

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Hassiba Benbouali de Chlef

Faculté de Technologie

Département d'Electrotechnique



**THESE**

Présentée pour l'obtention du diplôme de

**DOCTORAT EN SCIENCE**

**Spécialité : Electrotechnique**

Présenté par

**BELGAID Yamina**

Thème

---

**Contribution à la Modélisation, la Commande et  
l'Optimisation d'un Système de Conversion Eolien**

---

Soutenue le

19/01/2021, devant le jury composé de :

KANSAB Abdelkader	MCA	Université de Chlef	Président
HELAIMI M'hamed	MCA	Université de Chlef	Rapporteur
TALEB Rachid	Professeur	Université de Chlef	Co-rapporteur
ALLAOUI Tayeb	Professeur	Université de Tiaret	Examineur
MANKOUR Mohamed	MCA	Université de Saïda	Examineur
SEKOUR M'hamed	MCA	Université de Saïda	Examineur
BOUDJEMA Zinelaabidine	MCA	Université de Chlef	Invité

# Avant-propos

Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au sein du département d'Electrotechnique, faculté des sciences de l'ingénieur, Université Hassiba Ben Bouali Chlef.

Je suis particulièrement sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur M. HELAIMI, Maître de conférences au département d'électrotechnique de l'Université Hassiba Ben Bouali de Chlef, d'accepter d'être rapporteur de cette thèse et pour la confiance et l'intérêt qu'il m'a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail.

Je tiens également à remercier Monsieur R. TALEB, Professeur au département d'électrotechnique de l'Université de Hassiba Ben Bouali de Chlef, d'accepter d'être Co-rapporteur de cette thèse et pour la confiance et l'intérêt qu'il m'a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail.

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à Monsieur A. KANSAB, Maître de conférences à (U.Chlef) d'avoir accepté de présider et d'honorer de sa présence le jury de soutenance de la présente thèse.

Je tiens ensuite à remercier ceux qui ont bien voulu s'atteler à la lourde tâche de la relecture de cette thèse, Monsieur T. ALLAOUI, Professeur à Université de Tiaret et Monsieur M. SEKOUR, Maître de conférences à Université de Saïda, Monsieur M. MANKOUR, Maître de conférences à Université de Saïda, mes sincères et vifs remerciements d'avoir acceptés d'examiner ce travail avec intérêt et de participer au jury de soutenance.

Je tiens aussi à remercier Monsieur Z. BOUDJEMA, Maître de conférences à l'Université Hassiba Ben Bouali de Chlef.

Je tiens par ailleurs à remercier vivement tous les enseignants du département de l'électrotechnique de l'université Hassiba Ben Bouali de Chlef et en particulier le chef du département M. MOSTEFAOUI. A cette occasion, je témoigne ma reconnaissance à toute personne m'ayant aidé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail. Que cette thèse soit pour vous tous une preuve de ma plus profonde et sincère reconnaissance.

Je dédie ce modeste Travail en signe de respect et de reconnaissance :

A mes parents

A mon marie

A mes enfants

A mes très chères sœurs et à ma grande famille.

A tous mes amis.

# المساهمة في النمذجة، التحكم وتحسين نظام تحويل طاقة الرياح

## ملخص

تحت إطار البحث المتزايد عن مصادر جديدة لإنتاج الطاقة الكهربائية والتي من بينها الطاقات المتجددة تقدم هذه الأطروحة مساهمة في النمذجة والتحكم وتحسين نظام تحويل طاقة الرياح بغرض استغلال سرعة الرياح في إنتاج طاقة نظيفة بدون تلوث.

لتحسين وللحصول على عناصر مثلى للمتحكمات التناسبية التكاملية PI المستخدمة لتوربينات الرياح دون اللجوء الى الطرق التقليدية التحليلية لحساب هذه الأخيرة، من اجل ذلك قمنا بتطوير خوارزميات بالاستعانة بطرق (الخوارزمية الجينية، سرب الجزيئات ((PSO) وخوارزمية (krill herd) والتي نسعى من خلالها لتقليل الخطأ في النظام المتحكم فيه.

## الكلمات المفتاحية:

مولد الرياح، الخوارزمية الجينية، سرب الجزيئات، التحسين بواسطة خوارزمية (krill herd).

## Contribution to the Modeling, Control and Optimization of a Wind Power Conversion System

### Abstract:

In the framework of increasing research to new sources of production of electrical energy among them renewable energies, this thesis presents a contribution to the modeling, control and optimization of a wind power conversion system for objective to exploit the wind energy to produce clean energy without pollution. For optimized the gains of classical PI regulators to obtain good performance, we seek to determine the coefficients of the PI regulators used for a wind turbine without recourse to classical analytical methods for the calculation of the latter. For these we try to develop optimization algorithms (genetic algorithm, Optimization by Swarms of particles and Optimization by Krill Herd algorithm) while visualizing the objective function (fitness) of which we seek to minimize the error in a controlled system between input signal and output signal.

**Keywords:** Wind generator, Genetic algorithm, Genetical PI, classical PI, Optimization by genetic algorithms, Optimization by Particle Swarms, Krill Herd algorithm optimization.

## Contribution à la Modélisation, la Commande et l'Optimisation d'un Système de Conversion Eolien

### Résumé :

Dans le cadre de la recherche croissante à des nouvelles sources de production d'énergie électrique parmi elles les énergies renouvelables, cette thèse présente une contribution à la modélisation, la commande et l'optimisation d'un système de conversion éolien a pour

objectif d'exploiter de l'énergie du vent pour produire d'une énergie propre sans pollution. Pour optimiser les gains des régulateurs classiques PI pour obtenir des bonnes performances, nous cherchons à déterminer les coefficients des régulateurs PI utilisés pour une turbine éolienne sans le recours aux méthodes analytiques classiques pour le calcul de ces derniers. Pour ceux-ci nous essayons de développer des algorithmes d'optimisations (algorithme génétique, Optimisation par Essaims de particules et Optimisation par algorithme Krill Herd) tout en visualisant la fonction objective (fitness) dont on cherche à minimiser l'erreur dans un système asservi entre le signal d'entrée et le signal de sortie.

**Mots clés :** Générateur de vent, algorithme génétique, PI génétique, PI classique, Optimisation par Essaims de particules, Optimisation par algorithme Krill Herd.

Liste des abréviations et symboles

Liste des Figures et des tableaux

## **Chapitre I : Introduction générale**

I.1. Introduction .....	1
I.2. Intérêts socio-économiques du sujet .....	1
I.3. Problématique .....	2
I.4. Objectifs du travail de recherche .....	3
I.5. Organisation de la thèse .....	3

## **Chapitre II : Généralité sur les Systèmes de Conversion d'énergie éolienne**

II.1. Introduction .....	6
II.2. Définition de l'énergie éolienne .....	6
II.3. Descriptif d'une éolienne.....	6
II.3.1. Le Mât .....	7
II.3.2. La Nacelle .....	7
II.3.3. Le rotor éolien.....	8
II.3.3.1. Le rotor à axe vertical.....	8
II.3.3.1.1. Le Rotor éolien de savonius.....	8
II.3.3.1.2. Le rotor éolien de Darrieux.....	9
II.3.3.2. Le rotor à axe horizontal.....	9
II.3.3.2.1. Eolienne sous le vent.....	10
II.3.3.2.2. Eolienne face au vent.....	10
II.4. Les systèmes de sécurité par grand vent.....	11
II.4.1. Système à décrochage aérodynamique « stall ».....	11
II.4.2. Système d'orientation des pales « pitch ».....	12
II.5. Modes opérationnels pour une turbine dans la production de l'énergie éolienne.....	12
II.5.1. Les éoliennes à vitesse fixe.....	13
II.5.2. Les éoliennes à vitesse variable.....	13
II.6. Comparaison entre les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable.....	13
II.7. Contexte de la conversion d'énergie éolienne.....	14
II.7.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.....	14
II.7.1.1. Bilan des forces sur une pale.....	14
II.7.1.2. Loi de Betz.....	14

II.7.1.3. Production optimale d'énergie.....	16
II.7.2. Conversion d'énergie mécanique en énergie électrique.....	17
II.7.2.1. Machine synchrone.....	17
II.7.2.2. Machine asynchrone.....	17
II.7.2.3 Machine asynchrone à double alimentation .....	18
II.7.2.3.1. Machines à double stators.....	18
II.7.2.3.2 Double alimentation par le stator et le rotor.....	18
II.8 Synthèse des différentes éoliennes.....	19
II.9. Comparaison entre les différentes variantes de la machine à double alimentation.....	20
II.10 Nécessité de stockage.....	20
II.10.1 Stockage à court terme .....	20
II.10.2 Stockage à long terme.....	20
II.11. Qualité de l'énergie électrique produite par l'éolienne.....	21
II.11.1 Variation de la fréquence.....	21
II.11.2. Les variations de la tension.....	21
II.11.3. La puissance réactive.....	22
II.11.4. Les harmoniques.....	23
II.11.5. Les creux de tensions et les coupures brèves.....	23
II.12. Conditions de raccordement des aérogénérateurs au réseau.....	23
II.13. Les normes.....	24
II.14. Solutions pour la dépollution harmonique.....	24
II.14.1 Filtrage passif.....	24
II.14.2. Filtrage actif.....	25
II.14.2.1. Filtre actif parallèle (FAP).....	25
II.14.2.2. Filtre actif série .....	26
II.14.2.3. Filtre actif universelle (UPQC).....	26
II.14.3. Filtre hybride.....	27
II. 14.3.1. Association d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif parallèle.....	28
II. 14.3.2. Association d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif série.....	28
II.15 Conclusion.....	28
 <b>Chapitre III : Modélisation et commande du système de conversion éolien</b>	
III.1. Introduction.....	30
III.2. Modélisation Globale de la Chaîne de Conversion de l'Eolienne basée sur une MADA.....	30

III.2.1. Modélisation de la turbine éolienne.....	30
III.2.1.1. Modèle des pales.....	31
III.2.1.2. Modèle du multiplicateur de vitesse.....	32
III.2.1.3. Modélisation de l'arbre mécanique.....	32
III.2.2. Stratégie de commande de la turbine éolienne .....	33
III.2.2.1. Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne.....	33
III.2.2.2. Système de contrôle de l'aéroturbine.....	34
III.2.2.3. Méthodes de recherche du point maximal de puissance.....	35
III.2.2.3.1. Stratégie de maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse.....	35
III.2.2.3.1.1. Réglage de la vitesse par un régulateur de type PI.....	35
III.2.2.3.1.2. Réglage de la vitesse par un régulateur mode de glissant.....	36
III.2.2.3.1.2.1. Choix de la surface.....	36
III.2.2.3.1.2.2. Condition de convergence .....	37
III.2.2.3.1.2.2. Calcul de la commande .....	37
III.2.2.3.1.3. Régulateur de la vitesse de type mode glissant d'ordre 2 (SOSMC)....	37
III.2.2.3.2. Stratégie de maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse.....	38
III.2.2.4. Résultats de simulation .....	39
III.2.3. Machine asynchrone à double alimentation de type rotor bobiné.....	41
III.2.3.1. Structure des machines asynchrones à double alimentation.....	41
III.2.3.2. Configuration du système à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation .....	41
III.2.3.3. Modélisation de la chaîne de conversion électrique.....	42
III.2.3.4. Stratégies de commandes en puissances appliquées à la MADA.....	43
III.2.3.4.1. Modèle de la MADA avec orientation du flux statorique.....	43
III.2.3.4.2. Commande vectorielle en puissance de la MADA fonctionnement en génératrice .....	44
III.2.3.4.2.1. Méthode directe.....	44
III.2.3.4.2.2. Méthode indirecte.....	45
III.2.3.4.2.2.1. Commande découplée indirecte avec boucle de puissance.....	45
III.2.3.5. Résultats de la commande découplée indirecte en P et Q.....	46
III.2.4. Modélisation de la connexion du convertisseur coté réseau (CCR) .....	48
III.2.4.1. Modélisation du bus continu .....	48



III.2.4.1.1. Calcul de la tension du bus continu.....	48
III.2.4.1.2. Calcul de la capacité.....	49
III.2.4.2. Le filtre R-L.....	49
III.2.4.3. Contrôle des courants.....	50
III.2.4.4. Connexion au réseau de la MADA.....	50
III.2.5. Architecture du dispositif de commande du système de conversion d'énergie éolienne.....	50
III.2.5.1. Contrôle du convertisseur coté rotor de la MADA (CCM).....	51
III.2.5.1.1. Résultats de la commande MPPT appliquée au convertisseur côté rotor.....	52
III.2.5.1.2. Stratégie de commande découplée des puissances active et réactive.....	53
III.2.5.1.3. Résultats du contrôle en puissance.....	54
III.2.5.2. Contrôle du convertisseur coté réseau (CCR).....	54
III.2.5.2.1. Résultats de simulation.....	55
III.2.5.3. Résultats des deux modes de fonctionnement sans charge.....	57
III.6. Conclusion.....	60

## **Chapitre IV : Application des algorithmes d'optimisations au système de conversion éolienne**

IV.1. Introduction.....	62
IV.2. Algorithmes d'optimisation.....	62
IV.2.1. Paramètres d'un algorithme d'optimisation.....	63
IV.2.1.1. Approximation Initiale.....	63
IV.2.1.2. Nombre d'Itérations.....	63
IV.2.1.3. Vitesse de convergence.....	63
IV.2.1.4. Critère d'arrêt.....	63
IV.3. Méthodes d'optimisation.....	64
IV. 3.1. Les méthodes déterministes.....	64
IV.3.1.1. Les méthodes d'optimisation sans contraintes.....	64
IV.3.1.2. Les méthodes d'optimisation avec contraintes.....	65
IV.3.2. Les méthodes stochastiques.....	65
IV.3.2. 1. Optimisation par Algorithme Génétique.....	65
IV.3.2. 1.1. Généralités sur les Algorithmes Génétiques.....	66
IV.3.2. 1.1.1. Codage des variables.....	67
IV.3.2. 1.1.2. Opérateur de croisement.....	68

IV.3.2. 1.1.3. Opérateur de mutation.....	69
IV.3.2. 1.1.4. Fonction d'adaptation.....	69
IV.3.2. 1.1.5. Opérateur de sélection.....	69
IV.3.2. 1.1.6. Critères d'arrêt.....	70
IV.3.2.1.2. Application des AG à l'optimisation du régulateur PI.....	70
IV.3.2.1.2.1. Formulation du problème d'optimisation .....	70
IV.3.2.1.1. Indices de performance d'un régulateur PI.....	70
IV.3.2. 2. Optimisation par Essaims de particules (PSO).....	75
IV.3.2. 2.1. Principe de l'Algorithme PSO.....	76
IV.3.2. 2.2. Optimisation des paramètres du régulateur PI par la technique PSO.....	78
IV.3.2. 3. Optimisation par algorithme Krill Herd (KHA).....	80
IV.3.2. 3.1. Mouvement induit par d'autres individus de krill.....	81
IV.3.2. 3.2. Mouvement de recherche de nourriture.....	81
IV.3.2. 3.3. Diffusion physique.....	81
IV.3.2. 3.4. Processus de mouvement de l'algorithme KH.....	81
IV.3.2. 3.5. Résultat de simulation.....	83
IV.3.2. 4. Comparaison .....	84
IV.4. Conclusion.....	85

## **Chapitre V : Application du filtre actif au système de conversion éolien**

V.1. Introduction.....	88
V. 2. Le problème de la stabilité des réseaux électriques.....	88
V. 3. Différents types de stabilité des réseaux électriques.....	89
V. 3.1. Stabilité statique.....	89
V. 3.2. Stabilité dynamique.....	89
V. 3.3. Stabilité transitoire.....	90
V.4. Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques.....	91
V.4.1. Nécessité de la même fréquence nominale.....	91
V.4.2. Nécessité de la même tension.....	92
V.5. Les problèmes induits par l'intégration d'éoliennes dans un réseau Electrique.....	93
V.5.1. Production aléatoire et très peu prévisible.....	93
V.5.2. Déconnexions intempestives.....	93
V. 6.Compensation des courants harmoniques.....	93
V. 7.Caractérisation des harmoniques .....	95

V. 7.1. Taux de Distorsions Harmoniques (THD) .....	95
V. 7.2. Le facteur de puissance .....	95
V.8.Principe de filtrage actif parallèle.....	96
V.8.1.Commandes des filtres actifs parallèles.....	96
V.8.1.1.Détermination des références harmoniques.....	97
V.8.1.1.1. Méthode des puissances instantanées et sa variante.....	97
V.8.1.1.2. Méthode basée sur le principe du courant actif.....	97
V.8.2.2. Stratégie de commande de l'onduleur du filtre active.....	98
V.9. Simulation de SCCE à base de MADA et connectée au réseau électrique en présence d'une charge non linéaire .....	98
V.10. Fonctionnement du système éolien avec filtre actif parallèle.....	101
V.11. Résultats de simulation du FAP.....	101
V.10. Conclusion.....	103
<b>Conclusion générale</b> .....	105
<b>ANNEXE I</b> : Régulateur de vitesse de type PI.....	108
<b>ANNEXE II</b> : Commande par mode glissant : concepts de base.....	109
<b>ANNEXE III</b> : Paramètres du système de conversion éolien .....	116
<b>Bibliographie</b> .....	118

AC	Courant alternatif
CV	Commande vectorielle
CPR	Compensation de la puissance réactive
CCR	Convertisseur du coté rotor
CCG	Convertisseur du coté réseau
CNL	Charge non linéaire
FAP	Filtre actif parallèle
GADA	Génératrice asynchrone à double alimentation
GAS	Génératrice asynchrone
GSAP	Machine synchrone à aiment permanent
MSAP	Génératrice synchrone à aiment permanent
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
MAS	Machine asynchrone
MLI	Modulation à largeur d'impulsion
MPPT	Suivi de point de puissance maximale
PI	Régulateur Proportionnel Integral
IAE	Integration Absolute Error
ITAE	Integral Time Absolute Error
ISE	Integrated of Squared Error
SCEE	Système de conversion de l'énergie éolienne
THD	Taux de distorsion harmonique
AG	Algorithme génétique
GAO	Optimisation par Algorithme génétique
PSO	Optimisation par Essaims de particules
KHA	Optimisation par Algorithme Krill Herd
MG	Mode glissant d'ordre 1
SOSMAC	Second Order Sliding Mode Control

<b>Tensions [Volts]</b>		
$V_g$	Tension du réseau au point de raccordement	[V]
$V_f$	Tension du filtre	[V]
$V_{qr}$	Composante en quadrature de la tension au rotor dans le repère de Park	[V]
$V_{qs}$	Composante en quadrature de la tension au stator dans le repère de Park	[V]
$V_{qr}$	Composante en quadrature de la tension au rotor dans le repère de Park	[V]
$V_{ds}$	Composante directe de la tension au stator dans le repère de Park	[V]
$V_{dr}$	Composante directe de la tension au rotor dans le repère de Park	[V]
$V_s$	Tension d'une phase statorique	[V]
$V_r$	$V_r$ Tension d'une phase rotorique	[V]
$u_{dco}$	Tension du bus continu en régime permanent	[V]
<b>Courants [Ampère]</b>		
$i_s$	Courant d'une phase statorique	[A]
$i_r$	Courant d'une phase rotorique	[A]
$i_{ds}$	Composante directe du courant au stator dans le repère de Park	[A]
$i_{dr}$	Composante direct du courant au rotor dans le repère de Park	[A]
$i_{qs}$	Composante en quadrature du courant au stator dans le repère de Park.	[A]
$i_{qr}$	Composante en quadrature du courant au rotor dans le repère de Park	[A]
$I_L$	Courant de la charge non linéaire	[A]
$I_{ond}$	Courant de CCG	[A]
$I_R$	Courant de CCR	[A]
<b>Fréquences [Hertz]</b>		
$f$	Fréquence du réseau électrique	[Hz]
$f_{stator}$	Fréquence du stator	[Hz]
$f_{srotor}$	Fréquence de courants rotoriques	[Hz]

<b>Résistances [Ohm]</b>		
$R_s$	Résistance d'une phase statorique	[ohm]
$R_r$	Résistance d'une phase rotorique	[ohm]
$R_f$	Résistance de filtre	[ohm]
<b>Flux [Weber]</b>		
$\Phi_{ds}$	Composante direct du flux au stator dans le repère de Park	[Wb]
$\Phi_{dr}$	Composante directe du flux au rotor dans le repère de Park	[Wb]
$\Phi_{qs}$	Composante en quadrature du flux au stator dans le repère de Park	[Wb]
$\Phi_{qr}$	Composante en quadrature de flux au rotor dans le repère de Park	[Wb]
<b>Inductances [Henry]</b>		
$L_s$	Inductance de magnétisation d'une phase statorique	[H]
$M_{sr}$	Inductance mutuelle entre phases statoriques	[H]
$L_r$	Inductance de magnétisation d'une phase rotorique	[H]
$M_{rs}$	Inductance mutuelle entre phase rotoriques et statoriques	[H]
$l_s$	Inductance cyclique propre du stator	[H]
$L_f$	Inductance de filtre	[H]
<b>Puissances</b>		
$P_{mt}$	Puissance théorique maximale extractible d'un vent nom perturbé	[w]
$P_m$	Puissance extraite par le rotor éolien	[w]
$P_{mg}$	Puissance mécanique disponible sur l'arbre de la génératrice	[w]
$P_{mec}$	Puissance mécanique de la turbine	[w]
$P_g$	Puissance active de la grille	[w]
$P_s$	Puissance active du stator	[w]
$P_r$	Puissance active de rotor	[w]
$P_{ond}$	Puissance active de CCG	[w]
$S_L$	Puissance apparente de la charge	[VA]

$Q_g$	Puissance réactive de la grille	[VAR]
$Q_s$	Puissance réactive de stator	[VAR]
$Q_r$	Puissance réactive de rotor	[VAR]
$Q_L$	Puissance réactive de la charge	[VAR]
$Q_{ond}$	Puissance réactive de CCG	[VAR]

<b>Vitesses</b>		
$\Omega_{mec}$	Vitesse mécanique de la génératrice	[rad /s]
$\Omega_{turbine}$	Vitesse angulaire de la turbine	[rad /s]
$\Omega_{opt}$	Vitesse de rotation optimale	[rad /s]
$\omega_m$	Vitesse angulaire électrique du rotor	[rad /s]
$\omega_r$	Vitesse angulaire du rotor	[rad /s]
$\omega_s$	Vitesse de rotation du champ du stator (rad/s)	[rad /s]
$\omega_{ref}$	Vitesse de référence de la GADA (rad/s)	[rad /s]
$\omega$	Pulsation du fondamental (rad/s)	[rad /s]
$V$	Vitesse du vent	[m /s]
$V_1$	Vitesse du vent avant de frapper les pales	[m /s]
$V_2$	Vitesse du vent après avoir heurter les pales	[m /s]
$\vec{V}_{rot}$	Composante de la vitesse du vent due à la rotation de la turbine	[m /s]
$\vec{V}_{rest}$	Résultante des vecteurs $\vec{V}$ et $\vec{V}_{rot}$	[m /s]
<b>Couples [Newton. Mètre]</b>		
$C_g$	Couple entraînant de la génératrice	[N.m]
$C_{aer}$	Couple aérodynamique de l'éolienne	[N.m]
$C_{mec}$	Couple mécanique sur l'axe de la génératrice	[N.m]
$C_{vis}$	Couple des frottements visqueux	[N.m]

$C_{em}$	Couple électromagnétique de la GADA	[N.m]
$C_t$	Couple mécanique de la turbine éolienne	[N.m]
<b>Angles</b>		
$\beta$	Angle de calage des pales d'une éolienne à axe horizontal	[degré]
$\theta$	Angle de position entre le stator et le rotor	[rad]
$\theta_r$	Angle de position de rotor	[rad]
$\theta_s$	Angle de position de stator	[rad]
<b>Forces [Newton]</b>		
$\vec{F}$	Vecteur force exercée sur les pales d'une éolienne à incidence variable	[N]
$\vec{F}_{rot}$	Vecteur force représentant la poussée en direction de la rotation sur la pale	[N]
$\vec{F}_{ax}$	Vecteur force représentant la poussée axiale sur une pale	[N]
$\vec{F}_{rest}$	Résultante de $\vec{F}_{ax}$ et $\vec{F}_{rot}$	[N]
<b>Autres</b>		
$\rho$	Densité de l'air 1,225	[Kg.m <sup>-3</sup> ]
$R$	Rayon de la pale	[m]
$J$	Inertie total sur l'arbre	[Kg.m <sup>2</sup> ]
$C$	La capacité des condensateurs	[F]
$V_{dc}$	Tension de bus continu	[V]
$t$	temps	[s]
$m$	Masse de l'air	[kg]
$s$	Surface balayée par le rotor de l'éolienne	
<b>Variables sans dimensions</b>		
$C_p$	Coefficient de puissance de l'éolienne	
$\lambda$	Vitesse relative de l'éolienne	
$G$	Gain de multiplicateur	
$f$	Coefficient de frottement visqueux	



$g$	Glissement de la machine
$p$	Nombre de pole de la GADA
$\sigma$	Coefficient de dispersion
$T_r$	Constante de temps rotorique
$N_r$	Nombre de spires des enroulements rotoriques
$N_s$	Nombre de spires des enroulements statoriques
$a, b, c$	Repère de vecteurs triphasés
$d, q$	Repère de vecteurs biphasés
$i$	Angle d'incidence des pales d'une éolienne à axe horizontal
$\alpha$	Paramètre sans dimension ( $\alpha \leq 1$ )
$k_p$	Gain proportionnel
$k_I$	Constante d'intégration
$k_{popt}$	Gain proportionnel optimal
$k_{Iopt}$	Constante d'intégration optimale
$c_1, c_2$	Coefficients d'accélération
$w$	Coefficient d'inertie
$kmax$	nombre maximum des itérations
$k$	Nombre d'itération courante.
$\omega_{min}$	Coefficient minimum d'inertie.
$\omega_{min}$	Coefficient maximum d'inertie.
$N^{max}$	Vitesse maximale induite
$\omega_n$	Le poids d'inertie du mouvement induit
$N_i^{old}$	Le dernier mouvement induit
$\alpha_i^{local}$	Effet local fourni par les voisins
$\alpha_i^{target}$	Effet de direction cible fourni par le meilleur individu de krill
$v_f$	Vitesse de recherche de nourriture

$\omega_f$	Poids d'inertie du mouvement de recherche de nourriture dans la plage [0,1],
$\beta_i^{food}$	La nourriture attractive
$\beta_i^{best}$	$\beta_i^{best}$ Effet de la meilleure forme physique du ième krill.
$D^{max}$	Vitesse de diffusion maximale
$\delta$	Vecteur directionnel aléatoire dans l'intervalle [-1,1]
NV	Nombre de variable
$LB_j$	Limites inférieure et supérieure de la j ème variable varie dans l'intervalle [0,2]
$N_i$	Le mouvement induit par d'autres krills
$F_i$	Le mouvement de recherche de nourriture
$D_i$	La diffusion physique du ième krill
$r_1, r_2$	Nombres aléatoires tirés uniformément dans [0,1]
$Y$	La susceptance équivalente par phase de la charge
$sum$	Est l'opération de l'adition

## CHAPITRE II

Figure II.1 : Eléments constituant d'un Aérogénérateur.....	7
Figure II.2 : Technologies d'éoliennes à axe vertical.....	8
Figure II. 3 : Principe du rotor de savounuis et de l'incidence variable.....	9
Figure II.4 : Eolienne sous le vent.....	10
Figure II.5 : Eolienne face de vent.....	11
Figure II.6 : Flux d'air sur un profil de pale « Stall ».....	11
Figure II.7 : Variation de l'angle de calage d'une éolienne.....	12
Figure II.8 : Bilan des forces sur une pale.....	14
Figure II.9 : Tube de courant autour d'une éolienne.....	14
Figure II.10 : Coefficient de puissance.....	16
Figure II.11 : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné .....	16
Figure II.12 : Machine asynchrone à double bobinages statorique .....	18
Figure II. 13 : Schéma de principe d'une machine asynchrone pilotée par le rotor .....	18
Figure II.14 : Filtres actif parallèle.....	25
Figure II.15 : Filtre actif série .....	26
Figure II.16 : Filtre actif universelle.....	26

## CHAPITRE III

Figure III.1 : Système de conversion éolienne à base de la MADA.....	30
Figure III.2 : Turbine éolienne.....	31
Figure III.3 : Courbe $C_p = f(\lambda)$ utilisée dans notre modèle.....	32
Figure III.4 : Schéma bloc du modèle de la turbine.....	33
Figure III.5 : Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable.....	33
Figure III.6 : Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse mécanique.....	36
Figure III.7 : Schéma de principe du contrôleur à base de mode glissant d'ordre 2.....	38
Figure III.8 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse .....	39
Figure III.9 : Profil du vent appliqué.....	40
Figure III.10 : Résultats de simulation de la MPPT appliquée à la turbine éolienne .....	41
Figure III.11 : Quadrants de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation.....	43

Figure III.12 : Schéma bloc de la commande découplée directe en P et Q.....	45
Figure III.13 : Schéma bloc de la commande découplée indirecte.....	46
Figure III.14 : Schéma bloc de la commande découplée indirecte avec boucles de puissance.....	46
Figure III.15 : Résultats la commande découplée indirecte (Réponse du système MADA +onduleur).....	48
Figure III.16 : Structure du régulateur de tension du bus continu.....	49
Figure III.17 : Architecture de commande du système éolien.....	51
Figure III.18 : Principe de la commande du convertisseur coté machine.....	52
Figure III.19 : Résultats de la commande MPPT appliquée au convertisseur côté rotor.....	53
Figure III.20 : Résultats du contrôle en puissance du CCM.....	54
Figure III.21 : Principe de contrôle du CCR.....	55
Figure III.22 : Résultats du contrôle vectoriel du CCR.....	56
Figure III.23 : Courant statorique et rotorique de la GADA.....	58
Figure III.24 : Ecoulement de puissance active et réactive sans charge.....	59

## CHAPITRE IV

Figure IV.1 : Organigramme d'un Algorithme Génétique.....	67
Figure IV.2 : Croisement standard en un seul point.....	68
Figure IV.3 : Croisement standard en deux points.....	68
Figure IV.4 : Opérateur de mutation.....	69
Figure IV.5 : Principe de l'optimisation d'un correcteur PI par algorithme génétique.....	70
Figure IV.6 : Les variations de la fonction objective.....	71
Figure IV.7 : Les variations des gains optimaux $K_i$ et $K_p$ .....	72
Figure IV.8 : Profil du vent.....	72
Figure IV.9 : Optimisation par AG.....	73
Figure IV.10 : Déplacement d'une particule.....	74
Figure IV.11 : Organigramme général de la méthode PSO.....	77
Figure IV.12 : Evolution de la fonction fitness en fonction du nombre d'itérations.....	78
Figure IV.13 : Optimisation par PSO.....	79
Figure IV.14 : Organigramme de l'algorithme KH.....	81
Figure IV.15 : Les variations de la fonction objective (fitness).....	82
Figure IV.16 : Optimisation par AKH.....	83

Figure IV.17 : Comparaison des performances des différentes méthodes d'optimisation.....84

## **CHAPITRE V**

Figure V.1 : Redresseur triphasé.....93

Figure V.2 : Principe de la compensation active des harmoniques.....95

Figure V. 3 : Système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA.....98

Figure V.4 : Courant statorique et rotorique, courant du réseau électrique et de charge et un zoom au démarrage.....98

Figure V.5 : Spectre d'harmonique du courant statorique avant filtrage .....99

Figure V.6 : Spectre d'harmonique du courant rotorique avant filtrage .....99

Figure V.7 : Spectre d'harmonique du courant réseau électrique avant filtrage .....99

Fig.V.8 : Schéma du système avec filtre active parallèle.....100

Figure V.9 : Spectre d'harmonique du courant statorique après filtrage.....100

Figure V.10 : Spectre d'harmonique du courant rotorique après filtrage .....101

Figure V.11 : Spectre d'harmonique du courant réseau électrique après filtrage.....102

## **ANNEXE.I**

Figure. I.1. Schéma bloc du régulateur de la vitesse mécanique par PI .....107

## **ANNEXE. II**

Figure II.1 : Définition de la fonction « sat ».....112

## CHAPITRE II

<b>Tableau II.1</b> : Comparaison des éoliennes a vitesse fixe et a vitesse variable. ....	13
<b>Tableau II.2</b> : Les différentes caractéristiques des différentes éoliennes.....	19
<b>Tableau II.3</b> : Classification et comparaison des différentes variantes de la machine à double alimentation.....	20
<b>Tableau II.4</b> : Des critères dictés par les normes européennes.....	22
<b>Tableau.II.5</b> : Des avantages et inconvénients de filtre.....	27

## CHAPITRE III

<b>Tableau III.1</b> : Les conditions mathématiques pour chaque mode de fonctionnement de la MADA.....	42
--	----

## CHAPITRE IV

<b>Tableau.IV.1</b> : Paramètres de l'algorithme génétique.....	71
<b>Tableau.IV.2</b> : paramètres utilisés pour l'exécution de l'algorithme PSO.....	77
<b>Tableau.IV.3</b> : Résumé des résultats des simulations, d'un régulateur PI optimisé.....	84

## CHAPITRE V

<b>Tableau.V.1</b> : caractéristiques des différents types de stabilité .....	89
<b>Tableau .V.2</b> : les résultats comparatifs du THD.....	101

### ANNEXE III

<b>Tableau III.1</b> Paramètres du système de conversion éolienne utilisée .....	115
--	-----

# Chapitre I

## **Introduction**

### **Générale**

## I.1. Introduction

Depuis la généralisation de l'utilisation de l'électricité, la consommation énergétique n'a cessé d'augmenter, le problème de la conversion et du stockage de l'énergie a conduit à la recherche et au développement de nouvelles sources d'approvisionnement. Cet intérêt s'est accru face à l'épuisement inéluctable des énergies fossiles, à leur impact sur l'environnement et aux déchets qu'ils engendrent. L'énergie éolienne a un potentiel énergétique plus important et elle est la première source d'énergie renouvelable après l'hydraulique [JOH 11]. L'énergie éolienne est actuellement la seule qui soit à la fois peu coûteuse et capable d'assurer une production de masse.

## I.2. Intérêts socio-économiques du sujet

Les énergies renouvelables constituent une solution économiquement viable pour fournir des services énergétiques surtout aux populations rurales isolées. Actuellement, plusieurs pays sont déjà résolument tournés vers l'énergie éolienne. Au cours de la dernière décennie, la capacité de production mondiale d'énergie éolienne a connu une croissance fulgurante estimée à 28% annuellement [KAI 19].

La puissance éolienne installée en Afrique a atteint 4.4 GW à la fin 2015, plus d'un tiers est produit en Afrique du Sud suivie du Maroc avec une capacité de 884.95 MW, le parc éolien de Tarfaya avec 301 MW [GHO16] : marque un tournant décisif dans la stratégie énergétique du Maroc. L'Égypte se place au troisième rang en Afrique avec 744.82 MW fin 2015 suivie de Kenya et de l'Éthiopie.

En Algérie, la première tentative de raccorder des éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique date de 1957, avec l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site des grands vents (Alger) conçu par l'ingénieur français Andreau [HAU05].

De nombreux autres aérogénérateurs ont été installés sur différents sites, notamment pour l'alimentation énergétique des localités isolées ou d'accès difficiles, telles que les installations de relais de télécommunications. Cependant, la technologie des éoliennes n'étant pas encore mature, ces expériences n'étaient pas toujours concluantes. Ce constat était également valable même à l'échelle internationale.

L'énergie électrique fournie par ce parc éolien est injectée dans le réseau MT local. Le taux de pénétration de l'énergie éolienne est de 5% par rapport au réseau local [OUA15]. L'Algérie prévoit d'atteindre à l'horizon 2030 près de 40% de la production nationale d'électricité de sources renouvelables. Bien que le choix de l'énergie solaire soit



prédominant, l'énergie éolienne représente le deuxième axe de production de ce programme, selon les prévisions du groupe sonelgaz, La capacité totale à installer à l'horizon 2030, fixée 5010 MW pour l'éolien [CDER14] pour la période 2015-2020, il est programmé de réaliser 1GW en éolien parmi ces projets on trouve la réalisation de deux fermes éoliennes, une de 50MW à Timimoune et l'autre de 20MW à Khenchela. Le nouvel Atlas éolien de l'ONM a mis en évidence l'existence d'autres sites ventés dans d'autres régions du Sud. Outre Adrar, les régions de Tamanrasset, Djanet et In Salah disposeraient d'un important potentiel [GHO16].

Les domaines de recherche sur l'énergie éolienne sont nombreux et divers .En particulier, les chercheurs s'intéressent à :

- Améliorer la conception et la disposition des parcs éoliens ;
- Augmenter la fiabilité et l'efficacité des éoliennes ;
- Optimiser la maintenance et l'installation des turbines ;
- Identifier de nouvelles méthodes de gestion du réseau pour permettre l'intégration d'un grand système d'énergie éolienne.

### I.3. Problématique

L'utilisation des turbines éoliennes à vitesse variable permet de régler la variation de la vitesse de la génératrice. Ceci s'avère très utile pour extraire le maximum de puissance lors de son fonctionnement. Les turbines éolienne ont une caractéristique électrique spécifique est de nature non linéaire et possède un point particulier appelé « Point de Puissance Maximale ». Le but de cette commande est la recherche permanente de ce maximum, cette technique est aussi très utilisée dans les systèmes photovoltaïques [YU 02], [ANS09] où la recherche du MPPT dans le plan courant-tension permet à terme de réduire le coût du kWh produit. Cette optimisation de puissance se passe dans la zone 2 de la courbe de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable. Au cours des dernières décennies, plusieurs méthodes de commande avancées ont été développées pour commander les processus de génération de l'énergie électrique. Cependant, les performances du système de commande n'ont pas toujours été assurées à cause de la complexité des algorithmes de commande et des caractéristiques non-linéaires des systèmes à commander. Les techniques de commande classique de type PI couvrent une large gamme dans les applications industrielles. Ce sont des techniques de commande linéaires et présentent l'intérêt de la simplicité de mise en œuvre et la facilité de la synthèse des gains des

régulateurs. Au cours du temps, ces applications sont devenues moins efficaces, notamment si les processus à commander ont des structures complexes et non- linéaires. Trouver le remplaçant de ces techniques classiques est le souci constant de plusieurs chercheurs car cela implique un compromis entre la robustesse d'un côté et le coût d'un autre côté. Selon la référence [BEK a 14] Les contrôleurs de type PI classique présente quelques problèmes liés aux systèmes non linéaires ayant des paramètres non constants, ces lois de commande classique peuvent être insuffisantes car elles sont non robustes surtout lorsque les exigences sur la précision et autres caractéristiques dynamiques du système sont strictes. Pour cela on doit faire appel à des lois de commande insensibles aux perturbations et aux cas non linéaires. Des études [BELc13], [BELb10], [EFE12] ont proposé des solutions modulaires, ils ont utilisé la commande par mode glissant pour chercher une valeur optimale de la puissance.

#### **I.4. Objectifs du travail de recherche**

L'objectif général de cette thèse est la maximisation de la puissance d'un générateur éolien et le développement d'un algorithme de suivi du point de puissance maximale et le bon rendement d'une éolienne repose sur une technologie à vitesse variable pour maximiser le transfert énergétique entre le vent et le rotor. La méthode du Maximum Power Point Tracking (MPPT) permet de contrôler la vitesse de l'arbre entraîné par les pales en fonction de la vitesse du vent et donc de la puissance désirée. Cela permet de se positionner au point optimal de fonctionnement qui permet, selon une vitesse de vent donnée, de récupérer le maximum d'énergie provenant du vent en donnant une vitesse de rotation désirée. En utilise les algorithmes d'optimisations pour trouver les gains optimaux du contrôleur PI.

#### **I.5. Organisation de la thèse**

La présente thèse décrit une étude sur l'utilisation d'une machine asynchrone à double alimentation pilotée à travers les grandeurs rotoriques, intégrée dans un système éolien. Cette thèse se divise en cinq chapitres suivis d'annexes permettant de suivre la démarche poursuivie tout au long du travail. Le premier chapitre est l'introduction générale.

Le second chapitre est consacré aux notions générales sur l'énergie éolienne. Les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés. Ensuite, les différentes machines électriques utilisées pour la conversion éolienne seront étudiées afin de montrer les avantages inégalés de la machine asynchrone à double alimentation surtout en grande puissance et en vitesse variable.

Dans le troisième chapitre, nous présentons la chaîne de conversion électromécanique du système éolien basé sur la machine asynchrone à double alimentation à partir de laquelle sont reposés les travaux de cette thèse. Nous rappelons que cette chaîne de conversion est constituée d'une turbine éolienne, d'une génératrice asynchrone à double alimentation, d'un bus continu, de deux convertisseurs à MLI statiques de puissance et d'un filtre triphasé de courant. La turbine éolienne entraîne la MADA à une vitesse de rotation variable à travers un multiplicateur de vitesse. Le stator de cette dernière est directement connecté au réseau électrique tandis que le rotor est connecté au réseau via deux convertisseurs statiques bidirectionnels mis en cascade à travers un bus continu.

Au premier lieu nous présentons la modélisation des différents éléments constituant le système afin d'établir les différentes commandes associées. Nous entamons par la modélisation du multiplicateur de vitesse qui fait la liaison entre l'hélice et la génératrice qui nous permettra par la suite de faire des simulations de notre éolienne.

Dans le quatrième chapitre, nous exposons le problème d'optimisation de la chaîne éolienne en termes d'efficacité énergétique, et traité des techniques d'optimisation des réseaux en mettant l'accent sur les méta-heuristiques. Dans ce travail nous allons aborder l'application des algorithmes d'optimisation suivant : Algorithme Génétique, PSO et algorithme krill Herd pour résoudre le problème d'optimisation d'un système éolienne.

Dans le cinquième chapitre, on discutera le problème des perturbations harmoniques. Les origines de cette pollution harmonique, les conséquences et les normes inhérentes à ces perturbations sont examinées. Des solutions seront proposées pour la dépollution harmonique et les différentes techniques de commande existantes qui peuvent être appliquées dans le filtrage actif parallèle. Ce dernier est une solution originale afin d'éliminer les harmoniques de courant et ainsi limiter leur propagation dans le réseau. Ce travail se termine par une conclusion générale et des perspectives.

# Chapitre II

**Généralité sur les Systèmes  
de Conversion d'Énergie  
Éolienne**

## II.1. Introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs (aéromoteurs) éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse du vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes [POI03], [OUF06].

