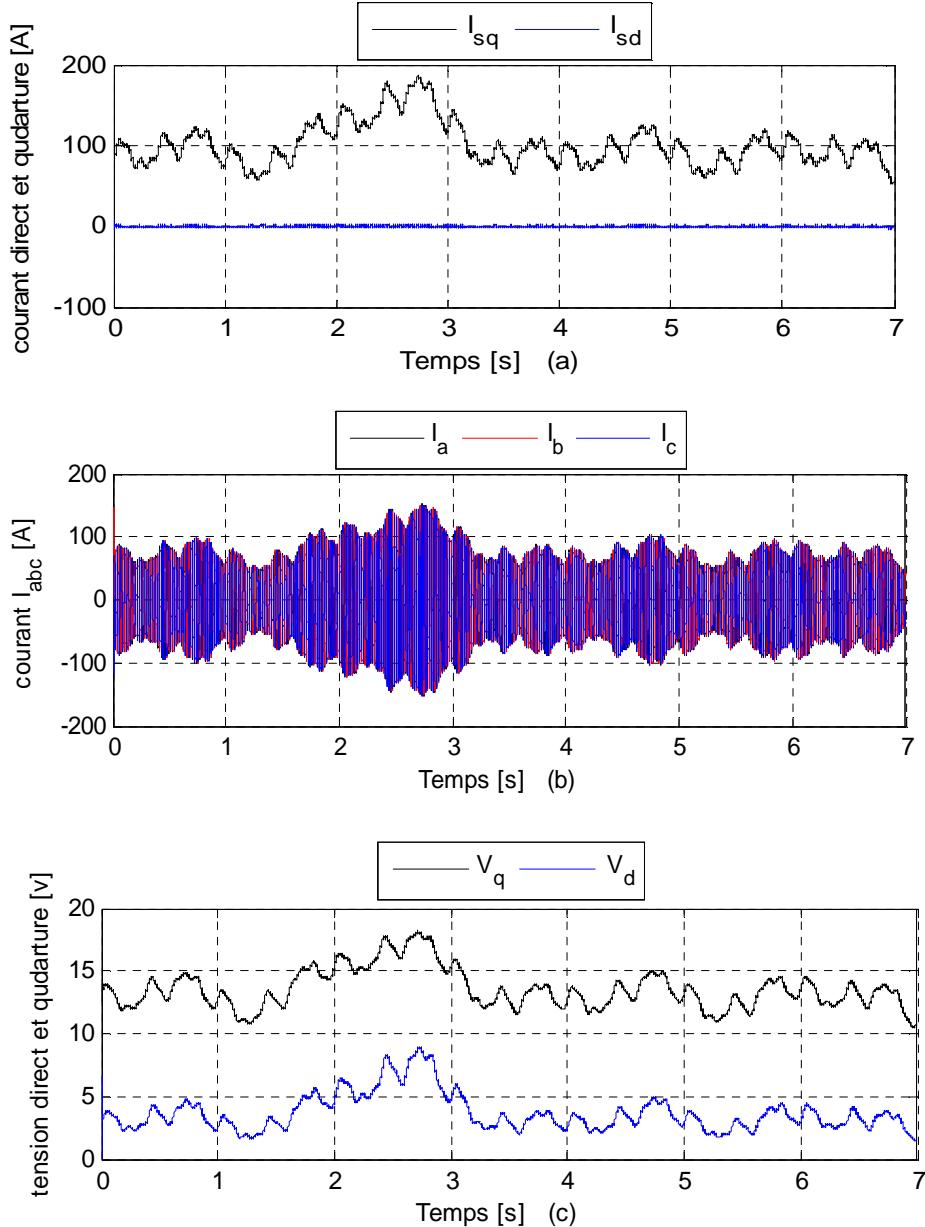


(c)

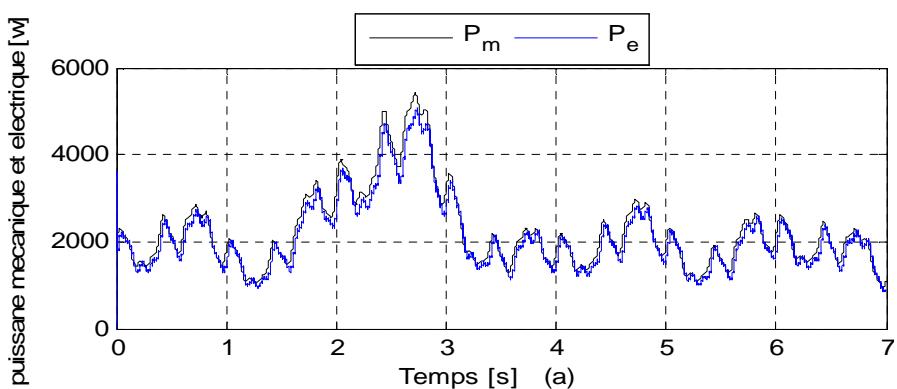


**Figure.III.29.** Test de robustesse  $C_p$  (a) TSR MPPT, (b) SMC MPPT, (c) P&O MPPT, (d) FLC MPPT et (e) OTC MPPT

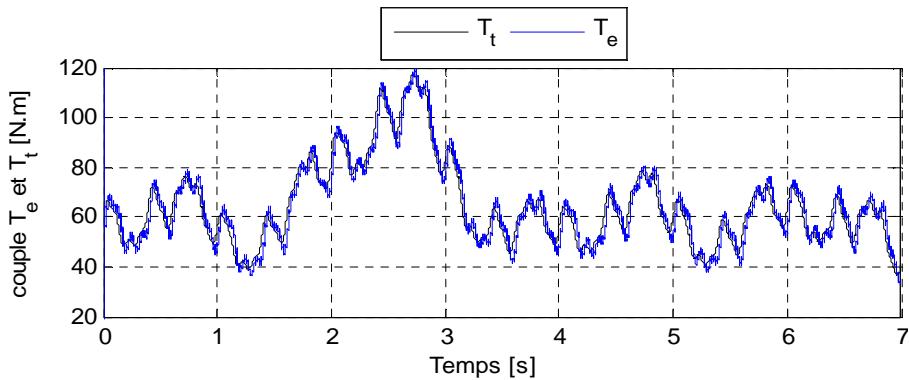
Les figures.III.29 (a, b, c, d et e) affichent le  $C_p$  des quatre méthodes de MPPT pour un changement progressif de vitesse de vent. La méthode TSR montre une instabilité de suivre le point de fonctionnement maximale dans une démarche de changement de vitesse du vent et n'est pas en mesure de retrouver son état optimal, même sous une perturbation de vent modéré. En revanche, les méthodes FLC, OTC et SMC offrent une meilleure capacité de suivi de MPPT même sous un changement brusque de vent, démontrant ainsi leur robustesse intrinsèque. D'autre part, dans la stratégie P & O, une variation de la vitesse du vent conduit à une réponse oscillatoire autour de cette modification, avec un régime transitoire plus long, ce qui entraîne une vibration mécanique tout au long de la turbine.



**Figure.III.30.** (a) courant direct et quadrature de GSAP, (b) tension direct et quadrature de GSAP et (c) les trois courant à l'entrée de redresseur



**Figure.III.31.** Puissance électrique et puissance mécanique



**Figure.III.32.** Couple électromagnétique et couple mécanique

Les figures III.30 (a, b et c), représentent respectivement les courants direct et quadrature et les trois courants des phases (abc) à l'entrée du redresseur MLI et les tensions direct et quadrature délivrées par la génératrice GSAP, pour une vitesse de vent variable. A partir les figures précédentes, on peut observer l'influence de la vitesse du vent, et par suite, l'énergie cinétique du vent sur les amplitudes des courants. Avec l'augmentation de la vitesse du vent, les valeurs de courants et de tensions deviennent plus importantes, La figure.III.31 représente les puissances actives délivrées par la GSAP, cette figure montre la puissance active de la GSAP qui est sensiblement égale à la puissance générée par la source de vent (turbine). Dans la figure.III.32, on a présenté les changements des couples électromagnétique et mécanique. Avec le changement de la vitesse du vent, les deux couples changent en conséquence une légère erreur. Ces résultats illustrent la haute performance des boucles de contrôle basés sur la stratégie FOC.

### III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, une commande côté génératrice a été utilisée pour suivre la puissance maximale générée à partir d'une éolienne à vitesse variable en contrôlant la vitesse de rotation de la turbine à l'aide des cinq techniques MPPT. La GSAP a été contrôlée par la commande vectorielle à flux orienté, la référence de la vitesse a été obtenue à partir des techniques MPPT appliquées.

En ensuite, une comparaison exhaustive des cinq méthodes MPPT (TSR, SMC, OTC, P & O et FLC) a été faite. Ces techniques sont classées en termes d'exigences de capteurs, de robustesse, de vitesse de réponse, d'efficacité et des besoins en mémoire. Le mérite de chaque technique a été examiné et ses principales caractéristiques ont été estimées en fonction de leur robustesse à un changement progressif de la vitesse du vent.

Les résultats de cette comparaison a été résumé dans deux tableaux qui fournissent un moyen simple et efficace pour sélectionner la méthode MPPT adéquate, qui atteignent le fonctionnement optimal d'une turbine éolienne à vitesse variable basé sur la GSAP et connectée au réseau. Les résultats de simulation montrent la supériorité de la méthode FLC en termes d'efficacité, de robustesse et de temps de réponse.

