

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE 8 MAI 1945 GUELMA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE ET TELECOMMUNICATIONS

Thèse de doctorat en sciences

Présentée par :

KAHLA SAMI

Option : Génie Electrique

Thème :

Modélisation et commande d'un système éolien

Devant le jury:

YOUNSI Abdelaziz	Prof.	Président	Université 8 Mai 1945 Guelma
SEDRAOUI Moussa	Prof.	Encadreur	Université 8 Mai 1945 Guelma
SOUFI Youcef	M.C.A	Co-encadreur	Université Larbi Tébessi Tébessa
LACHOURI Abderrazek	Prof.	Examineur	Université 20 Août 1955 Skikda
MEHENNAOUI Lamine	M.C.A	Examineur	Université 20 Août 1955 Skikda

ANNEE UNIVERSITAIRE 2017/2018

*J*e dédie ce travail :

- *A la mémoire de mon très adorable père qui m'a toujours poussé et motivé dans mes études. Puisse Dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde !*
- *A l'étoile qui éclaire ma vie, ma source de tendresse « ma mère »*
- *A mon beau frère, mes belles sœurs qui ont été une source constante d'encouragement, de soutien et de joie.*
- *A tous ceux qui me sont chers.*

Mon premier remerciement va tout d'abord à Dieu, le miséricordieux, pour m'avoir donné la foi, le courage et la patience qui m'ont permis de réaliser et de finir ce travail.

Je remercie mon directeur de thèse à l'Université 8 Mai 1945 .Guelma, le Pr. Moussa SEDRAOUI, ainsi que mon co-directeur de thèse à l'Université Chikh Laarbi Tebessi .Tébessa, le Dr. Youcef SOUFI, qui sont à l'origine de cette thèse, pour leurs conseils, leur soutien et leur disponibilité.

Je tiens à remercier Monsieur Abdelaziz YOUNSI, Professeur à l'Université de Guelma, qui a accepté de présider le jury de cette thèse.

Je voudrais remercier aussi Messieurs, Abderrazek LACHOURI, Professeur à l'Université de Skikda, et Lamine MEHENNAOUI, Maître de Conférence A à l'université de Skikda, d'avoir accepté d'être membres du jury.

Mes sincères remerciements vont aussi à mes amis : Djahdou , Brahim, Abdou, Akrem, Sifou, Atef, Abdallah, Mohcene, Riadh, Toufik, ainsi à tous ceux qui d'une manière ou d'une autre ont contribué à l'élaboration de ce travail.

Enfin, je tiens à remercier mes collègues chercheurs, de la division de soudage et techniques connexes, du centre de recherche en technologies industrielles (CRTI), et particulièrement : Ahmed , Saïd, Noureddine et Tarek pour son aide précieuse et ses encouragements.

ملخص:

يهدف هذا العمل أساسا إلى المساهمة في مراقبة و تحسين نظام الطاقة المتجددة على أساس طاقة الرياح باستخدام تقنيات التحكم و التحسين الحديثة. بعد نمذجة سلسلة طاقة الرياح كاملة مع عملية التحكم : MPPT ،نوعين من التحكم كانتا موضوع تحليل من أجل التحكم في عزم الدوران الكهرومغناطيسي : التحكم On-Off و التحكم في وضع الانزلاق .استنادا لنتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها، يظهر التحكم On-Off أداء أفضل في حالة نظام ثابت. و في الحالة التي يتعرض فيها النظام إلى تغيرات في الإعدادات ، إستراتيجيتين من التحكم ظهرتا كمنافستين لتقنية التحكم On-Off ألا و هما التحكم On-Off الغامض و التحكم في وضع الانزلاق الغامض. النتائج التي تم الحصول عليها تسلط الضوء على فعالية استراتيجيات السيطرة المقترحة من حيث المتانة. من أجل إستخراج الطاقة القصوى من WECS ،يمكن صياغة هدف السيطرة كمشكلة الحل الأمثل ، و هناك بعض الصعوبة في إيجاد إعدادات وحدة التحكم. لتحقيق هدفنا ، اخترنا خوارزميات الحل الأمثل متعددة الأهداف : MOPSO و MOGWO . و قد تم التحقق من صحة تحسين النتائج التي تم الحصول عليها في المحاكاة مقارنة مع أعمال المقالات المذكورة

في المراجع.

كلمات مفتاحية :

توربينات الرياح، MPPT،SCIG، التحكم On-Off، التحكم في وضع الانزلاق، المنطق الغامض ، الحل الأمثل، الآلات الكهربائية،خوارزميات التحكم.

Résumé :

Ce travail vise principalement à apporter une contribution à la commande et l'optimisation d'un système à énergie renouvelable basé sur l'énergie du vent en utilisant les techniques de commande et d'optimisation modernes. Après la modélisation de la chaîne de conversion d'énergie éolienne complète avec exploitation de la commande MPPT, deux types de contrôle ont fait l'objet de l'analyse pour le contrôle de couple électromagnétique: la commande On-Off et la commande par mode glissant. D'après les résultats de simulation obtenus, la commande On- Off présente de meilleures performances pour un système invariant. Dans le cas où le système est soumis à des variations paramétriques, deux stratégies de contrôle sont apparus comme concurrentielles à la technique de contrôle On-Off à savoir la commande On-Off floue et la commande par mode glissant floue. Les résultats obtenus mettent en évidence l'efficacité des stratégies de commande proposées en terme de robustesse. Afin d'extraire la puissance maximale du SCEE, l'objectif de contrôle peut être formulé comme un problème d'optimisation, et il existe une certaine difficulté à trouver les paramètres du contrôleur. Pour atteindre notre objectif, nous avons opté pour les algorithmes d'optimisation multi-objectifs: MOPSO et POGWO. L'amélioration des résultats obtenus en simulation a été validée comparativement aux travaux des articles cités en bibliographie.

Mots clés :

Eolienne, GACE, MPPT, Commande On-Off, Mode glissant, Logique flou, Optimisation, Machine électriques triphasés, Les algorithmes de contrôles.

Abstract:

This work is mainly aimed at contributing to the control and optimization of a renewable energy system based on wind energy using modern control and optimization techniques. After modeling the complete wind energy conversion chain with MPPT control operation, two types of control were analyzed for electromagnetic torque control: On-Off control and sliding mode control. Based on the obtained simulation results, the On-Off control shows better performance for an invariant system. In the case where the system is subjected to parametric variations, two control strategies appeared to be competitive with the On-Off control technique namely the fuzzy On-Off control and the fuzzy sliding mode control. The obtained results highlight the effectiveness of the proposed control strategies in terms of robustness. In order to extract the maximum power from the WECS, the control objective can be formulated as an optimization problem, and there is some difficulty in finding the controller parameters. To achieve our goal, we opted for multi-objective optimization algorithms: MOPSO and POGWO. The improvement of the obtained results in simulation has been validated compared to the works of the articles cited in the bibliography.

Keywords:

Wind Turbine, SCIG, MPPT, On-Off Control, Sliding Mode Control, Fuzzy Logic, Optimization, Three Phase Electrical Machines, and Control Algorithms.

Table des matières

Dédicaces.....	i
Remerciements.....	ii
Table des Matières.....	vi
Liste des figures.....	ix
Liste des tableaux.....	xii
Liste des symboles et acronymes.....	xiii
Introduction générale.....	1
Chapitre 01: Etat de l'Art des Systèmes de Conversion De l'Energie Eolienne.....	7
1.1 Introduction.....	8
1.2 Les systèmes de conversion d'énergie éolienne : Survol.....	9
1.3 Evaluation de l'énergie renouvelable dans le monde.....	10
1.4 Capacité des éoliennes en l'Afrique.....	13
1.5 Energie éolienne en Algérie.....	13
1.5.1 Carte des vents en Algérie.....	13
1.5.2 Programme des énergies renouvelables en Algérie.....	17
1.6 Technologie de la turbine éolienne.....	19
1.6.1 Turbines éoliennes à axe horizontal et vertical.....	19
1.6.2 Turbines éoliennes à vitesse fixe /variable.....	21
1.6.3 Contrôles de puissance aérodynamique.....	22
1.7 Les systèmes de stockage de l'énergie éolienne.....	24
1.7.1 Le stockage à court terme.....	24
1.7.2 Le stockage à long terme.....	24
1.8 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	25
1.8.1 Les avantages.....	25
1.8.2 Les inconvénients.....	25
1.9 Conclusion	26
Chapitre 02 : Modélisation et Simulation du Système de Conversion d'Energie Eolienne.....	28
2.1 Introduction.....	29
2.2 Conception d'une éolienne.....	29

2.3 Aérodynamique d'éolienne.....	31
2.3.1 Modélisation de vent.....	31
2.3.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	36
2.4 Dispositif d'entraînement.....	38
2.4.1 Modèle à deux masses.....	38
2.4.2 Modèle à une masse.....	39
2.5 Modélisation de générateurs électriques.....	41
2.5.1 Génératrices asynchrones.....	42
2.5.2 Génératrices synchrones.....	44
2.6 Modélisation de convertisseurs d'électronique de puissance connectés au réseau.....	47
2.6.1 Interface de l'électronique de puissance.....	47
2.7 Linéarisation de SCEE.....	49
2.7.1 SCEE à générateur d'induction.....	49
2.7.2 SCEE à base générateur synchrone.....	51
2.8 Conclusion	53
Chapitre 03 : Stratégie de la Commande MPPT du Système de Conversion d'Énergie Eolienne.....	54
3.1 Introduction.....	55
3.2 Problématique.....	55
3.3 Différentes méthodes MPPT.....	57
3.3.1 MPPT avec la vitesse spécifique optimale (Tip Speed Ratio - TSR).....	57
3.3.2 MPPT avec le profil de puissance.....	58
3.3.3 MPPT avec perturbation et observation (P&O) ou (Hill Climb - HC).....	59
3.3.4 MPPT avec un couple optimal (Optimal torque control - OTC).....	60
3.4 Objectifs de commande pour MPPT de SCEE.....	61
3.5 Contrôleur PI.....	63
3.5.1 Formulation du problème.....	63
3.5.2 Conception de contrôleur.....	64
3.5.3 Résultats de simulation.....	68
3.6 Contrôleur On-Off.....	73
3.6.1 Conception du contrôleur.....	73
3.6.2 Robustesse aux incertitudes paramétriques.....	74
3.7 Contrôleur On-Off flou.....	76
3.7.1 Résultats de simulation.....	80
3.8 Conclusion.....	84

Chapitre 04 : Commande à Structure Variable du Système de Conversion d'Énergie Eolienne	86
4.1 Introduction.....	87
4.2 Commande par mode glissant.....	88
4.2.1 Principe de base de la commande par mode glissant.....	88
4.2.2 Contrôle du mode glissant pour l'optimisation énergétique avec réduction des charges mécaniques.....	89
4.2.3 Commande par mode glissant flou d'un SCEE.....	92
4.3 Résultats de simulation.....	94
4.4 Conclusion.....	98
Chapitre 05 : Optimisation du Système de Conversion d'Énergie Eolienne	99
5.1 Introduction.....	100
5.2 Optimisation de l'énergie du SCEE.....	101
5.2.1 Problème d'optimisation.....	101
5.2.2 Méthodes d'optimisation.....	102
5.2.2.1 Historique de la méta-heuristique.....	103
5.2.3 Optimisation multi-objectif.....	106
5.3 Optimisation par essaim particulaire (PSO).....	107
5.4 Optimisation par les du loup gris (GWO).....	110
5.4.1 Modèle mathématique de l'algorithme GWO.....	111
5.4.2 GWO du contrôleur par mode glissant flou d'un SCEE.....	114
5.5 Résultats de simulation.....	115
5.5.1 Changement d'échelon de la vitesse du vent.....	115
5.5.2 Variation aléatoire de la vitesse du vent.....	116
5.6 Conclusion.....	120
Conclusion & perspectives	121
Bibliographie.....	125
Production scientifique.....	132
Annexe A.....	134
Annexe B.....	135
Annexe C.....	136

Liste des figures

Fig. 1.1 – Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2005–2015.....	11
Fig. 1.2 – Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2015.....	11
Fig. 1.3 – Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2006–2016.....	12
Fig. 1.4– Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2016.....	12
Fig. 1.5 – Distribution de la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie à 10 m de hauteur (m / s) [48].....	14
Fig. 1.6 – Cartes annuelles de la vitesse du vent en Algérie à 10 m de hauteur : (a) Chellali et al. [49]. (b) Merzouk [50].....	15
Fig. 1.7 – Atlas vent de l'Algérie à 10 m du sol réalisée par Daaou Nedjari et al [51].....	16
Fig.1.8 – Superposition des cartes de vitesse de vent, de la topographie et du réseau électrique pour une optimisation multicritères par la méthode (GIS) [52].....	16
Fig. 1.9 – Structure du parc de la production nationale en MW.....	18
Fig. 1.10 – Éoliennes à axe horizontal et vertical.....	19
Fig. 1.11– Différence de la nature de l'écoulement entre un écoulement attaché et décroché....	24
Fig. 2.1 – Eléments constitutifs d'une éolienne à axe horizontal.....	30
Fig. 2.2 – Schéma de la nacelle.....	31
Fig. 2.3 – Le modèle spectral de Van der Hoven de la vitesse du vent [59].....	33
Fig. 2.4 – Les spectres de Von Karman pour le sol lisse et différentes v_s [59].....	34
Fig. 2.5 – Schéma simplifié pour la synthèse de la vitesse du vent.....	35
Fig. 2.6 – Vitesse du vent non stationnaire.....	35
Fig. 2.7– Extraction d'énergie par le disque actif.....	36
Fig. 2.8– Schéma du dispositif d'entraînement à deux masses [70].....	38
Fig. 2.9–Modèle à une masse du dispositif d'entraînement ramené sur l'arbre lent.....	40
Fig. 2.10–Modèle à une masse du dispositif d'entraînement ramené sur l'arbre rapide.....	41
Fig. 2.11–Caractéristique mécanique de la machine asynchrone.....	43
Fig. 2.12–Convertisseur SCEE pour interfaçage de réseau	48
Fig. 2.13.Le point de fonctionnement de SCEE comme point de croisement de la caractéristique aérodynamique et caractéristique de charge (linéaire).....	50
Fig. 2.14. Dynamique de premier ordre d'un SCEE avec charge statique.....	51
Fig. 3.1 – Cas de décision pour le contrôle MPPT sur la courbe de puissance statique d'un SCEE.....	57
Fig. 3.2 – MPPT avec la vitesse spécifique optimale (TSR).....	58
Fig. 3.3 – MPPT avec le profil de puissance.....	59
Fig. 3.4 – MPPT avec un couple optimal (Optimal torque control - OTC).....	61
Fig. 3.5 – Coefficient de puissance.....	61
Fig. 3.6 – Puissance de vent.....	62

Fig. 3.7 – Contrôleur du point de fonctionnement optimal.....	64
Fig. 3.8 – Contrôle vectoriel du GACE (indirect).....	65
Fig. 3.9– Structure de contrôleur PI : Cas de boucle de vitesse.....	66
Fig. 3.10– a) Réponse indicielle de SCEE . b) L'erreur de suivi de puissance sous les changements de la vitesse du vent.....	67
Fig. 3.11– Structure de contrôleur PI : Cas de boucle de puissance.....	68
Fig. 3.12– Réponse du système en boucle fermée pour un échelon de vent de 7 m/s à 8 m/s: a) une erreur de suivi de vitesse. b) variation de C_p	69
Fig. 3.13– Performance de contrôleur PI de vitesse : a) Suivi de la CRO; b) Suivi de la référence de vitesse optimale (référence : ligne pointillée, vitesse actuelle : ligne continue)..	70
Fig. 3.14– Comparaison entre deux couple électromagnétique: C_1 - ligne pointillée, C_2 - ligne continue	70
Fig. 3.15– Performance de contrôleur PI de vitesse: C_1 - ligne pointillée, C_2 - ligne continue ...	71
Fig. 3.16– Performance de contrôleur PI : Cas de la boucle de puissance.....	72
Fig. 3.17– Performance de contrôleur PI de puissance: Erreur de puissance.....	72
Fig. 3.18– Performance de contrôleur PI de puissance: la vitesse spécifique.....	72
Fig. 3.19– Schéma fonctionnel de la boucle d'optimisation de l'efficacité énergétique basée sur le contrôleur On-Off.....	74
Fig. 3.20– Auto-oscillations autour d'un point de fonctionnement permanent.....	75
Fig. 3.21– Optimisation énergétique par le contrôleur On-Off modifié.....	76
Fig. 3.22– Système de conversion d'énergie basé sur le contrôleur On-Off flou.....	77
Fig. 3.23– Commande On-Off floue proposée pour MPPT.....	78
Fig. 3.24– Fonctions d'appartenance utilisées pour σ , σ et z^f	80
Fig. 3.25– Vitesse de vent.....	81
Fig. 3.26– Coefficient de puissance.....	81
Fig. 3.27– Vitesse spécifique.....	82
Fig. 3.28– Erreur de vitesse spécifique.....	82
Fig. 3.29– Couple électromagnétique.....	83
Fig. 3.30– Performance du contrôleur on-off.....	83
Fig. 3.31– Performance du contrôleur on-off flou.....	84
Fig.4.1– Commande par mode glissant floue pour MPPT.....	94
Fig. 4.2– Performance du contrôle en mode glissant avec $k = 5$ et $\beta = 0.5$: a) vitesse de vent ;b) vitesse spécifique; c) couple électromagnétique en fonction de la vitesse à l'arbre rapide; d) vitesse à l'arbre rapide; e) suivi RCO; f) couple électromagnétique en fonction de la vitesse spécifique.....	95
Fig. 4.3– SCEE optimisé par le contrôle par mode glissant : montrant l'effort de contrôle de l'énergie lorsque le paramètre k augmente.....	96
Fig. 4.4– Références du couple électromagnétique pour une fonction floue versus hystérésis..	97
Fig. 4.5– Couple électromagnétique pour une fonction floue versus hystérésis.....	97
Fig. 5.1– Optimum global vs optimum local.....	102
Fig. 5.2– Auto-organisation dans les systèmes biologiques : (a) Une colonie de fourmis qui ramène de la nourriture vers le nid (b) un essaim d'abeilles (c) un vol groupé d'oiseaux (d) une formation de bactéries.....	108
Fig. 5.3– Schéma de principe du déplacement d'une particule.....	109
Fig. 5.4– Comportement de chasse des loups gris: (A) Suivre, chasser et approcher la proie	

.(B-D) Poursuivre, encercler et harceler la proie. (E) situation stationnaire et attaque [149]....	111
Fig.5.5 – Représentation 2D et 3D des vecteurs de position et leurs prochains emplacements possibles [32].....	113
Fig.5.6 – Attaquer vers une proie et chercher une proie [150].....	114
Fig.5.7 – Multi-objectif GWO du contrôleur par mode glissant flou [151].....	115
Fig.5.8 – Réponses du système obtenues en présence de quatre changements consécutifs de la vitesse du vent de 6 à 10 m/s.....	116
Fig.5.9– Vitesse de vent.....	117
Fig. 5.10– Coefficient de puissance.....	117
Fig. 5.11– Vitesse spécifique.....	117
Fig. 5.12– Vitesse du générateur.....	118
Fig. 5.13– Couple électromagnétique.....	118
Fig. 5.14– Couple de l'arbre lent.....	118

Liste des tableaux

1.1. Rang des puissances éoliennes installées dans l’Afrique (fin 2015).....	13
1.2. Comparaison entre les éoliennes à axe horizontal et vertical.....	20
1.3. Avantages et inconvénients des éoliennes à vitesse fixe et variable.....	22
3.1. Logique de contrôle MPPT.....	56
3.2. Règles floues.....	79
5.1. Les caractéristiques de l'algorithme GWO.....	114
5.2. Comparaison des différentes stratégies de commande.....	119

Liste des symboles et acronymes

Symboles

$v(t), v_s(t), v_t(t)$	Vitesse du vent totale, moyenne et turbulente [m/s]
E_k	Energie cinétique d'une masse d'air [W]
ρ	Masse volumique de l'air [kg/m^3]
I_t	Intensité de la turbulence [-]
L_t	Longueur de la turbulence [m]
$A = \pi \cdot R^2$	Surface balayée par les pales du rotor [m^2]
R	Rayon du rotor [m]
P_v	Puissance du vent [W]
P_m	Puissance mécanique [W]
Γ_a	Couple aérodynamique [Nm]
Γ_{wt}	Couple du turbine [Nm]
Γ_{ls}	Couple ramené sur l'arbre lent [Nm]
Γ_{hs}	Couple ramené sur l'arbre rapide [Nm]
Γ_{em}	Couple électromagnétique de la génératrice [Nm]
C_p	Coefficient de puissance
C_q	Coefficient de couple
C_{pmax}	Limite de Betz du coefficient de puissance
C_{popt}	Coefficient de puissance optimal
λ	Vitesse spécifique
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimale
Ω_l	Vitesse angulaire de l'arbre lent [rad/s]
Ω_h	Vitesse angulaire de l'arbre rapide [rad/s]
G	Rapport de transmission du multiplicateur [-]
J_r	Inertie des masses du côté du rotor [Kg.m^2]
J_g	Inertie des masses du côté de la génératrice [Kg.m^2]
J_t	Inertie de la turbine ramenée sur l'arbre lent [Kg.m^2]
J_{ths}	Inertie de la turbine ramenée sur l'arbre rapide [Kg.m^2]
K_{ls}	Coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent [-]

K_r	Coefficient de frottements visqueux externes du rotor [-]
K_g	Coefficient de frottements visqueux externes de la génératrice [-]
K_t	Coefficient de frottements externes de la turbine sur l'arbre lent [-]
$K_{t_{hs}}$	Coefficient de frottements externes de la turbine sur l'arbre rapide [-]
B_{ls}	Coefficient de torsion de l'arbre lent [-]
i_s, i_r	Courants du stator et du courant respectivement [A]
$i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}$	Composantes (d, q) des courants du stator et du rotor [A]
V_s, V_r	Tensions du stator et du courant respectivement [V]
$V_{sd}, V_{sq}, V_{rd}, V_{rq}$	Composantes (d, q) des tensions du stator et du rotor [V]
Φ_s, Φ_r	Flux du stator et du rotor respectivement [Wb]
R_s, R_r	Résistances du stator et du courant respectivement [Ω]
L_s, L_r, L_m	Inductances du stator, rotor et mutuelle [H]
p	Nombre de pôles
$S_{xx}(\omega)$	Densité spectrale de puissance du x
$std(x)$	Écart-type de la grandeur x

Acronymes

BC	Bus continu
BOZ	Bloqueur d'ordre zéro
CCM	Convertisseur coté machine
CCR	Convertisseur coté réseau
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
CRO	Caractéristique de régime optimal
CSV	Commande à structure variable
FFT	Fast Fourier Transform
FLC	Fuzzy logic control
GACE	Génératrice asynchrone à cage d'écureuil
GADA	Génératrice asynchrone à double alimentation
GSAP	Générateur synchrone à aimants permanents
GSRB	Générateur synchrone à rotor bobiné
GWO	Grey Wolf Optimization
HCS	Hill Climb Control
LPF	Low-pass filter
MPPT	Maximum Power Point Tracking

OTC	Optimal torque control
PFO	Point de fonctionnement optimal
PI	Proportionnel Intégral
P&O	Perturbation & Observation
PSF	Power Signal Feedback
PSO	Particle Swarm Optimization
PWM	Pulse-width modulation
RE	Rural Electrification
RO	Régime Optimal
SCEE	Système de conversion d'énergie éolienne
SEM	Sous-système électromagnétique
SMC	Sliding mode control
TSR	Tip Speed Ratio

Introduction Générale

L'énergie joue un rôle essentiel dans le développement des pays. L'augmentation rapide de la population et de l'urbanisation a entraîné une augmentation de la demande d'énergie dans le monde entier. La modernisation dans le secteur de l'agriculture et de l'irrigation augmente rapidement [1-5]. Aujourd'hui, la principale source d'énergie est dominée par les combustibles fossiles [6]. En raison de l'épuisement des combustibles fossiles, de nombreux pays ont du mal à combler l'écart entre l'offre et la demande. De plus, les combustibles fossiles ont un impact négatif important sur l'environnement, comme l'effet de serre [7]. La prise en compte de l'énergie dépend principalement de facteurs tels qu'énergie abordable, accessible et écologique. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables est qualifiée de nécessaire et alternative pour les combustibles fossiles.

Les énergies renouvelables sont maintenant reconnues comme étant des sources d'énergie ordinaires à travers le monde. Leur croissance rapide, en particulier dans le secteur électrique, est le fruit de plusieurs facteurs. Il y a notamment la compétitivité grandissante des technologies d'énergies renouvelables du point de vue des coûts, des diverses initiatives politiques ciblées, de l'amélioration de l'accès aux financements, de l'attention portée à la sécurité énergétique et aux solutions environnementales, de la demande croissante en énergie dans les économies en développement et émergentes et de la nécessité de disposer de services énergétiques modernes. De nouveaux marchés apparaissent ainsi dans toutes les économies autour des énergies renouvelables centralisées et décentralisées [8].

L'augmentation de la capacité de production électrique renouvelable a été sans précédent en 2015 avec une estimation de 147 gigawatts (GW) ajoutés. La capacité de chauffage basée sur les énergies renouvelables a, pour sa part, augmenté de 38 gigawatts « thermiques » (GWth). La production totale de biocarburants s'est également accrue. Cette avancée s'est produite malgré la chute brutale des cours mondiaux des combustibles fossiles, la persistance des subventions accordées aux combustibles fossiles et autres difficultés posées aux énergies renouvelables, notamment l'intégration de parts croissantes de production d'énergie renouvelable, l'instabilité des politiques, les obstacles réglementaires et les contraintes budgétaires [9].

Les sources d'énergie renouvelables comprennent l'énergie solaire, éolienne, marémotrice et la biomasse. Comme le soleil et le vent sont largement disponibles en abondance, ils sont utilisés pour la production d'énergie [10]. Cependant, la fiabilité de l'énergie solaire et éolienne est fortement dépendante des changements climatiques et de la nature imprévisible. Elle entraîne donc de sérieuses inquiétudes quant à l'intégration de cette énergie dans le réseau et à son stockage [11]. L'énergie éolienne est une source d'énergie renouvelable à croissance la plus rapide. Elle englobe une branche d'ingénierie diversifiée [12]. Au cours des dernières années, la production d'énergie éolienne a décuplé.

En Algérie, en l'absence d'énergie nucléaire et de grandes sources hydro-électriques, les combustibles fossiles constituent l'essentiel de sa production d'électricité (99,2% en 2009) [13]. La plupart des centrales installées en Algérie sont des usines à gaz, sauf dans l'extrême Sud où des centrales fonctionnant au diesel sont utilisées en raison de l'absence de raccord en gaz naturel dans cette partie du territoire. A noter que la quasi-totalité des agglomérations en Algérie (soit 97% des sites peuplés) est couverte par le réseau électrique. Cela reflète le potentiel important que recèle notre pays en termes de production d'électricité qui est par ailleurs en constante évolution face à la demande croissante. Celle-ci a atteint près de 7% par an au cours de la période s'étalant de 1963 à 2007 [14]. Au demeurant, la construction de nouvelles capacités de production, de transmission et de distribution de l'électricité est l'un des plus grands défis du secteur.

Pour cela, l'Algérie a lancé un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique, adopté en 2011 par le Gouvernement algérien. Ce choix stratégique est motivé par l'énorme potentiel de l'énergie solaire. Cette énergie est l'axe principal du programme dédié au solaire thermique et au photovoltaïque solaire comme partie essentielle. L'énergie solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité. En dépit d'un potentiel relativement faible, ce programme n'exclut pas le vent, qui occupe la deuxième place dans ce plan de développement énergétique et dont la part devrait être d'environ 3% de la production d'électricité en 2030.

La multiplication des éoliennes a conduit les chercheurs en génie électrique à mener des investigations de façon à améliorer l'efficacité de la conversion d'énergie éolienne et la qualité de l'énergie fournie par les systèmes de conversion du vent.

Deux types de systèmes de conversion du vent peuvent être envisagés. Tout d'abord, le système de conversion est fourni à partir d'une vitesse constante du vent. L'éolienne à vitesse fixe génère une puissance très fluctuante vers le réseau, ce qui perturbe le système d'alimentation. Ce type de turbine nécessite également une conception mécanique robuste pour absorber les contraintes mécaniques élevées [4]. Le second type concerne le système de conversion alimenté par une vitesse de vent variable à partir de laquelle le générateur est équipé d'un convertisseur électronique de puissance, puis connecté au réseau.

Par rapport au premier système de conversion, le second présente de nombreux avantages tels que de bonnes performances MPPT (Maximum Power Point Tracking), un système de découplage robuste entre la production et la fréquence du réseau, ainsi qu'une bonne flexibilité entre les deux en termes de contrôle et de fonctionnement optimal [5] et enfin une meilleure efficacité pour contrôler les contraintes mécaniques avec un coût réduit [6]. Pour ces raisons, les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées et dominent le marché actuel [6, 7].

En ce qui concerne le type de générateurs, de nombreux types de générateurs électriques sont utilisés dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne à vitesse fixe ou variable. Nous évoquerons ici les technologies les plus répandues dans l'industrie éolienne : les générateurs asynchrone à cage d'écureuil (GACE), les générateurs synchrones à aimants permanents (PMSG) [8, 9], et les générateurs asynchrones à double alimentation (GADA) équipés d'un convertisseur électronique AC-AC de puissance [10, 11].

Concrètement, les systèmes de générateur asynchrone sont de plus en plus utilisés pour plusieurs raisons telles que leur simplicité de modélisation, leur fiabilité et leur capacité à extraire une puissance maximale sur une large plage de vitesses de vent. De plus, leurs commandes de puissance active et réactive sont totalement découplées par un contrôle indépendant des courants du rotor [12].

Les objectifs d'une loi de commande d'une éolienne à vitesse variable sont basés sur [4]:

- Génération de la puissance maximale en dessous de la puissance nominale dans les vents faibles.
- Maintien d'une puissance de qualité satisfaisante au-dessus de la puissance nominale (à vents forts).
- Minimisation des efforts exercés sur les pales du rotor et sur le dispositif d'entraînement.

Au cours des dernières années, de nombreux chercheurs se sont concentrés sur le contrôle des éoliennes à vitesse variable comme l'atteste la littérature. Ces études ont débuté avec des contrôleurs classiques tels que le contrôleur proportionnel intégral (PI) pour contrôler le couple générateur [15] et le contrôleur linéaire quadratique gaussien (LQG) pour assurer un comportement dynamique optimal du SCEE autour du point de fonctionnement [16]. Ces études ont continué avec certains contrôleurs modernes tels que le contrôleur prédictif généralisé (GPC) pour maximiser la puissance générée du SCEE [17, 18] et la mise en œuvre du modèle de référence pour un générateur asynchrone à double alimentation sur la base du SCEE présenté dans [19]. Malheureusement, les stratégies de contrôle évoquées ci-dessus nécessitaient un modèle linéaire dans lequel la robustesse par rapport aux incertitudes des systèmes ne peut être garantie en raison de la forte dynamique non linéaire des SCEE.

A cet égard, les contrôleurs de synthèse basés sur la stratégie de commande à structure variable ont été suggérés afin d'éviter les inconvénients cités ci-dessus. Les contrôleurs obtenus ont la capacité de maximiser la puissance du générateur asynchrone et de superposer le suivi de la valeur du couple électromagnétique optimal [20, 21]. Cependant, un inconvénient commun à toutes ces stratégies apparaît dans l'étape de définition de la composante de commutation. Pour contourner ce problème, plusieurs techniques ont été proposées afin de réduire l'effet de la composante de commutation telles que la fonction tangente hyperbolique et d'autres lois de contrôle continu dans lesquelles la fonction de signe est substituée [22, 23]. Au cours des dernières années, le contrôle par la logique floue (FLC) a été largement combiné avec l'approche conventionnelle pour contrôler les SCEE non-linéaires [24,25].

Afin d'extraire la puissance maximale du WECS, l'objectif du contrôle peut être formulé comme un problème d'optimisation et il existe une certaine difficulté à trouver les paramètres du contrôleur. Les problèmes d'optimisation peuvent être résolus en utilisant des méthodes d'optimisation méta-heuristiques. Certaines de ces approches incluent l'algorithme génétique (GA) [26], l'algorithme de recherche bactérienne (BF) [27], l'évolution différentielle (DE) [28], l'algorithme de recherche gravitationnelle (GSA) [29], l'optimisation des essaims de particules [30,31], l'algorithme Firefly (FA) [32], et la recherche de coucou (CS) [33].

L'optimisation des loups gris (GWO) est un algorithme méta-heuristique récemment développé, inspiré de la hiérarchie de leadership et du mécanisme de chasse des loups gris dans la nature [34]. GWO a été appliqué avec succès pour résoudre les problèmes d'optimisation d'ingénierie [35,36].

La portée générale de ce travail est d'étudier et de développer des lois de commande et d'optimisation pour le SCEE fonctionnant à vitesse variable dans le régime à charge partielle, en

utilisant diverses approches rencontrées dans la théorie des systèmes de contrôle, sous un ensemble d'hypothèses de modélisation données.

L'objet des approches de contrôle à présenter dans ce travail est une catégorie de SCEE à faible/moyenne puissance ayant un rotor à 2 pales à axe horizontal. La transmission mécanique est considérée comme un multiplicateur de vitesse rigide/flexible. Le sous-système de génération dispose d'un générateur asynchrone à cage d'écureuil triphasé (GACE) très fiable, connecté au réseau électrique au moyen d'un convertisseur électronique de puissance AC/AC. Le SCEE est exploité à vitesse variable par un contrôle spécifique (couple électromagnétique) du GACE; cela implique que le convertisseur AC/AC soit équipé de sous-systèmes de contrôle correspondants. Un niveau de contrôle plus élevé assure le fonctionnement de l'éolienne dans différents régimes : l'intérêt ici est concentré sur le régime à charge partielle. L'étude des stratégies intégrées dans ces derniers systèmes de contrôle représente l'objectif principal de ce travail.

Organisation de la thèse

Cette thèse est organisée en cinq chapitres, comme suit :

- Dans le premier chapitre, on présente un rappel sur les systèmes de conversion éoliens de manière générale puis l'évolution des éoliennes durant les dernières décennies. Des statistiques sont données montrant l'évolution de la production et la consommation de l'énergie éolienne dans le monde et en Algérie. Un aperçu est donné sur les différents types d'éoliennes à axe vertical ou horizontal, en détaillant leurs avantages et leurs inconvénients. L'importance de l'utilisation des systèmes de stockage sera discutée aussi, à la fin de ce chapitre.

- Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation d'une éolienne à vitesse variable. Après une brève description du mécanisme de fonctionnement d'une éolienne dans lequel le modèle du vent et son évolution seront étudiés de façon détaillée, on y présentera le principe d'extraction de l'énergie du vent. Dans un premier temps, la modélisation du comportement aérodynamique et mécanique est explicitée en vue d'aboutir à un modèle global non linéaire à deux masses. Ce dernier, sous certaines hypothèses, peut encore être simplifié pour devenir un modèle à une seule masse. En second lieu, nous présenterons la modélisation des différentes génératrices pour établir les différentes commandes associées. Des modèles linéaires seront également déduits et utilisés pour l'élaboration de commandes linéaires qui serviront pour la comparaison des performances avec les stratégies de commande que nous proposerons.

- Le troisième chapitre est composé de deux parties :

Une première partie est consacrée à la synthèse d'un contrôleur PI classique de l'éolienne dans la région à charge partielle pour les trois cas de boucles de contrôle pour le suivi de régime optimal (couple, vitesse et puissance) afin de maximiser la conversion énergétique, en supposant mal

connus le modèle d'éolienne et ses paramètres. Et enfin, on terminera la première partie par des résultats de simulation pour vérifier les modèles du système à étudier.

Dans la deuxième partie, on introduit la commande On-Off afin de maximiser la puissance capturée par un éolien équipé par GASE à faible puissance. Cette méthode superpose le suivi de la valeur de couple optimale et le suivi de la vitesse spécifique optimale. Par conséquent, l'entrée de commande, qui est le couple du générateur, a deux composantes principales: une composante basse fréquence (équivalente) et une composante de commutation (suivant le signe de l'erreur de la vitesse spécifique). Le système fonctionne en auto-oscillation. Afin de réduire voire éliminer le phénomène de *chattering*, on a introduit une théorie combinant la logique floue et de la commande On-Off. L'association de ces deux théories a permis d'avoir de bonnes performances avec une réduction significative du *chattering*.

- Le quatrième chapitre aborde la notion de commande par mode glissant et mode glissant flou. La caractéristique clé de cette méthode est une surface de glissement convenablement choisie qui permet à la turbine de fonctionner plus ou moins près du régime optimal. Le contrôle par mode glissant basé sur la théorie de la logique floue est développé en collectant les données de la surface de glissement pour réduire l'effet de broutement causé par le SMC.

- Le cinquième chapitre commence par une introduction de l'algorithme d'optimisation d'essaims particulaires (PSO). Nous détaillerons ensuite un algorithme récent d'optimisation par les loups gris (GWO). Enfin, une comparaison des performances de la nouvelle approche GWO avec l'algorithme PSO pour le réglage d'un contrôleur SMC flou est présentée.

Dans la dernière partie, une conclusion résume l'ensemble des travaux présentés et des perspectives pour de futurs travaux sont suggérés.

Chapitre

1

Généralités Sur Les Systèmes de Conversion

De l'Energie Eolienne

1.1 Introduction

La puissance du vent est utilisée depuis 3000 ans. En effet, l'Homme l'a d'abord utilisée comme un moyen mécanique afin d'accomplir des tâches simples, comme le broyage des grains, le pompage de l'eau et la coupe du bois [37,38]. Beaucoup plus tard, la nécessité de faire correspondre la puissance de l'éolienne avec la capacité de stockage du réservoir d'eau et les statistiques du vent disponibles ont entraîné le pompage mécanique à vitesse variable au début du XIXe siècle. Par ailleurs, la technologie industrielle naissante a utilisé des plaques plates ou des lamelles en bois pour un contrôle aérodynamique. À l'ère électrique du début du XXe siècle, une turbine à grande vitesse a été développée pour répondre aux besoins électriques des zones éloignées qui ne peuvent pas être connectées à la source d'alimentation. En effet, en 1937, l'association américaine en charge de l'électrification des zones rurales ou éloignées (la *Rural Electrification Association*) a procédé à l'élimination progressive de ces turbines pour laisser place libre à la génération du courant alternatif avec une fréquence constante de 60 Hz.

La découverte des combustibles fossiles a entraîné ensuite le développement de la technologie du moteur à combustible au détriment de l'énergie éolienne. En effet, cette nouvelle technologie est plus fiable et fournit une puissance constante. Néanmoins, le choc pétrolier du début des années 1970 a ravivé l'intérêt pour la technologie de l'énergie éolienne. Différentes méthodes ont été alors mises au point afin d'améliorer les caractéristiques de sortie l'éolienne. Ainsi, la tension et la fréquence de sortie de l'éolienne sont devenues constantes.

Ce faisant, le développement de générateurs éoliens autonomes a non seulement permis de produire de l'énergie domestique individuelle mais a permis aussi de faire participer le consommateur dans la production de l'énergie pour la collectivité en injectant l'excès de puissance produite par les générateurs éoliens individuels dans le réseau national. Sur un autre registre, la technologie éolienne s'est considérablement améliorée depuis le début des années 1970. En 1989, une éolienne de 300 kW avec un diamètre de rotor de 30 m était déjà développée. Après 10 ans, une éolienne de 1500 kW et de diamètre de rotor de 70 m a été développée [38]. À la fin des années 1990, l'énergie éolienne s'est imposée comme l'une des ressources énergétiques durables les plus importantes. Depuis lors, le développement de l'éolienne a augmenté considérablement. Actuellement, les turbines éoliennes dans la gamme de capacité de 4 et 5 MW sont disponibles. Le concept de la technologie des éoliennes est mûri mais le défi est de produire une unité fonctionnant comme une centrale autonome fonctionnant avec des turbines qui répondent à des spécifications telles que la fréquence, les tensions, le contenu harmonique, etc. peuvent être directement injectés dans le réseau d'électricité standard. Un autre aspect des éoliennes a été considérablement amélioré. Il s'agit des problèmes de vibration. En effet, les premières éoliennes étaient à la fois aérodynamiquement et mécaniquement bruyantes. Aujourd'hui, le bruit mécanique est pratiquement

éliminé et le bruit aérodynamique a été considérablement réduit. L'utilisation d'éoliennes à vitesse variable et l'avancement des progrès apportés par l'électronique de puissance ont atténué bon nombre des défis initiaux.

1.2 Les systèmes de conversion d'énergie éolienne : Survol

Aujourd'hui, le domaine énergétique est confronté à un triple défi: Comment atténuer l'impact négatif du profil industriel sur l'environnement (climat, éco-équilibre ...) ?, Comment faire face à la croissance rapide de la demande énergétique (qui devrait doubler jusqu'en 2030) ? et finalement Comment fournir l'énergie électrique en toute sécurité et de manière optimale ?.

L'énergie du vent se trouve être parmi les énergies renouvelables qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires, dans les moulins à blé et pour le pompage de l'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans environ avant Jésus-Christ (J-C). A l'époque de Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent avait été conçu.

Au neuvième siècle avant J-C, l'énergie du vent a été utilisée par les perses dans le but de moulinier le grain et de pomper l'eau [39, 40].

En Egypte des Pharaons, l'exploitation de cette énergie propre était déjà d'actualité au troisième siècle avant Jésus-Christ. L'inventeur égyptien Héron d'Alexandrie utilisa l'énergie éolienne grâce à un moulin à vent à axe horizontal.

Au Moyen-âge, le premier moulin à axe horizontal est apparu en Angleterre vers 1150, en 1180 en France, en Allemagne en 1222 et au Danemark en 1259. Ce développement rapide a été probablement influencé par les Croisés, qui avaient pris connaissance des moulins à vent de la Perse. En Europe, les performances du moulin à vent ont été constamment améliorées entre le douzième et dix-neuvième siècle. À la fin du XIXe siècle, le moulin à moteur européen typique utilisait un rotor avec un diamètre de 25 m. L'industrialisation a ensuite entraîné une baisse progressive des éoliennes. Cependant en 1904, l'énergie éolienne fournissait encore 11% de l'énergie industrielle néerlandaise et l'Allemagne disposait de plus de 18000 unités installées [41,42].

Lorsque les moulins à vent ont commencé à disparaître lentement de l'Europe, les colons nouveaux européens ont commencé à les introduire en Amérique du Nord. Ces moulins à vent, également connus sous le nom de moulins à vent américains fonctionnaient entièrement en autonomie, ce qui signifiait qu'ils pouvaient être laissés sans surveillance [42].

Cependant dans les années 1970 et après la crise du pétrole, les occidentaux gros consommateurs du pétrole ont pris la décision de développer la recherche dans le domaine de

l'énergie renouvelable [39]. Les éoliennes ont ainsi continué à évoluer au cours des 20 dernières années et le coût global de l'énergie nécessaire à la production d'électricité à partir du vent est maintenant concurrentiel comparativement aux autres sources d'énergies renouvelables [43]. Cette réduction du coût de l'électricité est le résultat de progrès importants de la technologie utilisée par cette industrie [44,45].

Actuellement, l'énergie éolienne est bien implantée parmi les autres sources d'énergie avec une croissance très forte.

1.3 Evaluation de l'énergie renouvelable dans le monde

L'année 2015 a été exceptionnelle pour les énergies renouvelables. L'énergie éolienne a connu une autre année record en 2015, avec plus de 63 GW ajoutés - une augmentation de 22% par rapport au marché de 2014 - pour un total mondial d'environ 433 GW. Des difficultés persistent toutefois, en particulier au-delà du secteur électrique. L'année 2015 a également été marquée par plusieurs faits qui ont eu une incidence sur les énergies renouvelables. Il y a notamment eu une baisse spectaculaire des cours mondiaux des combustibles fossiles, une attention très croissante portée au stockage de l'énergie et un accord historique à Paris sur le climat qui a réuni la communauté mondiale.

Les énergies renouvelables sont maintenant reconnues comme des sources d'énergie ordinaires à travers le monde. Leur croissance rapide, en particulier dans le secteur électrique, est le fruit de plusieurs facteurs. Il y a notamment la compétitivité grandissante des technologies d'énergies renouvelables du point de vue des coûts, diverses initiatives politiques ciblées, l'amélioration de l'accès aux financements, l'attention portée à la sécurité énergétique et aux solutions environnementales, la demande croissante en énergie dans les pays à économies en développement et émergentes et la nécessité de disposer de services énergétiques modernes. De nouveaux marchés apparaissent ainsi dans toutes les économies autour des énergies renouvelables centralisées et décentralisées.

L'énergie éolienne a été la première source de production électrique en Europe et aux États-Unis en 2015, et la deuxième en Chine. L'augmentation mondiale de la capacité éolienne de 63 GW constitue un record, la production totale étant d'environ 433 GW (Voir Figure 1.2). Les pays non-OCDE (l'Organisation de Coopération et de Développement Economiques OCDE regroupe principalement les pays européens et américains industrialisés) ont construit la majorité des installations, la Chine occupant la première place.

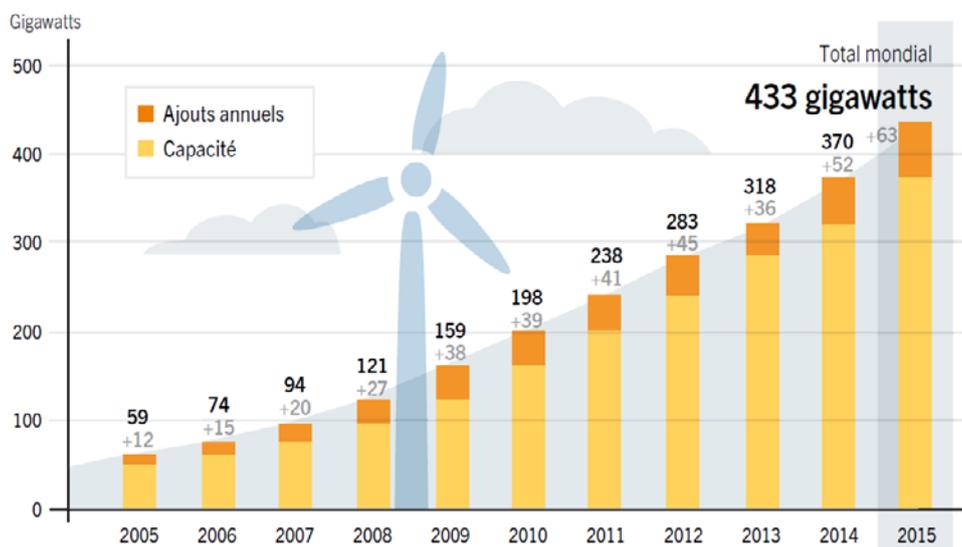


Fig. 1.1 – Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2005–2015.

La plupart des plus grands fabricants de turbines ont battu leurs propres records en termes d'installations annuelles. De nouvelles entreprises ont vu le jour, ou sont en cours d'établissement, à travers le monde pour faire face à la demande croissante. Les difficultés rencontrées incluent l'insuffisance des infrastructures de transmission et la limitation de la production éolienne (en particulier en Chine).

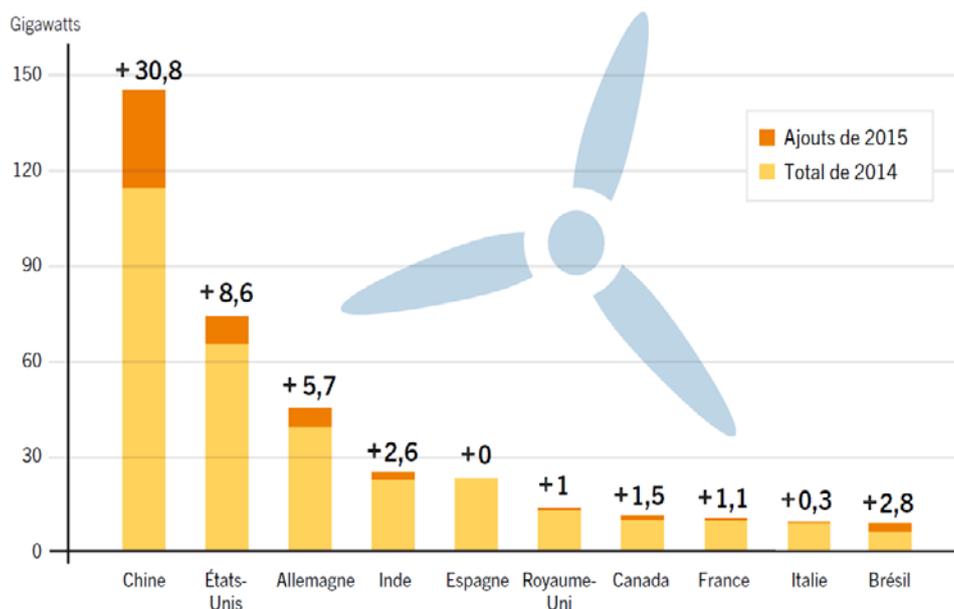


Fig. 1.2 – Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2015.

Près de 55 GW de capacité éolienne ont été ajoutés en 2016, augmentant ainsi la production totale mondiale d'environ 12% à près de 487 GW (Voir Figure.1.3). À la fin de 2016, plus de 90

pays avaient connu une activité d'énergie éolienne commerciale et 29 pays représentant toutes les régions du monde avaient plus de 1 GW en fonctionnement [9].

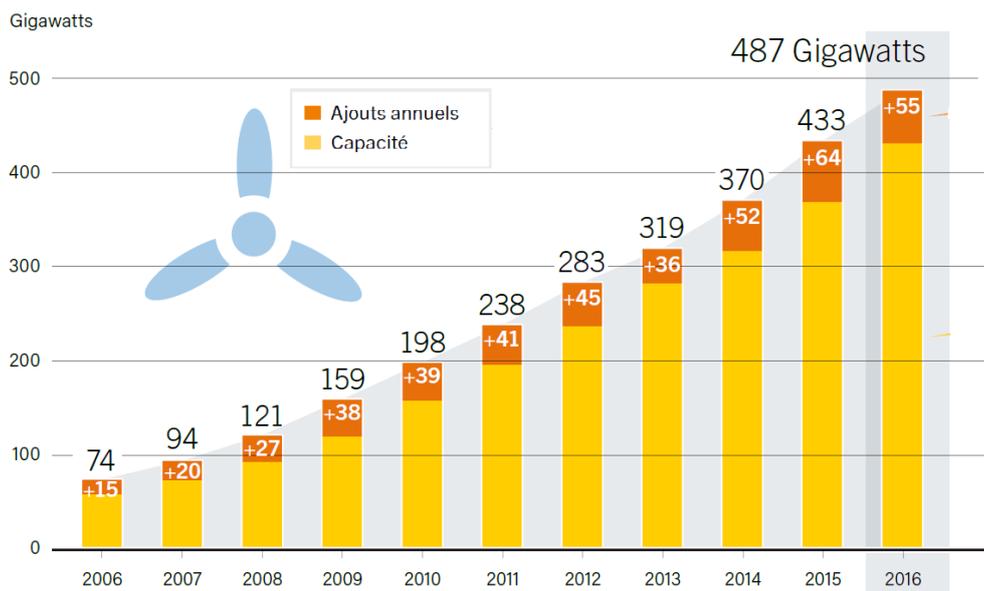


Fig. 1.3 – Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2006–2016.

La Chine a conservé son avance sur le plan de nouvelles installations, suivie par les États-Unis et l'Allemagne, l'Inde passant devant le Brésil pour se classer au quatrième rang. Les autres tops 10 pays pour les ajouts étaient l'Espagne, le Royaume-Uni, la France, le Canada, le Brésil et l'Italie (Voir Figure.1.4). De nouveaux marchés ont continué à s'ouvrir ailleurs en Asie et en Afrique et le Moyen-Orient. En 2016, la Bolivie et la Géorgie ont installé leurs premières éoliennes. A la fin de l'année, les principaux pays qui affichent la meilleure capacité totale d'énergie éolienne par habitant étaient le Danemark, la Suède, l'Allemagne, l'Irlande et le Portugal.