## II.2. Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffusée, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [POI03], [MAM05]

Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale :

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

## II.3. Descriptif d'une éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir

des distinctions importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux (voir la Fig.II.1).

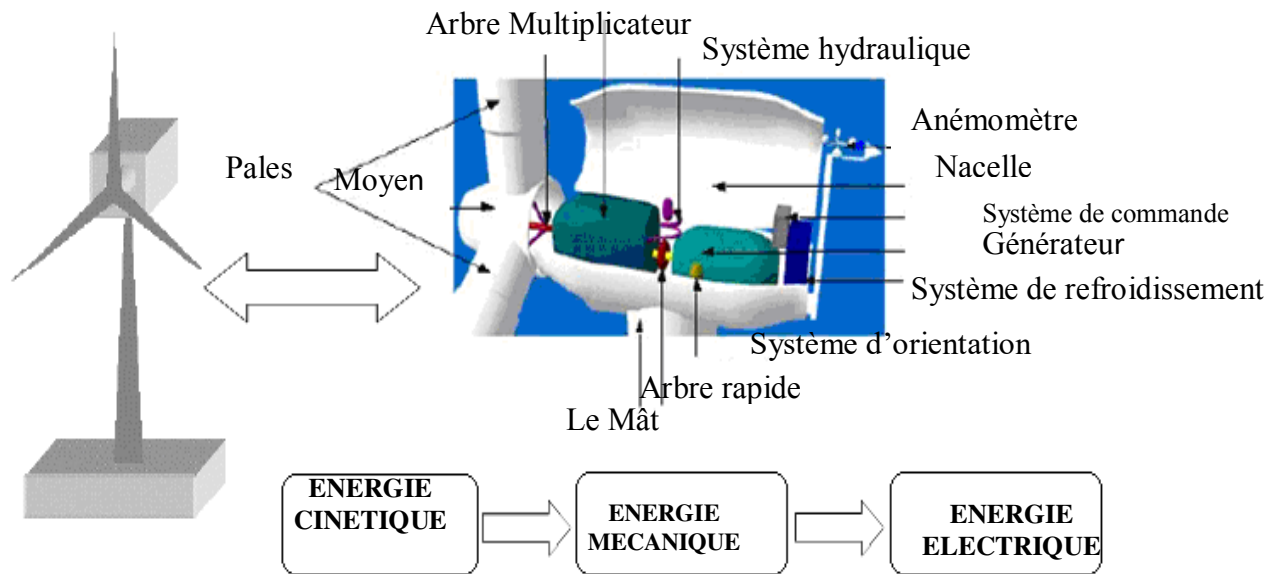


Fig. II.1 : Eléments constituant d'un Aérogénérateur [POI03]

### II.3.1. Le Mât

Le mât, est généralement un tube conique d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW : diamètre de 90m, mât de 80 m de hauteur).

### II.3.2. La Nacelle

La nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique :

- Un arbre dit "lent" relie le moyeu au multiplicateur et contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin.
- Un multiplicateur adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique. Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne.
- La génératrice (ou l'alternateur) est généralement asynchrone, et sa puissance électrique peut varier entre 600kW et 2,5MW.

- Le système de refroidissement comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur.
- un dispositif de freinage aérodynamique est utilisé permettant de dégrader le rendement de la turbine au-delà d'une certaine vitesse (décrochage aérodynamique ou stall control). Sinon, un mécanisme d'orientation des pales permet la régulation de la puissance et un freinage (réglage aérodynamique) [ELA a 04].

### II.3.3. Le rotor éolien

Le rotor éolien, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie généralement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

#### II.3.3.1. Le rotor à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité, paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol, donc facilement accessibles. La Fig. II.2 montre les principales technologies.

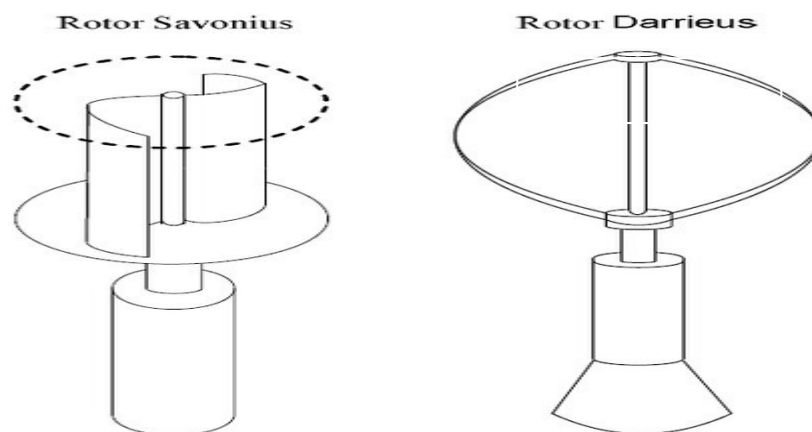


Fig. II.2 : Technologies d'éoliennes à axe vertical

##### II.3.3.1.1. Rotor éolien de Savonius

Le aéromoteur de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont

d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est, ici, renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres, qui augmente le couple moteur voir la figure (II.3-a).

### II.3.3.1.2. Le rotor éolien de Darrieus

Le rotor à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus (ingénieur français qui déposa le brevet au début des années 30). Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces de direction et d'intensité variables.

La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas s'amorcer d'elle-même (voir la Fig.II.3).

Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe.

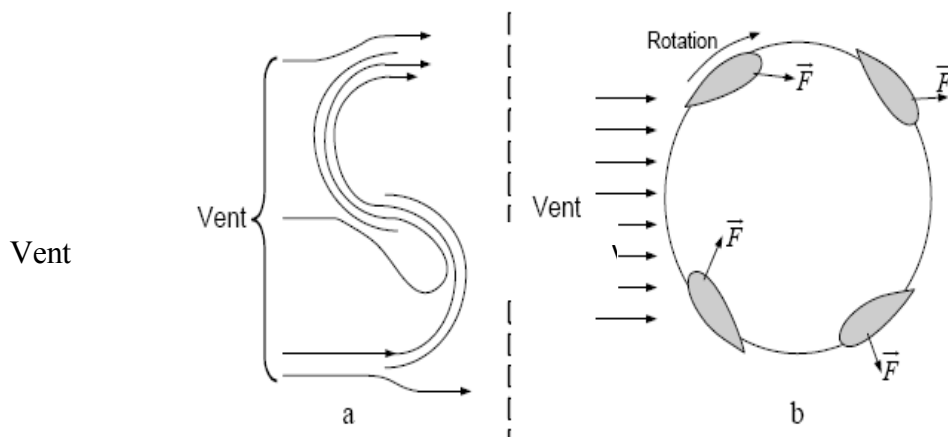


Fig.II.3 : Principe du rotor de Savonius et de l'incidence variable [POI03]

### II.3.3.2. Le rotor à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale (ancienne) des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée comme dans un avion pour le maintenir en vol, mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation.

Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie, généralement, entre 1 et 3. Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie (favorise) l'efficacité.



### II.3.3.2.1. Éolienne sous le vent

Ce sont les plus simple car ici le positionnement du rotor est naturel et automatique en fonction de la direction du vent. Le rotor éolien se situe alors derrière le mât comme le montre la Fig.II.4.

Un grand avantage de ce montage réside dans le fait que les pales du rotor peuvent être plus flexibles, ce qui allège donc leur construction et diminue aussi la taille du mât. Pour fort vent, la flexion des pales enlève (absorbe) une partie de l'effort de poussée sur le rotor. Une éolienne sous le vent a donc une construction plus légère qu'un modèle face au vent.

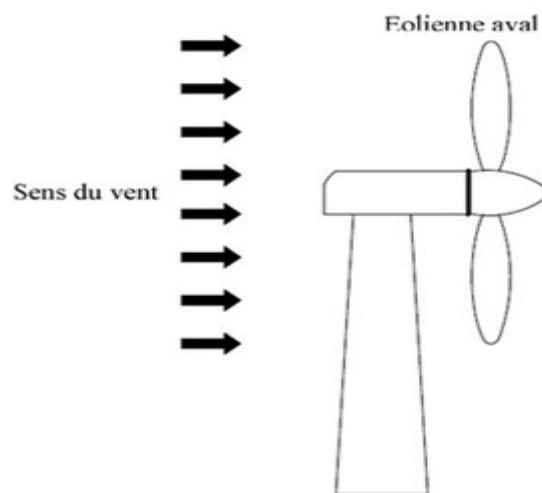


Fig.II.4 : Éolienne sous le vent

### II.3.3.2.2 Éolienne face au vent

Ce sont les plus répandues. Le rotor éolien est orienté dans la direction du vent afin que le vent en amont ne soit pas perturbé par le mât, comme on le voit sur la Fig.II.5.

À l'arrière du mât, il y a en effet de fortes perturbations du vent, son écoulement étant ralenti par l'obstacle que forme le mât.

Il en est de même devant le mât mais dans de moindres proportions. C'est pour cette raison que le rotor éolien se trouve à une certaine distance du mât. Cependant, chaque fois qu'une des pales passe devant le mât, la puissance instantanée de l'éolienne diminue brièvement.

Les pales des éoliennes face au vent doivent être rigides pour ne pas risquer de heurter le mât par un fort vent. Ceci est l'inconvénient majeur de ce type de structure. En plus, il est obligatoire de munir l'éolienne d'un mécanisme d'orientation afin que le rotor éolien soit toujours tourné face au vent.

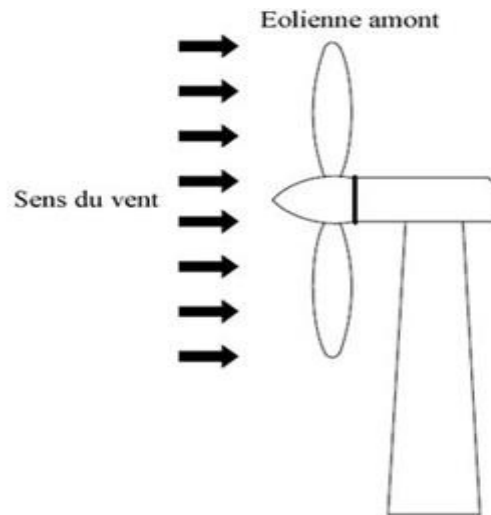


Fig.II.5 : Eolienne face au vent

## II.4. les systèmes de sécurité par un grand vent

Pour éviter l'emballement du rotor éolien par un fort vent, les pales sont conçues pour décrocher progressivement à la vitesse critique. Ainsi le rotor éolien ne monte plus en vitesse lorsque le vent augmente à cause des turbulences qui se créent autour de la pale et font diminuer sa portance.

### II.4.1. Système à décrochage aérodynamique " stall "

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit "stall". Ce dernier utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence  $i$  devient important, c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale  $V_n$ , l'aspiration créé par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface extrados de la pale Fig.II.6 et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation.

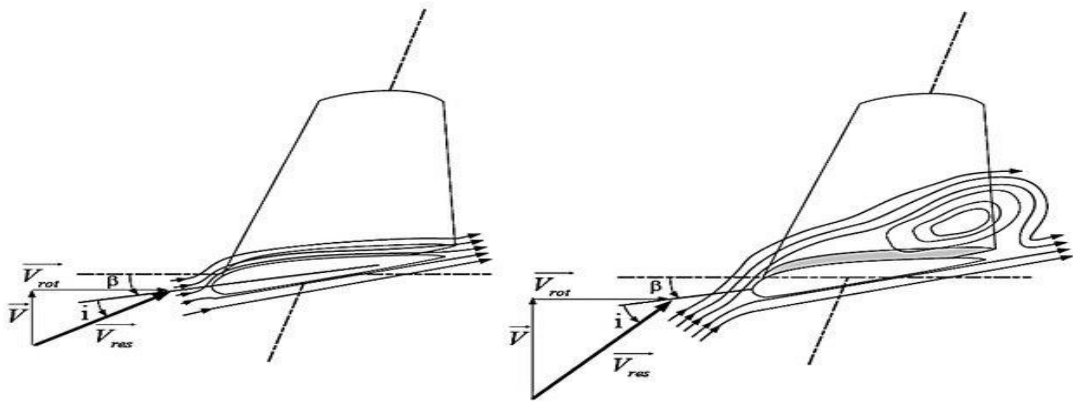


Fig.II.6 : Flux d'air sur un profil de pale " stall "[POI03]

#### II.4.2. Système d'orientation des pales ' pitch '

L'orientation des pales est en fonction de la vitesse du vent, normalement il faudrait également prendre en compte les variations des caractéristiques de l'air et l'état de surface des pales (givre éventuel, salissures...) qui influent sur le comportement aérodynamique. Les pales sont face au vent aux basses vitesses (de la vitesse minimale à la vitesse de basse) puis s'inclinent pour atteindre la position « drapeau » à la vitesse maximale du vent (voir la Fig.II.7) Mécaniquement, il s'agit d'un dispositif sophistiqué (commande par vérins hydrauliques dans les grosses machines), pour les petites machines il grèverait (chargerait) le coût et pour les très grandes puissances (au-delà de 1 MW) il devient fragile [POI03].

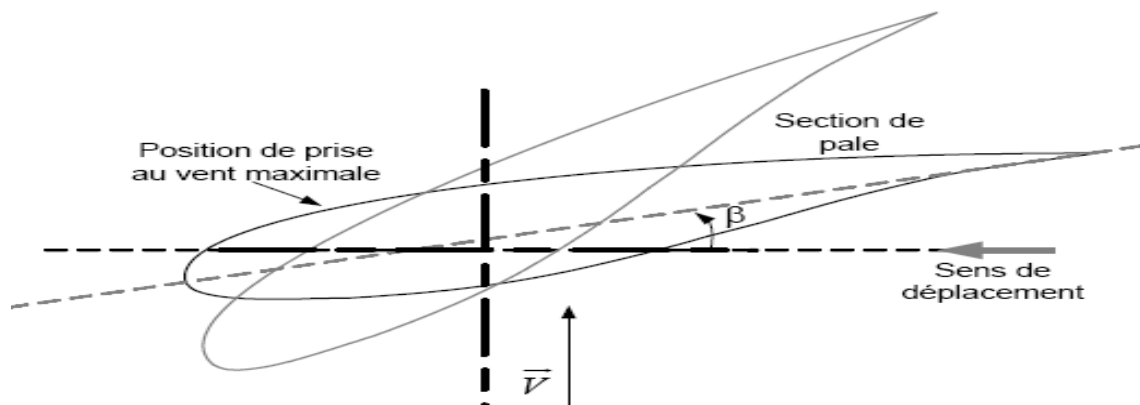


Fig.II.7 : Variation de l'angle de calage d'une pale

#### II.5. Modes opérationnels pour une turbine dans la production de l'énergie éolienne

Parmi les systèmes de commande réalisés jusqu'à aujourd'hui il y a deux types de structures d'éoliennes différentes qui dépendent du générateur et du système d'électronique de puissance choisi. Ces Structures sont :

- L'éolienne à vitesse fixe
- L'éolienne à vitesse variable

### II.5.1. Les éoliennes à vitesse fixe

Dans le cas des éoliennes à vitesse fixe, la puissance de la turbine est optimisée pour un seul point de fonctionnement, et le générateur est connecté directement au réseau. Le problème avec ce type d'installation est que les fluctuations sur la vitesse du vent mènent automatiquement à des fluctuations sur le couple, donc des fluctuations de tension à l'origine de stress mécanique pour le rotor [BOU 07].

### II.5.2. les éoliennes à vitesse variable

En utilisant les systèmes à vitesse variable il est possible de faire fonctionner les éoliennes pour  $\lambda$  optimal qui donne le  $C_p$  maximal, donc un bon rendement pour l'éolienne. Le principe se base sur un fonctionnement en maximisant la puissance extraite du vent par un contrôle (MPPT) pour les basses vitesses. Ensuite une fois arrivée à de très grandes vitesses de vent, on passe à un fonctionnement à puissance nominale à vitesse variable.

## II.6. Comparaison entre les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable

Le tableau II.1 : illustre un comparatif simple entre les différents fonctionnements [MOU14].

Mode de Fonctionnement	Avantages	Inconvénients
<b>Vitesse fixe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simple, robuste, fiable.</li> <li>• Faible cout de construction et maintenance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rendement de conversion est faible.</li> <li>• Forts stress mécanique qui augmentent le coût de la structure devant supporter ceci</li> </ul>
<b>Vitesse variable</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fort rendement de conversion d'énergie.</li> <li>• Puissance électrique de meilleure qualité.</li> <li>• Stress mécanique réduit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coût et perte supplémentaires dues à l'utilisation des convertisseurs</li> <li>• Contrôle de système plus compliqué</li> </ul>



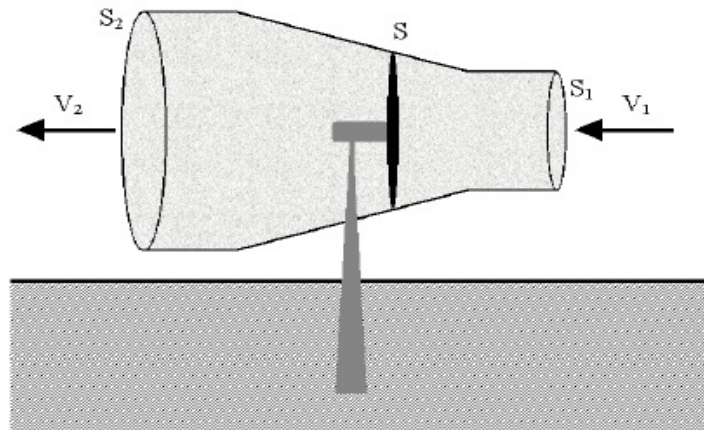


Fig. II.9 : Tube de courant autour d'une éolienne [CAM03]

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne  $V_1$  et la vitesse du vent après passage à travers le rotor  $V_2$  soit  $\frac{V_1+V_2}{2}$ , alors, la masse d'air traversant la surface  $S$  décrite par les pales pendant une seconde est :

$$m = \frac{\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2)}{2} \tag{II-1}$$

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

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

En remplaçant  $m$  par son expression dans (II-1) :

$$P_m = \frac{\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{4} \tag{II-3}$$

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

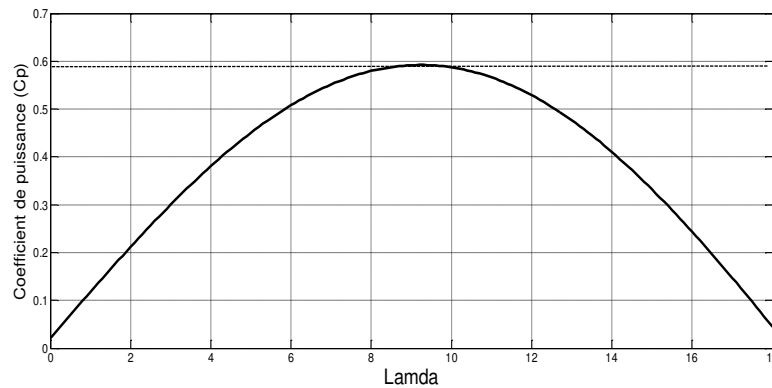
$$P_{mt} = \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} \tag{II-4}$$

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

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \tag{II-5}$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus Fig.II.10, on s'aperçoit que le ratio  $\frac{P_m}{P_{mt}}$  appelé aussi coefficient de puissance  $C_p$  présente un maximum de  $16/27$  soit  $0,59$  [CAM03]. C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la

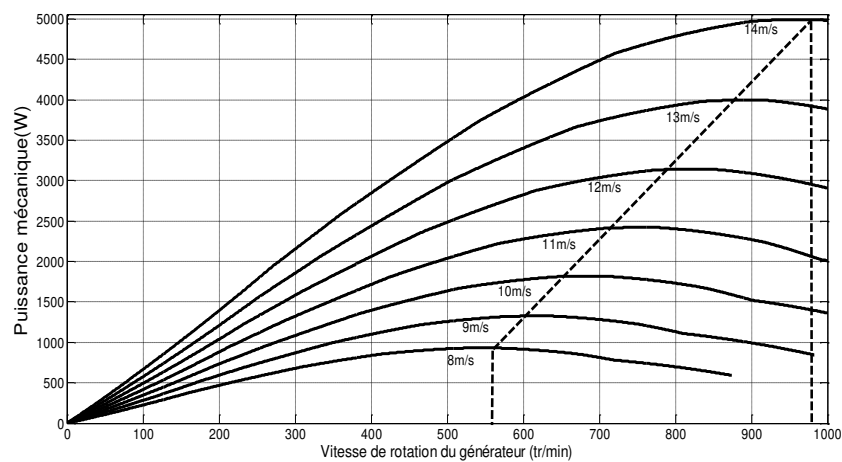
puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative  $\lambda$  représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.



**Fig. II.10 :** Coefficient de puissance

### II.7.1.3. Production optimale d'énergie

Dans un système de production d'énergie par éolienne fonctionnant à vitesse variable, on cherchera systématiquement le régime optimal en exploitant les maximums du réseau de courbes de la Fig. II.11.



**Fig. II.11 :** Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné

Ce qui signifie que pour un régime de fonctionnement donné (vitesse du vent fixe) on souhaite que la puissance fournie soit maximale ce qui correspond à une valeur de  $\lambda$  donnée appelée  $\Omega_{opt}$ .

## II.7.2. Conversion d'énergie mécanique en énergie électrique

En fonction de la puissance d'éolienne et de l'utilisation souhaitée pour l'énergie produite, on rencontre dans la littérature de nombreuses chaînes de conversion. Elle permettent soit l'exploitation directe de l'énergie, soit le passage par un étage continu et éventuellement un stockage. On peut distinguer deux constructions différentes de la conversion selon que l'on utilise, ou pas, un multiplicateur de vitesse.

### II.7.2.1. Machine synchrone

C'est ce type de machine qui est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux de très grande puissance (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien, ceux de 500 kW à 2 MW sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille. De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur-réseau, les fluctuations du couple capté par l'aéroturbine se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau. Elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance.

Certaines variantes des machines synchrones peuvent fonctionner à de faibles vitesses de rotation et donc être directement couplées à l'aéroturbine. Elles permettent ainsi de se passer du multiplicateur, élément présent sur la plupart des aérogénérateurs et demandant un important travail de maintenance.

### II.7.2.2. Machine asynchrone

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Dans les aérogénérateurs de dimensions conséquentes (grandes puissances et rayon de pales important), la vitesse de rotation est peu élevée. Or, il n'est pas envisageable de concevoir une génératrice asynchrone lente avec un rendement correct. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse.

L'introduction de convertisseurs de puissance entre la machine de découpler la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine.



### II.7.2.3. Machine asynchrone à double alimentation

Plusieurs technologies de machines asynchrones à double alimentations ainsi que plusieurs dispositifs d'alimentation sont envisageables. On y distingue les classes suivantes : [ELA a 04], [POI03].

#### II.7.2.3.1. Machines à double stators

Pour cette machine, elle est munie de deux bobinages statorique distingué la Fig. II.12

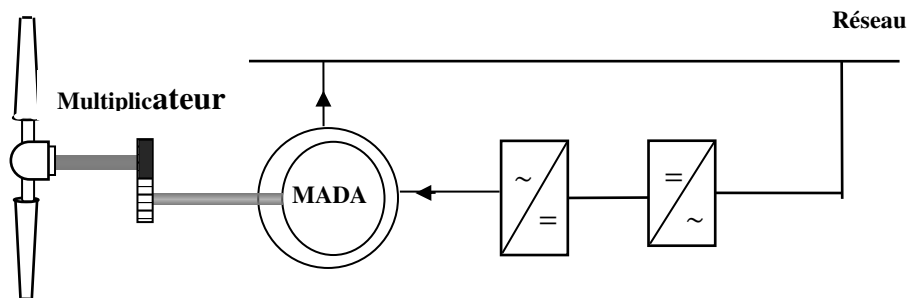


Fig. II.12 : Machine asynchrone à double bobinages statorique

La génératrice est directement connectée au réseau à travers un bobinage statorique qui constitue le support principal de transmission de l'énergie générée. On peut contrôler la vitesse de la génératrice autour d'un point de fonctionnement en agissant sur les tensions appliquées au second bobinage statorique qui sera appelé enroulement d'excitation. Cet enroulement possède un autre nombre de pair de pôles que celui du premier bobinage. Il est connecté à des convertisseurs d'électronique de puissance qui sont dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la turbine, le coût s'en trouve réduit. Il a été vérifié que cette structure génère des puissances fluctuantes sur le réseau [ELA a 04].

#### II.7.2.3.2. Double alimentation par le stator et le rotor

La Fig.II.13 montre le schéma de principe d'une machine asynchrone à rotor bobiné pilotée par le rotor.

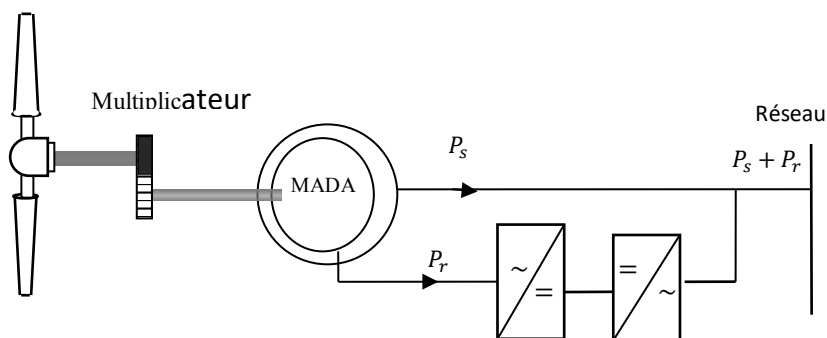


Fig. II.13 : Schéma de principe d'une machine asynchrone pilotée par le rotor

En négligeant toutes les pertes, on peut expliquer son principe de fonctionnement. En prenant en compte cette hypothèse, la puissance  $P$  est fournie au stator et traverse l'entrefer une partie de cette puissance fournie,  $(1 - g) \cdot P$  est retrouvée sous forme de puissance mécanique ; le reste,  $g \cdot P$  sort par les balais sous forme de grandeur alternatives de fréquence  $g \cdot f$ . Ces grandeurs, de fréquence variable, sont transformées en énergie ayant la même fréquence que le réseau électrique, au quelle est renvoyée, par l'intermédiaire du deuxième convertisseur, donc le réseau reçoit  $(1 + g) \cdot P$ .

## II.8. Synthèse des différentes éoliennes

Le tableau II.2 résume les principaux avantages et inconvénients entre différentes éoliennes :

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
MAS Vitesse fixe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Machine robuste</li> <li>• Faible coût</li> <li>• Pas d'électronique de puissance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puissance extraite non optimisée</li> <li>• Maintenance boîte de vitesse</li> <li>• Pas de contrôle de l'énergie réactive</li> </ul>
MADA Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puissance extraite optimisée</li> <li>• Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale</li> <li>• Fonctionnement à vitesse variable (<math>\pm 30\%</math> de la vitesse nominale).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maintenance de boîte de vitesse</li> <li>• Contrôle-commande complexe</li> <li>• Oscillations mécaniques.</li> </ul>
MSAP Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puissance extraite optimisée</li> <li>• Connexion de la machine facile à gérer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prix de l'électronique de puissance</li> <li>• Machine spécifique</li> </ul>
MS à vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens ;</li> <li>• Absence de boîte de vitesse ;</li> <li>• Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Machine spécifique ;</li> <li>• Prix de l'électronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale ;</li> <li>• Grand diamètre de la machine.</li> </ul>

## II.9. Comparaison entre les différentes variantes de la machine à double alimentation

Le tableau II.3 donne une brève classification et comparaison des différentes variantes de la machine à double alimentation les plus attractives dans littérature.

Type de la machine à double alimentation	Construction de machine	Convertisseur de puissance	Méthode de commande
Machine à rotor bobiné	Etablie	Dépend de la vitesse opérationnelle	Orientation du flux statorique avec le découplage entre la puissance active et réactive
Machine en cascade asynchrone	Difficile	Comme la machine à rotor bobiné	Orientation du flux statorique avec le découplage entre la puissance active et réactive
Machine sans balais	Spécial, prototypes disponibles et toujours en recherche	Comme la machine à rotor bobiné	Orientation du flux rotorique et orientation simplifiée du flux rotorique comme la machine à rotor bobiné
Machine à réluctance variable	Spécial, prototypes disponible et toujours en recherche	Comme la machine à rotor bobiné	comme la machine à rotor bobiné

## II.10. Nécessité de stockage

On a vu précédemment que le stockage d'énergie permettrait d'obtenir un service réseau appréciable. Il y a deux types de stockage à envisager : d'une part le stockage à court terme permettant de faire face aux bourrasques (tempête) de vent et aux turbulences, et d'autre part le stockage de longue durée qui permettrait de restituer l'énergie lorsqu'il n'y a plus de vent [BOY06][MOU14].

### II.10.1. Stockage à court terme

Généralement dans l'inertie de l'hélice ou avec des accumulateurs cinétiques au pied de l'éolienne. Ces accumulateurs sont constitués de volants d'inerties entraînés par des

machines asynchrones. On trouve aussi du stockage sous forme électrochimique dans des surcapacités. Ce stockage permet de lisser les fluctuations de puissance du vent.

### **I.10.2. Stockage à long terme**

Plusieurs solutions sont envisagées, notamment les batteries d'accumulateurs chimiques, l'air comprimé, la production d'hydrogène par électrolyse et la restitution avec une pile à combustible. Ce stockage permet de compenser les périodes où le vent est insuffisant et contribue ainsi à maintenir constante la puissance fournie au réseau.

Ce stockage d'énergie associé à une gestion adéquate permettrait de garantir une production constante tout au long de l'année pour les parcs éoliens. Ceci faciliterait leur insertion dans les réseaux et soulagerait les gestionnaires des réseaux.

## **II.11. Qualité de l'énergie électrique produite par l'éolienne**

Les aérogénérateurs sont actionnés par des forces de pression dynamique du vent, qui sont variables. De ce fait, lors de leur connexion au réseau électrique, ils constituent une charge fluctuante qui peut conduire à des variations de tensions responsables des phénomènes de flicker et harmoniques et aussi à des variations de la puissance réactive. A ces problèmes dus aux variations aléatoires de la source éolienne, viennent se rajouter les problèmes liés aux incidents inattendus tels que les creux de tension ainsi que les coupures brèves.

### **II.11.1. Variation de la fréquence**

La fréquence doit être maintenue autour de la valeur nominale de 50 Hz, quelles que soient les variations de consommation ou de production. En effet, d'une part, une fréquence volante sans cesse rendrait l'électricité inutilisable pour de multiples usages. D'autre part, la plupart des composants du système électrique sont conçus pour fonctionner dans une plage de fréquence donnée, en dehors de laquelle des dysfonctionnements graves de matériels peuvent apparaître.

### **II.11.2. Les variations de tension**

Les variations lentes naissent dès la mise sous tension du transformateur assurant la connexion du système éolien au réseau. Ce qui peut se produire aussi lors de variation de la puissance produite par le système éolien. Il en résulte des fluctuations de tension dans le circuit. Ce phénomène reste acceptable lorsqu'il est ponctuel et devient gênant lorsqu'il est fréquent par le fait qu'il provoque un papillotement

Le terme Flicker (ou papillotement) est utilisé pour désigner les variations rapides de puissance qui apparaissent dans le réseau électrique et risquent de provoquer des effets néfastes sur les équipements électriques tel que le scintillement des ampoules d'éclairage domestique. Les phénomènes de Flicker engendrés par les fermes éoliennes sont dus aux causes suivantes [SAH14] :

- L'ombre du mât dans le cas des éoliennes 'sous le vent' Le mât affecte la puissance de l'éolienne par une diminution de la tension chaque fois qu'une pale passe devant le mât. La fréquence de variation correspondante est égale à 2 ou 3 fois la fréquence de rotation selon le nombre de pales (2 ou 3) ;
- L'effet de la couche limite terrestre qui provoque un cisaillement du profil du vent et par conséquent affecte aussi la puissance produite par le système ;
- Les variations brusques des rafales de vent qui perturbent le bon fonctionnement de la turbine et perturbent des variations brusques de la puissance produite.

### II.11.3. La puissance réactive

Lors du raccordement d'une installation de production éolienne à un réseau électrique, il faut tenir compte du fait que selon sa puissance, l'installation doit produire ou absorber une puissance réactive. A cet effet, deux catégories de méthodes de compensation se présentent selon le type de la génératrice de l'éolienne.

- Éoliennes à vitesse fixe et machine asynchrone à cage : Cette catégorie d'éoliennes n'a pas la capacité de participer au réglage de tension. Ainsi, dans les réseaux contenant ce type de machines, le réglage doit se faire à l'aide d'éléments de compensation de puissance réactive. Des critères dictés par la norme européenne sont alors imposée (voir le Tableau ci-dessous) :

**Tableau II.4** : Des critères dictés par les normes européennes

Puissance nominale	$P_n < 1\text{MW}$	$1\text{MW} < P_n < 10\text{MW}$	$P_n > 1\text{MW}$
Puissance réactive à fournir	$0.4P_n$	$0.1P_n$	$> 0.6P_n$
Puissance réactive à absorber	0	0	$1.2P_n$

- Éoliennes à machine à double alimentation (MADA) : Pour les éoliennes à MADA, les convertisseurs électroniques associés sont caractérisés par des spécificités qui leur

permettent de fonctionner en régime capacitif ou inductif de façon à fournir ou absorber de la puissance réactive.

#### **II.11.4. Les harmoniques**

Les éoliennes, interfacées au réseau via des convertisseurs électroniques de puissance, génèrent malheureusement des harmoniques. Les convertisseurs équipés en grande majorité de transistors IGBT, génèrent des harmoniques hautes fréquences (plusieurs kHz) mais, ces harmoniques peuvent être assez aisément limités contrairement aux convertisseurs équipés de thyristors générant des harmoniques de basse fréquence et nécessitant des filtres conséquents pour les éliminer [BEL10].

Les limites des harmoniques de courant injecté dans le réseau électrique sont fixées par la norme internationale IEC TR 61000-3-6.

#### **II.11.5. Les creux de tensions et les coupures brèves**

Les creux de tension sont produits par des courts circuits survenant dans le réseau où les installations raccordées, suivi de son rétablissement après une courte durée allant de 0.1-0.2s en HT et de 0.2 s à quelques secondes en MT.

La coupure brève est la perte complète ou la disparition totale de la tension d'alimentation qui peut s'étaler pendant 10ms (une demi période de 50 Hz) jusqu' à 3 s.

### **II.12. Conditions de raccordement des aérogénérateurs au réseau**

Pour le raccordement des aérogénérateurs au réseau les caractéristiques suivantes doivent être définies [SAH14] :

#### **II.12.1. Pour le réseau**

- La puissance de production décentralisée, hors éolienne, déjà raccordée sur le poste concerné ;
- La puissance éolienne déjà raccordée sur le poste concerné ;
- La puissance du plus petit transformateur dans laquelle les éoliennes à raccorder doivent pouvoir fonctionner ;
- Le point de couplage commun  $P_{cc}$  ;
- La puissance de court-circuit à l'endroit du  $P_{cc}$  ;
- L'angle de l'impédance du réseau.

### II.12.2. Pour le système éolien

- La puissance apparente d'une éolienne ;
- Le nombre d'éoliennes à raccorder ;
- Le facteur de puissance minimum ;
- Le coefficient de Flicker en régime continu (variations rapides) ;
- Le coefficient de Flicker des opérations d'enclenchements et déclenchements (variations lentes) ;
- Le coefficient de variation de la tension.

### II.13. Les normes

Les caractéristiques techniques requises et applicables aux aérogénérateurs raccordés au réseau sont spécifiées par les normes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) complétées par des normes allemandes DIN VDE, des normes spécifiques aux équipements et autres protocoles d'exploitation. Les principales normes applicables sont :

- DS/EN 50160 'Caractéristique de la tension fournie par les réseaux publiques de distribution'.
- IEC 60038 : Cette norme spécifie les plages de tensions normalisées.
- Normes internationales sur la limitation des harmoniques sur le réseau HT et MT (IEC TR 61000-3-6 : EMC limites).
- Normes internationales sur la limitation des variations de tension sur les réseaux HT et MT (IEC TR 61000-3-7 : EMC-limites).
- Normes internationales de limitation du Flicker (CEI 61000-4-15).
- Norme VDE DIN 0126 : pour les onduleurs permettant le déclenchement de l'équipement en cas de défaut ou de pertes de réseau.
- Norme IEC 61400-1 et 2 Spécifications techniques des aérogénérateurs (grandes et petites puissances).

## II. 14. Solutions pour la dépollution harmonique

Pour faire face aux problèmes de la pollution harmonique, plusieurs solutions ont été proposées et développées.

### II.14.1. Filtrage passif

Le filtrage passif consiste à placer en parallèle sur le réseau une impédance de valeur très faible autour de la fréquence à filtrer et suffisamment importante à la fréquence

fondamentale du réseau. Parmi les dispositifs de filtrage les plus répandus, on distingue le filtre passif résonnant et le filtre passif amorti ou passe-haut. Le filtre résonnant est un filtre très sélectif. Il peut se connecter en parallèle avec d'autres filtres résonnants. Le filtre passe-haut compense les harmoniques supérieurs ou égaux à sa fréquence propre. Il peut se connecter en parallèle avec d'autres filtres résonnants.

Ces dispositifs électriques sont utilisés pour empêcher les courants harmoniques de se propager dans les réseaux électriques. Ils peuvent aussi être utilisés pour compenser la puissance réactive.

Malgré leur large utilisation dans l'industrie, ces dispositifs peuvent présenter beaucoup d'inconvénients :

- Manque de souplesse à s'adapter aux variations du réseau de la charge ;
- Equipements volumineux ;
- Problèmes de résonance avec l'impédance du réseau.

### **II.14.2. Filtrage actif**

Les filtres actifs sont des convertisseurs d'électronique de puissance (onduleur) associés à un dispositif de contrôle adapté. Ils sont assimilables à des sources de courant ou de tension qui éliminent directement les perturbations harmoniques en injectant sur le réseau des courants ou des tensions en opposition par rapport aux perturbations existantes.

#### **II.14.2.1. Filtres actif parallèle (FAP)**

Le filtre actif connecté en parallèle sur le réseau, comme le montre la figure (II.14), est le plus souvent commandé comme un générateur de courant. Il injecte dans le réseau des courants perturbateurs égaux à ceux absorbés par la charge polluante, mais en opposition de phase avec ceux-ci. Le courant côté réseau est alors sinusoïdal. Ainsi l'objectif du filtre actif parallèle (FAP) consiste à empêcher les courants perturbateurs, produits par des charges polluantes, de circuler à travers l'impédance du réseau, située en amont du point de connexion du filtre actif [ALA02].



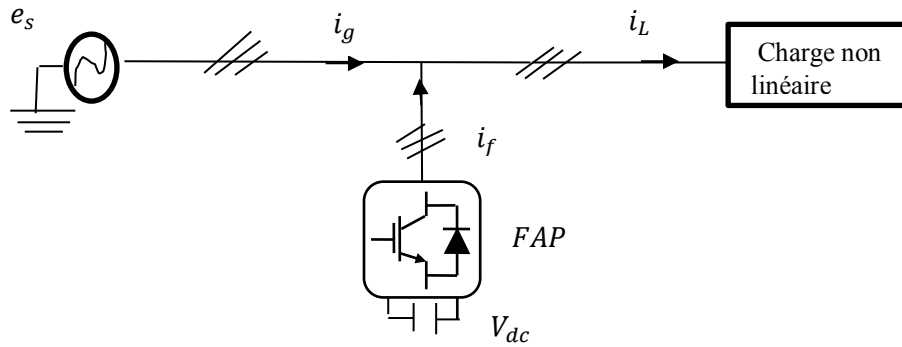


Fig. II.14 : Filtrage actif parallèle

### II.14.2.2. Filtre actif série

Le filtre actif série est connecté en série avec l'alimentation par l'intermédiaire d'un transformateur d'adaptation, de sorte qu'il est applicable à la compensation des harmoniques d'un redresseur à diodes de grande capacité avec un condensateur de liaison à courant continu. [NEK14]. L'approche est basée sur le principe d'isolement harmonique en contrôlant la tension de sortie du filtre actif série [ABD05]. Ceci est obtenu par l'injection de tensions harmoniques ( $v_c$ ) à travers le transformateur d'interface.

Les tensions injectées harmoniques sont ajoutées / soustraites, à/de la tension de source afin de maintenir une forme d'onde de tension sinusoïdale pure à travers la charge non linéaire. Il est commandé de telle sorte qu'il présente une impédance nulle pour la composante fondamentale, mais apparaît comme une résistance à haute impédance pour les fréquences de composante harmoniques.

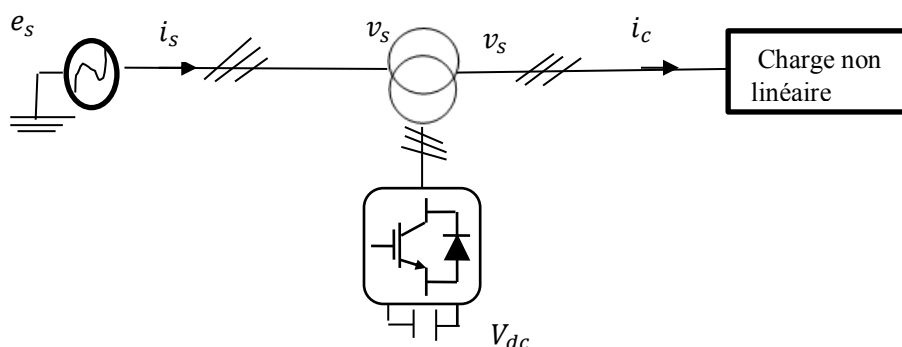


Fig. II.15 : Filtre actif série

### II.14.2.3. Filtre actif universelle (UPQC)

Elle est appelée UPQC (Unified Power Quality Conditioner), elle résulte de l'association des deux filtres actifs parallèle et série. Le but principal du filtre actif série est d'isoler les

harmoniques entre un système de sous-transmission et un système de distribution. En outre, le filtre actif série a la capacité de compenser le déséquilibre de tension, ainsi que la régulation de tension et la compensation des harmoniques.

