

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR - ANNABA UNIVERSITY

جامعة باجي مختار - عنابة

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA



Année 2014/2015

Faculté des Sciences de l'Ingéniorat
Département d'électrotechnique

THESE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT

CONTRIBUTION AU DIAGNOSTIC DE DEFAUTS D'UNE
GENERATRICE ASYNCHRONE DANS UNE CHAINE DE
CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE.

Option : Commande Electrique

Par : ATTOUI Issam

DIRECTEUR DE THESE : OMEIRI Amar Prof. Université de Annaba

DEVANT LE JURY :

PRESIDENT : Pr. LABAR Hocine Prof. Université de Annaba

EXAMINATEURS :

Pr. OUARI	Ahmed	Prof.	Université de Annaba
Dr. LEMZADMI	Ahcene	MCA	Université de Guelma
Dr. TOUFOUTI	Riad	MCA	Université de Souk-Ahras
Pr. KHELIL	Khaled	Prof	Université de Souk-Ahras

ملخص:

التوجه العالمي لتطوير الطاقات المتجددة أدى إلى زيادة معتبرة في عدد حقول توربينات الرياح خاصة خلال العشرين سنة الأخيرة. لكن، نظرا لأن هذه التوربينات، والتي يمكن أن تكون عرضة للفشل أو الخلل في مرحلة ما من مراحل استعمالها، مكلفة جدا فإن موثوقيتها وسلامتها هي مسألة في غاية الأهمية مما أدى إلى ضرورة استخدام وتطوير أساليب جديدة لمراقبتها والتحكم فيها. من ناحية أخرى، وذلك لأن المولدات ذات التيار المتناوب والتي هي في معظمها غير متزامنة هي جزء جد مهم في توربينات الرياح، أهمية خاصة خصصت في هذه الأطروحة على تحليل و تشخيص بعض العيوب و الأخطاء التي قد تحدث أو تنتج في هذه المولدات في كل من الجزء الثابت و الدوار. العمل المنجز في هذه الأطروحة يدخل في مجال النمذجة الكشوف والتشخيص فيما يتعلق بأعطال المولدات الكهربائية اللاتزامنية في أنظمة طاقة الرياح الغير متصلة بشبكة توزيع التيار الكهربائي أو المتصلة بها، مع التحقق من صحة النتائج باستعمال برنامج الماتلاب. أساليب التحكم المقترحة في هذه الأطروحة قد طبقت على توربينات الرياح المراقبة، مما تطلب تطبيق تقنيات تحكم فعالة ليس فقط عندما يكون النظام في الحالة العادية والتي لا يعاني فيها النظام من الأخطاء ولكن أيضا عندما يكون النظام في الحالة الغير العادية. في هذه الأطروحة، نوعين من المولدات الكهربائية قد تم دراستهم، المولد اللاتزامن ذو الاشتغال الذاتي والسرعة الدورانية الثابتة الغير متصل بشبكة توزيع التيار الكهربائي و المولد اللاتزامن المزدوج التغذية ذو السرعة الدورانية المتغيرة المتصل بشبكة توزيع التيار الكهربائي. و لتشخيص الأعطال في المولدات الكهربائية المختارة، قمنا في هذه الأطروحة باقتراح إجراءات مختلفة مستندة على أساليب مختلفة من معالجة الإشارات بما في ذلك تحليل فورية السريع و أيضا تقنية الموجات. كذلك من أجل السيطرة على أنظمة طاقة الرياح، قد تم تطبيق التحكم الكسري الذي يقوم على وحدات تحكم نظام الكسور.

Abstract:

During 20 last years, the world tendency to develop renewable energies led to a significant increase in the wind parks. However, considering the wind turbines are expensive and their reliability is a very important question, an increasing demand for profitability, reliability and safety in wind turbines, which can be subject to failure or malfunction in its time-of-use time, has led to new techniques of condition monitoring and control. On the other hand, because the alternating current generators used in wind energy systems which are mostly induction generators are a very important part in wind turbine system, a particular interest in this thesis is focused to the analysis and diagnosis of any faults that may occur in induction machines in both the stator and the rotor. So the work done register in the field of modeling, detection and diagnosis of faults and consist of the application of the theory of signal processing for fault diagnosis of a three phase induction generator installed in an isolated or connected wind turbine system, and to validate the results in the Matlab environment. The methods proposed in this thesis are applied to fault diagnosis of controlled wind energy conversion system, it requires the application of robust control techniques not only when the wind system is healthy but also when the wind turbine system is faulty. Two types of electrical machine are studied in this thesis, the self-excited induction machine in an isolated wind system and asynchronous double fed induction machine in a wind turbine system connected to the grid. For the fault diagnosis of these electrical machines, different procedures are proposed based on different methods of signal processing, including FFT (Fast Fourier Transform) and DWT (Discrete Wavelet Transform). For the control of wind energy systems, the fractional order which is based on fractional order controller is applied. The efficiencies of the proposed methods are illustrated with simulation results.

Résumé :

La tendance mondiale à développer des énergies renouvelables a conduit à un accroissement important des parcs éoliens au cours des 20 dernières années. Cependant, vu que les turbines éoliennes sont coûteuses et leur fiabilité est une question très importante, une demande croissante de rentabilité, de fiabilité et de sécurité dans les turbines éoliennes, qui peuvent faire l'objet de pannes ou de dysfonctionnement à un moment donné de leur temps d'utilisation, a conduit à des nouvelles méthodes de surveillance et de commande. D'un autre part, car les génératrices à courants alternatifs utilisées dans les systèmes éoliens qui sont en grande majorité des génératrices asynchrones représentent une partie très importante dans les chaînes éoliennes, un intérêt particulier est porté dans cette thèse à l'analyse et le diagnostic de quelques défauts qu'ils peuvent apparaître dans les machines asynchrones tant au niveau du stator que du rotor. Alors, le travail réalisé, s'inscrit dans le domaine de la modélisation, la détection et le diagnostic des défauts et consistera à l'application de la théorie du traitement de signal au diagnostic des défauts d'une génératrice asynchrone triphasée installée dans une chaîne de conversion éolienne isolée ou raccordée au réseau électrique, et, à valider les résultats dans l'environnement Matlab. Les méthodes de diagnostic proposées dans cette thèse sont appliquées sur des chaînes de conversion d'énergies éoliennes en mode contrôlées, ça nécessite l'application des techniques de commande robuste non seulement lorsque le système éolien est sain mais aussi quand le système éolien est en défaut. Deux types de machine électrique sont étudiés dans cette thèse, la machine asynchrone auto-excitée dans un système éolien isolé et la machine asynchrone à double alimentation dans un système éolien raccordé au réseau électrique. Pour le diagnostic de défauts de ces machines électriques, différentes procédures sont proposées en se basant sur différentes méthodes de traitement du signal notamment FFT (Fast Fourier Transform) et DWT (Discrete Wavelet Transform). Pour la commande des systèmes éoliens, la commande fractionnaire qui est basée sur des régulateurs d'ordre fractionnaire est appliquée. Les efficacités des méthodes proposées sont illustrées avec des résultats de simulation.

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

A ma mère et mon père (Attoui Hassen), qu'ils sachent le bonheur d'avoir grandi à leurs côtés

A mes frères et sœurs, surtout ma petite sœur Chaima

A toute ma grande famille (Attoui, Karboua, Ayache....)

A mon oncle Attoui Tahar

A tous mes amis

Aux chercheurs de l'unité de recherche en technologie industrielle Annaba

Aux enseignants de l'université de Badji Mokhtar Annaba et tout particulièrement aux enseignants A. Omeiri, H. Labar, A. Ouari, N. Zarzouri, T. Bahi et M. Houabes,

A Monsieur Azzouz Yacine de l'école ESIGELEC France, pour m'avoir aidé dans la réalisation d'un stage dans son laboratoire de recherche IRSEEM. Je lui suis profondément reconnaissant de m'avoir fait bénéficier de son expérience et de ses compétences tout au long de ce stage qui a beaucoup compté dans ma formation.

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au sein du département d'électrotechnique, faculté des sciences de l'ingénierie, Université Badji Mokhtar – Annaba.

Je voudrais tout d'abord exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur Amar OMEIRI, professeur à l'Université Badji Mokhtar – Annaba, pour son encadrement et les conseils avisés qu'il a su me prodiguer tout au long de ces années. Il reçoit ici l'expression de mon profond respect et de toute ma reconnaissance.

Je tiens à remercier le président de jury, Mr : LABAR Hocine, professeur à l'université de Annaba qui a bien voulu me faire l'honneur de présider ce jury. Il trouve ici l'expression de ma toute gratitude et mes respectueux remerciements.

Je tiens également à exprimer mes profonds remerciements aux membres du jury, Mr : OUARI Ahmed, professeur à l'université de Annaba, LEMZADMI Ahcene, MCA à l'université de Guelma, TOUFOUTI Riad, MCA à l'université de Souk-Ahras, et KHELIL Khaled, professeur à l'université de Souk-Ahras de m'avoir fait l'honneur de juger ces travaux en qualité d'examineurs.

Ces remerciements ne peuvent s'achever, sans une pensée pour la personne la plus importante dans ma vie: ma mère. Sa présence, ses encouragements et ses invocations sont pour moi les piliers fondateurs de ce que je suis et de ce que je fais.

Mes remerciements vont également à tous ceux qui m'ont aidé de prêt ou de loin à finaliser cette thèse et qui ont contribué dans ma formation.

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAUX	TITRES	N°
Tableau 1.1	Résultats d'un aperçu sur des défaillances [1.106]	33
Tableau 3.1	Les bandes fréquentielles du DWT	113
Tableau 4.1	Paramètres principaux du modèle complet du système de conversion d'énergie éolienne	158
Tableau 4.2	Les paramètres des régulateurs FO-PI et FO-I	159

LISTE DES FIGURES

FIGURES	TITRES	N°
Figure 1.1	Schéma de principe d'un système éolien	08
Figure 1.2	Classification des systèmes éoliens	08
Figure 1.3	Système de conversion d'énergie éolienne avec SCIG à vitesse fixe	15
Figure 1.4	Système avec DFIG pour l'opération à vitesse variable	16
Figure 1.5	Système éolien avec une génératrice synchrone fonctionnant à vitesse variable	17
Figure 1.6	Zones de fonctionnement d'un système éolien	19
Figure 1.7	Convergence vers le point optimal	21
Figure 1.8	Variation de l'angle de calage d'une pale	22
Figure 1.9	Flux d'air sur un profil de pale "stall" [1.13]	23
Figure 1.10	Les distributions de nombre de défaillances en comparant avec les temps d'arrêt par composant pour les centrales éoliennes suédoises sur la période 2000-2004 [1.104]	31
Figure 1.11	Nombre de défaillances en fonction de l'année d'opération [1.106]	32
Figure 1.12	Comparaison des taux de défaillance pour différents types des systèmes éoliens	33
Figure 1.13	Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de <1MW [1.125]	36
Figure 1.14	Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de 1 à 2MW [1.125]	37
Figure 1.15	Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de >2MW [1.125]	38
Figure 2.1	Les différentes approches de la maintenance	43
Figure 2.2	Principe du diagnostic interne	49

Figure 2.3	Architecteur d'un système expert	55
Figure 2.4	Boîte de Heisenberg	62
Figure 2.5	Boîtes de Heisenberg d'atomes d'ondelettes	65
Figure 2.6	Décomposition simple du signal $x(t)$ en approximations et détails [2.63]	67
Figure 2.7	Décomposition du signal $x(t)$ en multi-niveaux	68
Figure 2.8	Décomposition en paquet d'ondelettes	69
Figure 2.9	Système asservi classique à retour unitaire	76
Figure 3.1	Une turbine éolienne entraînant une <i>SEIG</i> avec un système de compensation d'énergie réactive fixe	81
Figure 3.2	Circuit équivalent de la cage du rotor	82
Figure 3.3	Schéma fonctionnel du modèle linéaire de la turbine éolienne	90
Figure 3.4	Simulation du schéma fonctionnel du système commandé	91
Figure. 3.5	Le schéma block de la boucle de commande de la vitesse de la turbine éolienne	92
Figure 3.6	(a) K_i en fonction du α ; (b) Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte	95
Figure. 3.7	Organigramme de la première procédure de diagnostic de défaut	98
Figure. 3.8	Organigramme de la deuxième procédure de diagnostic de défaut	100
Figure.3.9	(a) La vitesse du vent ; (b) La vitesse de rotation de la génératrice asynchrone dans le cas 1 ; (c) l'angle d'orientation des pâles (β) et sa référence (β_a) dans le cas 1	103
Figure. 3.10	Cas 1 (a) la valeur instantanée et la valeur efficace de la tension V_{as} , (b) le courant statorique i_{as} ; (c) courant de la charge i_{la} ; (d) l'inductance magnétisante L_m ; (e) courant magnétisant I_m ; (f) le couple électromagnétique T_{SEIG}	104
Figure. 3.11	Case 2 (a) La vitesse du vent ; (b) La vitesse de rotation de la génératrice asynchrone ; (c) l'angle d'orientation des pâles (β) et sa	106

	référence (β_a); (d) la valeur instantanée et la valeur efficace de la tension V_{as}	
Figure. 3.12	Cas 2 (a) le courant statorique i_{as} ; (b) courant de la charge i_{la} ; (c) l'inductance magnétisante L_m ; (d) courant magnétisant I_m ; (e) le couple électromagnétique T_{SEIG}	107
Figure. 3.13	Case 3 (a) La vitesse de rotation de la génératrice asynchrone; (b) Zoom de La vitesse de rotation de la génératrice asynchrone; (c) l'angle d'orientation des pôles (β) et sa référence (β_a); (d) Zoom de l'angle d'orientation des pôles (β) et sa référence (β_a); (e) la valeur instantanée et la valeur efficace de la tension V_{as}	108
Figure. 3.14	Cas 3 (a) le courant statorique i_{as} ; (b) courant de la charge i_{la} ; (c) l'inductance magnétisante L_m ; (d) courant magnétisant I_m ; (e) le couple électromagnétique T_{SEIG}	109
Figure. 3.15	Analyse spectrale du courant statorique de la machine asynchrone en fonctionnement sain	111
Figure. 3.16	Analyse spectrale du courant statorique de la machine asynchrone (a) en présence d'un défaut statorique; (b) en présence d'un défaut rotorique; (c) en présence d'un défaut rotorique et d'un défaut statorique	112
Figure. 3.17	Case 1 : Analyse en ondelette discrète (DWT) du courant statorique de la machine asynchrone en conditions saines	115
Figure. 3.18	Analyse spectrale de la composante (A6+D6) en conditions saines	115
Figure. 3.19	Case 2: Analyse en ondelette discrète (DWT) du courant statorique de la machine asynchrone en présence d'un défaut rotorique	116
Figure. 3.20	Analyse spectrale de la composante (A6+D6) en présence d'un défaut rotorique	116
Figure. 3.21	Case 3: Analyse en ondelette discrète (DWT) du courant statorique de la machine asynchrone en présence d'un défaut statorique à $t=7s$, et d'un défaut rotorique à $t=15s$	117
Figure. 3.22	Analyse spectrale de la composante (A6+D6) en présence d'un défaut	117

	statorique	
Figure. 3.23	Analyse spectrale de la composante (A6+D6) en présence d'un défaut rotorique et d'un défaut statorique	118
Figure. 3.24	Variations dans le gain statique (ΔG) et de la constante de temps (ΔT)	121
Figure. 4.1	Le système étudié de conversion d'énergie éolienne	125
Figure. 4.2	Schéma bloc du modèle de la turbine	127
Figure 4.3	Circuit équivalent de convertisseur NPC dos à dos (Back -to- Back)	130
Figure. 4.4	Schéma blocs de système de commande du système éolien	135
Figure.4.5	Le diagramme de commande du Convertisseur Côté Machine CCM	136
Figure. 4.6	Le diagramme de commande du Convertisseur Côté Réseau CCR	137
Figure. 4.7	Système de stockage d'énergie à deux niveaux et son commande proposée	139
Figure. 4.8	Le schéma bloc simplifié de la commande du $C_{em-MADA}$	140
Figure.4.9	K_i en fonction du λ	141
Figure. 4.10	Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte G (p) avec les régulateurs $FO-I$ et $IO-PI$	142
Figure.4.11	La boucle de la commande de la tension du bus continu	142
Figure. 4.12	Le diagramme de Bode de la boucle ouverte de commande de la tension du bus continu avec les régulateurs $FO-I$ et $IO-PI$	143
Figure. 4.13	Réponses du $C_{em-MADA}$ (a) avec le régulateur $IO-PI$ (b) avec le régulateur $FO-PI$	143
Figure. 4.14	Organigramme de la procédure proposée de diagnostic	145
Figure.4.15	(a) Profil de la vitesse de vent.(b) Glissement de la MADA (c) Vitesse de rotation de la turbine	150
Figure. 4.16	(a) Couple électromagnétique de la MADA. (b) La tension et le courant rotorique de la MADA. (c) La puissance mécanique générée de la turbine éolienne P_{mec} . (d). La puissance active statorique de la MADA P_s	151

Figure.4.17	(a) La puissance active du réseau et la puissance réactive statorique de la <i>MADA</i> , (b) la puissance active et réactive du <i>CCR</i> , (c) la forme de la tension du bus continu, (d) la puissance injectée dans le <i>SSE</i> à deux niveaux	152
Figure. 4.18	(a) la puissance active du réseau et la puissance réactive statorique, (b) les puissances actives et réactives du <i>CCR</i> , (c) la forme de la tension du bus continu.(d) Puissance injectée dans le <i>SSE</i> à deux niveaux.(e) le courant total du <i>SSE</i> à deux niveaux	153
Figure. 4.19	Cas 2 : en utilisant des régulateurs classiques <i>PI</i> , (a) la puissance active du réseau et la puissance réactive statorique, (b) les puissances actives et réactives du <i>CCR</i> , (c) la forme de la tension du bus continu.(d) Puissance injectée dans le <i>SSE</i> à deux niveaux.(e) le courant total du <i>SSE</i> à deux niveaux	154
Figure. 4.20	Cas 3 : (a) la puissance active du réseau et la puissance réactive statorique, (b) les puissances actives et réactives du <i>CCR</i> , (c) la forme de la tension du bus continu, (d) la puissance injectée dans le <i>SSE</i> à deux niveaux	155
Figure. 4.21	Les puissances actives des batteries et des supercapacitors	156
Figure. 4.22	(a) la taille optimale de la fenêtre appliquée en <i>FFT</i> , (b) Analyse en <i>FFT</i> adaptative du courant statorique en conditions saines	156
Figure. 4.23	Figure. 4.23. (a) analyse en <i>FFT</i> classique du courant statorique en conditions défectueuses, (b) analyse en <i>FFT</i> adaptative du courant statorique en conditions défectueuses	157

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Désignation
Ω_{cut-in}	La vitesse de démarrage de la turbine
C_p	Le coefficient de puissance
P_{nom}	La puissance active nominale
$\Omega_{cut-out}$	
β	L'angle de calage des pales
T_p	Le période de la fonction périodique $x(t)$
N	Le nombre d'échantillons temporels
F_e	La fréquence d'échantillonnage
D_t	La période ou l'intervalle d'échantillonnage en seconde
R_T	La résolution temporelle
R_f	La résolution fréquentielle
δ_w	L'écart-type en fréquence
δ_t	L'écart-type en temps
T	Le paramètre de localisation de la fenêtre $g(t)$,
$S_\tau(f)$	Le spectre du signal $S(t)$ autour de τ .
a, b	L'échelle et le facteur de position à analyser.
$C(a, b)$	Les coefficients d'ondelettes
Ψ	La fonction "mère" des ondelettes
n_p	Le niveau de décomposition de l'ondelette discrète (chapitre 2)
An_p	Les approximations brutes
Dn_p	L'information de détail
N_{li}	La longueur de vecteur du niveau n
Φ	La fonction d'échelle
j	Le paramètre d'échelle
n	Le paramètre de localisation en temps
α	L'ordre du dérivé ou d'intégrale, $R(\alpha)$ est la partie réelle du α .
$\Gamma(x)$	La fonction gamma de l'Euler
a et t	Les limites de l'opération
ε	L'erreur maximale entre l'intégrateur d'ordre fractionnaire et le PPF
K_p	La constante proportionnelle
K_i	La constante d'intégration
p	Le variable de la transformée de Laplace.
ω_c	La fréquence de croisement de gain
φ_m	La marge de phase

V_s	Le vecteur des tensions appliquées aux bornes des bobinages statoriques
V_r	Le vecteur des tensions appliquées aux bornes des bobinages rotoriques
I_s	Le vecteur des courants parcourant les bobinages statoriques
I_r	Le vecteur des courants traversant les bobinages rotoriques
R_s	La matrice (3x3) de résistance des enroulements statoriques
R_r	La matrice (3x3) de résistance des enroulements rotoriques
ϕ_s	Le vecteur de flux traversant les bobinages statoriques
ϕ_r	Le vecteur de flux traversant les bobinages rotoriques
P_s	La transformation de Park
ω_s	La pulsation des grandeurs statoriques
R_{SDQ}	La matrice équivalente de résistance statorique
R_d	La résistance additionnelle dû au défaut
N_R	Le nombre de mailles
R	La matrice équivalente de résistance de maille de rotor
R_b et R_e	La résistance de barre et la résistance d'anneau
Kr	La matrice de transformation rotorique
P_p	Le nombre de paires de pole
θ_s et θ_r	L'angle électrique statorique et l'angle électrique rotorique
m_f	Un facteur multiplicatif d'équivalence
Φ_{md} et Φ_{mq}	Le flux magnétisants suivant les axes direct et en quadrature respectivement
M_d , M_q et M_{dq}	Des nouveaux paramètres inductifs dépendants du flux de saturation et de flux d'effet croisé.
i_m	Le module du courant magnétisant global
K	Le rapport de transformation de la machine asynchrone
V_{ph}	La tension efficace statorique
R_m	La résistance équivalente de perte de fer
L_m	L'inductance magnétisante
R_T	La matrice des résistances de la machine
ω_r	La vitesse de rotation du rotor
P_w	La puissance aérodynamique captée par la turbine éolienne
P	La densité de l'air
R	Le rayon des pales
A_R	La surface de l'aire balayée par les pales $\pi.R^2$
v_w	La vitesse de vent
λ	La vitesse spécifique de l'éolienne ou ratio de vitesse
Ω_t	La vitesse mécanique de la turbine

Ω_{mec}	La vitesse de rotation de la génératrice
T_g	Le couple mécanique de la génératrice
T_{aer}	Le couple produite de la turbine éolienne
G	Le gain du multiplicateur de vitesse.
J_t	L'inertie totale ramenée à l'arbre machine
Ω_{top}	Le point de fonctionnement de vitesse de rotation
β_{op}	Les points d'exploitation de l'angle d'orientation des pales
v_{woop}	La vitesse moyenne du vent
$\Delta\Omega, \Delta v_{\omega},$ et $\Delta\beta$	Les écarts du point de fonctionnement choisi, Ω_{top} , v_{woop} , et β_{op} .
$\beta_a(p)$ et $\beta_b(p)$	La transformée de Laplace de l'entrée et la sortie d'angle d'orientation des pâles, respectivement
t_m	La constante de temps.
K_{d1} et K_{d2}	Les constantes de dérivation pour le régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$
s	Le glissement de la machine
f_s	La fréquence fondamentale de la tension statorique
ΔG	La variation du gain statique
ΔT	La variation de la constante de temps
P_{ESS}	La puissance du SSE
$C_{em-MADA}$	Le couple électromagnétique produit par la MADA
C_g	Le couple issu du multiplicateur
C_{vis}	Le couple des frottements visqueux
f_v	Le coefficient de frottements visqueux
$J_{turbine}$	L'inertie de la masse de la turbine éolienne
J_g	L'inertie de la MADA
P_s et Q_s	La puissance active et réactive du stator de la machine
P_r, Q_r	La puissance active et réactive du rotor de la machine
C_1 et C_2	Les capacités des deux condensateurs du bus continu
V_{dc1} et V_{dc2}	Les tensions des deux condensateurs du bus continu
i_{af}, i_{bf} et i_{cf}	Les courants triphasés du filtre
i_{ESS}	Le courant total du système de stockage d'énergie à deux niveaux
S_a	Les états de commutation de la phase A
V_{af}, V_{bf}, V_{cf}	Les tensions apparaissant aux bornes du filtre RL
V_{df}, V_{qf}	Les tensions apparaissant aux bornes du filtre RL suivant les axes direct et en quadrature respectivement.
i_{df}, i_{qf}	Les courants transités entre le convertisseur et le réseau suivant les axes direct et en quadrature respectivement

SOC	L'état de charge-décharge du système du stockage d'énergie
V_{b-char} et $V_{b-disch}$	La tension (V_b) de la batterie pendant les cycles de charge et de décharge, respectivement.
R_b	La résistance interne de la batterie
V_0	Le potentiel (V) du circuit ouvert
i_b	Le courant de charge / décharge de la batterie (A).
K	La tension de polarisation (V),
Q	La capacité de la batterie (Ah)
i^*	Le courant dynamique en basse fréquence
i_t	La capacité extraite
$f_{hyst_char}(i_b)$ $f_{hyst_disc}(i_b)$	Des fonctions du courant de la batterie représentant le phénomène d'hystérésis de la batterie pendant les cycles de charge et de décharge.
C_n	La capacité nominale du banc de stockage
N_{Bat}	Le nombre total de batteries
N_{Bats}	Le nombre de batteries connectés en série
N_{Batp}	Le nombre de batteries connectés en parallèle
$C_{Bat}[Ah]$	Capacité d'une batterie unitaire
DOD	la profondeur de décharge d'une batterie (en anglais Depth of Discharge).
C_{sc}	La capacité de supercondensateur
R_{sc}	La résistance de supercondensateur
V_{sc_min}	La tension minimale de supercondensateur
V_{sc_nom}	La tension nominale de supercondensateur
V_B et V_b	La tension aux bornes du commutateur de puissance ST_2 et la tension au borne de la batterie respectivement
i_{inv}	Le courant circulant dans le circuit intermédiaire
i_{dc-ESS}	Le courant circulant dans le condensateur
d_1	Le rapport cyclique du commutateur ST_1
$\Omega_{mec-ref}$	La vitesse rotorique de référence
P_{GSC}, Q_{GSC}	Les puissances actives et réactives au convertisseur côté réseau (CCR)
V_{DC}	La tension du bus continu

Table des Matières

INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE 1 : Etat de l'art sur l'éolien	
1.1. Introduction	7
1.2. Définition du système d'énergie éolien	7
1.3. Classification de systèmes éoliens	8
1.3.1. Selon l'orientation de l'axe de rotation	9
1.3.2. Selon la vitesse de rotation	11
1.3.3. Selon le régime du fonctionnement	12
1.3.4. Autre classifications	13
1.4. Différents Générateurs utilisées dans les systèmes éoliens	14
1. 4.1 Générateur Asynchrone (IG)	14
1. 4.2 Générateur Synchrone (SG)	16
1. 4.3 Autres Générateurs	18
1.5. Commande de la chaîne éolienne	19
1. 5.1 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne	21
1. 5.2 Régulation électrique de la puissance d'une éolienne	23
1.6. Systèmes de stockage d'énergie	25
1.6.1 Stockage à court terme	26
1.6.2 Stockage à long terme	28
1.6.3 Le choix des technologies de stockage	30
1.7. Différents défaillance dans les systèmes éoliens	30
1.7.1. Les défaillances du contrôle électrique	34
1.7.2. Les défaillances du système d'orientation	34
1.7.3. Les défaillances de la boîte de vitesses	34
1.7.4. Les défaillances du réseau	34
1.7.5. Les défaillances hydrauliques	35
1.7.6. Les défaillances des pales	35
1.7.7. Types et causes de défauts dans les génératrices électriques	36
1.8. Conclusion	38

CHAPITRE 2 : La Sureté de fonctionnement et la commande fractionnaire des Systèmes

2.1. Introduction	40
2.2. La sûreté de fonctionnement des systèmes	40
2.2.1. Défaut, dégradation, défaillance et panne	41
2.2.2. Maintenance, surveillance et diagnostic	43
2.2.3. Conception d'un dispositif de sûreté de fonctionnement	46
2.2.4. Classification des méthodes de diagnostic	48
2.2.5. Technique de traitement du signal.....	56
2.3. La Commande fractionnaire	70
2.3.1. Dérivées d'ordre fractionnaires.....	71
2.3.2. Propriétés de la dérivée d'ordre fractionnaire	72
2.3.3. Approximation rationnelle des Opérateurs Fractionnaires	72
2.3.4. Régulateur d'ordre Fractionnaire PI^λ	75
2.4. Conclusion	78

CHAPITRE 3 : Diagnostic de Défauts d'une Machine Asynchrone Auto- Excitée dans une Chaîne Eolienne isolée

3.1. Introduction	79
3.2. Modélisation du système	81
3.2.1. Modélisation de la machines asynchrones auto excitées à cage d'écurueil	81
3.2.2. Modélisation du système de compensation d'énergie réactive	86
3.2.3. Le modèle de la turbine	88
3.2.4. Linéarisation du modèle de la turbine éolienne	88
3.2.5. Modélisation du système d'orientation des pâles	90
3.2.6. Modélisation de la vitesse de vent	90
3.3. Commande de la vitesse de rotation de la turbine	90
3.3.1. Conception du régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$	91
3.3.2. Procédure de conception du régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$	92
3.4. Condition de fonctionnement de la machine asynchrone avec défaut	95
3.4.1. Condition de fonctionnement avec un défaut rotorique	95
3.4.2. Condition de fonctionnement avec un défaut statorique	96
3.5. Mis en Application des Procédures du Diagnostic	96

3.5.1. Mis en application de la première procédure du diagnostic de défaut	97
3.5.2. Mis en Application de la deuxième procédure du diagnostic de défauts	99
3.6. Résultats et Discussions.....	101
3.7. Conclusion	118
Annexes.....	119

CHAPITRE 4 : Diagnostic de défaut d'une génératrice asynchrone à double alimentation pour un système d'énergie éolienne à vitesse variable

4.1. Introduction	122
4.2. Description du système étudié	124
4.3. Modélisation du système de conversion d'énergie éolienne	125
4.3.1. L'équation de la vitesse optimale de la turbine	125
4.3.2. L'équation dynamique de l'arbre de la machine en rotation	126
4.3.3. Le modèle dynamique de la <i>MADA</i> en présence des défauts rotoriques	127
4.3.4. Modèle mathématique de convertisseur multi-niveaux de type NPC	129
4.3.5. Modèle mathématique du filtre <i>LR</i> d'entrée	131
4.3.6. Modèle du système de stockage d'énergie à deux niveaux	132
4.3.7. Modèle de la vitesse du vent	134
4.4. La stratégie de commande du système d'énergie éolienne	134
4.4.1. Commande du convertisseur coté rotor	135
4.4.2. La Commande du Convertisseur Coté Réseau	137
4.4.3. Stratégie de la commande du système de stockage d'énergie à deux niveaux	138
4.4.4. La fonction de Bode	139
4.4.5. Exemples illustratives des méthodes de conception de <i>FO-PI</i> et <i>FO-I</i>	140
4.4.6. Comparaison avec le contrôleur classique <i>PI</i> dans le domaine temporel	143
4.5. La technique proposée de diagnostic de défauts	144
4.5.1. Évolution instantanée de la fréquence de défaut	146
4.5.2. La taille optimale de la fenêtre de la FFT pour la détection de défaut rotorique	146
4.6. Résultats et interprétations	147
4.7. Conclusion	157
CONCLUSION GENERALE	160
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	163

Introduction Générale

Introduction Générale

La conception d'un système d'énergie renouvelable moderne qui constitue d'une variété de composants interagissant ensemble et combinant de multiples phénomènes physiques mène souvent à la conception d'une procédure avancée et efficace de diagnostic de défaut en plus d'une commande robuste. En effet, la procédure de diagnostic de défaut doit réaliser un examen complet et minutieux de l'état des systèmes éoliens sans les mettre hors-service, et garantir ainsi une continuité de fonctionnement en toute sécurité.

L'utilisation des machines asynchrones à cages ou à rotor bobiné occupe de plus en plus de place dans tous les domaines des entraînements électriques comme les systèmes éoliens. Par conséquent, la commande et le diagnostic de défaut de ces machines dans les installations éoliennes ont regagné une grande importance. Cela s'explique par un accroissement des performances requises de ces machines dans les installations éoliennes qui sont de nos jours de plus en plus élevées qu'elles doivent allier souplesses, précisions et fiabilités aux impératifs d'économie d'énergie en tenant les enjeux économique-stratégiques actuels que sont la réduction des coûts de maintenance ainsi que l'amélioration de sécurité et sûreté des systèmes. Cependant, bien que ces machines présentent l'avantage d'être robustes et fiables, elles ne peuvent pas être exemptes de perturbations et des défaillances d'ordre électrique ou mécanique aussi bien au niveau stator que rotor pouvant être un problème sérieux en causant inévitablement des pertes inestimables, voire catastrophique, sur la machine en elle-même ainsi que tout le système éolien. En effet elles peuvent provoquer un arrêt intempestif de la machine tournante et par conséquent à celle de tout le système de production d'énergie renouvelable.

Car les systèmes éoliens et dans la plupart de cas ne peuvent être fonctionnés qu'en présence des systèmes de commandes, ces défauts non détectés au bon moment peuvent facilement être amplifiés. Par conséquent, ils peuvent être transmis aux structures avoisinantes de la chaîne éolienne en accélérant leur détérioration ou leur vieillissement, comme elles peuvent également endommager la machine tournante elle-même en diminuant considérablement la sécurité de service de la machine mettant en danger les hommes et le système éolien. Alors, pour éviter de tels risques, il est donc important de détecter d'une manière précoce ces défauts qui peuvent apparaître, puis de les localiser le plus précisément possible, afin de pouvoir mettre le système dans le mode de fonctionnement approprié (dégradé, arrêt, etc.) et donc

maîtriser les risques qu'ils génèrent et éviter la détérioration ou l'arrêt intempestif de tout le système éolien.

Le diagnostic de défaut de la machine asynchrone dans les turbines éoliennes mène à la détection d'un changement anormal dans le comportement ou dans l'état du système ainsi qu'à l'identification de l'origine de la défaillance à partir des caractères ou symptômes relevés par des observations, des contrôles ou des tests. Ces systèmes de diagnostic peuvent être mis en œuvre en cours d'exploitation dans le but de garantir la sécurité et la continuité de service et d'enregistrer les événements utiles pour la maintenance curative ou le retour d'expérience, ou pendant les phases normales d'arrêt d'exploitation dans l'objectif est d'évaluer le degré de vieillissement de certains éléments, de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative.

Différentes stratégies de surveillance de l'Etat de fonctionnement de la machine tournante en cours d'exploitation ont été proposées dans la littérature. Elles peuvent être classées comme des méthodes à base de modèles, et des méthodes à base de données. Les méthodes à base de modèles peuvent être basées sur une comparaison du fonctionnement réel du système à une référence illustrant son fonctionnement normal ou ses fonctionnements anormaux. Cependant les méthodes à base de données peuvent provenir des expériences passées sur le système. Ces dernières se fondent généralement sur des signaux mesurables tels que les courants, les tensions, la vitesse, les vibrations ou bien encore la température pouvant fournir des informations significatives sur les défauts et ainsi servir à déterminer un ensemble de paramètres représentant les signatures de défauts de la machine électrique. Dans ce cadre, des efforts énormes de recherches ont été déployés afin de mieux exploiter ces paramètres en permettant de concevoir des systèmes de diagnostic performants basés sur la mise en place de méthodes décisionnelles.

Car la représentation temporelle classique du signal ne donne pas une bonne perception des composantes oscillantes multiples, d'autres techniques de surveillance de l'état de fonctionnement des machines électriques qui sont plus populaires utilisent les quantités des composants spectraux équilibrés du courant mesuré de la machine électrique. Ces composants spectraux de courant électrique sont employés pour diagnostiquer les défauts des machines tournantes et les amplitudes de ces composants spectraux dans le domaine fréquentiel sont utilisées pour évaluer la sévérité de défaut.

La méthode classique la plus utilisée pour représenter un signal temporel numérique dans un diagramme amplitude-fréquence appelé spectre est la Fast Fourier Transformation (FFT). Cette technique peut être appliquée aux machines reliées directement à l'alimentation électrique (fonctionnement en boucle ouverte), mais ne peut pas être appliquée aux machines fonctionnant en présence des systèmes de commandes (fonctionnement en boucle fermée), où la détectabilité devient inefficace dans la plus part des cas. Cependant, le fonctionnement des machines électrique dans les systèmes éoliens est principalement en transitoire ce qui incite le développement des techniques non stationnaires pour la détection de défaut. Plusieurs auteurs ont étudié l'utilisation des techniques non stationnaires telles que les représentations temps-fréquences. Parmi ces techniques, nous avons *STFT*. Cependant, le *STFT* emploie une fenêtre de longueur fixe pour toute la bande des fréquences. Une conséquence importante est le fait que le *STFT* n'est pas bien adapté à l'analyse des phénomènes non stationnaires avec des variations rapides dans les caractéristiques fréquentielles du signal.

La transformée en ondelettes est l'un des nouveaux et puissants outils dans le domaine de la surveillance de l'état des machines tournantes en utilisant l'analyse de courant statorique. Les travaux expérimentaux présentés dans la littérature ont prouvé l'avantage de cette analyse dans la détection et le diagnostic des différents défauts des machines électriques.

Généralement, la méthode de diagnostic de défaut consiste à créer le vrai défaut dans le système physique, et à évaluer son effet sur différentes variables mesurées. Une telle approche peut être dangereuse pour le générateur électrique et peut mener à la destruction de la turbine de vent testé. Par conséquent, des modèles mathématiques de la machine d'induction pour étudier les comportements des systèmes de conversion d'énergie éolienne sont nécessaires et demeurent un outil efficace pour prévoir l'exécution de ces systèmes dans des conditions de panne.

À côté d'un outil efficace de diagnostic de défaut, une autre manière d'empêcher la détérioration de la chaîne de conversion d'énergie éolienne est de développer une commande ayant quelques possibilités pour rester robuste dans des conditions défectueuses. La tâche qui doit être abordée en réalisant une telle-commande est la conception des régulateurs avec des structures appropriées pour garantir une performance satisfaisante de la commande, non seulement quand le système est en conditions saines ; mais également dans le cas quand le système fonctionne sous un mode défectueux. C'est dans cette perspective que cette thèse est orientée. Elle s'intéresse à la surveillance et au diagnostic de quelques défauts des machines asynchrones (la machine asynchrone auto-excitée et la machine asynchrone à double

alimentation) dans des chaînes de conversions des énergies renouvelables éoliennes isolées au raccordées aux réseaux électriques.

C'est donc dans ce cadre que nous allons développer notre étude à travers les chapitres suivants :

➤ Dans le premier chapitre de ce manuscrit, une présentation générale de l'état de l'art de la technologie éolienne actuelle est faite en commençant par les classifications les plus couramment utilisées. Elle est suivie par la présentation des différents types de générateurs électriques qui sont utilisés dans les turbines éoliennes. Un résumé sur les différentes méthodes de commande de chaînes éoliennes pour les applications isolées ou raccordées au réseau électrique à vitesse constante ou variable est exposé. Les systèmes de stockage d'énergie qui peuvent être installés dans les systèmes éoliens sont également montrés. Les défaillances des différentes parties de la chaîne éolienne sont brièvement discutées notamment les défaillances de la partie contrôle électrique, du système d'orientation, de la boîte de vitesses, du réseau, des systèmes hydrauliques et des pales des systèmes éoliens. Un intérêt particulier a été porté à l'analyse de différents types de défauts dans les génératrices électriques qui sont rapportés dans la littérature. Une conclusion est donnée à la fin du chapitre.

➤ Le deuxième chapitre est composé de deux sections dont la première est consacrée à un état d'un rappelle sur les notions de sûreté, de surveillance et de diagnostic de fonctionnement d'un système. En effet, les méthodes de diagnostic développées dans la littérature sont citées, expliquées et classées suivant deux catégories : les méthodes internes et les méthodes externes en étalant sur l'approche signal qui est l'approche privilégiée dans cette thèse. Les différentes méthodes de traitement du signal (l'analyse en FFT, l'analyse STFT et l'analyse en ondelettes) sont également présentées dans la première section. Dans la deuxième section, on présente brièvement la technique de la commande fractionnaire avec une technique de réglage graphique simple étant la commande et la technique de réglage privilégiées dans ce travail par rapport à la commande classique et d'autres techniques de réglage. Ce chapitre se termine par une conclusion.

➤ Le troisième chapitre est composé de quatre sections : Une première est consacrée à la modélisation de la machine asynchrone auto-excitée. Un modèle de simulation flexible basé sur le couplage magnétique des circuits électriques avec un temps de calcul raisonnable permettant d'appréhender le comportement des machines asynchrones auto-excitées à cage

d'écureuil en absence et en présence de défaillances statorique et rotorique est proposé. Un système de compensation d'énergie réactive fixe avec une charge électrique triphasée état alimentée par ce système éolien est également modélisé. La deuxième section est consacrée à la commande robuste de la vitesse de la turbine éolienne par l'orientation des pales où le modèle de turbine est étudié et linéarisé. Un régulateur fractionnaire robuste avec une technique de réglage simple est utilisé. Dans la troisième section de ce chapitre, deux techniques de diagnostic de défaut de la machine asynchrone auto-excitée sont proposées. La première méthode est basée sur l'analyse *FFT* du courant statorique de la machine asynchrone auto-excitée tandis-que la deuxième méthode se basant sur une combinaison entre l'analyse en ondelette et la transformée de Fourier rapide. Les résultats de simulation avec leurs interprétations sont montrés dans la quatrième section. Ce chapitre se termine avec une conclusion.

➤ Le dernier chapitre est décomposé aussi en quater sections : la première section est consacrée à la modélisation de la chaîne éolienne qui est raccordée au réseau électrique dans le domaine des entraînements à vitesse variable. Le modèle de la machine asynchrone à double alimentation décrire le comportement de la machine en présence de défauts rotoriques et permet ainsi de caractériser l'influence de ce défaut sur le système éolien. À cet effet, nous utilisons un modèle simple basé sur l'addition d'une résistance de déséquilibre dans les circuits électriques en défaut pour analyser le comportement de la machine en l'absence et en présence des défaillances. Nous terminons cette section avec la modélisation d'un système de stockage d'énergie à deux niveaux couplé avec le système éolien ainsi que l'onduleur de trois niveaux alimentant la MADA. La deuxième section est consacrée à la commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne. Une commande vectorielle par orientation du flux qui présente une solution attractive pour réaliser de meilleures performances dans les applications à vitesse variable pour les machines asynchrones double alimentées est faite. Le stator de la MADA est alimenté par une source de tension triphasée parfaite et le rotor par un onduleur de tension à trois niveaux commandé par la stratégie de modulation de largeur d'impulsion triangulo-sinusoidale. Ainsi, une commande se basant sur des régulateurs fractionnaires est utilisée pour commander le transfert d'énergie dans le système de stockage d'énergie à deux niveaux. Dans la quatrième section, une présentation de la méthode proposée de diagnostic de défaut rotorique de la MADA dans des systèmes éoliens est faite. Cette méthode se fonder sur l'analyse fréquentielle du courant statorique ou rotorique de la génératrice en utilisant une méthode de traitement du signal se basant sur l'analyse par l'algorithme de la *FFT* adaptative.

Introduction Générale

Les résultats de simulation avec leurs interprétations sont montrés à la fin de ce chapitre avec une conclusion du chapitre.

Nous terminons ce manuscrit avec une conclusion générale.

Chapitre 1

1.1. Introduction

Les pronostiques d'épuisement et la distribution non uniforme des ressources énergétiques conventionnelles de la planète (fuel, gaz naturel, charbon et même uranium) [1], ainsi que la lutte contre les émissions polluantes qui sont la cause de nombreux phénomènes néfastes comme l'effet de serre, le trou d'ozone stratosphérique, le réchauffement global etc. font des sources d'énergies renouvelables (SER) l'objet d'un regain d'intérêt [2]. Cet intérêt se cache derrière l'effet que les SER qui utilisent des flux énergétiques naturels issus du soleil, du vent ou de la biomasse sont considérées comme inépuisables, économiques, exploitables avec un bon niveau de sécurité, respectueuses de l'environnement et peuvent satisfaire les besoins électriques des personnes qui n'ont pas accès à l'électricité des ressources conventionnelles d'énergie tandis qu'elles soutiennent également les réseaux électriques [3, 4, 5, 6, 7].

Aujourd'hui, les systèmes utilisant l'énergie du vent représentent la technologie dont le taux de croissance est le plus élevé [8, 9, 10]. En effet, de nombreux systèmes éoliens, de différents types ont été conçus et développés tout en poursuivant une expérience dans ce domaine remontant sur plusieurs siècles qui tendent à rendre l'énergie éolienne aussi concurrentielle que l'énergie d'origine fossile [11, 12].

Dans ce chapitre, un état de l'art des technologies éoliennes est exposé en présentant leurs différentes classifications, leurs différents générateurs électriques utilisés et leurs différents dispositifs de commandes. Les défaillances du contrôle électrique, du système d'orientation, de la boîte de vitesses, du réseau, des systèmes hydrauliques et des pales des systèmes éoliens sont brièvement discutées avec un intérêt particulier portant à l'analyse de différents types de défauts dans les génératrices électriques qui sont rapportés dans la littérature.

1.2. Définition du système d'énergie éolien

Le mouvement des masses d'air en fonction de la différence de pression entre certaines régions de la planète dû indirectement à l'ensoleillement de la terre qui crée un réchauffement ou refroidissement local provient du vent qui est la source principale de l'énergie éolienne. Cependant, de nos jours, l'aérogénérateur qu'est une machine obtenant de l'énergie à partir du vent pour générer un courant électrique est la forme la plus connue et utilisée de technologie éolienne. Sa structure de base consiste en un rotor pour capter l'énergie cinétique du vent en la transformant en énergie mécanique en rotation, un couplage mécanique direct si la turbine et la génératrice ont des vitesses du même ordre de grandeur ou un couplage réalisé par l'intermédiaire d'un système d'engrenage dans le cas contraire, une machine électrique pour

convertir l'énergie mécanique disponible sur l'arbre de transmission en énergie électrique. Cette énergie électrique produite dépend de trois paramètres : la forme et la longueur des pales de la turbine, la vitesse du vent et enfin la température qui influe sur la densité de l'air. Un schéma de principe est donné à la figure 1.1.

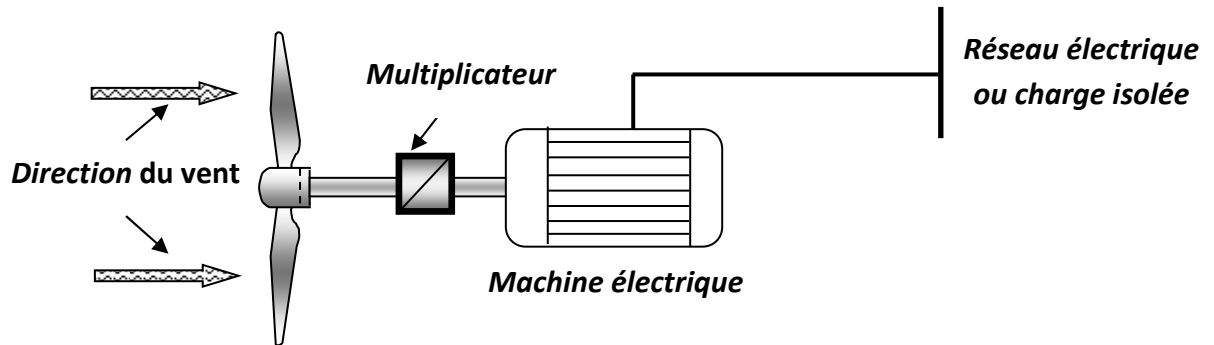


Figure 1.1. Schéma de principe d'un système éolien.

1.3. Classification des systèmes éoliens

Plusieurs classifications des turbines éoliennes peuvent être considérées selon le critère choisi. Dans la suite sont présentées les classifications les plus répandues Figure 1.2.

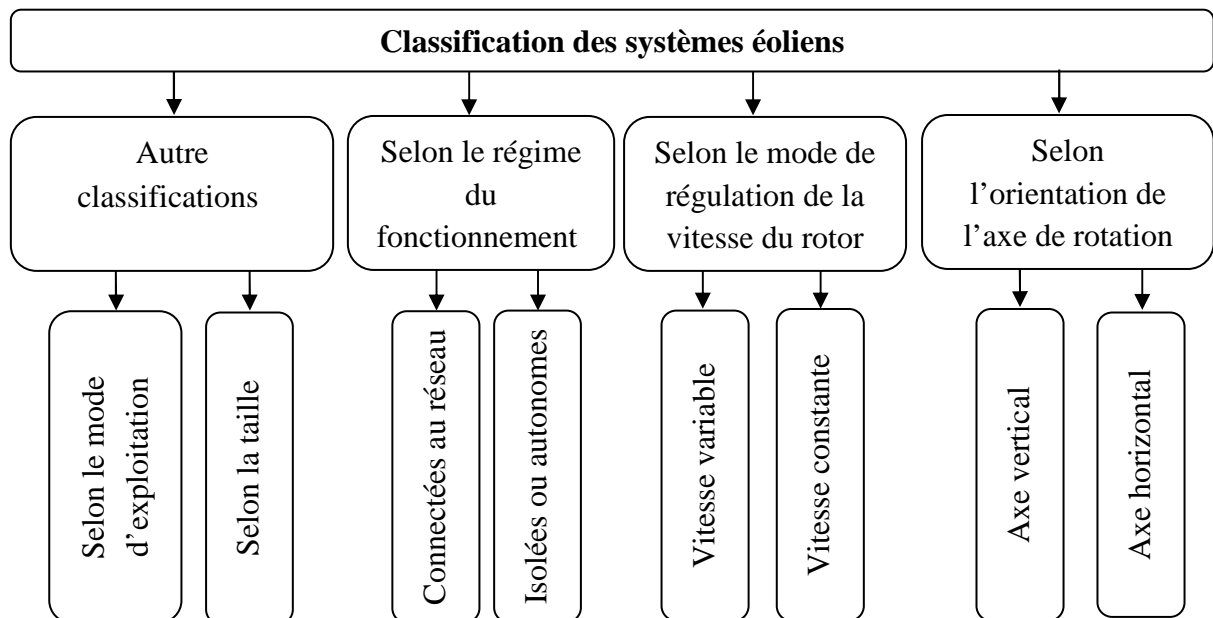


Figure 1.2. Classification des systèmes éoliens.

1.3.1. Selon l'orientation de l'axe de rotation

Les systèmes éoliens peuvent être classés en deux groupes selon le critère de l'orientation d'axe de rotation. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes éoliens à axe horizontal tandis que les systèmes éoliens du deuxième groupe ont le rotor à axe vertical.

1.3.1.1. Turbines Eoliennes à Axe Horizontal (HAWT)

Les éoliennes à axe horizontal (*HAWT, horizontal axis wind turbine*) sont les plus connues. Leur idée a été inspirée des moulins à vent. La puissance cinétique du vent fait tourner de façon aérodynamique les pales qui sont reliées directement ou via un multiplicateur de vitesses à une génératrice qui produit de l'électricité [13]. Généralement, les deux objectifs fondamentaux de la conception d'une turbine de HAWT sont maximiser sa production énergétique annuelle et de réduire au minimum le coût d'énergie produite [14, 15, 16]. Les turbines éoliennes à axe horizontal fonctionnent avec un coefficient de puissance C_p presque de 0.5, tout près de la limite de Betz [17]. Cependant, en pratique, pour les turbines éoliennes utilisant des pales de diamètre inférieur à 10 cm, leurs coefficients de puissance C_p seront très inférieurs à la limite de Betz (59.26%) [18, 19].

Cette typologie est formée de trois parties principales : le rotor, la nacelle et la tour. La nacelle qui contient la génératrice ainsi que le système de transmission (les éléments d'accouplement mécanique entre le rotor et la génératrice) est placée sur un mât dont l'objectif est de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique. Le rotor peut être placé en amont ou en aval de la nacelle selon le sens de parcours du vent. La majorité des grandes éoliennes dont la puissance dépasse les *1000 kW* fonctionnent en amont, le rotor dans ce cas se met automatiquement face au vent mais il doit être rigide pour pouvoir résister au vent frappant les pales directement. D'autre part, afin que l'éolienne se positionne correctement, la turbine éolienne doit avoir un dispositif particulier passif par une aile fixe verticale ou actif par un moteur électrique.

Pour les éoliennes fonctionnant en aval et se positionnant de manière passive (naturellement) face au vent, le vent agit sur l'arrière des pales après d'être perturbé par la nacelle et le pylône. Cela rend le vent non uniforme sur la surface balayée par le rotor ce qui provoque une usure prématurée du matériel par les phénomènes vibratoires ou de fatigue mécanique engendrés par des contraintes mécaniques variables dans le temps.

En conclusion, l'éolienne à axe horizontal avec le rotor en amont devenait la typologie courante pour les applications de puissance élevée.

1.3.1.2. Turbines Eoliennes à Axe Vertical (VAWT)

Dans le monde des turbines éoliennes à axe vertical, il y a trois grandes familles. Dans la première famille, on trouve les éoliennes du type Darrieus basées sur la "portance" et, dans la deuxième famille, les éoliennes du type Savonius basées sur la "trainée", tandis-que dans la troisième famille, on trouve les éoliennes à cône [20, 21, 22, 23]. Ces systèmes donnent peu de couple au démarrage. Par conséquent, elles ne démarrent qu'à une certaine vitesse de vent, où il faut assurer mécaniquement le démarrage de l'éolienne pour qu'elle fonctionne.

Les turbines éoliennes à axe vertical sont rarement utilisées que les turbines à axe horizontal et leurs développements ont été beaucoup plus lents. En effet, l'utilisation de ces systèmes demeure pour les applications de petite voire de moyennes puissances [24]. En conséquence, ces dernières étaient beaucoup moins adaptables à la production à grande échelle d'énergie.

Bien que les turbines à axe vertical sont aérodynamiquement plus performantes, cette configuration a l'avantage d'être bien positionnée par rapport au vent puisqu'elle ne requiert pas d'orientation particulière du rotor [25] contrairement aux turbines éoliennes à axe horizontal qui rendent les turbines éoliennes à axe vertical largement favorable quand la vitesse du vent étant irrégulière et sa direction rarement uniforme [26].

Un autre point fort de ces turbines découle du fait que leur dispositif d'accouplement ainsi que leur génératrice se trouvent au niveau du sol ce qui permet un accès facile et par conséquent une maintenance plus facile que dans le cas des turbines à axe horizontal. Cette technologie a été récemment reconsidérée pour la production d'électricité à grande échelle par la recherche en nouveaux concepts qui sont censés dépasser les limites technologiques du standard actuel qui est l'éolienne à axe horizontal avec rotor en amont [20]. En effet, Ces nouvelles recherches affirment que ces turbines sont mieux adaptées que les turbines traditionnelles pour la production d'électricité à grande échelle.

De plus, des études ont récemment montré théoriquement et expérimentalement qu'une turbine éolienne portable de diamètre 40 cm (dans un tunnel bas vitesse) était capable de produire une puissance de sortie atteignant 2.2 Watts, pour une vitesse du vent de 5.5m/s [27]. Contrairement aux autres turbines éoliennes de petite taille qui nécessitent des vitesses importantes du vent pour leur fonctionnement (au-delà de 10 m/s), ces turbines portables peuvent fonctionner dans des conditions de basses vitesses de vent (vitesse inférieure à 5 m/s) ce qui n'empêchait pas leur utilisation proche du sol. Les applications envisageables seraient

par exemple l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil pour les autoroutes et ponts pour éviter le coût de câblage ou le remplacement des batteries dans les systèmes classiques.

1.3.2. Selon la vitesse de rotation

Dans cette partie est présentée la classification selon le critère de la vitesse de rotation. En effet, la turbine éolienne peut être à vitesse constante ou à vitesse variable.

1.3.2.1. Turbines Eoliennes à vitesse constante.

Les turbines éoliennes à vitesse constante sont les premières à avoir été développées. Dans cette topologie, la génératrice utilisée fonctionne avec une vitesse rotorique limitée aux alentours d'une vitesse constante. Cette génératrice peut être directement couplée au réseau électrique dont sa vitesse de rotation est imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles, comme elle peut être couplée à une charge électrique isolée ou enfin peut être couplée à un système de stockage d'énergie (dans des accumulateurs) ou à un réseau autonome.

L'entraînement de la génératrice par un multiplicateur permet d'adapter sa vitesse rapide à la vitesse lente de la turbine qui est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales. Cependant, la dynamique relativement lente du système d'orientation des pales dans des variations rapides de la vitesse du vent ou de la charge électrique amène ce type d'éolienne à suivre approximativement la caractéristique de réglage. En conséquence, la puissance générée par cette éolienne peut avoir des caractères très fluctuants, ce qui n'offre pas de possibilité de réglage de la puissance générée par la turbine. Cependant, cette puissance électrique produite peut être commandée par un système de stockage d'énergie électrique, compensateur synchrone statique (STATCOM) ou bien encore par des résistances de freinage [28, 29]. D'autre part, ce type de conversion d'énergie éolienne nécessite l'ajout de bancs de condensateurs de compensation d'énergie réactive afin de limiter la puissance réactive appelée au réseau ou à la charge électrique.

1.3.2.2. Turbines Eoliennes à vitesse variable

Les turbines à vitesse variable peuvent produire de 8 à 15 % plus d'énergie que les turbines à vitesse constante qui sont caractérisées avec un rendement considérablement limité [30]. L'idée de cette topologie est de réaliser un générateur à vitesse variable fonctionnant pour une large gamme de vent donc la vitesse de rotation doit être adaptée par rapport à la vitesse du vent afin de récupérer un maximum de puissance tout en réduisant les efforts mécaniques à vitesse variable du vent. La vitesse de rotation est régulée de façon à ce que pour chaque

vitesse de vent, l'éolienne fonctionne à puissance maximale atteinte par la caractéristique de l'éolienne (vitesse-puissance). C'est ce qu'on appelle le Maximum Power Point Tracking MPPT.

Ces turbines sont caractérisées par une intégration meilleure dans le réseau électrique ainsi que par un bruit et nuisances sonores réduits lors d'un fonctionnement à faible vitesse de vent car la vitesse des turbines est alors lente.

Pour toutes ces raisons, les turbines éoliennes raccordées aux réseaux électriques fonctionnent de plus en plus à vitesse variable. Ces systèmes ne nécessitent qu'un système simplifié d'orientation des pales, car la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe.

En vitesse variable, la fréquence et l'amplitude de la tension, en sortie de la génératrice, sont variables. Pour satisfaire aux conditions du réseau (la fréquence et l'amplitude de la tension fixes du réseau), ces turbines doivent être dotées d'un convertisseur électronique de puissance intercalée entre la machine (synchrone ou asynchrone) et le réseau.

1.3.3. Selon le régime du fonctionnement

Les systèmes éoliens peuvent être classés en deux groupes selon le critère du régime du fonctionnement. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes éoliens connectés au réseau. Ces systèmes contribuent à répondre aux besoins énergétiques du pays. Les systèmes éoliens du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent satisfaire les besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique.

1.3.3.1. Turbines Eoliennes isolées

Actuellement, les turbines éoliennes semblent être une bonne solution pour répondre aux besoins énergétiques des régions isolées et ventées lorsque le raccordement au réseau est impossible, trop cher ou trop complexe à réaliser. D'autre part, le prix convenable des aérogénérateurs conduit à une utilisation de plus en plus courante soit par génération directe d'un réseau soit par l'intermédiaire d'un système de stockage et des convertisseurs de puissance en présence des sources externe afin d'assurer la commande du système.

Comparativement aux éoliennes connectées aux grands réseaux, les éoliennes isolées ne cherchent pas toujours à maximiser leurs puissances mais elles cherchent plus à produire une quantité d'énergie électrique adéquate allée à un prix d'installation et de maintenance le plus faible. De ce fait, la plupart des systèmes éoliens isolés favorisent l'utilisation de générateurs asynchrones à cage grâce à leur faible coût, leur robustesse et leur standardisation [31], [32]. Ces derniers sont souvent associés à une batterie de condensateurs qui fournit la puissance réactive nécessaire à leur magnétisation.

Les générateurs synchrones sont également utilisés dans les turbines éoliennes isolées [33]. Ils offrent un bon couple massique et peuvent éventuellement s'affranchir de multiplicateur de vitesses. Néanmoins, leur utilisation est limitée essentiellement à cause de leur prix qui est plus élevé que celui des générateurs à induction de la même taille [34].

Les problèmes majeurs de ces éoliens pour une exploitation plus large sont la grande variabilité de leur production en fonction des fluctuations des ressources (vent) ainsi que les fluctuations de la charge suivant la demande.

1.3.3.2. Turbines Eoliennes connectées au réseau

Les nombreux avantages du fonctionnement des systèmes éoliens sur les réseaux électriques expliquent les raisons pour lesquelles plus de 95% de la capacité mondiale d'énergie éolienne est raccordée aux grands réseaux de puissance [35]. En effet, La puissance de ces systèmes éoliens ne doit pas être nécessairement commandée en fonction de la demande instantanée de la charge, car la différence de puissance délivrée par les éoliennes par rapport à la demande est compensée par les centrales conventionnelles. D'autre part, ces systèmes éoliens profitent de la fréquence du réseau maintenue par les autres centrales pour la commande de la vitesse des éoliennes. De plus, le fonctionnement des turbines éoliennes connectées aux réseaux est techniquement moins complexe que son application isolée.

1.3.4. Autre classifications

Selon la taille : il y a une relation indirecte entre la hauteur et la puissance de l'éolienne. En effet, cette puissance dépend essentiellement de la surface balayée par le rotor qui est en fonction du diamètre du rotor. En pratique, ce dernier égale la hauteur du mât. En conséquence, les systèmes éoliens peuvent être classés en plusieurs groupes selon le critère de la taille : Micro-éoliennes couvrant des besoins très limités et sites isolés, Mini-éoliennes servant à la recharger des batteries sur des sites isolés du réseau ou à l'alimentation domestique hors du réseau (maisons isolées) et Eoliennes domestiques balayant un spectre

assez large ayant un diamètre de rotor de 3 à 10 m. Elles sont typiquement proposées pour les particuliers. Les éoliennes petites commerciales étant typiquement conçues pour les petites entreprises ou les fermes, Eoliennes moyennes commerciales étant typiquement utilisées pour les applications commerciales dans des fermes, des usines, des entreprises voire des petits parcs éoliens, Eoliennes grandes commerciales que l'on trouve dans les parcs éoliens modernes, ce sont aussi les plus efficaces.

Selon le mode d'exploitation : On peut faire une distinction entre les éoliennes suivant le mode d'exploitation, elles peuvent être terrestres dites « onshore », installées sur la terre comme elles peuvent être installées en mer, dites « offshore ». L'énergie éolienne terrestre disponible est tout à fait potentiellement grande, qui est d'environ $2 \cdot 10^7$ à $5 \cdot 10^7$ GWh en comparaison de la consommation annuelle totale courante de l'électricité du monde, qui est environ de $1.5 \cdot 10^7$ GWh [36]. Bien que, il y ait beaucoup de raisons de se concentrer sur l'énergie éolienne terrestre, l'énergie éolienne en mer se propose comme alternative pour des situations telles que l'espace rare en installant la turbine éolienne [37].

1.4. Différents Générateurs utilisées dans les systèmes éoliens

Grâce aux améliorations en technologie de conversion de puissance, différents arrangements et configurations des systèmes de conversion d'énergie éolienne ont été développés et par conséquent, différents types de générateurs ont été utilisés [38, 39] en basant sur plusieurs facteurs techniques et économiques tels-que la robustesse, le coût, la compatibilité, la simplicité et la standardisation...etc. Cependant, il y a également d'autres, mais la plupart des générateurs utilisés dans les systèmes éoliens pourraient être divisés en deux catégories principales : générateurs asynchrones et générateurs synchrones. Les deux groupes peuvent utiliser un rotor bobiné [40].

1.4.1. Générateur Asynchrone (IG)

Les générateurs asynchrones de différents types sont largement utilisés dans les turbines éoliennes de petite, moyenne et grande puissance en raison de leurs robustesses, leurs simplicités mécaniques et leurs coûts réduits [41, 42].

1.4.1.1. Générateur Asynchrone à Cage d'Ecureuil (SCIG)

La simplicité et standardisation de la machine asynchrone à cage d'écureuil, son bon rendement énergétique, son faible coût et sa maintenance réduite ont conduit à une large domination de cette machine dans les systèmes éoliens [34, 44, 45]. Cependant, ces machines

ne peuvent pas fonctionner indépendamment d'une source qui leur fournisse la puissance réactive. En effet, en fonctionnement à vitesse fixe, elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive et à un démarreur automatique progressif à gradateur permettant de limiter le courant transitoire d'appel au moment de la connexion au réseau [46, 47]. Pour les réseaux en site isolé, les éoliennes à vitesse fixe avec générateurs asynchrones fonctionnent seulement quand au moins un générateur diesel fonctionne, sauf s'il y a d'autres options fournissant la puissance réactive et maintenant la puissance comme par la connexion d'un groupe de condensateurs en parallèle avec le générateur (Figure 1.3). Cependant, puisque normalement ils ne sont pas commandés en couple, la puissance résultante inclut des fluctuations graves [48].

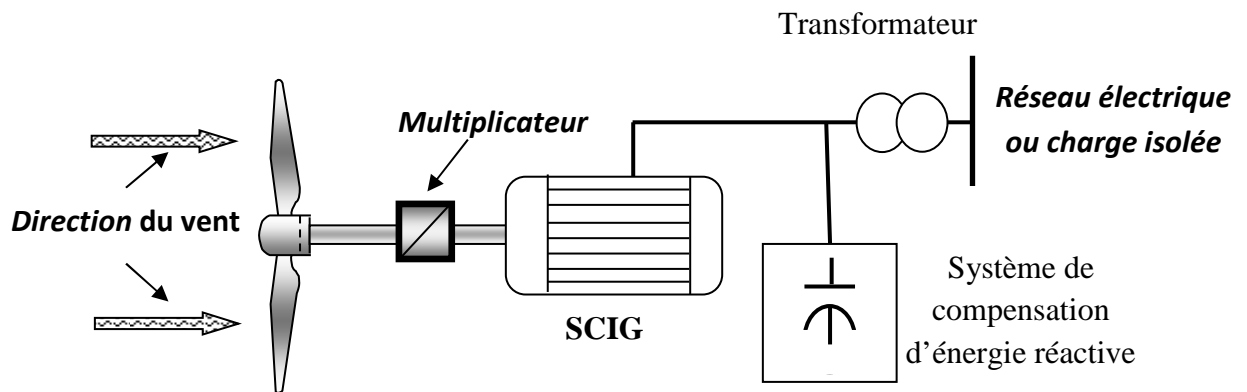


Figure 1.3. Système de conversion d'énergie éolienne avec SCIG à vitesse fixe.

1.4.1.2. Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

Une des configurations en forte croissance et qui présente un atout considérable dans le marché des turbines éoliennes grâce à ses caractéristiques est connue sous le nom de Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) [39, 49, 50]. En effet, cette machine a de nombreux avantages tels que le bas coût et la petite taille, l'élimination de la source extérieure de C.C, la capacité de produire le maximum de puissance pour différentes vitesses du vent et de rotation de la machine, les possibilités de commander la puissance active et réactive, et l'opportunité d'employer des petits convertisseurs et contrôleurs ne sont pas chers [39]. Le stator de la MADA est relié directement à tension et fréquence fixe au réseau de puissance et dont le rotor, grâce à un système de bagues et balais, est connecté à travers un convertisseur électronique de puissance en « back-to-back » au réseau. Le convertisseur électronique de puissance est constitué généralement par deux convertisseurs de tension (côté rotor et côté réseau) avec un bus continu en commun [51, 52] ou par un seul convertisseur électronique de

puissance bidirectionnel commandé (matriciel) [53, 54]. La tension et la fréquence du stator sont prélevées au réseau alors que la tension et la fréquence appliquées au rotor peuvent être commandées par les convertisseurs électroniques de puissance. D'autre part, l'énergie pouvant ainsi être appliquée ou extraite du rotor, le générateur peut se magnétiser par le rotor comme par le stator [45]. La MADA permet au système éolien un fonctionnement à vitesse variable sur une plage spécifique de fonctionnement. Le convertisseur compense la différence des fréquences mécanique et électrique par l'injection d'un courant à fréquence variable au rotor (Figure 1.4).