### III.6. Références bibliographiques

- [III.1] MUNTEANU, Iulian, BRATCU, Antoneta Iuliana, CUTULULIS, Nicolaos-Antonio, et al. Optimal control of wind energy systems: towards a global approach. Springer Science & Business Media, 2008.
- [III.2] DADONE, Andrea et DAMBROSIO, Lorenzo. Estimator based adaptive fuzzy logic control technique for a wind turbine–generator system. *Energy conversion and management*, 2003, vol. 44, no 1, p. 135-153.
- [III.3] WANG, Quincy et CHANG, Liuchen. An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 2004, vol. 19, no 5, p. 1242-1249.
- [III.4] ABO-KHALIL, Ahmed G. et LEE, Dong-Choon. MPPT control of wind generation systems based on estimated wind speed using SVR. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 2008, vol. 55, no 3, p. 1489-1490.
- [III.5] LESCHER, Fabien. Commande LPV d'une éolienne à vitesse variable pour l'optimisation énergétique et la réduction de la fatigue mécanique. 2006. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- [III.6] CAMBLONG, Haritza. Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éoliennes dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable. 2003.
- [III.7] MIRECKI, Adam. Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance. 2005.
- [III.8] RAZA KAZMI, S. M., GOTO, Hiroki, GUO, Hai-Jiao, et al. Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system. In : Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE. IEEE, 2010. p. 4075-4082.
- [III.9] HUI, Joanne et BAKHSHAI, Alireza. A new adaptive control algorithm for maximum power point tracking for wind energy conversion systems. In : Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE. IEEE, 2008. p. 4003-4007.
- [III.10] RAZA KAZMI, S. M., GOTO, Hiroki, GUO, Hai-Jiao, et al. A novel algorithm for fast and efficient speed-sensorless maximum power point tracking in wind energy conversion systems. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 2011, vol. 58, no 1, p. 29-36.

- [III.11] ABDULLAH, Majid A., YATIM, A. H. M., et TAN, Chee Wei. A study of maximum power point tracking algorithms for wind energy system. In : Clean Energy and Technology (CET), 2011 IEEE First Conference on. IEEE, 2011. p. 321-326.
- [III.12] BRAHMI, Jemaa, KRICHEN, Lotfi, et OUALI, Abderrazak. A comparative study between three sensorless control strategies for PMSG in wind energy conversion system. Applied Energy, 2009, vol. 86, no 9, p. 1565-1573.
- [III.13] MIRECKI, A., ROBOAM, X., et RICHARDEAU, F. Comparative study of maximum power strategy in wind turbines. In : Industrial Electronics, 2004 IEEE International Symposium on. IEEE, 2004. p. 993-998.
- [III.14] MUSUNURI, Shravana et GINN, H. L. Comprehensive review of wind energy maximum power extraction algorithms. In : Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE. IEEE, 2011. p. 1-8.
- [III.15] ARDJOUN, Sid Ahmed El Mahdi, MOHAMED, A. B. I. D., AISSAOUI, Abdel Ghani, et al. A robust fuzzy sliding mode control applied to the double fed induction machine. International Journal of Circuits, Systems and Signal Processing, 2011, vol. 5, no 4, p. 315-321.
- [III.16] SLOTINE, Jean-Jacques E., LI, Weiping, et al. Applied nonlinear control. Englewood Cliffs, NJ : Prentice-Hall, 1991.
- [III.17] SLOTINE, J\_J et SASTRY, Shankar S. Tracking control of non-linear systems using sliding surfaces, with application to robot manipulators†. International journal of control, 1983, vol. 38, no 2, p. 465-492.
- [III.18] UTKIN, Vadim I. Sliding modes in control and optimization. Berlin : Springer-Verlag, 1992.
- [III.19] De Carlo RA, Zak SH, Drakunov SV (1996) Variable structure, sliding-mode controller design. In: Levine WS (ed.) The Control Handbook. CRC Press, IEEE Press, pp 941- 951
- [III.20] WILKIE, J., LEITHEAD, W. E., et ANDERSON, C. Modelling of wind turbines by simple models. Wind engineering, 1990, vol. 14, no 4, p. 247-274.
- [III.21] Koutroulis Eftichios , Kalaitzakis Kostas. Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications. Industrial Electronics. IEEE Transactions on. 2006; vol. 53, no 2, p. 486-494

- [III.22] PATSIOS, C., CHANIOTIS, A., ROTAS, M., et al. A comparison of maximum-power-point tracking control techniques for low-power variable-speed wind generators. In : Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium, 2009. ELECTROMOTION 2009. 8th International Symposium on. IEEE, 2009. p. 1-6.
- [III.23] NEAMMANEE, B., SIRISUMRANUKUL, S., et CHATRATANA, S. Control performance analysis of feedforward and maximum peak power tracking for small-and medium-sized fixed pitch wind turbines. In : Control, Automation, Robotics and Vision, 2006. ICARCV'06. 9th International Conference on. IEEE, 2006. p. 1-7.
- [III.24] PAN, Ching-Tsai et JUAN, Yu-Ling. A novel sensorless MPPT controller for a high-efficiency microscale wind power generation system. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 2010, vol. 25, no 1, p. 207-216.
- [III.25] ABDEDDAIM, S. et BETKA, A. Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013, vol. 49, p. 234-242.
- [III.26] HUSSEIN, Mahmoud M., ORABI, Mohamed, AHMED, Mahrous E., et al. Simple sensorless control technique of permanent magnet synchronous generator wind turbine. In : Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on. IEEE, 2010. p. 512-51
- [III.27] SIMOES, Marcelo Godoy, BOSE, Bimal K., et SPIEGEL, Ronald J. Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system. Power Electronics, IEEE Transactions on, 1997, vol. 12, no 1, p. 87-95.
- [III.28] PATI, Swagat, MOHANTY, K. B., et SAHU, Benudhar. Performance comparison of a robust self tuned fuzzy logic controller used for power control in wind conversion systems. In : Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium. IEEE, 2010. p. 1-7.
- [III.29] GHAZEL, A., DE FORNEL, B., et HAPIOT, J. C. Robustesse d'un contrôle vectoriel de structure minimale d'une machine asynchrone. Journal de Physique III, 1996, vol. 6, no 7, p. 943-958.
- [III.30] SEBBA, M., CHAKER, A., MESLEM, Y., et al. Commande en vitesse du moteur synchrone à aimants permanents dotée d'un observateur d'état de Luenberger. In : 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing. 2007.
- [III.31] BOUSSAK, M. et PILIOUA-SENDO, R. Commande vectorielle sans capteur mécanique avec l'estimation de la position initiale des servomoteurs synchrones à aimants. 16éme journées Tunisiennes d'Électrotechnique et d'automatique, Hammamet Tunisie, 1996, vol. 8.



# CHAPITRE IV

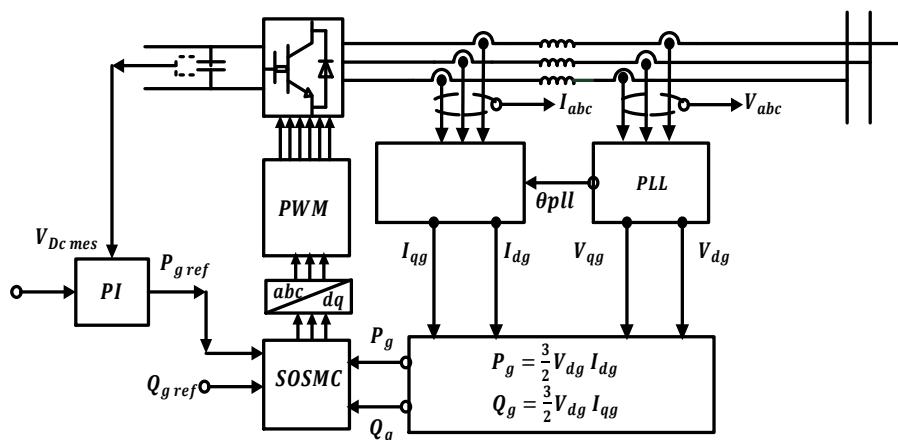
## Commande de convertisseur côté réseau

IV.1	Introduction .....	101
IV.2	Problème d'injection des éoliennes dans un réseau électrique .....	101
IV.3	Contrôle de convertisseur côté réseau .....	102
IV.3.1	Objectif de contrôle.....	102
IV.3.2	Problème de la commande de convertisseur côté réseau .....	103
IV.3.3	Commande directe de puissance (DPC) basée sur mode glissant d'ordre deux (DPC-SOSMC) .....	103
IV.3.3.1	Le mode glissant d'ordre simple (FOSMC).....	103
IV.3.3.2	Le mode glissant d'ordre supérieur (NOSMC) .....	103
IV.3.3.3	Le mode glissant d'ordre deux (SOSMC).....	104
IV.3.3.4	Algorithme du super-twisting.....	104
IV.3.4	Régulation externe du bus continu .....	105
IV.3.5	Commande de la puissance active et réactive basée sur DPC- SOMSC .....	106
IV.3.6	Commande de la puissance active et réactive basée sur DPC - FOSMC .....	108
IV.4	Résultats de la simulation et interprétation .....	109
IV.5	Conclusion .....	112
IV.6	Références bibliographiques.....	113

## IV.1. Introduction

L'augmentation de la puissance éolienne installée dans le monde et leurs raccordements au réseau électrique engendrent plusieurs problèmes, du fait de : la difficulté à prévoir la production (les éoliennes produisent de l'électricité de façon intermittente), du risque de déconnexions intempestives des éoliennes et d'une dégradation de la qualité de puissance électrique fourni au client [IV.1]. En conséquence à ces problèmes, beaucoup des thèmes de recherche se sont orientées vers un développement des techniques de contrôle et de gestion efficaces pour améliorer la qualité d'énergie injectée au réseau électrique.