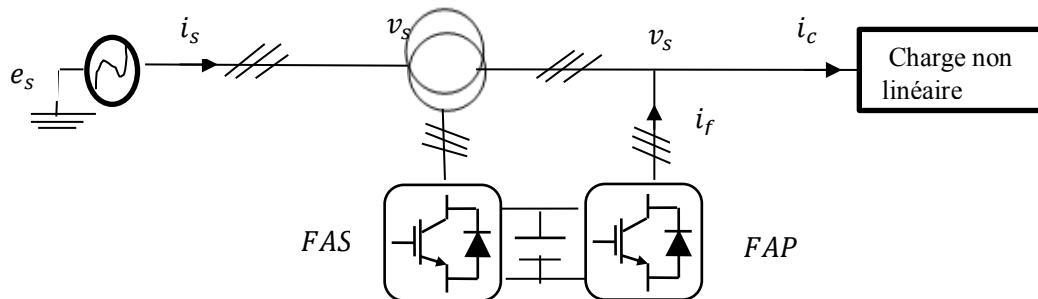


Fig. II.16 : Filtre actif universelle

Le but principal du filtre actif parallèle est d'absorber les harmoniques de courant, pour compenser la puissance réactive et le courant inverse, et de régler la tension continue intermédiaire entre les deux filtres actifs [ALA02]. Le filtre actif universel présente de bonnes performances, cependant son coût est élevé et sa commande est complexe. Du fait qu'il y a beaucoup de semi-conducteurs impliqués [SAL07].

Tableau.II.5 : Avantages et inconvénients de filtre actif

Avantages	inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il peut compenser plusieurs rangs harmoniques</li> <li>• Il s'adapte automatiquement à l'évolution des charges et du réseau.</li> <li>• Il est insensible à la variation des caractéristiques du réseau.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le filtrage actif n'est possible que dans le cas des réseaux de faible puissance.</li> <li>• Il permet la compensation de l'énergie réactive, mais à un coût très élevé par rapport au filtrage passif.</li> <li>• Son coût est beaucoup plus élevé que celui du filtre passif.</li> </ul>

### II.14.3. Filtre hybride

Afin de réduire le dimensionnement et par conséquent le prix des filtres actifs, l'association de filtres actifs à des filtres passifs peut être une solution. Dans ce cas on connectera en parallèle ou en série des filtres passifs pour compenser les harmoniques prépondérants. Ainsi, les filtres passifs éliminent les harmoniques en basses fréquences, ce

qui permet de réduire le dimensionnement du filtre actifs qui ne compense que le reste des perturbations. En conséquence, le filtre hybride est plus petit que pour un filtre actif et la réponse est bien meilleure qu'avec des filtres passifs seuls [DAV07]. Cette structure permet d'améliorer les caractéristiques de compensation des filtres passifs et de réaliser ainsi une réduction de la valeur nominale du filtre actif. Souvent le filtre passif est formé par deux filtres réglés aux fréquences des harmoniques 5 et 7 et un filtre passe haut réglé autour de la fréquence de l'harmonique 11. Ainsi dans ce cas, le filtre actif permet d'éviter des résonances entre les éléments passifs et le réseau [BEL10].

### **II. 14.3.1. Association d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif parallèle**

Dans cette topologie, le filtre actif est connecté en parallèle avec le filtre passif. Tous les deux sont également en parallèle avec la charge. Le filtre actif parallèle sert à compenser les courants harmoniques de basses fréquences émis par la charge polluante, alors que le filtre passif accordé sur une fréquence harmonique élevée, permet de compenser les harmoniques de hautes fréquences.

### **II. 14.3.2. Association d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif série**

Dans cette configuration, les deux filtres actif et passif sont directement connectés en série, sans l'intermédiaire d'un transformateur.

## **II.15. Conclusion**

Dans la première partie de ce chapitre nous avons présenté un état de l'art des systèmes de conversion éolienne où nous avons présenté d'une façon générale, les différents types des éoliennes existantes: les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal. Ensuite, nous avons présenté les deux technologies des éoliennes à savoir les éoliennes à vitesse fixe et celles à vitesse variable. Nous avons aussi abordé les différentes structures des chaînes éoliennes à base de GADA en signalant les avantages et les inconvénients de chacune de ces structures. La dernière partie de ce chapitre présente un autre domaine de recherche concerne les dispositifs de stockage qui permettent de lisser les variations de puissance, en mettant au point des structures de machines et des commandes admettant d'offrir toujours plus de services au gestionnaire du réseau. Nous allons, dans notre étude, nous intéresser à ces différents aspects en modélisant une éolienne comprenant une unité de stockage inertiel afin de voir la faisabilité et l'intérêt que cela présente.

Le chapitre suivant sera consacré à l'étude et la modélisation du système de conversion éolien.

# Chapitre III

## **Modélisation et Commande du Système de Conversion Eolien**

### III.1. Introduction

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation et à la commande du système de conversion éolienne basé sur une machine asynchrone à double alimentation (MADA). Dans un premier temps, on a modélisé chaque élément de ce système de conversion éolienne, tels que la turbine éolienne et ses parties mécaniques et ensuite la machine asynchrone à double alimentation en mode générateur. Ensuite, on a appliqué la commande vectorielle de la puissance active et réactive statorique du générateur asynchrone à double alimentation (GADA) qui est entraîné par une turbine éolienne commandée par la stratégie MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) pour extraire le maximum de la puissance produite par ce générateur. Le modèle mathématique élaboré est implanté dans le logiciel MATLAB/ SIMULINK. L'interface de raccordement au réseau électrique constituée d'un bus continu, d'un convertisseur MLI et d'un filtre RL.

### III.2. Modélisation Globale de la Chaîne de Conversion de l'Eolienne basée sur une MADA

Dans cette partie, on modélise la chaîne de conversion éolienne directement connectée au réseau de distribution à travers le stator, et alimentée par le rotor au moyen de convertisseur de puissance fonctionnant en MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion), (figure III.1).

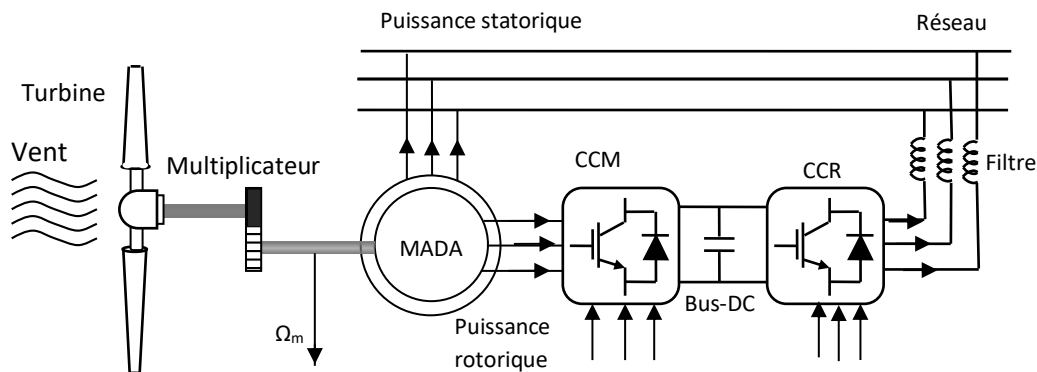


Fig. III.1 : Système de conversion éolienne à base de la MADA

#### III.2.1. Modélisation de la turbine éolienne

Le modèle de la turbine éolienne doit représenter l'ensemble des éléments du système aérogénérateur éolien (figure III.2). Les éoliennes installées sont généralement constituées de trois pales qui pivotent sur leur axe d'un angle  $\beta$ , contrôlé par un système électromagnétique.

Considérons une turbine éolienne munie de pales de longueur  $R$  entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain  $G$ .

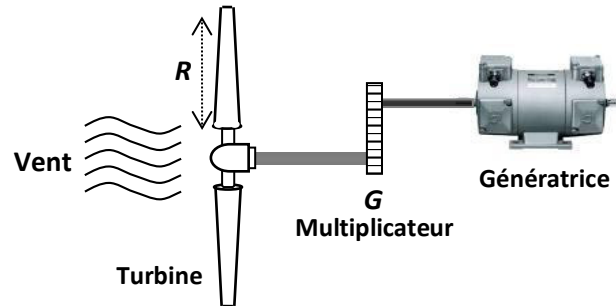


Fig. III.2 : Turbine éolienne

### III.2.1.1. Modèle des pales

La puissance du vent ou puissance éolienne est définie de la manière suivante [BEL15], [EBR 17] :

$$P_{mt} = \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} \quad (\text{III-1})$$

La puissance mécanique disponible apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors [TAR 10] [POI 03], [SMI 81], [NAZ 17] :

$$P_m = C_p \cdot P_{mt} = \frac{C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3}{2} \quad (\text{III-2})$$

Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine} \cdot R}{V_1} \quad (\text{III-3})$$

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple mécanique est donc directement déterminé par :

$$C_{mec} = \frac{P_m}{\Omega_{turbine}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (\text{III-4})$$

Pour la turbine utilisée dans cette étude, le coefficient de puissance est approché par la formule suivante [MOU 13]

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 \cdot \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4 \cdot \beta - 5 \right) \exp\left(\frac{-21}{\lambda_i}\right) + 0.0068 \quad (\text{III-5})$$

La figure (III.3.) montre le tracé de cette courbe pour des valeurs de  $\lambda$

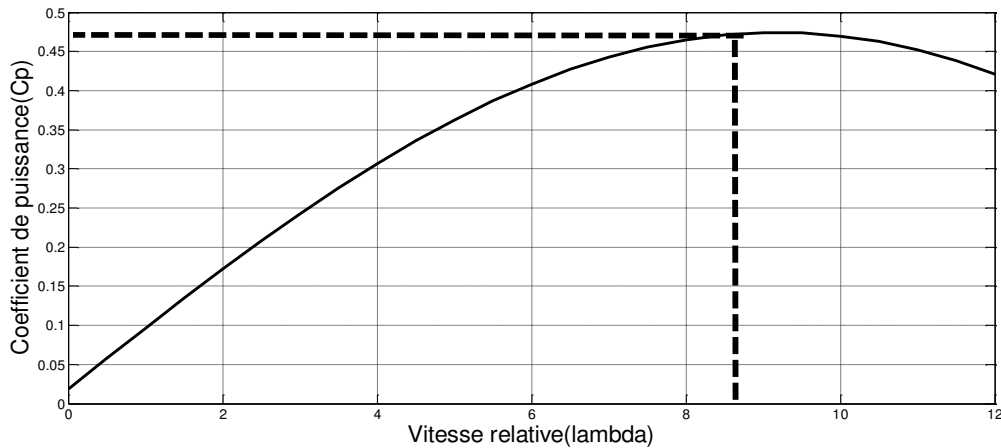


Fig. III.3 : Courbe  $C_p = f(\lambda)$  utilisée dans notre modèle

### III.2.1. 2. Modèle du multiplicateur de vitesse

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice Fig. III.2. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$C_g = \frac{C_{mec}}{G} \quad (III-6)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (III-7)$$

### III.2.1.3. Modélisation de l'arbre mécanique

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie  $J$  turbine et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique propose considère l'inertie totale  $J$  constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice.

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (III-8)$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée par cet axe. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total ( $C_{mec}$ ) appliqué au rotor

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (III-9)$$

Où  $J$  est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice. Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique  $C_{em}$  produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux  $C_{vis}$ , et le couple issu du multiplicateur  $C_g$  :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \tag{III-10}$$

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux  $f$

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \tag{III-11}$$

La Fig. III.4. montre le schéma bloc du modèle de la turbine.

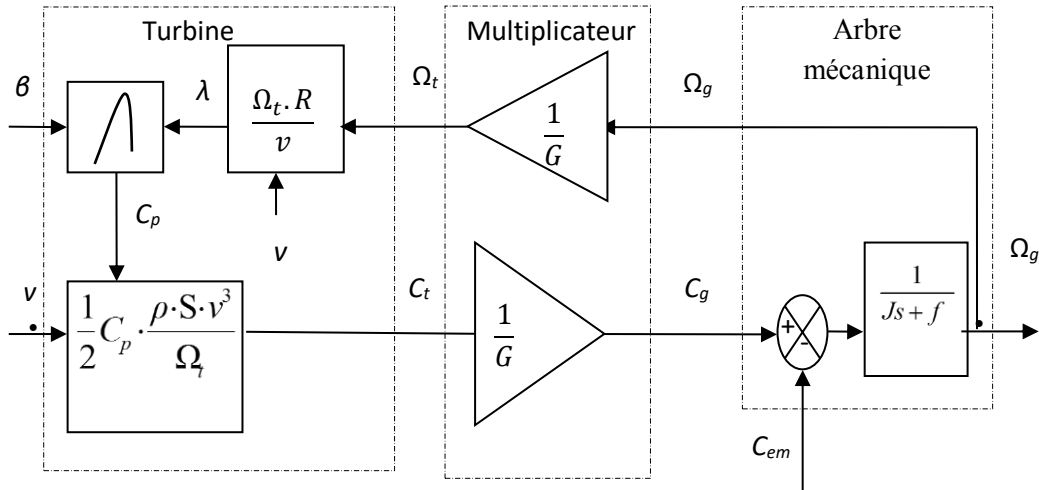


Fig. III.4 : Schéma bloc du modèle de la turbine

### III.2.2. Stratégie de commande de la turbine éolienne

#### III.2.2.1. Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne

La variation de la puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent est illustrée sur la Fig. III.5.

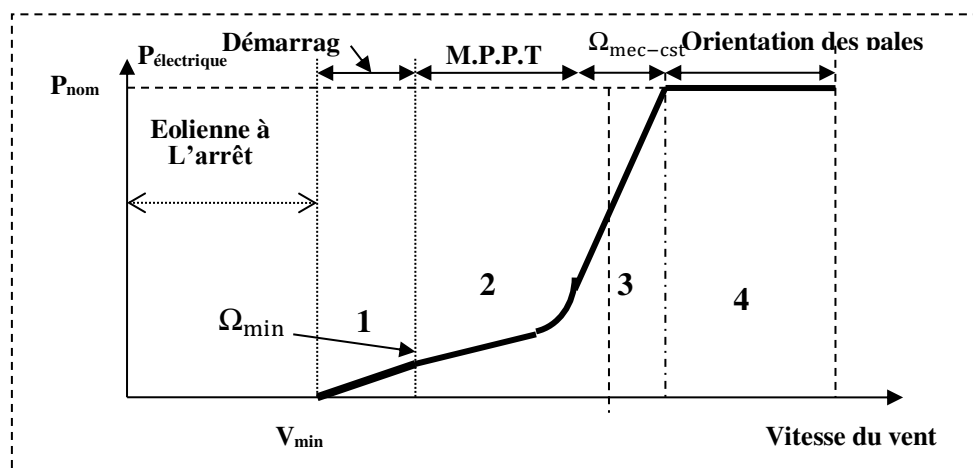


Fig. III.5 : Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable

Quatre zones principales de fonctionnement pour une éolienne à vitesse variable basée sur une MADA peuvent être distinguées :



**Zone 1 (Démarrage)** : C'est la zone de démarrage de la machine, elle commence lorsque la vitesse mécanique est supérieure à une certaine vitesse [ELA a].

**Zone 2 (M.P.P.T.)** : A partir d'une certaine vitesse du générateur seuil (correspondant à un glissement de 30%, un algorithme de commande permettant l'extraction du maximum de puissance du vent (MPPT) est appliqué. On maintient l'angle de calage à sa valeur minimale qui correspond au maximum du coefficient de puissance.

**Zone 3 ( $\Omega_{MADA}$  constante et maximale)** : La vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation. Dans cette zone la puissance de la génératrice atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominale.

**Zone 4 ( $\Omega_{MADA}$  constante maximale & Puissance maximale atteinte)** : arrivée à la puissance nominale, la vitesse doit être limitée, c'est la phase où intervient la limitation de vitesse par orientation des pales (angle de calage).

### III.2.2.2. Système de contrôle de l'aéro-turbine

Le caractère aléatoire du vent pose le problème de la régulation de l'énergie fournie aux consommateurs par les aérogénérateurs. L'optimisation de la puissance dans la charge, ou le réseau récepteur, peut s'effectuer par des commandes sur la turbine, soit sur le générateur électrique lui-même et/ou sur les paramètres de commande du convertisseur électronique de puissance. Si la vitesse de rotation de l'éolienne est en permanence adaptée à la vitesse du vent, le lieu des points de fonctionnement à puissance maximale décrit la courbe de puissance de la zone II.

L'objectif de la commande dans cette zone est de suivre la courbe de puissance maximale entre la vitesse du vent au démarrage et la vitesse du vent nominale, avec laquelle la vitesse de rotation est maximale et la puissance extraite est nominale qui correspond à un couple  $C_p$  maximal, l'angle de calage des pales  $\beta$  est maintenu constant. Pour l'éolienne utilisée dans notre travail, la valeur maximale de  $C_p$  ( $c_{pmax}=0.48$ ) est atteinte pour  $\beta=0$  et  $\lambda = 8.1$ . Cette valeur particulière de  $\lambda$  est définie comme étant la valeur nominale  $\lambda_{nom}$ .

Les éoliennes utilisées pour la production d'électricité doivent permettre de produire un maximum de puissance en exploitant au mieux l'énergie disponible dans le vent. C'est pour cela que de nombreux systèmes de commande de l'éolienne agissant au niveau de la partie mécanique par l'intermédiaire de l'angle de calage des pales ou électrique par la commande de la machine électrique via l'électronique de puissance, sont développés pour maximiser la conversion d'énergie [GHE11], [BEL e 11], [MOU b 13].

### III.2.2.3. Méthodes de recherche du point maximum de la puissance

Actuellement, les stratégies adoptées visent à extraire le maximum de puissance du vent [BELe11]. Cette puissance est extraire lorsque la turbine fonctionne au coefficient de puissance maximale. La recherche du maximum se fait en permanence et l'éolienne s'adapte donc à chaque variation du vent pour être dans une configuration d'extraction maximale de puissance [RAM00] [GHE11]. Dans notre travail, nous représentons deux stratégies de maximisation de la puissance :

- Stratégie de maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse ;
- Stratégie de maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse.

#### III.2.2.3.1. Stratégie de maximisation de la puissance avec asservissement

##### III.2.2.3.1.1. Réglage de la vitesse par régulateur de type classique PI

Cette structure de commande consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence, le couple électromagnétique de référence  $C_{em-ref}$  permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence  $\Omega_{ref}$  est obtenu par une relation inverse indirecte :

$$C_{em-ref} = Reg. (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (III-12)$$

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

$$\Omega_{ref} = G. \Omega_{turbine-ref} \quad (III-13)$$

La référence de la vitesse de la turbine permettant d'obtenir une valeur maximale du couple, le coefficient de puissance  $C_{pmax}$  est obtenue à partir de l'équation suivante :

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{\lambda_{opt}.v}{R} \quad (III-14)$$

Le schéma bloc de cette stratégie est donné par la Fig. III.6

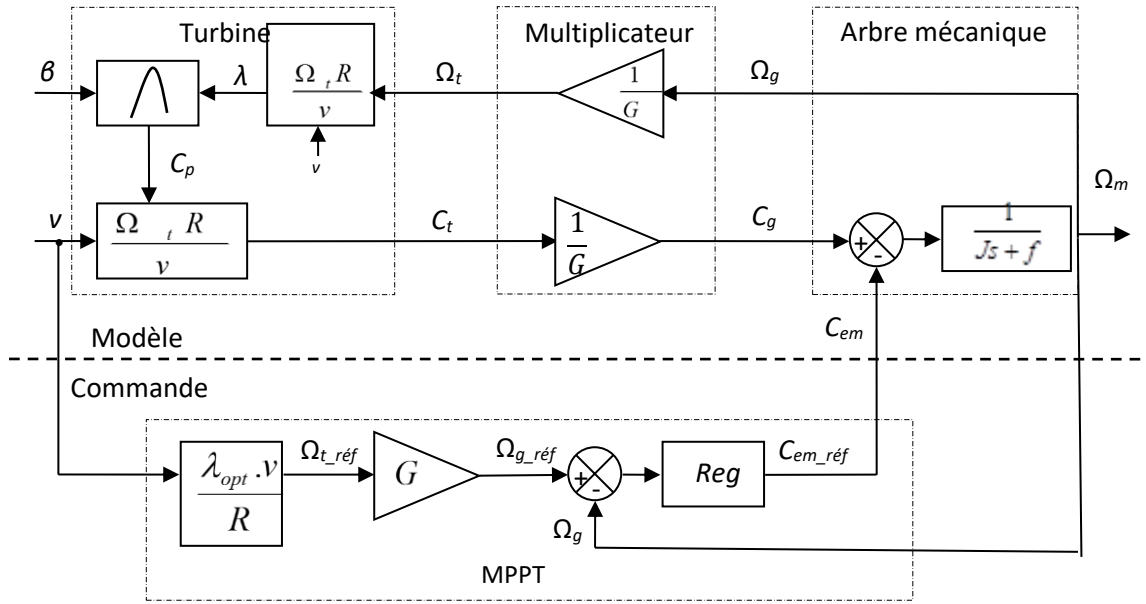


Fig. III.6 : Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse mécanique.

### III.2.2.3.1.2. Réglage de vitesse par régulateur mode de glissant d'ordre 1(SMC)

La conception du régulateur mode glissant se fait en trois étapes : [MOU14]

#### III.2.2.3.1.2.1. Choix de la surface

La surface de régulation de la vitesse dont le degré relatif  $r=1$  a la forme suivante

$$s_{\Omega} = \Omega_{g-ref} - \Omega_g \tag{III-15}$$

La dérivée de la surface est donnée par :

$$\dot{s}_{\Omega} = \dot{\Omega}_{g-ref} - \dot{\Omega}_g \tag{III-16}$$

En substituant l'équation mécanique de la machine dans (III-16), la dérivée de la surface devient

$$\dot{s}_{\Omega} = \dot{\Omega}_{g-ref} - \left[ \frac{C_{em} - C_r - k_f \Omega}{J} \right] \tag{III-17}$$

Nous décomposons le couple électromagnétique  $C_{em}$  en deux entiers  $C_{em-eq}$  et  $C_{em-n}$

En remplaçant le couple par les deux entiers dans (III-18), la dérivée de la surface devient :

$$\dot{s}_{\Omega} = \dot{\Omega}_{g-ref} - \left[ \frac{(C_{em-eq} - C_{em-n}) - C_r - k_f \Omega}{J} \right] \tag{III-18}$$

### III.2.2.3.1.2.2. Condition de convergence

Durant le mode de convergence nous avons :

$$(s(\Omega)) \left( s(\dot{\Omega}) \right) \leq 0 \quad (\text{III-19})$$

### III.2.2.3.1.2.2. Calcul de la commande

L'algorithme de commande est défini par la relation suivante :

$$C_{ref} = C_{em-eq} - C_{em-n} \quad (\text{III-20})$$

La forme la plus simple que peut prendre  $C_{em-n}$  est celle d'une fonction saturation :

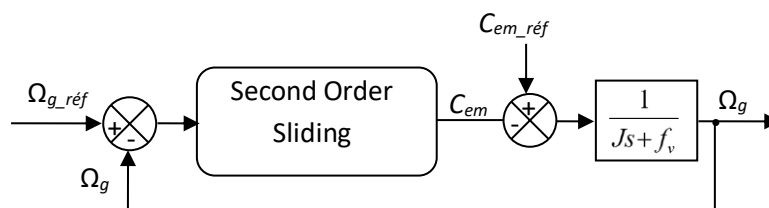
$$C_{em-n} = K_{\Omega} \text{sat}(s_{\Omega}) \quad (\text{III-21})$$

Le choix de  $K_{\Omega}$ , se fait de façon à imposer la valeur désirée à la sortie du régulateur. Donc nous obtenons

$$s_{\Omega} = 0 \Rightarrow \begin{cases} C_{em-n} = K_{\Omega} \cdot \text{sat}(s_{\Omega}) \\ C_{em-eq} = C_r + k_f \cdot \Omega - j \cdot \dot{\Omega}_{ref} \end{cases} \quad (\text{III-22})$$

### III.2.2.3.1.3. Régulateur de vitesse de type mode glissant d'ordre 2 (SOSMC)

La stratégie de commande par mode glissant d'ordre 2, illustrée par la figure (III.7), est basée sur l'algorithme de supertwisting introduit par Levant [LEV07]. Cette stratégie minimise encore plus le phénomène de broutement et ne nécessite qu'un capteur de vitesse pour mesurer la vitesse de rotation de l'éolienne.



**Fig. III.7 :** Schéma de principe du contrôleur à base de mode glissant d'ordre 2

La surface de glissement considérée est définie comme suit :

$$S_{\Omega} = \Omega_{g\_ref} - \Omega_g \quad (\text{III-23})$$

En se basant sur l'algorithme de super-twisting introduit par LEVANT dans [LEV07], on propose la commande suivante :

$$C_{em} = -\alpha \cdot \text{sign}(S_{\Omega}) dt - \beta \cdot |S_{\Omega}|^{0.5} \text{sign}(S_{\Omega}) \quad (\text{III-24})$$

Afin d'assurer la convergence vers zéro de la surface de glissement dans un temps fini, les gains  $\alpha$  et  $\beta$  de la commande proposée peuvent être choisis comme suit [LEV07] [ABD13] :

$$\begin{cases} \alpha > \mu \\ \beta^2 \geq 4\mu \frac{(\alpha + \mu)}{(\alpha - \mu)} \\ \mu > |\dot{G}| \end{cases} \quad (\text{III-25})$$

### III.2.2.3.2. Stratégie de maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

Cette structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas on obtient :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (\text{III-26})$$

Si on néglige l'effet du couple des frottements visqueux, on obtient :

$$C_{em} = C_g \quad (\text{III-27})$$

A partir de la mesure de la vitesse mécanique et de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent, on obtient :

$$C_{aer} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \frac{1}{\Omega_{turbine-estim}} v_{estim}^3 \quad (\text{III-28})$$

$$v_{estim} = \frac{\Omega_{turbine-estim} \cdot R}{\lambda} \quad (\text{III-29})$$

On fixe le ratio de vitesse à la valeur  $C_{pmax}$ , qui correspond au maximum du coefficient de puissance  $C_{pmax}$  et, en regroupant les équations précédentes, on aura l'expression du couple de référence proportionnelle au carré de la vitesse de la génératrice.

$$C_{em-ref} = \frac{C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \Omega_{mec}^2}{\lambda^3 \cdot C_{pmax} \cdot 2 \cdot G^3} \quad (\text{III-30})$$

La Fig. III.8. Représente le schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.

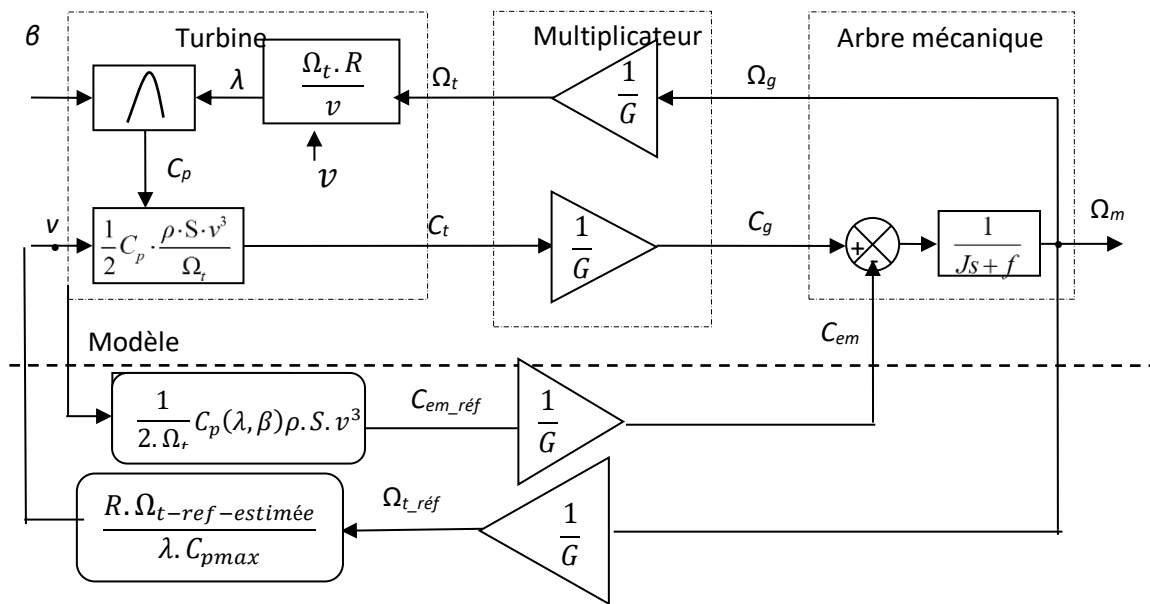


Fig. III.8 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse

### III.2.2.4. Résultats de simulation

Nous présenterons dans cette section les résultats de simulation du système éolien avec la stratégie de contrôle MPPT étudiée précédemment. L'ensemble du système éolien et sa commande ont été simulés en utilisant le logiciel MATLAB/SIMULINK, en considérant une éolienne de 20 KW. L'éolienne a été soumise au vent dont son profil temporel est donné de façon déterministe (figure III.9).

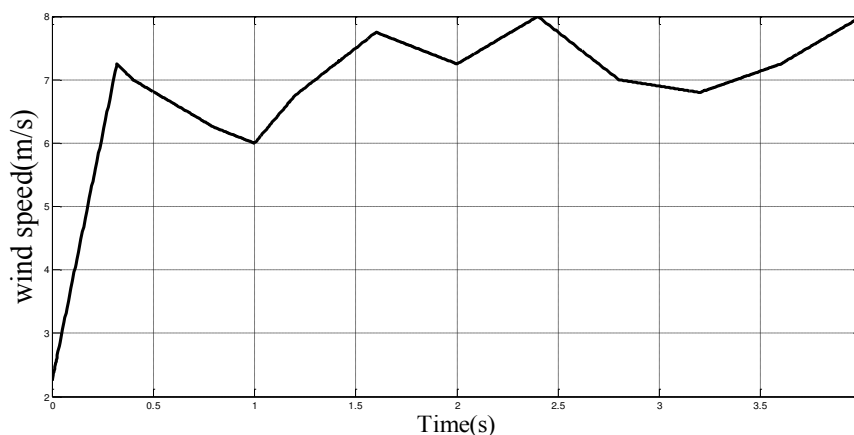


Fig. III.9 : Profil du vent appliqué

Pour la stratégie MPPT appliquée à notre système, l'asservissement de vitesse est réalisé à l'aide de trois types de régulateurs (PI et mode glissant d'ordre 1, mode glissant d'ordre 2)

Les résultats de simulation pour les trois types des régulateurs inhérents sont montrés respectivement sur la figure (III.10) ces résultats montrent qu'un meilleur contrôle en boucle fermée de la vitesse est obtenu en régime transitoire et en régime permanent.

Ce contrôle est très dynamique et la puissance aérodynamique obtenue en régime transitoire est donc plus importante. Le coefficient de puissance et le rapport de vitesse sont ajustés à leurs valeurs optimales. Les résultats obtenus montrent les meilleures performances statiques et dynamiques, meilleurs poursuite de la consigne contrôlée (vitesse) et un temps de réponse souhaitable offertes par les trois régulateurs.

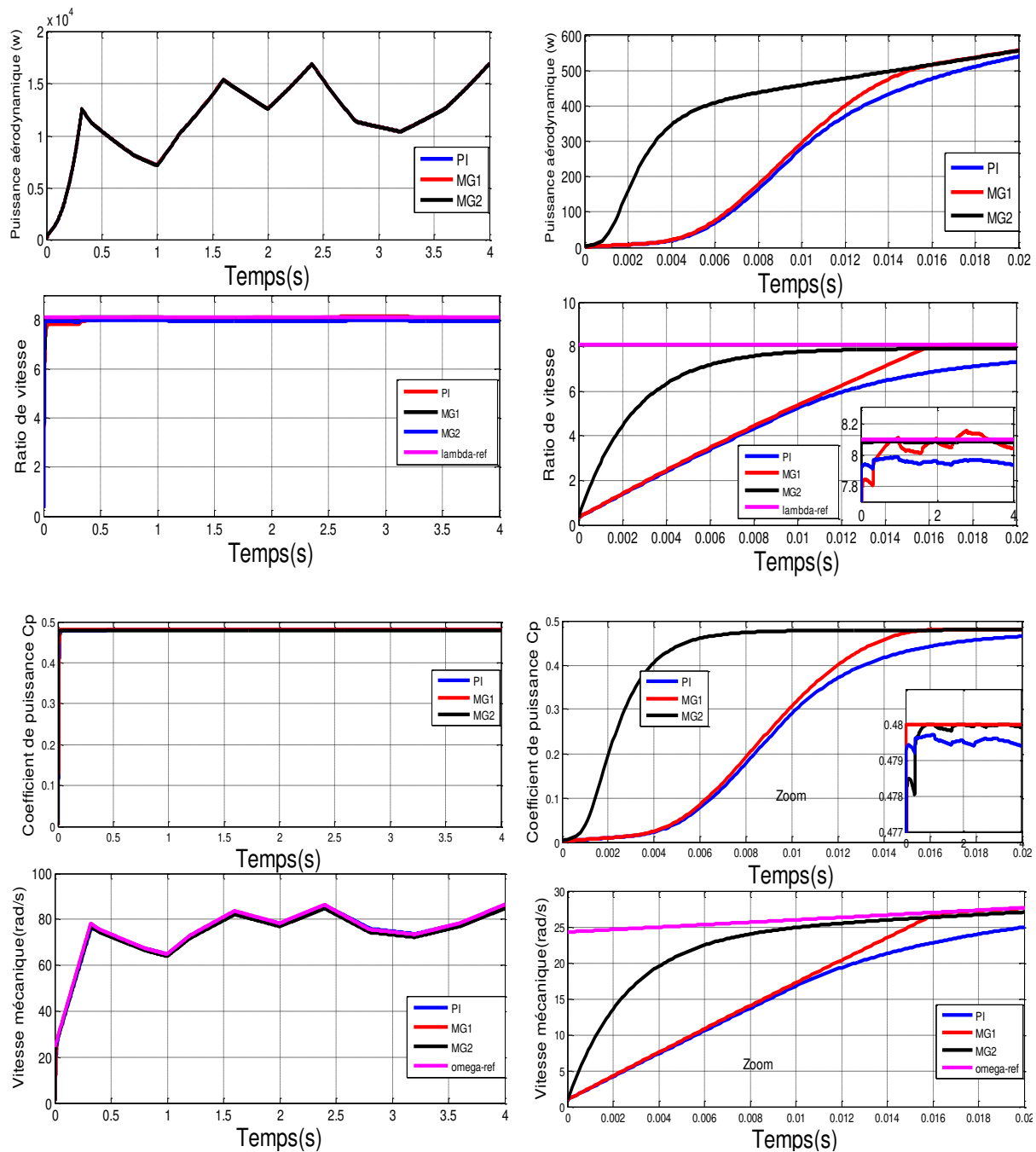


Fig. III.10 : Résultats de simulation de la MPPT appliquée à la turbine éolienne

### III.2.3. Machine asynchrone à double alimentation de type rotor bobiné

Dans cette partie nous allons présenter une étude générale, modélisation et simulation de la machine asynchrone à double alimentation couplés au réseau à travers de convertisseurs statiques.

#### III.2.3.1. Structure des machines asynchrones à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants intégrées dans un système éolien, la machine a généralement son stator connecté au réseau et l'énergie rotorique varie selon différents systèmes.

#### III.2.3.2. Configuration du système à vitesse variable avec MADA

La figure (III.11) montre les différentes configurations de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation dont le stator est relié directement au réseau et dont le rotor est relié au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur. Comme la MADA peut fonctionner en moteur ou en génératrice, on peut distinguer 4 différents modes de fonctionnement soit : en moteur hypo et hyper synchrone ou en génératrice hypo et hyper synchrone.

Le tableau suivant illustre les conditions mathématiques sur le glissement  $g$  et sur les puissances pour chaque mode de fonctionnement de la MADA, où  $P_s$  est la puissance transitant par le stator,  $P_r$  la puissance transitant par le rotor,  $P_g$  la puissance du réseau électrique et  $P_{mec}$  la puissance mécanique.

**Tableau III.1 :** Les conditions mathématiques pour chaque mode de fonctionnement de la MADA

Glissement $g$	Moteur hypo synchrone	Génératrice hypo synchrone
$g > 0$	$P_s > 0, P_{mec} > 0$ $P_r = gP_s > 0, P_g > 0$	$P_s < 0, P_{mec} < 0$ $P_r = g \cdot P_s < 0, P_g < 0$
	Moteur hyper synchrone	Génératrice hyper synchrone
$g < 0$	$P_s > 0, P_{mec} > 0$ $P_r = gP_s < 0, P_g > 0$	$P_s < 0, P_{mec} < 0$ $P_r = gP_s > 0, P_g < 0$



Pour une utilisation dans un système éolien, les quadrants 3 et 4 sont intéressants. En effet si la plage de variation de vitesse ne dépasse pas  $\pm 30\%$  en deçà ou au-delà de la vitesse de synchronisme (ce qui représente un compromis entre la taille du convertisseur et la plage de variation de vitesse), la machine est capable de débiter une puissance allant de 0,7 à 1,3 fois la puissance nominale. Le convertisseur est alors dimensionné pour faire transiter uniquement la puissance de glissement c'est à dire au maximum 0,3 fois la puissance nominale de la machine. Il est alors moins volumineux, moins coûteux, nécessite un système de refroidissement moins lourd et génère moins de perturbations que s'il est placé entre le réseau et le stator d'une machine à cage.

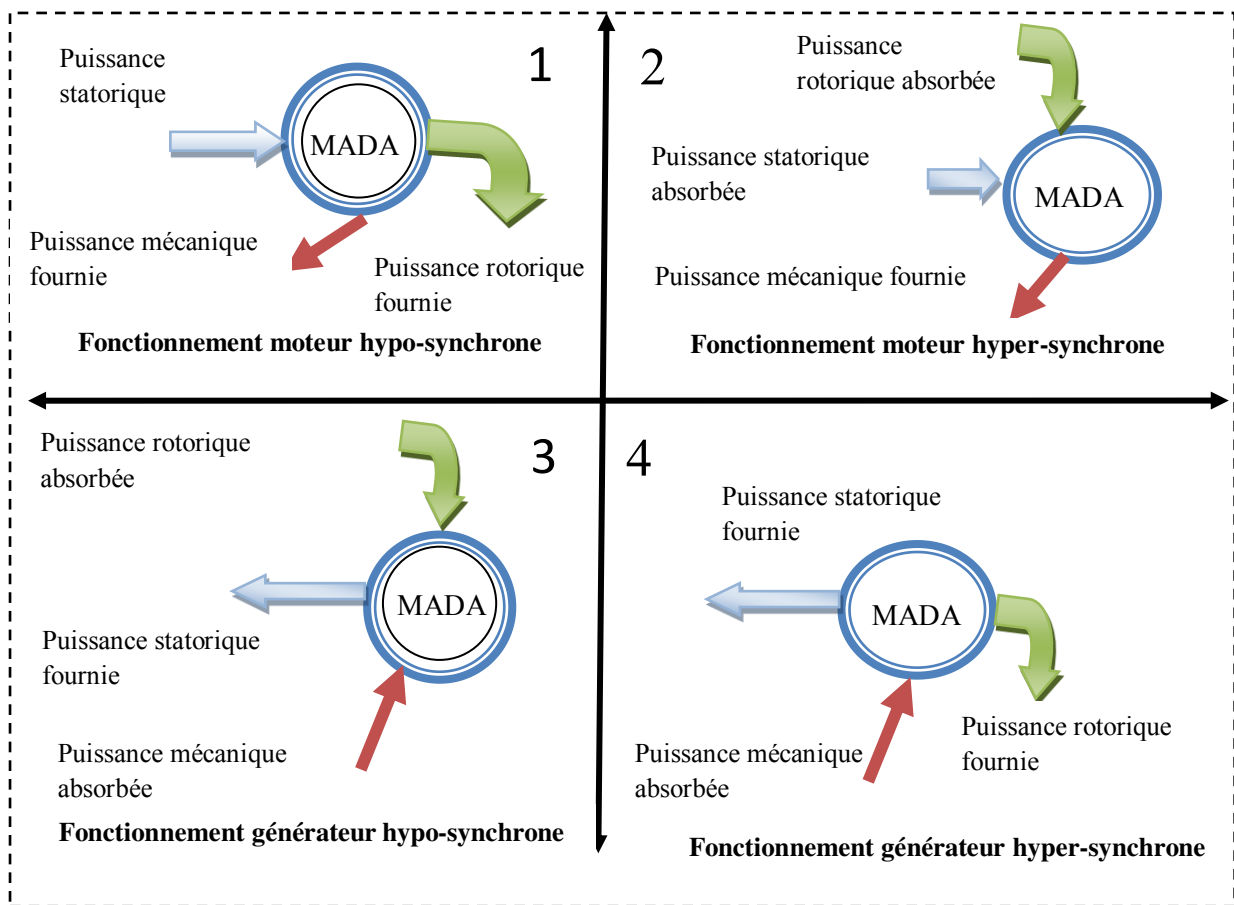


Fig. III.11 : Quadrants de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation

### III.2.3.3. Modélisation de la chaîne de conversion électrique

Le modèle dynamique de la MADA dans le repère dq lié au champ tournant est représenté par (III-36). [BOU 08], [MUL 02], [KEN 11] [MOU 14]

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + \frac{d}{dt} \Phi_{ds} - \omega_s \cdot \phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega_s \cdot \phi_{ds} \\ V_{dr} = R_r \cdot i_{dr} + \frac{d}{dt} \phi_{dr} + (\omega_s - \omega) \cdot \phi_{dr} \\ V_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + \frac{d}{dt} \phi_{qr} - (\omega_s - \omega) \cdot \phi_{dr} \end{cases} \quad (\text{III-31})$$

De plus, les équations des flux sont exprimées par :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s \cdot i_{ds} + M \cdot i_{dr} \\ \phi_{qs} = L_s \cdot i_{qs} + M \cdot i_{qr} \\ \phi_{dr} = L_r \cdot i_{dr} + M \cdot i_{ds} \\ \phi_{qr} = L_r \cdot i_{qr} + M \cdot i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III-32})$$

D'autre part, l'équation du couple électromagnétique est donnée par :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \frac{M}{L_s} \cdot (\Phi_{ds} \cdot i_{qr} - \Phi_{qs} \cdot i_{dr}) \quad (\text{III-33})$$

### III.2.3.4. Stratégies de commandes en puissances appliquées à la MADA

Nous allons choisir un référentiel lié au champ tournant, lequel serait relatif à la fréquence 50Hz. Le repère de Park serait, de ce fait, synchronisé avec le flux statorique, dont l'axe  $d$  est aligné avec le vecteur de flux statorique.