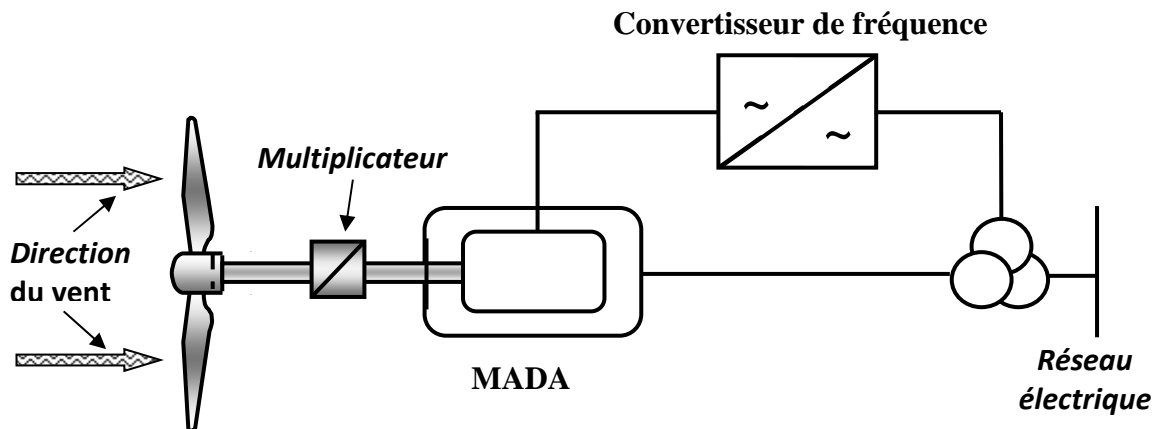


Figure 1.4. Système avec MADA pour l'opération à vitesse variable.

La MADA a le point fort d'avoir la capacité de commander la puissance réactive et, de cette façon, de découpler la commande des puissances active et réactive. Elle peut se magnétiser par le rotor sans prélever au réseau la puissance réactive nécessaire. La taille du convertisseur connecté au rotor qui n'est pas simplement en rapport avec la puissance totale du générateur, mais aussi avec la gamme de vitesse choisie représente un autre point fort de la MADA. En fait, le coût du convertisseur augmente avec la gamme de vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Cette machine a la possibilité de participer au réglage de la tension du réseau électrique en échangeant de la puissance réactive avec le réseau. Cependant, l'inconvénient majeur de la MADA réside dans la présence obligatoire de bagues et balais.

1.4.2. Générateur Synchronique (SG)

La présence de bagues et de balais et un multiplicateur dans les MADA induit des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets off-shore en milieu salin. Les éoliennes basées sur les machines synchrones à grand nombre de paire de pôles sont développées face à ces inconvénients. En effet, les générateurs synchrones avec un très grand

nombre de pôles peuvent s'utiliser pour les applications d'entraînement direct (direct-drive) qui ne nécessitent pas un multiplicateur de vitesses. Donc, ils peuvent fonctionner avec des performances, en matière de couple massique, très intéressantes et peuvent être fonctionnés à vitesse variable ou à vitesse réduite de vent ce qui simplifie la commande du système d'orientation des pales et augmentent par conséquent l'efficacité du système [39]. Cependant la fréquence de ces machines étant alors incompatible avec celle du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose (Figure 1.5). C'est la raison pour laquelle, les machines à entraînement direct sont toutes à vitesse variable. D'autre part, pour des unités de petite taille, le générateur à aimants permanents (MSAP) est plus simple est moins coûteux. En effet, le système de bagues et de balais est éliminé. Cependant, pour des unités de moyenne ou de grandes tailles, le générateur synchrone est plus coûteux et complexe qu'un générateur asynchrone de taille équivalente [45].

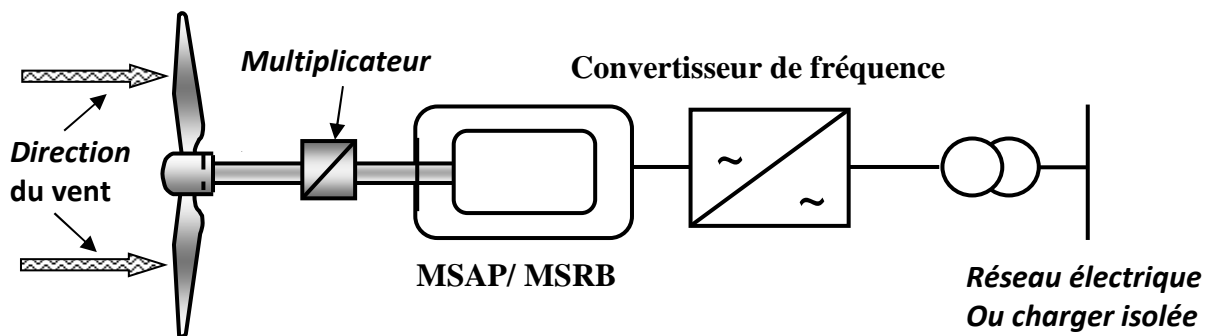


Figure 1.5. Système éolien avec une génératrice synchrone fonctionnant à vitesse variable.

1.4.2.1. Machine Synchrone à Rotor Bobiné (MSRB)

Les générateurs à inducteur bobiné nécessitent un système de bagues et balais ou un système brushless avec un redresseur tournant afin de transmettre le courant continu créant le champ magnétique rotorique qui constitue un paramètre de réglage utile pour l'optimisation énergétique. Cependant, le fonctionnement direct sans engrenages de la machine synchrone à rotor bobiné multipolaire à vitesse variable implique l'utilisation d'un générateur surdimensionné et d'un convertisseur de puissance dimensionné pour la puissance totale du système.

1.4.2.2. Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP)

La plupart des systèmes éoliens dans la catégorie des petites turbines utilisent les générateurs à aimants permanents et fonctionnent à vitesse variable, vu le coût réduit, le facteur de puissance élevé et le bon rendement ainsi que la simplicité de la MSAP grâce au

système d'auto-excitation basé sur l'aimant permanent [39]. Deux types principaux de génératrice synchrone à aimants permanents, qui sont généralement utilisés dans les systèmes éoliens, sont à structures montées en surface et à structures à aimants encastrés [55, 56]. Cependant, dans les applications de plus grandes puissances, les aimants et le convertisseur (lequel doit faire transiter toute la puissance générée), en font le moins compétitif.

1.4.3. Autres Générateurs

A fin d'améliorer le rendement du dispositif basant à l'utilisation de la machine asynchrone à cage, un système à base de machine asynchrone à double stator à deux vitesses est proposé. Cette machine est intrinsèquement un dispositif à vitesse fixe mais possède deux points de fonctionnement différents. En effet, le premier stator est de faible puissance mais à grand nombre de paires de pôles permettant de fonctionner aux petites vitesses de vent tandis que le deuxième stator qui est de forte puissance à faible nombre de paires de pôles permettant de fonctionner aux vitesses de vent élevées [57, 58]. En conséquence, le bruit engendré par l'éolienne est alors plus faible pour les petites vitesses de vent car l'angle de calage nécessaire à l'orientation des pales atteint des valeurs moins élevées. Cependant, la présence d'un deuxième stator rend la conception de la machine particulière et augmente le coût et le diamètre de façon considérable.

Une machine asynchrone à double alimentation avec rotor à cage « Brushless Doubly-Fed Machine » est proposée dans les littérateurs afin d'essayer allier les avantages de la MAC et de la MARB [59, 60, 61, 54]. Elle a la particularité de posséder deux bobinages triphasés au stator et un rotor à cage possédant une structure spéciale différente de la cage d'écureuil classique mais tout aussi robuste. Un des bobinages du stator, appelé Bobinage de Puissance (BP), est directement relié au réseau et est destiné au transfert de puissance, tandis que le second bobinage, appelé Bobinage de Commande (BC), dont la section des conducteurs est moins élevée, permet à travers les convertisseurs électronique de puissance de faire varier les courants d'excitation de la machine afin de permettre un fonctionnement à vitesse variable.

Cette machine fonctionnant à vitesse variable a l'avantage d'être robuste avec une grande capacité de surcharge et une facilité d'installation ce qui est l'équivalent de celui de la MAC. En comparaison avec la topologie MARB, ces machines ont un coût d'installation et de maintenance réduit comme elles n'ont pas des oscillations produites par le rotor bobiné. Le dimensionnement du convertisseur a une puissance plus petite que la puissance nominale de génération ce qui est l'équivalent de celui de la MARB. Bien que la machine n'ait pas de

contacts glissants, elle possède deux stators à nombre de paires de pôles différents ce qui augmente son diamètre et sa complexité de fabrication. Cette topologie, malgré les avantages qu'elle présente par rapport d'autres machines, a pas de réalisation industrielle mais existe à l'état de prototype et la recherche pour cette topologie est dans un stage très initial.

Les caractéristiques de la machine à rotor réluctant, nommée « Brushless Doubly-Fed Reluctance Machine » (BDFRM) ayant des qualités potentielles équivalentes à celles de la BDFM sont un modèle et une commande machine plus simple (moins de variables d'état) en plus d'un rendement plus élevé dû à l'inexistence des pertes cuivre dans la machine. Les inconvénients consistent en un taux d'harmoniques excessif présentant des non-linéarités plus importantes et générant un courant a une distorsion harmonique plus élevée. De plus, les expériences pratiques des machines réluctantes sont mineures comparées à celles des machines asynchrones.

D'autre part, il y a encore autres machines électriques qui sont à l'étude ou en cours d'évaluation. Parmi ces machines, la machine « haute tension » qui permettrait de diminuer les pertes par effet joule du système en éliminant le transformateur élévateur nécessaire afin d'adapter la tension de la machine à celle du réseau. Cependant, leur coût élevé, des problèmes de sécurité et de durée de vie limitent leur commercialisation [45].

1.5. Commande de la chaîne éolienne

L'objectif de la commande d'une chaîne éolienne est d'assurer la sécurité de l'éolienne en développant une puissance optimale suivant la caractéristique Puissance-vitesse de la chaîne éolienne qui peut se décomposer en six zones distinguées Figure 1.6.

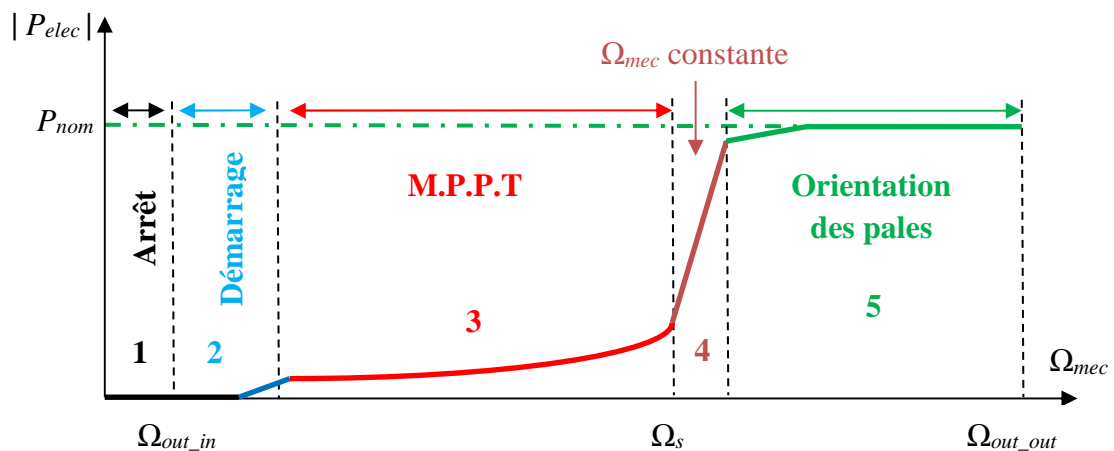


Figure 1.6. Zones de fonctionnement d'un système éolien.

- **Zone 1** : C'est la zone dans laquelle la turbine ne fonctionne pas puisque la vitesse mécanique est inférieure à une certaine vitesse Ω_{cut-in} , dénommée vitesse de démarrage.
- **Zone 2** : C'est la zone de démarrage commençant lorsque la vitesse mécanique est supérieure à la vitesse de démarrage, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent.
- **Zone 3** : Lorsque la vitesse de la génératrice atteint une valeur seuil, un algorithme de commande permettant l'extraction de la puissance maximale du vent **MPPT** est appliqué jusqu'à atteindre une certaine valeur de la vitesse mécanique. Dans cette zone, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale tandis que la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique de la machine électrique.
- **MPPT** : L'utilisation de Maximum Power Point Tracking (M.P.P.T) permet de surveiller en continu le point de puissance maximale fournie par une turbine éolienne fonctionnant à vitesse variable dans le but d'optimiser le rendement énergétique quel que soit le régime de vent. Le point de puissance maximale d'un système éolien (Figure 1.7) est celui où la puissance maximale est produite. Ce qui signifie que pour un régime de fonctionnement donné, la puissance fournie peut être maximisée en ajustant le coefficient C_p . Ce coefficient étant dépendant de la vitesse de la génératrice et afin d'ajuster le coefficient C_p , il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant d'optimiser la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent. Pour cela, on peut distinguer deux approches.
 - ✓ La première, la moins classique, ne base pas sur la connaissance de la caractéristique du C_p ;
 - ✓ La seconde, plus répandue, basée sur la connaissance de la caractéristique du C_p . Il suffit de suivre la courbe de puissance optimale comme caractéristique de charge pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales.

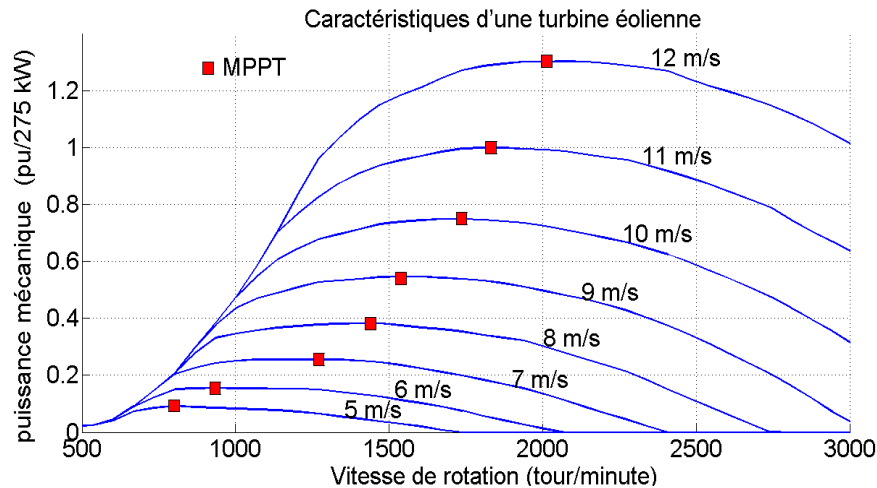


Figure 1.7. Convergence vers le point optimal.

- **Zone 4 :** Au-delà, la vitesse de rotation de l'éolienne est maintenue constante tandis que la puissance de l'éolienne atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominal P_{nom} .
- **Zone 5 :** Arrivée à la puissance nominale P_{nom} , une limitation de la puissance générée est effectuée à l'aide d'un système d'orientation des pales dont l'objectif est d'assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts, en limitant la puissance mécanique transmise par l'aéroturbine afin d'éviter qu'elle dépasse la puissance nominale de la machine électrique.
- **Zone 6 :** Au-delà de la vitesse $\Omega_{cut-out}$, le système de sécurité de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie de manière à éviter une rupture mécanique.

1.5.1. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

1.5.1.1. Le dispositif d'orientation de la nacelle

Les problèmes majeurs de l'éolien sont la grande variabilité de la force exercée par le vent en direction et en intensité. Pour faire face au problème du changement en direction, il faut constamment orienter la nacelle face au vent, ce qui rend nécessaire un enregistrement de la direction du vent. Elle est effectuée grâce aux signaux émis par la girouette placée à l'arrière de la nacelle. Donc, afin d'améliorer l'utilisation de l'énergie éolienne, le système de commande d'orientation de la nacelle devient une composante importante de la turbine éolienne à axe horizontal. Il a deux fonctions principales : la première est d'assurer que la turbine éolienne découvre la direction changeante de vent ; l'autre est de décrocher l'enchevêtrement de câble automatiquement quand le câble est entrelacé en raison de la commande de la nacelle [62, 63].

1.5.1.2. Système d'orientation des pales « pitch » ou « à angle de calage variable »

Le système d'orientation des pales permet, grâce généralement à des vérins hydrauliques, d'ajuster l'angle de calage des pales à la vitesse du vent de sorte que la vitesse de rotor, et par conséquent le couple mécanique de rotor et l'énergie électrique produite soient maintenus aux niveaux désirés. En général, le système de régulation tourne les pales de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent pour que les pales soient toujours positionnées à un angle optimal par rapport au vent. Le système d'orientation des pales est également un mécanisme de sûreté de l'éolienne par vents forts puisqu'il peut limiter la puissance mécanique de fonctionnement au maximum de la machine utilisée.

Généralement, une zone morte (MDZ) est considérée dans le circuit de commande quand le taux de l'angle de calage des pales de commande est moins d'une certaine valeur (en deg/s) afin d'éliminer le bruit dans le signal de commande et réduire le mouvement du système d'orientation des pales pour une meilleure longue vie [64]. D'autre part, le taux de l'angle de calage commandé par le système d'orientation est physiquement limité à quelque degrés par seconde conformément aux recommandations de fabricant [65].

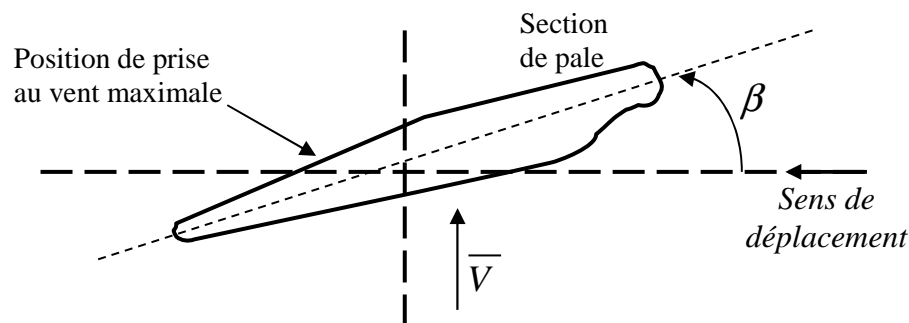


Figure 1.8. Variation de l'angle de calage d'une pale.

1.5.1.3. Système « stall » ou à « décrochage aérodynamique »

Le système « stall » ou « à décrochage aérodynamique » est la solution passive la plus simple et la moins coûteuse, car c'est la forme naturelle des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse du vent. En effet, ce système ne nécessite pas de pièces mobiles et de système de régulation dans le rotor. Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence i devient important, c'est-à-dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale, l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale (Figure 1-9) et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Ce système est simple et relativement fiable mais il manque de

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

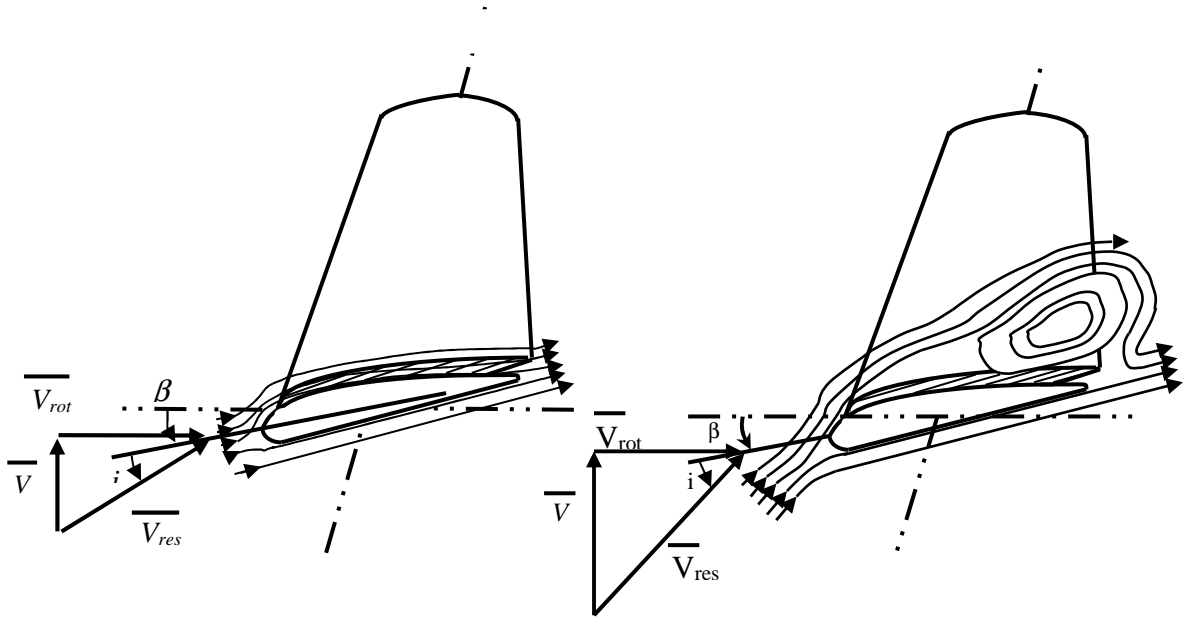


Figure 1.9. Flux d'air sur un profil de pale "stall" [13].

1.5.1.4. Système « stall actif » ou à « décrochage aérodynamique actif »

Le système « stall actif » ou à « décrochage aérodynamique actif », utilisé pour les éoliennes de grande puissance, essaie de profiter les atouts de la régulation passive et de la régulation active afin de contrôler de manière plus précise la production d'électricité. En effet, il permet d'ajuster l'effet du décrochage en fonction de la vitesse en offrant une régulation efficace et plus simple que le système « pitch », grâce à une très faible rotation de l'axe des pales.

1.5.2. Régulation électrique de la puissance d'une éolienne

1.5.2.1. Applications isolées

Le problème principal des systèmes éoliens isolés est le contrôle de la tension et de la fréquence dans des conditions de charge variable [66]. La variation de la charge, alimentée par la turbine éolienne, affecte directement le fonctionnement du système complet comme dans le cas de la chaîne éolienne basant sur la machine asynchrone auto-excitée, la puissance réactive nécessaire pour la magnétisation de la machine est assurée par des condensateurs d'excitation. Cette puissance se partage entre la machine asynchrone et la charge et par conséquent, la tension du générateur chute quand l'impédance de la charge augmente ayant comme résultat l'absence de contrôle de la tension. D'autre part, le glissement de la machine

asynchrone augmente avec l'augmentation de la charge, ayant pour résultat une fréquence dépendante de la charge, même si la vitesse de la turbine demeure constante.

La commande de la tension doit être effectuée en commandant la source d'énergie réactive tandis que la commande de la fréquence doit être réalisée en agissant sur la vitesse du générateur en utilisant un régulateur de la vitesse mécanique ou en commandant une source d'énergie active (par exemple : stockage d'énergie). Par conséquent, beaucoup de chercheurs ont proposé des stratégies de commande et l'application des différents systèmes de conditionnements de puissance [67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74] pour la commande de la tension et de la fréquence d'une chaîne éolienne isolée.

En 1999, Suarez a proposé une stratégie de commande de la tension et de la fréquence d'un système d'énergie éolienne isolé basant sur la machine asynchrone à cage [I7]. Cependant, un modèle transitoire précis est fortement recommandé afin de réaliser la commande optimale. In [67, 69, 70], le système de stockage d'énergie de batterie (BESS) avec un convertisseur de source de tension (VSC) est utilisé pour le système éolien isolé. En 2006, une autre méthode basant sur l'utilisation d'un contrôleur de charge électronique (ELC) pour le réglage de la tension et la fréquence d'une chaîne éolienne isolée dans des conditions de charge variables a été étudiées par Singh [73]. Cependant, l'ELC a un redresseur produisant des harmoniques lors du fonctionnement de la machine [73]. En 2008, Youssef a présenté une méthode de contrôle de la tension et de la fréquence d'un générateur asynchrone dans une chaîne éolienne isolée [74]. Un convertisseur PWM à une fréquence et une tension constantes a été employé en éliminant le besoin d'un commutateur auxiliaire dans le côté de C.C.

1.5.2.2. Applications raccordées au réseau électrique

Avec les récents progrès en technologie de conversion d'énergie, les énergies électriques acquises par les systèmes éoliens peuvent facilement être transférées au réseau électrique. Cependant, l'augmentation de cette énergie éolienne a un impact croissant sur le réseau de transport du fait de la difficulté à prévoir la production, de la capacité d'accueil limitée du réseau, du risque de déconnexions intempestives des fermes d'éoliennes et d'une dégradation de la qualité de l'électricité [75]. Afin de transférer efficacement cette énergie électrique au réseau et réduire au minimum le risque lié à l'exploitation et la gestion du système d'énergie électrique, la qualité du système éolien doit être maintenue par la commande de la tension, la fréquence, la fiabilité, le facteur de puissance, etc.

Bien que les systèmes éoliens puissent facilement être reliés au réseau électrique, des conditions liées à la fréquence, à la tension et au comportement de la turbine éolienne en cas de défauts du réseau électrique sont essentielles afin d'assurer que les systèmes éoliens ne perturbent pas l'opération du réseau électrique en ce qui concerne la sécurité du système, la fiabilité et la qualité de puissance. Ces conditions, les plus communes, sont comme suit :

(1) La commande de la puissance active : Commande active de la puissance de la ferme éolienne afin de participer à la distributions d'énergie en tant que centrales conventionnelles et empêcher la surcharge des lignes.

(2) Le contrôle de la fréquence du réseau électrique : Les turbines éoliennes participent au contrôle de la fréquence du réseau selon leurs puissances pour assurer la sécurité des consommateurs, pour empêcher la surcharge des équipements électriques et pour répondre aux standards de qualité de puissance, ainsi que le réglage de fréquence permette d'augmenter le taux de pénétration de l'éolien. En effet, les installations d'une puissance supérieure ou égale à 40MW doivent participer au réglage primaire de fréquence tandis que les installations d'une puissance supérieure ou égale à 120MW doivent participer au réglage secondaire de fréquence.

(3) Le contrôle de la tension du réseau électrique : Les turbines éoliennes effectuent le contrôle de la tension du réseau en tant que centrales conventionnelles ; ceci est exécuté en commandant la puissance réactive avec deux types possibles de réglage :

- Type 1 : Réglage de la tension à une valeur variant linéairement en fonction de la puissance réactive avec une pente ajustable ;
- Type 2 : réglage de la tension selon une consigne asservit aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension.

(4) En cas de défaut du réseau électrique : Les turbines éoliennes restent reliées et, dans certains cas, pour soutenir le système d'alimentation par l'injection d'une puissance réactive suffisante afin d'assurer la stabilité du système.

1.6. Systèmes de stockage d'énergie

La difficulté à prévoir les productions des systèmes éoliens à cause du caractère très fluctuant et aléatoire du vent amène ces systèmes à se comporter du point de vue électrique comme des charges passives pouvant dégrader la qualité de l'électricité. En effet, les éoliennes ne participent pas aux services système (réglage de la tension, de la fréquence,

démarrage en autonome ou black-start, possibilité de fonctionner en îlotage, etc.) et ce sont les centrales classiques qui assurent la stabilité des réseaux électriques. Le taux de pénétration de ces systèmes est limité et ne peut pas dépasser 20-30% de l'énergie consommée afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables. Car les systèmes éoliens seuls ne peuvent pas participer au réglage de la production reposant sur l'équilibre entre production et consommation, une idée de stockage a été exploitée. En effet, les systèmes de stockage d'énergie permettent d'avoir une réserve supplémentaire d'énergie fournissant non seulement une solution technique au gestionnaire du réseau pour assurer en temps réel une meilleure adéquation entre la production et la consommation, mais permettant également d'exploiter au maximum les ressources d'énergies éoliennes en évitant le délestage. A cet effet, le stockage d'énergie offre une meilleure solution actuelle pour que les systèmes éoliens puissent participer à la gestion du réseau électrique et en conséquence peuvent faciliter l'intégration des éoliennes en augmentant le taux de pénétration. Toutefois, ces systèmes de stockage d'énergie doivent être dynamiques afin qu'ils soient capables d'agir en temps réel, en fonction des fluctuations de la puissance générée et consommée et doivent avoir une densité énergétique élevée, une durée de vie similaire à l'éolienne, un bon rendement, un coût raisonnable...etc. D'autre part, les systèmes de stockage d'énergie doivent être capables de stocker l'énergie électrique pendant des périodes adaptées au profil du vent et à la puissance de la turbine. Cependant, dans la réalité et pour des fluctuations de vent à différentes fréquences, on ne peut pas imaginer un seul type de stockage d'énergie se caractérisant avec toutes ces nécessités. En effet, il existe différentes solutions de stockage d'électricité et chacune de ces solutions a ses avantages et ses inconvénients.

Les solutions de stockage d'électricité pouvant être différenciées en deux catégories :

1.6.1. Stockage à court terme

Pour cette catégorie, le temps de stockage est inférieur à 10 minutes. Ce type est utilisé, d'une part, pour lisser les fluctuations de puissance produite par la ferme éolienne et, d'autre part, pour régler la tension et la fréquence du réseau (réglage primaire). Le stockage à court terme peut être sous différentes formes d'énergie comme suit.

✓ Elle peut être en énergie magnétique créée par des courants circulant dans des bobines supraconductrices court-circuitées introduites dans des cryostats remplis d'hélium liquide. Le courant circule sans perte dans le supraconducteur et les seules pertes sont dues aux résistances de contacts et à la puissance maintenant la bobine à une température cryogénique.

L'énergie stockée est calculée comme le produit de l'inductance propre de la bobine et le carré du courant qui le traverse [76]. Ce type de stockage est une technologie relativement récente. Le premier système basé sur cette technologie a été construit en 1970 [77]. Cette technologie a l'avantage d'une dynamique et d'une cyclabilité très élevées, elle peut fournir une puissance à un récepteur par déstockage lent ou rapide, en fonction de la demande. En tenant compte les pertes d'énergie, ces technologies ont très haute efficacité énergétique jusqu'à 90% [76]. Cependant, les coûts de fabrication et de maintenance très élevés rendent l'utilisation de ce type de stockage très limitée.

✓ Le stockage d'énergie électrique par les super-condensateurs est une technique bien nouvelle se trouvant encore en phase de recherche. Les supercondensateurs ont une structure anode-cathode généralement à base de charbon actif avec une capacité importante mais une faible tenue en tension (quelques volts).

La capacité pouvant dépasser des milliers de Farad, proportionnelle à la surface d'électrode et inversement proportionnelle à la distance entre les électrodes, est obtenue grâce à des collecteurs de courant en aluminium et une surface d'électrodes, considérablement élevée par rapport aux condensateurs traditionnels, généralement développées sur un support de charbon actif imprégné dans un électrolyte organique ou aqueux [78, 79]. Les électrodes sont isolées entre eux par un séparateur additionnel assemblé avec l'ensemble du super-condensateur comme pour les condensateurs classiques.

Le principe de fonctionnement d'un super-condensateur est basé sur un stockage électrostatique par la distribution des ions provenant de l'électrolyte au voisinage de la surface des deux électrodes. En effet, une zone de charge d'espace aux deux interfaces électrode-électrolyte, appelée la double couche électrique, est créée lorsque l'on applique une tension aux bornes d'un super-condensateur [80, 81, 82]. Il existe deux types de super-condensateurs en fonction de la conception des électrodes [82, 83, 84] : super-condensateurs symétriques et asymétriques. Contrairement à ceux dissymétriques, super-condensateurs symétriques utilisent le même matériau pour les électrodes positives et négatives. En outre, un autre classement peut être effectué entre des électrodes de charbon actif, des électrodes d'oxyde métallique et des polymères électrodes conductrices électroniques [85].

Les super-condensateurs sont l'un des éléments potentiels de stockage d'appoint avec une durée de vie importante comparée aux batteries chimiques (50000-100000 cycles), une densité de puissance massique élevée (2000-4000W/kg), une vitesse de charge/décharge rapide (de 1-

30s selon la puissance évaluée) et idéalement complémentaires aux batteries ou à la pile à combustible avec pratiquement aucun entretien et efficacité énergétique environ de 75-80% [86]. Cependant, ils ont un comportement non linéaire, une basse énergie (de 2-5 Wh/kg, dû à l'accès difficile à la surface poreuse de l'électrode par les ions) avec une plage de tension très limitée (2.5 à 2.7 V) [87, 88]. Toutefois, l'utilisation de structures série et parallèle de plusieurs cellules de super-condensateurs permet d'atteindre une tension et un courant de sortie élevés.

✓ Le stockage d'énergie peut être sous forme d'énergie cinétique stockée dans une masse tournante appelée volant d'inertie. Ce type de stockage d'énergie comporte un volant d'inertie couplé à une machine électrique pouvant fonctionner dans deux régimes : moteur ou générateur. La structure entière est placée dans le vide pour réduire le cisaillement de vent [89, 90]. Les systèmes inertiels de stockage d'énergie (SISEs) ont des constantes de temps de quelques minutes jusqu'à plusieurs heures, en fonction de leur conception. Ils présentent de bonnes caractéristiques pour une dynamique élevée, bon rendement (autour de 90% à la puissance nominale), longue durée de vie, large plage de températures de fonctionnement et d'une puissance et densité d'énergie élevée [89, 91, 92, 77]. Cependant, en raison de leurs pertes permanentes relativement élevées et de leur taux d'autodécharge étant environ 20% de la capacité stockée par heure [93], les SISEs ne sont pas des dispositifs appropriés pour le stockage de l'énergie à long terme, seulement ils sont bien adaptés pour stocker l'énergie pendant des périodes courtes (ne dépassent pas 10 minutes) ce qui suffit pour améliorer la qualité de l'énergie. Le plus grand dispositif de stockage d'énergie cinétique disponible est fabriqué par Piller Power Systems [94]. Ce système est conçu pour fonctionner dans une plage de vitesse de 3600 tours par minute à 1500 tours par minute avec une capacité d'énergie d'environ 19 MW.

1.6.2. 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. Dans cette catégorie, l'énergie peut être stockée sous différentes formes d'énergie :

✓ Elle peut être sous forme d'énergie potentielle de l'eau nommée aussi stockage par pompage hydraulique SPH. Ce type de stockage d'énergie étant utilisée depuis 1929 représente la technologie la plus vieille de stockage d'énergie dans les centrales. Ce système permettant de stocker l'énergie sous forme gravitaire comporte deux grands réservoirs situés à

des hauteurs différentes, une ou plusieurs turbines hydrauliques transformant l'énergie potentielle de l'eau en énergie mécanique et des générateurs entraînés par les turbines transformant l'énergie mécanique en énergie électrique. En fonction de la demande, l'eau peut être pompée du réservoir inférieur au réservoir supérieur, où elle est stockée, comme il peut revenir au réservoir inférieur grâce à la gravité mais en traversant une ou plusieurs turbines hydrauliques entraînant les générateurs électriques. De tels systèmes peuvent fournir une solution de stockage à grande échelle [95], pouvant déplacer des quantités massives d'énergie jusqu'à 1000 MW. Le SPH est l'un des moyens de stockages les moins coûteux grâce à sa longue durée de vie (autour 30-50 ans), avec une efficacité acceptable de 65-75% et des frais financiers de 500-1500 \$/kW et de 10-20 \$/kWh [96]. Le PHS est remarquable ayant un temps de réponse rapide (moins de 1 minute [97]) permette aux systèmes de PHS en tant que composants importants de commander la fréquence électrique de réseau et dans la fourniture de génération de réservations. Cependant, ils sont conditionnés par les contraintes géographiques, géologiques, environnementales et le coût assez élevé de leur construction. En effet, ces systèmes de SPH nécessitent de trouver un site géographique adapté, réunissant deux réservoirs superposés.

✓ Le stockage d'énergie sous forme d'énergie potentielle de l'air comprimé (CAES, d'après le nom anglais : Compressed-Air Energy Storage), comportant un grand réservoir souterrain, bien étanche, où l'on peut stocker de l'air comprimé, consiste simplement à convertir, de manière indirecte à travers l'énergie mécanique grâce à une turbine à gaz, l'énergie électrique sous forme de pression d'air pendant le stockage, et à reconvertir cette pression d'air sous la forme d'énergie initiale lors de la décharge [98]. Le premier CAES commercial a été réalisé en Allemagne à Hundorf, en 1978, et peut fournir 290 MW [59]. Les parties principales de ce système sont les échangeurs de chaleur, qui sont tout à fait chers [98]. La durée de vie des installations CAES est approximativement 40 ans, avec une efficacité énergétique de 71% [99]. D'autre part, comme pour le stockage hydraulique, la construction des CAES est conditionnée aux contraintes géographiques et géologiques. Toutefois, il y a déjà plusieurs CAES construits en Europe et aux Etats-Unis, en utilisant d'anciennes mines de charbon ou de sel, de vieux puits de pétrole et des cavernes souterraines étanches.

✓ Le stockage d'énergie sous forme d'énergie chimique dans les batteries électrochimiques est la technique la plus répandue en étant la voie la plus connue du grand public pour le stockage de l'énergie électrique [98]. Les technologies de batteries sont

multiples et possèdent des caractéristiques très variables dépendant du type des réactions chimiques utilisées en stockant l'énergie électrique sous forme d'énergie chimique. Ces réactions chimiques s'inversent en fonction de la demande produisant de l'électricité. Le premier le plus utilisé sur le marché a été l'accumulateur au plomb dont plusieurs améliorations le rendent encore compétitif sur le marché [100, 101]. Etant disponibles sur une plage de puissance très étendue (quelques watts jusqu'aux modules de quelque MW), les batteries électrochimiques peuvent être utilisées dans une large variété d'applications. La durée de vie de ces batteries est de 1200-1800 cycles avec une efficacité énergétique entre 75-80%. La durée de vie du système est approximativement 5-15 ans [102] et dépend de la température de fonctionnement du système. En effet, les températures de fonctionnement élevées (jusqu'à 45° C [93]) peuvent améliorer le fonctionnement de la batterie en matière de capacité, mais réduisent la durée de vie du système. En raison de leur autodécharge habituelle inférieure au 0.1% [102], l'accumulateur au plomb conviennent à stocker l'énergie à long terme.

1.6.3. Le choix des technologies de stockage

Afin de choisir la technologie de stockage la plus pertinente d'une application particulière, plusieurs facteurs techniques doivent être pris en compte notamment le rapport énergie-puissance correspondant au temps de décharge réalisable, le comportement réactif du système de stockage défini par la vitesse de montée et de descente en charge et le rapport entre l'énergie stockée et l'énergie restituée (efficacité). D'autres critères sont à prendre en compte, comme la durée de vie et la densité énergétique pour la mobilité par exemple.

1.7. Différentes défaillances dans les systèmes éoliens

Les turbines éoliennes sont soumises à des conditions de service extrêmement variées qui peuvent, dans certains cas, pousser les diverses parties du système éolien au-delà de leurs limites [103]. En conséquence, les statistiques des défaillances pouvant affecter les turbines éoliennes devraient être étudiées en tenant compte de deux critères, leurs fréquences et leurs temps d'arrêt provoqués, afin d'en déduire les défaillances à prendre prioritairement en compte dans un contexte de maintenance prédictive. Cependant, l'accès à ces statistiques n'est pas toujours autorisé par le fabricant et il est tout à fait compréhensible [103].

Des analyses des données réelles de défaillances dans les turbines éoliennes ont montré les composants principaux d'un système éoliens qui sont concernés par l'analyse de défaillance.

La figure 1.10 montre une analyse réelle considérant les fréquences et les temps d'arrêt résultant de défaillance pour les centrales éoliennes suédoises sur la période 2000-2004 [104].

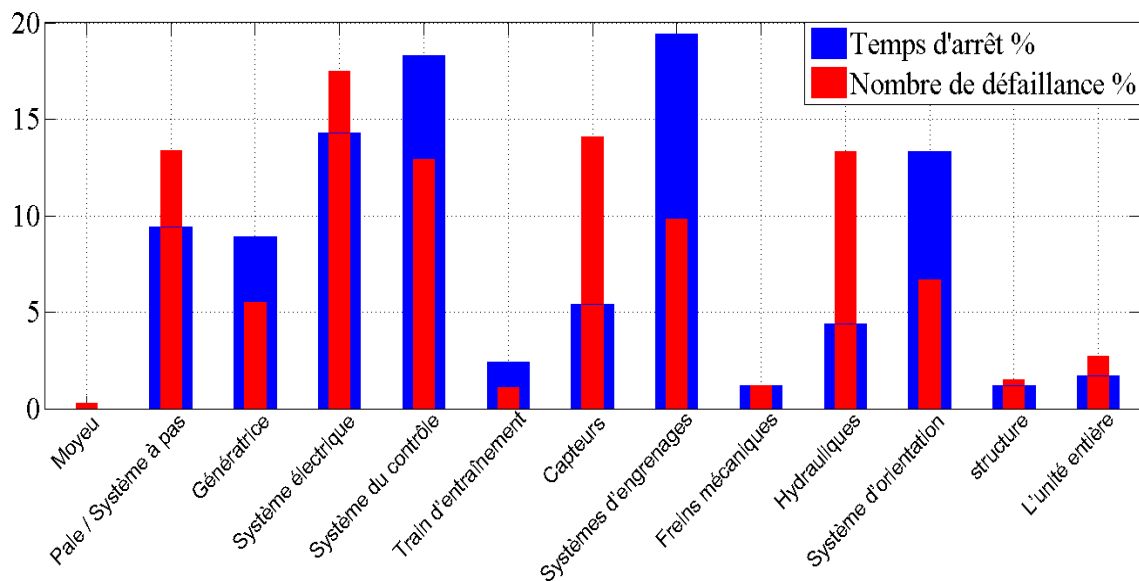


Figure. 1.10. Les distributions de nombre de défaillances en comparant avec les temps d'arrêt par composant pour les centrales éoliennes suédoises sur la période 2000-2004 [104].

La distribution des défaillances et des temps d'arrêt pour chaque composant des systèmes éoliens sont comparés et il est clair que la plupart des défaillances sont liées au système électrique, les différents capteurs, le système d'orientation des pales et le système de contrôle respectivement. Cependant, pour le temps d'arrêt correspond à chaque composante, la boîte de vitesses et le système de commande ont le taux le plus élevé par rapport aux autres composantes.

Une autre étude, au sujet des systèmes éoliens suédois et Allemagne pour deux centrales pendant la période 1994-2004 [105], montre la même tendance. En allemand, les taux de défaillance les plus élevés sont dans le système de contrôle électrique ou les montages partiels du système électrique (réseau ou système électrique, système d'orientation de la nacelle et système mécanique ou d'orientation des pales) que dans les montages partiels mécaniques tels que la boîte de vitesses.

Le nombre de défaillances par année d'exploitation est un autre facteur très important dans les statistiques de défaillance pour les chaînes éoliennes. Figure 1.11 montre le nombre de turbines éoliennes qui ont « survécu » en fonction des années opérationnelles respectives ainsi que les nombres de défaillances jusqu'à 19 ans d'opération ont été enregistrés [106].

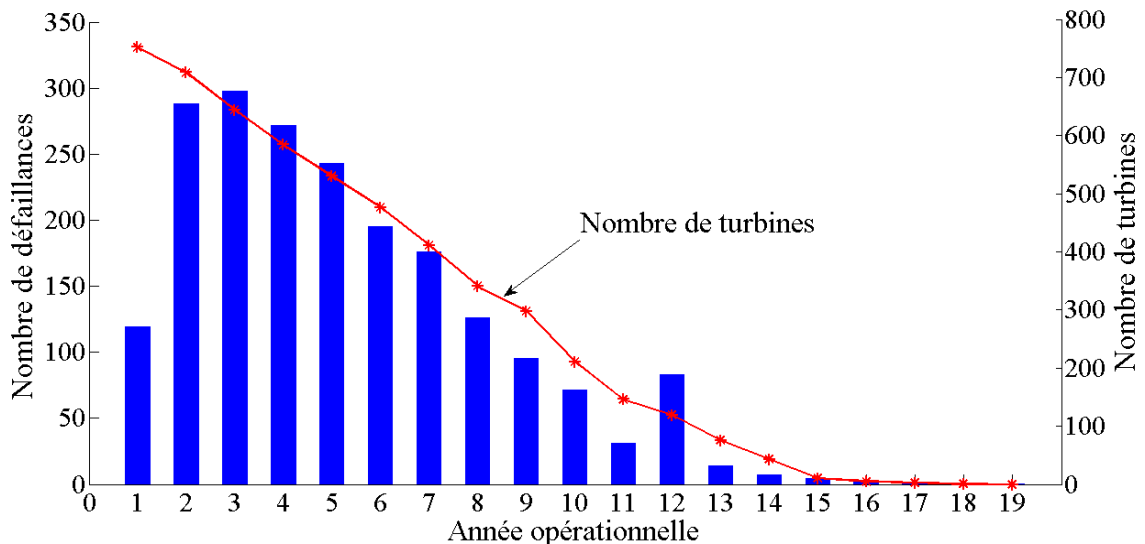


Figure 1.11. Nombre de défaillances en fonction de l'année d'opération [106].

Le nombre de défaillances dans la première année de fonctionnement est beaucoup plus faible que dans la seconde [104], [106]. Ensuite, le taux de défaillance reste presque constant depuis la huitième année d'exploitation et tombe à 11 ans d'exploitation. Ensuite, aux 12^{ème} année d'exploitation, il donne un pic important en diminuant vers le bas jusqu'à la 19^{ème} année.

Bien que la boîte de vitesses soit la partie la plus critique pour les applications éoliennes d'entraînement indirect, il peut être supposé que les applications d'entraînement direct ont moins de défaillances que les autres [103]. Néanmoins, une étude sur les différents types d'éoliennes montre que les applications éoliennes à entraînements directs n'ont pas moins de défaillances que les applications éoliennes à entraînements indirects [107]. Une recherche liée à la fiabilité des générateurs et des convertisseurs électronique de puissance dans les systèmes d'énergie éolienne a été faite dans [107] et elle établit que (figure 1.12) :

- Les défaillances de convertisseur de puissance dans les applications éoliennes à entraînements directs sont plus importantes que dans les applications éoliennes à entraînements indirects, mais elles sont beaucoup plus petites que la boîte de vitesses.
- Le taux de la défaillance du système électrique est remarquable dans les entraînements directs prenant en considération l'ensemble de tous les défauts de connexion électrique, leur taux de défaillance est beaucoup plus important que le taux de défaillance de la boîte de vitesses en entraînement indirect.

- Les taux des défaillances des générateurs à entraînement direct sont deux fois de plus que dans des applications à entraînements indirects.

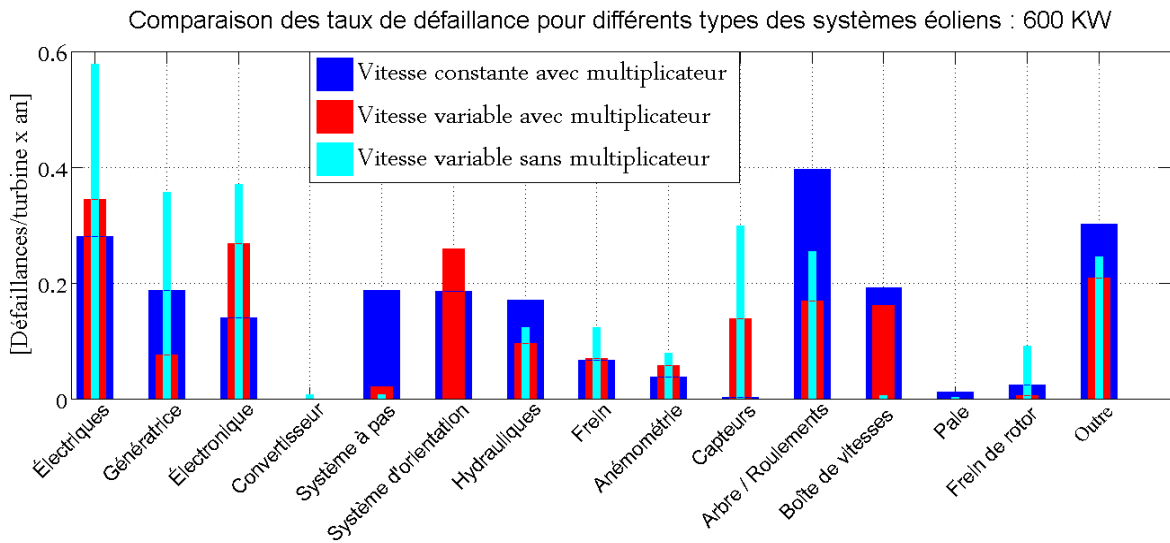


Figure 1.12. Comparaison des taux de défaillance pour différents types des systèmes éoliens.

Par conséquent, le taux total de défaillance dans les applications éoliennes à entraînements directs n'est pas inférieur aux applications éoliennes à entraînements indirects. Une comparaison complète de l'entraînement direct et indirect des systèmes éoliens a été faite dans [108] en fonction de leur coût et de leur efficacité énergétique annuelle.

Résultats	Suède	Finlande	Allemagne
Nombre moyen de défaillances par turbine	0.402 fois par année	1.38 fois par année	2.38 fois par année (1.86 fois par année pour 2004-2005)
Temps d'arrêt moyen par an	52 heures par an	237 heures par an	149 heures par an
Temps d'arrêt moyen par défaillance	170 heures par défaillance	172 heures par défaillance	62.6 heures par défaillance
La plupart de défaillances	1. Système électrique 2. Capteurs 3. Pale / Système à pas	1. Hydrauliques 2. Pale / Système à pas 3. Boite de vitesses	1. Système électrique 2. Système de commande 3. Hydrauliques, capteurs
La plupart de temps d'arrêt	1. Boite de vitesses 2. Système de commande 3. Système électrique	1. Boite de vitesses 2. Système de commande 3. Système électrique	1. Boite de vitesses 2. Train d'entraînement 3. Génératrices
le plus long temps d'arrêt par défaillance	1. Train d'entraînement 2. Système d'orientation 3. Boite de vitesses	1. Boite de vitesses 2. Pale / Système à pas 3. Structure	1. Génératrices 2. Boite de vitesses 3. Train d'entraînement

Tableau 1.1 : Résultats d'un aperçu sur des défaillances [106].

Le tableau 1 montre un aperçu sur des statistiques pour l'industrie d'énergie éolienne dans la Suède, la Finlande et Allemagne [106, 109, 110]. Les résultats de la recherche ont remarqué comment les défaillances dans les génératrices sont critiques en fonction des taux de défaillance et des temps d'arrêt moyens. Une autre conclusion importante dans cette recherche est que les grandes turbines éoliennes ont une fréquence plus élevée des défaillances comparativement aux petites et plus anciennes turbines éoliennes [104].

1.7.1. Les défaillances du contrôle électrique

Les détériorations des enroulements du générateur électrique, des transformateurs et de câblage ainsi que les courts-circuits et les surtensions de composants électroniques sont les défaillances communes de contrôle électrique [111]. Ces défaillances peuvent être causées par un des problèmes suivants : des foudres, les mauvaises installations électriques, des défauts techniques et des résonances au sein des circuits Résistance-Condensateur (RC) [112].

1.7.2. Les défaillances du système d'orientation.

Le système d'orientation permet de contrôler la rotation de la nacelle face au vent [113]. Il a été rapporté que les fissures des arbres d'entraînement du système d'orientation, fracture de dents d'engrenage, piquûre de la bague de roulement de moyeu et de la défaillance de la vis de fixation de palier sont toutes classés comme des défaillances du système d'orientation [114]. Problème du glaçage dans des conditions météorologiques extrêmes [115] et le niveau de vibration élevé en surcharge [116] sont les causes majeures de la défaillance.

1.7.3. Les défaillances de la boîte de vitesses

La boîte de vitesses est une partie essentielle dans la majorité des turbines éoliennes. Cependant, il a été l'un des composants de la turbine éolienne les plus fréquemment endommagés. Les défaillances portent couramment les jeux entre dents et ruptures des dents. Ils sont revendiqués comme les résultats de contaminations de particules, arrêt/démarrage trop fréquent et les conditions de fonctionnement à forte charge [117].

1.7.4. Les défaillances du réseau

La grande variabilité de la force exercée par le vent en direction et en intensité est impossible à prévoir avec précision. Sans stockage d'énergie de secours ou tout autre système de production d'électricité, les défaillances du réseau peuvent se produire lors d'une consommation élevée de puissance avec une faible production d'énergie éolienne [118].

1.7.5. Les défaillances hydrauliques

Les composants hydrauliques sont utilisés dans nombreuses connexions à haute pression. Ils sont situés au système à pas, système d'orientation de la nacelle, le système de freinage et le système de lubrification de la boîte de vitesses. Les fuites dans ces composants sont appelés panne hydraulique. Les éoliennes sont généralement situées dans des conditions environnementales extrêmes comme la haute/basse température, corrosion et vibration. En conséquence, la défaillance peut se produire à cause d'une mauvaise installation, une mauvaise conception du système, une mauvaise qualité des composants et abus du système. La mauvaise installation est évaluée en tant que 60% de toutes les causes de défaillance [119], cependant, les défaillances causées par des capteurs défectueux ou par des événements qui ne sont pas d'origine hydraulique sont les causes les plus complexes à identifier et à traiter. En effet, l'application de ces procédures peut parfois prêter à confusion et des problèmes d'interprétation pouvant conduire à des situations non prévues par le constructeur.

1.7.6. Les défaillances des pales

Les pales sont la partie principale dans les rotors des turbines éoliennes transférant l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission. Elles sont, d'une part, constituées de matériaux composites qui peuvent souvent cacher des défauts mineurs ou des mauvais fonctionnements qui sont difficiles à détecter avec les méthodes conventionnelles, et d'autre part, souvent exposées aux phénomènes naturels extrêmes comme les turbulents du vent et les foudres [120, 115]. Ces derniers peuvent être les causes des défauts dans les matériaux des pales d'éoliennes comme le système de sécurité par vent violent (survitesse de la machine amenant rapidement des contraintes inacceptables au sein des pales et de leur fixation au moyeu) provoquant des défaillances catastrophiques (détérioration, des fissures, des courbures, la perte de tout ou partie d'une pale), mettant en danger des vies humaines et réduisant la confiance du public, ce qui peut freiner leur production. [121] a rapporté qu'une pale brisée avait déplacé aussi loin que 1,3 km de sa tour. De nombreux pays, par conséquent, mis en place des règlements pour interdire à leurs civils de se rapprocher de parcs éoliens tels que les Etats-Unis et l'Allemagne [115]. La plupart des turbines éoliennes modernes sont équipées d'un système de protection contre la foudre qui est relié au système de commande et de surveillance de la turbine éolienne [122]. Cependant, une protection complète contre ses dommages n'est pas réalisable [123] et par conséquent, dans [124] une méthode pour la localisation et la classification d'impact de la foudre, et de la

surveillance des pales en utilisant un réseau de capteurs de courant à fibre optique est proposée.

1.7.7. Types et causes de défauts dans les génératrices électriques

Malgré les progrès en science des matériaux ayant entraîné les machines électriques à avoir une durée de vie considérable, les défauts peuvent encore se produire dans tous les éléments de la machine électrique. En effet, selon une étude faite sur plus de 1200 générateurs, installés dans des systèmes éoliens, réparés du 2005 au 2012 sur une grande variété de fabricants [125], la répartition des défaillances dans la génératrice est représentée sur les trois figures suivantes (figure1.13, figure1.14 et figure1.15). Leurs observations s'étaient portées sur des machines de puissance inférieure à 1MW, entre 1MW et 2MW, et supérieure à 2MW, respectivement.

Les figures suivantes montrent, d'un part, les occurrences réellement enregistrées de différentes défaillances, et d'autre part, les pourcentages de toutes les défaillances étudiées.

La figure1.13 montre, pour des machines électriques ayant une puissance inférieure à 1MW, un nombre élevé de défaillances d'isolation de rotor dû généralement à l'échauffement ou aux problèmes de conception entraînant par la suite un court-circuit des enroulements dans le cas des machines asynchrones à rotor bobiné (MARB).

D'autre part, beaucoup de défaillances des enroulements statoriques étaient réellement dues à la contamination et dégradation à la fabrication. Ces défaillances débutent, dans la plupart des cas, à partir d'un défaut entre spires pouvant se grandir et entraîner des défauts entre les bobines, entre les phases, ou entre la phase et la terre, avant la détérioration de la machine [126].

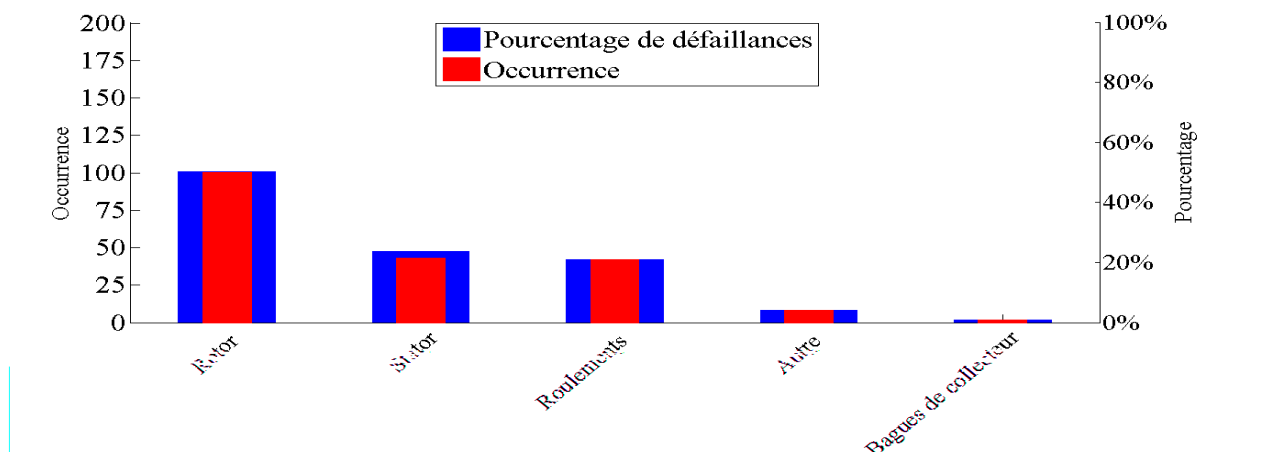


Figure 1.13 Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de <1MW [125].

Sur la figure 1.14, le type et l'occurrence des défaillances pour des générateurs ayant une puissance entre 1 et 2 MW est clairement illustrée. Ces générateurs sont généralement plus robustes que leurs antécédents, mais une installation appropriée et une bonne maintenance pratique sont critiques pour une bonne fiabilité. En effet, le roulement présente un nombre élevé de défaillances. Les défauts du roulement peuvent être causés par un mauvais choix des matériaux à l'étape de la fabrication, des problèmes de rotation au sein de la culasse, ou par un roulement abimé, écaillé ou fissuré pouvant créer des perturbations au sein de la machine et donc au sein de tout le système éolien. Ces défauts sont de type : trous dans les bagues du roulement intérieur et extérieur, ondulation de la surface du roulement, corrosion due à l'humidité ou l'eau, graissage, décollement, ou effritement de surface provoqué par une surcharge. Cependant, La cause réelle de la majorité de défaillances du roulement est la maintenance inappropriée. D'autre part, sur la figure 1.14, très peu de défaillances d'isolation ont été enregistrées, et étaient dus aux issues de surchauffe créées par une conception erronée de système de refroidissement. La plupart des générateurs d'énergie éolienne ont produit des tensions de 550 à 690 VCA. Certains dans le 1.5-2 MW sont les machines à haute tension s'étendant de 12-13.8 kVAC, mais aucune statistique n'est disponible spécifiquement considérant des défaillances en relation avec l'haute-tension [125].

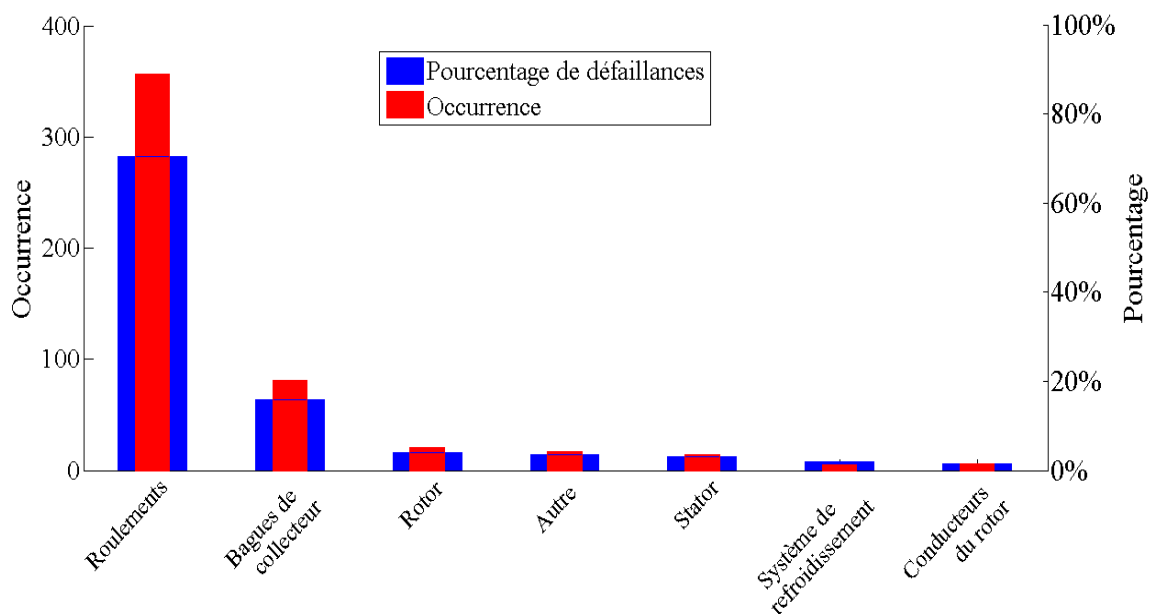


Figure 1.14. Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de 1 à 2MW [125].

Encore, dans la classe des générateurs plus grands que 2 MW (la figure 1.15), la majeure partie des défaillances sont des dommages de roulement pour les mêmes raisons, mais il y a une augmentation impressionnante des défaillances de stator résultant de la perte de cales

magnétiques employées pour améliorer la fonctionnalité de taille / rendement de la conception de générateur. Là où ce mode de défaillance a été vu dans des applications industrielles, c'est presque un point commun de défaillance à travers des fabricants dans cette classe des turbines.

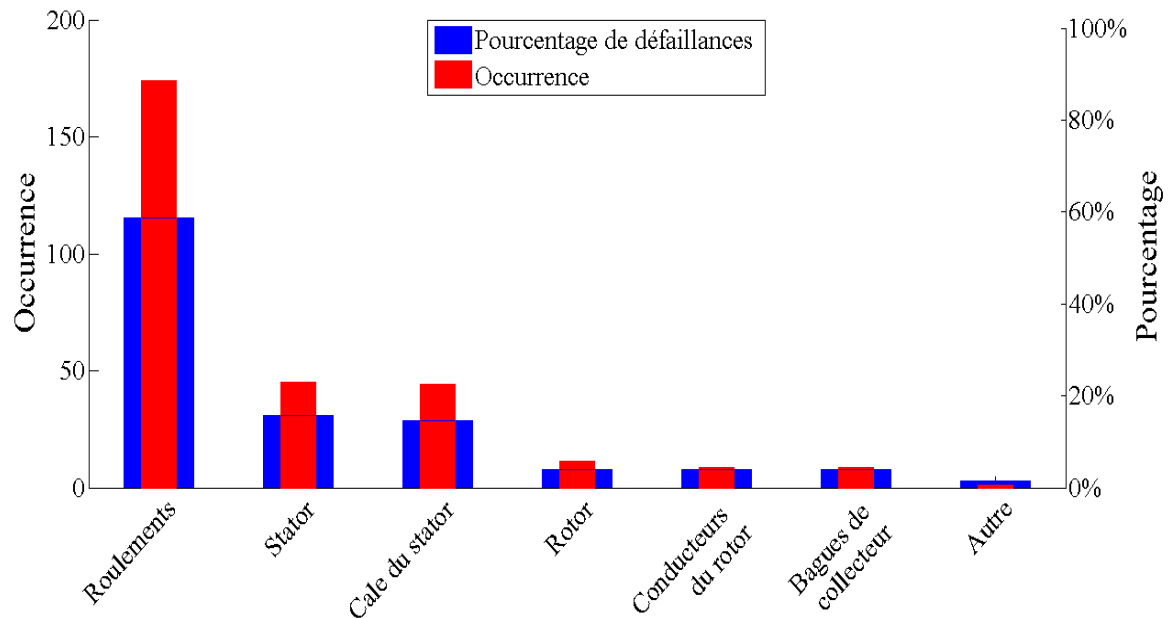


Figure 1.15. Types et occurrences de défaillance pour des génératrices de >2MW [125].

1.8. Conclusion

Dans cette partie de la thèse, les principaux types des systèmes éoliens avec les différentes génératrices utilisées ont été présentés. La majorité de ces systèmes sont contrôlés (en puissance, en vitesse, en tension et/ou en fréquence) afin de répondre aux besoins énergétiques de la charge ou du réseau électrique en qualité et en quantité. En conséquence, la présence des convertisseurs électroniques de puissance, des systèmes de compensation d'énergie réactive commandés, résistance de freinage ou /et des systèmes de stockage d'énergie est incontournable pour une application éolienne moderne.

Ainsi, nous avons présenté brièvement les statistiques et les principales causes des différentes défaillances des systèmes éoliens, en mettant l'accent sur l'analyse de différents types de défauts dans les génératrices électriques, dans le but d'en déduire les défaillances à prendre prioritairement en compte dans un contexte de maintenance prédictive. Les machines asynchrones à cage ou à rotor bobiné, qui sont largement utilisées dans les turbines éoliennes (isolées ou connectées au réseau) de petite, moyenne et grande puissance, à vitesse variable ou constante peuvent avoir des défaillances électriques ou mécaniques tant au niveau du stator

que du rotor. En conséquence, pour éviter qu'un tel arrêt soit causé par des défaillances d'ordre électrique ou mécanique, il est important de diagnostiquer ces défauts d'une manière précoce. Dans la suite de la thèse, nous allons présenter les différentes méthodes du diagnostic de défauts.

Chapitre 2

2.1. Introduction

La surveillance de fonctionnement joue un rôle industriel primordial. En effet, en intervenant au cours des phases du cycle de vie des systèmes de production, la surveillance contribue non seulement à la réduction des coûts de fonctionnement et à l'amélioration de la disponibilité, de la qualité et de la sûreté des équipements de production, mais également à la limitation des conséquences des pannes qui peuvent être catastrophiques sur le plan des biens et des vies humaines. La surveillance mène également au diagnostic de défauts consistant à partir de défauts détectés, à localiser les éléments défaillants, à identifier les causes qui provoquent ces défauts et éventuellement à isoler les défaillances et/ou les défauts qui affectent un système. Donc, la conception des systèmes de conversion d'énergie éolienne qui est en considérable évolution nécessite de prendre en considération des fonctions telles que la surveillance, la supervision et d'inclure des aides à la gestion de production, à la gestion technique et à la maintenance.

D'autre part, en plus d'un système de maintenance efficace, une commande robuste doit être employée pour la commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne en conditions saines et défectueuses afin d'empêcher l'aggravation de leurs détériorations en cas de défaillance. Ainsi il serait intéressant si la commande reste tolérante au défaut en aidant les turbines éoliennes à produire une certaine énergie à partir du temps où un défaut est détecté au prochain service prévu de maintenance.

Ce chapitre se décompose en deux parties : la première partie fait état d'un rappel sur les notions de sûreté, de surveillance et de diagnostic de fonctionnement d'un système. En effet, quelques méthodes de diagnostic développées dans la littérature sont citées et expliquées. Elles ont été classées suivant deux catégories : les méthodes internes et les méthodes externes en étalant sur l'approche signal qui est l'approche privilégiée dans ce manuscrit. Les différentes méthodes de traitement du signal (l'analyse en *FFT*, l'analyse *STFT* et l'analyse en ondelettes) sont également présentées. Dans la deuxième section, on présente brièvement la technique de la commande fractionnaire étant la commande privilégiée dans ce manuscrit par rapport à la commande classique.