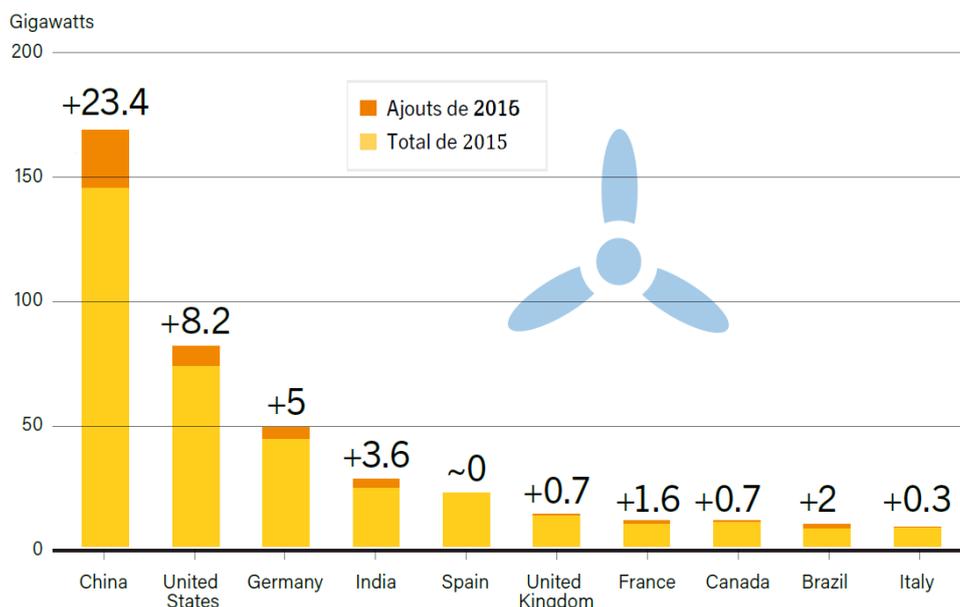


Fig. 1.4– Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2016.

1.4 Capacité des éoliennes en l'Afrique

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 [46], 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 (Voir le tableau 1.1).

Tableau 1.1. Rang des Puissances éoliennes Installées dans l'Afrique (fin 2015).

Pays	Capacités (MW)
Afrique du Sud	1694.44
Maroc	884.95
Egypte	744.82
Kenya	342.55
Ethiopie	324.18
Tunisie	242.36
Tanzanie	50.00
Mauritanie	34.40
Cap Vert	30.40
Libye	20.00
Maurice	10.45
Algérie	10.20
Nigeria	10.18
Seychelles	6.00
Namibie	0.22
Gambie	0.15
Erythrée	0.83
Mozambique	0.30

1.5 Energie éolienne en Algérie

L'Algérie présente un potentiel éolien considérable qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique, surtout dans le sud où les vitesses de vents sont élevées et peuvent dépasser 4m /s (6m/s dans la région de Tindouf), et jusqu'à 7m /s dans la région d'Adrar. Les ressources énergétiques de l'Algérie ont déjà été estimées par le CDER depuis les années 90 à travers la production des atlas de la vitesse du vent et du potentiel énergétique éolien disponible en Algérie, [47].

1.5.1 Carte des vents en Algérie

L'estimation de l'énergie éolienne disponible dans une région donnée reste l'une des étapes les plus importantes avant une éventuelle implantation d'un parc éolien. Pour cela, il faut d'abord quantifier le gisement énergétique disponible par l'établissement de l'atlas éolien de la région. Le

travail le plus récent pour l'établissement des cartes des vents (Atlas des vents) en Algérie est celui de Boudia [47] où il a introduit des vitesses moyennes annuelles données de 24 stations météorologiques situées près des frontières algériennes.

La carte annuelle du vent d'Algérie, mise à jour, à une hauteur de 10 m, est présentée à la Figure.1.5. La carte du vent montre que la vitesse moyenne annuelle du vent varie de 1,2 à 6,3 m/s. La région d'Adrar maintient sa suprématie en termes de vitesse maximale du vent à 6,3 m/s. Suivi par la région de Hassi R'mel avec 6,1 m/s. Le site de Tindouf à l'extrême ouest du pays prend la troisième place avec une vitesse moyenne annuelle ≈ 6 m/s.

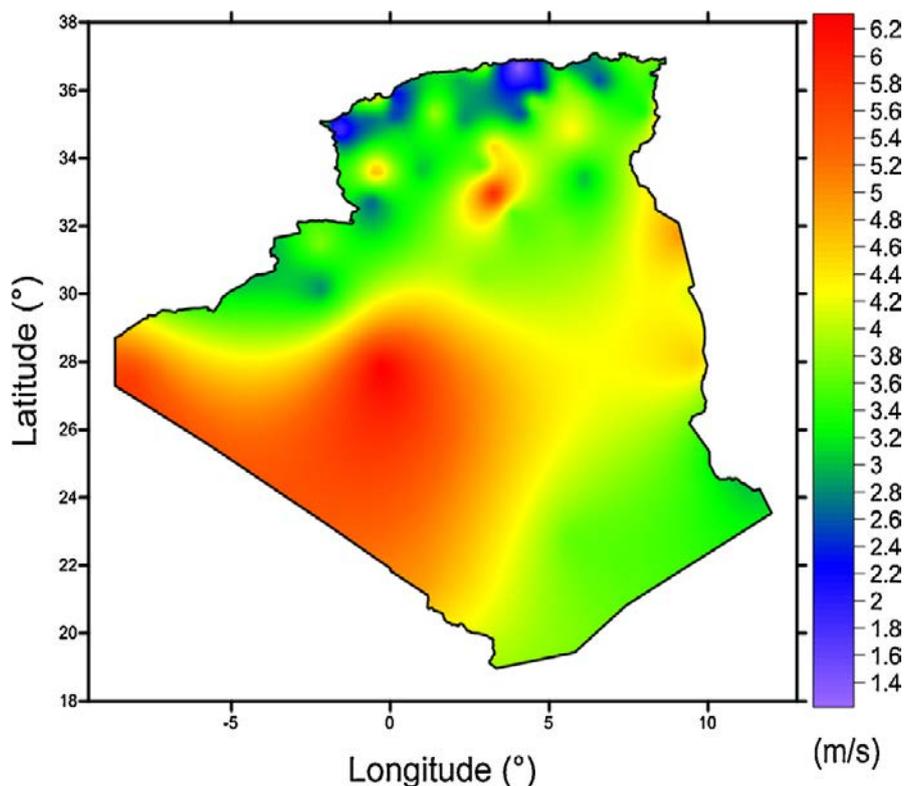


Fig. 1.5 Distribution de la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie à 10 m de hauteur (m/s) [48].

En incorporant de nouvelles stations météorologiques dans la carte établie par Boudia [48], la carte actuelle présente la mise à jour des études précédentes (Fig.1.6), où le potentiel du vent dans différentes régions a été révisé vers le haut, tels que:

- Mechria, dans les hautes terres occidentales, où la vitesse moyenne annuelle du vent est de ≈ 5 m/s.
- Bordj Badji Mokhtar, dans l'extrême Sud du Sahara, avec une vitesse annuelle moyenne du vent ≈ 5 m/s.
- La limite Est du pays avec la Tunisie, où la vitesse moyenne annuelle du vent ≈ 5 m/s.
- Les régions côtières s'ouvrant sur la mer Méditerranée, où:
 - La vitesse moyenne annuelle du vent dépasse 4 m/s dans les ports d'Oran et d'Alger.

- Site d'El-Kala dans la côte orientale où la vitesse moyenne annuelle du vent est de 4 m/s.
- Côte extrême occidentale, avec des frontières marocaines où la vitesse moyenne annuelle du vent ≈ 4 m/s.

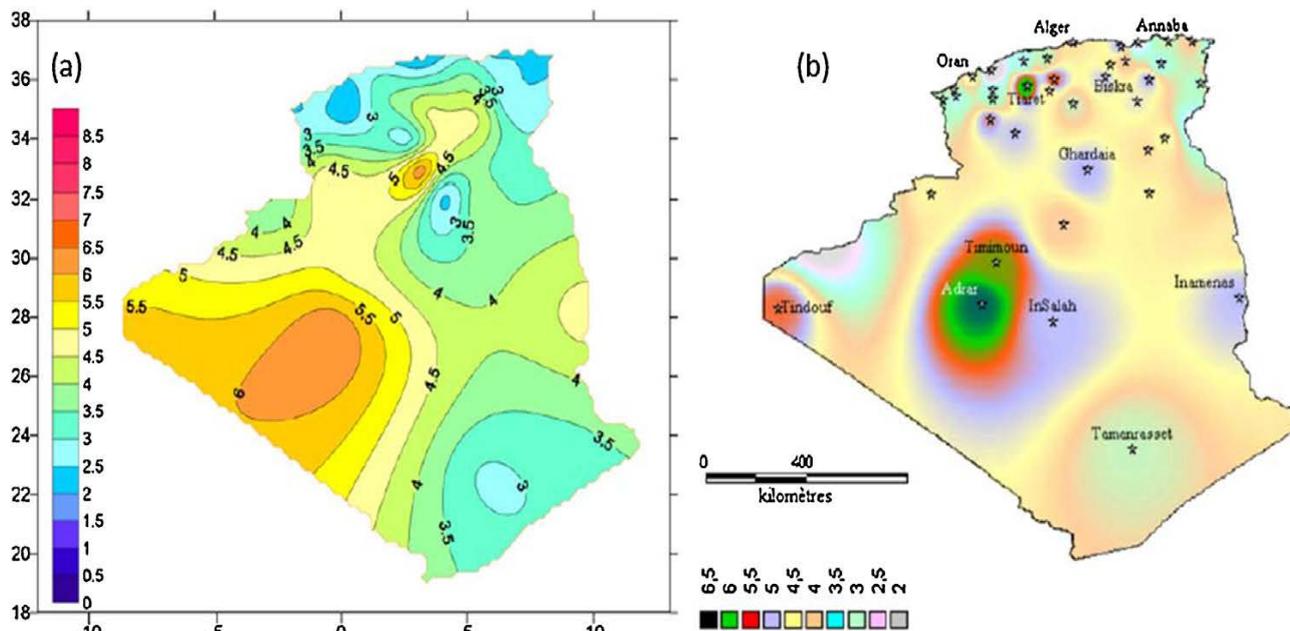


Fig. 1.6 – Cartes annuelles de la vitesse du vent en Algérie à 10 m de hauteur : (a) Chellali et al. [49]. (b) Merzouk [50].

Alors que le potentiel du vent dans d'autres régions a été révisé vers le bas, comme suit:

- Tizi-Ouzou et Maghnia au Nord où la vitesse moyenne annuelle du vent est égale à 1,2 et 1,4 m/s respectivement.

En 2017, Le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) a publié un nouvel Atlas éolien de l'Algérie réalisé sur la base de données de vitesse de vent horaires et tri-horaires enregistrées sur 10 années consécutives de 2004 à 2014 dans 74 stations météorologiques de l'Office National de la Météorologie (ONM) et 21 stations supplémentaire des pays limitrophes (Figure.1.7) [51].

Grace à une répartition géographique plus ou moins uniforme entre le Sud et le Nord, le nouvel Atlas Vent à 10 m du sol reflète des changements dans l'estimation de la ressource éolienne comparée aux atlas précédents, particulièrement au Sahara. Ainsi, le site d'In Salah affiche une vitesse moyenne de 6,4m/s ; à coté d'Adrar qui enregistre 6,3 m/s. La wilaya d'Illizi, dotée d'une dizaine de stations, montre des vitesses dépassant les 5 m/s. Le site de Hassi R'Mel affiche des vitesses moyennes assez importantes atteignant 6,5 m/s.

Au Nord, plusieurs microclimats sont aussi détectés d'Ouest en Est. Dans les Hauts-Plateaux à l'extrême Ouest, la région de Mecheria affiche une vitesse moyenne très intéressante de 5,6 m/s.

Un peu plus à l'est, Tiaret et Djelfa présentent des vitesses de 5,6 m/s et 5,1 m/s respectivement. M'Sila apparaît comme une région très intéressante avec une vitesse moyenne annuelle de 5,3 m/s.

Il est à noter que certains sites tels que Ksar-Chellala, Bou Saada et Tébessa affichent un taux considérable de valeurs nulles (> 50 %) ce qui peut considérablement sous-estimer leurs potentiels.

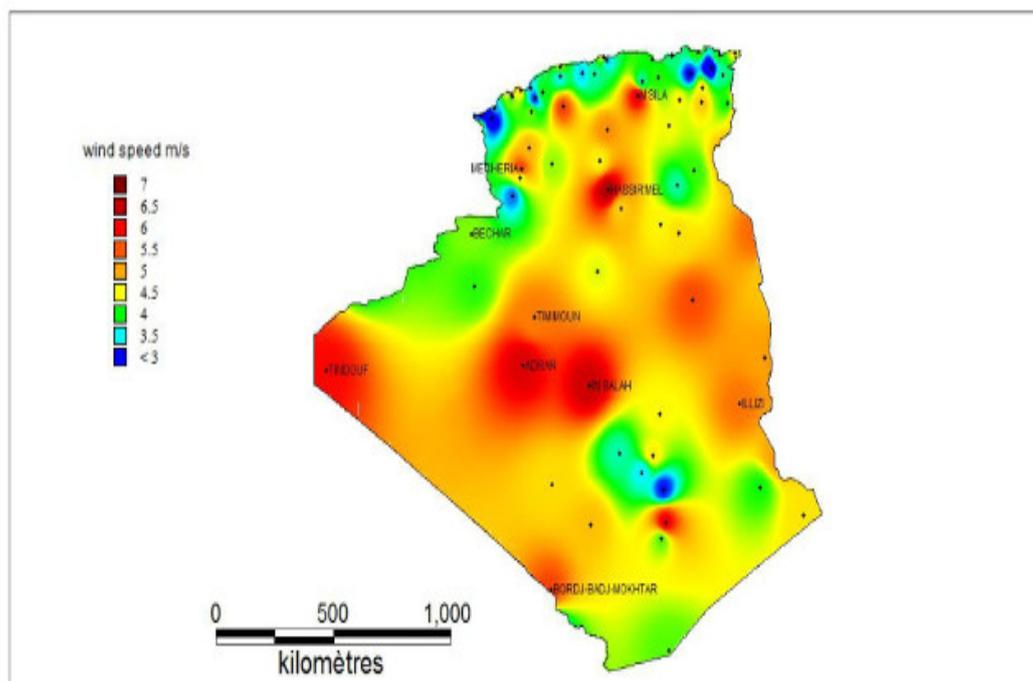


Fig. 1.7 – Atlas vent de l'Algérie à 10 m du sol réalisée par Daaou Nedjari et al [51]

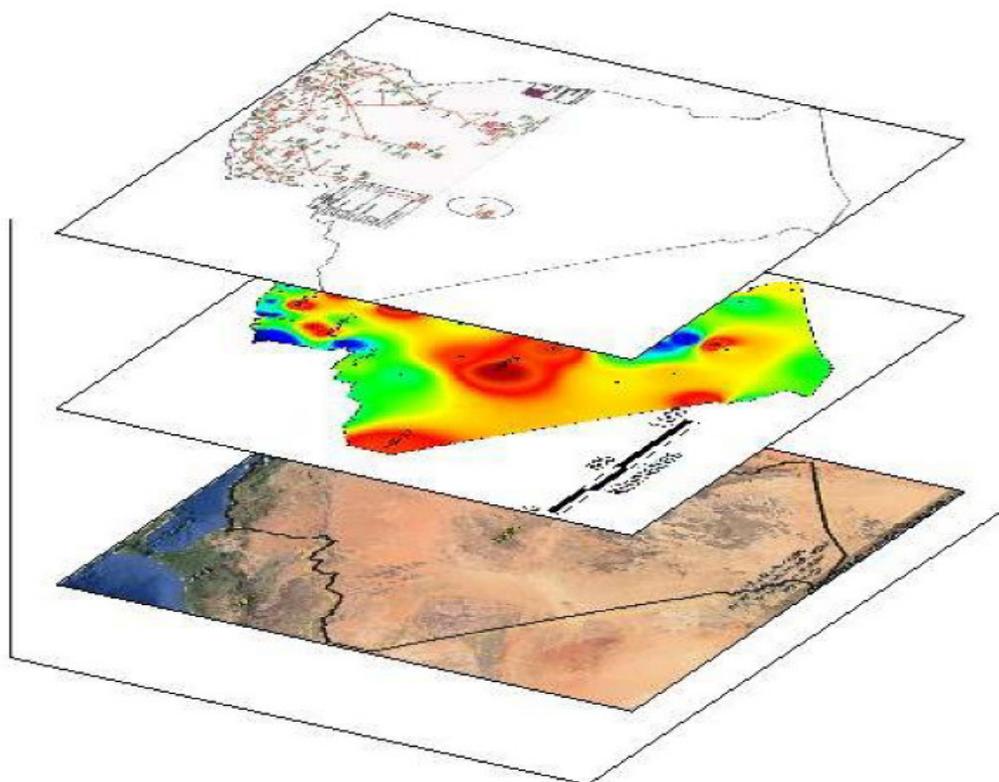


Fig.1.8 – Superposition des cartes de vitesse de vent, de la topographie et du réseau électrique pour une optimisation multicritères par la méthode (GIS) [52]

Par ailleurs, bien que cet Atlas préliminaire donne des informations utiles pour la quantification du potentiel existant, il reste insuffisant pour le choix des sites éligibles à l'implantation de fermes éoliennes. La prospection d'emplacements optimaux pour les parcs éoliens pouvant assurer un retour d'investissement et fournir une énergie éolienne compétitive est accompagnée de limites de faisabilité liées notamment à la topographie du lieu et à la disponibilité du réseau électrique.

Une méthode d'optimisation (GIS-méthode) [52] basée sur la superposition des couches à l'aide des systèmes d'informations géographiques (Figure.18) a permis de cibler les sites optimaux en Algérie et de proposer une stratégie d'installation de fermes éoliennes relatives au programme national des énergies renouvelables [51].

1.5.2 Programme des énergies renouvelables en Algérie

L'énergie éolienne est considérée aujourd'hui comme une source énergétique rentable, les progrès technologiques enregistrés permettent de la rendre concurrentielle vis-à-vis de la production de l'énergie conventionnelle. C'est une source d'énergie non polluante et ayant en outre l'avantage d'être produite au voisinage des agglomérations éliminant par voie de conséquence les pertes de transmission.

En Algérie, avec l'absence d'énergie nucléaire et de grandes sources hydroélectriques, la majeure partie de la production d'électricité (99,2% en 2009) tirent parti des combustibles fossiles [13]. La majorité des centrales électriques installées en Algérie sont de type "centrales à gaz", à l'exception de la région de l'extrême Sud où ce sont des centrales électriques alimentées en diesel pour la simple raison que le Sud de l'Algérie ne soit pas approvisionné en gaz naturel. D'un autre côté, 97% des agglomérations sont aujourd'hui couverts par le réseau électrique. Ceci est le résultat de l'évolution de la demande en énergie électrique de près de 7% par an de 1963 à 2007 [14]. En conséquence, la construction de nouvelles capacités de production, de transmission et de distribution de l'électricité est l'un des plus grands défis du secteur.

La production nationale d'électricité a considérablement augmenté. Elle est passée de 63% en 1980 à 97% en 2007. Les indicateurs de base et leur évolution sur la période 1962 à 1999 et de 2000 à 2007 montrent l'énorme effort déployé par le gouvernement dans ce domaine. En effet, au cours de la période 2000-2007, la production d'électricité a connu une forte croissance. Elle est passée de 25 TWh en 2000 à 37 TWh en 2007, ce qui correspond à une augmentation annuelle moyenne de 6%. Cette production n'a été que de 2 TWh au cours des années soixante. En ce qui concerne le coût de l'électricité approuvé en Algérie, l'État algérien pratique les mêmes coûts (coût politique) pour vendre l'énergie électrique et ce, quel que soit le type des systèmes de production (diesel ou gaz) [53].

Depuis 2010, l'Algérie a mis en place une stratégie ambitieuse pour promouvoir et développer les énergies renouvelables sur son territoire (plan de promotion des énergies renouvelables, approuvé par le gouvernement le 3 février 2010 pour produire 40% de la consommation totale d'énergie à partir de sources renouvelables d'ici 2030 [54]).

Le gouvernement algérien garantit le développement des énergies renouvelables pour conserver les réserves de l'énergie fossile qui s'épuise. Ce choix stratégique est motivé par l'énorme potentiel de l'énergie solaire. Cette énergie est l'axe principal du programme dédié au solaire thermique et au photovoltaïque solaire comme partie essentielle. L'énergie solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité. Malgré un potentiel relativement faible, ce programme énergétique n'exclut pas le vent, qui représente le deuxième secteur énergétique à développer et dont la part devrait atteindre environ 3% de la production d'électricité en 2030. L'Algérie prévoit également l'installation de certaines unités expérimentales pour tester d'autres formes de technologies d'énergies renouvelables telles que la biomasse, la géothermie et le dessalement de l'eau saumâtre.

La Figure 1.9 représente les différentes phases du programme d'énergie renouvelable et d'énergie fossile en Algérie, défini en 2010, et qui est échelonné comme suit [55]:

- En 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW;
- À l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;
- D'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW;
- D'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

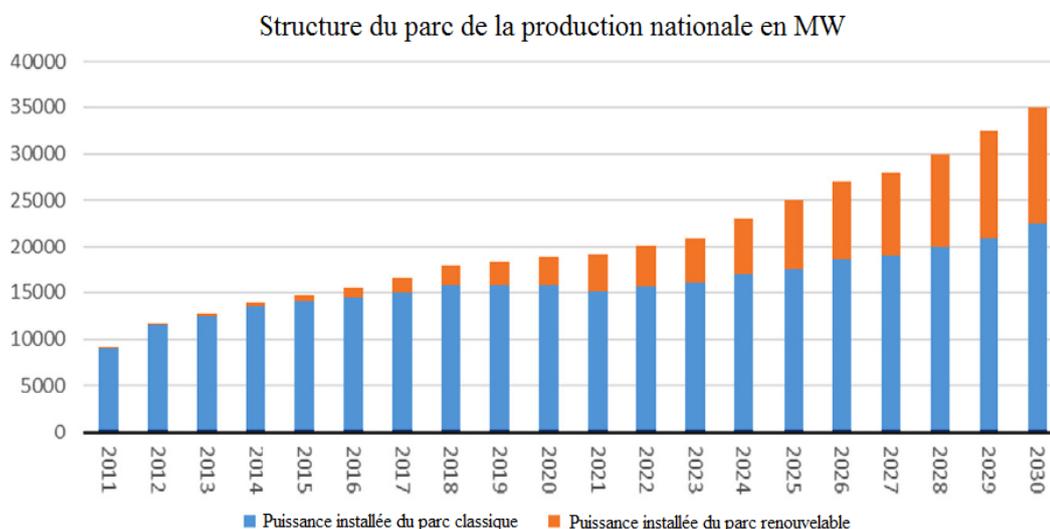


Fig. 1.9 – Structure du parc de la production nationale en MW.

1.6 Technologie de la turbine éolienne

L'éolienne est l'un des éléments les plus importants dans les systèmes de conversion de l'énergie éolienne. Au fil des ans, différents types d'éoliennes ont été développés [56]. Cette section donne un aperçu des technologies des éoliennes, y compris les turbines horizontales / verticales et les turbines à vitesse fixe / à vitesse variable.

1.6.1 Turbines éoliennes à axe horizontal et vertical

Les turbines éoliennes peuvent être catégorisées en fonction de l'orientation de leur axe de rotation en "éoliennes à axe horizontal" et "éoliennes à axe vertical" [56] (Figure 1.10). Dans les éoliennes à axe horizontal, l'orientation de l'axe de rotation est parallèle au sol, comme le montre la Figure.1.10.a. Le mât élève la nacelle d'une hauteur raisonnable afin d'assurer un espace suffisamment grand pour permettre la rotation des pales et pour bénéficier des meilleures conditions de vent. La nacelle prend en charge le moyeu du rotor qui maintient les pales du rotor et abrite également la boîte de vitesses, le générateur et, dans certains modèles, les convertisseurs de puissance. L'éolienne à axe horizontal industriel, connue sous le nom de "configuration en amont", utilise un rotor à trois pales placées devant la nacelle. Cependant, les "configurations en aval" avec les pales à l'arrière peuvent également être trouvées dans des applications pratiques. Les turbines avec une, deux ou plus de trois pales peuvent également être vues dans les parcs éoliens.

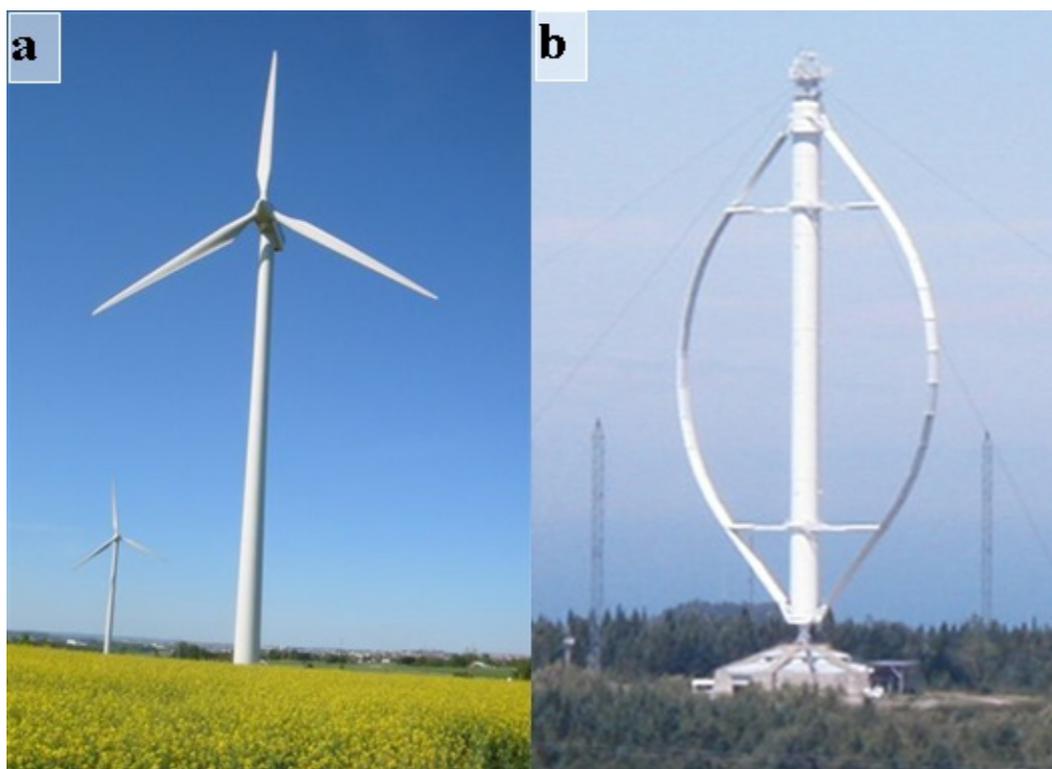


Fig. 1.10 – Éoliennes à axe horizontal et vertical.

Dans les éoliennes à axe vertical, l'orientation de l'axe de rotation est perpendiculaire au sol. Le rotor de la turbine utilise des profilés incurvés verticalement montés. Le générateur et la boîte de vitesses sont normalement placés à la base de la turbine au sol, comme le montre la Figure 1.10.b. Les pales du rotor de l'éolienne à axe vertical possèdent une variété de modèles avec différentes formes et nombre de pales. La conception donnée dans la figure est l'une des plus populaires. Ce type d'éolienne a normalement besoin de fils de guidage pour maintenir l'arbre du rotor dans une position fixe et minimiser ainsi les vibrations mécaniques éventuelles.

Au contraire, l'éolienne à axe horizontal a l'avantage de réduire les coûts d'installation et de faciliter l'entretien grâce à l'installation du générateur et la boîte de vitesses qui se trouve au niveau du sol. Toutefois, son efficacité de conversion de l'énergie éolienne est plus faible en raison des performances aérodynamiques limitées des pales et de la force plus faible du vent exercée sur la partie inférieure des pales. En outre, l'arbre du rotor est long, ce qui le rend propice aux vibrations mécaniques. Tous ces inconvénients entravent l'utilisation pratique à grande échelle des turbines à axe vertical pour la conversion de l'énergie éolienne. En conséquence, les turbines à axe horizontal dominent aujourd'hui le marché éolien, en particulier dans les grands parcs éoliens commerciaux.

Tableau 1.2. Comparaison entre les éoliennes à axe horizontal et vertical.

Type de turbine	Avantages	Inconvénients
Eoliennes à axe horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • Ont un rendement plus élevé. • Sont équipées d'un système qui permet de les orienter en fonction du vent. • Les frais de leur fonctionnement sont faibles. • Ont un coût moins important. • Sont moins exposées aux contraintes mécaniques en comparaison à celles à axe vertical. • Sont mieux adaptées au secteur rural. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sont moins simples que les éoliennes à axe vertical. • Les pales du rotor doivent être non flexibles. • Sont moins sécuritaires pour les oiseaux car elles tournent à haute vitesse. • Font beaucoup de bruit.
	<ul style="list-style-type: none"> • Leur conception est plus simple que pour les éoliennes à axe horizontal. • Sont plus facile d'accès • Ne nécessitent pas de système 	<ul style="list-style-type: none"> • Offrent un rendement médiocre, c'est pour cela qu'elles n'ont pas connu un grand développement. • Leur rotor se situe en général très près

<p>Eoliennes à axe vertical</p>	<p>d'orientation par rapport à la direction du vent, ce qui constitue un avantage de construction non négligeable.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pendant le fonctionnement, elles ne sont pas soumises à des contraintes importantes au niveau des pales, des roulements et des axes provoquées par les changements d'orientation. 	<p>du sol, les vents sont donc très faibles dans la partie inférieure du rotor.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les éoliennes ne démarrent pas automatiquement. Il faut donc utiliser une génératrice comme moteur pour leur démarrage. • Un démontage complet des éoliennes est obligatoire pour procéder au remplacement du palier principal du rotor. • Il n'y a pas de système d'orientation au vent.
--	--	---

1.6.2 Turbines éoliennes à vitesse fixe /variable

Les éoliennes peuvent également être classées en turbines à vitesse fixe et à vitesse variable [57]. Comme leur nom l'indique, les éoliennes à vitesse fixe tournent presque à une vitesse constante, déterminée par le rapport d'engrenage, la fréquence du réseau et le nombre de pôles du générateur. L'efficacité de conversion maximale ne peut donc être obtenue qu'à une vitesse de vent donnée. Pour d'autres vitesses du vent, l'efficacité du système se dégrade. La turbine est protégée par le contrôle aérodynamique des pales contre les dommages possibles causés par de fortes rafales de vent. L'éolienne à vitesse fixe génère une puissance de sortie très fluctuante sur le réseau, provoquant des perturbations sur le système d'alimentation. Ce type de turbine nécessite également une conception mécanique robuste pour absorber des contraintes mécaniques élevées [58].

D'autre part, les éoliennes à vitesse variable peuvent atteindre une efficacité de conversion d'énergie maximale sur une large gamme de vitesses du vent. La turbine peut ajuster en continu sa vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent. Ce faisant, la vitesse spécifique, qui est le rapport entre la vitesse tangentielle du bout de la pale et la vitesse du vent, peut être maintenue à une valeur optimale pour atteindre l'efficacité de conversion de puissance maximale à différentes vitesses du vent [56]. Pour rendre la vitesse de la turbine réglable, le générateur est connecté au réseau via un système de convertisseur de puissance [57]. Le convertisseur permet de contrôler la vitesse du générateur couplé mécaniquement au rotor (pales) de l'éolienne. Comme le montre le Tableau 1.3, les principaux avantages de la turbine à vitesse variable comprennent une augmentation de la production d'énergie éolienne, une meilleure qualité d'énergie et une contrainte mécanique réduite [58]. Les principaux inconvénients sont l'augmentation des coûts de fabrication

et des pertes de puissance dus à l'utilisation de convertisseurs de puissance. Néanmoins, les coûts supplémentaires et les pertes de puissance sont compensés par la production d'énergie plus élevée. En outre, l'opération plus fluide fournie par le générateur réduit les contraintes mécaniques sur la turbine, le train d'entraînement et la structure de support. Cela a permis aux fabricants de développer de plus grandes turbines éoliennes qui sont plus rentables. En raison des raisons évoquées ci-dessus, les turbines à vitesse variable dominent le marché actuel.

Tableau 1.3. Avantages et inconvénients des éoliennes à vitesse fixe et variable.

Mode vitesse	Avantages	Inconvénients
Vitesse fixe	<ul style="list-style-type: none"> • Simple, robuste, fiable. • Coût et maintenance faible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Conversion énergétique relativement faible. • Haute contrainte mécanique. • Des fluctuations de puissance élevées sur le réseau.
Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> • Efficacité de conversion à haute énergie. • Amélioration de la qualité d'énergie des convertisseurs. • Réduction du stress mécanique. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts et pertes supplémentaires liés à l'utilisation de convertisseurs. • Système de contrôle plus complexe.

1.6.3 Contrôles de puissance aérodynamique

Les pales de turbine sont optimisées de manière aérodynamique pour capturer la puissance maximale du vent en fonctionnement normal avec une vitesse du vent d'environ 3 à 15 m/s. Afin d'éviter d'endommager la turbine pour des vitesses du vent élevées (environ 15 à 25 m/s), un contrôle de puissance aérodynamique de la turbine est nécessaire. Il existe un certain nombre de façons différentes de contrôler les forces aérodynamiques sur les pales de la turbine. Les méthodes les plus couramment utilisées étant les contrôles de l'angle de calage et le décrochage aérodynamique [59].

La méthode de contrôle la plus simple est la commande de « stall » ou à « décrochage aérodynamique » passif, dans laquelle les pales de la turbine sont conçues de telle sorte que lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale du vent d'environ 15 m/s, une turbulence d'air est générée sur la surface de la pale qui n'est pas tournée vers le vent. La turbulence réduit la force de

levage sur la pale entraînant une réduction de la puissance capturée, ce qui empêche les dommages causés par la turbine. Étant donné qu'il n'y a pas d'actionneur mécanique, de capteur ou de contrôleur, le contrôle de puissance par décrochage aérodynamique passif est robuste et rentable.

Le principal inconvénient de cette méthode est la réduction de l'efficacité de conversion de puissance à faible vitesse du vent. L'arrêt passif est normalement utilisé dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne (SCEE) de petite et moyenne taille.

Le contrôle du « pitch » ou « à pas ou calage variable » est habituellement utilisé pour les grandes éoliennes. Dans des conditions de fonctionnement normales avec la vitesse du vent dans la plage de 3 à 15 m/s, l'angle de calage est réglé à sa valeur optimale pour capturer la puissance maximale du vent. Lorsque la vitesse du vent devient supérieure à la valeur nominale, la pale est hors du sens du vent pour réduire la puissance capturée [55]. Les pales sont tournées dans leur axe longitudinal, en changeant l'angle de calage par un dispositif hydraulique ou électromécanique situé dans le moyeu du rotor attaché à un système d'engrenage à la base de chaque pale. En conséquence, la puissance capturée par la turbine est maintenue proche de la valeur nominale de la turbine. Dans les cas où la vitesse du vent est supérieure à la limite d'environ 25 m/s, les pales sont étirées complètement hors du vent (complètement tendue ou plombée), et donc aucune puissance n'est capturée. Cette méthode est efficace pour protéger la turbine et la structure de support des dommages causés par de fortes rafales de vent. Lorsque les pales sont complètement inclinées, le rotor est verrouillé par un frein mécanique ; la turbine est alors en mode de stationnement. Les inconvénients majeurs du contrôle du pitch incluent la complexité et le coût supplémentaire dû au mécanisme de calage variable et les fluctuations de puissance lors de fortes rafales de vent en raison de la dynamique lente du contrôle du pitch.

Une autre méthode de contrôle de puissance aérodynamique est la commande de décrochage actif, qui est essentiellement un mécanisme de contrôle du calage variable avec la différence que l'angle d'incidence α peut être augmenté (ou diminué) légèrement par diminution (ou augmentation) de l'angle de calage β de quelques degrés (3° à 5° généralement). Le décrochage peut être légèrement avancé (ou retardé) (Voir Figure.1.11). Le couple est maintenu pratiquement constant jusqu'au décrochage total où il chute rapidement. La puissance peut donc être limitée à sa valeur nominale. Les systèmes « Stall actif » permettent d'ajuster l'effet du décrochage en fonction de la vitesse et d'offrir un mode de régulation de la puissance relativement efficace et plus simple que le système pitch grâce à une très faible rotation de l'axe des pales.

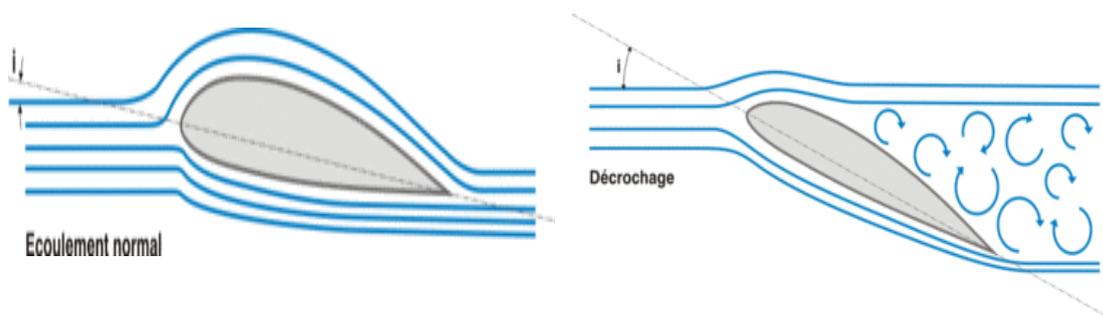


Fig. 1.11– Différence de la nature de l'écoulement entre un écoulement attaché et décroché.

1.7 Les systèmes de stockage de l'énergie éolienne

Pour permettre aux unités de production basées sur des sources aléatoires (éolien, photovoltaïque) de participer pleinement aux services système, il faudra leur associer des systèmes de stockage de l'énergie électrique. L'électricité ne peut être, cependant, pas facilement stockée. Elle nécessiterait sa transformation sous une autre forme énergétique (chimique, mécanique, thermique, magnétique,...etc.). Le stockage de l'énergie électrique constitue une des composantes d'un futur développement durable [60,61].

Il existe à l'heure actuelle plusieurs méthodes de stockage d'énergie qui peuvent être classées en deux catégories [62] :

1.7.1 Le stockage à court terme

Pour cette catégorie, le temps de stockage est inférieur à 10 minutes. Ce type est utilisé pour lisser les fluctuations de puissance produite par la ferme éolienne et pour régler la tension et la fréquence du réseau (réglage primaire).

Les moyens de stockage court terme, possédant un temps de réponse court, sont :

- **Les super-condensateurs** fonctionnant à partir d'un bus de tension continue avec un hacheur et une connexion au réseau par le biais d'un redresseur/onduleur.
- **Les volants d'inertie** entraînés par un variateur électronique utilisant un redresseur/onduleur.

1.7.2 Le stockage à long terme

Le temps de stockage est supérieur à 10 minutes. Ce type est utilisé pour répondre aux pics d'appels de puissance aux heures de pointe du réseau électrique et en cas d'absence du vent. Les moyens de stockage long terme, possédant une capacité de stockage importante, sont :

- **Les batteries** alimentées à partir d'un bus de tension continue avec un hacheur et une connexion au réseau à l'aide d'un redresseur/onduleur.

- **De l'air comprimé** fonctionnant avec une machine à courant continu pilotée par un hacheur alimenté par un bus de tension continue et une connexion au réseau à l'aide d'un redresseur/onduleur.
- **Les piles à combustible** avec redresseur/onduleur pour la connexion au réseau et fonctionnement à l'aide d'un hacheur.

1.8 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

1.8.1 Les avantages

L'énergie éolienne est, avant tout, une énergie qui respecte l'environnement [63], elle présente plusieurs avantages :

- L'énergie éolienne est une énergie propre et renouvelable qui ne produit ni pollution, ni déchets. De plus, elle rembourse sa dette énergétique, c'est-à-dire l'énergie nécessaire à sa fabrication, en quelques mois.
- Elle ne crée pas de gaz à effet de serre (sauf si l'on considère que ce type d'énergie est intermittent et nécessite l'utilisation de centrales thermiques constamment au ralenti afin de réguler les variations imprévisibles de la production éolienne).
- Chaque mégawatt-heure d'électricité produit par l'énergie éolienne aide à réduire de 0.8 à 0.9 tonne les émissions de CO₂ rejetées chaque année par la production d'électricité d'origine thermique.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque que l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique.
- Une éolienne est en grande partie recyclable car elle est construite en acier. Au-delà de sa période de fonctionnement (environ 20 ans) elle peut être entièrement démontable. On peut même, au besoin, retirer la fondation en béton ne laissant derrière aucun produit contaminant autour d'elle et pourra être très facilement remplacée.

1.8.2 Les inconvénients

L'énergie éolienne a également des désavantages qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement [63]:

- L'impact visuel: les éoliennes installées sur terre ont tendance à défigurer le paysage, mais après l'apparition des fermes offshore on commence à oublier cette idée reçue.
- Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor. Celle-ci doit donc être limitée.
- Des flashes très puissants doivent être émis toutes les cinq secondes en haut des mats éoliens à la demande de l'aviation civile. Plus le parc éolien est dense plus le risque de collision devient important. Des systèmes lumineux montés sur les pales peuvent réduire ce danger. Cependant, ces flashes intermittents perturbent la quiétude nocturne de la campagne et sont une pollution lumineuse supplémentaire.
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. Le nombre d'oiseaux tués par les éoliennes est négligeable par rapport au nombre qui meurt en raison d'autres activités humaines. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéro-turbines.
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puissant implanté sur des sites très favorables (c'est à dire là où il y a le plus de vent) est entrain de concurrencer la plupart des sources d'énergie classiques. Son coût reste encore néanmoins plus élevé que celui des autres sources classiques sur les sites moins ventés.

1.9 Conclusion

Ce chapitre présente l'état de l'art des systèmes de conversion éolienne, décrivant tout d'abord son historique, un aperçu sur l'évaluation des énergies renouvelables dans le monde et notamment en Algérie. Ainsi, le programme des énergies renouvelables engagé par l'Algérie dans le but de développer cette filière reste promoteur. Nous avons, en outre, présenté les différents types des éoliennes existantes: les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal en signalant les avantages et les inconvénients de chaque type.

Dans ce chapitre, l'aspect aérodynamique de la conversion de l'énergie éolienne a été également détaillé. Ainsi, on peut distinguer trois techniques utilisées dans la technologie de la turbine éolienne basées sur le profil des pales (décrochage aérodynamique passif et actif) et le contrôle par variation de l'angle de calage (Pitch). Le contrôle électrique au niveau de la génératrice et la transmission au réseau nous offre deux structures essentielles (entraînements à vitesse fixe et variable). Dans certaines conditions de vent, les éoliennes offrent des capacités qui pourraient lui permettre de participer aux réglages du réseau dans certaines conditions de vent; ces capacités étant

accrues en l'associant à des systèmes de stockage d'énergie (électrochimique, inertiel, super-condensateurs,...).

Le chapitre suivant, sera consacré à l'étude et la modélisation des éléments de la chaîne de conversion globale.

Chapitre

2

**Modélisation et Simulation du Système de Conversion
d'Énergie Éolienne**

2.1 Introduction

Un système de conversion d'énergie éolienne (SCEE) transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique en utilisant les pales de rotor. Cette énergie est ensuite transformée en énergie électrique par un générateur. Le système est composé de plusieurs composants, participant directement au processus de conversion d'énergie. Il existe également d'autres éléments qui aident le système à réaliser cette tâche de manière contrôlée, fiable et efficace. Afin de mieux comprendre le processus de conversion de l'énergie éolienne, la description des principales parties d'une éolienne est donnée dans ce chapitre.

Comme la source d'énergie d'un SCEE est l'énergie cinétique du vent, la vitesse du vent joue un rôle important dans plusieurs aspects du processus de conversion, en particulier en ce qui concerne la puissance maximale délivrée. Par conséquent, ce chapitre présente les concepts de base et les relations entre la vitesse du vent et la puissance capturée par les pales. Ceci fournit l'information nécessaire pour expliquer comment la puissance d'une éolienne peut être réglée en ajustant l'angle de calage ou en contrôlant le couple ou la vitesse du générateur.

Ces méthodes de commande de puissance sont essentielles pour assurer une puissance maximale sur une large gamme de vitesses de vent. Ils permettent également un fonctionnement fiable, protégeant les parties mécaniques et structurelles de l'éolienne des dommages causés par les fortes rafales de vent.

2.2 Conception d'une éolienne

Il existe deux grandes familles d'éoliennes: les éoliennes à axe horizontal et les éoliennes à axe vertical. La configuration d'une éolienne à axe horizontal est représentée sur la Figure.2.1.

Une éolienne est composée de plusieurs parties pour réaliser la conversion d'énergie cinétique-électrique. La vue latérale d'une éolienne typique est montrée à la Figure. 2.1. Il existe plusieurs variantes des composants de cette disposition, en particulier pour les éoliennes à entraînement direct (sans engrenage). Néanmoins, la Figure.2.2 sert de référence générale pour localiser et décrire les différentes parties dans les éoliennes modernes.

L'énergie cinétique du vent est convertie en énergie mécanique par les pales montées sur le moyeu du rotor. Le moyeu du rotor est installé sur l'arbre principal, également appelé arbre lent.

L'énergie mécanique est transmise par le multiplicateur de vitesse au générateur, qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Cette conversion est habituellement assistée par un convertisseur de puissance qui gère la connexion au réseau et le fonctionnement de l'éolienne.

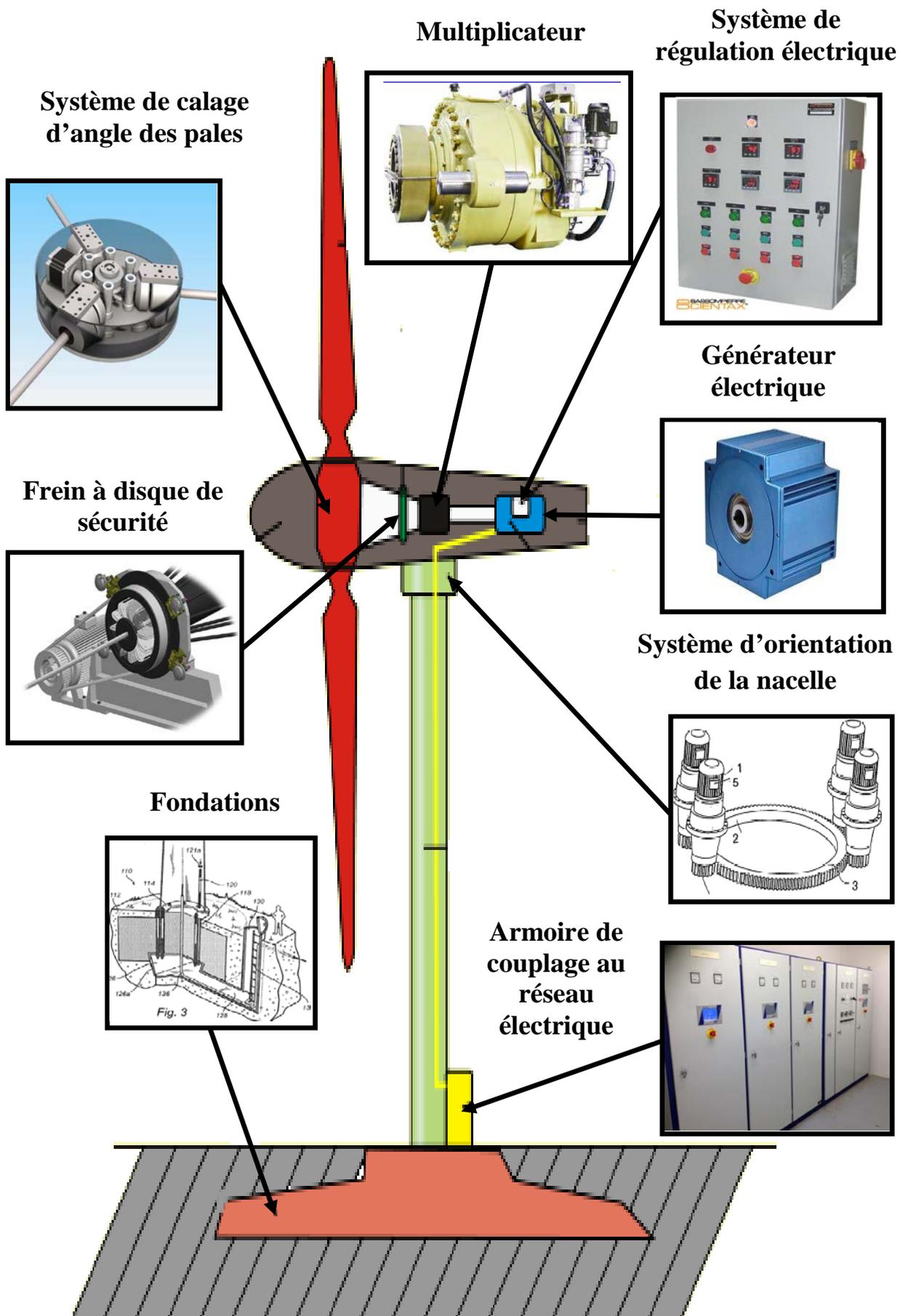


Fig. 2.1 – Éléments constitutifs d'une éolienne à axe horizontal [59].

La plupart des composants de l'éolienne sont enfermés dans une nacelle au sommet de la tour. Il y a d'autres parties qui ne sont pas directement impliquées dans la conversion d'énergie, mais qui sont importantes pour assurer le fonctionnement correct, efficace et fiable du système. Les exemples incluent un système permettant la variation de l'angle de calage, le frein mécanique, Câbles, système de dissipation / échange thermique, système de protection contre la foudre et composants structurels tels que la tour, la fondation et l'enceinte de nacelle.

Les grandes éoliennes sont également équipées d'une alimentation ininterrompue ou d'un système d'énergie de secours qui assure un fonctionnement ininterrompu des éléments essentiels tels que système permettant la variation de l'angle de calage et les freins.

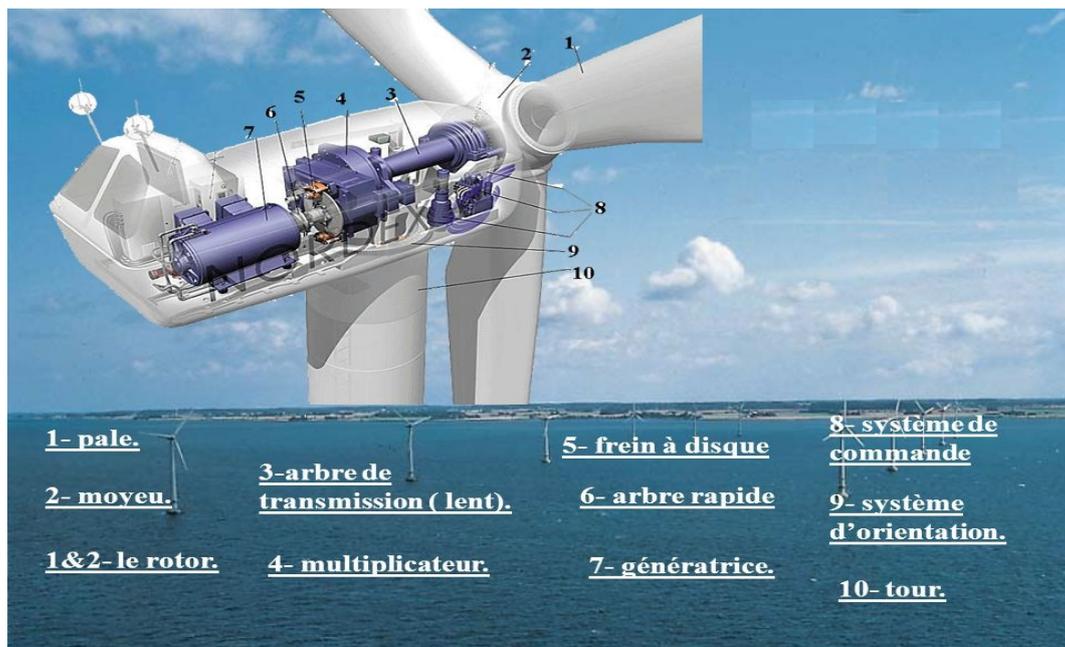


Fig. 2.2 – Schéma de la nacelle [64].