#### III.2.3.4.1. Modèle de la MADA avec orientation du flux statorique

L'orientation du flux statorique permet de découpler les grandeurs des deux axes  $d$  et  $q$ . En orientant le flux statorique suivant l'axe  $d$ , on peut écrire  $\varphi_{sq} = 0$ ,  $\varphi_s = \varphi_{sd}$  [TAP 03]

Le couple électromagnétique s'écrit alors :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \frac{M}{L_s} \cdot (\phi_{ds} i_{dr}) \quad (\text{III-34})$$

et l'équation des flux devient :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s \cdot i_{ds} + M \cdot i_{dr} \\ 0 = L_s \cdot i_{qs} + M \cdot i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III-35})$$

Dans le repère diphasé les puissances actives et réactives statoriques d'une génératrice asynchrone s'écrivent :

$$\begin{cases} P = V_{ds} \cdot i_{ds} + V_{qs} \cdot i_{qs} \\ Q = V_{qs} \cdot i_{ds} - V_{ds} \cdot i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III-36})$$

L'adaptation de ces équations aux hypothèses simplificatrices donne :

$$\begin{cases} P = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} i_{dr} \\ Q = \frac{V_s \cdot \phi_s}{L_s} - \frac{V_s \cdot M}{L_s} i_{dr} \end{cases} \quad (\text{III-37})$$

Pour le contrôle de la génératrice, des expressions sont établies montrant la relation entre les courants et les tensions rotoriques qui lui seront appliquées.

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r \cdot i_{dr} - g \cdot \omega_s \cdot \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + g \cdot \omega_s \cdot \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} + g \cdot \omega_s \cdot \frac{M \cdot V_s}{\omega_s \cdot L_s} \end{cases} \quad (\text{III-38})$$

### III.2.3.4.2. Commande vectorielle en puissance de la MADA en fonctionnement génératrice

Il apparait deux solutions pour effectuer la commande découplée en puissance de cette machine [POI03], [BOY06], [MOU14] :

#### III.2.3.4.2.1. Méthode directe

Cette méthode consiste à négliger les termes de couplage et de mettre en place un régulateur (PI) indépendant sur chaque axe pour contrôler indépendamment les puissances actives et réactives.

Cette méthode est appelée méthode directe car les régulateurs de puissances contrôlent directement les tensions rotoriques de la machine. Nous obtenons alors une commande découplée avec un seul régulateur par axe, représentée sur la (figure III.12) [POI03], [BOY06]. Pour réguler la machine par cette méthode, nous allons mettre en place une boucle de régulation sur chaque puissance avec un régulateur indépendant de type PI. Nous négligerons les termes de couplage entre les deux axes du contrôle du fait de la faible valeur de glissement.

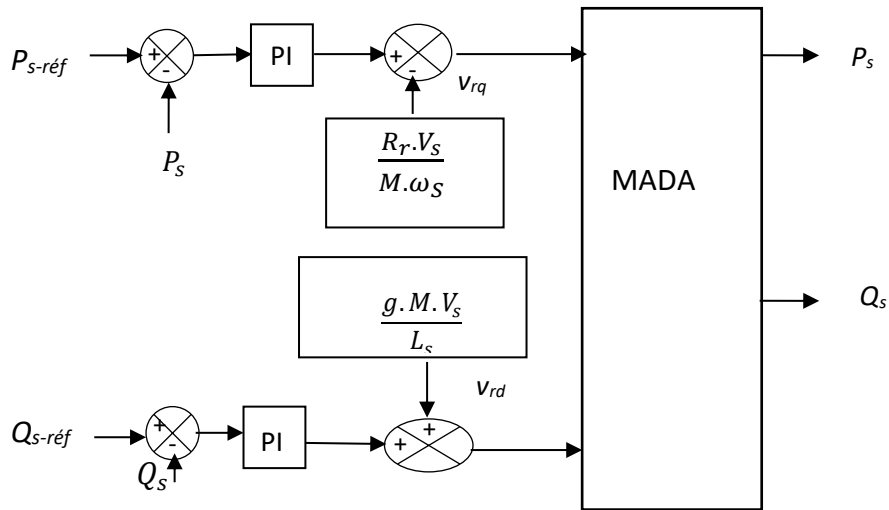


Fig. III.12 : Schéma bloc de la commande découplée directe en P et Q

III.2.3.4.2.2. Méthode indirecte

Cette méthode consiste à tenir compte des termes de couplage et à les compenser en effectuant un système comportant deux boucles permettant de contrôler les puissances et les courants rotoriques (figure III.13).

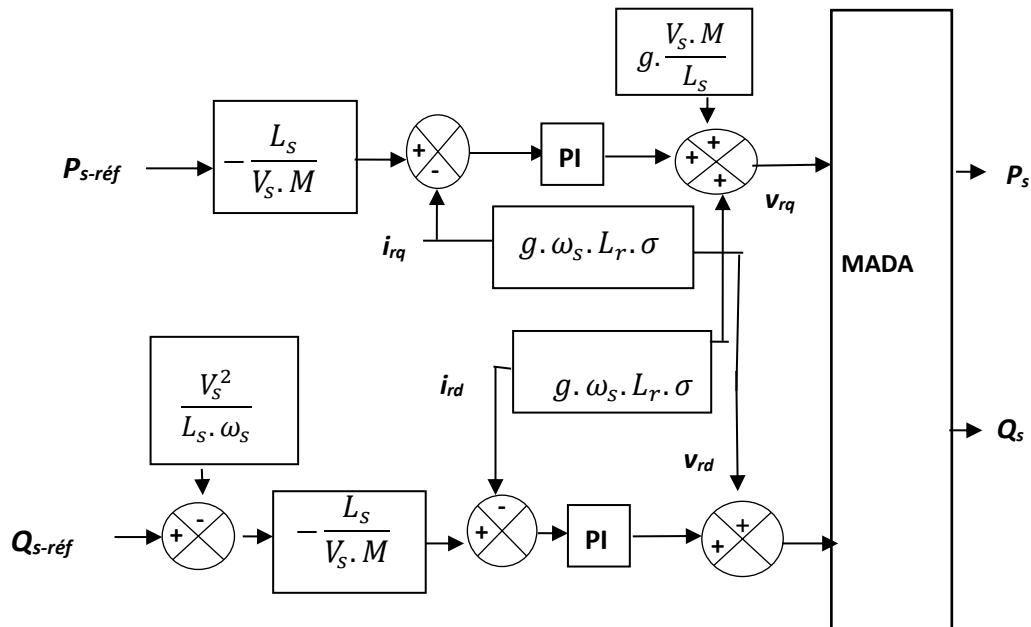


Fig. III.13 : Schéma bloc de la commande découplée indirecte

III.2.3.4.2.2.1. Commande découplée indirecte avec boucle de puissance

Afin d'améliorer la commande précédente, nous allons incorporer une boucle de régulation supplémentaire au niveau des puissances afin d'éliminer l'erreur statique tout en préservant la dynamique du système [DAV07], [BOY06], [MOU10a], [BOU17]. Nous aboutissons au

schéma bloc en figure III.14 sur lequel on distingue bien les deux boucles de régulation pour chaque axe, l'une contrôlant le courant et l'autre la puissance. La simulation est faite dans les mêmes conditions que la commande précédente.

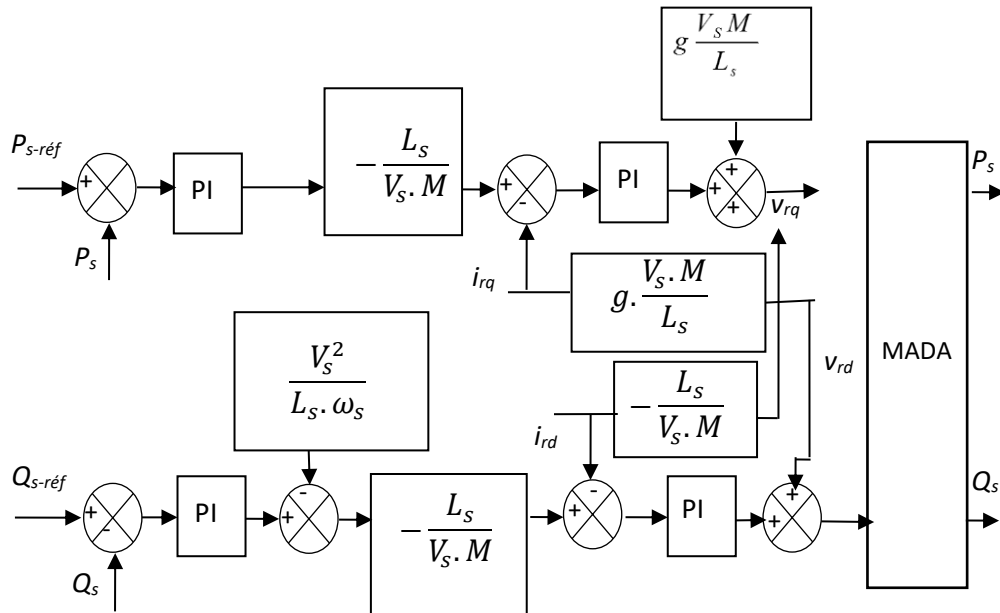
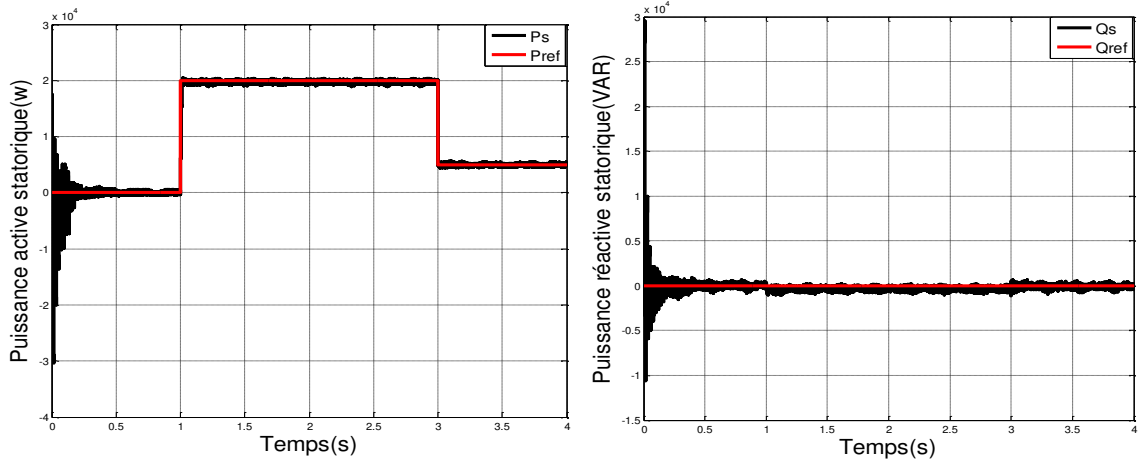


Fig. III.14 : Schéma bloc de la commande découplée indirecte avec boucles de puissance.

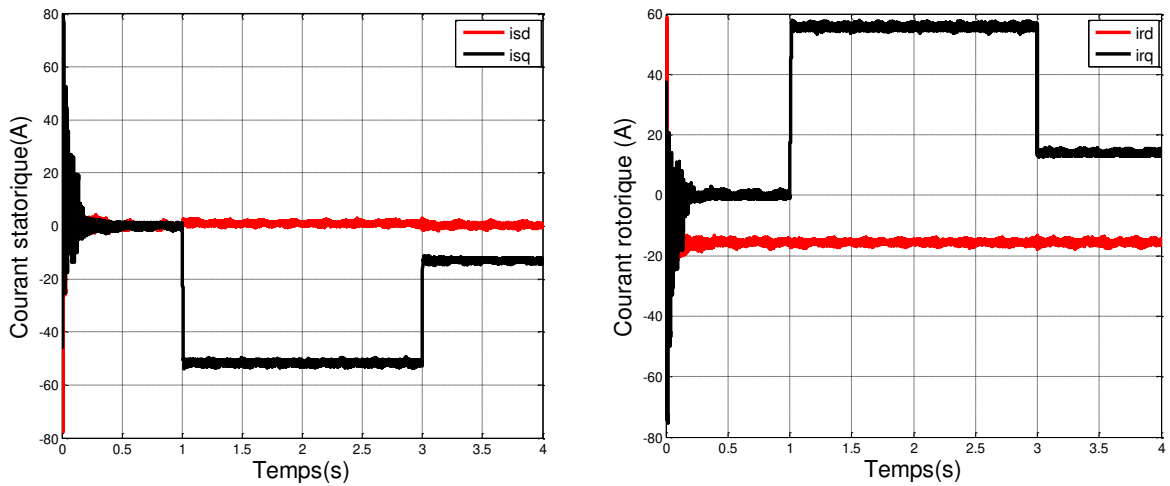
### III.2.3.5. Résultats de la commande découplée indirecte en P et Q

Nous avons procédé à une série de simulation afin de valider le modèle de la commande vectorielle envisagée et la synthèse des différents correcteurs de type PI. L'association génératrice à double alimentation et un onduleur munit de la commande vectorielle indirecte à orientation du flux statorique a été soumise à une tension continue de 620 Volts, nous avons fixé la fréquence de la porteuse à la valeur de 900 Hertz (d'où un indice de modulation  $m = 18$ ) et ajusté son coefficient de réglage à  $r = 0,75$ .

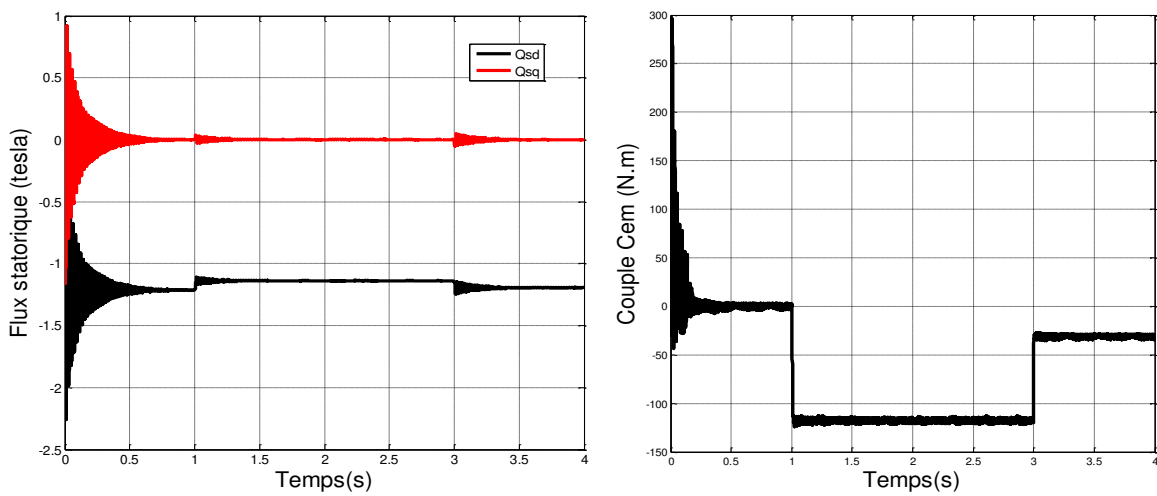
La figure III. 15 représente les performances de la conduite de la MADA dans le cas du contrôle indirect. La simulation a été effectuée en imposant les puissances active et réactive de référence utilisées dans le contrôle direct alors que la machine est entraînée à une vitesse fixe. Pour illustrer les performances des régulateurs appliqués, nous avons simulé notre modèle pour différentes valeurs de référence. En cours de la simulation qui déroule dans (0-4s), nous pouvons constater de bons résultats en termes de réponse aux échelons pour les puissances active et réactive, les courants rotoriques  $i_{rq}$ ,  $i_{rd}$  suivant le changement des puissances car ils seront liés directement avec ces derniers.



(a) Puissance active et réactive statorique



(b) Courants statoriques et rotoriques



(c) Flux statoriques et couple électromagnétique

Fig. III.15 : Résultats la commande découplée indirecte (Réponse du système MADA +Onduleur)

### III.2.4. Modélisation de la connexion du convertisseur coté réseau (CCR)

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation du convertisseur de puissance (constitué d'IGBT et de diodes antiparallèles). Le convertisseur considéré dans notre étude, est celui relié au réseau. La structure de l'ensemble de liaison au réseau est constituée d'un bus continu et d'un convertisseur MLI du filtre RL.

#### III.2.4.1. Modélisation du bus continu

Jusqu'à présent on a supposé que la tension dans l'étape continue était constante, mais elle va réellement dépendre des puissances transférées dans les convertisseurs [BOU07].

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_c = i_{red} - i_{ond} \quad (III-39)$$

D'où en multipliant les deux membres l'équation par  $V_{dc}$

$$V_{dc} \cdot C \frac{dV_{dc}}{dt} = V_{dc} \cdot i_{red} - V_{dc} \cdot i_{ond} \quad (III-40)$$

La puissance rotorique dans le cas hyper ou hypo synchrone est donnée par :

$$P_r = g_{max} \cdot P_s \quad (III-41)$$

En considérant que le réseau est équilibré et sinusoïdal, et dont la valeur de la tension simple efficace est égale à  $V_s$  et en négligent les pertes dans l'onduleur, la puissance rotorique peut s'exprimer comme suit :

$$P_r = 3 \cdot I \cdot V_s = g_{max} \cdot P_s \quad (III-42)$$

Le courant efficace côté alternatif est égal à :

$$I = \frac{g_{max} \cdot P_s}{3V_s} \quad (III-43)$$

#### III.2.4.1.1. Calcul de la tension du bus continu

Afin de générer un courant au réseau, il faut que la tension du bus continu ( $V_{dc}$ ) soit supérieure à la valeur crête des tensions composée du côté du filtre, la tension du bus continu doit vérifier l'équation suivante [DAV07] :

$$u_{bco} = 2 \cdot \alpha \cdot V_s \cdot \sqrt{2} \quad (III-44)$$

$$\frac{dW_c}{dt} = P - P_r \quad (III-45)$$

La structure du régulateur du carrée de la tension du bus continu est représentée sur la figure (III.16) ou  $P$  désigne la puissance à la sortie de l'onduleur et  $P_r$  la puissance au rotor de la machine.

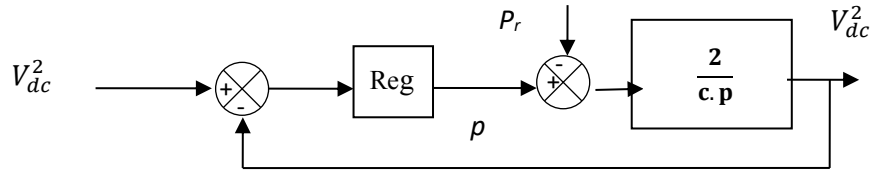


Fig. III.16 : Structure du régulateur de tension du bus continu

On définit le paramètre  $r$  ; appelé taux de modulation, qui permet de caractériser la valeur efficace du fondamental de la tension modulée par l'onduleur :

$$V_m = \frac{r \cdot V_{dco}}{2\sqrt{2}} = r \cdot \alpha V_s \quad (\text{III-46})$$

### III.2.4.1.2. Calcul de la capacité

Pour le condensateur, le calcul de la valeur de la capacité sur le temps de décharge. . On se fixera alors à une valeur  $\Delta u_{bc}$  qui ne devra pas être dépassée en admettant que sur ce court instant, la valeur du courant transitant vers l'interface réseau n'a pas le temps de varier. Nous ferons donc une approximation par excès de la valeur du condensateur.

$$i = C \frac{du_{bc}}{dt} \quad (\text{III-47})$$

$$\text{Donc : } C = i \frac{dt}{du_{bc}} \quad (\text{III-48})$$

Si l'on considère un temps très court au niveau de la décharge, on peut approximer la courbe de décharge par une droite et en passant par les petites variations autour d'un point de fonctionnement on a :

$$C = i \frac{\Delta t}{\Delta u_{bc}} \quad (\text{III-49})$$

et comme il est considéré que l'intensité  $i_{red}$  transitant vers l'interface réseau est constante durant le temps très court est égale à  $i$ , alors on a :

$$C = i_{red} \frac{\Delta t}{\Delta u_{bc}} \quad (\text{III-50})$$

### III.2.4.2. Le filtre R-L

En négligeant la chute de tension dans les résistances et en considèrent une ondulation  $I_{ondulation} = \Delta I$  sur le courant côté réseau, l'inductance du filtre d'entrée de l'onduleur est donnée par [BER02] :

$$L = \frac{\sqrt{3}V_s}{6\sqrt{2}f_s I_{ondulation}} \quad (\text{III-51})$$

$I_{ondulation}$  : est l'ondulation acceptée sur le courant à l'entrée de l'onduleur (20%)



### III.2.4.3. Contrôle des courants

Un contrôle vectoriel dans le repère de Park des courants a été réalisé en utilisant un repère synchronisé avec les tensions du réseau. L'application de la loi des mailles sur le filtre connecté au réseau électrique donne les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} V_{m1} \\ V_{m2} \\ V_{m3} \end{bmatrix} = R_t \begin{bmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{bmatrix} + L_t \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{t1} \\ V_{t2} \\ V_{t3} \end{bmatrix} \quad (\text{III-52})$$

Le modèle dans le référentiel de Park du convertisseur est par conséquent donné du côté réseau

$$\begin{cases} V_{md} = R_t i_{td} + L_t \frac{di_{td}}{dt} - \omega_s L_t i_{tq} + V_{td} \\ V_{mq} = R_t i_{tq} + L_t \frac{di_{tq}}{dt} + \omega_s L_t i_{td} + V_{tq} \end{cases} \quad (\text{III-53})$$

On considère les tensions de couplage suivantes :

$$\begin{cases} e_q = -L_t \omega_s i_{tq} \\ e_d = L_t \omega_s i_{td} \end{cases} \quad (\text{III-54})$$

Les équations différentielles peuvent être simplifiées en :

$$\begin{cases} V_{bd} = R_t i_{td} + L_t \frac{di_{td}}{dt} \\ V_{bq} = R_t i_{tq} + L_t \frac{di_{tq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III-55})$$

ou les tensions aux bornes des bobines sont définies par :

$$\begin{cases} V_{bd} = V_{md} - e_q - V_{td} \\ V_{bq} = V_{mq} - e_d - V_{tq} \end{cases} \quad (\text{III-56})$$

### III.2.4.4. Connexion au réseau de la MADA

Le système éolien est interconnecté au réseau électrique à travers le stator de la MADA ainsi que le filtre de sortie du convertisseur statique coté réseau. Les équations modélisant le nœud de connexion sont :

$$\begin{cases} i_{gd} = i_{sd} + i_{fd} \\ i_{gq} = i_{sq} + i_{fq} \end{cases} \quad (\text{III-57})$$

### III.2.5. Architecture du dispositif de commande du système de conversion d'énergie éolienne

L'architecture du dispositif de commande est présentée à la figure III.17. Elle est basée sur le modèle triphasé de la chaîne de conversion électromécanique du système éolien. D'après la figure III.17, trois commandes détaillées par la suite sont donc nécessaires pour assurer le fonctionnement du système de conversion d'énergie éolienne.

- La commande d'extraction du maximum de puissance du vent par un contrôle dit MPPT (Maximum Power Point Tracking),
- La commande du CCM en contrôlant le couple électromagnétique et la puissance réactive statorique de la MADA,
- La commande du CCR en contrôlant la tension du bus continu et les puissances active et réactive échangées avec le réseau.

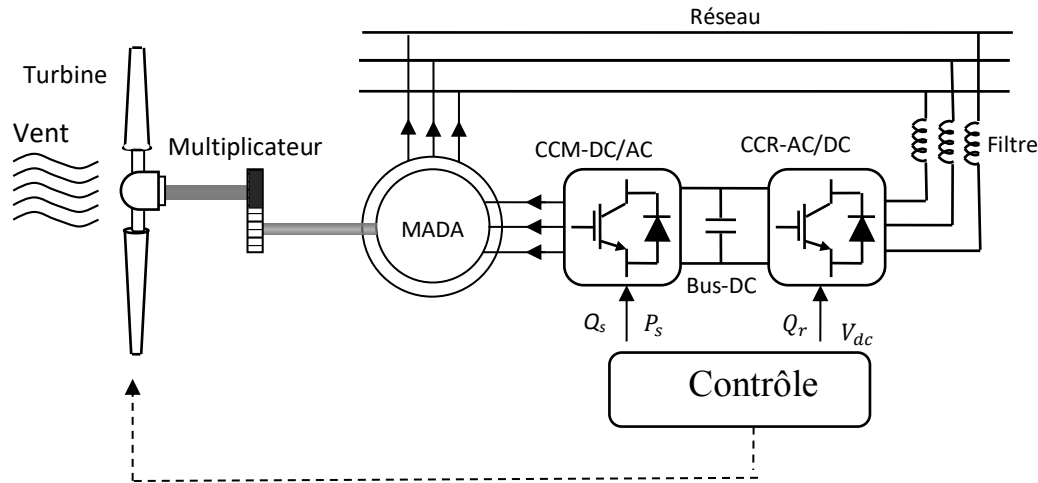


Fig. III.17 : Architecture de commande du système éolien.

### III.2.5.1. Contrôle du convertisseur coté rotor de la MADA (CCM)

Le contrôle de la MADA à travers le convertisseur connecté à son rotor doit assurer le couple nécessaire permettant de faire varier la vitesse mécanique du générateur afin d'extraire le maximum de puissance, en imposant des tensions rotoriques adéquates à la MADA. La référence de la puissance réactive étant généralement nulle pour la stratégie de commande MPPT. A partir de l'équation (III.34), il est clair que le couple peut être contrôlé par action sur la composante en quadrature du courant rotorique de la MADA  $i_{rq}$  :

$$i_{rq} = \frac{I_s}{p\phi_s L_m} C_{em-ref} \tag{III-58}$$

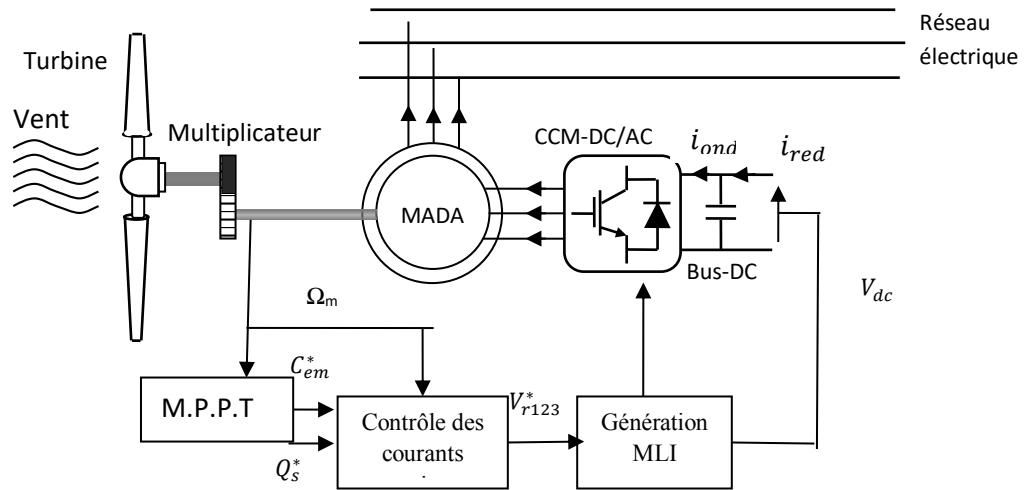


Fig. III.18 : Principe de la commande du convertisseur coté machine

La composante directe du courant rotorique est utilisée pour contrôler la puissance réactive générée.

$$i_{rd-ref} = \frac{\phi_s}{L_m} - \frac{L_s}{V_s L_m} Q_{s-ref} \tag{III-59}$$

### III.2.5.1.1. Résultats de la commande MPPT appliquée au convertisseur côté rotor

Dans cette partie de simulation, nous supposons que la tension du bus continu est constante (620V). Nous présentons dans cette section les résultats de commande du système éolien (coté rotor) avec la stratégie MPPT.

La figure III.19 illustrent respectivement les puissances statoriques et rotoriques et les composante directe et en quadrature du courant rotorique. Le couple électromagnétique et la puissance réactive fournis par la MADA suivent leurs références. Ceci est dû aux contrôles des composantes directes et en quadrature du courant rotorique de la MADA.

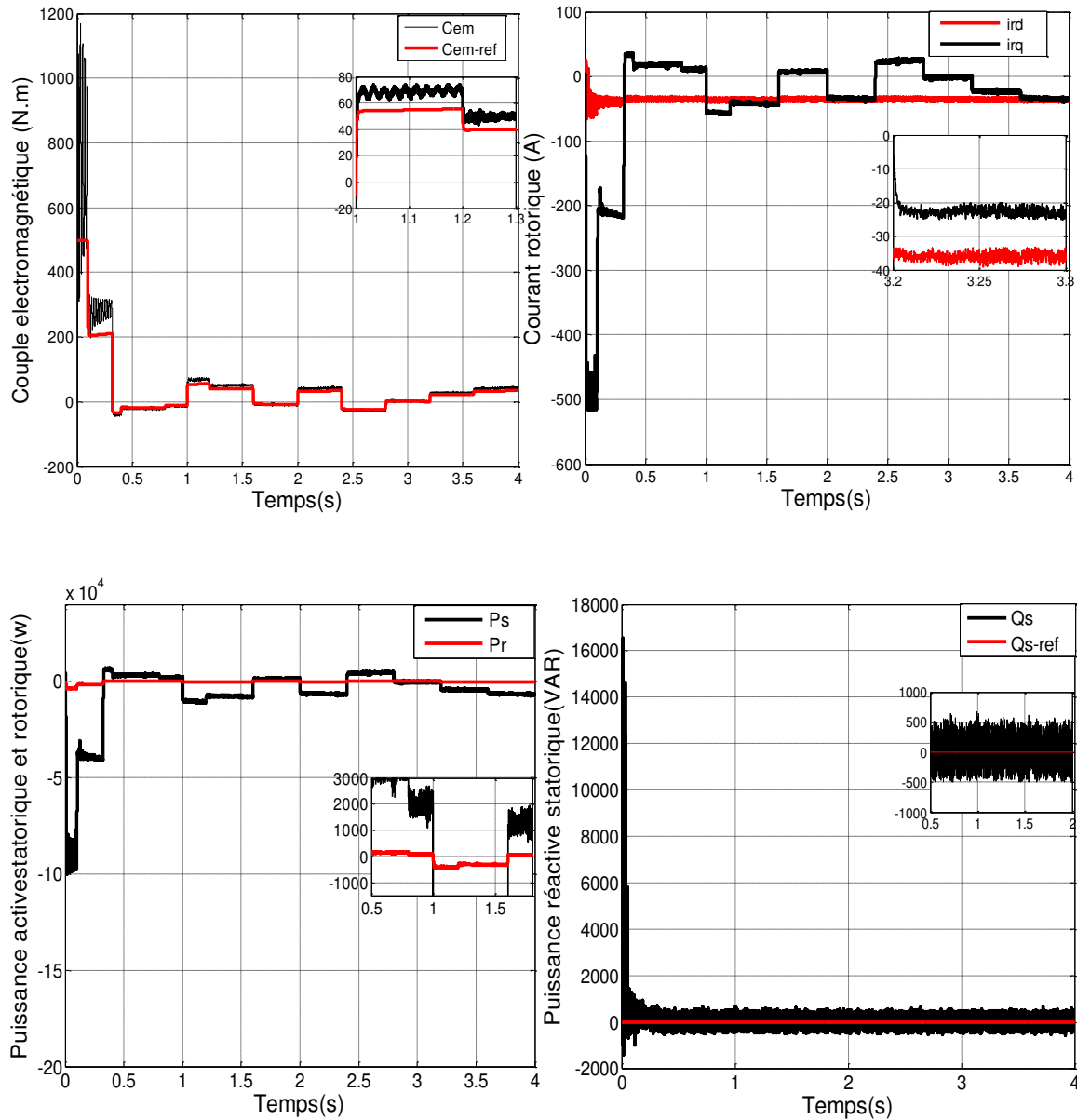


Fig. III.19 : Résultats de la commande MPPT appliquée au convertisseur côté rotor.

### III.2.5.1.2. Stratégie de commande découplée des puissances active et réactive

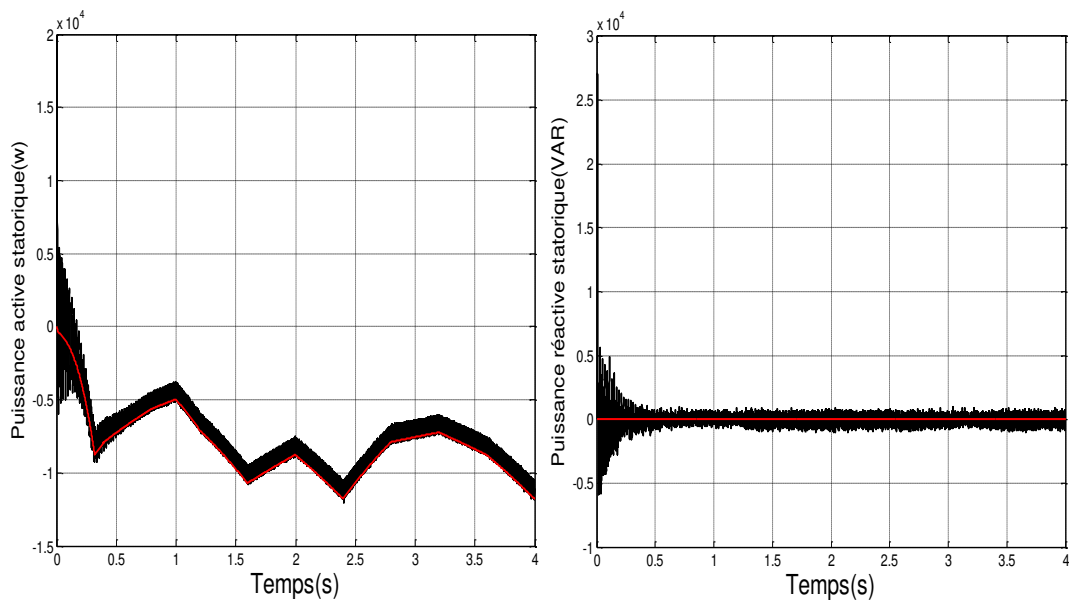
Le rôle principal du dispositif de contrôle du convertisseur coté MADA est de régler le transfert de la puissance active et réactive à travers le stator de la MADA vers le réseau électrique. Il reçoit la puissance active et réactive de référence  $P_{s-ref}$  et  $Q_{s-ref}$  images des puissances active et réactive statoriques de référence. Celles-ci sont issues respectivement des équations III.59 et III.60.

$$i_{rq-ref} = -\frac{L_s}{V_s L_m} p_{s-ref} \tag{III-60}$$

La composante en quadrature du courant rotorique contrôle la puissance active alors que la composante directe contrôle la puissance réactive. Le flux statorique est estimé à partir des courants statoriques mesurés.

### III.2.5.1.3. Résultats du contrôle en puissance

Le contrôle en puissance du système de conversion d'énergie éolienne (coté rotor) a été simulé dans les mêmes conditions que le contrôle en couple c'est-à-dire l'application du même profil de vent de la Fig. III.8. La Fig. III.20, montre que les puissances active et réactive suivent leurs références imposées.



**Fig. III.20.** Résultats du contrôle en puissance du CCM

### III.2.5.2. Contrôle du convertisseur coté réseau (CCR)

Le CCR est connecté entre le bus continu et le réseau électrique via un filtre RL. Dans cette partie nous nous intéressons au contrôle du CCR dont le principe est illustré à la Fig. III.21.

L'objectif du contrôle du convertisseur coté réseau consiste à réguler la tension du bus continu et à contrôler les puissances active et réactive transitant à travers ce dernier.

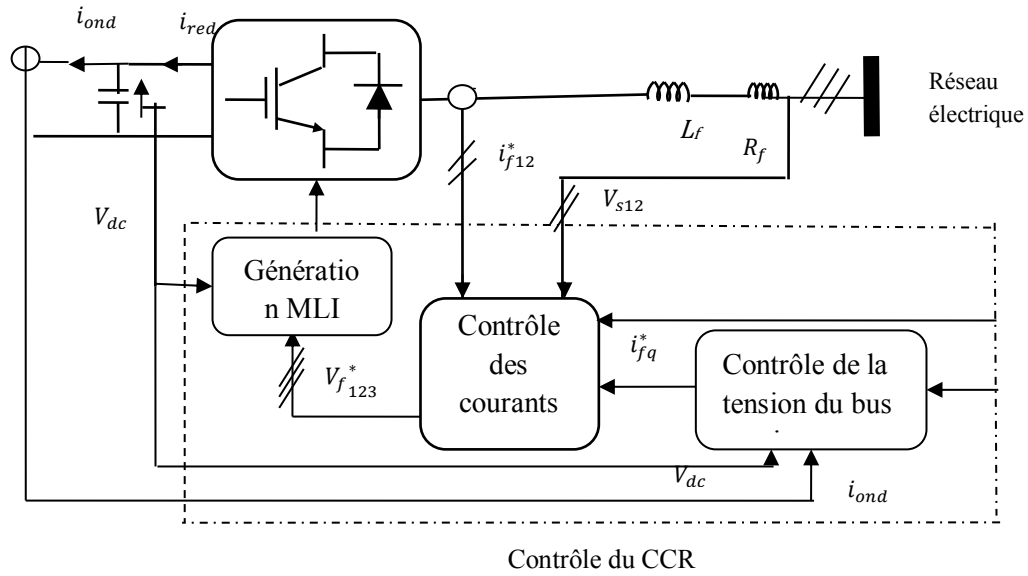


Fig. III.21 : Principe de contrôle du CCR

Les puissances actives et réactives transitées sont données comme suit [ELA b 02].

$$\begin{cases} P_t = V_{td} i_{td} + V_{tq} i_{tq} \\ Q_t = V_{tq} i_{td} - V_{td} i_{tq} \end{cases} \quad (III-61)$$

A partir de ces relations, une possibilité de réguler les courants du côté réseau est envisagée en imposant des références pour la puissance active  $P_{ref}$  et réactive  $Q_{ref}$  (Une puissance réactive nulle ( $Q_{ref} = 0$ )).

Ces deux systèmes d'équations nous permet d'avoir les courants de référence à imposer qui sont donnés par :

$$\begin{cases} i_{td-ref} = \frac{P_{ref} V_{td-mes} + Q_{ref} V_{tq-mes}}{V_{td-mes}^2 + V_{tq-mes}^2} \\ i_{tq-ref} = \frac{P_{ref} V_{tq-mes} - Q_{ref} V_{td-mes}}{V_{td-mes}^2 + V_{tq-mes}^2} \end{cases} \quad (III-62)$$

Pour déterminer la puissance de référence ( $P_{ref}$ ) nécessaire [ELA b 02] [GHE 009].

$$P_{ref} = u i_c - P_{reg} \quad (III-63)$$

Avec

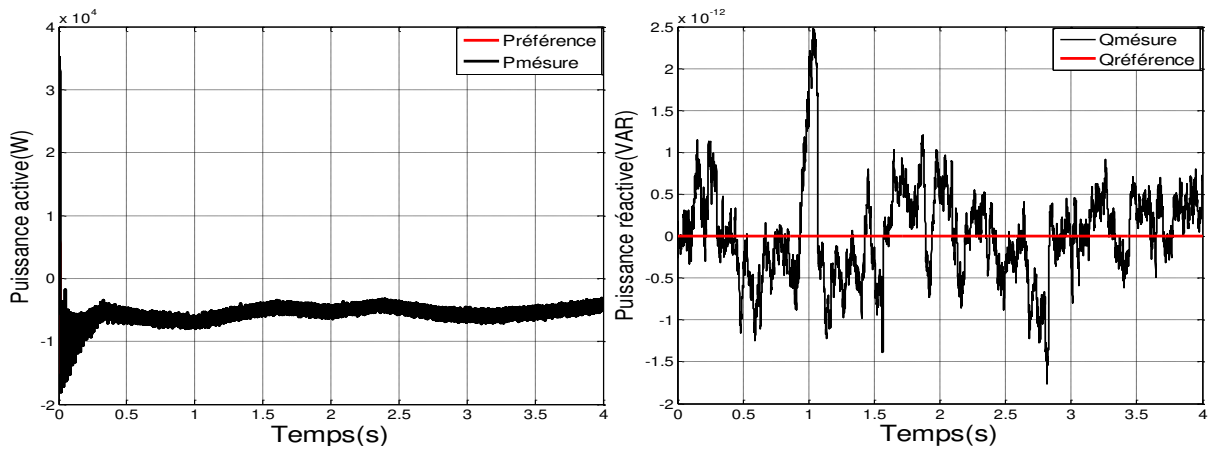
$$P_{reg} = C_u(s) \cdot (V_{dc-ref} - V_{dc})$$

$C_u(s)$  : Un correcteur proportionnel Intégral.