Dans un système à vitesse variable basé sur GSAP, le convertisseur de puissance côté réseau joue un rôle important dans la transformation du courant continu en courant alternatif. Comme expliqué dans le chapitre III, il y a quatre variables dans un système éolien à vitesse variable qui doivent être strictement contrôlées. À savoir, ces variables sont : la vitesse de la GSAP et la commande de (MPPT), la tension du bus continu et les puissances active et réactive qui sont injectées dans le réseau électrique. Dans ce chapitre, nous nous intéressons à la commande et la connexion du convertisseur côté réseau. Le schéma synoptique de cette commande est représenté dans la Figure.IV.1



**Figure.IV.1.** Commande de convertisseur côté réseau

## IV.2. Problème d'injection des éoliennes dans un réseau électrique

Les problèmes induits par l'intégration des éoliennes dans le réseau électrique sont causés par:

- Leur production aléatoire est difficilement prévisible.
- Une absence de réglage puissance - fréquence.
- Une participation au réglage de la tension limitée pour les éoliennes à vitesse variable, et aucune participation à ce réglage pour les éoliennes dont la génératrice est directement couplée au réseau.
- Une sensibilité élevée aux creux de tension et aux variations de fréquence pour certaines technologies

- Une sensibilité importante aux variations rapides de la force du vent.
- Les problèmes majeurs de l'éolienne sont la grande variabilité de sa production et surtout la difficulté de prévoir cette dernière précisément plusieurs heures à l'avance.

La connexion d'une éolienne au réseau électrique nécessite de générer une puissance électrique à fréquence électrique constante. Les prescriptions techniques relatives au raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'énergie électrique sont précisées dans le décret [IV.2] et l'arrêté [IV.3]. Le décret présente les contraintes de raccordement de manière générale et l'arrêté les précise en fonction du type d'installation.

### **IV.3. Contrôle de convertisseur côté réseau**

L'ensemble de production d'énergie est connecté au réseau triphasé via un convertisseur MLI et un transformateur, entre lesquels s'insère un filtre triphasé. Le rôle du convertisseur MLI est de maintenir la tension du bus continu constante quel que soit l'amplitude et le sens de la puissance. Le flux de la puissance du convertisseur côté réseau est contrôlé afin de maintenir la liaison de bus continu à une valeur de référence. Étant donné que l'augmentation de la puissance de sortie plutôt que de la puissance d'entrée au condensateur de circuit intermédiaire (puissance extraite) provoque une diminution de la tension de liaison  $V_{DC}$  et vice versa. La puissance de sortie sera réglée à maintenir la tension de liaison  $V_{DC}$  à peu près constante, la puissance réactive injectée dans le réseau a été contrôlée à la valeur zéro (facteur unitaire).

Généralement, la commande de la puissance active et réactive côté réseau est réalisée par la commande de courant direct et quadrature de réseau. Dans cette méthode, deux boucles de commande sont utilisées. Une boucle externe de régulation de tension  $V_{DC}$  est utilisée pour définir la référence de courant d'axe  $q$  pour le contrôle de la puissance active. Une boucle de régulation interne est utilisée pour commander le courant direct et quadrature de réseau afin de générer des tensions de référence au convertisseur à MLI.

#### **IV.3.1. Objectif de commande**

Les objectifs de la commande de convertisseur côté réseau sont les mêmes que ceux des fabricants des éoliennes, à savoir :

- La qualité de la puissance électrique injectée au réseau.
- La protection de réseau électrique.
- Le rendement énergétique.
- La robustesse des algorithmes de commande conçus.

#### **IV.3.2. Problème de commande de convertisseur côté réseau**

Une pratique courante dans le traitement de problème de l'écoulement de la puissance active et réactive est d'utiliser une approche de linéarisation [IV.4, IV.5]. Ces méthodes de contrôle sont au prix de rendement plus faible avec une fiabilité variante [IV.6]. Par conséquent, il est nécessaire pour des commandes non-linéaire et robuste pour tenir compte de ces problèmes de contrôle. Bien que de nombreuses techniques modernes peuvent être utilisés à cette fin le mode glissant d'ordre supérieure (NOSMC) se est avéré être particulièrement approprié pour des systèmes non linéaires, présentant des caractéristiques robustes par rapport aux incertitudes des paramètres de système et les perturbations extérieures [IV.7, IV.8].

Le contrôle direct des puissances active et réactive au réseau électrique ou DPC (Direct Power Control) est une méthode qui semble très robuste car elle n'utilise que les mesures de courants et tensions réels pour commander le flux des puissances électriques au réseau. Elle est indépendante des paramètres de réseau et de GSAP. Son principe est identique à la commande DTC pour le fonctionnement moteur. Dans ce chapitre une commande de puissance directe DPC a été proposé cette commande est basé sur l'algorithme de mode glissant d'ordre supérieure.

### **IV.3.3. Commande directe de puissance (DPC) basée sur mode glissant d'ordre deux (DPC-SOSMC)**

Dans la Figure.IV.1, on a représenté le diagramme schématique de la stratégie DPC\_SOSMC proposée. Cette méthode est présentée dans la boucle externe contenant un régulateur PI de la tension de liaison continue  $V_{DC}$  qui produit la référence de puissance active. La boucle interne contient un contrôleur de puissance active et réactive basé sur un contrôleur non linéaire SOSMC [IV.9]. L'approche de la stratégie DPC-SOSMC-PWM génère directement les références de tension de référence pour le convertisseur côté réseau contrairement à la méthode vectorielle classique.

#### **IV.3.3.1. Le mode glissant d'ordre simple**

Comme il a été expliqué dans le chapitre précédent, la commande par mode glissant oblige un dispositif de commande qui possède une action à deux positions avec une commutation très rapide d'une position à une autre. Le comportement du système sera définit par deux équations différentielles distinctes, suivant que l'équation d'évolution est supérieure ou inférieure à une surface de glissement. Cette surface de glissement est une surface de commutation qui permet d'obtenir la trajectoire désirée du système si les dynamiques du système en boucle fermée glissent sur cette surface.

#### **IV.3.3.2. Le mode glissant d'ordre supérieur (NOSMC)**

Dans le but de réduire ou d'éliminer le phénomène de broutement (chattering) de la commande par mode glissant d'ordre simple (FOSMC), de nombreuses solutions ont été proposées [IV.1], comme la solution de mode glissant intégrale et la commande mode glissant combiné par la logique flou. Une nouvelle solution basée sur la théorie des modes glissants

d'ordre supérieur est proposé dans [IV.10, IV.11] ce dernier est une alternative au problème des modes glissants classiques. Dans cette approche, le terme discontinu n'apparaît plus directement dans la commande synthétisée mais dans une de ses dérivées supérieures ce qui a le mérite de réduire le broutement (chattering). Le mode glissant d'ordre supérieur a été introduit pour pallier au problème du broutement (chattering) tout en gardant les propriétés de convergence en temps fini et de robustesse des commandes par mode glissant classique, il permette aussi d'améliorer la précision asymptotique.

#### IV.3.3.3. Le mode glissant d'ordre deux (SOSMC)

Le problème major de l'implémentation d'algorithmes utilisant les modes glissants d'ordre supérieur est que les informations exigées sont accrues. En effet, la mise en œuvre d'un contrôleur d'ordre  $n$  exige la connaissance des dériver  $\dot{s}, \ddot{s}, \dddot{s} \dots s^{(n-1)}$ . Dans la récente littérature, plusieurs algorithmes de modes glissants d'ordre deux ont été introduits [IV.10, IV.11] dans différents systèmes de commande. Parmi ces algorithmes, on cite :

- Algorithme du *twisting*.
- Algorithme du *super-twisting*.
- Algorithme avec une loi de convergence prédéfinie (Prescribed Convergence Law algorithm).

Dans ce travail on a choisi de travailler sur la Algorithme du *super-twisting*.

L'objectif est d'établir un régime glissant d'ordre deux par rapport à  $S$ , en imposant aux trajectoires d'état du système à évoluer au bout d'un temps fini sur l'ensemble  $S_2$  et à ne plus le quitter ensuite :

$$S_2 = \{x: S = \dot{S} = 0\} \quad (\text{IV.1})$$

#### IV.3.3.4. Algorithme du super-twisting

Cet algorithme a été développé pour l'asservissement des systèmes à degré relatif égal à 1 par rapport à la surface de glissement  $S$ . Cette loi de commande a été proposée par Emelyanov en 1990. Elle a été étudiée par Levant dans [IV.12]. Le *super-twisting* n'utilise pas d'informations sur  $\dot{S}$  ceci peut être vu comme un avantage. Il est composé de deux parties, une partie discontinue  $V_1$  et une partie continue  $V_2$ .

$$V(t) = V_1(t) + V_2(t) \quad (\text{IV.2})$$

$$\dot{V}_1 = \begin{cases} -V & \text{si } V > |V_m| \\ -\alpha \text{sign}(s) & \text{si Non} \end{cases} \quad (\text{IV.3})$$

$$V_2 = \begin{cases} -\lambda |S_0|^\rho \text{sign}(s) & \text{si } |V| > s_0 \\ -\lambda |S|^\rho \text{sign}(s) & \text{si Non} \end{cases} \quad (\text{IV.4})$$

Avec  $\rho, \alpha, \lambda$  vérifiant les inégalités suivantes :

$$\alpha > C_0/K_m, 0 < \rho < 0.5, \lambda = \frac{4C_0K_m(\alpha+C_0)}{K_m^2K_m(\alpha-C_0)} \quad (\text{IV.5})$$

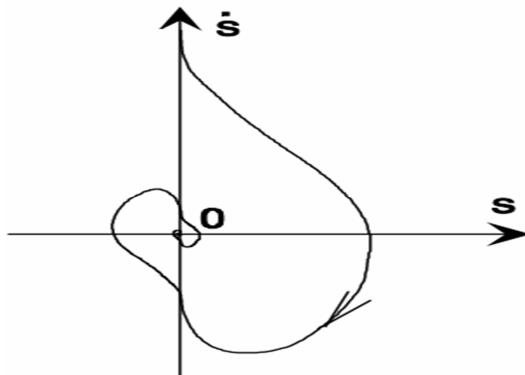
Dans la suite, on fixera  $\rho = 0.5$

Cette commande se décompose en un terme algébrique (non dynamique) et en un terme intégral. On peut donc considérer cet algorithme comme une généralisation non linéaire d'un PI.