2.3 Aérodynamique d'éolienne

La conception aérodynamique de la pale d'éolienne a une influence significative sur la quantité d'énergie captée par le vent. La conception doit envisager les moyens de limiter la puissance et la vitesse de rotation du rotor de turbine pour des vitesses de vent supérieures à la valeur nominale afin de maintenir les forces sur les composants mécaniques et la puissance de générateur dans les marges de sécurité. Cela devient critique pour les grandes éoliennes, car elles auraient des marges de sécurité plus étroites en raison des contraintes de coût et de taille.

2.3.1 Modélisation de vent

Les caractéristiques de la ressource éolienne sont importantes dans différents aspects de l'exploitation de l'énergie éolienne. La première étape dans chaque projet d'énergie éolienne est

l'identification des sites appropriés et la prédiction de la viabilité économique du projet éolien. Le vent est très variable, à la fois dans l'espace et dans le temps. L'importance de cette variabilité devient critique puisqu'elle est amplifiée par la relation cubique de l'énergie disponible [59].

Les vitesses du vent définissent le fonctionnement de l'éolienne et sont mesurées couramment avec un anémomètre ou une station météorologique en (m/s) ou (km / h).

Les modèles habituels sont [64]:

- Distribution de Weibull.
- Distribution hybride de Weibull.
- Distribution de Rayleigh.
- **Distribution de Weibull**

C'est le modèle général qui décrit les variations de vitesse du vent. Ce modèle optimise la conception de la turbine pour minimiser les coûts de production d'électricité. Le coefficient de Weibull reflète la distribution des vitesses du vent et il est déterminé par la courbe de distribution de Weibull. La fonction de densité de probabilité de Weibull est donnée par [64]:

$$f(v) = k \cdot c^{-k} \cdot v^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.1)$$

Où la densité de probabilité $f(v)$ est la distribution de fréquence des vitesses mesurées, c est le paramètre d'échelle de Weibull, avec des unités égales aux unités de vitesse du vent, k est le paramètre de forme de Weibull sans unité, v est la vitesse du vent.

Les deux paramètres de Weibull k et c sont utilisés pour le calcul de la vitesse moyenne du vent \bar{v} . On utilise l'expression suivante [64]:

$$\bar{v} = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.2)$$

Où Γ est la fonction gamma.

- **Distribution hybride de Weibull**

La distribution Weibull hybride est utilisée lorsque la fréquence calme est supérieure ou égale à 15%. En général, cette proportion ne peut être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation du site en termes de vent. Cette répartition est la suivante:

$$f(v) = (1 - ff_0) \cdot \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{pour } v > 0 \quad (2.3)$$

$$f(v) = ff_0 \quad \text{pour } v < 0 \quad (2.4)$$

Où ff_0 est la fréquence calme.

• **Distribution de Rayleigh**

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull lorsque le facteur de forme k est égal à 2, sa densité de probabilité est donnée par:

$$f(v) = 2 \cdot \frac{v}{c^2} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} \quad (2.5)$$

La dynamique du vent résulte de la combinaison de conditions météorologiques avec des caractéristiques particulières d'un site de vent donné. Ainsi, la vitesse du vent est modélisée dans la littérature comme un processus aléatoire non stationnaire, cédée en superposant deux composants [65]:

$$v(t) = v_s(t) + v_t(t) \quad (2.6)$$

Où $v_s(t)$ est la composante de basse fréquence (décrivant à long terme, les variations de basse fréquence) et $v_t(t)$ est la composante de turbulence (correspondant à des variations rapides et à haute fréquence). Les mêmes deux composantes peuvent également être identifiées dans le modèle de grande bande de Van der Hoven (Figure.2.3). La pause spectrale d'environ 0,5 mHz permet de modéliser la composante de turbulence comme un processus aléatoire moyen nul.

La composante basse fréquence correspond aux variations très lentes de la vitesse du vent et caractérise le site du vent du point de vue énergétique. Il peut être modélisé comme une distribution Rayleigh (Equation (2.5)). La valeur de cette composante a influencée l'amplitude de la turbulence, mais son évolution n'est pas cruciale pour le comportement dynamique à court et à moyen terme du SCEE.

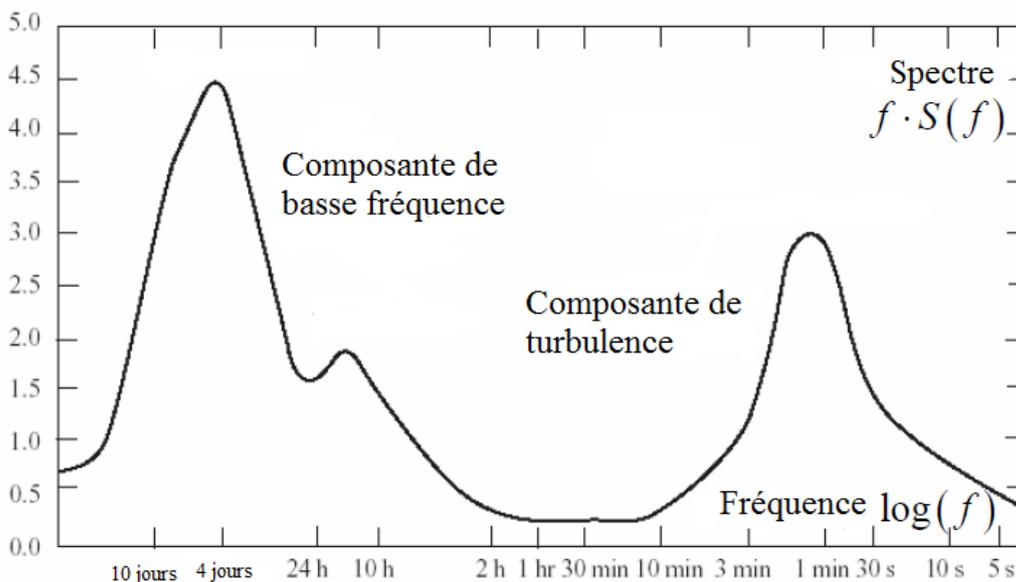


Fig. 2.3 – Le modèle spectral de Van der Hoven de la vitesse du vent [59]

Les variations rapides de la vitesse du vent (typiquement en dix minutes) sont modélisées par le composant de turbulence. Ceci est décrit mathématiquement comme une distribution normale moyenne nulle ayant un écart type, ε en fonction de la valeur actuelle de la moyenne horaire $v_s(t)$.

L'intensité de la turbulence est une mesure du niveau global de turbulence, dépend de la rugosité de la surface du sol et se définit comme suit:

$$I_t = \frac{\varepsilon}{v_s(t)} \quad (2.7)$$

La description mathématique des propriétés dynamiques de la turbulence, $v_t(t)$, est réalisée par une variété de modèles spectrales, dérivé de la théorie de la dynamique des fluides de Kolmogorov. Parmi ces modèles, le modèle de Von Karman est très populaire [59]; Il fournit l'expression de la densité spectrale de puissance de la vitesse du vent:

$$S_{vv}(\omega_v) = \frac{0.475\varepsilon^2 L/v_s}{[1+(\omega_v L/v_s)^2]^{5/6}} \quad (2.8)$$

Où L est la longueur de turbulence, spécifique au site du vent (rugosité de surface), et ω_v est la fréquence.

L'augmentation de la vitesse du vent de basse fréquence (moyenne), v_s et de la rugosité du sol, détermine la turbulence, c'est-à-dire une déviation spectrale de $v_t(t)$ à grande fréquence (voir Figure. 2.4); De ce résultat, le caractère non stationnaire de cette composante.

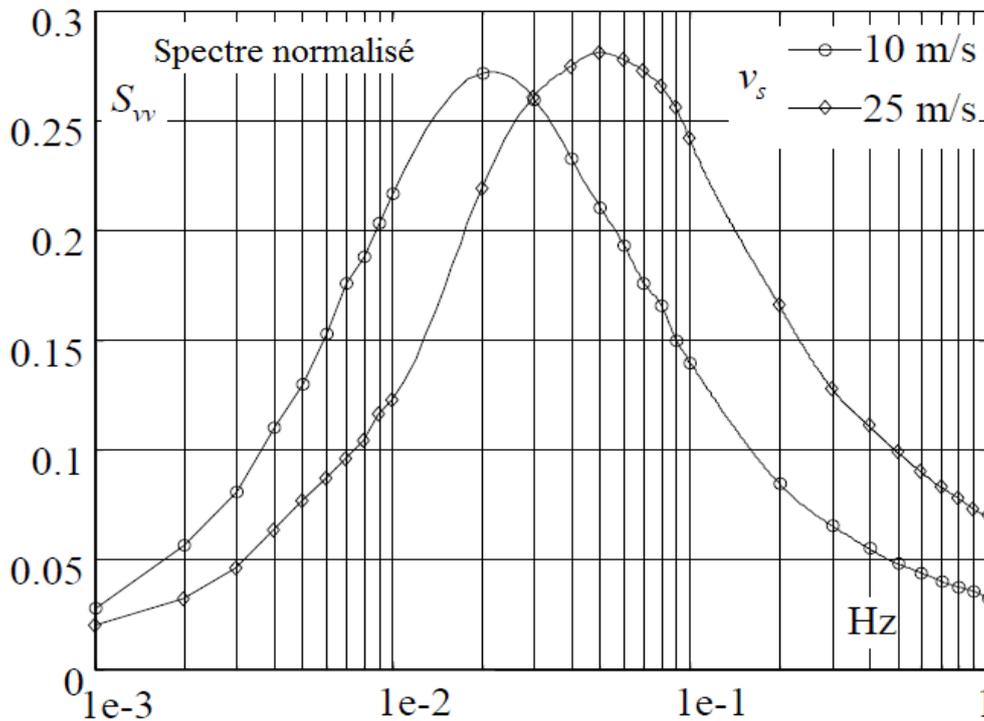


Fig. 2.4 – Les spectres de Von Karman pour le sol lisse et différentes v_s [59]

La composante de turbulence, $v_t(t)$ est généralement synthétisée en alimentant un filtre de mise en forme approprié, $H_t(j\omega_v)$, avec un bruit blanc. Cette procédure est basée sur la relation fondamentale de la dynamique statistique des systèmes linéaires [66]:

$$S_{vv}(\omega_v) = S_{wn}(\omega_v) \cdot H_t(j\omega_v) \quad (2.9)$$

Où $S_{wn}(\omega_v) = \text{constante}$ est la densité spectrale de puissance du bruit blanc. Étant un processus naturel, la réponse en fréquence du filtre a la forme suivante [67]:

$$H_t(j\omega_v) = \frac{K_F}{(1+j\omega_v T_F)^{5/6}} \quad (2.10)$$

Où les paramètres K_F et T_F dépendent de la vitesse du vent à basse fréquence: $T_F = L/v_s$.

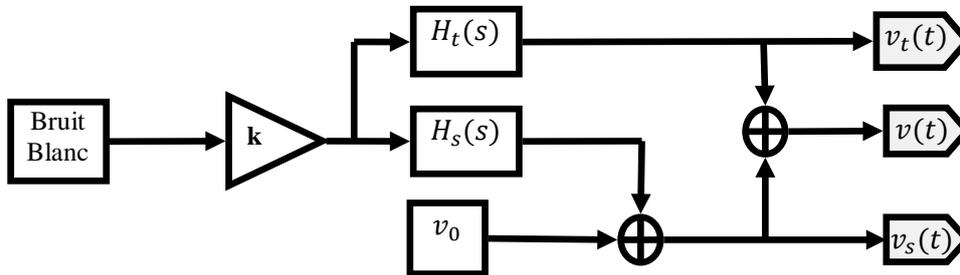


Fig. 2.5 – Schéma simplifié pour la synthèse de la vitesse du vent.

La vitesse du vent peut être synthétisée au moyen du diagramme de la figure .2.5, où le signal d'entrée est un bruit blanc Gaussien de variance unitaire moyenne zéro. La valeur v_0 est une moyenne quotidienne de la vitesse du vent et est constante pendant un temps de simulation. Les conditions atmosphériques sont modélisées par k et v_0 , alors que la rugosité du sol par les paramètres des deux filtres.

La simulation effectuée sur le schéma de la figure.2.5, en utilisant $H_t(s) = \frac{k_t}{T_t s + 1}$ et $H_s(s) = \frac{k_s}{T_s s + 1}$ instancié avec les valeurs indiquées à l'annexe A, présente l'évolution de la vitesse du vent, calculée avec la procédure présentée ci-dessus, peut être vu à la figure.2.6. Il couvre une plage de temps de 2 heures.

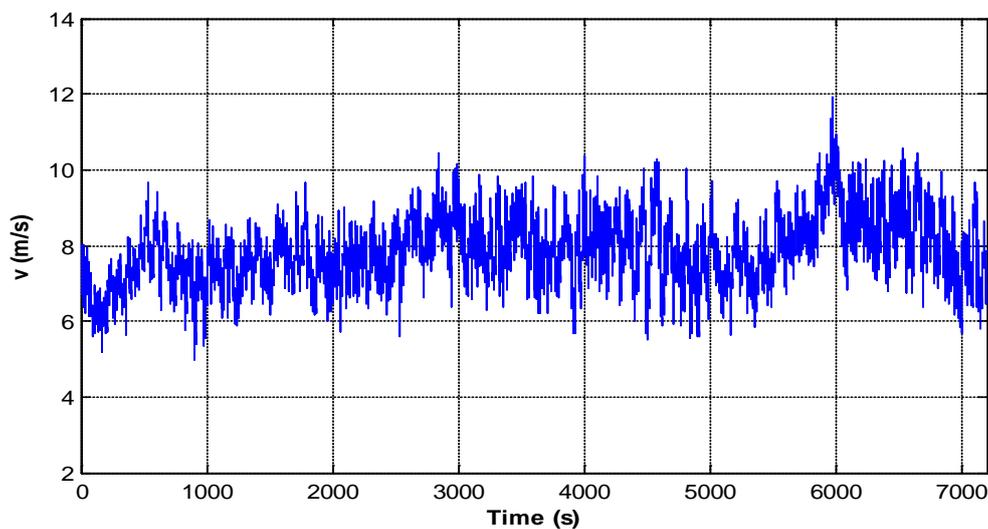


Fig. 2.6 – Vitesse du vent non stationnaire.

2.3.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent

L'analyse du comportement aérodynamique d'une éolienne peut se faire d'une manière générique en considérant le processus d'extraction [59]. Considérons un disque actif (Figure. 2.7) et une masse d'air passant, créant un tube d'écoulement.

Les conditions (vitesse et pression) devant le disque actionneur sont indiquées par l'indice u, celles du disque sont désignées par 0 et, enfin, les conditions derrière le disque sont indiquées par w.

L'élan $H = m(v_u - v_w)$ transmise au disque par la masse d'air m traversant le disque de section A produit une force, exprimée en :

$$T = \frac{\Delta H}{\Delta t} = \frac{\Delta m(v_u - v_w)}{\Delta t} = \frac{\rho A v_0 \Delta t (v_u - v_w)}{\Delta t} = \rho A v_0 (v_u - v_w) = A(p_0^+ - p_0^-) \quad (2.11)$$

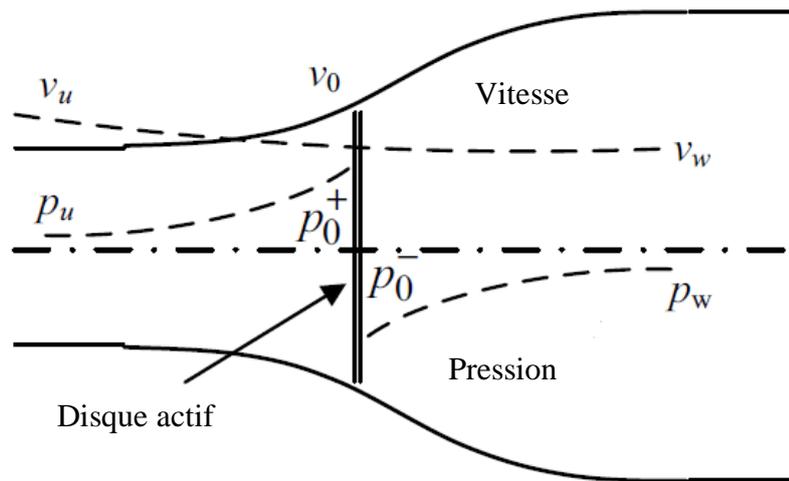


Fig. 2.7– Extraction d'énergie par le disque actif

En utilisant l'équation de Bernoulli, la différence de pression est

$$p_0^+ - p_0^- = \frac{1}{2} \rho (v_u^2 - v_w^2) \quad (2.12)$$

Et, en remplaçant l'équation (2.12) dans l'équation (2.11), on obtient :

$$T = \frac{1}{2} \rho A (v_u^2 - v_w^2) \quad (2.13)$$

D'après les équations (2.11) et (2.13), on obtient

$$v_0 = \frac{1}{2} (v_u + v_w) \Rightarrow v_u - v_w = 2(v_u - v_0) \quad (2.14)$$

L'énergie cinétique d'une masse d'air circulant avec une vitesse v est :

$$E_k = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.15)$$

Où m est la masse d'air qui passe le disque dans une unité de temps, alors la puissance extraite par le disque est

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 4a(1-a)^2 \quad (2.16)$$

Avec $a = 1 - \frac{v_0}{v_u}$

Le coefficient de puissance, désignant l'efficacité d'extraction de puissance, est défini comme :

$$C_p = \frac{P_m}{P_v} \quad (2.17)$$

Avec P_v est la puissance du vent sur une section A est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.18)$$

Puis le coefficient de puissance est donné par :

$$C_p = \frac{P_m}{P_v} = \frac{0.5 \rho A v^3 4a(1-a)^2}{0.5 \rho A v^3} \quad (2.19)$$

Donc

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (2.20)$$

La valeur maximale de C_p se produit pour un $a = 1/3$ est $C_{pmax} = 0.59$, connue sous le nom de la limite de Betz [68] et représente l'efficacité d'extraction de puissance maximale d'une éolienne.

Selon la relation (2.16), on obtient:

$$\Gamma_{wt} = \frac{P_m}{\Omega_l} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot v^2 \cdot R^3 \cdot C_\Gamma(\lambda) \quad (2.21)$$

Où $C_\Gamma = \frac{C_p}{\lambda}$ est le coefficient de couple.

La vitesse spécifique λ d'une éolienne est une variable exprimant le rapport entre la vitesse de la pale et la vitesse du vent. Elle est calculée comme

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_l}{v} \quad (2.22)$$

2.4 Dispositif d'entraînement

Le dispositif d'entraînement est destiné à transformer la vitesse de rotation lente du côté rotor en une vitesse de rotation rapide du côté générateur. Ceci permet d'utiliser des générateurs de taille plus compacte.

2.4.1 Modèle à deux masses

Le modèle à deux masses est très utilisé dans la littérature [69,70]. Son schéma est représenté sur la Figure. 2.8.

Conduite par le couple aérodynamique Γ_a , le rotor de l'éolienne fonctionne à la vitesse Ω_t . Le couple de l'arbre lent Γ_{ls} agit comme couple de freinage sur le rotor (Figure.2.8). La dynamique du rotor est caractérisée par l'équation différentielle de premier ordre:

$$J_r \dot{\Omega}_t = \Gamma_a - \Gamma_{ls} - K_r \Omega_t \quad (2.23)$$

Le couple de l'arbre lent Γ_{ls} résulte des effets de torsion et de frottement dus à la différence entre Ω_t et la vitesse de l'arbre lent Ω_{ls} . Ce couple agit comme un couple de rupture sur le rotor.

$$\Gamma_{ls} = B_{ls}(\theta_t - \theta_{ls}) + K_{ls}(\Omega_t - \Omega_{ls}) \quad (2.24)$$

En utilisant le multiplicateur de vitesse G , le couple et la vitesse de l'arbre lent sont prévus pour générer un couple sur l'arbre rapide,

$$\Gamma_{hs} = \frac{\Gamma_{ls}}{G} \quad (2.25)$$

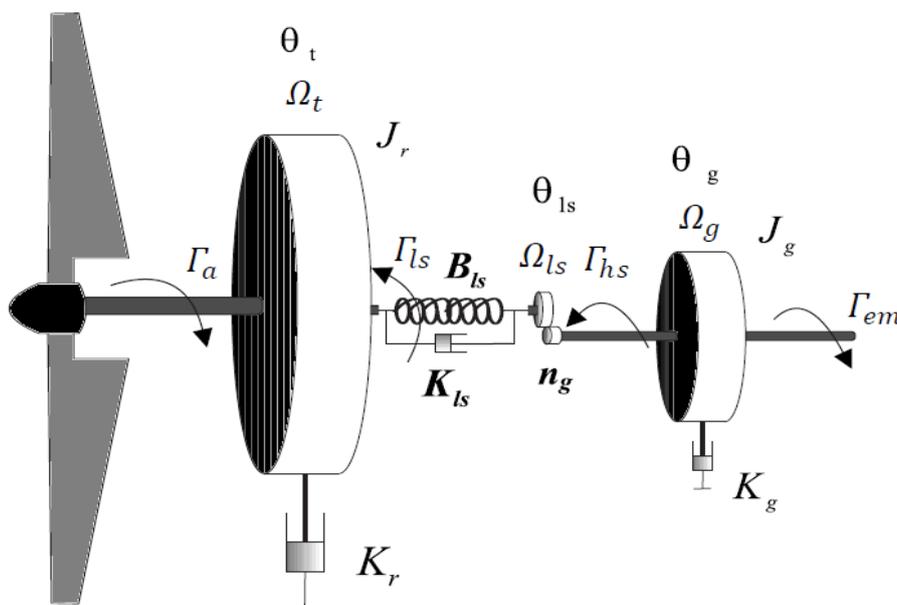


Fig. 2.8– Schéma du dispositif d'entraînement à deux masses [70]

Car la vitesse et la position angulaire du générateur sont

$$\begin{aligned}\theta_g &= G \cdot \theta_{ls} \\ \Omega_g &= G \cdot \Omega_{ls}\end{aligned}\quad (2.26)$$

Pratiquement, nous avons

$$\Gamma_{hs} = G \cdot \frac{\Gamma_{ls}}{G} \quad (2.27)$$

Grâce à le multiplicateur de vitesse, la vitesse de l'arbre lent Ω_{ls} est augmentée par le rapport multiplicateur de vitesse pour obtenir la vitesse Ω_g du générateur, tandis que le couple de l'arbre lent Γ_{ls} est augmenté. Si nous supposons un multiplicateur de vitesse idéale avec un rapport G , on peut écrire ce qui suit:

$$G = \frac{\Gamma_{ls}}{\Gamma_{hs}} = \frac{\Omega_g}{\Omega_{hs}} = \frac{\theta_g}{\theta_{hs}} \quad (2.28)$$

Le générateur est entraîné par le couple de l'arbre rapide Γ_{hs} et freiné par le couple électromagnétique Γ_{em} . Sa dynamique est donnée comme suit:

$$J_g \dot{\Omega}_g = \Gamma_{hs} - K_g \Gamma_g - \Gamma_{em} \quad (2.29)$$

2.4.2 Modèle à une masse

La rigidité de l'arbre lent du dispositif d'entraînement des grandes éoliennes peut être considérée comme parfaite. En outre, le modèle à deux masses peut alors être réduit à un modèle à une masse. Le modèle à une masse comprend une seule inertie et un seul coefficient de frottement regroupant tous les coefficients de frottement externes. Ce modèle suppose que:

- Les arbres de transmission sont parfaitement rigides,
- Le multiplicateur de vitesse est idéal,
- L'inertie du générateur peut être négligée par rapport à la turbine ou réduite à l'arbre lent. Avec ce modèle, la flexibilité d'entraînement n'est pas prise en compte, nous aurons donc la possibilité de négliger certaines propriétés de couplage mécaniques [71, 72].

- Modèle à une masse ramené sur l'arbre lent

Le modèle d'inertie de la turbine dans ce cas peut être représenté sur la Figure. 2.9. Puisque l'arbre lent est infiniment rigide (coefficient de torsion sur l'arbre lent B_{ls} est infini), alors:

$$\theta_t = \theta_{ls} \text{ et } \Omega_t = \Omega_{ls} \quad (2.30)$$

On obtient

$$G = \frac{\Gamma_{ls}}{\Gamma_{hs}} = \frac{\Omega_g}{\Omega_t} = \frac{\theta_g}{\theta_t} \quad (2.31)$$

$$\begin{aligned} J_r \dot{\Omega}_t &= \Gamma_a - G \cdot \Gamma_{hs} - K_r \Omega_t \\ G \cdot J_g \dot{\Omega}_t &= \Gamma_{hs} - G \cdot K_g \Omega_t - \Gamma_{em} \end{aligned} \quad (2.32)$$

En multipliant la seconde expression de l'équation (2.32) et en sommant membre à membre les deux équations, on obtient:

$$J_t \dot{\Omega}_t = \Gamma_a - K_t \Omega_t - \Gamma_g \quad (2.33)$$

Avec

$$J_t = J_r + G^2 J_g \quad (2.34)$$

$$K_t = K_r + G^2 K_g \quad (2.35)$$

$$\Gamma_g = G \cdot \Gamma_{em} \quad (2.36)$$

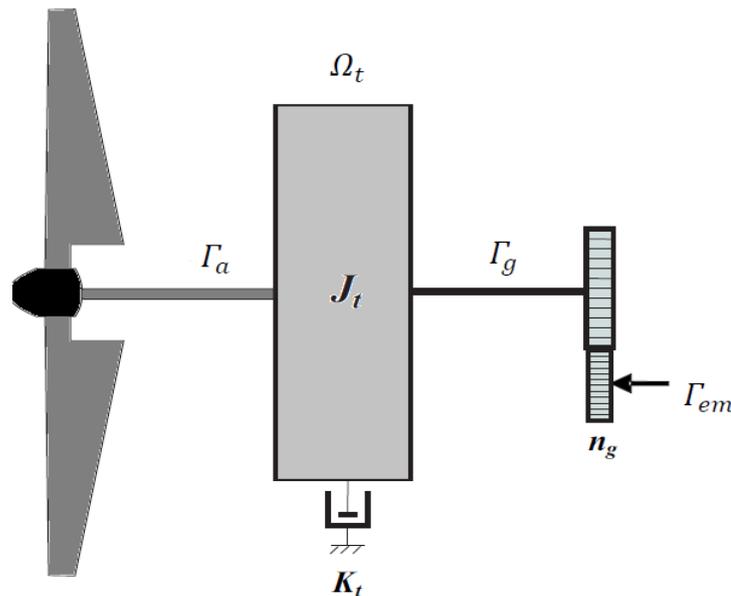


Fig. 2.9–Modèle à une masse du dispositif d'entraînement ramené sur l'arbre lent

Où J_t, K_t et Γ_g sont respectivement l'inertie, le coefficient de frottement de la turbine et le couple électromagnétique du générateur réduit à l'arbre lent. L'inertie du générateur réduit à l'arbre lent est souvent négligée à côté de l'inertie du rotor. Le modèle à une masse réduit à l'arbre lent est généralement utilisé dans la commande de l'aéroturbine.

- Modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide

Le modèle mécanique proposé consiste l'inertie totale de la turbine réduite à l'arbre du générateur (arbre de la génératrice) [73]. Ce modèle est illustré à la Figure. 2.10.

Nous utilisons les mêmes hypothèses pour le modèle réduit à arbre bas, les équations deviennent:

$$\frac{J_r}{G} \dot{\Omega}_g = \Gamma_a - G\Gamma_{ls} - \frac{K_r}{G} \Gamma_g \quad (2.37)$$

$$J_g \dot{\Omega}_g = \Gamma_{hs} - K_g \Omega_g - \Gamma_{em} \quad (2.38)$$

En divisant l'équation de (2.36) par G et en sommant les deux équations (2.37) et (2.38), on obtient :

$$J_{t_{hs}} \dot{\Omega}_g = \Gamma_{a_{hs}} - K_{t_{hs}} \Omega_g - \Gamma_{em} \quad (2.39)$$

Avec

$$\begin{cases} J_{t_{hs}} = J_g + \frac{J_r}{G^2} \\ K_{t_{hs}} = K_g + \frac{K_r}{G^2} \\ \Gamma_{a_{hs}} = \frac{\Gamma_a}{G} \end{cases} \quad (2.40)$$

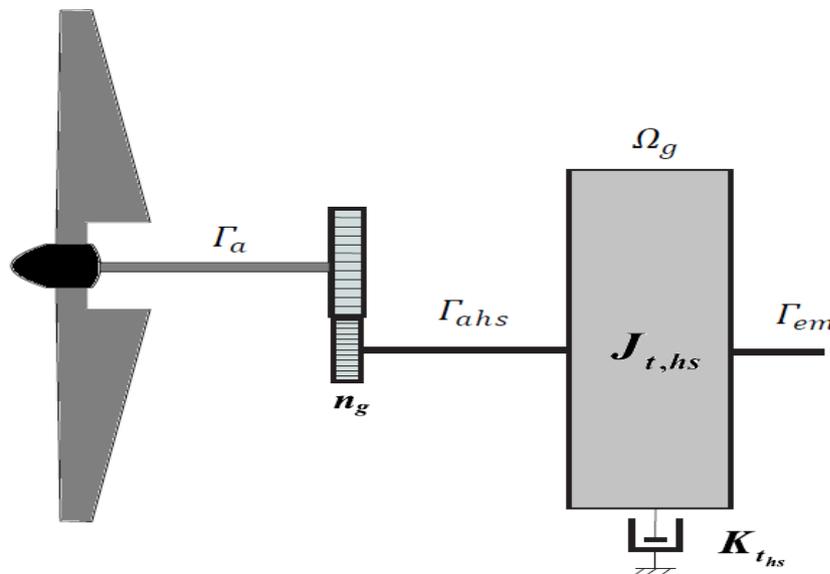


Fig. 2.10–Modèle à une masse du dispositif d'entraînement ramené sur l'arbre rapide

Où $J_{t_{hs}}$, $K_{t_{hs}}$ et $\Gamma_{a_{hs}}$ sont, respectivement, l'inertie, le coefficient de frottement externe de la turbine, et le couple aérodynamique ramenés sur l'arbre rapide.

2.5 Modélisation de générateurs électriques

Les générateurs électriques sont des systèmes dont le régime de puissance est généralement contrôlé au moyen de convertisseurs électroniques de puissance. De ce point de vue, indépendamment de leurs topologies particulières, les générateurs électriques contrôlés sont des systèmes dont les entrées sont des tensions de stator et de rotor, ayant comme variables d'état les courants ou flux de stator et de rotor [74]. Ils sont composés d'un sous-système électromagnétique,

qui délivre le couple électromagnétique et le sous-système électromécanique, à travers lequel le générateur expérimente une interaction mécanique.

2.5.1 Génératrices asynchrones

- Génératrice asynchrone à double alimentation (GADA)

Le couple électromagnétique de la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) est exprimé dans le repère de Park (d, q) comme [75] :

$$\Gamma_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot L_m \cdot (i_{sq} \cdot i_{rd} - i_{rq} \cdot i_{sd}) \quad (2.41)$$

Avec p le nombre de paires de pôles, L_m est l'inductance mutuelle, i_{sd} , i_{sq} , i_{rd} et i_{rq} sont les composantes (d, q) du courant du stator et du rotor, respectivement, obtenues en intégrant les équations différentielles suivantes:

$$\begin{cases} \frac{di_{sd}}{dt} = \frac{V_{sd}}{L_s} - \frac{R_s}{L_s} \cdot i_{sd} - \frac{L_m}{L_s} \cdot \frac{di_{rd}}{dt} + \omega_s \cdot \left(i_{sq} + \frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rq} \right) \\ \frac{di_{sq}}{dt} = \frac{V_{sq}}{L_s} - \frac{R_s}{L_s} \cdot i_{sq} - \frac{L_m}{L_s} \cdot \frac{di_{rq}}{dt} - \omega_s \cdot \left(i_{sd} + \frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rd} \right) \\ \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{V_{rd}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} \cdot i_{rd} - \frac{L_m}{L_r} \cdot \frac{di_{sd}}{dt} + (\omega_s - \omega) \cdot \left(i_{rq} + \frac{L_m}{L_r} \cdot i_{sq} \right) \\ \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{V_{rq}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} \cdot i_{rq} - \frac{L_m}{L_r} \cdot \frac{di_{sq}}{dt} - (\omega_s - \omega) \cdot \left(i_{rd} + \frac{L_m}{L_r} \cdot i_{sd} \right) \end{cases} \quad (2.42)$$

Où

$\omega = p \cdot \Omega_h$ est la vitesse en radians par seconde (où Ω_h est la vitesse de rotation du générateur), $\omega_s = d\theta_s/dt$ (rad/s) est la fréquence du champ du stator, R_s, R_r sont les résistances du stator et du rotor, L_s, L_r sont les inductances du stator et du rotor;

$V_{sd}, V_{rd}, V_{sq} = V_{rq} = 0$ sont les composantes de tension du stator et du rotor, respectivement dans le repère (d, q) ; $\Phi_{rd} = L_r \cdot i_{rd}$, $\Phi_{rq} = L_r \cdot i_{rq}$ sont les composantes (d, q) du flux du rotor.

En adoptant la notation

$$\begin{cases} x = [x_1(t) \ x_2(t) \ x_3(t) \ x_4(t)]^T = [i_{sd} \ i_{sq} \ i_{rd} \ i_{rq}]^T \\ u = [V_{sd} \ V_{sq} \ V_{rd} \ V_{rq}]^T \end{cases} \quad (2.43)$$

Le modèle d'état de GADA peut être présenté comme un modèle de quatrième ordre:

$$\begin{cases} \dot{x} = A(\Omega_h) \cdot x + B \cdot u \\ y \equiv \Gamma_{em} = \frac{3pL_m}{2} (x_2 x_3 - x_1 x_4) \end{cases} \quad (2.44)$$

où $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$ et

$$\left\{ \begin{array}{l} A(\Omega_h) = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{\sigma L_s} & \omega_s + \frac{p\Omega_h L_m^2}{\sigma L_s L_r} & \frac{L_m R_r}{\sigma L_s L_r} & \frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_s} \\ -\omega_s + \frac{p\Omega_h L_m^2}{\sigma L_s L_r} & -\frac{R_s}{\sigma L_s} & -\frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_s} & \frac{L_m R_r}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{L_m R_s}{\sigma L_s L_r} & -\frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_r} & -\frac{R_r}{\sigma L_r} & \omega_s - \frac{p\Omega_h}{\sigma} \\ \frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_r} & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{p\Omega_h}{\sigma} - \omega_s & -\frac{R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \\ B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} & 0 \\ 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (2.45)$$

On peut noter que la matrice A dépend de la vitesse de rotation, Ω_h , qui est une variable d'interaction. Le variable de sortie est le couple électromagnétique, donné par l'équation (2.41). La caractéristique de couple de la machine asynchrone est représentée à la Figure.2.11.

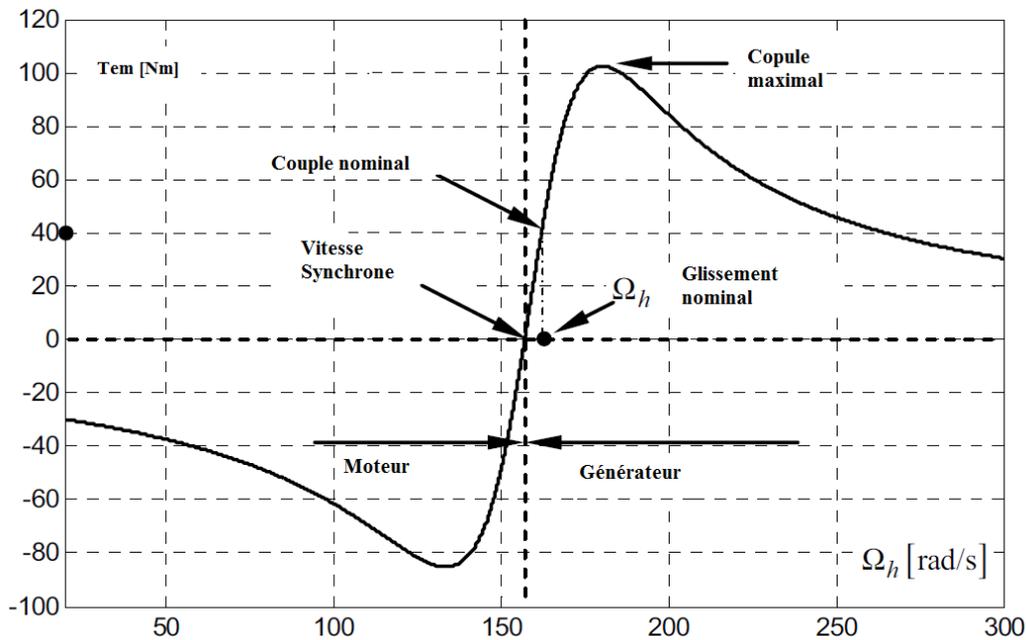


Fig. 2.11–Caractéristique mécanique de la machine asynchrone

- Génératrice asynchrone à cage d'écureuil (GACE)

Le modèle GACE peut être obtenu à partir du modèle GADA en réglant les composantes d et q de la tension du rotor à zéro. Par conséquent, dans l'équation (2.43), en définissant $V_{rd} = V_{rq} = 0$, on obtient les vecteurs suivants :

$$\begin{cases} x = [x_1(t) & x_2(t) & x_3(t) & x_4(t)]^T = [i_{sd} & i_{sq} & i_{rd} & i_{rq}]^T \\ u = [V_{sd} & V_{sq}]^T \end{cases} \quad (2.46)$$

Le modèle d'état GACE est alors

$$\begin{cases} \dot{x} = A(\Omega_h).x + B.u \\ y \equiv \Gamma_{em} = \frac{3pL_m}{2}(x_2x_3 - x_1x_4) \end{cases} \quad (2.47)$$

Où $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$, la matrice $A(\Omega_h)$ est la même que dans l'équation (2.45) et

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

2.5.2 Génératrices synchrones

- Générateur synchrone à aimants permanents (GSAP)

Le GSAP est modélisé sous les hypothèses simplificatrices suivantes: distribution sinusoïdale de l'enroulement du stator, symétrie électrique et magnétique, perte de fer négligeable et circuit magnétique non saturé. Dans ces hypothèses, on obtient d'abord le modèle de générateur dans les coordonnées dites stationnaires [74]. Un autre modèle plus simple peut être obtenu en coordonnées (d, q) du rotor; La conversion entre les coordonnées (a, b, c) et (d, q) peut être réalisée au moyen de la transformation de parc [74]. Alors, après négliger la tension homopolaire par symétrie, le modèle (d, q) de GSAP devient:

$$\begin{cases} u_d = R_s i_d + L_d \dot{i}_d - \Phi_q \omega_s \\ u_q = R_s i_q + L_q \dot{i}_q + \Phi_d \omega_s \end{cases} \quad (2.49)$$

Où R_s est la résistance statorique, u_d, u_q sont les tensions statoriques dans le repère (d, q) , L_d, L_q sont des inductances et ω_s est la pulsation du stator.

Φ_d, Φ_q sont des flux dans le repère (d, q) et Φ_m est le flux qui est constant en raison des aimants permanents:

$$\Phi_d = L_d i_d + \Phi_m \quad (2.50)$$

$$\Phi_q = L_q i_q \quad (2.51)$$

Ainsi, le modèle de l'équation (2.49) devient

$$\begin{cases} u_d = R i_d + L_d \dot{i}_d - L_q i_q \omega_s \\ u_q = R i_q + L_q \dot{i}_q + (L_d i_d + \Phi_m) \omega_s \end{cases} \quad (2.52)$$

Le couple électromagnétique est obtenu:

$$\Gamma_{em} = p(\Phi_d i_q - \Phi_q i_d) = p[\Phi_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (2.53)$$

Où p est le nombre de paires de pôles. Si les aimants permanents sont montés sur la surface du rotor, alors $L_d = L_q$ et le couple électromagnétique devient

$$\Gamma_{em} = p\Phi_m i_q \quad (2.54)$$

Lorsque la machine fonctionne comme un générateur connecté au réseau, l'équation (2.52) devient :

$$\begin{cases} u_d = -R i_d - L_d \dot{i}_d + L_q i_q \omega_s \\ u_q = -R i_q - L_q \dot{i}_q - (L_d i_d - \Phi_m) \omega_s \end{cases} \quad (2.55)$$

La fréquence du stator, ω_s , est proportionnelle à la vitesse de rotation, $\omega_s = p\Omega_h$, qui dépend de la façon dont le générateur interagit mécaniquement. L'espace d'état et le vecteur d'entrée sont respectivement identifiés :

$$x = [x_1(t) \quad x_2(t)]^T \equiv [i_d(t) \quad i_q(t)]^T \quad u = [u_d \quad u_q]^T \quad (2.56)$$

Par conséquent, le modèle d'état de GSAP relié au réseau est obtenu sous la forme

$$\begin{cases} \dot{x} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L_d} x_1 + p \frac{L_q}{L_d} x_2 \Omega_h \\ -\frac{R}{L_d} x_1 - p \frac{L_d x_1 - \Phi_m}{L_q} \Omega_h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_d} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_q} \end{bmatrix} \cdot u \\ y = \Gamma_{em} = p\Phi_m x_2 \end{cases} \quad (2.57)$$

Supposons maintenant que le GSAP fournit une charge résistive symétrique triphasée isolée, R_l . Ensuite, les relations suivantes contiennent:

$$\begin{cases} (L_d + L_s) \dot{i}_d = -(R + R_l) i_d + p(L_q + L_s) i_q \Omega_h \\ (L_q + L_s) \dot{i}_q = -(R + R_l) i_q + p(L_d + L_s) i_d \Omega_h + p\Phi_m \Omega_h \end{cases} \quad (2.58)$$

Dans ce cas, les vecteurs d'état et de commande sont respectivement

$$x = [x_1(t) \quad x_2(t)]^T \equiv [i_d(t) \quad i_q(t)]^T \quad u \equiv R_l \quad (2.59)$$

Le modèle d'état de GSAP peut être mis sous la forme

$$\begin{cases} \dot{x} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d + L_s} (-R x_1 + p(L_q - L_s) x_2 \Omega_h) \\ \frac{1}{L_q + L_s} (-R x_2 + p(L_d + L_s) x_1 \Omega_h + p\Phi_m \Omega_h) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_d + L_s} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_q + L_s} \end{bmatrix} \cdot x \cdot u \\ y = \Gamma_{em} = p\Phi_m x_2 \end{cases} \quad (2.60)$$

-Générateur synchrone à rotor bobiné (GSRB)

La modélisation du générateur synchrone à rotor bobiné s'effectue sous les mêmes hypothèses simplificatrices que dans le cas du générateur synchrone à aimants permanents.

Le modèle est basé sur la représentation classique d'une machine synchrone à trois bobines de stators, d'une bobine de champ et de deux bobines d'amortissement [74], décrite en utilisant les variables et les paramètres suivants:

- i_d, i_q Les courants dans le repère (d, q)
- V_d, V_q Les tensions dans le repère (d, q)
- i_{fd}, V_{fd} Le courant et la tension de champ, respectivement
- i_{kd}, i_{kq} Les courants d'amortissement sur les axes d et q
- R_s La résistance du stator
- R_{fd} La résistance du bobinage de champ
- R_{kd}, R_{kq} Les résistances de bobinage d'amortissement
- L_d, L_q Les inductances sur les axes d et q
- L_{fd} L'inductance du rotor
- L_{kd}, L_{kq} Les inductances du bobinage d'amortissement
- L_{md}, L_{mq} Les inductances d'aimantation sur les axes d et q

Le couple électromagnétique a l'expression :

$$\Gamma_{em} = (L_d - L_q)i_d i_q + L_{md} i_{fd} i_q + L_{md} i_{kd} i_q - L_{mq} i_d i_{kq} \quad (2.61)$$

Notant l'espace d'état et le vecteur d'entrée respectivement comme :

$$\begin{cases} x = [x_1(t) & x_2(t) & x_3(t) & x_4(t) & x_5(t)]^T = [i_q & i_d & i_{fd} & i_{kd} & i_{kq}]^T \\ u = [V_d & V_q & V_{fd} & 0 & 0]^T \end{cases} \quad (2.62)$$

et les matrices

$$\left\{ \begin{array}{l} M = \begin{bmatrix} L_d & 0 & -L_{md} & -L_{md} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & -L_{mq} \\ L_{md} & 0 & -L_{fd} & -L_{md} & 0 \\ L_{md} & 0 & -L_{md} & -L_{kd} & 0 \\ 0 & L_{mq} & 0 & 0 & -L_{kq} \end{bmatrix} \\ N(\Omega_h) = \begin{bmatrix} -R_s & \Omega_h L_q & 0 & 0 & -\Omega_h L_{mq} \\ -\Omega_h L_d & -R_s & \Omega_h L_{md} & \Omega_h L_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & R_{fd} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{kq} \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (2.63)$$

Le modèle d'un générateur synchrone à rotor bobiné peut être présenté comme :

$$\begin{cases} \dot{x} = M^{-1}N(\Omega_h).x - u \\ y \equiv \Gamma_{em} = (L_d - L_q)x_1x_2 + L_{md}x_3x_1 + L_{md}x_4x_1 - L_{mq}x_2x_5 \end{cases} \quad (2.64)$$

2.6 Modélisation de Convertisseurs d'électronique de puissance connectés au réseau

Les convertisseurs de puissance sont largement utilisés dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne (SCEE). Dans les SCEE à vitesse fixe, les convertisseurs sont utilisés pour réduire le courant d'appel et les oscillations de couple pendant le démarrage du système, tandis que les SCEE à vitesse variable sont utilisés pour contrôler la vitesse / couple du générateur et la puissance active / réactive au réseau . Selon les puissances nominales du système et le type d'éoliennes, diverses configurations de convertisseurs de puissance sont disponibles pour le contrôle optimal des systèmes d'énergie éolienne.

2.6.1 Interface de l'électronique de puissance

Le convertisseur de puissance réalisant l'interface entre le SCEE et le réseau électrique joue un rôle clé dans le fonctionnement à vitesse variable de l'éolienne. Il réalise un certain découplage entre les deux éléments ci-dessus et permet le contrôle effectif du flux de puissance.

L'intérêt ici sera centré sur l'une des structures les plus populaires de convertisseurs, à savoir le convertisseur back -to-back AC-AC, utilisant deux onduleurs de tension commandés par PWM, comme le montre la Figure .2.12. Les tensions et les fréquences diffèrent d'un côté du convertisseur par rapport à l'autre. En fait, cette configuration se compose d'un convertisseur (redresseur) relié au générateur électrique, qui sera dénommé en outre convertisseur côté machine, et d'un convertisseur relié au réseau, appelé ci-après comme onduleur côté réseau. Les deux convertisseurs de puissance sont reliés par la liaison dite bus continu (BC), qui représente un circuit à courant continu ayant un filtre de lissage, par exemple un condensateur.

Par conséquent, les objectifs de commande généraux associés au fonctionnement à vitesse variable sont divisés, à savoir respectivement dans le contrôle de vitesse du générateur et le contrôle du transfert de puissance électrique.

Le premier objectif est associé au convertisseur côté turbine relié au couplage turbine-générateur et vise à commander directement la puissance capturée par un fonctionnement à vitesse variable. Le système soumis au contrôle est donc composé de l'aérodynamique d'éolien, la transmission mécanique, la machine électrique et le convertisseur côté turbine.

Le second champ de commande est associé à l'interaction entre l'onduleur côté réseau et le network, focalisé sur la commande de puissance active et réactive. Ici, le système soumis au contrôle se compose du réseau électrique, du convertisseur côté réseau et du bus continu.

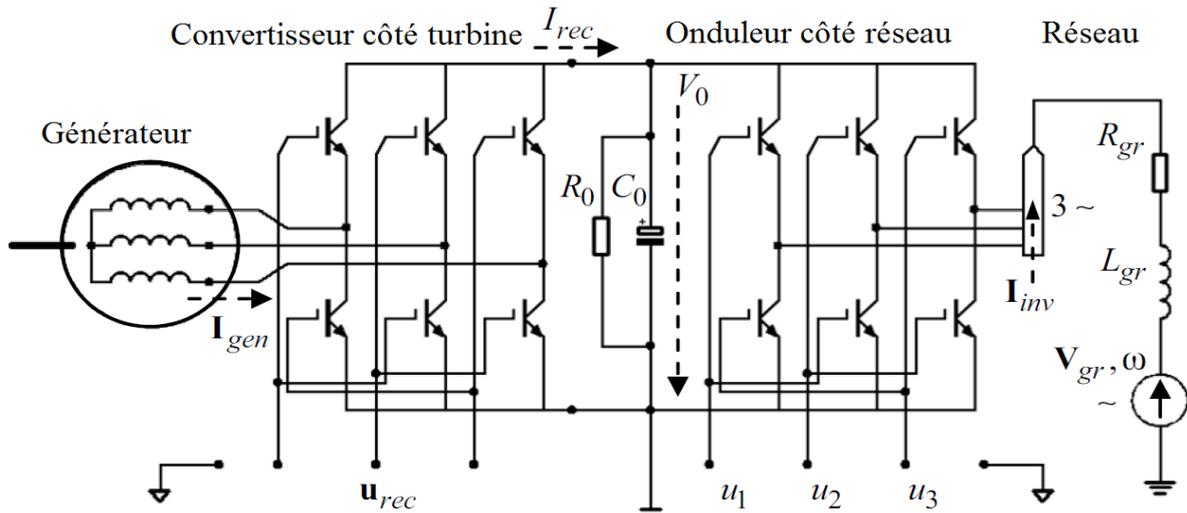


Fig. 2.12–Convertisseur SCEE pour interfaçage de réseau

- Modélisation de l'onduleur côté réseau

La modélisation du réseau électrique vise à décrire l'interaction avec le SCEE. Pour les besoins généraux de contrôle du SCEE, on utilise un modèle global simplifié ayant une puissance finie.

Si l'on suppose un réseau «fort» et équilibré, le réseau triphasé est généralement représenté par les tensions sinusoïdales de l'amplitude $V_m, V_{gr} = [V_{gr1} \ V_{gr2} \ V_{gr3}]^T$ et les impédances de court-circuit, $R_{gr} + j\omega L_{gr}$ (Voir la Figure.2.12). La liaison BC alimentant l'onduleur est décrite par la tension V_0 , la capacité C_0 et la résistance R_0 .

Soit $I_{inv} = [I_{inv1} \ I_{inv2} \ I_{inv3}]^T$ indiquent les courants de sortie de l'onduleur et $u = [u_1 \ u_2 \ u_3]^T$ les fonctions de commutation relatives aux entrées de commande. Ces derniers prennent deux valeurs: 1 si le commutateur correspondant est activé et -1 s'il est éteint. Les notations correspondantes dans le cas de l'onduleur côté turbine sont I_{gen} pour ses entrées de courant et u_{rec} pour les entrées de contrôle.

Les équations suivantes, obtenues en écrivant le théorème de Kirchhoff pour chaque phase de réseau, décrivent le comportement du système [75]:

$$L_{gr} \dot{I}_{inv} = V_{gr} - \frac{V_0}{2} \cdot M \cdot u - R_{gr} \cdot I_{inv} \quad (2.65)$$

Où $M = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$. En introduisant certaines nouvelles fonctions de commutation

$\tilde{u} \triangleq M \cdot u$, On peut déduire que la transformée M permet de dissocier l'influence des fonctions de commutation sur les trois phases.