2.2. La sûreté de fonctionnement des systèmes

La survie des compagnies industrielles dépend de plusieurs facteurs : continuité de production ; assurance de quantité ; garantie de la qualité ; prix concurrentiels des produits ; temps de production ; flexibilité ; sûreté opérationnelle et sûreté environnementale. Pour

réaliser ces buts, les opérations industrielles doivent se fonder sur les systèmes et les équipements sûrs. La sûreté de fonctionnement se caractérise par l'étude statique et dynamique des systèmes du point de vue prévisionnel, opérationnel et expérimental, en tenant compte des aspects de probabilités et de conséquences liées aux défaillances [127]. La sûreté de fonctionnement peut être définie par l'aptitude d'une entité à satisfaire une ou plusieurs fonctions requises dans des conditions données. Cette définition peut être prolongée pour des opérations industrielles, à leurs caractéristiques de fiabilité et de conception d'entretien. Par conséquent, la sécurité s'impose et devient un paramètre primordial pour l'industrie. En effet, l'absence d'une stratégie de sûreté de fonctionnement, en comptant les manques de pièces de rechange à un moment critique, peut induire des frais directs et indirects importants [128]. Ces frais peuvent être liés à la production (arrêt de l'installation, perte de production...) ou à la maintenance (commandes en urgence, dégâts secondaires...). En plus, lors des arrêts et des remises en service et compte tenu des erreurs humaines inévitables, ces interventions peuvent nuire à la fiabilité [129, 130, 131]. De ce fait, la surveillance et le diagnostic des systèmes mécaniques sont devenus l'une des préoccupations majeures des industriels. La démarche "sûreté de fonctionnement" s'appuie sur quelques notions de base, qui se sont précisées au cours de l'évolution de cette discipline. Afin d'illustrer le principe d'une fonction sûreté de fonctionnement, il est indispensable de présenter quelques terminologies.

2.2.1. Défaut, dégradation, défaillance et panne

- **Défaut** : le concept de défaut est très utile dans les opérations de surveillance et la maintenance des processus industriels. Un défaut concernant une ou plusieurs propriétés du système est toute déviation entre la caractéristique observée sur le dispositif et la caractéristique normale. il peut être physique (résultant de dysfonctionnements matériels), de conception (résultant d'erreurs commises durant le développement des systèmes), ou/et d'interaction (résultant d'erreurs dans la conduite ou l'utilisation opérationnelle des systèmes, ou dans leur maintenance). Un défaut est donc une anomalie qui n'empêche pas le système de remplir sa fonction, mais il peut aboutir à une défaillance et parfois même à une panne.
- **Dégradation** : la dégradation est un processus de changement au sein de l'entité qui affecte négativement ses caractéristiques. Elle se distingue de la dégradation des performances de l'entité laquelle dénote un processus de changement avec un passage de la 'entité saine' à la 'entité défaillante'.

- **Défaillance** : Altération ou empêchement de l'aptitude d'une entité fonctionnelle à accomplir une fonction désirée aboutit à un écart entre la caractéristique mesurée et la caractéristique de référence requise. Ce dernier représente une défaillance (anomalie) qui implique l'existence d'un défaut affectant avec des impacts significatifs la fonction requise du système dont les causes sont définies par les circonstances liées à la conception, la fabrication ou le mode d'emploi. D'autre part, le défaut n'ayant pas d'impacts significatifs sur la fonction requise peut laisser l'aptitude à assurer une fonction requise du système bien conservé. Si une défaillance peut conduire à une cessation de l'exécution de la mission principale du système, ce dernier est déclaré en état de panne. Ainsi, la panne est toujours le résultat d'une défaillance. La défaillance peut être partielle si le système ne peut accomplir qu'une partie des fonctions requises ou ne peut les accomplir qu'avec des performances limitées, comme elle peut être complète entraînant l'inaptitude totale de l'entité à accomplir toutes les fonctions requises.

- **Panne** : la panne causant de l'apparition de symptômes est le résultat d'une défaillance affectant le système, aboutissant à une inaptitude permanente ou intermittente à remplir une fonction requise dans des conditions données d'utilisation et pouvant provoquer son arrêt complet ou intermittent. Donc, la panne peut être permanente nécessitant une action de réparation indispensable, comme elle peut être intermittente étant le résultat d'une dégradation partielle et progressive d'un composant du système. Le système dans ce cas peut retrouver son fonctionnement nominal après la présence de la panne. Cependant, sans réparation, la dégradation partielle ou progressive d'un composant du système peut aboutir à une panne permanente. Par conséquent, une panne résulte toujours d'une défaillance.

- **Symptôme, Observation, Mesure** : un symptôme correspond à l'ensemble d'observations au travers duquel le système de détection identifie le passage du système dans un dysfonctionnement. Les observations correspondent à l'ensemble d'informations obtenues à partir du comportement ou du fonctionnement réel du système. Une mesure est une observation élémentaire reflétant une seule grandeur physique. Cette mesure est obtenue par l'intermédiaire de capteurs et représentée par une variable dont le contenu est l'image d'une grandeur physique.

2.2.2 Maintenance, surveillance et diagnostic

La notion de maintenance présente une importance particulière dans le contexte de la sûreté de fonctionnement. Elle couvre en effet les concepts liés à la surveillance et au diagnostic qui sont définis ci-après.

2.2.2.1. Maintenance

Selon la norme NF X60-010, la maintenance est définie comme « l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé ». L'objectif de la maintenance est généralement le remplacement ou la réparation d'équipements usés ou défectueux. Elle s'effectue le plus souvent hors-ligne selon trois approches différentes (Figure 2.1) : La maintenance corrective intervient après la détection et la localisation d'un défaut ; la maintenance préventive est elle le plus souvent systématique. Cependant, la maintenance conditionnelle, qui est une alternative à la maintenance systématique, est basée sur la surveillance en continu de l'évolution du système, afin de prévoir un dysfonctionnement avant qu'il n'arrive ; elle impose donc des traitements en-ligne, au moins en partie.

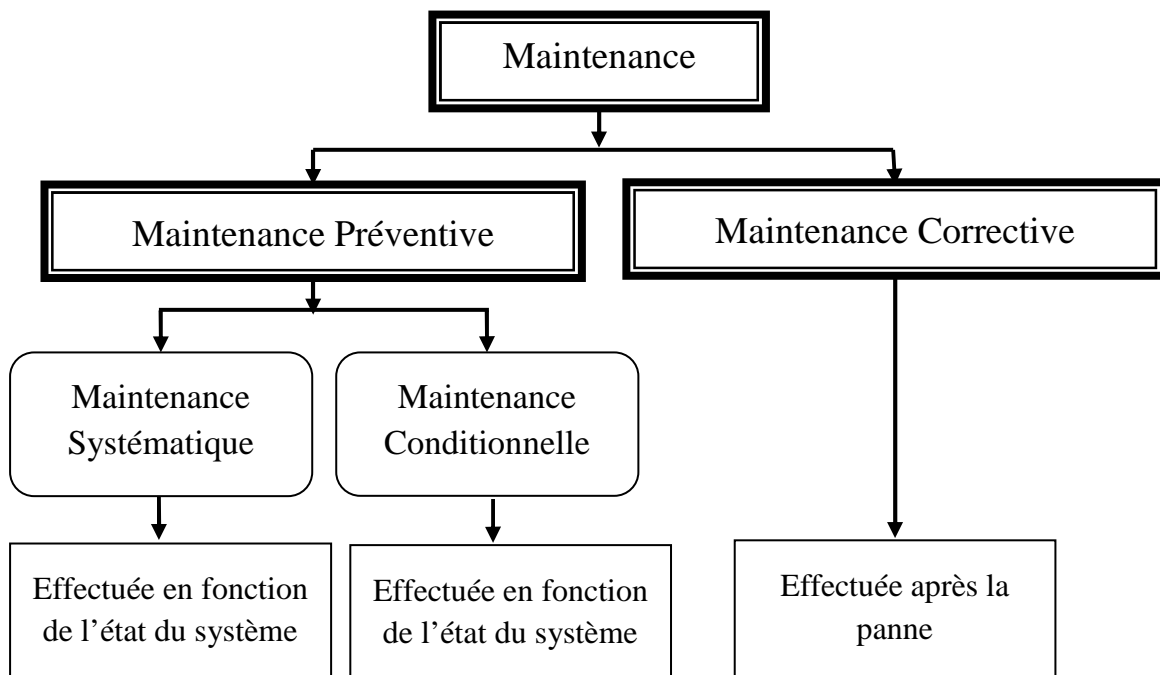


Figure 2.1. Les différentes approches de la maintenance.

- **Maintenance corrective (ou curative) :** afin d'accomplir une fonction requise, au moins provisoirement, la maintenance corrective par l'entretien des biens et le remplacement des pièces soumises à usure peut être envisagée en attendant de la casse ou la dégradation de

fonctionnement. La maintenance corrective peut comprendre la localisation de la défaillance et son diagnostic off-line, la remise en état avec ou sans modification et le contrôle du bon fonctionnement. Cependant, l'attente de la casse n'est plus économique, coûteuse en pièces de rechange, en main-d'œuvre et en perte de production. Dans ce type de maintenance, Il n'y a pas de surveillance particulière à effectuer. Le diagnostic est du type binaire : bon ou mauvais fonctionnement.

- **Maintenance préventive (systématique) :** maintenance ayant pour objet de réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation d'un bien ou d'un service rendu en permettant de déterminer une date de vétusté au-delà de laquelle les risques d'apparition de panne sont jugés trop importants. Dans ce cas, les activités correspondantes sont définies selon des intervalles d'actions pour l'entretien basé sur l'étude des historiques de fonctionnement du matériel utilisé. Cependant, les interventions systématiques sont souvent inutiles, la dispersion de géométrie, l'hétérogénéité des matériaux utilisés ou les surcharges d'utilisation peuvent entraîner des défaillances avant la date optimale prévue [132].

- **Maintenance Conditionnelle :** la maintenance conditionnelle est définie comme étant « la maintenance subordonnée à un type d'événement prédéterminé (autodiagnostic, information d'un capteur, mesure . . .) ». Ce type de maintenance récente, permet d'assurer le suivi continu d'un matériel en fonctionnement basant sur trois étapes incontournables : 1- la recherche et l'adaptation d'un moyen de surveillance performant compatible qui puisse mettre en évidence un dysfonctionnement. 2- la détection de l'anomalie par une surveillance permanente. 3- le diagnostic de la gravité de l'anomalie en prévoyant le reste de la durée de vie de bon fonctionnement. Donc, si un problème nécessitant une maintenance adéquate est constaté par le système de surveillance, des activités de maintenance (online ou offline) étant liée aux informations fournies par les étapes de surveillance/détection et de diagnostic doit être réalisées. Ces activités peuvent être : des réparations, des modifications ou des améliorations ayant pour objet de supprimer la ou les défaillances. La maintenance peut être considérée comme de la maintenance corrective si un composant à remplacé ou à réparé est jugé défaillant, comme elle peut être considérée comme de la maintenance préventive si un composant à remplacé ou à réparé est jugé non défaillant mais dégradé.

2.2.2.2. Surveillance et diagnostic

La surveillance et le diagnostic sont des actions réalisées manuellement ou automatiquement, destinés à observer l'état d'un bien ou d'un service et à détecter l'apparition

d'une éventuelle défaillance. Les informations nécessaires à ses actions peuvent provenir de grandeurs physiques directement prélevées sur le système ou reconstituées à partir de mesures indirectes.

- **La surveillance** : la surveillance consiste en la mise en œuvre de techniques reposant sur l'analyse des variations de paramètres ou de grandeurs de fonctionnement de l'entité en utilisant au mieux les informations disponibles, qu'elles soient numériques (les données des divers capteurs et actionneurs), ou symboliques (historique, environnement, événements indésirables survenus antérieurement et réparations effectuées,...). La surveillance a l'objectif d'attirer l'attention de l'opérateur de supervision sur l'apparition d'un ou plusieurs événements susceptibles d'affecter le bon fonctionnement de l'installation, comme le dépassement d'un seuil de sécurité (niveau d'eau, vibration, surcharge...) [133]. Un système de surveillance permet de détecter les défaillances en observant les effets de la défaillance, puis à les diagnostiquer en localisant les éléments défaillants et enfin identifier si possible les causes premières et l'importance de ces défaillances. Donc, la surveillance permettait de décider de la nécessité d'une inspection ou d'une réparation préventive afin d'éviter sa défaillance en améliorant la sûreté de fonctionnement d'une entité à laquelle ils sont appliqués. Dans le monde de la surveillance, deux fonctions principales sont trouvées qu'ils sont la détection et le diagnostic.

- **Détection** : la fonction de détection, qui consiste à utiliser soit un jeu de mesures (indicateurs de défauts) engendrant des symptômes soit des méthodes de classification pour la détection, permet de déterminer la présence ou non de défauts dans un système. Pour assurer cette fonction, il est indispensable de pouvoir distinguer entre les situations normale et anormale du système. Cette fonction peut être considérée comme un élément distinct de la fonction de diagnostic et plutôt une entité de la surveillance [134, 135], comme elle peut être considérée comme une information primordiale et indissociable du diagnostic [136, 137].

- **Diagnostic** : l'objectif du diagnostic consiste à identifier avec précision, et si possible d'indiquer la gravité de, la (ou les) cause(s) probable(s) ayant entraîné une situation anormale à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur un ensemble d'informations. Le diagnostic des situations anormales dans un équipement est basé à l'évolution d'un ou de plusieurs paramètres significatifs de dégradations permettant de reconnaître les défauts. Il consiste à déterminer quel est l'élément qui par sa défaillance, a conduit à la détection d'un symptôme de dysfonctionnement (une panne ayant entraîné un arrêt ou une dérive de production

non forcément décelable) en précisant les opérations de maintenance corrective ou préventive nécessaires.

2.2.2.3. Fiabilité, disponibilité, maintenabilité et sécurité

La surveillance et le diagnostic constituent des leviers majeurs pour améliorer la fiabilité, la maintenabilité, la disponibilité et la sécurité d'une entité. Définissons plus précisément ces différents concepts.

- **Fiabilité** : la fiabilité est unanimement considérée comme un paramètre clé de la sûreté de fonctionnement. Elle peut être définie selon la norme CEI-271-1974 comme " Aptitude d'une entité à accomplir les fonctions requises dans des conditions données pendant une durée donnée ". Elle est caractérisée par la probabilité pour que l'entité accomplissant ces fonctions au début de l'intervalle de temps donné puisse les accomplisse à l'instant t. D'un point de vue technique, un système fiable est un système qui remplit ses fonctions dans des conditions et pendant une durée de temps prédéterminés.

- **Maintenabilité** : La maintenabilité caractérise la facilité à remettre ou de maintenir un bien en bon état de fonctionnement. Cette notion ne peut s'appliquer qu'a du matériel maintenable, donc réparable. Elle peut être définie comme l'aptitude d'une entité à être remise en état par une maintenance adaptée afin d'accomplir des fonctions requises dans des conditions données. Elle se caractérise par la probabilité d'être en état, à l'instant t, d'accomplir ces fonctions sachant qu'elle était en panne u début de l'intervalle de temps donné. La maintenabilité ne se différencie de la fiabilité que sur ce dernier point : elle caractérise la promptitude de reprise du service attendu après interruption. La maintenabilité, c'est la brièveté des pannes.

- **Disponibilité** : Aptitude d'une entité à être en état d'accomplir les fonctions requises dans des conditions données. Elle se caractérise par la probabilité d'être en état, à l'instant t, d'accomplir les fonctions requises.

- **Sécurité** : Aptitude d'une entité à ne pas causer de dommages ou à ne pas faire apparaître, dans des conditions données, des événements critiques ou catastrophiques.

2.2.3. Conception d'un dispositif de sûreté de fonctionnement

Les principales étapes de conception d'un dispositif de sûreté de fonctionnement sont :

2.2.3.1. Etape 1 – Recherche de signatures des défaillances

La recherche de signatures ou indicateurs de défaillances est critique dans la conception d'un dispositif de sûreté de fonctionnement permettant d'assurer une bonne distinction des pannes ou anomalies apparaissant aux différents niveaux du processus, à condition que le fonctionnement du système ait bien caractérisé en identifiant le type et l'origine de chacune des défaillances. Ces objectifs ne peuvent jamais être accomplis sauf si les phénomènes pouvant conduire à une (des) situation(s) critique(s), les situations critiques pouvant mettre en péril la fonction, l'environnement et la tâche d'un système et les conséquences des défauts à forte probabilité d'occurrence sont totalement maîtrisés. Il est donc important de bien connaître l'objet à surveiller et de l'état des sciences concernées afin d'appréhender au mieux son comportement, en l'absence et en présence des défauts en trouvant les grandeurs permettant d'observer les effets des défauts et comment vont se manifester sur ces grandeurs.

La recherche de signatures de défaillances peut être menée par différents moyens. Elle peut se nourrir d'un retour d'expérience sur des produits défaillants, ou simplement des connaissances "théoriques" du processus. Il est également possible de faire appel à des outils de modélisation, de simulation ou encore à des essais expérimentaux. À partir de cette recherche, la mise en place de méthodes décisionnelles peut permettre de concevoir des systèmes de surveillance performants dont les performances sont liées à la pertinence des signatures de défaillance déterminées et à la finesse d'analyse de ces signatures.

2.2.3.2. Etape 2 – Mise au point de méthodes de surveillance / détection

Basant sur le comportement du système en cas de défaut, sur ses défaillances les plus probables, les plus critiques et sur les signes de leur manifestation, la surveillance consiste à observer en-ligne l'état de fonctionnement général des équipements, à travers des connaissances capitalisées au cours de l'étape 1, et aussi à déterminer les signatures des défaillances qui sont comparées à intervalles de temps réguliers. Si un indicateur dépasse un seuil admissible donné par les différents moyens menés afin de recherche de signatures de défaillances, il est nécessaire soit de prendre des mesures correctives si le système est bien connu soit d'employer le deuxième niveau d'analyse, le diagnostic.

2.2.3.3. Etape 3 - Diagnostic des défaillances

L'étape de diagnostic nécessite des techniques efficaces appliquées sur les données issues de la surveillance en permettant d'extraire les informations concernant l'état de fonctionnement. Elle consiste à analyser ces données pour tenter d'identifier, de localiser,

d'isoler et de caractériser la ou les causes probables de la défaillance. Ces derniers vont permettre le suivi dans le temps de l'évolution de la sévérité de la défaillance afin de cibler les moyens d'action possibles pour le contenir. Ce suivi constituant le niveau le plus élevé dans la surveillance et son objectif est la qualification, la quantification et la prédiction en termes d'habilité. De nombreuses études s'intéressent aux techniques de diagnostic qui sont de plus en plus nombreuses et de plus en plus pointues pouvant utiliser toutes les connaissances disponibles sur leur relation de cause à effet.

2.2.3.4. Etape 4 - Prise de décision

La prise de décision est un enjeu crucial intervenant pour appliquer les actions les plus appropriées afin de répondre aux exigences du cahier des charges de sûreté de fonctionnement. Elle peut viser à maintenir le fonctionnement du système au mieux en terme de sécurité et de non dégradation des équipements en lançant si possible les actions de la maintenance online, comment elle peut décider d'arrêter le système dégradé ou défaillant en lançant les opérations de maintenance offline.

2.2.4. Classification des méthodes de diagnostic

Dans le milieu industriel, il existe une grande variété de méthodes de diagnostic dont le principe général repose sur une comparaison entre les données observées au cours du fonctionnement du système et les connaissances acquises sur son comportement normal et ses comportements de défaillance [138]. En effet, l'utilisation des connaissances sur le comportement normal et défaillant du système permet de caractériser les défaillances par leurs symptômes ou leurs effets. Les méthodes de diagnostic qui sont proposées constamment dans la littérature peuvent être classées selon plusieurs critères tels que la connaissance (méthodes internes ou externes), le raisonnement (méthodes inductives ou déductives), la nature de l'information disponible (méthodes quantitatives ou qualitatives), la dynamique du système (continu, discret ou hybride), la structure de prise de décision (centralisée, décentralisée ou distribuée). La synthèse de l'existant de ces méthodes de diagnostic est exhaustive. Dans la suite, on présente avec un choix arbitraire une des classifications existantes dont le but est de montrer la richesse des possibilités qui s'offrent au concepteur du système de diagnostic. Nous référons le lecteur aux travaux suivants pour avoir plus de détails [137, 138, 139, 140, 141].

2.2.4.1. Méthodes internes

Ces méthodes impliquent une connaissance approfondie du fonctionnement sous forme de modèles validés expérimentalement en s'appuyant sur le suivi d'évolution des paramètres caractéristiques du système étudié ou sur la différence entre le modèle et le processus (méthode des résidus). Une comparaison entre les paramètres mesurés ou calculés et ceux associés à un mode de fonctionnement normal (sain) nous renseigne sur la présence éventuelle d'un défaut. Ces différences jouant un rôle primordial dans la procédure de diagnostic en conditionnant la qualité de la prise de décision sont appelées résidus. Ces résidus sont alors utilisés comme entrées d'un processus de détection des défauts. Ce principe est illustré sur la figure (2.2).

Ces méthodes de diagnostic internes comprennent la méthode du modèle, les méthodes d'identification de paramètres et les méthodes d'estimation du vecteur d'état.

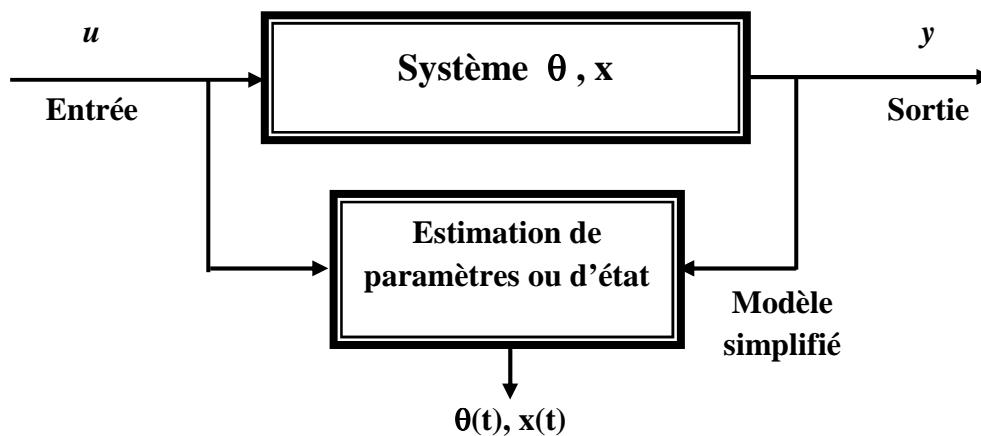


Figure 2.2. Principe du diagnostic interne.

2.2.4.1.1. Méthodes de modèle

Traditionnellement, les problèmes de diagnostic ont été résolus par l'approche modèle reposant sur la comparaison du comportement réel du système avec celui fourni par un modèle très complet du système auquel sont appliquées les mêmes excitations qu'au système réel. La forme du modèle utilisé peut prendre plusieurs formes. Il peut être simplement basé sur une représentation en régime sain du système ou inclure dans sa formulation des éléments supplémentaires relatifs au défaut surveillé. Dans tous les cas, le principe de comparaison entre un dispositif surveillé et un modèle fait apparaître des différences comportementales de certaines grandeurs caractéristiques liées au fonctionnement du système. Toutefois, l'obtention de modèles « classiques » est plus difficile quand les systèmes réels très

complexes, ce qui implique un temps et des efforts vraiment importants, qui ne sont pas justifiables pour l'industrie [142].

2.2.4.1.2. Diagnostic de défauts par estimation paramétrique

Dans l'approche par estimation paramétrique, un vecteur de paramètres physiques ou structuraux du modèle du système surveillé est estimé, en effet, l'apparition d'un défaut dans une installation industrielle affecte ses paramètres caractéristiques, ce qui se traduit par la variation d'un (ou plusieurs) d'entre eux. Le suivi de l'évolution de ces paramètres se fait généralement par un algorithme d'identification, soit hors ligne, soit de manière récursive en permettant de détecter toute dérive paramétrique. Ces dérives sont alors utilisées comme entrées d'un processus de détection des défauts en aidant à la prise d'une décision concernant le défaut survenu, en effet, ces dérives représentent un signe de la présence d'une modification de l'état du processus. Cependant, les variations des paramètres d'un processus ne sont pas dues seulement à l'apparition d'un défaut mais elles peuvent être dues également à un changement normal dans l'état du processus ou une variation dans son mode de fonctionnement, ce qui rend la méthode de base incapable de distinguer entre les variations paramétriques normales du processus et les variations paramétriques qui correspondent à un défaut d'apparition aléatoire.

Donc, pour pouvoir estimer des paramètres, il faut tout d'abord choisir un modèle à identifier, selon sa structure, selon les hypothèses simplificatrices réalisées lors de sa formulation, selon le choix des paramètres qui lui sont associés, allant dans certains cas jusqu'à introduire en considération des erreurs de modélisations. De la sorte, que le modèle doit être bien adapté à décrire le comportement du système en réagissant de manière différente aux excitations qui lui sont imposées et aux éventuels changements de structure induits par la présence d'un défaut. Anis, le modèle à identifier doit être associé à une procédure d'identification engendrant dans quelles mesures la réponse du modèle choisi conditionnera les valeurs des paramètres obtenus et les exploitations qui pourront en être fait.

D'autre part, le choix de l'algorithme de détermination des paramètres fait également partie des éléments importants dans la méthode du diagnostic par estimation paramétrique. En effet, plusieurs techniques sont proposées dans le littérature, certaines étant mieux adaptées à une identification off-line, d'autres plus efficaces dans un contexte on-line. Les performances de ces techniques dépendent de la sensibilité aux bruits de mesures, aux bruits liés à la quantification et à la précision des capteurs ainsi qu'aux conditions d'excitation imposées au

modèle qui doivent être suffisamment riches pour garantir la convergence, la stabilité et la précision des algorithmes [143]. Différentes formulations de modèles sont confrontées à des techniques d'identification off-line [144, 145] et on-line [146, 147, 148]. Les travaux décrits dans [149, 150, 151] utilisent des techniques d'estimations basées sur des observateurs de paramètres comme par exemple filtre de Kalman étendu. Dans [152, 153, 154], des méthodes récursives basées sur les méthodes des moindres carrés sont mises en œuvre pour identifier les paramètres de modèles comportementaux du système.

Dans la littérature consacrée aux thèmes évoqués précédemment, il est toujours mis en évidence la nécessité, pour mener une bonne identification, de disposer de signaux d'excitation adéquats et d'adapter les modes de fonctionnement de la machine pour satisfaire à certaines exigences liées aux techniques algorithmiques employées.

2.2.4.1.3. La méthode d'espace de parité

La méthode de l'espace de parité a été une des premières méthodes employées à des fins de détection et localisation des défauts (Fault Detection and Isolation, FDI) [136, 155]. Cette méthode repose sur la vérification de la cohérence (parité) des modèles du procédé surveillé avec les mesures issues de capteurs et des entrées connues (consignes, signal de commande, etc. . .). Cette méthode est utilisée uniquement pour les systèmes linéaires, en effet, elle est inexploitable sur les systèmes non linéaires [156].

2.2.4.1.4. Méthodes de filtrage

Les méthodes de filtrage sont très utilisées ces dernières années pour le diagnostic robuste des systèmes linéaires en permettant de maximiser les effets des défauts sur des résidus et en même temps de minimiser les effets des incertitudes sur les résidus étant créé par des entrées inconnues [157, 158, 159, 160]. Dans les approches basées sur la synthèse directe du filtre, le résidu peut être défini comme étant la différence entre une combinaison linéaire des sorties et des entrées et de leurs estimations respectives [161, 162].

2.2.4.2. Méthodes externes

Les méthodes externes supposent qu'aucun modèle n'est disponible pour décrire les relations de causalité. La seule connaissance, dont on dispose, est l'expertise humaine. Cette connaissance est associée aux défaillances après interprétation des différentes signatures.

Les méthodes de diagnostic externe regroupent plusieurs familles telles-que : les réseaux de neurones artificiels, les systèmes experts, la reconnaissance des formes et le traitement du signal.

2.2.4.2.1. Reconnaissance des formes

La méthode à base de reconnaissance des formes (*RdF*) est privilégiée dans le domaine de la supervision à base de signal dont les modèles mathématiques correspondant à chaque mode de fonctionnement du système ne peuvent pas être construits à cause de la complexité physique du système. En connaissant a priori tous les états de fonctionnement du système, cette méthode peut présenter une solution alternative aux méthodes basant sur l'approche modèle puisque les modes de fonctionnement sont modélisés, pas de manière analytique, mais en utilisant seulement un ensemble des mesures de ces modes, générant ainsi des domaines de fonctionnement [163]. La *RdF* se basant sur l'utilisation d'algorithmes permettant de classer automatiquement des objets ou des formes dans des modes (classes) connues a priori par apprentissage [164] peut être sur deux types :

- la *RdF* structurelle qui se base sur une représentation des formes à l'aide de grammaires,
- la *RdF* statistique qui s'appuie sur une représentation purement numérique des formes.

Les applications de la *RDF* interviennent généralement dans des problèmes complexes tels que le nucléaire, l'industrie automobile, le comportement humain, les réseaux téléphoniques, etc..., comme dans d'autres domaines tels que la connaissance vocale, la reconnaissance de caractères, l'automatisation industrielle, le diagnostic médical et la classification des documents. De nombreux travaux [165, 166], ont permis de montrer l'intérêt de cette approche. Dans le domaine du diagnostic, cette méthode peut être utilisée avec succès afin d'anticiper l'apparition d'un dysfonctionnement, soit pour les éviter, soit pour en limiter les conséquences en détectant la transition entre les modes de fonctionnement normal et anormal du système à diagnostiquer [167, 168]. Quelques études ont utilisé l'association de la *RdF* et la théorie des ensembles flous [163, 164, 169]. Comme conclusion, on peut dire que la qualité du diagnostic dépend pour ces méthodes de celle des descripteurs et donc de l'étape d'apprentissage effectuée sur le procédé réel.

2.2.4.2.2. Réseaux de neurones artificiels

Les réseaux de neurones artificiels (RNAs) qui sont nés du rapprochement de la biologie et de l'informatique ont montré depuis de nombreuses années de grandes capacités à résoudre des problèmes de classification pour le diagnostic de systèmes. Ils sont connus sous des

différents noms tels que réseaux neuromimétiques, modèles connexionnistes, réseaux de neurones formels, réseaux d'automates cellulaires etc. Dans le diagnostic, la structure générale d'un réseau de neurones dont la performance est directement liée à la taille de la couche cachée visant à reproduire certaines des capacités de l'homme (la capacité de reconnaissance, de la classification et celle de la généralisation) de façon artificielle, est consisté en trois couches. Le nombre de neurones de la première couche (d'entrée) est le nombre de variables du problème (d =nombre d'éléments par chaque individu n_x) et le nombre de neurones de la couche de sortie correspond aux K classes.

Une autre application des RNAs en diagnostic se concentre sur les problèmes d'identification et de modélisation. Dans ce dernier cas, le RNA après avoir appris différentes valeurs de certains paramètres du système à surveiller ; permet d'identifier des paramètres à surveiller et estimer (prédire) leur valeur. Une comparaison des valeurs estimées avec celles apprises (correspondant au fonctionnement normal ou anormal du dispositif à surveiller) permet de détecter un fonctionnement anormal (éventuellement catégoriser celui-ci par rapport à un certain nombre de dysfonctionnements préalablement identifiés) ou de confirmer un fonctionnement normal.

Dans la plupart des algorithmes d'apprentissage, il est nécessaire d'établir a priori le nombre de neurones de la couche cachée, mais les réseaux de neurones à fonctions de base radiales (RBF) trouvent automatiquement cette valeur [170, 171]. Pour obtenir une partition floue avec les RBF, les neurones de la couche cachée ont des fonctions de base radiales (e.g. gaussiennes) et les fonctions de la couche de sortie sont du type linéaire. La partition de l'espace correspond à un ensemble de fonctions non linéaires.

Les modes d'apprentissage se regroupent en deux catégories : l'apprentissage supervisé et l'apprentissage non supervisé.

- L'apprentissage supervisé, à l'aide d'une stratégie de calcul adapté, détermine les poids synaptiques à partir d'exemples bien identifiés, et auxquels on associe des réponses désirées. La stratégie de calcul des coefficients de pondération des poids synaptiques consiste à minimiser le plus souvent le critère d'erreur portant sur les sorties désirées. Ainsi si ces sorties désirées sont identiques aux entrées, on qualifiera le réseau d'auto-associatif et dans le cas contraire, on dira que le réseau est hétéro-associatif. Les réseaux auto-associatifs sont utilisés à des fins de restitution de signatures complètes, alors que les hétéro-associatifs, sont capables de restituer aussi des signatures bruitées.

- L'apprentissage non supervisé, quant à lui, à l'image de l'homme, utilise l'association des informations. A la présentation d'un exemple connu, le réseau s'auto-organise autour d'attracteurs qui correspondent à des configurations stables du modèle dynamique non linéaire associé au réseau. L'apprentissage est accompli à l'aide de règles qui changent ou adaptent les coefficients des poids synaptiques en fonction des exemples présentés à l'entrée et dans certains cas en fonction des sorties désirées.

Dans tous les cas, la phase d'apprentissage permet de développer le réseau qui se modifie jusqu'à l'obtention du comportement désiré. Cette modification se fait au niveau des poids synaptiques.

Les capacités attractives de RNAs et la diversité des approches neuronales développées motivent ainsi leur utilisation en diagnostic et plus particulièrement en classification automatique des signatures caractérisant le bon fonctionnement ou le dysfonctionnement. Le processus général peut alors être décrit par : après avoir appris un ensemble d'exemples de signatures (signaux ou représentations issues des signaux) correspondant aux catégories de défauts identifiés, le réseau classe des signatures non apprises dans les classes apprises fournissant catégorisant ainsi l'état du fonctionnement d'un dispositif (confirmant son bon fonctionnement ou bien détectant un dysfonctionnement identifié de celui-ci). Cependant il est important de noter qu'un certain nombre de facteurs jouent un rôle important dans les performances des RNAs. Parmi les facteurs jouant un rôle clé l'on peut citer : le rôle du prétraitement de données, la richesse et la représentativité de la base d'apprentissage (la représentativité des différentes classes de défauts répertoriés) et de l'optimisation de la structure des RNAs eux-mêmes.

2.2.4.2.3. Systèmes experts

De manière générale, Les systèmes experts sont des outils conçus pour être capables de modéliser l'approche des experts en reproduisant leurs mécanismes cognitifs dans un domaine spécifique. Elle peut être aussi définie comme « Un système expert est un système informatique destiné à résoudre un problème précis à partir d'une analyse et d'une représentation des connaissances et du raisonnement d'un (ou plusieurs) spécialiste(s) de ce problème » [172]. La participation de systèmes experts au diagnostic de défauts dans l'industrie a l'intérêt et la propriété utiles de pouvoir soutenir à des non-experts les connaissances acquises par les spécialistes d'un domaine technique précis. Les systèmes experts fournissant des réponses associées à une situation donnée (fonctionnement en mode

normal ou fonctionnement en mode défaillant d'une partie ou de tout un système) mettent en œuvre des raisonnements heuristiques qui peuvent se définir comme des parties de connaissance capables de sélectionner les meilleures actions dans une situation particulière. Ce système expert est constitué principalement des éléments suivants :

- La base de faits au départ qui rassemble les informations initiales (la connaissance) relatives au domaine et qui s'enrichit progressivement de conclusions ou de nouveaux faits déduits par le moteur d'inférence,
- La base de règles qui rassemble la connaissance et le savoir-faire de l'expert. Elle n'évolue pas au cours d'une session de travail,

Ces deux bases constituent alors la base de connaissances.

- Le moteur d'inférence représente l'organe de résolution qui réalise les déductions logiques à partir de la base de faits et de la base de règles. Une méthode de résolution inclut en général les étapes suivantes :

1. la sélection de règles, qui sont utilisées pour manipuler les faits et aboutir à des conclusions, dans la base de connaissances en fonction des faits établis,
2. la résolution des conflits entre les règles sélectionnées,
3. l'exécution en indiquant les conditions de déclenchement et les conséquences jusqu'à ce que le but recherché soit atteint, par exemple le diagnostic.

- Les modules d'interface pour la consultation et la mise à jour du système expert. Ce module de consultation est dédié à une utilisation par le non-spécialiste du domaine et fait souvent appel à un dialogue homme/machine proche du langage naturel,

- Le module de développement, lui, est réservé à l'introduction de nouvelles connaissances dans la base de connaissances.

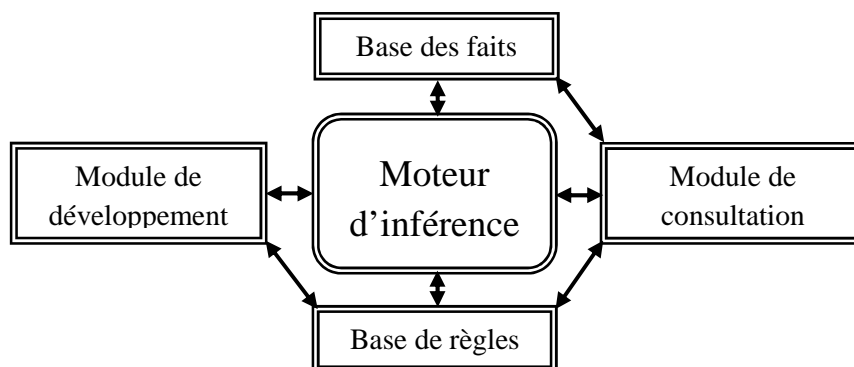


Figure 2.3. Architecteur d'un système expert.

En diagnostic, l'efficacité et la qualité d'un système expert dépendent de la richesse des faits et aussi du volume de la base des connaissances qui en découle. Ceci pose un problème de manipulation de cette quantité de données non homogènes et rend l'utilisation de systèmes experts peu adaptée pour les problèmes de temps-réel et de la gestion dynamique de l'information. Néanmoins les systèmes experts continuent d'évoluer en diagnostic. Ils connaissent en leur sein l'introduction de RNAs pour leur adaptation à la dynamique du système variable et à la prédiction [173]. Dans d'autres cas, la logique floue est intégrée au niveau de l'inférence, comme pour le diagnostic de défaillances des moteurs de scooter [174]. Loin d'être obsolète, l'introduction des RNAs et de la logique floue participe à l'amélioration des performances des systèmes experts dans le domaine du diagnostic.

2.2.4.2.4. Traitement du signal

Cette méthode dite 'sans modèle' se base sur le traitement et l'analyse des signaux d'acquisitions fournis généralement par les capteurs en extrayant les informations les plus utiles et les plus pertinentes à des fins de diagnostic, en effet, la mesure d'un signal indique des oscillations qui peuvent être harmoniques, de nature stochastique ou les deux simultanément dont la variation peut être reliée aux défauts. Ces signaux peuvent être dépendants ou indépendants du temps, monodimensionnels (exemple : signaux vibratoires, signaux de température) ou bidimensionnels dont les informations contenues restent intactes car l'analyse est indépendante par rapport aux fluctuations internes du système.

Le diagnostic d'une défaillance avec cette méthode s'effectue généralement en deux étapes, la première consiste à la détection du fonctionnement défaillant ensuite on identifie la cause de la défaillance à l'aide d'un raisonnement logique basant sur un écart par comparaison aux signatures observées dans les domaines temporels, fréquentiels et/ou statistiques. Ainsi le traitement du signal joue un rôle important pour caractériser les divers modes de fonctionnement par des signatures. Les techniques de traitement du signal incluent des outils de représentation fréquentielle, temps-fréquence et temps-échelle aussi diverses que la transformée rapide de Fourier FFT, le STFT [175], la transformée en ondelettes [176], la représentation de Wigner-Ville [177] et la transformée de Hilbert-Huang [178].

2.2.5. Technique de traitement du signal

Généralement, l'objectif principal de techniques de traitement du signal appliqués au diagnostic consiste à calculer la quantité d'énergie (ou de puissance) contenue dans les différentes composantes fréquentielles du signal (avec représentation fréquentielle, temps-

fréquence ou temps-échelle). Il s'agit à cet effet d'extraire et d'exploiter ces informations fréquentielles pertinentes pour diagnostiquer les défaillances quand l'apparition d'une défaillance sur un système surveillé engendre une modification d'harmoniques au niveau des spectres des signaux.

La transformation la plus anciennement étudiée est la transformation de Fourier (1822) permettant d'explorer la composition fréquentielle du signal avec une meilleure résolution fréquentielle possible mais sans aucune information où ses fréquences sont localisées dans le temps. Cependant, cette transformation n'était pas toujours satisfaisante surtout pour les signaux non stationnaires (dont la fréquence varie au cours du temps) pour lesquels une représentation temps-fréquence est souvent incontournable. La première transformation en temps-fréquence a été découverte par Gabor aux années 1940 en consistant à découper le signal en différents morceaux (fenêtre) de longueur fixe étant étudié séparément par l'analyse de Fourier. Toutefois, cette technique (*STFT*) a l'inconvénient majeur d'avoir une fenêtre de longueur fixe incapable d'analyser simultanément des phénomènes dont les échelles de temps sont différentes. Une autre analyse du traitement du signal portant le nom «analyse en ondelettes» a été proposée la première fois en 1982 par J.Morlet était fondée sur un concept d'échelle qui est peu différent de celui de fréquence. Cette analyse permette d'effectuer une analyse robuste, impliquant des fenêtres d'analyse de longueurs dynamiques et mènent à de différentes applications.

L'objectif de cette partie est de présenter la théorie de l'*FFT*, le *STFT* et d'ondelettes afin de les appliquer pour le diagnostic des défauts dans les machines asynchrones dans une chaîne de conversion d'énergie éolienne.

2.2.5.1. Théorie de la Transformée de Fourier

Classiquement, la méthode la plus utilisée afin de caractériser les origines des défauts à partir des spectres est la Transformée de Fourier Rapide (son appellation anglo-saxonne : Fast Fourier Transform *FFT*). Cette transformation se prêtant à l'analyse des phénomènes stationnaires des systèmes en régimes permanents donne la description du signal temporel dans le domaine fréquentiel avec une résolution fréquentielle constante sur une échelle linéaire de fréquence. La découverte de cette transformation, en 1965 par Cooley et Tukey [182] a été d'une importance majeure pour le traitement du signal car elle a permis d'envisager l'analyse spectrale numérique de signaux de longue durée en des temps raisonnablement courts.

L'idée de base de la transformée de Fourier vient de la série de Fourier démontrant que toute fonction périodique $x(t)$ de période T_p , peut se représenter par la somme d'une série de fonctions sinusoïdales de périodes $T_p, T_p/2, \dots, T_p/k \dots$ que l'on peut écrire sous la forme d'un développement :

$$x(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_k \cdot \cos \left(2 \pi k t / T_p \right) + b_k \cdot \sin \left(2 \pi k t / T_p \right) \quad (2.1)$$

Où les coefficients a_0, a_k et b_k ont les expressions suivantes :

$$a_0 = \frac{1}{T_p} \int_0^T x(t) dt \quad (2.2)$$

$$a_k = \frac{2}{T_p} \int_0^T x(t) \cos \left(2 \pi k t / T_p \right) dt \quad (2.3)$$

$$b_k = \frac{2}{T_p} \int_0^T x(t) \sin \left(2 \pi k t / T_p \right) dt \quad (2.4)$$

L'ensemble des valeurs des coefficients a_k et b_k forme le spectre de fréquences de la fonction $x(t)$. Un formalisme plus simple est possible en utilisant des fonctions exponentielles imaginaires, à savoir :

$$x(t) = \sum_{k=1}^{\infty} C_k \exp \left(2 i \pi k t / T \right) \quad (2.5)$$

$$C_k = 1 / T \int_0^{T_p} x(t) \exp \left(- 2 i \pi k t / T \right) dt \quad (2.6)$$

Donc, la décomposition de la fonction $x(t)$ peut être réalisée comme une somme de sinus (cosinus) de périodes multiples de la période de base de cette fonction. Les coefficients représentent l'énergie de chacune des fréquences élémentaires. En conséquent, l'analyse *FFT* met en évidence des périodicités du signal et le calcul de l'énergie contenue dans le signal pour chacune des fréquences. Aussi, la notion de transformée de Fourier peut être étendue à des fonctions non périodiques (aléatoire par exemple). La fréquence $1/T$ du terme fondamental tend alors vers 0, et les fréquences des différents harmoniques se rapprochent pour donner à la limite une fonction continue du variable $f=1/T$. La fonction $x(t)$ (appelée aussi la transformée de Fourier inverse de $x(f)$) n'est plus représentée par une somme de composantes de fréquences discrètes, mais par une intégrale sur toutes les valeurs des fréquences $x(f)$ qui est appelée la transformée de Fourier de la fonction $x(t)$:

$$x(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(f) \exp(2i\pi ft) dt \quad (2.7)$$

L'énorme avantage est que $x(f)$ peut se déduire de $x(t)$ par une expression comparable et qui donne les valeurs de C_k lorsque $x(t)$ est périodique

$$x(f) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \exp(-2i\pi ft) dt \quad (2.8)$$

Physiquement, la plupart des signaux réels d'un système sont analogiques par nature (force, contrainte, amplitude, accélération, tension, pression, etc.). Ces signaux peuvent être traités analogiquement à l'aide de filtres par exemple dont les signaux d'entrée et de sortie sont alors analogiques. Toutefois, pour des raisons de simplicité, de précision, de stockage de l'information, de flexibilité, etc., ces signaux sont enregistrés et traités par des processeurs numériques sous une forme numérique [179] à l'aide des convertisseurs analogiques-numériques (CAN) et numériques-analogiques (CNA). Ces derniers faisant intervenir trois actions successives : l'échantillonnage à période fixe T_e , la quantification du signal et son codage.

Pour le calcul de la FFT, on considère une portion du signal numérisé (Fenêtrage temporel) [180]. Donc, le traitement commence par le remplissage d'une mémoire de taille donnée (le nombre d'échantillons est généralement un nombre N de puissance de 2) étant la base temporelle d'analyse. Ces N échantillons temporels sont ensuite passés dans un algorithme de calcul de la transformée de Fourier rapide. Alors, un problème physique se pose. En effet, le signal que l'on cherche à mesurer est un signal physique, réel, non prédictible. Il est a priori non périodique, et même s'il l'était, sa période ne serait pas celle définie par la fréquence d'échantillonnage que nous avons choisie (en fait de période $N/F_e =$ longueur du bloc temporel ; avec $N =$ nombre de points dans le bloc de calcul et $F_e =$ fréquence d'échantillonnage).

Le fait de limiter la durée d'observation à un bloc de longueur donné or que la formulation de Fourier recommande, de travailler sur un temps infiniment long, sauf si la fonction est périodique, aucune mémoire n'est suffisamment importante pour accueillir la totalité du signal [179], entraîne comme conséquence de considérer notre signal comme périodique, de période égale à la durée d'observation (longueur du bloc temporel). Cette périodisation artificielle crée des discontinuités dans le signal temporel. De telles discontinuités dans le domaine physique correspondent à des énergies infinies. Par conséquent, puisque le résultat du calcul étant

l'énergie contenue dans chacune des bandes, le résultat sera erroné. Heureusement, puisque le signal considéré n'est pas continu mais numérisé, la discontinuité ne se traduit pas par un saut à énergie infinie mais par un saut de pente plus ou moins raide, donc une énergie plus ou moins importante qui vient s'ajouter au signal. Donc, l'erreur commise est alors proportionnelle à la "hauteur" de la discontinuité. En fait, l'analyseur a regardé le signal avec une fenêtre d'observation rectangulaire, c'est-à-dire, c'est comme on a ouvert les yeux de l'analyseur à un moment donné dans la vie du signal, que ses yeux sont restés ouverts pendant la durée d'observation et que brutalement, ils se sont refermés à la fin de l'observation. Ainsi, l'analyseur n'a respecté aucune périodicité.

Pour éviter les dégâts d'une telle fenêtre, d'autres fenêtres temporelles, qui servent à rendre le signal périodique sur la durée d'analyse, sont alors utilisées. Pour ce faire on va multiplier le signal temporel dans la mémoire par une fonction temporelle périodique, de période égale à la durée d'examen du signal, qui commence par 0 et fini par 0. Les fenêtres utilisées en analyse spectrale sont nombreuses. On ne présente ici que celles les plus fréquemment appliquées à l'enregistrement d'un signal. Elles sont définies comme suit :

- Rectangulaire :

$$W(n) = 1 \quad (2.9)$$

Cette fenêtre ne modifie pas l'enregistrement ; c'est celle que l'on utilisera dans le cas de signaux transitoires ou non permanents et, dans le cas de signaux périodiques, lorsque l'on est sûr que le nombre de périodes enregistrées est un entier.

- Hanning :

La fenêtre en cosinus, dite de Hanning, est mathématiquement la plus simple et elle offre de bons résultats dans le cas de composantes spectrales pas trop proches. Elle est exprimée par la relation suivante :

$$W(n) = \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (2.10)$$

- Hamming :

La fenêtre en cosinus relevé, dite de Hamming, n'élimine pas complètement l'étalement spectral. Elle offre en contrepartie une meilleure définition spectrale mais ne permet pas de voir des composantes spectrales de faible amplitude. Elle est exprimée par la relation (2.11).

$$W(n) = 0.54 - 0.46 \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (2.11)$$

- Blackman

La fenêtre de Blackman, constituée de deux cosinus, atténue très fortement les effets de bord et permet ainsi de bien distinguer des raies spectrales proches et de faible amplitude.

$$W(n) = 0.42 - 0.5 \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) + 0.08 \cos\left(\frac{4\pi n}{N}\right) \quad (2.12)$$

tel que ($n = 0, 1, 2, \dots, N-1$)

L'analyse *FFT* est une opération par bloc temporel qui nécessite des compromis permanents (choix de la résolution, de la fenêtre d'observation,...). Sa résolution temporelle R_T dépend de la longueur du signal utilisé pour le calcul de la *FFT* ($RT = N \cdot D_t$ avec D_t = période ou intervalle d'échantillonnage en seconde (s)) tandis que sa résolution fréquentielle (finesse d'analyse du spectre *FFT* R_f (Hz)) égale $1/R_T$.

2.2.5.2. Transformée de Fourier sur fenêtre glissante

L'idée de la Transformée de Fourier sur fenêtre glissante en anglais Short Time Fourier Transform (*STFT*) est d'analyser, de façon consécutive, les signaux non-stationnaires par la transformée de Fourier sur des fractions supposées stationnaires en permettant de déterminer pas à pas des propriétés fréquentielles du signal.

La propriété de localisation temps-fréquence de *STFT* est limitée par les deux résultats suivants :

A. Théorème d'incertitude de Heisenberg : si f est dans L^2 , alors on peut définir la relation entre son écart-type δ_t en temps et son écart-type δ_ω (en fréquence) de sa transformée de Fourier comme suite :

$$\delta_t^2 \delta_\omega^2 \geq \frac{1}{4} \quad (2.13)$$

L'inégalité ci-dessus est une égalité si et seulement si f est un chirp de Gabor .D'après cette relation, on peut distinguer qu'il y a un compromis entre la résolution temporelle et la résolution fréquentielle. En effet, si la résolution temporelle est grande, la résolution fréquentielle est faible, et inversement (Figure 2.4). Donc, si une grande résolution fréquentielle est nécessaire, il sera difficile de respecter l'hypothèse de stationnarité.

B. Compacité des supports : si f est non nul est à support compact, alors sa transformée de Fourier ne peut s'annuler sur tout un intervalle. De même, si sa TF est à support compact, f ne peut s'annuler sur tout un intervalle.

Même en tenant compte du principe d'incertitude, il est donc impossible d'avoir une fonction L^2 qui soit à support compact en temps et en fréquence. En particulier, il n'existe pas d'analyse fréquentielle instantanée pour un signal d'énergie finie. La localisation en temps-fréquence n'est donc atteignable qu'en écart-type. Pour un atome de base, celle-ci, se représente sous la forme d'une boîte de Heisenberg, située dans le plan temps fréquence, qui est un rectangle de dimensions σ_t et σ_ω , centré sur le point de coordonnées (centre temporel, centre fréquentiel).

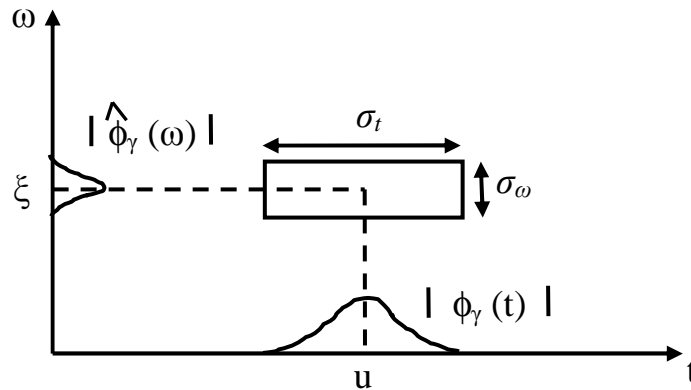


Figure. 2.4. Boîte de Heisenberg.

La formule utilisée pour calculer la $STFT$ est exprimée par la relation suivante [181] :

$$S_\tau(f) = \int_{-\infty}^{+\infty} S(t) g(t - \tau) e^{-j2\pi f(t-\tau)} dt \quad (2.14)$$

L'atome utilisé est une sinusoïde multipliée par une fenêtre g symétrique d'énergie finie. La famille de vecteurs d'analyse est obtenue par translation et modulation de la fenêtre :

$$g_{\tau,\varepsilon}(t) = e^{j\varepsilon t} g(t - \tau) = g(t - \tau) e^{-j2\pi f(t-\tau)} \quad (2.15)$$

Où $S(t)$ est le signal, τ représente le paramètre de localisation de la fenêtre $g(t)$, $S_t(f)$ correspond au spectre du signal $S(t)$ autour de τ .

Le carré du module de la transformée de Fourier fenêtrée est le *spectrogramme* du signal:

$$P_{sf}(\tau, \varepsilon) = |S_f(\tau, \varepsilon)|^2 = \left| \int_{-\infty}^{+\infty} S(t) g(t - \tau) e^{-j\varepsilon t} dt \right|^2 \quad (2.16)$$

La transformée de Fourier fenêtrée discrète d'un signal f de période

$$Sf |m, l| = \langle f, g_{m,l} \rangle = \sum_{n=0}^{N-1} S[n] g[n-m] e^{-\frac{j2\pi n}{N}} \quad (2.17)$$

À m donné, on retrouve la formule d'une transformée de Fourier discrète. Le calcul est donc effectué au moyen de N transformées rapides de Fourier, en $O(N \log_2(N))$ opérations.

La transformée de Fourier fenêtrée a une résolution temps-fréquence fixe avec une représentation complète, stable et redondante du signal, donc inversible. Elle prend 4 arguments : le signal, la taille de la fenêtre sur laquelle effectuer la transformée de Fourier, la taille des lobes des fenêtres et le décalage entre les fenêtres. Tous ces arguments doivent être fixés au début de l'analyse, ce qui suppose une bonne connaissance, à priori, du signal à analyser. L'inconvénient majeur de cette technique est, évidemment, que la taille de la fenêtre d'analyse fixe ne correspond pas nécessairement à la nature variable des signaux. Cependant, cette transformation peut être beaucoup mieux adaptée pour l'analyse des signaux non stationnaires, si sa transformation est adaptative [183, 184]. Cependant, l'inconvénient majeur de cette analyse est sa complexité informatique très élevée [184].

2.2.5.3. La transformée en ondelettes

La transformée en ondelettes est un outil d'analyse très populaire dans le traitement des signaux non-stationnaire. Elle surmonte les inconvénients de STFT qui peut aussi être utilisé pour analyser de ces signaux en permettant d'appliquer une analyse multirésolution sur le signal étudié. La transformée en ondelettes d'un signal x est la famille $C(a, b)$ coefficients d'ondelettes qui dépendent des deux paramètres a et b où a est l'échelle et b est le facteur de position à analyser. Ces derniers peuvent être utilisés de façon continue ou discrète selon les besoins de l'analyse du signal x . La transformée continue d'ondelettes exigeant une continuité des valeurs des paramètres (a, b) est de préférence utilisée dans l'analyse de l'allure du signal (approximation) tandis que la transformée discrète d'ondelettes utilisant de la complémentarité des deux filtres, passe-haut et passe bas, va aider à l'extraction d'informations caractérisant les transitions rapides du signal (détails).

2.2.5.3.1. La transformée en ondelettes continue

La transformée en ondelettes continue permet d'analyser efficacement des signaux où se combinent des phénomènes d'échelles très différentes en fournissant une représentation

temps-fréquence ou temps- échelle du signal. Elle est similaire à l'analyse par STFT. Le signal à analyser est multiplié par une fonction en ondelettes comme il est multiplié par une fenêtre en fonction STFT, puis la transformation est calculée pour chaque segment de produits. Cependant, contrairement à STFT, en transformation en ondelettes, la largeur de la fonction d'ondelettes change à chaque composante spectrale. La transformée en ondelettes, à haute fréquence, donne une bonne résolution temporelle et une mauvaise résolution en fréquence, tout en basses fréquences, la transformée en ondelettes donne une bonne résolution en fréquence et une mauvaise résolution temporelle.

L'idée des ondelettes est donc de projeter la fonction signal sur un espace de fonctions à support temporel limité, de façon à pouvoir étudier ce qui se passe localement. En fait, on va projeter le signal $x(t)$ sur une famille de fonctions à valeur moyenne nulle (les ondelettes), déduites d'une fonction élémentaire (l'ondelette mère) par des translations et des dilatations.

La transformée en ondelettes continue d'un signal $x(t)$ prend la forme [181] :

$$T^{ond} f(a, b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \psi \left(\frac{t - b}{a} \right) dt \quad (2.18)$$

La CWT est donc une représentation plutôt temps-échelle que temps-fréquence. Toutefois, si l'ondelette est bien localisée autour d'une fréquence f_0 donnée, une interprétation temps-fréquence est possible avec une identification formelle $f = f_0 / a$.

Dans cette expression, "a" est le facteur d'échelle jouant le rôle de l'inverse de la fréquence. Si $|a| > 1$, l'ondelette Ψ est dilatée, et si $|a| < 1$, elle est comprimée. "b" est le paramètre de translation. L'expression (2.18) peut être également interprétée comme une projection du signal sur une famille de fonctions analysantes $\psi_{b,a}$ construites à partir d'une fonction "mère" $\psi \in L^2(\mathbb{R})$ [181] conformément à l'équation suivante :

$$\psi_{a,b}(t) = |a|^{-1/2} \psi \left(\frac{t - b}{a} \right) \quad (2.19)$$

L'ondelette $\psi(t)$ est une fonction de moyenne nulle :

$$\int_{-\infty}^{+\infty} \psi(t) dt = 0 \quad (2.20)$$

Parmi les grandes familles des ondelettes, on trouve: Ondelette gaussienne et gaussienne complexe, Morlet et Complexe de Morlet, chapeau mexicain, Meyer et Meyer avec une fonction auxiliaire et Ondelette complexe de Shannon.

L'exemple de boîtes de Heisenberg d'atomes d'ondelettes, représenté par la figure 2.5, est dédié pour présenter les principes de cette théorie. On peut également interpréter la transformation en ondelettes comme étant un processus de filtrage du signal analysé par un filtre passe-bande de bande passante variable dont les limites sont fixées par le paramètre «a».

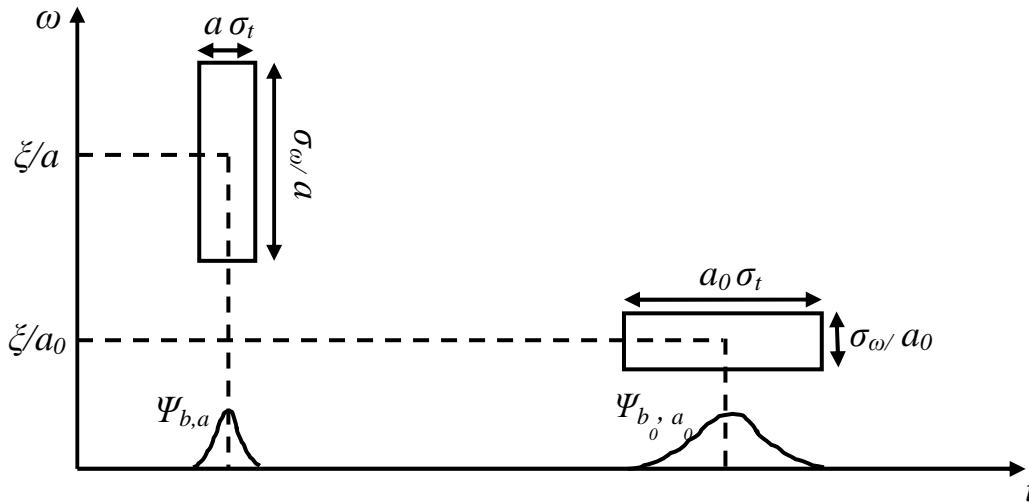


Fig.2.5. Boîtes de Heisenberg d'atomes d'ondelettes.

L'écart-type en temps est proportionnel au paramètre a tandis que l'écart-type en fréquence est inversement proportionnel à a .

La bande passante B est proportionnelle à la fréquence f , et donc $B/f = Q$ est une constante. On note deux propriétés importantes :

- ◆ La CWT est invariante par translation en temps et en échelle [181].

$$y(t) = \sqrt{|a_0|} x[a_0(t - t_0)]$$

$$\Rightarrow T_y(t, a; \psi) = T_x(a_0^*(t - t_0), a/a_0; \psi) \quad (2.21)$$

- ◆ Le signal original $x(t)$ peut être retrouvé à partir de sa transformée par la relation suivante :

$$x(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} T_x(a, b; \psi) \psi_{a,b}(t) da \frac{db}{b^2} \quad (2.22)$$

2.2.5.3.2. La transformée en ondelettes discrète

Tandis que l'ondelette de la transformée continue est dilatée et translatée de manière continue, la transformée en ondelettes discrète translate et dilate l'ondelette selon des valeurs

discrètes [181, 186]. Donc, les coefficients a et b seront discrétisés de la manière suivante : $a = a_0^m$ et $b = n b_0 a_0^m$, avec $a_0 > 1$ et $b_0 > 0$ fixés et appartenant à Z .

Les ondelettes sont alors définies de la manière suivante :

$$\psi_{m,n}(x) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \left(\frac{1}{a_0^m} x - n b_0 \right) \tag{2.23}$$

La transformée en ondelettes discrète permet de diminuer fortement la redondance existant dans la transformée en ondelettes continue mais sans l'annuler entièrement. En effet, les signaux sont décrits par un nombre fini d'échantillons.

➤ **Décomposition simple**

Une décomposition simple peut être appliquée sur un signal original en le divisant en deux signaux respectivement, un signal de haute fréquence (Coefficients ondelette de détails CD) et un autre signal de basse fréquence (Coefficients ondelette d'approximation CA). Chaque signal de sortie a une taille approximativement égale à la moitié du signal original. Ceci est dû au fait de l'opération de décimation par 2 (down sampling) (Figure 2.6). La transformée en ondelettes peut être non décimée, appelée aussi stationnaire (qui est calculée à l'aide de l'algorithme à trous) mais dans ce cas elle va être redondante en demandant une complexité algorithmique plus importante que la transformée en ondelettes décimée. Cependant, cette transformée est invariante aux translations grâce à l'élimination de la décimation entre les échelles successives et ainsi elle présente l'avantage d'un choix de filtres plus simple que pour la transformée décimée.

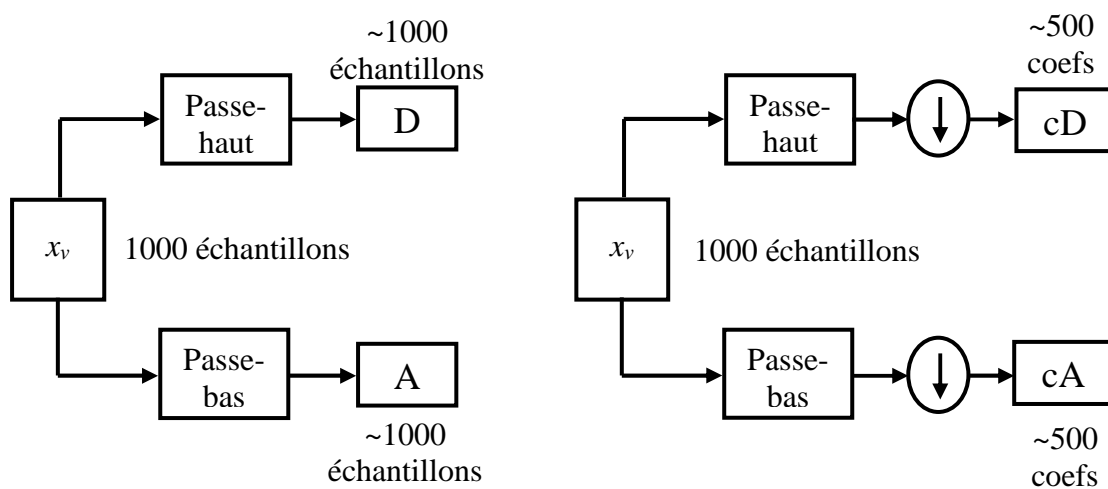


Figure 2.6. Décomposition simple du signal $x(t)$ en approximations et détails [187]

➤ **Décomposition multi-niveaux**

Dans la décomposition multi-niveaux, en utilisant des techniques de filtrage numériques, une représentation d'échelle de temps du signal numérique est obtenue. En effet, le signal numérique passe par des filtres passe-bas et passe-haut successifs avec différentes fréquences de coupure aux différentes échelles [188]. Ceci s'appelle l'algorithme du Mallat permettant de décomposer le signal x_v en plusieurs niveaux selon la description par Polikar [189] comme illustré à la figure (2.7). Le signal est décomposé en approximation et détail dont l'approximation est alors elle-même coupée en approximation et détail de deuxième niveau, et le processus de décomposition peut être réitéré, avec des approximations successives étant décomposées successivement, de sorte qu'un signal soit décomposé en plusieurs composants de haute résolution. Ceci s'appelle l'arbre de décomposition en ondelettes où pour une décomposition de n -niveau, il y a $(n+1)$ manières possibles de décomposer ou coder le signal. Le nombre approprié de niveaux de la décomposition est basé généralement sur la nature du signal à décomposer, ou sur un critère approprié tel que l'entropie [190]. Dans la figure (2.7), le signal est dénoté par $x_v [n]$, où n est un nombre entier d'échantillons. Le filtre passe-bas est dénoté par *passe-bas* tandis que le filtre passe haut est dénoté par *passe-haut*. À chaque niveau, le filtre passe haut produit l'information de détail ; Dn_p , alors que le filtre passe bas produit des approximations brutes, An_p , où n_p est le niveau. À chaque niveau de décomposition (n_p), les filtres produisent des signaux parcourant seulement la moitié de la bande fréquentielle du signal (n_p-1). Ceci double la résolution fréquentielle tandis que l'incertitude fréquentielle sera réduite par moitié.

En tenant en compte de la règle de Nyquist, si le signal original a une fréquence maximale f_m , qui exige une fréquence de prélèvement de $2 f_m$ radians, alors elle peut avoir une fréquence maximale de $f_m/2$ radians étant prélevée à une fréquence de f_m radians jetant de ce fait la moitié des échantillons sans la perte d'information. Le filtre passe-bas enlève la moitié des fréquences en divisant en deux la résolution. Avec cette approche, la résolution temporelle devient bonne aux hautes fréquences, alors que la résolution de fréquentielle devient bonne aux basses fréquences. Le filtrage et le processus de décimation sont continués jusqu'à ce que le niveau désiré soit atteint.