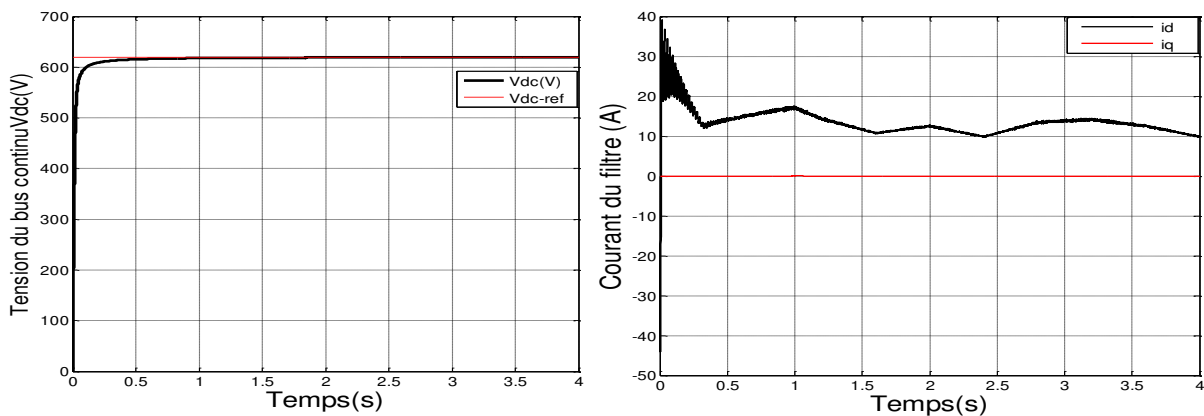
### III.2.5.2.1. Résultats de simulation

Les figures ci-dessus représentent les résultats obtenus de cascade basée sur du CCR commandés par la stratégie triangulo-sinusoïdale et une Machine Asynchrone à Double

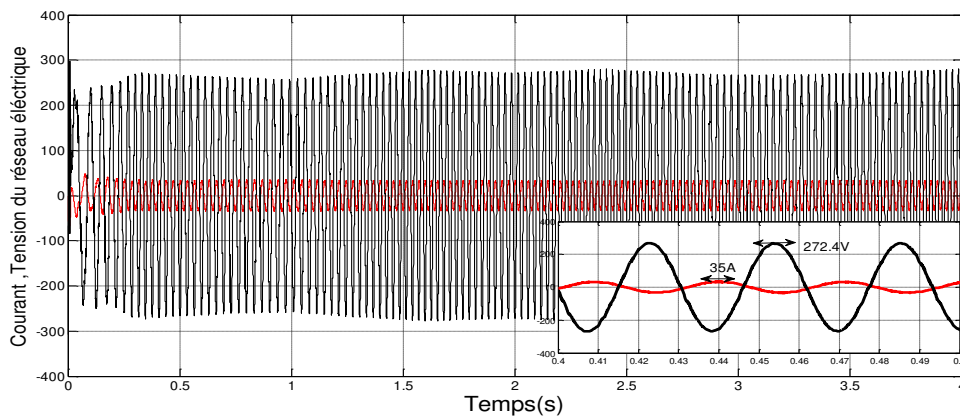
Alimentation. La tension du bus continu suit bien sa référence qui est 620V. Un bon suivi de consigne pour les puissances active et réactive statoriques est constaté. Le courant injecté par le redresseur est sinusoïdal et en phase avec la tension du réseau. La régulation de tension de bus continu est parfaite. En effet, la tension  $V_{dc}$  est presque égale à 620 V durant toute la période de simulation avec des variations minimales de tension remarquées aux changements de vitesse de vent et qui ne dépassent pas 1 % (6 V).



(a) Puissance active et réactive du réseau



(b) Tension du bus continu et courant du filtre



(c) Tension, courant de phase "a" du réseau

Fig. III.22 : Résultats du contrôle vectoriel du CCR

### III.2.5.3. Résultats des deux modes de fonctionnement sans charge

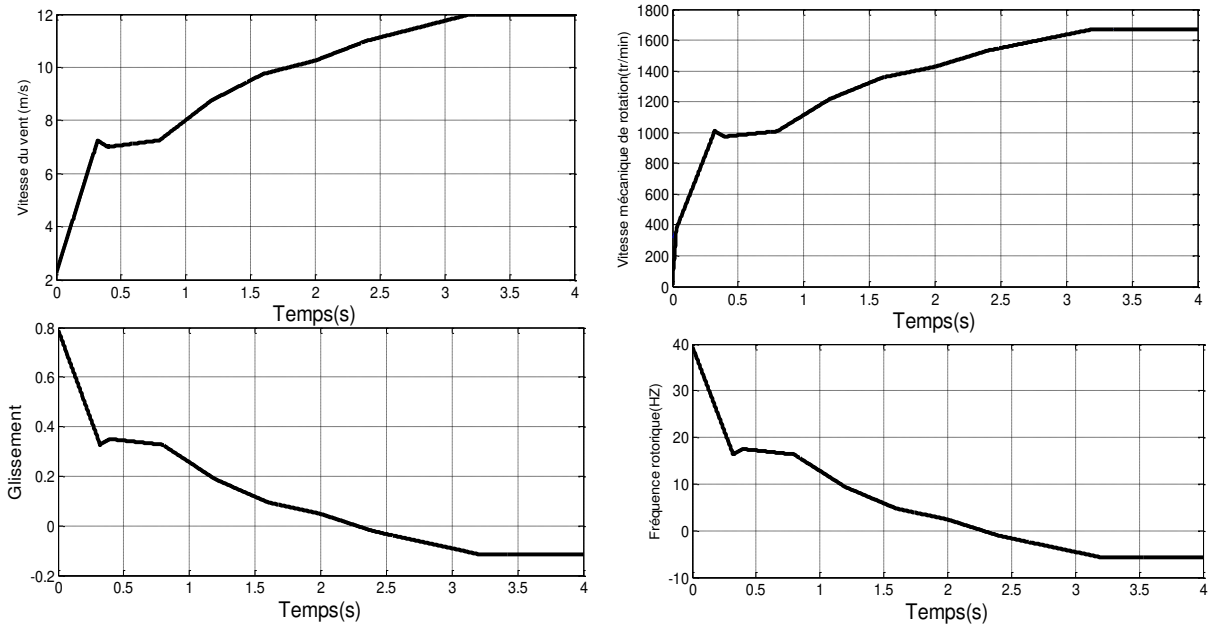
Les résultats de simulation ont été réalisés avec le logiciel Matlab/Simulink. Afin de mieux comprendre le fonctionnement de la génératrice asynchrone à double alimentation en mode hypo synchrone et hyper synchrone et d'évaluer la performance des commandes développées pour le CCM et le CCR, un couple d'entrées variables proportionnel à la vitesse du vent est appliqué à la MADA et par conséquent, la vitesse de référence de la machine  $\omega_{ref}$  est imposée à chaque changement de la vitesse de vent. En régime transitoire [0s 0.25s ], la machine démarre à une vitesse de vent inférieure à 6 m/s. En régime établi [0.25s, 4s], la vitesse du vent appliquée à  $t=0.25s$  est considérée égale à 7 m/s et passe à 11 m/s à  $t=2.5s$ . Cela amène l'arbre rapide du générateur à tourner à une vitesse de 800 tr/min à  $t=0.3$  s jusqu'à atteindre une vitesse de 1590 tr/min à  $t= 2.5$  s. Afin d'analyser le comportement du système de conversion de l'énergie éolienne à base de MADA et exploiter ses différents modes de fonctionnement, on présente les formes d'ondes des différents courants ( $i_r, i_s, i_g$ ), de la tension du réseau ( $V_g$ ), le glissement ( $g$ ) ainsi que la fréquence rotorique de la GADA dans les figures suivantes . Le glissement est positif, Alors la fréquence des courants alternatifs à introduire dans les enroulements du rotor de la MADA de sorte que la fréquence de la tension de sortie de la génératrice soit égale à la fréquence du réseau. La polarité positive de la fréquence indique que le champ magnétique créé dans les enroulements du rotor doit tourner dans le même sens que le rotor.

Ici le CCG fonctionne comme un redresseur, il transite de la puissance active du réseau électrique vers le rotor de la MADA.

Cas le glissement est négatif, alors la fréquence des courants alternatifs  $f_{rotor}$  à introduire dans les enroulements du rotor de la MADA de sorte que la fréquence  $f_{stator}$  de la tension de sortie de la génératrice soit égale à la fréquence  $f$  du réseau électrique. La polarité négative de la fréquence  $f_{rotor}$  indique que le champ magnétique créé dans les enroulements du rotor doit tourner dans le sens opposé à celui du rotor.

Ici le CCG fonctionne comme un onduleur, il transite de la puissance active du rotor vers le réseau électrique.





(a) Profil du vent et la vitesse de rotation, Glissement et fréquence rotorique

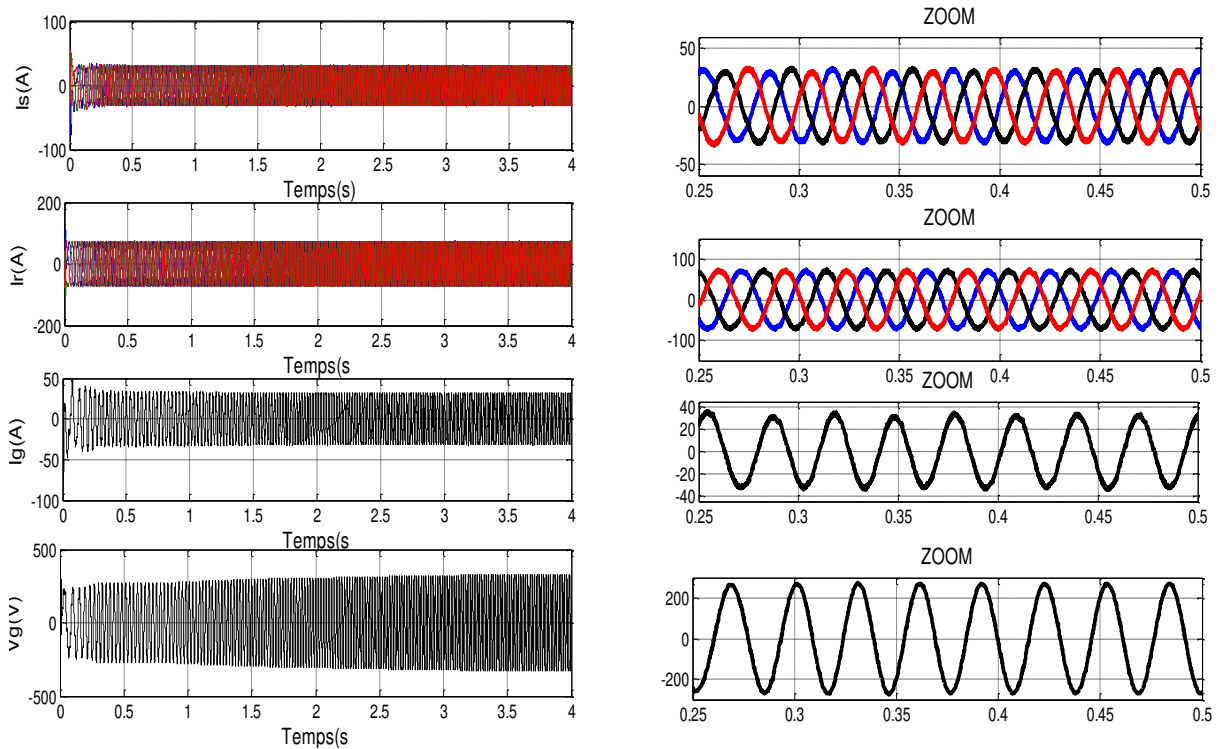
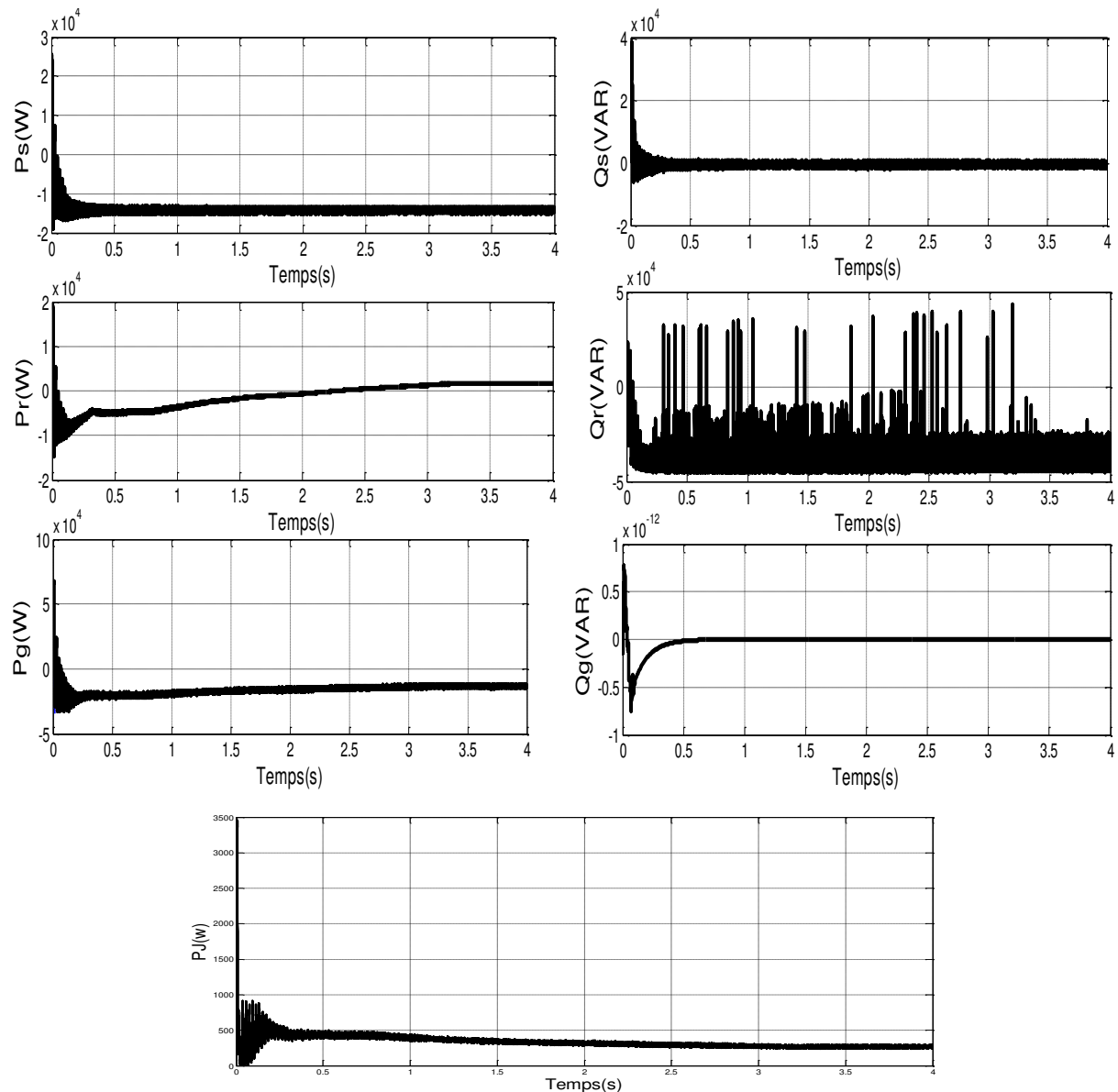


Fig.III.23 : Courant statorique et rotorique de la GADA

La tension du réseau électrique est parfaitement sinusoïdale pendant toute la période de simulation, et elle est égale à 311 V. Le courant de réseau électrique est aussi sinusoïdal. Le courant du réseau électrique est en opposition de phase avec sa tension. En effet, une augmentation de vitesse du vent engendre une augmentation de la vitesse de rotation de la machine pour suivre sa vitesse de référence imposée après chaque changement de vitesse.

Au stator et au rotor du côté réseau électrique, les courants évoluent selon les formes d'ondes montrées à la Fig. III.24.

Les convertisseurs de puissance font transiter de la puissance active du / ou vers le réseau en fonction du mode de fonctionnement de la génératrice.



**Fig. III.24** : Ecoulement de puissance active et réactive sans charge

Afin de mieux comprendre le fonctionnement de notre système de conversion de l'énergie éolienne à base de MADA connecté au réseau électrique, une étude d'écoulement de puissance active et réactive. La puissance réactive fournie au réseau électrique est nulle et le facteur de puissance est unitaire. Durant le fonctionnement hypo synchrone de la génératrice, le stator fournit seulement la puissance active au réseau électrique alors que le rotor est en train de recevoir de la puissance active par le réseau électrique. le CCG fonctionne comme un

redresseur, il transite de la puissance active du réseau électrique vers le rotor de la MADA. Durant le fonctionnement hyper synchrone de la génératrice, la puissance de rotor est transmise au réseau électrique. Ce dernier reçoit de la puissance active par le stator et par le rotor.

L'écoulement de puissance de rotor change de signe et devient positif, la puissance de réseau n'est que la somme des puissances statoriques et rotoriques puisque  $P_s$  est toujours négative.

### III.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous nous sommes intéressés à la modélisation et la commande du système éolien à base de la MADA. En premier lieu, les modèles analytiques des différents constituants du système éolien ont été établis. Dans la suite de ce chapitre, nous avons donc centré notre étude sur la commande dans cette zone de fonctionnement permettant à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance disponible dans le vent. Deux méthodes de contrôle MPPT ont été examinées et détaillées (avec ou sans asservissement de la vitesse de rotation).

Ensuite, la modélisation mathématique de la MADA a été faite dans le repère dq de Park. Ce qui a contribué à développer les lois de commande vectorielle à flux statorique orienté pour le CCR. La modélisation de CCG dans un repère biphasé dq en rotation synchrone a été aussi présentée.

Enfin, afin de valider la modélisation et la commande globale du système éolien, nous avons effectué des simulations pour deux points de fonctionnements : l'un en mode hypo synchrone et l'autre en mode hyper synchrone. Les résultats obtenus ont montré que les puissances actives et réactives du système éolien pouvaient être contrôlées de façon indépendante tout en garantissant une puissance active optimale fournie au réseau électrique quel que soit le mode de fonctionnement.

# Chapitre IV

**Application des Algorithmes  
d'Optimisations au Système  
de Conversion Eolien**

## IV.1. Introduction

Les coefficients des régulateurs classiques PI utilisés au sein de la commande d'une turbine éolienne sont directement calculés à partir des paramètres de la turbine, lors des dérives de ces derniers provoquent une altération de la commande.

Selon la référence [BEK14], les contrôleurs de type PI classique présente quelques problèmes liés aux systèmes non linéaires ayant des paramètres non constants, ces lois de commande classique peuvent être insuffisantes car elles sont non robustes surtout lorsque les exigences sur la précision et autres caractéristiques dynamiques du système sont strictes. Pour cela on doit faire appel à des lois de commande insensibles aux perturbations et aux cas non linéaires. Des études [BEL13], [BEL10], [EFE12] ont proposé des solutions modulaires, ils sont utilisé la commande par mode glissant pour chercher une valeur optimale de la puissance. L'Objectif de ce travail est la maximisation de la puissance d'un générateur éolien et le développement d'un algorithme de suivi du point de puissance maximale et le bon rendement d'une éolienne repose sur une technologie à vitesse variable pour maximiser le transfert énergétique entre le vent et le rotor. La méthode du Maximum Power Point Tracking (MPPT) permet de contrôler la vitesse de l'arbre entraîné par les pales en fonction de la vitesse du vent et donc de la puissance désirée. Cela permet de se positionner au point optimal de fonctionnement qui permet, selon une vitesse de vent donnée, de récupérer le maximum d'énergie provenant du vent en donnant une vitesse de rotation désirée. Nous allons présenter une étude sur les différentes méthodes employées pour la conception optimale des sources renouvelables constituant un système de production éolienne qui peut être intégré dans un réseau. On utilisant les algorithmes pour trouver les gains optimaux du contrôleur PI.

## IV.2. Algorithmes d'optimisation

Un algorithme d'optimisation est une procédure mathématique qui permet d'obtenir les minimums (ou maximums) d'une fonction réel  $f$  (que l'on appelle fonction objective)

$$\min_{x \in R^n} f(x) \quad (IV-1)$$

En général la solution est un sous-espace  $A \in R^n$  qui est soumis à un ensemble de contraintes (conditions sur les variables), qui sont exprimées comme un système d'équations et inéquations. Les éléments de  $A$  sont appelés solutions admissibles et souvent ont des bornes supérieures et inférieures  $x_l \leq x \leq x_u \in A$

Les problèmes d'optimisation peuvent être classés selon le type de restriction :

- Minimisation sans restrictions

- Minimisation avec restrictions d'égalité  $g_x(x) = 0 \quad i = 1, \dots, m_e$
- Minimisation avec restrictions d'égalité et d'inégalités  $g_x(x) \leq 0 \quad i = m_e + 1, \dots, m$

Les algorithmes d'optimisation sont des processus itératifs que génère une séquence de valeurs  $x_n + 1$  à partir d'un point de départ  $x_0$ . Un algorithme converge quand pour n'importe quel point de départ, la séquence arrive à la solution (maximum ou minimum).

Les algorithmes d'optimisation s'utilisent en de nombreux problèmes, pour trouver les zéros de fonctions, pour minimiser la distance entre des points de mesure et une courbe (moindres carrés), intersections de fonctions et pour résoudre des systèmes d'équations à une ou plusieurs variables. En général, il n'y a pas de méthode idéale et ça dépend de la forme de la fonction à étudier et du type de problème à analyser.

## IV.2.1. Paramètres d'un algorithme d'optimisation

### IV.2.1.1. Approximation initiale

Pour initialiser l'algorithme, il est nécessaire d'avoir une approximation initiale à la solution  $x_0$ . (Point de départ). Le choix d'une bonne approximation initiale conditionne la convergence ou pas à la solution.

### IV.2.1.2. Nombre d'itérations

Un algorithme d'optimisation utilise un processus récursif, calcule une nouvelle approximation (itération) à la solution réelle jusqu'à ce que les critères de convergence soient atteints. En programmation, c'est une boucle de répétition où la nouvelle approximation est construite à partir des approximations antérieures.

### IV.2.1.3. Vitesse de convergence

Quand on parle de convergence proche d'une solution, on parle de la vitesse à laquelle les termes de l'itération approchent sa limite.

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{|x_{n+1} - \varepsilon|}{|x_n - \varepsilon|^q} = \mu \quad (\text{IV-2})$$

ou :  $\mu > 0$

Le choix d'une méthode avec une haute convergence est important pour les problèmes d'une certaine taille ou avec de multiples paramètres.

### IV.2.1.4. Critère d'arrêt

Il existe plusieurs critères d'arrêt. Les plus utilisées sont :

- Nombre maximal d'itérations  $N_{max}$
- $\|f(x_n)\| < \varepsilon_1$  Valeur de la fonction
- $\|x_{n+1} - x_n\| < \varepsilon_2$  Différence entre deux approximations successives

Où  $\varepsilon_1, \varepsilon_2 \in R$  sont les tolérances et sont choisies en fonction du type de problème.

### IV.3. Méthodes d'optimisation

Le terme "optimisation" peut être défini comme une recherche du minimum ou du maximum d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquelles les variables de la fonction à optimiser sont des contraintes évoluées dans une certaine partie de l'espace de recherche. Alors "optimiser" sert à minimiser ou maximiser une fonction en respectant certaine condition préalable. Cette fonction appelée « Objectif » peut être un coût à minimiser, profit à maximiser, production à maximiser...etc. Les fonctions « Objectifs » sont diverses ainsi que les contraintes, c'est selon le problème à optimiser. L'optimisation sert à rechercher le meilleur parmi un grand nombre de solutions possibles. Le principal objectif d'optimisation dans la rentabilité des systèmes éolienne, y compris les sources de production et même ses composants associés, est de déterminer un ensemble des paramètres, la topologie utilisée pour satisfaire certaines spécifications et objectifs sous des contraintes de conception, tels que la puissance de sortie, l'efficacité, le volume et le coût. Ou nous présenterons les divers algorithmes déterministes et stochastiques d'optimisation.

#### IV. 3.1. Les méthodes déterministes

L'optimisation déterministe, ou l'optimisation par programmation mathématique, incarne les algorithmes qui dépendent fortement d'algèbre linéaire, car ils sont généralement basés sur le calcul du gradient. L'optimisation déterministe a des avantages et des inconvénients. L'avantage le plus remarquable c'est que la convergence vers une solution est beaucoup plus rapide par rapport à l'optimisation par algorithmes stochastiques [CAV12]. [TEG16] Les algorithmes d'optimisation déterministes cherchent le point le plus proche qui satisfait les contraintes imposées aux variables, donc, la solution optimale trouvée pourrait être un optimum local et pas globale.

##### IV.3.1.1. Les méthodes d'optimisation sans contraintes

Plusieurs méthodes mathématiques servent à optimiser des problèmes sans contraintes imposées aux fonctions objectifs, ou nous citons les approches suivantes :

- La méthode de Simplexe

- La méthode de Newton
- La méthode de Quasi-Newton
- Méthode du gradient conjugué
- Méthode de Levenberg–Marquardt.

#### **IV.3.1.2. Les méthodes d'optimisation avec contraintes**

Nous citons quelques approches d'optimisation avec des contraintes comme suit :

- La méthode d'élimination de gauss
- La méthode de Lagrangien
- La méthode active Set
- Méthodes des pénalités et des barrières
- Méthode de programmation quadratique séquentielle

#### **IV.3.2. Les méthodes stochastiques**

L'optimisation stochastique comprend les méthodes d'optimisations dans lesquels le hasard est présent dans la procédure de la recherche.

##### **IV.3.2. 1. Optimisation par Algorithme Génétique**

L'optimisation consiste à rechercher la meilleure solution d'un problème au sens d'un ou de plusieurs critères choisis en respectant les caractéristiques du système et les contraintes qui lui sont imposées. Les AGs utilisés pour résoudre les problèmes d'optimisation nécessitent le codage de l'ensemble des paramètres d'origine du problème à optimiser en une chaîne de caractères d'alphabet, de longueur finie. Ils n'utilisent que les valeurs de la fonction étudiée et pas celles de sa dérivée ou de toute autre fonction. Enfin, ils utilisent des règles de transition probabilistes et non déterministes.

Dans cette section nous traitons le problème d'optimisation des deux paramètres du régulateur PI basé sur un Algorithme Génétique. Dans un premier temps, nous introduisons quelques généralités sur l'AG, ses opérateurs de base et les facteurs qui affectent directement sa convergence. Par la suite, nous décrivons de façon exhaustive la façon dont laquelle l'AG est utilisé pour le calcul des paramètres du PI.



### IV.3.2. 1.1.Généralités sur les Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes évolutionnistes d'optimisation stochastique inspirés des mécanismes de l'évolution naturelle (sélection, adaptation, reproduction, recombinaison, mutation) élaborés par Charles Darwin. Ils sont des algorithmes itératifs de recherche globale dont le but est d'optimiser une fonction prédéfinie appelée critère ou fonction coût "fitness". Ils permettent de faire évoluer un ensemble initial de solutions vers un ensemble final. Les algorithmes génétiques sont utilisés dans l'automatique, le but de cette utilisation est d'optimiser au maximum les gains des régulateurs utilisés dans la commande. A partir des années 1990, quelques publications évoquent l'utilisation des AG pour la résolution de problèmes d'optimisation dans le domaine de la commande de systèmes électromécaniques.

L'implémentation d'un AG est spécifique au problème à résoudre. Pour l'utiliser, il faut disposer des cinq éléments suivants :

- Un principe de codage de l'élément de population : La qualité du codage des données conditionne le succès des algorithmes génétiques. Les codages binaires ont été très utilisés à l'origine. Les codages réels sont désormais largement utilisés, notamment dans les domaines applicatifs pour l'optimisation de problèmes à variables réelles.
- Un mécanisme de génération de la population initiale. Ce mécanisme doit être capable de produire une population d'individus non homogène qui servira de base pour les générations futures.
- Une fonction à optimiser : celle-ci retourne une valeur appelée *fitness* ou fonction d'évaluation de l'individu.
- Des opérateurs permettant de diversifier la population au cours des générations et d'explorer l'espace d'état. L'opérateur de croisement recompose les gènes d'individus existant dans la population ainsi que l'opérateur de mutation a pour but de garantir l'exploration de l'espace d'états.
- Des paramètres de dimensionnement : taille de la population, nombre total de générations, probabilités d'application des opérateurs de croisement et de mutation.

L'organigramme fonctionnel de la figure (IV.1) illustre la structure de l'algorithme génétique. Les diverses phases et les mécanismes associés à chacune d'entre elles seront présentés dans les sections suivantes.

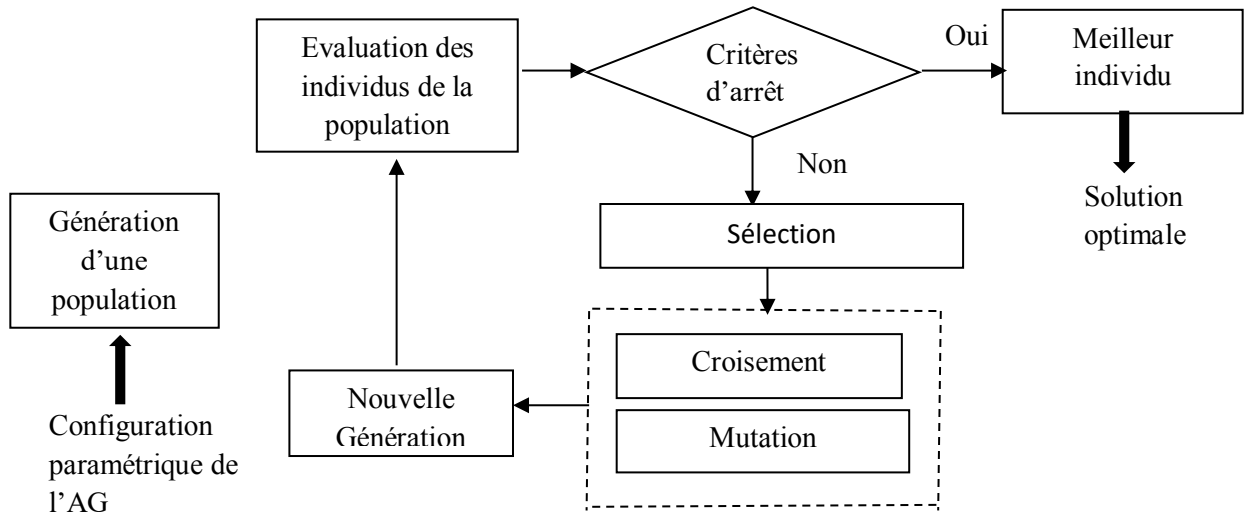


Fig.IV.1 : Organigramme d'un Algorithme Génétique

**IV.3.2. 1.1.1. Codage des variables**

La première étape dans le fonctionnement de l'algorithme génétique est le codage de l'ensemble des paramètres à optimiser en une chaîne de caractères de longueur finie. Il existe principalement deux types de codage : le codage binaire, le codage réel [HEL14] :

• **Codage binaire**

Chaque gène dispose du même alphabet binaire {0, 1}. Chaque paramètre  $x_i$  situé dans un Intervalle  $[x_{imin}, x_{imax}]$ , est associé à une chaîne binaire  $b_0, b_1, \dots, b_{L_{xi}-1}$  définie sur  $L_{xi}$  bits.

A chaque chaîne correspond une valeur entière naturelle :

$$g_i = \sum_{i=0}^{L_{xi}-1} 2^i \cdot b_i \tag{IV-3}$$

Cette chaîne doit être décodée pour pouvoir calculer la valeur de la fonction coût (fonction d'évaluation) qui lui est associée. Le paramètre réel  $x_i$  de l'espace de recherche relatif à  $g_i$  est obtenu par interpolation linéaire :

$$x_i = x_{imin} + \frac{x_{imax}-x_{imin}}{2^{L_{xi}-1}} \cdot g_i \tag{IV-4}$$

• **Codage réel**

Pour résoudre le problème de précision inhérent au décodage binaire standard et améliorer la recherche locale, un codage réel des paramètres est utilisé. L'ensemble des variables est représenté par un vecteur

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_n) \tag{IV-5}$$

Où chaque  $x_i$  est un nombre réel.

Avec ce type de codage, la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcodage (du binaire vers le réel).

### IV.3.2. 1.1.2. Opérateur de croisement

Le croisement utilisé par les algorithmes génétiques est la transposition informatique du mécanisme qui permet, dans la nature, la production de chromosomes qui héritent partiellement des caractéristiques des parents. Son rôle fondamental est de permettre la recombinaison des informations présentes dans le patrimoine génétique de la population. Il existe différents types de croisement, les plus connus sont le croisement multipoints et le croisement uniforme [HAR03].

- **Croisement en un point**

Si le croisement a lieu entre deux chromosomes parents (**P1** et **P2**), constitués de **n** gènes, on tire aléatoirement une position de chacun des parents. On échange ensuite les deux sous chaînes terminales de chacun des chromosomes, ce qui produit deux enfants (**C1** et **C2**) comme indiqué sur la Fig.IV.2 [Hed01, Sou02] :

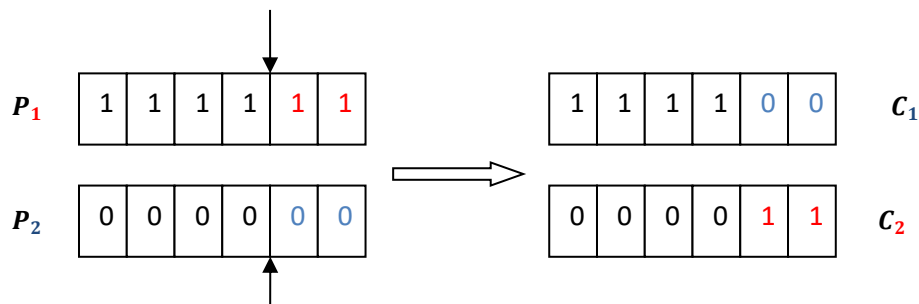


Fig.IV.2 : Croisement standard en un seul point

- **Croisement en deux points**

Sur la fig.IV.3 nous représentons un croisement en deux points, que nous utiliserons dans la suite de ce travail :

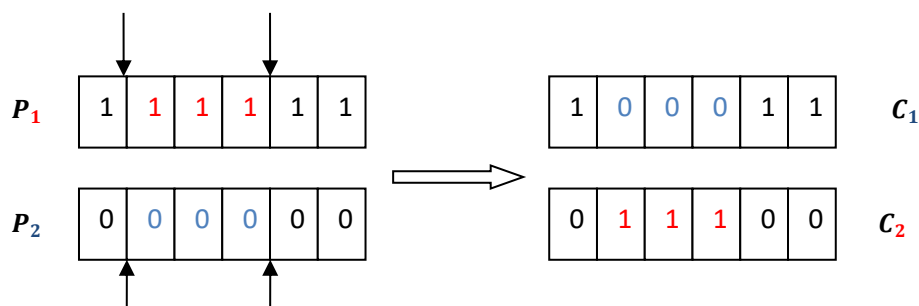


Fig.IV.3 : Croisement standard en deux points

Ce type de croisement est très efficace et peut s'étendre à n'importe quel type de chaînes.

- **Croisement de type barycentre**

Certains chercheurs préfèrent utiliser dans le cas des chaînes réelles, un croisement de type barycentre. Deux gènes sont sélectionnés dans chacun des parents (P1 et P2) à la même position  $i$ . Ils définissent deux nouveaux gènes (C1 et C2) par combinaison linéaire :

$$\begin{cases} C_1(i) = \alpha P_1(i) + (1 - \alpha)P_2(i) \\ C_2(i) = (1 - \alpha)P_1(i) + \alpha P_2(i) \end{cases} \quad (\text{IV-6})$$

Où  $\alpha$  est un paramètre de pondération aléatoire qui prend généralement ses valeurs dans l'intervalle  $[-0.5, 1.5]$ .

### IV.3.2. 1.1.3. Opérateur de mutation

La mutation est un opérateur qui joue un rôle perturbateur : il introduit un bruit au sein de la population. Il modifie de manière aléatoire les caractéristiques d'une solution, ce qui permet d'introduire et de maintenir la diversité au sein de notre population de solutions.

L'opérateur de mutation permet aussi d'assurer une recherche aussi bien globale que locale, selon le poids et le nombre des bits mutés. De plus, elles garantissent mathématiquement que l'optimum global peut être atteint. La fig.IV.4 illustre une représentation schématique d'une mutation dans un chromosome :

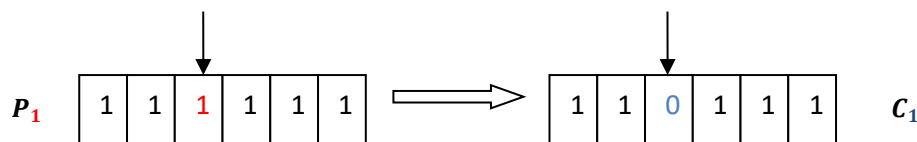


Fig.IV.4 : Opérateur de mutation

### IV.3.2. 1.1.4. Fonction d'adaptation

Dans un AG la fonction d'adaptation déterminée à partir de la fonction d'évaluation, mesure la performance d'un individu par rapport à l'ensemble de la population. Le résultat fourni par cette fonction va permettre de sélectionner ou de refuser un individu pour ne garder que les individus ayant la meilleure performance en fonction de la population courante. Le choix de la fonction d'adaptation est important et dépend du problème à résoudre et de l'espace de recherche qui en découle. Son comportement influence la convergence de l'algorithme vers des solutions optimales pour le problème étudié.

### IV.3.2. 1.1.5. Opérateur de sélection

La sélection est un opérateur qui permet d'identifier statistiquement les meilleurs individus d'une population et d'éliminer les mauvais. Elle doit favoriser les meilleurs éléments selon le

critère à optimiser. On trouve dans la littérature un nombre important de principes de sélection plus ou moins adaptés aux problèmes qu'ils traitent. Parmi lesquelles on peut citer [GUE01] :

- **La sélection par roulette artificielle**

La sélection des individus par le système de la roulette s'inspire des roues de loterie. A chacun des individus de la population est associé un secteur d'une roue. L'angle du secteur étant proportionnel à la qualité de l'individu qu'il représente. Les tirages des individus sont ainsi pondérés par leur qualité.

### IV.3.2. 1.1.6. Critères d'arrêt

Le critère d'arrêt est une caractéristique essentielle des AG. Un critère peu performant peut en effet conduire à de nombreuses évaluations inutiles de la fonction d'adaptation. Parmi les critères proposés dans la littérature on peut citer :

- Nombre maximales de générations
- Temps écoulé

### IV.3.2.1.2. Application des AG à l'optimisation du régulateur PI

L'objectif est toujours de trouver l'ensemble des paramètres optimisés  $[K_{Popt}, K_{Iopt}]$  de façon à ce que la réponse en vitesse du système de conversion d'énergie éolienne en boucle fermée soit stable et la plus robuste possible pour toute variation paramétrique. Avec l'utilisation de l'AG il est possible de réaliser la recherche de la solution optimale dans un espace bidimensionnel au détriment de la recherche quasi unidimensionnelle qui a été mise en œuvre à partir de l'approche itérative. Chaque dimension de l'espace de recherche bidimensionnel correspond à une variable de l'individu  $x$  que nous cherchons à optimiser.

$$[x_{1in}, x_{2in}] = [k_{pi}, K_{Ii}] \quad (IV-7)$$

### IV.3.2.1.2.1. Formulation du problème d'optimisation

#### IV.3.2.1.1. Indices de performance d'un régulateur PI

Le régulateur PI est un système linéaire du premier ordre à une entrée et une sortie, dont sa fonction de transfert dans le domaine de Laplace est donnée par l'équation (IV-8).

$$C_{em-réf} = (k_p + \frac{k_i}{s})(\Omega_{g-réf} - \Omega_g) \quad (IV-8)$$

Avec,  $k_p$ : Gain proportionnel et  $k_i$  gain intégral, sont les paramètres du correcteur à déterminer.

Les indices couramment utilisés sont définis de la façon suivante :

- L'intégral de la valeur absolue de l'erreur (IAE) est défini par :

$$IAE = \int_0^{\infty} |e(t)| dt \quad (IV-9)$$

- L'intégral du produit de l'erreur par le temps (ITAE) est donné par

$$ITAE = \int_0^{\infty} t \cdot |e(t)| dt \quad (IV-10)$$

- L'intégral de l'erreur quadratique (ISE) :

$$ISE = \int_0^{\infty} e(t)^2 dt \quad (IV-11)$$

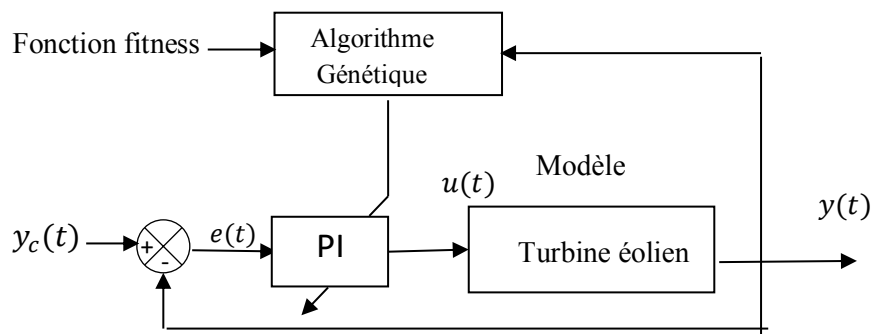
Où  $e(t)$  est l'erreur entre la consigne (valeur désirée) et la valeur mesurée.

$$e(t) = \Omega_{g-ref} - \Omega_g \quad (IV-12)$$

Le but de l'algorithme AG est de réduire au minimum la fonction objectif, pour cela l'équation (IV-13) est choisie comme une fonction objectif qui définie par :

$$sum(ITAE) \quad (IV-13)$$

Où l'indice  $i$  représente un individu quelconque de la population.



**Fig.IV.5** : Principe de l'optimisation d'un correcteur PI par algorithme génétique

A partir de quelques connaissances sur le système à régler et sur la conception d'un régulateur de type PI, nous pouvons borner la région de recherche de la solution optimale tout en garantissant l'optimisation de l'approche, de façon à ce que le temps de convergence de l'AG soit largement réduit.

$$D = [x_{1in}] * [x_{1in}] = [k_{pmin} \ k_{pmax}] * [k_{Imin} \ k_{Imax}] \quad (IV-14)$$

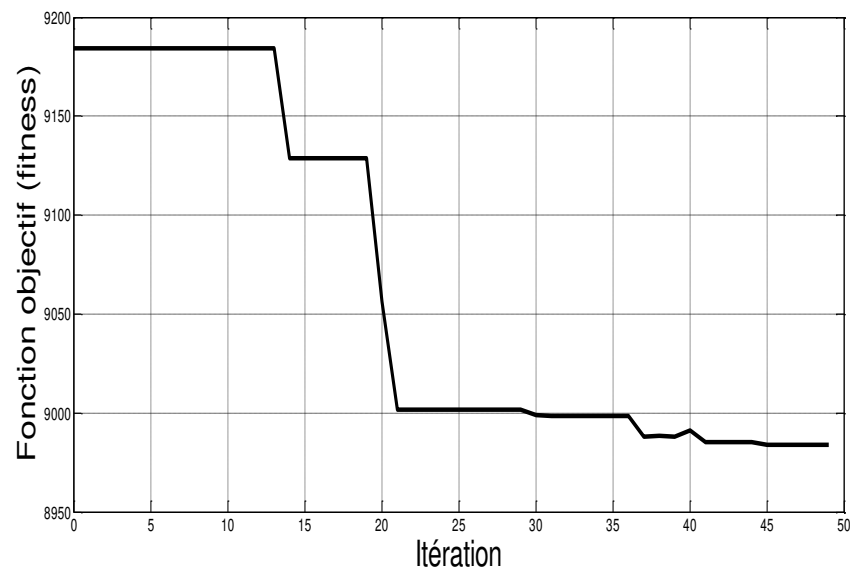
Cette fonction a deux variables  $k_p$  et  $k_I$

Le tableau IV.1 présente les valeurs des principaux paramètres utilisés pour l'exécution de l'algorithme génétique proposé. Le choix de ces paramètres est aussi basé sur de nombreux essais de performance et de convergence de l'AG.