Dans le même temps, l'équation suivante se trouve dans le bus continu [75]:

$$C_0 \cdot \frac{dV_0}{dt} = \frac{1}{2} I_{inv}^T \cdot \tilde{u} - \frac{V_0}{R_0} - I_{rec} \quad (2.66)$$

Où $I_{rec} = \frac{1}{2} \cdot I_{gen}^T \cdot u_{rec}$ est la sortie de l'onduleur du côté de la turbine alimentant le bus continu. Pour obtenir le modèle (d, q) moyen, seule l'harmonique d'ordre zéro est prise. Soit $\beta = [\beta_1 \ \beta_2 \ \beta_3]^T$ les harmoniques d'ordre zéro de \tilde{u} . En appliquant la transformée de parc dans le repère synchrone ($V_{grd} = V_m$ et $V_{grq} = 0$) aux équations (2.65) et (2.66) on obtient [76] :

$$\begin{cases} L_{gr} \cdot \frac{dI_{invd}}{dt} = V_m - R_{gr} \cdot I_{invd} + L_{gr} \omega \cdot I_{invq} - \frac{V_0}{2} \beta_d \\ L_{gr} \cdot \frac{dI_{invq}}{dt} = -R_{gr} \cdot I_{invq} - L_{gr} \omega \cdot I_{invd} - \frac{V_0}{2} \beta_q \\ C_0 \cdot \frac{dV_0}{dt} = \frac{3}{2} [I_{invd} \cdot \beta_d + I_{invq} \cdot \beta_q] - \frac{V_0}{R_0} - I_{rec} \end{cases} \quad (2.67)$$

Le modèle de l'équation (2.63), décrivant l'interaction entre l'onduleur et le réseau, est particulièrement utile pour la commande de puissance active / réactive. D'autres modèles peuvent également être utilisés, selon un objectif de contrôle bien défini [77]. Pour le cas de moyenne / haute puissance, le générateur commandé et les convertisseurs de puissance peuvent être considérés sans aucune dynamique lorsqu'ils sont utilisés dans une approche de modélisation globale.

2.7 Linéarisation de SCEE

L'objectif de cette sous-section est de présenter des modèles linéarisés de différentes configurations de SCEE résultant de la combinaison des types présentés ci-dessus de parties de SCEE (aérodynamique, train d'entraînement, générateur électrique). La vitesse du vent est une variable d'entrée. Pour les SCEE connectés au réseau, les autres entrées sont les tensions du stator (ou aussi du rotor), alors que pour le SCEE autonome, la charge est une entrée.

2.7.1 SCEE à générateur d'induction

Dans ce qui suit, la procédure de linéarisation est illustrée dans le cas d'un SCEE à vitesse variable basé sur un générateur d'induction. Le modèle global non linéaire résulte de modèle de GADA (équation (2.44)). En conséquence, les vecteurs d'état et de commande sont :

$$\begin{cases} x = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ x_4 \ x_5]^T = [i_{sd} \ i_{sq} \ i_{rd} \ i_{rq} \ \Omega_h]^T \\ u = [V_{sd} \ V_{sq} \ V_{rd} \ V_{rq} \ v]^T \end{cases} \quad (2.68)$$

Un point de fonctionnement se caractérise par le vecteur $(\overline{i_{sd}}, \overline{i_{sq}}, \overline{i_{rd}}, \overline{i_{rq}}, \overline{\Omega_h}, \overline{v}) \equiv (\bar{x}, \bar{v})$.

Les notations suivantes sont adoptées pour représenter les variations de variables autour d'un tel point de fonctionnement:

$$\begin{cases} \Delta x = [\Delta i_{sd} & \Delta i_{sq} & \Delta i_{rd} & \Delta i_{rq} & \Delta \Omega_h]^T \\ \Delta u = [\Delta V_{sd} & \Delta V_{sq} & \Delta V_{rd} & \Delta V_{rq} & \Delta v]^T \end{cases} \quad (2.69)$$

La linéarisation commence par l'obtention d'un modèle linéarisé du couple du vent.

Les points de l'opération habituelle du SCEE sont placés sur la partie descendante de la caractéristique de couple du vent, $\Gamma_{wt}(\Omega_l, v)$, où celui-ci traverse la caractéristique de charge, Γ_l , rendu à l'arbre rapide; La Figure.2.13 illustre le cas d'une caractéristique de charge linéaire (ou appelée statique). Généralement, la caractéristique de charge est contrôlable; Soit c la variable de contrôle, donc $\Gamma_l \equiv \Gamma_l(\Omega_l, c)$. Dans le cas d'une caractéristique de charge linéaire, soit c est sa pente, K_l , ou son abscisse initiale, Ω_{l0} .

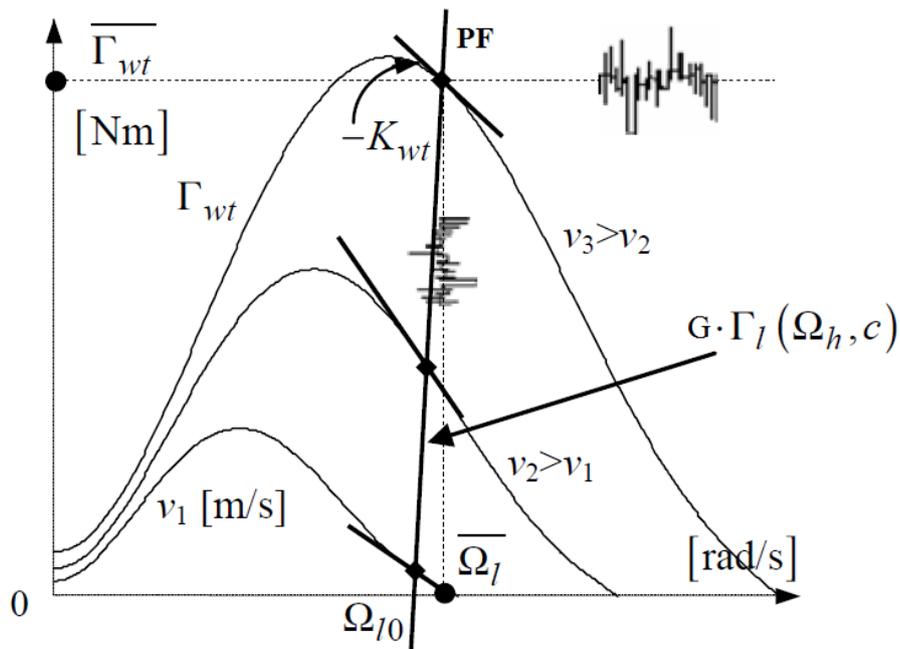


Fig. 2.13. Le point de fonctionnement de SCEE comme point de croisement de la caractéristique aérodynamique et caractéristique de charge (linéaire).

Dans ce qui suit, pour une variable fonctionnelle x associée au point de fonctionnement statique, la notation suivante sera adoptée:

$$\bar{x} = x|_{\text{Point de fonctionnement statique}}; \Delta x = x - \bar{x}; \overline{\Delta x} = \frac{\Delta x}{\bar{x}} \quad (2.70)$$

Étant défini dans un point de fonctionnement statique, \bar{x} s'appelle valeur d'état stationnaire. Les courbes $\Gamma_{wt}(\Omega_l, v)$ et $\Gamma_l(\Omega_l, c)$ peuvent être linéarisées autour d'un point de fonctionnement, $(\overline{\Omega_l}, \overline{\Gamma_{wt}})$, en considérant les deux premiers termes de leur série de Taylor [72-78,79]. L'utilisation de procédures de linéarisation bien connues conduit à des résultats montrant que le modèle linéarisé présente une dynamique de premier ordre comme suggéré dans la Figure.2.14. Sur cette figure, les gains sont:

$$K_{\Gamma v} = \frac{\overline{\partial \Gamma_{wt}}}{\partial v} / \left(G^2 \cdot \frac{\overline{\partial \Gamma_l}}{\partial \Omega_l} - \frac{\overline{\partial \Gamma_{wt}}}{\partial \Omega_l} \right), K_{lc} = \frac{\overline{\partial \Gamma_l}}{\partial c} / \left(G^2 \cdot \frac{\overline{\partial \Gamma_l}}{\partial \Omega_l} - \frac{\overline{\partial \Gamma_{wt}}}{\partial \Omega_l} \right) \quad (2.71)$$

La constante de temps du modèle linéarisé est :

$$T_{temp} = G \cdot J_h / \left(G^2 \cdot \frac{\overline{\partial \Gamma_l}}{\partial \Omega_l} - \frac{\overline{\partial \Gamma_{wt}}}{\partial \Omega_l} \right) \quad (2.72)$$

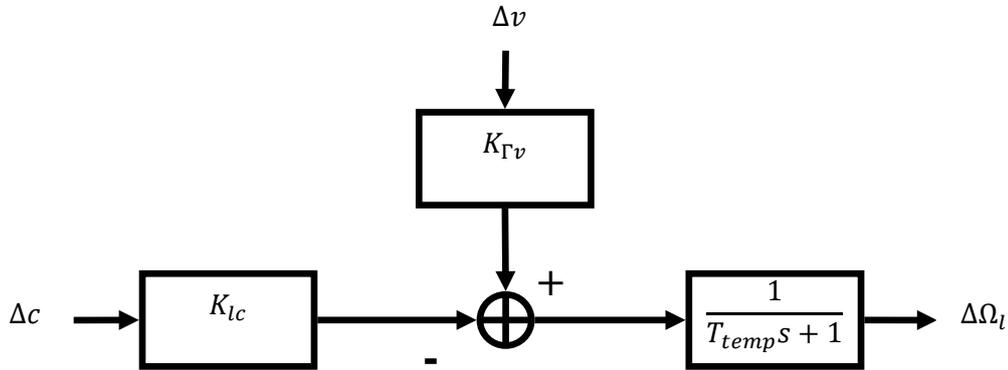


Fig. 2.14. Dynamique de premier ordre d'un SCEE avec charge statique.

Où J_h est donné par l'équation suivante:

$$J_h = (J_1 + J_t) \cdot \frac{\eta}{G^2} + J_2 + J_g \quad (2.73)$$

Où

J_1, J_2 sont des inerties des multiplicateurs d'engrenages.

J_t, J_g sont respectivement des inerties du rotor de turbine et du générateur électrique.

Lorsque la caractéristique de charge est spécifiée comme étant la caractéristique contrôlée par le couple du générateur, en supposant que le couple électromagnétique peut être obtenu instantanément, alors $\Gamma_l \equiv \Gamma_{em}$ et $K_l = 0$. Ainsi, le modèle linéaire le plus simple de SCEE résulte de la forme de la fonction de transfert du couple électromagnétique Γ_{em} , à la vitesse de rotation de l'arbre lente, Ω_l :

$$H_{lin}(s) = -\frac{K_1}{s+K_2} \quad (2.74)$$

Avec $K_1 = 1/J_h$ et $K_2 = K_{wt}/(G \cdot J_h)$.

2.7.2 SCEE à base générateur synchrone

Le cas d'un SCEE basé sur un générateur synchrone à vitesse variable est discuté ici, où son fonctionnement autonome sur une charge résistive triphasée symétrique, R_1 , est considéré.

Afin d'obtenir le modèle d'état d'un SCEE autonome à base de générateur synchrone, on utilise le modèle d'un générateur synchrone à aimant permanent alimentant une charge résistive

isolée, R_l (équation (2.60)), ainsi que l'équation de mouvement sous la forme d'équation (2.29), où le couple du vent Γ_{wt} , joue le rôle du couple mécanique Γ_{mec} . Γ_{wt} est une fonction polynomiale de la vitesse spécifique.

Pour un contrôle optimal, on peut plutôt utiliser une approximation polynomiale de deuxième ordre de C_Γ par rapport à la vitesse spécifique, λ :

$$C_\Gamma(\lambda) = a_0 + a_1\lambda + a_2\lambda^2 \quad (2.75)$$

Qui décrit de manière satisfaisante l'apparition C_Γ près de régimes optimum. Compte tenu de la vitesse spécifique donnée par l'équation (2.22) et de la variation de couple du vent sur le coefficient de couple (équation (2.21)), l'équation (2.75) correspond à l'expression suivante du couple du vent en fonction de la vitesse du vent, v et de la vitesse de rotation du générateur Ω_h :

$$\Gamma_{wt} = d_1v^2 + d_2v\Omega_h + d_3\Omega_h^2 \quad (2.76)$$

Avec

$$d_1 = \frac{1}{2}\pi\rho R^3 \cdot a_0, d_2 = \frac{1}{2}\pi\rho R^4 \cdot a_1, d_3 = \frac{1}{2}\pi\rho R^5 \cdot a_2 \quad (2.77)$$

En ce qui concerne le modèle à l'équation (2.60), une nouvelle entrée est ajoutée, à savoir la vitesse du vent, et aussi une nouvelle variable d'état, la vitesse de rotation Ω_h , qui est également choisie comme variable de sortie. Ainsi, avec la nouvelle notation:

$$\begin{cases} \mathbf{x} = [x_1(t) & x_2(t) & x_3(t)]^T \equiv [i_d(t) & i_q(t) & \Omega_h]^T \\ \mathbf{u} = [u_1(t) & u_2(t)]^T \equiv [R_l & v]^T \\ \mathbf{y} = \Omega_h \end{cases} \quad (2.78)$$

Le modèle de SCEE a la forme

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d+L_s}(-Rx_1 + p(L_q - L_s)x_2x_3) \\ \frac{1}{L_q+L_s}(-Rx_2 - p(L_d + L_s)x_1x_3 + p\Phi_m x_3) \\ \frac{1}{J}(d_3x_3^2 - p\Phi_m x_2) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_d+L_s}x_1u_1 \\ -\frac{1}{L_q+L_s}x_2u_1 \\ \frac{1}{J}(d_1u_2^2 + d_2u_2x_3) \end{bmatrix} \\ \mathbf{y} = [0 \quad 0 \quad 1] \cdot \mathbf{x} \end{cases} \quad (2.79)$$

Le modèle non linéaire de troisième ordre (Equation (2.79)) est linéarisé autour d'un point de fonctionnement arbitrairement choisi. Laisser $\Delta x = [\Delta x_1 \quad \Delta x_2 \quad \Delta x_3]^T$ et $\Delta u = [\Delta R_l \quad \Delta v]^T$ les variations des variables d'état et des entrées autour de ce point conduit à

$$\begin{cases} \Delta \dot{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} a_1 + a_2\bar{R}_l & a_3\bar{x}_3 & a_3\bar{x}_2 \\ b_1\bar{x}_3 & b_2 + b_3\bar{R}_l & b_1\bar{x}_1 + b_4 \\ 0 & c_4 & c_2\bar{v} + c_3\bar{x}_3 \end{bmatrix} \cdot \Delta x + \begin{bmatrix} a_2\bar{x}_1 & 0 \\ b_3\bar{x}_2 & 0 \\ 0 & c_1\bar{v} + c_3\bar{x}_3 \end{bmatrix} \cdot \Delta u \\ \Delta y = [0 \quad 0 \quad 1] \cdot \Delta x \end{cases} \quad (2.80)$$

Avec

$$\begin{cases} a_1 = \frac{-R}{L_d+L_s}; a_2 = \frac{-1}{L_d+L_s}; a_3 = \frac{L_q-L_s}{L_d+L_s}; \\ b_1 = -p \frac{L_d+L_s}{L_q+L_s}; b_2 = \frac{-R}{L_q+L_s}; b_3 = \frac{-1}{L_q+L_s}; b_4 = \frac{p\Phi_m}{L_q+L_s}; \\ c_1 = \frac{2d_1}{J}; c_2 = \frac{d_2}{J}; c_3 = \frac{2d_3}{J}; c_4 = -p \frac{\Phi_m}{J}; \end{cases} \quad (2.81)$$

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation de la chaîne de conversion d'énergie éolienne constituée d'une turbine de vent pilotée par le rotor via les deux convertisseurs (CCM et CCR) reliés au réseau via un bus continu et un filtre RL.

Dans un premier temps, nous nous sommes intéressés à la modélisation des différents constituants du système éolien. En effet, les modèles analytiques des différents constituants du système éolien ont été établis à savoir le profile du vent appliqué, le dispositif d'entraînement, ainsi que la modélisation des deux parties : mécanique et électrique a été développée.

Puis, nous avons donné un aperçu sur le convertisseur coté machine « CCM » utilisé pour l'alimentation du rotor de générateur. Ce convertisseur a été commandé par la technique de modulation de largeur d'impulsion sinus-triangle. La modélisation du convertisseur coté réseau électrique « CCR » est introduit pour la commande de puissance active et réactive. Pour les besoins généraux de contrôle du SCEE, on utilise un modèle global simplifié ayant une puissance finie.

De plus, des modèles linéarisés de différentes configurations de SCEE sont présentés, résultant de la combinaison de différentes parties de SCEE (aérodynamique, chaîne d'entraînement, générateur électrique). La vitesse du vent est une variable d'entrée. Pour les SCEE connectés au réseau, les autres entrées sont les tensions du stator ou du rotor.

Dans le chapitre suivant, on va analyser également le comportement dynamique de SCEE pour maximiser la puissance capturée avec trois commandes différentes (PI classique, On-Off et On-Off flou).

Chapitre

3

**Stratégie de la Commande MPPT du Système de
Conversion d'Énergie Éolienne**

3.1 Introduction

Le problème de commande associé à la classe de SCEE à vitesse variable établie au chapitre 2, travaillant dans la région de charge partielle, consistant en la maximisation de conversion énergétique, est abordé ici sous l'hypothèse que le modèle d'éolienne et ses paramètres sont peu connus.

En utilisant une nouvelle approche dérivée de la catégorie des méthodes de recherche optimale, appelée généralement MPPT (Maximum Power Point Tracking), la solution de contrôle proposée dans ce chapitre vise à positionner la position moyenne du point de fonctionnement près de l'optimalité. Au lieu d'induire des signaux de recherche sinusoïdaux [80], ici la turbulence éolienne est utilisée comme perturbation de recherche. La vitesse de rotation moyenne du la vitesse de l'arbre rapide est lentement ajustée à l'aide du traitement par transformée de Fourier rapide (FFT) de certaines mesures disponibles du système comme l'estimation de la position / distance du point de fonctionnement jusqu'à l'optimalité. Des simulations numériques sont utilisées pour valider la loi de contrôle sur la base de cette estimation.

3.2 Problématique

Comme indiqué dans le chapitre 2, pour un SCEE à axe horizontal de faible puissance fonctionnant dans la région à charge partielle, on peut associer un problème de commande pour maximiser l'énergie capturée par le vent. Considérons que les modèles d'aérodynamique et d'entraînement ne sont pas entièrement disponibles et que seuls quelques paramètres constructifs sont connus. De plus, seules les variables de la vitesse de l'arbre rapide, les variables du générateur et la vitesse du vent peuvent être mesurées.

Le problème exposé (maximisation de l'énergie capturée) peut être résolu en employant des méthodes linéaires pour obtenir la loi de contrôle, leurs performances sur les systèmes réels dépendent de la précision des paramètres du système utilisés dans le contrôle sur les non-linéarités intrinsèques et les variations paramétriques, de sorte que les méthodes non linéaires sont souvent utilisées. Ces méthodes emploient habituellement la loi de contrôle simple et fiable pour désensibiliser le système contrôlé par rapport aux paramètres de SCEE et à la dynamique non modélisée.

Étant donné que les paramètres du SCEE (c'est-à-dire la vitesse spécifique optimale et le maximum de l'efficacité aérodynamique) sont inconnus, les algorithmes MPPT visent généralement à maintenir le point de fonctionnement optimal en mettant à zéro la valeur de $\partial P_a / \partial \omega_{ls}$, où P_a est la puissance aérodynamique et ω_{ls} Est la vitesse angulaire de l'arbre lent. Par conséquent, l'entrée de commande, représentant la référence de vitesse de l'éolienne, dépend de la position du point de

fonctionnement et de sa tendance de déplacement, exprimée par le signe de $\partial P_a / \partial \omega_{ls}$ (voir Figure.3.1 et le tableau 3.1).

Comme la puissance du rotor n'est pas mesurable, une estimation de sa valeur, obtenue sur la base de la mesure de puissance active, est utilisée pour localiser le point de fonctionnement, ce qui conduit à une approche statique. De plus, pour obtenir la vitesse angulaire de l'arbre lent, on utilise une mesure de la vitesse du générateur.

Tableau.3.1. Logique de contrôle MPPT.

$\frac{d\Omega_{ls}}{dt} \backslash \frac{dP_a}{dt}$	< 0	> 0
< 0	$\Omega_{ls} \nearrow$ - Cas I	$\Omega_{ls} \searrow$ - Cas II
> 0	$\Omega_{ls} \searrow$ - Cas III	$\Omega_{ls} \nearrow$ - Cas IV

Dans cette approche, en fonction de la position du point de fonctionnement sur la caractéristique de puissance, la vitesse de rotation est contrôlée dans le sens d'approcher de la puissance maximale disponible. La recherche du maximum de puissance, combinée aux variations de vitesse du vent et à l'inertie élevée de la turbine, présente quelques inconvénients, dont les principaux sont: des erreurs d'estimation importantes et des hautes fréquences importantes de puissance avec une influence négative sur la fiabilité globale du système.

L'annulation du premier inconvénient mentionné a été obtenue en utilisant des méthodes heuristiques nécessitant une estimation de la vitesse du vent, associées à l'identification des caractéristiques du coefficient de puissance [81,82]. En ce qui concerne le deuxième inconvénient, on peut utiliser certaines extensions des algorithmes MPPT, obtenus en utilisant des techniques de contrôle flous [83,84], conduisant à des contrôleurs étendus et plus souples. La base de règles est construite pour maintenir le point de fonctionnement à une faible valeur de $\frac{\partial P_a}{\partial \Omega_{ls}}$ et représente une extension de la logique de contrôle présentée dans le tableau 3.1. La variation par étapes de la vitesse de rotation, $\Delta\Omega_0$, est variable et dépend de la distance du point de fonctionnement optimal et de sa direction de mouvement et de sa vitesse.

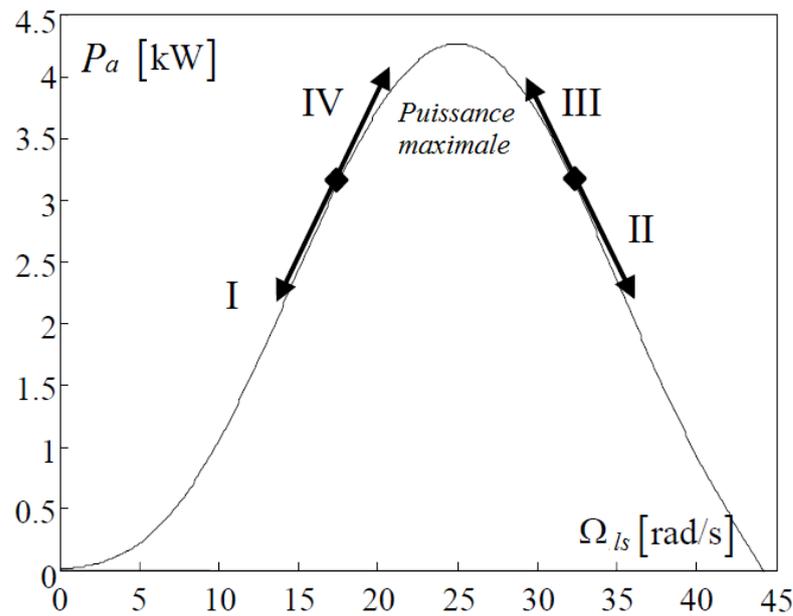


Fig. 3.1 – Cas de décision pour le contrôle MPPT sur la courbe de puissance statique d'un SCEE.

3.3 Différentes méthodes MPPT

Le système de production éolienne a attiré une grande attention en tant que source d'énergie renouvelable en raison de l'épuisement des réserves de combustibles fossiles et des préoccupations environnementales en tant que conséquence directe de l'utilisation de combustibles fossiles et de sources d'énergie nucléaire. L'énergie éolienne, même si abondante, varie continuellement à mesure que la vitesse du vent change tout au long de la journée. Pour une éolienne l'MPPT peut être définie comme étant un algorithme ou un système capable d'aider la chaîne de conversion pour extraire le maximum de puissance électrique à partir de l'énergie cinétique du vent disponible. Les algorithmes d'extraction de puissance maximum recherchés jusqu'ici peuvent être classés en quatre familles, selon que la vitesse du vent et les caractéristiques aérodynamiques sont nécessaires ou non à la génération de la référence, à savoir la commande par une vitesse spécifique optimale (Tip Speed Ratio - TSR), le contrôle du signal de puissance (Power Signal Feedback -PSF), la technique de contrôle Hill Climb nommée aussi perturbation et observation (HCS/P&O) et la commande en couple optimal (Optimal torque control - OTC) [85-86].

3.3.1 MPPT avec la vitesse spécifique optimale (Tip Speed Ratio - TSR)

Afin d'avoir une puissance maximale possible, la turbine doit toujours fonctionner à λ_{opt} . La vitesse de vent et la vitesse de rotation de la turbine sont mesurées pour calculer λ . C'est pour cette valeur optimale de ce rapport (λ_{opt}) que le coefficient de puissance est égal à sa valeur maximale (C_{p-max}). Le but est de rester constamment au point (λ_{opt}, C_{p-max}). Il s'agit donc de faire varier la

vitesse de rotation de la turbine Ω_h en fonction des variations dans la vitesse du vent v . La Figure.3.2 montre le schéma de principe de SCEE avec la méthode TSR [87].

3.3.2 MPPT avec le profil de puissance

L'une des méthodes de suivi du point de puissance maximum est basée sur la courbe de puissance et de vitesse du vent fournie par le fabricant pour une éolienne donnée. La courbe de puissance définit la puissance maximale qui peut être produite par la turbine à différentes vitesses du vent. Un diagramme de blocs de contrôle simplifié avec cette méthode est illustré à la Figure .3.3. La vitesse du vent est mesurée en temps réel par un capteur de vitesse du vent. Selon le profil MPPT fourni par le fabricant, la référence de puissance P_m^* est générée et envoyée au système de commande du générateur, ce qui compare la référence de puissance avec la puissance mesurée P_m du générateur pour produire les signaux de commande pour les convertisseurs de puissance. Grâce à la commande des convertisseurs de puissance et du générateur, la puissance mécanique P_m du générateur sera égale à sa référence en régime permanent, à laquelle l'opération de puissance maximale est atteinte. Il est noté que les pertes de puissance de la boîte de vitesses et du train d'entraînement dans l'analyse ci-dessus sont négligées et, par conséquent, la puissance mécanique du générateur est égale à la puissance mécanique produite par la turbine.

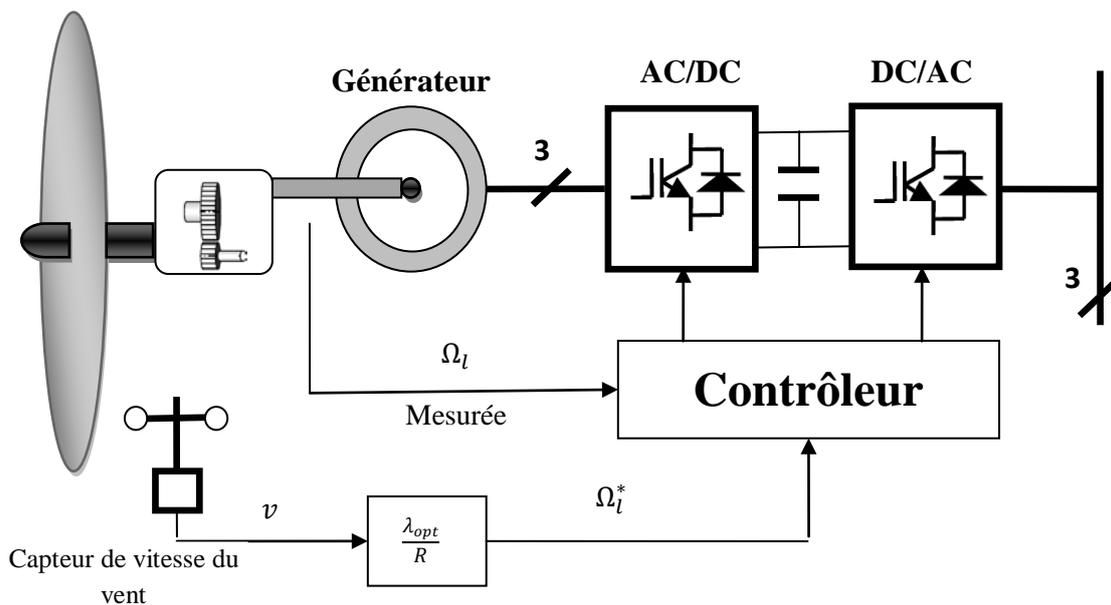


Fig. 3.2 – MPPT avec la vitesse spécifique optimale (TSR).

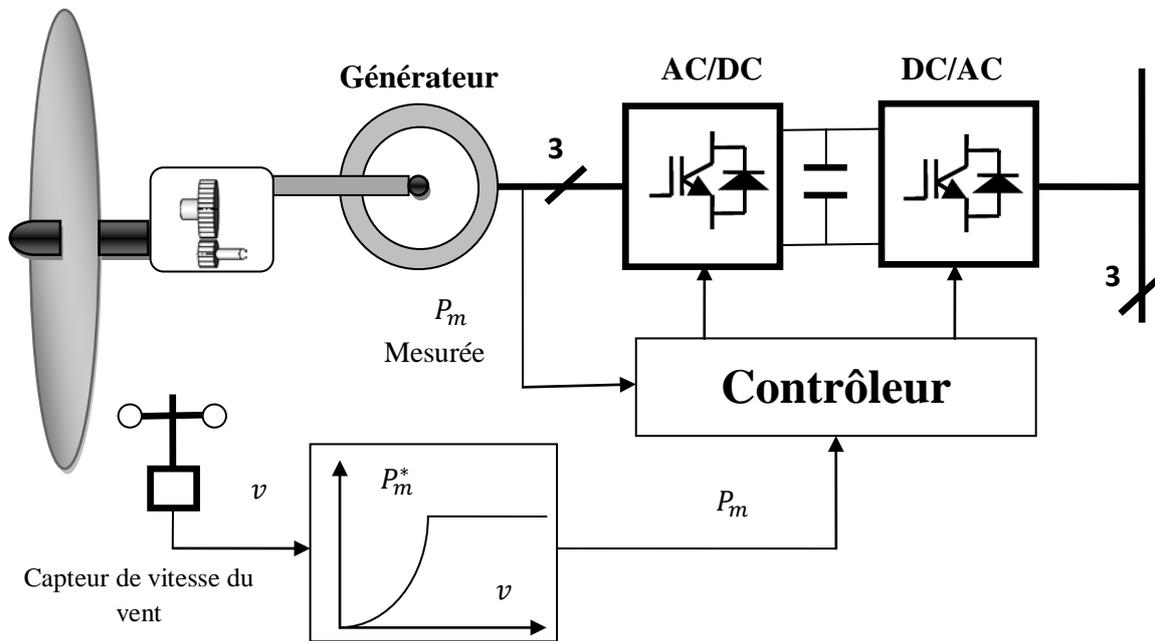


Fig. 3.3 – MPPT avec le profil de puissance.

3.3.3 MPPT avec perturbation et observation (P&O) ou (Hill Climb - HC)

La technique de contrôle Hill Climb nommée aussi perturbation et observation est un algorithme qui se base sur la recherche du point de fonctionnement optimal par la perturbation du point de fonctionnement et l'observation de l'effet de cette perturbation sur la puissance débitée. Une consigne de commande est alors élaborée en fonction de l'observation.

Dans le système éolien. Le principe de cette technique consiste à perturber la vitesse de rotation d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance qui en résulte. Ainsi, on peut déduire que si une incrémentation positive de la vitesse engendre un accroissement de la puissance, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du P_{m_max} . Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le P_{m_max} . La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint.

Cette méthode, basée sur un algorithme relativement simple, nous permet d'effectuer une recherche du point maximal de la puissance sans utilisation du capteur de la vitesse du vent et sans la connaissance de la courbe des caractéristiques aérodynamiques [88]. Malgré ses avantages, cet algorithme de commande n'est pas efficace dans les systèmes éoliens à moyenne et à grande puissance [89].

3.3.4 MPPT avec un couple optimal (Optimal torque control - OTC)

Sans mesures de la vitesse du vent, l'objectif de l'efficacité de conversion maximale peut être réalisé en produisant une référence de couple optimale en utilisant l'équation (3.1) qui repose uniquement sur quelques paramètres de turbine et des mesures simples de la vitesse du générateur Ω_h comme illustré à la figure.3.4.

$$T_{em}^* = K_{opt} \Omega_{h-opt}^2 \quad (3.1)$$

Avec

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{C_{p-opt}(\Omega_h) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{\lambda_{opt}^3(\Omega_h) \cdot G^3} \quad (3.2)$$

$$\Omega_{l-opt} = \frac{v \cdot \lambda_{opt}}{R} \quad (3.3)$$

$$\Omega_l = \frac{\Omega_h}{G} \quad (3.4)$$

La puissance extraite par une éolienne est exprimée comme

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda) \quad (3.5)$$

D'après l'expression de la puissance extraite par une éolienne, il s'ensuit que

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda) = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda)}{\lambda^3} \rho \pi R^5 \Omega_l^3 \quad (3.5)$$

En remplaçant $\lambda(t) = \lambda_{opt}$ et $C_p = C_p(\lambda_{opt})$, on obtient la référence de puissance pour la deuxième région de la courbe de puissance- vitesse de vent:

$$P_m = P_m^* = K \cdot \Omega_l^3 \quad (3.6)$$

Où

$$K = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3} \rho \pi R^5 \quad (3.7)$$

Dans cette méthode, le couple du générateur est commandé à son optimum afin d'obtenir la valeur maximum du coefficient de puissance et, par conséquent, un rendement énergétique maximal [90,91]. La commande de couple permet de se rapprocher rapidement de l'optimum à l'aide des mesures simples, c'est-à-dire sans utilisation de capteur de la vitesse du vent. En revanche cette commande exige la connaissance de la courbe de puissance maximale de l'éolienne.

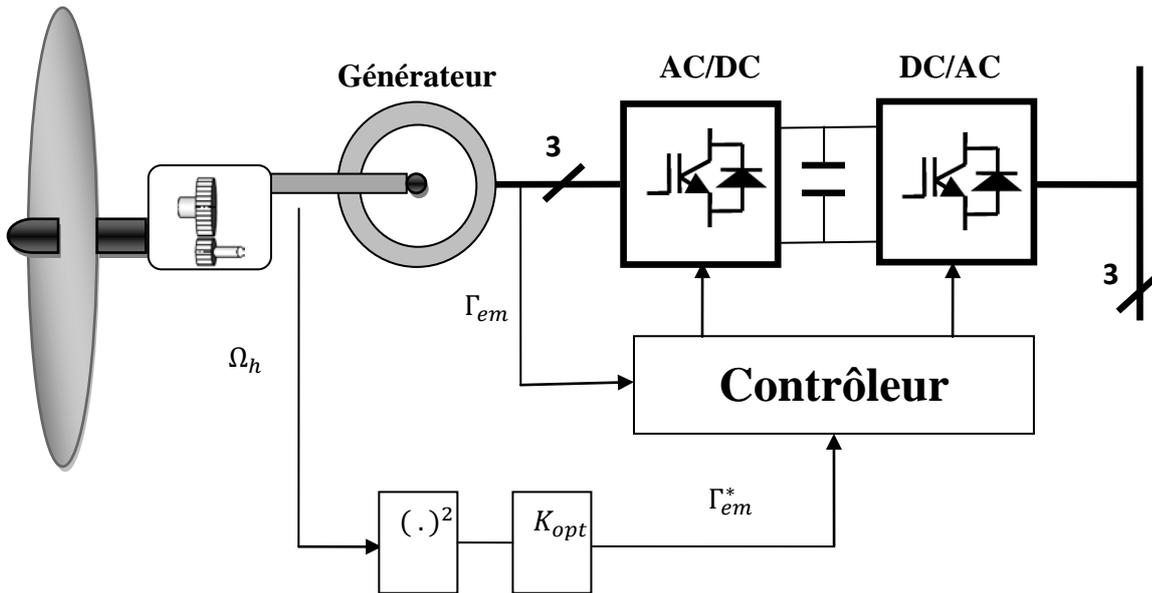


Fig. 3.4 – MPPT avec un couple optimal (Optimal torque control - OTC)

3.4 Objectifs de commande pour MPPT du système de conversion d'énergie éolienne

Le couple de référence issu du bloc optimisation doit répondre à deux problématiques : la maximisation de la puissance et la gestion des zones de fonctionnement de l'éolienne [92]. Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible présente un maximum défini par la limite de Betz. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent. La Figure.3.5 illustre un exemple de courbes de puissance d'une éolienne.

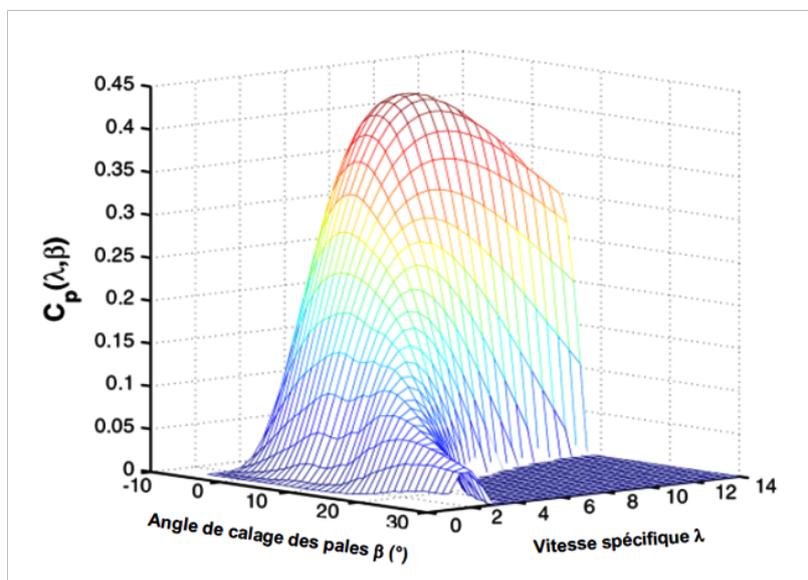


Fig. 3.5 – Coefficient de puissance.

D'autant plus, que pour extraire de manière efficace la puissance du vent, tout en maintenant en sécurité le régime, l'éolienne doit être exploitée selon les 3 zones, qui relient la vitesse du vent, la vitesse maximale du rotor admissible, et la puissance désirée (Fig. 3.6). Dans la zone I, l'éolienne est arrêtée car le vent n'est pas assez fort pour que la production d'énergie soit rentable vis-à-vis de l'énergie de fonctionnement. Dans la zone II, l'aérogénérateur fonctionne en charge partielle. Ici l'objectif est d'optimiser le rendement énergétique. Ainsi, la vitesse de rotation évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à se maintenir au point de fonctionnement à rendement aérodynamique maximal. Le but étant que le coefficient de puissance soit toujours optimum. La zone III (vent fort) correspond au fonctionnement à pleine charge. Il faut limiter la puissance afin de ne pas détériorer le système [93].

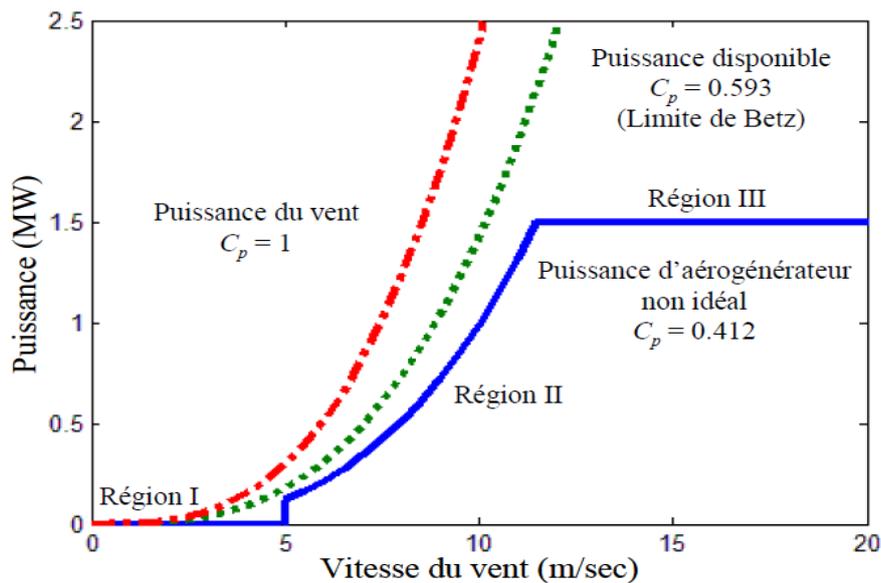


Fig. 3.6 – Puissance de vent.

Dans le domaine de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable, on distingue deux régions: en dessous et au dessus de la vitesse nominale du vent. Il est alors important d'étudier le rôle et les effets du système de commande en fonctionnement à charge partielle, c'est à dire en dessous de la puissance nominale. Dans cette zone de fonctionnement, la commande a pour principaux objectifs de maximiser l'énergie capturée du vent et de minimiser les efforts subis par le dispositif d'entraînement. Comme mentionné dans le chapitre précédent, le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ est une fonction non linéaire de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage β . Cette fonction possède un seul maximum $C_{p-opt} = C_p(\lambda_{opt}, \beta_{opt})$ (Figure.3.5). Le rotor fournit donc une puissance aérodynamique maximale uniquement à la vitesse spécifique λ_{opt} [93].

Pour maximiser la capture de l'énergie du vent, ces deux variables doivent être maintenues à leurs valeurs optimales afin d'assurer la valeur maximale de C_p . On fixe donc l'angle de calage à sa

valeur optimale. La vitesse spécifique définie par $\lambda = (\Omega_l R)/v$ dépend à la fois de la vitesse du vent v et de la vitesse de l'aéro-turbine Ω_l . Comme la vitesse du vent est une entrée non commandable, Ω_l doit varier constamment pour suivre les fluctuations de v afin de maintenir le rapport $\lambda = (\Omega_l R)/v$ à sa valeur optimale λ_{opt} .

3.5 Contrôleur PI

Le régulateur Proportionnel Intégral (PI), utilisé pour commander la GACE en fonctionnement génératrice, est simple et rapide à mettre en œuvre tout en offrant des performances acceptables. C'est pour cela qu'il a retenu notre attention pour une étude globale de système de génération éolien.

3.5.1 Formulation du problème

Le contrôle classique PI (proportionnel intégral) est largement utilisé dans les applications industrielles, en raison de sa popularité à certaines fonctionnalités clés [94]. Sa procédure de conception est assez simple, nécessitant peu d'informations de retour d'état et donnant lieu à des solutions faciles à mettre en œuvre, avec des propriétés de robustesse intrinsèque et qui peuvent être utilisées sur la plupart des systèmes ayant des modèles simples, en conjonction avec d'autres techniques de contrôle et de modélisation telles que la linéarisation, la planification des gains, etc.

Comme indiqué précédemment, pour les turbines à l'angle de calage fixe fonctionnant en charge partielle, la capture d'énergie maximale disponible dans le vent peut être réalisée si le rotor de turbine fonctionne sur le régime optimal (RO). De façon équivalente, la vitesse spécifique doit être fait pour égaler la valeur optimale. Ce régime peut être obtenu par le suivi de certaines variables cibles: la vitesse de rotation optimale, en fonction proportionnellement à la vitesse du vent, ou la puissance optimale du rotor, qui dépend proportionnellement sur le cube de la vitesse de rotation (Equations (3.3) et (3.6)). Suivant la même idée, on peut imposer le couple de vent proportionnellement à la vitesse de rotation au carré

$$T_{wt} = T_{wt}^* = K \cdot \Omega_l^2 \quad (3.8)$$

Avec K défini par la relation (3.7).

L'utilisation du contrôleur peut être facilement étendue dans la région à pleine charge en imposant une valeur de couple constante comme référence. Certains travaux pour le contrôleur PI commandant le couple du générateur sont donnés dans [95,96]. On peut envisager trois types de boucles de contrôle pour le suivi de régime optimal, comme suit:

En fonction de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation mesurée et d'une boucle de contrôle du couple, une boucle de la vitesse spécifique peut être construite. Le contrôleur PI réduit la

différence entre la référence et la vitesse de rotation mesurée et impose la référence de couple du générateur. On peut s'attendre à de grandes variations de couple, car la demande de couple varie rapidement dans cette configuration.

Basé uniquement sur la boucle de retour de vitesse de rotation, une boucle de contrôle de couple peut être construite en utilisant l'expression référence (3.8) (voir également la Figure.3.7), Ce qu'on appelle souvent la loi $K \cdot \Omega^2$ [97,98]. Pour la machine à induction, la commande PI du couple du générateur se trouve dans le schéma de contrôle vectoriel (voir la Figure .3.8). Si un GSAP est considéré, le couple est contrôlé directement en manipulant le courant dans le bus continu. L'avantage de cette structure de contrôle est la conformité mécanique accrue du système.

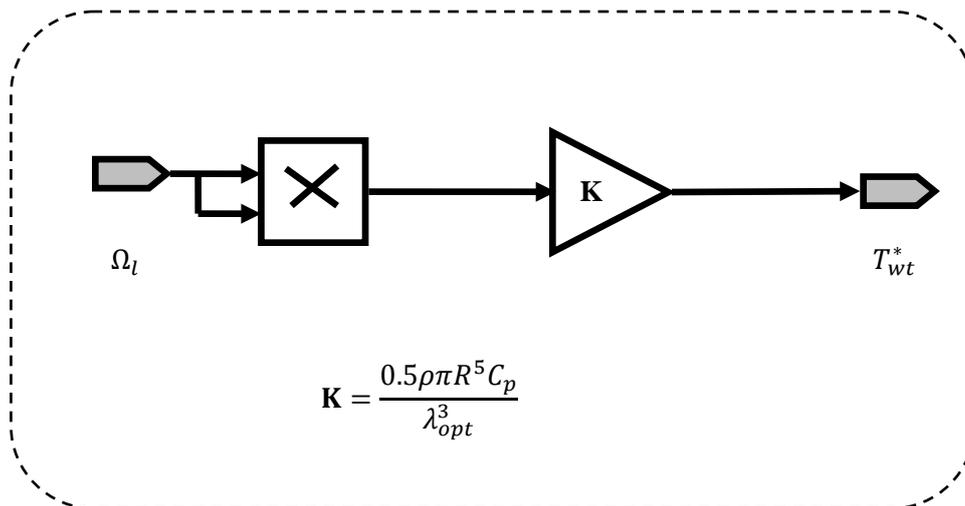


Fig. 3.7 – Contrôleur du point de fonctionnement optimal.

Une boucle de puissance active peut également être construite en utilisant la vitesse de rotation mesurée, la puissance active et la boucle de contrôle du couple. La référence de puissance résulte de l'équation (3.6) et la sortie du contrôleur représente la demande de couple. En mettant à zéro l'erreur de puissance, le point de fonctionnement passe au point de puissance maximale [96,59].

3.5.2 Conception de contrôleur

Cette section vise à donner des indications sur la conception du contrôle classique PI de l'éolienne dans la région de charge partielle pour les trois cas susmentionnés.

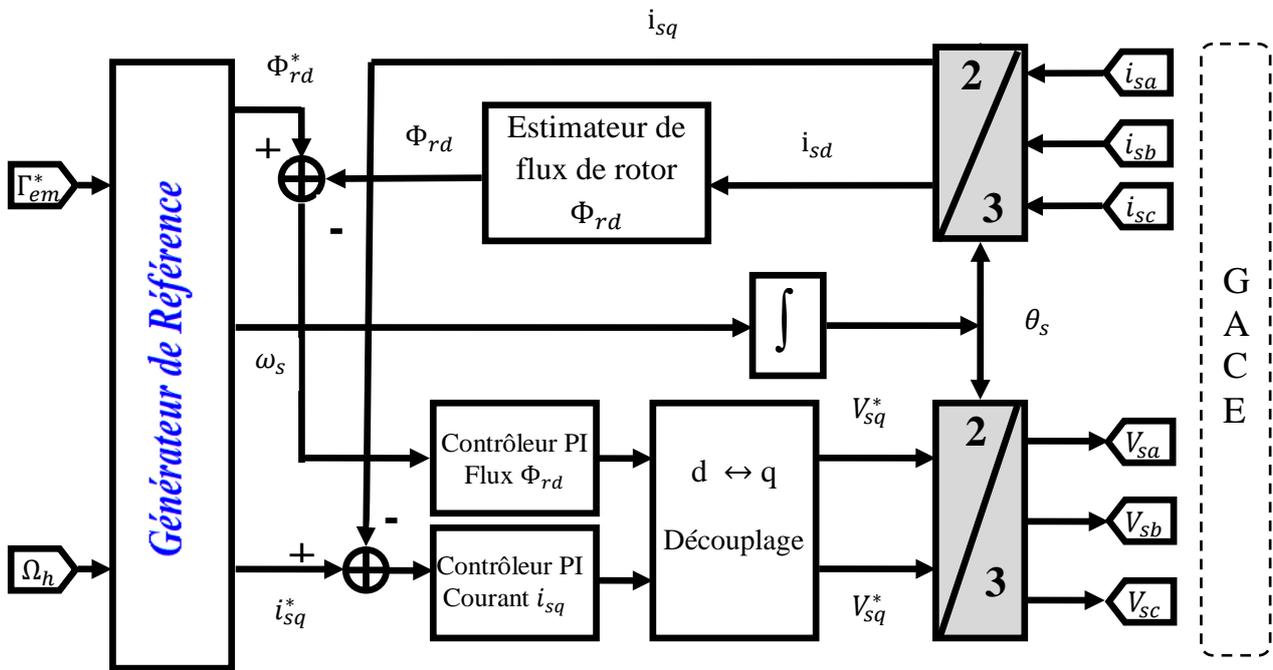


Fig. 3.8 – Contrôle vectoriel du GACE (indirect).

- *Boucle de couple*

La structure de contrôle est formée par la référence de générateur dans la Figure.3.7 et le schéma de contrôle vectoriel de la Figure.3.8. La référence de couple est donnée par la relation ci-dessous:

$$\Gamma_{em}^* = \frac{K}{G} \cdot \left(\frac{\Omega_h}{G}\right)^2 \cdot \eta \quad (3.9)$$

Où K est donné par l'équation (3.7) et η indique ici l'efficacité totale de la puissance électrique.

Comme la vitesse du rotor varie assez lentement, aucune condition particulière n'est requise pour le réglage du régulateur PI de couple. On s'attend à des variations de couple à basse fréquence et d'amplitude correspondant aux variations de vitesse du vent et donc à un mauvais suivi de régime optimal.

- *Boucle de vitesse*

La conception du contrôleur est basée sur le modèle linéaire du SCEE (Equation (2.74)), où le point d'équilibre (linéarisation) correspond à l'efficacité énergétique maximale pour la vitesse du vent au milieu de sa plage de variation (environ 7 m/s).

La structure en boucle fermée simplifiée est illustrée à la figure.3.9, où le modèle du SCEE est essentiellement celui donné par l'équation (2.74), ayant comme constante de temps principale $T_{pt} = 1/K_2$ et comme gain $K_{pt} = K_1/K_2$.

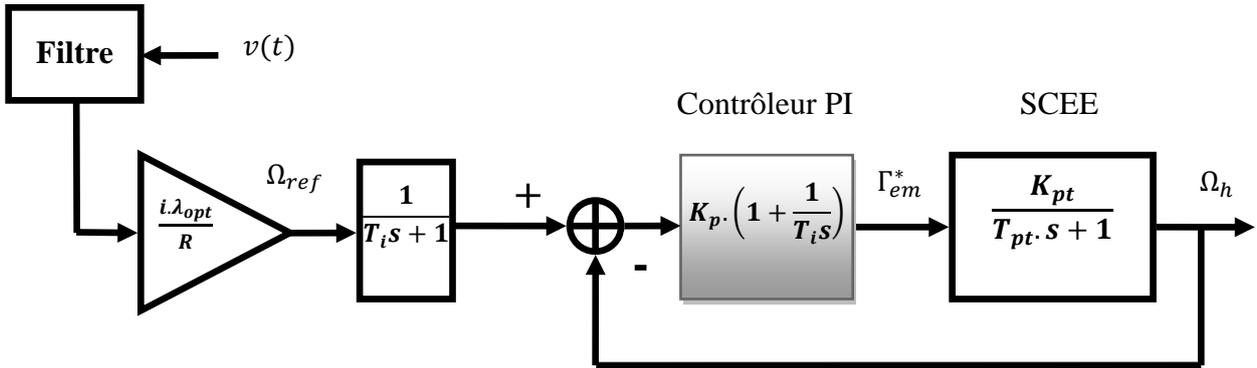


Fig. 3.9– Structure de contrôleur PI : Cas de boucle de vitesse.

