



HAL
open science

Stratégies de maintenance intégrée à la production d'énergie dans un parc éolien sous contraintes opérationnelles et environnementales

Maryem Bouzoubaa

► **To cite this version:**

Maryem Bouzoubaa. Stratégies de maintenance intégrée à la production d'énergie dans un parc éolien sous contraintes opérationnelles et environnementales. Automatique / Robotique. Université de Lorraine, 2021. Français. NNT: 2021LORR0351 . tel-03719754

HAL Id: tel-03719754

<https://hal.univ-lorraine.fr/tel-03719754>

Submitted on 11 Jul 2022

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php

<http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm>

THÈSE

Présentée à

L'Université de Lorraine – METZ

Pour obtenir le titre de

DOCTEUR

en

Automatique, Traitement du Signal et des Images, Génie Informatique

Par

Maryem BOUZOUBAA

**Contribution au Développement des Stratégies
en Maintenance Intégrée A La Production D'énergie Pour un Parc Eolien
Sous Contraintes Opérationnelles et Environnementales**

Soutenue le 15 Juillet 2021, devant le jury composé de :

Rapporteurs

Alexandre DOLGUI	Professeur, Institut Mines-Télécom Atlantique, Nantes, France
Farouk YALAOUI	Professeur, Université de Technologie de Troyes, France

Examineurs

Abderrahman EL MHAMED I	Professeur des universités, IUT de Montreuil, France
Eric LEVRAT	Professeur, Université de Lorraine, Nancy, France
Nadia HAMANI	Maître de conférences, Université de Picardie, France

Directeur de thèse

Nidhal REZG	Professeur, Université de Lorraine, Metz, France
-------------	--

Co-Directeur

Zied HAJEJ	Maître de conférences (HDR), Université de Lorraine, Metz, France
------------	---

A mon cher beau père,

A mon très cher père,

A mes tendres famille et belle famille,

A mon bien aimé, à ma fille chérie,

A mes proches, je vous dédie ce mémoire de thèse.

Remerciements

L'accomplissement de ce travail de recherche m'a permis de réaliser qu'il ne s'agit pas d'une œuvre solitaire. Il apparaît donc opportun de commencer ce mémoire de thèse par des remerciements à toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à ce travail doctoral. Leur soutien et leur intérêt m'ont guidée dans cette longue épopée d'apprenti-chercheur et ont fait de celle-ci un moment très profitable.

En premier lieu, je tiens à remercier mon directeur de thèse, Monsieur Nidhal REZG (Directeur du Laboratoire de Génie Industriel, de Production et de Maintenance LGIPM, et professeur à l'Université de Lorraine), pour la confiance qu'il m'a accordée en acceptant d'encadrer ce travail de recherche et pour ses maints conseils. Il m'a offert les meilleures conditions de travail, même pendant la crise sanitaire, je lui suis profondément reconnaissante. J'ai grandement apprécié sa volonté de transmettre des compétences ainsi que son ouverture dans le domaine scientifique.

Je remercie sincèrement mon co-directeur de thèse Monsieur Zied HAJEJ (Maître de conférences (HDR) à l'Université de Lorraine) pour son accompagnement dans l'aboutissement du présent mémoire, pour sa patience, sa grande disponibilité et sa pédagogie ; il m'a toujours poussée à aller de l'avant et m'a conduite au quotidien dans ma progression. Je lui exprime toute ma gratitude pour toutes les heures qu'il a consacrées en présentiel et à distance pour diriger cette recherche. Il m'a été d'un support inconditionnel.

Je remercie l'École Polytechnique Privée d'Agadir d'avoir financé ma thèse, ainsi que son directeur Monsieur Ilias MAJDOULINE pour l'intérêt qu'il a manifesté à l'égard de ce travail de recherche, et pour ses qualités humaines d'écoute et de compréhension inébranlables.

Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance aux membres du jury et aux rapporteurs pour le temps qu'ils ont bien voulu consacrer à l'évaluation de mon mémoire de thèse.

J'exprime ma gratitude à tous les amis/chercheurs pour leur cordialité et pour m'avoir toujours offert un accueil très enthousiaste au sein de leur département. Chers chercheurs, enseignants et secrétaires, je vous remercie pour l'ambiance « familiale » qui règne au sein de ce dernier.

Enfin, je tiens à remercier ma famille et mes proches pour leur soutien affectif sans faille.

Sommaire

SOMMAIRE	4
LISTE DES FIGURES	8
LISTE DES TABLEAUX	10
INTRODUCTION GENERALE	11
CHAPITRE 1 LES STRATEGIES DE PRODUCTION ET DE MAINTENANCE DANS LE SECTEUR EOLIEN : ETAT DE L'ART	14
1.1 INTRODUCTION	15
1.2 LA MAINTENANCE	16
1.2.1 Les types de maintenance	16
1.2.1.1 La maintenance préventive	16
1.2.1.2 La maintenance corrective	17
1.2.2 Les actions de maintenance	17
1.2.2.1 Maintenance parfaite	17
1.2.2.2 Maintenance minimale	17
1.2.2.3 Maintenance imparfaite	18
1.2.3 Les politiques de maintenance	18
1.2.3.1 La maintenance de type âge	18
1.2.3.2 La maintenance de type block	19
1.2.3.3 Les stratégies de maintenance basées sur le taux de défaillance	19
1.2.3.4 Les stratégies de maintenance basées sur le coût (la durée) des actions de maintenance	19
1.2.3.5 Les stratégies de maintenance basées sur le nombre des réparations effectuées	20
1.2.4 L'optimisation des politiques de maintenance	20
1.2.5 Les stratégies de maintenance intégrée	22
1.2.5.1 Généralités	22
1.2.5.2 Couplage maintenance et production	23
1.2.5.3 Modèle d'optimisation simultanée de la cadence de production et de la fréquence de maintenance	23
1.2.5.4 Modèle d'optimisation simultanée de la production et de la maintenance sous contrainte de dégradation	24
1.3 L'INDUSTRIE DE L'ENERGIE EOLIENNE	25
1.3.1 Généralités	26
1.3.2 L'énergie renouvelable	26
1.3.3 Production d'énergie éolienne	27
1.3.3.1 Ressources éoliennes	27
1.3.3.2 Coût en capital	27
1.3.3.3 Technologie	28
1.3.3.4 Production éolienne	29
1.3.3.5 Défis de l'investissement dans l'industrie éolienne	29
1.3.4 Les éoliennes	30
1.3.4.1 Les types de conception	30
1.3.4.2 Fonctionnalité des composants, conception des matériaux et caractéristiques de défaillance	31
1.3.4.3 Causes de défaillances	33
1.3.4.4 Éléments les plus coûteux dans une éolienne	36
1.4 MAINTENANCE ET PRODUCTION DES EOLIENNES	37
1.4.1 Stratégies de maintenance généralement appliquées aux éoliennes	37
1.4.1.1 Maintenance préventive des éoliennes	37
1.4.1.2 Maintenance corrective des éoliennes	38
1.4.1.3 Problèmes associés aux pratiques actuelles de maintenance des éoliennes	39

1.4.2	Optimisation de la maintenance des éoliennes sous contraintes (opérationnelles, environnementales, ...)	40
1.4.2.1	Optimisation et planification de production d'énergie	40
1.4.2.2	Les stratégies d'optimisation de la maintenance	41
1.4.2.3	Les stratégies d'optimisation de la maintenance sous contraintes	43
1.4.2.4	Les risques liés à la maintenance des éoliennes	44
1.5 DESCRIPTION DU PROBLEME DE LA THESE		45
1.5.1	Problématique de la thèse	45
1.5.2	Notations	49
1.6 CONCLUSION		54

CHAPITRE 2 DEVELOPPEMENT ET OPTIMISATION D'UNE POLITIQUE DE MAINTENANCE INTEGREE A LA PRODUCTION

D'ENERGIE RENOUVELABLE		55
2.1.	Introduction	56
2.2.	Description du problème	58
2.2.1.	Description du système éolien	58
2.2.2.	La stratégie d'optimisation séquentielle	59
2.2.3.	Le modèle HMMS	60
2.3.	Description de politiques de production et de maintenance	61
2.3.1.	Politique de production	61
2.3.2.	Politique de maintenance	62
2.4.	Formulation du problème stochastique	63
2.4.1.	Formulation de problème de planification de production	63
2.4.1.1	Fonctionnalité de l'éolienne et estimation de l'énergie produite	63
2.4.1.2	Hypothèses et contraintes	66
2.4.1.3	Les différents coûts de production	67
2.4.1.4	Formulation du problème	69
2.4.2.	Formulation du problème de planification de maintenance	70
2.4.2.1	Taux de défaillance de l'éolienne	71
2.4.2.2	Formulation du coût de maintenance	72
2.5.	Etude analytique et résolution du problème	73
2.5.1	Problème déterministe équivalent	74
2.5.2	Résolution	79
2.6.	Exemples numériques	81
2.6.1.	Plan de production	81
2.6.1.1.	Résultats	82
2.6.1.2.	Etude de sensibilité	83
2.6.1.3.	Interprétations	85
2.6.2.	Plan de maintenance	86
2.6.2.1.	Résultats	87
2.6.2.2.	Étude de sensibilité	87
2.6.2.3.	Interprétations	89
2.7.	Conclusion	90

CHAPITRE 3 STRATEGIE DE MAINTENANCE COMBINEE IMPARFAITE ET SELECTIVE INTEGREE A LA PRODUCTION D'ENERGIE EOLIENNE SOUS CONTRAINTES OPERATIONNELLES ET ENVIRONNEMENTALES

3.1. INTRODUCTION		92
3.2. DESCRIPTION DU PROBLEME		96
3.2.1.	Description du système éolien	96
3.2.2.	Stratégie d'optimisation séquentielle	97

<i>3.3. DESCRIPTION DE POLITIQUES DE PRODUCTION ET DE MAINTENANCE</i>		<i>98</i>
3.3.1.	Rappels sur la politique économique de production d'énergie éolienne	98
3.3.2.	Elaboration de la stratégie améliorée de maintenance : stratégie combinée de maintenance imparfaite et sélective.....	99
3.3.2.1.	Maintenance imparfaite avec réparations minimales	99
3.3.2.2.	Maintenance sélective sous contraintes opérationnelles et environnementales	99
3.4.	Formulation du problème de planification de la production	100
3.4.1.	Fonctionnalité de l'éolienne et estimation de l'énergie produite.....	100
3.4.2.	Les différents coûts de production	100
3.4.3.	Formulation du problème	100
3.5.	Formulation de problème de planification de maintenance : stratégie combinée de maintenance imparfaite et sélective	101
3.5.1.	Maintenance imparfaite avec réparations minimales	102
3.5.1.1.	Estimation du taux de défaillance.....	103
3.5.1.2.	Nombre moyen de pannes	104
3.5.2.	Maintenance sélective des composants de l'éolienne	105
3.5.2.1.	Coûts impliqués.....	106
3.5.2.2.	Formulation du coût de maintenance sélective.....	106
3.6.	Estimation de la fiabilité des sous-composants de l'éolienne sous contraintes opérationnelles et environnementales	107
3.6.1	Cox Model.....	107
3.6.2	Hypothèses	109
3.6.3	Estimation de la fiabilité de l'éolienne sous des conditions opérationnelles	109
3.6.3.1.	Fiabilité de sous-composants sous contraintes opérationnelles	109
3.6.3.2.	Fiabilité de l'éolienne sous contraintes opérationnelles influençant les sous-composants..	114
3.6.4.	Fiabilité de l'éolienne sous contraintes environnementales.....	115
3.6.5.	Taux de défaillance de l'éolienne	115
3.7.	Modèle d'optimisation.....	116
3.7.1	Politique de production	116
3.7.1.1	Problème déterministe équivalent	116
3.7.1.2	Procédure numérique de résolution	117
3.7.2	Politique de maintenance.....	118
3.7.2.1	Modèle d'optimisation.....	118
3.7.2.2	Procédure numérique de résolution	119
3.8	Exemples numériques.....	121
3.8.1	Plan économique de production.....	121
3.8.2	Plan optimal de maintenance combinée imparfaite/sélective	123
3.8.3	Analyses de sensibilité	128
3.9	Conclusion.....	131

CHAPITRE 4 STRATEGIES OPTIMALES DE MAINTENANCE INTEGREE A LA PRODUCTION POUR UN PARC EOLIEN..... 132

4.1.	Introduction.....	133
4.2.	Description du problème.....	136
4.2.1.	Description du système.....	136
4.2.2.	La stratégie d'optimisation séquentielle	138
4.3.	Description de politiques de production et de maintenance	138
4.3.1.	Politique de production	138
4.3.2.	Politique de maintenance	139
4.4.	Formulation du problème de planification de la production	140
4.4.1.	Fonctionnalité de l'éolienne et estimation de l'énergie produite	140
4.4.2.	Les différents coûts de production	142
4.4.3.	Formulation du problème	142
4.5.	Formulation de la stratégie de maintenance	143
4.5.1	Stratégie de maintenance parfaite avec réparation minimale	143

4.5.2	Stratégie de maintenance combinée imparfaite et sélective	145
4.6.	Procédure numérique de production et de maintenance	149
4.6.1	Optimisation de la production	149
4.6.2	Optimisation de la stratégie de maintenance parfaite.....	151
4.6.3	Optimisation de la stratégie de maintenance imparfaite/ sélective	152
4.7.	Exemples numériques.....	154
4.7.1.	Plan économique de production	155
4.7.1.1.	Résultats	155
4.7.1.2.	Analyse de sensibilité	156
4.7.2.	Stratégies de maintenance	159
4.7.2.1.	Plan de maintenance parfaite	159
4.7.2.1.1.	Résultats.....	159
4.7.2.1.2.	Analyse de sensibilité.....	160
4.7.2.2.	Plan de maintenance combinée imparfaite/sélective	162
4.8.	Conclusion.....	165

CONCLUSION GENERALE 166

ANNEXES 168

Annexe 1 :	Composants principaux d'une éolienne et leur fonction (Andrawus, 2008).....	168
Annexe 2 :	Tendances de conceptions courantes des éoliennes	169
Annexe 3 :	Fonctionnalité des composants, conception des matériaux (Andrawus, 2008)	171
Annexe 4 :	Caractéristiques de défaillance (Andrawus, 2008)	175
Annexe 5 :	Fiche technique de l'éolienne TW600	176
Annexe 6 :	Plans économiques obtenus selon 3 méthodes métaheuristiques	177

BIBLIOGRAPHIE 180

A	180
B.....	180
C.....	182
D.....	183
E.....	184
F.....	184
G.....	184
H.....	185
I.....	186
K.....	186
L.....	187
M.....	187
N.....	188
O.....	189
P.....	189
R.....	190
S.....	190
T.....	191
V.....	192
W.....	192
Y.....	192
Z.....	192
Maryem Bouzoubaa	193

RESUME..... 194

ABSTRACT 195

Liste des figures

Figure 1. 1: Équilibre entre les actions de maintenance préventives et correctives	21
Figure 1. 2: Historique des nouvelles installations annuelles de 2001 à 2020 (GWEC, 2021)	29
Figure 1. 3: Sous-systèmes et composants d'une éolienne à axe horizontal typique (Andrawus, 2008)	31
Figure 1. 4: Causes de défaillance des éoliennes - L'expérience allemande (Andrawus, 2008).....	35
Figure 1. 5: Défaillance des composants au Royaume-Uni (Andrawus, 2008)	35
Figure 1. 6: Causes de défaillances des éoliennes offshore au Pays-Bas (Andrawus, 2008).....	36
Figure 1. 7: Eléments les plus coûteux d'une éolienne typique 600 kW (Andrawus, 2008).....	36
Figure 1. 8: Répartition des coûts des composants de la nacelle d'une éolienne de 600 kW (Andrawus, 2008)..	37
Figure 1. 9: Problématique générale et sous-problèmes de la thèse	48
Figure 2. 1: Description du système éolien pour la maintenance intégrée parfaite d'une éolienne	58
Figure 2. 2: Stratégie d'optimisation séquentielle pour la maintenance intégrée parfaite d'une éolienne	60
Figure 2. 3: Horizon de planification	61
Figure 2. 4: Courbe de puissance des éoliennes.....	64
Figure 2. 5: Plage de fonctionnement de l'éolienne.....	64
Figure 2. 6: Vitesse du vent en heures par an	65
Figure 2. 7: Evolution du taux de défaillance lors d'une maintenance parfaite avec réparations minimales	71
Figure 2. 8: Nombre moyen de pannes pour une maintenance parfaite avec réparations minimales	73
Figure 2. 9: Procédure numérique pour déterminer les taux optimaux de production dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne.....	79
Figure 2. 10: Procédure numérique pour déterminer le nombre optimal de maintenance N^* , dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne.....	80
Figure 2. 11: Puissance de sortie moyenne de l'éolienne par période avec demande moyenne, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne.....	82
Figure 2. 12: Quantité d'énergie stockée, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne	83
Figure 2. 13: Coût de maintenance en fonction de T , dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne	87
Figure 2. 14: Variation du coût de maintenance en fonction de N pour $M_p=500$ et $M_c=3000$	88
Figure 2. 15: Variation du coût de maintenance en fonction de N pour $M_p=500$ et $M_c=10\ 000$	88
Figure 2. 16: Variation du coût de maintenance en fonction de N pour $M_p=5000$ et $M_c=5000$	88
Figure 3. 1: Description du système pour la maintenance intégrée imparfaite et sélective d'une éolienne	96
Figure 3. 2: Schéma d'une éolienne (Andrawus, 2008)	97
Figure 3. 3: Stratégie d'optimisation séquentielle pour la maintenance intégrée imparfaite et sélective d'une éolienne sous contraintes opérationnelles et environnementales	98
Figure 3. 4: Stratégie de maintenance combinée imparfaite/sélective	101
Figure 3. 5: Evolution du taux de défaillance lors d'une maintenance imparfaite.....	104
Figure 3. 6: Modèle de défaillance de l'éolienne (Andrawus, 2008).....	109
Figure 3. 7: Modèle de défaillance de la boîte de vitesses (Andrawus, 2008).....	110
Figure 3. 8: Modèle de défaillance du générateur (Andrawus, 2008)	113

Figure 3. 9: Procédure numérique pour déterminer les taux de production optimaux, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée combinée imparfaite et sélective d'une éolienne.....	117
Figure 3. 10: Procédure numérique pour déterminer le nombre optimal de maintenance imparfaite NIM* et le coût total de maintenance MC*, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée combinée imparfaite et sélective d'une éolienne	119
Figure 3. 11: Procédure numérique pour déterminer les composants optimaux à remplacer, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée combinée imparfaite et sélective d'une éolienne.....	120
Figure 3. 12: Coût total de maintenance en fonction de NIM	125
Figure 3. 13: Taux de défaillance de l'éolienne sous différentes conditions opérationnelles et climatiques en fonction du temps.....	127
Figure 3. 14: Coût total de maintenance sous variation de R*	130
Figure 4. 1: Description générale du problème traité pour une politique de maintenance intégrée d'un parc éolien	137
Figure 4. 2: Horizon de planification	139
Figure 4. 3: Evolution du taux de défaillance lors d'une maintenance parfaite avec réparations minimales	144
Figure 4. 4: Stratégie de maintenance combinée imparfaite/sélective pour un parc éolien	146
Figure 4. 5: Procédure numérique pour déterminer les taux optimaux de production, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée d'un parc éolien	150
Figure 4. 6 : Procédure numérique pour déterminer le nombre optimal N* de maintenance intégrée parfaite pour un parc éolien.....	151
Figure 4. 7: Procédure numérique pour déterminer le nombre optimal de maintenance imparfaite NIM,j* et les composants optimaux à remplacer, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée combinée imparfaite et sélective d'un parc éolien	153
Figure 4. 8: Nombre d'éoliennes par période en variant en μd	157
Figure 4. 9: Impact de la variabilité des taux de service sur les coûts de production.....	157
Figure 4. 10 : Niveau d'inventaire par période en variant le taux de service	158
Figure 4. 11: Coût de maintenance parfaite correspondant à chaque éolienne sur l'horizon de planification	160

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Part de la production éolienne dans la production d'électricité mondiale (BP, 2020).....	29
Tableau 2. 1: Spécifications de l'éolienne	81
Tableau 2. 2: Plan économique de production obtenu, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne	82
Tableau 2. 3: Plan de production pour $\mu d=20$; $\mu d=30$; $\mu d=50$	84
Tableau 2. 4: Récapitulatif de la variation du coût total de production en fonction de μd	84
Tableau 2. 5: Récapitulatif de la variation du coût total de production en fonction de θ	84
Tableau 2. 6: Plan de production pour $\theta=70$; $\theta=80$; $\theta=90$	85
Tableau 2. 7: Plan de maintenance pour $\theta=70$; $\theta=80$; $\theta=90$	89
Tableau 3. 1: Répartition des accidents survenant dans le secteur éolien selon leur type et la nature de la tâche (IRSST, 2014).....	93
Tableau 3. 2: : Nombre d'accidents impliquant plusieurs travailleurs (IRSST, 2014).....	93
Tableau 3. 3: Spécifications de l'éolienne	121
Tableau 3. 4: Plan économique de production.....	122
Tableau 3. 5: Coût de remplacement des composants et leurs temps de réparation	124
Tableau 3. 6: Paramètres de Weibull des composants et sous-composants de l'éolienne (Andrawus, 2008).....	124
Tableau 3. 7: Description des conditions climatiques étudiées	126
Tableau 3. 8: Coefficient de pondération correspondant aux facteurs opérationnels et climatiques	126
Tableau 3. 9: Plan optimal de maintenance sélective (k=9 mois)	128
Tableau 3. 10: Nombre optimal d'actions de maintenance et coûts correspondants selon une politique de maintenance imparfaite	128
Tableau 3. 11: Plan optimal de maintenance sélective (k=6 mois)	129
Tableau 3. 12: Plan optimal de maintenance sélective (k=12 mois)	129
Tableau 3. 13: Variation du coût de maintenance sous variation de la période de maintenance	130
Tableau 3. 14: Coût total de maintenance sous variation de R^*	130
Tableau 4. 1: Spécifications des éoliennes	154
Tableau 4. 2: Plan économique de production.....	155
Tableau 4. 3: Énergie produite par chaque éolienne pendant chaque période	155
Tableau 4. 4: Impact de la variabilité moyenne de la demande sur les coûts de production.....	156
Tableau 4. 5: Nombre d'éoliennes par période en variant μd	156
Tableau 4. 6: Impact de la variabilité des tarifs de service sur les coûts de production	157
Tableau 4. 7: Niveau d'inventaire par période variant le taux de service	158
Tableau 4. 8: Planification de la maintenance parfaite	159
Tableau 4. 9: Impact de la variation de C_{cm} sur N^* pour l'éolienne 1	161
Tableau 4. 10: Récapitulatif comparatif de la performance des méthodes d'optimisation	161
Tableau 4. 11: Coût de remplacement des composants et leurs temps de réparation	162
Tableau 4. 12: Paramètres de Weibull des composants et sous-composants de l'éolienne (Andrawus, 2008)....	163
Tableau 4. 13: Plan optimal de maintenance imparfaite	163
Tableau 4. 14: Plan optimal de maintenance imparfaite/sélective pour les éoliennes 1 et 5.....	164
Tableau 4. 15: Plan optimal de maintenance imparfaite/sélective pour les éoliennes 2, 3 et 4.....	164
Tableau 4. 16: Plan optimal de maintenance imparfaite/sélective pour l'éolienne 6.....	164

Introduction générale

À l'échelle mondiale, le développement de parcs éoliens connaît une croissance inédite, visible à travers l'augmentation de la puissance éolienne installée annuellement et de la production éolienne mondiale. 2020 a été la meilleure année de l'histoire de l'industrie éolienne mondiale avec 93 GW de nouvelle capacité installée - une augmentation de 52% par rapport à 2019 - selon le rapport 2021 de la Global Wind Energy Council (GWEC, 2021). Afin d'atténuer les impacts du réchauffement climatique, le monde aurait besoin d'installer des éoliennes trois fois plus vite au cours de la prochaine décennie.

Cette augmentation accrue de la puissance éolienne implique des investissements financiers très importants. Toutefois, avec cet énorme potentiel d'investissement et cette augmentation significative de la capacité de production, il y a une responsabilité supplémentaire, souvent négligée : la gestion des parcs éoliens afin d'assurer le coût total du cycle de vie le plus bas (Life Cycle Cost).

D'autre part, en terme environnemental, le vent est une source d'énergie de plus en plus importante dans les pays qui œuvrent pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et atténuer les effets du réchauffement climatique.

Il a été prouvé dans la littérature que les éoliennes représentent une solution efficace et économique pour plusieurs pays où les conditions d'utilisation sont favorables.

Les éoliennes, comme tout système de production d'énergie, sont généralement sujettes à des pannes aléatoires perturbant les plans de productions. Le vieillissement, les pannes ainsi que les durées de maintenance sont des exemples de phénomènes aléatoires souvent observés dans les systèmes de production d'énergie. D'autant plus que les risques liés à la maintenance font de ce celle-ci la cause majeure des accidents survenant dans le secteur éolien. A ceci, s'ajoutent le manque de formation des techniciens de maintenance et l'absence de plan de prévention. Ainsi est justifiée la nécessité d'un plan de maintenance optimisant le nombre d'interventions et leur durée et réduisant considérablement les conséquences techniques, économiques et humaines liées à ces opérations.

En quelques années, la fonction « maintenance » est devenue une des fonctions stratégiques pour tout système de production à risque en particulier les systèmes de production énergétique. En effet, elle est passée de la « fonction traditionnelle d'entretien » considérée comme une charge financière à une activité « nécessaire » et considérée comme génératrice de profit, permettant de minimiser les coûts de maintenance et de maximiser les disponibilités des systèmes de production (Learney et al., 1999).

La maintenance et la production représentent deux fonctions principales pour tout type de production. Dans la pratique, ces deux fonctions sont souvent gérées séparément malgré qu'elles soient en réalité étroitement liées.

Ces fonctions ont été souvent traitées séparément dans la littérature, mais ces dernières années une attention particulière a été portée aux politiques de maintenance intégrées à la production. Cette tendance est motivée par le fait que les politiques d'intégration permettent d'améliorer la productivité et de diminuer considérablement les coûts.

Dans cette perspective, nous avons développé dans cette thèse de nouvelles politiques de maintenance intégrées à la production d'énergie pour un parc éolien. Deux stratégies de maintenance intégrée ont été testées : parfaite puis combinée imparfaite/sélective tout en tenant compte des contraintes environnementales et opérationnelles. Le problème a été modélisé par le développement et l'optimisation de modèles analytiques, puis validé par des exemples numériques et des études de sensibilité prouvant la robustesse des modèles analytiques développés.

Ce manuscrit sera organisé de la manière suivante :

Un premier chapitre est constitué d'une étude bibliographique comportant des travaux de recherche portant sur les stratégies de maintenance, de production d'énergie ainsi que sur les éoliennes. Cet état de l'art permet de situer notre contribution et notre problématique par rapport aux travaux existants dans la littérature. Ensuite, nous exposons la problématique ainsi que les objectifs de nos travaux de recherche.

Dans le deuxième chapitre, nous étudions un problème lié à l'optimisation conjointe de production et de maintenance pour un système de production d'énergie renouvelable en traitant le cas d'une éolienne. L'objectif de ce deuxième chapitre est d'établir un plan optimal de maintenance parfaite intégrée à la production d'énergie éolienne en minimisant le coût total de production, de stockage et de maintenance tout en considérant l'impact de la production énergétique sur la dégradation de l'éolienne. Nous modélisons le problème via un modèle analytique, que nous validons par un exemple numérique et des études de sensibilité.

Dans le troisième chapitre, contrairement au chapitre précédent où l'on considère une politique de maintenance parfaite, les stratégies de maintenance développées combinent la maintenance imparfaite, très courante dans le domaine industriel, et la maintenance sélective tenant compte des conditions de fonctionnement (contraintes opérationnelles) et des conditions climatiques (contraintes environnementales) ainsi que leurs impacts sur la dégradation des sous-composants et du système éolien. Un modèle analytique est développé afin de modéliser le problème. Ensuite un exemple numérique avec des études de sensibilité a été traité prouvant ainsi la validité du modèle analytique développé.

Dans le quatrième et dernier chapitre, nous étendons les résultats obtenus dans les chapitres 2 et 3 à un parc constitué de plusieurs éoliennes. Nous proposons alors des stratégies optimales de maintenance intégrée à la production pour un parc éolien. Nous avons développé un modèle analytique à travers une fonction objective de coût économique permettant d'établir séquentiellement un plan économique de production caractérisé par le nombre optimal d'éoliennes en fonctionnement et leurs cadences de production. Nous avons ensuite développé un plan optimal

de maintenance parfaite, puis nous avons combiné une stratégie imparfaite et sélective pour le parc éolien sous contraintes opérationnelles et environnementales. La fonction objective développée minimise ainsi le coût total de production et de stockage d'énergie et de maintenance sur un horizon de temps limité, tout en satisfaisant une demande aléatoire, sous contrainte de taux de service. Le problème est modélisé analytiquement puis validé par un exemple numérique et des études de sensibilité.

Le présent manuscrit s'achèvera avec une conclusion générale et des perspectives de recherche qui sont apparues au fur et à mesure de ces années d'étude et à l'issue des résultats obtenus.

Chapitre 1

Les stratégies de production et de maintenance dans le secteur éolien : Etat de l'art

Ce chapitre sera consacré à une étude bibliographique des principaux travaux en relation avec le problème de la thèse afin de positionner les travaux de notre étude par rapport à la littérature et les travaux antérieurement réalisés.

Pour ce faire, nous avons organisé ce chapitre en trois parties.

La première partie est une étude bibliographique sur la maintenance ainsi que sur les stratégies d'optimisation.

La deuxième s'articule autour des éoliennes.

Et enfin, la troisième porte sur la maintenance intégrée des éoliennes.

Ce chapitre s'achève avec la définition de la problématique et les objectifs de nos travaux de thèse.

1.1 Introduction

Dans un environnement industriel de production d'énergie de plus en plus compétitif, les entreprises se confrontent à un défi énorme qui les incite à mener continuellement la recherche de nouvelles méthodes et stratégies afin de satisfaire des contraintes externes comme le respect des délais, la qualité du service, et la réduction des coûts.

D'une part, la production d'énergie est menacée par le réchauffement climatique, enjeu crucial dans le monde contemporain incitant à trouver des mesures proactives pour se conformer aux politiques mondiales sur les changements climatiques et répondre efficacement à la finitude des réserves de combustibles fossiles de la terre. La production d'énergie, - à partir de sources alternatives naturellement réapprovisionnées et ne libérant pas de dioxyde de carbone, - appelées énergies renouvelables, apparaît donc comme la solution. Dans ce contexte, l'énergie éolienne est une des sources d'énergie renouvelables les plus utilisées au monde.

D'autre part, les éoliennes, comme tout système de production d'énergie sont généralement sujettes à des pannes aléatoires perturbant les plans de productions. Le vieillissement, les pannes ainsi que les durées de maintenance sont des exemples de phénomènes aléatoires souvent observés dans les systèmes de production d'énergie. En quelques années, la fonction « maintenance » est devenue une des fonctions stratégiques pour tout système de production à risque, en particulier les systèmes de production énergétique. En effet, elle est passée de la « fonction traditionnelle d'entretien » considérée comme une charge financière à une activité « nécessaire » et considérée comme génératrice de profit, permettant de minimiser les coûts de maintenance et de maximiser les disponibilités des systèmes de production.

Dans ce chapitre, nous menons une étude bibliographique des principaux travaux en relation avec le problème de la thèse afin de positionner les travaux de notre étude par rapport à la littérature et les travaux antérieurement réalisés.

Il est ainsi structuré comme suit :

Dans la première partie, une introduction générale sur la fonction « maintenance », ses différents types et ses différentes stratégies sont présentés. Nous présentons dans cette partie de nombreux modèles illustrant, les différentes hypothèses posées sur les systèmes de production de façon générale, la stratégie de maintenance à adopter, les types d'actions de maintenance. Une étude bibliographique détaillée des modèles analytiques traite la fonction « maintenance » et d'autres traitent des modèles de maintenance intégrée à la production.

Dans la deuxième partie, nous présentons une description générale du domaine de la production d'énergie éolienne, puis de son intérêt aux niveaux économique, social et environnemental. Par la suite, nous avons mené une étude plus approfondie sur les conceptions courantes, les différentes composantes qui constituent une éolienne, leur fonction et leur cause de défaillance.

Dans la troisième et dernière partie, nous abordons les stratégies de maintenance communément appliquées aux éoliennes, les problèmes associés et l'optimisation de ces stratégies.

1.2 La maintenance

En regardant les premiers travaux en maintenance (Dunn,1987), le coût de la maintenance représente de 15 à 40% des dépenses totales en relation avec la production. De ce fait, une vision plus importante est accordée aux activités de maintenance. Les industriels et les chercheurs sont convaincus qu'on ne peut plus se restreindre à des actions curatives ordinaires, effectuées sur les équipements en cas de panne ou un simple entretien effectué arbitrairement. Bien au contraire, la gestion de la maintenance doit occuper une place de plus en plus importante en entreprise. En effet l'activité actuelle de la maintenance joue un rôle primordial pour l'accomplissement avec succès des objectifs de productivité, de qualité, de rentabilité et de croissance de l'entreprise, en tenant compte des contraintes environnementales et opérationnelles. De fait, la maintenance est devenue une composante essentielle et stratégique pour les systèmes de production au sein de l'entreprise, en améliorant la disponibilité des systèmes de production, par la réduction des pannes, tout en minimisant les coûts des opérations et les pertes engendrées par les pannes.

1.2.1 Les types de maintenance

D'une façon générale on peut classer la maintenance principalement en deux catégories : La maintenance préventive et la maintenance corrective.

1.2.1.1 La maintenance préventive

On désigne par « maintenance préventive » : (NF EN 13306) *la maintenance exécutée à intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinés à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un bien.* »

En se basant sur cette définition, on peut éventuellement distinguer trois formes de maintenance préventive : systématique, conditionnelle et prévisionnelle.

- Maintenance préventive systématique : (NF EN 13306) « *maintenance préventive exécutée à intervalles de temps préétablis ou selon un nombre défini d'unités d'usage mais sans contrôle préalable de l'état du bien* ». On note que ce type est le plus sollicité dans le milieu industriel.
- Maintenance préventive conditionnelle : (NF EN 13306) « *maintenance préventive fondée sur une surveillance du fonctionnement du bien et/ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement intégrant les actions qui en découlent* ». On note que ce type de maintenance ne pourrait être adopté que si l'équipement le nécessite et que sa défaillance peut être surveillée.
- Maintenance préventive prévisionnelle : (NF EN 13306) « *maintenance conditionnelle exécutée suite à une prévision obtenue grâce à une analyse répétée ou à des caractéristiques connues et une évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien* ».

1.2.1.2 La maintenance corrective

Maintenance corrective : (NF EN 13306) « *Maintenance exécutée après détection d'une panne et destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise* ». De plus, on distingue deux formes de maintenance corrective :

- Maintenance corrective différée : « *maintenance corrective qui n'est pas exécutée immédiatement après la détection d'une panne mais est retardée en accord avec des règles de maintenance données* ». Cette action peut être programmée selon certaines conditions.
- Maintenance corrective d'urgence : « *maintenance corrective qui est exécutée sans délai après détection d'une panne afin d'éviter des conséquences inacceptables* ».

1.2.2 Les actions de maintenance

Finalement, on aborde la troisième partie de la définition de la norme AFNOR, qui est « *état dans lequel il peut accomplir la fonction requise* ». Cette notion fait référence à l'état du système de production après avoir subi une action de maintenance préventive ou corrective. En effet, l'état de l'équipement après une action de maintenance nous donne une idée sur le type de l'action effectuée. Dans la littérature liée à la fiabilité de la maintenance, on distingue principalement trois types d'action de maintenance. La maintenance parfaite, imparfaite et minimale (ou réparation minimale). Ces types de maintenance, basée sur des études en littérature, seront détaillés ci-dessous :

1.2.2.1 Maintenance parfaite

Pour ce type de maintenance, on suppose qu'après une action de maintenance parfaite, le système est restauré à l'état neuf « *As Good As New (AGAN)* » ; ce qui peut être traduit par « *Aussi bon que neuf* », notation souvent utilisée en littérature. Dans ce cas, la distribution des durées de vie et la fonction du taux de défaillance ainsi que la durée de vie résiduelle sont les mêmes que celles d'un nouveau système ou de ce système à sa première date de mise en service.

1.2.2.2 Maintenance minimale

Ce type d'action de maintenance, nommé parfois dans certains ouvrages « *maintenance palliative* », consiste à rétablir le système dans un état opérationnel, et plus précisément, l'état qui précède la défaillance. En d'autres termes, on répare à peine le nécessaire à la remise en opération. Cet état est connu dans la littérature par « *As Bad As Old (ABAO)* » ; ce qui peut être traduit par « *Aussi mauvais que vieux* ». On note que Barlow et Proshan, (1965) ont été les premiers à analyser ce type de maintenance. Après une action de maintenance minimale, le taux de défaillance reste inchangé. Par exemple, le changement d'un pneu à plat pour une voiture ou la courroie de ventilateur cassée d'un moteur peuvent être considérés comme des actions de réparation minimale parce que le nombre moyen de pannes du système reste inchangé (Pham et Wang ,1996).

1.2.2.3 Maintenance imparfaite

Ce type d'action est entre le « As good as new » et le « As bad as old ». En fait, le système n'est pas rétabli à l'état neuf mais à un état intermédiaire. La mise au point d'un moteur est un exemple d'une action de maintenance imparfaite parce qu'elle ne permet pas sa restauration à l'état parfait, mais améliore considérablement sa performance. Certaines causes peuvent induire ce type de maintenance, comme la réparation de la mauvaise pièce, c'est-à-dire une pièce autre que la pièce défectueuse, la réparation partielle de la pièce défectueuse, la réparation partielle ou totale de la pièce défectueuse, on endommage des pièces adjacentes ou encore on n'agit pas sur la vraie cause de défaillance et finalement sur le choix du moment de l'intervention (Brown et Proshan, 1983). Il peut y avoir aussi la notion de la qualité non satisfaisante du technicien de maintenance ou la non-disponibilité des pièces de rechanges (Samet et al., 2010). En littérature, la maintenance imparfaite a été traitée par de nombreux chercheurs. Plusieurs méthodes analytiques ont été utilisées pour modéliser mathématiquement ce type de maintenance. Les méthodes présentées dans la littérature peuvent être classées en trois catégories : les méthodes basées sur une réduction du taux de défaillance, les méthodes basées sur une réduction de l'âge de l'équipement et les modèles hybrides qui représentent une combinaison entre les deux méthodes précédemment citées.

1.2.3 Les politiques de maintenance

Les politiques de maintenance ont fait l'objet de nombreux travaux de synthèse largement référencés. La classification des politiques de maintenance proposée dans ce chapitre est inspirée principalement des travaux de Wang, (2002).

1.2.3.1 La maintenance de type âge

Présentée initialement par Barlow et Proshan, (1965) et connue dans la littérature sous le nom de « age replacement policy (ARP)», elle consiste à remplacer le système de production après une période prédéfinie d'action de maintenance préventive ou dès l'apparition d'une défaillance. Dans les premières études, il a été prouvé l'existence des conditions d'âge optimal de maintenance préventive qui sont : taux de défaillance croissant et coût de réparation supérieur au coût d'action de maintenance.

Par la suite, la stratégie de type âge s'est bien développée après la considération de maintenance imparfaite. Plusieurs modifications ont été proposées pour aboutir à un nombre considérable d'extensions intéressantes. Désormais, cette stratégie consiste à effectuer une action de maintenance préventive à l'âge prédéterminé T ou une action de réparation en cas de défaillance. Il est important de mentionner que les actions de maintenance parfaite à l'âge T et les actions de maintenance corrective en cas de panne peuvent être minimales, parfaites ou imparfaites. La politique de type âge est plus économique mais représente certaines difficultés dans l'ordonnancement.

1.2.3.2 La maintenance de type block

Elle est proposée initialement par Nagakawa, (1979) et connue dans la littérature sous le nom de « bloc remplacement policy (BRP)». Dans cette stratégie, l'unité est remplacée à une périodicité fixe et lors de chaque défaillance, sans tenir compte de l'âge du système de production et de l'historique de défaillance. Similairement à la stratégie de type âge, le coût d'un remplacement planifié est moins cher qu'un remplacement suite à une défaillance.

Cette politique est couramment employée. Une extension de cette politique est connue sous le nom de « Politique de type block avec réparation minimale ». Cette politique consiste à remplacer l'unité à une périodicité fixe et en cas de panne, une réparation minimale ou palliative sera effectuée, avec l'apparition du concept de réparation minimale et la maintenance imparfaite (Barlow et Hunter, 1960). Plusieurs extensions ont été traitées en littérature et plusieurs modifications ont été effectuées pour cette stratégie. Par exemple, Nakagawa, (1981) a présenté 3 modifications à la stratégie de type block avec réparation minimale. Ces modifications ont été adoptées afin de s'approcher au maximum des situations pratiques.

La politique de type block est moins économique que celle de type âge mais facile d'un point de vue ordonnancement industriel.

1.2.3.3 Les stratégies de maintenance basées sur le taux de défaillance

Cette stratégie suppose que l'action de maintenance préventive n'est réalisée que lorsque le taux de panne atteint une limite prédéterminée et qu'en cas de panne qui n'atteint pas le taux de défaillance, des actions de réparations seront effectuées. (Wang, 2012), (Lie et Chun, 1986). On peut citer d'autres études ayant traité le problème de stratégies de maintenance basées sur la limitation du taux de défaillance : (Malik, 1979), (Pham et Wang, 1996), (Monga et Zuo., 1997), (Chan et Shaw, 1993).

1.2.3.4 Les stratégies de maintenance basées sur le coût (la durée) des actions de maintenance

La stratégie de maintenance basée sur la limitation du coût de réparation consiste à prendre les décisions selon le coût estimé d'une action de réparation. Cette politique a été introduite dans la littérature par Gardent et Nonant, (1963) et Drinkwater et Hastings, (1967). L'inconvénient de cette politique est que la décision dépend de la réparation. De ce fait, Beichelt, (1982) a utilisé le critère du coût de réparation par unité de temps comme un critère de décision. Par conséquent, une action de réparation sera réalisée si le coût de réparation par unité de temps ne dépasse pas une limite prédéfinie sinon le système sera remplacé. Nakagawa et Osaki, (1974) ont étudié la stratégie de maintenance basée sur la limitation de la durée des actions de réparation. Si la durée d'une action de réparation dépasse une limite, une action de remplacement sera effectuée ; sinon le système sera entretenu. On assiste à deux types de politique de limitation : la limitation du coût et la limitation de la durée.

1.2.3.5 Les stratégies de maintenance basées sur le nombre des réparations effectuées

Selon Morimura et Makabe, (1963), le nombre des réparations sera un critère décisif pour cette stratégie. Dans leur étude, la variable de décision est la valeur de k . En effet, après les $(k-1)$ premières défaillances, une action de réparation minimale sera effectuée. Et après la $k^{\text{ème}}$ défaillance, une action de remplacement aura lieu. Dans leur étude, la variable de décision est la valeur de k . Plusieurs travaux ont traité la problématique des stratégies de maintenance basées sur la limitation du nombre des réparations et plusieurs extensions ont été proposées. Morimura, (1970) a proposé une extension en rajoutant une nouvelle variable T (temps de référence). Selon cette nouvelle politique, et comme la stratégie de base, les $(k-1)$ premières défaillances seront corrigées avec une action de réparation minimale. Si la $k^{\text{ème}}$ défaillance a eu lieu avant le temps de bon fonctionnement cumulé T , elle sera corrigée avec une action de réparation minimale et une action de remplacement sera effectuée après la panne suivante ($(k+1)^{\text{ème}}$). Mais si la $k^{\text{ème}}$ défaillance a lieu après le temps de bon fonctionnement cumulé T , une action de réparation sera effectuée. Les variables de décision de cette stratégie sont donc k et T .

1.2.4 L'optimisation des politiques de maintenance

L'optimisation de la maintenance consiste généralement à établir un plan de maintenance optimale basée sur une fréquence de maintenance préventive systématique ou des instances d'inspection optimale dans le cas de maintenance prédictive afin de minimiser les coûts de maintenance ou maximiser la disponibilité.

Dans la figure ci-dessous, nous avons présenté les effets de la fréquence des actions de maintenance préventive et corrective sur le coût total. Le but est de déterminer l'équilibre permettant d'obtenir un coût minimal d'exploitation.

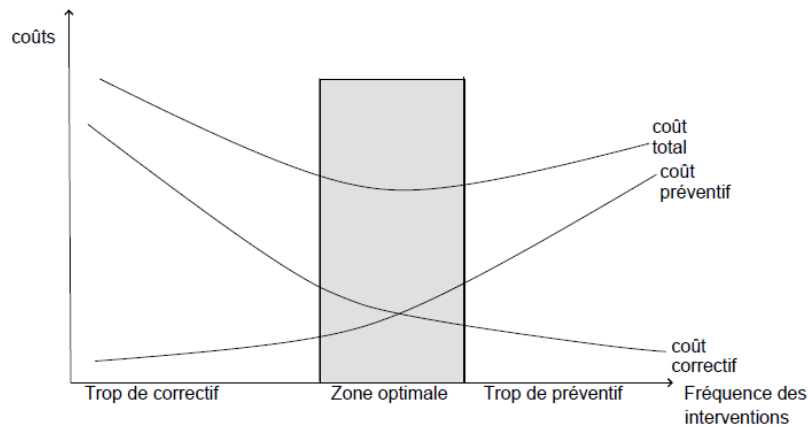


Figure 1. 1: Équilibre entre les actions de maintenance préventives et correctives

Depuis 1950, plusieurs travaux en littérature ont traité la modélisation de la maintenance.