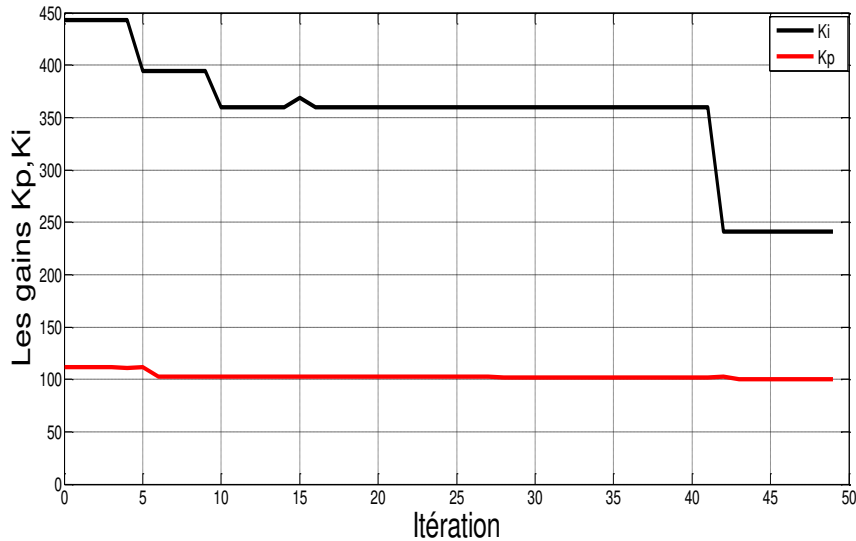
**Tableau.IV.1** : Paramètres de l'algorithme génétique.

Paramètres	symbole	valeurs
Taille de la population	$n_p$	50
Nombre de génération	$n_g$	50
Nombre de variable	$n_s$	2
Probabilité de mutation	$p_m$	5%

La convergence de la fonction objective  $f$  (on l'appelle aussi fonction de coût ou critère d'optimisation) vers l'optimum global, d'après les résultats de simulation, est représentée sur la figure (IV.6).

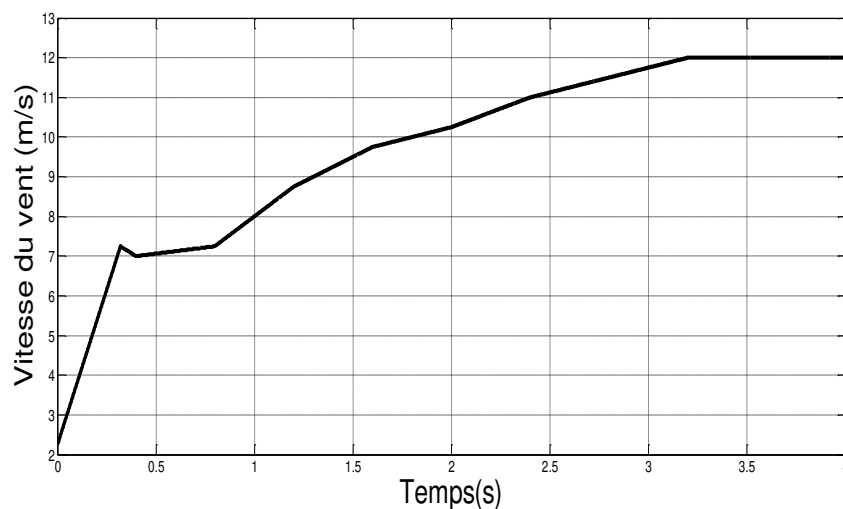
**Fig.IV.6** : Les variations de la fonction objective

Les variations des gains optimaux  $K_i$  et  $K_p$  pendant la simulation sont présentés par la figure (IV.7).



**Fig.IV.7 :** Les variations des gains optimaux  $K_i$  et  $K_p$

Dans cette section, nous allons étudier l'effet de l'heuristique de répulsion sur l'algorithme génétique, et comparer les résultats obtenus par algorithme génétique avec régulateur PI classique. Les simulations ont été effectuées sous le logiciel MATLAB/SIMULINK sur un système éolien. Deux techniques MPPT sont mises en œuvre dans la simulation en tant que contrôleur pour étudier et comparer la réponse dynamique du système éolien en évolution de la vitesse du vent variable. Ces deux structures de méthodes ont été simulées en considérant un profil de vent moyen autour de (12.5 m/s) (figure IV.8). Nous montrons les résultats obtenus pour les différentes stratégies de commande utilisées. Les performances de coefficient de puissance de la turbine et la vitesse relative ( $\lambda$ ), la vitesse de rotation du générateur ainsi que sa référence, la puissance aérodynamique de la turbine. La méthode proposée PI dont les paramètres sont optimisée par AG et de la méthode PI-classique sont illustrées à la Fig.IV.9.



**Fig.IV.8 :** Profil du vent



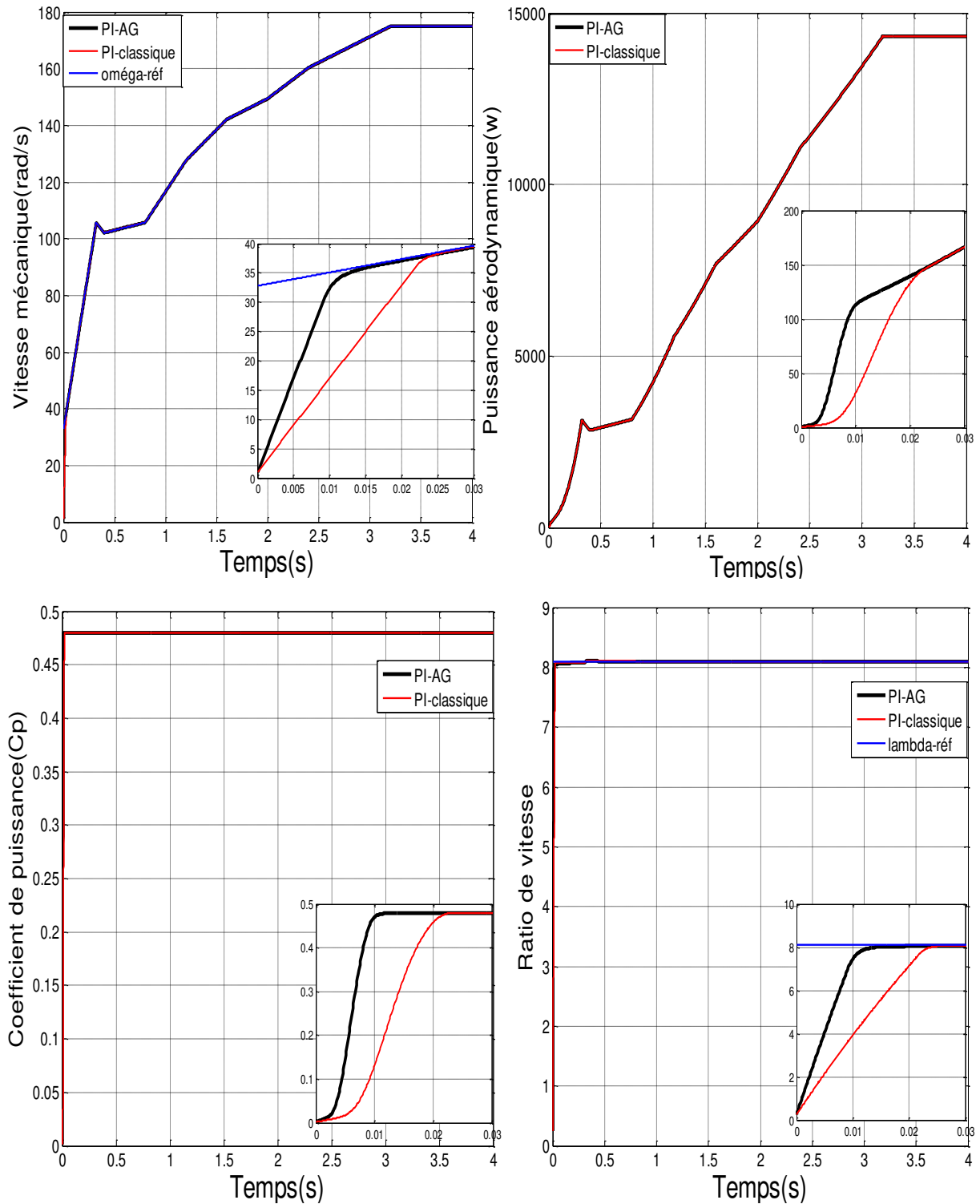


Fig.IV.9 : Optimisation par AG

La réponse du système en utilisant le régulateur basé sur l’algorithme génétique est relativement meilleure (temps de réponse inférieur à 20 ms) que celle obtenue avec le régulateur classique (temps de réponse 30 ms). D’autre part, dans le contexte de la stabilisation de coefficient de puissance, le MPPT PI-classique a subi une perte importante et provoque les

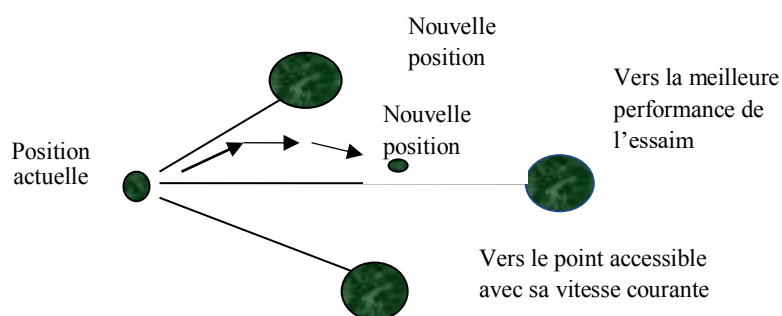
oscillations autour du MPPT, tandis que le MPPT PI optimisé par algorithme génétique offre également la possibilité d'éliminer l'oscillation autour du MPPT.

### IV.3.2. 2. Optimisation par Essaims de particules (PSO)

Cette méta-heuristique d'optimisation stochastique a été proposée en 1995 par James Kennedy socio-psychologue et Russell Eberhart ingénieur électricien. Initialement, ses deux concepteurs, cherchaient à modéliser des interactions sociales entre des « agents » appelés « particules », devant atteindre un objectif donné dans un espace de recherche commun, chaque agent ayant une certaine capacité de mémorisation et de traitement de l'information. Dans PSO le comportement social est modélisé par une équation mathématique permettant de guider les particules durant leur processus de déplacement [KEN 95]. Le déplacement d'une particule est influencé par trois composantes [BEK14] [COO08] :

- La composante d'inertie : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
- La composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
- La composante sociale : la particule tend à se diriger vers le meilleur site atteint par ses voisines.

Dans le cas d'un problème d'optimisation, la qualité d'un site de l'espace de recherche est déterminée par la valeur de la fonction objective en ce point. La Fig.IV.10. Illustre la stratégie de déplacement d'une particule.



**Fig.IV.10** : Déplacement d'une particule

Il existe plusieurs paramètres qui interviennent et influencent la performance de la méthode PSO. Le choix de ces paramètres reste critique et dépend généralement du problème posé

[PAR02], [HYA10], [ZEM16] mais a une grande influence sur la convergence de l'algorithme.

Parmi les paramètres qui rentrent en ligne de compte citons :

- La dimension du problème ;
- Le nombre des particules ;
- La disposition des particules ;
- Les coefficients de confiance ;
- La vitesse maximale ;
- Le facteur d'inertie ;
- Le facteur de construction ;
- La notion du voisinage ;
- Le critère d'arrêt.

### IV.3.2. 2.1. Principe de l'Algorithme PSO

Un essaim est un ensemble de particules positionnées dans l'espace de recherche de la fonction objectif. Le principe de l'algorithme consiste à déplacer ces particules dans l'espace de recherche afin de trouver la solution optimale [CAL09]. Au départ de l'algorithme, un essaim est réparti au hasard dans l'espace de recherche, chaque particule ayant également une vitesse aléatoire. Ensuite, à chaque pas de temps :

- Chaque particule est capable d'évaluer la qualité de sa position et de garder en mémoire sa meilleure performance.
- Chaque particule est capable d'interroger un certain nombre de ses congénères de son voisinage et d'obtenir de chacune entre elles sa propre meilleure performance.
- A chaque pas de temps, chaque particule choisit la meilleure des meilleures performances dont elle a connaissance modifie sa vitesse en fonction de cette information et de ses propres données et se déplace en conséquence.

A partir des quelques informations dont elle dispose, une particule doit décider de son prochain mouvement, c'est-à-dire décider de sa nouvelle vitesse. Pour ce faire, elle combine trois informations :

- Sa vitesse actuelle.
- Sa meilleure position actuelle.
- La meilleure performance (vitesse et position) de ses voisines.

Le hasard joue un rôle, grâce à une modification aléatoire limitée des coefficients de confiance, ce qui favorise l'exploration de l'espace de recherche. Naturellement, pour pouvoir être

programmé, tout ceci est formalisé dans des équations de mouvement. Un point intéressant est que, contrairement à bien d'autres heuristiques qui restent purement expérimentales, il existe une analyse mathématique précisant les conditions de convergence et le choix des paramètres [KEN95]

La particule  $i$  de l'essaim est modélisée par son vecteur position

$$\vec{X}_i = (x_{i1}, x_{i2}, x_{i3}, \dots, x_{iD}) \quad (\text{IV-15})$$

Et par son vecteur vitesse

$$\vec{V}_i = (v_{i1}, v_{i2}, v_{i3}, \dots, v_{iD}) \quad (\text{IV-16})$$

Fonction de fitness ( $f$ ) est évaluée en utilisant les coordonnées de position de la particule comme valeurs d'entrée. Cette particule garde en mémoire la meilleure position par laquelle elle est déjà passée, que l'on note

$$\vec{P}_{ibest} = (p_{ibest}, p_{ibest}, p_{ibest}, \dots, p_{iDbest}) \quad (\text{IV-17})$$

La meilleure position atteinte par toutes les particules de l'essaim est notée

$$\vec{G}_{ibest} = (g_{1best}, g_{2best}, g_{3best}, \dots, g_{Dbest}) \quad (\text{IV-18})$$

Au temps, le vecteur de vitesse est calculé à partir de l'équation (IV.13), [COO 08] [EBE00] [PAD10].

$$v_{ij}(t) = w \cdot v_{ij}(t-1) + c_1 \cdot r_1 (p_{ijbest}(t-1) - x_{ij}(t-1)) + c_2 \cdot r_2 (p_{ijbest}(t-1) - x_{ij}(t-1)) \quad (\text{IV-19})$$

La position au temps  $t$  de la particule  $i$  est alors définie par l'équation IV.14 :

$$x_{ij}(t) = x_{ij}(t-1) + v_{ij}(t), j \in \{1, \dots, D\} \quad (\text{IV-20})$$

Le coefficient d'inertie est donné par [PAD10]

$$w = w_{\max} \left( \frac{w_{\max} - w_{\min}}{k_{\max}} \right) \cdot k \quad (\text{IV-21})$$

Le coefficient d'inertie  $w$  joue un rôle important dans la procédure de recherche. Elle garantit un équilibre entre la recherche locale et la recherche globale, un bon choix de cette fonction augmente l'efficacité de la méthode pour avoir une solution globale.

La figure IV.11 montre l'organigramme général de la méthode PSO, [KEN 95] :

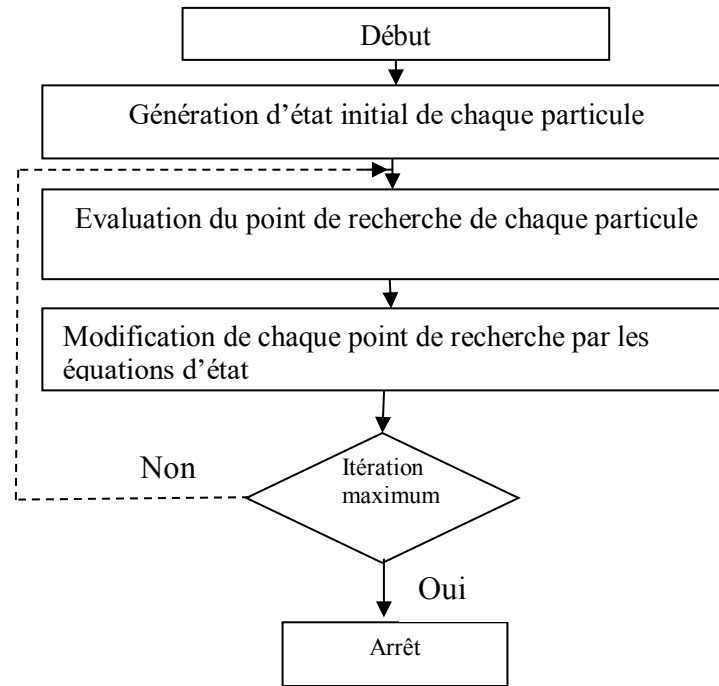


Fig.IV.11 : Organigramme général de la méthode PSO

### IV.3.2. 2.2. Optimisation des paramètres du régulateur PI par la technique PSO

Cette partie est consacrée à l'optimisation, par la technique PSO, des gains du régulateur PI utilisé dans le contrôle de la vitesse mécanique d'une turbine éolienne couplé à une machine asynchrone à double alimentation.

Le tableau IV.2 présente les valeurs des principaux paramètres utilisés pour l'exécution de l'algorithme PSO proposé :

Tableau.IV.2 : paramètres utilisés pour l'exécution de l'algorithme PSO

La taille d'essaim	paramètres
Le nombre maximal d'itération	30
$c_1 = c_2$	2
$\omega_{max}$	0.9
$\omega_{min}$	0.4

On remarque sur la Fig. IV.12 que la valeur de la fonction fitness  $f$  de la meilleure solution est une fonction décroissante au cours des itérations. Au moment où l'algorithme converge (dans notre cas 30 itérations), la valeur de la fonction fitness est très minimale.

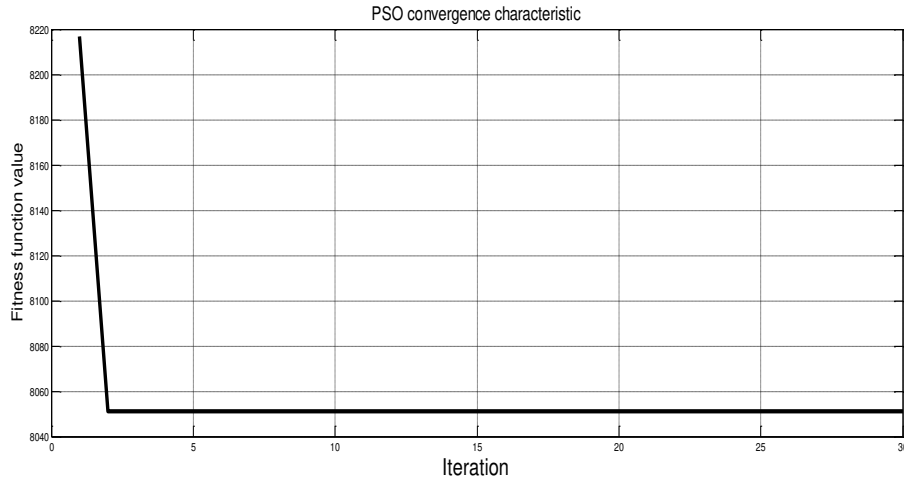
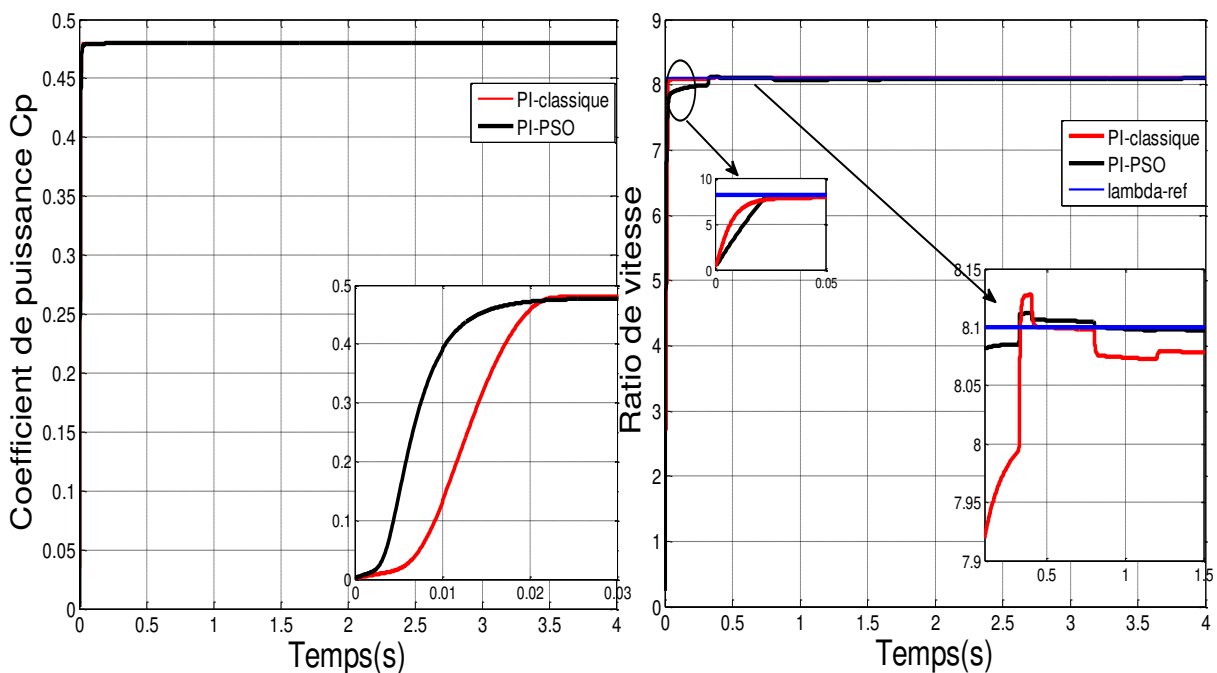


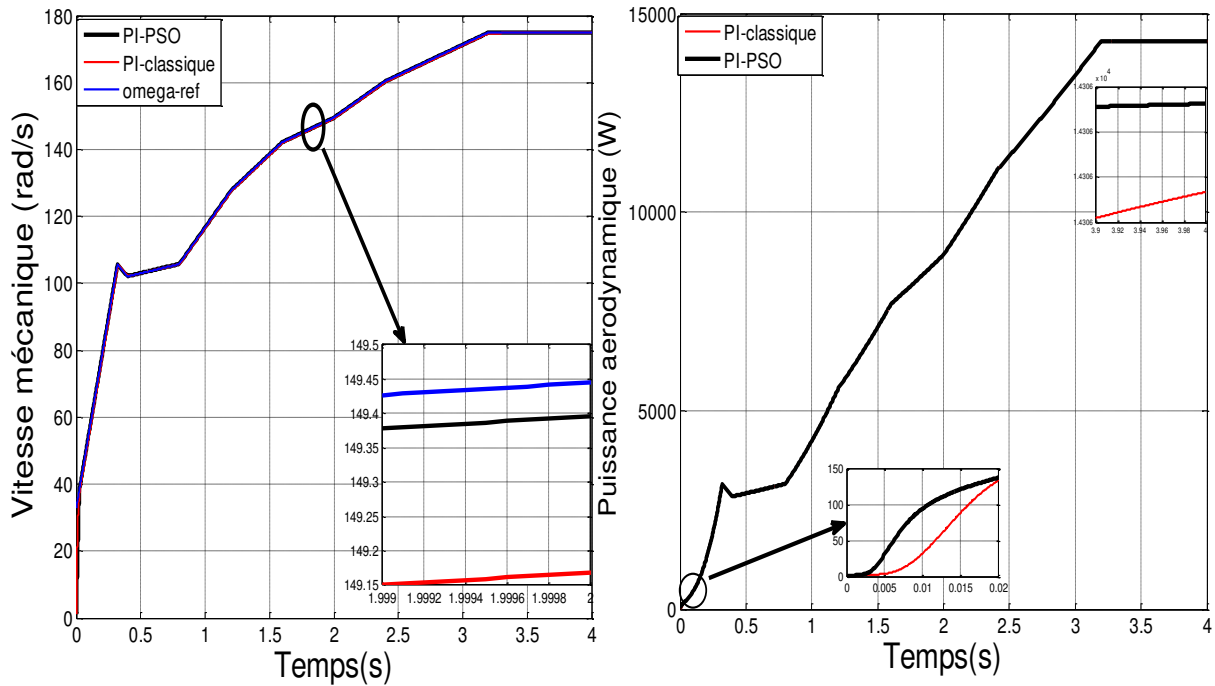
Fig.IV.12 : Evolution de la fonction fitness en fonction du nombre d'itérations

Afin d'évaluer la stratégie MPPT de la turbine, nous avons proposé un échelon variable de vitesse du vent qui est simulé dans la figure IV.8.

La figure IV.13 présente le coefficient de puissance de la turbine et la vitesse relative ( $\lambda$ ), la vitesse de rotation du générateur ainsi que sa référence, la puissance aérodynamique de la turbine.

Une comparaison est faite ici entre le régulateur conventionnel PI et le PI optimisé par PSO où ce dernier montre une minimisation d'ondulation au niveau de la vitesse relative par rapport au PI conventionnel, une convergence rapide vers MPPT. Le coefficient de puissance de MPPT PI-PSO pourrait finalement converger à 15ms tandis que le MPPT PI-classique convergerait vers MPPT à 30 ms.





**Fig.IV.13** : Optimisation par PSO

D'après ces figures, on remarque qu'il y'a une différence notable entre les résultats obtenus avant et après l'utilisation de la technique PSO. Il apparaît clairement que l'optimisation par essaim de particules présente de meilleures performances tant pour la technique PI-PSO que la PI-classique.

### IV.3.2. 3. Optimisation par algorithme Krill Herd (KHA)

Algorithme Krill Herd est un nouvel méta heuristique méthode d'optimisation pour résoudre l'optimisation problèmes, a été récemment proposé par Gandomi et Alavi (2012). Cette méthode est basée sur la simulation de l'élevage des essaims de krill dans réponse à des processus biologiques et environnementaux spécifiques [LI17]. Dans la nature, l'adaptabilité d'un individu est jugée par sa distance à la nourriture et la maximum densité de la population de krill. Ainsi, basé sur l'hypothèse d'une distance imaginaire, l'aptitude est la valeur de la fonction objective. Dans un espace à deux dimensions, l'emplacement spécifique du le krill individuel varie avec le temps en fonction des trois actions suivantes [GAN12], [SAR14], [TAN09] :

- mouvement induit par d'autres individus de krill ;
- activité de recherche de nourriture
- diffusion aléatoire.

Algorithme Krill Herd utilise le modèle lagrangien pour étendre l'espace de recherche à un espace de décision à n- dimensions comme :

$$\frac{dx_i}{dt} = N_i + F_i + D_i \quad (IV-22)$$

### IV.3.2. 3.1. Mouvement induit par d'autres individus de krill

Pour un individu krill, ce mouvement est formulé comme suit [HOF04] :

$$N_i^{new} = N^{max} \cdot \alpha_i + \omega_n \cdot N_i^{old} \quad (IV-23)$$

$$\text{Avec : } \alpha_i = \alpha_i^{local} + \alpha_i^{target} \quad (IV-24)$$

### IV.3.2. 3.2. Mouvement de recherche de nourriture

Le mouvement de recherche de nourriture est déterminé par deux principaux facteurs. Le premier est l'emplacement de la nourriture et le deuxième est l'expérience précédente sur l'emplacement de la nourriture. Cette motion peut être exprimée pour l'ième individu krill comme suit [WU17] :

$$F_i = v_f \beta_i + \omega_f \cdot F_i^{old} \quad (IV-25)$$

$$\text{Avec : } \beta_i = \beta_i^{food} + \beta_i^{best} \quad (IV-26)$$

L'effet alimentaire est défini en fonction de sa localisation. Le centre de la nourriture doit d'abord être trouvé, puis essayer de formuler la nourriture attraction. Cela ne peut pas être déterminé mais peut être estimé.

### IV.3.2. 3.3 Diffusion physique

La diffusion physique est un mouvement aléatoire et il est formulé comme suit [GAN12] :

$$D_i = D^{max} \cdot \delta \quad (IV-27)$$

De plus, un autre terme est ajouté à la formule de diffusion physique pour considérer cet effet. Ce terme diminue linéairement la vitesse aléatoire avec le temps (itérations) :

$$D_i = D^{max} \left(1 - \frac{1}{I_{max}}\right) \cdot \delta \quad (IV-28)$$

### IV.3.2. 3.4 Processus de mouvement de l'algorithme KH

En utilisant trois mouvements formulés, le vecteur de position d'un krill individuel pendant l'intervalle  $\Delta t$  est formulé comme suit :

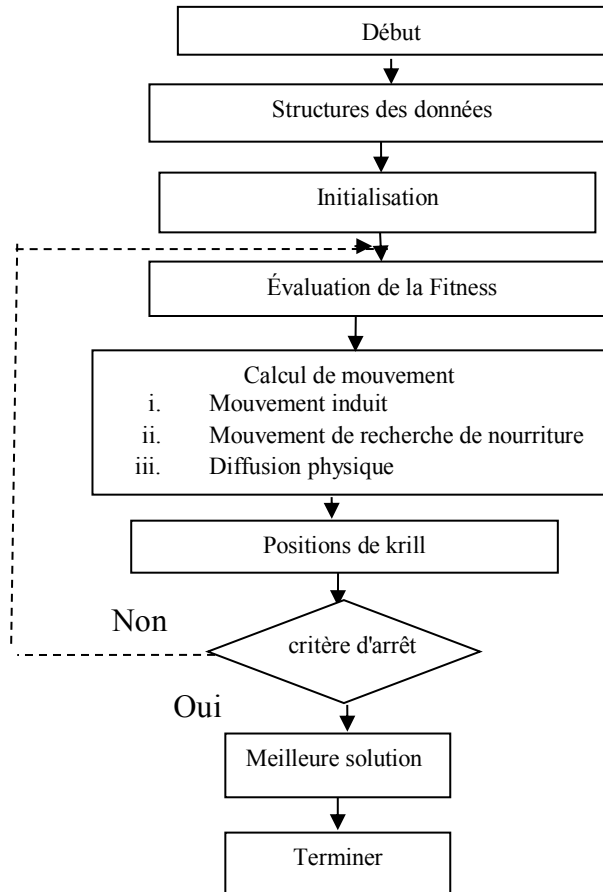
$$X_i(t + \Delta t) = X_i(t) + \Delta t \frac{dX_i}{dt} \quad (IV-29)$$



$\Delta t$  : est un paramètre très important qui détermine l'effet de la vitesse sur la nouvelle position du krill. Son paramètre est extrêmement affecté par l'espace de recherche, qu'il peut être l'équation suivante :

$$\Delta t = C_t \cdot \sum_{j=1}^{NV} (UB_j - LB_j) \quad (\text{IV-30})$$

Organigramme simplifié de l'algorithme de Krill Herd illustré à la figure (IV.14) [GAN12], [YAG16], [SHA15],



**Fig.IV.14** : Organigramme de l'algorithme KH

Les contrôleurs PI sont largement utilisés par les industries aujourd'hui en raison de leur simplicité. Son principal devoir dans ce document est de éliminer l'erreur d'état stable et l'amélioration de la dynamique réponse. Il a deux paramètres  $k_p$ ,  $k_i$ . Le contrôle PI est une des stratégies de contrôle antérieures .

Les paramètres du PI basés sur l'objectif fonction J, résolue à l'aide de algorithme Krill Herd proposé par la fig. IV.15

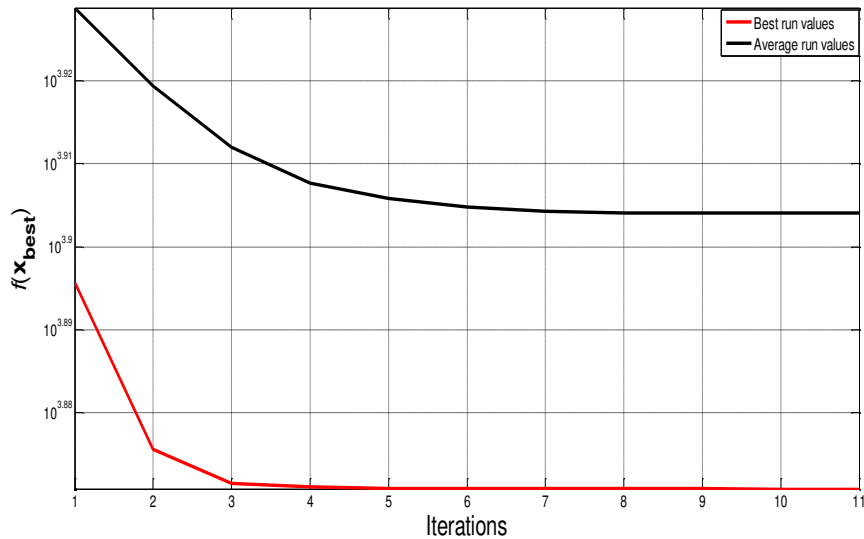
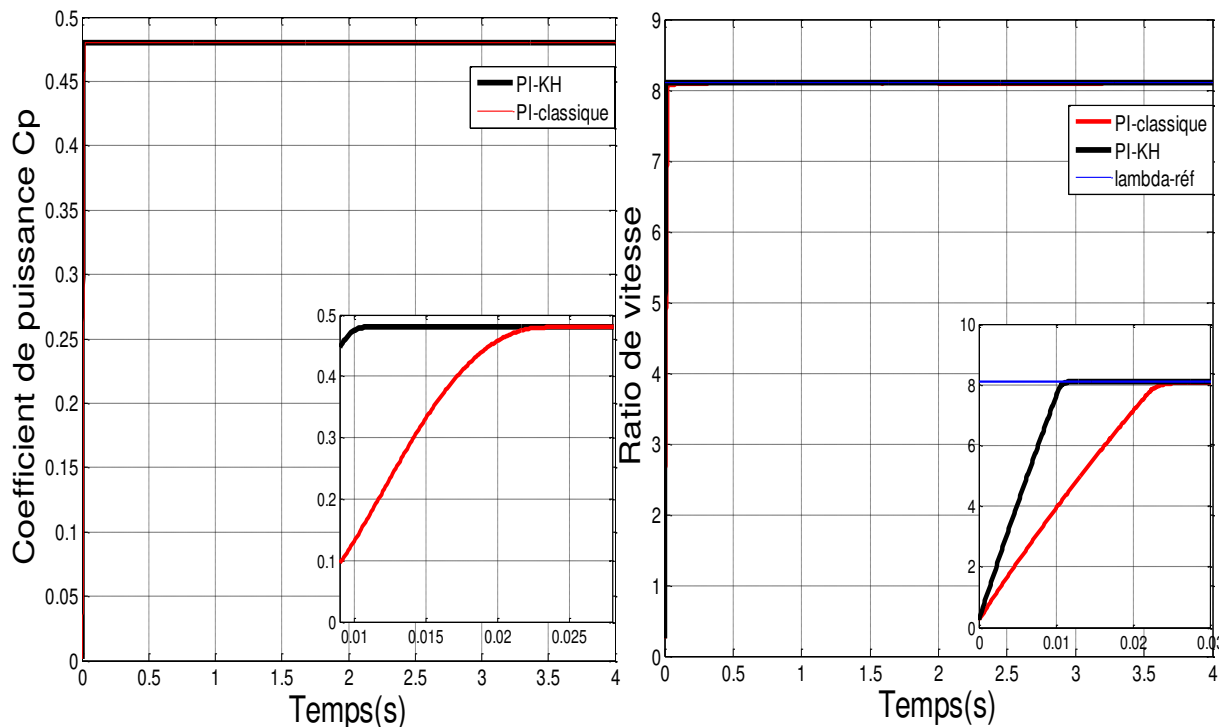


Fig.III.15 : Les variations de la fonction objective (fitness)

### IV.3.2. 3.5. Résultat de simulation

Afin d'évaluer les performances de l'algorithme proposé, Les résultats des caractéristiques de réponse d'une éolienne sont présentés dans la figure. IV.16 Dans toutes les simulations, la taille de la population et le nombre d'itérations sont respectivement de 20 et 30. La réponse du système en utilisant le régulateur basé sur l'algorithme Krill Herd est relativement meilleure (moins de dépassement, temps de réponse inférieur à 0,1s) que celle obtenue avec le régulateur classique.



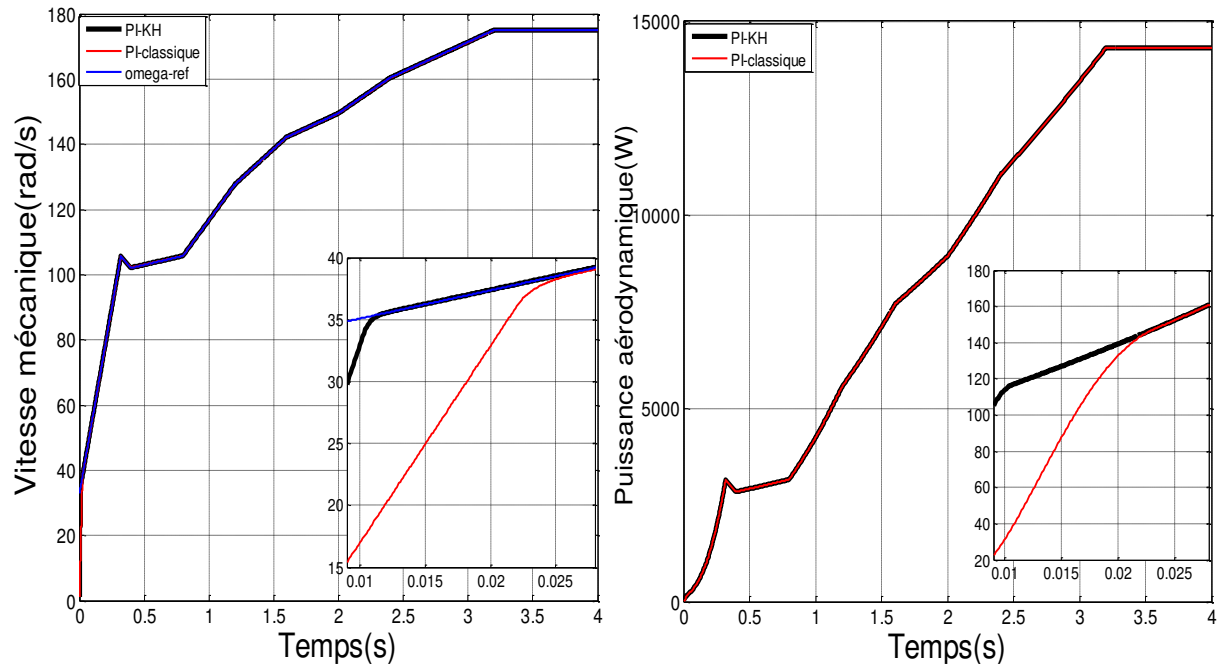
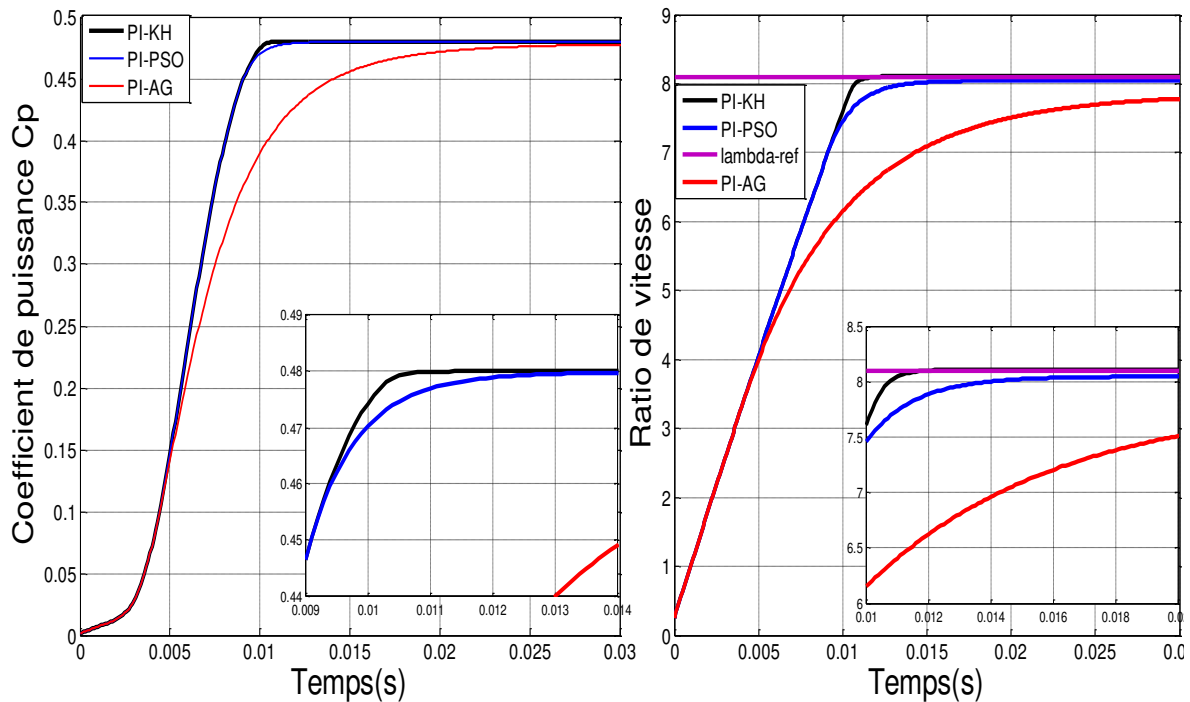


Fig.IV.16 : Optimisation par AKH

### IV.3.2. 4. Comparaison

L'algorithme Krill Herd est comparé avec les algorithmes bien connus, notamment GA et PSO. Les résultats de ces algorithmes bien connus sont présentés dans la figure (fig.IV.17). L'algorithme KH est classé comme un algorithme d'intelligence en essaim et ses opérateurs génétiques ont quelques similitudes.