Le réglage PI suit la procédure de placement des pôles [94]. Le système en boucle fermée avec régulateur PI présentera une dynamique deux pôles-un- zéro. La dynamique de deuxième ordre est imposée en choisissant la fréquence propre ω_n , et le facteur d'amortissement, ξ qui donne en outre les paramètres du contrôleur:

$$\begin{cases} T_i = \frac{2\xi}{\omega_n} - \frac{1}{\omega_n^2 \cdot T_{pt}} \\ K_p = \frac{T_i \cdot T_{pt}}{K_{pt}} \cdot \omega_n^2 \end{cases} \quad (3.10)$$

Un K_p élevé assurera ainsi une meilleure performance de suivi; cependant, il faut tenir compte des limitations de l'effort de contrôle (couple), donc les valeurs de K_p doivent aussi être limitées. L'effet zéro, qui consiste à augmenter le dépassement, est compensé par le filtrage de premier ordre du signal de référence (Fig.3.9).

Bien que l'erreur de vitesse en régime permanent soit nulle, il y aura toujours des erreurs dynamiques non nulles dues au suivi du signal de référence significativement variable Ω_{ref} . Il faut noter que les performances imposées en boucle fermée sont garanties pour le point de fonctionnement choisi. En ce qui concerne la section 2.7.1, le gain et la constante de temps du système autour d'un certain point de fonctionnement en régime permanent dépendent de ce point de fonctionnement (par la vitesse du vent et la vitesse de rotation). En conclusion, les performances dynamiques du système de suivi varient également selon le point de fonctionnement.

▪ *Boucle de puissance*

L'entrée du système est le couple électromagnétique, sa sortie étant la puissance du générateur P_m . La conception du contrôleur est basée sur le paramétrage de la réponse du système aux changements indicielle du couple du générateur pour une vitesse de vent donnée (Fig.3.10a). Dans un premier temps, l'étape de couple négatif entraîne un changement de puissance par paliers, la vitesse de rotation étant la vitesse initiale. Ensuite, la différence entre le couple de vent et le couple électromagnétique augmente la vitesse de rotation, de sorte que la puissance augmente en fonction de la dynamique de vitesse jusqu'à ce qu'elle atteigne la nouvelle valeur de régime permanent. On peut noter que la dynamique du système dans le cas de la boucle de régulation de puissance diffère sensiblement de celle correspondant au cas de boucle de régulation de vitesse (voir Fig.3.9).

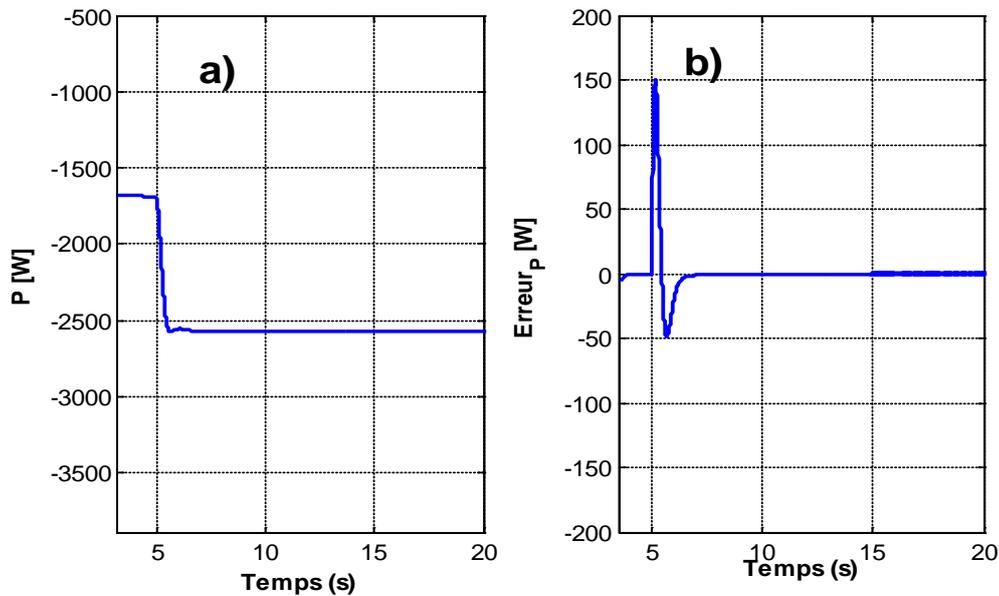


Fig. 3.10– a) Réponse indicielle de SCEE . b) L'erreur de suivi de puissance sous les changements de la vitesse du vent

On peut en déduire que le comportement dynamique est assez bien capturé par une fonction de transfert bipolaire-un-zéro, comme suit:

$$H_{pt}(s) = \frac{K_{pt} \cdot (T_z s + 1)}{(T_\Sigma s + 1) \cdot (T_{pt} s + 1)} \quad (3.11)$$

Avec T_{pt} et T_Σ étant la constante de temps principale et la constante de temps parasite respectivement. La structure en boucle fermée est illustrée à la Fig.3.11.

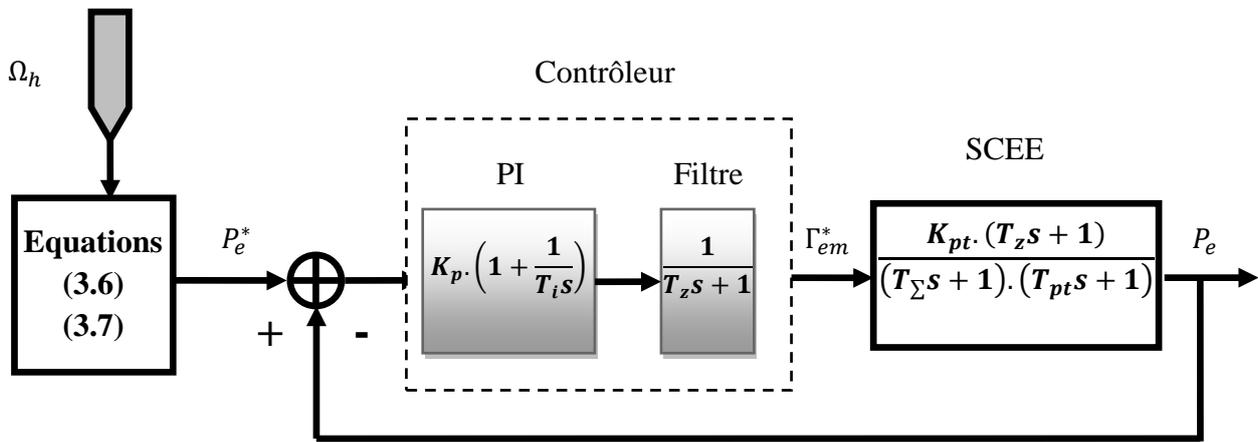


Fig. 3.11– Structure de contrôleur PI : Cas de boucle de puissance.

Le contrôleur résulte selon la procédure suivante. La constante de temps principale est compensée en prenant $T_i = T_{pt}$, alors que le système est compensé par un filtre de premier ordre ayant T_z comme constante de temps, intégré dans le contrôleur.

Par conséquent, dans ce cas, le contrôleur va exercer une action PI filtrée, de sorte que le système en boucle fermée aura une dynamique de second ordre. Ensuite, on impose de façon appropriée cette dynamique, T_{loop} , et calcule le gain du contrôleur:

$$K_p = \frac{T_{pt} \cdot T_\Sigma}{K_{pt} \cdot T_{loop}^2} \quad (3.12)$$

Des valeurs élevées de K_p assurant de bonnes performances de poursuite doivent être néanmoins maintenues sous une certaine limite pour des raisons de fiabilité. Pour des valeurs élevées raisonnables de K_p , on peut obtenir une réponse d'erreur de puissance à des changements de la vitesse du vent, comme indiqué à la Fig.3.10.b.

Comme dans le cas précédent, les performances imposées en boucle fermée sont garanties pour le point de fonctionnement choisi. Comme les paramètres de système varient, les performances dynamiques en boucle fermée devraient changer avec le point de fonctionnement.

3.5.3 Résultats de simulation

- *Contrôleur PI de vitesse : Cas d'un SCEE de 2MW*

Afin d'illustrer la conception du contrôleur PI de vitesse. Un SCEE de grande puissance et à vitesse variable - avec les caractéristiques indiquées dans le Tableau B.2 de l'annexe B a été utilisé.

Les paramètres du système ont été identifiés en fonction de la réponse indicielle de Γ_{em} à Ω_h pour un échelon de vent de 8 m/s ; ainsi, le gain est $K_{pt} = 0.012$ et la constante de temps est $T_{pt} = 10.5$ s .

Une plus petite constante de temps pour le système en boucle fermée a été imposée, à savoir $0.24.T_{pt}$, ce qui donne $\omega_n = 0.4 \text{ rad/s}$. Si le facteur d'amortissement est choisi comme $\xi = 0.7$, les paramètres du régulateur sont liés à l'équation (3.10) : $T_i = 3 \text{ s}$ et $K_p = 412$, ce contrôleur sera appelé plus tard C_1 . La Fig.3.12.a) présente l'évolution de l'erreur de vitesse du générateur correspondant en réponse à un changement progressif de la vitesse du vent (de 7 m/s à 8 m/s), tandis que le rendement aérodynamique évolue comme le montre la Fig. 3.12.b).

Le comportement du système en boucle fermée a été simulé sous un profil de vent réel, pour une séquence de vent ayant une vitesse moyenne d'environ 7.5 m/s et une intensité de turbulence moyenne de $I_t = 0.15$, obtenue en utilisant le spectre de Von Karman. La Figure. 3.13 présente les performances du système en boucle fermée dans le suivi de caractéristique des régimes optimaux (CRO) (Figure.3.13.a) et la différence correspondante par rapport à la vitesse de rotation optimale (Figure. 3.13.b).

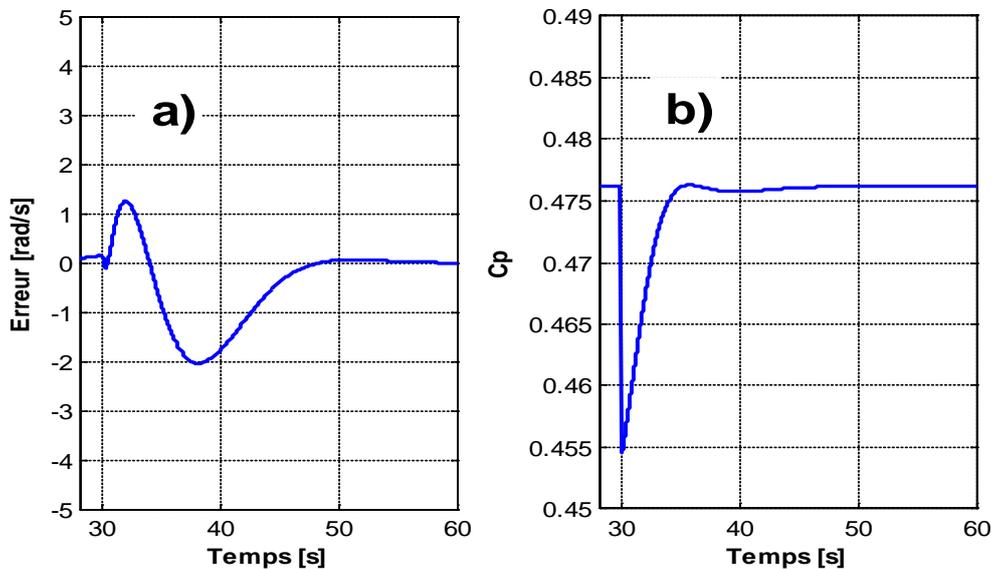


Fig. 3.12– Réponse du système en boucle fermée pour un échelon de vent de 7 m/s à 8 m/s: **a)** une erreur de suivi de vitesse. **b)** variation de C_p

La Figure.3.14 montre l'évolution des performances et de l'effort de commande lorsque les paramètres de contrôleur passent de ceux correspondant à C_1 à un autre contrôleur, noté C_2 : $T_i = 1.88\text{s}$ et $K_p = 733$. Ce dernier a été obtenu pour $\omega_n = 0.66 \text{ rad/s}$ et $\xi = 0.7$ en utilisant le même calcul. On peut noter qu'un effort de contrôle plus important (Figure.3.14) ne produit pas d'amélioration significative des performances de contrôle (Figure.3.15).

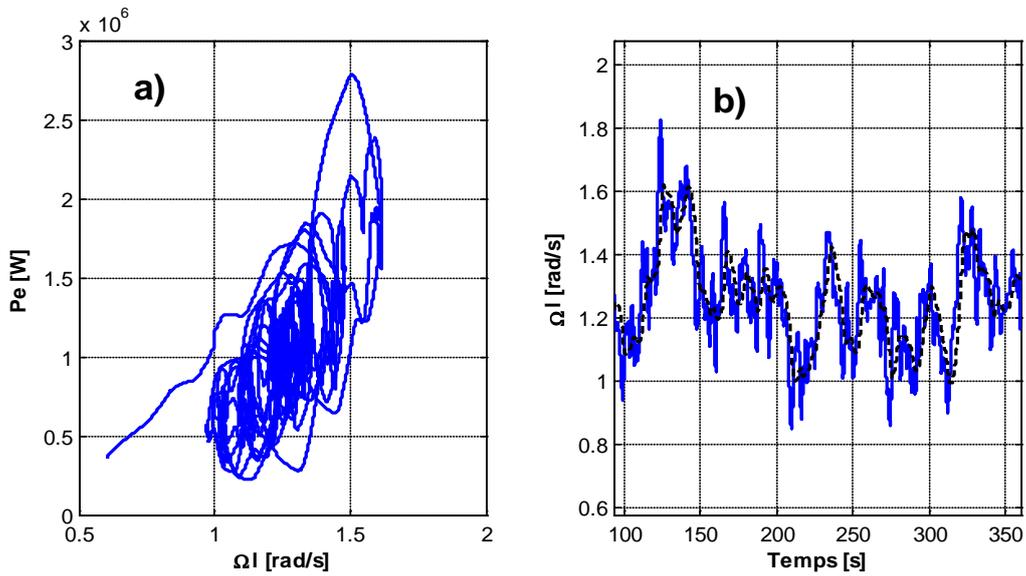


Fig. 3.13– Performance de contrôleur PI de vitesse : **a)** Suivi de la CRO; **b)** Suivi de la référence de vitesse optimale (référence : ligne pointillée, vitesse actuelle : ligne continue)

Si l'on impose une fréquence propre très élevée par rapport à la dynamique de système, les variations de puissance deviennent inacceptables; de plus, le couple électromagnétique peut prendre des valeurs positives, conduisant ainsi à des régimes anormaux de la génératrice électrique.

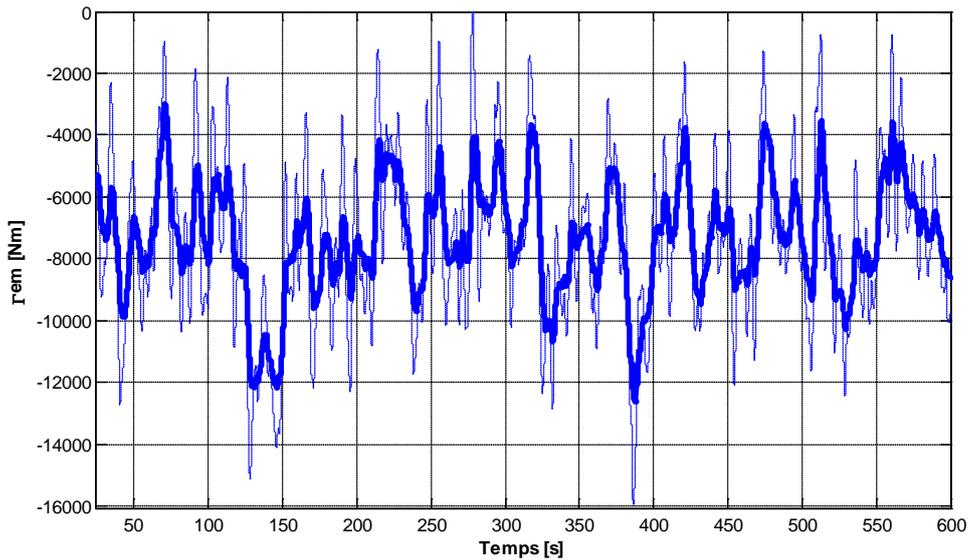


Fig. 3.14– Comparaison entre deux couple électromagnétique: C_1 - ligne pointillée, C_2 - ligne continue

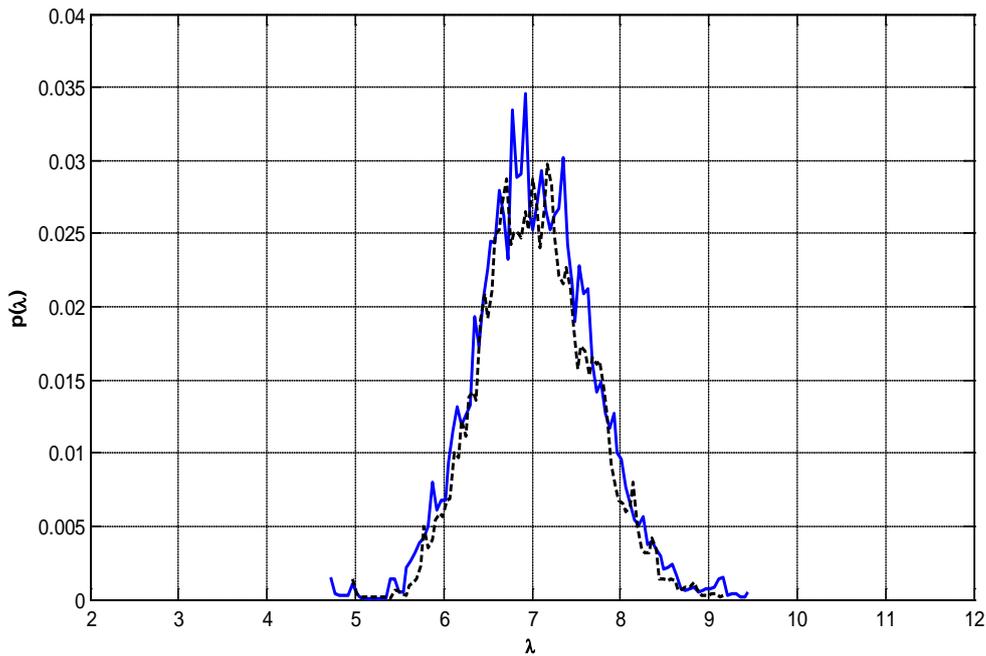


Fig. 3.15– Performance de contrôleur PI de vitesse: C_1 - ligne pointillée, C_2 - ligne continue.

- *Contrôleur PI de puissance : Cas d'un SCEE de 6KW*

Afin d'illustrer la conception du contrôleur PI de puissance, un SCEE à vitesse variable de faible puissance a été utilisé comme avec les caractéristiques données dans le Tableau B.1 de l'annexe B.

Les paramètres du système ont été identifiés en fonction de la réponse indicielle (voir Figure.3.10). L'ensemble de paramètres suivant a été obtenu: $K_{pt} = 35$, $T_{pt} = 0.36 \text{ s}$, $T_{\Sigma} = 0.01 \text{ s}$, $T_{pt} = 1.42 \text{ s}$. En imposant $T_{loop} = 0.1 * T_{pt}$ conduit à $K_p = 0.1$, selon l'équation (3.12). Pour ce K_p , l'évolution de l'erreur de puissance pour un échelon de vent (de 7 m/s à 8 m/s) ressemble à la Figure.3.10.b. K_p varie entre 0.05 et 5, étant limité par un comportement instable pour les petites valeurs et par l'amplitude de l'effort de contrôle pour les valeurs élevées. La réponse en boucle fermée peut présenter des oscillations pour des valeurs plus élevées de K_p .

Le comportement du système en boucle fermée a été également simulé dans la même séquence de vitesse du vent que dans l'étude de cas précédente. Les Figures.3.15, 3.17 et 3.18 contiennent les principaux résultats de simulation montrant les performances de la loi de commande.

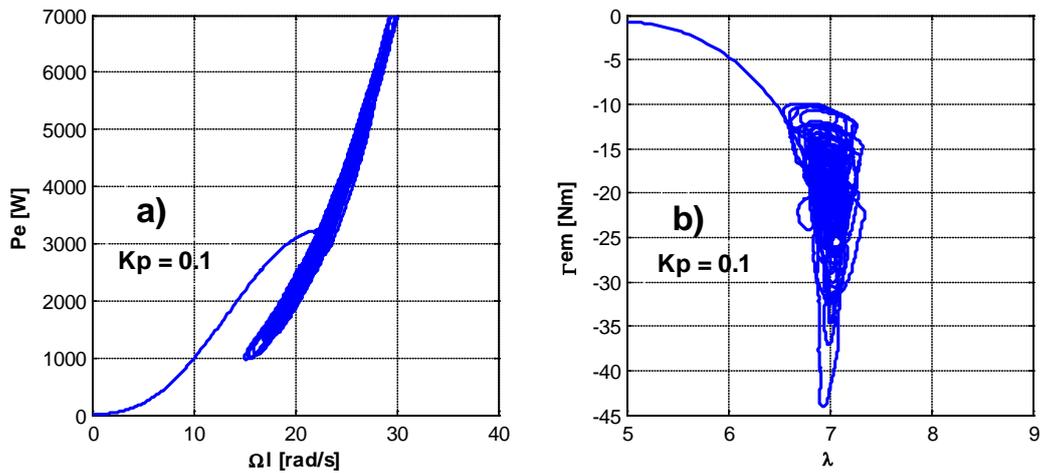


Fig. 3.16– Performance de contrôleur PI : Cas de la boucle de puissance

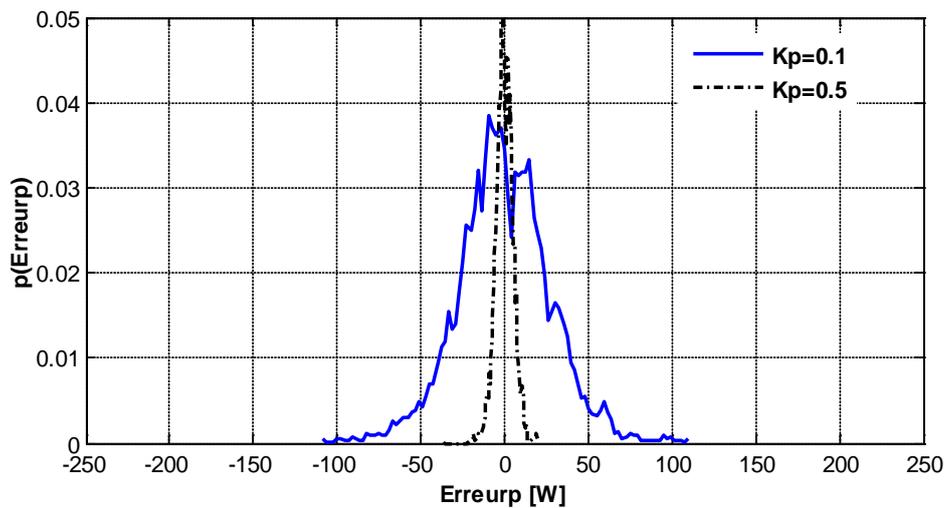


Fig. 3.17– Performance de contrôleur PI de puissance: Erreur de puissance.

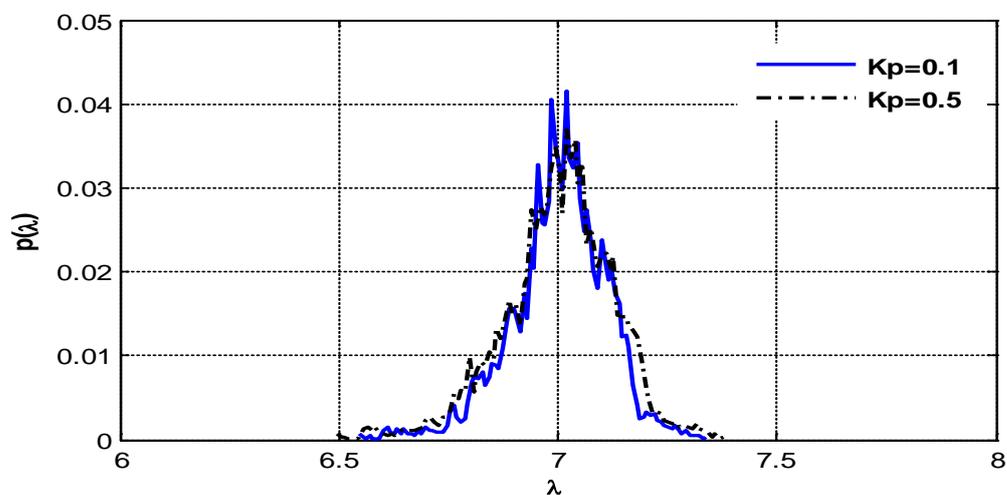


Fig. 3.18– Performance de contrôleur PI de puissance: la vitesse spécifique.

La variance du point de fonctionnement autour de la CRO est satisfaisante (voir la Figure.3.16.a). La boucle fermée fonctionne mieux dans les forts vents que dans les faibles, comme le montre la Figure.3.16.b. La qualité du suivi de puissance augmente lorsque la valeur K_p augmente, comme indiqué sur la Figure.3.17. Cependant, même si l'erreur de puissance diminue en augmentant K_p , la performance à assurer $\lambda_{opt} = 7$ n'augmente pas en conséquence (Figure.3.18). En effet, l'optimisation est réalisée indirectement, en mesurant la vitesse de rotation et en suivant la puissance active correspondante. On peut conclure que le choix de K_p n'est pas critique en effet, des valeurs élevées induiront éventuellement une contrainte mécanique supplémentaire sans pour autant améliorer considérablement l'efficacité aérodynamique.

3.6 Contrôleur On-Off

Le contrôle On-Off est une méthode de contrôle robuste visant à maximiser la puissance captée par le SCEE à base de GACE connectés au réseau. Cette méthode superpose le suivi de la valeur de couple optimale.

3.6.1 Conception du contrôleur

Cette approche suppose que le SCEE réagit suffisamment vite à la variation de basse fréquence de la vitesse du vent; cela se produit réellement dans le cas du SCEE à faible puissance. Ainsi, pour assurer la conversion optimale de l'énergie, il suffit d'alimenter le générateur avec la valeur de contrôle du couple correspondant au point de fonctionnement en régime permanent. A cette fin, une structure basée sur le contrôleur On-Off peut être utilisée pour mettre à zéro la différence $(t) = \lambda_{opt} - \bar{\lambda}(t)$, où $\bar{\lambda}(t)$ est donné par la composante basse fréquence de la vitesse du vent v_s :

$$\bar{\lambda}(t) = \frac{R \cdot \Omega_l}{v_s} \quad (3.13)$$

Le choix d'une telle structure (Figure.3.19) se justifie par sa robustesse aux incertitudes paramétriques inhérentes à tout SCEE [99,100].

La loi de commande associée au diagramme de la Figure.3.19 fournit la référence de couple en régime permanent, Γ_{em}^* , qui a deux composantes:

$$\Gamma_{em}^* = u^{eq} + u^n \quad (3.14)$$

Où la commande équivalente, u^{eq} est une composante correspondant au point de fonctionnement optimal (à λ_{opt}), et dépend proportionnellement de la vitesse du vent à basse fréquence au carré, v_s^2 :

$$u^{eq} = 0.5 \cdot \pi \cdot \rho \cdot R^3 \cdot v_s^2 \cdot \frac{c_p(\lambda_{opt})}{G \cdot \lambda_{opt}} = C \cdot v_s^2 \quad (3.15)$$

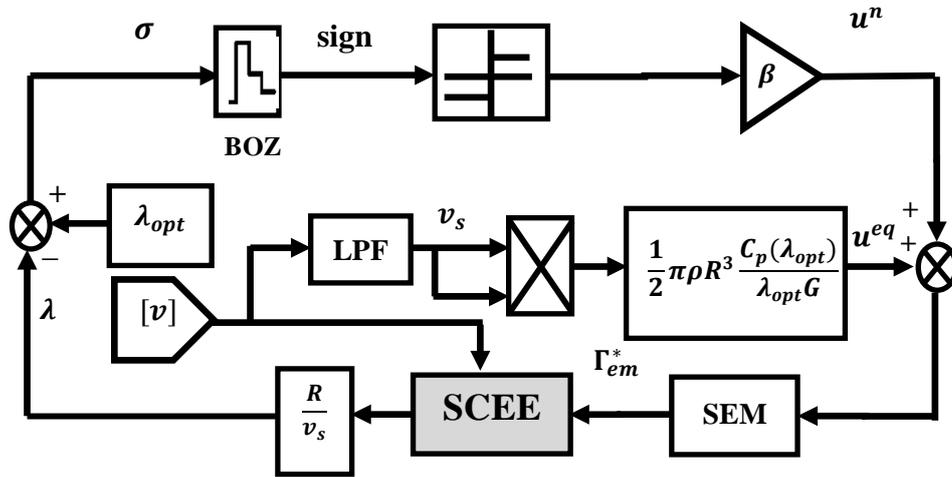


Fig. 3.19– Schéma fonctionnel de la boucle d'optimisation de l'efficacité énergétique basée sur le contrôleur On-Off.

Comme il est imposé que la boucle de contrôle opère en auto-oscillations, u^n est une composante alternative à haute fréquence, qui bascule entre deux valeurs, $+\beta$ et $-\beta$ avec $\beta > 0$:

$$u^n = \beta \cdot \text{sign}(\sigma(t)) \quad (3.16)$$

La composante u^{eq} doit conduire le système au point de fonctionnement optimal, alors que u^n a pour rôle de stabiliser le comportement du système autour de ce point, une fois atteint. L'entrée de commande présente dans ce cas un large spectre, de sorte que la constante de temps T_G du sous-système électromagnétique (SEM) ne peut plus être négligée. Le bloqueur d'ordre zéro (BOZ sur la Figure.3.18) a été introduit pour limiter la fréquence de commutation de la boucle. Si cette fréquence est trop grande, la dynamique SEM est trop rapide, de sorte que la boucle de contrôle devient inefficace. De plus, BOZ augmente l'ordre du système, ce qui permet au système d'être stabilisé par auto-oscillation [99].

3.6.2 Robustesse aux incertitudes paramétriques

À partir de l'équation (3.15), on peut déduire que, pour une v_s donnée, la commande équivalente est rapportée à la vitesse sur l'arbre rapide :

$$u^{eq} = \frac{\Gamma_{wt}(\Omega_{lopt}, v_s)}{G} = \Gamma_{wt}/G \quad (3.17)$$

Où $\Omega_{lopt} = \frac{\lambda_{opt} \cdot v_s}{R}$. Dans la plupart des cas, λ_{opt} est connue avec une précision suffisante, mais lorsqu'elle est utilisée pour le calcul de la valeur optimale du couple de vent, $\Gamma_{wt opt}$, il est affecté par des incertitudes. Soit u^{eqc} la valeur calculée de la commande équivalente et $u^{eqnec} \equiv u^{eqopt}$ soit sa valeur nécessaire, donnée par la valeur réelle de $\Gamma_{wt opt}$.

Une condition nécessaire pour les auto-oscillations, comme celles de la Figure.3.20, est que la différence $\sigma = \lambda_{opt} - \bar{\lambda}$ change de signe en raison de l'application de la commande de commutation u^n . Si $u^{eq} = u^{eqnec}$, alors σ et u^n changent leurs signes pour tout β (équation (3.16)). Lorsque u^{eq} diffère significativement de la valeur nécessaire u^{eqnec} , il y a des valeurs de coefficient β pour lesquelles σ ne change jamais de signe.

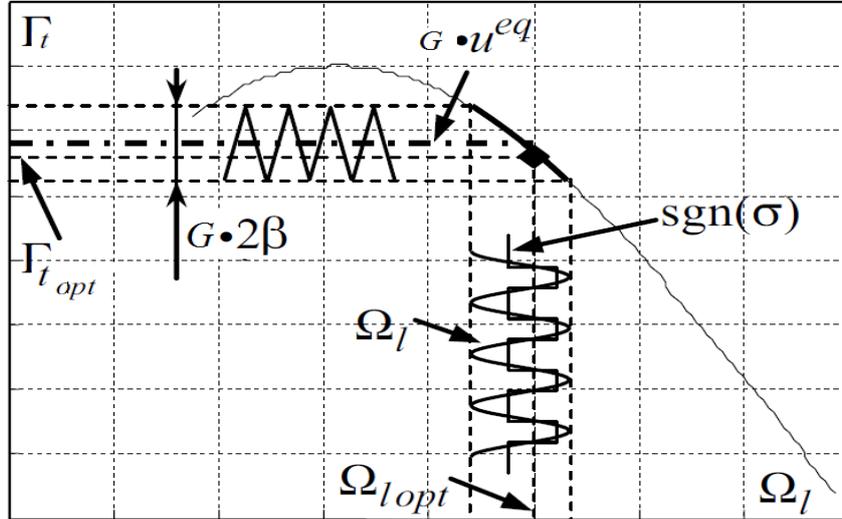


Fig. 3.20– Auto-oscillations autour d'un point de fonctionnement permanent.

Soit $\Delta u^{eq} = u^{eqnec} - u^{eqc}$. Idéalement, cette différence est suffisamment petite (les paramètres de la loi de commande sont suffisamment précis) pour que σ change de signe pour une valeur suffisamment petite de β .

L'objectif de contrôle peut être atteint en augmentant β , au prix d'une contrainte mécanique plus forte.

Afin d'atténuer les variations de couple induites par l'entrée de commande alternative, une loi de commande modifiée est proposée, basée également sur l'équation (3.16) [100]. Un contrôleur assurant la robustesse aux incertitudes paramétriques est ainsi obtenu, ce qui peut également limiter les variations de couple dues à la composante de commande commutée. Le schéma fonctionnel du contrôleur amélioré est présenté à la Figure.3.21.

La loi de contrôle modifiée, u^{mdf} , contient une composante basse fréquence supplémentaire, notée u^{nf} , obtenue en filtrant la composante alternative, u^n (Figure.3.21):

$$u^{mdf} = u^{eq} + u^n + u^{nf} \quad (3.18)$$

Qui est donc proportionnelle à la valeur moyenne de u^n . Cette composante qui vise à réduire à zéro la différence Δu^{eq} . La constante de temps de filtrage T_f , résulte en imposant une ondulation maximale admissible pour u^{nf} ; en ce qui concerne le gain K_f , une valeur suffisante peut être

$K_f = \Delta u^{eqmax} \cdot \omega_0 T / \beta$, où Δu^{eqmax} représente la valeur maximale attendue de la différence Δu^{eq} et ω_0 représente la fréquence de coupure.

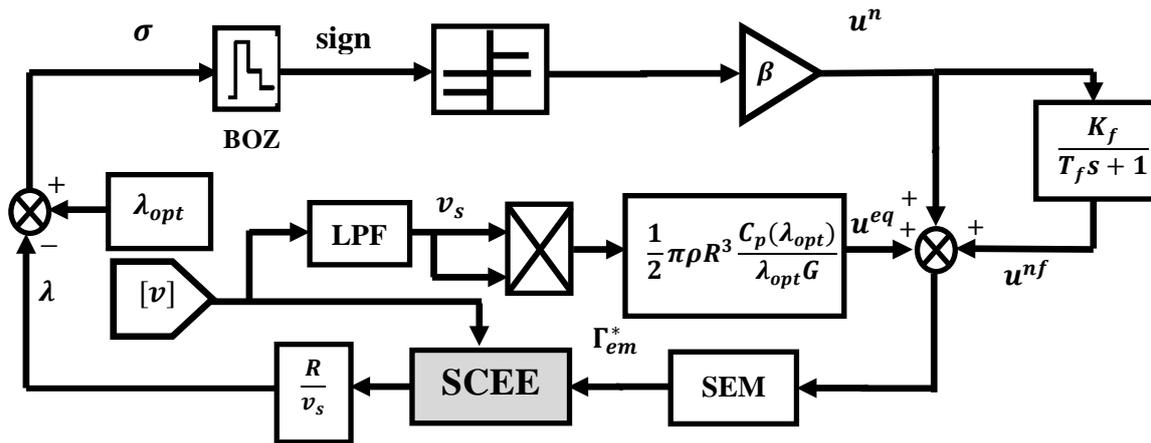


Fig. 3.21– Optimisation énergétique par le contrôleur On-Off modifié.

3.7 Contrôleur On-Off flou

Il existe des différentes méthodes pour réduire les variations de couple induites par de commande de commutation u^n qui consiste à remplacer la fonction du signe par une approximation continue dans la différence σ (fonction de saturation ou fonction sigmoïde) [101,102]. Mais cette solution est seulement un cas particulier du contrôleur On-Off flou, d'où la nécessité d'utiliser un contrôleur qui combine la théorie de la logique floue et le contrôle On-Off pour obtenir un contrôle robuste.

Les performances d'amélioration du contrôleur On-Off standard pour tout profil de vitesse du vent présentent la principale contribution de cette section. Cet objectif a été atteint par le contrôleur On-Off flou proposé, qui assure un couple électromagnétique de référence optimal. La stratégie de contrôle proposée est représentée sur la Fig.3.22.

Sachant que, si le flux du rotor Φ_r est constant, le couple du générateur Γ_{em} peut être contrôlé par le courant du stator i_{sd} , le flux du rotor Φ_r a seulement une relation avec la composante d'excitation du courant de stator i_{sd} et la direction du courant du stator i_{sd} dans le repère (d) détermine la direction de Φ_r . Sur la Figure.3.22, nous pouvons obtenir le flux rotorique Φ_r et la vitesse angulaire de glissement ω_s par le calcul de la fonction du flux du rotor et la fonction du glissement respectivement. Le courant de référence i_{qs}^* est proportionnel à la référence de couple Γ_{em}^* qui est générée par le contrôleur On-Off flou basé sur le MPPT et varie en fonction des variations de la vitesse du vent. Selon la Fig.3.22, les courants triphasés sont comparés aux courants de référence triphasés appliqués à un contrôleur d'hystérésis pour générer des impulsions afin de commander le convertisseur. Ainsi, le contrôleur On-Off flou a la capacité de générer le couple

électromagnétique en minimisant la valeur de différence obtenue en comparant la vitesse spécifique avec sa valeur optimale [103]. Cette divergence est donnée par σ .

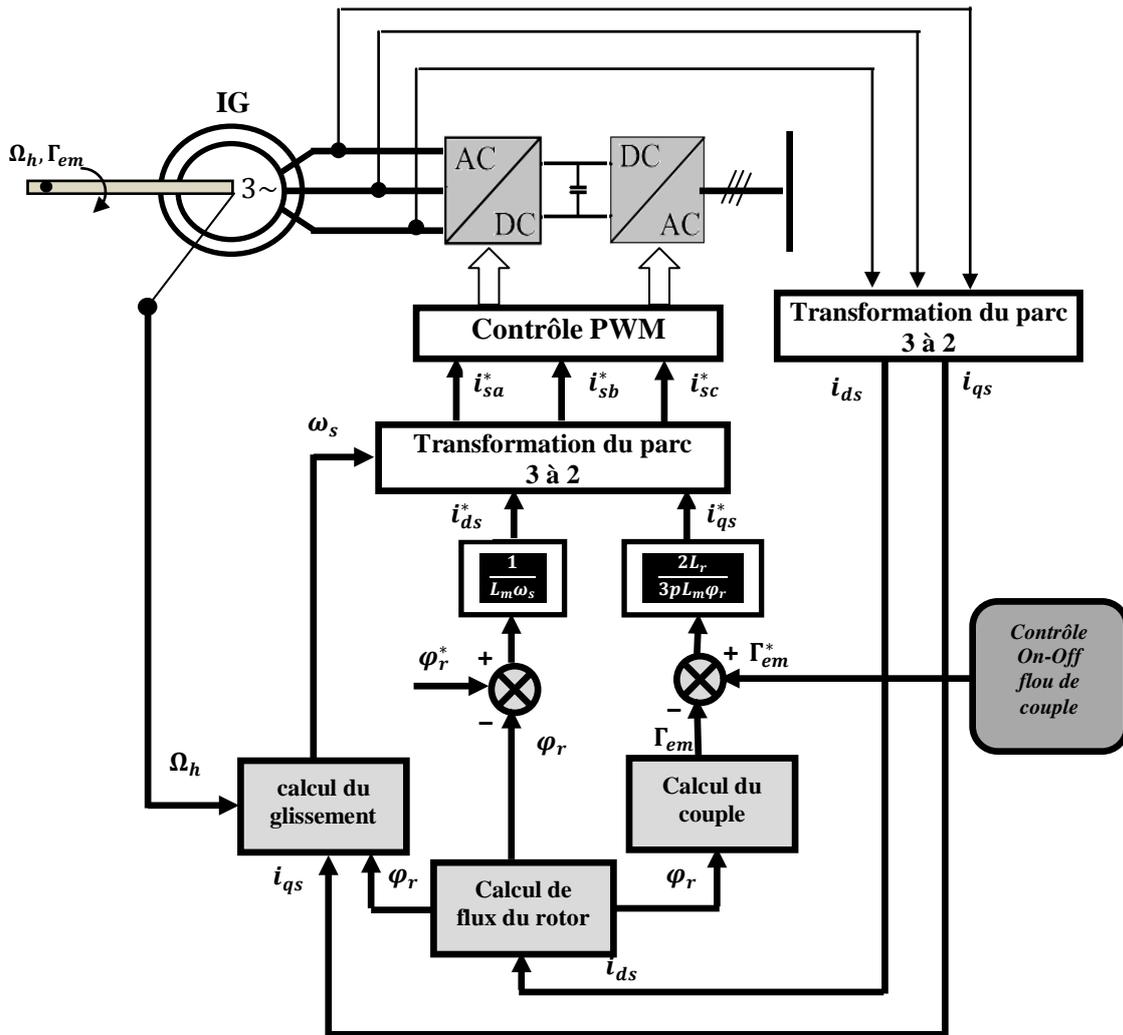


Fig. 3.22– Système de conversion d'énergie basé sur le contrôleur On-Off flux.

Minimiser σ nécessite une loi de contrôle optimale. La loi de commande obtenue par la stratégie de commande On-Off standard a deux composantes de commande, qui sont la composante de commande équivalente, ainsi que l'autre composante à haute fréquence. La loi de contrôle obtenue est exprimée par l'équation (3.14).

La substitution de la composante alternative à haute fréquence par la théorie de la logique floue résout le problème, ce qui donne la nouvelle loi de contrôle suivante :

$$u^{new} = u^{eq} + u^f \tag{3.19}$$

La Figure.3.23 montre le diagramme schématique proposé pour déterminer la loi de commande et le couple électromagnétique de référence optimal Γ_{em}^* . D'après la Figure.3.22, il est facile de voir que le couple électromagnétique de référence Γ_{em}^* , qui est obtenu par le bloc du sous-système électromagnétique (SEM), est assuré par la nouvelle loi de commande proposée u^{new} . La

Figure.3.23 montre également que la composante de basse fréquence v_s est extrait de la vitesse du vent $v(t)$ en utilisant le filtre passe-bas d'ordre élevé (LPF). En outre, deux bloqueurs d'ordre zéro (BOZ) sont introduits avant le système FLC proposé. Limiter la fréquence de commutation de boucle si σ et $\dot{\sigma}$ ont de grands spectres. De sorte que, si cette fréquence est trop grande, le comportement dynamique de SEM devient trop rapide, de sorte que la boucle de contrôle devient inefficace. Les des blocs (BOZ) sont approximés comme filtres passe-bas de premier ordre, chacun étant donné avec la constante de temps $T_{BOZ} = \frac{T_s}{2}$, où T_s donne le temps d'échantillonnage choisi par l'utilisateur [104].

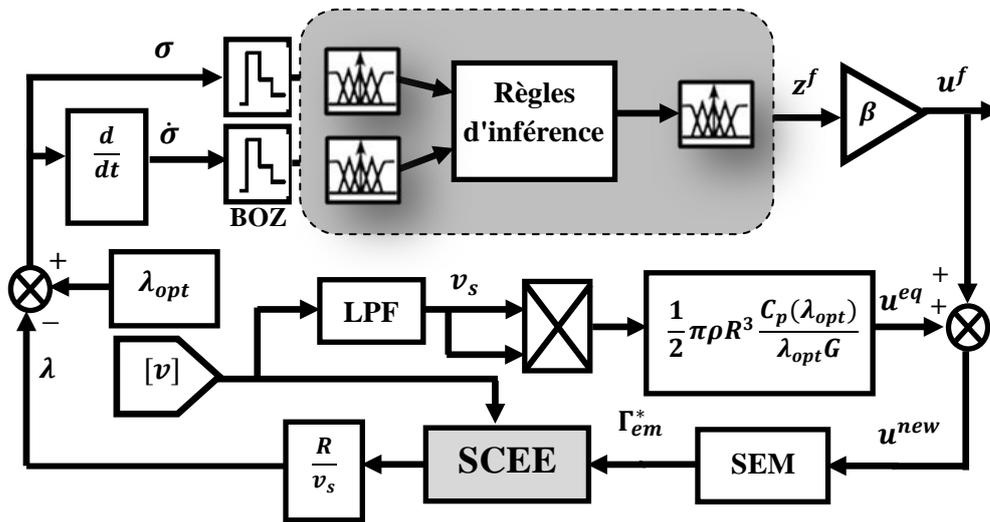


Fig. 3.23– Commande On-Off floue proposée pour MPPT.

Maintenant, comment prévenir la composante de commutation est un aspect important dans la stratégie de contrôle On-Off. Le système flou est la forme particulière de la représentation non linéaire, à partir de laquelle l'entrée du système flou est obtenue par les variables σ et sa dérivé $\dot{\sigma}$, ainsi que la sortie du système flou est donnée par z^f . Par ailleurs, le système d'entrée-sortie flou est lié par la base de règles, qui est généralement obtenue à partir de connaissances d'experts. Il contient une collection d'instructions conditionnelles floues exprimées comme l'ensemble des règles

$R^r: si (x_1 \text{ est } A_1^r) \text{ et } (x_2 \text{ est } A_2^r) \text{ et } \dots (x_n \text{ est } A_n^r) \text{ alors } (z \text{ est } B^r)$, où A^r and B^r sont des ensembles flous avec les fonctions d'appartenance $\mu_{A_i^r}(x_i)$ and $\mu_{B_i^r}(y)$ respectivement. $x(t) = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ sont le vecteur de variables d'entrés, z^f est le variable de sorti, r est le nombre de règles, n est le nombre de variables. Avec un singleton flou, un moteur d'inférence de produit et une défuzzification moyenne pondérée, la sortie du système flou peut s'écrire [105]:

$$z(t) = \frac{\sum_{i=1}^{n_r} \theta^i(t) (\prod_{j=1}^n \mu_{A_j^i}(x_j(t)))}{\sum_{i=1}^{n_r} (\prod_{j=1}^n \mu_{A_j^i}(x_j(t)))} = \theta^T(t) \Psi(x(t)) \quad (3.20)$$

Où n_r est le nombre de règles floues totales, $\theta^i(t)$ est le vecteur des centres des fonctions d'appartenances de z^f et $\Psi = [\Psi^1, \Psi^2, \dots, \Psi^{n_r}]^T$ est un vecteur de base flou, où Ψ^i est défini comme :

$$\Psi^i(x(t)) = \frac{\prod_{j=1}^h \mu_{A_j^i}(x_j(t))}{\sum_{i=1}^{n_r} \left(\prod_{j=1}^h \mu_{A_j^i}(x_j(t)) \right)} \quad (3.21)$$

Dans le Tableau. 3.2, les sous-ensembles flous suivants sont utilisés: GN= grand négative, MN= moyen négative, PN= petit négative. ZR= Zéros, PP= Petit positive, MP=moyen positive, GP= Grand positive . De plus, les règles floues proposées pour la sortie z^f sont énumérées comme

Tableau.3.2. Règles floues.

		z^f						
$\dot{\sigma}$	σ	GN	MN	PN	ZR	PP	MP	GP
GN		GN	GN	GN	GN	MN	PN	ZR
MN		GN	GN	GN	MN	PN	ZR	PP
PN		GN	GN	MN	PN	ZR	PP	MP
ZR		GN	MN	PN	ZR	PP	MP	GP
PP		MN	PN	ZR	PP	MP	GP	GP
MP		PN	ZR	PP	MP	GP	GP	GP
GP		ZR	PP	MP	GP	GP	GP	GP

Les règles floues des variables de sortie sont construites afin de garantir la stabilité du système autour du point de fonctionnement en choisissant une loi de contrôle telle que seulement quand $\dot{\sigma} = 0$. Dans le contrôle on-off flou, une théorie de logique floue est appliquée pour compenser l'incertitude du système et réduire l'effet du commutation. L'idée d'extraire les règles floues est similaire à celle de l'application de la fonction de saturation. La différence est que le gain de contrôle varie tout le temps avec σ du contrôleur on-off. Quand σ est grande négative et que $\dot{\sigma}$ est grande négative, alors z^f est grande négative. En d'autres termes, l'énergie de σ décroît rapidement. Quand σ est grand positive et $\dot{\sigma}$ est grand positive, alors une grande valeur de z^f est permise pour éviter le chattering. Où la loi de contrôle floue désirée est déterminée par:

$$u^f = \beta \cdot z^f = \beta \cdot \frac{\sum_{i=1}^{49} (\theta^i \cdot \mu_{\sigma_i} \cdot \mu_{\dot{\sigma}_i})}{\sum_{i=1}^{49} (\mu_{\sigma_i} \cdot \mu_{\dot{\sigma}_i})} \quad (3.22)$$

L'équation (3.19) peut être réécrite comme suit:

$$u_{new} = \left(\frac{1}{2} \pi \rho R^3 \frac{c_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt} G} \right) v_s^2 + \beta \cdot \frac{\sum_{i=1}^{49} (\theta^i \cdot \mu_{\sigma_i} \cdot \mu_{\sigma_i})}{\sum_{i=1}^{49} (\mu_{\sigma_i} \cdot \mu_{\sigma_i})} \quad (3.23)$$

Fig.3.24 présente les valeurs linguistiques pour $\sigma, \hat{\sigma}$ et z^f . Nous définissons sept fonctions d'appartenance triangulaires réparties sur l'intervalle [-1, 1]. Ensuite, il y a $7 \times 7 = 49$ règles qui sont utilisées dans la simulation [105].

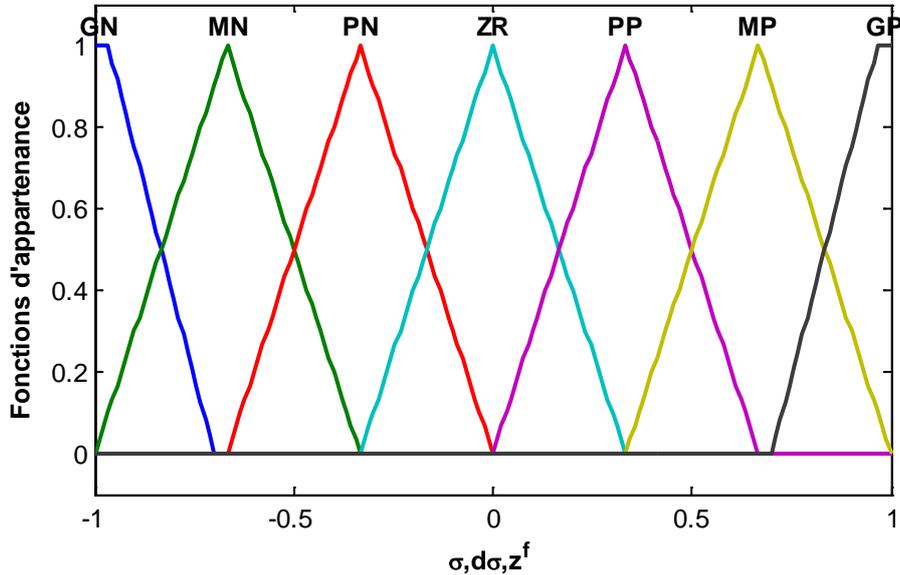


Fig. 3.24– Fonctions d'appartenance utilisées pour $\sigma, \hat{\sigma}$ et z^f

3.7.1 Résultats de simulation

La loi de commande On-Off flou proposée a été testée pour le SCEE à faible puissance dont les paramètres sont donnés dans le Tableau B.1 de l'annexe B. La séquence de vitesse du vent pseudo-aléatoire sur la Figure.3.25 a une turbulence moyenne et a été obtenue en utilisant le spectre de Von Karman. Les spécifications de contrôle sont les suivantes:

- Les paramètres de bloqueur d'ordre zéro (BOZ) sont $T_{BOZ} = 0.01$ s, donc $T_s = 0.02$ s.
- L'amplitude de la composante alternative u^n est $\beta = 3$.
- La constante de temps du filtre moyen utilisé pour la loi de contrôle modifiée est $T_f = 5$ s, son gain est $K_f = 20$.
- La plage de temps utilisée pour la simulation est donnée par $te[t_0 t_{max}] = [0 \ 120]$.