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

$$V = -\lambda |S|^\rho \operatorname{sign}(S) + V_1 \quad (\text{IV.6})$$

$$\dot{V}_1 = -\alpha \operatorname{sign}(S) \quad (\text{IV.7})$$

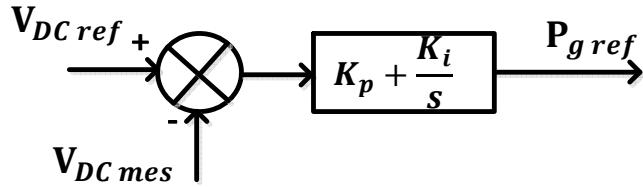


**Figure.VI.2.** Convergence de l'algorithme super-twisting dans le plan  $(\dot{S}, S)$

La trajectoire de l'algorithme dans le plan de phase  $(\dot{S}, S)$  est donnée dans la Figure.VI.2, et on montre que les intersections consécutives de celle-ci avec les axes du plan  $(\dot{S}, S)$  évoluent tout en se rapprochant de l'origine qui est atteinte en temps fini. Par un choix particulier du modèle et de la surface de glissement, l'algorithme de commande par modes glissants *super-twisting* [VI.10, VI.13] peut être formulé comme un algorithme d'observation pour l'estimation de la dérivée d'un signal mesuré.

#### IV.3.4. Régulation externe du bus continu

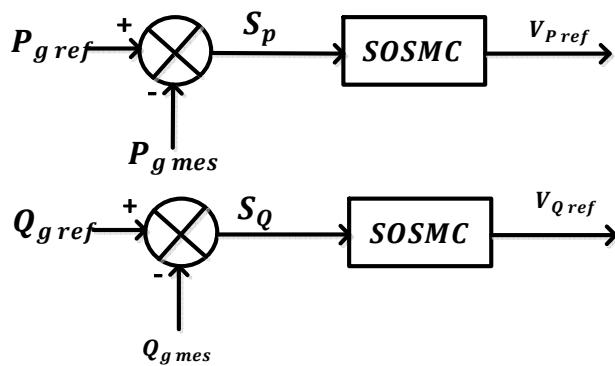
La régulation du bus continu a pour objectif de maintenir une tension constante du bus continu (DC LINK VOLTAGE). Cette régulation est assurée par une boucle de régulation externe basée sur un correcteur Proportionnel Intégral PI, qui permettant de générer un courant de référence pour contrôler la puissance active. Selon les expressions et les hypothèses portées sur les pertes, on peut représenter le dispositif de contrôle du bus continu pour la régulation de tension et la génération de la puissance de référence comme illustré dans la Figure.VI.3.



**Figure.VI.3.** Boucle externe de commande de bus continu

Le réglage du bus continu est alors réalisé au moyen d'une boucle de régulation utilisant un régulateur générant la référence du courant à injecter dans le réseau.

#### IV.3.5. Commande de la puissance active et réactive basé sur DPC-SOSMC



**Figure.VI.4.** Boucle interne de commande de puissance active et réactive

Nous présentons ci-dessous la surface de glissement de la puissance active.

$$s_P = P_{g \text{ ref}} - P_g \quad (\text{IV.8})$$

$$\dot{s}_P = \dot{P}_{g \text{ ref}} - \dot{P}_g \quad (\text{IV.9})$$

En remplaçant l'équation (II.59) dans (IV.9)

$$\dot{s}_P = \dot{P}_{g \text{ ref}} - (1.5 V_{dg} I_{dg}) \quad (\text{IV.10})$$

En remplaçant l'équation (II.57) dans (IV.10)

$$\dot{s}_P = \dot{P}_{g \text{ ref}} - \frac{1.5 V_{dg}}{L_g} (-V_{dg} - R_g I_{dg} + L_g w_g I_{qg}) - \frac{V_{id}}{L_g} \quad (\text{IV.11})$$

Si nous définir les fonctions  $G_P$  comme suit:

$$G_P = \dot{P}_{g \text{ ref}} - \frac{1.5 V_{dg}}{L_g} (-V_{dg} - R_g I_{dg} + L_g w_g I_{qg}) \quad (\text{IV.12})$$

$$\dot{s}_P = G_P - \frac{V_{id}}{L_g} \quad (\text{IV.13})$$

$$\ddot{s}_P = \dot{G}_P - \frac{\dot{V}_{id}}{L_g} \quad (\text{IV.14})$$

$$V_P^{ref} = V_p^N + V_p^{eq} \quad (\text{IV.15})$$

$$V_p^N = w_1 + w_2 \quad (\text{IV.16})$$

$$\dot{w}_1 = -k_1 \operatorname{sign}(s_P) \quad (\text{IV.17})$$

$$w_2 = -M_1 \sqrt{|s_P|} \operatorname{sign}(s_P) \quad (\text{IV.18})$$

$V_p^N, V_p^{eq}$  sont les tensions de la commande équivalente et la composante du contrôle directe de la puissance active.

$M_1, k_1$  sont les gains de commande.

Nous présentons ci-dessous la surface de glissement de la puissance réactive.

$$s_Q = Q_{gref} - Q_g \quad (\text{IV.19})$$

$$\dot{s}_Q = \dot{Q}_{gref} - Q_g \quad (\text{IV.20})$$

En remplaçant l'équation (II.60) dans (IV.21)

$$\dot{s}_Q = \dot{Q}_{gref} - (1.5 V_{dg} I_{qg}) \quad (\text{IV.21})$$

En remplaçant l'équation (II.58) dans (IV.22)

$$\dot{s}_Q = \dot{Q}_{gref} - \frac{1.5 V_{qg}}{L_g} (-V_{qg} - R_g I_{qg} - L_g w_g I_{dg}) - \frac{V_{iq}}{L_g} \quad (\text{IV.22})$$

$$G_Q = \dot{Q}_{gref} - \frac{1.5 V_{qg}}{L_g} (-V_{qg} - R_g I_{qg} - L_g w_g I_{dg}) \quad (\text{IV.23})$$

$$\dot{s}_Q = G_Q - \frac{V_{iq}}{L_g} \quad (\text{IV.24})$$

$$\ddot{s}_Q = \dot{G}_Q - \frac{\dot{V}_{iq}}{L_g} \quad (\text{IV.25})$$

$$V_Q^{ref} = V_Q^N + V_Q^{eq} \quad (\text{IV.26})$$

$$V_Q^N = w_1 + w_2 \quad (\text{IV.27})$$

$$\dot{w}_1 = -k_2 \operatorname{sign}(s_Q) \quad (\text{IV.28})$$

$$w_2 = -M_2 \sqrt{|s_Q|} \operatorname{sign}(s_Q) \quad (\text{IV.29})$$

$$k_i > \frac{\mu_i}{L_g} \quad (\text{IV.30})$$

$$M_i \geq \frac{\mu_i (k_i + \mu_i)}{L_g^2 (k_i - \mu_i)} \quad (\text{IV.31})$$

$$|G_i| < \mu_i ; \quad i = 1, 2 \quad (\text{IV.32})$$

$V_Q^N, V_Q^{eq}$  sont la tension de la commande équivalente et la composante du contrôle directe de la puissance réactive.

$M_i, k_i$  sont les gains de commande.

#### IV.3.6. Commande de la puissance active et réactive basé sur DPC-FOSMC

Nous présentons ci-dessous la surface de glissement de la puissance active et réactive. L'erreur de la puissance active et réactive est définie par:

$$\begin{cases} e(P) = P_{gref} - P_g \\ e(Q) = Q_{gref} - Q_g \end{cases} \quad (\text{IV.33})$$

Pour  $n = 1$  la surface de glissement de la puissance active et réactive est définie par :

$$\begin{cases} s(P) = e(P) = P_{gref} - P_g \\ \dot{s}(P) = \dot{e}(P) = \dot{P}_{gref} - \dot{P}_g \end{cases} \quad (\text{IV.34})$$

$$\begin{cases} s(Q) = e(Q) = Q_{gref} - Q_g \\ \dot{s}(Q) = \dot{e}(Q) = \dot{Q}_{gref} - \dot{Q}_g \end{cases} \quad (\text{IV.35})$$