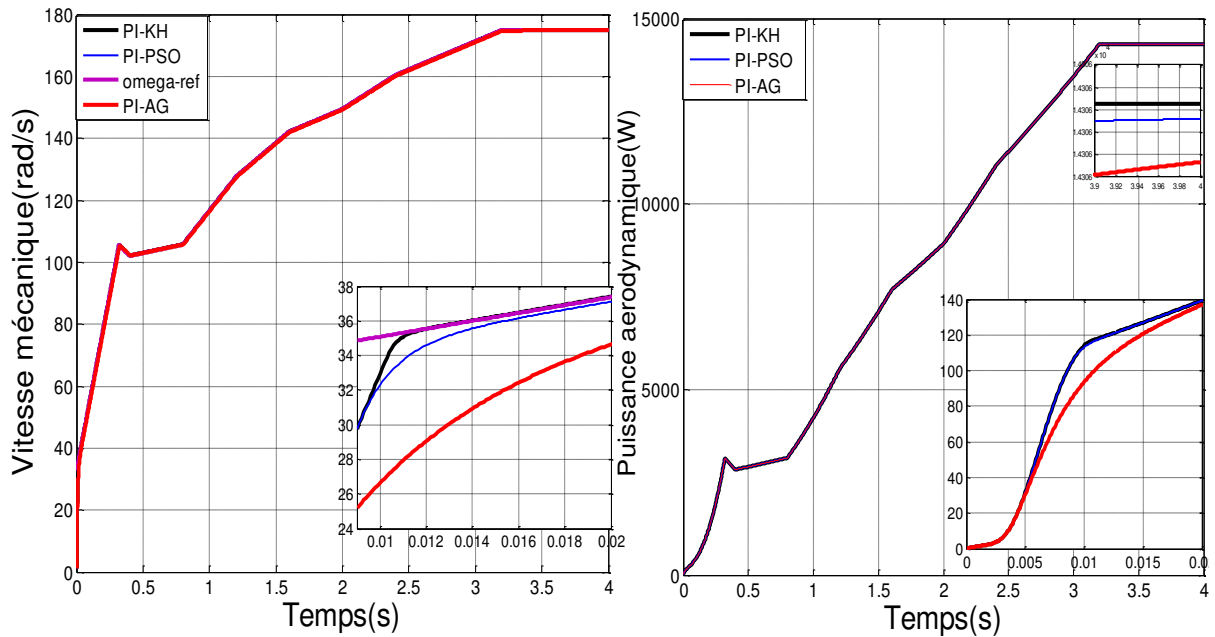


Fig.IV.17 : Comparaison des performances des différentes méthodes d'optimisation

Pour la comparaison de l'amélioration des performances du système de commande d'une turbine éolienne, les gains des correcteurs PI classique et PI par les algorithmes sont mentionnés sur le tableau IV.3. Les résultats de la simulation montrent que l'algorithme Krill Hard a de meilleures performances par rapport avec à certains algorithmes d'optimisation.

Tableau.IV.3 : Résumé des résultats des simulations, d'un régulateur PI optimisé

Régulateur PI	PI-classique	PI-AG	PI-PSO	PI-KH
Temps de réponse	30ms	20ms	15ms	12ms

Ces résultats montrent clairement l'intérêt de l'utilisation des algorithmes d'optimisation pour obtenir une optimisation du correcteur PI.

#### IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté une étude des différentes méthodes d'optimisation qui peuvent être employées pour la conception du dimensionnement optimale des sources renouvelables constituant un système éolien. Ces méthodes sont divisées en deux principales familles, à savoir les méthodes déterministes et les méthodes stochastiques. La description de

chaque méthode a été représentée en révélant la méthodologie de fonctionnement de ces algorithmes.

En suivant sera consacrée à la conception du dimensionnement optimal en utilisant l'une des méthodes stochastiques étudiées précédemment (les algorithmes Génétiques, PSO et krill Herd) afin de démontrer la rentabilité des systèmes éoliens renouvelables.

D'autre part, les résultats de simulation montrent que, la commande proposée présente une bonne robustesse vis-à-vis la perturbation qui est la variation de la vitesse du vent.

Finalement, nous pouvons dire que les techniques sont d'outil d'optimisation très puissant où les résultats que nous avons obtenu après son utilisation nous sont satisfaisants. Donc cet outil a donné un sens à notre contribution.

# Chapitre V

## **Application du Filtre Actif au du Système de Conversion Eolienne**

## V.1. Introduction

La restructuration de l'industrie de l'électricité a un impact significatif sur le processus d'interconnexion de l'énergie éolienne. Dans les années 1980, les besoins d'interconnexion des projets éoliens ont été négociés projet par projet entre l'utilitaire et le promoteur du projet.

Aujourd'hui, les accords bilatéraux entre les services publics et les développeurs sont remplacés par des processus standardisés mis en place sous la juridiction centrale d'électricité régissant les organismes de différents pays selon leurs propres normes.

Les problèmes liés à la qualité d'énergie sont de plus en plus remarquables dans les applications qui ont pour but d'intégrer l'énergie éolienne au réseau électrique et elles peuvent être très critiques en présence de charges non linéaires connectées au réseau électrique [TRE09], [IHB 15]. Pour cela, le convertisseur du côté réseau électrique CCG est doté de nouvelles fonctionnalités innovatrices telles la compensation des harmoniques, le support en puissance réactive et le balancement des courants du réseau électrique en présence d'une charge triphasée non linéaire équilibrée, puis déséquilibrée. En même temps, le rendement énergétique de la chaîne de conversion éolienne doit être amélioré en faisant extraire le MPPT. La puissance réactive fournie au réseau doit être nulle, ce qui veut dire que le facteur de puissance est unitaire.

## V. 2. Le problème de la stabilité des réseaux électriques

L'un des problèmes les plus importants lors de l'étude d'un réseau d'énergie électrique complexe, est celui de sa stabilité. Ceci est dû au développement important des réseaux ces dernières années, mais aussi à l'objectif de ce type d'étude qui est d'examiner le comportement du réseau face à des faibles ou importantes perturbations. Les variations continues de charge sont un exemple de petites perturbations, les défauts comme les courts-circuits et la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance sont des exemples de grandes perturbations. Ces perturbations sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation). Cet écart doit être absorbé sous forme d'énergie et à l'heure actuelle on sait stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique dans des volants d'inertie. Leur défaut est un très mauvais rendement. L'écart en termes de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur ou en d'autres termes par des variations de sa vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Après l'élimination de la perturbation, le réseau sera stable

si la valeur moyenne des écarts de vitesse est nulle. Dans ce cas, le réseau continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs [SHA03].

On distingue deux types de stabilité du réseau électrique : celle de son angle rotorique des alternateurs ou celle de la tension. Suivant la valeur de la perturbation, on classe la stabilité des réseaux électriques : la stabilité dynamique, la stabilité statique et la stabilité transitoire [HAS 12].

Dans notre travail et pour les fermes éoliennes, la principale caractéristique du vent réside dans sa variabilité, c'est pourquoi, il est important d'évaluer l'impact de la commande des fermes éoliennes sur la stabilité des réseaux électriques et en particulier, sur sa stabilité transitoire à la suite d'une perturbation donnée.

### **V. 3. Différents types de stabilité des réseaux électriques**

#### **V. 3.1. Stabilité statique**

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence. Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal.

Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine [SHA03].

#### **V. 3.2. Stabilité dynamique**

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau [SHA03].



### V. 3.3. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer :

- Le court-circuit affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.
- La perte d'ouvrages.
- La perte de groupes de production, etc.

La stabilité transitoire dépend [SHA03] :

- du type de perturbation.
- de la durée de perturbation.
- du lieu de perturbation.
- de la performance des systèmes de protection (relais, réenclenchement).
- du point de fonctionnement avant défaut

Le tableau suivant résume les caractéristiques des différents types de stabilité :

**Tableau V.1** : caractéristiques des différents types de stabilité

Caractéristiques des types de stabilité				
Caractéristiques Stabilité	Modèle	Constant de temps	Types de perturbation	Phénomènes à observer
statique	En petits mouvement	5 à 10(s)	petites	Insuffisance du couple synchrone
dynamique	En petits mouvement	5 à 30(s)	petites	Insuffisance du couple d'amortissement Action du control instable
transitoire	transitoire	$\geq 10$ (s)	grandes	Mouvement apériodique Première oscillation

## V.4. Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques

Une fois l'éolienne produit l'électricité, l'énergie électrique est transportée aux consommateurs par des réseaux électriques. Typiquement, pour les machines d'une puissance supérieure à 100 kW, la tension produite en sortie de l'éolienne est de l'ordre de quelques centaines de volts. Il est donc souvent nécessaire de disposer sur le site de production d'un transformateur de puissance élévateur de tension qui permet de se raccorder aux réseaux de moyennes tensions pour les fermes éoliennes de petites puissances, ou aux réseaux d'interconnexions pour les fermes éoliennes de fortes puissances (fermes éoliennes offshore), où la présence du vent est plus régulière. Cependant, le raccordement aux réseaux doit prendre en compte les conditions de couplage, qui se résument comme suit :

- L'égalité de valeurs maximales de tension, donc de leurs valeurs efficaces ;
- L'égalité de fréquences ;
- Un déphasage nul entre elles ;
- En triphasé, même succession des phases.

### V.4.1. Nécessité de même fréquence nominale

Les électriciens se rendent bien compte que, s'ils veulent interconnecter leurs réseaux, il faut faire le choix d'une fréquence nominale commune, le fonctionnement stable du système électrique interconnecté dépend d'une correspondance instantanée entre la charge et la génération. Lorsque la charge électrique sur un générateur synchrone dépasse la puissance mécanique, le générateur commence à ralentir et l'énergie cinétique extraite de l'inertie de rotation de la machine est convertie en énergie électrique. La diminution de la vitesse de l'arbre correspond à une diminution de la fréquence dans un générateur synchrone. Inversement, lorsque la puissance fournie par une génératrice à entraînement dépasse la demande d'électricité, le système générateur mécanique va s'accélérer. L'entrée en excès est stockée sous forme d'énergie de rotation avec une fréquence correspondante plus grande. Ce type de variation continue en puissance mécanique d'entrée du SCEE est assez fréquent puisque la puissance mécanique d'entrée de la turbine éolienne dépend de la vitesse du vent. Il est vraiment difficile de maintenir une fréquence constante dans les différentes conditions de vent et surtout dans le cas des générateurs à vitesse variable à entraînement direct [SUN 09].

Toutefois, tant que l'énergie éolienne couvre seulement un petit pourcentage de la charge totale, l'effet sur la fréquence peut dans la plupart des cas être négligé. Mais avec la vitesse

à laquelle la production d'énergie éolienne est en croissance dans le monde entier, le niveau de pénétration de l'énergie éolienne ne peut pas être négligé. L'intégration de l'éolien dans les petits réseaux isolés peut avoir certainement un impact sur la fréquence du réseau, et donc c'est un sujet de vive inquiétude pour l'interconnexion de SCEE au réseau électrique [MUY10] [IHB 15].

#### **V.4.2. Nécessité de même tension**

La plupart des systèmes modernes de conversion de l'énergie éolienne ont une certaine capacité à contrôler la tension et le facteur de puissance aux bornes de la machine. Cependant, même si le facteur de puissance et la tension en sortie sont maintenus constants, la consommation de la puissance réactive du parc éolien dans son ensemble continue de varier en raison de pertes réactives sur le système de collecte. L'augmentation des pertes réactives ne peut être facilement compensée par les éoliennes. Ainsi, la consommation d'énergie réactive du parc éolien augmente généralement avec le pouvoir réel de sortie à moins que les équipements auxiliaires de soutien réactif soient installés.

En l'absence de la CPR appropriée, il peut y avoir des variations importantes de tension sur le système de l'utilitaire, ce qui peut entraîner de graves dommages aux équipements chers du réseau de transport. Cela signifie que le parc éolien doit maintenir une tension de transmission raisonnablement constante, même pour les variations de la production en mégawatts. Certaines des normes internationales exigent que le parc éolien soit alimenté avec un facteur de puissance égal à 0.95 [IHB 15].

Afin de se protéger contre la dégradation de stabilité du système d'alimentation, les utilitaires (le service public) exigent souvent que l'ajout des parcs éoliens ne doive pas dégrader la stabilité du système ni entraîner des violations des critères de stabilité. Dans ces cas, les simulations logicielles doivent être exécutées pour déterminer l'influence de l'éolien sur le système. Si la stabilité du système est modifiée par l'ajout et l'installation des parcs éoliens, il est nécessaire d'ajouter des équipements auxiliaires pour résoudre le problème.

Le parc éolien doit être en mesure de minimiser les variations de la tension du système de transmission, ce qui permet donc de réduire tout impact négatif du parc éolien sur le rendement de tension du réseau de transmission. Les exigences spécifiques de contrôle de la tension nécessitent un équipement spécial de soutien réactif capable de mesurer la tension. Ce niveau de contrôle est souvent au-delà de ce qui peut être fourni individuellement par les éoliennes.

## V.5. Les problèmes induits par l'intégration des éoliennes dans un réseau électrique

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

### V.5.1. Production aléatoire et très peu prévisible

Le problème majeur de l'éolien est l'incertitude sur les prévisions de la vitesse du vent sur les sites éoliens induisant une incertitude sur la production des éoliennes. Les erreurs de prévisions sont en négatif (sous-production) ou en positif (surproduction) avec des changements de signe rapides en cours de la journée [BEL10]. La prévision est satisfaisante en ce qui concerne l'amplitude mais le moment où ce niveau de production est atteint, n'est pas précis.

### V.5.2. Déconnexions intempestives

Les générateurs éoliens sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension (dès que la valeur de la tension est inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence. En effet, le couple électromagnétique va diminuer pendant le creux de tension et la turbine va accélérer. Ceci entraînera une surchauffe pouvant endommager la génératrice. Une procédure d'arrêt est nécessaire. Un creux de tension a pour conséquence une démagnétisation de la génératrice [BELa10].

## V.6. Compensation des courants harmoniques

La puissance apparente de la charge non linéaire notée  $S_L$  se compose de trois termes orthogonaux : la puissance active  $P_L$ , la puissance réactive  $Q_L$  et la puissance déformante  $D_L$ .

$$S_L = \sqrt{(P_L + Q_L + D_L)} = 3 \cdot V_g \cdot I_L \quad (\text{V-1})$$

Le courant de la charge non linéaire est défini comme suit :

$$I_L = I_{fon} + \sum_{k=2}^{\infty} I_k = I_{fond} + I_{HL} \quad (\text{V-2})$$

Le courant efficace harmonique de la charge non linéaire est donné par la relation suivante

$$I_{HL} = \sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2} \quad (\text{V-3})$$

Le courant efficace de la charge non linéaire s'écrit comme suit :

$$I_{Leff} = \sqrt{(I_{fond}^2 + I_{HL}^2)} \quad (\text{V-4})$$

La puissance apparente fournie par le convertisseur côté réseau :

$$S_{ond} = D_L = 3.V_g \cdot I_{HL} \quad (V-5)$$

La charge non linéaire est représentée ci - dessous par un redresseur triphasé non commandé alimentant une charge linéaire de type RL

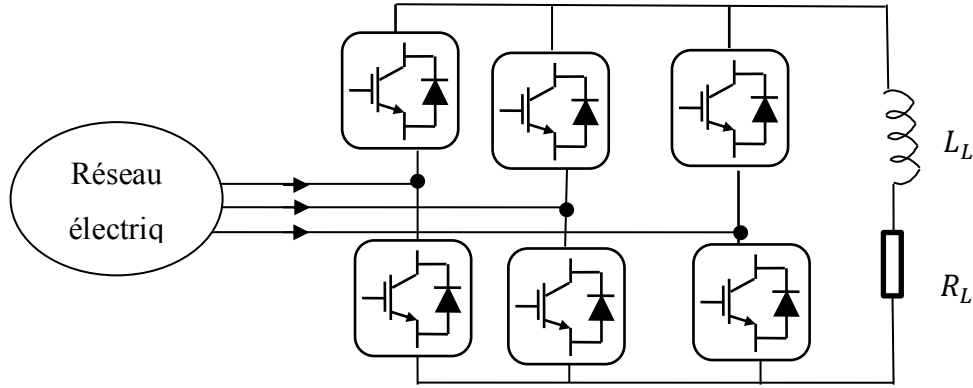


Fig. V.1 : Redresseur triphasé

L'équation de courant de la charge non linéaire en fonction du temps s'écrit comme suit :

$$I_L(t) = I_{Lmoy} + \sum(a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)) \quad (V-6)$$

Où  $I_{Lmoy}$  est le courant moyen de la charge non linéaire

$$I_{Lmoy} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} I_L(t) d(\omega t) = 0 \quad (V-7)$$

Avec  $a_n$  et  $b_n$  les coefficients de Fourier.

Pour  $n=1$ , on peut écrire  $a_1$  et  $b_1$  comme suit :

$$a_n = \frac{2}{2\pi} \int_0^{2\pi} I_L(t) \cos(\omega t) d(\omega t) = \frac{1}{\pi} \left[ \int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{5\pi}{6}} I_L \cos(\omega t) d(\omega t) - \int_{\frac{7\pi}{6}}^{\frac{11\pi}{6}} I_L \cos(\omega t) d(\omega t) \right] = 0 \quad (V-8)$$

$$b_1 = \frac{2}{2\pi} \int_0^{2\pi} I_L(t) \sin(\omega t) d(\omega t) = \frac{1}{\pi} \left[ \int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{5\pi}{6}} I_L \sin(\omega t) d(\omega t) - \int_{\frac{7\pi}{6}}^{\frac{11\pi}{6}} I_L \sin(\omega t) d(\omega t) \right] = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_L \quad (V-9)$$

La valeur efficace de la fondamentale de courant la charge  $I_{fond}$  s'écrit comme suit :

$$I_{fond} = \frac{\sqrt{a_1^2 + b_1^2}}{\sqrt{2}} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi\sqrt{2}} I_L = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_L \quad (V-10)$$

La valeur efficace du courant de la charge non linéaire est donnée par l'équation suivante :

$$I_{fond} = \sqrt{\frac{2}{2\pi} \int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{5\pi}{6}} I_L^2 d(\omega t)} = \sqrt{\frac{2}{3} \cdot I_L^2} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot I_L \quad (V-11)$$

Le rapport de puissance n'est que le quotient de la puissance apparente de l'onduleur et de la puissance apparente de la charge non linéaire. À partir des équations (V-10) et (V-11), il peut être exprimé comme suit :

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \frac{I_{HL}}{I_L} \quad (V-12)$$

Le rapport entre la puissance apparente de l'onduleur de tension multitâche et la puissance apparente de la charge non linéaire peut s'exprimer aussi en fonction des courants comme suit

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \sqrt{1 - \left(\frac{I_{fond}}{I_{Leff}}\right)^2} \quad (V-13)$$

Dans le cas de la compensation des harmoniques et de la puissance réactive de la charge non linéaire, la puissance apparente de l'onduleur de tension multitâche  $S_L$  est donnée par l'équation suivante :

$$S_{ond} = \sqrt{Q_L^2 + D_L^2} \quad (V-14)$$

Le rapport de puissance est donné par la relation ci-dessous

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \frac{\sqrt{Q_L^2 + D_L^2}}{3V_{gg}I_L} = \frac{\sqrt{(3V_{gg}I_{HL})^2 + (3V_{gg}I_L)^2}}{3V_{gg}I_L} \quad (V-15)$$

## V. 7. Caractérisation des harmoniques

### V. 7.1. Taux de Distorsions Harmoniques (THD)

Les taux de Distorsions Harmoniques sont des indicateurs significatifs de la pollution d'un réseau. Le calcul de ces taux en pourcent permet de déceler la présence ou l'absence d'harmoniques dans le réseau (l'absence d'harmoniques est caractérisée par un THD nul) :

- **Taux de Distorsion Harmonique Individuel  $THD_n$** : Le taux de distorsion harmonique individuel de rang  $n$  est le rapport de la valeur efficace  $I_n$  de l'amplitude de l'harmonique  $n$  à celle du fondamental  $I_0$ :

$$THD_n = 100 \frac{I_n}{I_0} \quad (V-16)$$

- **Taux de Distorsions Harmoniques** : le taux de distorsions harmoniques global caractérise la déformation globale et se calcule des deux façons suivantes :

$$THD_f = \frac{\sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2}}{I_0} \quad (V-17)$$

### V. 7.2. Le facteur de puissance

En présence de des harmoniques, la puissance apparente  $S$  est composée d'une puissance : active  $P$ , réactive  $Q$  et déformante  $D$ . Son expression est donnée par l'équation suivante :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (V-18)$$

Dans le cas d'un signal sinusoïdal, le facteur de puissance  $F_p$  est égal au quotient de la puissance active  $P$  par la puissance apparente  $S$  :

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (\text{V-19})$$

Le facteur de puissance sera toujours inférieur à 1.

## V.8. Principe de filtrage actif parallèle

Le filtrage actif parallèle de puissance est une application de l'électronique de puissance qui consiste à disposer d'une source de courant monophasée ou triphasée performante pour compenser les harmoniques sur un réseau électrique.

La figure V.2 présente le principe d'un compensateur actif de type parallèle qui permet de compenser les harmoniques de courant de la charge polluante à l'aide d'une source de la courante mise en œuvre [HIB13].

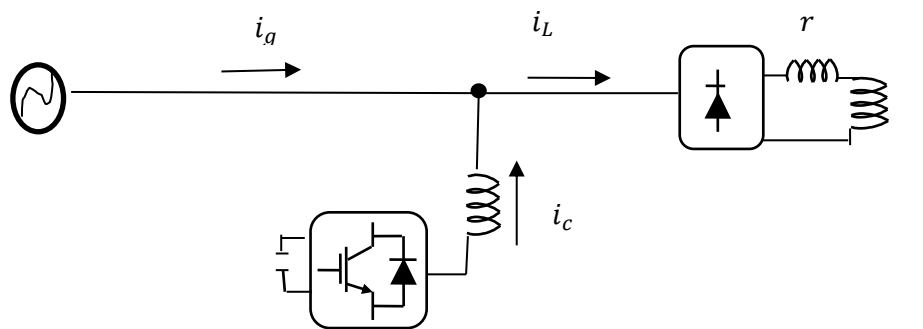


Fig.V.2 : Principe de la compensation active des harmoniques

Le principe est d'injecter un courant en opposition de phase avec les courants de la charge afin d'obtenir un courant le plus sinusoïdal possible au niveau de la source. En général charge polluante sur le réseau électrique entraîne la circulation de trois composantes de puissance active, réactive et déformante, le filtre actif peut alors compenser la puissance déformante.

### V.8.1. Commandes des filtres actifs parallèles

La partie commande du filtre actif est constituée de trois modules distincts réalisant les fonctions suivantes :

- Détermination des courants harmoniques de la charge polluante ;
- Commande de l'onduleur du filtre actif ou poursuite des références de courant ;
- Régulation de la tension aux bornes de la source de tension continue.

### V.8.1.1. Détermination des références harmoniques

La charge polluante absorbe un courant constitué d'une composante fondamentale et de composantes harmoniques. Le but du filtrage actif est la génération de courants harmoniques de même amplitude mais en opposition de phase avec ceux absorbés par la charge. Ainsi, le courant absorbé au réseau sera sinusoïdal. Il est donc nécessaire d'identifier avec précision les courants harmoniques de la charge polluante.

Le choix de la méthode utilisée pour isoler la composante harmonique du courant de charge est un facteur déterminant quant aux performances obtenues par le filtre actif (précision, dynamique, ...). Parmi toutes les méthodes présentées dans la littérature, nous avons choisi de mettre en œuvre une variante de la méthode des puissances réelle et imaginaire instantanées. La méthode classique des puissances instantanées est devenue aujourd'hui très courante dans les applications comme le filtrage actif car elle réalise le meilleur compromis entre performances statique et dynamique.

#### V.8.1.1.1. Méthode des puissances instantanées et sa variante

Cette méthode a été introduite par H. AKAGI [GHE03]. Son principe est basé sur le passage de systèmes triphasés constitués par les tensions simples et les courants de ligne, à un système diphasé (repère) en utilisant la transformation de Concordia, afin de calculer les puissances réelle et imaginaire instantanées. Ensuite, pour déterminer les courants harmoniques de la charge, la composante fondamentale est transformée en une composante continue et les composantes harmoniques en composantes alternatives. Dans la méthode classique des puissances instantanées, on utilise généralement, soit un filtre passe-haut, soit un filtre passe-bas afin de ne garder que la composante harmonique du signal.

#### V.8.1.1.2. Méthode basée sur le principe du courant actif

Le principe de cette méthode est basé sur la décomposition de la puissance absorbée par la charge polluante en puissance active, réactive et déformante. Donc le courant absorbé par la charge non linéaire  $i_c$  peut-être décomposé en deux parties : le courant actif et le courant réactif. La puissance active  $P$  résulte du courant actif  $i_{cak}$  qui est proportionnel à la tension  $V_s$  si celle-ci n'est pas déformée. Donc :

$$i_{cak} = \frac{P}{\sum_{k=1}^3 V_s^2} \cdot V_s^2 \quad (\text{V-20})$$

Le courant réactif  $i_{cnk}$  est obtenu par la relation suivante :

$$i_{cnk} = i_c - i_{cak} \quad (\text{V-21})$$



On décompose le courant réactif en deux parties : réactive et déformante. Le courant réactif, en phase avec la tension en quadrature  $V_s'$ , s'obtient, à partir de la puissance réactive, par l'expression suivante :

$$i_{crk} = \frac{Q}{\sum_{k=1}^3 V_{sk}^2} V_s' = Y \cdot V_s' \quad (V-22)$$

La composante déformante qui représente la somme de tous les courants harmoniques  $i_{ck,h}$  s'obtient en retranchant les courants actifs et réactifs du courant total :

$$\sum_{k=2}^h i_{ck,h} = i_c - i_{cak} - i_{crk} \quad (V-23)$$

Chacune des trois composantes du courant absorbé par une charge non-linéaire ou déséquilibrée peut être calculée à partir de la connaissance de la tension au point de raccordement, supposée sinusoïdale et du courant total.

### V.8.2.2. Stratégie de commande de l'onduleur du filtre active

Les performances du filtre actif et notamment la diminution du THD du courant de source sont certes liées aux performances de la génération des références de courants harmoniques, mais dépendent également de la stratégie de commande de l'onduleur de tension (poursuite des références de courant).

Deux types de commandes rapprochées des convertisseurs statiques sont principalement mis en œuvre : la commande par MLI et la commande par hystérésis.

- MLI à échantillonnage naturel ;
- Hystérésis conventionnelle ;
- Hystérésis modulée.

## V.9. Simulation de SCCE à base de MADA et connectée au réseau électrique en présence d'une charge non linéaire

Afin d'analyser le comportement en régime dynamique du système, il est nécessaire de piloter la MADA avec un profil du vent typique, proche de la réalité (Fig.IV.8). Dans un premier temps, nous avons simulé le réseau électrique avec production éolienne et sa charge non linéaire (Fig. V.3), sans y connecter le filtre actif pour voir l'effet des harmoniques sur l'allure du courant absorbé. Afin de mieux comprendre le fonctionnement de la génératrice asynchrone à double alimentation en mode hypo synchrone et hyper synchrone et d'évaluer les performances des commandes développées pour le CCR, le CCG et le SCCE à base de MADA. Enfin l'ensemble de SCCE sera simulé dans un environnement de simulation

unique. On commence par simuler tout le système avec l'ajout d'une charge triphasée non linéaire.

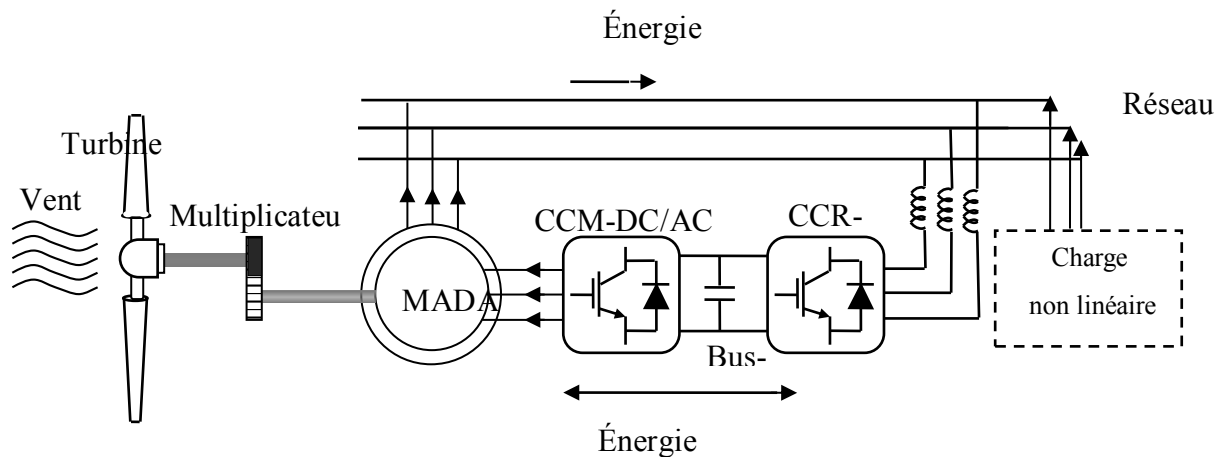


Fig. V.3 : Système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA.

Un couple d'entrées variables proportionnel à la vitesse de vent est appliqué à la MADA et par conséquent, la vitesse de référence de la machine  $\omega_{ref}$  est imposée à chaque changement de la vitesse du vent. Les résultats de la simulation pour le fonctionnement à vitesse variable de notre SCEE à MADA avec contrôle PI en présence d'une charge non linéaire triphasée équilibrée sont présentés à la Fig. V. 4 :

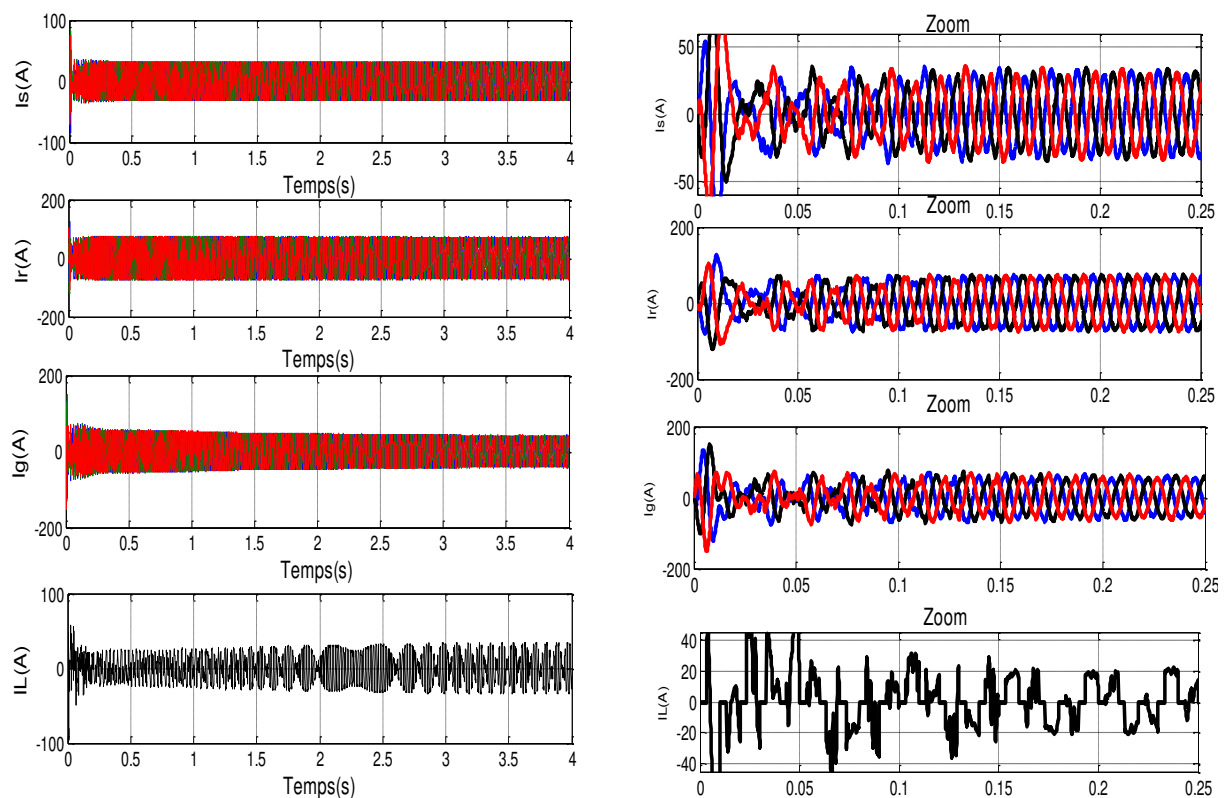


Fig.V.4 : Courant statorique et rotorique, courant du réseau électrique et de charge et un zoom au démarrage

Le THD de courant du réseau électrique ainsi que le THD de courant du stator et rotor lors de fonctionnement du SCEE avec charge sont montrés aux (Fig. V.5, 6, 7) :

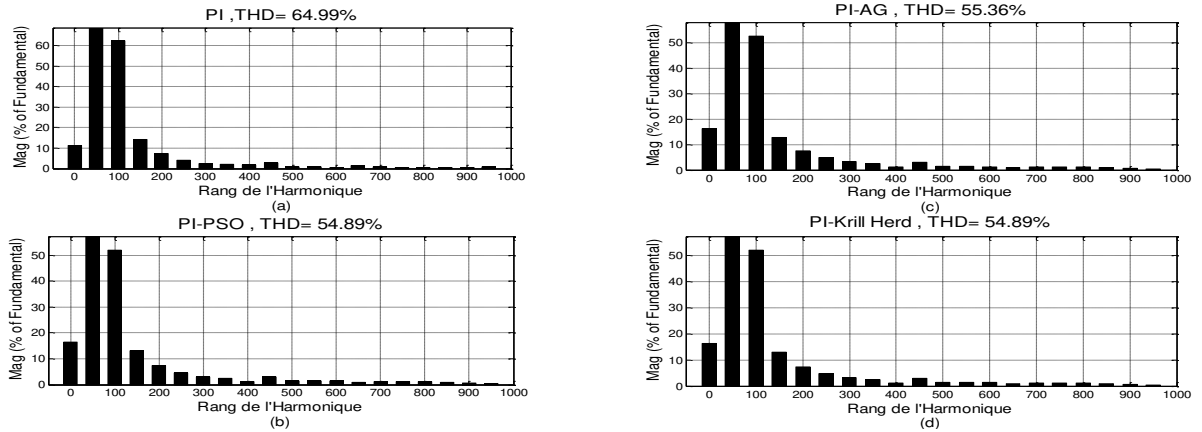


Fig. VI.5 : Spectre d'harmonique du courant statorique avant filtrage : (a) cas de PI  
(b) cas PI-AG, (c) cas PI-PSO, (d), cas PI-Krill Herd

Le THD du courant statorique est réduit à 12.1% avec l'algorithme Krill Herd et PSO

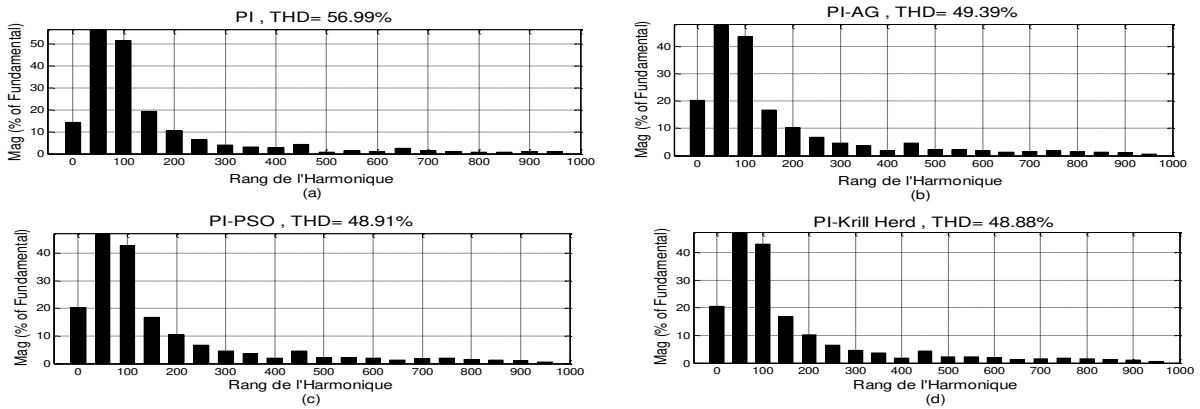


Fig. VI.6 : Spectre d'harmonique du courant rotorique avant filtrage : (a) cas de PI  
(b) cas PI-AG, (c) cas PI-PSO, (d), cas PI-Krill Herd

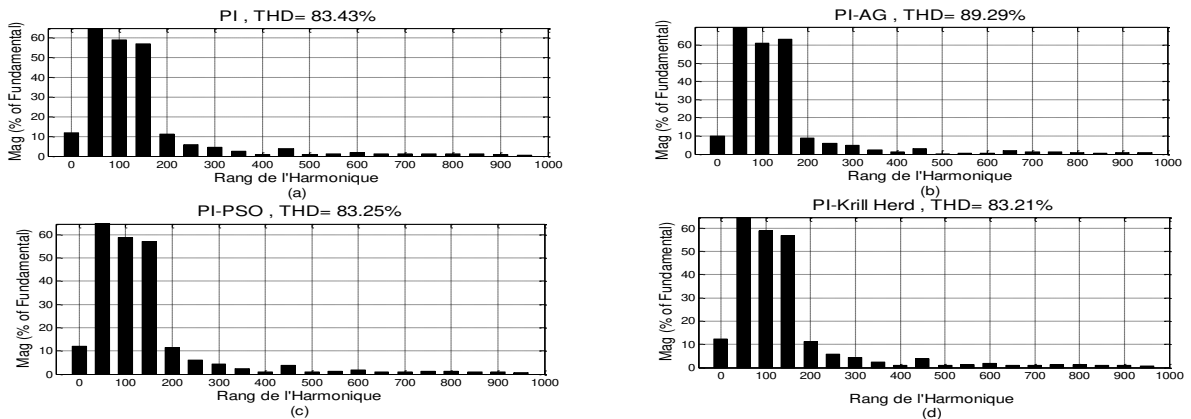


Fig. VI.7 : Spectre d'harmonique du courant réseau électrique avant filtrage : (a) cas de PI  
(b) cas PI-AG, (c) cas PI-PSO, (d), cas PI-Krill Herd

### V.10. Fonctionnement du système éolien avec filtre actif parallèle

Le filtre actif parallèle va filtrer les harmoniques produites par les charges alimentées par le réseau. Nous associons au point de raccordement de l'éolienne un filtre actif parallèle, dans notre cas, nous avons placé un pont redresseur comme charge polluante. Cette configuration est illustrée par la Fig.IV.8 :

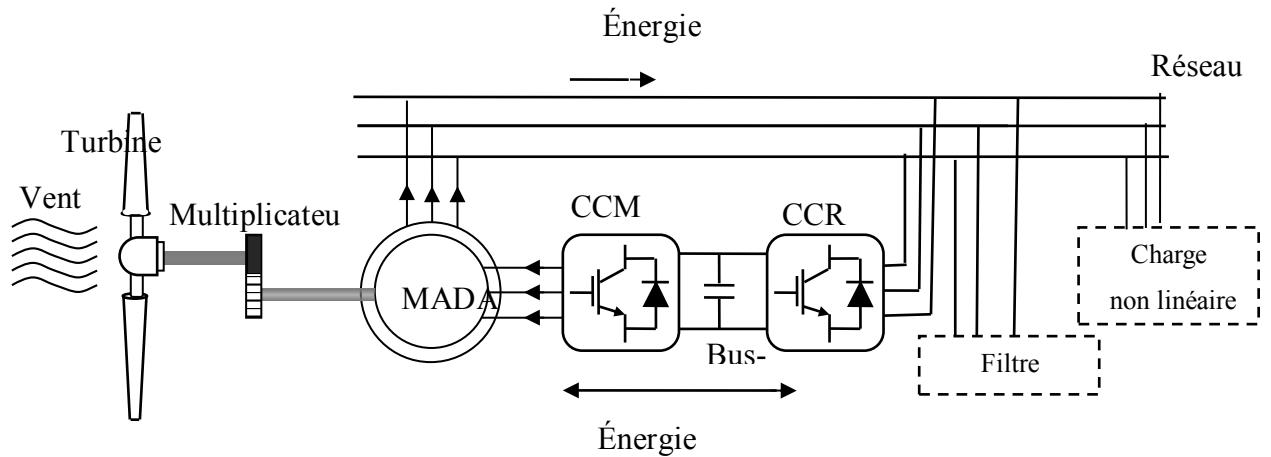


Fig.V.8 : Schéma du système avec filtre active parallèle

### V.11. Résultats de simulation du FAP

Dans cette partie on va présenter les résultats de simulation du filtre actif parallèle, avec une étude comparative entre les quatre régulateur (PI-classique, PI par AG, PI par PSO, PI par Krill Herd) pour trouver les gains optimaux du contrôleur PI (application d'une turbine éolien). On applique le filtrage sur le redresseur triphasé alimentant une charge RL.