Remarquons que la valeur maximale du coefficient d'énergie est donnée par $C_{pmax} = 0.475$. La Figure.3.26 compare les courbes de coefficient de puissance données par les stratégies de contrôle On -Off standard et On-Off flou.

Conformément à la Figure.3.26, il est facile d'observer que les courbes données par le contrôleur on-off flou et le coefficient d'énergie maximum sont appariés le plus près possible de chaque point temporel. Par conséquent, la stratégie FLC proposée a la capacité d'améliorer les performances obtenues du contrôleur on-off standard. Pour confirmer ce résultat précédent, la Figure.3.27 compare les courbes de vitesse spécifique des contrôleurs précédents avec la valeur optimale λ_{opt} .

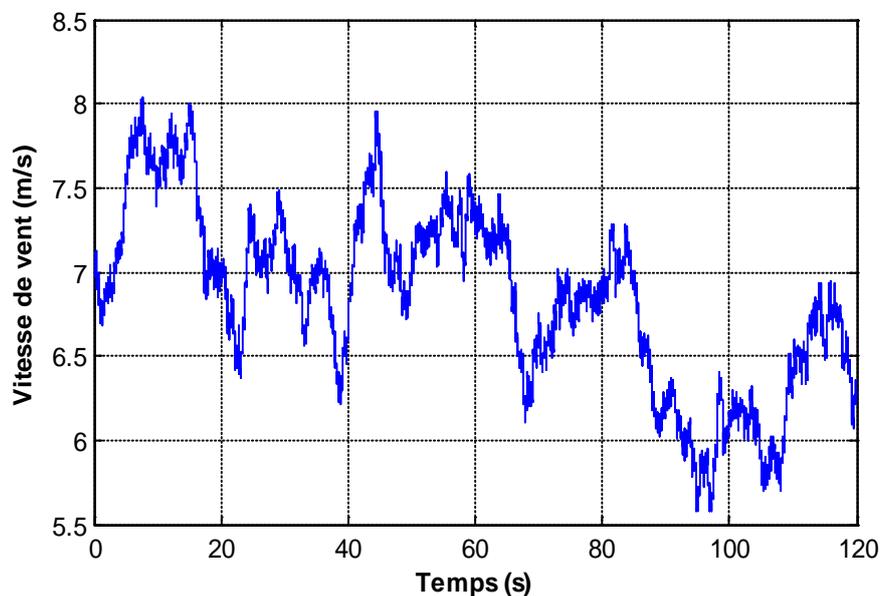


Fig. 3.25– Vitesse de vent

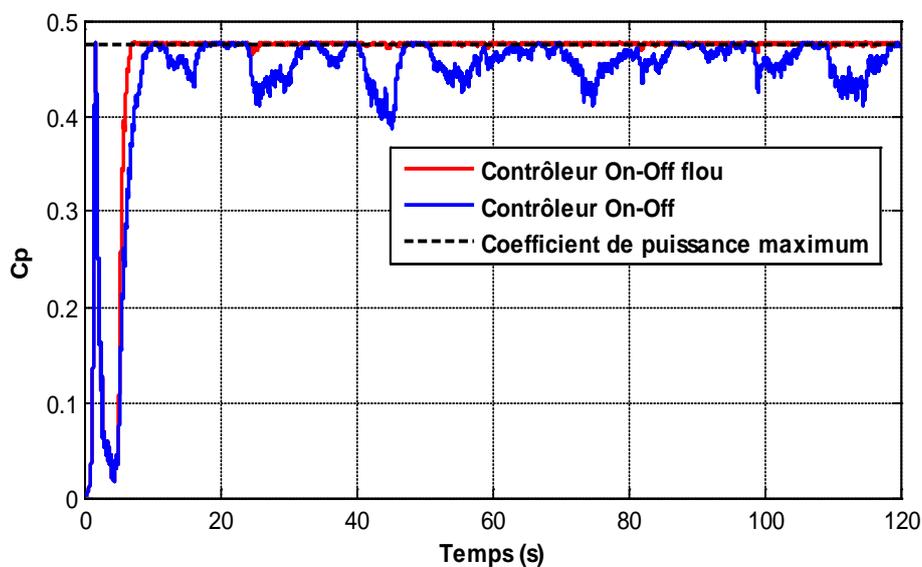


Fig. 3.26– Coefficient de puissance

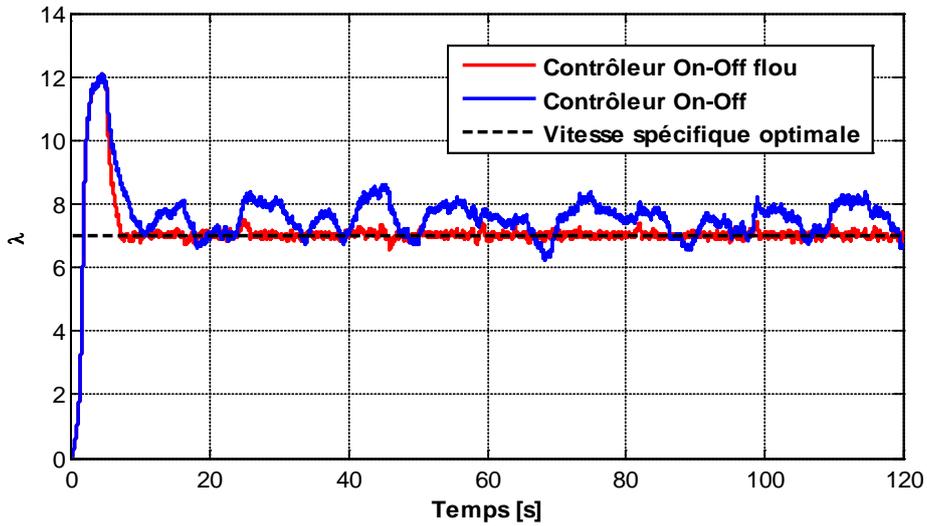


Fig. 3.27– Vitesse spécifique

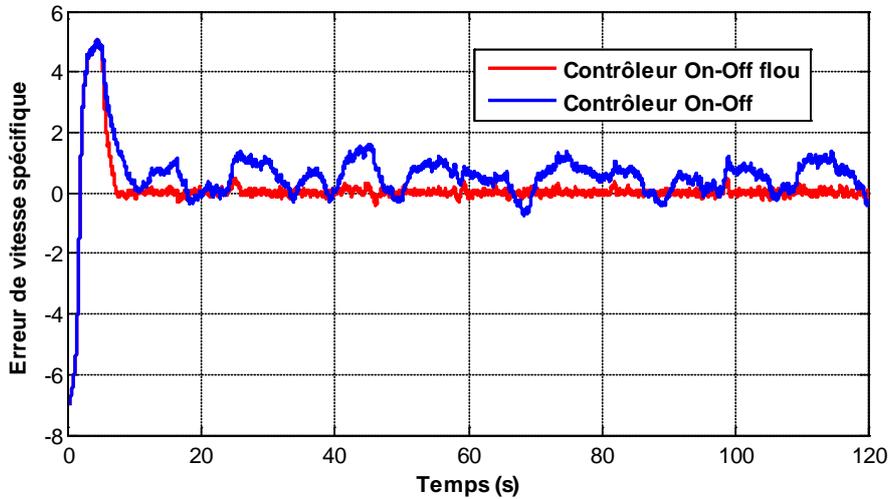


Fig. 3.28– Erreur de vitesse spécifique

Figure.3.28 compare l'écart obtenu en utilisant à la fois des contrôleurs on-off standard et flou. Selon les Figures.3.26 et 3.27, le contrôleur proposé assure une meilleure minimisation de la variance. De plus, l'erreur quadratique moyenne de σ fournie par les contrôleurs précédents peut être exprimé par

$$MSE = \frac{1}{n_s} \sum_{k=0}^{n_s} (\lambda_{opt} - \lambda(k))^2 \quad (3.24)$$

Où $n_s = \frac{t_{max}}{T_s}$ est le nombre d'échantillonnage. Par conséquent, le contrôleur proposé fournit $MSE = 0.5419$. En revanche, le contrôleur on-off standard fournit $MSE = 1.1022$. Par conséquent, une amélioration de 50% est garantie en utilisant notre méthode proposée.

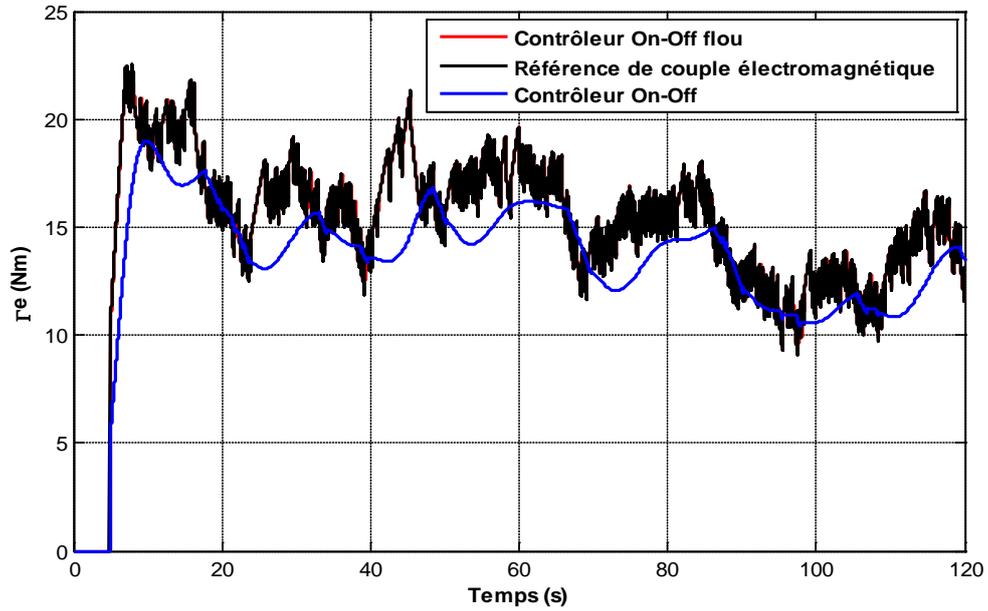


Fig. 3.29– Couple électromagnétique

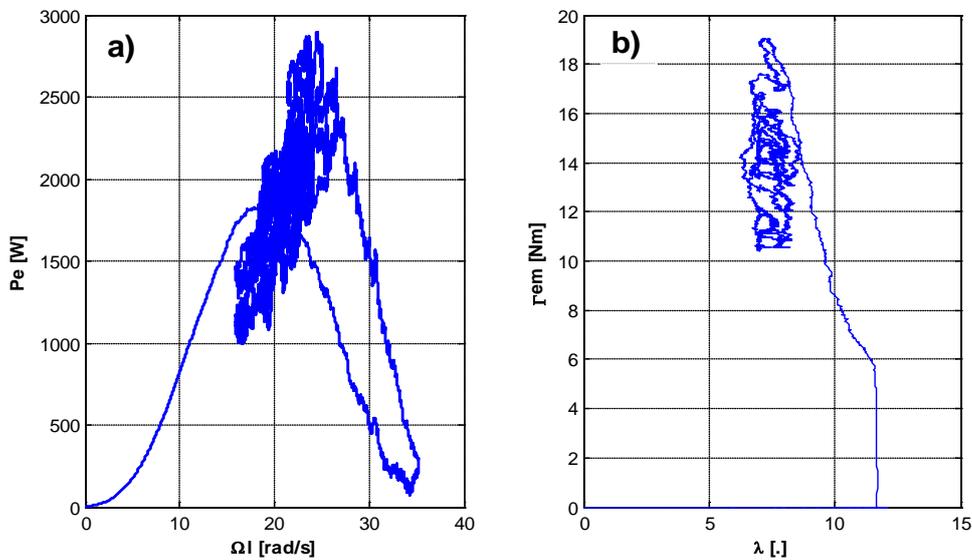


Fig. 3.30– Performance du contrôleur on-off

La Figure.3.29 compare les couples électromagnétiques fournis par les deux contrôleurs précédents; nous pouvons voir qu'un meilleur suivi de référence du couple électromagnétique est assuré en utilisant le contrôleur on-off amélioré. Les Figure.3.30 et 3.31 montrent les performances obtenues du SCEE sur la base des contrôleurs on-off et on-off flou respectivement.

Selon la Figure.3.31, il est facile d'observer que la distribution du point de fonctionnement est donnée autour de la caractéristique de régime optimal (CRO) dans le plan vitesse-puissance (voir Fig.3.31a) et que le couple électromagnétique est fourni autour de la vitesse spécifique $\lambda_{opt} = 7$

(voir Fig.3.31b). En conséquence, les deux figures confirment l'efficacité du contrôleur proposé dans lequel la variance du point de fonctionnement autour de CRO est toujours satisfaite.

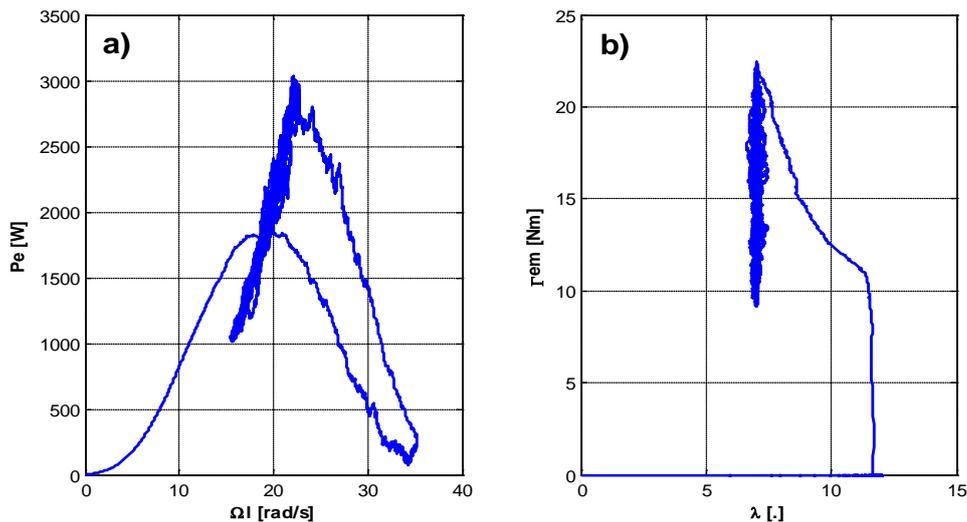


Fig. 3.31– Performance du contrôleur on-off flou

3.8 Conclusion

Ce chapitre vise à présenter de différentes approches de contrôle dédiées à la capture de la puissance maximale en régime de charge partielle (inférieure à la vitesse nominale du vent) en utilisant une vitesse variable. Les approches présentées utilisent des modèles d'éoliennes simples et fiables selon un ensemble raisonnable d'hypothèses de modélisation dans le but de développer des contrôleurs de SCEE. Pour surmonter les inconvénients éventuellement induits par une "mauvaise modélisation", certaines techniques de contrôle avancées ont été employées, conférant de la robustesse au SCEE contrôlé résultant.

Les structures de contrôle MPPT souffrent généralement d'un manque de flexibilité; d'un autre côté, ils sont simples et robustes. La version MPPT présentée peut gagner en flexibilité en concevant une loi adaptative de la vitesse de recherche, qui doit prendre en compte l'intensité de la turbulence de vent. Cette technique d'assurer la maximisation de l'énergie représente un choix raisonnable dans le contrôle de SCEE quand seulement une connaissance limitée du système est disponible.

Dans les sections 3.5 et 3.6, deux méthodes de contrôle intrinsèquement robustes ont été présentées, à savoir une méthode linéaire (le contrôleur PI classique) et une méthode non linéaire (la commande on-off); les deux sont conçus sur la base d'un modèle de SCEE linéarisé.

Dans le cas du contrôleur PI, les limites de l'efficacité du contrôle sont impossibles à surmonter, principalement parce que le système est non linéaire et variant avec la vitesse du vent

moyen. L'inertie du système empêche l'obtention d'un bon suivi de CRO dans des limites raisonnables de variations de charge à haute fréquence.

Dans le cas du contrôleur on-off, le couple contrôlé de SCEE est stabilisé autour de l'optimum d'énergie par des auto-oscillations à haute fréquence de faible amplitude. L'amplitude de l'entrée de commande on-off peut être modifiée afin d'atténuer la contrainte mécanique induite par les variations de couple électromagnétique.

Une loi de contrôle floue a été proposée afin de résoudre le problème de claquement du contrôleur de conception On-Off standard où ses performances sont améliorées. Le contrôleur proposé fournit la référence du couple électromagnétique dans lequel le suivi du point de puissance est maximisé pour le cas de vitesse du vent variable. Le couple électromagnétique précédent est déterminé par le système FLC proposé. Les entrées du FLC sont la différence entre la vitesse spécifique et sa valeur optimale, ainsi que la dérivée temporelle de la différence. De plus, il génère la loi de commande floue qui substitue la loi de composante à haute fréquence indésirable dans laquelle le problème de broutement de la stratégie de commande on-off standard est bien évité. Le couple électromagnétique de référence améliore la qualité du courant de stator de référence, ainsi que les performances obtenues à travers le SCEE sont améliorées.

Le chapitre suivant est consacré aux techniques avancées de contrôle optimal, plus polyvalent du point de vue des différentes contraintes à respecter. Inversement, ils supposent une connaissance assez riche du système.

Chapitre

4

**Commande à Structure Variable du Système de
Conversion d'Énergie Éolienne**

4.1 Introduction

Ce chapitre décrit l'efficacité d'un contrôleur par mode glissant utilisé pour améliorer le rendement en puissance issu d'un système de conversion d'énergie. L'approche proposée consiste à concevoir un compromis entre la maximisation de l'énergie éolienne au moyen d'un SCEE à vitesse variable et la réduction des contraintes mécaniques. Une commande en couple des génératrices améliore davantage la fiabilité énergétique des éoliennes. Ainsi, une surface de glissement appropriée peut être trouvée dans le plan de vitesse-puissance, ce qui permet de robustifier la commande vis-à-vis des erreurs et des variations du couple. Ceci est réalisé en exploitant le SCEE au voisinage de la caractéristique des régimes optimaux (CRO), via l'ajustement des paramètres du contrôleur proposé. Les résultats en simulation illustrent l'efficacité des hypothèses proposées et la faisabilité de l'approche considérée.

Les méthodes linéaires de suivi de la vitesse spécifique optimale d'un SCEE ne sont pas toujours efficaces en raison des non-linéarités intrinsèques du système, et des incertitudes de modélisation. Des méthodes robustes non linéaires deviennent ainsi nécessaires. Certaines de ces méthodes ont l'inconvénient principal de viser exclusivement à maximiser l'efficacité énergétique, en ignorant complètement les grandes variations de couple à hautes fréquences induites par le suivi de la vitesse de l'arbre lente lié à la fiabilité du système.

La commande à structure variable (CSV) en tant que méthode non linéaire est particulièrement adaptée au contrôle des SCEE à vitesse variable, en raison de la nature non linéaire du système. De plus, sa robustesse aux perturbations et aux incertitudes paramétriques rend inutile une connaissance précise du système. La conception du SMC soulève certaines difficultés en ce qui concerne la définition d'une surface de glissement avec des propriétés garanties de stabilité [106,107]. Le SMC a été utilisé sur diverses configurations de SCEE, pour réguler la puissance générée [108-110], ou pour l'optimisation multi-usage [111], par exemple, la satisfaction d'un compromis entre la maximisation de la puissance capturée et la minimisation de l'effort de contrôle.

La méthode de conception développée dans ce chapitre réalise implicitement une optimisation multifonctionnelle (énergie-fiabilité) en proposant une approche en mode glissant pour suivre l'optimum énergétique de SCEE à vitesse variable. Une surface de glissement, en fonction de la vitesse du vent, est systématiquement dérivée de la dynamique de commande réduite et permet le fonctionnement de la turbine plus ou moins proche de CRO, comme elle impose par un compromis entre les variations de couple électromagnétique (entrée de commande) et le suivi optimal.

4.2 Commande par mode glissant

La commande par mode glissant est une stratégie de commande à structure variable [106]. Le principe de ce type de commande consiste à ramener la trajectoire d'état vers une surface et de la faire évoluer au dessus avec une certaine dynamique jusqu'au point d'équilibre. La surface considérée est alors désignée comme étant la surface de glissement ou de commutation. Le comportement dynamique résultant, appelé régime glissant idéal, est complètement déterminé par les paramètres et les équations définissant la surface. L'avantage d'obtenir un tel comportement est double : d'un côté, nous avons une réduction de l'ordre du système, et d'autre part, le régime glissant est insensible aux perturbations intervenant dans les mêmes directions que les entrées.

4.2.1 Principe de base de la commande par mode glissant

Le contrôle à structure variable (CSV) en utilisant le contrôle par mode glissant (SMC) a été proposé et élaboré au début des années 1950 en Union Soviétique par Emelyanov et plusieurs chercheurs tels que Utkins et Itkis [112]. Au cours des dernières décennies, les contrôles CSV et SMC ont suscité beaucoup d'intérêt pour la communauté de la recherche en Automatique et Contrôle des systèmes.

Le SMC a été appliqué non seulement pour les systèmes non linéaires mais aussi pour les systèmes multi-entrées multi-sorties (MIMO), les modèles à temps discret, les systèmes à grande échelle et à dimension infinie, et les systèmes stochastiques. La caractéristique la plus importante du SMC est sa totale insensibilité à l'incertitude paramétrique et aux perturbations externes en mode glissant [113].

Essentiellement, le contrôle à structure variable utilise une loi de commande de commutation à grandes fréquences pour conduire la trajectoire d'état du système non linéaire sur une surface spécifiée et choisie par l'utilisateur dans l'espace d'état, appelée surface de glissement ou de commutation [114].

Le SMC présente deux avantages principaux à savoir, le comportement dynamique du système qui peut être adapté par le choix particulier de la fonction de commutation, et la réponse en boucle fermée qui devient totalement insensible à une classe particulière d'incertitudes. En outre, la possibilité de spécifier les performances rend directement le SMC attrayant du point de vue conception.

La conception du SMC comporte deux étapes. La première étape consiste à concevoir une surface de glissement afin que le système limité à la surface de glissement ait une réponse désirée. Cela signifie que les variables d'état de la dynamique du système sont contraintes à satisfaire un autre ensemble d'équations qui définissent la surface de commutation. La deuxième étape est la construction d'un gain de retour d'état nécessaire pour conduire la trajectoire de l'état du système à

l'intérieur de la surface de glissement. Ces structures sont construites sur la base de la théorie de stabilité de Lyapunov généralisée.

4.2.2 Contrôle par mode glissant pour l'optimisation énergétique avec réduction des charges mécaniques

L'approche en mode glissant peut aussi être utilisée pour le suivi de l'optimum énergétique d'un SCEE à vitesse variable. La surface de glissement est systématiquement dérivée en imposant une dynamique désirée d'ordre réduit et permettant ainsi un fonctionnement de l'éolienne plus ou moins proche de la trajectoire CRO, selon un compromis imposé entre l'ondulation du couple (entrée de commande) et le suivi du chemin optimal. De cette manière, par le contrôle du couple du générateur, une optimisation multifonctionnelle (énergie-fiabilité) est effectivement réalisée.

La modélisation est faite sous l'hypothèse du modèle à une masse et dans le domaine fréquentiel limité de la vitesse du vent [115]. La courbe du coefficient de puissance est considérée comme connue et la dynamique structurelle est négligeable. Le générateur électrique est idéal, c'est-à-dire qu'il a des paramètres constants. Les pertes de puissance induisent une efficacité constante pour le domaine de la vitesse du vent. À partir de l'équation du mouvement de l'arbre rapide, les équations du système s'écrivent :

$$\begin{cases} \dot{\Omega}_h(t) = \frac{\Gamma_t(G.\Omega_h.v)}{(G.J_t)} - \frac{\Gamma_{em}}{T_G} \\ \dot{\Gamma}_{em}(t) = -\frac{\Gamma_{em}}{T_G} + \frac{u}{T_G} \end{cases} \quad (4.1)$$

Avec J_t étant l'inertie de l'arbre rapide (égale à J_{wt}/G^2 , où J_{wt} est l'inertie du rotor) et u étant la référence du couple électromagnétique, $u = \Gamma_{em}^*$.

L'objectif est de trouver une surface de glissement permettant à la SCEE de fonctionner plus ou moins proche de RCO. Cela nécessite que la surface recherchée dépende de la vitesse du vent; son image dans le plan (Ω_l, P_e) doit avoir une intersection non vide avec le CRO pour chaque valeur de la vitesse du vent. Les équations d'état (Equation (4.1)) peuvent être écrites dans la forme

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, t) + \mathbf{B}(\mathbf{x}, t).u \quad (4.2)$$

Où:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, t) = \begin{bmatrix} \frac{\Gamma_t}{(J_t.G)} - \frac{\Gamma_{em}}{J_t} \\ -\frac{\Gamma_{em}}{T_G} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$\mathbf{B}(\mathbf{x}, t) = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{T_G} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

L'équation d'état est déjà sous la forme régulière [116]. Par conséquent, la dynamique de l'ordre réduit est exprimée par la première équation ci-dessous:

$$\begin{bmatrix} \dot{\Omega}_h \\ \dot{\Gamma}_{em} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Gamma_t}{(J_t \cdot G)} - \frac{\Gamma_{em}}{J_t} \\ -\frac{\Gamma_{em}}{T_G} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{T_G} \end{bmatrix} \cdot u \quad (4.5)$$

Soit $\sigma(x, u, t)$ la surface de glissement. L'équation (4.5) et la condition $(\frac{\partial \sigma}{\partial x} \cdot B(x, t) \neq 0$, la condition d'existence du contrôle équivalent [106,107]), nécessitent que $\frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} \neq 0$; soit $\frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} = a_3 \neq 0$ par notation. Une première forme de la surface de commutation peut ainsi s'écrire:

$$\sigma(\Omega_h, \Gamma_{em}) = \sigma_1(\Omega_h) + a_3 \cdot \Gamma_{em} \quad (4.6)$$

L'égalité $\sigma(\Omega_h, \Gamma_{em}) = 0$ implique que $\sigma_1(\Omega_h) + a_3 \cdot \Gamma_{em} = 0$, et enfin

$$\sigma_1(\Omega_h) = -a_3 \cdot \Gamma_{em} \quad (4.7)$$

La dynamique du mode glissant (c'est-à-dire sur la surface de glissement) peut être imposée comme équivalente à certaines dynamiques. De la relation (4.5) on peut obtenir :

$$\dot{\Omega}_h = \frac{(\frac{\Gamma_t}{G} - \Gamma_{em})}{J_h} \equiv [a_1 \quad a_2] \cdot [\Omega_h \quad \Gamma_{em}]^T \quad (4.8)$$

Où a_1 et a_2 correspondent à la dynamique du premier ordre sur la surface de glissement. De l'équation (4.8), on peut obtenir:

$$\Gamma_{em} = \frac{1}{1+a_2 \cdot J_h} \cdot (\frac{\Gamma_t}{G} - a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h) \quad (4.9)$$

Pour simplifier, soit $a_3 = 1 + a_2 \cdot J_h$. Les relations (4.7) et (4.9), combinées avec l'équation (4.6), donnent l'expression de la surface de glissement:

$$\sigma = a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h + \Gamma_{em} \cdot (1 + a_2 \cdot J_h) - \Gamma_t / G \quad (4.10)$$

Avec a_1 et a_2 sont la constante de temps inverse et du gain statique respectivement donné par les expressions suivantes:

$$a_1 = -1/T_{sm} \quad (4.11)$$

$$a_2 = -\frac{a_1 \Omega_{hopt}}{\Gamma_{emopt}} \quad (4.12)$$

Où J_h est l'inertie équivalente rendue à l'arbre rapide et T_{sm} est une constante de temps. Le paramètre a_1 représente la constante de temps de la dynamique du mode glissant. Le régime permanent est imposé en choisissant le paramètre a_2 ; de cette manière, l'équilibre sur la surface de glissement peut être caractérisé. Dans notre cas, à condition que l'optimisation énergétique soit intéressante, le point d'équilibre est fixé à l'optimum (c'est-à-dire sur le CRO). Par conséquent, la surface de commutation dépend de la dérivée d'une variable d'état (la vitesse de rotation), ce qui est un inconvénient pour la mise en œuvre en temps réel. Un filtre passe-haut de premier ordre, ayant la fonction de transfert $\frac{s}{T_f \cdot s + 1}$, avec $T_f = 0.1$ s, peut être utilisé pour estimer cette dérivée.

Pour calculer la commande équivalente, la relation suivante est utilisée:

$$u^{eq} = - \left[\frac{\partial \sigma}{\partial x} \cdot B \right]^{-1} \cdot \left[\frac{\partial \sigma}{\partial t} + \frac{\partial \sigma}{\partial x} \cdot f(x, t) \right] \quad (4.13)$$

Ensuite, les expressions impliquées sont calculées comme suit.

$$\frac{\partial \sigma}{\partial x} \cdot B = \begin{bmatrix} \frac{\partial \sigma}{\partial \Omega_h} & \frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ T_G \end{bmatrix} = \frac{1}{T_G} \cdot \frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} \quad (4.14)$$

La dérivée partielle de la surface de glissement par rapport au couple électromagnétique et à la vitesse du rotor sont données respectivement par les expressions suivantes:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} = 1 + a_2 \cdot J_h \quad (4.15)$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \Omega_h} = a_1 \cdot J_h - \frac{1}{G} \cdot \frac{\partial \Gamma_t}{\partial \Omega_h} \quad (4.16)$$

D'après l'équation (2.21), la dérivée partielle du couple du vent par rapport à la vitesse du rotor:

$$\frac{\partial \Gamma_t}{\partial \Omega_h} = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot \rho \cdot v^2 \cdot R^3 \cdot \frac{\partial C_\Gamma(\lambda)}{\partial \Omega_h} = \frac{K v^2 R}{G} \left(\frac{\dot{C}_p(\lambda) \lambda - C_p(\lambda)}{\lambda^2} \right) \quad (4.17)$$

Avec $K = 0.5 \cdot \pi \cdot \rho \cdot R^2$, $\dot{C}_p(\lambda)$ est la dérivée du coefficient de puissance par rapport à λ . L'équation (4.16) peut se réécrire comme suit :

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \Omega_h} = a_1 \cdot J_h - A(\lambda, v) \quad (4.18)$$

$$A(\lambda, v) = K \cdot v \cdot R^2 \cdot \left(\frac{\dot{C}_p(\lambda) \lambda - C_p(\lambda)}{\lambda^2 \cdot G^2} \right) \quad (4.19)$$

Alors l'expression de la commande équivalente u^{eq} est donnée par:

$$u^{eq} = \Gamma_{em} - \frac{T_G}{1 + a_2 J_h} (a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h + a_2 \cdot J_h \cdot \Gamma_{em}) (a_1 - A(\lambda, v)) \quad (4.20)$$

On peut modifier dynamiquement le paramètre a_2 dans l'équation (4.12) en utilisant l'expression suivante :

$$a_2 = -a_1 \cdot \frac{\Omega_{hopt}}{\Gamma_{emopt} \left(1 + k \cdot \frac{(\Omega_h - \Omega_{hopt})}{\Omega_{hopt}} \right)} \quad (4.21)$$

Avec $k \geq 0$.

Les variations du point de fonctionnement autour le point de fonctionnement optimal peuvent être réduites. L'expression (4.21) n'est pas valable mais toujours autour du point de fonctionnement optimal (PFO), sinon le paramètre a_2 peut prendre des valeurs suffisamment grandes pour que le système quitte le régime de fonctionnement normal. Dans la section suivante, nous montrons que plus la valeur de k est élevée, plus l'état d'équilibre optimal $(\Omega_{hopt}, \Gamma_{emopt})$, est atteint, donc le suivi (CRO) a une meilleure qualité. Le système est donc forcé de suivre plus précisément l'objectif de contrôle, c'est-à-dire l'optimisation énergétique, mais les variations de commande sont plus importantes, affectant la fiabilité. Ce paramètre ajuste l'effort de contrôle et peut être utilisé pour concevoir un compromis énergie-fiabilité souhaité. La composante on-off de la loi de commande de glissement u^n , est obtenue en choisissant comme fonction de Lyapunov (énergie), le carré de la surface de glissement obtenue. On peut donc en déduire:

$$u^n = -\beta \text{sign}_h(\sigma) \quad (4.22)$$

Où $\text{sign}_h(.)$ est une fonction de signe hystérétique de largeur h .

La loi de commande par mode glissant total est la somme du composant équivalent et du composant de commande on-off :

$$u = u^{eq} + u^n \quad (4.23)$$

4.2.3 Commande par mode glissant flou d'un SCEE

La commande par mode glissant a largement prouvé son efficacité à travers plusieurs études théoriques. L'avantage que procure une telle commande qui la rend aussi importante, est sa robustesse vis-à-vis des perturbations et des incertitudes du modèle. Cependant, ces performances sont obtenues au prix de certains inconvénients: l'apparition du phénomène de chattering ou broutement provoqué par la partie discontinue de la commande qui peut avoir un effet néfaste sur les actionneurs, le système est soumis à chaque instant à une commande élevée afin d'assurer sa convergence vers l'état désiré.

Parmi les solutions proposées à ces problèmes, on peut citer la commande par mode glissant à bande limitée qui consiste à remplacer la fonction de commutation par une fonction de saturation. Mais, cette solution n'est qu'un cas particulier de la commande par mode glissant flou, d'où

l'intérêt à utiliser une commande qui combine la logique floue et le mode glissant avec gain adaptatif afin d'obtenir une commande robuste.

Certains chercheurs [117] ont essayé de trouver une similitude entre la commande floue non linéaire et la commande par mode glissant et de combiner les deux lois de commande, c'est-à-dire la commande floue pour sa rapidité et sa facilité de mise en œuvre, et le régime glissant pour ses fondements théoriques rassurant du point de vue stabilité et robustesse [101,102].

Comment éviter le broutement est un aspect important pour le contrôle par mode glissant. Nous savons que la valeur de β dans l'équation (4.22) détermine l'amplitude du broutement du contrôleur. Si le coefficient du terme de commutation varie en fonction du temps, le phénomène de chattering sera affaibli. A cet effet, un système de contrôle flou est introduit ici. Les entrées sont σ et sa dérivée $\dot{\sigma}$, et la sortie est u^{flou} . La valeur absolue de la sortie prend la place du β fixe. Les univers du discours de $\sigma, \dot{\sigma}$ et u^{flou} sont respectivement $[-k_1 \quad k_1], [-k_2 \quad k_2], [-k_3 \quad k_3]$, où k_1, k_2, k_3 sont des constantes positives. Chaque univers de discours est décomposé en quelques partitions floues (pour simplifier, nous prenons trois partitions floues, qui sont : Grande négative (GN), Zéros (Z), Grande positive (GP)).

Les règles floues sont:

Règle 1: Si σ est GN et $\dot{\sigma}$ est GN, alors u^{flou} est GN;

Règle 2: Si σ est GN et $\dot{\sigma}$ est Z, alors u^{flou} est N;

Règle 3: Si σ est GN et $\dot{\sigma}$ est GP, alors u^{flou} est Z;

Règle 4: Si σ est Z et $\dot{\sigma}$ est GN, alors u^{flou} est GN;

Règle 5: Si σ est Z et $\dot{\sigma}$ est Z, alors u^{flou} est Z;

Règle 6: Si σ est Z et $\dot{\sigma}$ est GP, alors u^{flou} est Z;

Règle 7: Si σ est GP et $\dot{\sigma}$ est GN, alors u^{flou} est Z;

Règle 8: Si σ est GP et $\dot{\sigma}$ est Z, alors u^{flou} est Z;

Règle 9: Si σ est GP et $\dot{\sigma}$ est GP, alors u^{flou} est GP;

Avec un singleton flou, un moteur d'inférence de produit et une défuzzification moyenne pondérée, nous établissons le système flou, qui est décrit par:

$$u^{flou} = \frac{\sum_{i=1}^9 \bar{y}^i \mu_{\sigma i} \mu_{d\sigma i}}{\sum_{i=1}^9 \mu_{\sigma i} \mu_{d\sigma i}} \quad (4.24)$$

Où \bar{y}^i est le contrôle singleton, $\mu_{\sigma i}, \mu_{d\sigma i}$ sont les fonctions d'appartenance de $\sigma, \dot{\sigma}$ respectivement et i est le nombre de règles. Ensuite, la commande de mode glissant du contrôleur (4.23) est décrite par

$$u^{new} = \Gamma_{em} - \frac{T_G}{1+a_2 J_h} (a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h + a_2 \cdot J_h \cdot \Gamma_{em}) (a_1 - A(\lambda, v)) + (|u^{flou}| \text{sign}(\sigma)) \quad (4.25)$$

La conception du contrôleur proposé est illustrée sur la Figure 4.1, il résout le problème de broutement de la stratégie de commande ci-dessus en utilisant la théorie de la logique floue dans la composante à hautes fréquences.

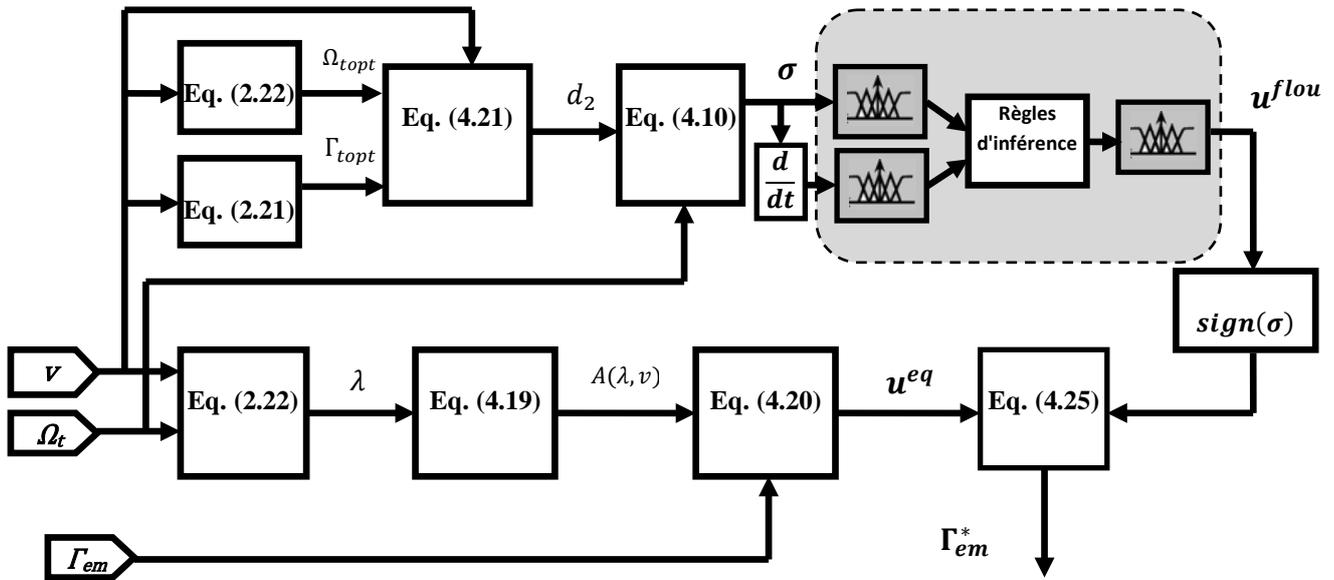


Fig.4.1– Commande par mode glissant flou pour MPPT.

4.3 Résultats de simulation

Afin d'analyser les performances du contrôleur par mode glissant flou, les résultats de la simulation sont réalisés à l'aide du package MATLAB/Simulink. Le SCEE à faible puissance dont les paramètres sont donnés dans le Tableau B.1 de l'annexe B. a été choisi pour illustration.

Les simulations détaillées dans la Figure.4.2 ont été faites pour un horizon temporel de 10 min, en utilisant une séquence pseudo-aléatoire de vitesse du vent avec une intensité de turbulence moyenne $I_t = 0.17$, obtenue en utilisant le spectre de Von Karman comme le montre la Figure.4.2.a). Le paramètre k de la loi de commande a été fixé à 5. Les figures.4.2.c) et 4.2d) montrent le régime de fonctionnement variable de la turbine, tandis que les Figures.4.2b) et 4.2e) montrent l'efficacité de la loi de commande à maintenir le régime de conversion optimal. Cette efficacité augmente lorsque la vitesse du vent augmente (Figure.4.2f)).

Les coordonnées du point de fonctionnement optimal correspondant à l'arbre rapide, $(\Omega_{hopt}, \Gamma_{emopt})$, doivent être calculées en utilisant les paramètres de la turbine, la transmission mécanique et l'efficacité du générateur électrique. Ceci peut être surpassé en utilisant une correction multiplicative appliquée à Γ_{emopt} , désignée par η_{em} , qui est une estimation de l'efficacité électromécanique du système d'énergie éolienne, à laquelle l'intégrale de l'erreur de la vitesse spécifique en régime permanent, $\lambda - \lambda_{opt}$, peut être ajoutée. η_{em} a une variation sigmoïde avec la

vitesse de rotation, comme établi par des mesures. Cette compensation concerne la commande équivalente, originellement donnée par l'équation (4.20), où le paramètre a_2 est remplacé par

$$a_2 = -a_1 \cdot \eta_{em} \cdot \frac{\Omega_{hopt}}{\Gamma_{emopt}}$$

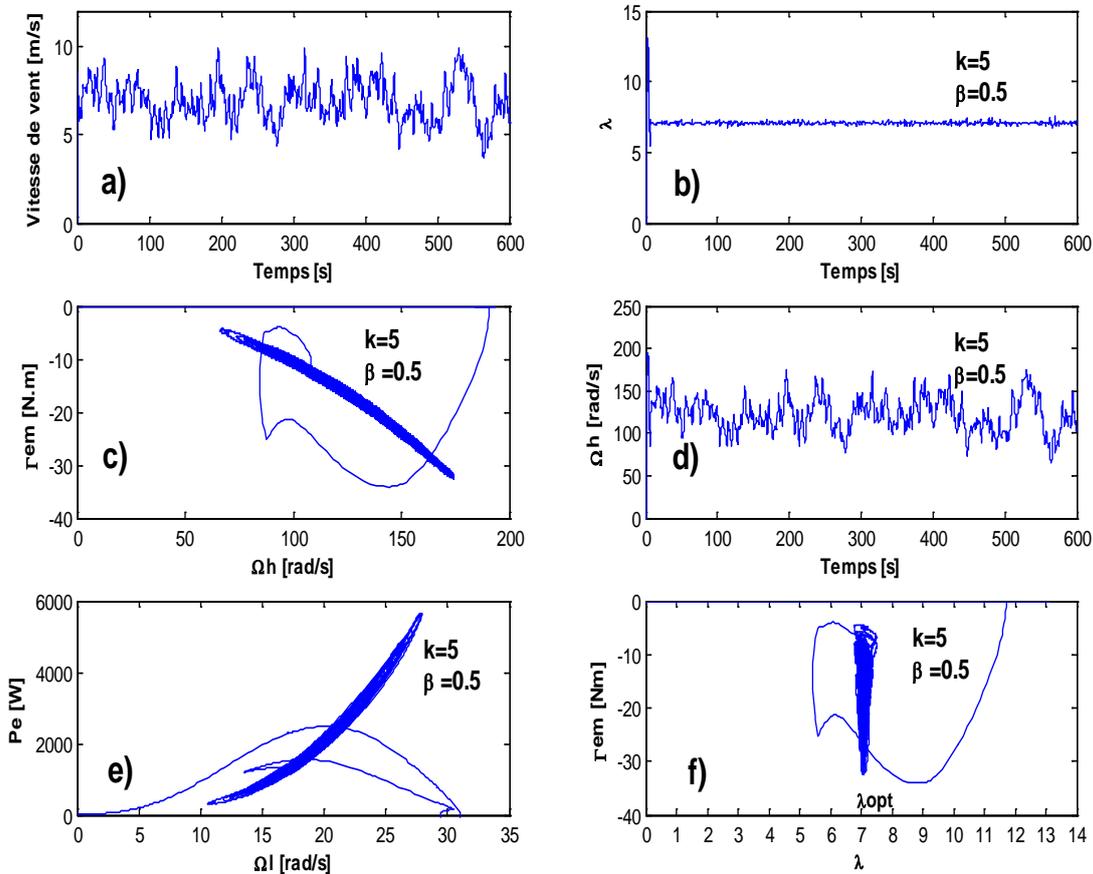


Fig. 4.2– Performance du contrôle en mode glissant avec $k = 5$ et $\beta = 0.5$: **a)** vitesse de vent ; **b)** vitesse spécifique; **c)** couple électromagnétique en fonction de la vitesse à l'arbre rapide; **d)** vitesse à l'arbre rapide; **e)** suivi RCO; **f)** couple électromagnétique en fonction de la vitesse spécifique.

Certains inconvénients concernent la nécessité de s'appuyer sur les paramètres fonctionnels lors du calcul de la loi de contrôle. Premièrement, les valeurs du paramètre $A(\lambda, v)$ autour du point de fonctionnement optimal (PFO) doivent être estimées. Si le point de fonctionnement est suffisamment proche de CRO, on peut obtenir une estimation cohérente de ces valeurs. Deuxièmement, puisque la commande est basée sur une mesure du gradient de la vitesse de rotation de l'arbre lente, une mesure suffisamment souple de la vitesse de rotation est nécessaire.

La Figure.4.3 montre l'influence du paramètre k sur l'accomplissement de l'objectif de contrôle. En effet, la précision du suivi CRO augmente avec la valeur de k (Figures.4.3b) et 4.3f)).

Mais les variations de l'entrée de commande (couple électromagnétique) augmentent également (Figures.4.3a) et 4.3c)), de même que les contraintes mécaniques impliquées.

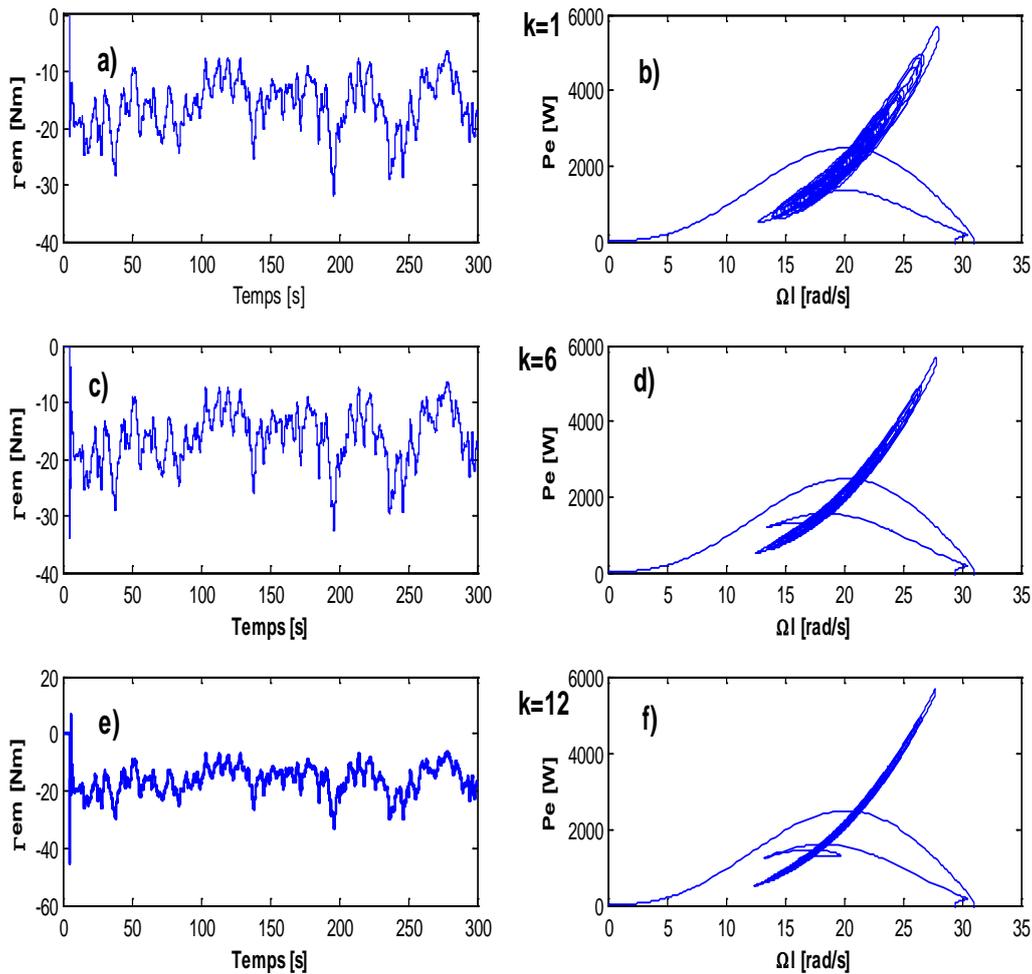


Fig. 4.3– SCEE optimisé par le contrôle par mode glissant : montrant l'effort de contrôle de l'énergie lorsque le paramètre k augmente.

Enfin, l'utilisation d'une fonction de relais pour obtenir l'entrée de commande alternative induit des variations inacceptables du courant de couple du générateur. L'utilisation d'une fonction sigmoïde hystérétique continue (par exemple, tangente hyperbolique) est un procédé bien connu pour atténuer la fatigue supplémentaire due au couple électromagnétique et aux oscillations de courant sans affecter la robustesse de la loi de commande.

Dans les figures 4.4 et 4.5, l'ondulation de couple due aux variations de u^n est significativement diminuée dans le cas de l'utilisation d'une fonction floue, réduisant ainsi les contraintes électriques et mécaniques.