On peut distinguer deux classes de modèles de maintenance :

a) Modèles de maintenance dont les durées de vie sont connues

Ces modèles sont basés sur la connaissance du temps de bon fonctionnement et la fonction de fiabilité du système. Les stratégies de type âge et bloc sont deux familles de stratégies basées sur la connaissance du temps de bon fonctionnement.

b) Modèles de maintenance dont la dégradation est connue

Ces modèles sont basés sur la connaissance de la dégradation, ils reposent plus particulièrement sur la connaissance du niveau de dégradation du système afin de prendre les décisions de maintenance.

Les études sur la maintenance ont commencé dès les années 60 avec Barlow et Hunter, (1960). Depuis, le développement des modèles de maintenance a fait l'objet de plusieurs travaux et publications largement référencés : Ait-Kadi et al., (2003); Barlow et Proschan, (1965); Dekker, (1996); McCall, (1965), Pierskalla et Voelker, (1976); Sherif et Smith, (1981); Cho et Parlar, (1991); Wang, (2002).

Dans les travaux de Ait-Kadi et al., (2003), on assiste au développement d'une nouvelle stratégie de remplacements périodiques utilisant des systèmes de production neufs et usagés. Les équipements neufs seront adoptés pour effectuer les remplacements préventifs aux fréquences T , $2T$, $3T$.. NT , indépendamment de l'âge et des systèmes. Tandis que les systèmes de production usagés seront utilisés en cas de panne. En effet, si une défaillance a lieu, l'équipement défaillant sera remplacé par un équipement usagé d'âge x . Le but de cette étude consiste à déterminer simultanément les instants optimaux de remplacement T^* ainsi que l'âge optimal de l'équipement usagé x^* , afin de maximiser la disponibilité stationnaire et minimiser le coût moyen par unité de temps sur un horizon infini.

On note qu'en plus des travaux ci-dessus considérant une maintenance parfaite, d'autres chercheurs relaxent cette hypothèse pour considérer le cas des actions de maintenance préventive imparfaite où le système est restauré à un état entre le « as good as new » et le « as bad as old ». (Mabrouk et al., 2016) ont étudié le problème de l'optimisation de la maintenance pour les équipements loués pour une période limitée. Leur objectif consiste à établir un plan de maintenance optimal minimisant le coût total durant la période de location. Les deux types d'actions préventives et correctives sont considérés imparfaits, de durées non-négligeables et leurs coûts sont pris en charge par le loueur. Ils ont adopté le principe du coefficient p et q pondérant la qualité de l'activité de maintenance, (Nakagawa, 1979 et 1981).

Les approches modernes de gestion de l'entreprise dans le cadre d'une vision intégrée font en sorte que la planification et la gestion des activités de maintenance ne peuvent plus se faire indépendamment des autres activités de l'entreprise. Par conséquent, plusieurs travaux ont été menés afin de développer des nouvelles stratégies de maintenance intégrée tenant compte d'autres fonctions comme la qualité, la production et la gestion des stocks.

Dans les dernières décennies, plusieurs chercheurs ont noté que le lien étroit entre la maintenance et d'autres fonctions comme la production, la gestion des stocks et la qualité ne devrait plus passer inaperçu (Rahim et Ben-Daya., 2001).

Dans la partie suivante, nous présentons quelques travaux qui s'intéressent à l'intégration de la maintenance avec d'autres disciplines comme la production, la gestion des stocks ou la sous-traitance.

1.2.5 Les stratégies de maintenance intégrée

1.2.5.1 Généralités

La stratégie de maintenance intégrée se résume à une gestion simultanée de la maintenance avec d'autres fonctions, essentiellement la production. Ce qui a attiré l'intérêt de plusieurs chercheurs.

La maintenance et la production représentent deux fonctions principales pour tout type de production. Dans la pratique, ces deux fonctions sont souvent gérées séparément bien qu'elles soient en réalité étroitement liées.

Ces fonctions ont été largement traitées dans la littérature mais ces dernières années une attention particulière a été portée aux politiques de maintenance intégrées à la production. Cette tendance est motivée par le fait que les politiques d'intégration permettent d'améliorer la productivité et de diminuer considérablement les coûts.

1.2.5.2 Couplage maintenance et production

Il faut noter que le développement des politiques de maintenance intégrée à la production a vu le jour pendant les années 1990. Dans la littérature, plusieurs travaux sont dirigés essentiellement vers l'intégration des politiques de maintenance préventive et de production mais avec différents points de vue.

L'interaction peut être définie selon deux approches : l'approche restreinte et l'approche globale. Pour le cas de l'approche restreinte, l'étude du problème ne porte que sur une seule machine, tandis que l'approche globale étudie le cas de nombreuses machines dont le nombre est défini et connu sur l'horizon temporel. Dans les problèmes d'une seule machine, une seule ressource disjonctive, qui ne peut exécuter qu'une seule opération à un moment donné, est disponible pour exécuter plusieurs travaux. Ainsi ce type de problème vise à déterminer une séquence optimale de n tâches disponibles à partir du moment t_0 .

Plusieurs recherches ont été effectuées pour traiter le problème de l'optimisation conjointe de la production et de la maintenance en considérant le cas de nombreuses machines. Dans ce contexte, on peut citer le travail de Brandolese et al., (1996) qui s'est intéressé à la relation entre la production et la maintenance en considérant le cas de nombreuses machines. Cette approche considère une date d'exécution fixe pour chaque tâche et le poste de travail sur lequel cette tâche doit être exécutée. En effet selon cette étude, les interventions de maintenance doivent être planifiées le plus près possible des périodes optimales fixées. Le but de ce travail est de :

- Optimiser la fonction de coût total sous la contrainte du temps
- Minimiser la durée totale de réalisation (interventions de maintenance, durée d'exploitation et temps réel de réalisation)

On peut aussi mentionner le travail effectué par Kenne et Nkeungoue, (2008) qui propose une optimisation stochastique de la production couplée, en considérant une maintenance corrective et préventive. Les auteurs ont proposé une méthode pour déterminer de manière optimale la périodicité de la maintenance préventive et le taux d'entretien pour des machines identiques dans la chaîne de production.

En nous référant à de nombreuses recherches, nous pouvons classer les travaux réalisés antérieurement sur l'optimisation de la maintenance intégrée à la production en deux grandes catégories :

1.2.5.3 Modèle d'optimisation simultanée de la cadence de production et de la fréquence de maintenance

Ce modèle, principalement développé par Ouali et al, (2002) et Kenne et Gharbi, (2004) est basé sur le problème du contrôle optimal de flux de production. La particularité de ce modèle est

que le ratio de production et la date de maintenance représentent les variables de décision pour une optimisation technico-économique.

Le modèle de Kenne et Gharbi, (2004) est basé sur le contrôle de la production d'un système, composé de m machines identiques capables de produire n types de produits et soumises à des périodes de récupération après un dépannage. L'objectif principal de ce travail de recherche est de minimiser l'expression du coût total sous les deux variables de décision.

Le modèle de Ouali et al, (2002) est basé sur l'optimisation simultanée du flux de production et de la maintenance préventive. Ce travail tient compte de l'interaction entre ces deux services. En fait, les indicateurs de performance du système, qui sont le niveau de stock et l'âge du système de production, sont utilisés pour élaborer une stratégie de maintenance. Le système de production de l'étude est basé sur une seule machine ne produisant qu'un seul type de produit pour satisfaire une demande constante dans le temps. Un stock de sécurité doit être cumulé et ceci peut être fait lorsque la machine a une cadence de production supérieure à la demande. En effet, lors de la maintenance préventive ou corrective, la demande est tirée du stock de sécurité. Dans ce modèle, les stratégies de maintenance et de production ont d'abord été étudiées de manière indépendante. Ensuite, elles combinent les deux activités pour envisager une fonction de coût global intégrant simultanément les coûts de maintenance, d'inventaire ainsi que les coûts des demandes insatisfaites. Ainsi, un stock de sécurité optimal est atteint en minimisant le coût total moyen.

1.2.5.4 Modèle d'optimisation simultanée de la production et de la maintenance sous contrainte de dégradation

Nous commençons par présenter des travaux d'intégration de la maintenance et de la production pour un système de fabrication sujet à dégradation dans un contexte stochastique.

Dans ce contexte, Dehayem Nodem et al., (2011) ont développé des politiques de production et de maintenance optimales pour un système de fabrication soumis à la dégradation. Ils ont proposé une politique de commutation de remplacement/réparation en fonction de l'état du système qui se dégrade avec les actions de réparation. Afin d'améliorer la fiabilité des équipements, les auteurs ont envisagé des actions de maintenance préventive.

Ils ont proposé un modèle de processus semi-markov en utilisant une méthode de programmation dynamique stochastique afin de trouver les variables de décision telles que le taux de production, le taux de maintenance préventive et les actions de réparation / remplacement qui minimisent le coût total sur l'horizon infini.

Dans le même contexte de système dégradé, Nourelfath et al., (2012) ont formulé un modèle d'optimisation pour une politique conjointe de redondance et de maintenance préventive imparfaite pour un système dégradé de multi-composants. Le système est constitué d'un composant série-parallèle où chaque composant est dégradé selon l'usage. L'objectif de l'étude est de déterminer une maintenance préventive optimale pour garantir une disponibilité maximale du système sous

contrainte budgétaire. Pour évaluer la disponibilité du système et la fonction de coût, ils ont utilisé un modèle de processus de markov et une fonction de génération de moment universel. Bajestani et al., (2014) ont développé un modèle intégré de maintenance et de production pour un système de production sujet à détérioration pendant plusieurs périodes. Ils ont proposé un modèle de processus de markov corrélé à un modèle de programmation entier pour déterminer la maintenance optimale et la planification de la production qui minimisent le coût total de maintenance et la perte de production. Récemment, Nourelfath et al., (2016) ont intégré la dégradation de la qualité dans le problème de production et de maintenance pour un processus imparfait. Le système de production étudié est composé d'une machine qui se caractérise par deux états sous-contrôle ou hors-contrôle et où la machine produit une partie d'articles non conformes. Ils ont proposé un modèle d'optimisation et un algorithme de résolution afin de déterminer les plans optimaux de production et de maintenance qui minimisent le coût total en tenant compte des coûts liés à la qualité.

Aghezzaf et al., (2016) ont étudié le problème de la maintenance intégrée à la production pour les systèmes stochastiques. Ils ont modélisé une stratégie de maintenance imparfaite basée sur l'approche de réduction d'âge. Ils ont proposé un modèle d'optimisation linéaire intégré mixte de problème de l'intégration de la maintenance à la production.

Plus récemment encore, concernant la stratégie de maintenance intégrée pour un système multi-machines, Hajej et al., (2018) ont traité un problème de prévision pour un système de fabrication composé de plusieurs machines parallèles. Afin de répondre à la demande aléatoire, une politique de production est proposée pour obtenir le nombre optimal de machines en fonctionnement pour chaque période de production.

Afin de maintenir la fiabilité du système de production, une stratégie optimale de maintenance est proposée pour déterminer le plan optimal de maintenance pour chaque machine en fonction de ses cadences de production.

1.3 L'industrie de l'énergie éolienne

Dans cette partie, nous passons en revue le secteur des énergies renouvelables avec un accent particulier sur l'industrie de l'énergie éolienne. L'industrie de l'énergie éolienne est abordée dans la section 1.3.3 dans laquelle nous exposons les potentiels de la production d'énergie éolienne onshore et offshore. La section 1.3.4.3 examine les caractéristiques de défaillance des éoliennes à axe horizontal et identifie certaines causes courantes de défaillance des éoliennes. Enfin, une analyse de coût significatifs dans une éolienne est présentée. En annexe 1,2 et 3 sont présentés respectivement les composants principaux d'une éolienne, les types courants de conception d'éoliennes ainsi que les fonctionnalités des composants et les matériaux de conception.

1.3.1 Généralités

Le réchauffement climatique devient de plus en plus un enjeu crucial dans le monde contemporain. La gravité de la question se reflète dans l'engagement des organisations d'entreprises et des individus à lutter contre les effets du réchauffement climatique. En 1997, les Nations Unies ont adopté le Protocole de Kyoto en tant qu'amendement à la Convention-cadre sur les changements climatiques. Le Protocole est un accord juridiquement contraignant en vertu duquel les pays industrialisés sont tenus de réduire les émissions collectives de gaz à effet de serre (Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, 1997). Les pays qui ratifient le protocole s'engagent à réduire leurs émissions de dioxyde de carbone et de cinq autres gaz à effet de serre, ou à s'engager dans l'échange de quotas d'émission s'ils maintiennent ou augmentent les émissions de ces gaz. Cependant, de nombreux pays, y compris les États-Unis d'Amérique qui contribuent à un pourcentage important de la pollution mondiale totale, n'ont pas encore ratifié le protocole de Kyoto.

On s'inquiète de plus en plus de la finitude des réserves de combustibles fossiles de la terre (Manwell et al., 2002). La demande mondiale d'énergie augmente avec la croissance démographique. Les besoins de la vie quotidienne humaine normale, comme la communication, les transports, les soins de santé, etc., dépendent de plus en plus de l'énergie. Les nations sont actuellement mises au défi de trouver des mesures proactives pour se conformer aux politiques mondiales sur les changements climatiques et répondre efficacement à la finitude des réserves de combustibles fossiles de la terre.

C'est ainsi que la production d'énergie à partir de sources alternatives naturellement réapprovisionnées et ne libérant pas de dioxyde de carbone, est de plus en plus prisée. Ces sources d'énergie alternatives sont appelées énergies renouvelables.

1.3.2 L'énergie renouvelable

L'énergie renouvelable provient de sources naturelles essentiellement inépuisables. Fondamentalement, il existe sept (7) types communs d'énergie renouvelable; l'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique, marémotrice, les vagues, la géothermie et les biocarburants (Cresswell et al., 2002). Chacune de ces sources d'énergie peut être convertie à partir de sa forme d'origine pour produire de l'électricité sans épuiser ou déformer les caractéristiques naturelles des ressources.

Les enjeux liés aux énergies renouvelables peuvent être résumés comme suit :

- Satisfaction de la demande d'électricité, valorisée sur la base de l'économie des autres ressources énergétiques qu'elle permet (combustible fossile, biomasse), et qui dépend du coût de ces combustibles et de leur utilisation ;
- Réduction des émissions de gaz à effet de serre, qui dépend de l'estimation des coûts de réparation des dégâts causés par le changement climatique ; c'est probablement la composante la plus importante de la valeur de l'éolien

- Réduction des émissions de polluants : particules en suspension (centrales à charbon), oxydes d'azote et de soufre, etc.

L'énergie produite par l'énergie éolienne est en passe de devenir l'une des sources d'énergie renouvelables les plus utilisées au monde (Pellerin, 2005). L'amélioration de la conception des éoliennes (Marsh, 2005) et la disponibilité immédiate des ressources éoliennes dans la plupart des régions du monde contribuent au développement rapide de l'industrie.

1.3.3 Production d'énergie éolienne

La production d'énergie éolienne se réfère à la conversion du mouvement de l'air (énergie cinétique du vent) en énergie électrique à l'aide d'une éolienne. Le vent se déplace autour de la terre en raison des différences de température et de pression. Le mouvement du vent est exploité par les pales d'une éolienne pour produire de l'électricité. Les pales sont reliées à un arbre et entraînent souvent une boîte de vitesses pour convertir la vitesse de rotation des pales en énergie mécanique. Celle-ci est convertie en énergie électrique par un générateur électrique relié à la boîte de vitesses ou à l'arbre, au besoin.

Le boîtier est monté au sommet d'une tour. L'alignement avec la direction du vent est contrôlé par un système de lacet mouvant.

L'éolienne la plus grande à ce jour « Haliade-X, General Electric » mesure 248 mètres de hauteur (Révolution énergétique, 2020).

Les éoliennes sont des machines autonomes qui sont souvent installées et mises en réseau dans un endroit appelé *ferme éolienne* ou *parc éolien*. Les parcs éoliens peuvent être situés à terre (onshore) ou en mer (offshore).

La production d'énergie éolienne onshore et offshore diffère non seulement par la situation géographique, mais également par certaines questions techniques et économiques vitales, comme indiqué ci-après.

1.3.3.1 Ressources éoliennes

Les ressources éoliennes offshore sont souvent significativement plus élevées que les ressources onshore, même si les ressources éoliennes d'un site spécifique dépendent de la nature du paysage, des altitudes, de la forme des collines, etc. La différence de température entre la surface de la mer et l'air au-dessus est beaucoup plus petite que la différence correspondante à terre. Cela signifie que la turbulence a tendance à être plus faible en mer qu'à terre. Par conséquent, les éoliennes offshore subissent moins de stress d'exploitation dynamique.

1.3.3.2 Coût en capital

Une autre différence significative entre la production d'énergie éolienne onshore et offshore est le coût d'installation. Les structures de fondation d'un parc éolien terrestre coûtent environ 6%

du coût total du projet, tandis que les installations de raccordement au réseau coûtent environ 3%. D'autre part, les structures de fondation d'un parc éolien offshore doivent garantir que les turbines sont connectées au fond marin et sont capables de faire face à des facteurs supplémentaires tels que la charge des vagues, des courants et de la glace. Ainsi, le coût est d'environ 23% du coût total du projet tandis que le coût des installations de raccordement au réseau est d'environ 14%. Ces coûts sont nettement plus élevés que les coûts des parcs éoliens terrestres (Andrawus, 2008).

1.3.3.3 Technologie

La technologie des éoliennes utilisées dans les parcs éoliens onshore et offshore est très similaire. La principale différence réside dans la taille et la puissance nominale des turbines. Les fermes terrestres utilisent souvent des turbines d'une capacité allant jusqu'à 2 MW, tandis que les fermes offshore utilisent des turbines de plusieurs mégawatts. Les parcs éoliens offshore sont généralement connectés à une sous-station située à terre à l'aide de câbles sous-marins. La sous-station est connectée à un réseau électrique à l'aide de câbles aériens de la même manière que les parcs éoliens terrestres. Les parcs éoliens offshore nécessitent généralement des systèmes de transmission à plus haute tension et des équipements techniques tels que des transformateurs et des commutateurs. Les importantes ressources éoliennes offshore et la possibilité d'installer des turbines de plusieurs mégawatts justifient le développement croissant des parcs éoliens offshore au détriment des sites onshore.

La fiabilité de l'éolienne peut être améliorée, particulièrement si elle est installée offshore où le climat est plus inclément.

En effet, la production d'énergie serait plus significative dans des régions éloignées ou offshore. Les actions de maintenance seraient donc plus limitées, et justifiant encore plus la planification de la maintenance.

Byon et al, (2010) ont présenté l'influence de la variation de la vitesse du vent d'une période à une autre et d'un jour à l'autre sur la production de l'énergie renouvelable. Matveev et Shcheklein, (2015) ont mis au point une méthodologie permettant d'analyser l'impact des conditions météorologiques et montrant ainsi l'efficacité énergétique des éoliennes

1.3.3.4 Production éolienne

British Petroleum, (Juin 2020) estime la production éolienne mondiale à 1 270,2 TWh en 2018 et 1 429,6 TWh en 2019.

	Production éolienne (TWh)	Production totale d'électricité (TWh)	Pourcentage	Evolution
2018	1 270,2	26 652,7	4,77%	
2019	1 429,6	27 004,7	5,29%	+11%

Tableau 1.1 : Part de la production éolienne dans la production d'électricité mondiale (British Petroleum, 2020)

La production éolienne occupe une part grandissante dans la production d'électricité mondiale.

1.3.3.5 Défis de l'investissement dans l'industrie éolienne

À l'échelle mondiale, le développement de parcs éoliens connaît une croissance inédite, visible à travers l'augmentation de la puissance éolienne installée annuelle, comme le montre la figure suivante :

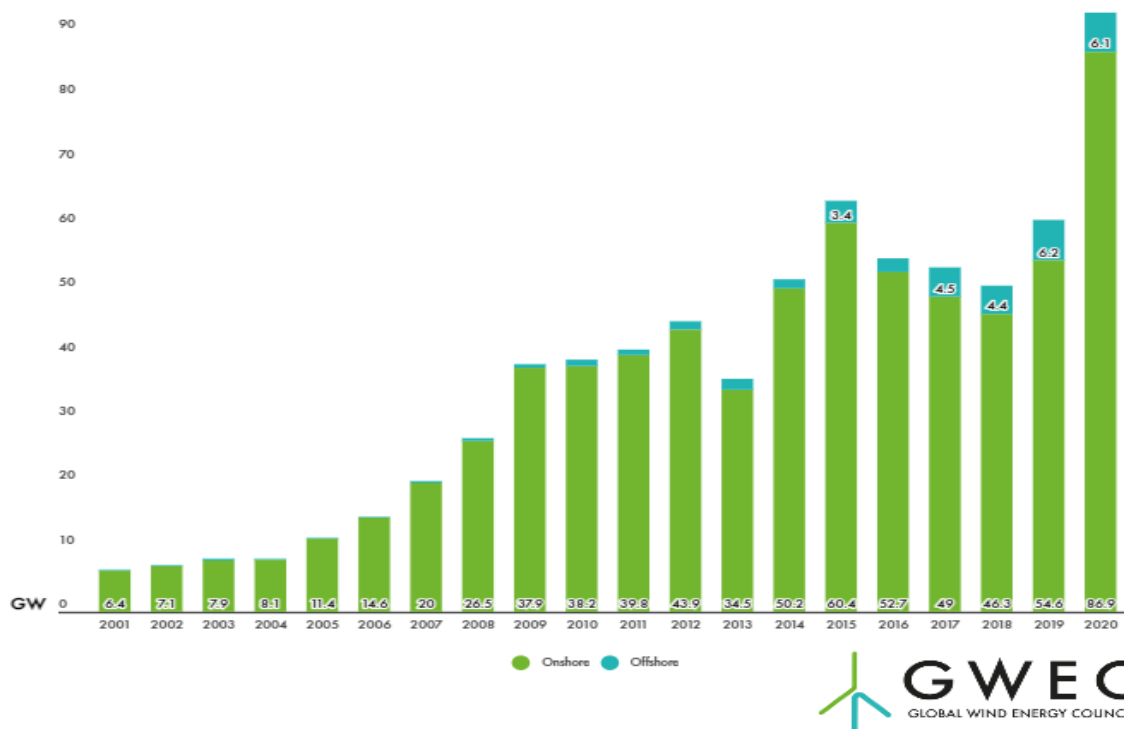


Figure 1. 2: Historique des nouvelles installations annuelles de 2001 à 2020 (GWEC, 2021)

Cette augmentation accrue de la puissance éolienne installée implique des investissements financiers très importants. Toutefois, avec cet énorme potentiel d'investissement et cette augmentation significative de la capacité de production, il y a une responsabilité supplémentaire et souvent négligée : la gestion des parcs éoliens afin d'assurer le coût total du cycle de vie le plus bas (LCC ; Life Cycle Cost).

La Cour des comptes fournit, dans son rapport de juillet 2013 sur la politique de développement des énergies renouvelables, quelques éléments sur les coûts actualisés de l'éolien :

- Parcs éoliens terrestres à implantations géographiques favorables : 60 à 68 €/MWh ; la Cour note que cet exemple, tiré de données fournies par un exploitant, montre que les estimations de l'État sont souvent surévaluées (l'Agence De l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie -ADEME- chiffre le coût de l'éolien terrestre entre 62 et 102 €/MWh) ;
- Parcs éoliens en mer (côtes françaises) : 1,8 à 2,4 milliards d'euros par parc, plus un milliard d'euros de coût de raccordement pour l'ensemble des projets, soit un coût de production de 105 à 164 €/MWh, avec une forte incertitude.

Learney et al., (1999) déclarent que le revenu net d'un parc éolien est le revenu provenant de la vente d'électricité moins les dépenses d'exploitation et de maintenance « Operations and Maintenance » (O&M) . Ainsi, pour accroître la productivité et la rentabilité des parcs éoliens existants, et pour assurer le plus faible LCC (Life Cycle Cost) pour les développements futurs, il faudra des stratégies de maintenance appropriées (techniquement réalisables et économiquement viables) au cours du cycle de vie des éoliennes.

1.3.4 Les éoliennes

Cette section traite de types courants de conception courants d'éoliennes. Elle examine les fonctionnalités des composants, les matériaux de conception ainsi que leurs caractéristiques de défaillance.

1.3.4.1 Les types de conception

La conception d'une éolienne est généralement spécifiée selon les six critères de base suivants (Walker & Jenkins, 1997) :

1. Hauteur du moyeu
2. Diamètre du rotor ou surface balayée
3. Solidité de la pale (rapport entre la surface des pales et la surface balayée)
4. Rapport de vitesse de pointe (rapport entre la vitesse de l'extrémité de la pale et la vitesse du vent)
5. Puissance nominale
6. Vitesse nominale du vent.

Ces critères sont conçus pour s'adapter à une orientation ou à une topologie spécifique (Manwell et al., 2002). L'annexe 1 détaille les composants principaux d'une éolienne et leur fonction. L'annexe 2 résume une topologie de conception courante des éoliennes. Le modèle HAWT a été répandu par les concepteurs car il offre la possibilité d'utiliser des tours pour élever les pales à une position de ressources éoliennes maximales.

Pour poursuivre les objectifs des travaux de recherche rapportés dans cette thèse, nous considérons une éolienne de type TW600, ayant les mêmes caractéristiques que celle étudiée dans la thèse (Andrawus, 2008). Cette éolienne présentait un intérêt particulier pour l'optimisation de la maintenance du parc éolien de son collaborateur. Par conséquent, l'optimisation de la maintenance intégrée d'une éolienne TW600 est au centre de cette thèse. Ci-dessous quelques caractéristiques principales :

- Axe horizontal
- 3 Pales
- Tour tubulaire.

Plus de détails sont référés en annexe 5 dans la fiche technique de l'éolienne.

Les sous-systèmes et les composants d'une éolienne à axe horizontal typique sont indiqués à la figure suivante :

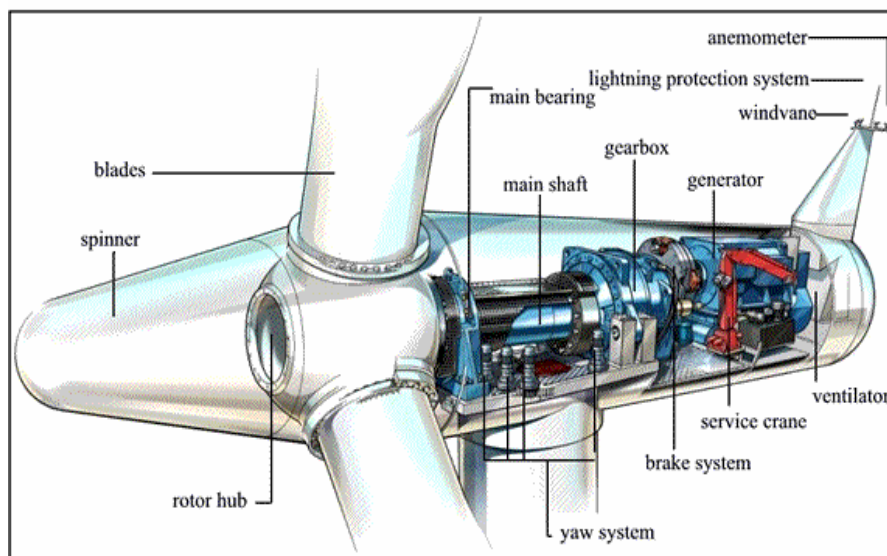


Figure 1. 3: Sous-systèmes et composants d'une éolienne à axe horizontal typique (Andrawus, 2008)

1.3.4.2 Fonctionnalité des composants, conception des matériaux et caractéristiques de défaillance

La présente sous-section traite des fonctions ainsi que des matériaux de conception des divers sous-systèmes et composants d'une éolienne à axe horizontal. Elle identifie, en outre, à partir de la littérature, les fonctions et les causes possibles de défaillance des composants de l'éolienne et des sous-systèmes.

Dans cette section, nous retenons uniquement les composants dont nous étudierons la fiabilité dans les prochains chapitres. Les fonctions et les causes de défaillance des autres composants sont représentés respectivement en annexes 3 et 4.

Arbre principal

L'arbre principal ou à basse vitesse d'une éolienne se connecte et transmet la force de rotation du moyeu à la boîte de vitesses. Les puits principaux des éoliennes sont habituellement en acier forgé en alliage (Burton et al., 2001).

Roulement principal

Le roulement principal d'une éolienne réduit la résistance à la friction entre les pales, l'arbre principal et la boîte de vitesses tout en subissant un mouvement relatif. Les roulements principaux d'une éolienne sont généralement du type de rouleau sphérique auto-aligné « *self-aligning spherical roller* » conçu spécifiquement pour les éoliennes. Le roulement sphérique a deux ensembles de rouleaux qui permettent l'absorption des charges radiales (à travers l'arbre) et des forces axiales (le long de l'arbre). L'unicité de ces roulements est associée à la forme sphérique qui permet aux anneaux intérieurs et extérieurs du roulement d'être légèrement inclinés et hors-piste les uns par rapport aux autres. L'extérieur de la voie peut atteindre le maximum d'un demi-degré sans endommager le roulement pendant son fonctionnement (Manwell et al., 2002).

Boîte de vitesses

La boîte de vitesses d'une éolienne augmente la vitesse de rotation de l'arbre principal de très faibles tours par minute (tr/min) à un régime plus élevé nécessaire pour conduire le générateur de l'éolienne. La boîte de vitesses a souvent un rapport d'augmentation de vitesse constant, comme les boîtes de vitesses conventionnelles.

Il n'est pas rare qu'une éolienne fonctionne à des vitesses opérationnelles différentes. Cela est possible en ayant deux générateurs de taille différente dans une éolienne ; chaque unité de générateur avec une vitesse de rotation distinctive ou ayant alternativement un générateur avec deux enroulements « *windings* » différents (Burton et al., 2001).

La boîte de vitesses est l'un des composants les plus lourds et les plus coûteux d'une éolienne. Une boîte de vitesses planétaire à trois étages est habituellement utilisée dans les éoliennes (Manwell, 2002). La boîte de vitesses planétaire à trois étages « *three-stage planetary gearbox* » se compose d'un engrenage planétaire « *planetary gear* » et d'un engrenage à trois étages « *three-stage gear* ».

Lien boîte de vitesses-générateur

L'arbre à grande vitesse de la boîte de vitesses est relié au générateur au moyen d'un couplage. Le couplage est une unité flexible faite de morceaux de caoutchouc qui permettent une légère différence d'alignement entre la boîte de vitesses et le générateur pendant le fonctionnement normal.

Générateur

Le générateur d'une éolienne convertit l'énergie de rotation mécanique de la boîte de vitesses en énergie électrique. Le générateur est légèrement différent des autres unités de production reliées au réseau électrique parce qu'il fonctionne avec une source d'énergie (le rotor d'éolienne) qui fournit la puissance mécanique fluctuante (couple). Essentiellement, il existe deux types de générateurs couramment utilisés dans les éoliennes ; synchrone et asynchrone.

Générateur synchrone

Un générateur est synchrone lorsque son rotor tourne à une vitesse constante qui est synchrone (même cycle) avec la rotation du champ magnétique (stator).

Générateur asynchrone

Il est aussi connu comme un générateur d'induction. Il est appelé asynchrone parce que le rotor n'a pas de couple (puissance) à la vitesse de rotation synchrone précise.

1.3.4.3 Causes de défaillances

Causes connues de défaillance des composants

Causes de défaillance du roulement principal

Les roulements principaux sont généralement conçus pour s'assurer spécifiquement que les éoliennes résistent à des charges élevées pendant les rafales et pendant le freinage. Cependant, une mauvaise lubrification (Molinas ,2004), l'usure, les piqûres, la déformation de la race extérieure et des éléments roulants (Caselitz et al., 2004) sont connus pour causer les défaillances du roulement principal. Smith et Mobley, (2003) ont identifié d'autres causes de défaillance d'un roulement générique.

Causes de défaillance d'une boîte de vitesses planétaire

Parmi les principales causes de défaillance dans une boîte de vitesses planétaire d'éolienne, il y a la mauvaise lubrification, les roulements et les défaillances des dents de vitesse (Rasmussen et al., 2004), (Molinas, 2004), (Caselitz et al., 2004) (Niederstucke, 2000). Polak (1999) a effectué une recherche détaillée sur les problèmes de boîte de vitesses, et a énuméré certaines causes

génériques de leur défaillance. En outre, Smith et Mobley, (2003) ont énuméré quelques modes courants de défaillance de boîte de vitesses et d'engrenages.

Causes de défaillance du générateur d'induction en cage d'écureuil

Les roulements sont connus pour être la principale cause de défaillance d'un générateur d'induction en cage d'écureuil (Hansen et al., 2001). Ainsi, l'entretien d'un SCIG (Squirrel Cage Induction Generator) est principalement limité à la lubrification des roulements. Muljadi et al., (1999) ont fait observer qu'aux fréquences de puissance, le SCIG est intrinsèquement stable, mais lorsqu'il est relié à un réseau faible avec une charge déséquilibrée en trois phases, une surchauffe et des pulsations de couple peuvent se produire. Machelor, (1998 ; 1999) a énuméré certaines causes génériques de défaillance dans un moteur à induction AC.

Causes de défaillance d'une éolienne

Fondamentalement, il y a 4 principales causes de défaillance de l'équipement ou des biens matériels :

2. L'erreur humaine : l'écart entre ce qui est fait et ce qui aurait dû être fait comme une mauvaise installation de composants, etc.
3. Evènements naturels : se réfèrent aux événements qu'on ne peut raisonnablement prévoir ou éviter, par exemple, l'éclaircie, etc.
4. Défauts de conception
5. Défaillance des composants connexes : détérioration de l'équipement dans son contexte de fonctionnement normal comme la fatigue, l'usure, etc.

Le *International Electro-technical Commission on Wind Turbine Standards (IEC61400-22,2010)* définit des tests de conception complets pour les différents composants d'une éolienne. Toutefois, ces essais de conception ne peuvent pas prédire avec précision tous les facteurs environnementaux réels qui varient d'un site à l'autre (Dutton et al, 1999), ou toutes les causes possibles de défaillance qui peuvent survenir pendant la durée de vie de l'éolienne. Il est donc essentiel d'évaluer les caractéristiques de défaillance des éoliennes sur le terrain pour comprendre le comportement probable de défaillance des turbines lorsqu'elles sont exposées à l'environnement naturel.

En Allemagne, le comportement de défaillance sur le terrain de 15500 éoliennes connectées au réseau a été évalué afin de déterminer toutes les causes de défaillance. Le résultat présenté dans la figure 1.4 montre que 42 % de la défaillance totale ont été causés par une panne de composant, tandis que 21 % ont été causés par une défaillance du système de contrôle (Andrawus, 2008).

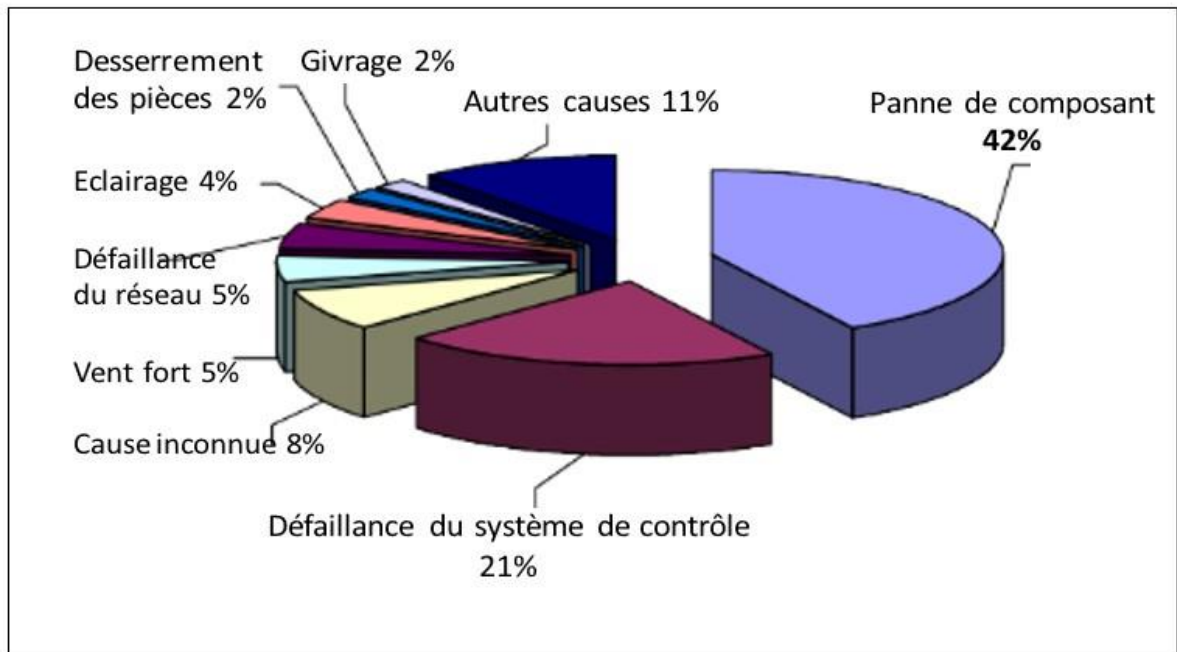


Figure 1. 4: Causes de défaillance des éoliennes - L'expérience allemande (Andrawus, 2008)

Des études similaires sur les défaillances des éoliennes au Royaume-Uni et aux Pays-Bas ont été réalisées au Centre de technologies des systèmes à énergie renouvelable (*Centre for Renewable Energy Systems Technology CREST*) et au Centre de l'énergie des Pays-Bas (*Energy Centre Netherlands ECN*) dont les résultats sont présentés respectivement sur les figures 1.5 et 1.6.

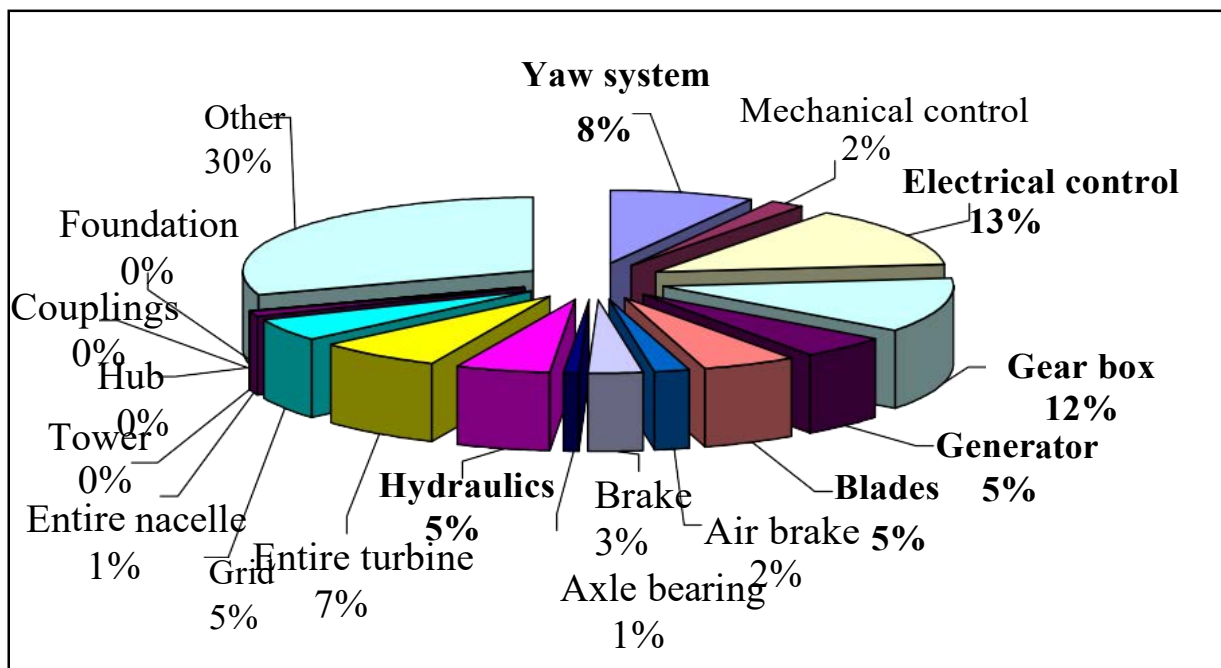


Figure 1. 5: Défaillance des composants au Royaume-Uni (Andrawus, 2008)

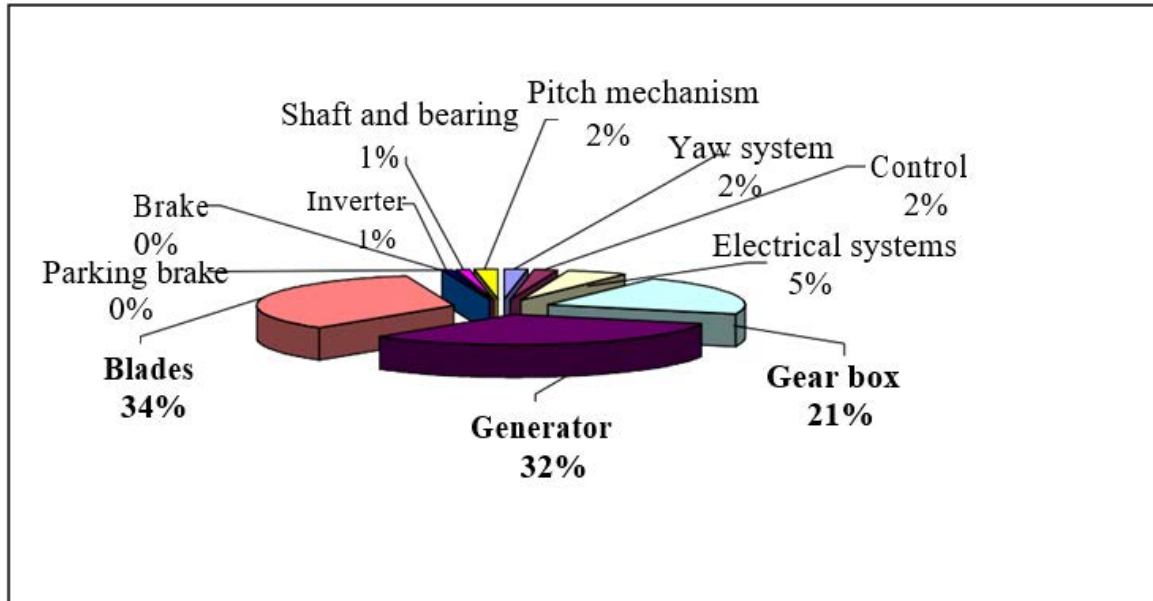


Figure 1. 6: Causes de défaillances des éoliennes offshore au Pays-Bas (Andrawus, 2008)

1.3.4.4 Éléments les plus coûteux dans une éolienne

Cette section identifie les éléments les plus coûteux dans une éolienne, c'est-à-dire les éléments dont la défaillance entraînera des pertes financières importantes. La figure 1.7 présente une ventilation des coûts d'une éolienne typique. La nacelle qui contient le lecteur principal et le générateur est d'environ 56% du coût total d'une éolienne. Le rotor qui comprend les pales, le moyeu et les composants associés est d'environ 29 %, et la tour est d'environ 15 %.

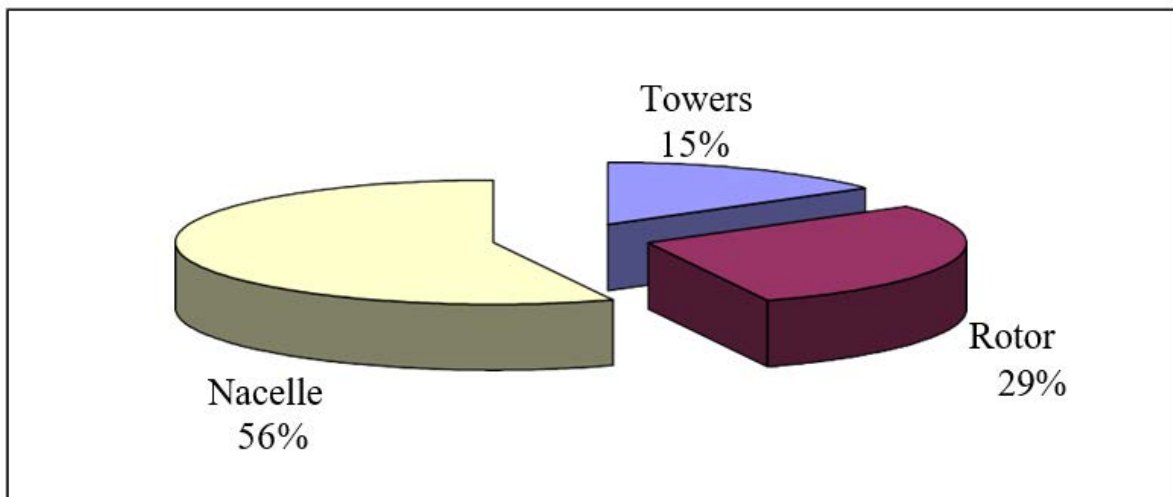


Figure 1. 7: Éléments les plus coûteux d'une éolienne typique 600 kW (Andrawus, 2008)

Une nouvelle ventilation du coût des composants/sous-composants dans une nacelle d'une éolienne est indiquée à la figure 1.8. La boîte de vitesses, le convertisseur et le générateur représentent respectivement 33%, 17% et 13% du coût total d'une nacelle. Ainsi, la boîte de vitesses, le convertisseur et le générateur sont les éléments les plus coûteux de la nacelle d'une éolienne.