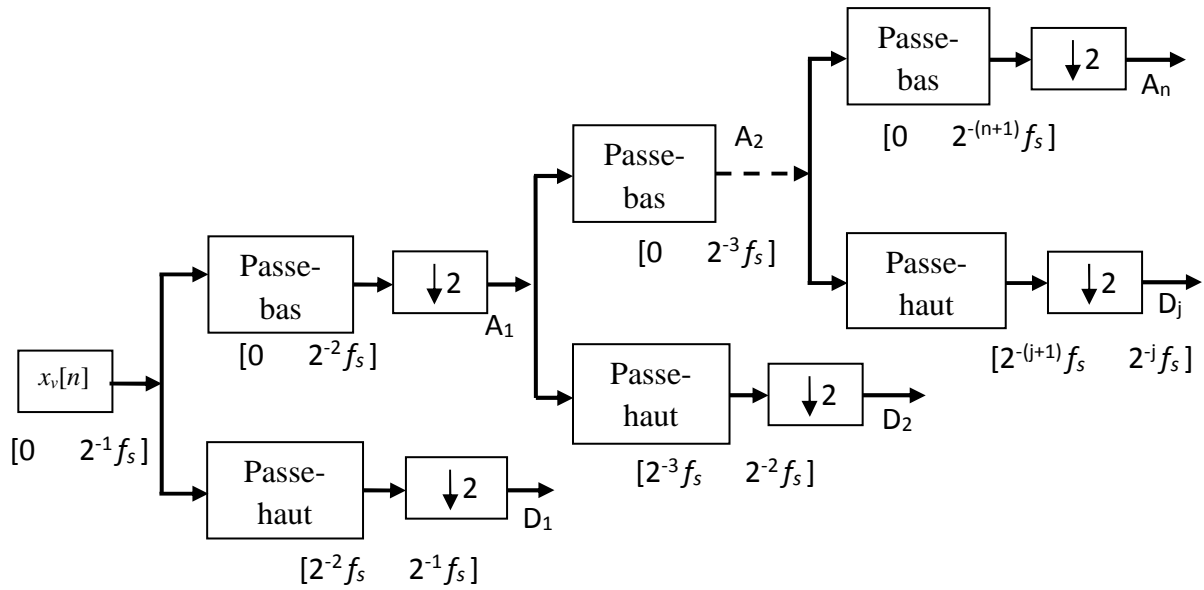


Figure 2.7. Décomposition du signal $x(t)$ en multi-niveaux.

Le signal de détail D_{n_p} et le signal d'approximation A_{n_p} contiennent l'information au sujet des composants de signal avec des fréquences incluses dans l'intervalle :

$$f(D_{n_p}) \in [2^{-(n_p+1)} f_m, 2^{-n_p} f_m] \text{ Hz} \quad (2.24)$$

$$f(A_{n_p}) \in [0, 2^{-(n_p+1)} f_m] \text{ Hz} \quad (2.25)$$

Les énergies du coefficient $E(A_{n_p})$ d'approximation et de chaque coefficient $E(D_{n_p})$ de détail peuvent être calculées par [191] :

$$E(A_{n_p}) = \sqrt{\frac{1}{N_{li}} \sum_{i=1}^{N_{li}} (A_{n_p})^2 [i]} \quad (2.26)$$

$$E(D_{n_p}) = \sqrt{\frac{1}{N_{li}} \sum_{i=1}^{N_{li}} (D_{n_p})^2 [i]} \quad (2.27)$$

Où $i=1 ; 2 ; \dots ; n$ and N_{li} est la longueur de vecteur du niveau n qu'il est donné par :

$$N_{li} = N / 2^n \quad (2.28)$$

➤ Décomposition par paquet d'ondelettes

La méthode par paquet d'ondelette [192] est une extension des ondelettes discrètes classiques. Elle permet une analyse plus large du signal ayant une meilleure localisation fréquentielle au prix d'une transformée légèrement plus lourde. Cette dernière a l'avantage d'autoriser la redécomposition des sous-bandes haute fréquence contrairement à la

transformée en ondelette discrète classique qui n'itère le processus que sur la sous-bande passe-bas. Donc, dans l'analyse par paquet d'ondelettes, un signal est décomposé en approximation et détail. Les détails aussi bien que les approximations sont alors elles-mêmes coupés en approximation et détail de deuxième niveau, et le processus est répété. Ceci rapporte plus de $2^{2^{n-1}}$ de différentes décompositions du signal. L'arbre de décomposition en paquet d'ondelettes est représenté dans la figure 2.8.

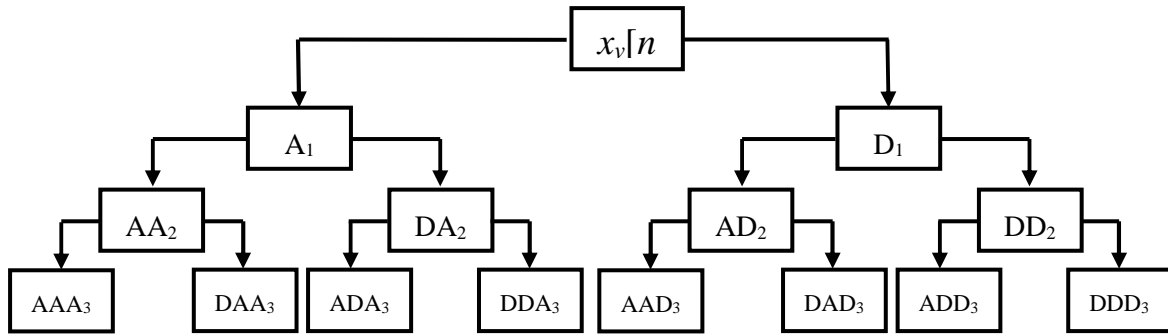


Figure 2.8. Décomposition en paquet d'ondelettes.

La transformation en paquet d'ondelettes est une génération de la transformée en ondelettes, par la définition de deux fonctions suivantes :

$$\begin{cases} W_0(t) = \varphi(t) \\ W_1(t) = \psi(t) \end{cases} \quad (2.29)$$

Tel que $\varphi(n)$ et $\psi(n)$ sont la fonction d'échelle et l'ondelette mère respectivement. La décomposition d'ordre m donne la fonction $W_m(n)$ qui est exprimée par :

$$\begin{cases} W_{2^m}(t) = 2 \sum_{n=0}^{2^{2^m}-1} h(n) W_m(2t - n) \\ W_{2^{m+1}}(t) = 2 \sum_{n=0}^{2^{2^{m+1}}-1} g(n) W_m(2t - n) \\ W_{j,m,n}(t) = 2^{j/2} W_m(2^{-j}t - n) \end{cases} \quad (2.30)$$

Tels que

j : paramètre d'échelle, n : paramètre de localisation en temps.

Le paquet d'ondelettes décompose le signal original dans des bandes de fréquences indépendantes et non redondantes pouvant être utilisées dans une approche efficace de diagnostic de défaut.

2.3. Commande fractionnaire

Ces dernières années, un nombre important de travaux associés à l'application de la théorie du calcul d'ordre fractionnaire dans plusieurs domaines de la commande [65-198] a été observé. Cette théorie est une généralisation de la théorie du calcul d'ordre entier d'une fonction $x(t)$ par rapport à la variable t à des valeurs réelles non entières. En effet, l'opérateur d'ordre fractionnaire (dérivateur ou intégrateur d'ordre fractionnaire), est la généralisation de la notion de dérivée d'ordre entier [197]. D'autre part, avec le développement de la théorie du calcul d'ordre fractionnaire, un travail continu et intensif de recherches est toujours en cours vers le perfectionnement de la qualité de commande des systèmes et l'amélioration des performances en utilisant cette théorie. Tustin et al ont proposé une fonction de transfert d'ordre fractionnaire en boucle ouverte qui garde une marge de phase appropriée autour et au-dessous de la fréquence du gain unité [193]. Il a conseillé que le correcteur doit être conçu tel que la fonction de transfert globale en boucle ouverte soit une intégrale d'ordre fractionnaire. Oustaloup a proposé le régulateur CRONE (Commande Robuste d'Ordre Non Entier) au début des années 1990 afin de garantir que la fonction de transfert en boucle ouverte d'un asservissement classique à retour unitaire sera la fonction idéale de Bode [206]. Cette méthode était appliquée dans divers domaines de commande des systèmes en démontrant sa supériorité par rapport au contrôleur PID classique. Plus récemment, Podlubny a élargi le champ d'application du calcul fractionnaire à la théorie de la commande en proposant son régulateur $PI^\lambda D^\mu$ qui comprend une intégration fractionnaire d'ordre λ et une dérivation fractionnaire d'ordre μ [194]. Podlubny a démontré aussi la meilleure réponse du contrôleur PID fractionnaire par rapport au contrôleur PID classique. La commande d'ordre fractionnaire a pris et prend encore l'intérêt de beaucoup de chercheurs intéressés à l'utilisation et au réglage des contrôleurs d'ordre fractionnaire [65-198]. Cet intérêt est justifié par la meilleure flexibilité de ces régulateurs en raison de leurs paramètres supplémentaires qui sont l'action intégration d'ordre fractionnaire et/ou l'action de différentiation d'ordre fractionnaire. Ces paramètres peuvent être employés afin de répondre à des caractéristiques additionnelles pour le système commandé.

2.3.1. Dérivées d'ordres fractionnaires

La question des dérivées fractionnaires a été abordée la première fois par Leibniz dès 1695 concernant la dérivée d'ordre un demi de la fonction x . Leibniz a prédit que la dérivée fractionnaire aura un jour d'utiles conséquences. Plus de 300 ans après, de nombreux mathématiciens se sont penchés sur cette question, en particulier Euler (1730), Fourier (1822), Abel (1823), Liouville (1832), Riemann (1847), etc. ... En conséquent, différentes approches

ont été utilisées pour généraliser la notion de dérivation aux ordres non-entiers tels-que : la formule de Grunwald-Letnikov , la formule intégrale de Liou-ville, aux formules de Riemann-Liouville et de Caputo et enfin les transformations de Fourier et de Laplace associent la dérivation fractionnaire à une multiplication par $(j\omega)^\alpha$ ou p^α avec α non entier.

La dérivée d'ordre fractionnaire peut être définie par un opérateur général ${}_a D_t^\alpha$ [199], donné par :

$${}_a D_t^\alpha = \begin{cases} \frac{d^\alpha}{dt^\alpha}, & R(\alpha) > 0 \\ 1, & R(\alpha) = 0 \\ \int_a^t (d\tau)^{-\alpha}, & R(\alpha) < 0 \end{cases} \quad (2.31)$$

α est l'ordre du dérivé ou d'intégrale, $R(\alpha)$ est la partie réelle de α .

La définition de Riemann-Liouville des dérivés et des intégrales d'ordre fractionnaire est

$${}_a D_t^{-\alpha} f(t) = \frac{1}{\Gamma(\alpha)} \int_a^t (t-\tau)^{\alpha-1} f(\tau) d\tau \quad (2.32)$$

$${}_a D_t^\alpha f(t) = \frac{1}{\Gamma(n-\alpha)} \frac{d^n}{dt^n} \left[\int_a^t \frac{f(\tau) d\tau}{(t-\tau)^{\alpha-n+1}} \right] \quad (2.33)$$

où:

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty y^{x-1} e^{-y} dy \quad (2.34)$$

$\Gamma(x)$ est la fonction gamma de l'Euler, a et t sont les limites de l'opération. Si α est assumé comme une valeur réelle qui satisfait les restrictions $0 < \alpha \leq 1$ et si on suppose que $a = 0$, la convention suivante est employée ${}_0 D_t^{-\alpha} \equiv D_t^{-\alpha}$.

2.3.2. Propriétés de la dérivée d'ordre fractionnaire

La dérivée généralisée vérifie les mêmes propriétés que la dérivée d'ordre entier [200].

➤ Linéarité

L'opérateur fractionnaire est un opérateur linéaire, C'est-à-dire :

$$D^{(n)}[f_1(t) + f_2(t)] = D^{(n)} f_1(t) + D^{(n)} f_2(t) \quad (2.35)$$

➤ Composition

L'opérateur fractionnaire vérifier la loi de composition suivante :

$$D^{(n_1+n_2)} f(t) = D^{(n_1)} \{D^{(n_2)} f(t)\} = D^{(n_2)} \{D^{(n_1)} f(t)\} \quad (2.36)$$

➤ **Transformée de Laplace**

La transformation de Laplace d'un opérateur d'ordre fractionnaire n de la fonction $f(t)$ est donnée par la relation :

$$L\{D^{(n)} f(t) ; p\} = p^{-n} . L\{f(t) ; p\} \quad (2.37)$$

2.3.3. Approximation rationnelle des Opérateurs Fractionnaires

Les fonctions rationnelles sont quelquefois supérieures aux polynômes dans l'interpolation et l'évaluation. En effet, les fonctions rationnelles convergent généralement plus rapidement que l'expansion en série de puissances grâce à leur capacité de modéliser des fonctions par des zéros et des pôles. Pour ces raisons, il était très intéressant d'approximer les opérateurs d'ordre fractionnaire par des fonctions rationnelles qui devraient être stables et à phase minimale. Les méthodes d'approximation rationnelle qui existaient dans la littérature sont [201] :

- Méthode de Charef
- Méthode d' Oustaloup
- Autres méthodes (Méthode de Matsuda, Méthode de Carlson, Méthode CFE [continued fraction expansion], Roy, Wang, Jones...).

2.3.3.1. Méthode d'approximation rationnelle de Charef

Pour modéliser mathématiquement les fonctions irrationnelles des opérateurs d'ordre fractionnaire qui sont très compliquées à étudier, Charef [202] a proposé d'approximer ces fonctions irrationnelles par des fonctions rationnelles. Ces approximations vont permettre d'utiliser les théories simples et bien connues des systèmes linéaires. Reposant sur une méthode graphique, l'approche de Charef consiste à approximer la ligne de pente fractionnaire sur le tracé de Bode de la fonction de transfert irrationnelle par un nombre de lignes sous forme de Zig-Zag, produite par une alternance de pente -20dB/dec et 0dB/dec correspondant à une alternance de pôles et de zéros.

L'opérateur intégral d'ordre fractionnaire est donné par :

$$H(p) = \frac{Ki}{p^\alpha} \quad (2.38)$$

où $0 < \alpha < 1$ et Ki est une constante. Cet opérateur est réalisé par un pole à puissance fractionnaire (PPF) comme suit :

$$G(p) = \frac{K}{\left(1 + \frac{p}{\omega_c}\right)^\alpha} \quad (2.39)$$

et pour $\omega \in [\omega_b, \omega_h]$ tel que $\omega \gg \omega_c$, on aura :

$$G(p) = \frac{K}{\left(\frac{p}{\omega_c}\right)^\alpha} = \frac{K\omega_c^\alpha}{p^\alpha} = \frac{Ki}{p^\alpha} = H(p) \quad (2.40)$$

Avec $Ki = K\omega_c^\alpha$ et $\omega_c = \omega_b \sqrt{10^{\left(\frac{\varepsilon}{10\alpha}\right)} - 1}$; où ε est l'erreur maximale permise entre l'intégrateur d'ordre fractionnaire et le PPF. Alors pour $\omega \in [\omega_b, \omega_h]$ et $KI = K\omega_c^\alpha$ et

$\omega_c = \omega_b \sqrt{10^{\left(\frac{\varepsilon}{10\alpha}\right)} - 1}$ on peut écrire :

$$H(p) = \frac{Ki}{p^\alpha} = \frac{K}{\left(1 + \frac{p}{\omega_c}\right)^\alpha} \approx K \frac{\prod_{i=0}^{N-1} \left(1 + \frac{p}{Z_i}\right)}{\prod_{i=0}^N \left(1 + \frac{p}{P_i}\right)} \quad (2.41)$$

De la même façon, l'opérateur dérivé d'ordre fractionnaire est donné par :

$$H(p) = K_d p^\beta \quad (2.42)$$

Où $0 < \beta < 1$ et K_d est une constante. Cette opération est réalisée par un zéro à puissance fractionnaire (ZPF) comme suit :

$$G(p) = K \left(1 + \frac{p}{\omega_c}\right)^\beta \quad (2.43)$$

Et pour $\omega \in [\omega_b, \omega_h]$ tel que $\omega \gg \omega_c$, on aura :

$$G(p) = K \left(\frac{p}{\omega_c}\right)^\beta = \frac{Kp^\beta}{\omega_c^\beta} = K_d p^\beta = H(p) \quad (2.44)$$

Avec $K_d = K / \omega_c^\beta$ et $\omega_c = \omega_b \sqrt{10^{\left(\frac{\varepsilon}{10\alpha}\right)} - 1}$; où ε est l'erreur maximale permise entre le dérivateur d'ordre fractionnaire et le ZPF. Alors pour $\omega \in [\omega_b, \omega_h]$ et $K_d = K / \omega_c^\beta$ et $\omega_c = \omega_b \sqrt{10^{\left(\frac{\varepsilon}{10\alpha}\right)} - 1}$ on peut écrire :

$$H(p) = K_d p^\beta = K \left(1 + \frac{p}{\omega_c}\right)^\beta \approx K \frac{\prod_{i=0}^N \left(1 + \frac{p}{Z_i}\right)}{\prod_{i=0}^N \left(1 + \frac{p}{P_i}\right)} \quad (2.45)$$

2.3.3.2. Méthode d'approximation rationnelle d'Oustaloup

Dans une bande de fréquences donnée $[\omega_b, \omega_h]$, l'algorithme d'Oustaloup est basé sur l'approximation d'une fonction de la forme :

$$H(p) = p^\alpha, \quad \alpha \in \mathbb{R}^+ \quad (2.46)$$

par une fonction rationnelle :

$$\hat{H}(p) = C \prod_{k=-N}^N \frac{p + \omega'_k}{p + \omega_k} \quad (2.47)$$

Où, les pôles, les zéros et le gain peuvent être évalués comme suit :

$$\omega'_k = \omega_b \left(\frac{\omega_h}{\omega_b}\right)^{\frac{k+N+\frac{1}{2}(1-\alpha)}{2N+1}}, \quad \omega_k = \omega_b \left(\frac{\omega_h}{\omega_b}\right)^{\frac{k+N+\frac{1}{2}(1+\alpha)}{2N+1}}, \quad C = \left(\frac{\omega_h}{\omega_b}\right)^{-\frac{\alpha}{2}} \prod_{k=-N}^N \frac{\omega_k}{\omega'_k}$$

2.3.4. Régulateur d'ordre Fractionnaire PI^λ

L'équation différentielle du contrôleur d'ordre fractionnaire PI^λ , $0 < \lambda < 2$, dans le domaine temporel, est donnée par :

$$u(t) = K_p (e(t) + K_i D_t^{-\lambda} e(t)) \quad (2.48)$$

où K_p est la constante proportionnelle et K_i est la constante d'intégration. Prenant $\lambda = 1$ dans l'équation (2.49), un contrôleur classique PI est obtenu. Par conséquent, en utilisant la transformée de Laplace, la fonction de transfert du contrôleur d'ordre fractionnaire PI^λ et le contrôleur classique proportionnel et intégrateur PI sont respectivement donnés par :

$$C(p) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{p^\lambda} \right) \quad (2.49)$$

$$G(p) = K \left(1 + \frac{K_i}{p} \right) \quad (2.50)$$

où p est le variable de la transformée de Laplace.

Le contrôleur d'ordre fractionnaire PI^λ est plus flexible que le contrôleur classique PI , parce qu'il y a un paramètre de réglage de plus, qui reflète l'intensité de l'intégration. Évidemment, (2.49) est une forme spécifique du contrôleur commun $PI^\lambda D^\beta$ mentionné dans [203].

2.3.4.1. Caractéristiques de Conception du contrôleur d'ordre Fractionnaire PI^λ

Supposant que la fréquence de croisement de gain est ω_c et la marge de phase est φ_m , pour la stabilité et la robustesse du système, trois caractéristiques concernées par la phase et le gain de la fonction de transfert en boucle ouverte sont proposés comme suit [204, 205],

(i) La spécification de marge de phase

$$\text{Arg}[G_p(j\omega_c)] = \text{Arg}[C(j\omega_c)G(j\omega_c)] = -\pi + \varphi_m$$

(ii) La spécification de gain à la fréquence de croisement

$$|G_p(j\omega_c)|_{dB} = |C(j\omega_c)G(j\omega_c)|_{dB} = 0$$

(iii) La robustesse à la variation du gain du système exige que le dérivé de la phase par rapport à la fréquence soit zéro, c.-à-d., la phase du système en boucle ouverte est plate autour de la fréquence de croisement de gain ω_c de sorte que la réponse indicielle du système en boucle fermée exhibe un dépassement constant dite propriété d'iso-amortissement, c'est-à-dire que pour différents gains la réponse indicielle présente le même dépassement.

$$\left(\frac{d \left(\text{Arg} \left| G_p(j\omega) \right| \right)}{d\omega} \right)_{\omega = \omega_c} = 0$$

2.3.4.2. Méthode analytique de conception du PI^λ pour un système de premier ordre

Considérons le système de commande classique à retour unitaire montré sur la figure 2.9. $G(p)$ est la fonction du transfert du processus et $C(s)$ est la fonction du transfert du correcteur.

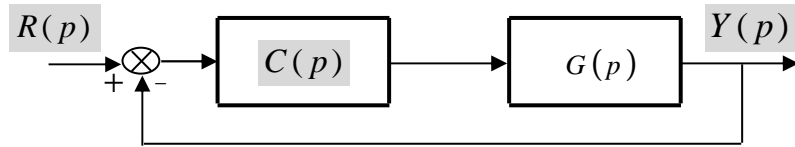


Figure 2.9. Système asservi classique à retour unitaire

La fonction de transfert on boucle ouverte $G_p(p)$ de ce système de commande à retour unitaire est donnée par :

$$G_p(p) = C(p) G(p) \tag{2.51}$$

Le problème de conception de ce système asservi à retour unitaire est donc le calcul de la fonction de transfert du correcteur $C(p)$ pour que la fonction de transfert en boucle ouverte $G_p(p)$ est la fonction idéale de Bode. Où, les paramètres m et ω_u sont choisis pour que le système en boucle fermée avec la fonction idéale de Bode réponde aux spécifications du cahier des charges du système asservi projeté (à réaliser).

Si le système à commander est un système de premier ordre, et le régulateur est un régulateur d'ordre fractionnaire PI^λ , donc :

$$G(p) = \frac{K}{1 + pT} \tag{2.52}$$

$$C(p) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{p^\lambda} \right) \tag{2.53}$$

La fonction de transfert en boucle ouverte $G_p(p)$ de la commande du système de premier ordre par le régulateur fractionnaire PI^λ est donnée par,

$$G_p(p) = C(p)F(p) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{p^\lambda} \right) \left(\frac{K}{1 + pT} \right) \tag{2.54}$$

Selon la spécification (i), la phase du $G_p(j\omega)$ peut être exprimée comme,

$$\text{Arg} \left| G_p(j\omega_c) \right| = -\arctan \frac{K_i \omega_c^{-\lambda} \sin(\lambda\pi/2)}{1 + K_i \omega_c^{-\lambda} \sin(\lambda\pi/2)} - \arctan(\omega_c T) = -\pi + \phi_m \tag{2.55}$$

A partir du (2.55), le rapport entre K_i et λ peut être établi comme suit,

$$K_i = \frac{-\tan \left[\arctan \left(\omega_c T \right) + \phi_m \right]}{\omega_c^{-\lambda} \sin \left(\lambda \pi / 2 \right) + \omega_c^{-\lambda} \cos \left(\lambda \pi / 2 \right) \tan \left[\arctan \left(\omega_c T \right) + \phi_m \right]} \quad (2.56)$$

Selon la spécification (iii) au sujet de la robustesse aux variations du gain du système,

$$\left(\frac{d \left(\text{Arg} \left| G_p(j\omega) \right| \right)}{d\omega} \right)_{\omega = \omega_c} = \frac{K_i \lambda \omega_c^{\lambda-1} \sin \left(\lambda \pi / 2 \right)}{\omega_c^{2\lambda} + 2 K_i \omega_c^\lambda \cos \left(\lambda \pi / 2 \right) + K_i^2} - \frac{T}{1 + \left(T \omega_c \right)^2} = 0 \quad (2.57)$$

À partir du (2.57), nous pouvons établir une autre équation au sujet de K_i sous la forme suivante,

$$C \omega_c^{-2\lambda} K_i^2 + D K_i + C = 0 \quad (2.58)$$

Donc,

$$K_i = \frac{-D \pm \sqrt{D^2 - 4C^2 \omega_c^{-2\lambda}}}{2C \omega_c^{-2\lambda}} \quad (2.59)$$

où

$$C = \frac{T}{1 + \left(T \omega_c \right)^2} \quad \text{et} \quad D = 2C \omega_c^{-\lambda} \cos \left(\lambda \pi / 2 \right) - \lambda \omega_c^{-\lambda-1} \sin \left(\lambda \pi / 2 \right) \quad (2.60)$$

Selon la spécification (ii), nous pouvons établir la relation entre K_p et K_i ,

$$\frac{K_p K_i \sqrt{\left[1 + K_i \omega_c^{-\lambda} \cos \left(\lambda \pi / 2 \right) \right]^2 + \left[K_i \omega_c^{-\lambda} \sin \left(\lambda \pi / 2 \right) \right]^2}}{\sqrt{1 + \left(\omega_c T \right)^2}} = 1 \quad (2.61)$$

Clairement, nous pouvons résoudre les équations (2.57), (2.59) et (2.61) pour obtenir λ , K_i et K_p .

- Procédure de conception du Contrôleur FOPI

En utilisant une méthode graphique [196], la procédure de la conception du régulateur FOPI est récapitulée comme suit :

- (1) donné ω_c (rad./sec.), la fréquence de croisement de gain ;
- (2) donné ϕ_m ($^\circ$), la marge désirée de phase ;
- (3) représentation de la courbe 1 K_i en fonction de λ , selon (2.57), et de la courbe 2 K_i en fonction de λ , selon (2.59),

(4) détermination de la valeur du λ et aussi de la valeur du K_i à partir du point d'intersection des deux courbes;

(5) calcul du K_p selon (2.61).

2.4. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents concepts généraux sur lesquels se base le diagnostic des systèmes. Parmi les méthodes proposées dans la littérature, nous nous sommes plus particulièrement intéressés à celles basées sur le traitement du signal. En effet, l'utilisation de ces méthodes pour le diagnostic de processus est une alternative intéressante à l'utilisation d'un modèle mathématique en fournissant généralement de bons résultats.

D'autre part, nous avons présenté brièvement la technique de la commande fractionnaire qui est la commande privilégiée dans ce manuscrit par rapport à la commande classique. Une méthode de conception du régulateur PI^λ en utilisant une méthode graphique pour la détermination de paramètre est présentée.

Dans les chapitres suivants, une description plus fine de quelques méthodes de diagnostic de défauts qui sont proposées pour le diagnostic de défauts des machines asynchrones dans des chaînes de conversion d'énergie éolienne commandées en utilisant la commande fractionnaire est effectuée ainsi qu'une présentation de leurs performances afin d'établir leurs atouts ou leurs faiblesses pour pouvoir ensuite proposer des améliorations.

Chapitre 3

3.1. Introduction

Généralement, la validation des méthodes de diagnostic de défaut consiste à créer le vrai défaut dans le système à surveiller, et évaluer son effet sur différentes variables mesurées. Cependant, une telle approche peut être dangereuse pour le système et peut mener à sa destruction. Par contre, un modèle analytique du système à surveiller mettant en évidence l'influence des défauts étudiés sur le système en représentant explicitement ces paramètres mesurables est nécessaire et demeure un outil efficace pour prévoir la performance du système réel dans des conditions défectueuses en permettant la vérification, sur un prototype virtuel, des algorithmes de détection et de localisation des défauts.

Pour les machines asynchrones auto-excitées (en anglais Self-Excited Induction Generator *SEIG*), les modèles dynamiques classiques incorporant l'effet de la saturation dans le circuit magnétique comme dans [207, 208, 209, 210, 211] supposent que les enroulements statoriques et la cage d'écureuil rotorique sont symétriques. Selon ces modèles, la matrice équivalente de résistance est diagonale et la matrice équivalente d'inductance est symétrique. Ces modèles sont simples pour la simulation mais ils ne peuvent refléter aucune asymétrie due aux défauts de stator ou de rotor. Dans la littérature, d'autres modèles analytiques des machines asynchrones sont toujours les choix les plus communs pour l'émulation des défauts de stator et de rotor [212, 213, 214]. La méthode la plus simple pour simuler un défaut de stator est d'insérer une résistance additionnelle en série à un enroulement statorique afin de causer un déséquilibre de phase statorique. Pour émuler un défaut dans la cage rotorique, les méthodes classiques concèdent la cage rotorique comme un circuit maillé en décrivant chaque élément de la cage par un circuit électrique équivalent à l'aide des circuits $R-L$ en série et en parallèle dont les mailles sont reliées entre elles électriquement et couplées magnétiquement. Quand un défaut de casseur de barre rotorique est considéré, la valeur correspondant à la résistance de barre est considérée très élevée afin de forcer le courant dans la barre rotorique concernée par le défaut à zéro [215]. Cependant, pour les machines asynchrones auto-excitées, un modèle avec N_r barres rotoriques en tient compte de la non-linéarité des caractéristiques des circuits magnétiques de ces machines mène à un modèle de représentation mathématique très compliqué. Un tel modèle est tout à fait complexe et sa simulation devient très dure. En conséquence, ce modèle ne sera pas employé dans ce travail.

Dans ce travail, un nouveau modèle de la machine asynchrone auto-excitée dans la référence de Park $d-q$ incorporant l'effet des asymétries de stator et de rotor (dû aux défauts) est développé. Les effets des pertes de fer et des saturations magnétiques sont également

incorporés dans le modèle proposé. Le modèle suppose que les résistances de stator ne sont pas égales. Cette situation est équivalente à une dissymétrie des enroulements qui est due aux défauts dans le stator de la machine telle que les court-circuits. Le rotor est décomposé en N_r mailles. Pour un rotor sain, les mailles du rotor sont identiques et ont les mêmes paramètres qui rendent ce modèle semblable au modèle classique $d-q$, mais quand un défaut de rotor se produit, quelques mailles sont affectées. En cette condition, la résistance équivalente du rotor dans le modèle de $d-q$ de Park n'est pas diagonale, faisant ce modèle plus généralisé que le modèle classique de $d-q$.

Car les systèmes de conversion d'énergie éolienne utilisant la machine asynchrone auto-excitée fonctionnent généralement à vitesse constante à l'aide d'un système d'orientation des pales, une commande robuste de la vitesse de la turbine dans des conditions saines et défectueuse de la machine asynchrone est très intéressante. Pour cet objectif, selon les trois contraintes de réglage imposées pour garantir la performance et la robustesse de la commande, un nouveau régulateur d'ordre fractionnaire est proposé (Fractional Order Proportional, Integral, Derivative and Integrator order Derivative $PI^\alpha D^\mu D$).

Le diagnostic de défaut permet la détection et l'identification de n'importe quelle déviation des paramètres d'emploi de leur normale ou valeurs prévues [216, 217]. La plupart des méthodes de surveillance d'état de machine asynchrone utilisent les composants spectraux équilibrés des courants de la machine [218, 219]. En ce travail, pour diagnostiquer les défauts statorique et rotorique de la machine asynchrone auto-excitée qui est installée dans une chaîne éolienne reliée directement à la charge par un banc de capacités fixe (figure 3.1), nous employons deux procédures de diagnostic basées sur l'analyse du courant statorique. La première procédure de diagnostic de défauts est basée sur l'utilisation de l'algorithme FFT qui a la capacité d'identifier et isoler certains composants de fréquence d'intérêt [220], tandis-que la deuxième procédure de diagnostic est basée sur une combinaison entre FFT et DWT . L'algorithme *de DWT* est employé pour éliminer le bruit dans le signal original et également pour décomposer le signal de domaine temporel en différents groupes de fréquences. Cependant, le FFT est employé pour analyser en fréquence les groupes choisis contenant l'information utile de défaut.

Dans ce chapitre, en commençant par la modélisation de la machine asynchrone auto-excitée, les systèmes de compensation d'énergie réactive fixe, une charge électrique triphasée est également modélisée. La commande robuste de la vitesse de la turbine éolienne par l'orientation des pales en basant sur le modèle linéarisé de la turbine est présentée. Dans la

dernière section de ce chapitre, les deux techniques de diagnostic de défauts de la machine asynchrone auto excitée sont présentées. Les résultats de simulation avec leurs interprétations sont montrés à la fin de ce chapitre et nous terminons ce chapitre avec une conclusion.

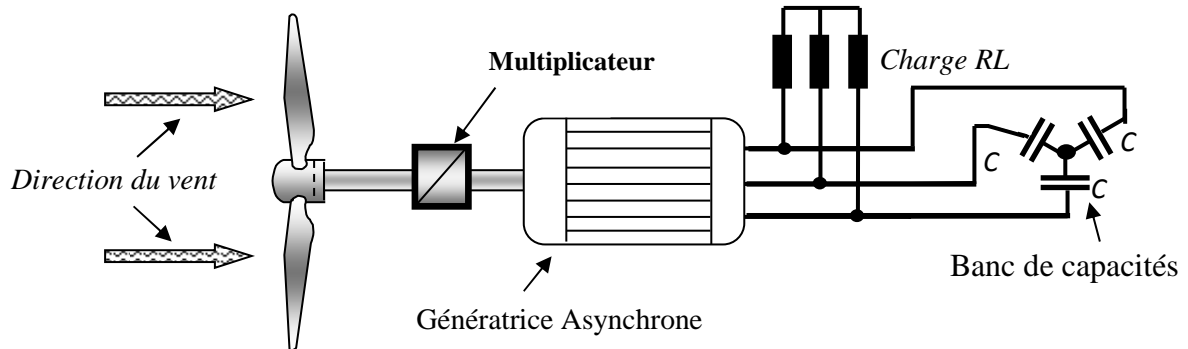


Figure 3.1. Une turbine éolienne entraînant une SEIG avec un système de compensation d'énergie réactive fixe.

3.2. Modélisation du système

3.2.1. Modélisation de la machine asynchrone auto-excitée à cage d'écurieil

Cette partie est consacrée à la modélisation analytique de la machine asynchrone auto-excitée à cage d'écurieil. Le modèle sera établi en utilisant la transformation de Park en prenant en compte de l'effet de la saturation et de l'effet croisé. Les effets des défauts statoriques et rotoriques seront également pris en compte dans le modèle proposé.

3.2.1.1. Modélisation du stator en tenant compte de défauts statoriques

En appliquant la loi de Faraday à chaque bobinage de la machine asynchrone, le modèle dynamique pour les phases statoriques de la génératrice asynchrone à cage d'écurieil triphasé peut être développé. Les équations matricielles pour les bobinages statoriques s'écrivent alors sous la forme différentielle suivante :

$$-V_s = R_s I_s + \frac{d\phi_s}{dt} \quad (3.1)$$

Où : $V_s = [V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}]^T$ est le vecteur des tensions appliquées aux bornes des bobinages statoriques ; $I_s = [i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}]^T$ est le vecteur des courants parcourant les bobinages statoriques ; $R_s = \text{diag}[R_{sa}, R_{sb}, R_{sc}]$ est la matrice (3x3) de résistance des enroulements statoriques ; $\phi_s = [\phi_{sa}, \phi_{sb}, \phi_{sc}]^T$ est un vecteur de flux traversant les bobinages statoriques.

Pour des raisons de simplicité, il est classique d'exprimer les différentes équations triphasées de la machine asynchrone dans un repère diphasé tournant «dq» comme le repère

dq du Park. En utilisant alors la transformation de Park (P_s), les équations des tensions pour les enroulements de stator peuvent être écrites comme :

$$-V_{sdq} = P_s R_s P_s^{-1} I_{sdq} + P_s \frac{d(P_s^{-1} \phi_{sdq})}{dt} = R_{SDQ} I_{sdq} + \frac{d\phi_{sdq}}{dt} + \omega_s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \phi_{sdq} \quad (3.2)$$

Avec ω_s est la pulsation des grandeurs statoriques et R_{SDQ} est la matrice équivalente de résistance qui est donnée par la relation suivante :

$$R_{SDQ} = P_s R_s P_s^{-1} = \begin{bmatrix} R_{ds} & R_{sdq} \\ R_{sdq} & R_{qs} \end{bmatrix}, \quad P_s = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Pour émuler un déséquilibre de phase statorique, nous insérons une résistance additionnelle R_d en série avec un enroulement de phase statorique ($R_{sa} = R_s + R_d$).

3.2.1.2. Modélisation du rotor en tenant compte du défaut rotorique

Un rotor à cage d'écureuil est souvent modélisé par N_R mailles, comme montré sur la figure 3.2. Chaque maille, étant constitué de deux barres et de deux portions d'anneaux les reliant à chaque extrémité, est substituée par un circuit équivalent représentant la nature résistive et inductive de la cage [221, 222].

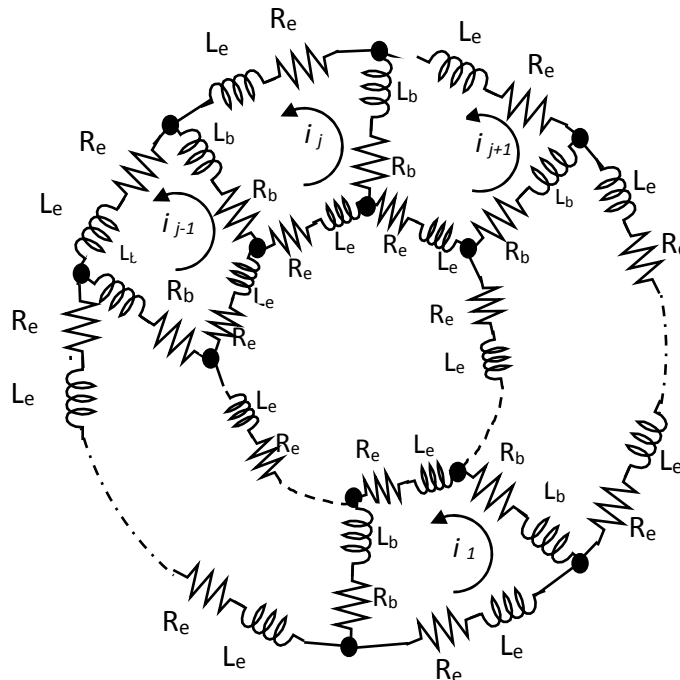


Figure 3.2. Circuit équivalent de la cage du rotor.

À partir du circuit équivalent de la cage rotorique représenté par la figure 3.2, l'équation électrique relative à la maille j est :

$$0 = (R_{b(j)} + R_{b(j-1)} + 2R_e) i_j - R_{b(j-1)} i_{j-1} - R_{b(j)} i_{j+1} + \frac{d\phi_{rj}}{dt} \quad (3.4)$$

Le flux induit dans les mailles rotoriques peut être exprimé en fonction des courants de mailles selon la relation (3.5), ci-dessous :

$$\phi_{rj} = (L_{rp} + 2(L_b + L_e)) i_j + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^{N_r} M_{rr} i_{rk} + \sum_{k=1}^3 M_{rjks} i_{sk} - L_b i_{(j-1)} - L_b i_{(j+1)} \quad (3.5)$$

Ainsi, les équations électriques de rotor peuvent être écrites comme :

$$\begin{aligned} 0 &= RI_r + \frac{d}{dt} \phi_r \\ \phi_r &= [\phi_{r1}, \phi_{r2}, \dots, \phi_{rN_r}] \\ I_r &= [i_{r1}, i_{r2}, \dots, i_{rN_r}] \end{aligned} \quad (3.6)$$

Où R est la matrice équivalente de résistance de maille de rotor, son expression est donnée par :

$$R = \begin{bmatrix} R_{b1} + 2R_e + R_{b(N_r)} & -R_{b1} & 0 & 0 & \dots & -R_{b(N_r)} \\ -R_{b1} & R_{b2} + 2R_e + R_{b1} & -R_{b2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & -R_{b(k-1)} & R_{b(k-1)} + 2R_e + R_{b(k)} & -R_{b(k)} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -R_{b(N_r)} & 0 & 0 & \dots & -R_{b(N_r-1)} & R_{b(N_r-1)} + 2R_e + R_{b(N_r)} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

R_b et R_e sont respectivement : la résistance de barre et la résistance d'anneau.

Un changement des variables qui formule la transformation de Nr variables de rotor au repère de Park peut être réalisé par l'utilisation de la matrice de transformation Kr qui est donnée par :

$$K_r = \sqrt{\frac{2}{N_r}} \begin{bmatrix} \cos\left(\theta_s - \theta_r - \frac{P_p \alpha_r}{2}\right) & \dots & \cos\left(\theta_s - \theta_r - \frac{P_p (2j-1)\alpha_r}{2}\right) \\ \sin\left(\theta_s - \theta_r - \frac{P_p \alpha_r}{2}\right) & \dots & \sin\left(\theta_s - \theta_r - \frac{P_p (2j-1)\alpha_r}{2}\right) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Avec P_p est le nombre de paires de pole et $\alpha_r = 2\pi/N_r$. θ_s et θ_r sont respectivement l'angle électrique par rapport à l'axe de la phase « a » du stator et l'angle électrique par rapport à la phase équivalente « a » du rotor.

Par l'utilisation du K_r , la relation entre les composants équivalents des courants rotoriques en (d, q) et les composants des courants des mailles rotoriques peuvent être écrits comme suit :

$$i_{dqr} = K_r i_r \quad (3.9)$$

En conséquence, l'équation électrique de rotor (3.4) devient :

$$0 = m_f K_r R_r K_r^{-1} I_{rdq} + \frac{d\phi_{rdq}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \phi_{rdq} \quad (3.10)$$

Tout en comparant avec le modèle traditionnel de Park, les équations de la tension du rotor seront :

$$V_{rdq} = R_{RDQ} I_{rdq} + \frac{d\phi_{rdq}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \phi_{rdq} \quad (3.11)$$

Nous obtenons la nouvelle matrice des résistances rotoriques :

$$R_{RDQ} = m_f (K_r R_r K_r^{-1}) = \begin{bmatrix} R_{dr} & R_{rdq} \\ R_{rdq} & R_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Les valeurs de R_{RDQ} doivent être considérées avec un facteur multiplicatif d'équivalence (m_f) donné par la relation suivante :

$$m_f = \frac{R_r \sqrt{\frac{2}{N_r}}}{2 \frac{R_e}{N_r} + 2 R_b (1 - \cos(P_p \alpha_r))} \quad (3.13)$$

La résistance rotorique dans la transformation de Park est calculée selon les résistances des barres et aussi selon les résistances de segment d'extrémité-anneau. Une forte variation de la résistance du rotor est directement liée à un défaut dans les barres de rotor.

3.2.1.3. Modélisation de flux

Lors de la modélisation des flux statoriques et rotoriques de la machine asynchrone en fonctionnement générateur autonome, deux phénomènes conjugués qui sont souvent négligés en fonctionnement moteur doivent être pris en compte. Le premier phénomène est l'effet de la saturation du circuit magnétique étant nécessaire afin de constituer un point de fonctionnement stable de la machine asynchrone autonome. Le deuxième phénomène dit "effet croisé" est un phénomène secondaire étant entraîné par le premier phénomène de la saturation du circuit magnétique. Ce dernier peut être considéré comme un couplage magnétique entre les enroulements des axes d et q jouant un rôle non négligeable lors des régimes transitoires.

Dans le repère de Park, chacun des flux statoriques ou rotoriques peut-être décomposé en un flux magnétisant et un flux de fuite. Donc, les flux statorique et rotorique dans ce repère dq sont donnés, respectivement, par :

$$\begin{aligned} \phi_{sd} &= l_s i_{sd} + \phi_{md} & \phi_{rd} &= l_r i_{rd} + k \phi_{md} \\ \phi_{sq} &= l_s i_{sq} + \phi_{mq} & \phi_{rq} &= l_r i_{rq} + k \phi_{mq} \end{aligned} \quad (3.14)$$

où Φ_{md} et Φ_{mq} sont les flux magnétisants suivant l'axe direct et en quadrature respectivement. Elles sont définies comme suit :

$$\begin{aligned} \phi_{md} &= M_d i_{md} + M_{dq} i_{mq} + \phi_{d0} \\ \phi_{mq} &= M_q i_{mq} + M_{dq} i_{md} + \phi_{q0} \end{aligned} \quad (3.15)$$

M_d , M_q et M_{dq} sont de nouveaux paramètres inductifs dépendants du flux de saturation et de flux d'effet croisé. Avec [223] on obtient :

$$M_d = \frac{\partial \phi_{md}}{\partial i_{md}}; M_q = \frac{\partial \phi_{mq}}{\partial i_{mq}}; M_{dq} = \frac{\partial \phi_{md}}{\partial i_{mq}} = \frac{\partial \phi_{mq}}{\partial i_{md}} \quad (3.16)$$

Les expressions analytiques de ces coefficients sont exprimées comme suit [223] :

$$\begin{aligned} M_d &= L_m + \frac{\partial L_m}{\partial i_{md}} i_{md} = L_m + \frac{dL_m}{d|I_m|} \frac{i_{md}^2}{I_m} \\ M_q &= L_m + \frac{dL_m}{dI_m} \frac{i_{mq}^2}{I_m}; M_{dq} = \frac{dL_m}{d|I_m|} \frac{i_{md} i_{mq}}{I_m} \end{aligned} \quad (3.17)$$

Par conséquent, les composants (d - q) du système $[i_m]_{123}$, prenant en considération des pertes de fer, satisfont :

$$\begin{aligned} i_{md} &= \frac{R_m}{R_m + L_m p} (i_{sd} + k i_{rd}) \\ i_{mq} &= \frac{R_m}{R_m + L_m p} (i_{sq} + k i_{rq}) \end{aligned} \quad (3.18)$$

Le module du courant magnétisant global peut être défini sous la forme suivante :

$$i_m = \sqrt{(i_{md}^2 + i_{mq}^2) / 2} \quad (3.19)$$

Où k ($k = 1$ dans ce travail) est le rapport de transformation de la SEIG.

Les pertes fer sont représentées au moyen d'une résistance équivalente de perte de fer R_m connectés en parallèle avec l'inductance magnétisante L_m [224]. La variation de R_m est modélisée par la relation suivante, où V_{ph} est la tension efficace :

$$R_m = V_{ph} + 1200 \quad (3.20)$$

3.2.1.4 Le modèle généralisé de la SEIG dans le repère de Park

Le modèle généralisé dans le repère de Park de la génératrice asynchrone auto-excitée à cage d'écurie simulant à la fois les défauts rotorique et statorique, en tenant compte les pertes fer et les flux de saturation, est présenté par :

$$[v] = [R_T][i] + [L_T] \frac{d}{dt} [i] + [G_T][i] \quad (3.21)$$

Les matrices de l'équation. (21) sont définies comme suit :

$$[v] = [-V_{ds} -V_{qs} V_{dr} V_{qr}]^T, [i] = [i_{ds} i_{qs} i_{dr} i_{qr}]^T,$$

$$[R_T] = [R_{sdq} R_{rdq}]^T, R_{sdq} = P_s R_s P_s^{-1}, R_{rdq} = m_f K_r R K_r^{-1}.$$

$$[L_T] = \begin{bmatrix} l_s + M_{dqNEW} & M_{dqNEW} & M_{dqNEW} & M_{dqNEW} \\ M_{dqNEW} & l_s + M_{qNEW} & M_{dqNEW} & M_{qNEW} \\ M_{dqNEW} & M_{dqNEW} & l_r + M_{dqNEW} & M_{dqNEW} \\ M_{dqNEW} & M_{qNEW} & M_{dqNEW} & l_r + M_{qNEW} \end{bmatrix}$$

$$[G_T] = \begin{bmatrix} 0 & -\omega_s (l_s + L_{mNEW}) & 0 & -\omega_s L_{mNEW} \\ \omega_s (l_s + L_{mNEW}) & 0 & \omega_s L_{mNEW} & 0 \\ 0 & -(\omega_s - \omega_r) L_{mNEW} & 0 & -(\omega_s - \omega_r) (l_s + L_{mNEW}) \\ (\omega_s - \omega_r) L_{mNEW} & 0 & (\omega_s - \omega_r) (l_s + L_{mNEW}) & 0 \end{bmatrix}$$

$$\text{Où, } M_{dqNEW} = M_{dq} \frac{R_m}{R_m + L_m p}, M_{dNEW} = M_d \frac{R_m}{R_m + L_m p}, M_{qNEW} = M_q \frac{R_m}{R_m + L_m p}, L_{mNEW} = L_m \frac{R_m}{R_m + L_m p}$$

La définition du couple électromagnétique est :

$$T_{SEIG} = \frac{3}{2} P_p R_m \int (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}) dt - \int \left(\frac{R_m}{L_m} T_{SEIG} \right) dt = \frac{3}{2} P_p \frac{R_m L_m}{R_m + L_m p} (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}) \quad (3.22)$$

La matrice des résistances R_T est un bon indicateur de la présence d'un défaut dans la machine asynchrone auto-excitée. En effet, en cas de défaut statorique R_{ds}, R_{qs} ne sont plus égaux et les termes R_{dqs}, R_{qds} ne prennent plus une valeur nulle comme c'est le cas pour la machine saine. De même, en cas de défaut rotorique, R_{dr}, R_{qr} seront inégaux et les termes R_{dqr}, R_{qdr} prennent une valeur non nulle.

3.2. 2. Modélisation du système de compensation d'énergie réactive

3.2.2.1. Modélisation du système de compensation d'énergie réactive à vide

À vide, les tensions statoriques aux bornes des condensateurs sont des inconnues. Par conséquent, il faut tenir compte des équations du circuit électrique extérieur. Ces dernières peuvent s'écrire en fonction des capacités d'excitation sous la forme matricielle suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{C} & 0 \\ 0 & \frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & P\omega_s \\ -P\omega_s & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{qs} \\ V_{ds} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

3.2.2.2. Modélisation du système de compensation d'énergie réactive en charge

Dans le cas de la présence d'une charge équilibrée, cette relation matricielle est modifiée pour tenir compte des courants dans la charge et devient alors :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{C} & 0 \\ 0 & \frac{1}{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} & -i_{dL} \\ i_{qs} & -i_{qL} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & P\omega_s \\ -P\omega_s & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{qs} \\ V_{ds} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Enfin, suivant la nature de la charge, on ajoute les équations suivantes :

$$\text{Charge } R : \begin{cases} V_{ds} = R_L i_{dL} \\ V_{qs} = R_L i_{qL} \end{cases} \quad (3.25)$$

$$\text{Charge } RL : \begin{cases} V_{ds} = R_L i_{dL} + L_{ch} \frac{di_{dL}}{dt} \\ V_{qs} = R_L i_{qL} + L_{ch} \frac{di_{qL}}{dt} \end{cases} \quad (3.26)$$

$$\text{Charge } RC : \begin{cases} V_{ds} = R_L i_{dL} + \frac{1}{C} \int i_{dL} dt \\ V_{qs} = R_L i_{qL} + \frac{1}{C} \int i_{qL} dt \end{cases} \quad (3.27)$$

$$\text{Charge } RLC : \begin{cases} V_{ds} = R_L i_{dL} + L_{ch} \frac{di_{dL}}{dt} + \frac{1}{C} \int i_{dL} dt \\ V_{qs} = R_L i_{qL} + L_{ch} \frac{di_{qL}}{dt} + \frac{1}{C} \int i_{qL} dt \end{cases} \quad (3.28)$$

À vide, la valeur minimale de la capacité nécessaire pour l'auto-excitation est évaluée en tant que [225] :

$$C_{\min} \approx \frac{1}{\omega_r^2 L_m^n} \quad (3.29)$$

Tout changement dans la charge ou la vitesse de rotation du rotor ω_r peut se traduire par une perte d'excitation. Par conséquent, il est recommandé d'utiliser des capacités avec des valeurs supérieures à la valeur minimale : $C = 1.25 C_{\min}$ [208].

3.2.3. Le modèle de la turbine

Les expressions du modèle de la turbine éolienne sont exprimées comme suit [226, 227] :

$$T_{aer} = GT_g = P_w / \Omega_t = GP_w / \Omega_{mec} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A_R v_w^3 / \Omega_t \quad (3.30)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0.0068 \lambda \quad (3.31)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.32)$$

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{v_w} \quad (3.33)$$

Où

P_w est la puissance aérodynamique captée par la turbine éolienne ; ρ est la densité de l'air ; R est le rayon des pales ; A_R est la surface de l'aire balayée par les pâles πR^2 ; C_p est le coefficient de puissance; v_w est la vitesse de vent ; λ est la vitesse spécifique de l'éolienne ou ratio de vitesse ; β est l'angle d'orientation des pales ; Ω_t la vitesse mécanique de la turbine ; Ω_{mec} est la vitesse de rotation de la génératrice ; T_g est le couple mécanique de la génératrice ; T_{aer} est le couple produit de la turbine éolienne. G est le gain du multiplicateur de vitesses.

Puisque le coefficient de couple est lié au coefficient de puissance, C_p , par la relation suivante :

$$C_q(\lambda, \beta) = \lambda C_p(\lambda, \beta) \quad (3.34)$$

La manipulation du coefficient de couple en agissant sur λ et β se traduira par la manipulation de la puissance produite par la turbine.

Les dynamiques fondamentales de l'éolienne sont capturées par le modèle mathématique simple suivante :

$$T_g - T_{SEIG} = J_t \frac{d\Omega_t}{dt} \quad (3.35)$$

J_t : représente l'inertie totale ramenée à l'arbre machine,

3.2.4. Linéarisation du modèle de la turbine éolienne

Pour la conception d'un régulateur robuste et linéaire comme le régulateur $PI^a D^u$, il est d'abord nécessaire de considérer un modèle dynamique linéaire appropriée du système. Cela

nécessite que la dynamique non linéaire de la turbine doive être linéarisée autour d'un point de fonctionnement spécifié. Mais, comme le modèle de la turbine réelle est non linéaire, la déviation du point de fonctionnement de la turbine éolienne peut provoquer des variations considérables dans les paramètres du modèle linéarisé de la turbine éolienne. Pour faire face à ce problème, il faut que le régulateur du système soit robuste aux variations des paramètres.

La linéarisation de l'équation de la turbine éolienne (3.35) donnerait [228, 229] :

$$J_t \Delta \dot{\Omega}_t = \gamma \Delta \Omega_t + \xi \Delta v_w + \delta \Delta \beta \quad (3.36)$$

Les coefficients de linéarisation sont présentés dans (3.37) :

$$\begin{cases} \gamma = \left. \frac{\partial T_m}{\partial \Omega_t} \right|_{op} = \left. \frac{\partial}{\partial \Omega_t} \left(J_t \dot{\Omega}_t \right) \right|_{op} = 0.5 \rho A_R v_{wop}^3 \left. \frac{\partial}{\partial \Omega_t} \left[\frac{C_p(\lambda, \beta)}{\Omega_t} \right] \right|_{op} \\ \xi = \left. \frac{\partial T_m}{\partial v_w} \right|_{op} = \left. \frac{\partial}{\partial v_w} \left(J_t \dot{\Omega}_t \right) \right|_{op} = 0.5 \rho A_R \frac{1}{\Omega_{top}} \left. \frac{\partial}{\partial v_w} \left[C_p(\lambda, \beta) * v_w^3 \right] \right|_{op} \\ \delta = \left. \frac{\partial T_m}{\partial \beta} \right|_{op} = \left. \frac{\partial}{\partial \beta} \left(J_t \dot{\Omega}_t \right) \right|_{op} = 0.5 \rho A_R \frac{v_{wop}^3}{\Omega_{top}} \left. \frac{\partial}{\partial \beta} \left[C_p(\lambda, \beta) \right] \right|_{op} \end{cases} \quad (3.37)$$

Avec $\lambda_{op} = R \Omega_{top} / v_{wop}$

Ici, $\Delta \Omega$, Δv_w , et $\Delta \beta$ représentent les écarts du point de fonctionnement choisi, Ω_{top} , v_{wop} , et β_{op} . Le point de fonctionnement de vitesse de rotation, Ω_{top} , est choisi pour être la vitesse constante souhaitée de la turbine, à 450 tours par minute (47,1 rad / sec). Les points d'exploitation de l'angle d'orientation des pales et la vitesse du vent sont sélectionnés comme ($\beta_{op} = 16^\circ$ et $v_{wop} = 11$ m/s).

Après transformation de Laplace, l'équation (3.36) devient (3.38) :

$$J_t p \Delta \Omega_t = \gamma \Delta \Omega_t + \xi \Delta v_w + \delta \Delta \beta(p) \quad (3.38)$$

$$D = \frac{\gamma}{J_t} \quad (3.39)$$

La vitesse rotorique de la turbine peut être représentée par cette relation :

$$\Delta \Omega_t = \left[\frac{\xi}{J_t} \Delta v_w(p) + \frac{\delta}{J_t} \Delta \beta(p) \right] \frac{1}{p - D} \quad (3.40)$$

L'équation (3.40) représente le modèle linéarisé de la turbine éolienne. Un tel modèle est représenté par le schéma de principe sur la figure 3.3.

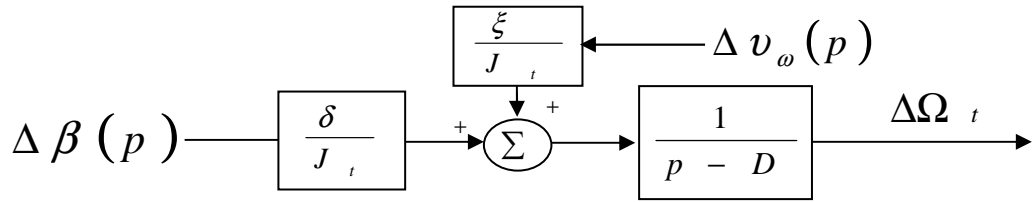


Figure 3.3. Schéma fonctionnel du modèle linéaire de la turbine éolienne.

Pour le contrôle de la vitesse de la turbine éolienne, le facteur $\Delta v_{\omega}(p) \cdot (\xi/J_t)$ est considéré comme une perturbation constante et les paramètres $(-1/D)$, $(-\delta/J_t D)$ sont la constante de temps et le gain statique respectivement. Lorsque le point de fonctionnement de la turbine se déviera à une vitesse de rotation constante, le paramètre de gain statique est le paramètre qui obtient la variation la plus importante (annexe C). Pour cette raison, une stratégie de commande robuste aux variations des paramètres du système doit être envisagée. Dans ce travail, le régulateur $PI^{\alpha}D^{\mu}D$ d'ordre fractionnaire est proposé.

3.2.5. Modélisation du système d'orientation des pâles

L'actionneur du réglage de l'angle d'orientation des pâles de la turbine peut être représenté par la fonction de transfert donnée en (3.41) où $\beta_a(p)$ et $\beta_o(p)$ sont la transformée de Laplace de l'entrée et la sortie d'angle d'orientation des pâles, respectivement, t_m est la constante de temps.

$$\frac{\beta_o(p)}{\beta_a(p)} = \frac{1}{t_m p + 1} \quad (3.41)$$

3.2.6. Modélisation de la vitesse de vent

La distribution statistique des ressources en vent est essentielle dans un projet éolien pour le calcul de production de l'électricité et de rentabilité. En effet, la puissance éolienne, dans les conditions optimales, évolue au cube de la vitesse du vent et donc les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie éolienne. La vitesse du vent peut être représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps. Dans ce travail, la vitesse de vent peut être mathématiquement modélisée par la somme de plusieurs harmoniques [230] comme dans l'équation (3.42) :

$$v_{\omega}(t) = 11 + 0.2\sin(0.1047t) + 2\sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2\sin(3.6645t) \quad (3.42)$$

3.3. Commande de la vitesse de rotation de la turbine

Le dispositif étudié comprenant la commande de la vitesse de rotation de la turbine est montré dans figure 3.4.

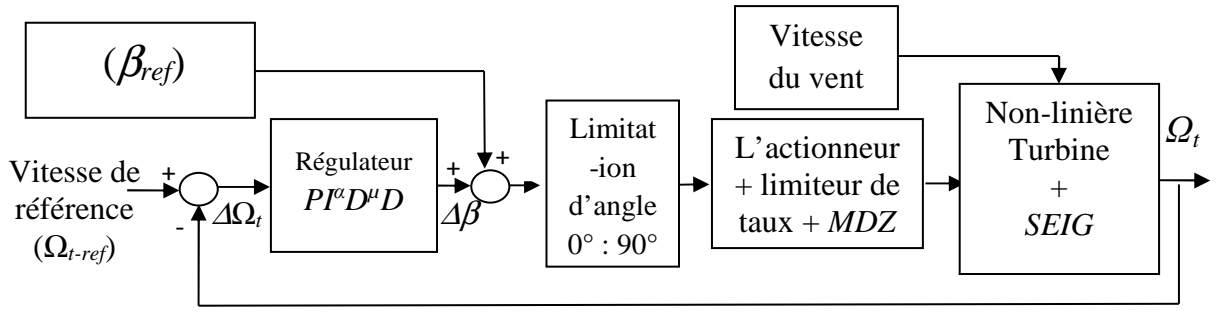


Figure 3.4. Simulation du schéma fonctionnel du système commandé.

L'algorithme de commande de la turbine éolienne est focalisé sur le maintien de la vitesse de rotor constante. Dans ce cas, l'entrée est généralement l'angle d'orientation des pâles (β) et la sortie est la vitesse du rotor (Ω_r). Dans cet algorithme de commande, le régulateur $PI^\alpha D^\mu D$ est utilisé pour commander la vitesse du rotor, où $\Delta\Omega_t$ (p) représente la variation de la vitesse du rotor (signal d'erreur), et $\Delta\beta$ (p) représente la variation de l'angle d'orientation des pâles. Une zone morte (MDZ) est ajoutée lorsque la vitesse de la commande du système d'orientation des pâles est inférieure à une certaine valeur ($0,1^\circ/s$ dans cette étude) afin d'éliminer le bruit dans le signal de commande et de réduire le mouvement de l'actionneur pour améliorer sa durée de vie [64]. L'angle d'orientation des pâles commandé par l'actionneur est physiquement limité à 10° degrés par seconde selon les recommandations du fabricant.

3. 3.1. Conception du régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$

L'équation différentielle du régulateur fractionnaire proposé $PI^\alpha D^\mu D$, $0 < \mu$ et $\lambda < 2$, dans le domaine temporel, est donnée par :

$$u(t) = K_p (e(t) + K_i D_t^{-\alpha} e(t) + K_{d1} D_t^\mu e(t) + K_{d2} D_t e(t)) \quad (3.43)$$

où K_p est une constante proportionnelle, K_i est une constante d'intégration. K_{d1} et K_{d2} sont les constantes de dérivation. Prenant $\mu = 1$, $\alpha = 1$ et $K_{d2} = 0$ dans (43), un régulateur classique PID est obtenu. Par conséquent, en employant la transformation de la Laplace, les fonctions de transfert du régulateur d'ordre fractionnaire proposé $PI^\alpha D^\mu D$ et le régulateur classique PID sont respectivement données par :

$$C(p) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{p^\alpha} + K_{d1} p^\mu + K_{d2} p \right) \quad (3.44)$$

$$G(p) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{p} + K_d p \right) \quad (3.45)$$

Le régulateur d'ordre fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$ est plus flexible que le régulateur classique PID , car il a plus de paramètres de réglage.

3. 3.2. Procédure de conception du régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$

Le schéma bloc de la boucle de commande de la vitesse de la turbine éolienne est donné par Figure 3.5 :

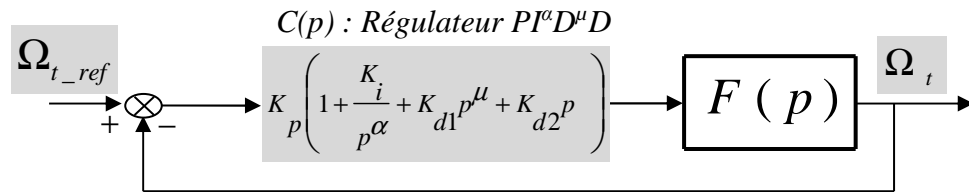


Figure. 3.5. Le schéma bloc de la boucle de commande de la vitesse de la turbine éolienne.

Avec

$$F(p) = \left(\frac{\delta / J_t}{p - D} \right) \left(\frac{1}{t_m p + 1} \right) = K \left(\frac{1}{t_m p + 1} \right) \left(\frac{1}{-\frac{1}{D} p + 1} \right) \text{ et } K = (-\delta / DJ_t) \quad (3.46)$$

Note : $D < 0$ et $\delta < 0$.

La fonction de transfert en boucle ouverte $G(p)$ de la commande de la vitesse de rotation de la turbine éolienne par le régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$ est donnée par,

$$G(p) = C(p)F(p) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{p^\alpha} + K_{d1} p^\mu + K_{d2} p \right) \left(\frac{(\delta / J_t)}{(t_m p + 1)(p - D)} \right) \quad (3.47)$$

La procédure proposée de la conception de régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$ est récapitulée dans deux étapes A et B suivantes :

A. Première étape : Compensation de Pôles

La première étape de la procédure proposée de conception de régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$ consiste à compenser les pôles du système d'orientation des pâles par des zéros du régulateur. Donc, la compensation de la constante de temps t_m mène à choisir :

$$\begin{cases} K_{d1} = K_i t_m \\ K_{d2} = t_m \\ \mu = 1 - \alpha \end{cases} \quad (3.48)$$

Nous obtenons en boucle ouverte, la fonction de transfert $G(p)$ suivante :

$$G(p) = C(p)F(p) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{p^\alpha} \right) (t_m p + 1) \left(\frac{(\delta / J_t)}{(t_m p + 1)(p - D)} \right) \quad (3.49)$$

B. Seconde étape : Détermination de K_p , K_i et α selon les trois spécifications (i, ii, iii) imposées.

Selon la fonction de transfert de boucle ouverte $G(p)$ de (3.47), nous pouvons obtenir sa réponse en fréquence comme suit,

$$G(j\omega) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{(j\omega)^\alpha} \right) (t_m (j\omega) + 1) \left(\frac{\delta / J_t}{(t_m (j\omega) + 1)(j\omega - D)} \right) = K_p K \left(1 + \frac{K_i}{(j\omega)^\alpha} \right) \left(\frac{1}{-\frac{j\omega}{D} + 1} \right) \quad (3.50)$$

Avec

$$K = -\frac{\delta}{J_t} \frac{1}{D} = -\frac{\delta}{\gamma}$$

Selon la spécification (i), la phase de $G(j\omega)$ peut être exprimée comme,

$$\text{Arg} \left| G(j\omega_c) \right| = -\arctan \frac{K_i \omega_c^{-\alpha} \sin(\alpha\pi/2)}{1 + K_i \omega_c^{-\alpha} \sin(\alpha\pi/2)} + \arctan(\omega_c / D) = -\pi + \phi_m \quad (3.51)$$

De l'équation (3.51), la relation entre K_i et α peuvent être établie comme suit,

$$K_i = \frac{-\tan \left[-\arctan(\omega_c / D) + \phi_m \right]}{\omega_c^{-\alpha} \sin(\lambda\pi/2) + \omega_c^{-\alpha} \cos(\lambda\pi/2) \tan \left[-\arctan(\omega_c / D) + \phi_m \right]} \quad (3.52)$$

Selon la spécification (iii) au sujet de la robustesse à la variation du gain du système,

$$\left(\frac{d(\text{Arg} |G(j\omega)|)}{d\omega} \right)_{\omega = \omega_c} = \frac{K_i \lambda \omega_c^{\alpha-1} \sin(\lambda\pi/2)}{\omega_c^{2\alpha} + 2K_i \omega_c^\alpha \cos(\lambda\pi/2) + K_i^2} + \frac{1/D}{1 + (\omega_c / D)^2} = 0 \quad (3.53)$$

De l'équation (3.53), nous pouvons établir une autre équation au sujet de K_i sous la forme suivante,

$$C \omega_c^{-2\alpha} K_i^2 + \sigma K_i + C = 0 \quad (3.54)$$

Donc,

$$K_i = \frac{-\sigma \pm \sqrt{\sigma^2 - 4C^2 \omega_c^{-2\alpha}}}{2C \omega_c^{-2\alpha}} \quad (3.55)$$

Où

$$C = -\frac{1/D}{1 + (\omega_c/D)^2} \quad \text{et} \quad \sigma = 2C\omega_c^{-\alpha} \cos(\alpha\pi/2) - \lambda\omega_c^{-\alpha-1} \sin(\alpha\pi/2) \quad (3.56)$$

Selon la spécification (ii), nous pouvons établir une équation au sujet de K_p ,

$$\left(\frac{K_p K \sqrt{[1 + K_i \omega_c^{-\alpha} \cos(\alpha\pi/2)]^2 + [K_i \omega_c^{-\alpha} \sin(\alpha\pi/2)]^2}}{\sqrt{D^2 + (\omega_c)^2}} \right) = 1 \quad (3.57)$$

Clairement, nous pouvons résoudre les équations (3.52), (3.55) et (3.57) pour obtenir λ , K_i et K_p .