Les tensions de référence  $V_{d,q,gref}$  sont définie par:

$$V_{dgref} = u_{dg}^{eq} + u_{dg}^n \quad (\text{IV.36})$$

$$u_{dg}^{eq} = V_{dg} + R_g I_{dg} - L_g w_g I_{qg} + \frac{\dot{P}_{gref}}{(1.5 V_{dg} I_{dg})}$$

$$u_{dg}^n = -K_{vdg} \operatorname{sign}(s(P))$$

Ou:  $K_{vdg} > 0$

$$V_{qgref} = u_{qg}^{eq} + u_{qg}^n \quad (\text{IV.37})$$

$$u_{qg}^{eq} = V_{qg} + R_g I_{dg} + L_g w_g I_{qg}$$

$$u_{qg}^n = -K_{vqg} \operatorname{sign}(s(Q))$$

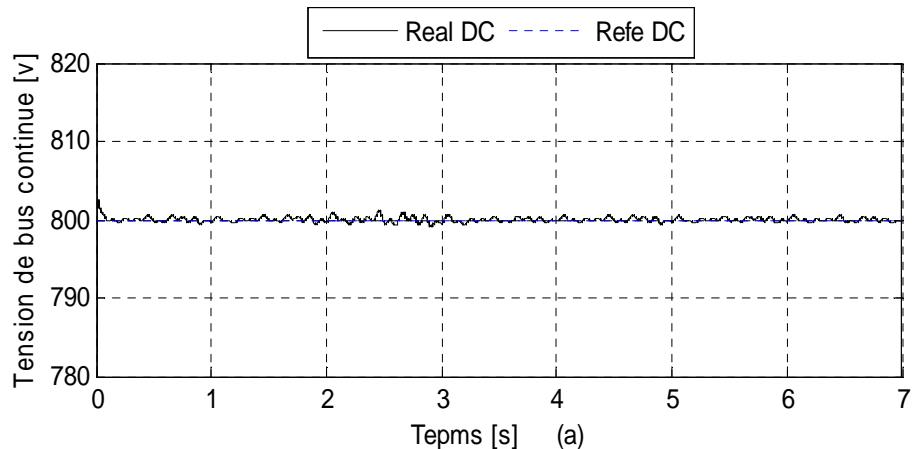
Ou :  $K_{vqg} > 0$

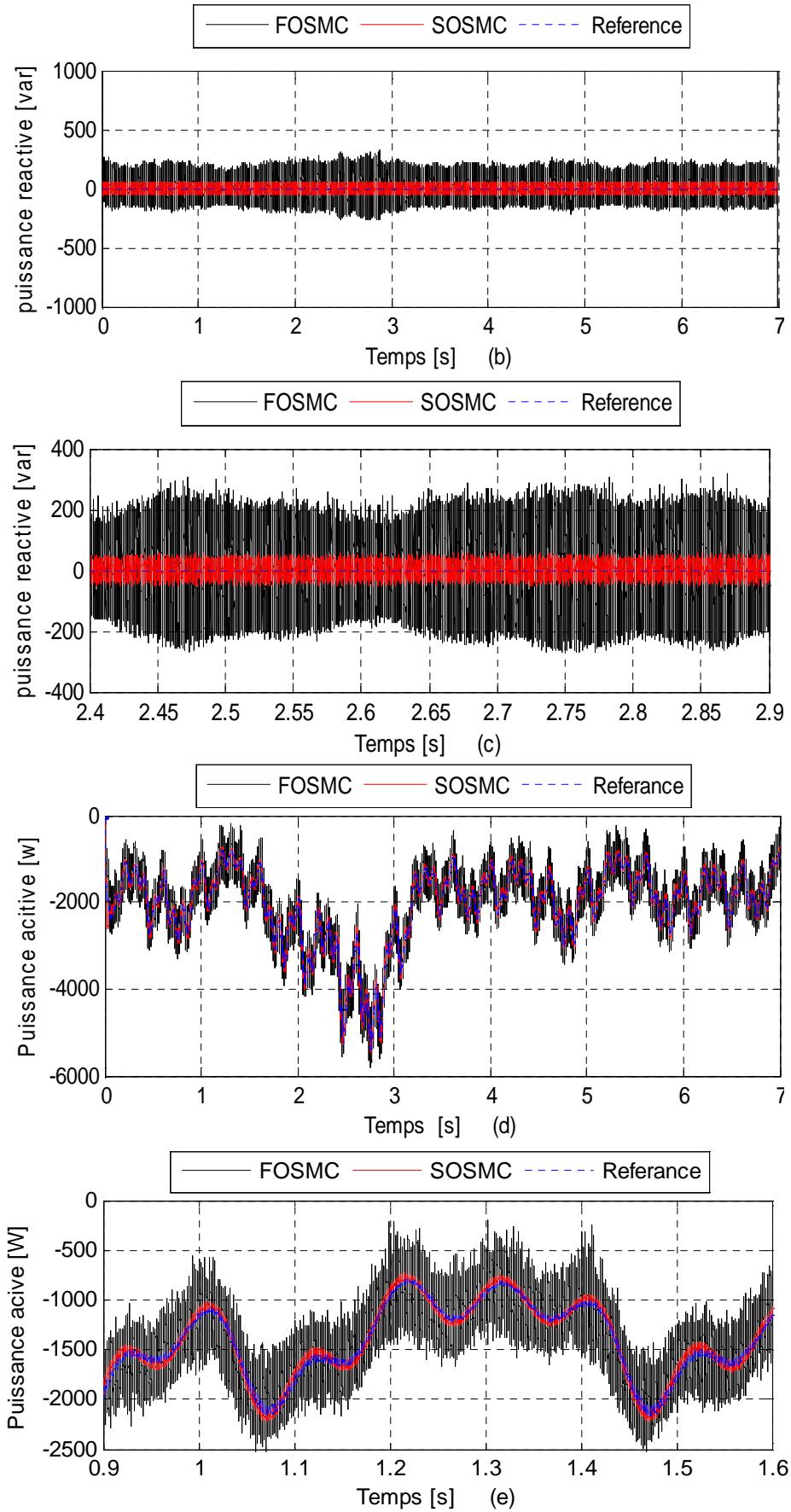
#### IV.4. Résultats de la simulation et interprétation

Le dispositif de commande de convertisseur côté réseau maintient la tension du circuit intermédiaire à la valeur de référence souhaitée 800 V, comme représenté sur la Figure.VI. 5. (a). La tension du circuit intermédiaire est régulée par l'exportation de la puissance active à la grille.

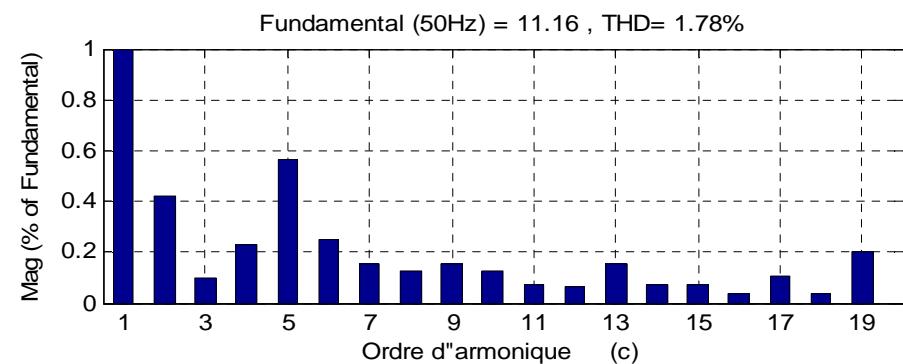
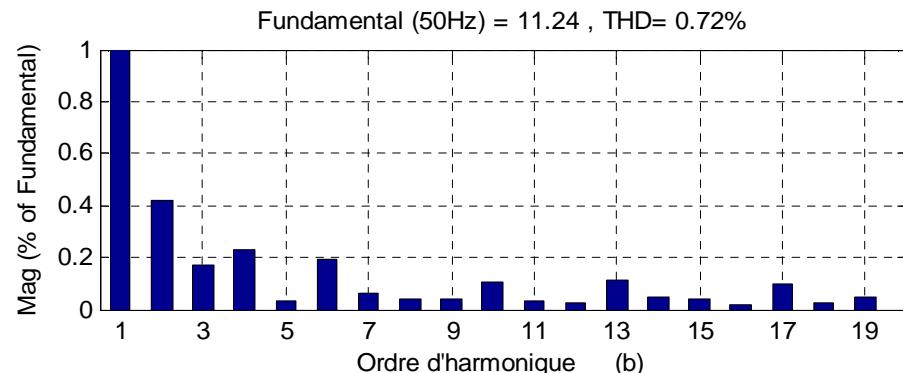
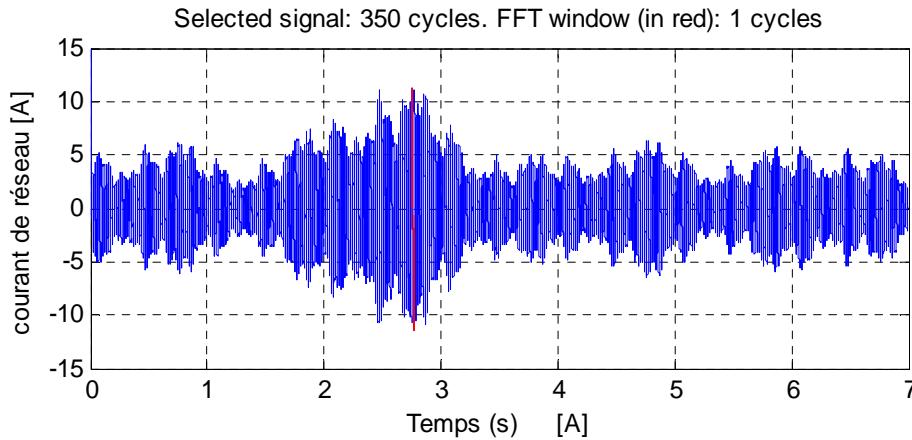
Dans les Figures.IV.5. (b, d) on a affiché les puissances active et réactive côté réseau, ces puissances contrôlées par la stratégie proposée de DPC-SOSMC. Dans la même figure on a présenté les puissances (active et réactive) commandées par la méthode conventionnelle DPC-FOSMC. Comme observation, les deux types de contrôleurs sont en mesure de suivre la trajectoire de glissement souhaité (référence) avec précision, mais en a conclu que l'algorithme de contrôle basé sur de *super-twisting* suit leurs valeurs de référence avec un profil lisse et sans broutement (chattering) comme illustré dans les Figures.IV.5. (c, e). Par comparaison, le résultat du DPC-FOSMC classique montre quelques broutements (chattering) dans toutes les réponses, comme expliqué dans les Figures.IV.5. (c, e). Ce phénomène est très souhaitable, car cela peut provoquer une distorsion de courant. La puissance réactive est fixée à zéro pour travailler en facteur de puissance unitaire comme montré dans la Figure. IV. 5. (b).