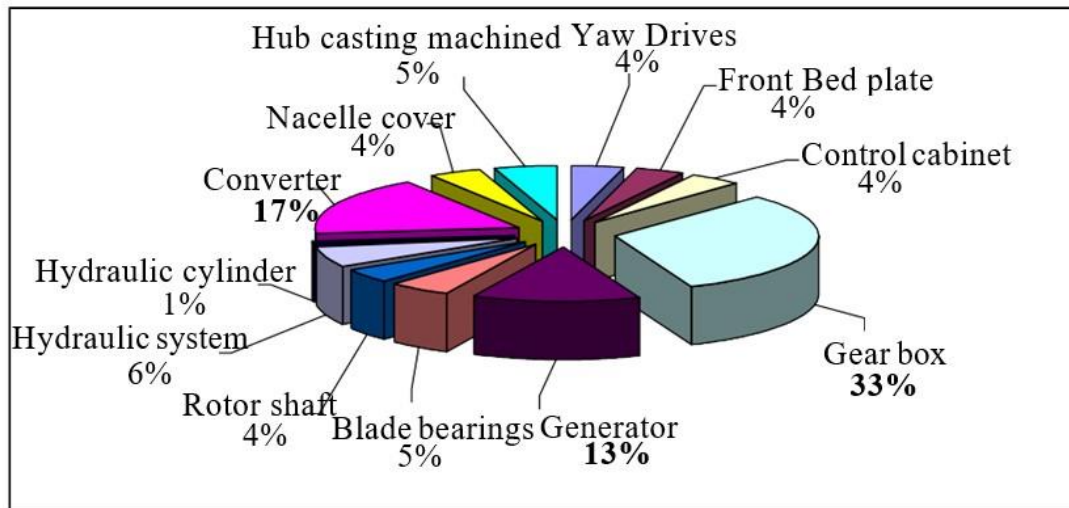


Figure 1. 8: Répartition des coûts des composants de la nacelle d'une éolienne de 600 kW (Andrawus, 2008)

Les figures 1.4-1.6 ont montré que les pales, la boîte de vitesses, le générateur, le système de nacelle, le système hydraulique, le système électrique et le système de commande sont les principales causes de défaillance des éoliennes.

Les figures 1.7 et 1.8 montrent que ces mêmes éléments (les pales, la boîte de vitesses, le générateur, le système électrique et le système de commande) sont les éléments les plus coûteux dans une éolienne.

Par conséquent, il est crucial d'améliorer les performances des éoliennes en mettant en œuvre des politiques de maintenance répondant aux besoins spécifiques de l'équipement.

1.4 Maintenance et production des éoliennes

1.4.1 Stratégies de maintenance généralement appliquées aux éoliennes

Les éoliennes sont souvent achetées avec un contrat de 2 à 5 ans, qui comprend des garanties, et des stratégies de maintenance corrective et préventive (Verbruggen, 2003); (Conover et al., 2000) ; (Rademakers et Verbruggen, 2002). Ces stratégies sont généralement adoptées par les exploitants de parcs éoliens à l'expiration de la période contractuelle pour poursuivre la maintenance des éoliennes (Rademakers et Verbruggen, 2002).

1.4.1.1 Maintenance préventive des éoliennes

Les actions de maintenance préventive sont prévues pour inclure des vérifications de routine, des tests et de l'entretien. Les tâches visent à déterminer si des travaux de maintenance importants sont nécessaires afin que la maintenance corrective soit réduite à un niveau minimal. L'entretien complet des éoliennes est souvent effectué deux fois par an (Verbruggen, 2003); (Conover et al., 2000) ; (Rademakers et Verbruggen, 2002). Cet entretien semestriel est effectué à l'aide d'une liste de contrôle pour vérifier l'état des éoliennes et mettre à jour le dossier

d'entretien de chacune d'elles.

Les listes de contrôle sont spécifiques à la turbine et les activités comprennent une vérification de la boîte de vitesses et des niveaux d'huile du système hydraulique, l'inspection des fuites d'huile, l'inspection des câbles qui descendent la tour et leurs systèmes de soutien, l'observation de l'éolienne pendant le fonctionnement pour vérifier les vibrations inhabituelles, l'inspection du disque de frein, et l'inspection de l'équipement d'évacuation d'urgence. D'autres activités comprennent la vérification de la sécurité des fixations (p. ex. fixation de la pale, retenue de boîte de vitesses, boulon de base de la tour), l'alignement de l'arbre à grande vitesse, le réglage des freins et l'usure des plaquettes de frein, la performance de la nacelle et du frein, le graissage des roulements, la sécurité des terminaisons de câble, étalonnage des tangages, filtres à huile, etc.

1.4.1.2 Maintenance corrective des éoliennes

La maintenance corrective des éoliennes comprend les tâches effectuées en réponse à l'usure des composants, les erreurs humaines, les défauts de conception et les facteurs opérationnels tels que la surtension, les vibrations excessives, la basse pression d'huile de boîte de vitesses, l'erreur de lacet « *yaw error* », l'erreur de tangage « *pitch error* », l'activation prématurée des freins, la défaillance de synchronisation, la perte de connexion au réseau, etc. Les opérateurs prennent conscience des tâches correctives, soit lors d'une inspection de routine, soit lorsque le système de protection arrête les turbines en réponse à une défaillance naissante.

Quatre stratégies de maintenance sont proposées pour les parcs éoliens offshore européens (Garrad Hassan & Partners, 2001). Il s'agit notamment de :

1. Pas de maintenance : la maintenance préventive, ni la maintenance corrective ne sont effectuées, mais des révisions majeures doivent être réalisées tous les cinq ans.
2. Maintenance corrective uniquement : lorsqu'un certain nombre d'éoliennes sont en panne avant que les réparations ne soient effectuées et qu'aucune équipe d'entretien permanente n'est requise.
3. Maintenance opportuniste : où les activités de maintenance sont exécutées sur demande et en profitant de l'occasion pour effectuer la maintenance préventive en même temps. L'équipe de maintenance n'est pas requise.
4. Maintenance programmée périodique : cela comprend les visites d'horaire pour effectuer des opérations d'entretien préventif et des mesures correctives à l'aide d'une équipe de maintenance dédiée en permanence.

1.4.1.3 Problèmes associés aux pratiques actuelles de maintenance des éoliennes

Les stratégies de maintenance 2 et 3, communément appelées stratégies de maintenance basées sur les défaillances (*Failure-Based Maintenance* FBM), impliquent l'utilisation d'une éolienne ou de l'un de ses composants jusqu'à ce qu'elle tombe en panne. Cette stratégie est habituellement mise en œuvre lorsque les conséquences de l'échec n'entraînent pas de pertes de revenus, d'insatisfaction des clients ou d'impact sur la santé et la sécurité. Toutefois, les défaillances critiques des composants à l'intérieur d'une éolienne peuvent avoir de graves conséquences liées à la santé, la sécurité et l'environnement (Health, Safety and Environmental HSE).

Ainsi, la stratégie FBM est évitée à cause des conséquences de défaillances sur le réseau électrique et la génération de revenus.

La stratégie de maintenance préventive, communément appelée maintenance basée sur le temps (*Time-Based Maintenance* TBM), consiste à effectuer des tâches de maintenance à intervalles réguliers prédéterminés. Cette stratégie est souvent mise en œuvre pour éviter d'invalider la garantie des fabricants d'équipement d'origine (Original Equipment Manufacturers OEM) et pour maintenir les machines critiques dont les modèles de défaillance sont bien connus. Toutefois, le choix de l'intervalle correct pose un problème car un intervalle trop fréquent augmente les coûts opérationnels, gaspille du temps de production et des remplacements inutiles des composants en bon état, alors que des défaillances inattendues se produisent fréquemment entre les intervalles TBM qui sont trop longs (Thorpe, 2005). Ainsi, le temps et les ressources sont généralement gaspillés lors de la maintenance avec peu de connaissance de l'état actuel de l'équipement. Cela empêche l'adéquation des stratégies périodiques et de maintenance à la demande pour soutenir les moteurs commerciaux actuels des parcs éoliens.

Des études entreprises au Center for Renewable Energy Systems Technology (CREST) et à Energy Center Netherlands (ECN) montrent que la panne des composants a été responsable de la plupart des pannes des éoliennes. Rademakers et Verbruggen, (2002) ont observé que le taux d'échec d'une éolienne onshore était d'environ 1,5 à 4 fois par an, tandis qu'une éolienne offshore nécessiterait environ 5 visites de service par an (Garrad Hassan et partners., 2001). Cela implique qu'il faut énormément d'argent et d'efforts chaque année pour réparer les composants des éoliennes en panne, en plus des graves conséquences économiques, opérationnelles, sanitaires, sécuritaires et environnementales.

Ainsi, en raison des pratiques de maintenance actuelles et des caractéristiques de défaillance des éoliennes, il est nécessaire de déterminer une stratégie d'entretien appropriée qui réduira efficacement l'ensemble des LCC (Life Cycle Cost) des éoliennes et maximisera le retour sur investissement en capital dans les parcs éoliens. Une telle stratégie doit comprendre des activités de maintenance techniquement réalisables et économiquement viables au cours du cycle de vie des éoliennes.

1.4.2 Optimisation de la maintenance des éoliennes sous contraintes (opérationnelles, environnementales, ...)

1.4.2.1 Optimisation et planification de production d'énergie

Le rôle majeur d'une éolienne dans la production d'énergie éolienne est de convertir le mouvement de l'air en énergie électrique par un générateur électrique relié à une boîte de vitesses et un arbre. Par conséquent, l'emplacement spécifique des éoliennes, qui dépend de l'environnement du paysage et de l'altitude devient un facteur important pour augmenter la disponibilité des ressources éoliennes. Dans ce contexte, Gaudiosi, (1999) a montré que l'industrie éolienne a connu un changement important dans la progression des parcs éoliens des sites onshore par rapport aux sites offshore. Par exemple, la zone de la mer du Nord allouée à la production d'énergie éolienne en mer peut fournir suffisamment d'énergie pour satisfaire l'ensemble de la demande européenne en électricité.

Cependant, l'efficacité des unités de production d'énergie verte dépend de facteurs climatiques (vent et rayonnement solaire). Un niveau de service doit être assuré à chaque période indépendamment des fluctuations climatiques. Afin de faire face à ce problème, la planification énergétique a été un sujet d'étude important pour plusieurs chercheurs. Dans ce contexte, Pohekar et Ramchandran, (2004) ont présenté différentes techniques. Ils ont exposé que le «processus de hiérarchie analytique» est l'approche la plus appropriée pour la planification énergétique car elle prend en considération l'intermittence des sources naturelles d'énergie qui diminuent la disponibilité des systèmes de production d'énergie. Chattopadhyay, (2004) a proposé un modèle qui estime les surcoûts induits par la discontinuité des sources d'énergie renouvelables. Il a étudié les différents facteurs qui contribuent à la détérioration de la fiabilité des systèmes de production d'électricité. Il a conclu qu'une variabilité spatiale du vent pendant une partie importante de l'année influençait la disponibilité, entraînant une augmentation de l'énergie non desservie. L'auteur a traité le cas du marché national indien de l'électricité.

Plusieurs chercheurs ont travaillé sur l'optimisation de la production d'énergie. (Habib et al., 1999) ont examiné des systèmes hybrides composés de panneaux photovoltaïques et de différents types d'éoliennes avec une puissance nominale différente. Ils ont établi le taux optimal de puissance produite par les unités photovoltaïques et éoliennes qui couvriront la demande d'énergie. Zhou et al., (2008) et Ekren et Ekren, (2009) ont proposé une méthode numérique itérative pour minimiser le coût total de production et de stockage d'un système d'énergie renouvelable. (Borowy et Salameh, 1996) ont proposé une méthodologie pour déterminer la combinaison optimale du nombre de batteries et du nombre de panneaux photovoltaïques correspondant au coût le plus bas d'un système hybride photovoltaïque/éolien autonome et à la fiabilité satisfaite du système. Yang et al., (2007) ont travaillé sur un problème d'optimisation du dimensionnement d'un système hybride solaire-éolien avec un banc de batteries pour trouver l'indice économique de la perte de probabilité d'alimentation en faisant varier le nombre de panneaux photovoltaïques, la capacité de l'éolienne et la capacité de la batterie. Chehouri et al., (2015) ont présenté une revue de différents techniques et modèles pour

optimiser les performances des éoliennes. Plus récemment, Chehour et al., (2016) ont présenté les principes fondamentaux de l'optimisation multi-objectifs dans la conception des éoliennes. Dans un premier temps, ils ont identifié les différentes contraintes et fonctions objectives principalement ciblées par les concepteurs. Deuxièmement, ils ont discuté de l'optimisation en mettant en évidence l'émergence de l'utilisation de techniques basées sur la population, en particulier des algorithmes génétiques. Bryony et al., (2016) ont travaillé sur l'optimisation computationnelle des centrales éoliennes en incluant la modélisation des coûts et de la puissance, l'interaction du sillage partiel et les effets de la stabilité atmosphérique variable. Le problème d'optimisation de la disposition des parcs éoliens comprend l'optimisation de la position et de la taille des éoliennes en réduisant les effets aérodynamiques des turbines en amont, ce qui augmente la vitesse du vent et la puissance résultante à chaque turbine.

1.4.2.2 Les stratégies d'optimisation de la maintenance

L'optimisation de la maintenance est « un processus qui tente d'équilibrer les exigences de maintenance (législatives, économiques, techniques, etc.) et les ressources utilisées pour mener à bien le programme d'entretien (personnes, pièces de rechange, consommables, équipements, installations, etc.) » (Andrawus, 2008). Une stratégie de maintenance qui est appropriée et optimale peut ne pas être optimale dans un avenir très proche en raison de la nature intermittente des variables d'entrée telles que le taux d'intérêt, le coût des composants, le comportement de défaillance, etc. Ainsi, l'optimisation de la maintenance n'est pas une procédure ponctuelle mais un processus continu qui nécessite une évaluation périodique des performances et une amélioration des accomplissements du passé.

Il existe essentiellement, 2 approches d'optimisation de la maintenance; qualitative et quantitative. Scarf, (1997) et Arthur, (2005) ont observé que l'optimisation qualitative de la maintenance est souvent assombrie par une opinion et une expérience subjectives, et suggèrent en outre l'utilisation de méthodes quantitatives pour optimiser les activités de maintenance des actifs physiques. Les techniques d'optimisation quantitative de la maintenance (Quantitative maintenance optimisation QMO) utilisent un modèle mathématique dans lequel le coût et les avantages de la maintenance sont quantifiés et un équilibre optimal entre les deux est obtenu (Dekker, 1996).

Il existe un certain nombre de techniques de la QMO dans le domaine des mathématiques appliquées et de la recherche opérationnelle (*Applied Mathematics and Operational Research* (AMOR) ; par exemple, la chaîne Markov et les processus de hiérarchie analytique Markov « *Chains and Analytical hierarchy processes* » (Chiang et Yuan., 2001); les algorithmes génétiques (Tsai et al., 2001), etc. Cependant, la plupart des approches sont critiquées pour être développées uniquement à des fins mathématiques et sont rarement utilisées dans la gestion pratique des biens pour résoudre des problèmes de maintenance réels (Dekker, 1996).

La Modélisation des Défaillances du Système *Modelling System Failures* (MSF) a été recommandée comme meilleure approche pour évaluer la fiabilité et optimiser l'entretien des systèmes mécaniques (Davidson et Hunsley, 1994). Le modèle de maintenance du temps de retard (*Delay-Time Maintenance Model* DTMM) est bien connu pour sa modélisation mathématique simpliste et a été appliqué en pratique pour optimiser les intervalles d'inspection de certains actifs physiques avec un succès considérable (Scarf, 1997). Andrawus et al., (2007) ont discuté du concept et de la pertinence des deux techniques quantitatives d'optimisation de la maintenance et ont souligné leur applicabilité à l'industrie de l'énergie éolienne.

Les stratégies de maintenance appliquées aux éoliennes comprennent différentes activités telles que la réparation, l'inspection, la révision préventive et corrective et/ou le remplacement de composants. Généralement, les contrats d'achat d'éoliennes incluent des garanties en termes de maintenance corrective et préventive (Verbruggen, 2003), (Rademakers & Verbruggen, 2002). Thorpe, (2005) a présenté une nouvelle stratégie de maintenance préventive communément appelée maintenance basée sur le temps (Time-Based Maintenance TBM) caractérisée par des activités de maintenance effectuées à intervalles réguliers prédéfinis. Cette stratégie vise à éviter d'annuler la garantie des équipementiers d'origine. Cependant, le choix de l'intervalle de maintenance doit être basé sur différents critères tels que les coûts d'exploitation, les déchets, le temps de production et les remplacements inutiles de composants en bon état.

L'objectif de l'optimisation de la maintenance des éoliennes est d'améliorer leur fiabilité / disponibilité en maximisant l'intervalle de temps entre les réparations et les révisions, tout en réduisant les temps d'arrêt et les coûts de maintenance (Andrawus et al., 2007). Dans ce contexte, trois approches peuvent être trouvées dans la littérature. La première traite de la fatigue et de la dégradation des éoliennes, afin d'estimer leur fiabilité et de proposer des modèles prédictifs comme les modèles de processus de Markov développés par Byon et al., (2010). La seconde approche utilise des modèles de simulation pour prédire l'interaction entre les différentes opérations de maintenance pour chaque éolienne d'un parc éolien (Ekren et Ekren, 2009). La troisième méthodologie est basée sur des modèles analytiques avec pour objectif de prédire l'effet des contraintes opérationnelles de l'éolienne sur la fiabilité du réseau électrique (Ning et al., 2013).

D'autres travaux d'optimisation de la maintenance comme ceux de Tian et al., (2011) ont utilisé une maintenance conditionnelle afin de réduire les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) du système de production d'énergie éolienne. Cette stratégie est basée sur les informations de surveillance de l'état, collectées à partir des composants de l'éolienne. Elle traite les composants de l'éolienne séparément, ce qui veut dire que les décisions de maintenance sont prises sur des composants individuels plutôt que sur l'ensemble du système. Les auteurs ont développé une solution optimale en proposant une politique de maintenance définie par deux valeurs de seuil de probabilité de défaillance au niveau des éoliennes. Une méthode de simulation est développée pour estimer le coût de la maintenance. Sahnoun et al., (2015) ont étudié une autre politique de maintenance prenant en compte la complexité de la maintenance des éoliennes offshore avec des facteurs tels que la taille et le nombre des éoliennes, et les conditions météorologiques.

1.4.2.3 Les stratégies d'optimisation de la maintenance sous contraintes

Nous commençons par présenter quelques travaux concernant l'optimisation de la production et de la maintenance prenant en compte la dégradation des éoliennes, puisque notre étude se situe dans ce contexte. En utilisant un modèle stochastique, Carlos et al., (2013) ont proposé une nouvelle stratégie de maintenance prenant en compte l'influence de la charge stochastique, subie par l'éolienne, sur le processus de dégradation de l'éolienne. La stratégie optimale de maintenance caractérisée par la date de réalisation d'une action de maintenance, la fréquence de maintenance et la durée de cette activité, a une grande influence sur les coûts opérationnels et a pour objectif de minimiser le coût total et de maximiser l'énergie annuelle produite. Kahrobaee et Asgarpoor, (2013) ont étudié la stratégie optimale de maintenance pour un équipement d'éolienne soumis à la détérioration. Ils ont proposé une variété de méthodes d'optimisation de la maintenance basées sur des approches analytiques prenant en compte plusieurs facteurs tels que les conditions météorologiques ou la disponibilité des ressources affectant le fonctionnement et la maintenance des équipements éoliens. Dans un premier temps, ils ont utilisé une approche hybride de simulation et analytique afin de déterminer la politique de maintenance optimale, puis ils ont étudié les effets des activités de maintenance et de réparation sur la disponibilité du système ainsi que les coûts.

En raison des processus de dégradation plus rapides des éoliennes en onshore par rapport à l'environnement offshore, les activités d'exploitation et de maintenance (O&M) sont plus complexes et coûteuses et représentent une part considérable du coût énergétique. Dans ce contexte, Fernando et al. (2015) ont étudié le problème de performance de l'éolienne en identifiant les facteurs qui affectent le plus les performances, à savoir la disponibilité, le coût global et le coût de revient de l'éolienne, afin que des mesures puissent être prises pour minimiser leurs effets. Ils ont traité ces problèmes en présentant une étude paramétrique sur l'impact de la variation des défaillances et des modèles de réparation, les retards logistiques, les conditions météorologiques et les temps d'attente sur les performances des éoliennes. Ils ont proposé un modèle d'optimisation et une simulation pour la stratégie d'exploitation et de maintenance basée sur le réseau de Petri stochastique généralisé avec une simulation Monte Carlo. Carroll et McDonald, (2015) ont étudié l'importance des taux de défaillance et des besoins en ressources pour la réparation des éoliennes offshore sur la modélisation et la réduction des coûts d'exploitation et de maintenance et sur la minimisation des coûts énergétiques. Premièrement, ils ont fourni les taux de défaillance en fonction de la durée de fonctionnement, de la catégorie de coût et des modes de défaillance du système éolien global et de ses sous-ensembles. Deuxièmement, ils ont proposé une nouvelle contribution concernant la prise de décision pour les gestionnaires en modélisant le problème de l'exploitation et des ressources éoliennes offshore, et ont comparé le taux de défaillance des générateurs onshore et offshore.

Récemment, d'autres travaux significatifs, concernant l'analyse de fiabilité des éoliennes offshore prenant en compte la complexité du système et les impacts négatifs en conditions d'exploitation, ont été présentés dans la littérature. Walford, (2006) a souligné les problèmes concernant la fiabilité du système éolien en décrivant et en identifiant les différents coûts

associés à l'exploitation, à la maintenance et à la disponibilité du parc éolien. Une nouvelle politique d'optimisation est proposée pour faire face aux différentes causes d'incertitude dans l'estimation de la fiabilité des composants des éoliennes et pour minimiser les coûts d'exploitation et de maintenance.

Ding et Tian, (2011) ont développé une approche de maintenance opportuniste pour un parc éolien en considérant parfois, dans les cas pratiques, l'action de maintenance préventive imparfaite pour réduire le taux de défaillance des composants. Un modèle de maintenance d'optimisation est proposé en considérant une maintenance préventive parfaite, imparfaite et à deux niveaux et des modèles de simulation sont développés pour évaluer les différents coûts des politiques de maintenance. Yang et al., (2017) ont développé une stratégie de maintenance opportuniste pour un système électrique et électronique d'éolienne en tenant compte des durées de maintenance préventive imparfaite. La planification proposée de la maintenance pendant l'horizon de la mission tient compte de l'évolution et de l'incertitude des informations dans le temps, en respectant un seuil de fiabilité et en réduisant le coût total de la maintenance. En utilisant le concept d'exploration de données pour le parc éolien, Hahn et al., (2017) ont présenté un bref aperçu des principaux résultats concernant la collecte de données et l'évaluation de la fiabilité pour l'optimisation de l'exploitation et la maintenance des éoliennes.

1.4.2.4 Les risques liés à la maintenance des éoliennes

La maintenance est basée sur des conditions observées qui réduisent les dommages causés par les composants et préviennent les pannes catastrophiques des éoliennes. Ainsi, les coûts associés à des temps d'arrêt plus longs sont réduits en veillant à ce que les défaillances mineures soient résolues avant qu'elles ne dégénèrent en périodes importantes. Les remplacements ou les révisions de composants dans de bonnes conditions d'exploitation sont complètement évités.

La disponibilité globale des éoliennes est augmentée en maximisant l'intervalle de temps entre les réparations et les révisions. En outre, des intervalles de maintenance appropriés, la logistique, les pièces de rechange et la main d'œuvre associée sont prévus à l'avance, ce qui augmente la disponibilité des éoliennes. Par conséquent, le nombre d'accès et le coût logistique sont considérablement réduits.

L'état des éoliennes peut être surveillé à distance en temps réel sans que le personnel n'ait à se rendre sur des sites qui présentent de graves problèmes de sécurité. Le délai donné par les systèmes de surveillance permettra l'arrêt d'une turbine avant qu'elle n'atteigne un état critique. Des conditions externes extrêmes telles que l'oscillation induite par les ondes des tours dans des endroits éloignés peuvent être détectées. Cela empêche d'endommager les composants de l'éolienne. Le résultat global est une fiabilité/disponibilité accrue des éoliennes, et une réduction significative des temps d'arrêt et des coûts nets d'entretien.

Selon le rapport de l'Institut de Recherche Robert-Sauvé en Santé et Sécurité au Travail (IRSST) établi en 2014 sur les enjeux liés à la santé et à la sécurité du travail pour le secteur éolien, la maintenance constitue la tâche causant le plus d'accidents dans le secteur éolien et

représenterait à elle seule, 51% des accidents contre 28% pour la phase de construction. Ces chiffres se justifient, d'une part, par la durée de la phase de construction des parcs éoliens, c'est-à-dire la période pendant laquelle des entreprises relevant du secteur de la construction œuvrent, qui est prédéterminée et plus courte (autour de 2 ans) que celle de la maintenance qui s'étend sur toute la période d'exploitation de l'éolienne, c'est-à-dire la période pendant laquelle des entreprises spécialisées s'assurent du bon fonctionnement des éoliennes (autour de 20 ans). Notons aussi qu'une éolienne nécessite 80 à 200 heures de maintenance par année, dépendamment de son âge (Poore et Walford, 2008).

D'autre part, les chantiers de construction sont relativement bien organisés et inspectés en matière de SST, contrairement aux activités de maintenance qui ne sont pas réglementées.

En somme, les principaux risques auxquels doivent faire face les travailleurs du secteur éolien sont liés aux travaux en hauteur, à l'omniprésence d'électricité sous haute tension, à la présence de pièces en mouvement dans un espace restreint ; l'éloignement, l'absence de moyens de secours à proximité, les exigences physiques de l'escalade des tours, le travail par très basses températures, les risques d'électrocution, mais aussi l'absence d'entraînement pratique et une formation insuffisante des travailleurs occasionnels, constituent l'essentiel de la problématique.

En effet, il existe très peu de formation de maintenance d'éolienne au niveau professionnel à travers le monde. Cette formation ne permet pas de pourvoir tous les postes disponibles ; il y a actuellement une pénurie de techniciens (Bury, 2011), formés et autonomes, chez les exploitants ; ce qui se traduit par l'embauche, chez des sous-traitants, de mécaniciens ou d'électriciens non spécifiquement formés au travail sur les éoliennes récentes. Selon Gill, (2008) et Truc, (2008), le secteur éolien arrive dans une période critique en ce qui concerne la disponibilité du personnel de maintenance qualifié et formé.

De plus, sans doute en raison du caractère récent de cette industrie, les pratiques de prévention sont plutôt limitées par rapport à d'autres secteurs. Les programmes de prévention sont peu détaillés et loin de correspondre aux exigences ou aux bonnes pratiques véhiculées par la CSST (Commission de la Santé et de la Sécurité du Travail).

1.5 Description du problème de la thèse

1.5.1 Problématique de la thèse

Le secteur éolien regroupe de nombreuses activités : les parcs éoliens, les industriels qui produisent et installent des éoliennes, des sociétés chargées de l'entretien des éoliennes, des bureaux d'études ou encore de simples revendeurs de petites éoliennes domestiques. Améliorer la situation des parcs éoliens exige certainement de réduire les coûts et de maximiser la satisfaction du client. Ces deux objectifs ne peuvent être réalisés sans une bonne gestion. Ces décisions sont généralement

associées, au moins, à trois niveaux du processus de planification hiérarchique : niveaux stratégiques, tactiques et opérationnels.

Généralement, le système de production de l'énergie renouvelable (le cas des éoliennes), est soumis à des pannes dont la fréquence augmente souvent avec le non-respect des périodes de maintenance préventives des éoliennes et la variation de la production d'énergie ainsi que la dégradation naturelle des éoliennes. Les arrêts fréquents de ces éoliennes sont considérés comme une source de perturbation et une perte de productivité puisque la disponibilité des éoliennes, au moment voulu, est une condition nécessaire pour le bon déroulement de la production d'énergie. En effet, les activités de maintenance entraînent l'immobilisation d'une ressource pour effectuer une opération de maintenance préventive ; cela est généralement ressenti par les responsables de la production comme une perturbation supplémentaire et souvent inopportune.

D'autre part, le rapport de l'IRSST place la maintenance comme la cause majeure des accidents survenant dans le secteur éolien. Il met également en évidence le manque de formation des techniciens de maintenance et l'absence de plan de prévention. Ces trois éléments justifient donc la nécessité d'un plan de maintenance optimisant le nombre d'interventions et leur durée et réduisant ainsi considérablement tous les risques liés à ces opérations.

Il devient nécessaire de définir des politiques de maintenance intégrée à la production de l'énergie renouvelable afin de minimiser les coûts liés aux actions de maintenance et de pertes de la demande du marché et les risques liés à ces opérations, tout en améliorant la disponibilité de l'outil de production d'énergie (éolienne).

Dans ce cadre, le travail de recherche proposé dans cette thèse, consiste donc à déterminer de nouvelles politiques de maintenance conjointes avec la gestion opérationnelle du système de production de l'énergie renouvelable sous contrainte environnementale et à examiner les facteurs critiques qui influencent la fiabilité de l'éolienne et de ses sous composants.

La particularité de cette étude, est d'analyser l'influence de la variation de production d'énergie sur la dégradation de l'éolienne, ainsi que l'influence des conditions climatiques et opérationnelles.

Les objectifs de ce travail sont :

Dans notre démarche, nous commençons par considérer un système éolien capable de répondre à une demande aléatoire d'énergie durant un horizon fini. Nous étudions, de manière structurée, une nouvelle stratégie de maintenance intégrée à la production d'énergie pour un système éolien en étudiant une similitude entre le système de fabrication et le système éolien tout en respectant les principales caractéristiques de ce dernier. La corrélation entre la production d'énergie et de maintenance s'est caractérisée par l'impact de la variation du taux de production d'énergie sur le taux de défaillance de l'éolienne. Dans une deuxième étape et vu le risque causé par les actions de maintenance, nous étudions en profondeur la fiabilité de l'éolienne en proposant une nouvelle stratégie périodique de maintenance préventive imparfaite combinée à une stratégie de

maintenance sélective considérant les conditions opérationnelles et environnementales. Troisièmement, dans le cas d'un parc éolien, avec les mêmes contraintes, nous présentons une nouvelle gestion de la maintenance intégrée à la production d'énergie concernant plusieurs éoliennes identiques dans les parcs éoliens en appliquant les stratégies de maintenance développées dans les deux premières étapes (parfaite et combinée imparfaite/sélective) dans le but de déterminer séquentiellement le plan optimal de production d'énergie caractérisé par le nombre d'éoliennes en fonctionnement et leurs cadences de production, et le plan optimal de maintenance préventive à adopter pour le parc éolien.

La problématique générale ainsi que les sous-problèmes sont présentés par la figure suivante :

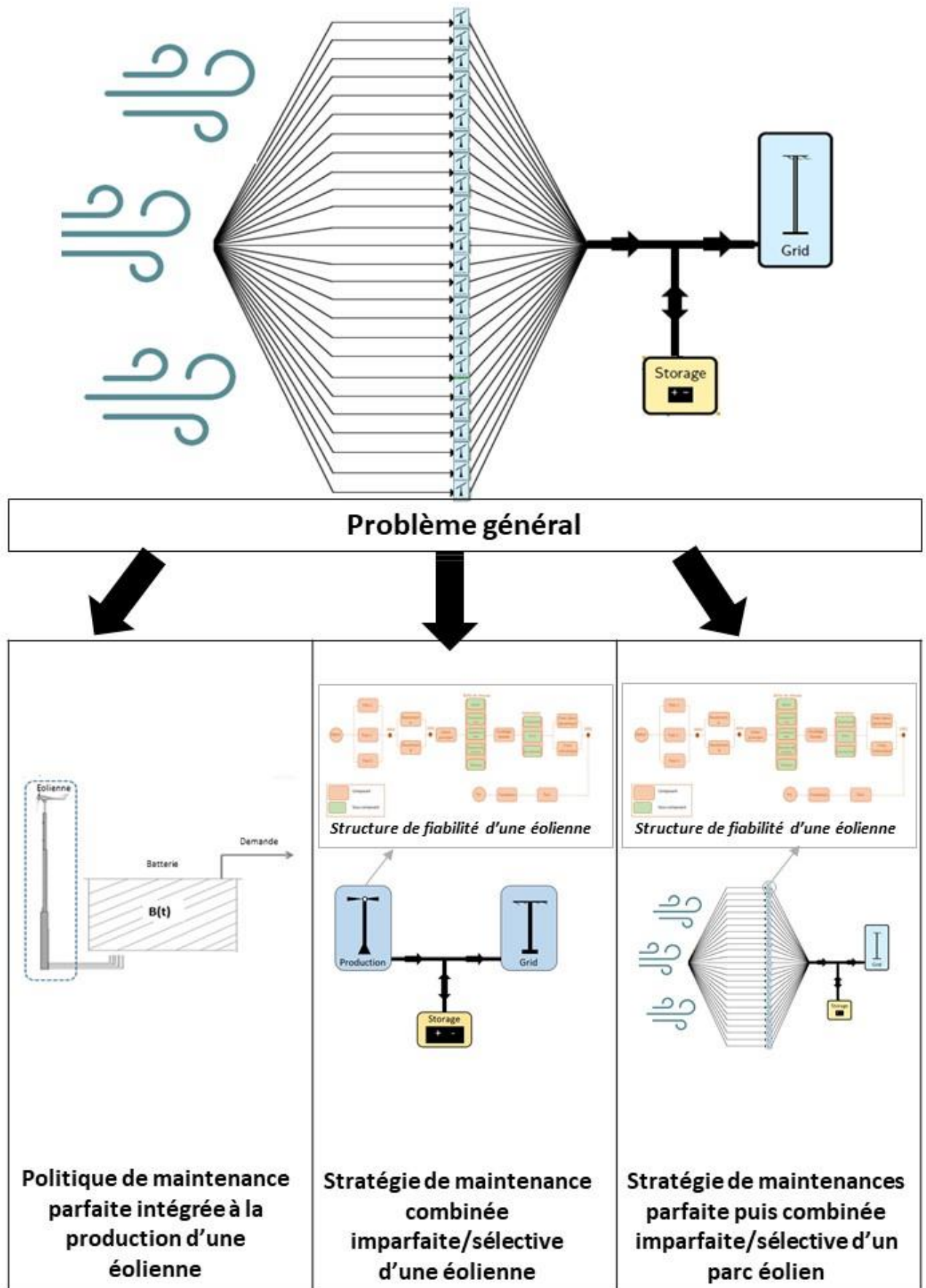


Figure 1. 9: Problématique générale et sous-problèmes de la thèse

1.5.2 Notations

Les principales notations utilisées sont données ci-dessous :

Production :

Chapitres 2,3,4 :

- Variables temporelles :
 - H: Nombre de périodes de production
 - Δt : Durée de chaque période de production; (toutes les périodes de production sont égales)
 - k: Indice se référant à une période de production où $k=1,2,\dots,H$
- Demande aléatoire :
 - D_k : Demande aléatoire pour la période k
 - μ_k^d : Moyenne de la demande gaussienne
 - σ_d : Variance de la demande gaussienne
- Caractéristiques du vent :
 - v_{ci} : Vitesse du vent à l'enclenchement (Cut in wind speed)
 - v_{co} : Vitesse de coupure du vent (Cut out wind speed)
 - v_r : Vitesse nominale du vent (Rated wind speed)
 - v: Vitesse du vent
 - a: Paramètre de forme du vent
 - c: Paramètre d'échelle du vent
- Constantes :
 - P_k : Quantité d'énergie produite pendant la période k
 - \bar{P}_k : Objectif de production d'énergie pour la période k
 - P_{max} : Capacité maximale de production de l'éolienne
 - P_{wind} : Puissance disponible de l'éolienne
 - P_r : Puissance nominale de l'éolienne (Rated Power)
 - θ : Taux de niveau de service
 - $a_1 + a_2 D_k$: Stock net optimal
 - B_k : Quantité d'énergie stockée
 - B_k^v : Quantité virtuelle d'énergie stockée
 - C_p : Coût de production unitaire (1 kW)
 - C_s : Coût de stockage unitaire (1 kW)
- CT : Coût total de production

Chapitre 4 :

- C_{IR} : Coût de démarrage/basculement des éoliennes
- N_{wk} : Nombre d'éoliennes fonctionnelles pendant la période k
- W_{max} : Nombre maximal d'éoliennes fonctionnelles
- W_{min} : Nombre minimal d'éoliennes fonctionnelles

- P_k : Quantité d'énergie produite pendant la période k
- P_{jk} : Quantité d'énergie produite par l'éolienne j pendant la période k

Maintenance

Chapitre 2 et 4:

Maintenance parfaite

- N : Nombre d'actions de maintenance préventive sur l'horizon de planification
- N^* : Nombre optimal d'actions de maintenance préventive sur l'horizon de planification
- T : Intervalle de maintenance préventive
- T^* : Intervalle optimal de maintenance préventive
- λ_k : Taux de défaillance de l'éolienne pendant la période k
- λ_0 : Taux de défaillance initiale de l'éolienne
- $\lambda_n(t)$: Taux de défaillance de l'éolienne sous conditions nominales
- β : Paramètre de forme de l'éolienne
- η : Paramètre d'échelle
- Ccm : Coût unitaire de maintenance corrective (mu)
- Cpm : Coût unitaire de maintenance préventive (mu)
- \bar{Y} : Nombre moyen de pannes
- MC : Coût total de maintenance de l'éolienne

Chapitre 3 et 4:

Maintenance imparfaite

- N_{IM} : Nombre d'actions de maintenance préventive sur l'horizon de planification
- N_{IM}^* : Nombre optimal d'actions de maintenance préventive sur l'horizon de planification
- T_{IM} : Intervalle de maintenance préventive
- T_{IM}^* : Intervalle optimal de maintenance préventive
- λ_k : Taux de défaillance de l'éolienne pendant la période k
- λ_0 : Taux de défaillance initiale de l'éolienne
- $\lambda_n(t)$: Taux de défaillance de l'éolienne sous conditions nominales
- β : Paramètre de forme de l'éolienne
- η : Paramètre d'échelle
- Ccm : Coût unitaire de maintenance corrective (mu)
- Cpm : Coût unitaire de maintenance préventive (mu)
- \bar{Y} : Nombre moyen de pannes
- e^α : Facteur de dégradation de l'éolienne

Maintenance sélective

- $m_i(k, T_{IM})$: Variable binaire spécifiant si le composant i est remplacé ou non dans la période k, T_{IM}
- t_i : Temps de réparation du composant i
- Cr_i : Coût de remplacement du composant i
- C_w : Coût de la main-d'œuvre par unité de temps
- N_c : Nombre de composants maintenus
- C_f : Coût encouru lors du démontage et du remontage du système dans le cas où au moins un composant doit être remplacé. Ce coût n'est enregistré qu'une seule fois même si plusieurs composants sont remplacés.
- $R_{WT}(k, Z, Z^{EC})$: Estimation de la fiabilité de l'éolienne
- R^* : Fiabilité minimale requise à la fin de chaque période
- Z : Facteurs opérationnels
- Z^{EC} : Facteurs climatiques
- t_i : L'instant de n pannes observées
- $n(t_i)$: Population entière de composants à risque à l'instant t_i
- Z^c : Variable de conditions climatiques de l'éolienne
- b : Variable du coefficient de pondération de l'éolienne
- $i \in \{1, 2, \dots, n\}$: $i^{\text{ème}}$ sous-composants de l'éolienne avec n : Nombre de sous-composants
- $n(t_i)$: La population entière "à risque" (tous les composants avec une durée de vie plus grande que t_i)
- MCs : Coût de la maintenance sélective

Roulements A et B

- $R_{B,0}(t, Z)$: Fonction de fiabilité du roulement (bearing) dans les conditions nominales
- B_B : Paramètre de forme de la fonction Weibull du roulement
- η_B : Paramètre d'échelle de la fonction Weibull du roulement

Arbre principal

- $R_{MS,0}(t)$: Fonction de fiabilité de l'arbre principal (main shaft) dans les conditions nominales
- β_{MS} : Paramètre de forme de la fonction Weibull de l'arbre principal
- η_{MS} : Paramètre d'échelle de la fonction Weibull de l'arbre principal
- Z_1^i : $i^{\text{ème}}$ variable de condition opérationnelle de l'arbre principal
- b_1^i : $i^{\text{ème}}$ variable du coefficient de pondération de l'arbre principal

Boîte de vitesses

- $R_{\text{Gearbox},0}(t)$: Fonction de fiabilité de la boîte de vitesses (gearbox) dans les conditions nominales
- Z_2^i : $i^{\text{ème}}$ variable de condition opérationnelle de la boîte de vitesses
- b_2^i : $i^{\text{ème}}$ variable du coefficient de pondération de la boîte de vitesses

Roulement HSS

- $R_{\text{HSS},0}(t,Z)$: Fonction de fiabilité du roulement HSS (HSS-Bearing) dans les conditions nominales
- β_{HSS} : Paramètre de forme de la fonction Weibull du roulement HSS
- η_{HSS} : Paramètre d'échelle de la fonction Weibull du roulement HSS

Roulement IMS

- $R_{\text{IMS},0}(t, Z)$: Fonction de fiabilité du roulement IMS (IMS-Bearing) dans les conditions nominales
- β_{IMS} : Paramètre de forme de la fonction Weibull du roulement IMS
- η_{IMS} : Paramètre d'échelle de la fonction Weibull du roulement IMS

Rainures de clavette

- $R_{\text{Key Ways},0}(t, Z)$: Fonction de fiabilité des rainures de clavette (Key Ways) dans les conditions nominales
- $\beta_{\text{Key Ways}}$: Paramètre de forme de la fonction Weibull des rainures de clavette
- $\eta_{\text{Key Ways}}$: Paramètre d'échelle de la fonction Weibull des rainures de clavette

Vitesses :

- $R_{\text{Gears},0}(t, Z)$: Fonction de fiabilité des vitesses (gears) dans les conditions nominales
- B_{Gears} : Paramètre de forme de la fonction Weibull des vitesses
- η_{Gear} : Paramètre d'échelle de la fonction Weibull des vitesses

Générateur

- $R_{\text{Generator},0}(t)$: Fonction de fiabilité du générateur (generator) dans les conditions nominales
- Z_3^i : $i^{\text{ème}}$ variable de condition opérationnelle du générateur
- b_3^i : $i^{\text{ème}}$ variable du coefficient de pondération du générateur

Roulements

- $R_{Bearings, 0}(t, Z)$: Fonction de fiabilité des roulements (bearings) dans les conditions nominales
- $B_{Bearings}$: Paramètre de forme de la fonction Weibull des roulements
- $\eta_{Bearings}$: Paramètre d'échelle de la fonction Weibull des roulements

Enroulements

- $R_{Winds, 0}(t)$: Fonction de fiabilité des enroulements (windings) dans les conditions nominales
- $R_{Winds, 0}(t, Z)$: Fonction de fiabilité des enroulements dans les conditions nominales
- η_{Winds} : Paramètre d'échelle de la fonction Weibull des enroulements

Chapitre 4

- N_j : Nombre d'actions de maintenance préventive de l'éolienne j
- T_j : Intervalle de maintenance préventive de l'éolienne j
- $\lambda_{j,k}$: Taux de défaillance de l'éolienne j pendant la période k
- $\lambda_{j,0}$: Taux de défaillance initiale de l'éolienne j
- $\lambda_{j,n}(t)$: Taux de défaillance de l'éolienne j sous conditions nominales
- \bar{Y}_j : Nombre moyen de pannes de l'éolienne j
- $MC_{s,j}$: Coût de la maintenance sélective de l'éolienne j
- MC_j : Coût total de maintenance de l'éolienne j dans le parc éolien
- MC : Coût total de maintenance du parc éolien

1.6 Conclusion

Aujourd'hui, la maintenance intégrée dans le domaine de l'énergie renouvelable est considérée comme l'une des fonctions techniques la plus sensible vu le risque et l'importance de cette fonction dans la stabilité de la production de l'énergie et de l'amélioration de la rentabilité de système éolien. Par conséquent, l'optimisation et la bonne planification de la maintenance sont devenues une nécessité dans la prise de décision. Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté une étude bibliographique détaillée des différents types et stratégies de maintenance dans le domaine industriel ainsi que les différentes politiques d'optimisation de la maintenance ; cette étude a également concerné les différents travaux faisant le couplage de la production et de la maintenance sous différentes contraintes telles que les contraintes environnementales, sous-traitance, taux de service. Dans une deuxième partie, après la présentation d'un état de l'art concernant le domaine de la production d'énergie éolienne, puis de son intérêt aux niveaux économique, social et environnemental, nous avons présenté une étude plus approfondie sur les conceptions courantes, les différentes composantes qui constituent une éolienne, leur fonction et leur cause de défaillance. Dans la troisième et dernière partie, nous avons présenté les différentes stratégies d'optimisation de la production et de la maintenance appliquées aux éoliennes.

Dans la suite de ce chapitre, nous avons exposé la problématique principale en illustrant la contribution par rapport à l'existant dans ce domaine de recherche ; nous avons principalement axé notre participation au niveau des conditions de fonctionnement et des contraintes environnementales et industrielles, et de leur influence sur les stratégies d'optimisation de production et de maintenance pour un système de production d'énergie renouvelable (système éolien). Ces conditions de fonctionnement sont relatives à l'influence de variation de taux de production d'énergie sur la dégradation des équipements d'éoliennes, ainsi que sur la politique de production et sur la stratégie de maintenance.

Développement et optimisation d'une politique de maintenance intégrée à la production d'énergie renouvelable

Dans ce chapitre, nous proposons une optimisation conjointe de production et de maintenance pour un système de production d'énergie (cas d'une éolienne).