En utilisant la méthode graphique dans [196], la procédure, utilisée afin de déterminer le reste des paramètres du régulateur fractionnaire $PI^\alpha D^\mu D$, est récapitulée comme :

- (1) donné $\omega_c = 30$ (rad./sec.), la fréquence de croisement de gain ;
- (2) donné $\varphi_m = 70^\circ$, la marge désirée de phase ;
- (3) représentation de la courbe 1 K_i en fonction de λ , selon (3.49), et la représentation de la courbe 2 K_i en fonction de λ , selon (3.52). Figure 3.6a montre les deux courbes.
- (4) détermination des valeurs λ et K_i à partir du point d'intersection de deux courbes 1 et 2; $\alpha = 0.2947$, $K_i = 10.77$, ($K_{d1} = t_m = 0.25$, $K_{d2} = K_i t_m = 2.6925$ et $\mu = 1 - \alpha = 0.7053$).
- (5) calcul de K_p selon (3.54). $K_p = -3.6750$.

Donc, nous pouvons fixer la réponse en fréquence de la boucle ouverte au moyen du régulateur $PI^\alpha D^\mu D$. Le régulateur proposé $PI^\alpha D^\mu D$ est,

$$C(p) = -3.5420 \left(1 + \frac{10.77}{p^{0.2947}} + 2.6925 p^{0.7053} + 0.25 p \right) \quad (3.58)$$

Ainsi, les diagrammes de Bode du système conçu peuvent être tracés comme dans les figures 3.6b et 3.6c, nous pouvons voir que la phase de Bode est plate, à la fréquence de croisement de gain, et toutes les spécifications sont satisfaites. Il signifie que le système est robuste à la variation du gain statique du système. Mais les trois caractéristiques ne peuvent pas être satisfaites simultanément en utilisant les contrôleurs PID classiques ou les régulateurs fractionnaires du type PI^α ($\alpha = 0.1089$, $K_i = -1.341$, $K_p = -659.94$, $K_{d1} = K_{d2} = 0$) avec la même méthode de conception (2ème étape).

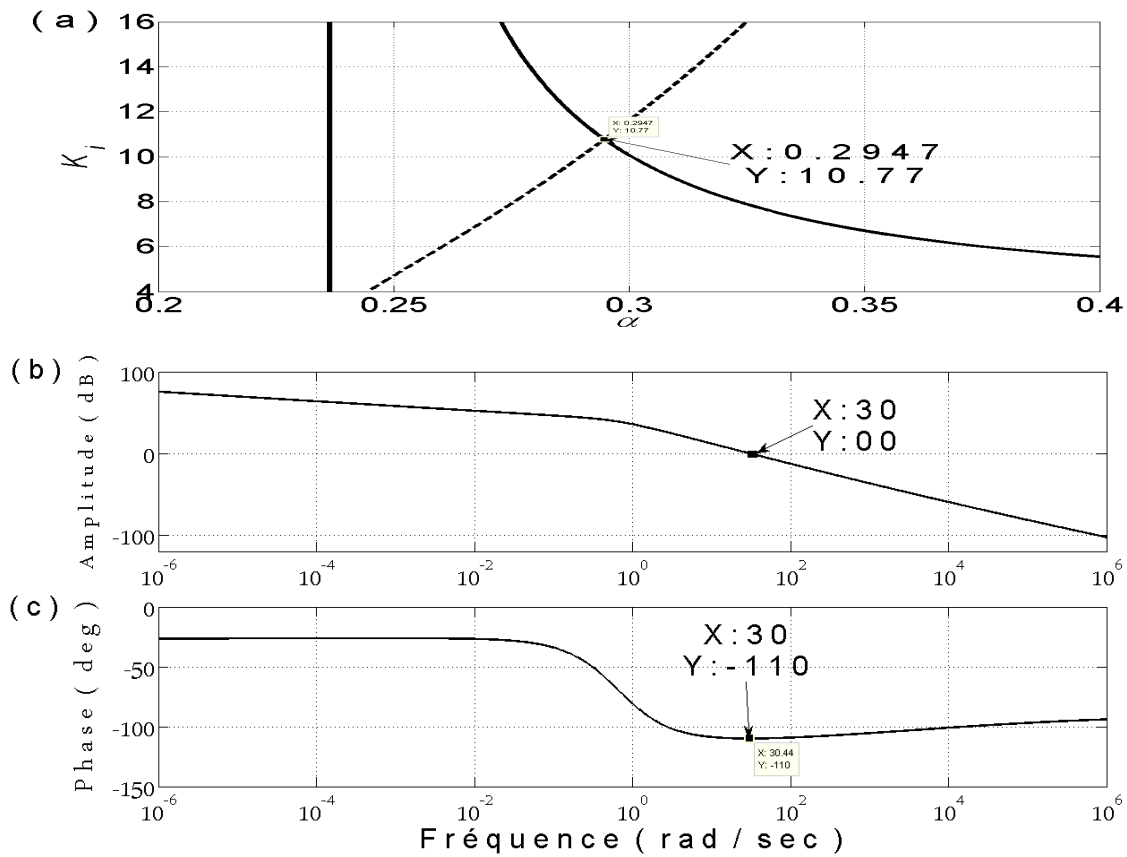


Figure 3.6. (a) K_i en fonction du α ; (b) Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte.

3.4. Condition de fonctionnement de la machine asynchrone avec défaut

3.4.1. Condition de fonctionnement avec un défaut rotorique

La mauvaise utilisation de la machine asynchrone (charge trop importante) ou encore l'environnement hostile dans lequel elle fonctionne peuvent provoquer quelques défauts rotoriques comme la rupture partielle ou totale d'une barre ou d'un segment d'anneau de court-circuit de la cage rotorique. D'autre part, la fragilité des soudures reliant les extrémités de chaque barre aux deux anneaux de court-circuit, par rapport aux barres et aux anneaux fabriqués d'un seul bloc, provoque, à ces endroits précis, une fragilité de la cage d'écureuil [231]. Cette fragilité peut être la cause principale de défauts rotorique.

La détérioration des barres ou des anneaux réduit la valeur moyenne du couple électromagnétique et augmente l'amplitude des oscillations dont l'effet croît rapidement avec le nombre de barres ou anneaux cassés. Ces oscillations peuvent accélérer la détérioration de la machine et, en conséquence, les composants de la chaîne éolienne. Ces ruptures provoquent un déséquilibre du courant entre les mailles du rotor. En effet ce déséquilibre apparaît sous forme des fréquences qui s'ajoutent au courant statorique de la machine, et l'analyse

fréquentielle de la signature de la machine montre une apparition des composantes, autour du composant fondamental, correspondantes aux fréquences :

$$f_{sa} = (1 \pm 2ks) f_s, k=1, 2, \dots, n, n \in N \quad (3.59)$$

Où s est le glissement de la machine et f_s est la fréquence fondamentale de la tension statorique.

Les défauts de la rupture d'anneaux de la cage rotorique qui véhiculent des courants plus importants que ceux des barres rotoriques sont généralement regroupés avec celui de la rupture de barres dans les études qui se font à partir du stator [231, 232].

3.4.2. Condition de fonctionnement avec un défaut statorique

La dégradation des isolants des spires du bobinage statorique, les cosses mal serrées à la jonction des câbles d'alimentation et des bornes de la machine ainsi que les vibrations excessives menant à un desserrement des boulons de la plaque à bornes de la machine peuvent provoquer plusieurs défauts statoriques de la machine asynchrone. Nous pouvons citer, par exemple, les défauts de type court-circuit inter-spires qui apparaissent à l'intérieur des encoches statoriques, les courts-circuits qui apparaissent entre une phase et le neutre, entre une phase et la carcasse métallique de la machine ou encore entre deux phases statoriques et les ouvertures des phases. Ces défauts statoriques peuvent être détectés et diagnostiqués par une analyse harmonique des courants statorique de la machine asynchrone.

Dans notre travail, un défaut statorique de court-circuit de spires a été créé dans le modèle de la machine asynchrone auto-excité avec une résistance additionnelle de la même valeur que la résistance de phase statorique reliée en série à un enroulement de phase statorique. En effet, un court-circuit de spires est à l'origine de déséquilibre des enroulements statoriques induisant un champ inverse en plus du champ direct principal, tournant avec les fréquences de f_s [233, 234]. Ces nouvelles composantes entraînent dans les courants statoriques des harmoniques de fréquences :

$$f_{sb} = kf_s, k= 3, 5, 7, \dots \quad (3.60)$$

3.5. Mise en application des procédures du diagnostic de défaut

Pendant les dernières années, l'utilisation des machines asynchrones dans l'industrie a prouvé que les casseurs des barres rotoriques et les déséquilibres des phases statoriques peuvent causer des dommages mécaniques et électriques sérieux, ayant comme résultat une réparation coûteuse et une perte considérable dans la production [235]. Cette section se

concentre sur l'application de l'analyse de signature du courant statorique pour détecter et diagnostiquer des défauts de rotor et de stator dans la machine synchrone auto-excitée dans un système de conversion d'énergie éolienne. La procédure est une technique de surveillance en ligne qui peut réduire des défaillances inattendues, le temps d'arrêt et d'entretien et ainsi que réduire les coûts opérationnels.

3.5.1. Mise en application de la première procédure du diagnostic de défaut

La première procédure de diagnostic peut être illustrée par l'organigramme dans la figure 3.7. Cette procédure est basée sur l'analyse du courant statorique de la machine asynchrone auto-excitée par l'algorithme de la *FFT* qui donne une représentation fréquentielle du signal temporel. Les résultats de la *FFT* dans des conditions saines et défectueuses de la machine sont comparés pour identifier les harmoniques provoqués par les défauts rotorique et statorique. En connaissant la vitesse rotorique de la machine, les harmoniques de défaut théoriques (Eq.59, Eq.60) peuvent être calculés. Ces harmoniques sont alors comparés aux résultats de la *FFT* dans le but est de déterminer les différences dans les signatures spectrales sur le courant de la machine et les signatures théoriques de spectres de défaut afin d'identifier le type de défaut.

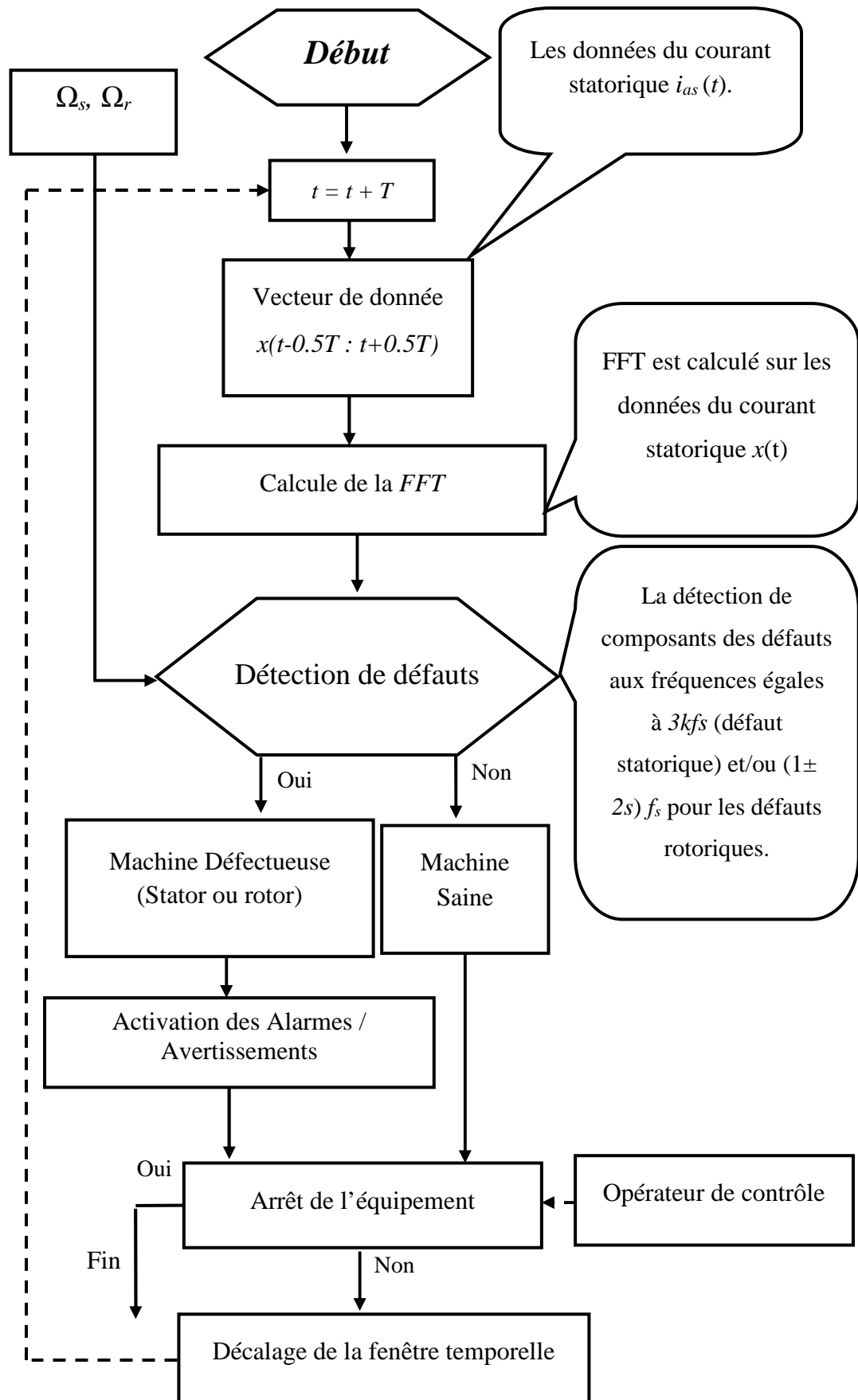


Figure. 3.7. Organigramme de la première procédure de diagnostic de défaut.

3.5.2. Mise en Application de la deuxième procédure du diagnostic de défauts

La procédure de la détection et du diagnostic de défauts rotorique et statorique dans la machine asynchrone auto-excitée pour un système de conversion d'énergie éolienne par l'analyse du courant statorique peut être illustré avec l'organigramme dans figure 3.8. Cette procédure est basée sur l'analyse du courant statorique de la machine par une combinaison entre la transformée rapide de Fourier *FFT* et la transformée en ondelette discrète (Discrete Wavelet Transform *DWT*) qui donne une représentation fréquentielle du signal temporel (courant statorique).

L'algorithme de *DWT* est employé pour éliminer le bruit dans le signal original et également pour décomposer le signal de domaine de temps en différents groupes fréquentielles. Le glissement s et la fréquence f_s de la tension statorique peuvent être facilement calculés. En conséquent, les harmoniques théoriques de défaut (Eq.59 et Eq.60) peuvent être aussi calculés. On basant sur ces informations calculées, nous pouvons éliminer les bandes fréquentielles qui ne fournissent aucune information utile sur la présence de défauts, on garde seulement les bandes fréquentielles qui sont d'intérêt particulier parce qu'ils indiquent les fréquences caractéristiques dans le spectre du courant statorique qui sont connues pour être couplées aux défauts particuliers de la machine asynchrone auto-excitée (défauts statorique et rotorique). La transformée de Fourier rapide (*FFT*) est utilisée pour analyser l'évolution de la composition de la fréquence des groupes de fréquences intéressants. En utilisant les harmoniques de défaut théoriques calculées, nous pouvons éliminer les composants fréquentiels dans les groupes intéressants de fréquences qui ne fournissent aucune information utile de défaut. Ensuite, dans la procédure de diagnostic, les composants fréquentiels peuvent être classés par rapports chaque défaut spécifié pour obtenir une classification de chaque type de défaillance. Cette classification est basée sur les différences dans les signatures spectrales sur le courant statorique de la machine asynchrone par rapport les signatures spectrales théoriques de défaut.

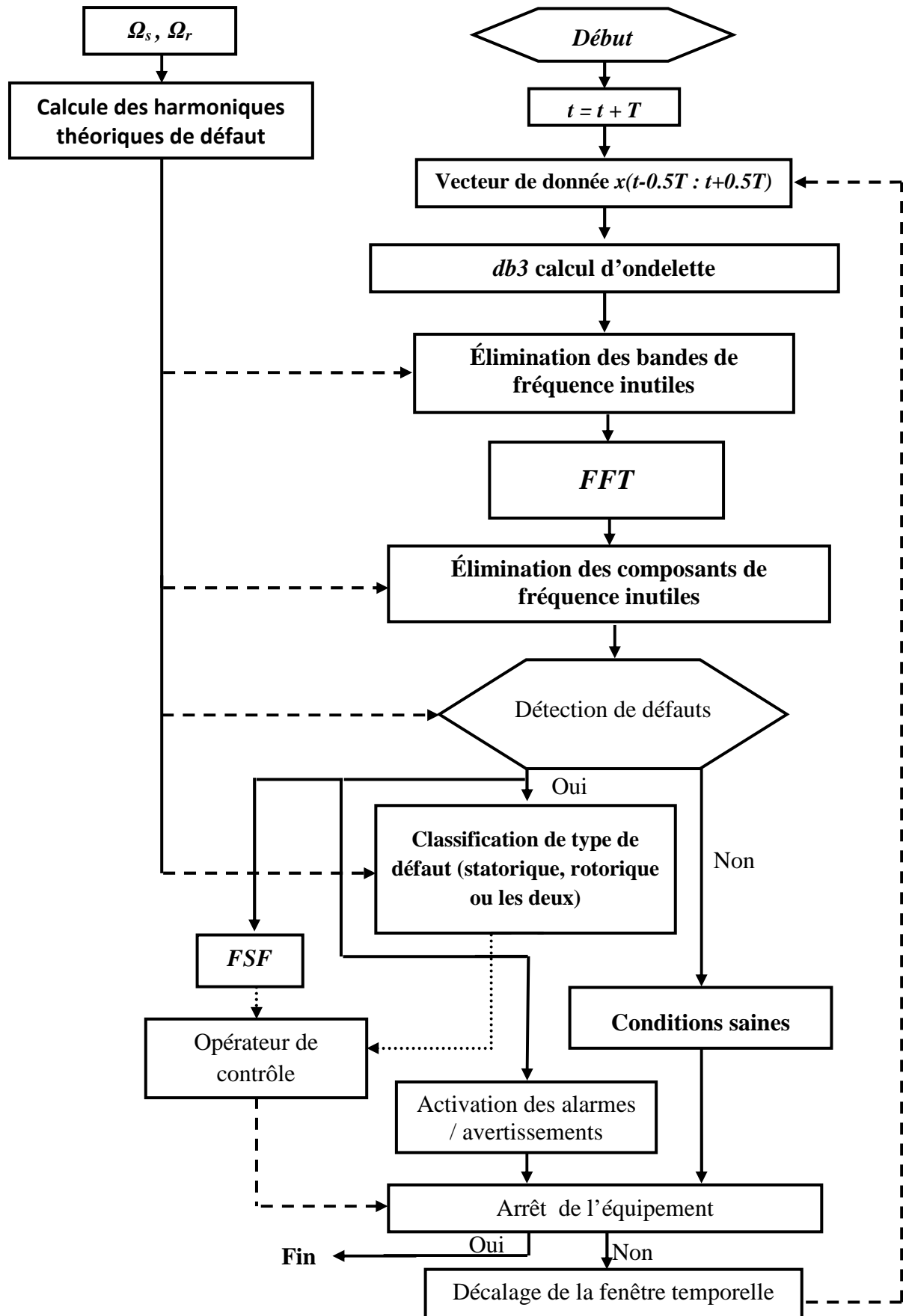


Figure. 3.8. Organigramme de la deuxième procédure de diagnostic de défaut.

3.6. Résultats et Discussions

Pour vérifier les efficacités du modèle généralisé de la machine asynchrone auto-excitée et les procédures proposées de diagnostic, trois cas de simulation du système de conversion d'énergie éolienne sont présentées dont les paramètres du système sont donnés dans l'annexe A. Le premier cas représente la simulation du modèle de la machine asynchrone auto-excitée en contrôlant la vitesse de rotation Ω_t de la turbine éolienne en conditions saines mais en présence des fluctuations dans la vitesse de vent. Le deuxième cas représente les mêmes conditions mais en présence d'une cassure de barre rotorique dans la machine asynchrone. Le troisième cas représente également les mêmes problèmes mais dans ce cas, la turbine éolienne est en conditions défectueuses avec des défauts statoriques et rotoriques.

On note que l'amorçage de la génératrice asynchrone n'est possible que s'il y a présence d'une induction rémanente au sein de la machine. Car le modèle proposé ne prenant pas en compte le flux rémanent, nous devons imposer des valeurs initiales non nulles, mais très faibles, aux tensions statoriques pour assurer l'amorçage de la génératrice asynchrone.

Cas 1 : Résultats de simulation du système éolien dans des conditions saines

Les allures de l'évolution temporelle du profil de vitesse de vent, de la vitesse rotorique de la machine asynchrone et de l'angle d'orientation des pâles sont respectivement représentées dans la figure 3.9. Le taux de la variation de l'angle d'orientation des pâles est limité entre ± 10 deg/s et ± 0.1 deg/s. Cependant, le but de maintenir la vitesse de rotation constante est atteint d'une manière satisfaisante bien que la vitesse de vent se varie entre 7.6 m/s et 14.4 m/s.

Figure.3.10. montre les caractéristiques dynamiques de différents paramètres de la génératrice asynchrone dans une turbine éolienne. À $t = 0$ sec le banc de capacités ($55 \mu F$) est relié aux bornes statoriques de la machine en fonctionnement à vide, l'amorçage de la génératrice est produit en raison de la tension initiale disponible à $t = 0$ sec. La tension produite V_{as} , montré dans la figure 3.10a, est représentée en valeur instantanée et également en valeur efficace. Elle tension croisse d'une façon exponentielle dans la zone de non saturation puis elle converge vers des valeurs fixes. Cette dernière est fonction des valeurs du condensateur et de la vitesse. D'après la figure 3.10b, le courant statorique a la même allure que la tension statorique de la machine asynchrone. La figure 3.10c représente l'allure de l'inductance de magnétisation qui, comme on pouvait le prévoir, varie dans le temps en fonction de l'amplitude des courants.

À $t = 3\text{sec}$, une charge RL ($R = 250 \Omega$, $L = 200e^{-3} \text{ H}$) est relié à la machine. La tension produite (V_{as}), le courant magnétisant (I_m) et le courant statorique (i_{as}) subissent une nette diminution lors de l'introduction de la charge, avec une légère variation de leur fréquence. Cependant, le courant dans la charge, nul avant l'introduction de la charge, s'instaure et évolue d'une manière sinusoïdale à partir de l'introduction de cette dernière. D'autre part, le courant de la charge (i_{La}), l'inductance magnétisante (L_M) et le couple électromagnétique induit de la machine (T_{SEIG}) subissent une nette augmentation à partir de l'introduction de la charge.

À $t = 7\text{sec}$ la résistance de la charge est diminué à 200Ω alors même que la valeur de l'impédance équivalente est plus petite. En conséquent, la tension produite, le courant magnétisant, le courant statorique et le couple électromagnétique subissent une nette diminution. Par contre, le courant de la charge et l'inductance magnétisante s'augmentent.

À $t = 11\text{sec}$ et à $t = 22\text{sec}$, la charge RL s'augmente jusqu'à 300Ω , $150e^{-3} \text{ H}$ et 300Ω , $150e^{-3} \text{ H}$, respectivement. La tension produite, le courant magnétisant (I_m), le courant statorique (i_{as}) et le couple électromagnétique s'augmentent. Cependant, le courant de la charge (i_{La}) et l'inductance magnétisante (L_M) se diminuent. Cela s'explique par le caractère démagnétisant du courant de charge qui traverse la charge. En effet, l'augmentation de la charge entraîne plus de consommation d'énergie réactive. Cette dernière est alors fournie par les capacités d'amorçage et donc automatiquement déduite de l'énergie de magnétisation de la machine, d'où une diminution accrue de la tension statorique.

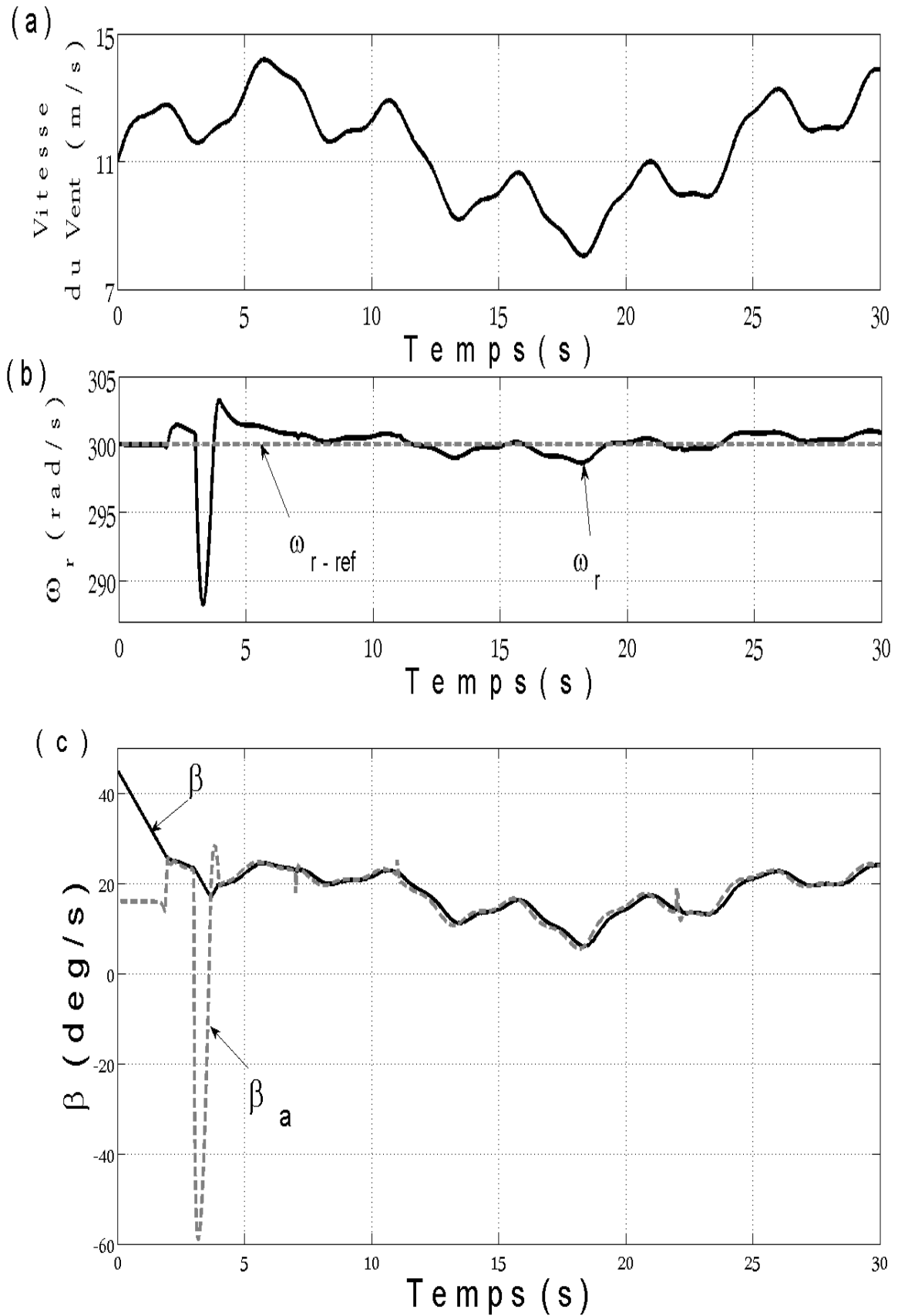


Figure.3.10. (a) la vitesse du vent ; (b) la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone dans le cas 1 ; (c) l'angle d'orientation des pales (β) et sa référence (β_a) dans le cas 1.

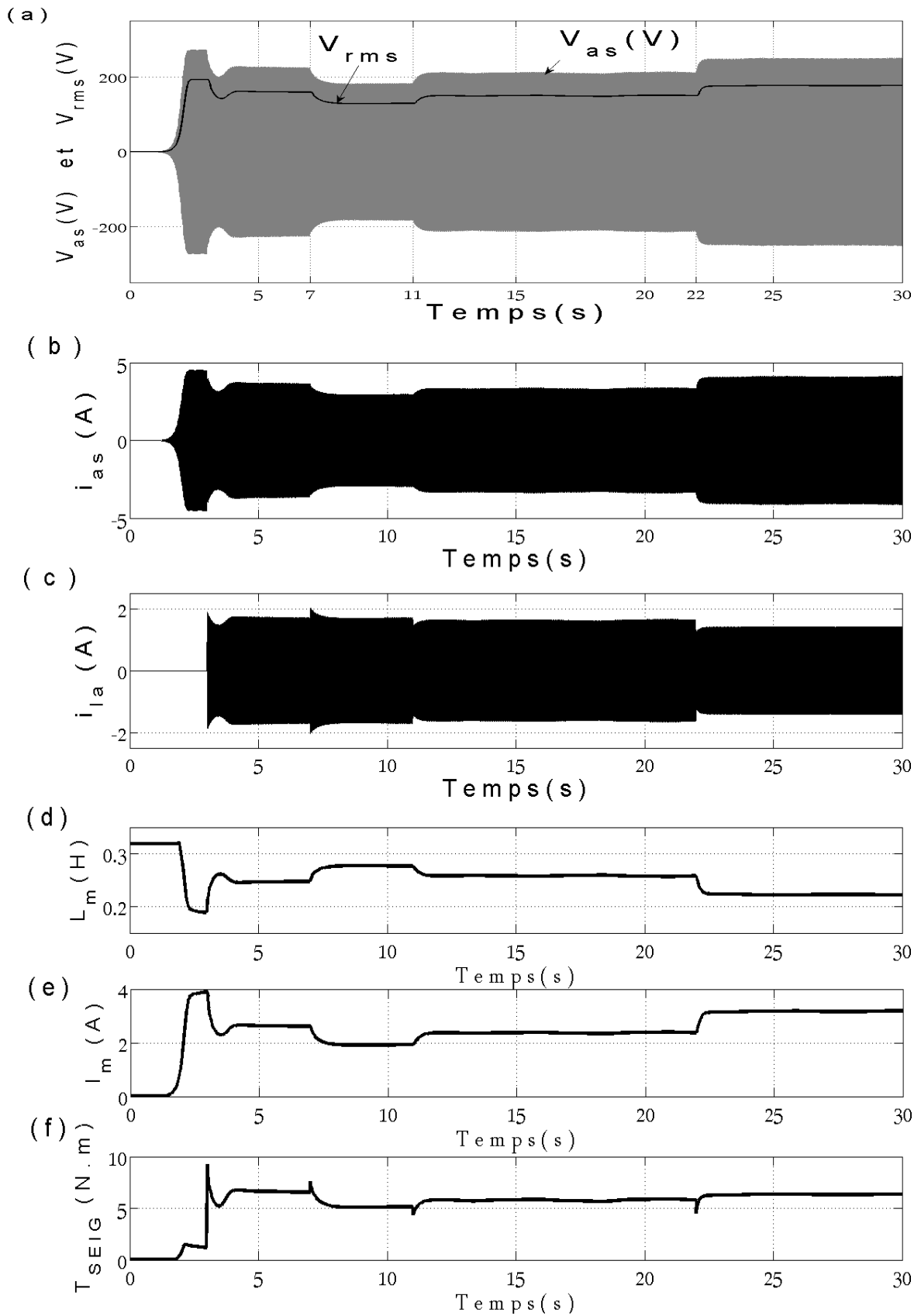


Figure. 3.10. Cas 1 (a) la valeur instantanée et la valeur efficace de la tension V_{as} , (b) le courant statorique i_{as} ; (c) courant de la charge i_{la} ; (d) l'inductance magnétisante L_m ; (e) courant magnétisant I_m ; (f) le couple électromagnétique T_{SEIG} .

Cas 2 : Résultats de simulation du système éolien isolé avec un défaut du casseur de barre rotorique.

Après avoir validé le modèle analytique non linéaire de la machine asynchrone auto-excitée et aussi la commande de la vitesse de la turbine éolienne pour étudier le fonctionnement de la chaîne éolienne isolée, à vide et en charge, débitant sur un banc de capacités, nous avons utilisé ce même modèle avec le même système de commande pour étudier le fonctionnement de la chaîne éolienne dans des conditions défectueuses.

Les allures de l'évolution temporelle du profil de la vitesse rotorique de la machine, de l'angle d'orientation des pâles ainsi que les caractéristiques dynamiques de différents paramètres de la génératrice asynchrone dans une chaîne éolienne isolée avec l'apparition d'un défaut rotorique de la machine sont respectivement représentées dans les figures 3.11 et 3.12 avec l'application d'une charge RL constante ($R = 250 \Omega$, $L = 200 e^{-3} \text{ H}$) à $t = 3 \text{ s}$.

A $t=7\text{s}$, nous simulons la rupture d'une barre rotorique en augmentant plusieurs fois sa résistance. Des oscillations apparaissent sur les différentes caractéristiques dynamiques de la chaîne éolienne justifiant la présence d'un défaut de casseur de barre rotorique dans la machine. En effet, le rotor avec ce défaut de structure entache le champ rotorique tournant en créant en plus d'un champ rotorique direct tournant à une vitesse $s.\omega_s$ par rapport au rotor, un champ inverse qui lui tourne à $-s.\omega_s$ dans le repère rotorique. Par conséquent, et à cause de l'interaction de ces champs rotoriques avec celui généré au bobinage statorique, le défaut rotorique donne naissance à un couple électromagnétique oscillé (somme d'une composante directe et d'une composante inverse sinusoïdale de pulsation $2s.\omega_s$) étant la cause d'oscillations sur la vitesse de la turbine éolienne par la suite.

Nous pouvons aisément en conclure que l'analyse directe de l'amplitude du courant est difficile et qu'il est par conséquent conseillé ou plus judicieux de traiter le signal afin d'en ressortir des données plus représentatives. C'est donc en utilisant la transformée de Fourier Rapide (FFT) que nous allons pouvoir mettre en évidence des critères plus représentatifs tels que l'apparition de raies de fréquences ($1 \pm 2k$)fs à proximité du fondamental.

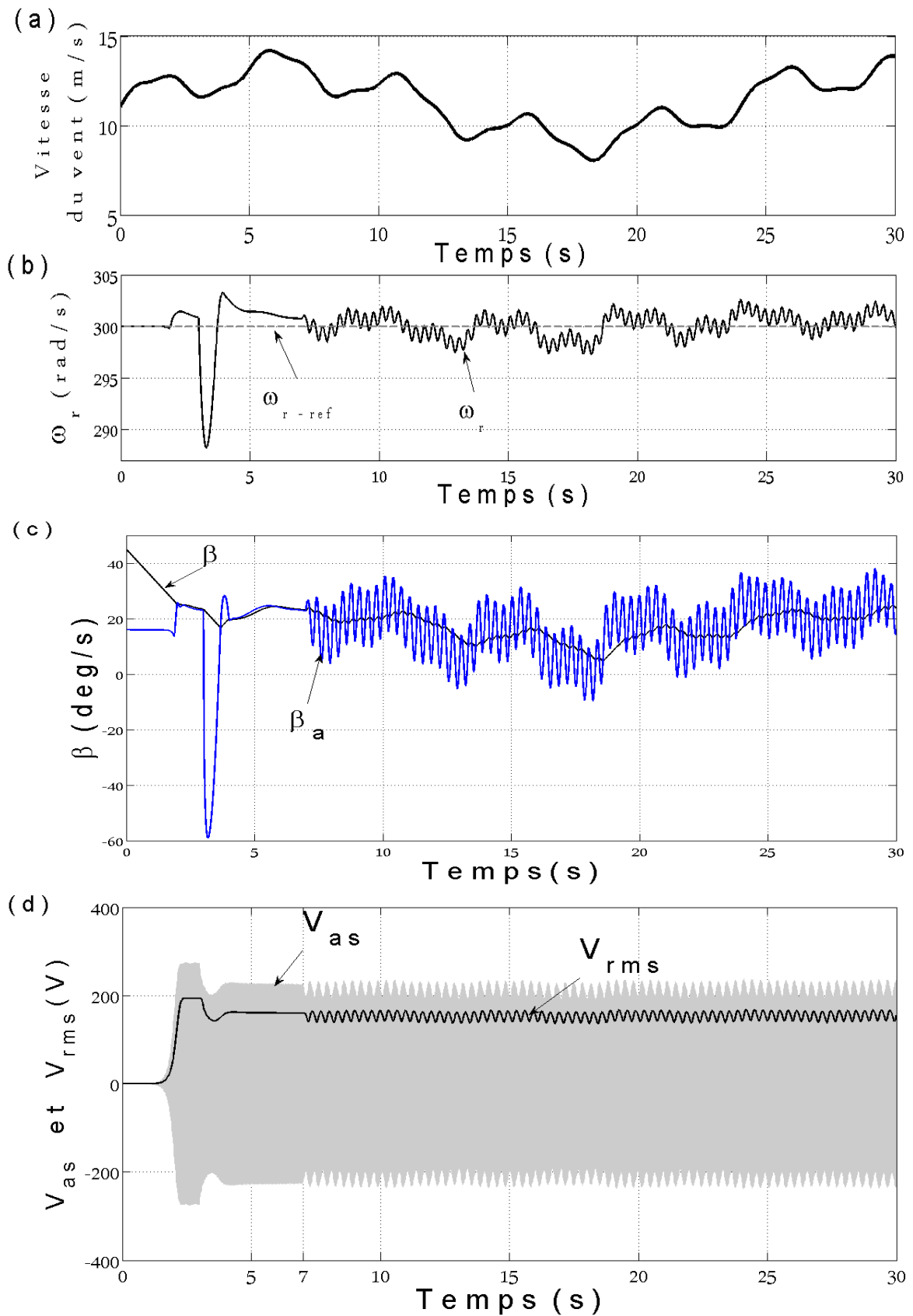


Figure.3.11. Cas 2 (a) la vitesse du vent ; (b) la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone ; (c) l'angle d'orientation des pôles (β) et sa référence (β_a) ; (d) la valeur instantanée et la valeur efficace de la tension V_{as} .

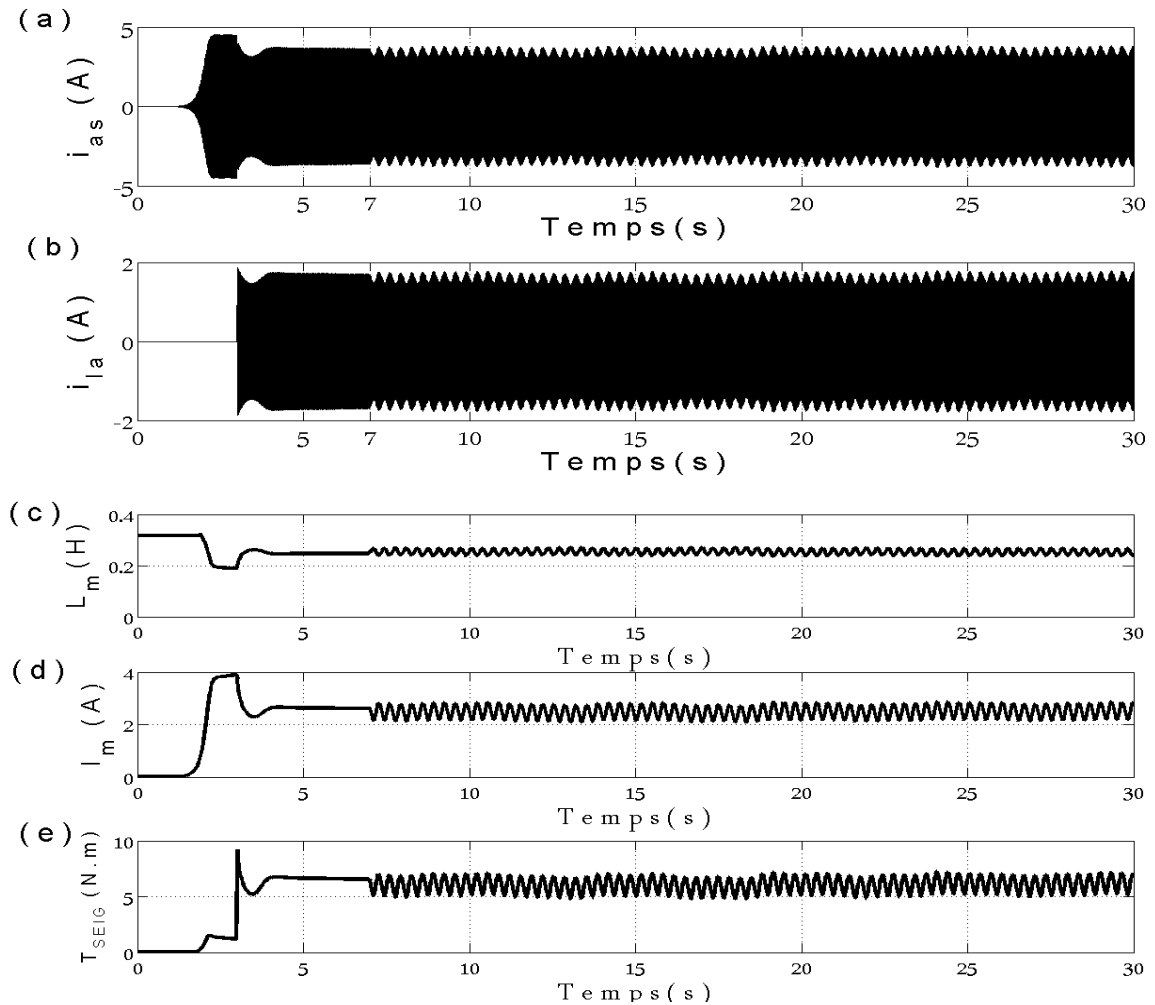


Figure. 3.12. Cas 2 (a) le courant statorique i_{as} ; (b) courant de la charge i_{la} ; (c) l'inductance magnétisante L_m ; (d) courant magnétisant I_m ; (e) le couple électromagnétique T_{SEIG} .

Cas 3 : Résultats de simulation du système éolien avec des défauts statoriques et rotoriques.

Les allures de l'évolution temporelle du profil de la vitesse rotorique de la machine, de l'angle d'orientation des pôles ainsi que les caractéristiques dynamiques de différents paramètres de la génératrice asynchrone dans une chaîne éolienne isolée avec l'apparition des défauts statorique et rotorique sont respectivement représentées dans les figures 3.13 et 3.14 avec l'application d'une charge RL constante ($R = 250 \Omega$, $L = 200 e^{-3} \text{ H}$) à $t = 3 \text{ s}$.

Nous supposons que le déséquilibre de la phase statorique (A) et la rupture de la barre rotorique K sont nées respectivement à $t_0 = 7 \text{ s}$ et $t_1 = 15 \text{ s}$. À $t_0 = 7 \text{ s}$ tous les courants, couple et la tension produite s'augmentent. Les oscillations des caractéristiques dynamiques des différents paramètres de la génératrice asynchrone montrées dans les figures.3.13 et 3.14, justifient respectivement la présence d'un déséquilibre de stator à $t = 7 \text{ s}$ et la rupture de barre rotorique à $t = 15 \text{ s}$.

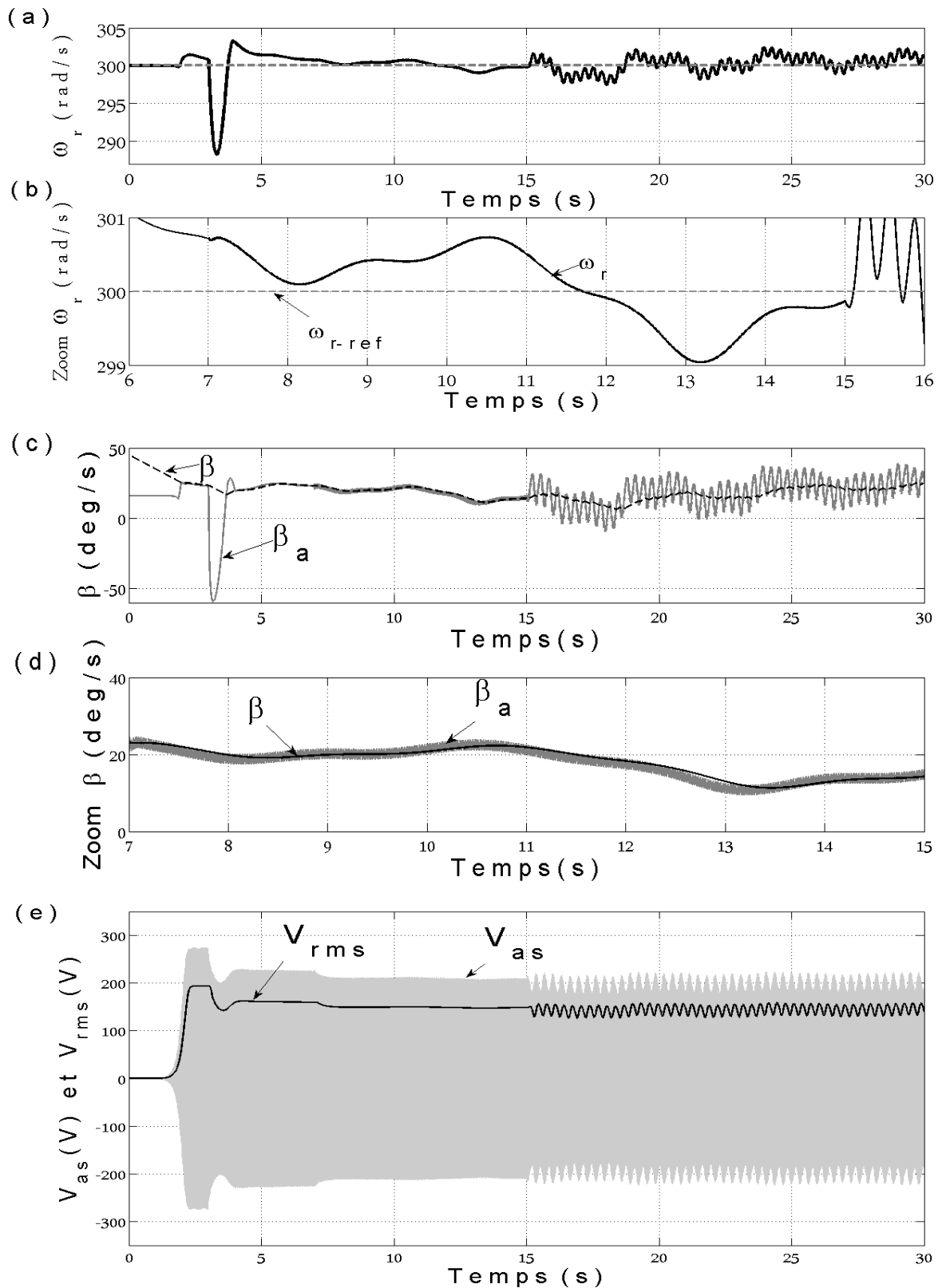


Figure.3.13. Cas 3 (a) la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone ; (b) zoom de la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone ; (c) l'angle d'orientation des pôles (β) et sa référence (β_a) ; (d) zoom de l'angle d'orientation des pôles (β) et sa référence (β_a) ; (e) la valeur instantanée et la valeur efficace de la tension V_{as} .

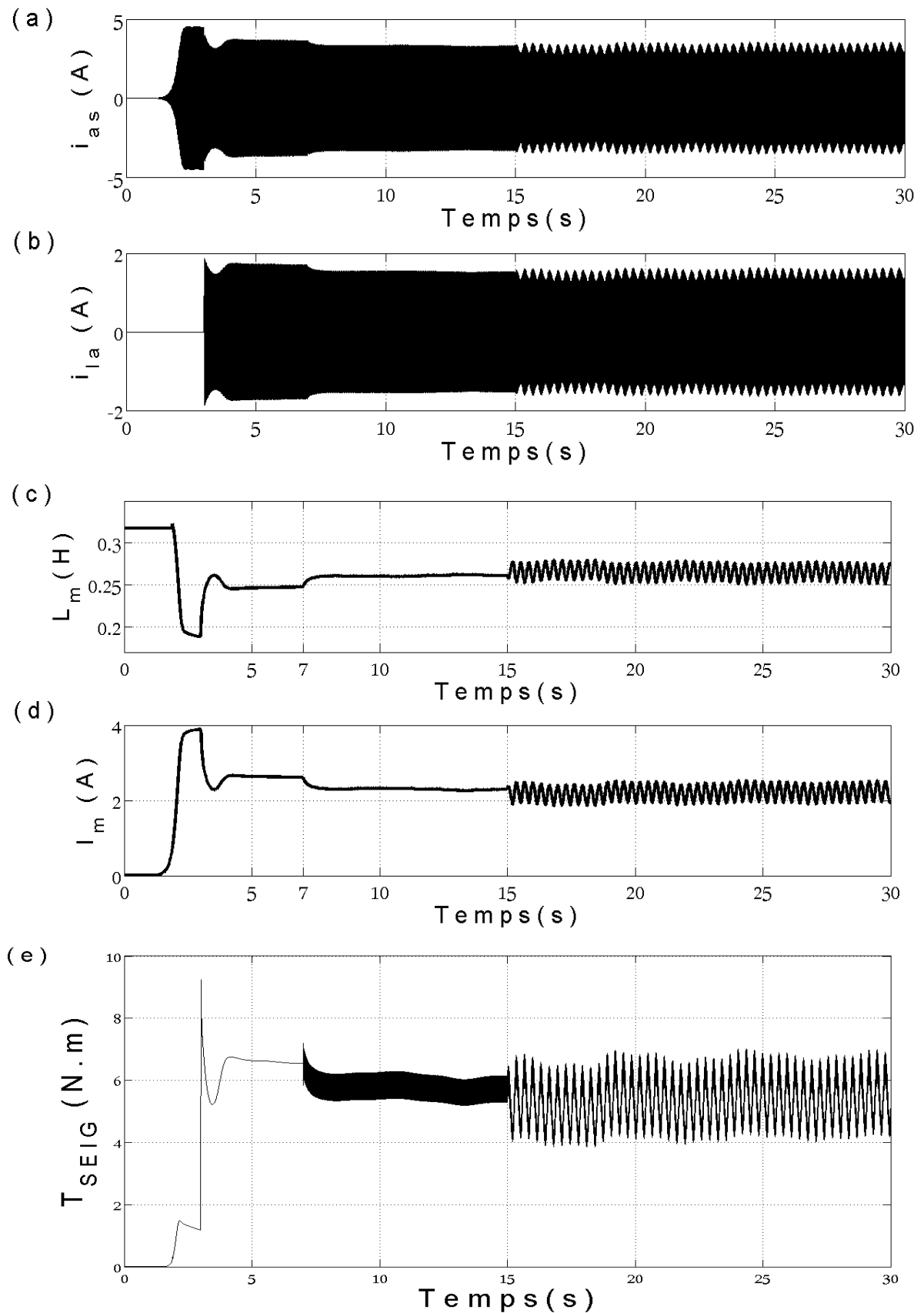


Figure. 3.14. Cas 3 (a) le courant statorique i_{as} ; (b) courant de la charge i_{la} ; (c) l'inductance magnétisante L_m ; (d) courant magnétisant I_m ; (e) le couple électromagnétique T_{SEIG} .

- L'application de la première procédure du diagnostic

Grâce à l'analyse spectrale du courant statorique de la génératrice asynchrone, nous pourrions appliquer la première procédure du diagnostic de défaut en observant les raies présentes autour du fondamental dont les fréquences correspondent à la relation mathématique (3.59) pour les défauts rotoriques et/ou à la relation mathématique (3.60) pour les défauts statoriques. Pour la validation de cette procédure de diagnostic, des acquisitions du signal du courant statorique ont été réalisées en régime permanent dans différents modes de fonctionnement qui sont :

- Fonctionnement de la chaîne éolienne avec une machine asynchrone saine.
- Fonctionnement de la chaîne éolienne avec une machine asynchrone avec un défaut de la cage rotorique.
- Fonctionnement de la chaîne éolienne avec une machine asynchrone avec un déséquilibre d'une phase statorique.
- Fonctionnement de la chaîne éolienne avec une machine asynchrone avec un défaut de la cage rotorique et un déséquilibre d'une phase statorique.

La figure 3.15 montre l'analyse spectrale du courant statorique de la génératrice asynchrone en fonctionnement sain (sans défaut). Le spectre est complètement exempt de n'importe quelle raie présente autour de la fréquence fondamentale, f_s , et par conséquent, les raies fréquentielles dues aux défauts étudiés (déséquilibre d'une phase statorique ou/ et rupture de barre rotorique de la machine) sont inexistantes. Donc, la génératrice asynchrone auto-excitée *SEIG* ne montre ainsi aucun signe de déséquilibre de phase statorique ou de rupture de barre rotorique.

La figure 3.16.a montre l'analyse spectrale du courant statorique de la génératrice asynchrone en fonctionnement défectueux (avec un défaut statorique). Des raies fréquentielles présentes dans le contenu fréquentiel du courant statorique en même temps que la fréquence fondamentale, f_s , dont les fréquences sont d'ordre de $3kfs$. La première raie fréquentielle due au défaut statorique se détache du reste de l'étendue spectrale à la fréquence $3fs$ en mettant en évidence la présence d'un signe de déséquilibre statorique.

La figure 3.16.b montre l'analyse spectrale du courant statorique de la génératrice asynchrone en fonctionnement défectueux (avec un défaut rotorique). Les composants

fréquentiels du défaut rotorique sont distribués symétriquement autour du f_s dans la bande de recherche selon l'expression (3.59). Les composants sont un signe de défaut rotorique.

La figure 3.16.c montre l'analyse spectrale du courant statorique de la génératrice asynchrone en fonctionnement défectueux (avec un défaut rotorique et un défaut statorique). La présence des composants fréquentiels de défaut aux fréquences $3f_s$, $(1\pm 2s)f_s$ et $3k(1\pm 2s)f_s$ est évidente. En effet, quand le stator de la machine est déséquilibré, des composants additionnels causés par la dissymétrie du rotor sont donnés par l'addition des harmoniques situés aux fréquences décrites par l'équation (3.60), au delà des harmoniques situés aux fréquences décrites par l'équation (3.59). Donc, les composants fréquentiels dus au défaut rotorique sont distribués symétriquement autour du f_s et du $3f_s$. Ces harmoniques obtenus démontrent l'existence des défauts rotorique et statorique dans la génératrice asynchrone.

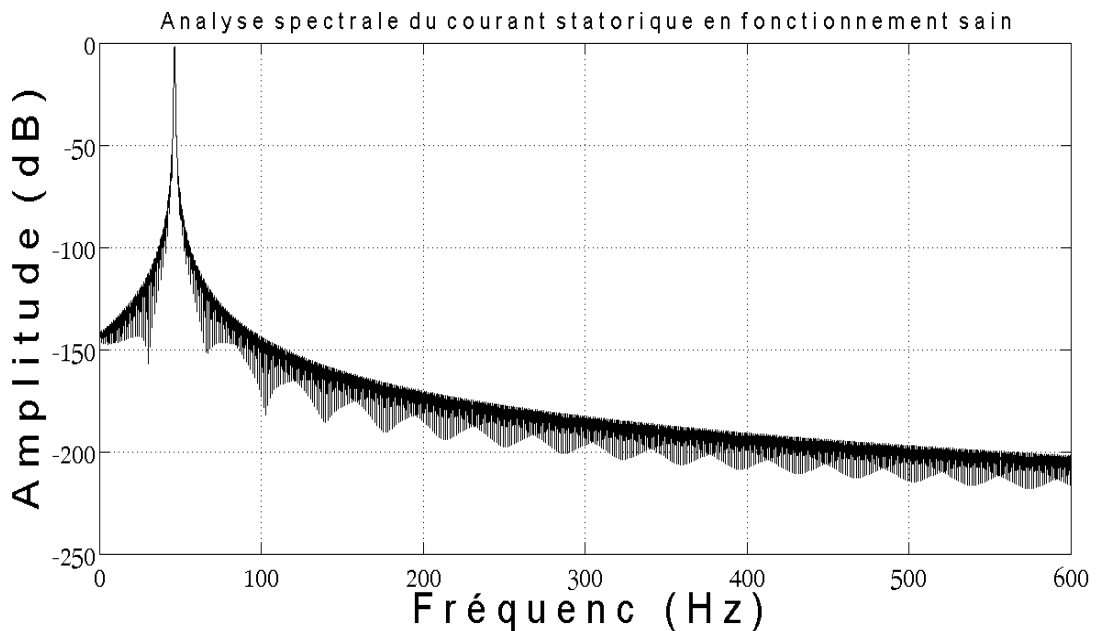


Figure. 3.15. Analyse spectrale du courant statorique de la machine asynchrone en fonctionnement sain.

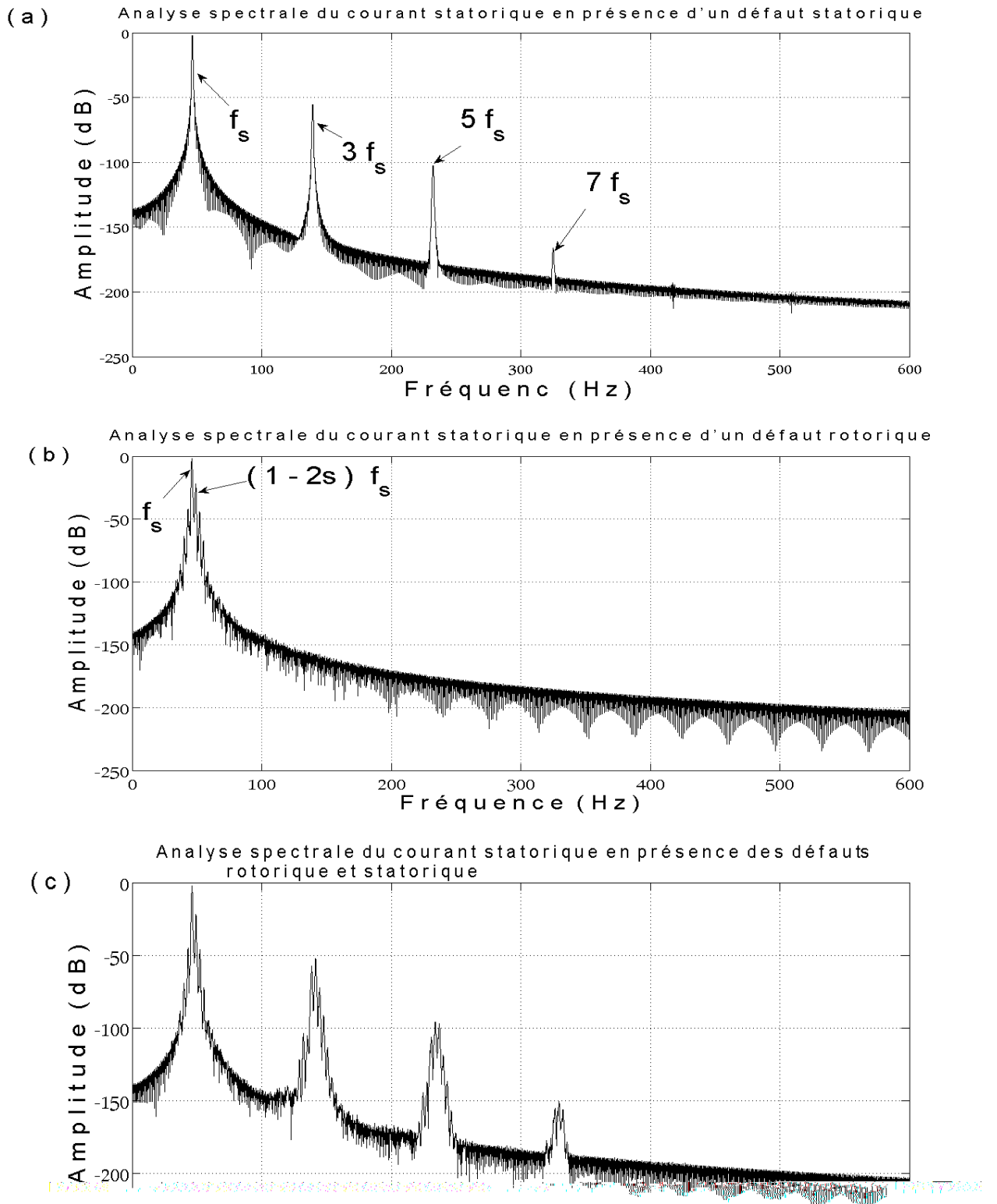


Figure. 3.16. Analyse spectrale du courant statorique de la machine asynchrone (a) en présence d'un défaut statorique ; (b) en présence d'un défaut rotorique ; (c) en présence d'un défaut rotorique et d'un défaut statorique.

- **L'application de la deuxième procédure du diagnostic**

Après avoir validé la procédure précédente pour diagnostiquer les défauts statorique et rotorique de la machine asynchrone auto-excitée dans une chaîne éolienne isolée à vitesse fixe en utilisant l'analyse spectrale du courant statorique de la machine sans bruit, nous avons utilisé une autre procédure de diagnostic de défaut basée sur une combinaison entre DWT et FFT pour analyser le courant statorique de la machine avec bruit. En effet, l'analyse en DWT est utilisée d'un part pour filtrer le signal et d'un autre part pour décomposer le signal en plusieurs bandes fréquentielles. Seules les bandes fréquentielles intéressantes seront analysées par l'analyse en FFT.

Dans cette analyse, une fréquence d'échantillonnage $f_{ch} = 10$ kHz a été choisie pour les essais de simulation. Le niveau de la décomposition en ondelette a été choisi selon le type de défaut en employant la méthode donnée dans les références [236, 237]. Pour notre étude, le niveau de la décomposition est d'ordre $n=6$. Les composantes du signal d'approximation A6 et du détail D6 représentent respectivement les composantes intéressantes pour le diagnostic des défauts rotoriques et statoriques de la machine asynchrone auto-excitée (Tableau 3.1).

Tableau 3.1 : les bandes fréquentielles du DWT.

Signal	la bande fréquentielle (HZ)	signal intéressant pour
A6	0-78.125	diagnostic de défaut rotorique
D6	78.125-156.25	diagnostic de défaut statorique

Les figures 3.17, 3.19 et 3.21 montrent l'analyse en DWT du signal du courant statorique (signal original + bruit blanc gaussien) obtenu par db44 au niveau 6 pour la machine asynchrone auto-excitée couplée avec une charge variable dans des conditions saines et défectueuses (avec défauts rotorique et statorique).

Le signal du détail D6 et le signal d'approximation A6, représentés sur la figure 3.17, sont complètement exempts de n'importe quelle oscillation, et par conséquent, la génératrice asynchrone auto-excitée ne montre ainsi aucun signe de déséquilibre de phase statorique ou de rupture de barre rotorique. Cependant, l'analyse fréquentielle de la composante (A6+D6) est nécessaire en permettant de confirmer l'inexistence de ces types de défaut comme elle est montrée dans la figure 3.18 où les raies fréquentielles dues aux défauts étudiés (déséquilibre d'une phase statorique ou/ et rupture de barre rotorique de la machine) sont inexistantes.

La figure 3.19 montre l'analyse en DWT du courant statorique de la génératrice asynchrone en fonctionnement défectueux (avec un défaut rotorique). Après la présence de ce défaut à $t=7s$, des oscillations sont présentes dans le contenu temporel de l'approximation A6 du courant statorique. Ces oscillations sont dues au défaut rotorique dans la génératrice asynchrone. L'analyse fréquentielle de la composante (A6+D6) confirme l'existence de ce type de défaut comme elle est montrée dans la figure 3.20 où les raies fréquentielles dues aux défauts de rupture de barre rotorique de la machine sont existantes.

La figure 3.21, montre l'analyse en DWT du courant statorique de la génératrice asynchrone en fonctionnement défectueux (avec un défaut rotorique et un défaut statorique).

Après la présence d'un défaut statorique à $t=7s$, le niveau en amplitude de la composante temporelle de l'approximation A6 du courant statorique augmente. La figure 3.21 montre l'analyse fréquentielle de la composante (A6 +D6) en présence d'un défaut statorique dans la machine asynchrone auto-excitée. Cette figure confirme l'existence de ce type de défaut où les raies fréquentielles qui sont dues aux défauts statoriques de la machine sont existantes.

A $t=15s$, un autre défaut dans la machine est appliqué, ce défaut est dû à la rupture de barre rotorique dans la génératrice. La figure 3.22, montre des oscillations dans le contenu temporel de l'approximation A6 et encore dans le contenu temporel de signal du détail D6 du courant statorique de la machine ce qui montre un signe d'un défaut de rupture de barre rotorique dans la machine. L'analyse fréquentielle de la composante (A6 + D6) après la présence des défauts statorique et rotorique dans la machine asynchrone montre la présence évidente des composantes fréquentielles aux fréquences $3f_s$, $(1\pm 2s)f_s$ et $3(1\pm 2s)f_s$. Ces harmoniques obtenus démontrent l'existence des défauts rotorique et statorique dans la génératrice asynchrone.

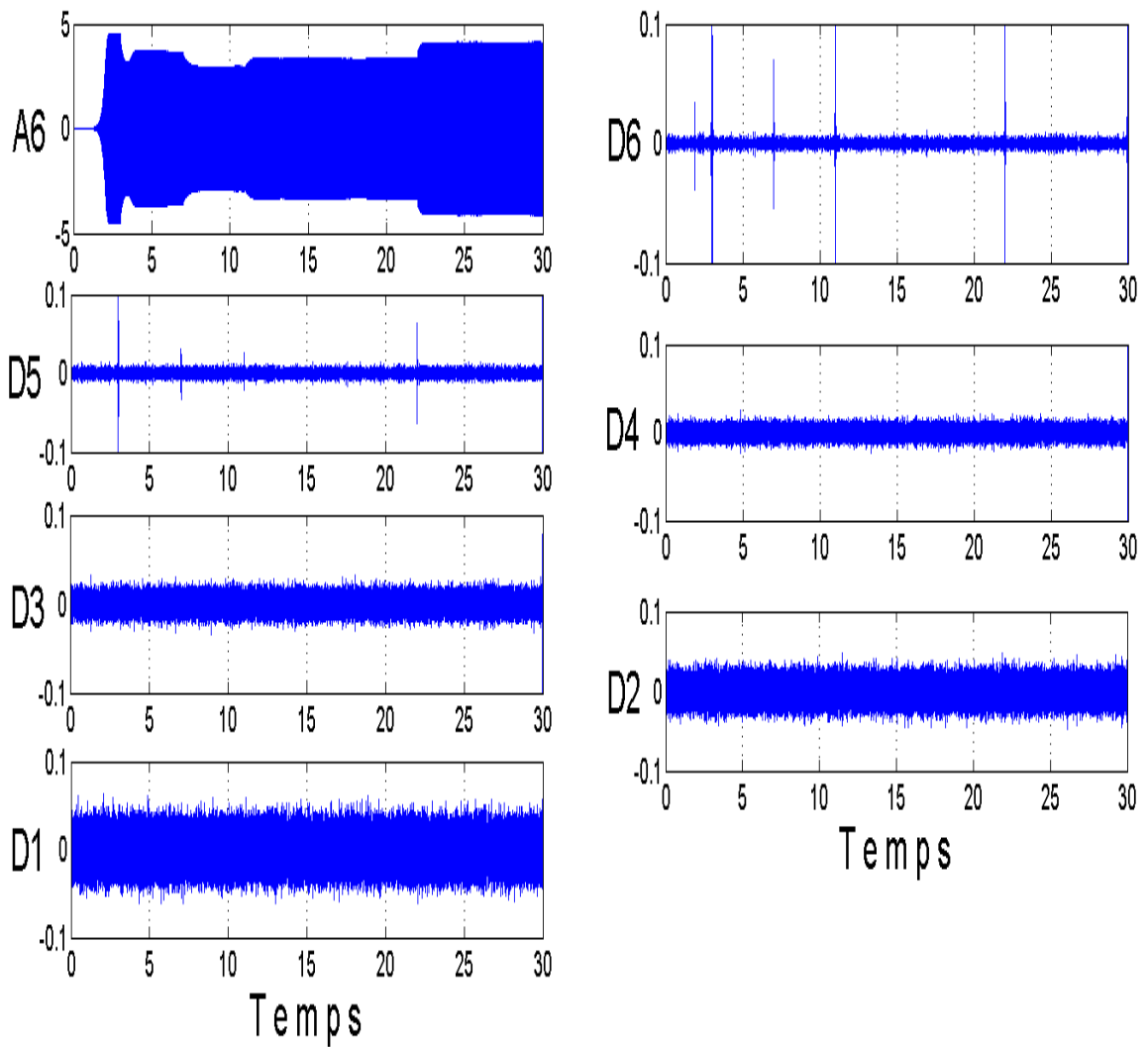


Figure 3.17. Cas 1 : Analyse en ondelette discrète (DWT) du courant statorique de la machine asynchrone en conditions saines.