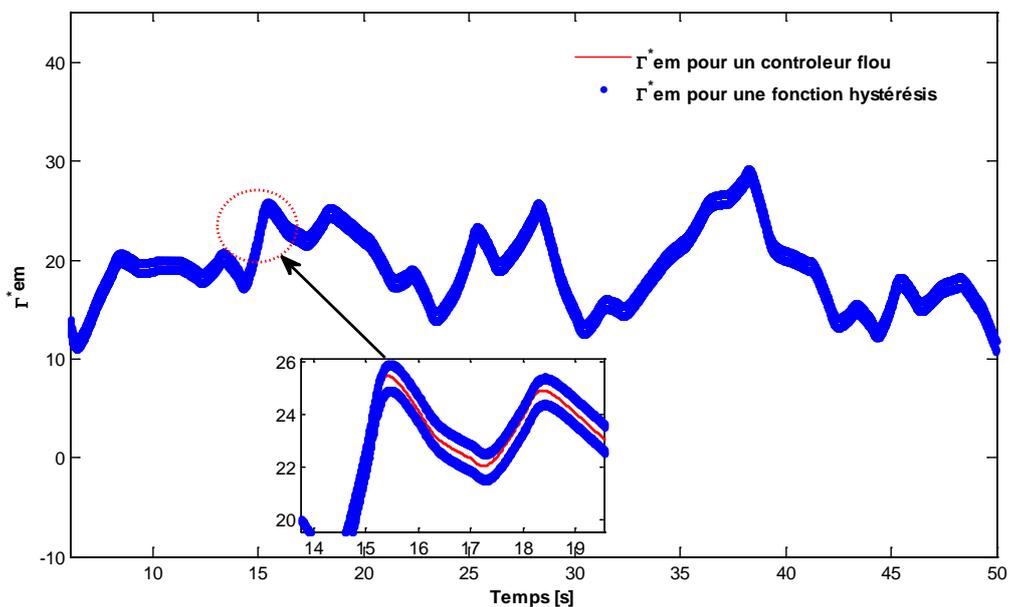


Fig. 4.4– Références du couple électromagnétique pour un contrôleur flou versus hystérésis

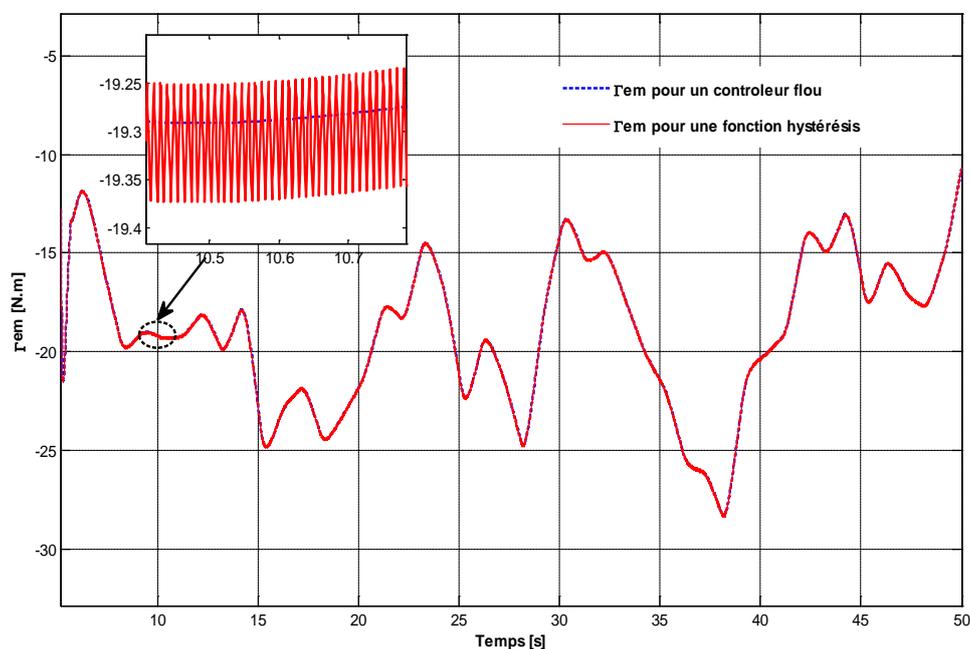


Fig. 4.5– Couple électromagnétique pour un contrôleur flou versus hystérésis

4.4 Conclusion

La loi de commande à structure variable présentée dans ce chapitre vise à maximiser la puissance capturée par le vent, tout en limitant les variations de couple électromagnétique. Cependant garantir une vitesse spécifique optimale implique de fortes variations de couple, le choix d'une surface de glissement appropriée n'est pas une tâche triviale. Une telle surface de glissement, présentant une intersection avec la caractéristique de régime optimal (CRO), variant avec la vitesse du vent et dépendant d'un compromis énergie-fiabilité souhaité, a été systématiquement trouvée.

La possibilité de piloter le point de fonctionnement dans un voisinage de taille appropriée de CRO est ainsi assurée en imposant une dynamique d'ordre réduit désirée, permettant implicitement la limite de variations de couple du générateur dans la plage des hautes fréquences.

La fatigue de la transmission mécanique induite par la commande du générateur est atténuée avec une influence positive sur la fiabilité globale du SCEE. La possibilité d'ajuster le coefficient d'échange γ , accorde de la flexibilité au SCEE, de sorte que l'efficacité de conversion de l'énergie éolienne soit considérablement augmentée lorsque les conditions particulières du site le permettent.

La simulation a permis la validation de la loi de commande proposée sous différents régimes de vent, quel que soit le contexte météorologique réel. La forme théorique de la loi de contrôle a dû être modifiée de manière à respecter certaines limites pratiques et les incertitudes de modélisation.

Une étude de la robustesse du système en boucle fermée et de la conception d'une loi de commande par mode glissant pour la régulation de la puissance capturée serait intéressante à étudier. En outre, une expression quantitative du compromis réalisable doit être recherchée; c'est ainsi que le stress est réduit lorsque l'on abandonne la performance de suivi à un certain degré.

La combinaison entre les deux lois de contrôle, le contrôle par logique flou et la commande par mode glissant est l'une des solutions prometteuses pour gérer l'incertitude des systèmes, ainsi que les situations de non-linéarité, c'est-à-dire le contrôleur flou pour sa rapidité et sa mise en œuvre facile, et le mode glissant pour ses fondements théoriques rassurants le point de vue stabilité et robustesse. Cette combinaison profite entre les incertitudes d'invariance et les perturbations du contrôle par mode glissant avec celles de la vitesse et du bon suivi du contrôleur flou.

Le chapitre 5 présente deux algorithmes méta-heuristiques pour les utiliser ensuite pour trouver les paramètres optimaux du contrôleur par mode glissant flou.

Chapitre

5

**Optimisation du Système de Conversion d'Énergie
Éolienne**

5.1 Introduction

L'idée de trouver facilement un compromis entre l'efficacité énergétique et l'augmentation de la durée de vie du SCEE en allégeant les charges de la fatigue fait l'objet d'une attention particulière, même en utilisant des contrôleurs classiques tels que PI ou PID. A l'intérieur de la boucle de régulation visant à maintenir le point de fonctionnement sur la caractéristique du régime optimal (CRO), un contrôle nécessitant un respect rigoureux des critères de performance induit une contrainte importante due à d'importantes variations de couple. En revanche, une performance de contrôle raisonnablement décroissante peut entraîner une réduction des variations de couple sans altérer la performance énergétique. Cependant, cette approche ne permet pas une conception de contrôle rigoureux afin d'effectuer un ajustement du compromis entre la performance énergétique et les exigences de fiabilité.

Afin d'extraire la puissance maximale du SCEE, l'objectif de contrôle peut être formulé comme un problème d'optimisation, et il existe une certaine difficulté à trouver les paramètres du contrôleur. Les méthodes déterministes semblent avoir rempli ce besoin, mais le problème des optimums locaux constitue un véritable piège pour accéder à l'optimum global. D'où, l'utilisation des méthodes stochastiques dites méta-heuristiques qui, en général, évitent ce problème et ayant une grande capacité de trouver l'optimum global. Les méta-heuristiques constituent une famille d'algorithmes inspirés de la nature. Ces algorithmes sont particulièrement utiles pour résoudre des problèmes où les algorithmes d'optimisation classiques sont incapables de produire des résultats satisfaisants. Parmi ces techniques, celles basées sur l'intelligence collective, inspirées de la nature, les plus répandus sont à savoir : les algorithmes de colonies de fourmis (ACO), les algorithmes génétiques (AGs), l'optimisation par essaim de particules soit en anglais (Particle Swarm Optimization) (PSO) et récemment l'optimisation par les loups gris (Grey Wolf Optimization ou GWO).

Ce chapitre, présentera brièvement le principe de fonctionnement des PSO et GWO, et comme exemple d'application on applique la méthode GWO pour résoudre des fonctions multi-objectifs de SCEE telles que l'extraction de la puissance maximale et la réduction des charges mécaniques.

5.2 Optimisation de l'énergie du SCEE

L'optimisation est l'art de comprendre un problème réel, de pouvoir le transformer en un modèle mathématique que nous pouvons étudier afin d'en extraire les propriétés structurelles et de caractériser les solutions du problème [118]. L'optimisation cherche à trouver une solution optimale à un problème donné. En optimisation de forme, par exemple, nous pouvons chercher la forme optimale d'une structure métallique qui subit des forces externes, le chemin optimal (le plus court) pour visiter N villes sans passer plusieurs fois par la même (le problème du "voyageur de commerce").

5.2.1 Problème d'optimisation

Un problème d'optimisation consiste à chercher une instanciation d'un ensemble de variables soumises à des contraintes, de façon à maximiser ou minimiser un critère. Lorsque les domaines de valeurs des variables sont discrets, on parle alors de problèmes d'optimisation combinatoire.

Mathématiquement, dans le cas d'une minimisation, un problème d'optimisation mono-objectif se présente sous la forme suivante [118] :

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimiser } f_i(x) \quad , i = 1, \dots, M \\
 & \text{sous les contraintes} \\
 & h_j(x) = 0 \quad , j = 1, \dots, J \\
 & g_k(x) \leq 0 \quad , k = 1, \dots, K \\
 & x_L \leq x \leq x_U
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Avec $x \in \mathbb{R}^d$ est le vecteur des variables de décision, f la fonction objectif, h_1, \dots, h_J et g_1, \dots, g_K sont respectivement les contraintes d'égalités et d'inégalité et x_L, x_U sont respectivement les bornes inférieures et supérieures du domaine de recherche des variables. Cet ensemble définit l'espace d'état, tandis que l'ensemble de points de l'espace des états possibles qui satisfait au mieux les contraintes est donné par :

$$C = \{x \in \mathbb{R}^d / h_j(x) = 0, g_k(x) \leq 0 \text{ et } x_L \leq x \leq x_U\}$$

Si $M = 1$, c'est un problème d'optimisation mono-objectif et si $K = J = 0$, le problème étudié serait un problème d'optimisation sans contraintes. Dans ce type de problèmes, l'optimisation peut s'effectuer en tout point de l'espace de recherche.

Un problème d'optimisation se définit alors comme la recherche de l'optimum d'une fonction donnée. Les variables de cette fonction sont souvent contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche [119]. Cette fonction a des optima locaux et globaux :

- Le voisinage d'une solution x est un sous-ensemble de solutions appartenant à S (l'ensemble des solutions possibles) atteignable à partir d'une transformation $V(x)$.

Nous pouvons dire qu'une solution x' est voisine d'une solution x , si $x' \in V(x)$.

L'application V est appelée structure de voisinage.

- Un point x^* est appelé minimum global de la fonction f si :

$$\forall x, x \neq x^* \Rightarrow f(x^*) < f(x)$$

- Un point x^* est appelé minimum local fort de la fonction f si [118] :

$$\forall x \in V(x^*), x \neq x^* \Rightarrow f(x^*) < f(x)$$

- Un point x^* est appelé minimum local faible de la fonction f si (Figure.5.1) :

$$\forall x \in V(x^*), x \neq x^* \Rightarrow f(x^*) \leq f(x)$$

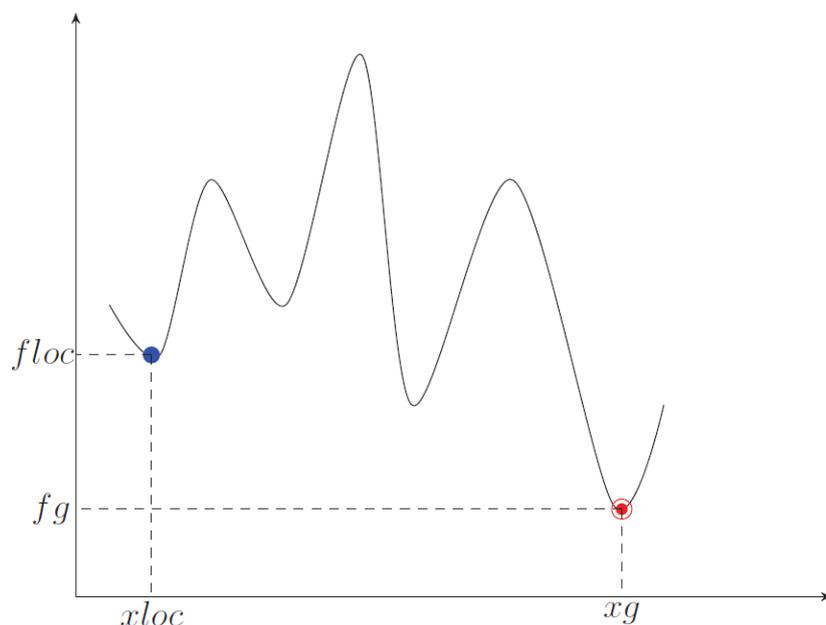


Fig. 5.1 ● Optimum global ● Optimum local

5.2.2 Méthodes d'optimisation

Généralement, pour résoudre un problème d'optimisation, nous utilisons les méthodes exactes mais lorsque nous sommes confrontés à un problème difficile nous avons recours aux méthodes approchées. Dans ce cas, le choix est parfois possible entre une heuristique spécialisée, dédiée au problème considéré, et une méta-heuristique qui est une méthode générale [119]. Parmi les méta-heuristiques, nous pouvons différencier les méta-heuristiques à base de voisinage, et les méta-heuristiques à base de population. Enfin, les méthodes hybrides qui associent souvent une méta-heuristique et une méthode locale.

5.2.2.1 Historique de la méta-heuristique

Pour les algorithmes stochastiques, en général, nous avons deux types: heuristique et méta-heuristique, bien que leur différence soit faible. Autrement dit, heuristique signifie «trouver» ou «découvrir par essais et erreurs». Des solutions de qualité à un problème d'optimisation difficile peuvent être trouvées dans un laps de temps raisonnable, mais il n'y a aucune garantie que des solutions optimales sont atteintes. Il espère que ces algorithmes fonctionneront la plupart du temps, mais pas tout le temps. C'est bien quand on ne veut pas forcément les meilleures solutions mais plutôt de bonnes solutions facilement accessibles.

Le développement ultérieur sur les algorithmes heuristiques est ce que l'on appelle les algorithmes méta-heuristiques. Ici méta signifie «au-delà» ou «niveau supérieur», et ils sont généralement meilleurs que les simples heuristiques. De plus, tous les algorithmes méta-heuristiques utilisent certains compromis de randomisation et de recherche locale. Il convient de souligner qu'il n'existe pas de définitions convenues de l'heuristique et de la méta-heuristique dans la littérature; certains utilisent indifféremment «heuristique» et «méta-heuristique». Cependant, la tendance récente tend à nommer tous les algorithmes stochastiques avec randomisation et recherche locale comme méta-heuristique. Ici, nous utiliserons également cette convention. La randomisation fournit un bon moyen de passer de la recherche locale à la recherche dans une échelle globale. Par conséquent, presque tous les algorithmes méta-heuristiques ont l'intention d'être adaptés à l'optimisation globale.

Deux composantes majeures de tout algorithme méta-heuristique sont: l'intensification et la diversification, ou l'exploitation et l'exploration. La diversification signifie générer des solutions diverses afin d'explorer l'espace de recherche à l'échelle globale, tandis que l'intensification signifie se concentrer sur la recherche dans une région locale en exploitant l'information qu'une bonne solution actuelle est trouvée dans cette région. Ceci est en combinaison avec la sélection des meilleures solutions. La sélection des meilleurs garantit que les solutions convergeront vers l'optimalité, alors que la diversification par randomisation évite que les solutions soient piégées à des optimums locaux et, en même temps, augmente la diversité des solutions. La bonne combinaison de ces deux composants principaux garantira généralement que l'optimalité globale est réalisable.

Les algorithmes méta-heuristiques peuvent être classés de plusieurs façons. Une façon est de les classer comme étant des algorithmes basés sur la population et des algorithmes basés sur la trajectoire. Par exemple, les algorithmes génétiques sont basés sur la population car ils utilisent un ensemble de chaînes, de même que l'optimisation de l'essaim de particules (PSO) qui utilise de multiples agents ou particules. D'un autre côté, le recuit simulé utilise un seul agent ou une seule

solution qui se déplace dans l'espace de conception ou dans l'espace de recherche dans un style par morceaux [120].

Les années 1960 et 1970 ont été les deux décennies importantes pour le développement d'algorithmes évolutionnaires. D'abord, **John Holland** et ses collaborateurs de l'université du Michigan ont développés les algorithmes génétiques [121]. Dès 1962, Holland a étudié le système adaptatif et a été le premier à utiliser des manipulations de croisement et de recombinaison pour modéliser un tel système. Son livre résumant le développement des algorithmes génétiques a été publié en 1975. La même année, **De Jong** a terminé sa thèse montrant le potentiel et la puissance des algorithmes génétiques pour un large éventail de fonctions objectives, bruyantes, multimodales ou même discontinues [122].

En substance, un algorithme génétique (GA) est une méthode de recherche basée sur l'abstraction de l'évolution darwinienne et la sélection naturelle des systèmes biologiques et les représentants dans les opérateurs mathématiques : croisement, mutation, et sélection. Depuis lors, les algorithmes génétiques réussissent à résoudre une large gamme de problèmes d'optimisation, il y a plusieurs milliers d'articles de recherche et des centaines de livres écrits.

Pendant la même période, **Ingo Rechenberg** développe en 1963 une technique de recherche pour résoudre les problèmes d'optimisation en ingénierie aérospatiale, appelée stratégie évolutive [132]. Plus tard, **Peter Bienert** le rejoint et commence à construire un expérimentateur automatique en utilisant des règles simples de mutation et de sélection [124]. Il n'y avait pas de croisement dans cette technique, seule la mutation était utilisée pour produire une progéniture et une solution améliorée était conservée à chaque génération. Il s'agissait essentiellement d'un algorithme simple d'escalade de type trajectoire avec randomisation. Dès 1960, **Lawrence Fogel** avait l'intention d'utiliser l'évolution simulée comme un processus d'apprentissage comme outil d'étude de l'intelligence artificielle [125]. Les idées et les méthodes innovantes ci-dessus ont évolué dans une discipline beaucoup plus large, appelée algorithmes évolutionnaires et / ou calcul évolutif.

Les deux décennies des années 1980 et 1990 ont été les périodes les plus excitantes pour les algorithmes méta-heuristiques. La prochaine grande étape est le développement du recuit simulé (SA) en 1983, une technique d'optimisation, mise au point par **Kirkpatrick** et al inspirée par le processus de recuit des métaux. Il s'agit d'un algorithme de recherche basé sur la trajectoire qui commence par une solution d'estimation initiale à haute température et qui refroidit progressivement le système [126]. La première utilisation réelle de la mémoire dans les méta-heuristiques modernes est probablement due à la recherche Tabu de **Fred Glover** en 1986, bien que son livre fondateur sur la recherche Tabu ait été publié plus tard en 1997 [127].

En 1992, **Marco Dorigo** a terminé sa thèse de doctorat sur l'optimisation et les algorithmes naturels, dans laquelle il a décrit son travail novateur sur l'optimisation des colonies de fourmis

(ACO). Cette technique de recherche a été inspirée par l'intelligence de l'essaim de fourmis sociales utilisant la phéromone comme messenger chimique [128]. Puis, en 1992, **John Koza** de l'université de Stanford a publié un traité sur la programmation génétique qui a jeté les bases d'un tout nouveau domaine de l'apprentissage automatique, révolutionnant la programmation informatique [129]. Dès 1988, Koza a appliqué son premier brevet sur la programmation génétique. L'idée de base est d'utiliser le principe génétique pour engendrer des programmes informatiques afin de produire progressivement les meilleurs programmes pour un type de problème donné.

Un peu plus tard en 1995, un autre progrès significatif est le développement de l'optimisation de l'essaimage de particules (PSO) par le psychologue social américain **James Kennedy** et l'ingénieur **Russell Eberhart**. Autrement dit, PSO est un algorithme d'optimisation inspiré par l'intelligence de l'essaim de poissons et d'oiseaux et même par le comportement humain. Les agents multiples, appelés particules, essaient autour de l'espace de recherche en commençant par une supposition aléatoire initiale [130]. L'essaim communique le meilleur courant et partage le meilleur du monde afin de se concentrer sur les solutions de qualité. Depuis son développement, il y a eu environ 20 variantes différentes de techniques d'optimisation de l'essaim de particules, et elles ont été appliquées à presque tous les domaines de problèmes d'optimisation difficiles.

Il existe des preuves solides que PSO est meilleur que les algorithmes de recherche traditionnels et même mieux que les algorithmes génétiques pour de nombreux types de problèmes, bien que ce soit loin d'être concluant. Vers 1996 et plus tard en 1997, **Storn et Price** ont développé leur algorithme évolutif vectoriel, appelé évolution différentielle (DE), et cet algorithme s'avère plus efficace que les algorithmes génétiques dans de nombreuses applications [131].

Au tournant du 21^{ème} siècle, les choses sont devenues encore plus excitantes. Tout d'abord, **Zong Woo Geem** en 2001, il a développé l'algorithme de recherche d'harmonie (HS), qui a été largement utilisé pour résoudre divers problèmes d'optimisation tels que la distribution d'eau, la modélisation du transport et la planification [132]. En 2004, **Nakrani et Tovey** ont proposé l'algorithme de l'abeille mellifère et son application pour l'optimisation des centres d'hébergement Internet [133], suivie du développement d'un nouvel algorithme d'abeille par **Pham et al** en 2005 [134] et la colonie d'abeilles artificielles (ABC) par D. Karaboga en 2005 [135]. En 2009, Xin-She Yang à l'Université de Cambridge, au Royaume-Uni, et **Suash Deb** au Raman College of Engineering, en Inde, introduisirent une recherche de coucou efficace, et il a été démontré que CS est beaucoup plus efficace que la plupart des algorithmes méta-heuristiques existants, y compris l'optimisation des essaims de particules [136].

5.2.3 Optimisation multi-objectif

Le problème d'optimisation avec un seul objectif peut être considéré comme un problème d'optimisation scalaire car la fonction objective atteint toujours une seule valeur optimale globale ou un scalaire. Pour l'optimisation multi-objectif, les fonctions multi-objectifs forment un vecteur et sont donc appelées optimisation vectorielle [137-142].

Tout problème d'optimisation multi-objectif peut être généralement écrit comme

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimiser } f_i(x) \quad , i = 1, \dots, M \\
 & \text{sous les contraintes} \\
 & h_j(x) = 0 \quad , j = 1, \dots, J \\
 & g_k(x) \leq 0 \quad , k = 1, \dots, K \\
 & x_L \leq x \leq x_U
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

Où $x = (x_1, x_2, \dots, x_d)^T$ est le vecteur des variables de décision. Dans certaines formulations utilisées dans la littérature d'optimisation, les inégalités $h_j(x)$ peuvent également inclure des égalités, car une égalité $Y(x) = 0$ peut être convertie en deux inégalités $Y(x) \leq 0$ et $Y(x) \geq 0$. Cependant, pour plus de clarté, nous listons les égalités et les inégalités séparément.

L'espace $\mathcal{F} = \mathbb{R}^d$ engendré par les vecteurs des variables de décision x est appelé espace de recherche. L'espace $\mathcal{S} = \mathbb{R}^M$ formé par toutes les valeurs possibles des fonctions objectives est appelé espace de solution ou espace objectif. En comparant avec la fonction à objectif unique dont l'espace de solution est (tout au plus) \mathbb{R} , l'espace de solution pour l'optimisation multi-objectif est considérablement plus grand.

Un problème d'optimisation multi-objectif, contrairement à un problème d'optimisation mono-objectif, n'a pas nécessairement une solution optimale qui minimise toutes les fonctions multi-objectives simultanément. Souvent, les objectifs peuvent entrer en conflit les uns avec les autres, et les paramètres optimaux de certains objectifs n'aboutissent généralement pas à l'optimalité d'autres objectifs (parfois ils les aggravent même). Par exemple, nous voulons un service de première classe de qualité pendant nos vacances, mais en même temps, nous voulons payer le moins possible. Le service de haute qualité (un objectif) coûtera inévitablement beaucoup plus cher, mais cela est en conflit avec l'autre objectif (minimiser les coûts).

Par conséquent, parmi ces objectifs souvent contradictoires, nous devons choisir un compromis ou atteindre un certain équilibre des objectifs. Si aucun d'entre eux n'est possible, nous devons choisir une liste de préférences quant aux objectifs qui doivent être atteints en premier. Plus important encore, nous devons comparer différents objectifs et faire un compromis. Cela nécessite généralement une reformulation, et l'une des approches les plus populaires de la reformulation consiste à trouver une fonction scalaire qui représente une combinaison pondérée ou un ordre de préférence de tous les objectifs. Une telle fonction scalaire est souvent appelée fonction de

préférence ou fonction d'utilité. Une façon simple de construire cette fonction scalaire est d'utiliser la somme pondérée

$$Y(f_1(x), \dots, f_M(x)) = \sum_{i=1}^M w_i f_i(x) \quad (5.3)$$

Où w_i sont les coefficients de pondération.

Naïvement, certains peuvent se demander ce qui se passe si nous essayons d'optimiser chaque objectif individuellement pour que chacun atteigne le meilleur (le minimum pour un problème de minimisation). Dans ce cas, nous avons

$$F^* = (f_1^*, f_2^*, \dots, f_M^*) \quad (5.4)$$

Ce qui s'appelle le vecteur objectif idéal. Cependant, il n'y a pas de solution qui corresponde à ce vecteur idéal. C'est-à-dire, c'est une solution inexistante. La seule exception est lorsque tous les objectifs correspondent à la même solution, et dans ce cas, les objectifs multiples ne sont pas contradictoires [143].

5.3 Optimisation par essaim particulaire (PSO)

L'optimisation par essais particuliers (OEP) est une optimisation méta-heuristique, inventée par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue) en 1995. Cet algorithme s'inspire à l'origine du monde du vivant [130]. Il s'appuie notamment sur un modèle développé par le biologiste Craig Reynolds à la fin des années 1980, permettant de simuler le déplacement d'un groupe d'oiseaux. Une autre source d'inspiration, revendiquée par les auteurs, est la socio-psychologie.

Cette méthode d'optimisation se base sur la collaboration des individus entre eux. Elle a d'ailleurs des similarités avec les algorithmes de colonies de fourmis, qui s'appuient eux aussi sur le concept d'auto-organisation (Voir Figure.5.2). Cette idée veut qu'un groupe d'individus individuellement peu intelligents puisse posséder une organisation globale complexe.

Kennedy et Eberhart se sont inspirés de ces comportements socio-psychologiques pour créer PSO. Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, se déplaçant sur l'espace de recherche pour trouver l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes [144] :

- Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
- Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
- Une composante sociale : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.



Fig. 5.2– Auto-organisation dans les systèmes biologiques : (a) Une colonie de fourmis qui ramène de la nourriture vers le nid (b) un essaim d'abeilles (c) un vol groupé d'oiseaux (d) une formation de bactéries

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 Figure.5.3 illustre la stratégie de déplacement d'une particule. Dans un espace de recherche de dimension n , chaque particule i de l'essaim est caractérisée par sa position $X_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{in})$ et un vecteur de changement de position (appelé vitesse) $V_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{in})$. Chaque particule garde en mémoire la meilleure position par laquelle elle est déjà passée, que l'on note $P_i = (p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{in})$. La meilleure position atteinte par toutes les particules de l'essaim est indiquée par un vecteur P_g . Avec ces notations, les équations de mouvement d'une particule sont, pour chaque itération $iter$:

$$V_i^{iter+1} = \chi \left(\epsilon V_i^{iter} + c_1 r_1^{iter} (P_i^{iter} - X_i^{iter}) + c_2 r_2^{iter} (P_g^{iter} - X_i^{iter}) \right) \quad (5.5)$$

$$X_i^{iter+1} = X_i^{iter} + V_i^{iter+1} \quad (5.6)$$

Où ϵ est le coefficient d'inertie qui permet de régler la balance entre les phases diversification et intensification du processus de recherche. Les paramètres c_1 et c_2 contrôlent respectivement

l'attraction à son meilleur et l'attraction au meilleur global. Enfin, r_1 et r_2 sont des variables aléatoires uniforme tirés dans $[0, 1]$.

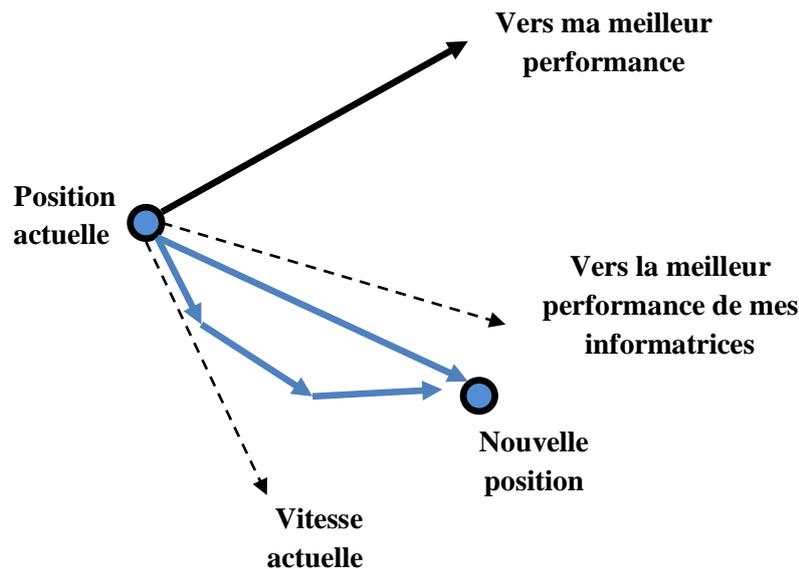


Fig. 5.3– Schéma de principe du déplacement d'une particule.

PSO est un algorithme à population. Il commence par une initialisation aléatoire de l'essaim dans l'espace de recherche. A chaque itération de l'algorithme, chaque particule est déplacée suivant les équations (5.5) et (5.6). Une fois le déplacement des particules est effectué, les nouvelles positions sont évaluées. Les P_i ainsi que P_g sont alors mis à jour. Cette procédure est résumée par l'algorithme 5.1. N est le nombre de particules de l'essaim.

Algorithme 5.1 : Algorithme d'optimisation par essaim particulaire.

Initialisation aléatoire des positions et des vitesses de chaque particule

Pour chaque particule i , $P_i = X_i$

Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint faire

Pour $i = 1$ à N faire

Déplacement de la particule à l'aide de (5.5) et (5.6)

Évaluation des positions

Si $f(X_i) < f(P_i)$

$P_i = X_i$

Fin Si

Si $f(P_i) < f(P_g)$

$P_g = P_i$

Fin Si

Fin Pour

Fin Tant que

Des améliorations peuvent être apportées à cet algorithme de base, notamment du point de vue contrôle de la divergence. Dans la version de base, il est possible que le déplacement d'une

particule la conduise à sortir de l'espace de recherche. Dans ce cas, on peut assister à une amplification des rétroactions positives, qui conduit à une divergence de système.

Pour s'affranchir de ce problème, (James Kennedy et al) [145] ont introduit un nouveau paramètre V_{max} qui va permettre de contrôler l'explosion du système. Une étude sur le comportement de PSO suivant les valeurs de V_{max} est disponible dans [146]. Dans [147,148], il a été démontré qu'une bonne convergence peut être assurée en rendant dépendants les paramètres ϵ , c_1 et c_2 . L'utilisation d'un facteur de constriction permet de prévenir l'explosion de l'essai, d'assurer la convergence, mais aussi de s'affranchir de la définition arbitraire du paramètre V_{max} .

5.4 Optimisation par les loups gris (GWO)

GWO s'inspire de la hiérarchie sociale et de la méthode de chasse intelligente des loups gris. Habituellement, les loups gris sont au sommet de la chaîne alimentaire dans leurs zones de vie. Les loups gris vivent principalement dans un groupe de 5 à 12 individus. En particulier, dans la vie des loups gris, il existe une hiérarchie sociale stricte [34]. La hiérarchie sociale comprend quatre niveaux comme suit :

- Le premier niveau s'appelle Alpha (α). Les loups alpha sont les leaders de la meute et ils sont un mâle et une femelle. Ils sont responsables de prendre des décisions concernant la chasse, le temps de marcher, le lieu de couchage, etc. Les membres de la meute doivent dicter les décisions alpha et ils reconnaissent l'alpha en tenant leurs queues vers le bas.
- Le deuxième niveau s'appelle Kappa (κ). Les kappas sont des loups subordonnés, qui aident l'alpha dans la prise de décision. Le loup kappa peut être un mâle ou une femelle et il considère que le meilleur candidat est l'alpha lorsque l'alpha disparaît ou devient très vieux. La version kappa renforce les commandes de l'alpha tout au long du paquet et donne la réaction à l'alpha.
- Le troisième niveau s'appelle Delta (δ). Les loups delta ne sont pas des loups alpha ou kappa et ils sont appelés subordonnés. Les loups Delta doivent se soumettre à l'alpha et au kappa, mais ils dominent l'oméga (le niveau le plus bas de la hiérarchie sociale des loups).
- Le quatrième niveau (le plus bas) s'appelle Omega (ω). Les loups oméga sont considérés comme le bouc émissaire dans le peloton, ils doivent se soumettre à tous les autres loups dominants. Ils peuvent sembler ne pas être des individus importants dans la meute et ils sont les derniers loups autorisés à manger. Le pack entier se bat en cas de perte de l'oméga.

En plus de la hiérarchie sociale dans une meute de loups gris, la chasse de groupe est aussi l'un des comportements sociaux intéressants des loups gris. Selon Muro et al [149]. La chasse au loup gris comprend les trois parties principales suivantes :

- (1) Suivre, chasser et approcher la proie.
- (2) Poursuivre, encercler et harceler la proie jusqu'à ce qu'elle arrête de bouger.
- (3) Attaquer la proie.

Ces deux comportements sociaux du meute de loups gris (hiérarchie sociale et chasse technique) sont modélisés dans l'algorithme GWO (Voir Figure.5.4).



Fig. 5.4– Comportement de chasse des loups gris: (A) Suivre, chasser et approcher la proie .(B-D) Poursuivre, encercler et harceler la proie. (E) situation stationnaire et attaque [149].

5.4.1 Modèle mathématique de l'algorithme GWO

Dans cette section, la modélisation mathématique de la hiérarchie sociale des loups gris et leur technique de chasse (poursuite, encerclement et attaque de proies) dans l'algorithme GWO sont détaillées.

- **Hiérarchie sociale**

Afin de modéliser mathématiquement la hiérarchie sociale des loups gris dans l'algorithme GWO, la meilleure solution est considérée comme alpha (α). Par conséquent, le deuxième et les troisièmes meilleures solutions sont respectivement considérées comme kappa (κ) et delta (δ), et l'autre solution est supposée être oméga (ω). Dans l'algorithme GWO, la chasse (optimisation) est guidée par α , κ et δ , et les loups ω les suivent.

• **Encercler la proie**

La méthode d'optimisation GWO modélise le comportement des loups, et assimile la recherche du minimum d'une fonction coût à la stratégie de chasse d'une meute de loups. La traque de la proie correspond à l'exploration ou recherche globale, l'attaque à l'exploitation ou recherche locale. Comme mentionné ci-dessus, les loups gris entourent les proies pendant la chasse. Afin de modéliser mathématiquement le comportement d'encercllement, les équations suivantes sont proposées [34] :

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t)| \quad (5.7)$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_p(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (5.8)$$

Où t indique l'itération courante, \vec{X}_p est le vecteur de position de la proie, et \vec{X} indique le vecteur de position d'un loup gris. Les vecteurs \vec{A} et \vec{C} sont calculés par $\vec{A} = 2\vec{a} \cdot \vec{r}_1 - \vec{a}$ et $\vec{C} = 2 \cdot \vec{r}_2$ et \vec{r}_1, \vec{r}_2 sont des vecteurs aléatoires dans $[0, 1]$.

Pour voir les effets des équations (5.7) et (5.8), un vecteur de position bidimensionnel et certains des voisins possibles sont illustrés sur la figure.5.5(a). Comme on peut le voir sur cette figure, un loup gris dans la position de (X, Y) peut mettre à jour sa position en fonction de la position de la proie (X^*, Y^*) . Différents endroits autour du meilleur agent peuvent être atteints par rapport à la position actuelle en ajustant la valeur des vecteurs \vec{A} et \vec{C} . Par exemple, $(X^* - X, Y^* - Y)$ peut être atteint en réglant $\vec{A} = (1, 0)$ et $\vec{C} = (1, 1)$. Les positions possibles mises à jour d'un loup gris dans l'espace 3D sont représentées sur la figure.5.5(b). Notez que les vecteurs aléatoires \vec{r}_1 et \vec{r}_2 permettent aux loups d'atteindre n'importe quelle position entre les points illustrés sur la figure.5.5. Ainsi, un loup gris peut mettre à jour sa position dans l'espace autour de la proie en utilisant des équations aléatoires (5.7) et (5.8).

Les trois premières meilleures solutions sont sauvegardées et l'autre agent est obligé de mettre à jour ses positions en fonction de la position des meilleurs agents de recherche, comme indiqué dans les équations suivantes :

$$\begin{cases} \vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha - \vec{X}| \\ \vec{D}_\kappa = |\vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\kappa - \vec{X}| \\ \vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta - \vec{X}| \end{cases} \quad (5.9)$$

$$\begin{cases} \vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha - \vec{A}_1 \cdot \vec{D}_\alpha \\ \vec{X}_2 = \vec{X}_\kappa - \vec{A}_2 \cdot \vec{D}_\kappa \\ \vec{X}_3 = \vec{X}_\delta - \vec{A}_3 \cdot \vec{D}_\delta \end{cases} \quad (5.10)$$

$$\vec{X}(t+1) = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (5.11)$$

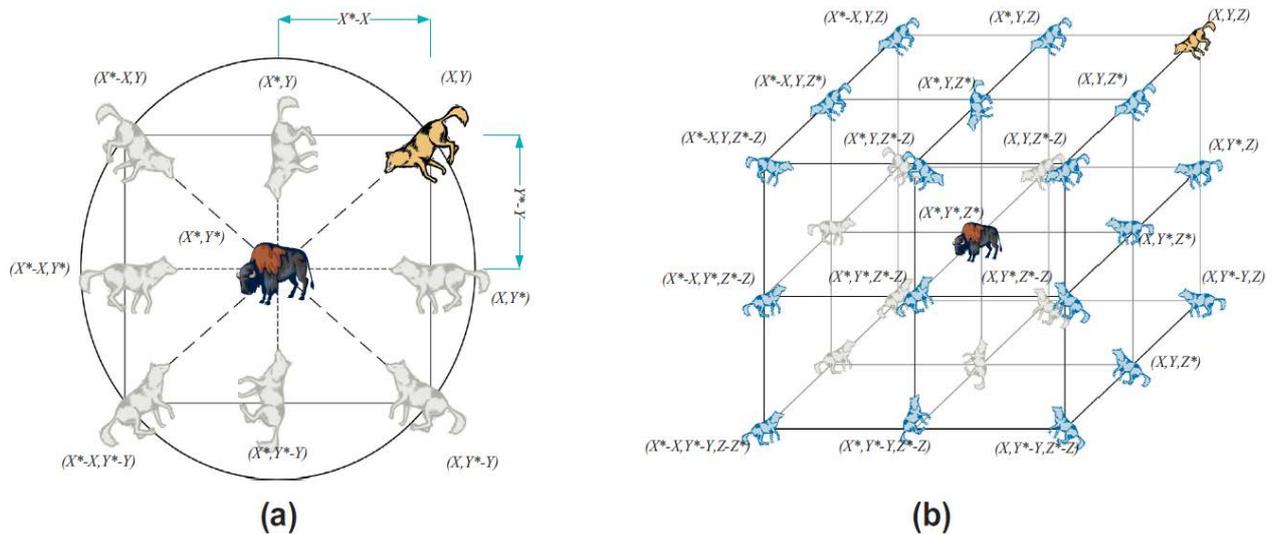


Figure.5.5 – Représentation 2D et 3D des vecteurs de position et leurs prochains emplacements possibles [32].

- **Attaquer la proie**

Comme mentionné ci-dessus, les loups gris finissent le processus de chasse en attaquant la proie jusqu'à ce qu'elle arrête de bouger. Afin de modéliser le processus d'attaque, le paramètre \vec{a} , dans [34], décroît régulièrement de 2 à 0 entre $t = 1$ et $t = T$: $\vec{a} = 2 \left(1 - \frac{t}{T}\right)$. L'opération de chasse est généralement guidée par l'alpha. Le kappa et le delta pourraient participer à la chasse de temps en temps. Dans le modèle mathématique du comportement de chasse des loups gris, nous avons supposé que l'alpha, le kappa et le delta avaient une meilleure connaissance de l'emplacement potentiel des proies.

Durant la chasse, la phase d'exploration court jusqu'à ce que la condition $|\vec{A}| \geq 1$ soit respectée : les loups sont forcés à s'éloigner les uns des autres. Ensuite commence la phase d'exploitation, dès que $|\vec{A}| < 1$: les loups sont alors forcés d'attaquer la proie. Par conséquent, un paramètre clé pour équilibrer les phases d'exploration et d'exploitation est le paramètre a . La recherche globale s'arrête à $a = 1$. Commence alors la recherche locale, jusqu'à $a = 0$.

- **La recherche de la proie (exploration)**

Les loups gris recherchent souvent la proie selon les positions de α , κ et δ . Ils divergent les uns des autres pour explorer la position de la proie et convergent ensuite pour attaquer la proie. Afin de modéliser mathématiquement la divergence des loups gris, \vec{A} peut être utilisé. \vec{A} est un vecteur aléatoire qui est supérieur à 1 ou inférieur à -1 pour forcer l'agent de recherche à diverger de la proie, ce qui accentue la recherche globale dans GWO. La figure.5.6 montre que lorsque $|A| < 1$,

le loup gris est forcé de s'éloigner de la proie (optimum local) pour rechercher de meilleures solutions dans l'espace de décision.

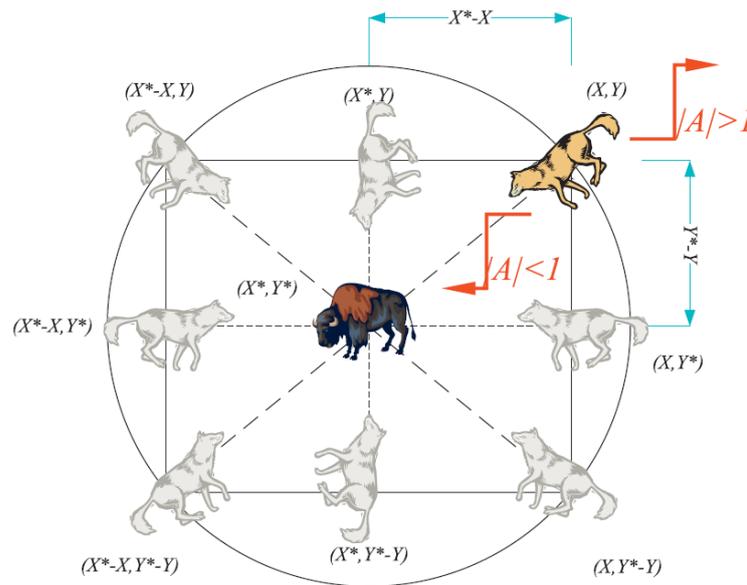


Figure.5.6 – Attaquer vers une proie et chercher une proie [150].

Le tableau.5.1 présente les caractéristiques de l'algorithme GWO.

Tableau.5.1. Les caractéristiques de l'algorithme GWO.

Algorithme général	Algorithme d'optimisation du loup gris
Variable de décision	Loup gris
Solution	Position du loup gris
Solution ancienne	Position ancienne du loup gris
Nouvelle solution	Nouvelle position du loup gris
Meilleure solution	Position de la proie
Fonction objectif	Distance entre loup gris et proie
Solution initiale	Position aléatoire initiale du loup gris
Processus de génération de nouvelle solution	Opérateurs de chasse (Encercler et attaquer la proie)

5.4.2 GWO du contrôleur par mode glissant flou d'un SCEE

La méthode GWO a été proposée pour trouver une meilleure solution dans un temps et une précision de calcul minimums; nous calculons la meilleure solution, en minimisant les fonctions des deux objectifs afin de maximiser la puissance captée par SCEE; pendant ce temps, les charges mécaniques sont allégées calculées par l'équation suivante [151]:

$$\begin{cases} Fit1 = \frac{1}{n_1 T_s} \sum_{l=1}^{n_1} e_1(k_1) \\ Fit2 = \frac{1}{n_2 T_s} \sum_{l=1}^{n_2} e_2(k_2) \end{cases} \quad (5.12)$$

Où: n_1, n_2 sont le nombre total d'échantillons et T_s le temps d'échantillonnage. $e_1 = \Gamma_{em}^* - \Gamma_{em}$ est la différence entre la valeur de la référence de couple électromagnétique et la valeur du couple électromagnétique donnée par les équations (4.25) et (4.9) respectivement.

$e_2 = C_{pmax} - C_p$ est la différence entre la valeur du coefficient de puissance maximum $C_{pmax} = 0.475$ et la valeur du coefficient de puissance donnée par l'équation (2.19).

Le schéma fonctionnel (Voir la figure.5.7) montre l'optimisation de la stratégie du contrôleur par mode glissant flou.

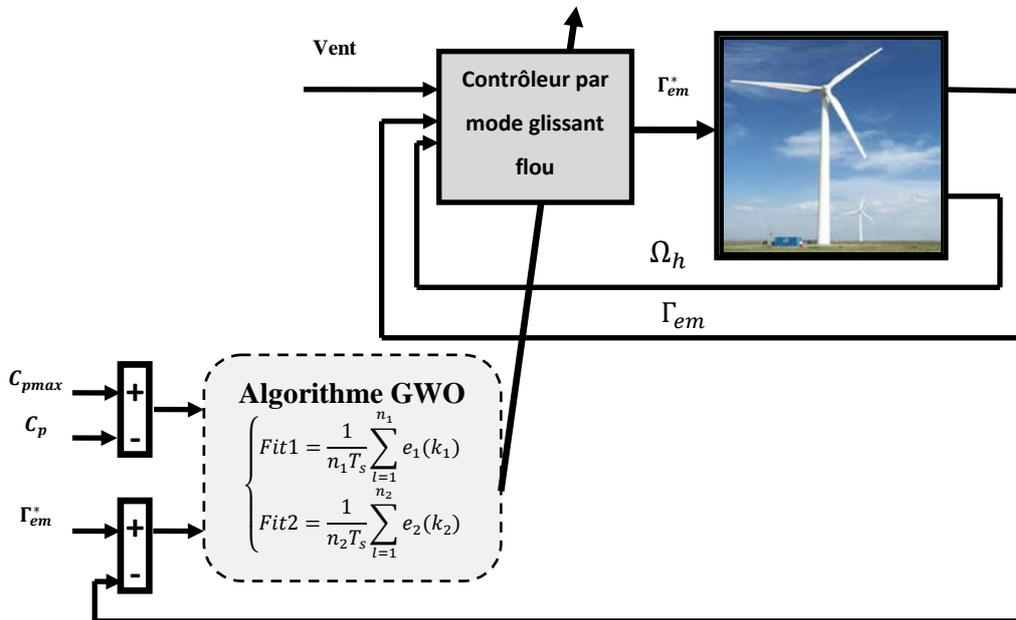


Figure.5.7 – multi-objectif GWO du contrôleur par mode glissant flou [151].

5.5 Résultats de simulation

Afin d'analyser les performances de l'optimisation MO-GWO du contrôleur par mode glissant flou, les résultats de la simulation sont réalisés à l'aide du package MATLAB/Simulink. Le SCEE à faible puissance dont les paramètres sont donnés dans le Tableau B.1 de l'annexe B a été choisi pour illustration. Les valeurs numériques pour les paramètres de l'optimisation du loup gris (GWO) et PSO sont données dans les Tableaux C.1 et C.2 de l'annexe C.

5.5.1 Changement d'échelon de la vitesse du vent

Les résultats de simulation de MPPT obtenus sous quatre changements successifs de vitesse du vent $v(t) = 6 - 10 \text{ m/s}$ sont donnés dans la Figure.5.8, où une augmentation de la vitesse du vent de 1 m/s est ajoutée à chaque changement pour simuler une variation soudaine de vitesse du vent. On peut voir que MO-GWO a le plus petit dépassement dans l'erreur de vitesse du rotor. De plus, il peut maintenir le plus grand coefficient de puissance pendant la variation de la vitesse du

vent, de sorte qu'un suivi de puissance optimal peut être obtenu. Enfin, MO-GWO peut réguler rapidement la puissance active par rapport à celles d'autres algorithmes.

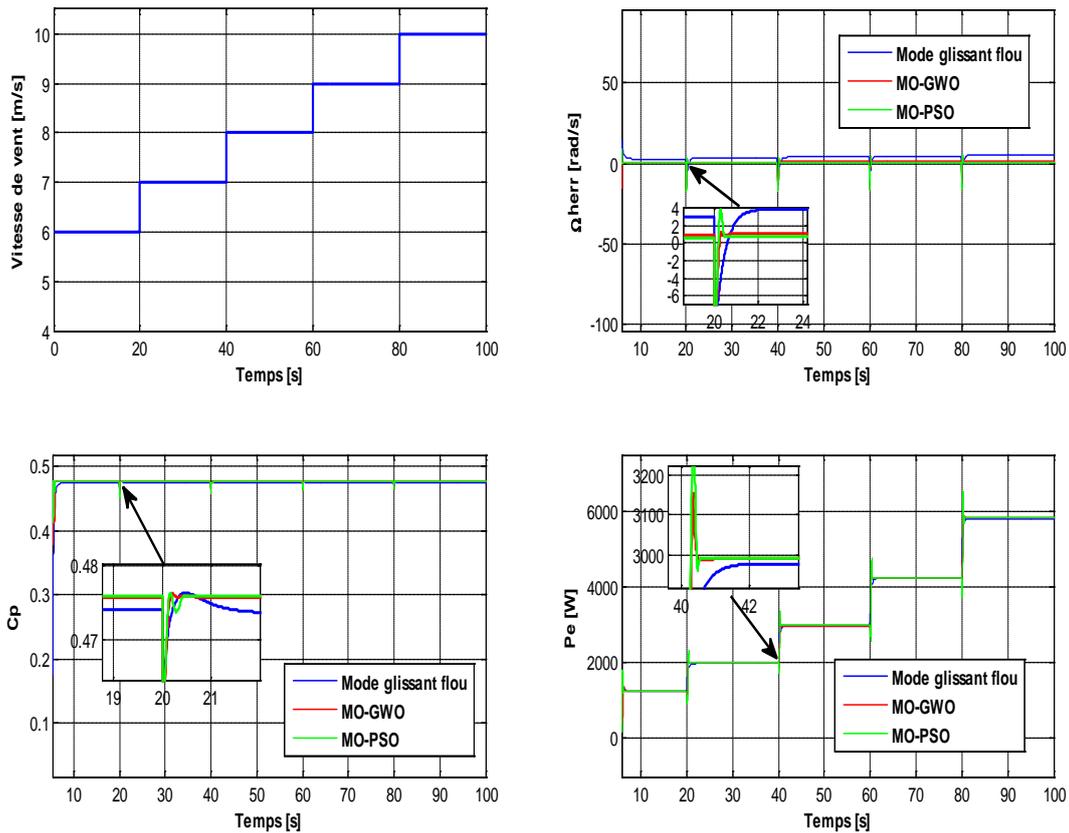


Figure.5.8 – Réponses du système obtenues en présence de quatre changements consécutifs de la vitesse du vent de 6 à 10 m/s.

5.5.2 Variation aléatoire de la vitesse du vent

En raison de l'imprévisibilité de la vitesse du vent, une variation aléatoire de la vitesse du vent est appliquée pour étudier les performances de contrôle de MO-GWO. Les simulations ont été faites pour un horizon temporel de 100 secondes, en utilisant une séquence pseudo-aléatoire de vitesse du vent avec une intensité de turbulence moyenne $I_t = 0.17$, obtenue en utilisant le spectre de Von Karman comme le montre la Figure.5.9.

L'évolution du coefficient de puissance pour MO-GWO, MO-PSO et de commande par mode glissant fou est illustrée sur la figure.5.10. Il convient de noter que $C_{pmax} = 0.475$ pour l'éolienne dans cette simulation. On peut voir sur la figure.5.10 que la méthode d'optimisation proposée est capable de suivre rapidement le coefficient de puissance maximum mieux que les autres méthodes de commande.

Sur la figure.5.11, on peut voir que l'efficacité du MO-GWO proposé permet de maintenir avec plus de précision la vitesse spécifique autour de la valeur optimale par rapport au MO-PSO et au mode glissant flou.

La figure.5.12 montre les formes d'onde de vitesse du générateur obtenues par les différentes stratégies de contrôle. Ces résultats confirment que la perturbation de la variation de la vitesse du vent fait fortement dévier la vitesse du générateur vers sa trajectoire optimale en particulier, entre l'intervalle de temps 56s à 62s pour MO-PSO et par mode glissant flou. Cette déviation a des conséquences évidentes pour la capture de l'énergie éolienne, contrairement à MO-GWO qui assure le suivi de la vitesse optimale.