La problématique évoquée sera étudiée pour un système composé d'une éolienne sous contrainte de taux de service et soumis à des défaillances aléatoires. Ce système serait capable de répondre à une demande aléatoire sur un horizon de temps fini. Un plan économique de production d'énergie et un plan optimal de maintenance parfaite sont déterminés dans le but de minimiser le coût total de production, de stockage et de maintenance en établissant une relation entre le taux de production d'énergie et le degré de détérioration de l'éolienne. C'est à partir de ce plan économique de production que l'on a développé un plan optimal de maintenance. Il s'agit d'une politique de maintenance périodique consistant à déterminer le nombre optimal des actions de maintenances préventives durant l'horizon fini de production d'énergie.

Le but de ce chapitre est de développer une stratégie d'optimisation conjointe de production d'énergie et de maintenance d'une éolienne. Son intérêt est de montrer l'impact de la variation du taux de production d'énergie sur le taux de défaillance de l'éolienne. La stratégie de maintenance est ainsi dépendante du plan de production obtenu par une relation analytique qui relie le taux de défaillance au taux de production d'énergie.

2.1. Introduction

Face à la croissance économique et au besoin grandissant de puissance, les énergies renouvelables sont devenues le centre d'intérêt de nombreux chercheurs. C'est dans ce contexte que les énergies éolienne et solaire sont devenues les plus performantes pour réaliser le développement durable. Les fermes d'éoliennes s'étendent aujourd'hui à travers le monde.

Par conséquent, le contrôle de la planification de la production d'énergie et la stratégie de maintenance des composants, constitués de divers matériaux utilisés dans les énergies renouvelables, ont été le principal sujet d'étude pour de nombreux chercheurs.

Dans ce contexte, (Pacot, 2003) a présenté différentes techniques et a proposé la "procédure analytique de hiérarchie" comme la meilleure méthode de résolution du problème de planification d'énergie car, prenant en considération l'intermittence des sources naturelles d'énergie diminuant la disponibilité de ces systèmes. (Tunç, 2015) a déterminé la taille optimale et le nombre de turbines à installer afin de maximiser la production d'énergie électrique.

De plus, de nombreux travaux ont traité le processus d'optimisation de la production en considérant différentes stratégies d'optimisation.

Dans ce cadre, on peut citer le travail de (Mansour et Djallel, 2017) qui ont étudié la procédure d'optimisation d'un parc éolien fonctionnant en solaire, éolien et stockage de batterie. Ils ont appliqué une gestion expérimentale pour le contrôle de l'énergie stockée dans les batteries. (Kahla et al., 2017) ont, quant à eux, présenté un modèle d'optimisation maximisant la puissance de l'éolienne. Des fonctions multi-objectives sont développées pour résoudre le système de conversion de l'énergie éolienne en trouvant les paramètres optimaux de la méthodologie de contrôle. (Lipu et al., 2017) ont étudié le design d'optimisation de système d'énergie renouvelable hybride. Un modèle d'optimisation hybride est développé pour déterminer la technique la plus viable, la plus autonome et la plus rentable. (Okinda et Odero, 2016) ont examiné le problème du dimensionnement optimal d'un système hybride d'énergie renouvelable ; éolien et solaire. Un modèle mathématique et des algorithmes génétiques sont développés au service de l'optimisation et pour obtenir la configuration optimale du système.

Parallèlement, les technologies et équipements d'énergie renouvelable travaillent en prenant en considération plusieurs conditions et sont impactés par plusieurs facteurs. (Byon et al., 2010) ont présenté l'influence de la variation du vent d'une période à une autre et d'un jour à l'autre sur la production de l'énergie renouvelable. (Matveev et Shcheklein, 2015) ont décrit une méthodologie pour analyser ces conditions et ont montré la haute efficacité énergétique des éoliennes.

Du point de vue de la fiabilité, ces dernières années, les énergies renouvelables sont devenues un moyen efficace de parvenir au développement durable, et sont influencées par plusieurs facteurs en termes de dégradation de la fiabilité. Dans ce contexte, la variabilité du vent est considérée comme un facteur important qui a un effet majeur sur la disponibilité des équipements éoliens et la prise en compte de la variation climatique comme contrainte d'application des actions de maintenance (maintenances préventive et corrective).

Les stratégies de maintenance sont considérées comme une tâche importante dans le système de production d'énergie et en particulier l'énergie éolienne. (Bussel, 1999) propose une nouvelle méthode pour trouver la disponibilité maximale de l'éolienne en fonction de la distance au rivage, de la vitesse moyenne du vent et du coût des actions de maintenance. (Tavner et al., 2006) ont développé différents modèles mathématiques pour la prévision de la durée de vie et proposé une stratégie de maintenance en quantifiant les incertitudes et les risques de la prévision de la durée de vie.

La nouveauté de ce présent travail est le développement d'une stratégie de maintenance intégrée à la production d'énergie en tenant compte de l'influence du taux de génération d'énergie sur la dégradation de l'éolienne et, par conséquent, sur l'élaboration de la stratégie de maintenance. Dans ce cadre, ce chapitre présente une nouvelle stratégie de maintenance périodique caractérisée par une planification optimale des actions de maintenance préventive qui dépend de la production d'énergie de l'éolienne en considérant l'impact du taux de génération d'énergie sur la dégradation de l'éolienne.

Ce chapitre consiste à développer et optimiser une stratégie optimale de maintenance parfaite intégrée à un plan de production économique. Il est organisé comme suit. Dans la section 2.2, la problématique industrielle est développée. Dans la section 2.3, nous avons décrit les caractéristiques des politiques de production et de maintenance proposées. Ensuite, nous avons formulé les problèmes de planification et présenté l'étude analytique et l'approche utilisée pour faciliter la résolution de notre problématique respectivement dans les sections 2.4 et 2.5. Puis, nous avons élaboré le plan économique de production et le plan optimal de maintenance en validant chacun par un exemple numérique et une étude de sensibilité dans la section 2.6. Enfin, la conclusion est présentée dans la section 2.7.

2.2. Description du problème

Nos travaux s'inscrivent dans une thématique industrielle autour d'une optimisation allant de la production au stockage en passant par la maintenance des équipements.

En montrant que le taux de défaillance de l'éolienne dépend naturellement de la production d'énergie, on met en évidence la corrélation entre la production et la maintenance, et donc la nécessité de la mise en place d'une stratégie de maintenance intégrée en minimisant le coût total de production et de maintenance.

Concernant la politique mise en place, il s'agit d'une stratégie de maintenance intégrée prenant en compte la variation du taux de production d'énergie et son impact sur l'évolution de taux de défaillance, minimisant les différents coûts, assurant le niveau de service souhaité, et donc satisfaisant la demande caractérisée par son aspect aléatoire.

2.2.1. Description du système éolien

Le système de production d'énergie étudié est composé d'une éolienne, représentant une source d'énergie fournie par l'énergie cinétique du vent. Ce système comporte une batterie de stockage pour stocker le surplus lorsque la puissance générée dépasse la charge. Le surplus stocké est alors fourni lorsqu'il y a un manque d'énergie (figure 2.1). Le système de production d'énergie fonctionne sur un horizon fini qui est partitionné en H périodes égales de production de longueur Δt . La demande aléatoire d'électricité D_k est caractérisée par une distribution gaussienne avec une moyenne donnée μ_k^d et une variance σ_d .

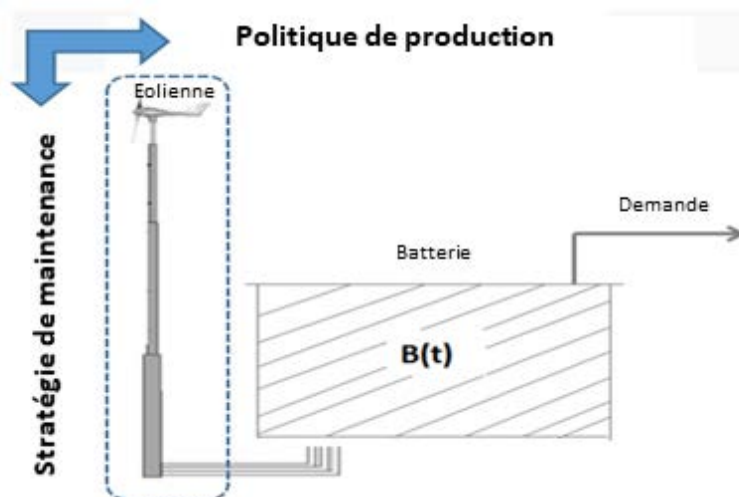


Figure 2. 1: Description du système éolien pour la maintenance intégrée parfaite d'une éolienne

L'éolienne se caractérise par des défaillances et des actions de maintenance aléatoires. La clé de cette étude est de montrer l'influence naturelle du taux de production d'énergie sur la dégradation de l'éolienne.

Du point de vue de la fiabilité, nous présumons que la dégradation de l'éolienne augmente au cours du temps et de l'usage où le taux de défaillance $\lambda(t)$ est une fonction monotone croissante en fonction du temps et du taux de production d'énergie. Par conséquent, afin de réduire le taux de défaillance et d'améliorer la fiabilité de l'éolienne, des actions de maintenance préventive sont programmées à horizon fini.

Dans cette étude, nous avons proposé une formulation optimale du problème de planification de la production et de la maintenance pour un système éolien. La fonction objective de ce modèle consistera donc à minimiser le coût total de production, de stockage et de maintenance, toujours dans le but de satisfaire au mieux la demande aléatoire avec un niveau de service donné. Notre étude s'organise en deux parties.

2.2.2. La stratégie d'optimisation séquentielle

Dans la littérature, il y a deux manières de résoudre le problème d'optimisation conjointe de production et de maintenance. D'une part, il existe une stratégie d'optimisation simultanée qui permet l'optimisation de plusieurs activités de manière simultanée. D'autre part, il y a la stratégie d'optimisation séquentielle qui consiste à optimiser des activités de manière successive. En effet, l'optimisation de la seconde activité prendra comme une contrainte forte l'activité qui la précède. L'utilisation de cette stratégie implique dans notre cas qu'il faut tout d'abord planifier le plan de production afin de déterminer par la suite un plan de maintenance. En effet, d'après la loi de défaillance attachée au système, la modélisation du taux de production a une forte influence sur la variation du taux de défaillance. Ainsi, l'élaboration du plan économique de production nous permettra de déterminer le taux de défaillance qui lui sera associé et d'en déduire le plan optimal de maintenance.

Cette problématique est bien connue de la communauté scientifique, car elle a été évoquée dans les 21 problèmes de NP-complets de (Karp, 1972). De ce fait, elle a fait l'objet d'une multitude de travaux concernant les résolutions approchées ou exactes ; notamment les travaux de (Martello et Toth, 1990), sur l'implémentation de la procédure de séparation et d'évaluation et celle de Branch and Bound, qui sont considérés comme une référence dans le domaine.

L'optimisation séquentielle se fera alors en deux étapes. La première consiste à déterminer un plan économique de production d'énergie pour chaque période k durant l'horizon fini de production $H.At$. Nous minimisons alors dans un premier temps la part du coût total moyen liée à la puissance de sortie et au stockage sans tenir compte du coût de maintenance.

Ensuite, à partir du plan obtenu par la politique économique de production, nous déterminons le plan optimal de maintenance caractérisé par le nombre optimal des actions de maintenance préventive ainsi que l'intervalle optimal entre deux actions de maintenance préventive. La deuxième partie détaillera ainsi la proposition d'une stratégie de maintenance préventive pour l'éolienne visant à garantir sa fiabilité et améliorer sa disponibilité, en réduisant son taux de défaillance. En intégrant le plan économique établi dans la première partie, notre objectif est de déterminer un nouveau plan optimal de maintenance préventive pour l'éolienne en minimisant le coût total de la maintenance.

L'optimisation séquentielle présentée pour cette stratégie permet effectivement de minimiser les coûts générés par le plan de production. Cependant, la minimisation des coûts de maintenance est dépendante du plan de production.

La figure ci-après donne un aperçu sur la stratégie d'optimisation séquentielle appliquée à notre problématique.

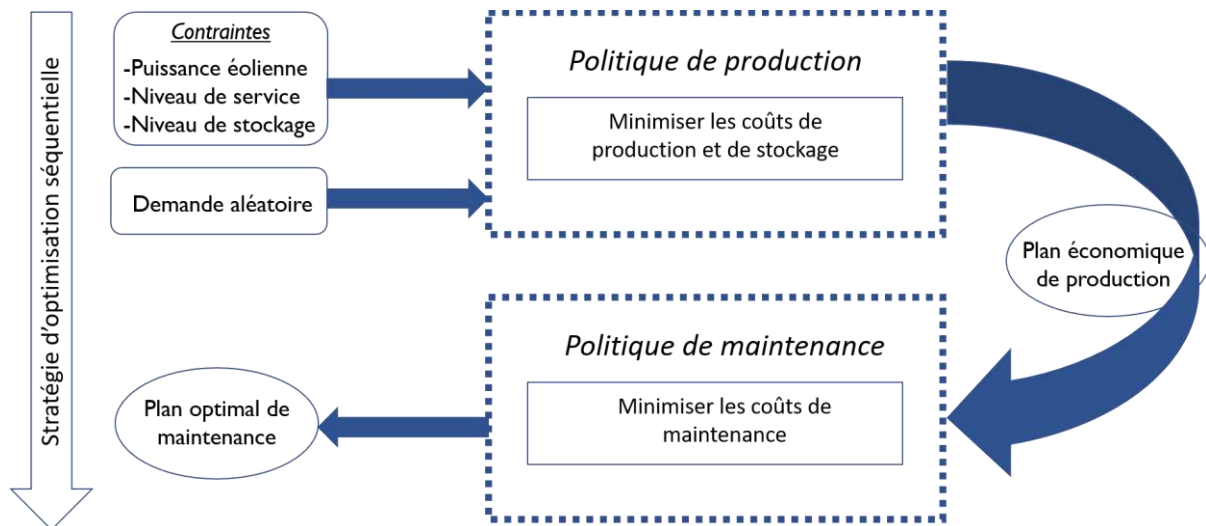


Figure 2. 2: Stratégie d'optimisation séquentielle pour la maintenance intégrée parfaite d'une éolienne

2.2.3. Le modèle HMMS

La résolution de notre problématique industrielle s'inspire du modèle HMMS développé par Holt, Modigliani, Muth et Simon (Holt, 1960).

Le modèle consiste à optimiser un problème quadratique de planification pour le compte d'une entreprise désirant optimiser sa production et réduire ses stocks. Il minimise les coûts et donne une solution optimale de production, du niveau de stock, du personnel et d'heures supplémentaires à accomplir. D'après Bertsekas, (1995), le modèle développé était le premier à traiter le principe de l'«équivalent certain» pour les problèmes quadratique-linéaires dynamiques.

Singhal et Singhal, (1996) ont utilisé le modèle HMMS comme outil d'évaluation pour comparer les différents plans de production et fournir aux industriels des perspectives et des idées sur la manière de gérer les ressources de l'entreprise.

Le modèle HMMS a été grandement critiqué en raison de son caractère quadratique. Des doutes sur son application sur des cas industriels réels ont été relevés. Dans ce contexte, Silva Filho et Ventura, (1999) ont montré que le modèle HMMS ne considère pas les contraintes dans les variables de décision. Pour démontrer l'importance et l'utilité de ce modèle, Hax et Candea, (1984) ont prouvé que l'approche quadratique est particulièrement utile pour évaluer les processus de production ; en

effet, le modèle HMMS s'avère efficace pour décrire et modéliser, par exemple, le niveau de stocks qui peut être soit négatif (rupture de stocks) ou positif (excédent de stocks).

2.3. Description de politiques de production et de maintenance

2.3.1. Politique de production

La production d'énergie éolienne n'est pas une activité simple puisqu'elle dépend de la disponibilité du vent, qui est considérée comme une variable aléatoire. Par conséquent, la production d'énergie éolienne est une tâche difficile qui nécessite une compréhension de la fonctionnalité et de la disponibilité des éoliennes afin d'assurer la satisfaction du client. Faire face à toutes ces tâches en même temps nécessite une étude approfondie et un planning établi à l'avance. C'est ainsi que nous proposons un modèle pour résoudre le problème de la planification de la production considérant comme des variables agrégées de production :

- Le taux de production ou le temps pendant lequel l'éolienne doit également fonctionner.
- Le niveau de stockage /inventaire.

L'objectif de la politique de production est d'optimiser le système de production en minimisant les coûts liés au cycle de production sur l'horizon temporel fini $H.\Delta t$. Rappelons que notre horizon de production est partagé en H périodes k égales de longueur Δt avec $k : 1, \dots, H$ comme le montre la figure suivante :

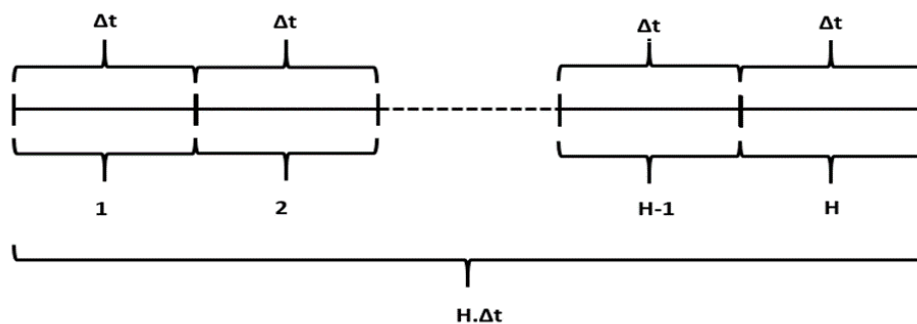


Figure 2. 3: Horizon de planification

Pour ce qui est du système de stockage de batterie, il fournit la charge de la demande d'énergie électrique en cas de pénurie d'électricité et stocke le surplus d'énergie lorsque la puissance générée dépasse la charge.

Dans ce travail, nous nous concentrons principalement sur les coûts liés à la production et au stockage d'énergie. De plus, nous prenons en compte les charges financières liées aux stocks. En fait, il est possible de satisfaire la demande aléatoire pendant chaque période k de différentes manières :

- En utilisant la quantité produite pendant la période k ;
- En utilisant la quantité produite lors des périodes précédentes (livraison basée sur les stocks).

Dans ce contexte, on peut dire que les stocks sont indispensables pour assurer le lissage de la production. Cela nous amène à parler d'une notion très importante dans le domaine industriel qui est la notion de taux de service. En entreprise, le taux de service est une mesure de performance utilisée pour mesurer le service client dans les organisations d'approvisionnement. Dans l'industrie manufacturière, le taux de service est presque défini de la même manière et considéré comme un facteur majeur utilisé pour décrire la performance des entreprises. En fait, il mesure la capacité d'une industrie à satisfaire la demande et les exigences de ses clients dans les meilleurs délais.

Ce tarif de service peut être exprimé en plusieurs termes :

- probabilité de rupture ;
- nombre estimé de ruptures ;
- temps écoulé entre les cas de rupture successifs ;
- etc.

Dans le présent travail, nous conservons la première méthode consistant à exprimer le taux de service comme la probabilité de non-rupture entre deux périodes successives. Nous illustrerons cette contrainte avec plus de détails dans les sections suivantes.

2.3.2. Politique de maintenance

Comme nous l'avons mentionné ci-dessus, notre problème combine deux sous-problèmes fortement liés. Ainsi, après avoir optimisé le problème de production, nous devons inclure les résultats obtenus dans le problème de maintenance afin de le résoudre.

La résolution du problème de planification de la maintenance consiste à minimiser les coûts liés à la maintenance préventive et corrective. Pour ce faire, notre objectif est de déterminer la période optimale pour effectuer les actions de maintenance préventive sur l'éolienne, qui se caractérise par le nombre optimal des actions de maintenances préventives. Dans ce cas, il faut donc garder à l'esprit et considérer que l'état de l'éolienne dépend de sa cadence de production d'énergie et du temps pendant lequel elle a travaillé. En effet, il convient de considérer l'influence de la production sur la dégradation de l'éolienne et par conséquent dans la planification de la maintenance. Cela justifie le choix de l'approche séquentielle.

Les actions de maintenance préventive doivent être planifiées périodiquement sur l'horizon de production $H.\Delta t$.

Dans notre cas, pour simplifier le modèle, nous supposons que la réalisation d'une action préventive correspond à la fin d'une période de production. Cependant, entre les interventions de maintenances préventives successives, des pannes peuvent survenir et des actions correctives doivent être mises en place. Ces actions ne peuvent pas être planifiées à l'avance mais on peut simplement estimer le taux de défaillance de l'éolienne et par conséquent estimer le nombre d'interventions de maintenances correctives sur $H.\Delta t$.

2.4. Formulation du problème stochastique

Pendant les 50 dernières années, les modèles de programmation linéaire ont été largement étudiés. Dans un premier temps, ces modèles ont été considérés comme appropriés pour une large variété de problèmes pratiques. Puis, ils ont petit à petit été appliqués à de très grandes échelles, car numériquement dociles. Pour Kall et Mayers, (1996), ces modèles permettent de traiter une grande diversité de problèmes, allant de l'ordonnancement des calendriers pour des compagnies aériennes ou des films dans un théâtre à la distribution du pétrole des raffineries aux marchés. La capacité à intégrer les contraintes aussi aisément dans le modèle explique cette polyvalence et fait de la programmation linéaire un outil privilégié pour la planification agrégée de la production.

Pour établir un plan de production selon le modèle stochastique, on doit nécessairement émettre des hypothèses. Dans notre cas, ce sera la convention de modélisation du temps qui est largement utilisée en gestion de la production. Pour ce faire, nous admettons que :

- Pour chaque période k , la production a lieu en début de période et le client est desservi en fin de période.
- L'énergie produite pendant la période k est disponible afin de satisfaire la demande (aléatoire).
- Le niveau de stocks est déterminé après livraison aux clients (en fin de la période k et au début de la période $k+1$).

2.4.1. Formulation de problème de planification de production

La première partie de cette section est consacrée à illustrer les bases des fonctionnalités des éoliennes et l'estimation de la quantité d'énergie produite pour formuler le problème de planification de la production. La deuxième traite des principales hypothèses et contraintes en tenant compte des cas pratiques. Par la suite nous expliquons les divers coûts pris en compte pour calculer les coûts totaux du cycle de production.

2.4.1.1 Fonctionnalité de l'éolienne et estimation de l'énergie produite

Une estimation efficace de la puissance de production des éoliennes nous permet d'optimiser les coûts totaux de production et de stockage sur l'horizon de production. Ainsi, une parfaite compréhension de la fonctionnalité de l'éolienne et de l'influence des effets associés est essentielle pour estimer la quantité d'énergie produite par période. La production d'énergie dépend de plusieurs facteurs : le profil directionnel caractérisé par la tendance probabiliste de la direction du vent, le profil de vitesse caractérisé par la tendance probabiliste de la vitesse et la variation annuelle et quotidienne de la vitesse moyenne. Selon Carta et al, (2009), et Akpinar, et Akpinar, (2005), la vitesse du vent est fréquemment représentée par une variable aléatoire caractérisée par la fonction de distribution de Weibull.

Puisque la production d'énergie dépend de la vitesse du vent, comme le montre le graphique suivant (figure 2.4), plus la vitesse du vent est élevée, plus la puissance produite augmente.

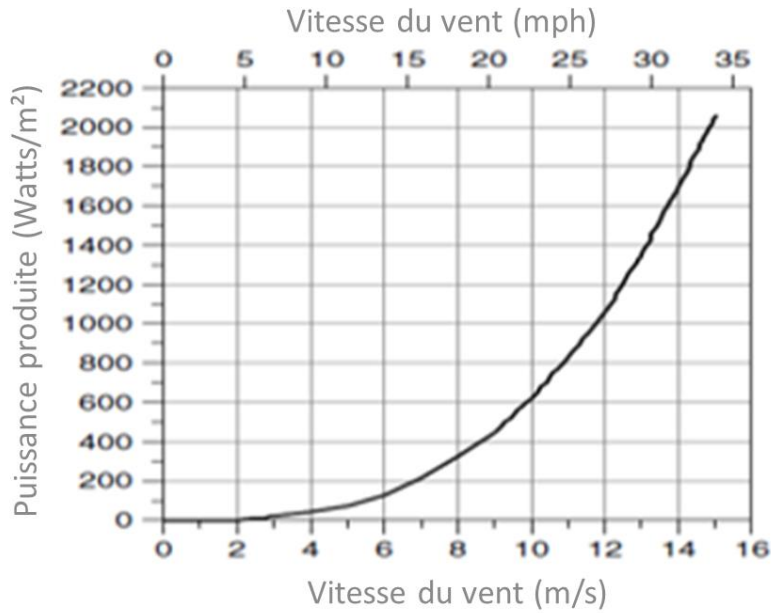


Figure 2. 4: Courbe de puissance des éoliennes

Cependant, la machine ne peut fonctionner que dans un intervalle limité $[v_{ci}, v_{co}]$. Où v_{ci} et v_{co} caractérisent respectivement la vitesse du vent d'enclenchement (cut-in) et de coupure (cut-out), comme le montre la figure suivante :

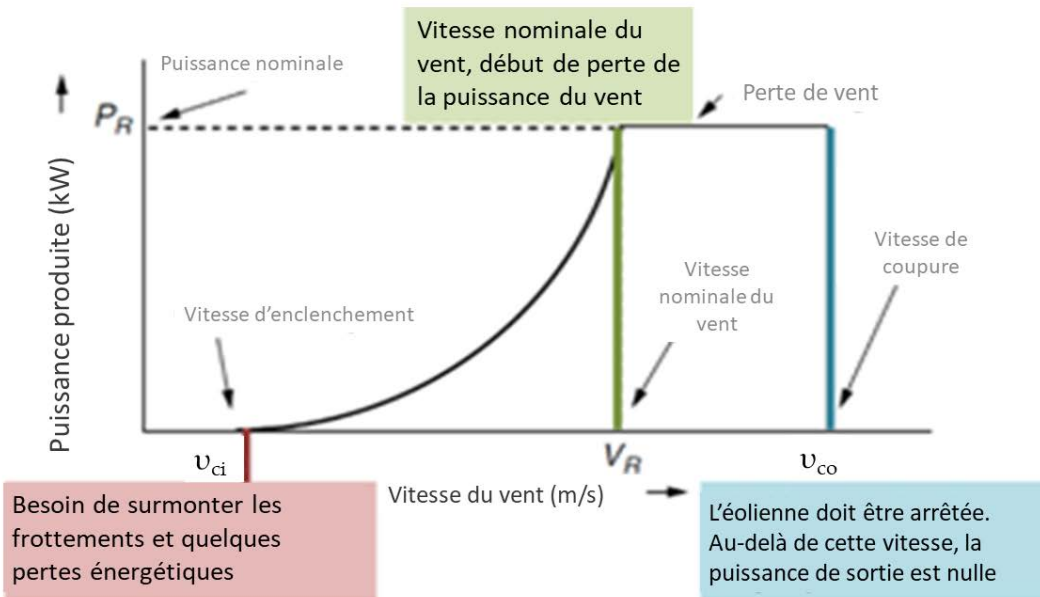


Figure 2. 5: Plage de fonctionnement de l'éolienne

La plage de fonctionnement réelle de l'éolienne se situe entre la vitesse à l'enclenchement du vent v_{ci} et la vitesse de coupure du vent v_{co} . Au-delà de v_{co} un système de freinage est activé afin d'éviter tout endommagement de l'éolienne.

De plus, l'énergie produite dépend des heures par période de chaque vitesse du vent, comme indiqué dans le graphique ci-dessous :

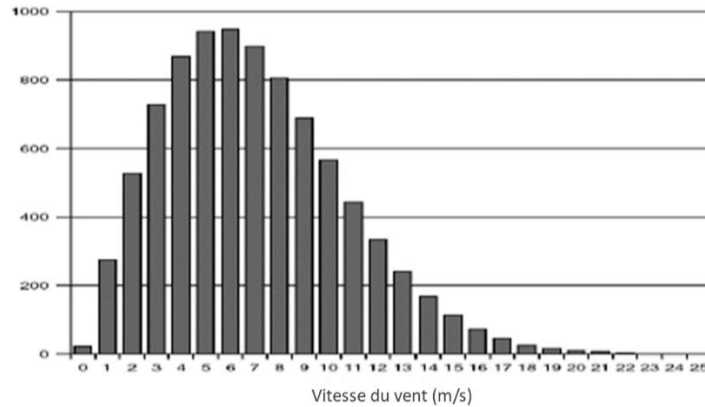


Figure 2. 6: Vitesse du vent en heures par an

Sachant que la vitesse du vent varie selon la distribution de Weibull, sa fonction de distribution de probabilité (pdf) est exprimée comme suit:

$$f(v) = \frac{a}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{a-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^a\right) \quad (\text{II.1})$$

Nous notons que l'équation ci-dessus prend en entrée toute valeur de vitesse du vent et donne en sortie la probabilité que cette vitesse du vent existe pendant la période d'étude. Dans notre cas, la période d'étude est Δt .

De nombreux chercheurs ont travaillé sur la détermination de l'énergie de sortie de l'éolienne. Selon les travaux de (Karki et Patel, 2009), la puissance générée par une éolienne exposée à une vitesse de vent v est calculée par la relation mathématique comme suit:

$$P_{wind}(v) = \begin{cases} P_r \frac{(v^a - v_{ci}^a)}{(v_{ci}^a - v_r^a)} & \text{si } v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_r & \text{si } v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

Afin d'estimer la puissance de sortie moyenne de l'éolienne pendant la période k , nous utilisons une combinaison entre les deux équations ci-dessus. L'équation est exprimée comme suit:

$$P(v) = \int_0^{\infty} (f(v) P_{wind}(v)) dv \quad (\text{II.3})$$

$$P(v) = \int_{v_{ci}}^{v_r} \left(\frac{a}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{a-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^a\right) \times P_r \times \frac{(v^a - v_{ci}^a)}{(v_{ci}^a - v_r^a)}\right) dv + \int_{v_{ci}}^{v_r} \left(\frac{a}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{a-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^a\right) \times P_r\right) dv \quad (\text{II.4})$$

Pendant la période k , la puissance de sortie moyenne peut être estimée par l'équation suivante:

$$P_k = E[P(v(t))] = \int_{(k-1)\Delta t}^{k\Delta t} t \cdot P(t) dt \quad (\text{II.5})$$

2.4.1.2 Hypothèses et contraintes

- Demande aléatoire

La satisfaction de la demande d'énergie est considérée dans cette problématique comme le rôle premier du système de production d'énergie. Dans ce travail, nous considérons que la demande fluctue de façon aléatoire. Elle n'est pas constante, comme le supposaient certains travaux antérieurs. Ainsi, l'accent est mis essentiellement sur des stratégies réactives selon lesquelles la demande est considérée comme une contrainte à respecter.

Nous supposons que la demande aléatoire D_k à la période k suit une loi de distribution normale avec paramètres : μ_k^d : Moyenne de la demande gaussienne et σ_d^2 : Variance de la demande gaussienne.

Généralement, la fonction de distribution de probabilité (pdf) de la distribution gaussienne associée à la variable aléatoire de demande est exprimée par:

$$f_d(t|\mu_k^d, \sigma_d^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi \sigma_d^2}} e^{-\frac{(t-\mu_k^d)^2}{2 \sigma_d^2}} \quad (\text{II.6})$$

- Éolienne

L'éolienne est caractérisée par une puissance nominale (P_r) et une puissance maximale produite (P_{max}). Cependant, l'énergie réelle produite par l'éolienne sera légèrement différente d'une période à une autre, comme indiqué ci-dessus ; la production d'énergie dépend de l'échelle de Weibull et des paramètres de forme du vent qui varient d'une période à une autre.

La loi de Betz, (1926) détermine qu'une éolienne ne pourra jamais convertir plus de $16/27$ (ou 59%) de l'énergie cinétique contenue dans le vent.

Ainsi

$$P_{max}=0,59$$

- Niveau de stocks

Le calcul du niveau de stock est une activité majeure dans tout parc éolien. Il est calculé à la fin de chaque période de production en fonction de la génération d'énergie de l'éolienne et de la demande aléatoire.

Dans cette étude, nous supposons que la capacité de la batterie est infinie et on ne tient pas compte du phénomène de dissipation. Nous supposons aussi que B_k présente la quantité d'énergie stockée et B_k^v présente la quantité virtuelle d'énergie stockée, représentant la quantité d'énergie nécessaire pour satisfaire le niveau de service à la période k . Le niveau de stockage virtuel à chaque période k est déterminé en fonction de la production d'énergie de l'éolienne et de la demande aléatoire.

À chaque fin de période de production $k-1$ et début de nouvelle période de production k , le niveau de stockage virtuel de l'énergie éolienne sera donné par l'équation d'équilibre suivante:

$$B_k^v = B_{k-1}^v + P_k - D_k \quad (\text{II.7})$$

$$B_k = \max(B_k^v, 0) \quad (\text{II.8})$$

- Niveau de service

La fluctuation de la demande aléatoire en termes d'énergie rend l'équation d'équilibre de stockage aléatoire. Par conséquent, les variables du niveau de stockage et de la quantité d'énergie sont stochastiques. Leurs statistiques caractérisées par la moyenne et la variance sont déterminées au regard des fonctions probabilistes de la demande d'énergie électrique. D'où l'utilisation d'une contrainte probabiliste au niveau du service qui permet de prendre la bonne décision concernant les politiques de stockage afin d'améliorer la satisfaction de la demande. De plus, comme nous l'avons mentionné dans la section précédente, tout en planifiant la production, tous les gestionnaires doivent garder à l'esprit l'importance de respecter le taux de service. Dans cette étude, le niveau de service est considéré comme étant la probabilité qu'aucune rupture de stock n'ait lieu à la fin de chaque période de production k . Il est exprimé par la relation suivante :

$$\text{Prob} \left[B_k^v \geq 0 \right] \geq \theta \quad \text{avec } k \in \{1, 2, \dots, H\} \quad (\text{II.9})$$

θ est la valeur de taux de service à respecter par le parc éolien afin de satisfaire la demande aléatoire.

2.4.1.3 Les différents coûts de production

Le but de cette section est d'optimiser le coût total de production et de stock. Il est important d'abord de mettre en équation les différents coûts impliqués.

- Coût de production

En utilisant le modèle quadratique caractérisé par des pénalités symétriques, nous avons défini le coût de production. Cette fonction quadratique pénalise plus fortement les « grandes différences » que les petites. En effet, le modèle quadratique, tel que le modèle HMMS, est considéré parmi les approches traitant du principe d'équivalence de certitude pour les problèmes dynamiques linéaires-quadratiques (Bertsekas, 1965), (Hax et Candea, 1984).

Cependant, dans notre cas, la quantité d'énergie produite dépend de la vitesse du vent disponible pendant chaque période. Comme il est clair que ces variables ne peuvent pas être contrôlées, les paramètres d'échelle et de forme du vent seront choisis au hasard pour chaque période.

Le coût de production dans notre cas sera le suivant :

$$Cp \times (P_k - \widehat{P}_k)^2 \quad (\text{II.10})$$

Avec

P_k : Quantité d'énergie produite à la période k ;

\widehat{P}_k : Objectif de production d'énergie pour la période k ;

- Coût de stockage

Suivant le modèle HMMS, nous supposons que la batterie doit toujours maintenir un niveau optimal de stock considéré comme un niveau de sécurité afin d'éviter la décharge de batterie ainsi que la quantité de demandes perdues.

Le niveau du stock net de la batterie est alors exprimé comme suit :

$$(a_1 + a_2 \times D_k) \quad (\text{II.11})$$

où a_1 et a_2 sont deux constantes choisies par le manufacturier.

Mais, généralement, le niveau des stocks nets s'écarte du niveau optimal dans les deux sens. Ainsi, les coûts augmentent et l'équation ci-dessous décrit les coûts de stockage encourus en raison de la fluctuation des stocks par rapport au niveau optimal des stocks nets.

$$Cs \times E \left[(B^v_k - (a_1 + a_2 \times D_k))^2 \right] \quad (\text{II.12})$$

2.4.1.4 Formulation du problème

Dans cette section, afin de formuler notre problème d'optimisation, qui est considéré comme un problème de contrôle stochastique sous contrainte de niveau de service, nous développons et optimisons le coût total de production et de stockage durant l'horizon de temps fini $H.\Delta t$. Rappelons que l'objectif principal de la politique de production est de déterminer la combinaison optimale (P_k, S_k) qui correspond aux cadences optimales de l'éolienne à produire et à stocker dans chaque période durant l'horizon de temps $H.\Delta t$ fini. Il convient donc de résoudre le problème stochastique suivant :

Fonction objective de la production économique :

$$\underset{(P_k, B^v_k)}{\text{Min}} CT = \sum_{k=1}^H Cs \times E \left[(B^v_k - (a_1 + a_2 \times D_k))^2 \right] + \sum_{k=1}^{H-1} Cp \times (P_k)^2 \quad (\text{II.13})$$

Sous Contraintes :

$$B^v_k = B^v_{k-1} + P_k - D_k \quad (\text{II.7})$$

$$\text{Prob}(B^v_k \geq 0) \geq \theta \quad (\text{II.9})$$

$$B_k = \max(B^v_k, 0) \quad (\text{II.8})$$

Ce problème est très difficile à résoudre principalement en raison des incertitudes sur la demande fluctuante et les contraintes opérationnelles du procédé. En raison de cette nature stochastique, l'obtention d'une véritable solution optimale pour ce problème ne peut être atteinte que dans de rares cas particuliers et peut devenir une tâche difficile. Ainsi, les solutions approximatives qui nécessitent un effort de calcul moindre sont généralement préférées.

Dans la section 2.5, une approche, qui transforme le problème stochastique en un problème équivalent déterministe, est discutée.

2.4.2. Formulation du problème de planification de maintenance

Toutes les entreprises industrielles souhaitent augmenter leur rentabilité et cela peut être réalisé notamment en optimisant les coûts de production. Cela nécessite de réduire obligatoirement les coûts des activités de maintenance en adoptant la planification la plus adéquate. Créer un plan de maintenance ordinaire peut être facile à réaliser. Mais la création d'un programme de maintenance complet et efficace qui prend en compte la dégradation des machines au cours du temps ainsi que leur cadence de production au cours de toutes les périodes précédentes pose des défis intéressants. Dans ce contexte, après avoir optimisé la planification de la production et afin de parvenir à notre résolution séquentielle pour la planification conjointe de la production et de la maintenance, cette section est dédiée à l'optimisation de la planification de la maintenance en tenant compte de diverses hypothèses.

Tout d'abord, nous présentons l'idée générale du problème de maintenance et cela en illustrant l'objectif principal et l'hypothèse majeure qui sont nécessaires pour formuler l'ensemble du problème (coûts impliqués). Enfin, un test numérique est effectué en considérant comme entrées des données issues de la solution approchée obtenue par la résolution du problème de production.

Suivant l'approche de résolution séquentielle et après avoir déterminé le plan économique de production décrit dans la section précédente, nous nous intéressons dans cette section à déterminer la politique de maintenance adaptée à l'éolienne. Ainsi, nous étudions l'impact des différents paramètres au niveau du plan de production sur le taux de dégradation de l'éolienne. La stratégie de maintenance développée dans cette section permet d'établir un plan de maintenance optimal caractérisé par le nombre optimal des actions de maintenances préventives, pour réduire le nombre moyen des pannes ainsi que les actions de maintenances correctives. En effet, les actions de maintenances correctives sont assujetties à des pannes imprévues et requièrent des interventions en plein cycle de production, ce qui est plus coûteux. Tandis que les actions de maintenances préventives sont programmées dans l'horizon fini de la production, de façon à être appliquées dans des instants spécifiques pour ne pas perturber le cycle de production et minimiser le coût total.

La stratégie de maintenance proposée dans cette étude est une stratégie de maintenance préventive avec réparation minimale qui se caractérise par le nombre optimal N^* d'actions de maintenance préventive et le temps le plus adéquat entre elles T^* . Sur l'horizon de temps fini $H.\Delta t$, après des périodes de production T^* , une action de maintenance préventive doit être effectuée sur l'éolienne aux périodes $i.T^*$ où $i \in \{1, 2 \dots N^*\}$. Après chaque action de maintenance préventive, l'équipement est remis en état neuf (AGAN : As good as new). Lorsqu'entre deux actions de maintenances préventives successives, certains équipements peuvent tomber en panne, des réparations minimales doivent être effectuées sur les équipements d'éolienne endommagés.

La relation entre T^* et N^* est donnée par:

$$N^* = \left\lfloor \frac{H}{T^*} \right\rfloor \quad (\text{II.14})$$

Où:

$\lfloor . \rfloor$: représente la partie entière.

Le plan de maintenance que nous proposons prend en compte deux types d'activités : les activités préventives et correctives. Alors que l'activité préventive doit être planifiée pour être effectuée à des moments précis, l'activité corrective peut être effectuée à des moments imprévus car elle est causée par un dépannage soudain et inattendu. De plus, grâce à une action préventive, les équipements sont remis en état «As Good As New». En revanche, les actions correctives consistent généralement en des réparations minimales permettant de remettre les machines dans un état «As Bad As Old» sans modifier l'évolution du taux de défaillance de l'éolienne, comme le montre la figure suivante :

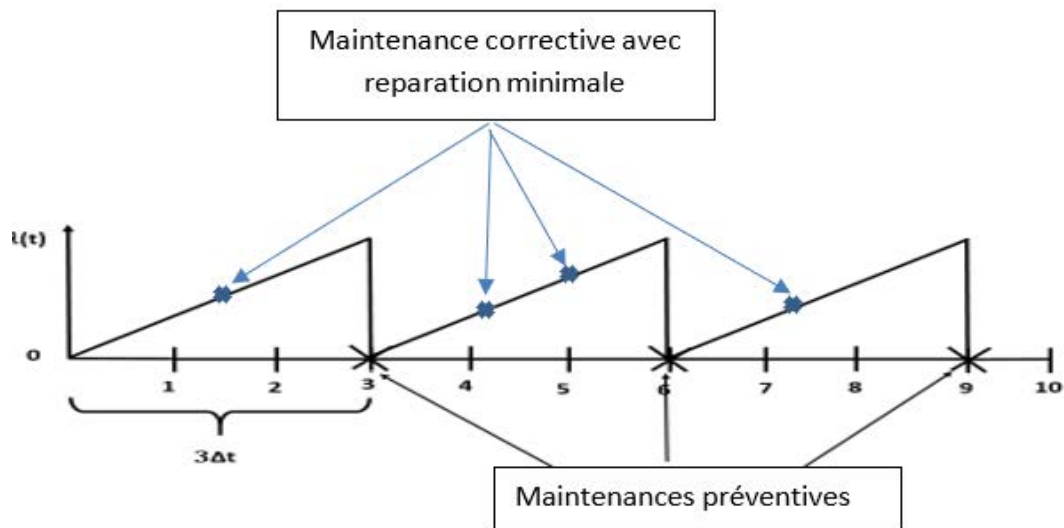


Figure 2. 7: Evolution du taux de défaillance lors d'une maintenance parfaite avec réparations minimales

2.4.2.1 Taux de défaillance de l'éolienne

Dans cette étude, la stratégie de maintenance dépend du niveau de dégradation de l'éolienne. De même, la dégradation de l'éolienne sera influencée par ses temps de travail ainsi que par la quantité d'énergie produite. Ainsi, sont justifiées l'optimisation conjointe ainsi que la méthode séquentielle de résolution de la production d'énergie et de la maintenance de l'éolienne.

Dans cette étude, nous supposons que le niveau de dégradation de l'éolienne est linéaire en fonction de sa cadence de production ainsi que des différentes actions de maintenance, qui sont toujours planifiées à la fin de la période de production.

Les travaux de (Hajej et al, 2011) et (Hajej et al, 2016) montrent que la fonction de taux de défaillance à chaque période de production k est exprimée comme suit:

$$\lambda_k(t) = \lambda_{k-1}(\Delta t) + \frac{P_k}{P_{max}} \lambda_n(t) ; \forall t \in [0, \Delta t] \quad (\text{II.15})$$

Rappelons que notre objectif majeur consiste à optimiser conjointement la production et la maintenance en adoptant une méthode de résolution séquentielle. En effet, dans le présent travail,

nous n'avons étudié que l'influence du facteur de fonctionnement (production d'énergie) sur le degré de dégradation de l'éolienne ainsi que sur sa fonction de fiabilité. L'impact de la condition opérationnelle est caractérisé par la variation de la production d'énergie sur la dégradation de l'éolienne en modélisant l'évolution de son taux de défaillance en fonction de son utilisation et en garantissant dans le même temps la continuité de la fiabilité de l'éolienne. En utilisant une relation paramétrique entre les facteurs de fonctionnement et de risque de défaillance, le taux de défaillance de l'éolienne progresse à chaque période de production en fonction à la fois du temps et de la variation du taux de production (facteur de fonctionnement). Afin de considérer l'impact du taux de production sur la dégradation de l'éolienne, nous établissons une relation paramétrique entre le taux de défaillance nominal ($\lambda_n(t)$) qui ne dépend que du temps et la fonction de production d'énergie $f(u_k) = \frac{P_{jk}}{P_{\max}}$ pour chaque période de production k (k: 1... .H). Formellement, la fonction instantanée du taux de défaillance à chaque période k est présentée par la relation suivante :

$$\Delta\lambda(t, P_k) = f(P_k) \cdot \lambda_n(t) \quad t \in [0, \Delta t] \quad (\text{II.16})$$

$\lambda_n(t)$: Représentant le taux de défaillance pour les conditions nominales qui correspond au taux de défaillance avec un taux de production maximale.

2.4.2.2 Formulation du coût de maintenance

Généralement, le coût de maintenance de l'éolienne est formulé comme suit:

$$MC(P_k, N) = C_{pm} \cdot N + C_{cm} \cdot \bar{Y}(P_k, N) \quad (\text{II.17})$$

Avec $\bar{Y}(P_k, N)$ le nombre moyen de pannes.