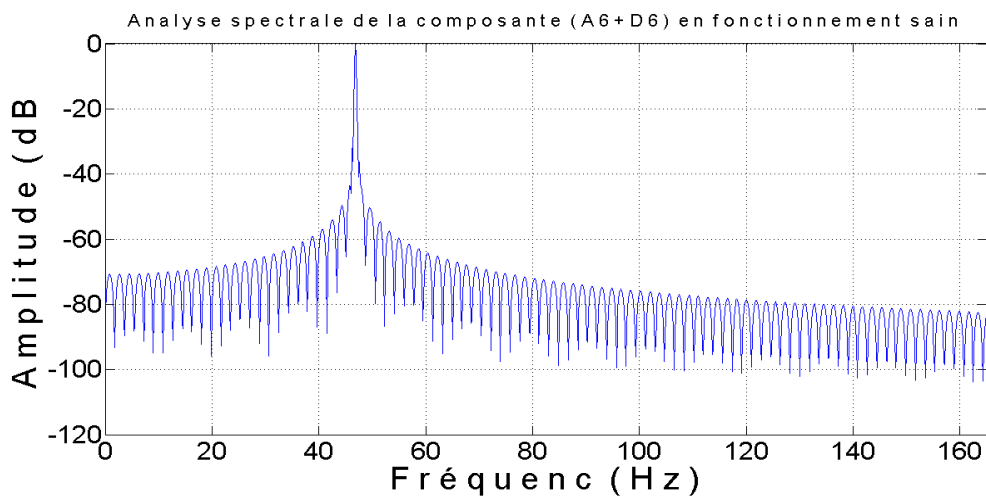


Figure. 3.18. Analyse spectrale de la composante (A6+D6) en conditions saines.

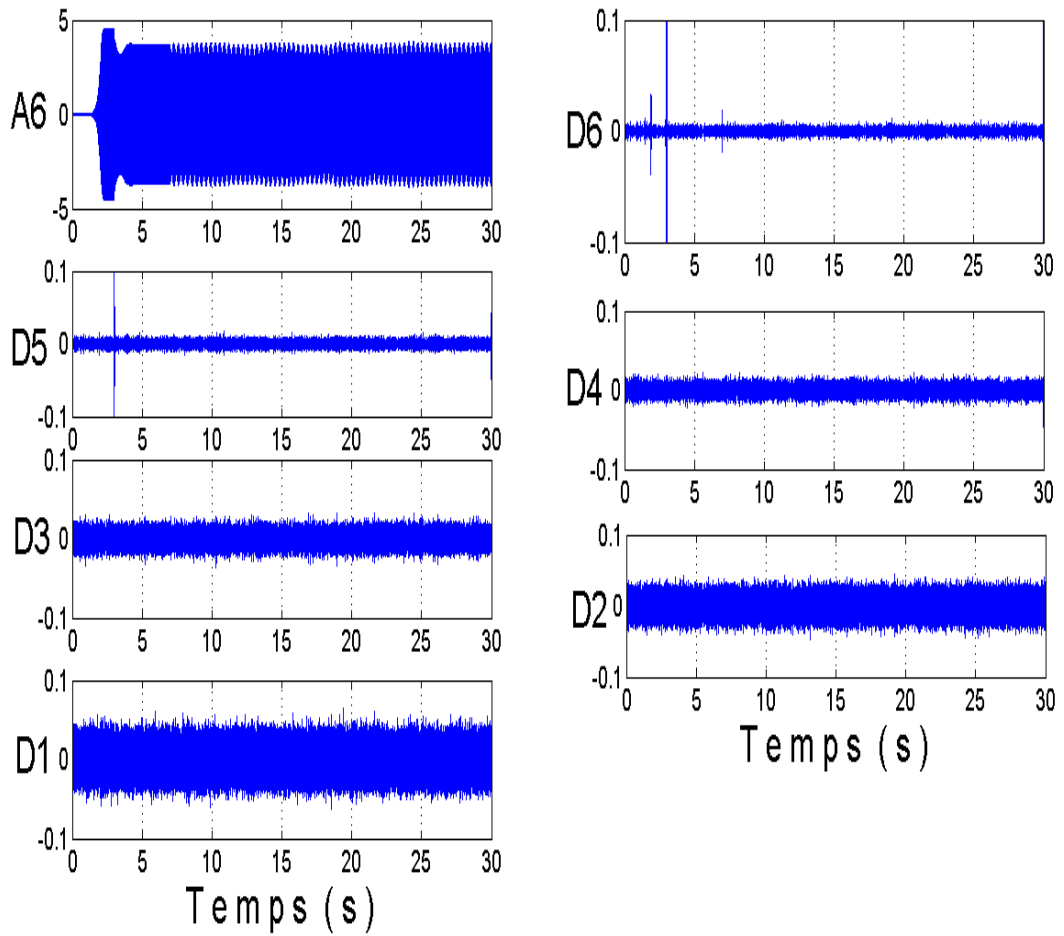


Figure. 3.19. Cas 2: Analyse en ondelette discrète (DWT) du courant statorique de la machine asynchrone en présence d'un défaut rotorique.

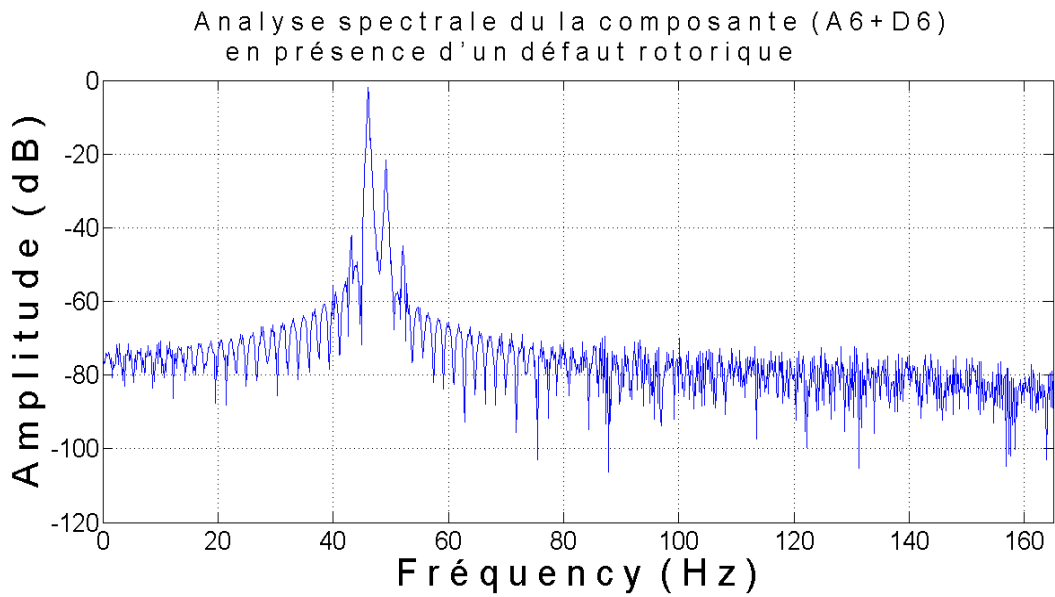


Figure. 3.20. Analyse spectrale de la composante (A6+D6) en présence d'un défaut rotorique.

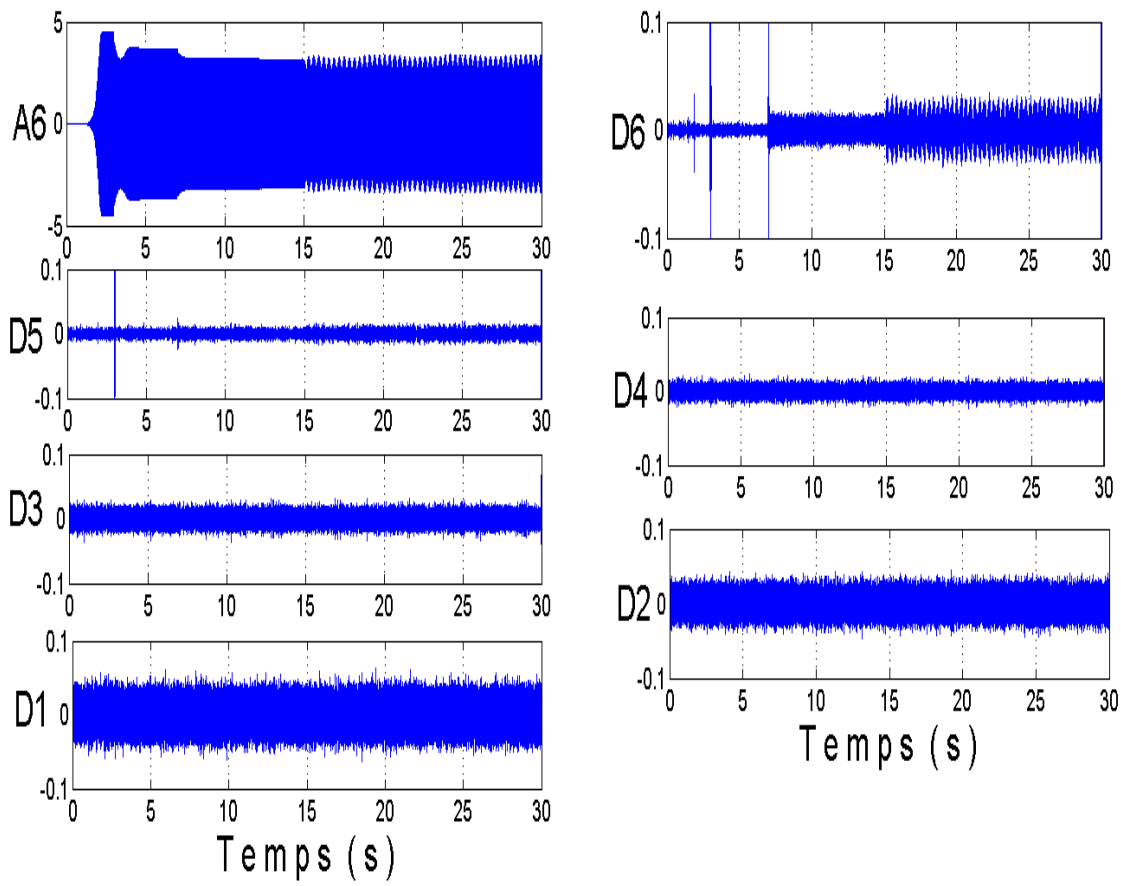


Fig.3.21. Cas 3: Analyse en ondelette discrète (DWT) du courant statorique de la machine asynchrone en présence d'un défaut statorique à $t=7s$, et d'un défaut rotorique à $t=15s$.

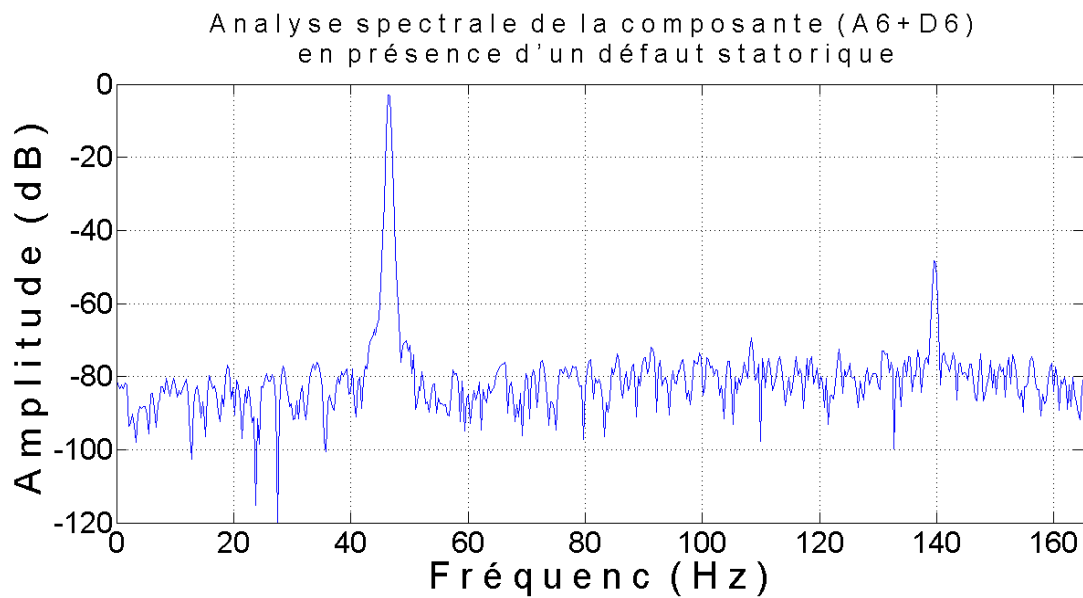


Figure. 3.22. Analyse spectrale de la composante (A6+D6) en présence d'un défaut statorique.

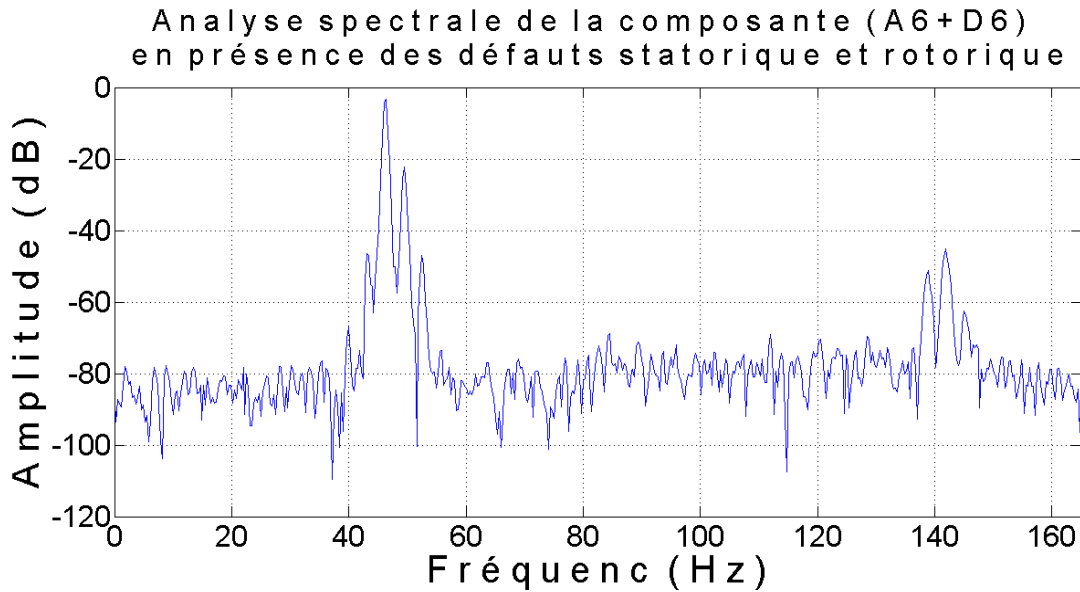


Figure. 3.23. Analyse spectrale de la composante (A6+D6) en présence d'un défaut rotorique et d'un défaut statorique.

3.7. Conclusion

Dans ce chapitre, un nouveau modèle de la machine asynchrone auto-excitée à cage est développé pour simuler les défauts de rotor et de stator en tenant compte des pertes de fer et des saturations magnétiques. Ce modèle proposé peut être utilisé pour étudier le comportement des systèmes de conversion d'énergie éolienne utilisant la machine asynchrone auto-excitée en conditions saines et défectueuses en fournissant un outil intéressant pour évaluer l'efficacité, sur un prototype virtuel, des procédures de diagnostic de défaut.

Dans ce chapitre aussi, deux procédures de diagnostic de défaut en ligne ont été proposées. La première procédure est basée sur l'analyse spectrale directe du courant statorique de la machine asynchrone tandis que la deuxième procédure se base sur une combinaison entre la transformée rapide de Fourier FFT et la transformée en ondelette discrète. La transformée en ondelette discrète est appliquée pour filtrer le signal analysé (courant statorique de la machine) en le décomposant en différentes bandes fréquentielles. L'évolution du spectre fréquentielle des bandes fréquentielles concernée par la présence des effets des défauts étudiées est analysée par l'algorithme *FFT*. Les résultats de simulation prouvent que les procédures proposées ne détectent pas seulement la défaillance de la machine, mais elles localisent et isolent également chaque état anormal de la machine qui montre, ou peut mener à, une défaillance du rotor ou du stator de la machine asynchrone auto-excitée. Ces

procédures de diagnostic peuvent être employées pour différents systèmes électriques utilisant la machine asynchrone.

Annexes

Annexe 3.A

3.A.1 Modèle de simulation de la machine asynchrone auto-excitée

Le réarrangement de l'équation (3.21) de la SEIG donne un système des équations différentielles de deuxième ordre qui peut être représenté comme suit :

$$p^2 [i] = [A_0] p[i] + [A_1] [i] + [B_0] p[v] + [B_1] [v]$$

Où ;

$$[v] = [V_{ds} \ V_{qs} \ V_{dr} \ V_{qr}]^T, [i] = [i_{ds} \ i_{qs} \ i_{dr} \ i_{qr}]^T$$

$$[A_0] = \begin{bmatrix} -\left(\frac{R_m}{L_m} + \frac{M_d R_m}{l_s L_m} + \frac{R_{ds}}{l_s}\right) & -\left(\frac{R_{dqs}}{l_s} + \frac{M_{dq} R_m}{l_s L_m} - \omega_s\right) & -\frac{M_d R_m}{l_s L_m} & -\frac{M_{dq} R_m}{l_s L_m} \\ -\left(\frac{R_{dqs}}{l_s} + \frac{M_{dq} R_m}{l_s L_m} + \omega_s\right) & -\left(\frac{R_m}{L_m} + \frac{M_q R_m}{l_s L_m} + \frac{R_{qs}}{l_s}\right) & -\frac{M_{dq} R_m}{l_s L_m} & -\frac{M_q R_m}{l_s L_m} \\ -\frac{M_d R_m}{l_r L_m} & -\frac{M_{dq} R_m}{l_r L_m} & -\left(\frac{R_m}{L_m} + \frac{M_d R_m}{l_r L_m} + \frac{R_{dr}}{l_r}\right) & -\left(\frac{R_{dqr}}{l_r} + \frac{M_{dq} R_m}{l_r L_m} - \omega_s + \omega_r\right) \\ -\frac{M_{dq} R_m}{l_r L_m} & -\frac{M_q R_m}{l_r L_m} & -\left(\frac{R_{dqr}}{l_r} + \frac{M_{dq} R_m}{l_r L_m} + \omega_s - \omega_r\right) & -\left(\frac{R_m}{L_m} + \frac{M_q R_m}{l_r L_m} + \frac{R_{qr}}{l_r}\right) \end{bmatrix}$$

$$[A_1] = \begin{bmatrix} -\left(\frac{R_m R_{ds}}{l_s L_m}\right) & -\left(\frac{R_m R_{dqs}}{l_s L_m} - \frac{R_m \omega_s}{L_m} - \frac{R_m \omega_s}{l_s}\right) & 0 & \frac{R_m \omega_s}{l_s} \\ -\left(\frac{R_m R_{dqs}}{l_s L_m} + \frac{R_m}{L_m} \omega_s + \frac{R_m \omega_s}{l_s}\right) & -\left(\frac{R_m R_{qs}}{l_s L_m}\right) & \frac{R_m \omega_s}{l_s} & 0 \\ 0 & \frac{R_m (\omega_s - \omega_r)}{l_r} & -\left(\frac{R_d R_m}{l_r L_m}\right) & -\left(\frac{R_{dq} R_m}{l_r L_m} - (\omega_s - \omega_r) \left(\frac{R_m}{L_m} + \frac{R_m}{l_r}\right)\right) \\ \frac{R_m (\omega_s - \omega_r)}{l_r} & 0 & -\left(\frac{R_{dq} R_m}{l_r L_m} + (\omega_s - \omega_r) \left(\frac{R_m}{L_m} + \frac{R_m}{l_r}\right)\right) & -\left(\frac{R_r R_m}{l_r L_m}\right) \end{bmatrix}$$

$$[B_0] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{l_s} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{l_s} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{l_r} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{l_r} \end{bmatrix}, [B_1] = \begin{bmatrix} -\frac{R_m}{l_s L_m} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_m}{l_s L_m} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{R_m}{l_r L_m} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{R_m}{l_r L_m} \end{bmatrix}$$

3.A.2 Linéarisation de l'équation dynamique de la turbine éolienne (code MatLab)

```
% MatLab Code
ru=1.225;
R=1.6;
Ar=pi*R*R;
syms wt vw beta Ar R ru
lambda=wt*R/vw;
lambdai=1/((1/(lambda+(0.08*beta)))-(0.035/(1+(beta^3))));
Cp=(0.5176*((116/lambdai)-(0.4*beta)-5)*(exp(-21/lambdai)))+(0.0068*lambda);
CpY=0.5*ru*Ar*(vw^3)*(Cp/wt);
gamma_op=diff(CpY,wt);
xi_op=diff(CpY,vw);
delta_op=diff(CpY,beta);
```

Annexe3.B

3.B.1. Paramètres de la SEIG

2.2 kW, 3-phases, 4-pole, 50 Hz, 415 V, 4.5 A, connexion en étoile, 1440 tr/min, $R_s = 3.735 \Omega$, $R_r = 2.91 \Omega$, $X_{ls} = 4.727 \Omega$, $X_{lr} = 4.727 \Omega$; $R_e = 72e-6 \Omega$; $R_b = 150e-6 \Omega$; Nombre de barre rotorique $N_r = 16$. Impédance de base = 53.24 Ω . La vitesse de base = 1500 tr/m, $J = 0.0842 \text{ kg m}^2$.

L'inductance magnétisante L_m est liée au courant magnétisant de la façon suivante

$$L_m = 0.3177 \quad \text{Si } I_m \leq 0.75$$

$$= 0.3502 - 0.0349 I_m - 0.0017 I_m^2 \quad \text{Si } 0.75 < I_m \leq 4.25$$

3.B.2. La turbine éolienne

Puissance nominale = 2.2 kW, La vitesse de vent de base = 11 m/s, $J = 1.25 \text{ kg m}^2$; $R = 1.6 \text{ m}$; $G = 3.18$, $t_m = 0.25 \text{ sec}$, constante de temps = 1.334, gain statique nominal = - 2.5453.

Annexe 3.C

En supposant que la vitesse de la turbine éolienne est maintenue constante par la commande utilisée, les variations du gain statique ($\Delta G = |(-\delta/J_t D) - (-\delta_{opt}/J_t D_{opt})|$) et de la constante de temps ($\Delta T = |-1/D + 1/D_{opt}|$) du modèle linéarisé autour d'un point nominal de fonctionnement selon l'angle d'orientation des pâles pour différentes valeurs de la vitesse de

vent sont représentés dans les figures.24a et 24b, respectivement. On peut conclure que le gain statique a la variation la plus significative.

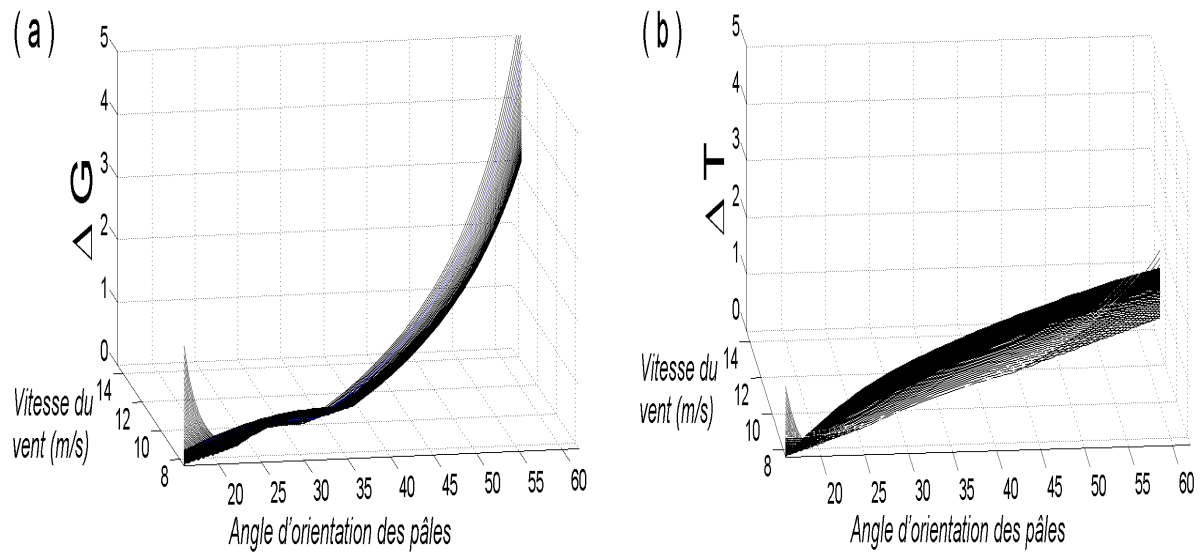


Figure. 3.24. Variations dans le gain statique (ΔG) et de la constante de temps (ΔT).

Chapitre 4

4.1. Introduction

Le système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable qui se base sur l'utilisation de la machine asynchrone à double alimentation est considéré comme l'une des sources d'énergie renouvelable qui a un grand potentiel et utilisation par rapport aux autres systèmes d'énergies éoliennes. Les évolutions technologiques majeures de ce système passent généralement par la mise au point d'une stratégie de maintenance optimisée [238, 239, 65], une production avec une capacité améliorée [240], une dynamique et un contrôle stabilisés [241, 242], un contrôle à la fois robuste et tolérant au défaut [243]. Par conséquent, la conception d'un système éolien amélioré conduit souvent à la conception d'une commande robuste et une procédure de diagnostic de défauts efficace.

Basant sur les expériences faites par les industriels et les experts, les défauts rotoriques (les courts-circuits ou les déséquilibres des résistances rotoriques) qui causent une dissymétrie de phase rotorique peuvent être un sérieux problème dans les machines asynchrones à vitesse variable [244]. En effet, dans le fonctionnement des systèmes éoliens en boucle fermée, ces défauts peuvent facilement être amplifiés, et par conséquent, ils peuvent développer une défaillance totale de l'ensemble du système éolien, si la progression du défaut est non détectée. Par conséquent, il est nécessaire de détecter ce défaut dès que possible afin de minimiser les coûts de maintenance et d'éviter les temps d'arrêt non planifiés avec l'application d'une/des technique(s) avancée(s) de diagnostic de défaut en ligne. Dans cette perspective, plusieurs techniques de diagnostic des défauts rotorique peuvent être trouvées dans la littérature utilisant l'analyse spectrale du courant de la machine dans le régime permanent [245, 219, 246].

Actuellement, ces techniques sont appliquées à des systèmes d'énergies éoliennes. Toutefois, le fonctionnement de ces systèmes est généralement en régime transitoire, ce qui donne la raison d'élaborer de techniques non stationnaires pour la détection et le diagnostic de défaut [247]. Dans ce cadre, une variété de techniques non stationnaires est proposée dans la littérature, comme *STFT* adaptatif [183], S-transformer adaptatif [248], et la Distribution de Wigner-Ville WVD [249]. Cependant, l'inconvénient majeur de ces approches est la complexité très élevée de calcul [184].

Dans la référence [250], une méthode déterminant la longueur optimale de la fenêtre d'un spectrogramme pour l'analyse d'un signal non stationnaire est montrée. Cette méthode détermine la longueur optimale de la fenêtre utilisée dans le spectrogramme en fonction de la

vitesse de la variation de la fréquence instantanée (SI) du signal non-stationnaire. En basant sur cette hypothèse, une *FFT* adaptative avec une fenêtre d'une taille optimale est proposée. Cette méthode permet d'un part d'obtenir une meilleure performance par rapport l'algorithme *FFT* classique utilisant une fenêtre fixe [251, 252], et d'un autre part, elle présente une faible complexité de calcul par rapport aux autres méthodes adaptatives.

Une autre manière pour empêcher la défaillance du système en évitant l'aggravation des défauts est de développer une commande ayant une certaine capacité de rester robuste dans des conditions défectueuses. La tâche qui doit être abordée en réalisant une telle commande est la conception d'un régulateur avec une structure appropriée pour garantir une performance satisfaisante, non seulement lorsque le système est dans des conditions saines ; mais aussi dans le cas où le système fonctionne dans un mode en défaut. Dans ce contexte, avec l'application de la stratégie de la commande vectorielle à la MADA, deux régulateurs d'ordre fractionnaire (Proportionnelle Intégrale d'ordre Fractionnaire (*FO-PI*) et Intégrale d'ordre Fractionnaire (*FO-I*)) sont proposés et conçus pour commander l'ensemble du système selon trois contraintes de réglage qui sont imposées pour garantir une bonne performance et une bonne robustesse aux variations paramétriques du système commandé.

En comparaison avec la commande classique utilisant les régulateurs classiques comme dans [253, 240, 254], les régulateurs d'ordre fractionnaire ont un potentiel important dans l'amélioration des performances de la commande [255] et de la robustesse du système en raison de ses paramètres supplémentaires [256]. Pour ces raisons, récemment, l'application de calcul fractionnaire dans la commande est fréquemment utilisée comme dans [257, 258, 259, 260, 261]. La contribution dans ce papier à la commande du système de conversion d'énergie éolienne est que les méthodes de réglage des paramètres utilisés pour la conception des régulateurs *FO-PI* et *FO-I* sont pratiques, simples et peuvent assurer une performance dynamique et robustesse favorable dans les deux conditions saines et défectueuses.

Pour améliorer le rendement de la production des systèmes d'énergie éolienne fonctionnant en MPPT, le stockage d'énergie représente la solution efficace en offrant la possibilité d'améliorer le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans le réseau électrique. Pour cette raison, beaucoup des systèmes d'énergie éolienne sont raccordés au réseau électrique en présence de différents types de système de stockage d'énergie. Donc, il est très intéressant d'étudier le diagnostic de défaut des machines asynchrones dans des systèmes d'énergies éoliennes qui sont associés à un système de stockage d'énergie. Dans notre étude, le système éolien étudié est associé à un système de stockage d'énergie à deux niveaux *SSE* composé des

super-condensateurs et des batteries plomb-acide. Grâce au système de gestion d'énergie, le transfert d'énergie entre les multiples sources d'énergie (batterie et super-condensateur et le bus à courant continu) est commandé dans un mode en parallèle. Les écarts entre la puissance du vent disponible et la puissance active désirée du réseau électrique sont compensés par l'ensemble des sources d'énergie de stockage en même temps mais avec des contributions différentes qui sont en fonction des caractéristiques de la source d'énergie et aussi les règles définies de la commande d'énergie. Le système de stockage d'énergie *SSE* est connecté au bus à courant continu CC pour la raison que, dans cette topologie, le *SSE* pût renforcer le bus continu des convertisseurs de la MADA lors des régimes transitoires en améliorant le fonctionnement du système de conversion d'énergie éolienne à tension basse du réseau électrique [262, 263].

Ce chapitre est organisé comme suit. La section 2 présente une description du système de l'énergie éolienne. La section 3 est consacrée à la modélisation de la chaîne éolienne raccordée au réseau électrique dans le domaine des entraînements à vitesse variable. Un modèle simplifié de la machine asynchrone à double alimentation en présence de défauts rotoriques permettant de caractériser l'influence de défaut sur le système éolien est présenté. Ainsi dans cette section, nous présentons la modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance utilisant la commande MLI et aussi nous présentons la modélisation du système de stockage d'énergie. La section 4 décrit la stratégie de la commande du système éolien avec son système de stockage d'énergie. La stratégie de commande d'ordre fractionnel avec deux contrôleurs ordre fractionnaire *FO-PI* et *FO-I* est présentée et comparée avec la commande classique utilisant les régulateurs de type *PI*. Section 5 donne une description de la procédure proposée de détection et de diagnostic de défauts. Les résultats de simulation sont présentés dans la section 6. Enfin, des conclusions sont données dans la section 7.

4.2. Description du système étudié

Le système de l'énergie éolienne étudié dans cette étude est représenté dans la figure. 4.1. Ce système se compose d'une turbine éolienne à vitesse variable entraînant une *MADA* à travers un multiplicateur de vitesses. Le stator de la *MADA* est directement connecté au réseau électrique et le rotor est relié par l'intermédiaire de deux convertisseurs statiques multi niveaux, à un *SSE* à deux niveaux et un filtre *RL*. La topologie de convertisseurs multi niveaux utilisés dans ce système est à trois niveaux (en anglais Neutral Point Clamped NPC). Le *SSE* à deux niveaux est composé des super-condensateurs, des batteries au plomb-acide et

des convertisseurs DC / DC à deux quadrants. il est relié au bus continu des convertisseurs de la MADA.

L'utilisation des convertisseurs de puissance entre le rotor de la MADA, le SSE et le réseau électrique permet la commande de transfert de puissance entre le stator de la MADA et le réseau électrique, le rotor et le réseau électrique ainsi que le SSE et le réseau électrique. Pour expliquer le fonctionnement du système proposé dans le transfert de flux d'énergie, nous supposons que la puissance P_g envoyé à partir du système d'énergie éolienne au réseau électrique est maintenue constante. L'écart entre la puissance délivrée de la turbine éolienne P_w et P_g est compensé par la puissance du SSE (P_{ESS}) où $P_{ESS}(t) = P_g(t) - P_w(t)$.

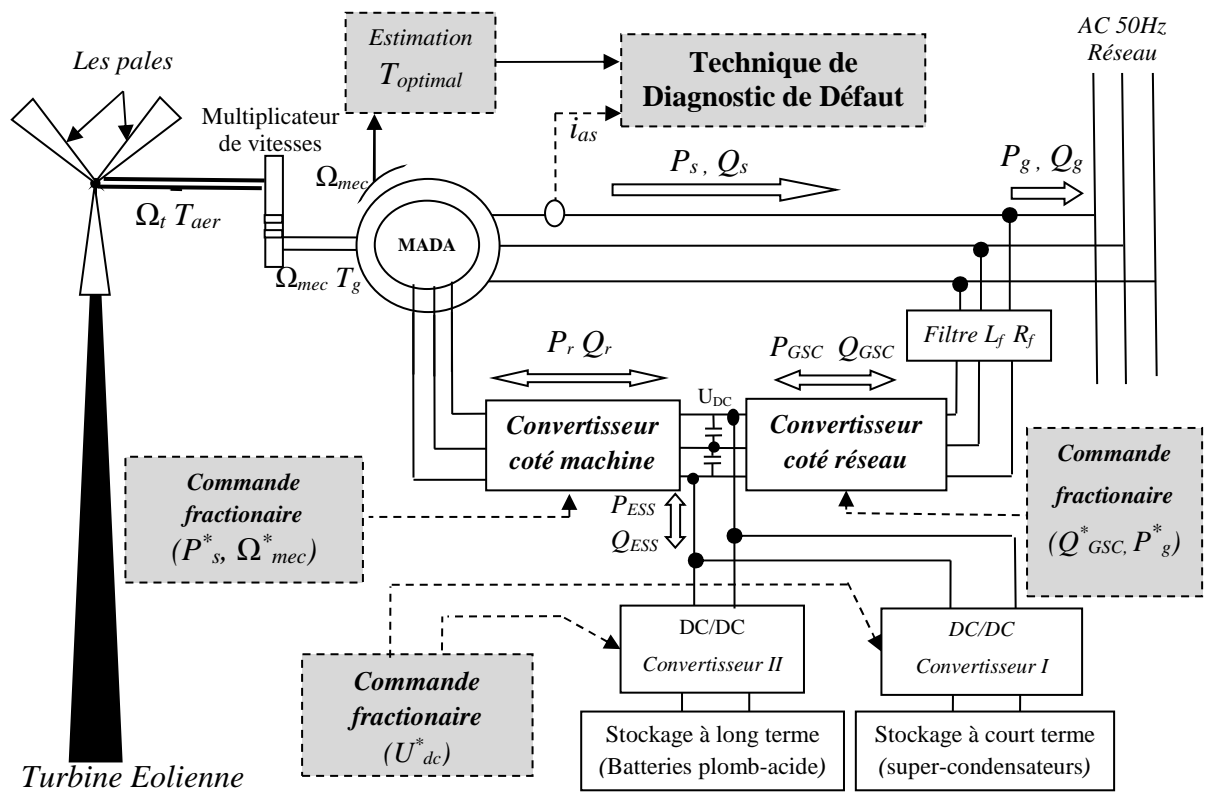


Figure. 4.1. Le système étudié de conversion d'énergie éolienne.

4.3. Modélisation du système de conversion d'énergie éolienne

4.3.1. L'équation de la vitesse optimale de la turbine

Le rapport de vitesses λ (ou TSR, tip speed ratio) est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R\Omega_{tr}}{v_w} \tag{4.1}$$

Où Ω_{tr} est la vitesse de la turbine ; R est le rayon des pales et v_w est la vitesse de vent.

La référence de la vitesse de la turbine Ω_{tr-ref} correspond à celle correspondant à la valeur optimale du rapport de vitesse λ (à β constant) permettant d'obtenir la valeur maximale du coefficient de puissance de la turbine C_p (cf. Chapitre 3). Donc la vitesse optimale est obtenue à partir de l'inversion de l'équation (4.1) :

$$\Omega_{tr-ref} = \frac{\lambda_{opt} v_w}{R} \quad (4.2)$$

λ_{opt} et la valeur du *TSR* optimal pour C_p maximal.

4.3.2. L'équation dynamique de l'arbre de la machine en rotation

L'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir des couples mécaniques et électromagnétiques appliqués au rotor de la génératrice :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (4.3)$$

C_{em} : le couple électromagnétique produit par la génératrice ;

C_g : le couple issu du multiplicateur ;

C_{vis} : le couple des frottements visqueux.

Le couple résistant du aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f_v :

$$C_{vis} = f_v \cdot \Omega_{mec} \quad (4.4)$$

J est l'inertie totale constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice. Elle peut être calculée par la relation suivante :

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (4.5)$$

Dans la dernière relation, $J_{turbine}$ représente l'inertie de la masse de la turbine éolienne comprenant la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. J_g représente l'inertie de la génératrice. G est le gain du multiplicateur de vitesses.

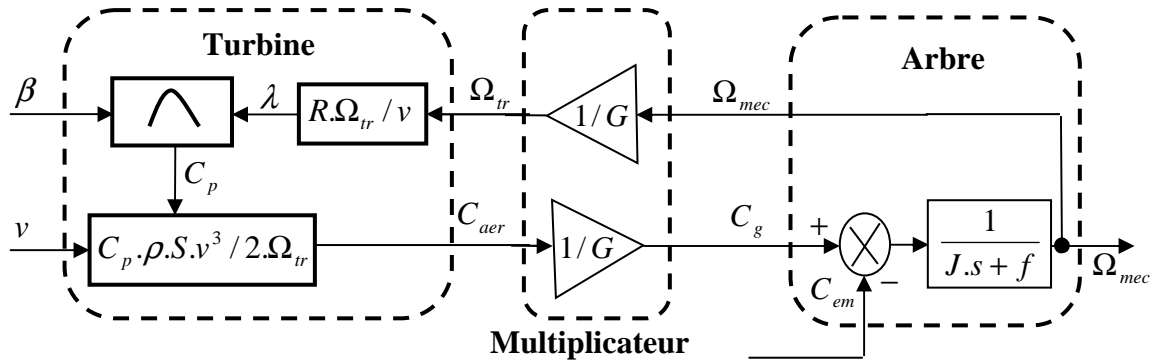


Figure. 4.2. Schéma bloc du modèle de la turbine.

4.3.3. Le modèle dynamique de la MADA en présence des défauts rotoriques

Afin de représenter au mieux le comportement de la machine asynchrone à double alimentation en présence des défauts rotoriques, il est nécessaire de faire appel à un modèle précis mais suffisamment simple pour que le temps de calcul du simulateur ne soit pas exagéré. En commençant par la représentation du modèle de la MADA dans un repère triphasé, on peut passer par l'utilisation de la transformation de Park à un modèle biphasé qui présente un bon compromis entre ces contraintes.

Les équations générales de la machine asynchrone à double alimentation dans un repère triphasé s'écrivent :

$$V_s = R_s I_s + \frac{d\phi_s}{dt} \quad \text{et} \quad V_r = R_r I_r + \frac{d\phi_r}{dt} \quad (4.6)$$

$V_s = [V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}]^T$, $V_r = [V_{ra}, V_{rb}, V_{rc}]^T$ sont les vecteurs des tensions appliquées aux bornes des bobinages statoriques et rotoriques respectivement;

$I_s = [i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}]^T$, $I_r = [i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}]^T$ sont les vecteurs des courants traversant les bobinages statoriques et rotoriques respectivement;

$R_s = \text{diag}[R_{sa}, R_{sb}, R_{sc}]$, $R_r = \text{diag}[R_{ra}, R_{rb}, R_{rc}]$ sont les matrices (3x3) de résistance des enroulements statoriques et rotoriques respectivement;

$\phi_s = [\phi_{sa}, \phi_{sb}, \phi_{sc}]^T$, $\phi_r = [\phi_{ra}, \phi_{rb}, \phi_{rc}]^T$ sont les vecteurs de flux traversant les bobinages statoriques et rotoriques respectivement.

En utilisant alors la transformation de Park (P_s), les équations des tensions pour les enroulements de stator peuvent être écrites comme :

$$V_{sdq} = PS R_s PS^{-1} I_{sdq} + PS \frac{d(PS^{-1} \phi_{sdq})}{dt} = R_{SDQ} I_{sdq} + \frac{d\phi_{sdq}}{dt} + \omega_s \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \phi_{sdq} \quad (4.7)$$

Avec ω_s est la pulsation des grandeurs statoriques et R_{SDQ} est la matrice équivalente de résistance qui est donnée par la relation suivante :

$$R_{SDQ} = P_s R_s P_s^{-1} = \begin{bmatrix} R_{ds} & R_{sdq} \\ R_{sdq} & R_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix}, \quad PS = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

En utilisant alors la transformation de Park (P_r), les équations des tensions pour les enroulements rotoriques peuvent être écrites comme :

$$V_{rdq} = PR R_r PR^{-1} I_{rdq} + PR \frac{d(PR^{-1} \phi_{rdq})}{dt} = R_{RDQ} I_{rdq} + \frac{d\phi_{rdq}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \phi_{rdq} \quad (4.9)$$

R_{RDQ} est la matrice équivalente de résistance qui est donnée par la relation suivante :

$$R_{RDQ} = PR R_r PR^{-1} = \begin{bmatrix} R_{dr} & R_{rdq} \\ R_{rdq} & R_{qr} \end{bmatrix}, \quad PR = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

Avec $\omega_r = P_p \Omega_{mec}$ est la vitesse électrique avec P_p est le nombre de paires de pole de la génératrice asynchrone.

Les relations entre les flux magnétiques et le courant statorique/rotorique sont :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} & , & \phi_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \\ \phi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} & , & \phi_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \end{cases} \quad (4.11)$$

Avec i_{ds} , i_{qs} , i_{dr} , et i_{qr} sont les courants statoriques et rotoriques biphasés suivant les axes directs et en quadratures respectivement.

L'expression du couple électromagnétique en fonction des flux et des courants statoriques :

$$C_{em-DFIG} = P_p (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds}) \quad (4.12)$$

Les puissances active et réactive du stator (P_s , Q_s) et active et réactive du rotor (P_r , Q_r) sont définies comme suit :

$$\begin{cases} P_s = V_{ds} i_{ds} + V_{qs} i_{qs} \\ Q_s = V_{qs} i_{ds} - V_{ds} i_{qs} \end{cases}, \quad \begin{cases} P_r = V_{dr} i_{dr} + V_{qr} i_{qr} \\ Q_r = V_{qr} i_{dr} - V_{dr} i_{qr} \end{cases} \quad (4.13)$$

Ainsi, le moyen le plus simple pour émuler un déséquilibre de phase rotorique en permettant de tester l'efficacité des méthodes de diagnostic de défaut, est d'insérer une résistance supplémentaire en série avec la résistance d'enroulement d'une phase rotorique [264] afin de provoquer un déséquilibre d'une phase rotorique.

4.3.4. Modèle mathématique de convertisseur multi-niveaux du type NPC

Généralement, pour raccorder une éolienne à vitesse variable au réseau électrique, on se sert d'une interface d'électronique de puissance à deux niveaux. Cependant, l'intégration des topologies multi niveaux dans les éoliennes permettrait d'améliorer la qualité de l'énergie de l'ensemble du système [265]. En effet, ces topologies permettent de réduire l'amplitude des harmoniques injectés par les convertisseurs dans la charge en les poussant en haute fréquence. D'autre part, au niveau de l'interface d'électronique de puissance à multi niveaux, les interrupteurs de puissance ne subissent qu'une partie de la tension du bus continu. Ce qui a pour effet de diminuer les pertes par commutation.

De plus, les interrupteurs de puissance dans les convertisseurs de puissance à deux niveaux ne peuvent pas être fonctionnés, en même temps, avec des grandes puissances d'utilisation, des temps de commutation très brefs et des coûts faibles. En effet, si la puissance d'utilisation est grande, la fréquence de commutation est faible, et inversement. Donc, si une grande puissance d'utilisation est nécessaire, il sera difficile de trouver des interrupteurs ayant une fréquence de commutation acceptable. Alors, si on veut augmenter la fréquence de commutation des interrupteurs de puissance, nous devons augmenter la puissance transférée par les convertisseurs sans dépasser la tension maximale que peuvent supporter les interrupteurs avec un courant qui ne doit pas être très grand.

Pour remédier à ce problème que pose le convertisseur d'électronique de puissance à deux niveaux, les interfaces d'électronique de puissance à multi niveaux présentent une alternative pouvant être utilisée à forte puissance avec des fréquences de commutation élevée. La structure la plus largement utilisée pour générer une tension multi-niveaux est le convertisseur clampé par le neutre (aussi appelé NPC : Neutral Point Clamped converter) qui a été introduite la première fois par A. Nabae et H. Akagi en 1981. Comme l'illustre la figure 4.3 où se trouve un convertisseur triphasé à trois niveaux à structure NPC dos-à-dos, le bus continu est segmenté par deux condensateurs placés en série. La segmentation de ce bus a l'avantage de réduire la contrainte en tension sur les différents interrupteurs de puissance qui permettra de choisir des interrupteurs avec des fréquences de commutation plus élevée. C'est-

à-dire avec ce convertisseur multi-niveaux, les interrupteurs de puissance ne supportent que la moitié de la pleine tension du bus continu. Ça donne la possibilité d'augmenter la tension de ce bus au-delà de celle que peuvent supporter les interrupteurs et donc de choisir des interrupteurs supportant que la moitié de la puissance transitée par cette interface mais ayant une fréquence de commutation élevée.

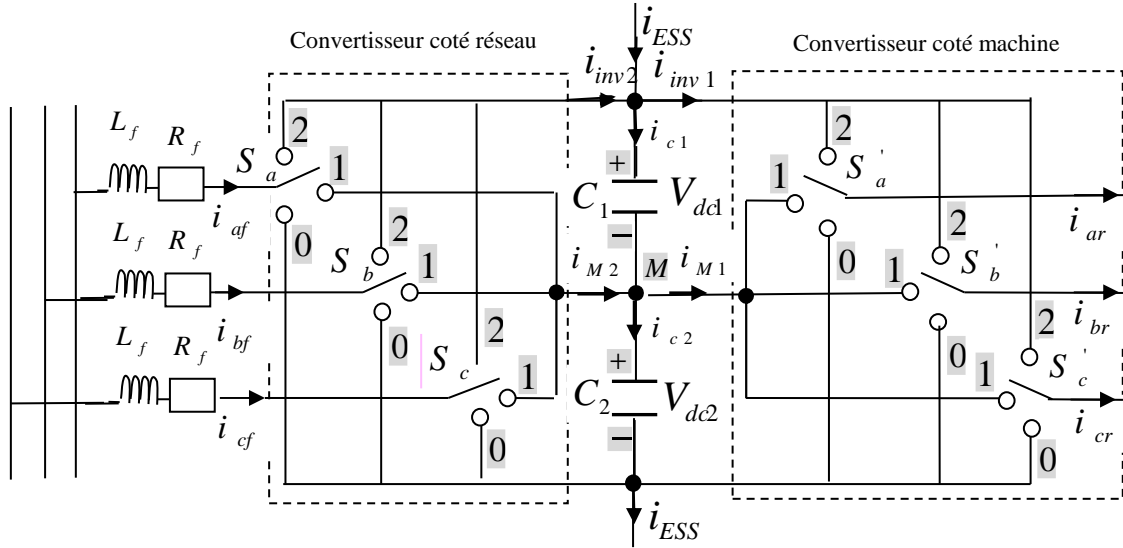


Figure 4.3. Circuit équivalent de convertisseur NPC dos à dos (Back -to- Back).

Chaque convertisseur est composé de trois bras identiques dont chacun contient quatre interrupteurs et deux diodes. Il comprend aussi un bus continu ayant deux condensateurs C_1 et C_2 en série dont les tensions sont V_{dc1} et V_{dc2} , respectivement. i_{af} , i_{bf} et i_{cf} sont les courants triphasés du filtre et i_{ESS} est le courant total du système de stockage d'énergie à deux niveaux.

Comme les bras de ces convertisseurs sont identiques, l'étude d'un seul bras permet d'explicitier le fonctionnement de la structure de la figure 4.3. Pour éviter les court-circuits des tensions V_{dc1} et V_{dc2} , les interrupteurs d'un même bras sont complémentaires : si l'un est fermé, l'autre est ouvert et vis-versa.

Pour obtenir le modèle mathématique, les états de commutation de la phase A, S_a se décompose en (4.14) :

$$\begin{cases} S_a = 2 \Rightarrow S_{1a} = 1, S_{2a} = 0, S_{3a} = 0 \\ S_a = 1 \Rightarrow S_{1a} = 0, S_{2a} = 0, S_{3a} = 1, \\ S_a = 0 \Rightarrow S_{1a} = 0, S_{2a} = 1, S_{3a} = 0 \end{cases} \quad (4.14)$$

Où S_{1a} , S_{2a} , S_{3a} sont les fonctions de connexion qui décrivent l'état du premier bras ($1a =$ moitié supérieure du bras, $2a =$ moitié inférieure du bras et $3a =$ point neutre du bras). De la même manière, les états de commutation des phases B et C , S_b et S_c sont décomposés aussi.

Supposant que les tensions triphasées (V_A , V_B et V_C) du convertisseur NPC à trois niveaux sont équilibrées, en utilisant la tension DC (V_{dc1} et V_{dc2}), les relations entre les tensions (V_A , V_B et V_C) avec les fonctions de connexion (S_{1a} , S_{2a} , S_{3a}) sont défini comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} S_{1a} \\ S_{1b} \\ S_{1c} \end{bmatrix} \cdot V_{dc1} - \begin{bmatrix} S_{2a} \\ S_{2b} \\ S_{2c} \end{bmatrix} \cdot V_{dc2} \right) \quad (4.15)$$

En supposant que $C_1 = C_2 = C$, la tension se répercute sur le bus DC est donnée par :

$$C \frac{dV_{DC}}{dt} = C \frac{dV_{dc1}}{dt} + C \frac{dV_{dc2}}{dt} = i_{c1} + i_{c2} \quad (4.16)$$

Selon le modèle présenté dans la figure 4.3, les équations (4.17) et (4.18) peuvent être déduites :

$$i_{c1} = i_{inv2} - i_{inv1} + i_{ESS} \quad (4.17)$$

$$i_{c2} = i_{c1} + i_{M2} - i_{M1} = i_{inv2} - i_{inv1} + i_{ESS} + i_{M2} - i_{M1} \quad (4.18)$$

L'introduction des équations (4.16) et (4.17) dans l'équation (4.18) nous donnera le modèle simplifié suivant :

$$C \frac{dV_{DC}}{dt} = 2(i_{inv2} - i_{inv1} + i_{ESS}) + i_{M2} - i_{M1} \quad (4.19)$$

Le courant de point neutre est donné par :

$$i_M = C \frac{d(V_{dc1} - V_{dc2})}{dt} = i_{M1} - i_{M2} \quad (4.20)$$

Dans ce travail, nous utilisons la stratégie de commande par Modulation de Largeurs d'Impulsions (MLI) pour le convertisseur dos-à-dos à trois niveaux à structure NPC.

4.3.5. Modèle mathématique du filtre LR d'entrée

Dans ce chapitre, nous considérons l'utilisation d'un filtre RL dans la réalisation d'une connexion entre le système éolien à vitesse variable et le réseau électrique (Figure 4.1).

L'objectif de ce filtre est d'éliminer les fréquences harmoniques issues du fonctionnement en commutation du convertisseur *NPC* à trois niveaux.

L'application de la loi des mailles permet de déterminer les tensions apparaissant aux bornes du filtre *RL* qui sont en fonction des courants transités entre le convertisseur et le réseau (i_{af}, i_{bf}, i_{cf}) et aussi les tensions du réseau électrique (V_{as}, V_{bs}, V_{cs}) selon :

$$\begin{cases} V_{af} = -R_f i_{af} - L_f \frac{di_{af}}{dt} + V_{as} \\ V_{bf} = -R_f i_{bf} - L_f \frac{di_{bf}}{dt} + V_{bs} \\ V_{cf} = -R_f i_{cf} - L_f \frac{di_{cf}}{dt} + V_{cs} \end{cases} \quad (4.21)$$

Le modèle dans (4.21) peut être représenté dans la référence rotative de Park comme suit :

$$\begin{cases} V_{df} = -R_f i_{df} - L_f \frac{di_{df}}{dt} + \omega_s L_f i_{qf} + V_{ds} \\ V_{qf} = -R_f i_{qf} - L_f \frac{di_{qf}}{dt} - \omega_s L_f i_{df} + V_{qs} \end{cases} \quad (4.22)$$

Où V_{df}, V_{qf} sont les tensions apparaissant aux bornes du filtre *RL* suivant l'axe direct et en quadrature respectivement. i_{df}, i_{qf} sont les courants transités entre le convertisseur et le réseau suivant l'axe direct et en quadrature respectivement.

4.3.6. Modèle du système de stockage d'énergie à deux niveaux

Depuis quelques années, des recherches sont en cours sur l'amélioration des systèmes de stockage d'énergie électrique basant sur l'association batteries/super-condensateurs permettant d'obtenir une forte densité de puissance et une forte densité d'énergie et encore une durée de vie élevée.

4.3.6.1. Modèle des batteries de type plomb-acide

La batterie de type plomb-acide est modélisée comme une source de tension variable dont la tension de sortie ne dépend pas seulement du courant mais également de l'état de charge-décharge de la batterie plomb-acide (*SOC*), qui est une fonction non linéaire dépendant du courant de la batterie et du temps. Les expressions mathématiques de la batterie plomb-acide peuvent être décrites comme suit [266, 267, 268].

$$\begin{cases} V_{b_disch} = -R_b \cdot i_b + V_0 - K(Q/Q - i_t) i_t^* - K(Q/Q - i_t) i_t + f_{hyst_disch}(i_b) \\ V_{b_char} = -R_b \cdot i_b + V_0 - K(Q/0.1.Q + |i_t|) i_t^* - K(Q/Q - i_t) i_t + f_{hyst_char}(i_b) \end{cases} \quad (4.23)$$

$$SOC (\%) = 100 \left(1 - \int i_b dt / Q \right) \quad (4.24)$$

Où, V_{b-char} et V_{b-disc} représentent la tension (V_b) de la batterie pendant les cycles de charge et de décharge, respectivement. R_b est la résistance interne de la batterie, V_0 est le potentiel (V) du circuit ouvert et i_b est le courant de charge / décharge de la batterie (A). K est la tension de polarisation (V), Q est la capacité de la batterie (Ah), i^* est le courant dynamique en basse fréquence, i_t est la capacité extraite, et $f_{hyst_char}(i_b)$ et $f_{hyst_disc}(i_b)$ sont des fonctions du courant de la batterie, ce qui représente le phénomène d'hystérésis de la batterie pendant les cycles de charge et de décharge. SOC représente l'état de charge de la batterie (en anglais State Of Charge).

La capacité nominale du banc de stockage en fonction de la capacité unitaire d'une batterie est exprimée par l'équation suivante :

$$C_n = \left(\frac{N_{Bat}}{N_{Bats}} \right) C_{Bat} = N_{Bat} C_{Bat} \quad (4.25)$$

Où

N_{Bat} : Le nombre total de batteries ;

N_{Bats} : Le nombre de batteries connectés en série ;

N_{Batp} : Le nombre de batteries connectés en parallèle ;

$C_{Bat}[Ah]$: Capacité d'une batterie unitaire.

La relation liant l'état de charge maximal et l'état de charge minimal est donnée par la formule suivante :

$$SOC_{min} = (1 - DOD) SOC_{max} \quad (4.26)$$

Avec

DOD : Représente la profondeur de décharge d'une batterie (en anglais Depth of Discharge).

4.3.6.2. Modèle des super-condensateurs

Le supercondensateur peut être modélisé par une capacité variable C_{sc} connecté en série avec une résistance R_{sc} , comme le montre la Figure 4.7. L'énergie du supercondensateur peut être calculée par la relation suivante :

$$E_{sc} = C_{sc} V_{sc}^2 / 2 \quad (4.27)$$

La capacité totale de super-condensateur (C_{sc}) peut être calculée en utilisant la tension nominale V_{sc_nom} et la tension minimale V_{sc_min} par [269] :

$$C_{sc} = \frac{2P_c t_d}{(V_{sc_nom} - V_{sc_min})^2}, \quad P_c t_d = E_{sc} \quad (4.28)$$

La définition de l'état de charge dans le modèle de super-condensateur est l'énergie dans le super-condensateur, divisée par l'énergie totale quand elle est complètement chargée.

$$SOC(\%) = 100 \left(\frac{E_{sc}}{E_{sc_max}} \right) = 100 \left(\frac{V_{sc}^2 (C/2)}{V_{sc_max}^2 (C/2)} \right) = 100 \left(\frac{V_{sc}^2}{V_{sc_max}^2} \right) \quad (4.29)$$

4.3.6.3. Modèle de convertisseur bidirectionnel dc/dc

Les convertisseurs de batterie et de super-condensateur sont, tous les deux, des convertisseurs bidirectionnels dc/dc , comme le montre la Figure.4.7.

Le modèle du convertisseur bidirectionnel de la batterie peut être exprimé comme suit :

$$\begin{cases} V_B - V_b = L_b \cdot di_b / dt + R_b i_b \\ V_B = V_{DC} \cdot d_1 \\ 2(i_{inv2} - i_{inv1} + i_{ESS}) + i_{M2} - i_{M1} = 2(i_{inv2} - i_{inv1} + i_s d_1' + i_b d_1') + i_{M2} - i_{M1} = C \cdot dV_{DC} / dt \end{cases} \quad (4.30)$$

Où V_B et V_b sont la tension aux bornes du commutateur de puissance ST_2 et la tension aux bornes de la batterie respectivement, i_{inv} est le courant circulant dans le circuit intermédiaire, i_{dc-ESS} est le courant circulant dans le condensateur, d_1 est le rapport cyclique du commutateur ST_1 . Les deux commutateurs sont complémentaires, ce qui signifie que le rapport cyclique de ST_2 est $(1-d_1)$. De même, le modèle de convertisseur de supercondensateur est le même que le convertisseur de la batterie.

4.3.7. Modèle de la vitesse du vent

La vitesse de vent peut être modélisée par une somme déterministe de plusieurs harmoniques [230].

$$v_w(t) = 10 + 0.6 [0.2 \sin(0.1047 t) + 2 \sin(0.2665 t) + \sin(1.2930 t) + 0.2 \sin(3.6645 t)] \quad (4.31)$$

4.4. La stratégie de commande du système d'énergie éolienne

Les blocs du système de commande (la commande côté réseau, la commande côté rotor et la commande du système de stockage d'énergie à deux niveaux) sont représentés sur la figure.

4.4. La commande côté réseau est dédiée à la commande de la puissance active et réactive échangée entre le système de l'énergie éolienne et le réseau électrique. Le convertisseur côté rotor est dédié pour commander l'échange de la puissance réactive statorique de la MADA au réseau et aussi la vitesse rotorique de la MADA (Ω_{mec}) pour extraire la puissance maximale du vent. La commande du système de stockage d'énergie à deux niveaux est dédiée à contrôler la tension de bus continu en utilisant les convertisseurs bidirectionnels *dc-dc*. Ces blocs peuvent être contrôlés indépendamment.

Pour paramétrer le régulateur *PI* d'ordre fractionnaire, nous supposons que le système commandé est en état sain ($R_{dr} = R_{qr} = R_r$, $R_{dqr} = R_{qdr} = 0$). Ensuite, nous testons la robustesse de la commande en utilisant le système défectueux ($R_{ra} = R_r + R_d$), où R_d est la résistance supplémentaire insérée à la phase A du rotor.

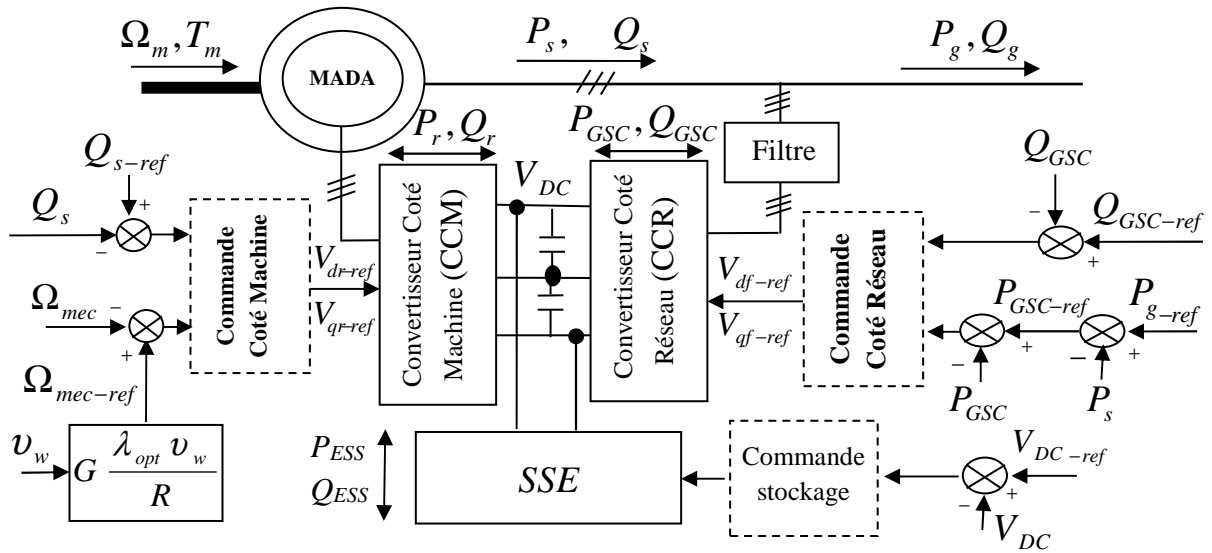


Figure. 4.4. Schéma blocs de système de commande du système éolien.

4.4.1. Commande du convertisseur côté rotor

Quand nous appliquons la stratégie de la commande vectorielle à la MADA en choisissant le référentiel diphasé *dq* lié au champ tournant statorique, on peut écrire :

$$\begin{cases} V_{qs} = V_s = \omega_s \phi_s \\ \phi_{ds} = \phi_s \\ \phi_{qs} = 0 \end{cases} \quad (4.32)$$

Puisque le repère lié au flux statorique tourne à la même vitesse angulaire que le vecteur de la tension statorique et qu'il est en avance de 90° sur ce même vecteur. Ainsi, en négligeant la résistance statorique, ce qui est possible pour les génératrices de forte puissance utilisées dans

les systèmes éoliens, nous pouvons écrire les relations de la puissance active et la puissance réactive du stator, le $C_{em-MADA}$ et les tensions rotoriques sous la forme suite :

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{L_m}{L_s} i_{qr} \\ Q_s = \frac{V_s \phi_s}{L_s} - \frac{V_s L_m}{L_s} i_{dr} \\ T_{em-DFIG} = -(P_p \cdot L_m \cdot \phi_s / L_s) \cdot i_{qr} \end{cases} \quad (4.33)$$

$$\begin{cases} V_{dr} = R_{rd} i_{dr} + R_{qdr} i_{qr} + (L_r - \frac{L_m^2}{L_s}) \frac{di_{dr}}{dt} - s \omega_s (L_r - \frac{L_m^2}{L_s}) i_{qr} \\ s = \omega_s - \omega_r / \omega_s \\ V_{qr} = R_{rq} i_{qr} + R_{qdr} i_{dr} + (L_r - \frac{L_m^2}{L_s}) \frac{di_{qr}}{dt} - s \omega_s (L_r - \frac{L_m^2}{L_s}) i_{dr} + s \frac{L_m}{L_s} V_s \end{cases} \quad (4.34)$$

La stratégie de commande appliquée au Convertisseur Coté Machine *CCM* est réalisée afin de commander la vitesse de rotation de la *MADA* et aussi commander la puissance active statorique de la *MADA* échange avec le réseau électrique (Figure. 4.5).

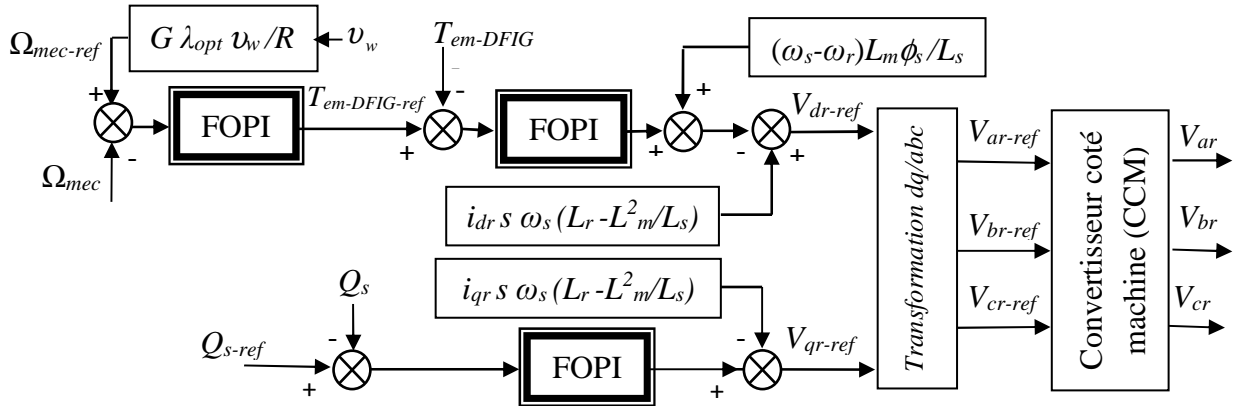


Figure.4.5. Le diagramme de commande du Convertisseur Côté Machine CCM.

La vitesse rotorique mesurée de la *MADA* est comparée avec la vitesse rotorique de référence ($\Omega_{mec-ref}$), la différence est envoyé au régulateur d'ordre fractionnaire *FO-PI* pour obtenir le couple électromagnétique de référence. Ce dernier est comparé au couple électromagnétique mesuré. L'erreur entre ces signaux est utilisée comme une entrée pour les régulateurs *FOPI* afin de définir V_{dr-ref} . En outre, la puissance réactive mesurée du stator est comparée à la référence (Q_s-ref) afin de définir V_{qr-ref} .