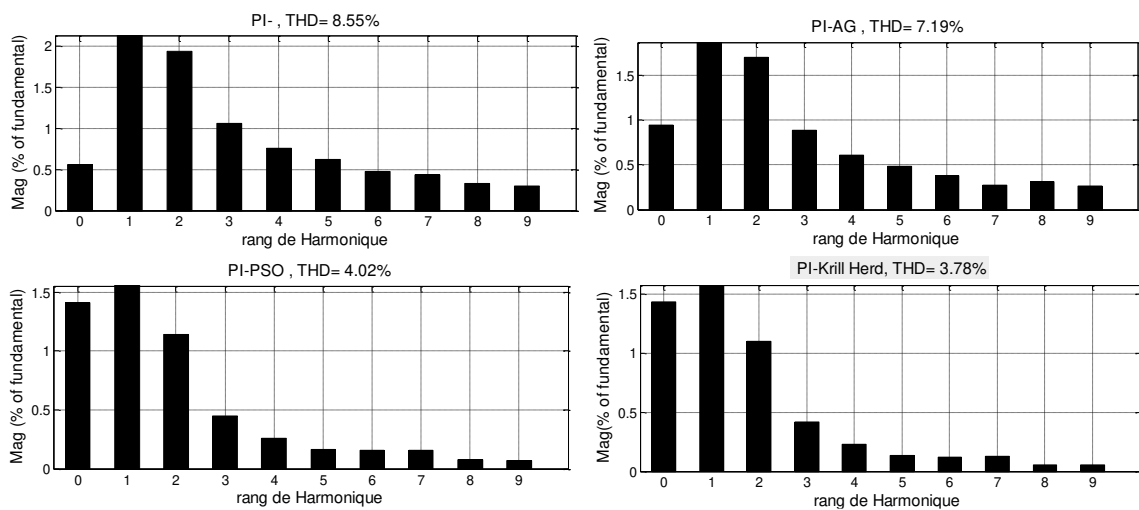
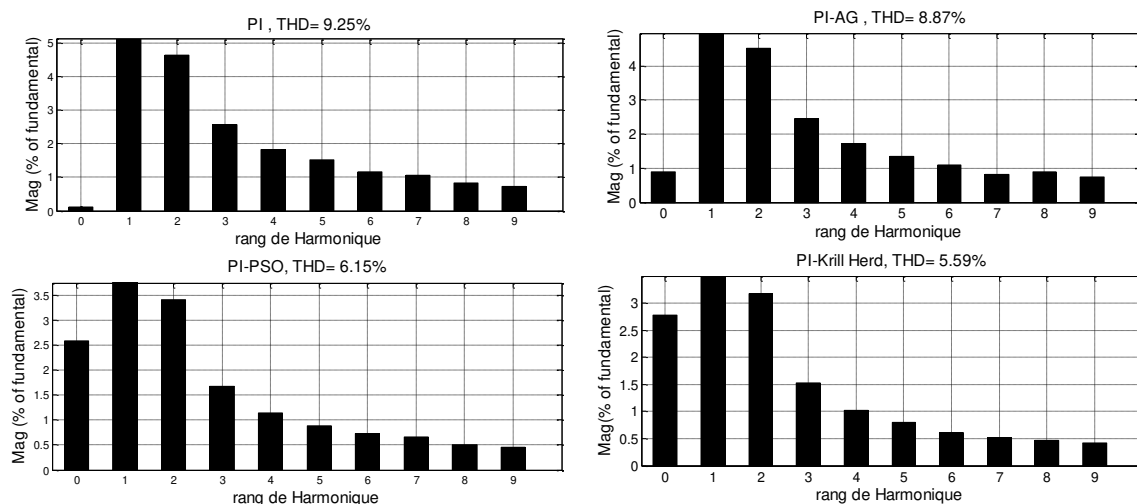


Fig.VI.9 : Spectre d'harmonique du courant statorique après filtrage : (a) cas de PI (b) cas PI-AG, (c) cas PI-PSO, (d) cas PI-Krill Herd

Le THD de courant du stator lors de fonctionnement du SCEE avec charge sont montrées à la figure (Fig. V.9.) Le THD de courant du stator est minimale et acceptable et ne dépassent pas 9%. Le THD qui était à 54.89%,54.89% et 55.36%,64.99% pour les quatre régulateurs (PI-Krill Herd, PI-PSO et PI-AG, PI-classique) respectivement est réduit après filtrage a un taux faible de 3.78% PI-Krill Herd, 4.02% PI-PSO et 7.19% PI-AG, 8.55% PI-classique .

La figure suivante représente le spectre d’harmonique du courant rotorique



**Fig. V.10 :** Spectre d’harmonique du courant rotorique après filtrage : (a) cas de PI (b) cas PI-AG, (c) cas PI-PSO, (d), cas PI-Krill Herd

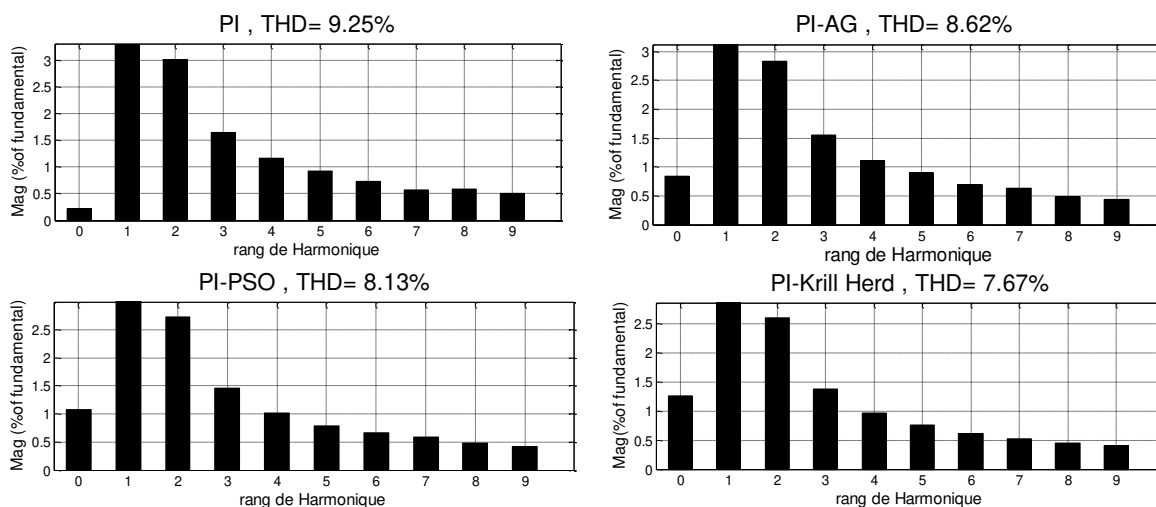
Les résultats de simulation du courant rotorique avec un filtre actif pour quatre régulateurs présentées auparavant comme il est représenté dans le tableau V.2 :

**Tableau .V.2 :** les résultats comparatifs du THD

THD %	Sans FAP	Avec FAP
PI-Krill Herd	48.88%	5.59%
PI-PSO	48.91%	6.15%
PI-AG	49.39%	8.87%
PI-classique	56.99%	9.25%

Le THD de courant du rotor est minimale et acceptable et ne dépassent pas 9.25%.

Le spectre d'harmonique du courant réseau électrique qui présenté par la figure suivante :



**Fig. V.11 :** Spectre d'harmonique du courant réseau électrique après filtrage : (a) cas de PI  
(b) cas PI-AG, (c) cas PI-PSO, (d), cas PI-Krill Herd

Le THD de courant du courant réseau électrique est minimale et acceptable et ne dépassent pas 9.25%.

## V.12. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de mettre en évidence les fonctions utiles pour réaliser une application de filtrage actif ensuite, nous avons étudié le filtre actif, connecté en parallèle sur le réseau ou se trouve l'éolienne afin d'injecter les courants permettant d'éliminer la pollution harmonique des charges non linéaires.

# **Conclusion générale**

Le travail présenté dans cette thèse porte sur la modélisation et la commande d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) et intégrée dans un système de conversion d'énergie éolienne.

Deux objectifs principaux ont été ciblés afin de réaliser ce travail, à savoir : la première porte sur la commande en puissance d'un système éolien à base de GADA. Le second objectif est d'introduire la théorie des algorithmes d'optimisations dans la stratégie de contrôle utilisée dans la chaîne de conversion de l'éolienne, afin d'améliorer la stabilité.

La première phase de notre travail présenté les concepts fondamentaux de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique et dressé un état de l'art sur les différentes associations des machines électriques, convertisseurs pouvant être accouplées à une éolienne, les différentes génératrices utilisées et le choix de la machine asynchrone à double alimentation.

La deuxième étape a pour objectif d'effectuer une modélisation complète et globale d'un système de conversion d'énergie éolienne. Les modèles analytiques des différents constituants du système éolien à base de la MADA ont été établis en adoptant le schéma bloc. Cette modélisation se démarque principalement par l'approche différente qui a été faite de la partie mécanique qui fait appel aux calculs d'aérodynamique pour déterminer les relations liant la vitesse du vent, le couple et la vitesse de la turbine. Afin de commander le système éolien, deux stratégies utilisant le contrôle découplé de la MADA ont été détaillées. La stratégie MPPT permet de fournir un maximum de puissance active produite au réseau électrique grâce au fonctionnement à vitesse variable de la MADA. Puis, dans notre travail on a réalisé le bloc MPPT par trois régulateurs (PI, mode de glissement d'ordre un et mode glissement d'ordre deux) dont l'objectif d'analyser leurs performances en terme de poursuite.

Les résultats obtenues de la stratégie MPPT on montrés que les trois régulateurs donnent des résultats similaires. Cependant, le régulateur mode glissant d'ordre deux s'est montré le plus efficace avec un temps de réponse petit par rapport aux autres régulateurs. Le contrôle indépendant des puissances active et réactive a été étudié et deux commandes, directe et indirecte, ont été proposées et la commande indirecte ayant été retenue pour son contrôle des courants rotoriques et puissances active et réactive. Nous avons présenté deux stratégies de contrôle pour le convertisseur coté rotor CCM à savoir : le contrôle en puissance et le contrôle en couple. Nous avons validé les différentes commandes par simulation pour deux points de fonctionnement, l'un en mode Hypo synchrone et l'autre Hyper synchrone.



Dans la troisième étape on a utilisé les algorithmes d'optimisations (algorithme génétique, optimisation par Essaims de particules et optimisation par algorithme Krill Herd) pour trouver les gains optimaux du contrôleur PI.

La dernière étape a été consacrée à la problématique des perturbations ou distorsions harmoniques générées par les charges non linéaires connectées aux réseaux électriques. En outre, les origines et les effets néfastes de ces perturbations ont été abordés et les normes en vigueur ont été présentées. Ces normes, notamment imposées aux distributeurs d'énergie, autorisent cependant la génération d'harmoniques dans certaines limites. En outre, le respect de ces normes motive l'étude et le développement de méthodes efficaces pour dépolluer les réseaux électriques, comme par exemple les dispositifs de filtrage actif, objets de ce manuscrit.

En perspectives, nous envisageons :

- L'intégration éventuelle d'un système de stockage inertiel ;
- Utilisation d'autres algorithmes d'optimisation de la puissance captée par différentes techniques : logique floue, réseau de neurones ...etc.

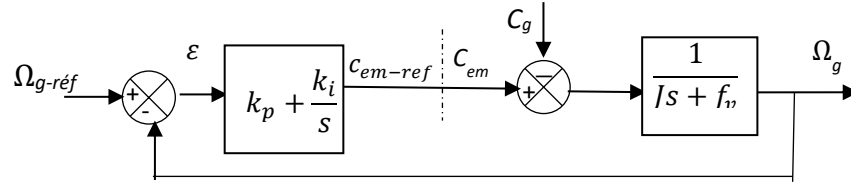
# ANNEXES

Le PI utilisé est standard il est décrit par l'équation suivante :

$$C_{em-ref} = (k_p + \frac{k_i}{s})(\Omega_{s-ref} - \Omega_g) \quad (I-1)$$

Avec

$k_p$  : Gain proportionnel et  $k_i$  gain intégral, sont les paramètres du correcteur à déterminer. La structure du régulateur de vitesse est montrée sur la figure I.1.



**Fig. I.1.** Schéma bloc du régulateur de la vitesse mécanique par PI

La fonction de transfert en boucle fermée se met sous la forme suivante :

$$\Omega_g = F(s)\Omega_{g-ref} + P(s)C_{em} \quad (I-2)$$

Où  $F(s)$  est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse :

$$F(s) = \frac{k_p s + k_i}{Js^2 + (f_v + k_p)s + k_i} \quad (I-3)$$

$$P(s) = \frac{s}{Js^2 + (f_v + k_p)s + k_i} \quad (I-4)$$

Il est donc nécessaire d'augmenter le paramètre  $k_i$  pour atténuer l'action du couple électromagnétique  $C_{em}$ . La pulsation naturelle et le coefficient d'amortissement sont déterminés par :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{k_i}{J}} \quad (I-5)$$

$$\varepsilon = \frac{f_v + J + k_p}{k_i} \frac{\omega_n}{2} \quad (I-6)$$

Donc, pour imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement donné, on a :

$$k_i = \omega_n^2 J \quad (I-7)$$

$$k_p = \frac{2k_i \varepsilon}{\omega_n} - f_v - J \quad (I-8)$$

Le paramètre  $k_p$  est calculé de manière à obtenir un coefficient d'amortissement donné (un coefficient d'amortissement  $\varepsilon = 0.707$  conduit au temps de réponse le plus court pour une valeur donnée de la fréquence propre non amortie  $\omega_n$ ).

## II.1. Conception de la commande par mode glissant

La conception des contrôleurs par mode glissant prend en compte des problèmes de stabilité et de bonnes performances de façon systématique. Souvent, il est préférable de spécifier la dynamique du système durant le mode de convergence. Dans ce cas, la structure d'un contrôleur comporte deux parties : une première, continue, représentant la dynamique du système durant le mode glissant et une autre, discontinue, représentant la dynamique du système durant le mode de convergence. Cette deuxième est importante dans la commande non linéaire, car elle a pour rôle d'éliminer les effets d'imprécision et de perturbation sur le modèle.

La conception de cette méthode de commande peut être divisée en trois étapes principales :

1. Choix de surfaces ;
2. Etablissement des conditions d'existence de convergence ;
3. Détermination de la loi de commande.

Considérons maintenant une classe particulière de système, i.e. les systèmes linéaires vis-à-vis de la commande. Leur évolution est décrite par l'équation différentielle suivante :

$$\dot{X}(t) = H(X, t) + B(X, t).U(t) \quad (\text{II-1})$$

Où  $H \in R^n$  est un champ de vecteur ou fonction vectorielle,  $X \in R^n$  est le vecteur dont les composantes sont les variables d'état,  $B(X, t)$  est la matrice de commande de dimension  $(n \times m)$ , car  $U \in R^m$  est le vecteur de commande tel que chacune de ces composantes  $U_i$ , subit une discontinuité sur une hyper-surface (variété) de dimension  $(n-1)$ . Cela peut être vu comme une réduction de la dimension du problème sur l'hyper-surface  $S_i(X)=0$ .

Dans ce cas, nous obtenons :

$$U_i(X) = \begin{cases} U_i^+(X, t) & \text{si } S_i(X, t) > 0 \\ U_i^-(X, t) & \text{si } S_i(X, t) < 0 \end{cases} \quad (\text{II-2})$$

Le régime glissant s'effectue alors sur une variété  $S(X) = 0$  de dimension  $(n \times m)$  qui résulte de l'intersection de toutes les  $m$  "hyper-surface"  $S_i = 0$  avec  $i = 1, 2, \dots, m$ . On peut écrire cette variété sous la forme :  $S(X) = (S_1 \ S_2 \ \dots \ S_m)^T$ .

La fonction de commutation  $S$  sépare l'espace d'état en deux régions représentant des structures différentes. C'est une fonction vectorielle dont les composantes sont des

fonctions scalaires représentatives d'une relation algébrique entre deux grandeurs. Elle est définie par l'utilisateur afin d'obtenir les performances dynamiques désirées.

### II.1.1. Choix de la surface de glissement

Le choix de surface de glissement concerne le nombre et la forme nécessaire. Ces deux facteurs sont en fonction de l'application et de l'objectif désiré.

La surface de glissement est une fonction scalaire telle que l'erreur sur la variable à régler glisse sur cette surface et tend vers l'origine de plan de phase. Ainsi, la surface représente le comportement dynamique désiré. Nous trouvons dans la littérature de différentes définitions de surface, dont chacune donne de meilleures performances pour certaines utilisations.

La forme générale non-linéaire est en fonction de l'erreur sur la variable à régler  $x$ .

Elle est donnée par :

$$S(x, t) = \left( \frac{\partial}{\partial t} + \lambda_x \right)^{r-1} e(x) \quad (\text{II-3})$$

Avec :

$e(x)$  : L'écart sur les variables à régler ( $e(x) = x^* - x$ )

$\lambda_x$ : Vecteur constante positive qui interprète la bande passante du contrôle désiré ;

$r$  : Degré relatif, égale au nombre de fois qu'il fait dériver la sortie pour faire apparaître la commande, c'est-à-dire :

$$r = 1 \rightarrow S(x, t) = e(x)$$

$$\text{Pour } r = 2 \rightarrow S(x, t) = \lambda_x e(x) + \dot{e}(x)$$

$$\text{Pour } r = 3 \rightarrow S(x, t) = \lambda_x^2 e(x) + 2\lambda_x \dot{e}(x) + \ddot{e}(x)$$

La stratégie de commande consiste à garantir que les trajectoires du système déplacent vers la surface de glissement  $S(x, t) = 0$ . Cette dernière et avec une condition initiale  $S(x, t) = 0$  devient une équation différentielle homogène, possède une solution  $e(x) = 0$ , pour un choix convenable du paramètre  $\lambda_x$ . Ceci revient à un problème de poursuite de trajectoire, ce qui est équivalent à une linéarisation exacte de l'écart, tout en respectant la condition de convergence.

### II.1.2. Condition de convergence et d'existence

Les conditions de convergence et d'existence sont les critères qui garantissent les trajectoires du système vers la surface de glissement  $S(x, t) = 0$ , et d'y rester indépendamment à la perturbation. Il ya deux considérations au mode de convergence de l'état du système :

#### a. Fonction directe de commutation

C'est la première condition de convergence, elle est proposée par Utkin et Emélyanov. Elle consiste à donner à la surface une trajectoire de convergence vers zéro.

Elle est donnée par :

$$\begin{aligned} \dot{S}(X) > 0 \text{ et } S(X) < 0 \\ \dot{S}(X) < 0 \text{ et } S(X) > 0 \end{aligned} \quad (\text{II-4})$$

Cette condition peut être donnée, autrement, par :

$$S(X) \times \dot{S}(X) < 0 \quad (\text{II-5})$$

Dans cette condition, il faut introduire pour  $S(X)$  et sa dérivée  $\dot{S}(X)$ , les valeurs justes à gauches et à droite de la droite de commutation.

#### b. Fonction de Lyapunov

Il s'agit de formuler une fonction scalaire positive  $V(X) > 0$  pour les variables d'état du système, et de choisir la loi de commutation qui fera décroître cette fonction (i.e.  $\dot{V}(X) < 0$ ). Cette fonction est, généralement, utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non-linéaires [Car]

En définissant la fonction de Lyapunov par :

$$V(X) = \frac{1}{2} S^2(X) \quad (\text{II-6})$$

Et sa dérivée définit par :

$$\dot{V}(X) = S(X) \cdot \dot{S}(X) \quad (\text{II-7})$$

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

$$S(X) \cdot \dot{S}(X) < 0 \quad (\text{II-8})$$

L'équation (II-8) signifie que le carré de la distance vers la surface mesuré par  $S^2(X)$  diminue tout le temps, contraignant la trajectoire du système à se diriger vers la surface dans les deux côtés. Cette condition suppose un régime glissant idéal ou la fréquence de commutation est infinie.

### II.1.3. Détermination de la loi de commande

En présence d'une perturbation, la partie discontinue a essentiellement pour but de vérifier les conditions d'attractivité. Dans ce cas, la structure d'un contrôleur par modes glissants se compose de deux parties, une partie de linéarisation exacte ( $U_{eq}$ ) et l'autre de stabilisation ( $U_n$ ).

$$U = U_{eq} + U_n \quad (\text{II-9})$$

La grandeur  $U_{eq}$  correspond à la commande équivalente proposée par FILIPOV. Elle sert à maintenir l'écart sur la surface de glissement  $S(X)=0$ . La commande équivalente est déduite en connaissant que la dérivée de la surface est nulle ( $\dot{S}(X) = 0$ ). Elle peut être interprétée comme étant un retour d'état particulier jouant le rôle de signal de commande.

## II.2.Élimination du Chattering

Afin de réduire ou d'éliminer le phénomène de chattering, de nombreuses techniques ont été proposées. On cite dans cette section quelques techniques les plus utilisées.

### II.2.1 Remplacement de la fonction "sign" par une fonction continue

De nombreuses solutions ont été proposées dans le but de réduire ou d'éliminer ce phénomène. Il existe des méthodes comme celle de la couche limite (*boundary layer*) qui consiste à remplacer la fonction *sign* de la loi de commande par une approximation continue à gain élevé dans un proche voisinage de  $S$ , et saturée en dehors de ce voisinage.

Le régime glissant qui en résulte n'est plus confiné dans  $S$ , mais dans un proche voisinage de celui-ci. Dans ce cas, le système est dit en régime *pseudo-glissant*. Ces méthodes réduisent la robustesse de la commande. Elles sont paramétrées par une constante positive  $\delta$  réglée pour avoir un bon compromis entre réduction du chattering et conservation de la robustesse. Dans les méthodes présentées ici, plus  $\delta$  est petit, plus

l'approximation tend vers la fonction  $sign$ , et donc meilleure est la robustesse, au détriment de la réduction du chattering.

Les 2 fonctions les plus utilisées sont :

### II.2.1.1. La fonction saturation "sat"

Cela consiste à remplacer la fonction  $sign(S)$  par la droite de pente  $1/\delta$  à l'intérieur d'une bande de largeur  $2\delta$  située de part et d'autre de la surface de glissement, la discontinuité étant conservée à l'extérieur de cette bande. Son expression est donnée par

$$sat(S, \delta) = \begin{cases} \frac{S}{\delta} & si |S| \leq \delta \\ sign(S) & si |S| > \delta \end{cases} \quad (II-10)$$

Avec  $\delta = 1$  sur la figure ci-après.

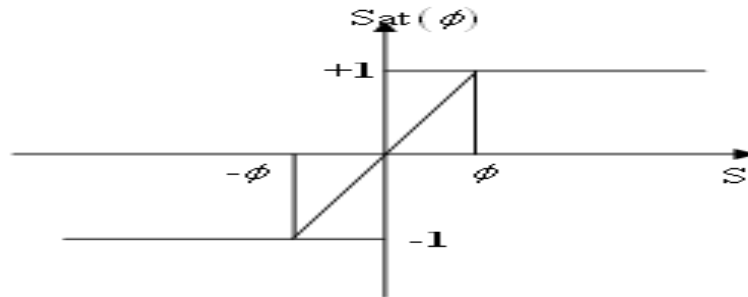


Figure II.1 : Définition de la fonction « sat ».

### II.2.1.2 La fonction "sign + saturation"

On peut combiner la fonction « sat » précédente avec la fonction « sign ».

$$sat(S, \delta) = \begin{cases} (a + b) \cdot sign(S) & si |S| \leq \delta \\ \frac{aS}{\delta} + b \cdot sign(S) & si |S| > \delta \end{cases} \quad (II-11)$$

Avec  $a > 0$ ,  $b > 0$  et  $a + b$  ne dépassant pas l'amplitude maximale de la commande. Elle est représentée avec  $\delta = 1$ ,  $a + b = 1$  et  $b = 0,3$ . Cela permet de conserver toute la robustesse des modes glissants pour des perturbations d'amplitude inférieure à  $b$  tout en diminuant le chattering par rapport à une commande d'amplitude  $a + b$ . Si l'amplitude de la perturbation est supérieure à  $b$ , la robustesse alors est dégradée comme dans le cas précédent. Cette solution est appropriée si l'on s'attend à des perturbations généralement faibles, mais pouvant être ponctuellement très fortes.



### II.2.3 Solution par des modes glissants d'ordre supérieur

Les modes glissants d'ordre supérieur ont été introduits pour pallier au problème du chattering tout en gardant les propriétés de convergence en temps fini et de robustesse des commandes par mode glissant classiques. Dans cette approche, le terme discontinu n'apparaît plus directement dans l'expression de la commande synthétisée mais dans une de ses dérivées supérieures ce qui a le mérite de réduire le chattering.

## II.3. Commande par mode glissant d'ordre deux

### II.3.1 Modes glissants d'ordre supérieur

Les modes glissants d'ordre supérieur ont été introduit par Emel'yanov et Levantovsky. Ils représentent une extension des modes glissants d'ordre un à un degré plus élevé. Cette généralisation conserve la principale caractéristique en termes de robustesse que celle des modes glissants classiques. Ils permettent aussi de réduire leur principal inconvénient : l'effet de chattering au voisinage de la surface de glissement. L'extension des modes glissants d'ordre un aux modes glissants d'ordre supérieur est caractérisée par le choix d'une commande discontinue agissant non pas sur la surface de glissement mais sur ses dérivées supérieures.

L'inconvénient principal de la commande par mode glissant d'ordre supérieur réside dans le besoin de connaître les variables d'état et leurs dérivées. Il en résulte alors que pour la synthèse d'un contrôleur par mode glissant d'ordre  $r$ , les fonctions  $(S, \dot{S}, \ddot{S} \dots S^{(r-1)})$  sont nécessaires [MAN12].

#### II.3.1.1 Principe de fonctionnement

Le régime glissant standard agit sur la surface de glissement afin de l'annuler. Un régime glissant d'ordre  $r$  (noté  $r$ -glissant) agit sur la surface et ses  $(r - 1)$  premières dérivées successives par rapport au temps. L'objectif est de forcer le système à évoluer non seulement sur la surface mais aussi sur ses  $(r - 1)$  premières dérivées successives et à maintenir l'ensemble de glissement à zéro :

$$S = \dot{S} = \ddot{S} = \dots = S^{(r-1)} = 0 \quad (\text{II-12})$$

Où  $r$  désigne le degré relatif du système, qui signifie le nombre minimum de fois qu'il faut dériver la surface, par rapport au temps, pour faire apparaître la commande explicitement.

Il est calculé en déterminant les dérivées successives de  $S$  [MAN12] :

$$r = 1, i. e., \frac{\partial}{\partial u} S \neq 0 \quad (\text{II-12})$$

$$r \geq 2, i. e., \frac{\partial}{\partial u} S^i = 0 (i = 1, \dots, r - 1) \frac{\partial}{\partial u} S^r \neq 0 \quad (\text{II-13})$$

Afin de conserver la caractéristique d'atténuation de chattering tout en limitant le nombre de capteurs nécessaires pour la mise en oeuvre de la commande, dans notre étude, nous nous sommes limités au mode glissant d'ordre deux.

### II.3.1.2 Commande par mode glissant d'ordre deux

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

La caractéristique principale de cette stratégie est que la partie discontinue apparaît sur la dérivée de la commande  $\dot{u}$ . Finalement lorsque l'on fait le calcul de la commande du système  $= \int \dot{u}$ , elle devient continue limitant ainsi le phénomène de chattering.

#### L'algorithme du Super-Twisting

L'algorithme du Super-Twisting figure parmi les algorithmes de mode glissant d'ordre deux les plus utilisés. Cet algorithme ne s'applique qu'aux systèmes de degré relatif 1. Son intérêt réside dans la réduction du chattering, dû à la continuité du signal de commande.

Cette commande se décompose en un terme algébrique (non dynamique) et un terme intégral. On peut donc considérer cet algorithme comme une généralisation non linéaire d'un PI [BRE10].

L'algorithme du Super-Twisting, à l'instar des autres algorithmes de la même catégorie, nécessite uniquement l'information sur  $S$  et entraîne l'annulation de celle-ci et  $\dot{S}$  en un temps fini. Il permet aussi de construire un dérivateur appelé généralement différenciateur exact. La convergence de cet algorithme est régie par des rotations autour de l'origine du diagramme de phase (appelées aussi Twisting). La loi de commande du Super-Twisting est formée de deux parties. La première  $u_1$  est définie par sa dérivée par rapport au temps, tandis que la deuxième  $u_2$  est continue et en fonction de la variable de glissement. Pour un mode glissant réel, la loi de commande sera donnée par [MAN12] :

$$u = u_1 + u_2 \quad (\text{II-13})$$

$$\dot{u}_1 = \alpha \cdot \text{sign}(S), \dot{u}_2 = \beta \cdot |S|^{(0.5)} \cdot \text{sign}(S) \quad (\text{II-14})$$

### ANNEXE III Paramètres du système de conversion éolien

Tableau III.1 Paramètres du système de conversion éolienne utilisée.

Paramètres de la turbine	
Paramètre	Valeur nominale
Moment d'inertie totale $J$ (Turbine+MADA)	0.3125 kg.m <sup>2</sup>
Coefficient de frottement visqueux $f_v$	0.00681
Paramètres de la MADA	
Paramètre	Valeur nominale
Puissance $P_n$	20 KW
Tension statorique efficace $V_n$	220 V
Fréquence statorique $f$	50 Hz
Nombre de paire de pôles $p$	2
Vitesse nominale $\omega_m$	150 rad/s
Résistance statorique $R_s$	0.455 $\Omega$
Résistance rotorique $R_r$	0.62 $\Omega$
Inductance mutuelle $M$	0.078H
Inductance de fuite statorique $L_s$	0.048 H
Inductance de fuite rotorique $L_r$	0.081 H

# **BIBLIOGRAPHIE**

[ABD05] :Y.ABDELLI « Etude et commande de convertisseurs statiques multifonction vue de l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique » Thèse Doctorat Université de Nantes, France, 2005.

[ABD13] S. ABDEDDAIM, A. BETKA, "Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 49, pp. 234–242, 2013.

[ALA02] :M.A.E, ALALI «Contribution à l'étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension » Thèse Doctorat Université Louis Pasteur, Strasbourg I, France, 2002.

[ANS09]: F. Ansari, al., «Control of MPPT for photovoltaic systems using advanced algorithm EPP», in *Power Systems, 2009. ICPS '09. International Conference on*, 2009, pp. 1-6.

[BEK a 14] : Y. BEKAKRA, D. BEN ATTOUS, "Optimal Tuning of PI Controller using PSO Optimization for Indirect Power Control for DFIG based Wind Turbine with MPPT," *International Journal of System Assurance Engineering and Management*, Springer, Vol 5, pp. 219-229, 2014.

[BEK b 14] : Y. BEKAKRA « Contribution à l'Etude et à la Commande Robuste d'un Aérogénérateur Asynchrone à Double Alimentation » Thèse Doctorat Université de Biskra Alger 2014.

[BEL a 10] :S.BELAKEHAL « Conception et commande des machines à aimants permanent dédiés aux énergies renouvelables » Thèse Doctorat Université de Constantine, Algérie, 2010.

[BEL b 10] : B. BELTRAN, et al « Commande par modes glissants d'ordre supérieur et observateur grand gain de la génératrice asynchrone double alimentation d'une éolienne » *Conférence Internationale Francophone d'Automatique Nancy*, France, 2-4 juin 2010.

[BEL c 13]: K. BELGACEM, et al.; « Sliding Mode Control of a Doubly-fed Induction Generator for Wind Energy Conversion», *International Journal of Energy Engineering*, Vol. 03, pp 30-36, 2013.

[BEL d 15]:B.BELTRAN, *et al.*, « Mode Power Control of Variable Speed Wind Energy Conversion Systems», *IEEE Trans and Energy Conversion*, Vol. 23, pp. 551-558, 2015.

[BEL e 11] :B.BELTRAN « Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrice asynchrone double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant supérieure » *Thèse de doctorat* de l'université de Bretagne Occidentale ,2010.

[BOU07] : T.BOUAOUICHE, «Commande à structure variable et étude de l'intégration d'éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation sur le réseau électrique », thèse doctorat, Universités de Nantes, 2007.

[BOU 08] F.BOUCHAFAA, *et al.* « Enslavement and control in dq inverter NPC Archives of control science», Vol.18, N: 4, pp-497-513, Décembre2008.

[BOU17] E. H. BOUNADJA « Commande d'une machine à double alimentation en régime sature » Thèse de doctorat de l'Ecole Nationale Polytechnique (ENP) d'Alger, 2017.

[CAL09] : G. CALAS« Optimisation par essaim de particules » Sciences Cognitives et Informatique Avancée, EPITA ,2009.

[CAV12]: M. CAVAZZUTI, «Optimization Methods: From Theory to Design Scientific and Technological Aspects in Mechanics», Springer Science & Business Media, 2012.

[CHA 83] : J.CHATELIN, «Machines électriques», Tome2. Presse Polytechnique Romandes, 1983.

[COO 08] Y. COOREN, «Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'optimisation par essaim particulaire - applications en génie médical et en électronique», Thèse de Doctorat de l'Université Paris 12, Val de Marne, 2008.

[DAV07] :A.DAVIGNY « Participation aux services système de formes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie » Thèse Doctorat Université des sciences et technologies de Lille, France, 2007.

[EBE00]:R. EBERHART, Y. Shi, «Comparing inertial weights and constriction factor in particle swarm optimization», *Proceeding of the International Congress on Evaluationing Computation*, San Diego, California, IEEE Service Center, Piscataway, NJ, pp. 84- 88, 2000.

[EBR 17] M. A. EBRAHIM, «Towards Robust Non-Fragile Control in Wind Energy Engineering», *IJECS*, Vol. 7, pp.29-42, July 2017.

[EFE12]: M. Ö.A. EFE, « Sufficient Condition for Checking the Attractiveness of a Sliding Manifold in Fractional Order Sliding Mode Control». *Asian Journal of Control*, Vol.14: P 1118–1122.

[ELA a 04] : S. El AIMANI, " modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension ", thèse doctorat, université des sciences et technologies de Lille, 2004.

[ELA b 02] : S. El AIMANI, *et al* « Modélisation de générateurs éoliens à vitesse variable connectés à un bus continu commun », *Forum International sur les Energies Renouvelables, FIER 2002*, Tétouan, Maroc, 8-10 May 2002, CD.

[ELA c 12]:S. El AIMANI «Towards a Practical Identification of a DFIG Based Wind Generator Model for Grid Assessment», *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1677 – 1683, 2012.

[GAN12]: A. H. GANDOMI, A. H. ALAVI, «Krill herd: A new bio inspired optimization algorithm», *Communication in Nonlinear Science and Numerical Simulation*, vol. 17, no. 4, pp. 4831-4845, 2012.

[GHE a 03] : T.GHENNAM « Etude et réalisation d'un compensateur actif de puissance commandé DSP », *Mémoire de Magister*, Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, Algérie, 2003.

[GHE b 09]:T. GHENNAM, *et al.*, «Modeling and Control of a Doubly Fed Induction Generator (DFIG) Based Wind Conversion System», *POWERENG 2009* Lisbon, Portugal,

[GHE c11], T. GHENNAM, « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation», *Thèse de doctorat* de l'Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, Sept 2011.

[GHO16] : S.GHOUELBOURK, « Etude et modélisation des convertisseurs statiques dans une chaîne éolienne à base de la GADA » thèse doctorat, université Annaba, Algérie.

[HAR03] : Y. HARRAT. «Contribution à l’ordonnancement conjoint de la production et de la maintenance : Application au cas d’un job Shop». Thèse de Doctorat, L’U.F.R des Sciences et Techniques, Université de Franche-Comté, 2003.

[HAU05] :E.HAU, «Wind turbines, Fundamentals, technologies, application, economics », 2nd .Springer, 2005.

[HAS 12] :M.A.HASSAD « Influence de la commande d’une GADA des systèmes éoliens sur la stabilité des réseaux électriques »Mémoire de Magister Université de Sétif 1 Algerie.2012.

[HEL14] :M.HELAIMI « Contribution à la commande d’un onduleur à résonance destine au chauffage par induction » Thèse Doctorat Université d’Oran Alger 2014.

[HIB13] :W. HIBER «Analyse harmonique dans un réseau électrique avec une production d’énergie éolienne» Mémoire de Magister Université de Sétif 1 Algerie.2015.

[HOF04]: Hofmann EE, *et al*” modelling studies of Antarctic krill (*Euphasia Superba*) swarm formation”. ICES J Mar Sci, Vol.61, pp.617–31, 2004.

[HYA 10]: M.E. HYASS, P.HYASS, « Good Parameters for Particle Swarm Optimization». In: Laboratoires Technical Report no. HL1001. 2010.

[IHB 15] :A.IBEB « Amélioration de la qualité d’énergie d’un système de conversion d’énergie éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation et connecté au réseau électrique » Thèse Doctorat université du Québec2015.

[JOH 11]: L. P. a. K. E. JOHMSON, « Control of Wind Turbines».IEEE Control system magazine.pp 44 -61.2011.

[KAI 19] : D. KAIRROUS « Contribution à la commande robuste d’une GADA utilisée dans un système de conversion d’énergie éolienne »Thèse Doctorat Québec Canada 2019.

[KEN 11] : F. KENDOULI, *et al*, « Modélisation, simulation et contrôle d’une turbine éolienne à vitesse variable basée sur la génératrice asynchrone à double alimentation » Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°1 ,109 – 1 019, 2011.

[KEN 95]: J.KENNEDY,R.EBERHART, «*Particle Swarm Optimization*», Proceedings of the IEEE International Joint Conference on Neural Networks, IEEE Press, vol. 8, no. 3, pp. 1943–1948. 1995.



- [LI17]:Q. Li, B. Liu «Clustering Using an Improved Krill Herd Algorithm »Algorithms, Vol.10, 2017.
- [MOU a 12]:A.MOUALDIA,*et al* , «A Sliding Mode Control of Variable Speed Wind Turbine Based on the DFIG», 4th International Conference on Electrical Engineering, (ICEE'12), USTHB, Algiers, Algeria, pp.236 – 242, May-07- 09, 2012.
- [MOU b 13]:A. MOUALDIA, *et al.*, «Direct Torque Control of the DFIG and Direct Power Control for Grid Side Converter in wind power generation system », *The Mediterranean Journal of measurement and control*, Vol. 9, pp. 101-108, 2013.
- [MOU c 14] : A. MOUALDIA, « Stratégies de Commande DTC-SVM et DPC appliquées à une MADA utilisée pour la production d'énergie éolienne » ; Thèse de Doctorat de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Algérie, Juin 2014.
- [MER 07] : F. MERRAHI, « Alimentation et Commande d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (application à L'énergie L'éolienne) », Mémoire de Magister, université d'Ecole Nationale Polytechnique, ENP 2007.
- [MUL02] S. Müller *et al.*, «Doubly fed induction generator systems», IEEE Industry Applications Magazine, vol. 8, n°3, pp. 26-33, May-June 2002.
- [MUY 10]: S.M.MUYEEN, *al* « A variable speed wind turbine control strategy to meet wind farm grid code requirements», Power systems, IEEE Transactions on, vol.25,N°1,p.331-340.2010.
- [NAZ 17]:M. S. NAZIR, *et al.*, «Symmetrical Short Circuit Parameter Differences of Double Fed Induction Generator and Synchronous Generator Based Wind Turbine, »*IJECS*, Vol. 6, pp. 268 – 277, 2017.
- [LEV07]:A. LEVANT, L. ALELISHVILI, « Integral high-order sliding modes », IEEE Trans. Autom. Control, 52, 2007.
- [OUA15] :G.OUAHIBA, «Compte rendu de la journée sur l'énergie éolienne en Algérie », Programme des énergies renouvelable, CREG, Adrar ,2015.
- [CDER14] : CDER journal le temps d'Algérie Quotidien national d'information, « L'éolien représente le deuxième axe de développement des énergies renouvelables en Algérie », CDER, 2014.

- [PAD10]:M. PADMA, et al, «Optimal DG placement for minimum real power loss in radial distribution systems using PSO», *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, pp. 107- 116, 2010.
- [PAR 02]: K.E.PARSOPOULOS, M.N. VRAHATIS, « Recent approaches to global optimization problems through particle swarm optimization». In: *Natural Computing: an international journal*, vol. 1, n° 2-3, pp.235-306. 2002.
- [POI 03] :F. POIYIERS, «Etude et Commande de Génératrice Asynchrone pour l'Utilisation de l'Energie Eolienne», *Thèse de Doctorat*, Université de Nantes, 2003.
- [RAM00] : D. Ramuz, «Machine généralisée alimentée par deux convertisseurs», Thèse, Institut de Génie Energétique de Belfort, UFR des Sciences, Techniques et Gestion de l'Industrie de l'université de Franche Comté 90000 Belfort, France, 2000.
- [ROB04] B. ROBYNS, P. BASTARD, «Production Décentralisée d'Electricité : Contexte et Enjeux Techniques», *3EI Review*, N°39, pp. 5 – 13, 2004.
- [SAL07] :G.SALLOUM « Contribution à la commande robuste de la machine asynchrone à double alimentation », Thèse Doctorat Institut national polytechnique de Toulouse, France, 2007.
- [SAR14]:S.SAREMI et al « chaotic krill herd optimization algorithm »,In *Proceedings of the 7th International Conference interdisciplinarity in engineering on Procedia Technology in Science Direct*12 (2014 ) 180 – 185.
- [SHA15]:H. A. SHAYANFAR, et al, « Optimal PID Controller Design Using Krill Herd Algorithm for Frequency Stabilizing in an Isolated Wind- Diesel System», *Int'l Conf. Artificial Intelligence | ICAI'15* 2015.
- [SMI 81]:G.A. SMITH, K.A. NIGIM, «Wind-Energy Recovery by a Static Scherbius Induction Generator», *IEE Proceedings*, Vol. 128, pp. 317 – 324, 1981.
- [SHA03] : E. G. SHAHRAKI «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques», Thèse Doctorat, Université Nancy cedex - France 2003.
- [SUN 09]: SUN, et al « A review on the integration of wind farms with variable speed wind turbine systems into power systems », *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, 2009.

[TAP 03]:A. Tapia., « Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator», *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 18, n°2, pp. 194-204, 2003.

[TAR 10] S. TARAFT, et al., «Commande en Mode Glissant de la MADA dans une Eolienne à Vitesse Variable Connectée au Réseau», *Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismaïl Tipaza*, pp.337 – 346,2010.

[TAN09]: W.J. TANG, Q.H. WU, «Biologically inspired optimization: a review», *Trans Inst Meas Control*, Vol. 31, pp.495–515, 2009.

[TEG16] : I. TEGANI « Optimisation et contrôle d'un micro smart grid utilisant une pile à combustible, des super condensateurs, des batteries, une éolienne et une source photovoltaïque », Thèse Doctorat Université de Biskra Alger 2016.

[TRE09] : E.TREMBLAY « Contribution à la commande de l'éolienne a MADA en permettant l'amélioration de la qualité de l'onde du réseau électrique »Mémoire Ingénieur, Ecole de Technologie Supérieure, Canada ,2009.

[WU17]:D. Wu, et al, «Convergence Analysis and Improvement of the Chicken Swarm Optimization Algorithm», *IEEE Access*, vol. 4, pp. 9400-9412, 2017.

[YAG16]:S.YAGHOUBI, H.MOJALLALI «Tuning of a PID controller using improved chaotic Krill Herd algorithm», *Optik*, Vol.127, pp. 4803–4807, 2016.

[YU 02]: G. 1. Yu, et al., «A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms», in *Photovoltaic Specialists Conference*, 2002. *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, 2002, pp. 1531-1534.

[ZEM16]: M. ZEMZAMI, et al « Electrical power transmission optimization based on a new version of PSO algorithm», Published by ISTE Science Publishing, London, 2016.