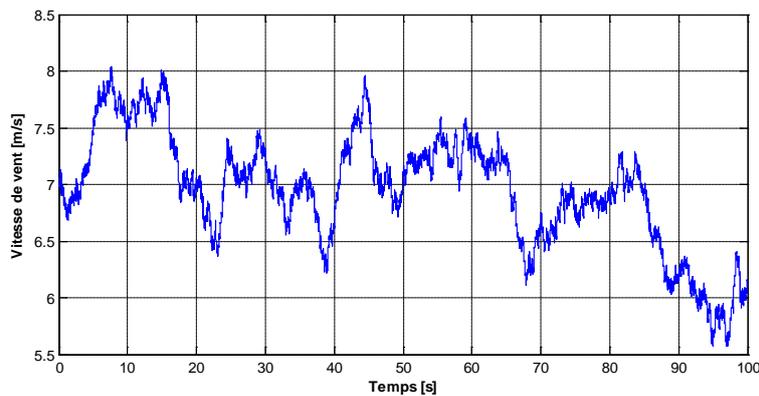


Figure.5.9– Vitesse de vent

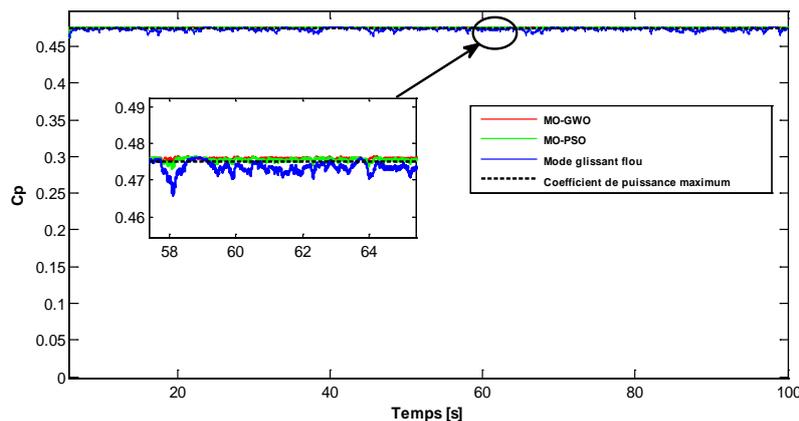


Figure. 5.10– Coefficient de puissance

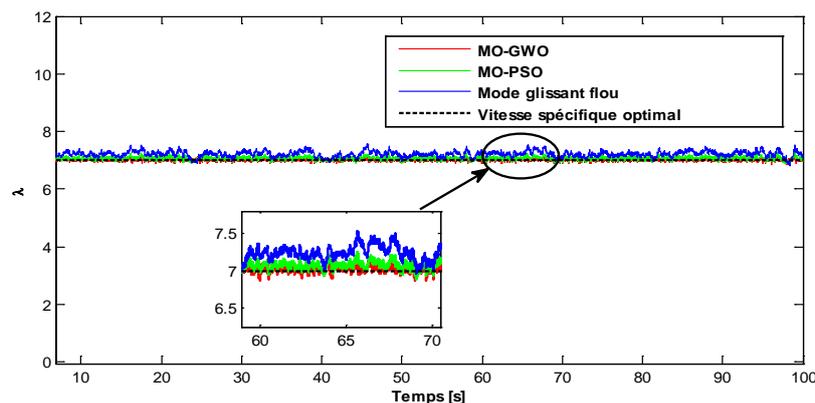


Figure. 5.11– Vitesse spécifique

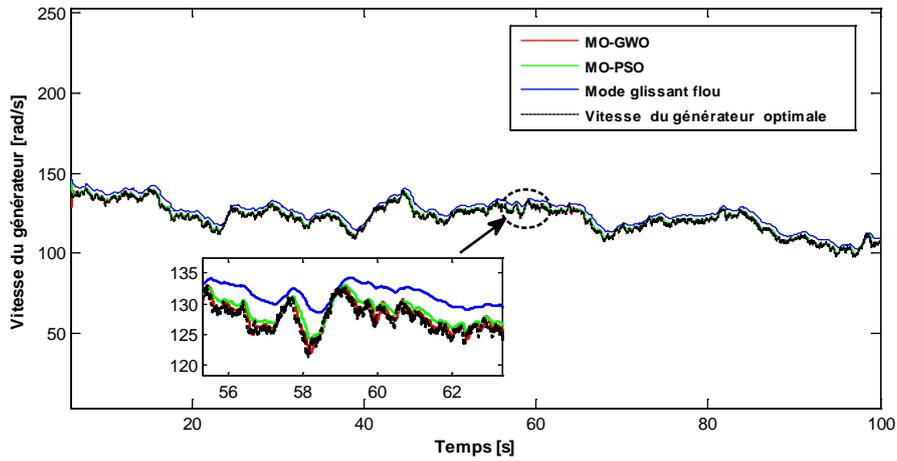


Figure. 5.12– Vitesse du générateur

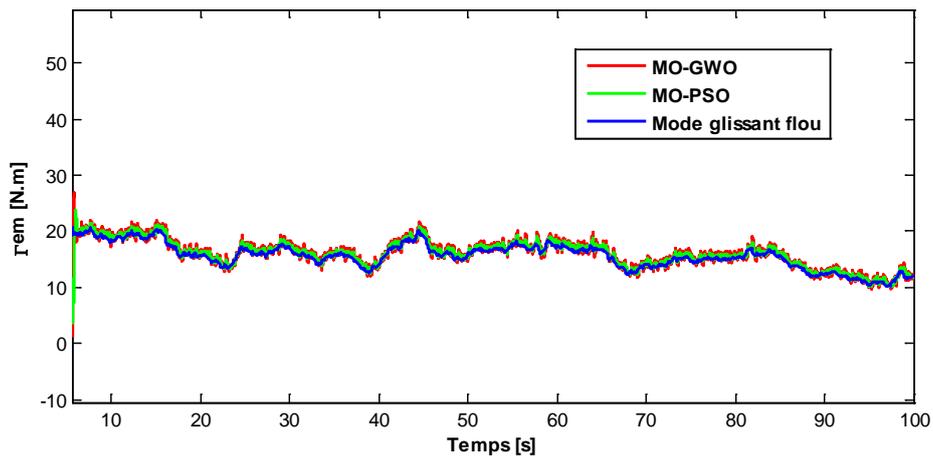


Figure. 5.13– Couple électromagnétique

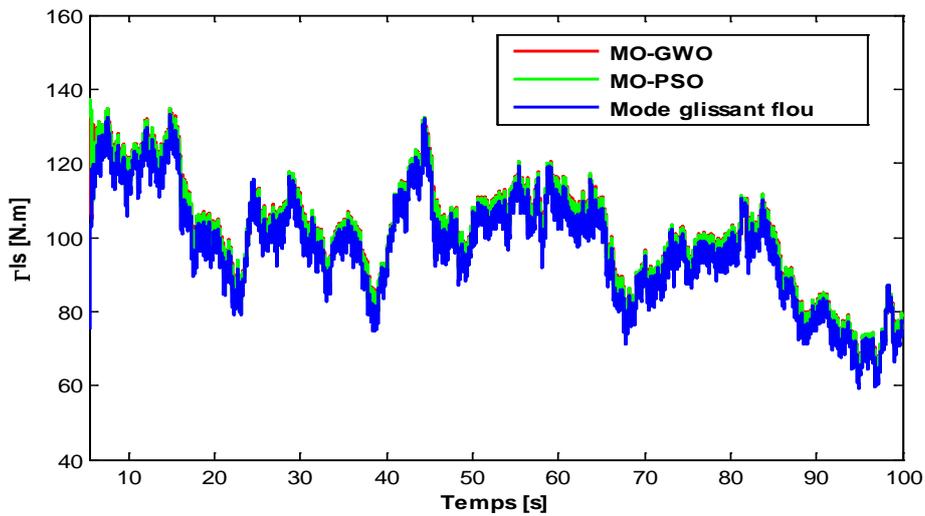


Figure. 5.14– Couple de l'arbre lent

L'efficacité de la structure de contrôle proposée peut être évaluée en terme d'énergie qui est égale le rapport entre l'énergie captée E_{capt} et l'énergie optimale E_{opt} , désignée par:

$$\eta_E = \frac{E_{capt}}{E_{opt}} = \frac{\int_{t_0}^{t_f} 0.5\pi R^2 v^3(t) C_p(\lambda) dt}{\int_{t_0}^{t_f} 0.5\pi R^2 v^3(t) C_p(\lambda_{opt}) dt} \quad (5.13)$$

Afin de souligner les commandes les plus performantes, on a dressé un tableau de comparaison (Tableau.5.2). Pour une meilleure visibilité, les courbes du couple Γ_{em} , de celui de l'arbre lent Γ_{ls} sont rassemblées, pour chacune des commandes appliquées (figure.5.13 et figure.5.14).

En termes d'efforts de commande représentés sur la figure.5.13, la valeur maximale de Γ_{em} est de 28 N.m pour les différentes techniques, avec un minimum de 22 N.m environ pour la commande par mode glissant flou. L'écart-type de Γ_{em} est sensiblement le même dans tous les cas, soit près de 2.7 N.m, à l'exception de la MO-GWO où il atteint 3.11 N.m, certainement dû à une meilleure prise en compte de cet aspect dynamique du vent.

Tableau.5.2. Comparaison des différentes stratégies de commande.

Critère Méthode	Max (Γ_{em})	Std (Γ_{em})	Max (Γ_{ls})	Std (Γ_{ls})	η_E (%)
MO-GWO	27.98	3.11	132.97	18.34	97.2
MO-PSO	24.35	2.87	138.68	16.97	95.6
Mode glissant flou	21.75	2.72	136.67	17.06	90.2

Pour les efforts subis par le dispositif d'entraînement, représentés par le couple de l'arbre lent Γ_{ls} , c'est avec la MO-PSO que cette grandeur atteint sa plus grande valeur à près de 139 N.m. La valeur la moins élevée des maxima correspond à la MO-GWO avec 133 N.m. Bien que celle-ci assure de loin les meilleures performances en termes de rendement, le couple de l'arbre lent correspondant reste dans le même ordre de grandeurs (figure.5.14).

Toutefois, l'écart-type du couple de l'arbre lent Γ_{ls} est légèrement supérieur pour la MO-GWO, comme pour l'effort de commande Γ_{em} , ce qui s'explique par la nécessité d'efforts supplémentaires pour le rejet de la perturbation et la prise en compte de l'aspect dynamique du vent.

D'après les résultats dans le Tableau.5.2, MO-GWO conduit aux meilleures performances en termes de rendement énergétique. On peut noter que l'écart entre les rendements énergétiques de la commande par mode glissant flou optimisée par MO-GWO et la commande par mode glissant flou, est de 7 %.

5.6 Conclusion

Ce chapitre décrit l'algorithme d'optimisation du loup gris (GWO) comme l'un des nouveaux algorithmes méta-heuristiques pour trouver les paramètres optimaux du contrôleur par mode glissant flou appliqué à un générateur asynchrone utilisé dans un système de conversion d'énergie éolienne connecté au réseau. L'algorithme GWO s'inspire du style de vie des loups gris (hiérarchie sociale et mécanisme de chasse). De plus, ce chapitre présente une brève revue de la littérature sur les méta-heuristiques, décrivant le processus naturel du style de vie des loups gris et les équations mathématiques de GWO.

Tout d'abord, la commande par mode glissant flou vise à réduire l'effet de broutement dans la composante à haute fréquence provoquée par le contrôle par mode glissant tout en limitant les ondulations du couple électromagnétique. Basé sur deux critères objectifs afin de maximiser la puissance captée par le SCEE; pendant ce temps, la contrainte mécanique est atténuée, MO-GWO est utilisée pour sélectionner les paramètres du contrôleur. Les résultats obtenus ont montré la performance de la méthode d'optimisation proposée par rapport au contrôle par mode glissant et au mode glissant optimisé par PSO. Les résultats sont utiles pour l'application de l'énergie éolienne et la qualité de l'énergie produite.

Conclusions & Perspectives

Le concept de vitesse variable appliqué aux éoliennes dans la technologie de SCEE est considéré comme une significative avancée. L'application de ce concept dans ce domaine a connu une croissance considérable ces dernières années, compte tenu de son impact positif sur l'efficacité énergétique des éoliennes. Cette efficacité est une exigence économique résultant de la concurrence avec d'autres types de sources d'énergie et s'exprime par deux aspects principaux: la quantité d'énergie fournie (sous certaines exigences de qualité) et les coûts impliqués. Des études indiquent que l'augmentation de la capture d'énergie sans affecter la durée de vie du service n'est pas une tâche triviale, étant donné la nature erratique du vent. D'un point de vue plus technique, une éolienne est un système non linéaire à variation de temps excité par des entrées stochastiques qui affectent de manière significative sa fiabilité. Par conséquent, le contrôle des éoliennes à vitesse variable est encore en phase de développement de solutions techniques, car aucune des techniques de contrôle de SCEE n'est devenue classique pour être largement utilisées par les intégrateurs d'éoliennes.

Dans ce contexte, l'utilisation des techniques de contrôle modernes pour la maximisation de l'efficacité du SCEE est requise. Compte tenu des multiples aspects de l'efficacité globale de l'éolienne (fiabilité, coûts d'exploitation et de maintenance à distance, régimes de production électrique, puissance captée, etc.), la maîtrise des éoliennes peut impliquer la nécessité de formuler des problèmes d'optimisation.

Cette thèse visait principalement à concevoir des structures de contrôle dédiées à l'optimisation de la conversion énergétique de SCEE. C'est un problème de contrôle optimal énoncé pour le régime à charge partielle, qui ne peut être traité distinctement que pour les SCEE de faible puissance. Cependant, même dans ce cas, il faut prendre soin d'alléger l'effort d'entrée de contrôle afin d'éviter des charges mécaniques excessives qui réduisent la durée de vie du service de SCEE. En conséquence, la minimisation des charges mécaniques est obligatoire lors de la formulation des objectifs de contrôle.

Les approches présentées dans ce travail utilisent des modèles d'éoliennes simples et fiables sous un ensemble d'hypothèses de modélisation raisonnable dans le but de développer des contrôleurs. Pour surmonter les inconvénients possibles induites par une "mauvaise modélisation", certaines techniques de contrôle avancées ont été employées, conférant de la robustesse au SCEE contrôlé résultant. L'optimisation globale intégrée dans ces techniques suppose deux directions: capter la puissance maximale du vent, tout en limitant la fatigue mécanique induite par l'entrée de commande (couple du générateur) ou les variations du vent. L'étude présentée dans ce travail suit deux directions principales: lorsque la connaissance des paramètres de SCEE est cohérente et, lorsque de nombreux paramètres sont inconnus (ou insuffisamment connus) respectivement.

Suite à ces remarques, trois approches principales dans le contrôle optimal de SCEE ont été développées dans ce travail:

Tout d'abord, une version de la méthode de contrôle fiable appelée Maximum Power Point Tracking (MPPT), nécessitant une connaissance minimale du système, a été proposée. Basée sur le principe de recherche extrême, cette méthode vise à amener le point de fonctionnement moyen de la turbine vers le point optimal, assurant ainsi un régime de conversion optimal, en utilisant la composante de turbulence de la vitesse du vent comme signal de recherche.

Deuxièmement, une loi de commande floue a été proposée afin de résoudre le problème de brouillement du contrôleur de conception On-Off standard où ses performances sont améliorées. Le contrôleur proposé a été appliqué sur le SCEE équipé d'un générateur asynchrone relié au réseau électrique. Il fournit la référence de couple électromagnétique optimal dans lequel le suivi du point de puissance est maximisé pour le cas de vitesse du vent variable. Le couple électromagnétique précédent est déterminé par le système FLC proposé. Ses entrées sont la différence entre la vitesse spécifique et sa valeur optimale, ainsi que la dérivée temporelle de la divergence ci-dessus. De plus, il génère la loi de commande floue qui substitue la loi de composante à haute fréquence indésirable dans laquelle le problème de chattering de la stratégie de commande On-Off est bien évité. Par la suite, le contrôle flou proposé a été combiné avec le contrôle équivalent où la référence de couple électromagnétique a été dérivé. La référence de couple électromagnétique améliore la qualité du courant de stator, ainsi que les performances obtenues à travers le SCEE sont améliorées.

Afin d'améliorer les performances de la commande de SCEE vis-à-vis des incertitudes paramétriques (modélisation) et les perturbations externes au système. Nous avons mise en œuvre une loi de commande par mode glissant visant à maintenir le point de fonctionnement de l'éolien dans un certain voisinage des caractéristiques de régime optimales (CRO). La trajectoire d'état du système est limitée dans ce cas à la surface de glissement. La composante équivalente de l'entrée de commande assure une pente réglable de la surface de glissement, lui permettant de s'approcher plus ou moins de CRO, obligeant ainsi le SCEE à suivre aussi précisément que souhaité le régime de conversion optimal, selon un coefficient de compromis. L'approche par mode glissant confère une flexibilité au fonctionnement du SCEE, les paramètres assurant le compromis énergie-fiabilité pouvant être modifiés par l'opérateur du système en cas de vent variable (les vents turbulents plus élevés nécessitent un contrôleur basé sur un coefficient d'échange plus faible). Ensuite, pour l'amélioration des performances de commande par mode glissant classique, une autre approche reposant sur la commande non linéaire par mode glissant flou a été réalisée. L'objectif étant la réduction du broutement tout en assurant les performances et la robustesse données par le mode glissant classique. Dans ce cadre, nous avons utilisé les algorithmes méta-heuristiques (PSO et GWO) pour sélectionner les paramètres du contrôleur par mode glissant flou. Les résultats de simulation ont montrés une efficacité de ces approches pour les applications de l'énergie éolienne.

Comme les approches de contrôle WECS proposées présentent certains inconvénients ou ont été incomplètement développées, certains travaux futurs doivent être examinés plus avant.

Concernant l'approche MPPT, certains travaux devraient être orientés vers la conception d'une loi adaptative de la vitesse de recherche, qui doit prendre en compte l'intensité de la turbulence, et tester expérimentalement cette approche sur un simulateur électromécanique d'éoliennes en temps réel (mise en œuvre d'un modèle aérodynamique plus complexe). Une étude concernant la convergence de vitesse contrôlée de SCEE au régime de conversion optimal dans différentes conditions de vent doit être également réalisée.

Dans le contrôle par mode glissant de SCEE, une étude de la robustesse du système en boucle fermée dans différentes conditions de fonctionnement mérite une attention particulière. Une expression quantitative du compromis réalisable doit être recherchée, c'est-à-dire, dans quelle mesure le stress est-il effectivement réduit lorsqu'on abandonne la performance de suivi dans une certaine mesure. La conception d'une loi de commande par mode glissant pour la régulation de puissance capturée dans le même cadre est intéressante, car elle peut être utile pour le contrôle de SCEE dans le régime de fonctionnement à pleine charge.

Nous proposons d'hybrider dans le futur d'autres algorithmes heuristiques notamment les algorithmes PSO et GWO. Nous comptons travailler sur des problèmes multi-objectifs plus complexes pour bien améliorer les limites de nos méthodes.

La mise en œuvre de ces approches de contrôle sur les installations d'éoliennes dans le monde réel est un dernier mais non le moindre objectif à considérer comme développement futur de ce travail.

Bibliographie

- [1] Valipour, M (2015). A comprehensive study on irrigation management in Asia and Oceania. *Archives of Agronomy and Soil Science*;61(9):1247–1271.
- [2] Valipour, M (2015). Future of agricultural water management in Africa. *Archives of Agronomy and Soil Science*;61(7):907–927.
- [3] Valipour, M (2014). Drainage, water logging, and salinity. *Archives of Agronomy and Soil Science*; 60 (12):1625–1640.
- [4] Valipour, M (2012). Comparison of surface irrigation simulation models: full hydrodynamic, zero inertia, kinematic wave. *Journal of Agricultural Science* ;4:68-74.
- [5] Yannopoulos, S.I., Lyberatos, G., Theodossiou, N., Li, W., Valipour, M., Tamburrino, A., Angelakis, A.N (2015) . Evolution of water lifting devices (pumps) over the centuries world- wide. *Water* ;7(9):5031–5060.
- [6] Kumar, Y., Ringenber, J., Depuru, S.S., Devabhaktuni, V.K., Lee, J.W., Nikolaidis, E., Andersen, B., Afjeh, A (2016). Wind energy: Trends and enabling technologies. *Renew Sustain Energy Rev* ;53:209–224.
- [7] Saravanan, S., Babu, N.R (2016). Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system—A review. *Renew Sustain Energy Rev*;57:192–204.
- [8] Renewables: global status report 2016.
- [9] Renewables: global status report 2017.
- [10] Strantzali, E., Aravossis, K (2016). Decision making in renewable energy investments: a review. *Renew Sustain Energy Rev* ;55:885–898.
- [11] Ibrahim, H., Ghandour, M., Dimitrova, M., Ilinca, A., Perron, J (2011) .Integration of wind energy into electricity systems: technical challenges and actual solutions. *Energy* ;6:815–824.
- [12] Pao, L.Y., Johnson, K.E (2009). A tutorial on the dynamics and control of wind turbines and wind farms. In: *Proceedings of IEEE American control conference*; 2076–2089.
- [13] Observer, l’Observatoire des Energies Renouvelables. La production d’électricité d’origine renouvelable dans le monde. Douzième inventaire. Edition 2010.
- [14] <http://www.mem-algeria.org>. Ministère de l’Energie et des Mines. Evolution du secteur de l’énergie et des mines 1962–2007. Edition 2008.
- [15] Van Wingerden, J.W., Hulskamp, A., Barlas, T., Houtzager, I., Bersee, H., van Kuik, G., Verhaegen, M (2011) . Two-degree-of-freedom active vibration control of a prototyped “smart” rotor. *IEEE Trans. Cont. Sys. Tech*, 19: 284-296.
- [16] Boukhezzar, B., Lupu, L., Siguerdidjane, H., Hand, M (2007) . Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines. *Ren. Energy*, 32: 1273-1287.
- [17] Aidoud, M., Sedraoui, M., Lachouri, A., Boualleg, A (2016). A robustification of the two degree-of-freedom controller based upon multivariable generalized predictive control law and robust H_{∞} control for a doubly-fed induction generator. *Trans Inst Meas Control*. First Published 1 Nov 2016.
- [18] Kamel, O., Mohand, O., Toufik, R., Taib, N (2015) . Nonlinear predictive control of wind energy conversion system using DFIG with aerodynamic torque observer. *Jour. Elec. Eng*, 65: 333-341.
- [19] Abdeddaim, S., Betka, A., Drid, S., Becherif, M (2014) .Implementation of MRAC controller of a DFIG based variable speed grid connected wind turbine. *Ener. Conv. Management*, 79: 281-288.
- [20] Martinez, M.I., Tapia, G., Susperregui, A., Camblong, H (2012) . Sliding-mode control for DFIG rotor- and grid-side converters under unbalanced and harmonically distorted grid voltage. *IEEE Trans. Ener. Conv*, 27: 328-339.

- [21] Soufi, Y., Kahla, S., Bechouat, M (2016) . Particle swarm optimization based sliding mode control of variable speed wind energy conversion system. *Inter. Jour. Hyd. Ener*, 41(45): 20956-20963.
- [22] Chen, D., Liu, S., Ma, X (2013) . Modeling, nonlinear dynamical analysis of a novel power system with random wind power and its control. *Energy*, 53:139-146.
- [23] Tang, Y., Zhang, X., Zhang, D., Zhao, G., Guan, X (2013). Fractional order sliding mode controller design for antilock braking systems. *Neuro comp*, 111: 122-130.
- [24] Pan, L., Voos, H., Pan, Y., Li, Y., Xu, Y., Darouach, M., Li, Z (2015) . A class of Improved Wake Interaction Model for the coordinated control of wind farms. *IEEE Chinese Automation Congress (CAC)*, Wuhan, Hubei Province, China, 1322-1327.
- [25] Pan, L., Voos, H., Pan, Y., Darouach, M (2016) . Generalized wake interaction models and optimal control in wind farms. *The 28th IEEE Chinese Control and Decision Conference (CCDC 2016)*, in Yinchuan, China, 6020 - 6025.
- [26] Bechouat, M., Soufi, Y., Sedraoui, M., Kahla, S (2015) . Energy storage based on maximum power point tracking in photovoltaic systems: A comparison between GAs and PSO approaches. *Inter. Jour. Hyd. Ener*, 40(39): 13737-13748.
- [27] Kahla, S., Soufi, Y., Sedraoui, M., Boutaghane, A., Boussiala, B., Thelaidjia, T (2014) . Sliding Mode Control Based Bacterial Foraging Optimization of Wind Energy Conversion Systems. *The 4th International Conference on Welding, Non Destructive Testing, Materials and Alloys Industry (IC-WNDT-MI'14)*.
- [28] Rout, U.K., Sahu, R.K., Panda, S (2013) .Design and analysis of differential evolution algorithm based automatic generation control for interconnected power system. *Ain Shams Engineering Journal*, 4(3) :409-421.
- [29] Sahu, R.K., Panda, S., Padhan, S (2014) . Optimal gravitational search algorithm for automatic generation control of interconnected power systems. *Ain Shams Engineering Journal*, 5(3): 721-733.
- [30] Soufi, Y., Kahla, S., Bechouat, M (2016) . Feedback linearization control based particle swarm optimization for maximum power point tracking of wind turbine equipped by PMSG connected to the grid. *International journal of hydrogen energy*, 41 (45) :20950–20955.
- [31] Soufi, Y., Bechouat, M., Kahla, S (2016). Fuzzy-PSO controller design for maximum power point tracking in photovoltaic system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (13): 8680-8688.
- [32] Debbarma, S., Saikia, L.C., Sinha, N (2014). Solution to automatic generation control problem using firefly algorithm optimized I λ D μ controller. *ISA Transactions*, 53(2): 358–366.
- [33] Puja,D., Chandra, S.L., Nidul, S (2014). Comparison of performances of several cuckoo search algorithm based 2DOF controllers in AGC of multi-area thermal system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*,55: 429–436.
- [34] Mirjalili, S., Mirjalili, S.M., Lewis, A (2014). Grey wolf optimizer .*Advances in Engineering Software*,69: 46–61.
- [35] Gholizadeh, S (2015). Optimal design of double layer grids considering nonlinear behaviour by sequential grey wolf algorithm. *Journal of Optimization in Civil Engineering*, 5(4):511–523.
- [36] El-Fergany, A.A., Hasanien, H.M (2015). Single and multi-objective optimal power flow using grey wolf optimizer and differential evolution algorithms . *Electric Power Components and Systems*, 43(13):1548–1559.
- [37] Carlin. P.W., A. S. Laxson, and E. B. Muljadi (2003).The History and the State of the Art of variable Speed Wind Turbine Technology. *Wind Energy* 6 (2): 129–159.
- [38] Ackermann, T., and L. Söder (2000). Wind Energy Technology and Current Status: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 4 (4): 315–374.
- [39] Jourieh.M. (2007). Développement d'un modèle représentatif d'une éolienne afin d'étudier l'implantation de plusieurs machines sur un parc éolien . Thèse de doctorat, ENSAM de France.
- [40] Mirecki.A (2005). Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance. Thèse de Doctorat, INPT de France.

- [41] Peeters.J (2006). Simulation of dynamic drive train loads in a wind turbine. Thèse de doctorat de l'Université de Katholieke, Belgium.
- [42] Ackermann, T (2012). Wind power in power systems. Wiley 2nd edition.
- [43] Henderson. A. R., C. Morgan, B. Smith, H. C. Sorensen, R. J. Barthelmie, and B. Boesmans (2003). Offshore wind energy in Europe a review of the state of the art. *Wind Energy* 6 :35–52.
- [44] Berger .J (1997). Charging A head : The business of Renewable Energy and What it Means for America. University of California Press, Berkley, CA, Canyon.
- [45] Harrison.R., E. Hau, and H. Snel (2000). Large Wind Turbines : Design and Economics. Wiley.
- [46] Andriani.B., P.Lignièrès , M. Barges, A.Bennis, G. Mokhtari (2013) , L'énergie au Royaume du Maroc Stratégie énergétique et développements récents. L'énergie au Royaume du Maroc linklaters.com.
- [47] Boudia .S. M (2013). Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie . Thèse de Doctorat. Université de Tlemcen.
- [48] Boudia .S. M.,A. Benmansour, and M.A.T.Hellal (2016). Wind resource assessment in Algeria. *Sustainable Cities and Society*, 22:171-183.
- [49] Chellali, F., Khellaf, A., Belouchrani, A., & Recioui, A. (2011). A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 993–1002.
- [50] Merzouk, N. K. (2006). Evaluation du Gisement Énergétique Eolien-Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie . Thèse de doctorat d'état en physique énergétique, Université de Tlemcen.
- [51] Daaou Nedjari, H., Kheder Haddouche, S., Balehouane, A., Guerri, O (2017). Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives. *Energy*. In press.
- [52] Van Haaren, R.V., Fthenakis, V (2011). GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA) : Evaluating the case for New York State. *Renew. Sustain. Energy Rev*; 15: 3332–3340.
- [53] Belabes .B., A.Youcefi , O.Guerri , M.Djamai , A.Kaabeche (2015). Evaluation of wind energy potential and estimation of cost using wind energy turbines for electricity generation in north of Algeria. *Renew Sustain Energy Rev* ;51:1245–1255.
- [54] Diaf .S., Notton ,G (2013) . Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in southern Algeria. *Renew Sustain Energy Rev* ;23:379–90.
- [55] <http://www.mem-algeria.org>. Ministry of energy and mines, Sonelgaz Group Company. Program for renewable energy and energy efficiency; March2011.
- [56] Hau.E (2005). Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2nd edition, Springer.
- [57] Blaabjerg. F ., and Z. Chen (2006). Power Electronics for Modern Wind Turbines, Morgan & Claypool Publishers.
- [58] Ackermann. T (2005). Wind Power in Power System, Wiley, Ltd.
- [59] Burton. T, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi (2001). Wind Energy Handbook, Wiley.
- [60] Beltran. B (2011). Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur »; Thèse de Doctorat, Université de Bretagne Occidentale.
- [61] Gaillard. A (2010) . Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service »; Thèse de Doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy I, France.
- [62] Xiaoning. X., Z. Xuesong (2013). The study of energy storage technology application in wind power integration. *Applied mechanics and materials* ; 391: 261-264.
- [63] Camblong.H (2003). Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable. Thèse de doctorat, ÉNSAM France.
- [64] Abdullah, M.A., Yatim, A.H.M., Tan,C.W. and Saidur, R (2012).A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 16:3220–3227.

- [65] Nichita, C., Luca, D., Dakyo, B. and Ceangă, E (2002). Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 17(4), 523-529.
- [66] Damper, R.I. (1995). *Introduction to Discrete - Time Signals and Systems*. Chapman and Hall.
- [67] Welfonder, E., Neifer, R. and Spanner, M. (1997). Development and Experimental Identification of Dynamic Models for Wind Turbines. *Control Engineering Practice* 5(1), 63-73.
- [68] Betz, A (1926). Wind energy and its use by wind-mills (Wind-Energie und ihr Ausnutzung durch Windmühlen). Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen.
- [69] Hong, Y.Y., Lu, S., Chiou, C.S (2009). MPPT for PM wind generator using gradient approximation. *Energy Convers Manage* 50:82–89.
- [70] Kesraoui, M., Korichi, N., Belkadi, A (2011). Maximum power point tracker of wind energy conversion system. *Renew Energy* 36:2655–2662.
- [71] Leithead, W.E., Connor, B (2000). Control of variable speed wind turbines: Dynamic models. *International Journal of Control* 73(13):1173–1188.
- [72] Ekelund, T (1997). Modeling and linear quadratic optimal control of wind turbines. Ph.D. Thesis, Chalmers University of Göteborg, Sweden.
- [73] El Aimani, S (2004). Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau moyenne tension. Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille-Université des Sciences et Technologies de Lille 1.
- [74] Leonhard, W (2001). *Control of electrical drives*, 3rd edition. Springer, Berlin Heidelberg New-York.
- [75] Bose, B.K (2001). *Modern power electronics and AC drives*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, USA.
- [76] Rabelo, B., Hofmann, W (2003). Control of an optimized power flow in wind power plants with doubly-fed induction generators. *IEEE 34th Annual Power Electronics Specialist Conference – PESC 2003* 4:1563-1568.
- [77] Lubosny, Z (2003). *Wind turbine operation in electric power systems*. Springer, Berlin Heidelberg New-York.
- [78] Munteanu, I., Cutululis, N.A., Bratcu, A.I., Ceanga, E (2005). Optimization of variable speed wind power systems based on a LQG approach. *Control Engineering Practice* 13(7):903-912.
- [79] Munteanu, I., Bratcu, A., Cutululis, N.A., Ceanga, E (2006). A two loop optimal control of flexible drive train variable speed wind power systems. In: Zitek P (ed.) *Proceedings of the 16th IFAC World Congress (CD_ROM)*, Elsevier Science.
- [80] Ariyur, K.B. and Krstić, M (2003). *Real -Time Optimisation by Extremum Seeking Control*. Wiley-Interscience.
- [81] Bhowmik, S. and Spée, R (1998). Wind Speed Estimation Based Variable Speed Wind Power Generation. *Proceedings of the Annual IEEE Conference of the Industrial Electronics Society – IECON'98*, Aachen, Germany, 596-601.
- [82] Farret, F.A., Pfitscher, L.L. and Bernardon, D.P (2000). An Heuristic Algorithm for Sensorless Power Maximization Applied to Small Asynchronous Wind Turbo generators. *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2000)* 1, 4-8 December, 179-184.
- [83] Belmokhtar, K., Doumbia, M.L. Agbossou, K (2014). Novel fuzzy logic based sensorless maximum power point tracking strategy for wind turbine systems driven DFIG (doubly-fed induction generator). *Energy* 76:679–693.
- [84] Bhattacharjee, C and Roy, B.K (2016). Advanced fuzzy power extraction control of wind energy conversion system for power quality improvement in a grid tied hybrid generation system. *IET Generation, Transmission & Distribution* 10(5): 1179 – 1189.
- [85] Wai, R.J., Lin, C.Y. and Chang, Y.R (2007). Novel maximum-power extraction algorithm for PMSG wind generation system. *IET Electr Power Appl* 1(2):275–283.
- [86] Femia, N., Granozio, D. Petrone, G. Spagnuolo, G. Vitelli, M (2007). Predictive & adaptive MPPT perturb and observe method. *IEEE Trans Aerosp Electron Syst* 43(3):934–950.

-
- [87] Hui, J., and Bakhshai, A (2008). A fast and effective control algorithm for maximum power point tracking in wind energy systems. In: Proceedings of the 2008 world wind energy conference, 1–10.
- [88] Qu, L., Qiao, W (2011). Constant Power Control of DFIG Wind Turbines With Super capacitor Energy Storage. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, no. 1, pp. 359-367.
- [89] Ou, T.-C., Hong, C.-M (2014). Dynamic operation and control of micro grid hybrid power systems. *Energy* 66:314-323.
- [90] Morimoto, S., Nakayama, H., Sanada, M., Takeda, Y (2005). Sensorless output maximization control for variable-speed wind generation system using IPMSG. *IEEE Trans Ind Appl* 41(1):60–67.
- [91] Maurizio, M., Marcello, P (2011). Growing neural gas (GNG)-based maximum power point tracking for high-performance wind generator with an induction machine. *IEEE Trans Ind Appl* 47(2):861–872.
- [92] Beltran, B., Ahmed-Ali, T., Benbouzid, M.E.H (2009). High-order sliding mode control of variable speed wind turbines. *IEEE Trans. Industrial Electronics* 56(9) :3314- 3321.
- [93] Boukhezzer, B (2006). Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable. Thèse de doctorat de l'université de paris XI ORSAY.
- [94] Åström, K.J., Hägglund, T (1995). PID controllers: theory, design and tuning, 2nd edition. Instrument Society of America.
- [95] Bossanyi, E.A (2000). The design of closed loop controllers for wind turbines. *Wind Energy* 3:149-163.
- [96] Muljadi, E., Pierce, K., Migliore, P (2000). A conservative control strategy for variable-speed stall-regulated wind turbines. Technical Report NREL/CP-500-24791, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, U.S.A.
- [97] Connor, B., Leithead, W.E (1993). Investigation of fundamental trade-off in tracking the C_{pmax} curve of a variable speed wind turbine. In: Proceedings of the 12th British Wind Energy Conference, pp 313-319.
- [98] Pierce, K (1999). Control method for improved energy capture below rated power. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, U.S.A.
- [99] Munteanu, I., Bratcu, A.I., Frangu, L (2004). Nonlinear control for stationary optimization of wind power systems. In: Sgurev V, Dimirovski GM, Hadjiski M (eds.), Preprints of the IFAC Workshop Automatic systems for building the infrastructure in the developing countries – DECOM '04, pp 195-200.
- [100] Munteanu, I., Cutululis, N.A., Bratcu, A., Ceanga, E (2006). Using a nonlinear controller to optimize a variable speed wind power system. *Journal of Electrical Engineering* 6(4):1-8.
- [101] Levant, A (1993). Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control. *International Journal of Control* 58(6): 1247–1263.
- [102] Fridman, L., Levant, A (2002). High-Order Sliding Modes Control in Engineering, Ed. W. Perruquetti, J.P. Barbot, M. Dekker, Inc. New York.
- [103] Rocha, R., Martins Filho, L. S., Bortolus, M. V (2005). Optimal Multivariable Control for Wind Energy Conversion System A comparison between H_2 and H_∞ controllers. In Proc. 44th IEEE Conf. on Decision Cont., and the Euro. Cont. Conf., (CDC-ECC'05): 7906-7911.
- [104] Kumar, P., Agarwal, V., Singh, A .K (2011). Design of fuzzy PI controller for CSI Fed induction motor drive. *Int. Jour. Elec. Electronic Sys. Research* 1: 1-9.
- [105] Pan, Y., Zhou, Y., Sun, T., Er, M.J (2013). Composite adaptive fuzzy H_∞ tracking control of uncertain nonlinear systems. *Neurocomputing*; 99 :15–24.
- [106] Levine, W.S (1996). The Control Handbook. CRC Press, 941-951.
- [107] Young, K.D., Utkin, V.I. and Ozguner, U. (1999). A control engineer's guide to sliding mode control. *IEEE Transactions on Control System Technology* 7(3), 328-342.
- [108] De Battista, H. and Mantz, R.J. (2004). Dynamical variable structure controller for power regulation of wind energy conversion systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 19(4), 756- 763.
- [109] Beltran, B., Ahmed-Ali, T., Benbouzid, M.E.H (2008). Sliding Mode Power Control of Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 23(2), 551 - 558.
-

- [110] Ouassaid, M., Elyaaloui, K., Cherkaoui, M (2016). Sliding Mode Control of Induction Generator Wind Turbine Connected to the Grid. In: Vaidyanathan S., Volos C. (eds) *Advances and Applications in Nonlinear Control Systems. Studies in Computational Intelligence*, vol 635. Springer, Cham.
- [111] Pena, R.S. and Sbarbaro, D (1999). Integral variable structure controllers for small wind energy systems. *Proceedings of the 25th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON '99*, San Jose, CA, U.S.A., 1067-1072.
- [112] Itkis, U (1976). *Control System of Variable Structure*, Wiley, New York.
- [113] Hung, J.Y., Gao, W., Hung, J.C (1993). Variable structure control: a survey, *IEEE Trans. Ind. Electronics* 40 (1) , 2-22.
- [114] Edwards, C., Spurgeon, S (1998). *Sliding Mode Control: Theory and Applications*, Taylor and Francis, London.
- [115] Wilkie, J., Leithead, W.E., Anderson, C (1990). Modelling of wind turbines by simple models. *Wind Engineering* 4:247-274.
- [116] De Carlo, R.A., Zak, S.H., Drakunov, S.V (1996). Variable structure, sliding-mode controller design. In: Levine WS (ed.) *The Control Handbook*. CRC Press, IEEE Press, pp 941-951.
- [117] Lo, J.C., Kuo, Y. H (1998). Decoupled Fuzzy Sliding-Mode Control . *IEEE transactions On Fuzzy systems* 6(3), 426-435.
- [118] Paschos, V. T (2005). *Optimisation combinatoire : concepts fondamentaux*. Hermes science publication.
- [119] Mitchell, M (1998). *An Introduction to Genetic Algorithms*. Prentice-Hall.
- [120] Yang, X.S (2017). *Nature-Inspired Algorithms and Applied Optimization*. 1st edition, Springer.
- [121] Holland, J (1975). *Adaptation in Natural and Artificial systems*. University of Michigan Press, Ann Arbor.
- [122] De Jong, K (1975). *Analysis of the Behaviour of a Class of Genetic Adaptive Systems*. PhD thesis, University of Michigan, Ann Arbor .
- [123] Rechenberg, I(1978). *Evolutionsstrategien*. In: Schneider B., Ranft U. (eds) *Simulationsmethoden in der Medizin und Biologie. Medizinische Informatik und Statistik*, vol 8. Springer, Berlin, Heidelberg.
- [124] Bienert, P (1967). *Aufbau einer Optimierungsautomatik fur drei Parameter*. PhD thesis, Technical University of Berlin, Institute of Measurement and Control Technology, Berlin, Germany.
- [125] Fogel, L.J., Owens, A.J., Walsh, M.J (1966). *Artificial Intelligence Through Simulated Evolution*, Wiley.
- [126] Kirkpatrick, S., Gellat, C.D., Vecchi, M.P (1983). Optimization by simulated annealing, *Science*, 220, 671-680.
- [127] Glover, F., Laguna, M (1997). *Tabu Search*, Kluwer Academic Publishers, Boston.
- [128] Dorigo, M (1992). *Optimization, Learning and Natural Algorithms*, PhD thesis, Politecnico di Milano, Italy .
- [129] Koza, J.R (1992). *Genetic Programming: One the Programming of Computers by Means of Natural Selection*, MIT Press.
- [130] Kennedy, J., Eberhart, R (1995). Particle swarm optimization, in: *Proc. of the IEEE Int. Conf. on Neural Networks*, Piscataway, NJ, pp. 1942-1948.
- [131] Storn, R ., Price, K (1997). Differential evolution - a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces, *Journal of Global Optimization*, 11, 341-359 .
- [132] Geem, Z.W., Kim, J.H., Loganathan, G.V (2001). A new heuristic optimization: Harmony search, *Simulation*, 76(2), 60-68 .
- [133] Nakrani, S., Tovey, C (2004). On honey bees and dynamic server allocation in Internet hosting centers, *Adaptive Behavior*, 12, 223-240 .
- [134] Pham, D.T., Ghanbarzadeh, A., Koc, E., Otri, S., Rahim, S., Zaidi, M (2005). *The bees algorithm*, Technical Note, Manufacturing Engineering Center, Cardiff University.
- [135] Karaboga, D (2005). *An idea based on honey bee swarm for numerical optimization*, Technical Report, Erciyes University.

-
- [136] Yang, X.S., Deb, S (2010). Engineering optimization by cuckoo search, *Int. J. Math. Modelling & Num. Optimization*, 1, 330-343.
- [137] Binitha, S., Sathya, S.S (2012). A survey of bio-inspired optimization algorithms. *Int J Soft Comput Eng* ;2(2):137–51.
- [138] Civicioglu, P (2012). Transforming geocentric cartesian coordinates to geodetic coordinates by using differential search algorithm. *Comput Geosci* ;46(1):229–47.
- [139] Dorigo, M., Stützle, T (2004). *Ant colony optimization*. Cambridge, MA, USA: MIT Press.
- [140] Erol ,O.K., Eksin, I (2006). A new optimization method: big bang, big crunch. *Adv Eng Software* ;37(2):106–11.
- [141] Eskandar, H., Sadollah, A., Bahreininejad, A., Hamdi, M (2012). Water cycle algorithm—a novel meta-heuristic optimization method for solving constrained engineering optimization problems. *Comput Struct* ;110–111(1):151–66.
- [142] Eusuff, M.M., Lansey, K.E (2003). Optimization of water distribution network design using the shuffled frog leaping algorithm. *J Water Res Planning Manage* ;129(3):210–25.
- [143] Chu, S.A., Tsai, P.W., Pan, J.S (2006). Cat swarm optimization. *Lect Notes Artif Intell (LNAI)* ;4099(1):854–8.
- [144] Hachimi, H., Ellaia, R., El hami, A (2013). A new hybrid genetic algorithm with particle swarm optimization and normal boundary intersection method for generating the Pareto frontier. *Journal of Automation & Systems Engineering*, 7-3 : 115-124.
- [145] Kennedy, J (1998). The behavior of particles. In: Porto V.W., Saravanan N., Waagen D., Eiben A.E. (eds) *Evolutionary Programming VII. EP 1998. Lecture Notes in Computer Science*, vol 1447. Springer, Berlin, Heidelberg.
- [146] Fan, H (2002). A modification to particle swarm optimization algorithm. *Engineering Computations*, Vol. 19 Issue: 8, pp.970-989.
- [147] Clerc, M., Kennedy, J (2002). The particle swarm : explosion, stability, and convergence in multidimensional complex space. *IEEE Trans. on Evolutionary Compt.*, 6 :58–73.
- [148] Sedraoui, M., Boudjehem, D (2012). Robust fractional order controller based on improved particle swarm optimization algorithm for the wind turbine equipped with a doubly fed asynchronous machine. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part I: Journal of Systems and Control Engineering*, 226(9): 1274-1286.
- [149] Muro, C., Escobedo, R., Spector, L., & Coppinger, R (2011). Wolf-pack (*Canis Lupus*) hunting strategies emerge from simple rules in computational simulations. *Behavioral Processes*, 88(3):192–197.
- [150] Mirjalili, S., Saremi, S., Mirjalili, S.M., Coelho, L.S (2016). Multi-objective grey wolf optimizer :A novel algorithm for multi-criterion optimization. *Expert Systems With Applications* 47: 106–119.
- [151] Kahla, S., Soufi, Y., Sedraoui, M., Bechouat, M (2017). Maximum Power Point Tracking of Wind Energy Conversion System Using Multi-objective grey wolf optimization of Fuzzy-Sliding Mode Controller. *International Journal of Renewable Energy Research*, 7(2): 926-936.

Production scientifique

Articles de revues internationales

1. **S. Kahla**, M. Sedraoui, Y. Soufi, M. Bechouat . Improved Sliding Mode Controller for Maximum Power Point Tracking of WECS. *Electrotehnica, Electronica, Automatica: EEA*; 66(01): 29-35,2018.
2. **S. Kahla**, M. Sedraoui, M. Bechouat and Y. Soufi. Robust Fuzzy On–Off Synthesis Controller for Maximum Power Point Tracking of Wind Energy Conversion. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*,19(2) :146-156,2018.
3. **S. Kahla**, Y. Soufi ,M. Sedraoui, and M. Bechouat. Maximum Power Point Tracking of Wind Energy Conversion System Using Multi-objective grey wolf optimization of Fuzzy- Sliding Mode Controller. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol.7(2),pp.926-936,2017.
4. M. Bechouat, M. Sedraoui, Y. Soufi, L. Yousfi, A. Borni, and **S. Kahla**. Particle Swarm Optimization Backstepping Controller for a Grid-Connected PV/Wind Hybrid System. *Journal of Engineering Science & Technology Review*, vol.10(1),pp.91-99,2017.
5. Y. Soufi, M. Bechouat, **S. Kahla**. Fuzzy-PSO controller design for maximum power point tracking in photovoltaic system. *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (13), pp.8680-8688,2017.
6. Y. Soufi, **S. Kahla**, M. Bechouat. Particle swarm optimization based sliding mode control of variable speed wind energy conversion system. *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (45),pp.20956-20963,2016.
7. Y. Soufi, **S. Kahla**, M. Bechouat. Feedback linearization control based particle swarm optimization for maximum power point tracking of wind turbine equipped by PMSG connected to the grid. *International journal of hydrogen energy* 41 (45), pp.20950-20955,2016.
8. **S. Kahla**, Y. Soufi ,M. Sedraoui, and M. Bechouat. On-Off control based particle swarm optimization for maximum power point tracking of wind turbine equipped by DFIG connected to the grid with energy storage. *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (39),pp. 13749-13758,2015.
9. M. Bechouat, Y. Soufi , M. Sedraoui , **S. Kahla**. Energy storage based on maximum power point tracking in photovoltaic systems: a comparison between GAs and PSO approaches. *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (39), pp.13737-13748,2015.

Articles de conférences internationales

1. Y. Soufi, M. Bechouat, **S. Kahla**. Fuzzy controller design using particle swarm optimization for photovoltaic maximum power point tracking. *International Workshop in Smart Grid and Certificate Program (ISGWCP)*, pp. 1-6, Istanbul, Turkey , 21-25 March 2016.

2. Y. Soufi, **S. Kahla**, M. Sedraoui, M. Bechouat. Optimal control based RST controller for maximum power point tracking of wind energy conversion system. IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Birmingham, UK , 20-23 Nov. 2016.
3. **S. Kahla** , Y. Soufi , M. Sedraoui , M. Bechouat .On -Off Control based Particle Swarm Optimization for Maximum Power Point Tracking of Variable Speed Wind Energy Conversion Systems. The 2nd International Conference on Renewable Energy (CIER'14) ,Monastir, Tunisie, 19-21 Décembre 2014.
4. M. Bechouat , Y. Soufi , **S. Kahla** , B.Guendouz , M. Sedraoui . Maximum Power Point Tracking For Photovoltaic Systems: A Comparison between GAs and PSO Approaches, The 2nd International Conference on Renewable Energy (CIER'14) , Monastir, Tunisie, 19-21 Décembre 2014.
5. **S. Kahla** , Y. Soufi , M. Sedraoui ,A. Boutaghane , B. Boussaila ,T. Thelaidjia .Sliding Mode Control Based Bacterial Foraging Optimization of Wind Energy Conversion Systems. The 4th International Conference on Welding, Non Destructive Testing, Materials and Alloys Industry (IC-WNDT-MI'14) ,2014.

Annexes

Annexe A

Paramètres concernant la synthèse de vitesse du vent

Les simulations associées ont été réalisées principalement sur le diagramme de la figure.2.5, où

- La moyenne journalière de la vitesse du vent : $v_0 = 7 \text{ m/s}$.
- Les paramètres des filtres $H_t(s) = \frac{k_t}{T_t s + 1}$ et $H_s(s) = \frac{k_s}{T_s s + 1}$ sont : $k_t = 50, T_t = 2 \text{ s}, k_s = 750$ et $T_s = 100 \text{ s}$.
- Le gain $k = 0.2$ est une mesure de l'intensité / puissance de la turbulence.

Annexe B

Tableau B.1. Paramètres de SCEE de faible puissance (6 kW) équipé par GACE

Rotor de turbine	Entraînement	GACE
Rayon du rotor : $R = 2.5 \text{ m}$	Multiplicateur : $G = 6.25$ $J_l = 3.6 \text{ Kg.m}^2$ Efficacité : $\eta = 0.95$	$p = 2, R_s = 1.265 \Omega, R_r = 1.43 \text{ m}\Omega$ $L_m = 0.1397 \text{ H}, L_s = 0.1452 \text{ H},$ $L_s = 0.1452 \text{ H}, \omega_s = 100 \pi \text{ rad/s},$ $\Gamma_{emmax} = 40 \text{ N.m}, V_s = 220 \text{ V}$

Tableau B.2. Paramètres de SCEE de grande puissance (2 MW) équipé par GACE

Rotor de turbine	Entraînement	GACE
Rayon du rotor : $R = 45 \text{ m}$	Multiplicateur : $G = 100$ $J_h = 990 \text{ Kg.m}^2$ Efficacité : $\eta = 0.95$	$p = 2, R_s = 4 \text{ m}\Omega, R_r = 4 \text{ m}\Omega$ $L_m = 5.09 \text{ mH}, L_s = 5.25 \text{ mH},$ $L_s = 5.25 \text{ mH}, \omega_s = 100 \pi \text{ rad/s},$ $\Gamma_{emmax} = 17e5 \text{ N.m}, V_s = 960 \text{ V}$

Annexe C

Tableau C.1. Paramètres de l'optimisation du loup gris (GWO)

Paramètres	Valeurs
Nombre d'agents de recherche	25
Nombre maximum d'itérations	100

Tableau C.2. Paramètres de l'optimisation par essaim particulaire (PSO)

Paramètres	Valeurs
Taille de l'essaim	20
Nombre maximum d'itérations	50
Facteur de poids d'inertie	0.9
Coefficient de confiance	$c_1 = 0.12$ et $c_2 = 1.2$