4.4.2. La Commande du Convertisseur Côté Réseau

Les puissances actives et réactives (P_{GSC}, Q_{GSC}) au convertisseur côté réseau (CCR) sont définies comme suit :

$$P_{GSC} = V_{ds} i_{df} + V_{qs} i_{qf} \quad Q_{GSC} = V_{qs} i_{df} - V_{ds} i_{qf} \quad (4.35)$$

Dans (4.36), la relation entre V_{DC} , la tension du bus continu ; P_{GSC} , puissance de rendement du CCR ; P_{ESS} , et P_r , est présentée.

$$P_r - P_{GSC} - P_{ESS} = \frac{1}{2} C \frac{d(V_{DC}^2)}{dt} \quad (4.36)$$

Pour une tension du bus continu constante, la relation entre P_{ESS} ; P_{GSC} et P_r définis comme

$$P_{GSC} = P_r - P_{ESS} \quad (4.37)$$

Pour une tension du bus continu constante, la puissance active au réseau électrique est définie comme :

$$P_g = P_{GSC} + P_s = P_r - P_{ESS} + P_s \quad (4.38)$$

Le schéma bloc du CCR avec ses contrôleurs est présenté dans figure. 4.6.

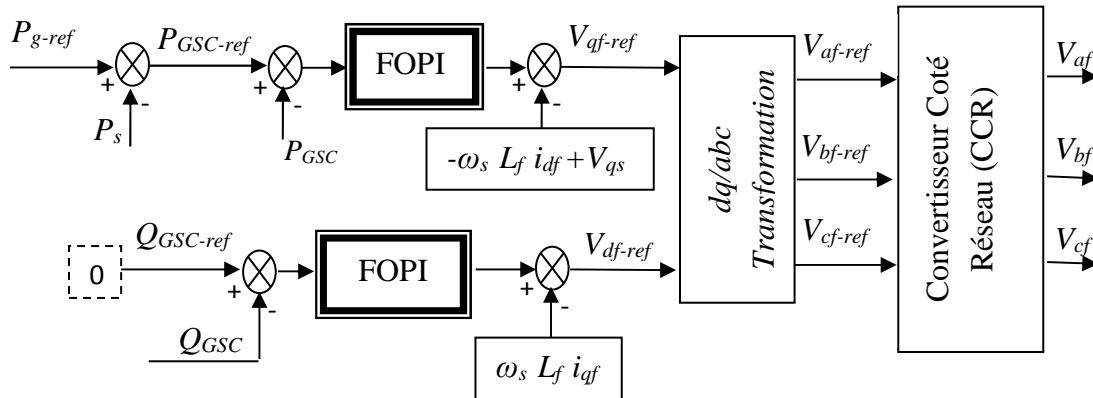


Figure. 4.6. Le diagramme de commande du Convertisseur Côté Réseau CCR .

La référence de la puissance active du CCR ($P_{GSC-ref}$) est déterminée à partir de la différence entre la puissance active statorique de la $MADA$, et la puissance active désirée du réseau électrique. Les puissances actives et réactives du CCR sont comparées avec les mesures réelles de ces puissances. L'erreur entre ces signaux est utilisée dans les régulateurs d'ordre fractionnaire afin de définir V_{qf-ref} et V_{df-ref} .

Le CCR et le CCM sont commandés par la stratégie de commande par modulation de largeurs d'impulsions. Une fois que les tensions de référence sont déterminées, les tensions réelles peuvent être générées à l'aide d'un convertisseur de tension fonctionnant avec MLI .

4.4.3. Stratégie de la commande du système de stockage d'énergie à deux niveaux

Les batteries de type plomb-acide sont adaptées au stockage d'énergie à long terme [270], ils ont une forte densité d'énergie, mais leurs vitesses de charge/ décharge sont relativement lentes. En plus, ce type de batteries a une durée de vie limitée [271, 272]. D'autre part, la durée de vie des super-condensateurs est pratiquement longue et leur densité de puissance est supérieure à celle des batteries, tandis que leur densité d'énergie est généralement inférieure [82, 273, 274].

En basant sur les caractéristiques de la batterie et super-condensateur, un système de commande et de contrôle de l'énergie de stockage à deux niveaux est proposé et illustré sur la figure. 4.7. Dans le schéma bloc de la commande proposée du système de stockage d'énergie, la tension du bus *DC* est commandée dans un mode en parallèle par toutes les sources d'énergie en même temps avec une contribution différente selon les caractéristiques des sources d'énergie ainsi que les règles définies du contrôle d'énergie.

Pour optimiser la durée de vie des batteries, il est recommandé que la pente de la variation du courant de la batterie par rapport au temps doive être limitée dans une gamme de sécurité afin de réduire les variations rapides de la puissance transitoires des batteries. Cette limitation est modélisée par un système de premier ordre en boucle fermé avec une limitation d'amplitude dans la chaîne directe. Dans ce cas, la puissance demandée pourrait être assurée par les super condensateurs.

La taille du système de stockage d'énergie à deux niveaux est en fonction de la différence maximale en puissance entre la puissance disponible de l'énergie du vent et la puissance désirée du réseau électrique. Cependant, les puissances de l'énergie du vent et les puissances désirées du réseau électrique sont variables. Donc, la détermination de la taille du système de stockage d'énergie nécessite une estimation de la variation maximale de la force du vent et aussi la variation maximale de la puissance désirée du réseau électrique.

Dans la Figure. 4.7, la limitation de la pente du courant des batteries est modélisée comme un système de premier ordre en boucle fermée avec une saturation de l'amplitude dans le retour de la boucle ; d_1 et d_2 sont les rapports cycliques des commutateurs *ST3* et *ST1* respectivement. Le *SOC* est l'état de charge. i_b et i_s sont les courants de la batterie et de la supercapacitor respectivement.

La valeur de la tension du bus continu *DC* est commandée par les batteries plomb-acide et les super-condensateurs. Tout d'abord, la tension du bus *DC* mesurée est comparée à la

tension continue de référence de bus (V_{DC-ref}) dont la différence est utilisée comme une entrée pour un régulateur d'ordre fractionnaire $FO-I$ afin d'obtenir les références des courants. Les courants de référence sont comparés avec les mesures réelles. Les erreurs entre ces signaux sont utilisées comme des entrées pour des régulateurs d'ordre fractionnaire $FO-PI$ afin de définir le rapport cyclique des convertisseurs dc/dc à deux quadrants de fonctionnement.

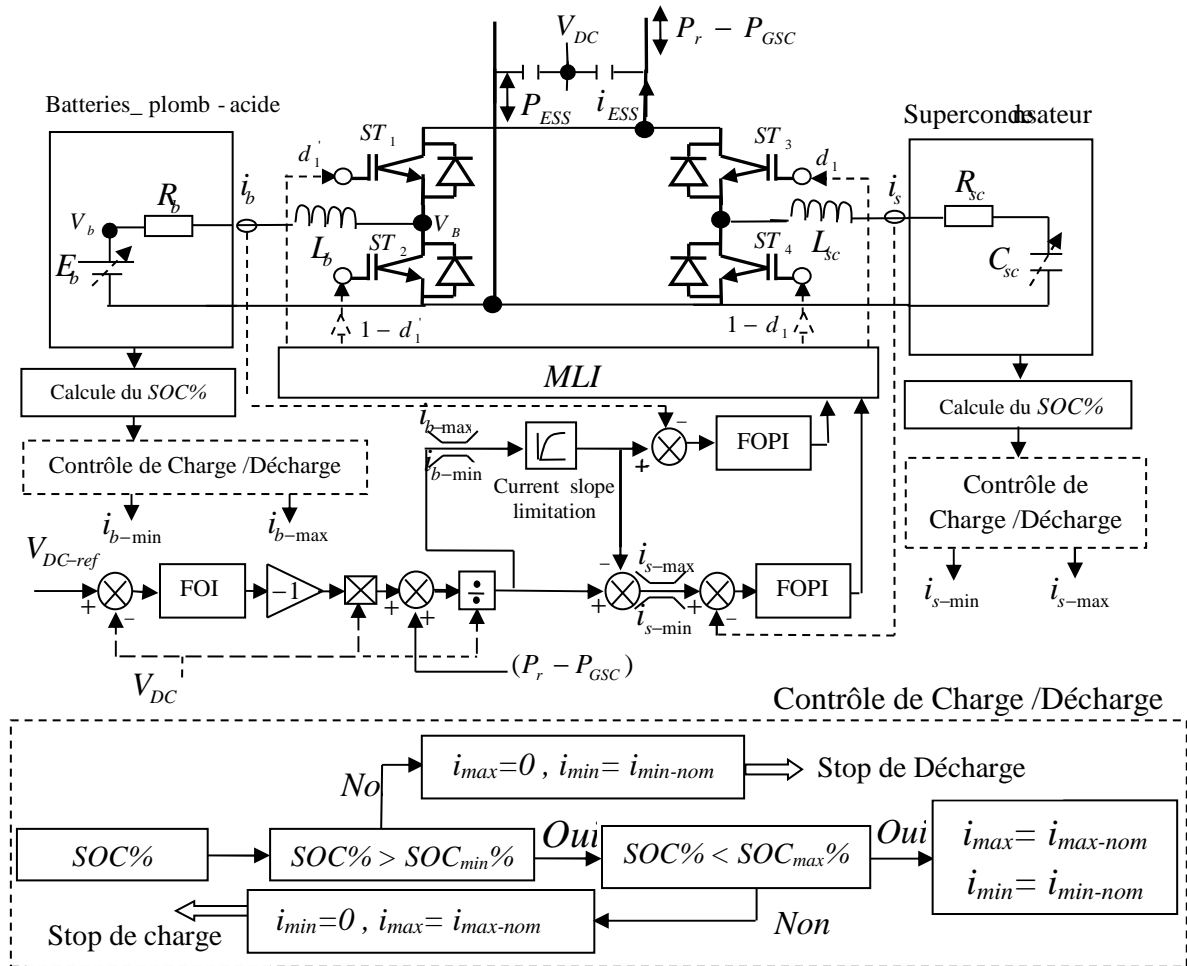


Figure. 4.7. Système de stockage d'énergie à deux niveaux et sa commande proposée.

4.4.4. La fonction de Bode

Dans l'étude de la conception des amplificateurs, Bode [199] a suggéré une forme idéale de la fonction de transfert en boucle ouverte de la forme :

$$F(p) = \left(\frac{\omega}{p} \right)^\lambda, \lambda \in R \quad (3.39)$$

Ce choix de $F(p)$ donne un système en boucle fermée avec la propriété désirable d'être peu sensible aux changements de gain. Si le gain se change, la fréquence de croisement ω_c se

changera mais la marge de phase du système, $\phi_m = \pi (1 - \lambda / 2)$ rad, reste indépendante de la valeur du gain.

4.4.5. Exemples illustratifs des méthodes de conception de FO-PI et FO-I

Dans cette section, nous présentons des exemples d'illustration pour vérifier les conceptions de FO-PI et FO-I. Des études comparatives des performances et des robustesses sont obtenues pour les deux régulateurs FO-PI et FO-I avec un autre régulateur classique du type PI.

4.4.5.1. La commande du couple électromagnétique en utilisant FO-PI

Le schéma bloc simplifié de la commande du $C_{em-MADA}$ pour la conception du régulateur FO-PI est donnée par :

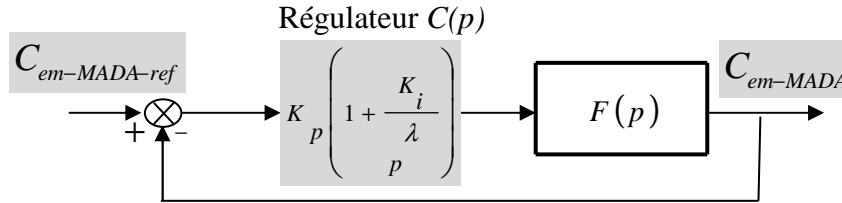


Figure. 4.8. Le schéma bloc simplifié de la commande du $C_{em-MADA}$.

$$F(p) = \frac{-P \phi L_m / (L_s R_r)}{1 + p \left(\left(\frac{L_r^2}{L_r - \frac{m}{L_s}} \right) / R_r \right)} = \frac{-P V L_m / (L_s R_r \omega_s)}{1 + p \left(\left(\frac{L_r^2}{L_r - \frac{m}{L_s}} \right) / R_r \right)} = \frac{K}{1 + pT} \quad (4.40)$$

La fonction de transfert en boucle ouverte $G(p)$ du régulateur FO-PI pour la commande du couple électromagnétique est donnée par :

$$G(p) = C(p)F(p) = K_p \left(1 + \frac{K_i}{p \lambda} \right) \left(\frac{K}{1 + pT} \right) \quad (4.41)$$

Selon la spécification (i), le rapport entre K_i et λ peuvent être établis comme suit :

$$K_i = \frac{-\tan \left[\arctan \left(\omega_c T \right) + \phi_m \right]}{\omega_c^{-\lambda} \sin \left(\lambda \pi / 2 \right) + \omega_c^{-\lambda} \cos \left(\lambda \pi / 2 \right) \tan \left[\arctan \left(\omega_c T \right) + \phi_m \right]} \quad (4.42)$$

Selon la spécification (iii), pour une robustesse vis-à-vis des variations du gain,

$$K_i = \frac{-D \pm \sqrt{D^2 - 4C^2 \omega_c^{-2\lambda}}}{2C \omega_c^{-2\lambda}} \quad (4.43)$$

Où

$$C = \frac{T}{1 + (T\omega_c)^2} \quad \text{et} \quad D = 2C\omega_c^{-\lambda} \cos(\lambda\pi / 2) - \lambda\omega_c^{-\lambda-1} \sin(\lambda\pi / 2)$$

Selon la spécification (ii), nous pouvons établir une autre équation entre K_p et λ ,

$$\frac{K_p K \sqrt{[1 + K_i \omega_c^{-\lambda} \cos(\lambda\pi / 2)]^2 + [K_i \omega_c^{-\lambda} \sin(\lambda\pi / 2)]^2}}{\sqrt{1 + (\omega_c T)^2}} = 1 \quad (4.44)$$

Clairement, nous pouvons résoudre les équations (4.42), (4.43) et (4.44) pour obtenir λ , K_i et K_p .

- Procédure de conception de régulateur FOPI

En utilisant la méthode dans [196], la procédure de la conception de régulateur FOPI est récapitulée comme :

- (1) donné $\omega_c = 900$ (rad./sec.), la fréquence de croisement de gain ;
- (2) donné $\varphi_m = 70^\circ$, la marge désirée de phase ;
- (3) représentation de la courbe 1 K_i en fonction de λ , selon (4.42), et la représentation de la courbe 2 K_i en fonction de λ , selon (4.43). Figure 4.9 montre les deux courbes 1 et 2.
- (4) détermination des valeurs du λ et du K_i à partir du point d'intersection des deux courbes 1 et 2 ; $\lambda = 0.407$, $K_i = 28.14$.
- (5) calcul du K_p selon (4.44). $K_p = 0.0172$.

Remarque : les spécifications (i), (ii), (iii) se trouvent en détail dans le chapitre 2.

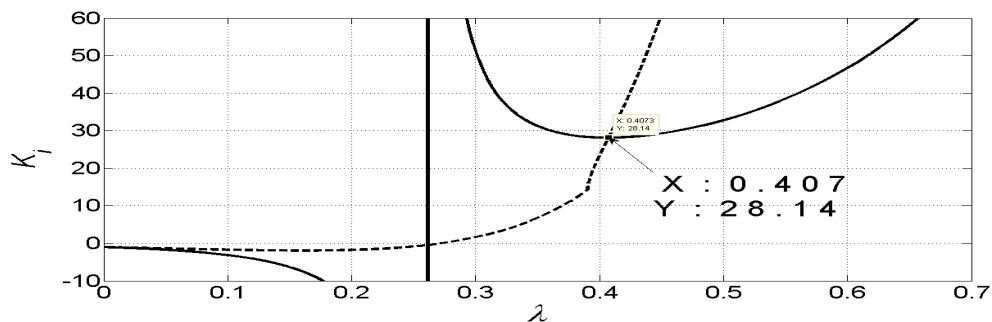


Figure.4.9. K_i en fonction du λ .

Puis, nous pouvons fixer la réponse en fréquence en boucle ouverte avec le régulateur FOPI. Pour le système de premier ordre, le régulateur proposé FOPI est :

$$C(p) = 0.0172 \left(1 + \frac{28.14}{p^{0.407}} \right) \quad (4.45)$$

Le diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte $G(p)$ (4.41) est tracé dans la figure. 4.10, nous pouvons voir que toutes les trois caractéristiques du régulateur $FO-PI$ sont satisfaites. Cependant, avec $IO-PI$, la spécification (iii) n'est pas satisfaite (phase ≥ 110 rads/sec). Il signifie que le régulateur $FO-PI$ réalise une meilleure robustesse vis-à-vis des variations de paramètres du système comparativement au régulateur classique $IO-PI$ ($K_p = 0.0415$ et $K_i = 392.290$).

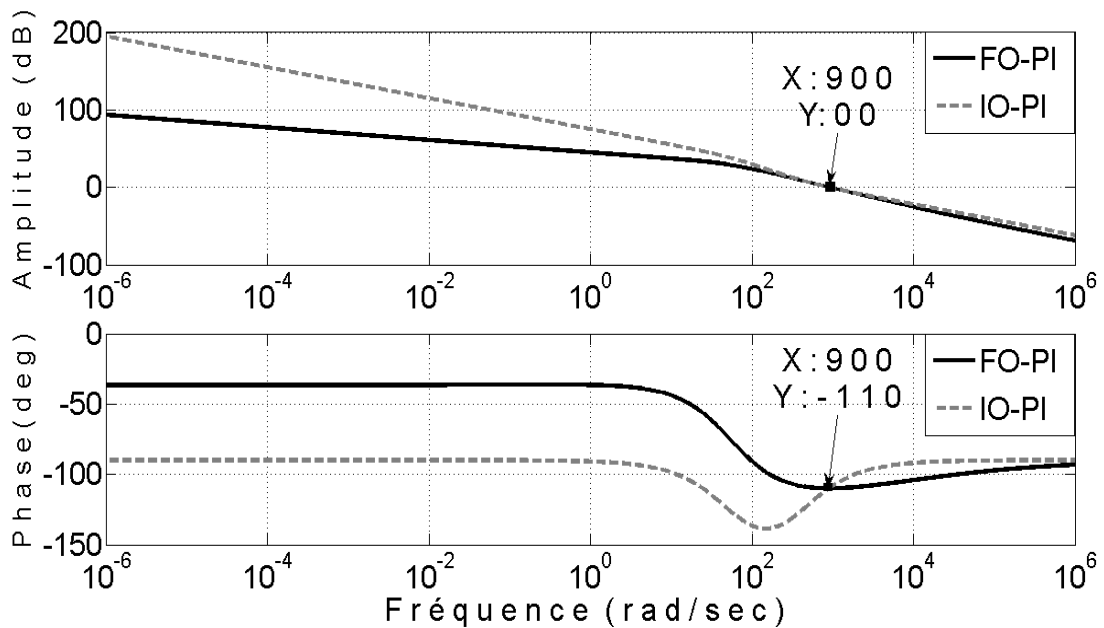


Figure. 4.10. Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte $G(p)$ avec les régulateurs $FO-I$ et $IO-PI$.

4.4.5.2. Commande de la tension du bus continu V_{DC} avec le régulateur $FO-I$

Le schéma bloc simplifié de la commande de la tension du bus continu V_{DC} est présenté par la figure.4.11.

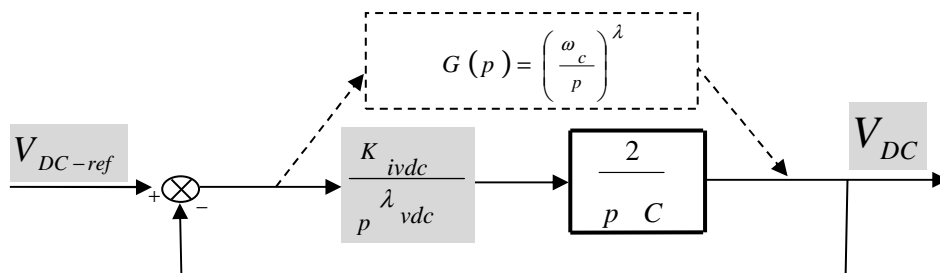


Figure.4.11. La boucle de la commande de la tension du bus continu.

En fixant ω_c à 90 (rad./sec.) et φ_m à 70° dans (3.39), nous trouvons que $\lambda_{vdc}=0.222$ ($\lambda=1.222$), et $K_{ivdc}=7.3317$.

Le diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte du réglage de la tension du bus continu est présenté dans la Figure. 4.12.

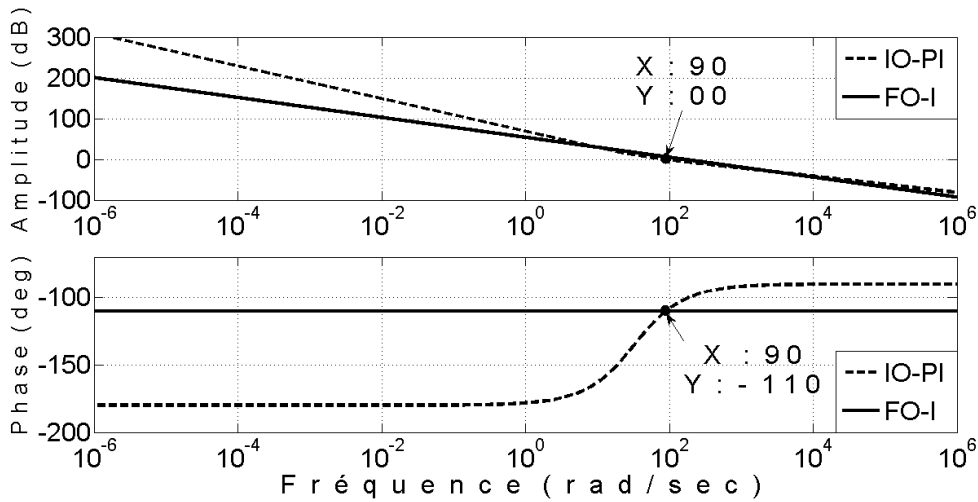


Figure. 4.12. Le diagramme de Bode de la boucle ouverte de commande de la tension du bus continu avec les régulateurs *FO-I* et *IO-PI*.

Dans figure. 4.12, nous pouvons voir que le régulateur *FO-I* réalise une meilleure robustesse vis-à-vis de la variation de gain du système comparativement au régulateur *IO-PI* ($K_p = 1.268$ et $K_i = 32.757$).

4.4.6. Comparaison avec le contrôleur classique *PI* dans le domaine temporel

Dans cette section, nous avons comparé les performances du régulateur *FO-PI* par rapport au régulateur *IO-PI* dans le domaine temporel avec la variation du gain dans la boucle de commande du *C_{em-MADA}*.

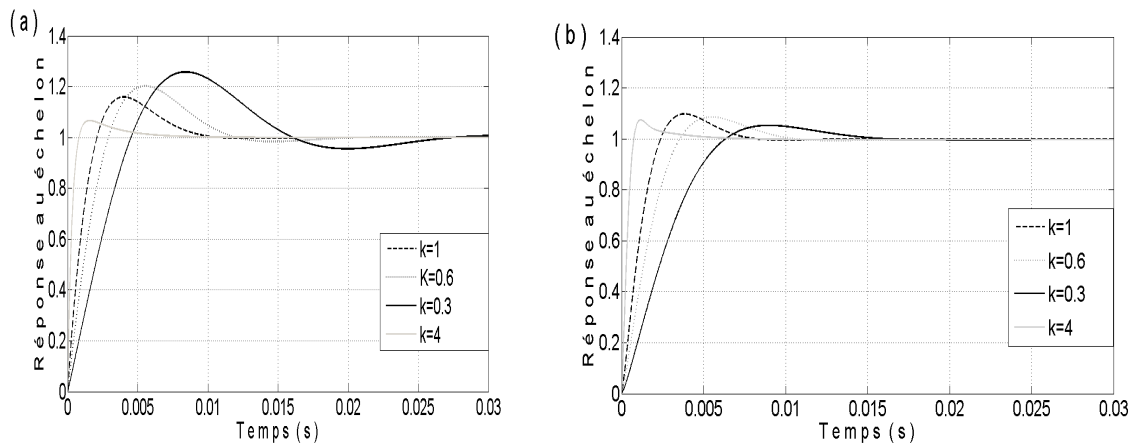


Figure. 4.13. Réponses du *C_{em-MADA}* (a) avec le régulateur *IO-PI* (b) avec le régulateur *FO-PI*.

Dans la Figure. 4.13 (a), une application de la commande classique en utilisant le régulateur *IO-PI*, et la Figure. 4.13 (b), en appliquant la commande fractionnaire en utilisant le régulateur *FO-PI*, les réponses à un échelon unitaire sont tracées avec un gain variable du système en boucle fermée (k). Dans les figures. 4.13 (a) et (b), il est évident que, avec le dispositif de commande fractionnaire, la réponse à un échelon unitaire est atteinte, les dépassements restent presque constants avec la variation du gain. Tandis que avec le dispositif de commande classique *IO-PI*, les dépassements sont variables, ce qui prouve que le système asservi utilisant le régulateur fractionnaire *FO-PI* est plus robuste que le régulateur classique pour des variations du gain du système asservi.

4.5. La technique proposée de diagnostic de défauts

Des simulations du système éolien proposé fonctionnant dans des conditions saines et défectueuses ont été réalisées pour tester l'efficacité de la technique de diagnostic de défaut proposée dans ce travail. Cette technique est basée sur une analyse fréquentielle du signal de courant statorique de la *MADA* en observant les composants fréquentiels qui sont liés au défaut rotorique. En fonctionnement à vitesse variable de la *MADA* dans des conditions défectueuses, les composants fréquentiels dans le signal courant statorique de la *MADA* étant lié au défaut rotorique sont variables dans le temps en fonction du glissement de la machine. Par conséquent, dans ces conditions, le signal de courant statorique n'est pas stationnaire. Toutefois, il est bien connu que la FFT classique suppose le signal analysé stationnaire. Si ce n'est pas garanti, les techniques classiques basant sur l'analyse en FFT ne sont pas suffisantes pour représenter correctement ce signal.

En fonction de la vitesse de variation de la fréquence instantanée de la composante fréquentielle due au défaut rotorique, nous suggérons de varier de manière adaptative la longueur de la fenêtre d'analyse en FFT à chaque intervalle de temps, afin d'améliorer la résolution fréquentielle du courant statorique. Les résultats de l'analyse en FFT adaptative du courant statorique de la *MADA* saine ou défectueuse sont d'abord comparés pour identifier les harmoniques causés par le défaut. Ces harmoniques sont ensuite comparés aux harmoniques théoriques de défaut rotorique. La reconnaissance de type de défaut est basée sur les différences dans les signatures spectrales du courant statorique de la *MADA* défectueuse/saine avec les signatures spectrales de défaut théorique.

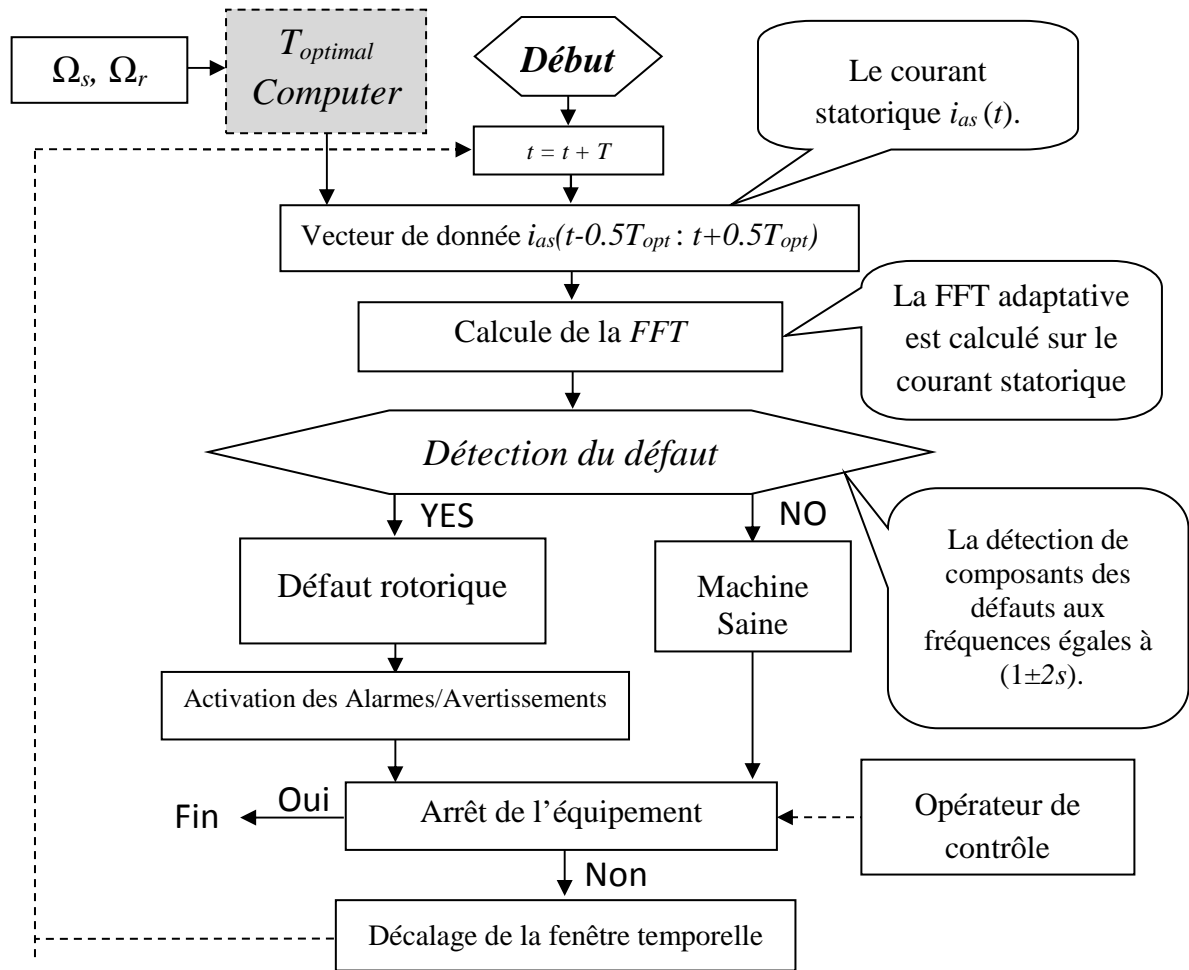


Figure. 4.14. Organigramme de la procédure proposée de diagnostic.

La procédure de détection et de diagnostic du défaut rotorique pour la MADA à vitesse variable dans un système de conversion d'énergie éolienne par l'analyse de courant statorique peut être illustrée par l'organigramme de la Figure. 4.14.

Tout d'abord, la durée optimale $T_{optimal}$ de la fenêtre est calculée en utilisant Eq.4.50, la fréquence de la tension statorique et la vitesse du rotor mesurée. Deuxièmement, le courant statorique qui a une durée totale de $T_{optimal}$ est analysé par l'algorithme FFT qui donne une représentation fréquentielle du signal temporel. Le spectre produit par cette transformation contient uniquement les informations d'amplitude pour chaque composante fréquentielle. Troisièmement, en utilisant les harmoniques de défaut théoriques (Eq.4.47), nous ne gardons que les composants qui sont d'un intérêt particulier, car ils affirment les fréquences caractéristiques dans le spectre du courant statorique qui sont connues pour être couplées au défaut particulier de la MADA (défaut rotorique).

La classification des types de défaut est basée sur les différences dans les signatures spectrales du courant statorique de la MADA avec les signatures spectrales théoriques de défaut (harmoniques Eq.4.47). Lorsque le défaut rotorique est détecté et diagnostiqué, le système d'alarme/d'avertissement sera actif et peut provoquer l'arrêt du système éolien.

4.5.1. Évolution instantanée de la fréquence de défaut

En ce qui concerne le défaut de rotor, un déséquilibre du rotor produit par une résistance supplémentaire de la même valeur d'une résistance d'une phase rotorique est pris en compte. Cette asymétrie produit un composant de séquence inverse à la fréquence $-sf$ dans le rotor, ce qui génère à son tour une chaîne d'éléments de défaut dans les enroulements du stator. Le premier est la composante harmonique bien connue à la fréquence :

$$f_{sa} = (1 - 2s)f_s \quad (4.46)$$

où s est le glissement de la machine et f_s est la fréquence de la tension statorique.

L'évolution instantanée de fréquence de défaut (en anglais Instantaneous Fault Frequency Evolution *IFFE*) correspondant à la fréquence du défaut $(1-2s)f_s$ qui a été calculée dans le domaine temporel selon [275] :

$$f_{sa}(t) = (1 - 2s(t))f_s \quad (4.47)$$

4.5.2. La taille optimale de la fenêtre de la FFT pour la détection de défaut rotorique

Pour un signal à un seul composant fréquentiel, la durée optimale de la fenêtre d'analyse en *FFT* est inversement proportionnelle à la vitesse de variation de sa fréquence instantanée. Plus précisément, si la fenêtre a une durée totale T , il peut être démontré [276, 277] que la valeur :

$$T_{optimal} = \sqrt{2} \left| \frac{df_i(t)}{dt} \right|^{-1/2} \quad (4.48)$$

À partir de (4.47), il est évident que la fréquence de la composante de défaut est une fonction du glissement de la machine.

La seule solution est, par conséquent, d'adapter la durée de la fenêtre de FFT à chaque segment de temps afin d'optimiser la résolution fréquentielle des composantes de défaut.

$$T_{optimal}(t) = \sqrt{2} \left| \frac{df_{sa}(t)}{dt} \right|^{-1/2} = \sqrt{2} \left| \frac{d((1-2s)f_s)}{dt} \right|^{-1/2} = \sqrt{2} \left| (1-2s) \frac{df_s}{dt} - 2f_s \frac{ds}{dt} \right|^{-1/2} \quad (4.49)$$

Pour une fréquence constante de la tension statorique de la MADA, l'expression (4.49) peut être simplifiée comme suit :

$$T_{optimal}(t) = \left| f_s \frac{ds}{dt} \right|^{-1/2} \quad (4.50)$$

4.6. Résultats et interprétations

Pour vérifier l'efficacité de la stratégie de commande et de la procédure de diagnostic de défaut, trois cas de simulation du système de conversion de l'énergie éolienne dans la figure. 4.1 sont présentés. Les paramètres spécifiés de simulation sont dans les tableaux 4.1 et 4.2 dont la puissance nominale du générateur est de 1,5 MW, la vitesse nominale du vent est de 10 m/s et la vitesse de rotation nominale de la MADA est 1755 tours/minute.

Le premier cas est la simulation du système éolien dans des conditions saines avec des puissances réactives de référence ($Q_{s-ref} = 0$, $Q_{GSC-ref} = 0$) et une puissance active de référence $P_{g-ref} = -1.5 MW$. Le deuxième cas présente les mêmes problèmes, mais le système éolien dans ce cas est dans des conditions défectueuses en présence d'un défaut rotorique. Ces simulations sont faites en présence des fluctuations de la vitesse du vent et des changements de la puissance active désirée du réseau électrique. Le troisième cas est la simulation du système éolien avec des puissances réactives de référence ($Q_{s-ref} = 0$, $Q_{GSC-ref} = 0$) en présence des variations rapides dans la puissance active désirée du réseau électrique (P_{g-ref}).

Remarque : Le profil de la vitesse du vent est même utilisé pour la simulation de cas 1, cas 2 et cas 3 selon l'équation (4.31).

Case 1 : Résultats de simulation du système éolien en conditions saines

Les simulations du système d'énergie éolienne raccordé au réseau électrique par la MADA ont été réalisées dans l'environnement Matlab. Les résultats de simulation sont obtenus pour des puissances réactives ($Q_{s-ref} = 0$, $Q_{GSC-ref} = 0$) et une puissance active désirée du réseau $P_{g-ref} = -1,5 MW$.

Les Figure. 4.15a et b montrent, respectivement, le profil de la vitesse du vent et le glissement de la MADA. Figure. 4.15c présente la vitesse de rotation de la turbine éolienne et la vitesse optimale de référence correspondant à l'évolution de la vitesse du vent (MPPT). La vitesse de rotation de la turbine suit parfaitement sa référence. Le couple électromagnétique $C_{em-MADA}$ est alors commandé indépendamment pour suivre le couple de référence $C_{em-MADA-ref}$. Le régulateur de couple électromagnétique de la MADA réalise une bonne performance car ce

couple $C_{em-MADA}$ a presque le même comportement que sa référence $C_{em-MADA-ref}$ (Figure. 4.16a).

La forme du courant rotorique est représentée dans la Figure. 4.16b, sa fréquence varie selon le glissement s . Les Figures. 4.16c et d montrent, respectivement, la puissance de la turbine éolienne et aussi la puissance active statorique de la *MADA*. Les réponses de la puissance active du réseau électrique et la puissance réactive statorique sont présentés dans (figure 4.17a). On peut remarquer que la puissance du système éolien peut être maintenue constante à la valeur désirée grâce à la stratégie de commande proposée.

Les réponses des puissances actives et réactives du *CCR* sont présentées dans la figure 4.17b ; ces composants suivent parfaitement leurs références. La tension du bus continu est presque constante, la puissance active injectée dans le système de stockage d'énergie à deux niveaux et aussi le courant total de ce système sont représentés dans les figures. 4.17c ; d et e, respectivement.

Case 2 : Résultats de simulation du système éolien en présence d'un défaut rotorique.

Dans cette partie, les simulations du système éolien en fonctionnement en boucle fermée dans des conditions saines et défectueuses ont été réalisées pour tester la procédure propose du diagnostic et aussi la stratégie de commande. Les puissances réactives de référence sont $Q_{s-ref} = 0$, $Q_{GSC-ref} = 0$ tandis que la puissance active de référence du réseau électrique (P_{g-ref}).

Il est considéré que le défaut d'une phase rotorique commence à l'instant $t_I = 15s$. Le déséquilibre du rotor produit par une résistance supplémentaire dans une phase rotorique.

La puissance active du réseau électrique et la puissance réactive statorique, les puissances actives et réactives du *CCR*, la tension du bus continu, la puissance active injectée dans le système de stockage d'énergie à deux niveaux et le courant total de ce dernier sont représentés dans les figures. 4.18a, b, c et d, respectivement. Ces éléments suivent parfaitement leurs références dans les deux conditions saines et défectueuses. Les petites oscillations des caractéristiques dynamiques des différents paramètres du système éolien à partir du moment de présence du défaut rotorique à l'instant $T_I = 15secs$ justifient la présence d'un défaut dans la *MADA*.

Afin de vérifier l'efficacité du système de commande proposé, les performances de la commande d'ordre fractionnaire COF proposée sont comparées avec les performances de la commande classique utilisant le régulateur PI classique dans les deux conditions saines et défectueuses. La figure 4.19 montre les résultats de simulation du système éolien commandé

par des régulateurs PI classiques. Par comparaison avec la figure. 4.18 qui montre les résultats de la simulation du système éolien commandé avec COF, on peut voir que la méthode classique peut également commander le système éolien, dans les deux conditions en saines et défectueuses, mais la procédure de la commande classique produit plus d'oscillations dans les différents paramètres du système éolien. Même ainsi, en utilisant la commande classique, il se trouve que le système est fragile à entrer dans un état instable dans des conditions défectueuses.

Case 3 : Résultats de simulation du système éolien avec des variations rapides de la puissance active désirée de réseau électrique en conditions saines et défectueuses.

Dans cette partie, les simulations du système éolien dans des conditions de fonctionnement en boucle fermée avec des variations rapides de la puissance désirée du réseau (P_{g_ref}) ont été réalisées pour tester la capacité du système de stockage d'énergie et la robustesse de la stratégie de commande dans des conditions saines et défectueuses. Il est considéré que le défaut rotorique est né à l'instant $t_l = 15\text{sec}$. La puissance active du réseau, la puissance réactive statorique de la MADA, les puissances actives et réactives du CCR, la tension du bus continu et la puissance active totale injectée dans le système de stockage à deux niveaux sont représentées dans les figures. 4.20a, b et c, respectivement. Ces éléments suivent leurs références parfaitement avec de petites oscillations commençant à partir de l'instant $T_l = 15\text{s}$. Figure.4.21 montre les puissances actives des batteries et des super-condensateurs.

Quand la pente du courant de la batterie est limitée dans une gamme de sécurité afin de respecter les contraintes d'utilisation, la réponse de la puissance du réseau pourrait venir des super condensateurs.

- Résultats de l'application de l'algorithme de diagnostic de défaut

Le résultat obtenu avec l'application de l'algorithme proposé (Eq.61) est présenté dans la figure 4.22 (a). Ce résultat donne la taille optimale en temps de la fenêtre ($T_{optimal}$), de l'algorithme FFT afin d'optimiser la résolution fréquentielle des composantes qui sont dues au défaut rotorique de la MADA (Eq.58) pour chaque segment de temps. Dans notre travail, un $T_{optimal-max}$ (la taille maximale de la fenêtre) égal à 0,9sec est choisi. En fonctionnement sain, les harmoniques de fréquence $(1 \pm 2s) f_s$ sont négligeables. Cependant, l'utilisation de l'algorithme de FFT adaptative dans ce cas permettait de confirmer que les harmoniques $(1 \pm 2s)f_s$ sont négligeables. En fonctionnement défectueux, les harmoniques de fréquence $(1 \pm 2s)f_s$ ne sont pas négligeables. Par conséquent, l'utilisation de l'algorithme FFT adaptative

permet d'améliorer la résolution fréquentielle de ces harmoniques. Figure.4.22b montre l'analyse en FFT adaptative appliquée aux courants statorique dans des conditions saines dont les harmoniques de fréquence $(1-2s)f_s$ sont négligeables. Bien que la Figure. 4.23a et la Figure. 4.23b montrent, respectivement, les résultats de l'application de l'algorithme FFT classique et l'algorithme FFT adaptative sur le courant statorique de la MADA en présence du défaut rotorique. Il est clair que l'utilisation de l'algorithme FFT adaptative confirme la présence des harmoniques aux fréquences $(1 \pm 2s)f_s$ (Figure. 4.23b), mais avec l'application de l'algorithme FFT classique, la présence de ces harmoniques n'est pas claire (Figure. 4.23a).

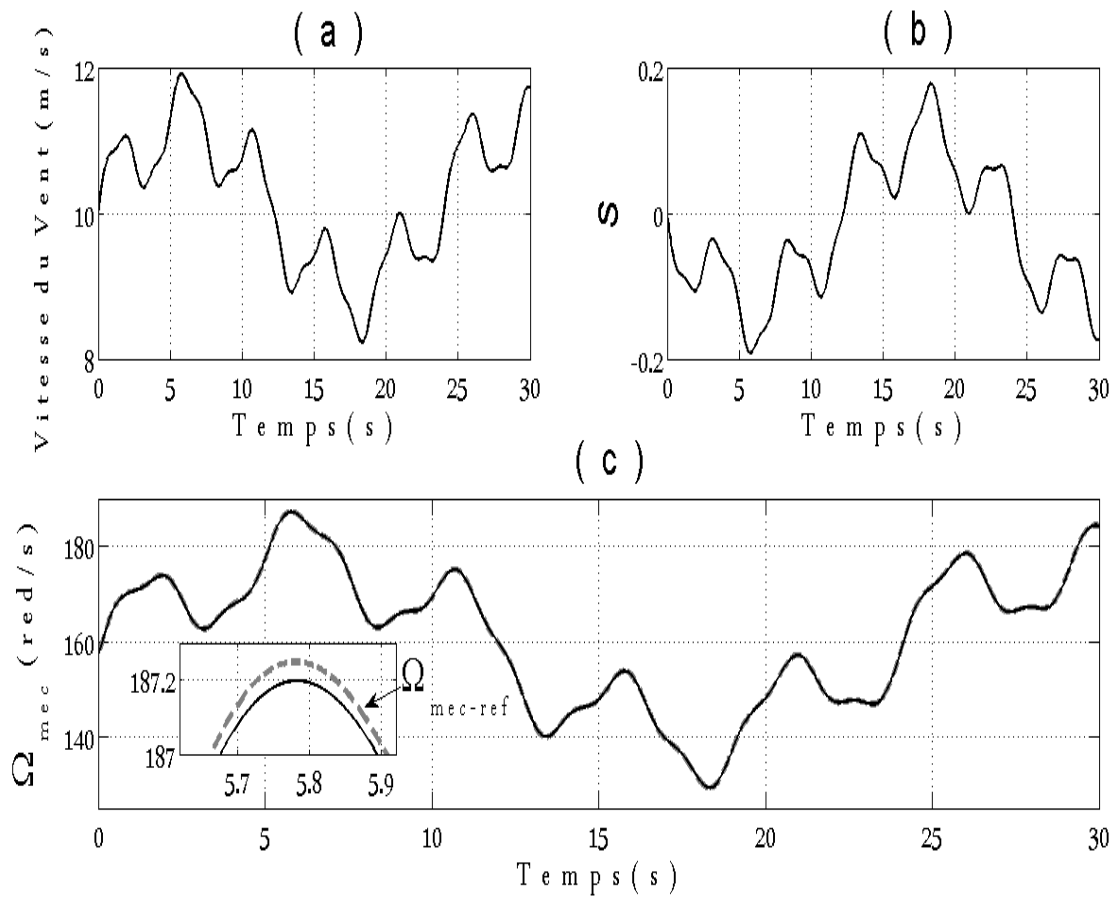


Figure.4.15. (a) Profil de la vitesse de vent.(b) Glissement de la MADA (c) Vitesse de rotation de la turbine.

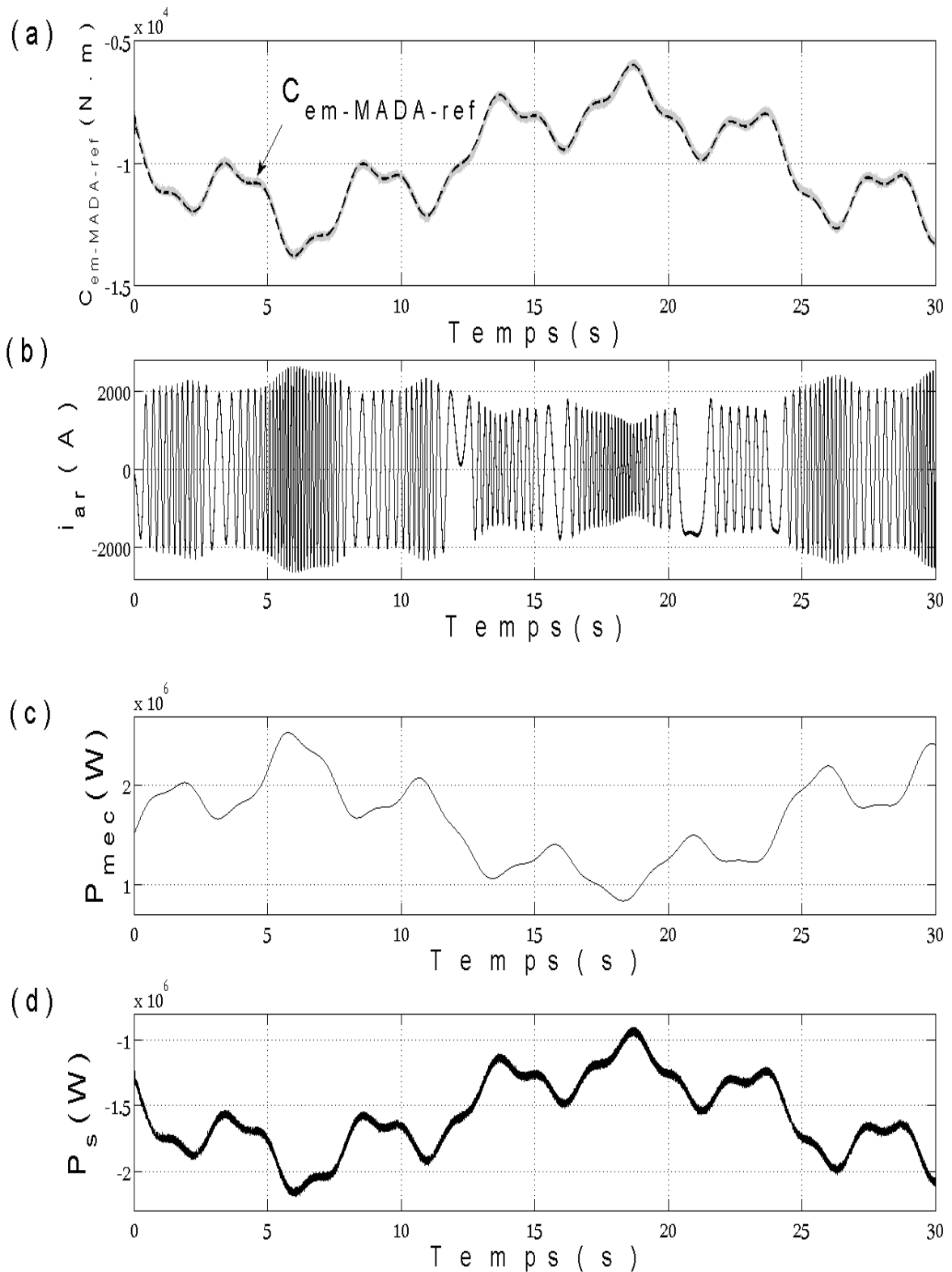


Figure. 4.16. (a) Couple électromagnétique de la MADA. (b) La tension et le courant rotorique de la MADA. (c) La puissance mécanique générée de la turbine éolienne P_{mec} . (d). La puissance active statorique de la MADA P_s .

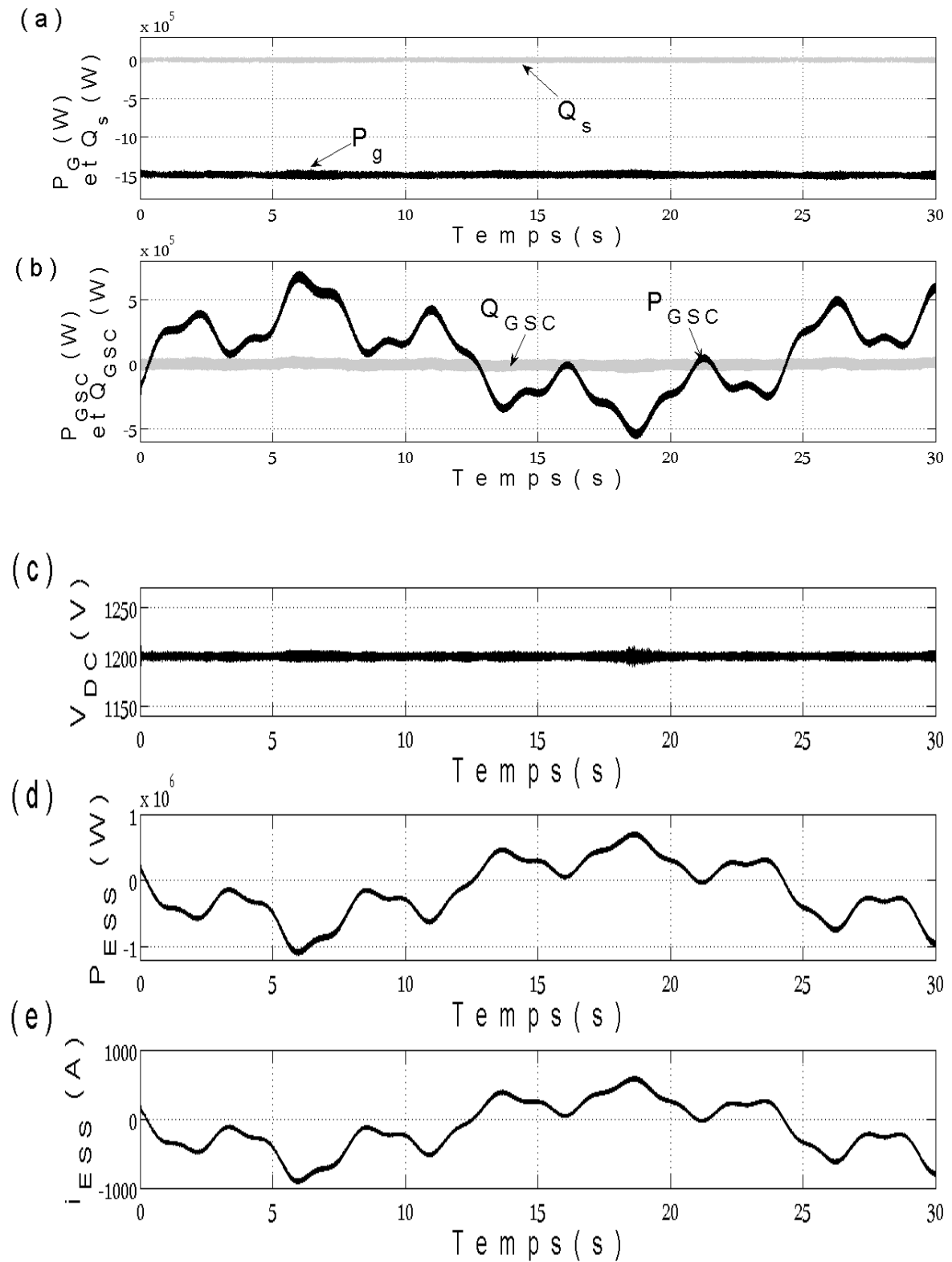


Figure.4.17. (a) La puissance active du réseau et la puissance réactive statorique de la MADA, (b) la puissance active et réactive du CCR, (c) la forme de la tension du bus continu, (d) la puissance injectée dans le SSE à deux niveaux.

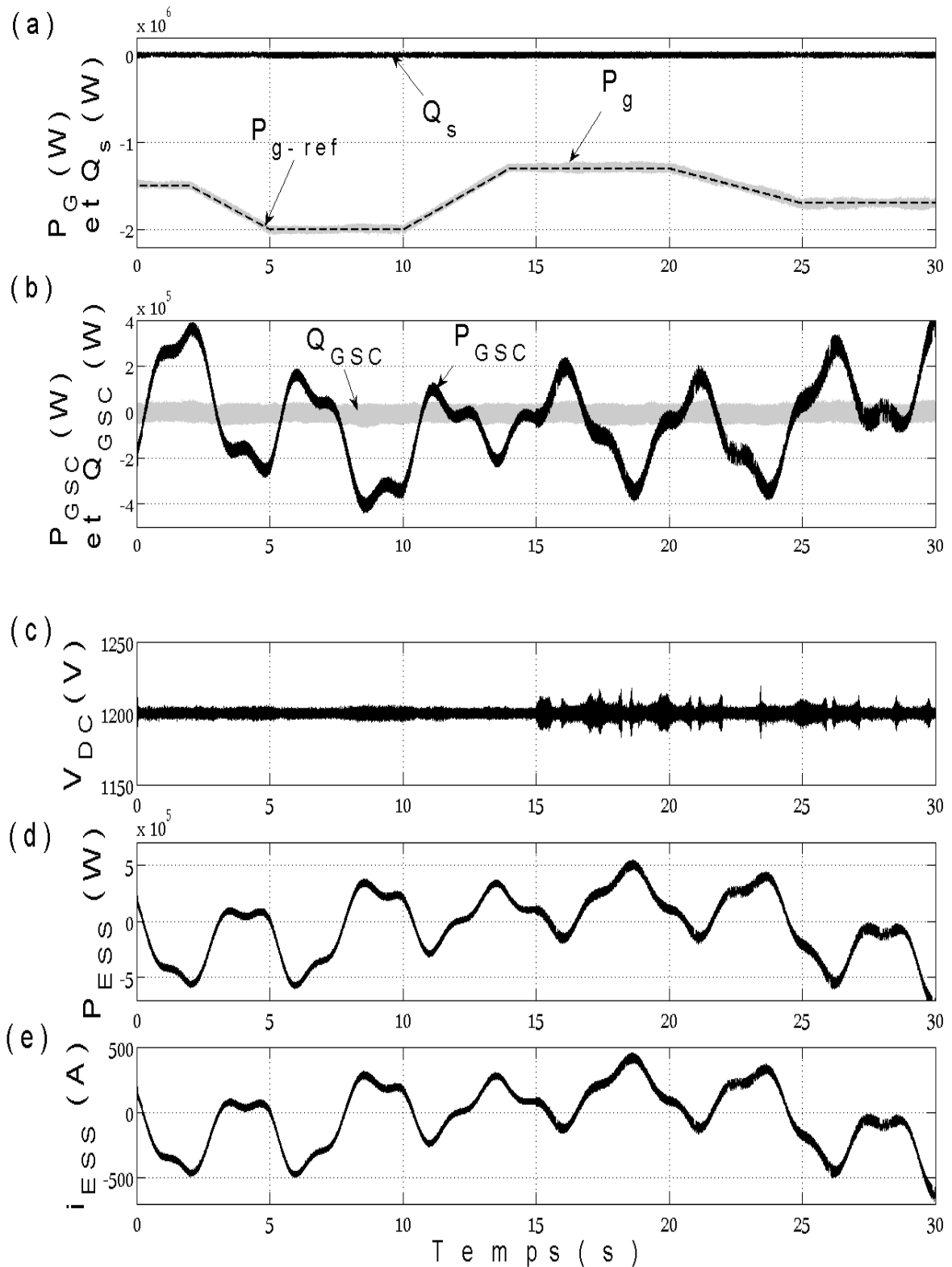


Figure. 4.18.(a) la puissance active du réseau et la puissance réactive statorique, (b) les puissances actives et réactives du CCR, (c) la forme de la tension du bus continu.(d) Puissance injectée dans le SSE à deux niveaux.(e) le courant total du SSE à deux niveaux.

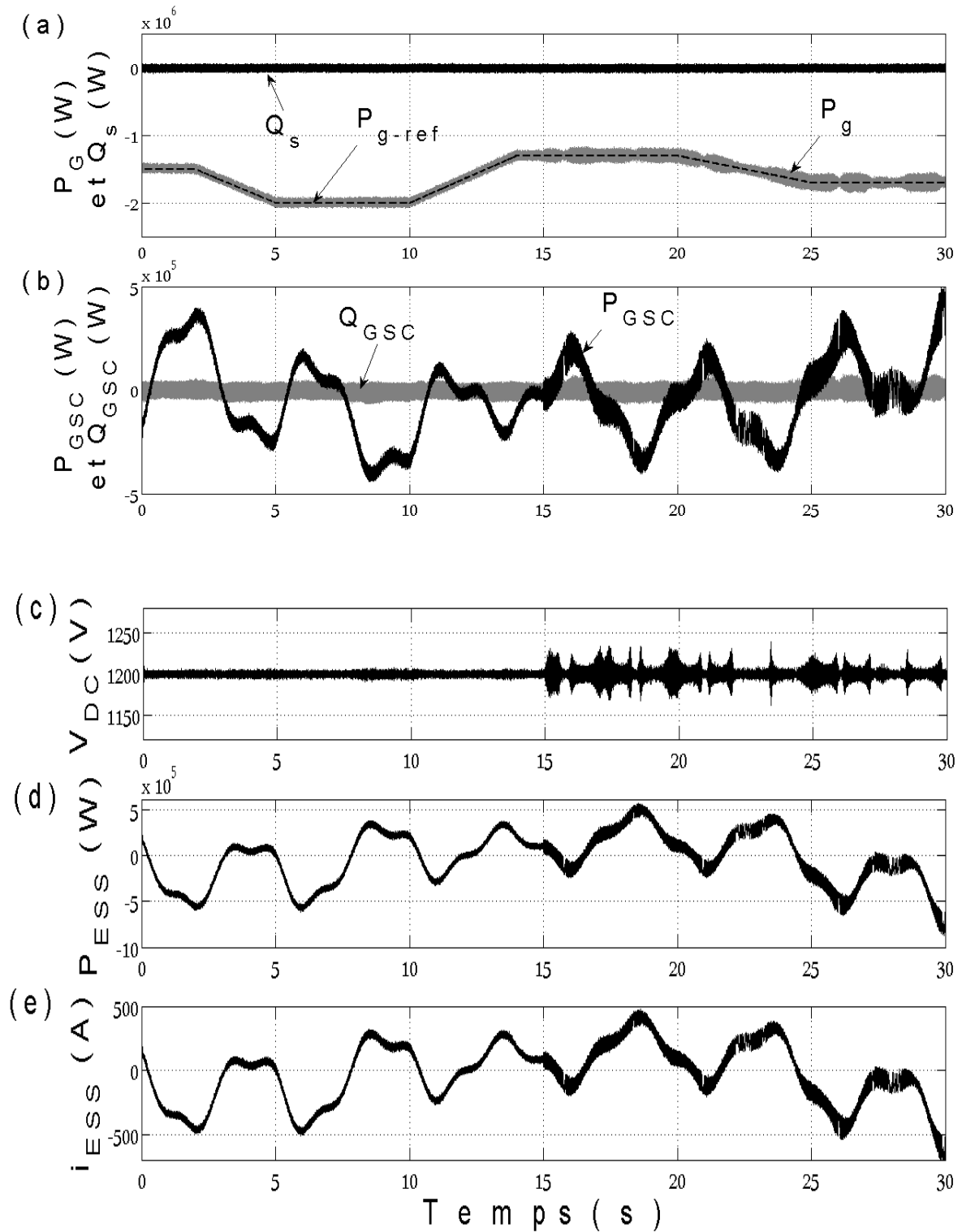


Figure.4.19. Cas 2 : en utilisant des régulateurs classiques *PI*, (a) la puissance active du réseau et la puissance réactive statorique, (b) les puissances actives et réactives du CCR, (c) la forme de la tension du bus continu.(d) Puissance injectée dans le SSE à deux niveaux.(e) le courant total du SSE à deux niveaux.

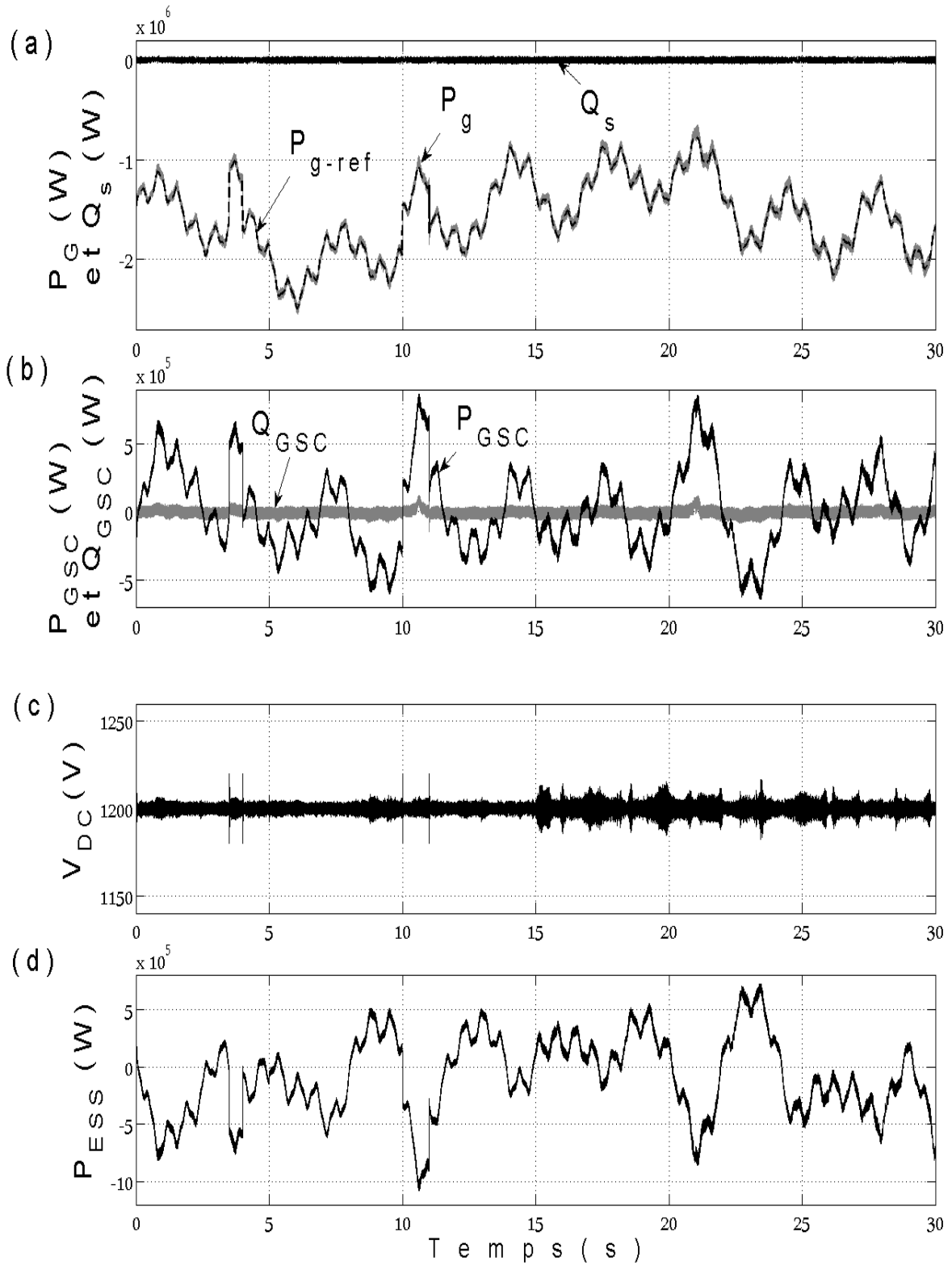


Figure.4.20. Cas 3 : (a) la puissance active du réseau et la puissance réactive statorique, (b) les puissances actives et réactives du CCR, (c) la forme de la tension du bus continu, (d) la puissance injectée dans le SSE à deux niveaux.

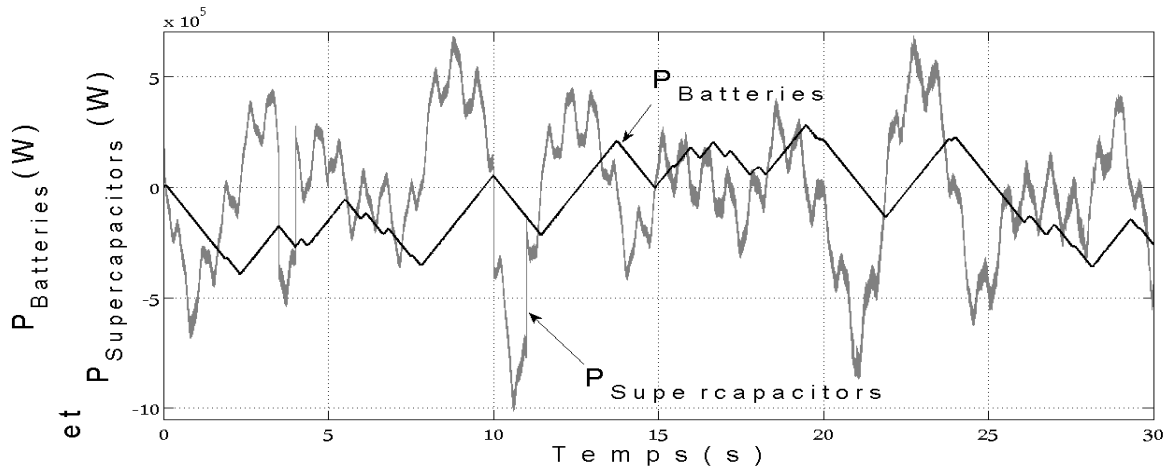


Figure.4.21. Les puissances actives des batteries et des supercapacitors.