Puisque la stratégie de maintenance adoptée dans notre problématique est une stratégie de maintenance parfaite avec réparation minimale, alors le nombre moyen de pannes durant

L'intervalle T de maintenance préventive est déterminé par le calcul d'intégral de la fonction de taux de défaillance qui doit être une fonction monotone croissante (Figure 2.8).

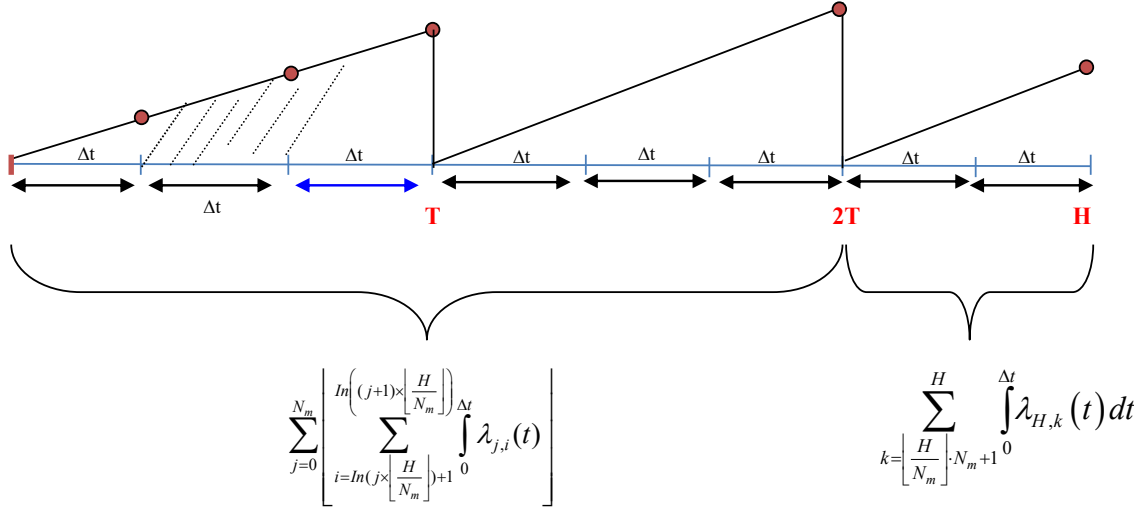


Figure 2. 8: Nombre moyen de pannes pour une maintenance parfaite avec réparations minimales

Dans ce cas, le nombre moyen de pannes est défini par la relation suivante :

$$\bar{Y}(P, N) = \sum_{i=0}^{N-1} \left[\sum_{k=\ln(i \times T)+1}^{\ln((i+1) \times T)} \int_0^{\Delta t} \lambda_k(t) dt \right] + \sum_{k=N \times T+1}^{H \Delta t} \int_0^{\Delta t} \lambda_k(t) dt \quad (\text{II.18})$$

$$\text{Avec } T = \left\lfloor \frac{H}{N} \right\rfloor \quad (\text{II.14})$$

$$\bar{Y}(P, N) = \sum_{i=0}^{N-1} \left[\sum_{k=\ln(i \times \lfloor \frac{H}{N} \rfloor)+1}^{\ln((i+1) \times \lfloor \frac{H}{N} \rfloor)} \int_0^{\Delta t} \lambda_k(t) dt \right] + \sum_{k=\lfloor \frac{H}{N} \rfloor \cdot N+1}^H \int_0^{\Delta t} \lambda_k(t) dt \quad (\text{II.19})$$

2.5. Etude analytique et résolution du problème

Nous rappelons que le modèle présenté dans les sous-sections précédentes est un modèle stochastique avec une contrainte probabiliste de niveau de service pour chaque période de production.

Aussi, l'incertitude sur la fluctuation de la demande D_k amène le caractère aléatoire de la contrainte B_k . Par conséquent, les variables de stock B_k et de production P_k sont stochastiques et leurs statistiques dépendent des fonctions de distributions probabilistes de la demande.

Il est donc difficile de trouver une solution optimale à cause de la nature stochastique du problème. Dans la littérature, nous pouvons trouver des approches sous-optimales qui peuvent être utilisées pour résoudre les problèmes stochastiques ci-dessus et cela en les transformant en un problème équivalent déterministe. Certaines de ces approches reposent sur le principe d'équivalent certain. Il est à noter que ce problème déterministe conserve les principales propriétés du problème d'origine.

De plus, une telle technique présente l'avantage de donner la possibilité d'exploiter différentes méthodes de programmation mathématique pour résoudre le modèle équivalent obtenu.

2.5.1 Problème déterministe équivalent

L'approche la plus simple pour transformer un problème déterministe est celle de l'« équivalent certain ». Cette dernière consiste à remplacer nos variables par leurs équivalents en valeurs moyennes.

Ceci peut être obtenu grâce à la linéarité du modèle et en supposant que la variation aléatoire de la demande peut être décrite comme un processus gaussien (Filho et Ventura, 1999).

Ainsi, à ce niveau de notre travail, nous supposons que la fluctuation de la demande est un processus normal avec moyenne et variance données respectivement μ_k^d et σ_d^2 . Ainsi, l'équation d'inventaire linéaire est également un processus normal et, par conséquent, le problème stochastique ci-dessus peut être converti en un problème déterministe équivalent.

Avant de procéder à ces transformations, les notations suivantes sont introduites :

- *Variables des Moyennes:*

$$E[B_k^v] = \widehat{B}_k^v;$$

$$E[D_k] = \mu_k^d;$$

$$E[P_k] = P_k;$$

- *Variables des Variances:*

$$V[B_k^v] = V_{B_k^v};$$

$$V[D_k] = \sigma_d^2;$$

$$V[P_k] = 0;$$

Nous notons que la demande est une variable aléatoire qu'il faut estimer. Ainsi, le système dynamique d'inventaire-production est caractérisé par le caractère aléatoire et devient un processus stochastique. Cependant, seule la variable d'inventaire est affectée et, par conséquent, c'est la raison pour laquelle il s'agit d'une variable stochastique, alors que les taux de production sont des variables déterministes.

En utilisant les notations ci-dessus, la première contrainte (II.7) décrivant le niveau de stockage peut être écrite sous une forme déterministe, comme suit:

$$\widehat{B}_k^v = \widehat{B}_{k-1}^v + P_k - \mu_k^d \tag{II.20}$$

De plus, l'équation décrivant le taux de service (II.9) peut être transformée comme suit:

$$Prob(B^v_k \geq 0) \geq \theta \Leftrightarrow P_k \geq P_\theta(\theta, B^v_{k-1}) \quad (II.21)$$

Où

$$P_k \geq P_\theta(\theta, B^v_{k-1}) = P_k \geq \sqrt{k} \times \sigma_d \times F^{-1}(\theta) + \mu_k^d - \widehat{B}^v_{k-1} \quad (II.22)$$

Preuve:

Afin d'assurer la satisfaction du client, nous prenons en compte dans notre modèle une contrainte probabiliste donnée par :

$$Prob(B^v_{k-1} > 0) \geq \theta \quad (II.9)$$

Afin d'élaborer notre démarche de transformation du problème stochastique en déterministe, nous transformons la contrainte de taux de service annoncée ci-dessus, comme suit:

$$Prob(B^v_{k-1} \geq 0) \geq \theta \Leftrightarrow P_k \geq P_\theta(\theta, B^v_{k-1})$$

Où :

$$P_k \geq P_\theta(\theta, B^v_{k-1}) = \sqrt{k} \cdot \sigma_d \times F^{-1}(\theta) + \mu_k^d - \widehat{B}^v_{k-1}$$

De ce fait :

La variance de la variable du stockage est définie par $V(B^v_k) = k \cdot \sigma_d^2$. La variable d'inventaire dépend linéairement de la variation de la demande aléatoire. Dans ce cas, on peut considérer la variable d'inventaire comme une variable aléatoire caractérisée par une distribution gaussienne définie par :

$$Prob(B^v_k \geq 0) \geq \theta$$

$$Prob(\widehat{B}^v_k + X_k \times \sqrt{k} \cdot \sigma_d \geq 0) \geq \theta$$

$$Prob(\widehat{B}^v_{k-1} + P_k - \mu_k^d + X_k \times \sqrt{k} \cdot \sigma_d \geq 0) \geq \theta$$

$$Prob(X_k \times \sqrt{k} \cdot \sigma_d \geq -\widehat{B}^v_{k-1} - P_k + \mu_k^d) \geq \theta$$

$$Prob\left(X_k \geq \frac{-\widehat{B}^v_{k-1} - P_k + \mu_k^d}{\sqrt{k} \cdot \sigma_d}\right) \geq \theta$$

Nous supposons que F est la fonction de répartition de cette variable X.

F est strictement croissant, indéfiniment dérivable et nous concluons donc que F est inversible :

$$\widehat{B}^v_{k-1} + P_k - \mu_k^d \geq \sqrt{k} \times \sigma_d \times F^{-1}(\theta)$$

$$P_k \geq \sqrt{k} \times \sigma_d \times F^{-1}(\theta) + \mu_k^d - \widehat{B}^v_{k-1}$$

Fin de la preuve

En utilisant les notations ci-dessus, la fonction de coût total de notre problème de planification de production (II.13) devient :

$$\begin{aligned} \underset{(P_k, \widehat{B}^v_k)}{\text{Min}} CT &= \sum_{k=1}^H Cs \times (\widehat{B}^v_k - a_1 - a_2 \cdot \mu_k^d)^2 + \sum_{k=1}^{H-1} Cp \times (P_k)^2 + \sigma_d^2(1 + a_2)^2 \times \frac{H}{2}(H + 1) \\ &\quad + a_2^2 \times \sigma_d^2 \times \frac{H}{2}(H - 1) \end{aligned}$$

(II.23)

Preuve :

Nous démontrons l'expression du coût nécessaire pour transformer le modèle stochastique en un modèle déterministe :

Puisque nous avons :

$$E[B^v_k] = \widehat{B}^v_k; E[D_k] = \mu_k^d; E[P_k] = P_k$$

$$V[B^v_k] = V_{B^v_k}; V[D_k] = \sigma_d^2; V[P_k] = 0;$$

Nous avons :

$$B^v_k = B^v_{k-1} + P_k - D_k$$

Donc,

$$\widehat{B}^v_k = \widehat{B}^v_{k-1} + P_k - \mu_k^d$$

$$(\widehat{B}^v_k - B^v_k)^2 = \left((\widehat{B}^v_{k-1} - B^v_{k-1}) - (\mu_k^d - D_k) \right)^2$$

$$E(\widehat{B}^v_k - B^v_k)^2 = E \left[\left((\widehat{B}^v_{k-1} - B^v_{k-1}) - (\mu_k^d - D_k) \right)^2 \right]$$

$$= E[(\widehat{B}^v_{k-1} - B^v_{k-1})^2] + E[(\mu_k^d - D_k)^2] + 2 E[\widehat{B}^v_{k-1} - B^v_{k-1}] \times E[\mu_k^d - D_k]$$

$$= E[(\widehat{B}^v_{k-1} - B^v_{k-1})^2] + E[(\mu_k^d - D_k)^2]$$

Puisque :

$$\begin{cases} E[\widehat{B}^v_{k-1} - B^v_{k-1}] = E[\widehat{B}^v_{k-1}] - E[B^v_{k-1}] = 0 \\ E[\mu_k^d - D_k] = \mu_k^d - E[D_k] \end{cases}$$

Ainsi, en utilisant l'expression de variance, nous obtenons :

$$V(B^v_1) = V(B^v_0) + \sigma_d^2$$

En utilisant cette égalité et par itérations, nous pouvons facilement prouver que:

$$V(B^v_k) = V(B^v_0) + k \sigma_d^2$$

Puisque l'expression de variance de B^v_k peut s'écrire comme suit:

$$V(B^v_k) = E[B^v_k{}^2] - E[B^v_k]^2$$

Ainsi, nous obtenons :

$$E[B^v_k{}^2] = V(B^v_0) + k \sigma_d^2 + \widehat{B}^v_k{}^2$$

D'autre part, nous avons:

$$D_k = B^v_{k-1} - B^v_k + P_k$$

Puis,

$$B^v_k - a_1 - a_2 D_k = (1 + a_2) \cdot B^v_k - a_2 B^v_{k-1} - a_1 - a_2 P_k \quad \text{B.2}$$

Et,

$$\widehat{B}^v_k - a_1 - a_2 \mu_k^d = (1 + a_2) \widehat{B}^v_k - a_2 \widehat{B}^v_{k-1} - a_1 + a_2 P_k \quad \text{B.3}$$

En utilisant les deux égalités B.2 et B.3, nous pouvons conclure l'expression attendue :

$$\begin{aligned} E[(\widehat{B}^v_k - a_1 - a_2 \mu_k^d) - (B^v_k - a_1 - a_2 D_k)]^2 \\ = (1 + a_2)^2 E[(\widehat{B}^v_k - B^v_k)^2] + a_2^2 \cdot E[(\widehat{B}^v_{k-1} - B^v_{k-1})^2] \\ = (1 + a_2)^2 (V(B^v_0) + k \sigma_d^2) + a_2^2 (V(B^v_0) + (k-1) \sigma_d^2) \end{aligned}$$

Nous pouvons également écrire :

$$E[(\widehat{B}^v_k - a_1 - a_2 \mu_k^d) - (B^v_k - a_1 - a_2 D_k)]^2 = V(B^v_k - a_1 - a_2 D_k)$$

$$= E[(B^v_k - a_1 - a_2 D_k)^2] - E[B^v_k - a_1 - a_2 D_k]^2$$

Concernant les deux équations ci-dessus, nous obtenons :

$$\begin{aligned} E[(B^v_k - a_1 - a_2 D_k)^2] \\ = (\widehat{B^v_k} - a_1 - a_2 \mu_k^d)^2 + (1 + a_2)^2 (V(B^v_0) + k \sigma_d^2) + a_2^2 (V(B^v_0) + (k - 1) \sigma_d^2) \end{aligned}$$

On suppose que $V(B^v_0) = 0$, donc dans la fonction objective, on peut faire la transformation suivante :

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^H E[B^v_k - (a_1 + a_2 \times D_k)]^2 &= \\ &= \sum_{k=1}^H \left((\widehat{B^v_k} - a_1 - a_2 \mu_k^d)^2 \right) + \sigma_d^2 (1 + a_2)^2 \sum_{k=1}^H k + a_2^2 \sigma_d^2 \sum_{k=1}^H (k - 1) \\ &= \sum_{k=1}^H \left((\widehat{B^v_k} - a_1 - a_2 \mu_k^d)^2 \right) + \sigma_d^2 (1 + a_2)^2 \times \frac{H}{2} (H + 1) + a_2^2 \sigma_d^2 \times \frac{H}{2} (H - 1) \end{aligned}$$

Fin de la preuve

2.5.2 Résolution

- Algorithme de production

En ce qui concerne la complexité de notre problème, trouver une solution optimale exacte reste difficile. C'est pourquoi, nous avons proposé un algorithme et une méthode afin de déterminer une solution possible approximative. La difficulté de notre problème est que les variables de décision sont dépendantes. En fait, il faut déterminer la quantité d'énergie produite pour chaque période, qui dépend d'une variable aléatoire (vitesse du vent) pendant chaque période (P_k).

Pour ce faire, nous utilisons la méthode d'exploration aléatoire pour générer aléatoirement le vecteur des quantités d'énergie produites sur l'horizon fini. Après avoir calculé l'énergie produite (P_k) qui satisfera la contrainte de niveau de service, nous pouvons déterminer la quantité d'énergie stockée (B^v_k) pour chaque période à partir de l'équation d'équilibre d'énergie. Enfin, si toutes les contraintes sont respectées, on peut économiser le coût de production total (CT^*).

La figure ci-après illustre la procédure numérique utilisée pour la résolution du problème :

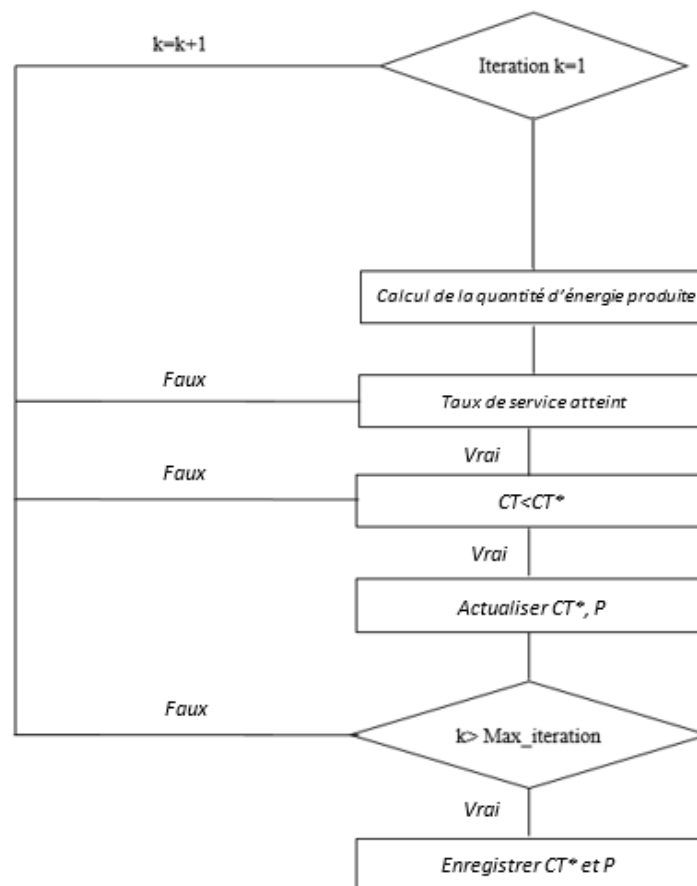


Figure 2. 9: Procédure numérique pour déterminer les taux optimaux de production dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne

- Algorithme de maintenance

Afin de déterminer le nombre optimal des actions de maintenance préventive, nous proposons la procédure numérique simple suivante. Nous calculerons le coût de maintenance correspondant à $N \in \{1 \dots\}$.

Le N^* correspondra au coût de maintenance le moins cher MC^* .

La procédure numérique est détaillée dans le graphique suivant :

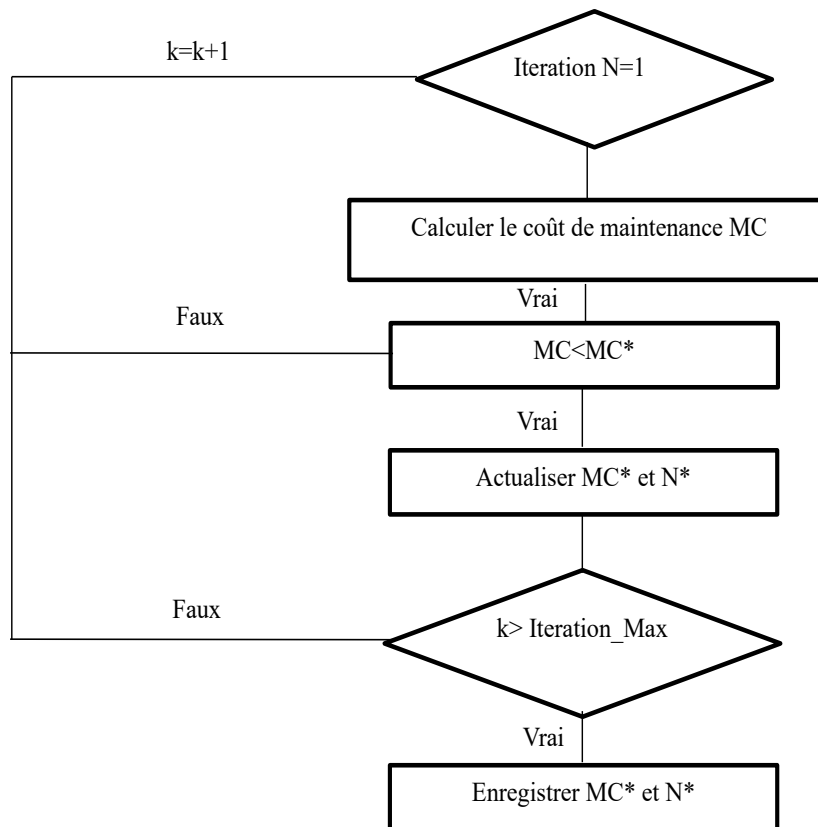


Figure 2. 10: Procédure numérique pour déterminer le nombre optimal de maintenance N^* , dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne

2.6. Exemples numériques

Cette section présente l'étude numérique des différentes stratégies d'optimisation développées dans les sections précédentes et qui consistent à trouver les plans économiques de production et de maintenance. Une approche séquentielle est utilisée en appliquant les résultats obtenus lors de la résolution du plan de production d'énergie afin de trouver le plan optimal de maintenance.

Nous commençons alors en premier lieu par trouver le plan économique de production.

2.6.1. Plan de production

Pour ce faire, nous considérons un horizon de temps fini de production d'énergie H composé de k périodes de production. Concernant les données d'entrée, nous nous sommes basés sur des données réelles concernant les caractéristiques et les spécifications de l'éolienne utilisée dans le système. Il y a des données concernant les coûts qui sont pris arbitrairement puisqu'ils dépendent du lieu et du pays où l'éolienne est installée.

Dans ce cas, puisque la vitesse du vent change avec la hauteur, la puissance de sortie d'une éolienne doit être calculée en tenant compte de la hauteur d'installation et de la hauteur du moyeu. Nous considérons une éolienne de type TW600 dont les spécifications sont listées dans le tableau 2.1.

Puissance Nominale (kW)	Hauteur du moyeu (m)	Diamètre du rotor (m)	Vitesse de démarrage (m/s)	Vitesse de survie (m/s)	Vitesse moyenne du vent (m/s)	Vitesse nominale (m/s)
600	50	43	3	65	8	17

Tableau 2. 1: Spécifications de l'éolienne

Les autres données d'entrée de la politique de production sont :

- Périodes de production sur un horizon fini H :
 - o $\Delta t = 1$ mois ;
 - o $H = 12$ mois ;
- Le coût de production d'énergie (KW): $C_p = 3$ mu;
- Le coût de stockage de l'énergie (KW): $C_s = 6$ mu;
 - o Pour a_1 et a_2 : $a_1 = 20$; $a_2 = 0$;
- La distribution de Rayleigh du vent « Rayleigh distribution » caractérisée par la loi de densité de Weibull avec paramètres $a=2$ et $c=10$
- Pour le taux de service, on considère $\theta=90\%$ et un stock initial nul $B_0=0$;
- La demande aléatoire de l'électricité suit une distribution gaussienne
 - o Moyenne $\mu^d=30$ et écart type $\sigma_d= 10$

2.6.1.1. Résultats

En appliquant la procédure numérique de résolution, décrite dans la politique de production, nous obtenons une solution optimale qui donne le plan économique de production. Ce plan économique est présenté par le taux de production ainsi que l'énergie stockée à chaque période. Le tableau 2.2 et les figures 2.11 et 2.12 montrent la variation de cadences de production et la quantité d'énergie stockée pour chaque période durant l'horizon de temps fini considéré, donnant un coût total moyen de production et de stockage de $3,18631 \times 10^7$ um. En effet, cette variation est expliquée par la variation aléatoire de la demande qui suit la loi normale et le taux de service de satisfaction du client.

PERIODES	D _k	P _k	B _k
PERIODE 1	39,2198	55,1262	20
PERIODE 2	45,1794	62,3235	25,12621
PERIODE 3	58,166	81,1127	38,7576
PERIODE 4	57,6351	79,8884	96,41
PERIODE 5	67,158	61,0453	170,609
PERIODE 6	75,7516	60,9778	250,892
PERIODE 7	67,5694	39,9193	323,806
PERIODE 8	66,968	50,25	372,908
PERIODE 9	56,9494	29,64	378,766
PERIODE 10	61,4654	19,64	318,959
PERIODE 11	67,4112	53,91	168,075
PERIODE 12	65,4112	55,91	178,23

Tableau 2. 2: Plan économique de production obtenu, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne

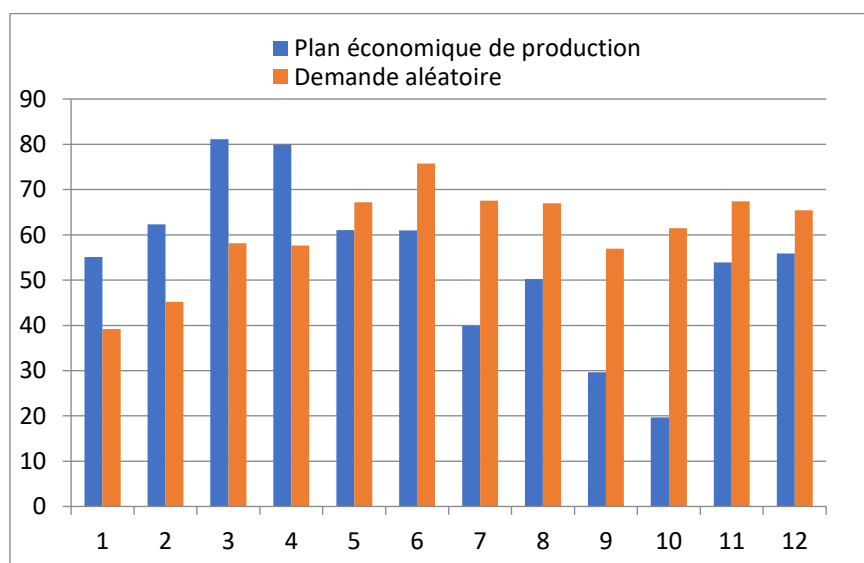


Figure 2. 11: Puissance de sortie moyenne de l'éolienne par période avec demande moyenne, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne

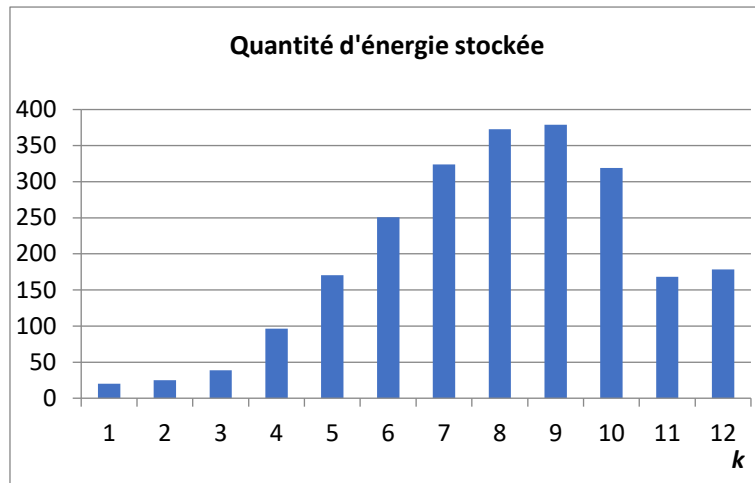


Figure 2. 12: Quantité d'énergie stockée, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne

En raison de l'importance du niveau de service de la demande d'électricité, caractérisé par une probabilité que la non-pénurie soit supérieure à 90%, le niveau du stock d'énergie est significatif. Cette stratégie consiste à maintenir un stockage d'énergie à un niveau de stock élevé pour tenter de satisfaire une future demande aléatoire et réduire les pénuries.

Comme on peut le constater, certains paramètres, tels que le taux de service (θ) et la demande moyenne (μ_d), ont influencé directement ou indirectement les différents résultats. Il est donc important d'étudier la variabilité des différents paramètres pour montrer l'efficacité du modèle proposé.

2.6.1.2. Etude de sensibilité

Nous nous intéressons dans cette sous-section à l'étude de l'influence de certains paramètres sur le plan économique de production. Nous nous concentrons sur l'étude de l'impact de la variation de la valeur du taux de service ainsi que de la demande moyenne sur le coût total de production et les variables de décision.

- Impact de la Moyenne de la demande (μ^d):

Nous varions dans cette partie la valeur de la Moyenne de demande et nous étudions son influence sur le plan de production d'énergie, sur la valeur du coût total de production ainsi que sur le niveau de stock.

Périodes	$\mu^d=20$	$\mu^d=30$	$\mu^d=50$
Période 1	46,15	55,1262	60,162
Période 2	53,35	62,3235	65,235
Période 3	75,127	81,1127	86,27
Période 4	75,84	79,8884	85,84
Période 5	55,53	61,0453	65,53
Période 6	55,78	60,9778	65,78
Période 7	35,93	39,9193	42,93
Période 8	45,35	50,25	52,25
Période 9	28,64	29,64	33,64
Période 10	19,04	19,64	22,63
Période 11	47,31	53,91	55,21
Période 12	50,82	55,91	57,11

Tableau 2. 3: Plan de production pour $\mu^d=20$; $\mu^d=30$; $\mu^d=50$

Demande moyenne (kW)	$\mu^d=20$	$\mu^d=30$	$\mu^d=50$
Coût Total (mu)	2,9631 e+07	3,18631 e+07	5,2870 e+07

Tableau 2. 4: Récapitulatif de la variation du coût total de production en fonction de μ^d

- Impact du taux de service θ :

Taux de service	$\theta=70\%$	$\theta=80\%$	$\theta=90\%$
Coût total (mu)	1,98651 e+07	2,8661 e+07	3,18631 e+07

Tableau 2. 5: Récapitulatif de la variation du coût total de production en fonction de θ

Taux de service (%)	$\Theta=70$	$\Theta=80$	$\Theta=90$
Période 1	54,02	54,12	55,12
Période 2	60,32	62,30	62,32
Période 3	80,11	81,017	81,11
Période 4	79,75	79,74	79,88
Période 5	60,35	61,43	61,04
Période 6	50,78	55,78	60,97
Période 7	38,09	38,08	39,91
Période 8	49,55	50,05	50,25
Période 9	22,64	25,54	29,64
Période 10	18,44	19,64	19,64
Période 11	50,80	52,91	53,91
Période 12	54,91	55,91	55,91

Tableau 2. 6: Plan de production pour $\Theta=70$; $\Theta=80$; $\Theta=90$

2.6.1.3. Interprétations

- En faisant varier la valeur de μ^d , nous constatons que le coût total de production augmente avec l'augmentation de cette valeur. Ceci est expliqué par le fait qu'une augmentation de la valeur de la demande moyenne engendre une augmentation du niveau de stock et donc une augmentation des quantités d'énergie produites pour alimenter le stock afin de satisfaire la demande des clients.

- La variation de la valeur du taux de service θ influence la valeur moyenne du coût total optimal. En fait, lorsque le taux du service augmente, les coûts totaux augmentent en conséquence. L'augmentation de la valeur de taux de service se traduit généralement par un niveau de stock plus élevé et également par des taux de production d'énergie plus importants pour alimenter le stock afin de satisfaire la demande. En fait, une plus grande attention est accordée à la satisfaction de la demande aléatoire d'électricité en raison de l'augmentation du niveau de service. Ainsi, il est préférable de produire plus d'énergie et stocker dans le système de batterie de stockage pour se prémunir contre toute pénurie. Par conséquent, le coût total de production et de stockage d'énergie est augmenté.

2.6.2. Plan de maintenance

Après avoir trouvé le plan économique de production d'énergie, et en utilisant les résultats obtenus dans la sous-section précédente, nous cherchons à déterminer le nombre optimal d'actions de maintenance préventive à effectuer sur l'éolienne pendant l'horizon H ainsi que les intervalles qui les séparent.

La stratégie de maintenance adoptée avec une réparation minimale est définie comme suit : la réparation de l'éolienne est effectuée à chaque $k.T$ période ($k = 1, \dots, N$). Les actions de maintenances préventives peuvent être considérées comme des replacements permettant de restaurer le système éolien dans un état aussi bon que neuf 'As Good As New'. Après une action de maintenance parfaite, la distribution des durées de vie et la fonction du taux de défaillance sont les mêmes que celles d'une unité neuve. A l'apparition d'une défaillance entre deux actions de maintenances préventives successives, une réparation minimale est alors effectuée. Nous supposons que les durées de réparation ou de remplacement sont considérées négligeables. La variation de la quantité d'énergie produite par l'éolienne durant l'horizon de production H agit sur le taux de défaillance de l'éolienne.

Afin de trouver le plan optimal de maintenance, nous introduisons en premier lieu la fonction du taux de défaillance nominale décrite par une loi Weibull et illustrée par l'expression ci-dessous :

$$\lambda_n(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (\text{II.24})$$

Avec leurs paramètres :

- Paramètre de forme (β) : 2
- Paramètre d'échelle (η) : 100
- Paramètre de position : 0
- $\lambda_0 = 0$

Concernant la stratégie de maintenance, les coûts des actions de maintenances correctives et préventives sont exprimés ci-dessous :

- $C_{cm} = 3000$ um (*unité monétaire*)
- $C_{pm} = 500$ um (*unité monétaire*)

2.6.2.1.Résultats

En minimisant la fonction coût de maintenance, nous obtenons l'intervalle de maintenance pour l'éolienne, en tenant compte de l'influence de variation des cadences de production sur la dégradation de l'éolienne.

À partir de la figure 2.13, nous remarquons que l'intervalle optimal d'actions de maintenance préventive est de $T^*=3$. Concrètement, après chacune des 3 périodes de production d'énergie, une action de maintenance préventive est effectuée. Ainsi sur l'horizon $H=12$, 4 actions de maintenances préventives doivent être effectuées, soit à 3, 6,9 et 12 mois.

Comme le montre la figure 2.13, le premier intervalle pour les actions de maintenance préventive $T^*=3$, correspondant à un coût total minimum de maintenance, est égal à $MC^*=2841883.6$ um.

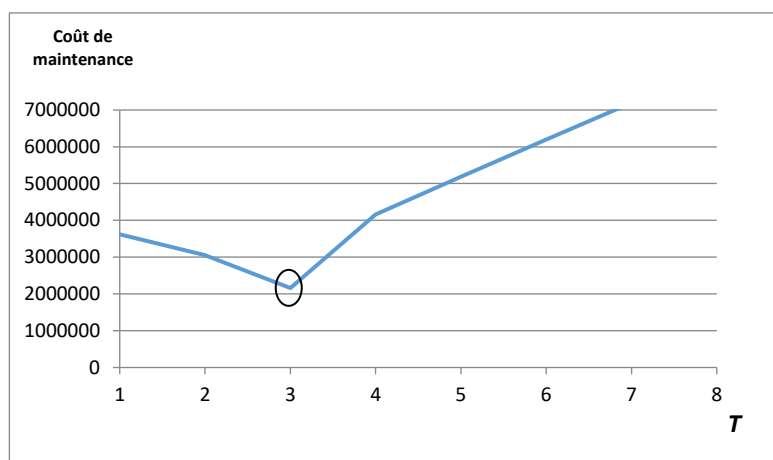


Figure 2. 13: Coût de maintenance en fonction de T, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée parfaite d'une éolienne

2.6.2.2.Étude de sensibilité

Dans cette sous-section, nous cherchons à étudier l'influence du changement de quelques données et paramètres sur le plan de maintenance. Pour ce faire, nous étudions, en premier lieu, la variation des valeurs des coûts unitaires de maintenance préventive M_p et corrective M_c et leur effet sur le nombre optimal des actions de maintenance préventive à effectuer sur l'éolienne. En second lieu, nous utilisons le résultat de l'étude de sensibilité du plan de production en variant le taux de service sur le plan optimal de maintenance.

Variation des coûts de maintenances

1^{er} cas : $M_p=500$ et $M_c=3000$

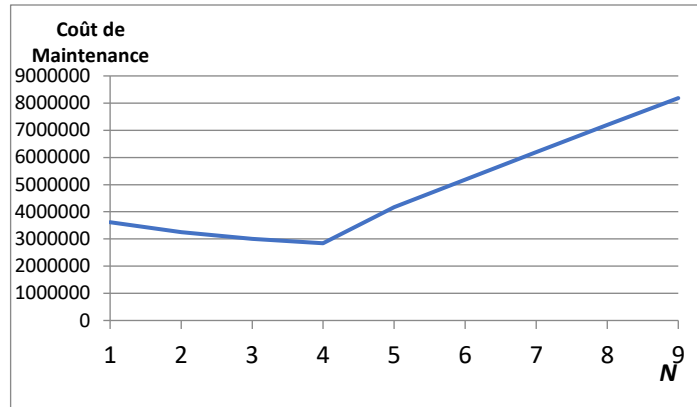


Figure 2. 14: Variation du coût de maintenance en fonction de N pour $M_p=500$ et $M_c=3000$

2^{eme} cas : $M_p=500$ et $M_c=10000$

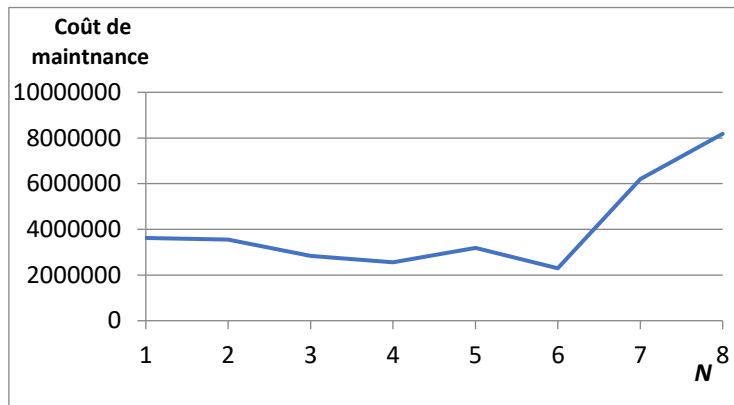


Figure 2. 15: Variation du coût de maintenance en fonction de N pour $M_p=500$ et $M_c=10\ 000$

3^{eme} cas : $M_p=5000$ et $M_c=5000$

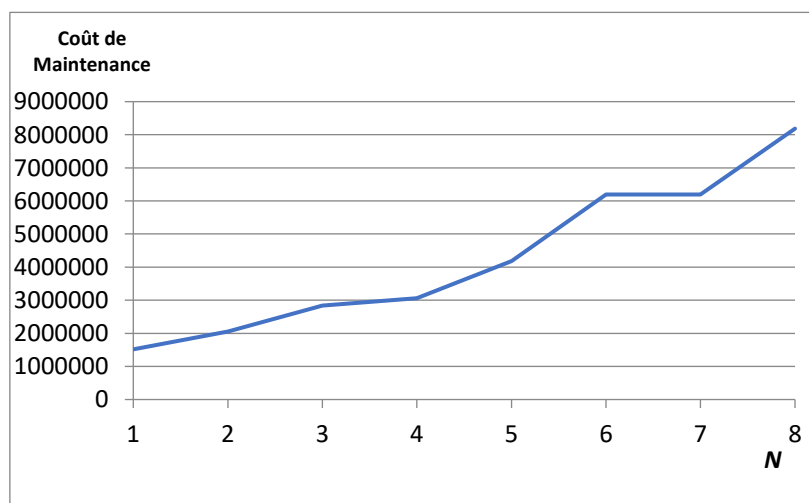


Figure 2. 16: Variation du coût de maintenance en fonction de N pour $M_p=5000$ et $M_c=5000$

- Variation du taux de service

Nous varions dans cette sous-section la valeur du taux de service et nous étudions sa conséquence sur le plan de maintenance du système éolien. Pour ce faire, nous utilisons les résultats de la politique de production caractérisée par le plan économique de production d'énergie trouvé pour les différentes valeurs du taux de service, afin de trouver le plan optimal de maintenance pour chaque valeur. Nous utilisons les données suivantes comme variables d'entrée :

$$\beta = 2 ; \eta = 100 ; M_c = 3000 \text{ (unité monétaire)} ; M_p = 500 \text{ (unité monétaire)}$$

θ %	N*	Coût de maintenance
70	2	2516271.7
80	3	2788271.5
90	4	2841883.6

Tableau 2. 7: Plan de maintenance pour $\theta=70$; $\theta=80$; $\theta=90$

2.6.2.3. Interprétations

- Variation des coûts de maintenances

À partir des figures 2.14 à 2.16, nous remarquons que le nombre d'actions de maintenance préventive à effectuer pour l'éolienne passe de $N=4$ (pour $M_c=5000$) à $N=6$ (pour $M_c=10000$). Nous constatons que plus le coût unitaire d'une action de maintenance corrective augmente par rapport au coût d'une action de maintenance préventive, plus il serait préférable d'augmenter le nombre d'actions de maintenance préventive afin de minimiser le coût total de maintenance. Ceci est expliqué par le fait que pour éviter les coûts onéreux de maintenance corrective, le service de maintenance va essayer de réduire le nombre moyen de pannes en augmentant les actions de maintenance préventive pour restaurer le système éolien à son état neuf et garantir une fiabilité maximale. Cependant, si on considère des horizons de temps plus longs, un nombre important de maintenances préventives peut engendrer des coûts supplémentaires. De plus, en réalité industrielle, un nombre important de maintenances préventives engendre l'arrêt d'éoliennes pendant les périodes de maintenance, ce qui entraîne une baisse dans la cadence de production d'énergie.

A partir de la figure 2.16, on observe que si le coût unitaire d'une action de maintenance préventive est proche de celui d'une action de maintenance corrective, le nombre des actions de maintenance préventive est alors moins faible et devenu inutile et dans cas, il serait donc préférable d'effectuer des actions de maintenance corrective. Cependant, moins nous effectuons d'actions préventives, plus l'éolienne est susceptible de défaillances qui sollicitent plus de temps de réparation et qui engendrent des coûts supplémentaires.

- Variation du taux de service

Le tableau 2.7 montre l'influence de la variation du taux service sur le plan de maintenance et son coût total. En effet, plus le taux de service est augmenté, plus l'éolienne fonctionne avec des cadences de production élevées afin de satisfaire la demande du client et de ce fait, la dégradation augmente. Ce qui rend l'éolienne sujette à des défaillances plus fréquentes et donc engendre un nombre moyen de pannes trop élevé. Par conséquent, le nombre des actions de maintenance préventive et corrective devient plus important afin de garantir le bon fonctionnement de l'éolienne.

2.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la formulation du problème stochastique de production d'énergie sous contrainte du taux de service. Afin d'optimiser notre problématique, une stratégie séquentielle est proposée. Dans un premier temps, nous avons pu déterminer le plan économique de production, minimisant ainsi le coût total de production et de stockage. Afin de faciliter la résolution du problème, cette politique de production se caractérise par la transformation de notre problème stochastique en un problème déterministe. Dans un second temps, nous avons proposé une stratégie optimale de maintenance de l'éolienne en utilisant le plan économique de production obtenu et la corrélation entre le taux de défaillance et la variation des cadences de production. Cette stratégie de maintenance consiste à trouver le nombre optimal des actions de maintenance préventive durant l'horizon de production H tout en minimisant le coût total de maintenance. Dans le chapitre suivant, nous nous intéresserons à une nouvelle stratégie améliorée de maintenance intégrée à la production d'énergie pour une éolienne sous contrainte opérationnelles et environnementales.

Chapitre 3

Stratégie de maintenance combinée imparfaite et sélective intégrée à la production d'énergie éolienne sous contraintes opérationnelles et environnementales

Dans ce chapitre, nous proposons une stratégie améliorée de politique de maintenance intégrée à la production d'énergie d'une éolienne.

Les entreprises d'éoliennes représentent d'énormes investissements. Fixer un calendrier d'amortissement réaliste revient à minimiser tous les coûts de maintenance impliqués (production, stockage, maintenance). Afin d'atteindre cet objectif, nous devons étudier en profondeur la fiabilité de l'éolienne qui doit être maximisée autant que possible pour satisfaire la demande énergétique.

Nous proposons alors dans le présent chapitre le cas d'une maintenance imparfaite (par exemple le remplacement de composants très usés, lubrification, réglage, autres...), puis sélective (ciblant un sous-composant spécifique et non l'éolienne au complet) et considérant les conditions de fonctionnement (contraintes opérationnelles) et les conditions climatiques (contraintes environnementales).

3.1. Introduction

Pour rappel, afin d'intégrer efficacement l'énergie éolienne dans le réseau, nous devons garantir deux critères. Le premier est lié à la production ; l'entreprise éolienne doit couvrir la demande d'énergie avec un coût total de production minimal. Avec la politique économique de production élaborée au chapitre précédent, ce premier critère est validé.

Le deuxième critère est la politique de maintenance à choisir afin d'augmenter la fiabilité de l'éolienne. Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, la maintenance parfaite repose sur une réparation complète des composants de l'éolienne, de sorte que son taux de défaillance est remis à zéro et que l'éolienne retrouve un état aussi bon que neuf. Ceci dit, la maintenance parfaite n'est pas une fin en soi. Elle présente trois inconvénients majeurs.

Tout d'abord, économiquement parlant, elle ne permet pas une réduction optimale des coûts de maintenance. En effet, la réparation complète impose souvent le remplacement de composants usagés par des composants neufs. Ce qui implique le coût de nouveaux composants et les coûts liés à un temps d'intervention assez conséquent. D'autant plus qu'elle cible l'éolienne dans sa globalité et non un composant en particulier.

Par ailleurs, la nature hautement volatile et incertaine du vent implique que la durée des actions de maintenance doit être minimisée afin de maximiser la disponibilité de l'éolienne et donc sa production énergétique.

D'autre part, et en considérant les éléments cités précédemment, le risque encouru par les techniciens au moment de l'intervention est lui aussi amplifié. En effet, la multitude des composants à réparer ou à remplacer et les temps d'intervention allongés, augmentent le risque d'accidents liés aux actions de maintenance.

A ce jour, aucune base de données scientifique, axée sur la santé et la sécurité du travail dans le secteur éolien, n'est accessible.

L'insuffisance de données est d'autant plus marquante en constatant que la seule source de données accessibles provient d'une association regroupant des militants anti-éoliens : la Caithness Windfarm Information Forum (CWIF).