La figure.IV.6. (a) illustré un exemple de forme d'onde du courant de réseau. Pour voir l'efficacité de la stratégie de commande proposée, une analyse de spectres d'harmoniques (THD) du courant pour les deux méthodes de contrôle (DPC-FOSMC, DPC-SOSMC) sont présentés dans les Figures.VI.6 (b, c). D'après la Figure.IV.6. (c), le THD connexe au DPC-FOSMC est plus grand et atteint 1,78% par rapport à SOSMC où THD est réduit de 0,72% comme montré dans la Figure.IV.6. (b), car il se débarrasse de l'effet de broutement.





**Figure.VI.5.** (a) Tension de bus continu, (b) puissance réactive, (c) zoom de puissance réactive, (d) puissance active et (e) zoom de puissance active



**Figure.VI.6.** (a) courant injecté au réseau, (b) analyse harmonique pour SOSMC et (c) analyse harmonique pour FOSMC

## IV.5. Conclusion

La stratégie de commande élaborée et présentée dans ce chapitre consiste à combiner une stratégie de contrôle direct de puissance combiné à une commande par mode glissant d'ordre supérieur utilisant l'algorithme du *super-twisting*. Cette stratégie répond aux objectifs décrits dans l'introduction c'est-à-dire qu'elle est robuste donc elle augmente la fiabilité et améliore le rendement énergétique. D'autre part, les quantités de puissance du réseau commandé par la stratégie proposée montrent un profil lisse suivant la référence. Les phénomènes de broutement (chattering) dans le cas du contrôle FOSMC sont éliminés. L'analyse des résultats

obtenus par simulation, montre que la stratégie DPC basée sur le contrôle SOSMC est plus efficace et fiable par rapport à la DPC conventionnelle basée sur FOSMC.

Les résultats obtenus dans ce chapitre montrent une efficacité de commande appliquée au convertisseur coté réseau.

## IV.6. Références bibliographiques

- [IV.1] SLOTINE, Jean-Jacques E., LI, Weiping, et al. Applied nonlinear control. Englewood Cliffs, NJ : Prentice-Hall, 1991.
- [IV.2] Décret du 27 juin 2003 : Prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.
- [IV.3] Arrêté du 4 juillet 2003 : Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.
- [IV.4] TAN, Kelvin et ISLAM, Syed. Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2004, vol. 19, no 2, p. 392-399.
- [IV.5] CHINCHILLA, Monica, ARNALTES, Santiago, et BURGOS, Juan Carlos. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2006, vol. 21, no 1, p. 130-135.
- [IV.6] MIRECKI, Adam, ROBOAM, Xavier, et RICHARDEAU, Frédéric. Architecture complexity and energy efficiency of small wind turbines. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 2007, vol. 54, no 1, p. 660-670.
- [IV.7] MUNTEANU, Iulian, BACHA, Seddik, BRATCU, Antoneta Iuliana, et al. Energy-reliability optimization of wind energy conversion systems by sliding mode control. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2008, vol. 23, no 3, p. 975-985.
- [IV.8] VALENCIAGA, Fernando et PULESTON, Paul F. Variable structure control of a wind energy conversion system based on a brushless doubly fed reluctance generator. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2007, vol. 22, no 2, p. 499-506.
- [IV.9] ERRAMI, Y., MAAROUFI, M., et OUASSAID, M. Modelling and control strategy of PMSG based variable speed wind energy conversion system. In : Multimedia Computing and Systems (ICMCS), 2011 International Conference on. IEEE, 2011. p. 1-6.
- [IV.10] BÜHLER, Hansruedi. Réglage par mode de glissement. PPUR presses polytechniques, 1986
- [IV.11] BENELGHALI, Seifeddine, EL HACHEMI BENBOUZID, M., CHARPENTIER, Jean Frédéric, et al. Experimental validation of a marine current turbine simulator: Application to a permanent magnet synchronous generator-based system second-order sliding mode control. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 2011, vol. 58, no 1, p. 118-126.
- [IV.12] LEVANT, Arie. Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control. *International journal of control*, 1993, vol. 58, no 6, p. 1247-1263.
- [IV.13] LEVANT, Arie. Universal single-input-single-output (SISO) sliding-mode controllers with finite-time convergence. *Automatic Control, IEEE Transactions on*, 2001, vol. 46, no 9, p. 1447-1451.



## Conclusions et perspectives

L'intérêt croissant suscité par les énergies renouvelables et non polluantes conduit forcément à un renouvellement de l'industrie à l'échelon international. À l'origine de ce renouvellement, il y a le problème mondial du changement climatique (variation incontrôlable de vitesse du vent) et la situation de plus en plus tendue au niveau mondial entre l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel.

L'objectif principal de ce travail de recherche présenté dans cette thèse, consiste à identifier les meilleures stratégies de commande, qui permettront de répondre au mieux à des exigences spécifiques dans la zone « deux », où la turbine éolienne sollicite des algorithmes de commande sophistiqués et robustes pour un fonctionnement optimal à différentes contraintes. Par la suite et dans le convertisseur coté réseau, on a proposé une commande robuste pour une gestion efficace et de haute qualité de la puissance injectée au réseau électrique. Cette étude porte sur les problèmes concernant :

- Le choix de la machine électrique intégrée dans une éolienne à vitesse variable.
- Le choix optimal d'une méthode MPPT (moins cher, plus efficace et robuste) pour extraire le maximum de puissance éolienne.
- Les performances de chaque méthode MPPT étudiée.
- La gestion de la puissance injectée au réseau électrique.

Nous avons présenté, dans le premier chapitre, un état de l'art en évaluant les potentialités des diverses structures éoliennes (des différentes configurations électriques utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne) et proposant en conséquence des solutions aux nouvelles contraintes imposées aux générateurs éoliens. Ensuite, une étude aérodynamique de l'éolienne a été faite (les pales et leurs impacts sur le coefficient de puissance). Parmi les topologies identifiées, le choix a été porté sur une turbine éolienne à attaque direct basé sur un générateur synchrone à aimants permanents à vitesses variables.

Dans le deuxième chapitre, une modélisation des différents composants d'une éolienne à vitesse variable a été accomplie (vent, turbine, GSAP, redresseur, bus continu, onduleur, filtre et réseau électrique). Cette modélisation permettant d'expliquer la conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ensuite, une modélisation de GSAP dans les repères (naturel et Park) a été réalisée, cette dernière a été validée par simulation sous Matlab Simulink dans des conditions où la GSAP est alimentée une charge parfaitement résistive. Enfin, une modélisation a été élaborée dans la partie de convertisseur bidirectionnel de puissance, suivi par une simulation de cette dernière on appliquant la commande MLI. Les résultats de simulation de chaque partie montrent l'efficacité de la modélisation réalisée et par conséquent prépare le chemin pour appliquer les différentes techniques de commandes dans le chapitre trois.

Dans le troisième chapitre, les différentes zones de fonctionnement avec les stratégies de contrôle utilisées ont été présentées. La zone particulière a été détaillée (où la maximisation de l'énergie extraite du vent est l'objectif principal). En raison de la nature changeante et instantanée du vent, la puissance de sortie d'un système de conversion éolienne est maximisée si le rotor de la turbine est entraîné à une vitesse de rotation optimale pour chaque vitesse de vent. Pour cela, nous avons abordé deux parties de commande : une première partie dédiée à la commande de la turbine et une seconde consacrée à la commande de la génératrice.

Ces résultats sont obtenus avec une commande de convertisseur de puissance côté générateur qui se compose de deux boucles :

- La première boucle : dépend de la commande de GSAP, le contrôle de vitesse de rotation de cette dernière permet de produire une puissance maximale à la sortie. Pour cet objectif, une commande de FOC a été appliquée au GSAP.
- La deuxième boucle : le suivi de la puissance maximale est réalisé par l'algorithme MPPT qui génère une référence de vitesse pour contrôler le couple électromagnétique de la GSAP (première boucle). Dans ce contexte, une étude approfondie des cinq algorithmes de contrôle MPPT a été détaillée pour déduire la méthode le plus adaptée. Ces techniques peuvent être classées en différentes catégories selon : le coût, la complexité, la mémoire, la robustesse et l'efficacité. Ensuite, un test de robustesse a été appliqué à la turbine pour prouver notre choix. Les résultats de simulation réalisée dans ce chapitre (MPPT et FOC), et les performances résumés dans les deux tableaux montrent clairement la supériorité de la technique de contrôle MPPT basée sur logique floue (FLC), ainsi que l'efficacité de la commande FOC.

Dans le dernier chapitre et après le choix judicieux de l'algorithme MPPT (FLC), la puissance générée par la turbine est considéré comme une source d'alimentation auxiliaire injectée au réseau parfait. Pour obtenir une régulation harmonieuse de l'échange de la puissance active et réactive entre la GSAP et le réseau, on a proposé une stratégie de contrôle robuste basée sur le DPC-PWM combinée avec la stratégie par mode glissant d'ordre 2 « SOSMC ». Cette méthode est appliquée au convertisseur côté réseau. Les résultats de simulation montrent l'efficacité et la fiabilité de la stratégie de contrôle proposée dans ce chapitre comparativement au DPC-PWM classique basé sur le mode glissant d'ordre 1.