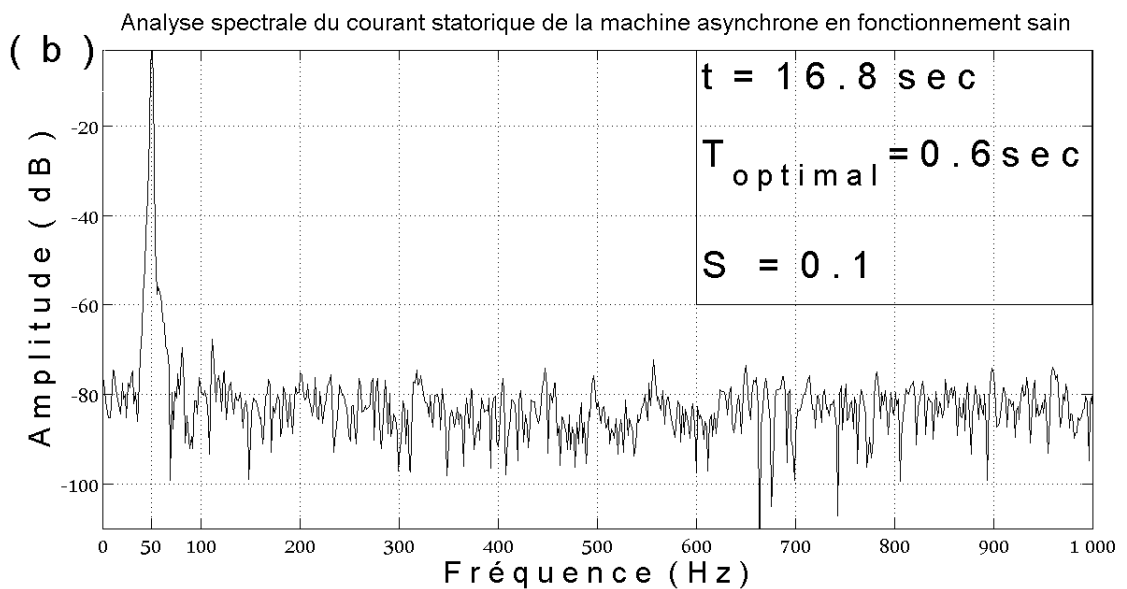
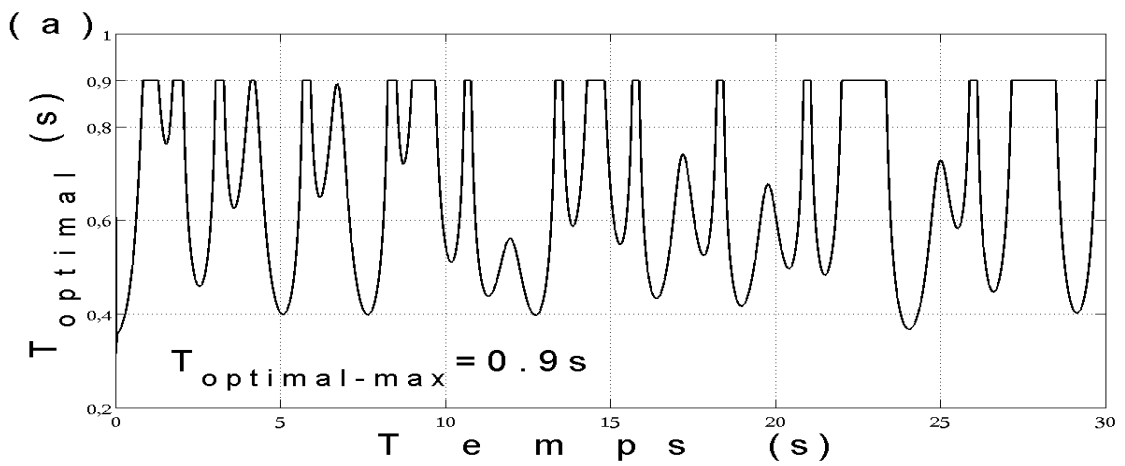


Figure. 4.22. (a) la taille optimale de la fenêtre appliquée en FFT, (b) Analyse en FFT adaptative du courant statorique en conditions saines.

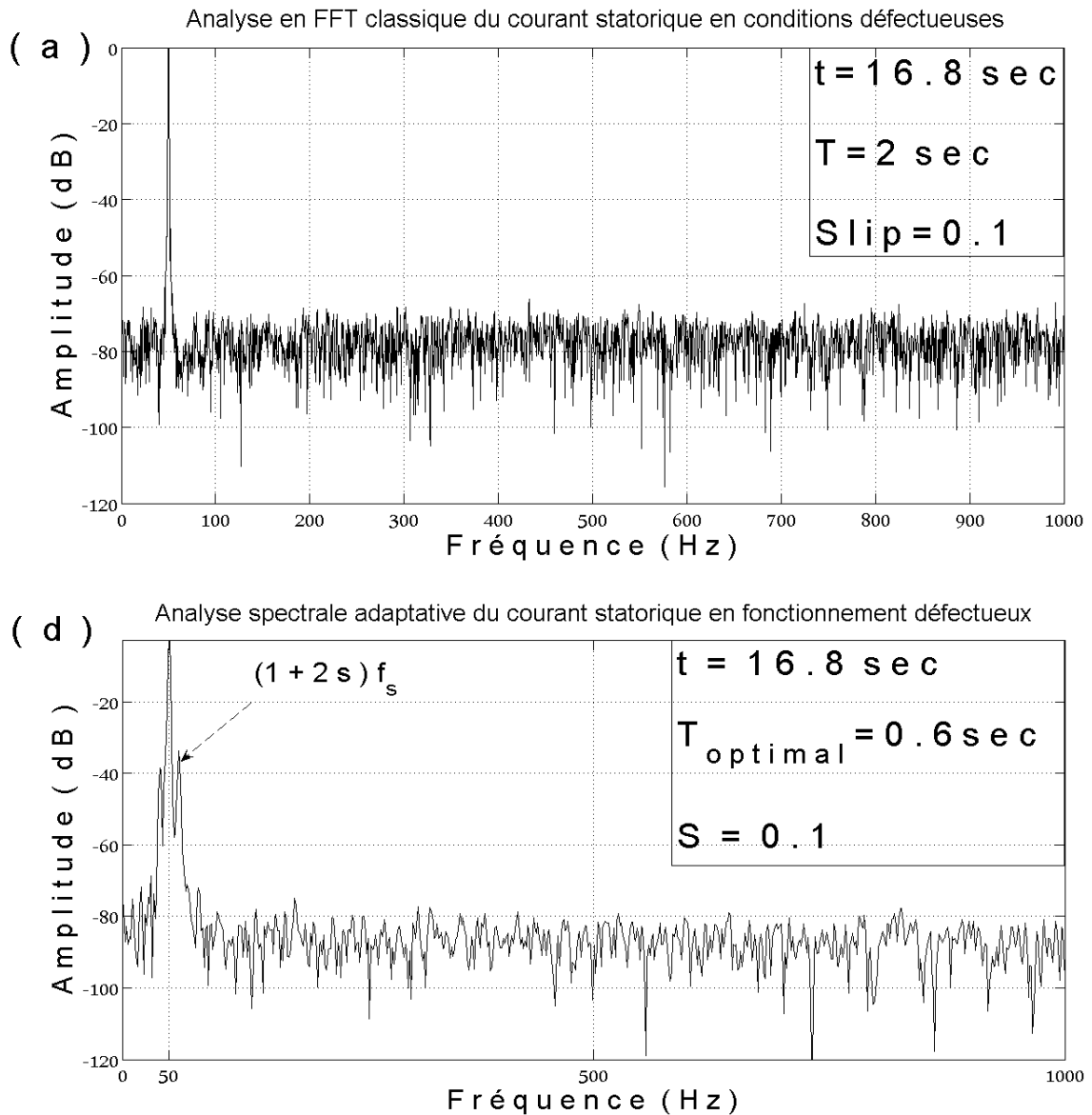


Figure. 4.23. (a) analyse en *FFT* classique du courant statorique en conditions défectueuses, (b) analyse en *FFT* adaptative du courant statorique en conditions défectueuses.

4.7. Conclusion

Dans ce chapitre, une contribution au diagnostic de défaut d'un système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable utilisant la machine asynchrone à double alimentation se basant sur l'utilisation de la machine asynchrone à double alimentation en utilisant une technique de diagnostic de défaut est proposée. La *FFT* adaptative proposé peut être utilisée à des fins de diagnostic, en fournissant des possibilités intéressantes pour le diagnostic de défauts dans le rotor de la *MADA* à vitesse variable. En effet, la longueur de la fenêtre utilisé dans le calcul de l'algorithme *FFT* est optimisée à chaque segment de temps, afin d'améliorer la résolution en fréquence du courant statorique en utilisant seulement l'information de la

vitesse de rotation mesurée. Cette méthode peut également être appliquée aux autres types de machine électrique pour le diagnostic de leurs défauts.

Car les systèmes de conversion d'énergie éolienne fonctionnent dans la plupart des cas avec des systèmes de réglage et de commande, il est incontournable de prendre en compte dans la mis au point des systèmes de diagnostic de défauts l'influence de la commande sur les effets des défauts dans les systèmes étudiés et vis-versa.

Donc dans ce travail, afin d'éviter la détérioration du système dans les conditions défectueuses, une stratégie de contrôle reposant sur la commande d'ordre fractionnaire en utilisant une méthode de conception très simple est proposée pour la commande de l'ensemble du système de l'énergie éolienne. Les résultats des simulations montrent que le système d'énergie éolienne en boucle fermée atteint une performance dynamique acceptable et aussi une bonne robustesse dans des conditions saines et défectueuses.

Le système de stockage d'énergie à deux niveaux présenté dans ce travail peut maintenir l'équilibre en puissance entre le système éolien et les exigences du réseau électrique en améliorant ainsi la stabilité de l'ensemble du système dans des conditions saines et défectueuses.

Tableau 4.1 : Les Paramètres principaux du modèle complet du système de conversion d'énergie éolienne

Modèle Mécanique de la turbine éolienne					
$R = 47 \text{ m}$	Nombre de pales = 3,		$G = 90$	$\lambda_{cp-max} = 8.1$	
$J_t = 50 \text{ Kg.m}^2$			$f_t = 7.1e^{-2} \text{ N.m}$		
Machine asynchrone à double alimentation					
$P_n = 1.5 \text{ MW}$	$U_s = 690 \text{ V}$	$f_s = 50 \text{ Hz}$	$P_p = 2$	$R_s = 0.012 \text{ ohm}$	
$L_s = 13.732 \text{ mH}$	$L_m = 13.528 \text{ mH}$	$R_r = 0.021 \text{ ohm}$	$L_r = 13.703 \text{ mH}$		
Convertisseur NPC dos à dos et filtres					
$V_{DC} = 1800 \text{ V}$	$C = 30000e^{-6} \text{ F}$	$R_f = 0.0015 \text{ ohm}$	$L_f = 2 \text{ mH}$		
Batteries de type plomb-acide					
$P_n = 840 \text{ KW}$	$V_b = 675 \text{ V}$	$i_{max-nom} = 1700 \text{ A}$	$i_{min-nom} = -1700 \text{ A}$		
$V_{b-max} = 735 \text{ V}$	$R_b = 0.0039 \text{ ohm}$	$L_b = 4.1 \text{ mH}$	$SOC_{max} / SOC_{min} \% = 90/20 \%$		
Super-condensateurs					
$E_{sc} = 7 \text{ MJ}$	$P_n = 800 \text{ KW}$	$V(0) = 675 \text{ V}$	$C_{sc} = 48 \text{ F}$	$SOC_{max} / SOC_{min} \% = 95/15 \%$	
$L_{sc} = 4.1 \text{ mH}$	$R_{sc} = 0.019 \text{ ohm}$	$i_{max-nom} = 1700 \text{ A}$	$i_{min-nom} = -1700 \text{ A}$	$N_s = 250$	$N_p = 4$

Tableau 4.2 : Les paramètres des régulateurs FO-PI et FO-I

	K_p	K_i	λ
Couple électromagnétique (commande du CCR)	0.0172	28.14	0.407
Vitesse rotorique (commande du CCM)	0.9333	6389	0.222
Puissance réactive statorique (commande du CCM)	0.407	28.14	0.407
Puissances active et réactive du réseau (commande du CCR)	-0.1556e ⁻⁴	442	0.225
Courant des Batteries (commande du SSE)	0.0504	336.5	0.226
Courant des super-condensateurs (commande du SSE)	0.2282	77.95	0.24
Tension du bus continu (commande du SSE)	-	7.3317	0.222

Conclusion Générale

Conclusion Générale

L'objectif de cette thèse était la mise en œuvre d'une démarche de diagnostic pour des génératrices électriques dans des chaînes de conversion d'énergie éolienne et plus particulièrement celui de la génératrice asynchrone auto-excitée à cage d'écurueil dans une chaîne d'énergie éolienne isolée et également de la génératrice asynchrone à double alimentation dans une chaîne d'énergie éolienne raccordée au réseau électrique. Nous nous sommes basés sur l'analyse du courant statorique de la génératrice électrique en utilisant quelques méthodes de traitement du signal comme la *FFT* et la transformée en ondelettes pour l'élaboration de notre démarche.

Après avoir présenté, dans le chapitre 1, un état de l'art sur les systèmes éoliens en analysant les différents types de défauts dans les génératrices électriques qui sont rapportés dans la littérature, un rappel sur les notions de sûreté, de surveillance et de diagnostic de fonctionnement d'un système est exposé dans le chapitre 2 en étalant sur l'approche signal qui est l'approche privilégiée dans notre travail avec une brève présentation de la technique de la commande fractionnaire.

Dans le troisième chapitre, dans un premier temps, nous nous sommes intéressés à la modélisation de la génératrice asynchrone auto-excitée à cage d'écurueil dans le repère de Park pour émuler à la fois les défauts statorique et rotorique de la machine en tenant compte de la saturation, des effets des pertes de fer et du phénomène d'effet croisé. Ce modèle a été associé à un banc capacitif d'excitation ainsi qu'à la charge pour l'étude de la machine en génératrice autonome débitant sur des charges équilibrées dans des conditions saines et défectueuses. Car la machine asynchrone auto-excitée est installée dans un système éolien fonctionnant à vitesse constante à l'aide d'un système d'orientation des pales, une commande robuste de la vitesse de la turbine dans des conditions saines et défectueuses de la machine asynchrone est réalisée en respectant trois contraintes de réglage garantissant la performance et la robustesse de la commande par l'utilisation d'un nouveau régulateur d'ordre fractionnaire du type $PI^{\alpha}D^{\mu}D$. Les résultats de simulation du fonctionnement de la génératrice asynchrone dans le système éolien à vitesse fixe ont été validés en Matlab Simulink. Ces résultats ont mis

Conclusion Générale

en évidence l'influence des défauts statoriques et rotoriques sur le bon fonctionnement de la chaîne éolienne.

Deux procédures de diagnostic de défaut basées sur l'analyse du courant statorique sont proposées. La première procédure de diagnostic de défauts est basée sur l'utilisation de l'algorithme *FFT* sur le courant statorique sans bruit, tandis que la deuxième est basée sur une combinaison entre *FFT* et *DWT* appliquée sur le courant statorique bruité dont l'algorithme de *DWT* est employé pour éliminer le bruit dans le signal original et également pour décomposer le signal de domaine temporel en différents groupes de fréquences. Cependant, le *FFT* est employé pour analyser en fréquence les groupes choisis contenant l'information utile de défaut.

Ces procédures permettent l'identification des défauts statoriques et rotoriques qui s'expriment par un changement dans le continu fréquentiel du signal du courant statorique. Les solutions présentées dans notre travail reposent sur la construction en-ligne d'un diagnostiqueur. Ces solutions en-ligne nous permettent de détecter et localiser le défaut au bon moment avant qu'il soit amplifié et transmis aux structures avoisinantes de la chaîne éolienne pour éviter l'endommagement de la machine tournante elle-même en augmentant considérablement la sécurité de service de la machine mettant en sécurité les hommes et le système éolien.

Dans le quatrième chapitre, dans un premier temps, un modèle qui décrit le comportement normal et le comportement défaillant en présence d'un défaut rotorique de la machine asynchrone à double alimentation est présenté. Ce modèle a été associé à une turbine éolienne, à des convertisseurs de puissance, à un système de stockage d'énergie électrique ainsi qu'au réseau électrique pour l'étude de la machine en génératrice à vitesse variable couplée au réseau électrique dans des conditions saines et défectueuses en permettant ainsi de caractériser l'influence du défaut sur le système éolien.

Une commande robuste du système de conversion d'énergie éolienne dans des conditions saines et défectueuses est réalisée en respectant trois contraintes de réglage garantissant la performance et la robustesse de la commande par l'utilisation des régulateurs d'ordre fractionnaire.

Conclusion Générale

Les résultats de simulation du fonctionnement du système éolien à vitesse variable ont été validés en Matlab Simulink. Ces résultats ont mis en évidence l'influence de défaut rotorique sur le bon fonctionnement de la chaîne éolienne bien que la commande du système reste robuste dans les deux modes de fonctionnement (sain et défectueux).

Dans la dernière partie de ce chapitre, une présentation de la méthode proposée de diagnostic de défaut rotorique de la *MADA* dans des systèmes éoliens est faite. Cette méthode se fonde sur l'analyse fréquentielle du courant statorique ou rotorique de la génératrice en utilisant une méthode de traitement du signal se basant sur l'analyse par FFT adaptative. Les résultats de simulation avec leurs interprétations valident la procédure proposée.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] Ludmil Stoyanov. Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables. Thèse en cotutelle, université technique de Sofia et université de Corse Pasquale Paoli, le 28 octobre 2011.
- [2] REN21, (2010). Renewables 2010 Global Status Report. Renewable Energy Policy Network for 21 Century, 2010.
- [3] Rahman S. Green power: What is it and where can we find it? IEEE Power and Energy Magazine 2003;1:30–7.
- [4] T-Raissi A, Block DL. Hydrogen: automotive fuel of the future. IEEE Power and Energy Magazine 2004;2:40–5.
- [5] Martin G. Renewable energy gets the green light in Chicago. IEEE Power and Energy Magazine 2003;1:34–9.
- [6] Saidur R, Islam MR, Rahim NA, Solangi KH. A review on global wind energy policy. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010;14 : 1744–62.
- [7] Leung DY, Yang Y. Wind energy development and its environmental impact: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2012;16: 1031–9.
- [8] Ammasaigounden N, Subbiah M. Microprocessor-based voltage controller for wind-driven induction generators. IEEE Transactions on Industrial Electronics 1990;37:531–7.
- [9] Sloop JG, Kling WL. Is the answer blowing in the wind? IEEE Power and Energy Magazine 2003;1:26–33.
- [10] (GWEC). Global wind report. In: Council GWE, editor. Annual Market Update 2010. Brussels, Belgium; 2010.
- [11] Mathew, S. (2006). Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Springer, Germany.
- [12] Chen, Z. and Blaabjerg, F. (2006). "Wind Energy – The World's Fastest Growing Energy Source", IEEE Power Electronics Society Newsletter, 3, 15-18.
- [13] Poitiers, Frédéric. Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Thèse, Electronique et génie électrique, université de Nantes, 19 décembre 2003.
- [14] Wenzhi L, Fuhai ZH, Jianxin W, Changzeng L, 3D modeling methods of aerodynamic shape for large-scale wind turbine blades. In: International conference on information technology and computer science, IEEE conference; 2009. p. 7–10. doi: 10.1109/ITCS.2009.10.
- [15] Morgan CA, Garrad AD. The design of optimum rotors for horizontal axis wind turbines, wind energy conversion. In: Milborrow DJ, editor. Proceedings of 1988 tenth BWEA wind energy conference. London: Mechanical Engineering Publications Ltd.; 1988. p. 143–7.
- [16] Glauert H. Aerodynamic theory. In: Durand WF, editor. Division L. Airplane propellers, vol. 4, Berlin; 1935. p. 324–30 [chapter XI, reprinted New York: Dover; 1963].
- [17] Manwell J. Wind energy explained: theory design and application. John Wiley & Sons Inc.; 2002. p. 83–138.
- [18] Rancourt D, Tabesh A, Fréchette LG. Evaluation of centimeter-scale micro windmills: aerodynamics and electromagnetic power generation. In: Proc. PowerMEMS, vol. 20079; 2007.
- [19] Xu F, Yuan FG, Liu L, Hu J, Qiu Y. Performance prediction and demonstration of a miniature horizontal axis wind turbine. J Energy Eng 2013;139:143-52.

- [20] Muhammad Mahmood Aslam Bhutta, Nasir Hayat, Ahmed Uzair Farooq, Zain Ali, Sh. Rehan Jamil, Zahid Hussain. Vertical axis wind turbine –A review of various configurations and design techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 1926– 1939.
- [21] Mohamed MH, Janiga G, Pap E, Thévenin D. Optimal blade shape of a modified Savonius turbine using an obstacle shielding the returning blade. *Energy Conversion and Management* 2011;52:236–42.
- [22] Debnath BK, Biswas A, Gupta R. Computational fluid dynamics analysis of a combined three-bucket Savonius and three-bladed Darrieus rotor at various overlap. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 2009;1:1–13.
- [23] Gorelov DN, Krivospitsky VP. Prospects for development of wind turbines with orthogonal rotor. *Thermophysics and Aeromechanics* 2008;15:153–7.
- [24] Islam M, Fartaj A, Ting DSK. Current utilization and future prospects of emerging renewable energy applications in Canada. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2004;8:493–519.
- [25] Chaichana T, Chaitep S. Wind power potential and characteristic analysis of Chiang Mai, Thailand. *Mechanical Science and Technology* 2010;24:1475–9.
- [26] Bishop JDK, Amaratunga GAJ. Evaluation of small wind turbines in distributed arrangement as sustainable wind energy option for Barbados. *Energy Conversion and Management* 2008;49:1652–61.
- [27] R. A. Kishore and A. Priya. "Design and experimental verification of a high efficiency small wind energy portable turbine (SWEPT)", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Juillet 2013.
- [28] Ali MH, Bin W. Comparison of stabilization methods for fixed-speed wind generator systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* 2010; 25: 323–31.
- [29] Thiringer T. Grid-friendly connecting of constant-speed wind turbines using external resistors. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2002; 17: 537–42.
- [30] Datta R, Ranganathan VT. Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine-a comparison with alternative schemes. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2002;17:414–21.
- [31] D. Seyoum, M. F. Rahman et C. Grantham – « Terminal voltage control of a wind turbine driven isolated induction generator using stator oriented field control », *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC'03), Eighteenth Annual IEEE*, vol. 2, Miami Beach, 9-13 Fevrier 2003, pp. 846-852.
- [32] F. A. Farret, B. Palle et M. G. Simoes– « Full expandable model of parallel self-excited induction generators », *IEE Proc-Electr, Power Appl*, vol 152, No 1, January 2005.
- [33] O. Gergaud, B. Multon et H. Ben Ahmed – « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance », *Electrotechnique du Futur*, Nancy, France, 14-15 Novembre 2001, pp. 1-6.
- [34] H. Camblong – « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », *Thèse de Doctorat, École Nationale Supérieur d'Arts et Métiers, Centre de Bordeaux, France*, 2003.
- [35] Hau, E. (2006). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Springer, Germany.
- [36] Joselin Herbert GM, Iniyar S, Sreevalsan E, Rajapandian S. A review of wind energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007;11:1117–45.

- [37] Lynn PA. Introduction. Onshore and offshore wind energy. John Wiley & Sons, Ltd;; 1–29.
- [38] Boldea I. Wound rotor induction generators (wrigs). Variable speed generators. Politehnica University of Timisoara, Romania: CRC Press; 1–36.
- [39] Abdullah Asuhaimi B. Mohd Zin, Mahmoud Pesaran H.A., Azhar B. Khairuddin, Leila Jahanshaloo, Omid Shariati. An overview on doubly fed induction generators' controls and contributions to wind based electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27 (2013) 692–708.
- [40] Li H, Chen Z. Overview of different wind generator systems and their comparisons. *IET Journal on Renewable Power Generation* 2008;2:123–38.
- [41] Wu B, Lang Y, Zargari N, Kouro S. Introduction. Power conversion and control of wind energy systems. John Wiley & Sons, Inc; 1–23.
- [42] Bansal RC, Bhatti TS, Kothari DP. Bibliography on the application of induction generators in nonconventional energy systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2003;18:433–9.
- [43] Bansal RC, Bhatti TS, Kothari DP. A bibliographical survey on induction generators for application of nonconventional energy systems. *IEEE Trans Energy Convers* 2003; 18(3):433-9.
- [44] Khan PKS, Chatterjee JK. Three-phase induction generators: a discussion on performance. *Electr Mach Power Syst* 1998;27(8):813–32.
- [45] Ackermann, T. *Wind Power in Power Systems*, John Wiley&Sons,ISBN 0-470-85508-8, England, 2005.
- [46] Ekanayake J, Jenkins N. Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2004;19:800–2.
- [47] Wu B, Lang Y, Zargari N, Kouro S. Fixed-speed induction generator WECS. Power conversion and control of wind energy systems. John Wiley & Sons, Inc; 173–89.
- [48] Datta R, Ranganathan VT. Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine-a comparison with alternative schemes. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2002;17:414–21.
- [49] Tazil M, Kumar V, Bansal RC, Kong S, Dong ZY, Freitas W, et al. Three-phase doubly fed induction generators: an overview. *IET Journal on Electric Power Applications* 2010;4:75–89.
- [50] Bansal RC. Three-phase self-excited induction generators: an overview. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2005;20:292–9.
- [51] Jiabing Hu, Yikang He. Modeling and enhanced control of DFIG under unbalanced grid voltage conditions. *Electric Power Systems Research* 79 (2009) 273–281.
- [52] Issam Attoui, and Amar Omeiri. Contribution to the Fault Diagnosis of a Doubly Fed Induction Generator for a Closed-loop Controlled Wind Turbine System Associated with a Two-level Energy Storage System. *Electric Power Components and Systems*, 42(15):1–17, 2014.
- [53] K. Ghedamsi, D. Aouzellag. Improvement of the performances for wind energy conversions systems. *Electrical Power and Energy Systems* 32 (2010) 936–945.
- [54] Roberto Cárdenas, Rubén Pena, Patrick Wheelerc, Jon Clare, Andrés Munoz, Alvaro Sureda. Control of a wind generation system based on a Brushless Doubly-Fed Induction Generator fed by a matrix converter. *Electric Power Systems Research* 103 (2013) 49– 60.
- [55] Baroudi JA, Dinavahi V, Knight AM. A review of power converter topologies for wind generators. *Renewable Energy* 2007;32:2369–85.

- [56] Carrasco JM, Franquelo LG, Bialasiewicz JT, Galvan E, Guisado RCP, Prats MAM, et al. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: a survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2006;53:1002–16.
- [57] A. Tounzi, "Utilisation de l'Energie Eoliennedans la Production de l'Electricité", *Revue 3EI*, Mars 2000, pp. 24-38.
- [58] Frédéric POITIERS. Etude et commande de generatrices asynchrones pour l'utilisation de l'energie eolienne -machine asynchrone à cage autonome -machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau. These , Ecole polytechnique de l'Université de Nantes, 2003.
- [59] Ailing Zhang, Xin Wang, Wenxia Jia, and Yun Ma, Indirect Stator-Quantities Control for the Brushless Doubly Fed Induction Machine. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 29, NO. 3, MARCH 2014.
- [60] S. Tohidi, M.R. Zolghadri, H. Oraee, P. Tavner, E. Abdi, T. Logan. Performance of the brushless doubly-fed machine under normal and fault conditions. *IET Electr. Power Appl.*, 2012, Vol. 6, Iss. 9, pp. 621 – 627.
- [61] Shiyi Shao, Teng Long, Ehsan Abdi, and Richard A. McMahon. Dynamic Control of the Brushless Doubly Fed Induction Generator Under Unbalanced Operation. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, VOL. 60, NO. 6, JUNE 2013. pp.2465-2476.
- [62] H. Piao and Z. Wang, "Simulative study of a new control algorithm for yawing control system with PSCAD," in *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2008, pp. 2734-2738.
- [63] K. C. Wu, R.K. Joseph and N.K. Thupili, "Evaluation of Classical and Fuzzy Logic Controllers for Wind Turbine Yaw Control," *Proceedings of the First IEEE Regional Conference on Aerospace Control Systems*, 1993, pp.254-258.
- [64] Kamel Rashad M, Chaouachi A, Nagasaka Ken. Enhancement of Micro-Grid performance during Islanding mode using storage batteries and new fuzzy logic pitch angle controller. *Energy Convers Manage* 2011; 52:2204–16.
- [65] Issam Atoui et Amar Omeiri. Modeling, control and fault diagnosis of an isolated wind energy conversion system with a self-excited induction generator subject to electrical faults. *Energy Conversion and Management* 82 (2014) 11–26.
- [66] Dandan Ma. Self-excited Induction Generator – A Study Based on Nonlinear Dynamic Methods. A thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy May, School of Electrical and Electronic Engineering Newcastle University United Kingdom 2012.
- [67] D. Joshi, K.S. Sandhu, M.K. Soni.: Constant Voltage Constant Frequency Operation for a Self -excited Induction Generator, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 21, No. 1, March 2006, pp. 228 – 234.
- [68] S. Wekhande, V. Agarwal.: Simple Control for a Wind Driven Induction Generator, *IEEE Industry Application Magazine*, Vol. 7, No. 2, March/April 2001, pp. 44 – 53.
- [69] B. Singh, G.K. Kasal: Voltage and Frequency Controller for a Three-phase Four-wire Autonomous Wind Energy Conversion System, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 23, No. 2, June 2008, pp. 509 – 518.
- [70] B. Singh, S.S. Murthy, S. Gupta.: A Voltage and Frequency Controller for Self -excited Induction Generators, *Electric Power Components and Systems*, Vol. 34, No. 2, Feb. 2006, pp. 141 – 157.
- [71] A. Benlamoudi, R. Abdessemed: STATCOM based Voltage-frequency Regulation for SEIG Driven by an Uncontrolled Speed Turbine, *International Journal of Power and Energy Conversion*, Vol. 1, No. 4, Oct. 2009, pp. 399 – 416.

- [72] E. Suarez and G. Bortolotto, "Voltage-frequency Control of a Self-excited Induction Generator," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 394-401, September 1999.
- [73] B. Singh, S. S. Murthy, Madhusudan, M. Goel and A. K. Tandon, "A Steady State Analysis on Voltage and Frequency Control of Self-Excited Induction Generator in Micro-hydro System," in *International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems*, New Delhi, December 2006.
- [74] K. H. Youssef, M. A. Wahba, H. A. Yousef and O. A. Sebakhy, "A New Method for Voltage and Frequency Control of Stand-alone Self-excited Induction Generator Using PWM Converter with Variable DC Link Voltage," in *American Control Conference*, Seattle, June 2008.
- [75] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse. Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie. *Journées du Club EEA, Ouverture des marchés de l'électricité, Supélec, Gif-sur-Yvette, 15-16 mars 2006.*
- [76] Nielsen KE, Molinas M. Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) in power systems with renewable energy sources. In: *IEEE international symposium on industrial electronics*. 2010. p. 2487-92.
- [77] Ribeiro PF, Johnson BK, Crow ML, Arsoy A, Liu Y. Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the IEEE* 2001;89:1744-56.
- [78] Gomis-Bellmunt O, Liang J, Ekanayake J, Jenkins N. Voltage-current characteristics of multiterminal HVDC-VSC for offshore wind farms. *Electric Power Systems Research* 2011;81:440-50.
- [79] Junyent-Ferré A, Gomis-Bellmunt O, Sumper A, Sala M, Mata M. Modeling and control of the doubly fed induction generator wind turbine. *Simulation Modeling Practice and Theory* 2010;18:1365-81.
- [80] Rafik F, Gualous H, Gallay R, Crausaz A, Berthon A. Frequency, thermal and voltage supercapacitor characterization and modeling. *Journal of Power Sources* 2007;165:928-34.
- [81] Gualous H, Bouquain D, Berthon A, Kauffmann JM. Experimental study of supercapacitor serial resistance and capacitance variations with temperature. *Journal of Power Sources* 2003;123:86-93.
- [82] Sharma P, Bhatti TS. A review on electrochemical double-layer capacitors. *Energy Conversion and Management* 2010;51:2901-12.
- [83] Bakhoun EG. New mega-farad ultracapacitors. *IEEE Transactions on Ultra-sonics, Ferroelectrics, and Frequency Control* 2009;56:14-34.
- [84] Barker PP. Ultracapacitors for use in power quality and distributed resource applications. In: *IEEE power engineering society summer meeting*. 2002. p.316-20.
- [85] Balducci A, Dugas R, Taberna PL, Simon P, Plée D, Mastragostino M, et al. High temperature carbon-carbon supercapacitor using ionic liquid as electrolyte. *Journal of Power Sources* 2007;165:922-7.
- [86] Helwig A, Ahfock T. Ultra-capacitor assisted battery storage for remote area power supplies: A case study. In: *19th Australasian universities power engineering conference: sustainable energy technologies and systems*. 2009. p.27-30.
- [87] Du-Pasquier A, Plitz I, Menocal S, Amatucci G. A comparative study of Li-ion battery, supercapacitor and nonaqueous asymmetric hybrid devices for automotive applications. *Journal of Power Sources* 2003;115:171-8.
- [88] Cericola D, Ruch PW, Kötz R, Novák P, Wokaun A. Simulation of a supercapacitor / Li-ion battery hybrid for pulsed applications. *Journal of Power Sources* 2010;195:2731-6.

- [89] Bolund B, Bernhoff H, Leijon M. Flywheel energy and power storage systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2007;11:235–58.
- [90] Dai X, Deng Z, Liu G, Tang X, Zhang F, Deng Z. Review on advanced flywheel energy storage system with large scale. *Transactions of China Electrotechnical Society* 2011;26:133–40.
- [91] Yogi-Goswami D, Kreith F. *Energy conversion*. CRC Press Taylor & Francis Group; 2007.
- [92] Jiancheng Z, Lipei H, Zhiye C, Su W. Research on flywheel energy storage system for power quality. In: *Proceedings of international conference on power system technology, POWERCON*. 2002.
- [93] Hadjipaschalis I, Poullikkas A, Efthimiou V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009;13:1513–22.
- [94] Piller Power Systems website, <<http://www.piller.com>> [accessed 25.03.11].
- [95] Ibrahim H, Ilinca A, Perron J. Energy storage systems—characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008;12:1221–50.
- [96] Kaldellis JK, Zafirakis D. Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency. *Energy* 2007;32:2295–305.
- [97] First Hydro Company website, http://www.fhc.co.uk/pumped_storage.htm [accessed 16.02.11].
- [98] Francisco Díaz-González, Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, Roberto Villafafila-Robles. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 2154–2171.
- [99] Denholm P, Kulcinski GL. Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems. *Energy Conversion and Management* 2004;45:2153–72.
- [100] Soloveichik GL. Battery technologies for large-scale stationary energy storage. *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering* 2011;2:503–27.
- [101] Parker CD. Lead-acid battery energy-storage systems for electricity supply networks. *Journal of Power Sources* 2001;100:18–28.
- [102] Greenblatt JB, Succar S, Denkenberger DC, Williams RH, Socolow RH. Baseload wind energy: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation. *Energy Policy* 2007;35:1474–92.
- [103] Z. Daneshi-Far, G. A. Capolino, H. Henao. Review of Failures and Condition Monitoring in Wind Turbine Generators. XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010, Rome.
- [104] J. Ribrant, "Reliability performance and maintenance- a survey of failure in wind power systems," M.Sc. dissertation, Dept. Elec. Eng., Univ., KTH, Sweden, 2006.
- [105] P.J Tavner et al., Reliability analysis for wind turbines,. *Journal of Wind Energy*, vol. 10,n°1, pp.1-18, March-April 2006.
- [106] J. Ribrant, and L. Bertling, "Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1997-2005," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, n° 1, pp. 167-173, March 2007.

- [107] P. J. Tavner, G. Bussel, and F. Spinato, "Machine and converter reliabilities in wind turbines," in Proc. 2006 IET 3rd International Conference on Power Electronics, Machines and Drives, pp.127-130.
- [108] H. Polinder, F. F. A. Pijl, G.-J. Vilder, and P. J. Tavner, "Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, n° 3, pp. 725-733, Sept. 2006.
- [109] H. Holttinen, T. Lakso, and M. Marjaniemi. (2005, Dec. 18) Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosiraportti. (Performance of wind power plants, annual report). 2000 -2005, VTT, Espoo, Finland, [Online]. Available: <http://www.vtt.fi> (2005–12-18).
- [110] M. Durstewitz (Ed.), "Windenergie report Deutschland 2004–2005," Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, Germany.
- [111] J. R. Babu, S. V. Jithesh, —Breakdown risks in wind energy turbines, Pravartak, the journal of Insurance and risk Management from National Insurance Academy, Pun, Volume III, Issue 3, April – June 2008.
- [112] The Confederation of Fire Protection Association CFPA Europe, —Wind turbines fire protection guidelines, CFPA-E No.: 22:2010 F, April, 2010.
- [113] Wind Energy Solutions, "WES18 complete description".
- [114] S. Stubkier and E. Dyrbye, "AVN Energy Designs a New Hydraulic Yaw System and Reduces the Fatigue Loads of the Wind Turbine", Modern Energy Review, Vol 3, Issue 2, Page 45, 2011.
- [115] Bill Chun Piu Lau, Eden Wai Man Ma, Michael Pecht. Review of Offshore Wind Turbine Failures and Fault Prognostic Methods. 2012, Prognostics & System Health Management Conference (PHM-2012 Beijing).
- [116] L. W. M. M. Rademakers, A. J. Seebregts, B. A. V. D. Horn, J. N. T. Jehee, B. M. Blok, "Methodology for probabilistic safety assessment of wind turbines", PSA of Wind Turbine, ECN-C-93-010, March 1993.
- [117] J. R. Babu, S. V. Jithesh, Breakdown risks in wind energy turbines, Pravartak, the journal of Insurance and risk Management from National Insurance Academy, Pun, Volume III, Issue 3, April-June 2008.
- [118] <http://www.osce.org/baku/41374>, Organization for Security and Co-operation in Europe, Office in Baku, accessed in 14th Jan, 2012.
- [119] A. Palanci, "Leak-free hydraulic fittings prevent vibration failure", Windpower Engineering for Parker Hannifin, WTW Media, Inc., 11th April, 2011.
- [120] R. Kithil, Case study of Lightning Damage to wind turbine blade, National Lightning Safety Institute (NLSI), June 2008.
- [121] Caithness Windfarm Information Forum, "Summary of Wind Turbine Accident data to 31 December 2011", Jan, 2012.
- [122] I. Cotton et al., Lightning protection for wind turbine blades and bearings, Wind Energy, pp. 23–37, 2001.
- [123] Yassine Amirat, Mohamed El Hachemi Benbouzid, Elie Al-Ahmar, Bachir Bensaker and Sylvie Turri. A Brief Status on Condition Monitoring and Fault Diagnosis in Wind Energy Conversion Systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 3, 9 (2009) 2629-2636.
- [124] S.G.M. Krämer et al., Fiber optic sensor network for lightning impact localization and classification in wind turbines, in Proceedings of IEEE ICMFIIS'06, vol. 2, pp. 173-178, Heidelberg (Germany), September 2006.

- [125] Kevin Alewine, William Chen. A Review of Electrical Winding Failures in Wind Turbine Generators. DEIS Feature Article, IEEE Electrical Insulation Magazine, 0883-7554/12, 2012.
- [126] KLIMAN G. B., PREMIERLANI W. J., KOEGL R.A. and HOEWELER D., «A new approach to on-line fault detection in AC motors», In Proc. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting Conference, CA, pp. 687-693, San Diego, 1996.
- [127] Faiza KAMOUN CARFI, Surveillance des systèmes électroniques de puissance embarqués dans le véhicule électrique-Méthodes et outils-. THÈSE de doctorat, collaboration entre l'université de Sfax et l'Ecole Centrale de Lille, 11 Décembre 2014.
- [128] L. Gellers et al., la gestion des pièces de rechange et la sous-traitance : quelques directives pratiques, Revue Française de gestion industrielle, Vol .22, N°3.
- [129] A. Tomache, Communication SME-ERCE, Symposium sur la maintenance industrielle, AEID-IAP. Alger, 21-23, janvier 2001.
- [130] A. Boulanger, C. Pachaud, Diagnostic vibratoire en maintenance préventive, Dunod, Paris 1988.
- [131] CHAIB RACHID, Contribution à l'optimisation de la Maintenance Conditionnelle par l'analyse Vibratoire. THÈSE de doctorat, Département de génie mécanique, Faculté des Sciences de l'ingénieur, Université Mentouri de Constantine.
- [132] A. Orantes Molina, Méthodologie pour le placement des capteurs à base de méthodes de classification en vue du diagnostic, Doctorat de l'institut national des sciences appliquées de Toulouse, 2005.
- [133] Valette, R., J. Cardoso et D. Dubois. 1989. Monitoring manufacturing systems by means of petri nets with imprecise markings. dans IEEE Conference Intelligent Control, NY, p. 233–238.
- [134] Combacau, M., P. Berrut, F. Charbonnaud et A. Khatab. 2000, «Reflexions sur la terminologie : Surveillance - supervision», Groupement pour la recherche en Productique, Systèmes de Production Sûrs de Fonctionnement.
- [135] Boufaied, A. 2003, Contribution à la surveillance distribuée des systèmes à événements discrets complexes, thèse de doctorat, L'université Paul Sabatier de Toulouse.
- [136] Chow, E. et A. Wilsky. 1984, «Analytical redundancy and the design of robust failure detection system», IEEE transactions on Automatic and Control, vol. 29, no7, p. 603–614.
- [137] Isermann, R. 1984, «Process fault detection based on modeling and estimation methods– a survey», Automatica, vol. 20, no 4, p. 387–404.
- [138] Combacau, M. 1991, Commande et surveillance des systèmes à événements discrets complexes : applications aux ateliers flexibles, thèse de doctorat, L'université Paul Sabatier de Toulouse.
- [139] Willsky, A. 1976, «A survey of design methods for failure detection in dynamic systems», Automatica, vol. 12, no 6, p. 601–611.
- [140] Basseville, M. 1988, «Detecting changes in signals and systems - a survey», Automatica, vol. 24, no 3, p. 309–326.
- [141] Zemouri, M. R. 2003, Contribution à la surveillance des systèmes de production à l'aide des réseaux de neurones dynamiques : Application à la maintenance. , thèse de doctorat, l'Université de Franche-Comté.
- [142] Kourti T., Process Analysis and Abnormal Situation Detection: From Theory to Practice, IEEE Control Systems Magazine, Vol. 22, No. 5, 2002.
- [143] J. C. Trigeassou, 'Recherche de modèles expérimentaux assistée par ordinateur', Technique et Documentation Lavoisier, Paris 1988.

- [144] M.-W. Naouar, E. Monmasson, I. Slama-Belkhdja, 'Identification of Synchronous Machine Parameters Using Hysteresis Based Current Controller', IEEE IECON, Nov. 2006, pp.1357 – 1362.
- [145] Moreau, S.; Kahoul, R.; Louis, J.-P., 'Parameters estimation of permanent magnet synchronous machine without adding extra-signal as input excitation', IEEE ISIE, Mai 2004, pp. 371 – 376.
- [146] S. Perez-Londono, A. Perez-Londono, Y. Romero-Mora, 'On-line identification of the physical parameters in a synchronous generator', Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Aug. 2008, pp. 1 – 6.
- [147] K. Hyunbae; J. Hartwig, R.D. Lorenz, 'Using', 'On-line parameter estimation to improve efficiency of IPM machine drives', Power Electronics Specialists Conference, 2002.
- [148] L. Tang, M.F. Rahman, 'A new stator resistance tracker for a direct torque controlled interior permanent magnet synchronous machine drive', Power Electronics and Motion Control Conference, 2004.
- [149] D. J. Atkinson, P. P. Acarnley, J. W. Finch, 'Observers for Induction Motor State and Parameter Estimation', IEEE Trans. IA., Vol. 27:6, pp. 1119-1127, 1991.
- [150] L. Loron, 'Stator parameters influence on the field-oriented control tuning', Fifth European Conference on Power Electronics and Applications, Sept. 1993, vol.5, pp. 79 – 84.
- [151] L. Loron, G. Laliberte, 'Application of the extended Kalman filter to parameters estimation of induction motors', Fifth European Conference on Power Electronics and Applications, Sept. 1993, vol.5, pp. 85 – 90.
- [152] D. Telford, M.W. Dunnigan, B.W. Williams, 'Online identification of induction machine electrical parameters for vector control loop tuning', Industrial Electronics IEEE Transactions, Vol. 50, Issue 2, Avril 2003, pp. 253 – 261.
- [153] M. Cirrincione, M. Pucci, G. Vitale, 'A least-squares based methodology for estimating the electrical parameters of induction machine at standstill', International Symposium Industrial Electronics, July 2002.
- [154] L.A. de Souza Ribeiro, C. B. Jacobina, A.M.N. Lima, A.C. Oliveira, 'Real-time estimation of the electric parameters of an induction machine using sinusoidal PWM voltage waveforms', Industry Applications IEEE Transactions, Vol. 36, Issue 3, Mai-Juin 2000, pp. 743 – 754.
- [155] Gertler, J. et D. Singer. 1990, «A new structural framework for parity equation-based failure detection and isolation», Automatica, vol. 26, no 2, p. 381–388.
- [156] ROTH M., «Identification and Fault Diagnosis of Industrial Closed-loop Discrete Event Systems», Thèse de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan and Universität Kaiserslautern Germany, 2010.
- [157] A. Edelmayer, J. Bokor, L. Keviczky. "An H1 filtering approach to ro-bust detection of failures in dynamical systems". Proceedings of the 34th Conference on Decision and Control. IEEE, New Orleans, USA, 1994.
- [158] A. Edelmayer, J. Bokor, L. Keviczky."H1 detection filter design for linear systems : Comparison of two approaches". Proceeding of the 13th IFAC World Congress, San Francisco, USA, 1996.
- [159] F. Rambeaux, F. Hamelin, D. Sauter." Optimal thresholding for robust fault detection of uncertain systems". International Journal of Robust and Nonlinear Control. Vol 10. pp. 1155-1173, 2000.
- [160] D. Henry, A. Zolghadri."Norm-based design of robust FDI schemes for un-certain systems under feedback control : Comparison of tow approaches". Control Engineering Practice (14) 1081-1097, 2006.

- [161] D. Henry et A. Zolghadri . "Design and analysis of robust residual generators for systems under feedback control " . Automatica, vol. 41, Issue 2, pp. 251-264, 2005a.
- [162] D. Henry et A. Zolghadri. "Design of fault diagnosis filter : A multi-objective approach". Journal of Franklin Institute, vol. 342, Issue 4, pp. 421-446, 2005b.
- [163] E. Boutleux. Diagnostic et Suivi D'évolution de L'état D'un Système Par Reconnaissance Des Formes Floues. Application Au Modèle Du Réseau Téléphonique Français. PhD thesis, Université de Technologie de Compiègne, 1996.
- [164] N. Boudaoud. Conception D'un Système de Diagnostic Adaptatif En Ligne Pour la Surveillance des Systèmes Évolutifs. PhD thesis, l'Université de Technologie de Compiègne, France, 1997.
- [165] L. F. Pau, "Diagnosis of equipment failure by pattern recognition" IEEE Transactions on Reliability, Vol.1, pp. 750-756, 1974.
- [166] M. A. Peltier, B. Dubuisson, "A human operator monitoring process based on a fuzzy approach" In Tooldiag'93, International conference on Fault diagnosis, 1993.
- [167] M. Haji, H. A. Toliyat, "Pattern recognition – A technique for induction machine rotor broken bar detection" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.16, Issue 4, pp. 312-317, December 2001.
- [168] D. Diallo, M. E. H. Benbouzid, D. Hamad, X. Pierre, "Fault detection and diagnosis in induction machine drive: A pattern recognition approach based on Concordia stator mean current vector" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, Issue 3, pp. 512-519, Sept. 2005
- [169] C. Frelicot, "Un système adaptatif de diagnostic prédictif par reconnaissance des formes floue" Thèse de doctorat Université de technologie de Compiègne, 1992.
- [170] Mark J., Orr L., Introduction to Radial Basis Function Networks. Centre for Cognitive Science, University of Edinburgh, 1996.
- [171] Jang J., Sun C., Mizutani E., Neuro-Fuzzy and Soft Computing, Prentice Hall, 1997.
- [172] Gille Zwingelstein. "Diagnostic des défaillances, théorie et pratiques des systèmes industriels" Editions Hermes, 1995.
- [173] J. Tang, Q. Wang. Online fault diagnosis and prevention expert system for dredgers. Elsevier Expert System with applications 2006.
- [174] J-D. Wu, Y-H Wang, M.R. Bai. Development of an expert system of fault diagnosis in scooter engine platform using fuzzy-logic inference. Elsevier Expert System with applications 2006.
- [175] F. Hlawatsch, G.F. Boudreaux-Bartels, Linear and quadratic time–frequency signal representations, IEEE Signal Process. Mag. 9 (1992)21–67.
- [176] V.K. Madisetti, D.B. Williams, The Digital Signal Processing Hand-book, CRC Press, Boca Raton, FL, 1998.
- [177] X.G. Xia, V.C. Chen, A quantitative SNR analysis for the pseudo Wigner–Ville distribution, IEEE Trans. Signal Process. 47 (1999) 2891–2894.
- [178] Espinosa, A.G.; Rosero, J.A.; Cusido, J.; Romeral, L.; Ortega, J.A., "Fault Detection by Means of Hilbert–Huang Transform of the Stator Current in a PMSM With Demagnetization," Energy Conversion, IEEE Transactions on , vol.25, no.2, pp.312-318, June 2010.
- [179] M. etique et F. Mudry, livre, "Traitement de signal (Signaux et Systèmes) ", Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud, mars 2006, Yverdon-les-Bains.

- [180] L. SevGi, F. klem`, L.B. Felsen, "Ground Wave Propagation Modeling: Problem-matched Analytical Formulations and Direct Numerical Techniques", *IEEE Antennas and Propagation Magazine*, Vol. 44, Nm.1, pp.55-75, Feb. 2002.
- [181] Jaideva C. Goswami et Andrew K. Chan. « Fundamentals of Wavelets : Theory, Algorithms, and Applications ». Wiley Series in Microwave and Optical Engineering. Wiley Interscience, 1999. ISBN 0-471-19748-3.
- [182] James W. Cooley, Peter A. W. Lewis, and Peter W. Welch, "Historical notes on the fast Fourier transform," *Proc. IEEE*, vol. **55** (no. 10), p. 1675–1677 (1967).
- [183] Zhong, J., and Huang, Y., "Time-frequency representation based on an adaptive short-time Fourier transform," *IEEE Trans. Signal Process.*, Vol.58, No.10, pp.5118-5128, 2010.
- [184] Pei, S.C., and Huang, S.G., "STFT with Adaptive Window width Based on the Chirp Rate," *IEEE Trans. On Signal Processing*, Vol.60, No.8, pp.4065-4080, 2012.
- [185] Truchetet F., "Ondelettes pour le signal numérique", Editions HERMES, Paris, 1998.
- [186] A. Cohen. « Ondelettes et Traitement Numérique du Signal » . Masson, 1992. ISBN 2-225-83954-9.
- [187] M. Misiti. Y. Misiti. G. Oppenheim. J. M. Poggi. Wavelet Toolbox for Use with MATLAB 2010.
- [188] Addison PS, Watson JN, Feng T. Low-oscillation complex wavelets. *Journal of Sound and Vibration*, vol. 254, no. 4, pp.733-762, 2002.
- [189] Mallat SG. A theory for multiresolution signal decomposition: the wavelet representation. *IEEE Trans Pattern Anal Machine Intelligence*, vol. 11, no. 7, pp. 674-693, 1989.
- [190] A.Bouzida .diagnostic de défauts de la machine asynchrone à cage par la technique des ondelettes. Thèse de Magister .Ecole Nationale Polytechnique d'Alger. Algérie 2008.
- [191] Kia SH, Henao H, Capolino GA. Diagnosis of broken-bar fault in induction machines using discrete wavelet transform without slip estimation. *IEEE Trans Ind Appl*, vol.45, no.4, pp.107–21, 2009.
- [192] COIFMAN, R. R., MEYER, Y., WICKERHAUSER, M. V. (1992). Wavelet analysis and signal processing. In *Wavelets and their applications*, pages 153–178. Jones and Bartlett, Boston, MA, USA.
- [193] Oustaloup, A., *La Commande CRONE*, Hermès, Paris, 1991.
- [194] I. Podlubny, "Fractional Order Systems and $PI^{\lambda}D^{\mu}$ Controllers," *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 44, N°1, 1999.
- [195] R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão. Fractional-order control and simulation of wind energy systems with PMSG/full-power converter topology. *Energy Conversion and Management* 2010; 51:1250–1258.
- [196] HS. Li, Ying Luo, and YQ. Chen. A Fractional Order Proportional and Derivative (FOPD) Motion Controller: Tuning Rule and Experiments. *IEEE Transactions on control systems technology* 2010; 18(2):516-520.
- [197] Luo, Y., Quan Chen, Y., Yang Wang, C., Guo Pi, Y., "Tuning fractional order proportional integral controllers for fractional order systems," *Journal of Process Control* , Vol. 20, No. 7, pp. 823–831, 2010.
- [198] Issam Attoui, and Amar Omeiri, "Contribution to the Fault Diagnosis of a Doubly Fed Induction Generator for a Closed-loop Controlled Wind Turbine System Associated with a Two-level Energy Storage System," *Electric Power Components and Systems*, 42(15):1–17, 2014.

- [199] Bode, H. W., "Network Analysis and Feedback Amplifier Design," Van Nostrand, New York, 1945.
- [200] H.H. Sun and A. Charef, Fractal systems-A time domain approach, Ann. Biomed. Eng. Vol. 18, pp. 587-621, 1990.
- [201] I. Petras, I. Podlubny, P. O'Leary, L. Dorcak, B. M. Vingre, Analogue Realisations of Fractional Order Controllers, Faculta Berg, TU Koosice, 2002.
- [202] A. Charef, H. H. Sun, Y.Y.Tsao, B. Onaral, Fractal system as Represented by function, IEEE, Trans. On Automatic Control, Vol. 37, no. 9, pp. 317-329, Sep 1992.
- [203] Podlubny, I., "Fractional-order systems and $PI^{\alpha}D^{\mu}$ controller," IEEE Trans. Automatic control, Vol. 44, No. 1, pp. 208-214, 1999.
- [204] Franklin, G., Powell, J., and Naeni, A., "Feedback control of dynamic systems," Reading, MA: Addison-Wesley, 1986.
- [205] Chen, Y. Q., and Moore, K. L., "Relay feedback tuning of robust PID controllers with iso-damping property," IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B, Vol. 35, No. 1, pp. 23-31, 2005.
- [206] H.W. Bode, "Network Analysis and Feedback Amplifier Design," Van Nostrand, New York, 1945.
- [207] G.K. Singh. Modeling and experimental analysis of a self excited six-phase induction generator for stand-alone renewable energy generation. Renewable Energy 2008; 33(7):1605-1621.
- [208] Bašić M and all. Dynamic and pole-zero analysis of self-excited induction generator using a novel model with iron losses. Electrical Power and Energy Systems 2012; 42(1):105-118.
- [209] Yogesh K. Chauhan, Sanjay K. Jain, Bhim Singh. Static Volt Ampere Reactive Compensator for Self-excited Induction Generator Feeding Dynamic Load. Electric Power Components and Systems 2008; 36(10):1080-1101.
- [210] Mahato SN, Singh SP, Sharma MP. Dynamic behavior of a single-phase self-excited induction generator using a three-phase machine feeding single-phase dynamic load. Electrical Power and Energy Systems 2013; 47:1-12.
- [211] Bodson M and Kiselychuk O. Analysis of Triggered Self-Excitation in Induction Generators and Experimental Validation. IEEE Trans. on Energy Conversion 2012; 27(2):238-249.
- [212] Baccarini LMR and all. Fault induction dynamic model, suitable for computer simulation: Simulation results and experimental validation. Mechanical Systems and Signal Processing 2010; 24(1):300-311.
- [213] Luo X and all. Multiple coupled circuit modeling of induction machines, IEEE Trans. on Industry Applications 1995; 31(2):311-318.
- [214] Cunha CCM, Lyra ROC, Filho BC. Simulation and analysis of induction machines with rotor asymmetries. IEEE Trans. on Industry Applications 2005; 41(1):18-24.
- [215] Ben Sasi AY and all. A validated model for the prediction of rotor bar failure in squirrel-cage motors using instantaneous angular speed. Mechanical Systems and Signal Processing 2006; 20(7):1572-1589.
- [216] Márquez FPG and all. Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods. Renewable Energy 2012; 46:169-178.
- [217] Venkatasubramanian V and all. A review of process fault detection and diagnosis Part I: Quantitative model-based methods. Computers and Chemical Engineering 2003; 27(3): 293-311.

- [218] M. Pineda-Sanchez, M. Riera-Guasp, J. Perez-Cruz, R. Puche-Panadero. Transient motor current signature analysis via modulus of the continuous complex wavelet: A pattern approach. *Energy Conversion and Management* 2013; 73:26–36.
- [219] Benbouzid ME. A Review of Induction Motors Signature Analysis as a Medium for Faults Detection. *IEE Transactions on Industrial Electronics* 2000; 47(5):984–993.
- [220] Jardine AKS, Lin D, Banjevic D. A review on machinery diagnostics and prognostics implementing condition-based maintenance. *Mechanical Systems and Signal Processing* 2006; 20(7):1483-510.
- [221] Alfredo RM, Lipo TA. Complex vector model of the squirrel-cage induction machine including instantaneous rotor bar currents. *IEEE Transactions on Industry Applications* 1999; 35(6):1332–1340.
- [222] Toliyat HA, Lipo TA. Transient analysis of cage induction machines under stator, rotor bar, and end ring faults. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1995; 10(2):241–247.
- [223] Hallenius KE, Vas P, Brown JE. The analysis of a saturated self-excited asynchronous generator. *IEEE Trans. Energy Convers.* 1991; 6(2):336–344.
- [224] Deraz SA, Abdel Kader FE. A new control strategy for a stand-alone self-excited induction generator driven by a variable speed wind turbine. *Renewable Energy* 2013; 51:263-273.
- [225] Ahmed T, Nishida K, Nakaoka M. Advanced control of PWM converter with variable-speed induction generator. *IEEE Trans. on Industry App.* 2006; 42(4):934–45.
- [226] T.K.A. Brekken, A novel control scheme for a doubly-fed induction wind generator under unbalanced grid voltage conditions, Ph.D. Thesis, University of Minnesota, 2005.
- [227] Siegfried H. Grid integration of wind energy conversion systems. Willy; 1998.
- [228] Hilloowala RM. Control and interface of renewable energy systems. Ph. D. Thesis, the University of New Brunswick, Canada, 1992.
- [229] Boukhezzar B, Siguerdidjane H. Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines. *Control Engineering Practice* 2010; 18(12):1357–1368.
- [230] Mirecki A, Roboam X and Richardeau F. Architecture Complexity and Energy Efficiency of Small Wind Turbines. *IEEE Transaction on Industrial Electronics* 2007; 54(1):660–670.
- [231] G. Didier, "Modélisation et Diagnostic de la Machine Asynchrone en Présence de Défaillances". Thèse de doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy-I, Octobre 2004.
- [232] H. Yahoui, J. Seetohul, G. Grellet, A. Jammal, "Detection of broken bar or end-ring fault in asynchronous machines by spectrum analysis of the observed electromagnetic torque through supply cable" *Revue Européenne de Diagnostic et Sûreté de Fonctionnement*, Vol.5, no.4, 1995.
- [233] Emmanuel Schaeffer "Diagnostic des machines asynchrones : modèles et outils paramétriques dédiés à la simulation et à la détection de défauts" thèse de doctorat Université de Nantes, 1999.
- [234] Mohamed El Kamel OUMAAMAR, Surveillance Et Diagnostic Des Défauts Rotoriques Et Mécaniques De La Machine Asynchrone Avec Alimentation Équilibrée Ou Déséquilibrée. Thèse de doctorat Université de Lorraine, 2012.
- [235] William T. Thomson and Mark Fenger. Current Signature Analysis to Detect Induction Motor Faults. *IEEE Industry Applications Magazine* 2001 ; 7(4):26–34.
- [236] Antonino-Daviu J, Riera-Guasp M, Roger-Folch J, Molina MP. Validation of a new method for the diagnosis of rotor bar failures via wavelet transformation in industrial induction machines. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol.42, no.4, pp.990–996, 2006.

- [237] Antonino-Daviu J, Jover P, Riera-Guasp M, Roger-Folch J, Arkkio A. DWT analysis of numerical and experimental data for the diagnosis of dynamic eccentricities in induction motors. *Mechanical Systems and Signal Processing*, vol.21, no.6, pp.2575–2589, 2007.
- [238] Eunshin, B., Lewis, N., and Yu, D., “Optimal maintenance strategies for wind turbine systems under stochastic weather conditions,” *IEEE Trans Relia.*, Vol.59, No.2, pp.393–404. 2010.
- [239] Lalami, A., and Wamkeue, R., “Synchronous Generator Off-line Diagnosis Approach Including Fault Detection and Estimation of Failures on Machine Parameters,” *Electric Power Components and Systems*, Vol.41, pp.1501–1517, 2013.
- [240] Varzaneh, S. G., Rastegar, H., and Gharehpetian, G. B., “A New Three-mode Maximum Power Point Tracking Algorithm for Doubly Fed Induction Generator Based Wind Energy Conversion System,” *Electric Power Components and Systems*, Vol.42, No.1, pp.45–59, 2014.
- [241] Pandey, S.K., Kishor, N., and Mohanty, S. R., “Frequency Regulation in Hybrid Power System Using Iterative Proportional-Integral-Derivative H_{∞} Controller,” *Electric Power Components and Systems*, Vol.42, No.2, pp.132–148, 2014.
- [242] Shehata, E.G., “Active and Reactive Power Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Energy Generation under Unbalanced Grid Voltage Conditions,” *Electric Power Components and Systems*, Vol.41, pp.619–640, 2013.
- [243] Fogh, O.P., and Jakob, S., “Fault-tolerant control of wind turbines: a benchmark model,” *IEEE Trans Control Syst Technol*, Vol.21, No. 4, pp.1168–82, 2013.
- [244] Bonnett, A.H., and Yung, C., “Increased efficiency versus increased reliability,” *IEEE Ind. Appl. Mag.* Vol.14, No. 1, pp.29–36, 2008.
- [245] Eltabach, M., and Charara, Ali., “Comparative Investigation of Electric Signal Analyses Methods for Mechanical Fault Detection in Induction Motors,” *Electric Power Components and Systems*, Vol. 35, No. 10, pp. 1161-1180, 2007.
- [246] Ghoggal, A., and all., “A Fast Inductance Computation Devoted to the Modeling of Healthy, Eccentric, and Saturated Induction Motors,” *Electric Power Components and Systems*, Vol. 41, No. 10, pp. 1002-1022, 2013.
- [247] Douglas, H., Pillay, P., and Barendse, P., “The Detection of Interturn Stator Faults in Doubly-Fed Induction Generators,” *Industry Applications Conference IEEE, Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005*, Vol. 2, pp. 1097 – 1102, 2005.
- [248] Djurović, I., Sejdić, E., and Jiang, J., “Frequency-based window width optimization for s-transform,” *AEU-Int. J. Electron. Commun.*, Vol.62, No. 4, pp.245-250, 2008.
- [249] Behzad, M., and Ghias, A.R., “Time-frequency feature extraction of a cracked shaft using an adaptive kernel,” *Appl. Mechan. Mater.*, Vol.5, pp.37-44, 2006.
- [250] Boashash, B., “Time Frequency Signal Analysis and Processing,” *A Comprehensive Reference*, Elsevier, Oxford, UK, 1st ed., 2003.
- [251] Campos-Delgado, D. U., Murguía, J. S., Ramírez-Rodríguez, O., and Palacios, E., “Quantitative and Redundant Multivariable Fault Diagnosis in Induction Motors,” *Electric Power Components and Systems*, Vol. 39, No. 5, pp. 491–509, 2011.
- [252] Betta, G., Liguori, C., Paolillo, A., and Pietrosanto, A., “A DSP-Based FFT-Analyzer for the Fault Diagnosis of Rotating Machine Based on Vibration Analysis,” *IEEE Transactions On Instrumentation And Measurement*, Vol. 51, No. 6, pp.1316-1322, 2002.
- [253] Caballero, J. C. T., and all, “Digital Control of a Power Conditioner for Fuel Cell/ Supercapacitor Hybrid System,” *Electric Power Components and Systems*, Vol. 42, No. 2, pp. 165–179, 2014.

- [254] Cortajarena, G. A., and Marcos, J. D., “Neural Network Model Reference Adaptive System Speed Estimation for Sensorless Control of a Doubly Fed Induction Generator,” *Electric Power Components and Systems*, Vol. 41, No. 12, pp. 1146–1158, 2013.
- [255] Zhao, C., Xue, D., and Chen, Y. Q., “A fractional order PID tuning algorithm for a class of fractional order plants,” In *proc. of the IEEE ICMA*, Niagara Falls, Canada, Vol. 1, pp.216-221, 2005.
- [256] Oustaloup, A., Sabatier, J., and Lanusse, P., “From fractional robustness to CRONE control,” *Fractional Calculus and Applied Analysis*, Vol.2, No.1, pp.1-30, 1999.
- [257] Oustaloup, A., Moreau, X., and Nouillant, M., “The CRONE suspension,” *Control Engineering Practice*, Vol.4, No.8, pp.1101-1108, 1996.
- [258] Miller, K. S., and Ross, B., “An introduction to the fractional calculus and fractional differential equations,” Wiley, New York, 1993.
- [259] Lurie, B. J., “Three-parameter tunable tilt-integral-derivative (TID) controller,” US Patent US5371670, 1994.
- [260] Ricchiuto, D., Liserre, M., Mastromauro, R., Dell'Aquila, A., and Pigazo, A., “Fractional-order based droop control of an universal wind-turbine system,” *Proc. European Power Electronics and Applications Conf. (EPE)*, pp. 1- 10, 2011.
- [261] Jiagai, H., Hongsheng, L., Fulin, T., and Di, L., “Fractional order sliding mode controller for the speed control of a permanent magnet synchronous motor,” *Proc. Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, pp. 1203-1208, 2012.
- [262] Qu L., and Qiao W., “Constant Power Control of DFIG Wind Turbines With Supercapacitor Energy Storage,” *IEEE Transactions On Industry Applications*, Vol. 47, No. 1, pp.359-367, 2011.
- [263] Abbey C., and Joos, G., “Supercapacitor Energy Storage for Wind Energy Applications,” *IEEE Transactions On Industry Applications*, Vol. 43, No. 3, pp.769-776, 2007.
- [264] Stefani, A., Yazidi, A., Rossi, C., Filippetti, F., Casadei, D., Capolino, G.A., “Doubly fed induction machines diagnosis based on signature analysis of rotor modulating signals,” *IEEE Trans. Ind. Appl.* Vol. 44, No. 6, pp.1711–1721, 2008.
- [265] Abbes, M., and all., “Design and control of a direct drive wind turbine equipped with multilevel converters,” *Renewable Energy*, Vol. 35, No. 5, pp. 936–945, 2010.
- [266] Sarrias, R., Fernandez, M. L., Garcia, A. C., and Jurado, F., “Coordinate operation of power sources in a doubly-fed induction generator wind turbine/battery hybrid power system,” *Journal of Power Sources*, Vol. 205, pp. 354– 366, 2012.
- [267] SimPowerSystems™ Reference. Hydro-Québec/the MathWorks, Inc., Natick, MA, 2010.
- [268] Sebastian, R., “Reverse power management in a wind diesel system with a battery energy storage,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 44, No. 1, pp. 160–167, 2013.
- [269] Choi, W., Howze, I. W., and Enjeti, P., “Fuel-cell powered uninterruptible power supply systems: Design considerations,” *Journal of Power Sources*, Vol. 157, No. 1, pp. 311-317, 2006.
- [270] IEEE Power & Energy Society., “IEEE Recommended practice for the characterization and evaluation of emerging energy storage technologies in stationary applications,” *IEEE Std 1679-2010*, 2010.
- [271] Gonzalez, F. D., and all., “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, No. 4, pp. 2154– 2171, 2012.
- [272] McDowall, J., “Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids,” *Journal of Power Sources*, Vol. 162, No. 2, pp. 959–64, 2006.

- [273] Dong, Z., Kennedy, S. J., and Wu, Y., “Electrospinning materials for energy-related applications and devices,” *Journal of Power Sources*, Vol. 196, No. 11, pp. 4886–904, 2011.
- [274] Tan, X., Li, Q., and Wang, H., “Advances and trends of energy storage technology in Microgrid,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 44, No. 1, pp. 179–191, 2013.
- [275] Gritli, Y., Stefani, A., Rossi, C., Filippetti, F., and Chatti, A., “Experimental validation of doubly fed induction machine electrical faults diagnosis under time-varying conditions,” *Electric Power Systems Research*, Vol. 81, No. 3, pp.751–766, 2011.
- [276] Imberger, J., and Boashash, B., “Application of the Wigner-Ville distribution to temperature gradient microstructure: A new technique to study small-scale variations,” *J. of Physical Oceanography*, Vol. 16, No. 12, pp. 1997-2012, December 1986.
- [277] Storey, L. R. O., “An investigation of whistling atmospheric,” *Phil. Trans. Roy. Soc.*, Vol. 246, No. 908, pp. 113-141, July 1953.