En 2014, l'Institut de Recherche Robert-Sauvé en Santé et Sécurité au Travail (IRSST) a effectué une étude visant à apporter une meilleure connaissance des enjeux liés à la santé et à la sécurité du travail pour le secteur éolien. Dans le rapport, un intérêt particulier est porté à la nature de la tâche effectuée par l'employé pendant l'accident dans le but de situer l'accident dans le cycle de vie de l'éolienne.

Le tableau suivant, issu du rapport IRSST, montre que les deux tâches pendant lesquelles il se produit le plus d'accidents sont la construction et la maintenance :

	Nombre de travailleurs	Nombre d'accidents
Décès	35	34
construction	12	12
maintenance	14	14
recherche	4	3
transport	1	1
NSP	4	4
Divers	89	10
construction	86	7
maintenance	3	3
Blessure	106	82
construction	17	15
divers	4	4
exploitation	3	2
maintenance	74	55
recherche	3	2
transport	1	1
NSP	4	3
Feu	6	3
maintenance	6	3
Transport	51	19
construction	17	8
maintenance	23	1
transport	11	10
Total	287	148

Tableau 3. 1: Répartition des accidents survenant dans le secteur éolien selon leur type et la nature de la tâche (IRSST, 2014)

Concrètement, il y a plus de « décès » lors de la maintenance des éoliennes que lors de la construction, tandis que pour les accidents de type « blessures », les accidents de maintenance sont presque 4 fois plus nombreux que les accidents de construction.

Pour ce qui est des accidents multiples, impliquant de deux à quatre travailleurs, le tableau suivant montre qu'ils sont nettement plus nombreux lors des phases de maintenance que lors des autres phases de vie d'un parc éolien.

Nombre de travailleurs impliqués	Construction	Exploitation	Maintenance	Recherche	Transport	NSP
4			4			
3	1		2			
2	1	1	6	2	1	1

Tableau 3. 2: Nombre d'accidents impliquant plusieurs travailleurs (IRSST, 2014)

Aussi, d'après le rapport de l'IRSST, la maintenance constitue la tâche causant le plus d'accidents dans le secteur éolien et représenterait à elle seule, 51% des accidents contre 28% pour la phase de construction. Ces chiffres se justifient, d'une part, quant à la durée de la phase de construction des parcs éoliens, c'est-à-dire la période pendant laquelle des entreprises relevant du secteur de la construction œuvrent, et ce, pour une durée prédéterminée et plus courte (autour de 2 ans) que celle de la maintenance qui s'étend sur toute la période d'exploitation de l'éolienne, c'est-à-dire la période pendant laquelle des entreprises spécialisées s'assurent du fonctionnement des éoliennes (autour de 20 ans). Notons aussi qu'une éolienne nécessite 80 à 200 heures de maintenance par année, dépendamment de son âge (Poore et Walford, 2008).

D'autre part, les chantiers de construction sont relativement bien organisés et inspectés en matière de SST, contrairement aux activités de maintenance qui ne sont pas réglementées.

En somme, les principaux risques auxquels doivent faire face les travailleurs du secteur éolien sont liés aux travaux en hauteur, à l'omniprésence d'électricité sous haute tension, à la présence de pièces en mouvement dans un espace restreint, et à l'éloignement.

Ainsi, le travail en hauteur, certaines opérations effectuées dans des espaces ressemblant à des espaces clos, l'isolement, l'absence de moyens de secours à proximité, les exigences physiques de l'escalade des tours, le travail par de très basses températures, les risques d'électrocution, mais aussi l'absence d'entraînement pratique, et une formation insuffisante des travailleurs occasionnels, constituent l'essentiel de la problématique.

Par ailleurs, il existe très peu de formation de maintenance d'éolienne au niveau professionnel à travers le monde. Cette formation ne permet pas de pourvoir tous les postes disponibles ; il y a actuellement une pénurie de techniciens, formés et autonomes, chez les exploitants ; ce qui se traduit par l'embauche, chez des sous-traitants, de mécaniciens ou d'électriciens non spécifiquement formés au travail sur les éoliennes récentes. Selon Gill, (2008) et Truc, (2008), le secteur éolien arrive dans une période critique en ce qui concerne la disponibilité du personnel de maintenance qualifié et formé.

De plus, sans doute en raison du caractère récent de cette industrie, les pratiques de prévention sont plutôt limitées par rapport à d'autres secteurs. Les programmes de prévention sont peu détaillés et loin de correspondre aux exigences ou aux bonnes pratiques véhiculées par la CSST (Commission de la Santé et de la Sécurité du Travail).

Ainsi, le rapport de l'IRSST place la maintenance comme la cause majeure des accidents survenant dans le secteur éolien. Il met également en évidence le manque de formation des techniciens de maintenance et l'absence de plan de prévention. Ces trois éléments justifient donc la nécessité d'un plan de maintenance optimisant le nombre d'interventions et réduisant ainsi considérablement tous les risques liés à ces opérations.

Concernant la stratégie de maintenance adoptée pour les éoliennes, plusieurs recherches, comme celles de Şen, (1997) et Krokoszinski, (2003) ont été développées afin d'améliorer la fiabilité et la disponibilité des éoliennes, tout en minimisant le coût total de maintenance. Dans ce contexte, la majeure partie de la stratégie de maintenance des éoliennes a reposé sur la maintenance corrective. Almgren et al., (2011) ont élaboré un modèle d'optimisation pour établir un remplacement optimal de composant lorsqu'une défaillance survient dans le système. Ce modèle est étendu par Patriksson et al., (2015) en utilisant une approche de programmation stochastique. D'autre part, Ding et Tian, (2011 et 2012) ont développé des actions de maintenance préventive imparfaite ou par remplacement en fonction de la connaissance de l'âge des composants, qui représente le facteur déclenchant de la réparation. Tian et al., (2011) ont développé une maintenance conditionnelle optimale (CBM Condition Based Maintenance) définie par deux valeurs de seuil de probabilité de défaillance au niveau de l'éolienne. Les auteurs visent à réduire les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M)

des systèmes de production d'énergie éolienne en utilisant une méthode de simulation. Selon les travaux mentionnés ci-dessus, les modèles d'optimisation de la maintenance proposés se concentrent pour le premier sur la minimisation des coûts de maintenance sans prendre en compte les caractéristiques et les données réelles des actions de maintenance des parcs éoliens. De cette manière, Hofmann et Sperstad, (2013) ont simulé la phase opérationnelle d'une éolienne offshore en utilisant le modèle NOWIcob afin de déterminer une stratégie de maintenance optimisée pour un vent offshore donné, en tenant compte de l'incertitude météorologique et d'autres aspects pertinents pour la phase opérationnelle. Sahnoun et al., (2019) ont proposé un modèle hybride de maintenance basé sur des systèmes multi-agents. Ils ont considéré plusieurs facteurs qui sont la taille de l'éolienne, la taille du parc éolien, son éloignement de la côte et les conditions météorologiques qui compliquent l'intervention de maintenance.

Néanmoins, la politique de maintenance proposée repose essentiellement sur la vérification de l'état ou de la dégradation de l'éolienne sans considérer l'éolienne comme un système multi-composants en précisant à chaque action de maintenance les composants à entretenir. Toutes ces raisons nous amènent à repenser la stratégie de maintenance développée dans le chapitre précédent. Le présent chapitre étudie une nouvelle stratégie de maintenance intégrée à la production d'énergie pour une éolienne à plusieurs composants dans laquelle est considérée la corrélation entre la variation du taux de production d'énergie et le taux de défaillance. Une approche de résolution séquentielle est proposée, permettant de déterminer un plan optimal de production et un plan de maintenance imparfaite, tenant compte de la variation de la demande, de l'incertitude de la vitesse du vent et du niveau de service pour satisfaire la demande, tout en minimisant les différents coûts encourus (coûts de production, de maintenance et de stockage des batteries). Dans cette étude, une contribution majeure se traduit par l'amélioration de la stratégie de maintenance vers une stratégie combinée de maintenance imparfaite et sélective visant à la fois, à établir sur l'horizon de production d'énergie, les périodes de maintenance optimales et à sélectionner pour chacune le nombre adéquat de composants entretenus.

La stratégie de maintenance combinée imparfaite et sélective vise à déterminer, lors des arrêts de maintenance, les composants à remplacer, afin de minimiser le coût total de maintenance, tout en garantissant un niveau de fiabilité minimum pour la prochaine période de production d'énergie. Par rapport aux travaux antérieurs, tels que ceux de Hajej et al., (2020), dans ce travail, le coût de maintenance préventive imparfaite est une variable à optimiser, qui est fonction de la durée de la maintenance, du nombre de composants entretenus et du coût de remplacement unitaire. De plus, à notre connaissance, aucune recherche n'a été rapportée dans la littérature, qui étudie l'influence de la fiabilité des éoliennes par les conditions de fonctionnement (charge, chauffage, etc.) et les conditions climatiques.

A cet égard, en utilisant le modèle de Cox, Fox et Weisberg, (2011), nous établissons le modèle de fiabilité des éoliennes en fonction des modèles de fiabilité de ses composants affectés par les conditions de fonctionnement et d'environnement.

Ainsi, ce troisième chapitre est composé comme suit : Dans un premier temps, nous ferons un rappel de la politique économique de production développée au deuxième chapitre. Ensuite, nous proposerons une stratégie de maintenance combinée : imparfaite avec réparations minimales et

sélective sous contraintes opérationnelles et environnementales, que nous validerons par des exemples numériques et des études de sensibilité.

3.2. Description du problème

En nous basant sur la stratégie d'optimisation développée dans le chapitre 2, allant de la production au stockage en passant par la maintenance d'une éolienne, nous considérons le même système, cette fois-ci, soumis à des contraintes opérationnelles et environnementales.

Il s'agit alors de développer une stratégie améliorée de maintenance intégrée prenant en compte la variation du taux de production d'énergie et son impact sur l'évolution de taux de défaillance minimisant les différents coûts, assurant le niveau de service souhaité, et donc satisfaisant la demande caractérisée par son aspect aléatoire (chapitre 2), sous les conditions fonctionnelles et climatiques de l'éolienne.

3.2.1. Description du système éolien

Le système étudié est composé d'une éolienne avec un système de stockage de type inertiel.

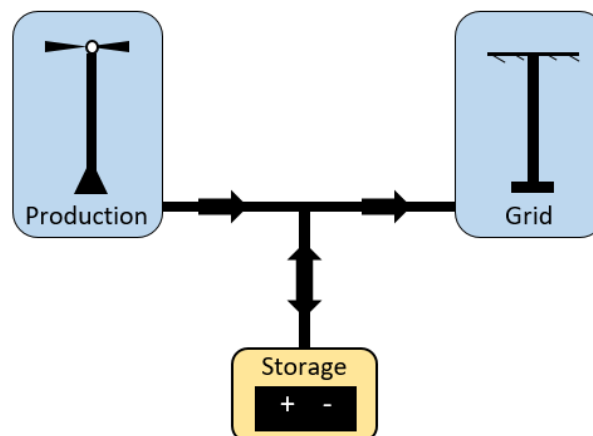


Figure 3. 1: Description du système pour la maintenance intégrée imparfaite et sélective d'une éolienne

Rappelons que le but de ce travail est d'élaborer une politique de maintenance intégrée à la production énergétique d'une éolienne à travers un plan économique de production et un plan optimal de maintenance pour satisfaire une demande aléatoire d'électricité.

L'éolienne est considérée comme un système à plusieurs composants avec une structure série-parallèle, comme le montre la Figure 3.2. Rappelons que la puissance de sortie des éoliennes est incertaine car elle est étroitement liée à la vitesse du vent qui est stochastique. D'autre part, la corrélation entre la production et la maintenance est mise en évidence à travers l'influence naturelle du taux de production de l'éolienne sur son taux de défaillance.

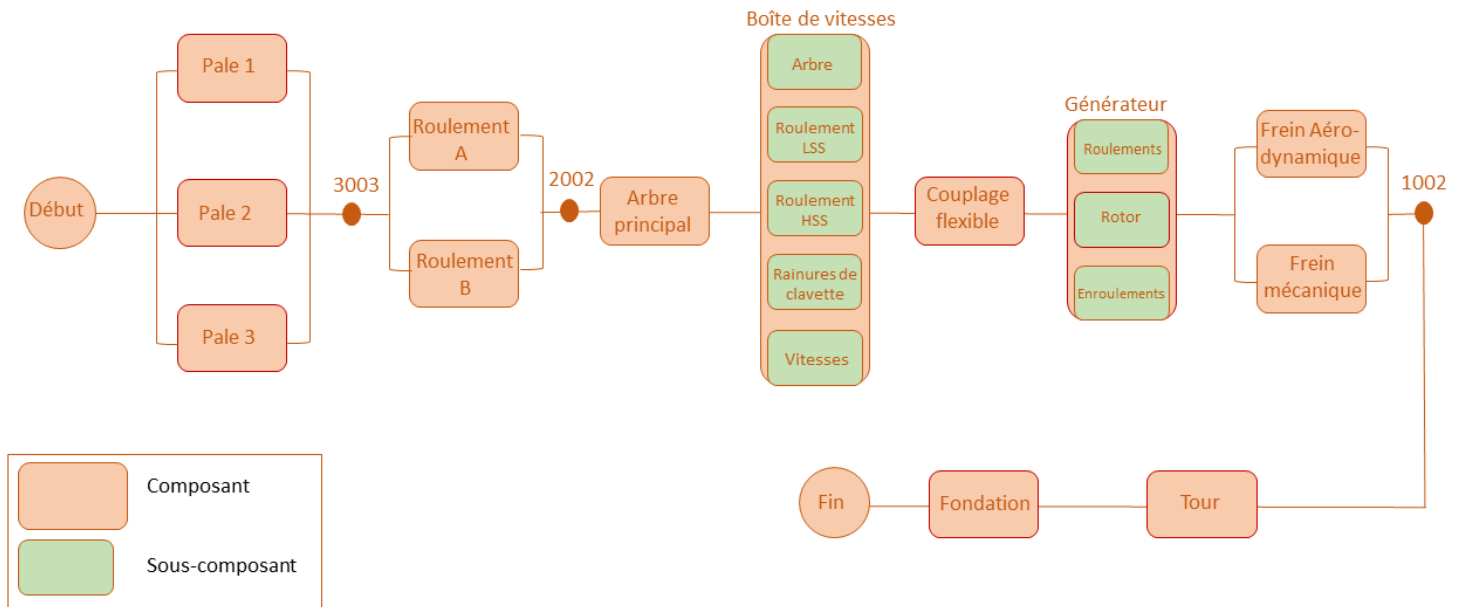


Figure 3. 2: Schéma d'une éolienne (Andrawus, 2008)

À cet égard, l'objectif est d'établir une planification intégrée optimale de la production d'énergie et de la maintenance préventive combinée imparfaite et sélective, tout en minimisant les coûts de maintenance, de production d'énergie et de stockage des batteries, en adoptant une approche de résolution séquentielle prenant en compte la variation de la demande, l'incertitude de la vitesse du vent et le niveau de service. Après avoir déterminé le plan optimal de production d'énergie sur l'horizon de production, l'approche de résolution a utilisé ce dernier pour établir, d'autre part, les périodes optimales de maintenance imparfaite et, pour chacune, les composants adéquats à remplacer. L'optimisation de la planification de la maintenance préventive prend en compte la contrainte de fiabilité des éoliennes qui est calculée en fonction des modèles de fiabilité de ces composants affectés par les conditions de fonctionnement et d'environnement.

3.2.2. Stratégie d'optimisation séquentielle

Comme le suggère la stratégie de résolution séquentielle, nous déterminons d'abord le plan économique de production sous contrainte du taux de service. Puis nous intégrons les résultats de ce dernier dans l'élaboration du plan optimal de maintenance sous contraintes opérationnelles et environnementales.

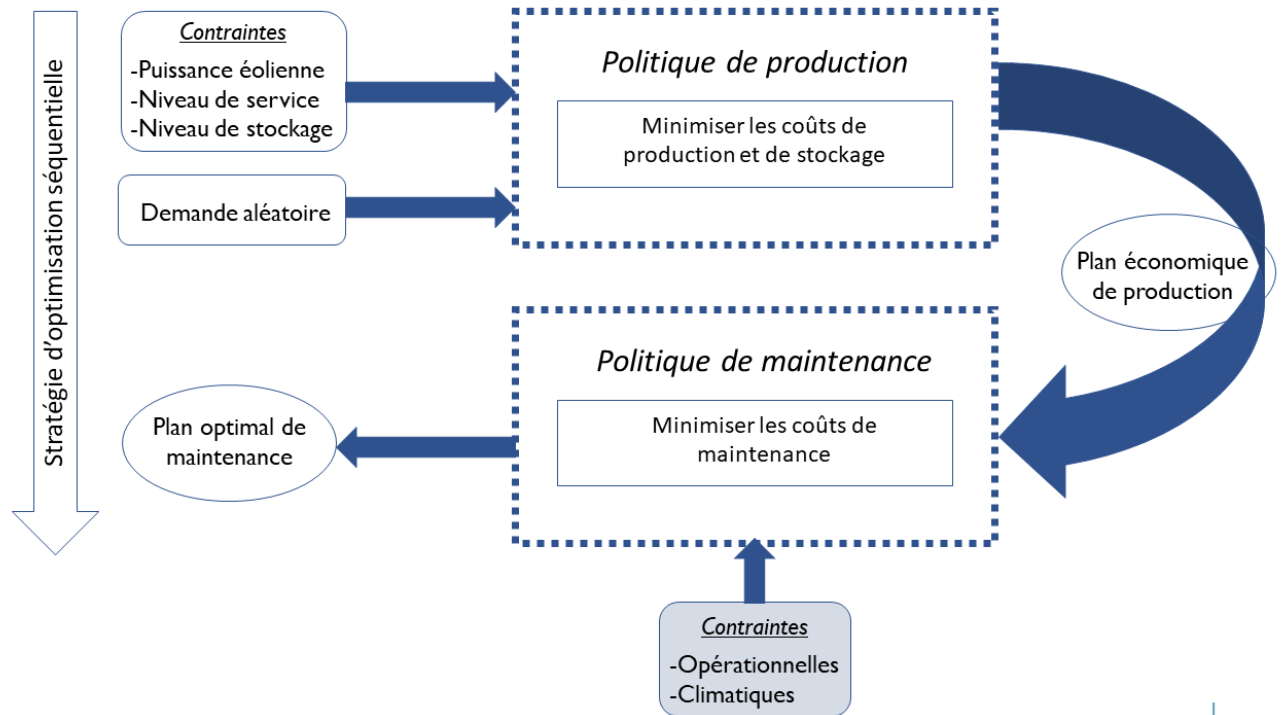


Figure 3. 3: Stratégie d'optimisation séquentielle pour la maintenance intégrée imparfaite et sélective d'une éolienne sous contraintes opérationnelles et environnementales

3.3. Description de politiques de production et de maintenance

3.3.1. Rappels sur la politique économique de production d'énergie éolienne

La quantité d'énergie produite par les éoliennes dépend essentiellement de la vitesse du vent qui est très aléatoire. En effet, quantifier périodiquement la puissance de sortie des éoliennes nécessite une étude approfondie prenant en compte plusieurs facteurs incertains, afin de répondre aux demandes des clients. A cet effet, cette section rappelle les éléments fondamentaux de la politique de planification de la production d'énergie développée dans le deuxième chapitre. Celle-ci vise à minimiser le coût total de production et de stockage d'énergie pendant la production à horizon fini $H \cdot \Delta t$.

La planification de la production d'énergie est limitée par le taux de service qui évalue la capacité de l'éolienne à satisfaire les clients, la demande aléatoire des clients et les batteries de stockage d'électricité produites en cas de pénurie.

Par conséquent, la planification de la production d'énergie économique est réalisée grâce à la détermination périodique du taux de production optimal de l'éolienne, minimisant les coûts de production et de stockage, ainsi que la satisfaction de la demande d'énergie aléatoire sous le niveau de service prédéfini.

3.3.2. Elaboration de la stratégie améliorée de maintenance : stratégie combinée de maintenance imparfaite et sélective

Afin d'augmenter la fiabilité de l'éolienne, nous devons repenser la stratégie de maintenance développée dans le chapitre précédent.

Pour ce faire, nous étudierons une nouvelle stratégie améliorée qui combine deux stratégies de maintenance : la maintenance imparfaite, puis la maintenance sélective sous contraintes opérationnelles et environnementales.

3.3.2.1. Maintenance imparfaite avec réparations minimales

Ainsi, l'élaboration de la stratégie améliorée de maintenance de l'éolienne repose, dans un premier temps, sur une maintenance imparfaite qui consiste en une opération périodique, visant à réduire le taux de défaillance à chaque période de maintenance. Ce qui signifie qu'après une période de maintenance, la machine sera rajeunie, mais pas aussi bonne que neuve. Nous supposons qu'une maintenance imparfaite (par exemple le remplacement de composants très usés, lubrification, réglage autre...) se produira à la période de maintenance $k \cdot T_{IM}$ où $k \in \{1, 2, \dots, N_{IM}\}$. Ce qui signifie que lorsque t sera égal à T_{IM} après une opération de maintenance, la fiabilité du système diminuera ; cependant, elle sera supérieure à sa valeur initiale à t_0 .

S'il se produit une panne entre deux actions de maintenances préventives, on effectue une réparation minimale, qui permet de remettre l'éolienne en marche sans impacter son taux de défaillance. La durée d'une réparation minimale est supposée négligeable.

De nombreux chercheurs ont travaillé sur la politique de maintenance imparfaite ; nous mentionnons Zhang et Jardine, (1998) qui a supposé que lors de la maintenance imparfaite, le taux de défaillance de la machine serait entre « aussi bon que neuf » (AGAN ; As Good As New) et aussi « mauvais que vieux » (ABAO ; As Bad As Old).

3.3.2.2. Maintenance sélective sous contraintes opérationnelles et environnementales

Simultanément avec la détermination des périodes optimales de maintenance imparfaite, nous allons préciser quel composant doit être remplacé avant l'autre en étudiant les sous-composants de l'éolienne et en appliquant la stratégie de maintenance sélective. La stratégie de maintenance sélective vise ainsi à établir à chaque période de maintenance imparfaite $k \cdot T_{IM}$ ($k = 1, 2, \dots, N_{IM}$) les composants d'éoliennes à remplacer, tout en minimisant le coût total de maintenance et en garantissant un niveau de fiabilité. À cette fin, il est nécessaire de réaliser une étude approfondie de la fiabilité des composants de l'éolienne qui influencent les conditions de fonctionnement et environnementales.

3.4. Formulation du problème de planification de la production

c

3.4.1. Fonctionnalité de l'éolienne et estimation de l'énergie produite

La puissance de sortie moyenne de l'éolienne pendant la période k est exprimée comme suit:

$$P(v) = \int_{v_{ci}}^{v_r} \left(\frac{a}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{a-1} \exp \left(- \left(\frac{v}{c} \right)^a \right) \times P_r \times \frac{(v^a - v_{ci}^a)}{(v_{ci}^a - v_r^a)} \right) dv + \int_{v_{ci}}^{v_r} \left(\frac{a}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{a-1} \exp \left(- \left(\frac{v}{c} \right)^a \right) \times P_r \right) dv \quad (\text{III.1})$$

Pendant la période k , la puissance de sortie moyenne peut être estimée par l'équation suivante:

$$P_k = E[P(v(t))] = \int_{(k-1) \cdot \Delta t}^{k \cdot \Delta t} t \cdot P(v(t)) dt \quad (\text{III.2})$$

3.4.2. Les différents coûts de production

- Coût de production

Le coût de production dans notre cas sera le suivant :

$$Cp \times (P_k - \widehat{P}_k)^2 \quad (\text{III.3})$$

- Coût de stockage

En raison de la fluctuation des stocks par rapport au niveau optimal des stocks nets, l'équation ci-dessous décrit les coûts de stockage encourus :

$$Cs \times E \left[(B_k^v - (a_1 + a_2 \times D_k))^2 \right] \quad (\text{III.4})$$

3.4.3. Formulation du problème

La formulation du problème se résume dans la fonction objective de la production économique :

$$\underset{(P_{jk}, B_k^v)}{\text{Min}} \quad CT = \sum_{k=1}^H Cs \times E \left[(B_k^v - (a_1 + a_2 \times D_k))^2 \right] + \sum_{k=1}^{H-1} Cp \times (P_k)^2 \quad (\text{III.5})$$

Sous Contraintes :

$$\text{Niveau de stockage :} \quad B_k^v = B_{k-1}^v + P_k - D_k \quad (\text{III.6})$$

$$B_k = \max(B_k^v, 0) \quad (\text{III.7})$$

$$\text{Niveau de service : } \quad \text{Prob}(B_k^v \geq 0) \geq \theta \quad (\text{III.8})$$

La résolution de notre problème passera d'abord par la transformation du problème stochastique en un problème équivalent déterministe. (Chapitre 2)

3.5. Formulation de problème de planification de maintenance : stratégie combinée de maintenance imparfaite et sélective

Dans cette section, nous développons une optimisation conjointe de la production d'énergie et une planification combinée de la maintenance imparfaite et sélective de l'éolienne. A chaque action de maintenance imparfaite déterminée en fonction de l'évolution du taux de défaillance de l'éolienne et en minimisant le coût total des actions préventives et correctives, nous précisons quels composants d'éoliennes doivent être remplacés pour chaque action de maintenance préventive. Pour cela, une maintenance sélective est appliquée sur les composants de l'éolienne visant à remplacer les composants défectueux pour chaque action de maintenance préventive, telle que présentée sur la figure suivante :

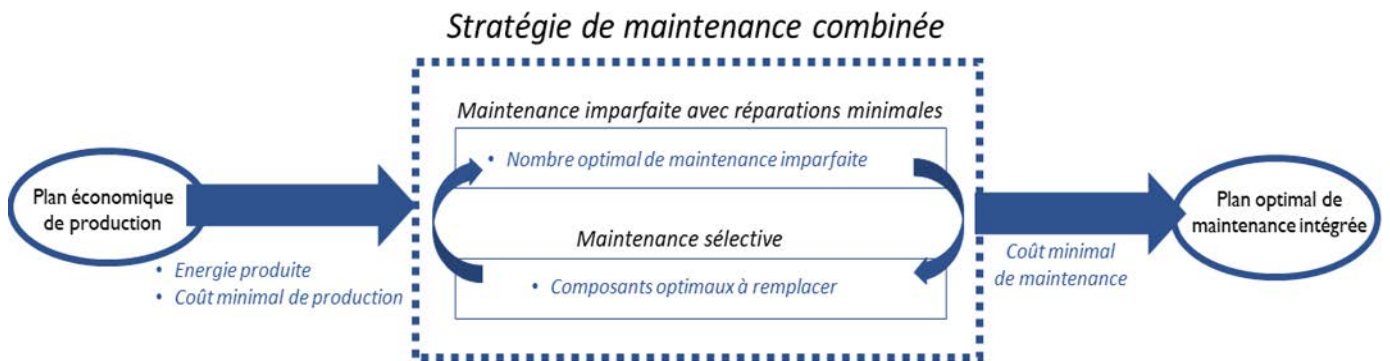


Figure 3. 4: Stratégie de maintenance combinée imparfaite/sélective

Cette section propose une stratégie de maintenance imparfaite et sélective améliorée visant à établir le nombre optimal d'actions de maintenance préventive imparfaites N_{IM} ainsi que l'intervalle de maintenance $T = H/N_{IM}$ et à chaque extrémité de $k \cdot T_{IM}$ ($k = 1, 2, \dots, N_{IM}$) certains composants de l'éolienne doivent être remplacés, tout en minimisant le coût total de maintenance et en garantissant une contrainte de niveau de fiabilité.

$$\underset{(N_{IM})}{\text{Min}} MC = C_{PM}(\bar{\omega}) \cdot (N_{IM} - 1) + C_{CM} \cdot \bar{Y}(P, N_{IM}) \quad (\text{III.9})$$

Le coût unitaire de maintenance préventive $C_{PM}(\varpi)$, correspondant au coût de maintenance sélective, dépend de la durée de celle-ci, du nombre de composants maintenus et du coût unitaire de remplacement, $\varpi = (Cr_i, t_i, Nc)$

$$\underbrace{\text{Min}}_{(N_{IM})} MC_S = \underbrace{\text{Min}}_{(m_i(k), k:1, \dots, N_{IM})} C_{PM}(Cr_i, t_i, Nc) \quad (\text{III.10})$$

Et sous la contrainte de fiabilité :

$$R_{WT}(k, Z, Z^{EC}) \geq R^* \quad (\text{III.11})$$

Avec $R_{WT}(k, Z, Z^{EC})$: Estimation de la fiabilité de l'éolienne

A cette fin, nous étudions en profondeur la fiabilité des composants d'éoliennes qui sont influencés par les conditions de fonctionnement et environnementales.

3.5.1. Maintenance imparfaite avec réparations minimales

Cette partie est dédiée à présenter une stratégie de maintenance imparfaite qui consiste en une opération périodique qui réduira le taux de défaillance à chaque période de maintenance. Ce qui signifie qu'après chaque action de maintenance imparfaite, le taux de défaillance de l'éolienne est réduit et son état sera entre les deux états "AGAN: as good as new" et "ABAO: as bad as old", c'est-à-dire que l'éolienne sera plus jeune mais pas aussi bonne que neuve. Nous supposons qu'une maintenance imparfaite (par ex. Remplacement de composants très usés, lubrification, réglage autre...) se produira à la période de maintenance k . T_{IM} où $k \in \{1, 2, \dots, N_{IM}\}$. C'est pour cela, une fois la période de maintenance imparfaite est déterminée, une maintenance sélective est lancée sur les composants de l'éolienne visant à remplacer les composants défectueux, qui fera l'objet de la section suivante. Supposons que les actions de maintenance corrective se produisent entre des interventions imparfaites sont caractérisées par des réparations minimales. On effectue une réparation minimale, qui permet de remettre l'éolienne en marche sans impacter son taux de défaillance quand une défaillance apparaitre entre deux actions de MP. La durée d'une réparation minimale est supposée négligeable.

Le réel avantage de cette stratégie de maintenance considère au premier plan la sécurité de la maintenance des parties prenantes liée au climat ou à la hauteur des éoliennes.

De nombreux chercheurs ont travaillé sur la politique de maintenance imparfaite, nous mentionnons (Zhang et Jardine, 1998) qui a supposé que lors de la maintenance imparfaite, le taux de défaillance de la machine serait entre aussi bon que neuf (AGAN) et aussi mauvais que vieux (ABAO).

Afin d'établir le plan conjoint de maintenance imparfaite et de production d'énergie nous devons déterminer le nombre optimal d'actions de maintenance imparfaites N_{IM}^* , en minimisant le coût total de maintenance. Rappelons que le plan optimal de maintenance imparfaite est à la fois le

nombre optimal d'actions N_{IM}^* , et l'intervalle optimal de maintenance T^* . L'expression reliant N_{IM}^* et T^* est défini comme suit :

$$N_{IM}^* = \left\lfloor \frac{H \times \Delta t}{T_{IM}^*} \right\rfloor \quad (\text{III.12})$$

Avec : $\lfloor \cdot \rfloor$ la partie entière

Afin de mettre en place une politique de maintenance imparfaite, nous devons d'abord définir l'expression du taux de $\lambda_k(t)$ et le nombre moyen de pannes $\bar{Y}(P, N_{IM})$.

Afin de mettre en place une politique de maintenance imparfaite, nous devons d'abord définir l'équation du taux de défaillance et à partir de celle-ci, nous pouvons déterminer le nombre moyen de défaillances.

3.5.1.1. Estimation du taux de défaillance

Dans cette étude, nous supposons que le taux de défaillance de l'éolienne est linéaire, et qu'il est influencé par le taux et le temps de production. D'où la corrélation entre la production et la maintenance de l'éolienne.

Comme le montre la figure 3.5, des actions de maintenance imparfaite (renouvellement partiel) sont effectuées aux instants $T_{IM}, 2T_{IM}, 3T_{IM} \dots$. A chaque intervalle $I_k = [(k-1) \cdot T_{IM}, k \cdot T_{IM}]$, le taux de défaillance sera égal au taux de défaillance de l'intervalle précédent I_{k-1} multiplié par un facteur de dégradation e^α avec un nombre réel positif.

Par exemple, si le taux de défaillance pendant $I_1 = [0, T_{IM}]$ est $\lambda(t)$ varie entre $\lambda(0)$ et $\lambda(T_{IM})$, alors pendant $I_2 = [T_{IM}, 2T_{IM}]$ après l'action de maintenance imparfaite à $t = T_{IM}$, le taux de défaillance varie entre $e^\alpha \lambda(0)$ et $e^\alpha \lambda(T_{IM})$. Pendant l'intervalle $I_3 = [2T_{IM}, 3T_{IM}]$, le taux de défaillance variera entre $\lambda(0)e^{2\alpha}$ et $\lambda(T)e^{2\alpha}$ etc.

Ainsi, le taux de défaillance dans le cas de la maintenance imparfaite s'exprime comme suit:

$$\lambda_k(t) = \lambda_{k-1}(\Delta t) \left(1 - \left\lfloor \frac{k-1}{\left(\left\lfloor \frac{k-2}{T_{IM}} \right\rfloor + 1\right) T_{IM}} \right\rfloor \right) + \frac{P_k}{P_{max}} \lambda_n(t) + \left\lfloor \frac{k-1}{\left(\left\lfloor \frac{k-2}{T_{IM}} \right\rfloor + 1\right) T_{IM}} \right\rfloor \lambda_0 \times e^{\left\lfloor \frac{k}{T_{IM}} \right\rfloor \alpha} \quad (\text{III.13})$$

Où $k \in \{1, 2, \dots\}$

Avec le taux de défaillance de l'éolienne sous conditions nominales : $\lambda_n(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1}$

$$(\text{III.14})$$

Le taux de défaillance peut également s'exprimer comme suit :

$$\lambda_k(t) = \prod_{i=1}^k \left(1 - \frac{k-1}{\left(\left\lfloor \frac{k-2}{T_{IM}} \right\rfloor + 1 \right) T_{IM}} \right) \times \lambda_0 + \sum_{i=1}^{k-1} \left(\frac{P_i}{P_{max}} \times \lambda_n(\Delta t) \right) + \frac{P_k}{P_{max}} \times \lambda_n(t) + \sum_{i=1}^k \left(\frac{k-1}{\left(\left\lfloor \frac{k-2}{T_{IM}} \right\rfloor + 1 \right) T_{IM}} \times e^{\left\lfloor \frac{i}{T_{IM}} \right\rfloor \times \alpha} \right) \times \lambda_0 \quad \forall t \in [0, \Delta t]$$

(III.15)

Avec

λ_0 : Taux de défaillance à t_0

e^α : Facteur de dégradation de l'éolienne

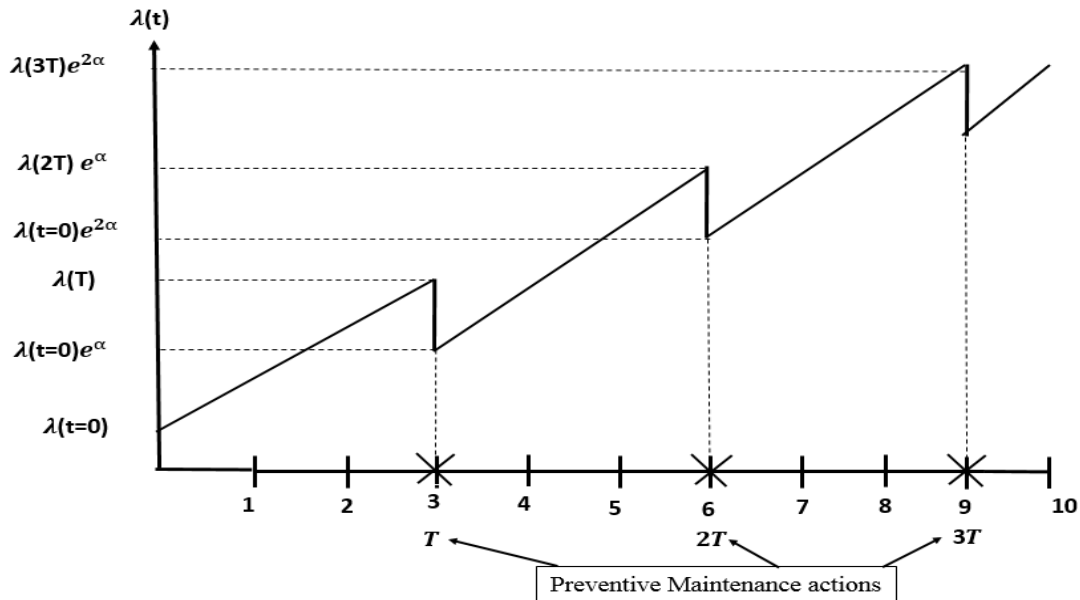


Figure 3. 5: Evolution du taux de défaillance lors d'une maintenance imparfaite

3.5.1.2. Nombre moyen de pannes

Le nombre moyen de pannes $\bar{Y}(P, N_{IM})$ pour la maintenance corrective est le nombre cumulé de taux de panne $\lambda_k(t)$. Le nombre moyen de pannes de l'éolienne pendant Δt peut être défini comme suit:

$$\bar{Y}(P, N) = \int_0^{\Delta t} \lambda_k(t) dt \quad (III.16)$$

Les actions de maintenance préventive imparfaite pour l'éolienne sont exécutées à chaque période de maintenance $i.T_{IM}$, ce qui implique que l'éolienne est restaurée entre l'état "as good as new" et "as bad as new".

Le nombre moyen de pannes pendant $[i \cdot T_{IM}, (i + 1) \cdot T_{IM}]$ peut être exprimé comme suit :

$$\bar{Y}(P, N_{IM}) = \sum_{i=0}^{N_{IM}-1} \left[\sum_{k=In\left(i+\frac{T_{IM}}{\Delta t}\right)+1}^{In\left((i+1)\frac{T_{IM}}{\Delta t}\right)} \int_0^{\Delta t} \lambda_k(t) dt \right] + \sum_{k=N_{IM} \times T}^{H\Delta t} \int_0^{\Delta t} \lambda_k(t) dt \quad (\text{III.17})$$

3.5.2. Maintenance sélective des composants de l'éolienne

Dans cette section, on considère l'estimation de la fiabilité de l'éolienne à partir de ses sous-composants sous contraintes opérationnelles et climatiques. Ainsi, dans cette partie, nous nous concentrons sur le système multi-composants pour lequel un certain niveau de fiabilité doit être assuré pour toutes les périodes de l'horizon de planification. Nous établissons une stratégie de maintenance sélective visant à établir à chaque instant de maintenance préventive imparfaite $k \cdot T_{IM}^*$ ($k = 1, 2, \dots, N_{IM}$) les composants d'éoliennes à remplacer, tout en minimisant le coût total de maintenance sélective et en garantissant un niveau maximal de fiabilité. À cette fin, dans un premier temps, nous étudions en profondeur la fiabilité des composants d'éoliennes qui sera influencée par les conditions de fonctionnement et environnementales. Il s'agit de sélectionner les bons composants i , $i = 1, 2, \dots, N_c$ qui doivent être entretenus à la fin de chaque période de maintenance sélective k , $k = 1, 2, \dots, N_{IM}$, afin de minimiser le coût de maintenance préventive et garantir un niveau de fiabilité souhaité de l'éolienne pour la prochaine période de production d'énergie.

Les notations suivantes sont utilisées :

t_i : Temps de réparation du composant i

Cr_i : Coût de remplacement du composant i

Cw : Coût de la main-d'œuvre par unité de temps

Cf : Coût encouru lors du démontage et du remontage du système dans le cas où au moins un composant doit être remplacé. Ce coût n'est enregistré qu'une seule fois même si plusieurs composants sont remplacés

$m_i(k \cdot T_{IM})$: Variable binaire spécifiant si le composant i est remplacé ou non dans la période $k \cdot T_{IM}$

$\emptyset(k \cdot T_{IM})$: Variable binaire spécifiant si au moins un des sous-composants doit être remplacé à la fin de la période $k \cdot T_{IM}$

N_c : Nombre de composants maintenus

R^* : Fiabilité minimale requise à la fin de chaque période

De plus, deux variables de décision sont utilisées, comme suit :

$$m_i(k \cdot T_{IM}) = \begin{cases} 1 & \text{si le } i^{\text{ème}} \text{ sous - composant doit être changé à la période } k \cdot T_{IM} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

$$\emptyset(k \cdot T_{IM}) = \begin{cases} 1 & \text{si } \sum_{i=1}^{N_c} m_i(k \cdot T_{IM}) \geq 1 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{III.19})$$

3.5.2.1. Coûts impliqués

- Coût de remplacement du $i^{\text{ème}}$ sous-composant à la fin de la période $k \cdot T_{IM}$:

$$Cr_i \times m_i(k \cdot T_{IM}) \quad (\text{III.20})$$

- Coût de main d'œuvre du $i^{\text{ème}}$ sous-composant à la fin de la période $k \cdot T_{IM}$:

$$C_w \times t_i \times m_i(k \cdot T_{IM}) \quad (\text{III.21})$$

- Coût de démontage et de remontage de l'éolienne dans le cas où au moins un des sous-composants doit être remplacé à la fin de la période $k \cdot T_{IM}$:

$$Cf \times \emptyset(k \cdot T_{IM}) \quad (\text{III.22})$$

3.5.2.2. Formulation du coût de maintenance sélective

Nous visons à minimiser le coût de maintenance sélective pour chaque période k où la fiabilité de l'éolienne doit être supérieure à une valeur minimale fixe appelée R^* .

Ainsi, à partir de l'équation (III.10), le problème de maintenance sélective est formulé comme suit:

$$\underbrace{\text{Min}}_{(N_{IM})} MC_S = \underbrace{\text{Min}}_{(m_i(k), k:1, \dots, N_{IM})} C_{PM}(Cr_i, t_i, N_c) = \sum_{i=1}^{N_c} [(Cr_i + C_w \times t_i) \times m_i(k \cdot T_{IM})] + Cf \times \emptyset(k \cdot T_{IM}) \quad (\text{III.23})$$

$$\text{Avec} \quad R_{WT}(k, Z, Z^{EC}) \geq R^* \quad (\text{III.11})$$

Sachant que :

Avec : $R_{WT}(k, Z, Z^{EC})$: estimation de la fiabilité de l'éolienne

Z: facteurs opérationnels

Z^{EC} : facteurs climatiques

3.6. Estimation de la fiabilité des sous-composants de l'éolienne sous contraintes opérationnelles et environnementales

Afin de mettre en place la politique de maintenance sélective, nous devons premièrement, déterminer la fiabilité de chacun des sous-composants de l'éolienne (montés en série et en parallèle) dans les conditions de fonctionnement. A partir des fiabilités estimées, nous déterminerons la fiabilité et le taux de défaillance de l'éolienne sous conditions climatiques. Enfin, nous présenterons notre modèle de politique de maintenance sélective intégrée avec un exemple numérique pour garantir sa validité.

A notre connaissance, personne n'a jamais travaillé sur l'influence des conditions de fonctionnement (charge, chauffage, etc.) du sous-composant de l'éolienne, ni sur les conditions climatiques sur la fiabilité de l'éolienne. Afin de modéliser les conditions de fonctionnement et d'environnement, nous avons utilisé le modèle Cox.

3.6.1 Cox Model

Le modèle de Cox établit une relation paramétrique entre les facteurs environnementaux, opérationnels et de risque de défaillance (Kumar et Klefsjo, 1994).

On note $Z = (Z_1, Z_2 \dots Z_p)$, le vecteur ligne de p facteurs opérationnels/ climatiques considérés dans l'étude. Plus précisément, ce vecteur représente les niveaux de contraintes (pression, températures, etc.) appliqués. Chaque test est caractérisé par ses «contraintes» vectorielles. Chaque facteur opérationnel/climatique est associé à un coefficient de pondération b , qui quantifie l'influence des facteurs opérationnels/climatiques sur le composant. On note $b = (b_1, b_2 \dots b_p)$ le vecteur de pondération correspondant aux facteurs opérationnels/climatiques considérés.

Le modèle de régression multiplicative des données de survie est écrit sous la forme d'une relation entre la fonction de fiabilité (en fonction du temps) établie dans les conditions nominales opérationnelles/climatiques et la fonction $g(Z)$ de p conditions opérationnelles/ climatiques (Kuk, 1986).

$$R_0(t) = [R_0(t)]^{g(Z)} \quad t \geq 0 \quad (\text{III.24})$$

Avec :

$$g(Z) = Z_1 b_1 + Z_2 b_2 + \dots + Z_p b_p \quad (\text{III.25})$$

- Estimation du coefficient de pondération

Afin d'estimer le coefficient de pondération, Cox (1972) a proposé l'équation du maximum de vraisemblance (likelihood). Selon Lyonnet (2000), la contribution V_i du $i^{\text{ème}}$ composant défaillant au temps spécifique t_i sur le terme de vraisemblance partielle V^* est égale à la probabilité conditionnelle du système étudié qui subit les $j^{\text{èmes}}$ conditions opérationnelles/climatiques (Z_j) et a été en défaillant au moment précis t_i connaissant l'ensemble de la population à risque au même instant t_i .

Le coefficient de pondération (b_j) représente l'influence de la $j^{\text{ème}}$ condition opérationnelle/ climatique (Z_j). Ce coefficient est estimé par l'application du maximum de vraisemblance en résolvant l'équation suivante :

$$\frac{\partial L^*}{\partial b_j} = 0 \text{ for } j = \{1, \dots, p\} \quad (\text{III.2-})$$

Avec L^* le log-vraisemblance défini par:

$$L^* = \ln (V^*) = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^p Z_j b_j - \ln \left(\sum_{k \in n(t_i)} e^{\sum_{i=1}^p Z_k b_k} \right) \right] \quad (\text{III.27})$$

où:

$$V^* = \prod_{i=1}^n V_i = \prod_{i=1}^n \frac{e^{\sum_{j=1}^p b_j Z_j(i)}}{\sum_{k \in n(t_i)} e^{\sum_{j=1}^p b_j Z_j(k)}} \quad (\text{III.28})$$

Sachant que

$i = 1 \dots n$: Défaillance observée

$n(t_i)$: La population entière "à risque" (tous les composants avec une durée de vie plus grande que t_i).