Les travaux futurs qui pourraient être poursuivis à partir des résultats et de la recherche effectuée dans ce travail de thèse sont les suivants :

- Validation expérimentale de cette étude pour confirmer le modèle et le système de commande proposés.
- Utilisation des générateurs à synchrone GSAP plus puissant ( $>1\text{MW}$ ).
- Simulation de ce modèle sous une vitesse de vent réelle avec un temps de simulation suffisant.

- Amélioration des techniques classiques de MPPT utilisées dans l'éolienne à vitesse variable, cette amélioration est basée sur l'hybridation des méthodes déjà étudiées dans la littérature
- Utilisation des mêmes techniques de commande côté générateur et côté réseau, mais avec un modèle injecté au réseau bouclé IEEE 14 bus.



## Bibliographie

- [1] VAN DER HOEVEN, Maria. World Energy Outlook 2013. 2013.
- [2] MNRE (Ministry of New and Renewable Energy) 2012; Annual Report 2011-2012, New Delhi.
- [3] DESCAMP, Cathy. Étude de la capture du CO<sub>2</sub> par absorption physique dans les systèmes de production d'électricité basés sur la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné. 2004.
- [4] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.consoglobe.com/nouveau-record-energies-renouvelables-monde-cg>
- [5] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.energies-renouvelables.org>, 2011.
- [6] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.lezarts.org/03lezarts/ecologie/Energieolienne/energieolien>
- [7] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.info-eolien.com/historique.html>
- [8] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.les-energies-renouvelables.eu/avantages-et-inconvenients-de-lenergie-eolienne.html>
- [9] AMIRAT, Yassine, BENBOUZID, Mohamed, BENSAKER, Bachir, et al. The state of the art of generators for wind energy conversion systems. Electromotion, 2007, vol. 14, no 4, p. 163-172.
- [10] AZZOUZI, Jaouad. Contribution à la modélisation et à l'optimisation des machines synchrones à aimants permanents à flux axial. Application au cas de l'aérogénérateur. 2007. Thèse de doctorat. Université du Havre.
- [11] CHKIR, Said. Contribution à l'étude aérodynamique d'une éolienne par une méthode de sillage libre. 2010. Thèse de doctorat. Arts et Métiers ParisTech.
- [12] SATHYAJITH, Mathew. Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics. Springer Science & Business Media, 2006.
- [13] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://energeia.voila.net/index2.htm>
- [14] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.ddmagazine.com/2846-Energies-renouvelables-dans-le-monde-les-chiffres-2013.html>
- [15] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.notre-planete.info/actualites/4047-energies-renouvelables-dynamisme>
- [16] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.windpower.org/fr/core.htm>

## Bibliographie

---

- [17] Ho Mae-Wan. Publication 2011. « Les énergies renouvelables coutent moins cher ». Rapport ISI  
19 janvier 2011. En ligne.<<http://yonne.lautre.net/spip.php?article4773>>. Consulté le 22 février 2012.
- [18] MULTON, Bernard, ROBOAM, Xavier, DAKYO, Brayima, et al. Aérogénérateurs électriques. Techniques de l'ingénieur. Génie électrique, 2004, vol. 7, no D3960.
- [19] PALUCH, Bernard. Introduction à l'énergie éolienne: L'Energie éolienne. REE. Revue de l'électricité et de l'électronique, 2005, no 5, p. 35-50.
- [20] P. Leconte et al, Eoliennes, Fiche BM4640, Septembre 2009 :
- [21] HAMDI, Naouel. Modélisation et commande des génératrices éoliennes. mémoire de magister en électrotechnique, université MENTOURI de Constantine, 2008, vol. 24, no 01.
- [22] BOYETTE, Armand. Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne. 2006. Thèse de doctorat. Université Henri Poincaré-Nancy I.
- [23] POITIERS, Frédéric. ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau. 2003. Thèse de doctorat. Université de Nantes.
- [24] MIRECKI, Adam. Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance. 2005.
- [25] <https://www.google.dz/search?q=%C3%A9olienne+image&biw=1366&bih=606&tbo=isch&tbo=u&source=univ&sa=X&ei=dUoWVZqkGIXxUpfSgIgF&sqi=2&ved=0CBsQsA>
- [26] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.wind power .dk/>.
- [27] ACKERMANN, Thomas et SÖDER, Lennart. An overview of wind energy-status 2002. Renewable and sustainable energy reviews, 2002, vol. 6, no 1, p. 67-127.
- [28] MOREAU, Luc. Modélisation, conception et commande de génératrices à réluctance variable basse vitesse. 2005. Thèse de doctorat. Université de Nantes.
- [29] CAMBLONG, Haritza. Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éoliennes dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable. 2003.
- [30] FRANCOIS, Bruno, ROBYNS, Benoit, DE JAEGER, Emmanuel, et al. Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension: L'Energie éolienne. REE. Revue de l'électricité et de l'électronique, 2005, no 5, p. 65-74.
- [31] MULJADI, Eduard et BUTTERFIELD, Charles P. Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. Industry Applications, IEEE Transactions on, 2001, vol. 37, no 1, p. 240-246.
- [32] ABU-TABAK, Nesmat. Stabilité dynamique des systèmes électriques multi machines: modélisation, commande, observation et simulation. 2008. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lyon.
- [33] Betz, Wind Energy and its Use by Windmills. 1926

- [34] G. L. Johnson, "Wind energy systems", Electronic Edition, December, 2001.
- [35] MACHMOUM, M., POITIERS, F., DARENGOSSE, C., et al. Dynamic performances of a doubly-fed induction machine for a variable-speed wind energy generation. In: Power System Technology, 2002. Proceedings. Power Con 2002. International Conference on. IEEE, 2002. p. 2431-2436.
- [36] HONG, Chih-Ming, CHEN, Chiung-Hsing, et TU, Chia-Sheng. Maximum power point tracking-based control algorithm for PMSG wind generation system without mechanical sensors. Energy conversion and management, 2013, vol. 69, p. 58-67.
- [37] MURDOCH, A., WINKELMAN, J. R., JAVID, S. H., et al. Control design and performance analysis of a 6 MW wind turbine-generator. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, 1983, no 5, p. 1340-1347.
- [38] SEL AIMANI, Salma. Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. 2004. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- [39] HAU, Erich et VON RENOUARD, Horst. Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics. Springer Science & Business Media, 2013.
- [40] LATEB, Ramdane. Modélisation des machines asynchrones et synchrones à aimants avec prise en compte des harmoniques d'espace et de temps: application à la propulsion marine par POD. 2006. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Lorraine-INPL.
- [41] ALI, BOUHEDDA Mr. Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne. 2011. Thèse de doctorat. Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou.
- [42] LECLERCQ, Ludovic. Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes. university of Lille in France, 2004.
- [43] Les machines synchrones Technologies et différents modes d'alimentations des machines synchrones, cours des machines.
- [44] ABD ESSEMED, R. et KADJOUDJ, M. Modélisation des machines électriques. Université de Batna, 1997.
- [45] [https://www.google.dz/search?q=construction+de+machine+synchrone+image&biw=1366&bih=606&source=lnms&tbo=isch&sa=X&ei=w5sRVfNAiNlq2JWBAU&ved=0CAYQ\\_AUoAQ#tbo=isch&q=composition+de+machine+synchrone+image](https://www.google.dz/search?q=construction+de+machine+synchrone+image&biw=1366&bih=606&source=lnms&tbo=isch&sa=X&ei=w5sRVfNAiNlq2JWBAU&ved=0CAYQ_AUoAQ#tbo=isch&q=composition+de+machine+synchrone+image)
- [46] ] WILDI, Théodore et SYBILLE, Gilbert. Électrotechnique. De Boeck Supérieur, 2000.
- [47] BETTAYEB, Adel Azzedine. Pertes à haute fréquence dans les rotors des machines synchrones à aimants alimentées par onduleur de tension. 2010. Thèse de doctorat. Supélec.

## Bibliographie

---

- [48] MOBARAKEH, Babak Nahid. Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants: Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification ‘en ligne’des paramètres. Thèse de Doctorat d’Institut National Polytechnique de Lorraine, 2001, vol. 65.
- [49] RAJU, A. B., FERNANDES, B. G., et CHATTERJEE, Kishore. A UPF power conditioner with maximum power point tracker for grid connected variable speed wind energy conversion system. In : Power Electronics Systems and Applications, 2004. Proceedings. 2004 First International Conference on. IEEE, 2004. p. 107-112.
- [50] MORIMOTO, Shigeo, NAKAYAMA, Hideaki, SANADA, Masayuki, et al. Sensorless output maximization control for variable-speed wind generation system using IPMSG. In: Industry Applications Conference, 2003. 38th IAS Annual Meeting. Conference Record of the. IEEE, 2003. p. 1464-1471.
- [51] CHINCHILLA, Monica, ARNALTES, Santiago, et BURGOS, Juan Carlos. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 2006, vol. 21, no 1, p. 130-135.
- [52] REFOUFI, L., AL ZAHAWI, B. A. T., et JACK, A. G. Analysis and modeling of the steady state behavior of the static Kramer induction generator. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 1999, vol. 14, no 3, p. 333-339.
- [53] LAVERDURE, Nicolas. Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires. 2005. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [54] BELAKEHAL, Soltane. Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables. universite costantine, 2010.
- [55] TOUFOUTI, Riad, MEZIANE, S., et BENALLA, H. Direct torque control for induction motor using fuzzy logic. Power Electronics, 1997, vol. 12, no 3.
- [56] MUNTEANU, Iulian, BRATCU, Antoneta Iuliana, CUTULULIS, Nicolaos-Antonio, et al. Optimal control of wind energy systems: towards a global approach. Springer Science & Business Media, 2008.
- [57] DADONE, Andrea et DAMBROSIO, Lorenzo. Estimator based adaptive fuzzy logic control technique for a wind turbine–generator system. Energy conversion and management, 2003, vol. 44, no 1, p. 135-153.
- [58] WANG, Quincy et CHANG, Liuchen. An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems. Power Electronics, IEEE Transactions on, 2004, vol. 19, no 5, p. 1242-1249.
- [59] ABO-KHALIL, Ahmed G. et LEE, Dong-Choon. MPPT control of wind generation systems based on estimated wind speed using SVR. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 2008, vol. 55, no 3, p. 1489-1490.