3.6.2 Hypothèses

L'estimation de la fiabilité des éoliennes servira à établir un plan de maintenance optimal pour deux stratégies de maintenance : maintenance sélective et imparfaite. Les hypothèses qui seront utilisées sont les suivantes :

- Tous les sous-composants de l'éolienne sont représentés sur la figure 3.6. Au cours de ce travail, les pales 1, 2 et 3, le couplage flexible, les freins, le rotor, la tour et la fondation sont considérés comme des composants qui ne peuvent pas tomber en panne (leur fiabilité est égale à 1).
- Tous les équipements restants sont considérés comme des composants mécaniques, ainsi, leur fiabilité/taux de défaillance sera modélisée avec la distribution de Weibull.
- Les conditions opérationnelles n'affectent pas les roulements.

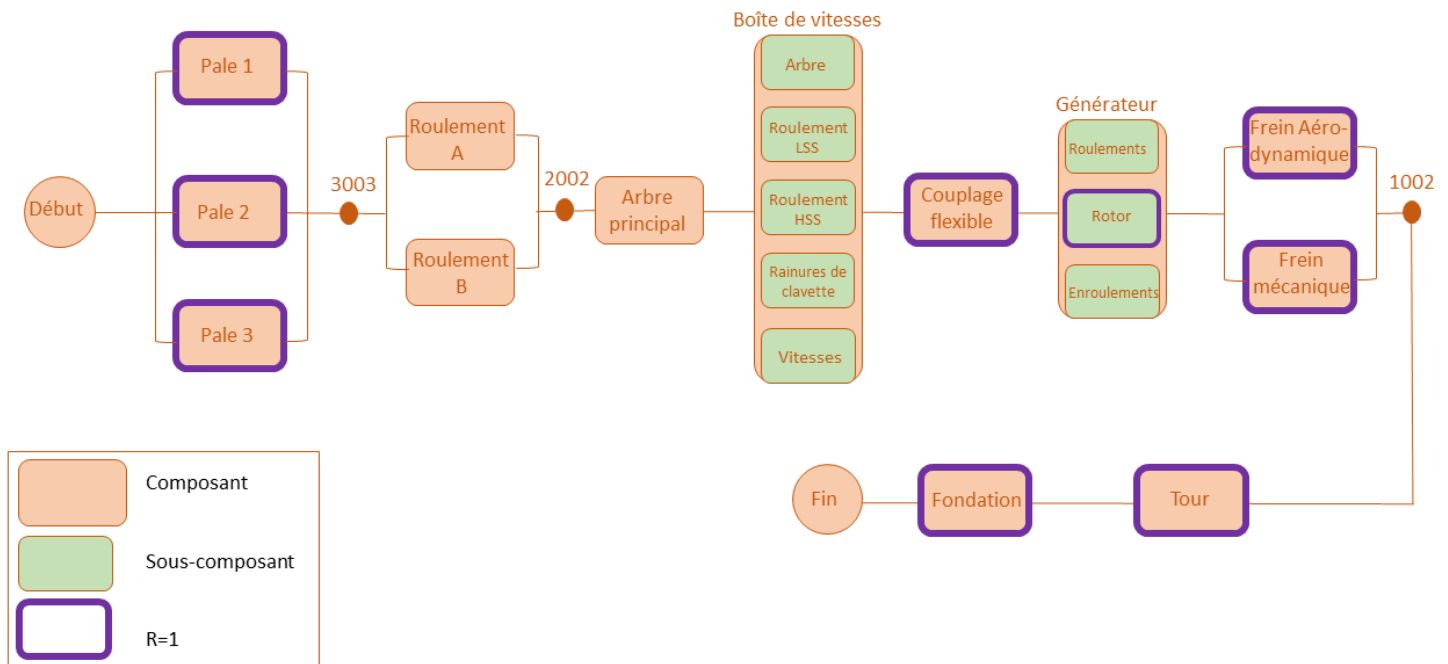


Figure 3. 6: Modèle de défaillance de l'éolienne (Andrawus, 2008)

3.6.3 Estimation de la fiabilité de l'éolienne sous des conditions opérationnelles

3.6.3.1. Fiabilité de sous-composants sous contraintes opérationnelles

- **Roulements A & B (A&B Bearings)**

La fonction fiabilité des roulements A et B s'exprime comme suit :

$$R_{A,0}(t) = R_{B,0}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B}} \quad (\text{III.29})$$

- **Arbre principal (Mean Shaft)**

La fonction fiabilité de l'arbre principal sous conditions nominales s'exprime comme suit :

$$R_{MS,0}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta_{MS}}\right)^{\beta_{MS}}} \quad (III.30)$$

On considère que l'arbre principal est influencé par deux conditions opérationnelles :

- Variable de la condition opérationnelle "Alignement" : Z^1
 Cette condition a deux niveaux de gravité :
 - $Z_1^1=0$, si l'alignement est normal;
 - $Z_1^1=1$, s'il y'a un mauvais alignement;
- Variable de la condition opérationnelle "Charge" Z^2
 Cette condition a deux niveaux de gravité:
 - $Z_1^2=0$, si la charge appliquée est plus petite que la charge maximale;
 - $Z_1^2=1$, si la charge appliquée est plus grande que la charge maximale;

Ainsi, la fiabilité de l'arbre principal sous contraintes opérationnelles est :

$$R_{MS}(t, Z) = e^{-\left(\frac{t}{\eta_{MS}}\right)^{\beta_{MS}} [e^{b_1^1 Z_1^1 + b_1^2 Z_1^2}]} \quad (III.31)$$

- **Boîte de vitesses (Gear Box)**

Avant de déterminer la fonction de fiabilité de la boîte de vitesses dans des conditions nominales, nous devons déterminer la fonction de fiabilité de chacun de ses sous-composants. Ensuite, nous déterminerons sa fiabilité dans des conditions opérationnelles à l'aide du modèle de Cox.

La figure suivante présente ainsi le modèle de défaillance de la boîte de vitesses :

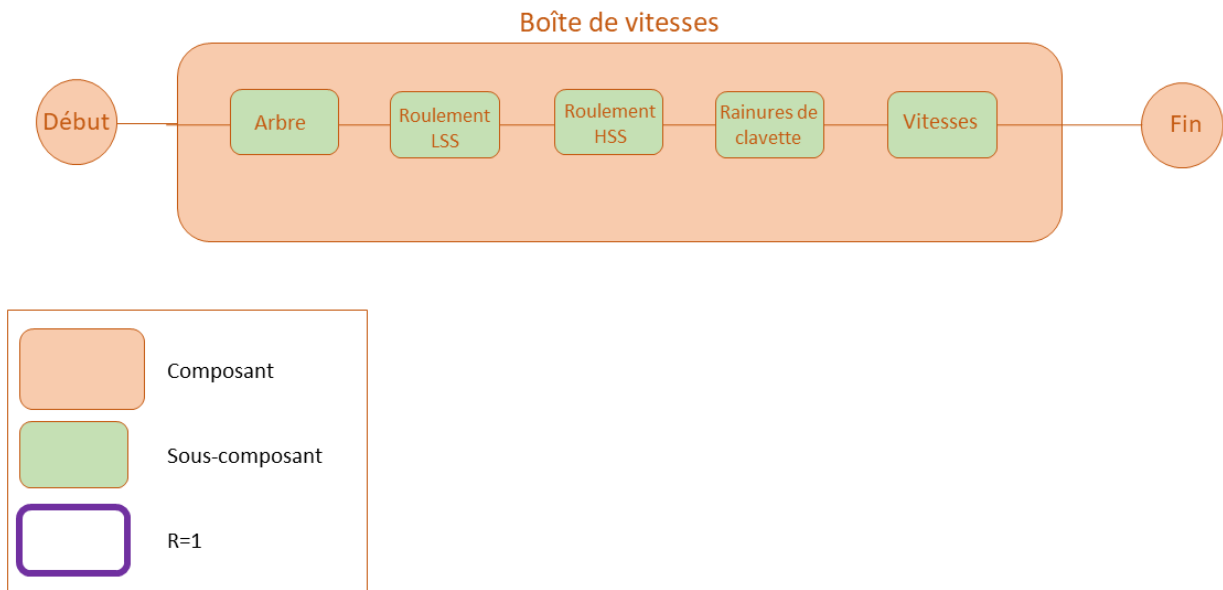


Figure 3. 7: Modèle de défaillance de la boîte de vitesses (Andrawus, 2008)

- Roulement à grande vitesse (*HSS Bearing*)

La fonction fiabilité de l'arbre à grande vitesse s'exprime comme suit :

$$R_{HSS,0}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta_{HSS}}\right)^{\beta_{HSS}}} \quad (\text{III.32})$$

- Roulement à basse vitesse (*IMS Bearing*)

La fonction fiabilité de l'arbre à basse vitesse s'exprime comme suit :

$$R_{IMS,0}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta_{IMS}}\right)^{\beta_{IMS}}} \quad (\text{III.33})$$

- Rainures de clavettes (*Key Ways*)

La fonction fiabilité des rainures de clavettes s'exprime comme suit :

$$R_{Key\ Ways,0}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta_{Key\ Ways}}\right)^{\beta_{Key\ Ways}}} \quad (\text{III.34})$$

- Vitesses (*Gears*)

La fonction fiabilité des vitesses s'exprime comme suit :

$$R_{Gears,0}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta_{Gears}}\right)^{\beta_{Gears}}} \quad (\text{III.35})$$

Comme le montre la figure 3.7, la boîte de vitesses est un système en série des sous-composants suivants : Roulements HSS et IMS, rainures de clavette et vitesses. Ainsi la fonction de fiabilité de la boîte de vitesse sous conditions nominales est

$$R_{Gearbox,0}(t) = e^{-\left[\left(\frac{t}{\eta_{IMS}}\right)^{\beta_{IMS}} + \left(\frac{t}{\eta_{HSS}}\right)^{\beta_{HSS}} + \left(\frac{t}{\eta_{Key\ Ways}}\right)^{\beta_{Key\ Ways}} + \left(\frac{t}{\eta_{Gears}}\right)^{\beta_{Gears}}\right]} \quad (\text{III.36})$$

L'influence des conditions de fonctionnement sur la dégradation de la boîte de vitesses est modélisée selon la fonction risque du modèle de Cox :

$$g(Z) = e^{b_2^1 Z_2^1 + b_2^2 Z_2^2 + b_2^3 Z_2^3 + b_2^4 Z_2^4} \quad (\text{III.37})$$

On considère que la boîte de vitesses est influencée par 4 conditions de fonctionnement (choc, usure, charge et échauffement)

- Variable de la condition opérationnelle “Choc” : Z^1
 Cette condition a 3 niveaux de gravité :
 - $Z_2^1=0$, si le choc est normal;
 - $Z_2^1=1$, si le choc est fort;
 - $Z_2^1=2$, si le choc est extrêmement fort.

- Variable de la condition opérationnelle “Usure” : Z^2
 Cette condition a 2 niveaux de gravité :
 - $Z_2^2=1$, si l’usure est abrasive ;
 - $Z_2^2=2$, si l’usure est corrosive.

- Variable de la condition opérationnelle “Charge” : Z^3
 Cette condition a 2 niveaux de gravité :
 - $Z_2^3=0$, si la charge appliquée est plus petite que la charge maximale;
 - $Z_2^3=1$, si la charge appliquée est plus grande que la charge maximale.

- Variable de la condition opérationnelle « Echauffement » : Z^4
 Cette condition a 2 niveaux de gravité:
 - $Z_2^4=0$, si la température est inférieure à la température maximale;
 - $Z_2^4=1$, si la température est supérieure à la température maximale.

Ainsi, la fiabilité de la boîte de vitesses sous contraintes opérationnelles est:

$$R_{Gearbox}(t, Z) = e^{-\left[\left(\frac{t}{\eta_{IMS}} \right)^{\beta_{IMS}} + \left(\frac{t}{\eta_{HSS}} \right)^{\beta_{HSS}} + \left(\frac{t}{\eta_{Key Ways}} \right)^{\beta_{Key Ways}} + \left(\frac{t}{\eta_{Gears}} \right)^{\beta_{Gears}} \right]} \left[e^{b_2^1 Z_2^1 + b_2^2 Z_2^2 + b_2^3 Z_2^3 + b_2^4 Z_2^4} \right]$$

(III.38)

- **Générateur (Generator)**

Comme pour la boîte de vitesses, on détermine d'abord la fonction de fiabilité des sous composants du générateur présentés sur la figure 3.8 pour pouvoir ensuite déterminer celle du générateur sous conditions nominales. Puis, nous calculerons sa fiabilité sous contraintes opérationnelles à l'aide du modèle de Cox.

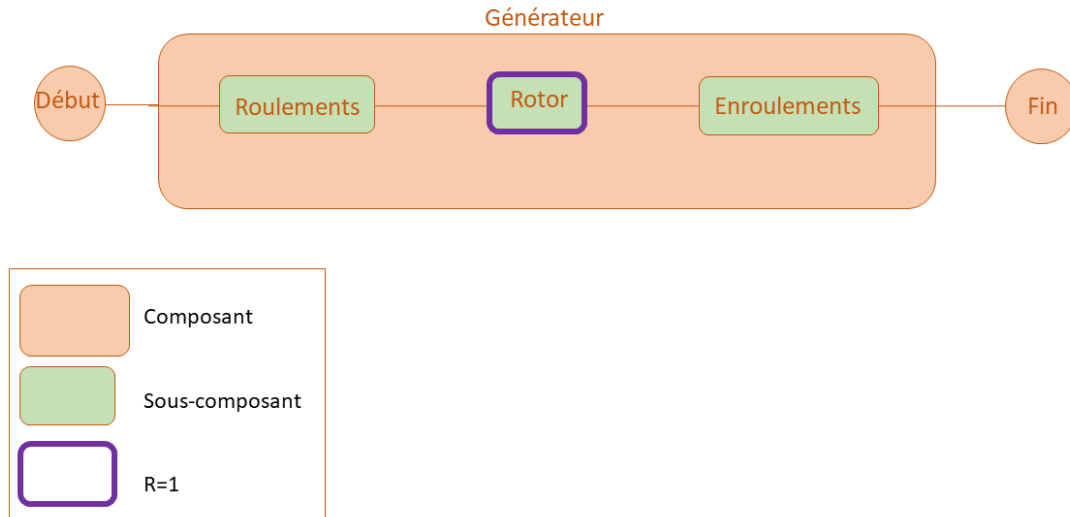


Figure 3. 8: Modèle de défaillance du générateur (Andrawus, 2008)

- *Roulements (Bearings)*

La fonction fiabilité des roulements s'exprime comme suit :

$$R_{Bearings,0}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta_{Bearings}}\right)^{\beta_{Bearings}}} \quad (III.39)$$

- *Enroulements (Windings)*

La fonction fiabilité des enroulements s'exprime comme suit :

$$R_{Winds,0}(t) = e^{-\frac{t}{\eta_{Winds}}} \quad (III.40)$$

Comme le montre la Figure 3.8, le générateur est un système en série des sous-composants suivants : Roulements, rotor et enroulements. Ainsi la fonction de fiabilité du générateur sous conditions nominales est:

$$R_{Generator,0}(t) = e^{-\left[\left(\frac{t}{\eta_{Bearings}}\right)^{\beta_{Bearings}} + \frac{t}{\eta_{Winds}}\right]} \quad (III.41)$$

L'influence des conditions de fonctionnement sur la dégradation du générateur est modélisée selon la fonction risque du modèle de Cox :

$$g(Z) = e^{b_3^1 Z_3^1 + b_3^2 Z_3^2} \quad (\text{III. 42})$$

On considère que le générateur est influencé par 2 conditions de fonctionnement :

- Variable de la condition opérationnelle "Vibration" : Z_3^1
Cette condition a 2 niveaux de gravité:
 - $Z_3^1=0$, if the vibration is normal;
 - $Z_3^1=1$, if the vibration is strong.
- Variable de la condition opérationnelle "Echauffement" : Z_3^2 :
Cette condition a 2 niveaux de gravité:
 - $Z_3^2=0$, si la température est inférieure à la température maximale;
 - $Z_3^2=1$, si la température est supérieure à la température maximale.

Ainsi, la fiabilité du générateur sous contraintes opérationnelles est:

$$- R_{Generator}(t) = e^{-\left[\left(\frac{t}{\eta_{Bearings}}\right)^{\beta_{Bearings}} + \frac{t}{\eta_{Winds}}\right] * e^{b_3^1 Z_3^1 + b_3^2 Z_3^2}} \quad (\text{III.43})$$

3.6.3.2. Fiabilité de l'éolienne sous contraintes opérationnelles influençant les sous-composants

À partir de la figure 3.6, nous pouvons calculer la fiabilité de l'éolienne à partir des fiabilités de ses sous-composants.

L'expression de l'éolienne dans les conditions opérationnelles de ses sous-composants est exprimée comme suit:

$$R_{WT,OC}(t, Z) = \left[1 - (1 - R_{B,0}(t))\right]^2 * R_{MS}(t, Z) * R_{Gearbox}(t, Z) * R_{Generator}(t, Z) \quad (\text{III.44})$$

$$\begin{aligned} & R_{WT,OC}(t) \\ &= \left(2 - e^{-\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B}}\right) \\ & \times e^{-\left[\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B} + \left(\frac{t}{\eta_{MS}}\right)^{\beta_{MS}} e^{[b_1^1 Z_1^1 + b_1^2 Z_1^2]} + \left(\frac{t}{\eta_{IMS}}\right)^{\beta_{IMS}} + \left(\frac{t}{\eta_{HSS}}\right)^{\beta_{HSS}} + \left(\frac{t}{\eta_{Key\ Ways}}\right)^{\beta_{Key\ Ways}} + \left(\frac{t}{\eta_{Gears}}\right)^{\beta_{Gears}}\right] * e^{[b_2^1 Z_2^1 + b_2^2 Z_2^2 + b_2^3 Z_2^3 + b_2^4 Z_2^4]} \\ & \quad + \left(\frac{t}{\eta_{Bearings}}\right)^{\beta_{Bearings}} + \frac{t}{\eta_{Winds}} * e^{[b_3^1 Z_3^1 + b_3^2 Z_3^2]} \end{aligned} \quad (\text{III.45})$$

3.6.4. Fiabilité de l'éolienne sous contraintes environnementales

Nous considérons que l'éolienne est influencée par un seul facteur de type condition climatique. L'influence de ces conditions environnementales sur la dégradation de l'éolienne est modélisée à l'aide de la fonction de risque suivante du modèle de Cox:

$$g(Z) = e^{bZ^{cc}} \quad (\text{III.46})$$

La variable condition climatique de l'éolienne (Z^{cc}) a trois niveaux de gravité et dépend de la vitesse du vent (v) :

- $Z^{cc}=1$, si $v \in]3,6]$ m/s;
- $Z^{cc}=2$, si $v \in]6,8]$ m/s;
- $Z^{cc}=3$, si $v \in]8,10]$ m/s;

Ainsi, la fiabilité de l'éolienne sous contraintes opérationnelles et environnementales s'exprime comme suit :

$$R_{WT}(t) = \left(2 - e^{-\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B}} \right) e^{bZ^{cc}} \quad (\text{III.47})$$

$$\times e^{-\left[\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B} + \left(\frac{t}{\eta_{MS}}\right)^{\beta_{MS}} e^{[b_1^1 Z_1^1 + b_1^2 Z_1^2]} + \left(\left(\frac{t}{\eta_{IMS}}\right)^{\beta_{IMS}} + \left(\frac{t}{\eta_{HSS}}\right)^{\beta_{HSS}} + \left(\frac{t}{\eta_{Key\ Ways}}\right)^{\beta_{Key\ Ways}} + \left(\frac{t}{\eta_{Gears}}\right)^{\beta_{Gears}} \right) \times e^{[b_2^1 Z_2^1 + b_2^2 Z_2^2 + b_2^3 Z_2^3 + b_2^4 Z_2^4]} + \left(\left(\frac{t}{\eta_{Bearings}}\right)^{\beta_{Bearings}} + \frac{t}{\eta_{Winds}} \right) \times e^{[b_3^1 Z_3^1 + b_3^2 Z_3^2]} \right] \times e^{bZ^{cc}}$$

3.6.5. Taux de défaillance de l'éolienne

Après avoir calculé la fiabilité de l'éolienne, nous déterminerons l'expression de son taux de défaillance.

On a :

$$\lambda_{WT}(t) = \frac{-\frac{dR_{WT}(t)}{dt}}{R_{WT}(t)} \quad (\text{III.48})$$

$$\begin{aligned}
\lambda_{WT}(t) = & -\frac{e^{bZ^{CC}} \times \left(\frac{\beta_B}{\eta_B}\right) \times \left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B-1} \times e^{-\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B}}}{2 - e^{-\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B}}} + \left[\left(\frac{\beta_B}{\eta_B}\right) \times \left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B-1} + \left(\frac{\beta_{MS}}{\eta_{MS}}\right) \times \left(\frac{t}{\eta_{MS}}\right)^{\beta_{MS}-1} \times \right. \\
& e^{[b_1^1 Z_1^1 + b_1^2 Z_1^2]} + \left. \left(\left(\frac{\beta_{HSS}}{\eta_{HSS}}\right) \times \left(\frac{t}{\eta_{HSS}}\right)^{\beta_{HSS}-1} + \left(\frac{\beta_{IMS}}{\eta_{IMS}}\right) \times \left(\frac{t}{\eta_{IMS}}\right)^{\beta_{IMS}-1} + \left(\frac{\beta_{Key Ways}}{\eta_{Key Ways}}\right) \times \left(\frac{t}{\eta_{Key Ways}}\right)^{\beta_{Key Ways}-1} + \right. \right. \\
& \left. \left. \left(\frac{\beta_{Gears}}{\eta_{Gears}}\right) \times \left(\frac{t}{\eta_{Gears}}\right)^{\beta_{Gears}-1} \right) \times e^{[b_2^1 Z_2^1 + b_2^2 Z_2^2 + b_2^3 Z_2^3 + b_2^4 Z_2^4]} + \left(\left(\frac{\beta_{Bearings}}{\eta_{Bearings}}\right) \times \left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_{Bearings}-1} + \frac{1}{\eta_{Winds}} \right) \times \right. \\
& \left. e^{[b_3^1 Z_3^1 + b_3^2 Z_3^2]} \right] \times e^{bZ^{CC}}
\end{aligned}
\tag{III.49}$$

3.7. Modèle d'optimisation

3.7.1 Politique de production

3.7.1.1 Problème déterministe équivalent

Telle que présentée dans le chapitre 2, l'approche utilisée pour transformer un problème déterministe est celle de l'«équivalent certain». Cette dernière consiste à remplacer les variables par leurs équivalents en valeurs moyennes.

En transformant la contrainte du niveau de stockage (III.6) et celle décrivant le taux de service (III.8) sous une forme déterministe, la fonction de coût total de notre problème de planification de production (III.5) devient :

$$\begin{aligned}
\underset{(P_k, \widehat{B}_k^v)}{\text{Min}} CT = & \sum_{k=1}^H Cs \times (\widehat{B}_k^v - a_1 - a_2 \cdot \mu_k^d)^2 + \sum_{k=1}^{H-1} Cp \times (P_k)^2 + \sigma_d^2 (1 + a_2)^2 \times \frac{H}{2} (H + 1) \\
& + a_2^2 \times \sigma_d^2 \times \frac{H}{2} (H - 1)
\end{aligned}$$

(Cf preuve 2.2....)

(III.50)

3.7.1.2 Procédure numérique de résolution

Etant donné la complexité du problème, nous avons proposé dans le chapitre 2 un algorithme et une méthode afin de déterminer une solution possible approximative.

Pour rappel, nous utilisons la méthode d'exploration aléatoire pour générer aléatoirement le vecteur des quantités d'énergie produites sur l'horizon fini. Après avoir calculé l'énergie produite (P_k) qui satisfait la contrainte de niveau de service, nous pouvons déterminer la quantité d'énergie stockée (B^v_k) pour chaque période à partir de l'équation d'équilibre d'énergie. Enfin, si toutes les contraintes sont respectées, on peut économiser le coût de production total (CT^*).

La figure ci-après illustre la procédure numérique utilisée pour la résolution du problème :

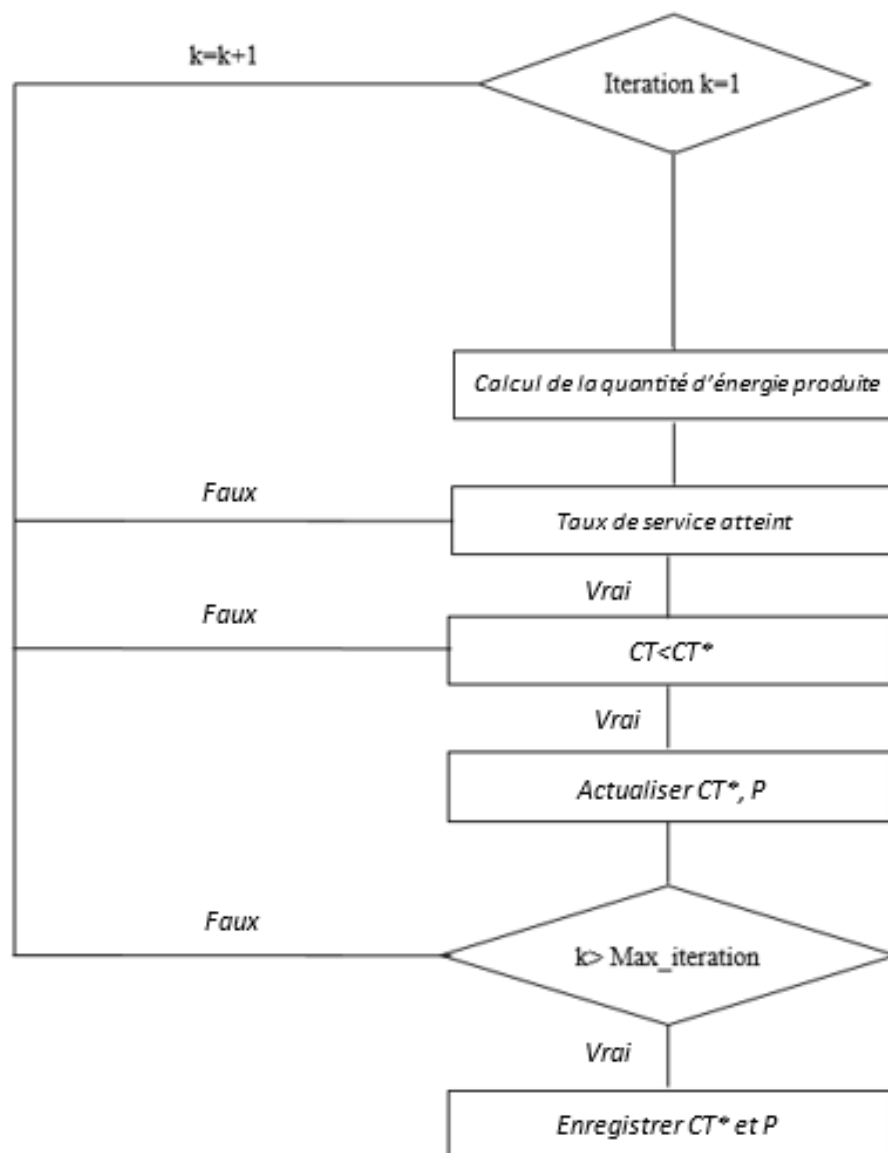


Figure 3. 9: Procédure numérique pour déterminer les taux de production optimaux, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée combinée imparfaite et sélective d'une éolienne

3.7.2 Politique de maintenance

3.7.2.1 Modèle d'optimisation

Nous visons à minimiser le coût de la maintenance sélective pour chaque période $k \cdot T_{IM}$ avec la fiabilité de l'éolienne qui doit être supérieure à une valeur minimale fixe appelée R^* .

Ainsi, à partir des équations (III.9) et (III.23), le problème est formulé comme suit :

$$\begin{aligned} \underset{(N_{IM})}{\text{Min}} MC = & \left(\underset{(m_i(k), k:1, \dots, N_{IM})}{\text{Min}} \sum_{i=1}^{N_c} [(Cr_i + Cw \times t_i)m_i(k \cdot T_{IM})] + Cf \times \phi(k \cdot T_{IM}) \right) \cdot (N_{IM} - 1) \\ & + C_{CM} \cdot \bar{Y}(P, N_{IM}) \end{aligned} \quad (\text{III.51})$$

$$\text{Avec } R_{WT}(k, Z, Z^{EC}) \geq R^* \quad (\text{III.11})$$

Sachant que :

$$\begin{aligned} R_{WT}(t) &= \left(2 - e^{-\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B}} \right) e^{bZ^{CC}} \\ &\times e^{-\left[\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B} + \left(\frac{t}{\eta_{MS}}\right)^{\beta_{MS}} e^{[b_1^1 z_1^1 + b_1^2 z_1^2]} + \left(\frac{t}{\eta_{IMS}}\right)^{\beta_{IMS}} + \left(\frac{t}{\eta_{HSS}}\right)^{\beta_{HSS}} + \left(\frac{t}{\eta_{KeyWays}}\right)^{\beta_{KeyWays}} + \left(\frac{t}{\eta_{Gears}}\right)^{\beta_{Gears}} \times e^{[b_2^1 z_2^1 + b_2^2 z_2^2 + b_2^3 z_2^3 + b_2^4 z_2^4]} + \right. \\ &\quad \left. \left(\frac{t}{\eta_{Bearings}}\right)^{\beta_{Bearings}} + \frac{t}{\eta_{Winds}} \times e^{[b_3^1 z_3^1 + b_3^2 z_3^2]} \right] \times e^{bZ^{CC}} \end{aligned} \quad (\text{III.47})$$

3.7.2.2 Procédure numérique de résolution

- Algorithme de maintenance imparfaite/sélective

Afin de déterminer le nombre optimal des actions de maintenance préventive, nous proposons la procédure numérique simple suivante. Nous calculerons le coût de maintenance imparfaite correspondant à $N_{IM} \in \{1 \dots\}$ en faisant appeler la deuxième procédure de maintenance sélective. Le N_{IM}^* correspondra au coût de maintenance le moins cher MC^* .

La procédure numérique est détaillée dans le graphique suivant :

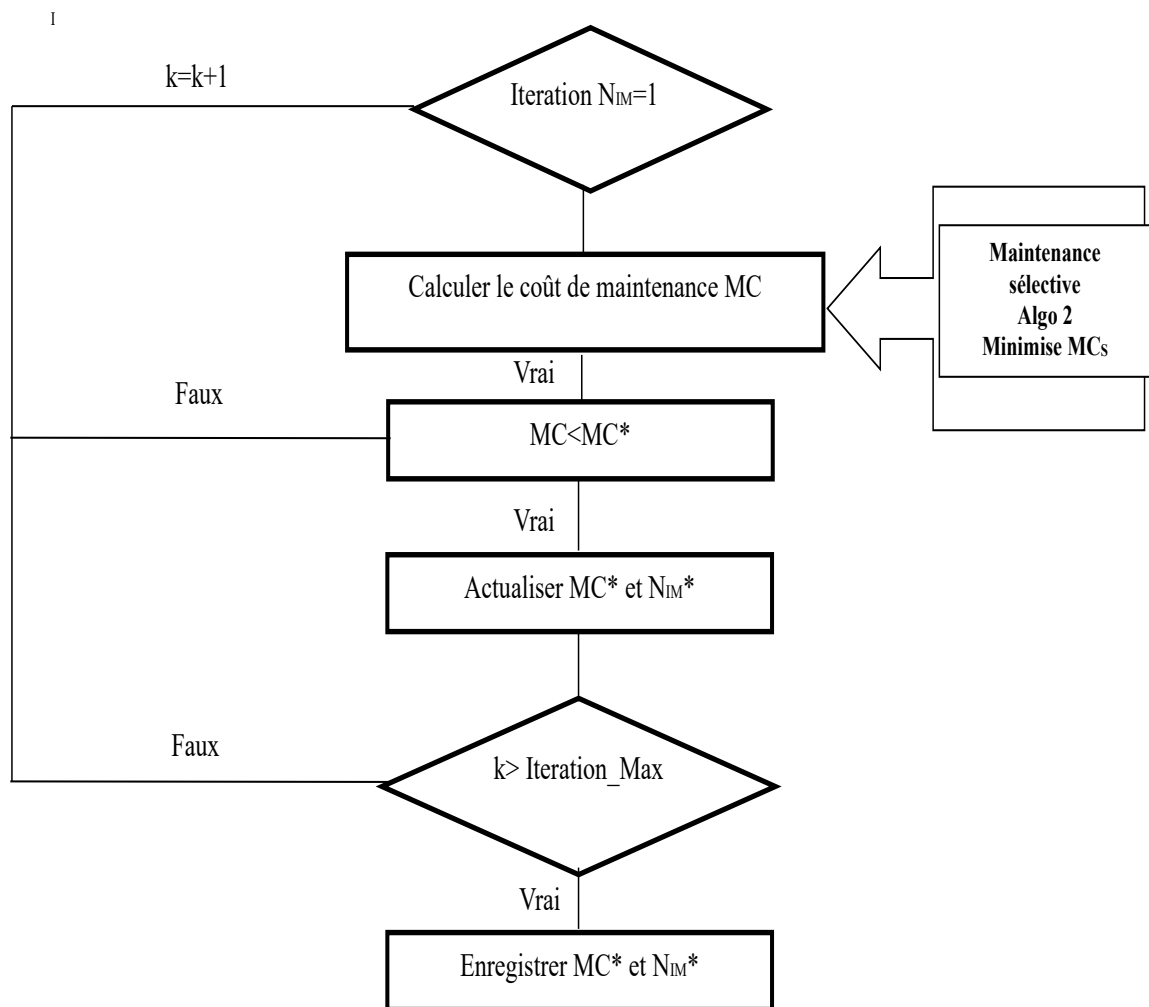


Figure 3. 10: Procédure numérique pour déterminer le nombre optimal de maintenance imparfaite N_{IM}^* et le coût total de maintenance MC^* , dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée combinée imparfaite et sélective d'une éolienne

- **Algorithme de maintenance sélective**

Pour résoudre notre problème, nous utilisons la méthode d'exploration aléatoire pour générer aléatoirement le vecteur des sous-composants à réparer à la période k avec $k = \{1, \dots, N_{IM}\}$, puis nous calculons la fiabilité de l'éolienne à la même période. Si cette dernière est supérieure à R^* fiabilité minimale requise, on enregistre MC_s^* et $m^*(k)$.

L'algorithme a été développé sur MATLAB et il est détaillé dans le graphique suivant :

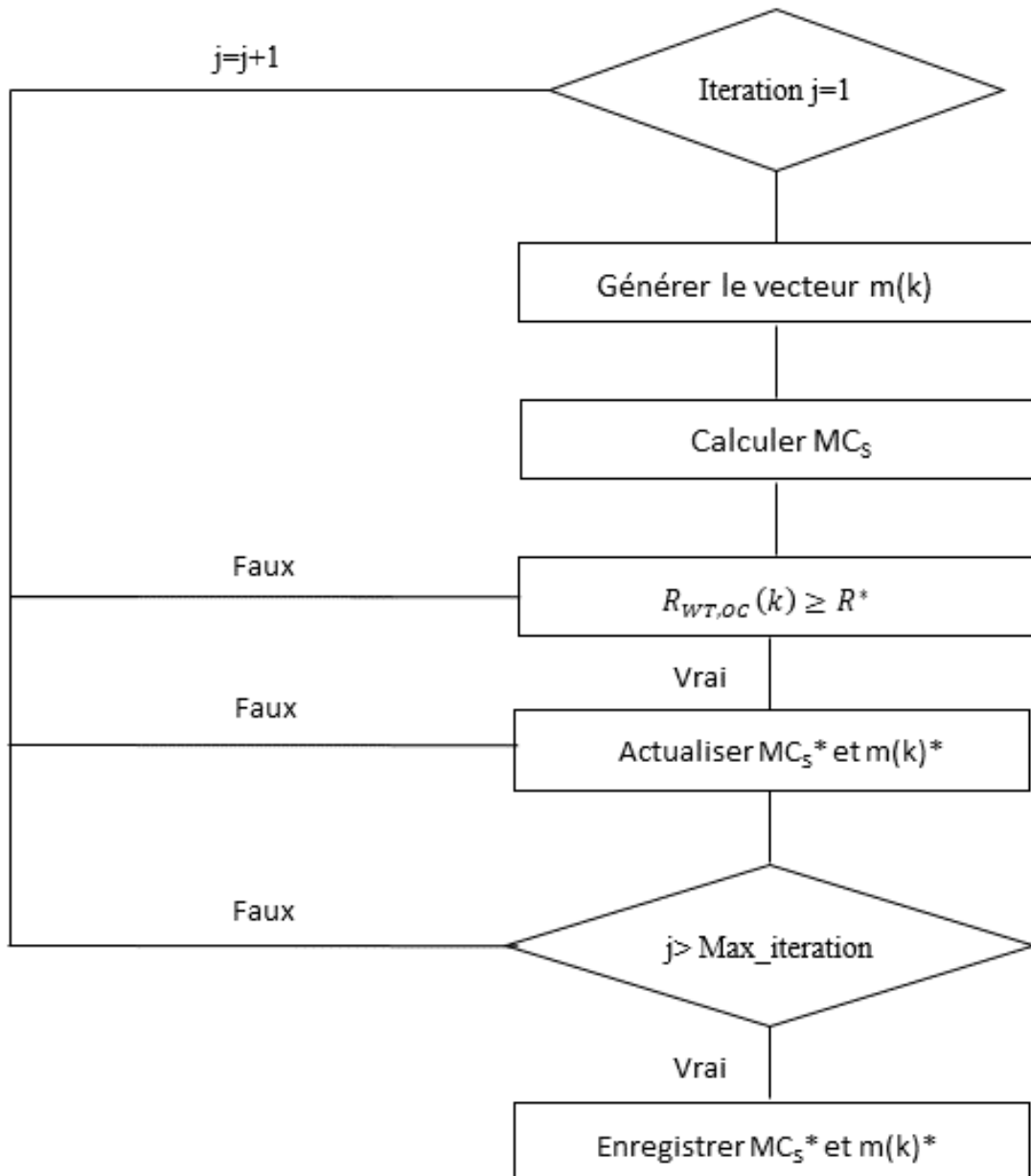


Figure 3. 11: Procédure numérique pour déterminer les composants optimaux à remplacer, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée combinée imparfaite et sélective d'une éolienne

3.8 Exemples numériques

Cette section présente l'étude numérique des différentes stratégies d'optimisation développées dans les sections précédentes et qui consistent à trouver le plan économique de production et le plan optimal de maintenance combinée imparfaite/sélective. Une approche séquentielle est utilisée en appliquant les résultats obtenus lors de la résolution du plan de production d'énergie afin de trouver le plan optimal de maintenance.

Nous commençons alors en premier lieu par rappeler le plan économique de production élaboré au chapitre précédent.

3.8.1 Plan économique de production

Sur un horizon de temps fini de production d'énergie H composé de k périodes de production, nous considérons une éolienne de type TW600 dont les spécifications sont listées dans le tableau 3.3.

Puissance nominale (kW)	Hauteur du moyeu (m)	Diamètre du rotor (m)	Vitesse de démarrage (m/s)	Vitesse de survie (m/s)	Vitesse moyenne du vent (m/s)	Vitesse nominale (m/s)
600	50	43	3	65	8	17

Tableau 3. 3: Spécifications de l'éolienne

Les autres données d'entrée de la politique de production sont :

- Périodes de production sur un horizon fini H :
 - o $\Delta t = 1$ période ;
 - o $H = 60$ périodes ;
- Le coût de production d'énergie (KW): $C_p = 3 \text{ mu}$;
- Le coût de stockage de l'énergie (KW): $C_s = 6 \text{ mu}$;
 - o Pour a_1 et a_2 : $a_1 = 20$; $a_2 = 0$.
- La distribution de Rayleigh du vent « Rayleigh distribution » caractérisée par la loi de densité de Weibull avec paramètres $a=2$ et $c=10$
- Pour le taux de service, on considère $\theta=90\%$ et un stock initial nul $B_0=0$;
- La demande aléatoire de l'électricité suit une distribution gaussienne
 - o Moyenne $\mu^d=30$ et écart type $\sigma_d= 10$

Résultats :

En appliquant la procédure numérique de résolution, décrite dans la politique de production, nous obtenons une solution optimale qui donne le plan économique de production. Le tableau 3.4 montre la variation de cadences de production et la quantité d'énergie stockée pour chaque période durant l'horizon de temps fini considéré, donnant un coût total moyen de production et de stockage de $1,79316 \times 10^8$ um.

Périodes	P _k	Périodes	P _k	Périodes	P _k
Période 1	P ₁ =10.3	Période 21	P ₂₁ =9.1	Période 41	P ₄₁ =9.6
Période 2	P ₂ =10.1	Période 22	P ₂₂ =10.6	Période 42	P ₄₂ =11
Période 3	P ₃ =10.6	Période 23	P ₂₃ =9.7	Période 43	P ₄₃ =10.8
Période 4	P ₄ =10.2	Période 24	P ₂₄ =9.4	Période 44	P ₄₄ =10.7
Période 5	P ₅ =9.4	Période 25	P ₂₅ =10.9	Période 45	P ₄₅ =9.1
Période 6	P ₆ =10.	Période 26	P ₂₆ =10.6	Période 46	P ₄₆ =10.6
Période 7	P ₇ =10.7	Période 27	P ₂₇ =10.8	Période 47	P ₄₇ =9.7
Période 8	P ₈ =10.1	Période 28	P ₂₈ =9.8	Période 48	P ₄₈ =9.4
Période 9	P ₉ =9.3	Période 29	P ₂₉ =9.6	Période 49	P ₄₉ =10.9
Période 10	P ₁₀ =10.3	Période 30	P ₃₀ =11	Période 50	P ₅₀ =10.6
Période 11	P ₁₁ =9.4	Période 31	P ₃₁ =10.8	Période 51	P ₅₁ =10.8
Période 12	P ₁₂ =9.1	Période 32	P ₃₂ =10.7	Période 52	P ₅₂ =9.8
Période 13	P ₁₃ =10.9	Période 33	P ₃₃ =9.1	Période 53	P ₅₃ =9.6
Période 14	P ₁₄ =10.6	Période 34	P ₃₄ =10.6	Période 54	P ₅₄ =11
Période 15	P ₁₅ =10.8	Période 35	P ₃₅ =9.7	Période 55	P ₅₅ =10.8
Période 16	P ₁₆ =9.	Période 36	P ₃₆ =9.4	Période 56	P ₅₆ =10.7
Période 17	P ₁₇ =9.6	Période 37	P ₃₇ =10.9	Période 57	P ₅₇ =9.1
Période 18	P ₁₈ =11	Période 38	P ₃₈ =10.6	Période 58	P ₅₈ =10.6
Période 19	P ₁₉ =10.8	Période 39	P ₃₉ =10.8	Période 59	P ₅₉ =9.7
Période 20	P ₂₀ =10.	Période 40	P ₄₀ =9.8	Période 60	P ₆₀ =9.4

Tableau 3. 4: Plan économique de production

3.8.2 Plan optimal de maintenance combinée imparfaite/sélective

En nous basant sur le plan économique de production d'énergie obtenu, il nous faut maintenant déterminer le nombre optimal d'actions de maintenance préventive imparfaite à effectuer sur l'éolienne pendant l'horizon H ainsi que les intervalles qui les séparent et, par la suite, les composants à remplacer dans chaque action.

La stratégie de maintenance imparfaite adoptée avec une réparation minimale est définie comme suit : la maintenance de l'éolienne est effectuée à chaque $k.T_{IM}$ période ($k=1, \dots, N_{IM}$). Les actions de maintenances préventives imparfaites peuvent être considérées comme des opérations (par exemple le remplacement de composants très usés, lubrification, réglage autre...) permettant de restaurer le système éolien dans un état plus jeune mais pas aussi bon que neuf. En d'autres termes, le taux de défaillance de l'éolienne serait entre « aussi bon que neuf » (AGAN) et « aussi mauvais que vieux » (ABAO).

La stratégie de maintenance sélective intégrée à la maintenance imparfaite adoptée est définie comme suit : à chaque extrémité de $k.T_{IM}$ ($i = 1, 2, \dots, N_{IM}$), une action de remplacement est effectuée sur les composants d'éoliennes usagés, tout en minimisant le coût total de maintenance sélective et en garantissant un niveau de fiabilité. Cette stratégie prend en considération la fiabilité des composants d'éoliennes (montés en série et en parallèle) dans les conditions de fonctionnement, ainsi que la fiabilité et le taux de défaillance de l'éolienne sous conditions climatiques.

Nous supposons qu'après une opération de maintenance imparfaite, la fiabilité du système diminue, cependant, elle sera supérieure à sa valeur initiale à t_0 .

A l'apparition d'une défaillance entre deux actions de maintenance préventives successives, une réparation minimale est alors effectuée. Nous supposons que les durées de réparation ou de remplacement sont considérées comme négligeables. La variation de la quantité d'énergie produite par l'éolienne durant l'horizon de production H agit sur le taux de défaillance de l'éolienne.