- [60] LESCHER, Fabien. Commande LPV d'une éolienne à vitesse variable pour l'optimisation énergétique et la réduction de la fatigue mécanique. 2006. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- [61] RAZA KAZMI, S. M., GOTO, Hiroki, GUO, Hai-Jiao, et al. Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system. In: Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE. IEEE, 2010. p. 4075-4082.
- [62] HUI, Joanne et BAKHSHAI, Alireza. A new adaptive control algorithm for maximum power point tracking for wind energy conversion systems. In : Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE. IEEE, 2008. p. 4003-4007.
- [63] RAZA KAZMI, S. M., GOTO, Hiroki, GUO, Hai-Jiao, et al. A novel algorithm for fast and efficient speed-sensorless maximum power point tracking in wind energy conversion systems. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 2011, vol. 58, no 1, p. 29-36.
- [64] ABDULLAH, Majid A., YATIM, A. H. M., et TAN, Chee Wei. A study of maximum power point tracking algorithms for wind energy system. In : Clean Energy and Technology (CET), 2011 IEEE First Conference on. IEEE, 2011. p. 321-326.
- [65] BRAHMI, Jemaa, KRICHEN, Lotfi, et OUALI, Abderrazak. A comparative study between three sensorless control strategies for PMSG in wind energy conversion system. Applied Energy, 2009, vol. 86, no 9, p. 1565-1573.
- [66] MIRECKI, A., ROBOAM, X., et RICHARDEAU, F. Comparative study of maximum power strategy in wind turbines. In: Industrial Electronics, 2004 IEEE International Symposium on. IEEE, 2004. p. 993-998.
- [67] MUSUNURI, Shravana et GINN, H. L. Comprehensive review of wind energy maximum power extraction algorithms. In: Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE. IEEE, 2011. p. 1-8.
- [68] ARDJOUN, Sid Ahmed El Mahdi, MOHAMED, A. B. I. D., AISSAOUI, Abdel Ghani, et al. A robust fuzzy sliding mode control applied to the double fed induction machine. International Journal of Circuits, Systems and Signal Processing, 2011, vol. 5, no 4, p. 315-321.
- [69] SLOTINE, Jean-Jacques E., LI, Weiping, et al. Applied nonlinear control. Englewood Cliffs, NJ : Prentice-Hall, 1991.
- [70] SLOTINE, J\_J et SASTRY, Shankar S. Tracking control of non-linear systems using sliding surfaces, with application to robot manipulators†. International journal of control, 1983, vol. 38, no 2, p. 465-492.
- [71] UTKIN, Vadim I. Sliding modes in control and optimization. Berlin: Springer-Verlag, 1992.

## Bibliographie

---

- [72] De Carlo RA, Zak SH, Drakunov SV (1996) Variable structure, sliding-mode controller design. In: Levine WS (ed.) .The Control Handbook. CRC Press, IEEE Press, pp 941- 951
- [73] WILKIE, J., LEITHEAD, W. E., et ANDERSON, C. Modelling of wind turbines by simple models. Wind engineering, 1990, vol. 14, no 4, p. 247-274.
- [74] Koutroulis Eftichios , Kalaitzakis Kostas. Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications. Industrial Electronics. IEEE Transactions on. 2006; vol. 53, no 2, p. 486-494
- [75] PATSIOS, C., CHANIOTIS, A., ROTAS, M., et al. A comparison of maximum-power-point tracking control techniques for low-power variable-speed wind generators. In: Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium, 2009. ELECTROMOTION 2009. 8th International Symposium on. IEEE, 2009. p. 1-6.
- [76] NEAMMANEE, B., SIRISUMRANUKUL, S., et CHATRATANA, S. Control performance analysis of feedforward and maximum peak power tracking for small-and medium-sized fixed pitch wind turbines. In: Control, Automation, Robotics and Vision, 2006. ICARCV'06. 9th International Conference on. IEEE, 2006. p. 1-7.
- [77] PAN, Ching-Tsai et JUAN, Yu-Ling. A novel sensorless MPPT controller for a high-efficiency microscale wind power generation system. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 2010, vol. 25, no 1, p. 207-216.
- [78] ABDEDDAIM, S. et BETKA, A. Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013, vol. 49, p. 234-242.
- [79] HUSSEIN, Mahmoud M., ORABI, Mohamed, AHMED, Mahrous E., et al. Simple sensorless control technique of permanent magnet synchronous generator wind turbine. In: Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on. IEEE, 2010. p. 512-51
- [80] SIMOES, Marcelo Godoy, BOSE, Bimal K., et SPIEGEL, Ronald J. Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system. Power Electronics, IEEE Transactions on, 1997, vol. 12, no 1, p. 87-95.
- [81] PATI, Swagat, MOHANTY, K. B., et SAHU, Benudhar. Performance comparison of a robust self-tuned fuzzy logic controller used for power control in wind conversion systems. In: Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium. IEEE, 2010. p. 1-7.
- [82] GHAZEL, A., DE FORNEL, B., et HAPIOT, J. C. Robustesse d'un contrôle vectoriel de structure minimale d'une machine asynchrone. Journal de Physique III, 1996, vol. 6, no 7, p. 943-958.
- [83] SEBBA, M., CHAKER, A., MESLEM, Y., et al. Commande en vitesse du moteur synchrone à aimants permanents dotée d'un observateur d'état de Luenberger. In : 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing. 2007.

## Bibliographie

---

- [84] BOUSSAK, M. et PILIOUA-SENDY, R. Commande vectorielle sans capteur mécanique avec l'estimation de la position initiale des servomoteurs synchrones à aimants. 16ème journées Tunisiennes d'Électrotechnique et d'automatique, Hammamet Tunisie, 1996, vol. 8.
- [85] Décret du 27 juin 2003 : Prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.
- [86] Arrêté du 4 juillet 2003 : Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.
- [87] TAN, Kelvin et ISLAM, Syed. Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2004, vol. 19, no 2, p. 392-399.
- [88] MIRECKI, Adam, ROBOAM, Xavier, et RICHARDEAU, Frédéric. Architecture complexity and energy efficiency of small wind turbines. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 2007, vol. 54, no 1, p. 660-670.
- [89] MUNTEANU, Iulian, BACHA, Seddik, BRATCU, Antoneta Iuliana, et al. Energy-reliability optimization of wind energy conversion systems by sliding mode control. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2008, vol. 23, no 3, p. 975-985.
- [90] VALENCIAGA, Fernando et PUJESTON, Paul F. Variable structure control of a wind energy conversion system based on a brushless doubly fed reluctance generator. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2007, vol. 22, no 2, p. 499-506.
- [91] ERRAMI, Y., MAAROUFI, M., et OUASSAID, M. Modelling and control strategy of PMSG based variable speed wind energy conversion system. In: *Multimedia Computing and Systems (ICMCS), 2011 International Conference on*. IEEE, 2011. p. 1-6.
- [92] BÜHLER, Hansruedi. Réglage par mode de glissement. PPUR presses polytechniques, 1986.
- [93] BENELGHALI, Seifeddine, EL HACHEMI BENBOUZID, M., CHARPENTIER, Jean Frédéric, et al. Experimental validation of a marine current turbine simulator: Application to a permanent magnet synchronous generator-based system second-order sliding mode control. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 2011, vol. 58, no 1, p. 118-126.
- [94] LEVANT, Arie. Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control. *International journal of control*, 1993, vol. 58, no 6, p. 1247-1263.
- [95] LEVANT, Arie. Universal single-input-single-output (SISO) sliding-mode controllers with finite-time convergence. *Automatic Control, IEEE Transactions on*, 2001, vol. 46, no 9, p. 1447-1451.



**ANNEXE A : Paramètres de la chaîne éolienne****Tab.A.1. :** Paramètres de GSAP

<b>Paramètres</b>	<b>valeur</b>
Puissance nominale	$P_e = 10 \text{ kw}$
Résistance statorique	$R_s = 0.00829\Omega$
Inductance direct statorique	$L_d = 0.174 \text{ mH}$
Inductance quadrature statorique	$L_q = 0.174 \text{ mH}$
Flux d'aimant	$\psi_m = 0.071 \text{ wb}$
Nombre de pair de pole	$n_p = 6$
Inertie Totale	$J_t = 0.089 \text{ kg.m}^2$
Force de frottement	$f = 0.005 \text{ N.m}$

**Tab.A.2. :** Paramètres de la turbine éolienne

<b>Paramètres</b>	<b>valeur</b>
Rotor de la turbine	$R_t = 2 \text{ m}$
Air density	$\rho = 1.225 \text{ kg.m}^3$
L'angle de calage	$\beta = 0^\circ$
La vitesse spécifique optimale	$\lambda_{opti} = 8.1$
Coefficient de puissance maximale	$C_p \max = 0.48$

## Annexe

---