Afin de trouver le plan optimal de maintenance imparfaite, nous introduisons en premier lieu la fonction du taux de défaillance nominal décrite par une loi Weibull et illustrée par l'expression ci-dessous

$$\lambda_n(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (\text{III.52})$$

Avec leurs paramètres :

- Paramètre de forme (β) : 2
- Paramètre d'échelle (η) : 100
- Paramètre de position : 0
- $\lambda_0=0.1$
- $\alpha=0.1$;

Concernant la stratégie de maintenance imparfaite, les coûts des actions de maintenances corrective et préventive sont exprimés ci-dessous :

- $C_{cm} = 2000$ um (*unité monétaire*)

Pour la stratégie de maintenance sélective, nous nous basons sur les données suivantes :

Composants de l'éolienne :

- $i = 1$: Roulements;
- $i = 2$: Arbre principal;
- $i = 3$: Boîte de vitesses;
- $i = 4$: Générateur

- Coût de remplacement des composants et leurs temps de réparation

Composants	Roulements	Arbre principal	Boîte de vitesses	Générateur
$Cr(\mu)$	9851	11133	23687	61685
$t_i(\text{Heures})$	16	32	48	16

Tableau 3. 5: Coût de remplacement des composants et leurs temps de réparation

- Coût de la main-d'œuvre par unité de temps

$C_w = 17,5 \mu/\text{hour}$;

- Coût encouru lors du démontage et du remontage du système

$C_f = 200 \mu$;

- Fiabilité minimale requise

$R^* = 0.95$;

Le tableau suivant présente tous les paramètres Weibull des sous-composants de l'éolienne. Nous notons que notre source est une thèse récente (Andrawus, 2008) qui a traité de plusieurs méthodes de simulation pour estimer les paramètres de Weibull :

Composants	Sous-composants	Forme	Echelle
_____	Arbre principal	1.43	6389
_____	Roulements A&B	1.09	3835
Boîte de vitesses	Vitesses	2.5	5715
	Roulements LSS	1.52	7244
	Roulements HSS	3.63	4694
	Rainures de clavette	0.84	101790
Générateur	Roulements	1.39	4956
	Enroulements	-	7158

Tableau 3. 6: Paramètres de Weibull des composants et sous-composants de l'éolienne (Andrawus, 2008)

Résultats :

En minimisant la fonction coût de maintenance, nous obtenons l'intervalle de maintenance pour l'éolienne, en tenant compte de l'influence de variation des cadences de production sur la dégradation de l'éolienne.

À partir de la figure 3.12, nous remarquons que l'intervalle optimal d'actions de maintenance préventive est de $T^*=10\Delta t$. Concrètement, après chaque (10) dizaine de périodes de production d'énergie, une action de maintenance préventive imparfaite est effectuée. Ainsi sur l'horizon $H=60$, 6 actions de maintenance préventives imparfaites doivent être effectuées, soient à 10, 20, 30, 40, 50, 60 périodes.

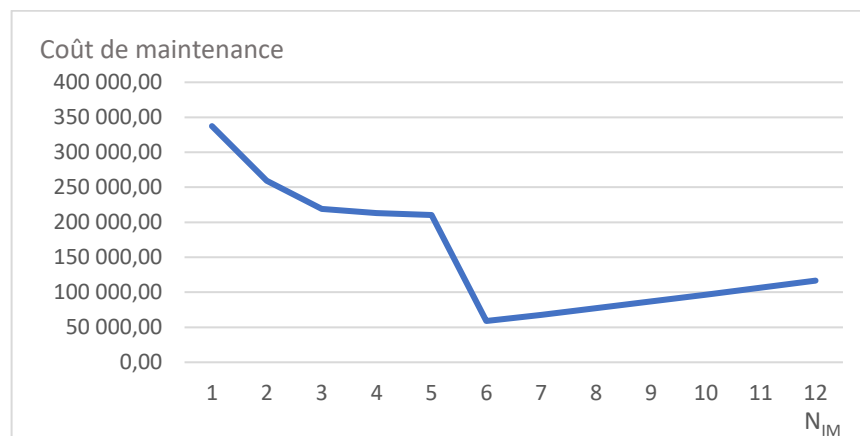


Figure 3. 12: Coût total de maintenance en fonction de N_{IM}

- Impact des conditions opérationnelles et climatiques sur le taux de défaillance de l'éolienne:

Dans un premier temps, nous avons testé notre équation estimée du taux de défaillance (III.49) afin d'étudier l'impact des conditions de fonctionnement et climatiques sur la dégradation des éoliennes. Une étude comparative a été réalisée sur les valeurs de taux de défaillance sous:

- Conditions idéales;
- Conditions modérées;
- Conditions les plus sévères.

Ci-dessous, les paramètres pour les conditions étudiées :

Facteurs opérationnels et climatiques	Conditions idéales	Conditions modérées	Conditions sévères
Z_{cc}	0	1	3
Z_1^1	0	1	1
Z_1^2	0	0	1
Z_2^1	0	1	1
Z_2^2	0	1	1
Z_2^3	0	0	1
Z_2^4	0	0	1
Z_3^1	0	0	1
Z_3^2	0	1	1

Tableau 3. 7: Description des conditions climatiques étudiées

Le coefficient de pondération figure sur le tableau suivant. Les valeurs sont estimées à partir de R software.

Coefficient de pondération	Valeurs estimées avec R software
b	0.0763
b_1^1	-1.0189
b_1^2	1.143
b_2^1	-1.164
b_2^2	0.921
b_2^3	-0.425
b_2^4	-0.689
b_3^1	0.231
b_3^2	-1.462

Tableau 3. 8: Coefficient de pondération correspondant aux facteurs opérationnels et climatiques

La courbe suivante montre l'impact de différents facteurs climatiques et opérationnels sur le taux de défaillance de l'éolienne.

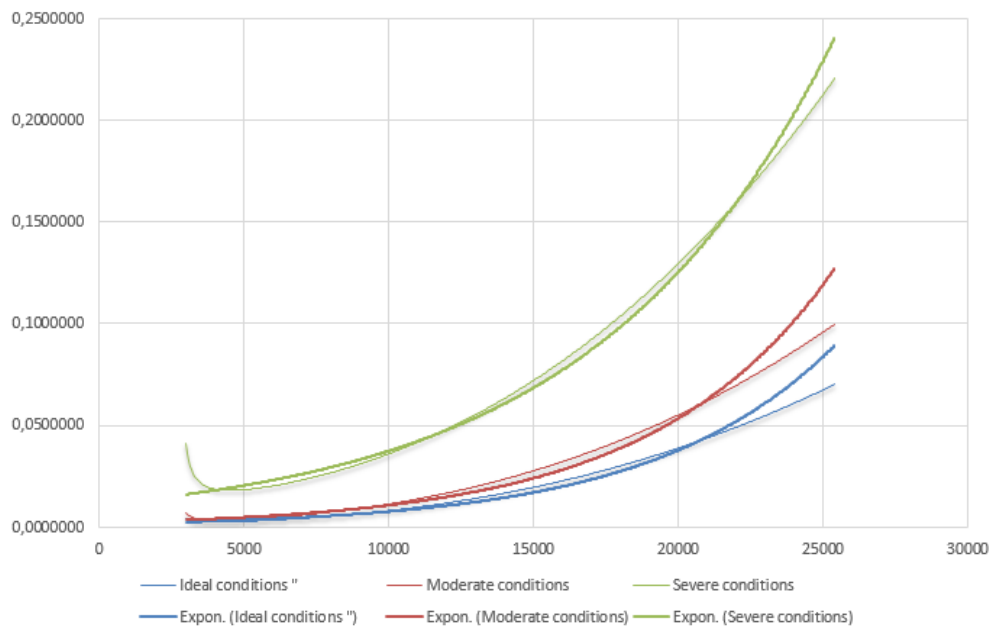


Figure 3. 13: Taux de défaillance de l'éolienne sous différentes conditions opérationnelles et climatiques en fonction du temps

Interprétation

Les conditions opérationnelles et climatiques influencent clairement le taux de défaillance de l'éolienne. Plus les conditions sont sévères, plus le taux de défaillance augmente avec le temps.

Nous concluons qu'il est essentiel de prendre en compte ces facteurs pour planifier la maintenance et prévoir avec précision l'occurrence des éventuelles pannes.

Planification de la maintenance sélective

Nous rappelons que nous avons supposé que:

- Nous avons planifié la maintenance sur 60 périodes ;
- L'opération de maintenance aura lieu toutes les 10 périodes de production ;
- Les facteurs opérationnels et climatiques sont aléatoires pour chaque période de maintenance.

Le tableau suivant présente notre plan de maintenance combinée imparfaite/sélective de l'éolienne.

Coût total de maintenance =217405.4 mu					
Périodes/mois (k)	MC(k) (mu)	Composants			
		Roulements	Arbre principal	Boîte de vitesses	Générateur
10	11891.6	—	X	—	—
20	24729	—	—	—	X
30	22219.8	X	X	—	—
40	86889.2	—	—	X	X
50	11891.6	—	X	—	—
60	24729	—	—	—	X

Tableau 3. 9: Plan optimal de maintenance combinée imparfaite/sélective (k=10 mois)

3.8.3 Analyses de sensibilité

- Impact du coût de maintenance corrective C_{cm} sur le nombre optimal d'actions de maintenance préventive imparfaite

Nous avons varié le coût de la maintenance corrective afin d'étudier son impact sur le nombre optimal de maintenance préventive sur des scénarios de maintenance imparfaite.

Les résultats d'une planification de maintenance imparfaite sont présentés dans le tableau suivant :

Maintenance imparfaite	
C_{cm}	N_{IM}^*
1500	5
2000	6

Tableau 3. 10: Nombre optimal d'actions de maintenance et coûts correspondants selon une politique de maintenance imparfaite

Interprétation et commentaires

Lorsque C_{cm} est trop élevé par rapport à C_{pm} , pour minimiser les coûts de maintenance, des actions préventives doivent être planifiées fréquemment. Plus C_{cm} diminue, plus les opérations de maintenance préventive deviennent moins fréquentes.

Au cours de cette sous-section, nous étudierons l'impact de la période de maintenance variable (k) et de la fiabilité minimale souhaitée (R^*) sur le coût total de maintenance.

Impact de la variabilité de la période de maintenance

Généralement, dans les parcs éoliens, les éoliennes sont inspectées chaque année, quand l'équipe de maintenance intervient pour effectuer une opération de maintenance préventive. Afin d'étayer notre choix pour une maintenance combinée imparfaite/sélective optimale, indiquée dans le tableau 3.9, nous avons varié la période de maintenance et comparé le coût total de maintenance.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

- Pour $N_{IM}=10$ et $T_{IM}=6$

Coût de maintenance total =312510.5 mu					
Périodes/mois (k)	MC(k)(mu)	Composants			
		Roulements	Arbre principal	Boîte de vitesses	Générateur
6	10328.2	X	—	—	—
12	20727	—	—	—	X
18	11891.6	—	X	—	—
24	35055.2	X	—	—	X
30	62162.2	—	—	X	—
36	11891.6	—	X	—	—
42	24727	—	—	—	X
48	22219.8	X	X	—	—
54	24727	—	—	—	X
60	98780.9	—	X	X	X

Tableau 3. 11: Plan optimal de maintenance combinée imparfaite/sélective (k=6 mois)

- Pour $N_{IM}=5$ et $T_{IM}=12$

Coût de maintenance total =244508.4 mu					
Périodes/mois (k)	MC(k)(mu)	Composants			
		Roulements	Arbre principal	Boîte de vitesses	Générateur
12	11891.6	—	X	—	—
24	35055.2	X	—	—	X
36	74053.8	—	X	X	—
48	24727	—	—	—	X
60	98780.8	—	X	X	X

Tableau 3. 12: Plan optimal de maintenance combinée imparfaite/sélective (k=12 mois)

Le tableau suivant montre les différents coûts de maintenance sous variation de la période de maintenance :

Période de maintenance (mois)	6	10	12
Coût total de maintenance (mu)	322 510.5	217 405.4	244 508.4

Tableau 3. 13: Variation du coût de maintenance sous variation de la période de maintenance

Interprétation et commentaires :

Le coût total de la maintenance dépend des périodes de maintenance. La planification optimale de la maintenance correspond au coût le plus bas. Dans notre cas, nous devons planifier des opérations de maintenance tous les 10 mois.

Impact de la fiabilité minimale souhaitée

La contrainte dans notre proposition de formulation du problème consiste à s'assurer que la fiabilité de l'éolienne doit être maintenue supérieure à R^* . Nous effectuons plusieurs tests variant R^* en gardant la même période de maintenance $k = 12$ mois.

Les résultats sont présentés dans le tableau et la courbe suivants :

R^*	0.85	0.9	0.95
Coût total de maintenance	144 164.2	180 784.8	244 508.4

Tableau 3. 14: Coût total de maintenance sous variation de R^*

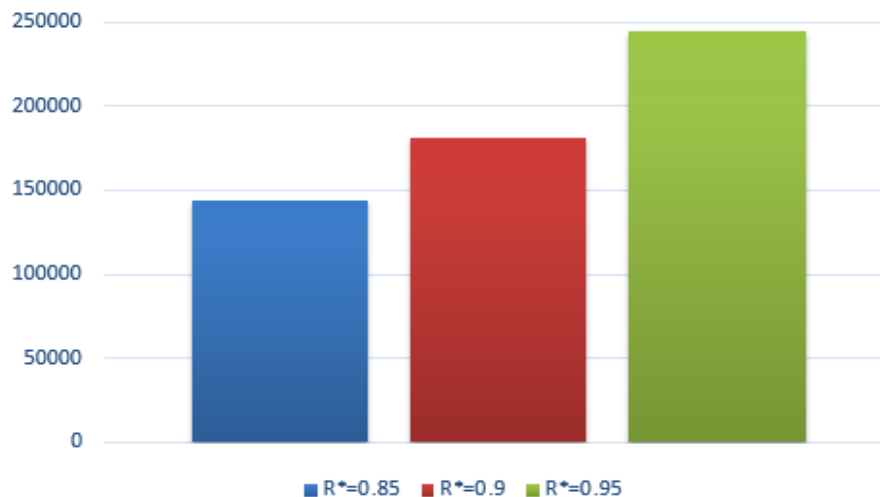


Figure 3. 14: Coût total de maintenance sous variation de R^*

Interprétation et commentaires :

La valeur R^* représente un facteur important qui influence le coût total de maintenance. Plus R^* augmente, plus le coût augmente.

Cette valeur doit être fixée avec soin. Il est vrai que nous devons maximiser la fiabilité de l'éolienne, mais notre objectif principal est de minimiser les coûts de maintenance.

3.9 Conclusion

Après avoir développé une politique de maintenance parfaite au chapitre précédent, nous avons développé dans le présent chapitre une politique de maintenance intégrée combinant la maintenance imparfaite avec réparations minimales et la maintenance sélective sous contraintes opérationnelles et environnementales, en étudiant les différents composants de l'éolienne.

Pour ce faire, et en optant pour une méthode de résolution séquentielle, nous avons commencé dans un premier temps par établir un plan économique de production sous des contraintes liées notamment au taux de service et à la demande aléatoire. Ensuite, nous avons mis en place une stratégie combinant la maintenance imparfaite pour déterminer le nombre optimal d'opérations de maintenance à effectuer sur un horizon de temps fini, et la maintenance sélective précisant les composants qui nécessitent une maintenance. Nous avons pris en compte l'impact des conditions de fonctionnement et des conditions climatiques sur le composant en question, car celui-ci influence le taux de défaillance de l'éolienne.

Dans le prochain chapitre, pour que notre étude soit la plus réaliste possible, nous étendrons les politiques de maintenance élaborées à un parc éolien : à savoir la maintenance parfaite (chapitre 2) et la maintenance combinée imparfaite/sélective (chapitre 3).

Chapitre 4

Stratégies optimales de maintenance intégrée à la production pour un parc éolien

Dans ce chapitre, nous présentons des stratégies optimales de maintenance intégrée à la production pour un parc éolien. Nous développerons un modèle de coût appliqué à une ferme éolienne pour chacune des stratégies de maintenance développées dans les chapitres précédents (parfaite, puis combinée imparfaite/sélective). Notre but sera de déterminer séquentiellement le plan optimal de production d'énergie caractérisé par le nombre d'éoliennes en fonctionnement et leurs cadences de production. Nous pourrions ainsi fixer la politique optimale de maintenance préventive à adopter pour chaque stratégie, en minimisant le coût total attendu de production et de stockage d'énergie et de maintenance sur un horizon de temps limité. Nous modéliserons la relation entre la variation du taux de production d'énergie et le taux de défaillance des éoliennes. Des exemples numériques et des analyses de sensibilité seront présentés et les résultats obtenus seront discutés.

4.1. Introduction

Le présent chapitre est une continuité et une extension des stratégies de maintenance intégrée développées aux chapitres antérieurs. En effet, précédemment nous avons eu affaire à un problème d'optimisation conjointe de la production et de la maintenance pour une seule éolienne. Dans ce chapitre, nous développerons des stratégies de production et de maintenance intégrée optimale pour un parc éolien.

Pour rappel, l'efficacité des unités de production d'énergie verte dépend des facteurs climatiques (le vent pour l'énergie éolienne). La principale problématique de l'industrie éolienne est donc, d'une part, d'assurer un niveau de service à chaque période, indépendamment des fluctuations climatiques, et, d'autre part, de considérer l'importance stratégique de la maintenance et de réaliser de manière proactive les bénéfices disponibles sur la durée de vie des parcs éoliens.

Ceci est particulièrement important si l'on considère que les règles de planification des parcs éoliens ne sont pas liées à la maintenance et qu'il n'y a pas de réglementations pertinentes pour la maintenance (Melford, 2004).

L'objectif de l'optimisation de la maintenance des éoliennes est d'améliorer leur fiabilité / disponibilité en maximisant l'intervalle de temps entre les réparations et les révisions, tout en réduisant les temps d'arrêt et les coûts de maintenance (Andrawus et al., 2007). Dans ce contexte, trois approches peuvent être trouvées dans la littérature. La première traite de la fatigue et de la dégradation des éoliennes afin d'estimer leur fiabilité et de proposer des modèles prédictifs comme les modèles de processus de Markov développés par Byon et al., (2010). La seconde approche utilise des modèles de simulation pour prédire l'interaction entre les différentes opérations de maintenance pour chaque éolienne d'un parc éolien (Ekren et Ekren, 2009). La troisième méthodologie est basée sur des modèles analytiques avec pour objectif de prédire l'effet des contraintes opérationnelles de l'éolienne sur la fiabilité du réseau électrique (Ning et al., 2013). D'autres travaux d'optimisation de la maintenance comme ceux de Tian et al., (2011) ont utilisé une maintenance conditionnelle afin de réduire les coûts d'exploitation et de maintenance du système de production d'énergie éolienne. Cette stratégie est basée sur les informations de surveillance de l'état, collectées à partir des composants de l'éolienne. Elle traite les composants de l'éolienne séparément, ce qui veut dire que les décisions de maintenance sont prises sur des composants individuels plutôt que sur l'ensemble du système. Les auteurs ont développé une solution optimale en proposant une politique de maintenance définie par deux valeurs de seuil de probabilité de défaillance au niveau des éoliennes. Une méthode de simulation est développée pour estimer le coût de la maintenance.

D'autres travaux récents portent sur l'optimisation de l'exploitation et de la maintenance (O&M) en tenant compte de la dégradation des éoliennes. En utilisant un modèle stochastique, Carlos et al., (2013) ont proposé une nouvelle stratégie de maintenance prenant en compte l'influence de la charge stochastique subie par l'éolienne sur son processus de dégradation. La stratégie de maintenance optimale caractérisée par la date de réalisation d'une action de maintenance, la fréquence de maintenance et la durée de cette activité a une grande influence sur les coûts opérationnels et a pour objectif de minimiser le coût total et de maximiser l'énergie annuelle

produite. Kahrobaee et Asgarpoor, (2013) ont étudié la stratégie de maintenance optimale pour un équipement d'éolienne soumis à la détérioration. Ils ont proposé une variété de méthodes d'optimisation de la maintenance, basées sur des approches analytiques prenant en compte plusieurs facteurs, tels que les conditions météorologiques et la disponibilité des ressources entre autres, et affectant le fonctionnement et l'entretien des équipements éoliens. Dans un premier temps, ils ont utilisé une approche hybride de simulation analytique afin de déterminer la politique de maintenance optimale et ensuite ils ont étudié les effets des activités de maintenance et de réparation sur la disponibilité du système ainsi que les coûts.

Fernando et al., (2015) ont traité le problème de performance de l'éolienne en identifiant les facteurs qui affectent le plus les performances, la disponibilité, le coût global et les revenus de l'éolienne, afin que des mesures puissent être prises pour minimiser leurs effets. Ils ont discuté de ces problèmes en présentant une étude paramétrique sur l'impact de la variation des défaillances et des modèles de réparation, les retards logistiques des navires, les conditions météorologiques et les temps d'attente sur les performances des éoliennes. Ils ont proposé un modèle d'optimisation et une simulation de la stratégie d'exploitation et de maintenance basée sur des actions de maintenance corrective avec un âge imparfait pour les activités de maintenance préventive et ont utilisé un réseau de Petri stochastique généralisé avec simulation Monte Carlo.

Ding et Tian, (2011) ont développé une approche de maintenance opportuniste pour un parc éolien en envisageant parfois, dans les cas pratiques, l'action de maintenance préventive imparfaite pour réduire le taux de défaillance des composants. Un modèle de maintenance d'optimisation est proposé en considérant une maintenance préventive parfaite, imparfaite et à deux niveaux et des modèles de simulation sont développés pour évaluer les différents coûts des politiques de maintenance.

Par rapport aux travaux précédemment cités, ce chapitre présente une nouveauté et une originalité relatives à ce type de problématique, qui envisage une nouvelle gestion de la maintenance intégrée à la production d'énergie concernant plusieurs éoliennes identiques dans les parcs éoliens avec une corrélation analytique entre la production et la maintenance d'énergie dans des conditions de fonctionnement et d'environnement variables.

La grande majorité de la littérature travaille sur le problème de production d'énergie avec prise en compte de la maintenance du parc éolien considérée généralement comme une stratégie de maintenance classique (dépendant du temps uniquement) sans considérer l'influence de la production pour un nombre connu et constant d'éoliennes installées en parallèle, ce qui vise à répondre à une demande d'énergie constante sur un horizon infini. La signification et la valeur ajoutée de notre contribution sont la complexité des nouvelles considérations pour un problème énergétique de prévision, qui rendront notre modèle plus généralisé, plus efficace et plus robuste, en raison du nombre aléatoire d'éoliennes qui varie d'une période à l'autre et à une demande aléatoire sur un horizon fini. L'optimisation du problème de production et de maintenance d'énergie en cas de variation des conditions opérationnelles pour notre modèle nécessite une variation aléatoire des taux de production d'énergie et du nombre d'éoliennes afin de minimiser le coût total de production et de maintenance d'énergie et de satisfaire cette demande prévue. En revanche, à notre connaissance, aucune méthode analytique ou numérique n'a été rapportée dans la littérature,

qui propose une stratégie de maintenance pour une variation aléatoire du nombre d'éoliennes, en modélisant analytiquement ses taux de défaillance en fonction de la production d'énergie, ce qui est une tâche difficile et surtout pour la maintenance préventive puisque les éoliennes n'ont pas la même dégradation.

Dans cette perspective, nous développons dans ce chapitre des modèles mathématiques pour proposer de nouvelles stratégies de maintenance pour une variation aléatoire du nombre d'éoliennes en fonctionnement, en tenant compte d'une demande d'énergie fluctuante. Ce type de résultat où l'originalité est caractérisée par l'influence de la variation des taux de production d'énergie, est obtenu en minimisant la production, sur chaque degré de dégradation des éoliennes. Cette corrélation, nouvelle dans la littérature, est caractérisée par une étude analytique qui montre l'évolution du taux de défaillance de chaque éolienne en fonction de son utilisation et en respectant parallèlement la continuité de fiabilité de chaque éolienne d'une période à l'autre.

Pour ce faire, ce chapitre est organisé comme suit : d'abord, une description du problème et des principales hypothèses. Ensuite, nous élaborons un plan économique de production énergétique d'un parc éolien sur un horizon temporel fini, déterminant pour chaque période le nombre d'éoliennes à exploiter, l'énergie à produire par chaque éolienne et la quantité d'énergie stockée. Puis nous développerons une politique optimale de maintenance intégrée, d'abord parfaite, puis combinée imparfaite/sélective en considérant l'influence de la variation de la production d'énergie sur la dégradation de chaque éolienne, ainsi que les facteurs environnementaux. Chaque section est validée par un exemple numérique et une étude de sensibilité.

4.2. Description du problème

Dans ce travail, nous posons le problème de l'optimisation conjointe de la planification de la production et de la maintenance d'un parc éolien. La production de tout le parc est la somme de la production de chaque éolienne, qui dépend principalement d'un facteur aléatoire : la vitesse du vent. Par conséquent, la fiabilité de chaque éolienne du parc est un facteur déterminant pour la réussite de l'investissement éolien. L'objectif de cette section est de définir une planification intégrée optimale de la production et de la maintenance où les opérations de maintenance sont envisagées avec une réparation minimale en cas de panne des systèmes afin de réduire le coût de maintenance corrective. Les opérations de maintenance sont planifiées sur un horizon de planification limité. Nous visons à satisfaire une demande aléatoire d'électricité où tous les coûts de production, de stockage et de maintenance sont minimisés.

4.2.1. Description du système

Un parc éolien est composé de plusieurs éoliennes identiques et équipées d'un système de batteries de stockage d'énergie afin de satisfaire une demande aléatoire d'électricité. Les parcs éoliens sont considérés comme des sites de production sensibles car leur production dépend principalement de la vitesse du vent qui est considérée comme une variable aléatoire. En effet, il est possible de satisfaire la demande aléatoire pendant chaque période k d'un horizon temporel fini en utilisant la quantité produite lors des périodes précédentes (livraison basée sur les stocks).

Le nombre d'éoliennes à utiliser pendant chaque période est variable d'une période à l'autre en fonction de la demande aléatoire et du niveau de service souhaité. De plus, les éoliennes sont sujettes à des pannes aléatoires et leur taux de détérioration est influencé par la variation de la production d'énergie électrique. Par conséquent, le taux de défaillance de chaque éolienne augmente avec le temps et la production d'énergie.

La conception suivante illustre la problématique générale que traite notre travail :

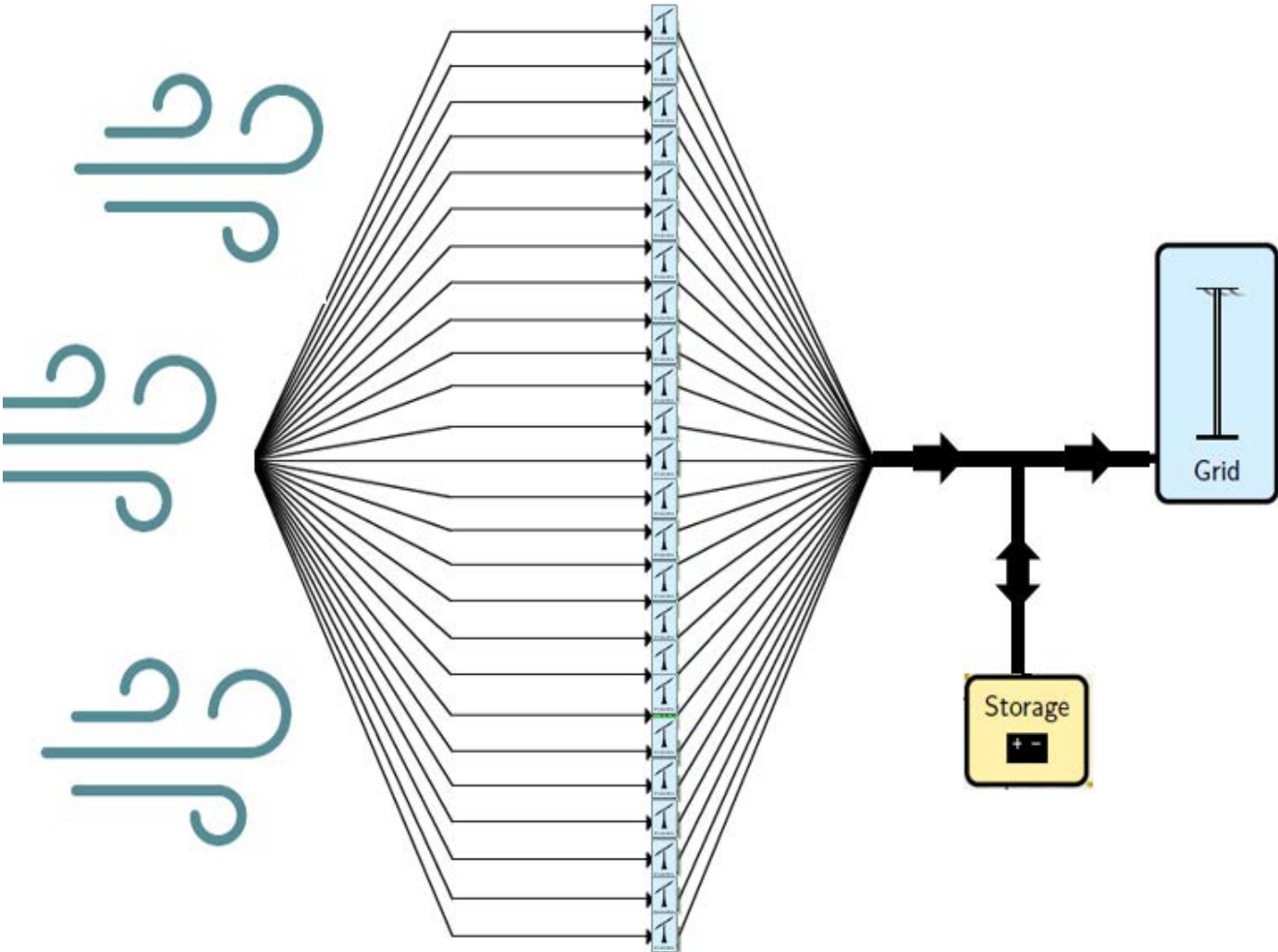


Figure 4. 1: Description générale du problème traité pour une politique de maintenance intégrée d'un parc éolien

4.2.2. La stratégie d'optimisation séquentielle

Dans ce contexte, l'objectif est de déterminer une maintenance et une production intégrées, optimales minimisant le coût total de maintenance et de production et de stockage d'énergie.

Pour ce faire, nous utilisons, comme expliqué dans les chapitres précédents, une méthode de résolution séquentielle prenant en compte l'influence des taux de production d'énergie sur la dégradation de chaque éolienne du parc. Nous déterminons d'abord le taux de production d'énergie optimal à fixer pour chaque période, puis nous examinons ce plan de production pour trouver la politique de maintenance préventive optimale à adopter.

L'idée générale de notre problème consiste à déterminer les meilleures stratégies de production et de maintenance. Pour réaliser cette optimisation conjuguée de la production et de la maintenance, nous utilisons une méthode de résolution séquentielle. Sinon, après avoir formulé le problème du système de production et déterminé ses variables de décision, nous incluons les valeurs optimales dans le modèle de maintenance afin de le résoudre et trouver les valeurs optimales à prendre en compte.

4.3. Description de politiques de production et de maintenance

4.3.1. Politique de production

Dans ce chapitre, nous appliquerons la politique de production développée aux chapitres précédents en l'adaptant à un parc éolien. En effet, dans les chapitres précédents, nous avons considéré une seule éolienne. Dans le présent chapitre, le parc éolien étudié est constitué de plusieurs éoliennes identiques.

Pour rappel, l'objectif de la politique de production est de minimiser le coût total de production, de stocks sur l'horizon fini de la production d'énergie. Dans le cas du parc éolien, on cherchera aussi à minimiser le coût de démarrages / basculements (startups/switch). L'horizon de production est divisé également en périodes de production H , Δt étant la durée de chaque période.

Le système de batterie de stockage fournit la charge de la demande de puissance électrique en cas de pénurie d'électricité et stocke le surplus d'énergie lorsque la puissance générée dépasse la charge.

Dans ce travail, nous nous concentrons principalement sur les coûts liés à la production et au stockage de l'énergie. Dans l'industrie, le taux de service est considéré comme un facteur majeur utilisé pour décrire la performance des entreprises en mesurant la capacité d'une industrie à satisfaire la demande et les exigences de ses clients dans les meilleurs délais.

Dans le présent travail, nous conservons la méthode consistant à exprimer le taux de service comme la probabilité de non-pénurie entre des périodes successives. L'objectif de cette politique est de développer un modèle mathématique pour obtenir un plan de production économique, caractérisé par le nombre optimal d'éoliennes fonctionnelles à chaque période de production et leurs cadences de production, minimisant le coût total de production et de stockage et satisfaisant la demande aléatoire sous un niveau de service donné.

Le graphique suivant montre l'horizon de planification $H.\Delta t$:

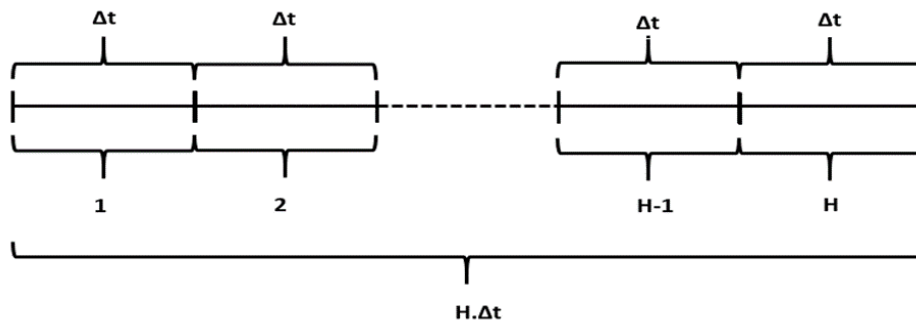


Figure 4. 2: Horizon de planification

4.3.2. Politique de maintenance

Cette étude combine deux sous-problèmes fortement liés. Ainsi, après avoir résolu le problème d'optimisation de la production, nous devons inclure le plan de production obtenu dans la stratégie de maintenance afin de déterminer le plan optimal de maintenance.

La résolution du problème de planification de la maintenance consiste à minimiser les coûts liés à la maintenance préventive et corrective. Pour ce faire, notre objectif est de déterminer le nombre optimal d'actions de maintenance préventive ainsi que l'intervalle optimal entre deux actions de maintenance préventive successives. Sinon, pour prendre des décisions correctes et appropriées, les gestionnaires doivent déterminer le meilleur calendrier d'exécution de la maintenance. Pour ce faire, ils doivent prendre en compte la fiabilité de chaque éolienne. Il faut donc garder à l'esprit et considérer que l'état des éoliennes dépend de leur cadence de production et du temps pendant lequel elles ont travaillé. Sinon, il convient de considérer l'influence de la production sur le niveau de dégradation des équipements ainsi que dans la planification de la maintenance telle qu'elle a été étudiée dans Hajej et al., (2015). Cela justifie le choix de l'approche séquentielle.

Les actions préventives doivent être planifiées sur l'horizon temporel ($H.\Delta t$). Dans notre cas, pour simplifier le modèle, nous supposons que la réalisation d'une action préventive correspond à la fin d'une période de production. Cependant, entre les interventions préventives successives, des pannes peuvent survenir et des réparations minimales doivent être effectuées. Ces actions ne peuvent pas être planifiées à l'avance mais nous pouvons simplement estimer le taux de défaillance de chaque éolienne et par conséquent estimer le nombre moyen de défaillances sur $H. \Delta t$.

Dans ce chapitre, nous allons utiliser les deux stratégies présentées dans les chapitres 2 et 3 à savoir une stratégie parfaite de maintenance préventive avec réparation minimale et une stratégie imparfaite/sélective en nous basant sur la fiabilité de différents composants de chaque éolienne du parc.

4.4. Formulation du problème de planification de la production

La production d'énergie éolienne n'est pas une activité simple car elle dépend de la disponibilité du vent qui est considérée comme une variable aléatoire. Par conséquent, la production d'énergie éolienne et l'activité de maintenance sont des tâches difficiles nécessitant une compréhension de la fonctionnalité et de la disponibilité des éoliennes afin d'assurer la satisfaction du client et de garantir la fiabilité de l'éolienne.

Traiter toutes ces tâches dans le même temps et viser à respecter la satisfaction du client nécessite une étude approfondie et une planification préalable. Dans ce contexte, nous essayons dans cette partie de proposer un modèle pour résoudre le problème de la planification de la production en considérant comme des variables agrégées de production, le nombre d'éoliennes à utiliser, le taux de production ou le temps pendant lequel l'éolienne doit également fonctionner ainsi que le niveau de stock.

Pour ce faire, cette section se compose comme suit : les premières parties sont consacrées à illustrer les bases des fonctionnalités des éoliennes et l'estimation de la quantité d'énergie produite. Ensuite, nous expliquons les divers coûts pris en compte pour calculer les coûts totaux de l'horizon de production d'énergie. Dans la dernière sous-section, nous expliquons le coût total de la production selon le plan économique de production.

4.4.1. Fonctionnalité de l'éolienne et estimation de l'énergie produite

Nous considérons que toutes les éoliennes sont identiques. Elles sont toutes caractérisées par la même puissance nominale (P_r) et la même puissance maximale produite (P_{max}). Cependant, l'énergie réelle produite par chaque éolienne sera légèrement différente des autres, car comme indiqué ci-dessus, la production d'énergie dépend de l'échelle de Weibull et des paramètres de forme de l'éolienne qui changent d'un équipement d'éolienne à un autre et d'une période à une autre.

Par ailleurs, nous nous concentrerons uniquement sur le nombre d'éoliennes à utiliser sur chaque période Δt tel que :

$$w_{min} \leq N_{wk} \leq W_{max} \quad (IV.1)$$

Une compréhension de la fonctionnalité des éoliennes est essentielle pour estimer la quantité d'énergie produite par période. La production d'énergie dépend de plusieurs facteurs : le profil directionnel caractérisé par la tendance probabiliste de la direction du vent, le profil de vitesse caractérisé par la tendance probabiliste de la vitesse et la variation annuelle et journalière de la vitesse moyenne. La vitesse du vent est fréquemment représentée par une variable aléatoire caractérisée par la fonction de distribution de Weibull. (Carta et al, 2009) (Akpinar et Akpinar, 2005).

Selon les fonctions de distribution de la variation de la vitesse du vent lorsqu'elle est calculée en fonction du temps, la puissance de sortie moyenne de l'éolienne j, dont les spécifications sont fournies par le fabricant, peut être calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$P_{jk}(v) = \int_0^{\infty} (f(v(t)) P_{wind,j}(v)) dv$$

$$P_{jk}(v) = \int_{v_{ci}}^{v_r} \left(\frac{a}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{a-1} \exp \left(- \left(\frac{v}{c} \right)^a \right) \times P_{r,j} \times \frac{(v^a - v_{ci}^a)}{(v_{ci}^a - v_r^a)} \right) dv + \int_{v_{ci}}^{v_r} \left(\frac{a}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{a-1} \exp \left(- \left(\frac{v}{c} \right)^a \right) \times P_{r,j} \right) dv$$
(IV.2)

Pour chaque éolienne j pendant la période k, la puissance de sortie moyenne peut être estimée par l'équation suivante :

$$E[P_{jk}(v)] = \int_{(k-1)\Delta t}^{k\Delta t} P_{jk}(v) dt$$
(IV.3)

L'énergie globale produite pendant la période k s'exprime alors comme suit :

$$P_k = \sum_{j=1}^{N_{wk}} E[P_{jk}(v)]$$
(IV.4)

Rappelons que la quantité d'énergie stockée, représentée par un niveau de stockage virtuel à chaque période k, est déterminée en fonction, d'une part, de la production d'énergie par toutes les éoliennes du parc et, d'autre part, de la demande aléatoire. Elle est donnée par l'équation d'équilibre suivante :

$$B^v_k = B^v_{k-1} + P_k - D_k$$
(IV.5)

$$B_k = \max(B^v_k, 0)$$
(IV.6)

Aussi, le taux de service est exprimé par :

$$Prob(B^v_k \geq 0) \geq \theta, \forall k \in \{1..H\}$$
(IV.7)

4.4.2. Les différents coûts de production

- **Coût de production**

Le coût de production dans notre cas sera le suivant :

$$Cp \times (P_k)^2 \quad (IV.8)$$

- **Coût des démarrages / changement des éoliennes**

La variation du nombre d'éoliennes nécessaires pour la période k est caractérisée par un coût de démarrage / arrêt des éoliennes. Le coût de démarrage / arrêt des équipements d'éoliennes s'exprime comme suit :

$$C_{IR} \times (N_{wk} - N_{wk-1})^2 \quad (IV.9)$$

- **Coût de stockage**

Le coût de stockage s'exprime comme suit :

$$Cs \times E \left[(B^v_k - (a_1 + a_2 \times D_k))^2 \right] \quad (IV.10)$$

4.4.3. Formulation du problème

L'objectif de la politique de production est de déterminer la meilleure combinaison du nombre d'éoliennes fonctionnelles pendant chaque période, de la quantité d'énergie produite et du niveau de stockage minimisant le coût total sur un horizon fini. En considérant les différentes contraintes évoquées ci-dessus, nous proposons une méthode de résolution plus réaliste et plus proche des cas réels.

Une combinaison optimale (N_{wk}, P_{jk}, B^v_k) peut être trouvée en résolvant le problème de planification de la production suivant :

$$\begin{aligned} \underset{(N_{wk}, P_{jk}, B^v_k)}{\text{Min}} \quad CT = & \sum_{k=1}^H C_{IR} \times (N_{wk} - N_{wk-1})^2 + Cs \times E \left[(B^v_k - (a_1 + a_2 \times D_k))^2 \right] \\ & + \sum_{k=1}^{H-1} Cp \times \left(\sum_{j=1}^{N_{wk}} E[P_{jk}(v(t))] \right)^2 \end{aligned} \quad (IV.11)$$

Sous contraintes :

- Niveau de stockage : $B^v_k = B^v_{k-1} + P_k - D_k$ (IV.5)

$$B_k = \max(B^v_k, 0) \quad (IV.6)$$

- Niveau de service : $Prob(B^v_k \geq 0) \geq \theta$ (IV.7)

- Nombre d'éoliennes fonctionnelles : $w_{min} \leq N_{wk} \leq W_{max}$ (IV.1)

Ce problème est très difficile à résoudre principalement en raison des incertitudes sur la demande fluctuante et les contraintes opérationnelles du procédé. En raison de cette nature stochastique, l'obtention d'une véritable solution optimale pour ce problème ne peut être atteinte que dans de rares cas particuliers et peut devenir une tâche difficile. Ainsi, les solutions approximatives qui nécessitent un effort de calcul moindre sont généralement utilisées.

La résolution de notre problème passera d'abord par la transformation du problème stochastique en un problème équivalent déterministe. (Chapitre 2).

4.5. Formulation de la stratégie de maintenance

4.5.1 Stratégie de maintenance parfaite avec réparation minimale

Une stratégie de maintenance parfaite avec réparation minimale est caractérisée par le nombre optimal N^* d'actions de maintenance préventive et l'intervalle le plus adéquat entre elles noté T^* .

Sinon, sur l'horizon de temps fini H , après des périodes de production T^* , une action préventive doit être effectuée sur les éoliennes disponibles aux périodes $i.T^*$ où $i \in \{1, 2 \dots N^*\}$.

Grâce à une telle action, l'équipement est remis en état comme neuf. Lorsqu'entre deux actions préventives successives, certains équipements peuvent tomber en panne, des réparations minimales doivent être effectuées sur les éoliennes endommagées.

La relation entre T^* et N^* est donnée par :

$$N^* = \left\lfloor \frac{H}{T^*} \right\rfloor \quad (IV.12)$$

$\lfloor . \rfloor$: représente la partie entière ;

La planification de la maintenance proposée prend en compte deux types d'activités : les activités préventives et correctives. Alors que l'activité préventive doit être planifiée pour être effectuée à des moments précis, l'activité corrective peut être effectuée à des moments imprévus car elle est causée

par un dépannage soudain et inattendu. De plus, grâce à une action préventive, les équipements sont remis en état « As Good As New ». En revanche, les actions correctives consistent généralement en des réparations minimales permettant de remettre les éoliennes dans un état « As Bad As Old » sans modifier l'évolution du taux de défaillance de l'éolienne, comme le montre la figure suivante :

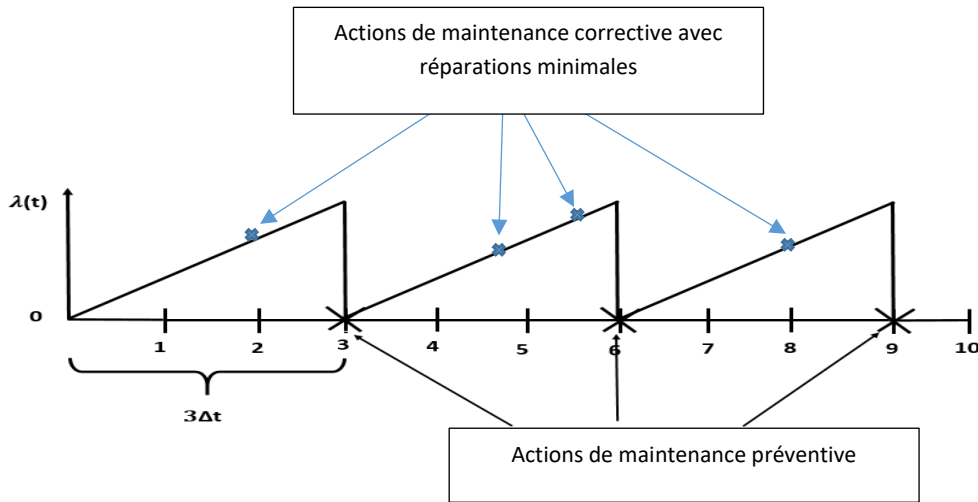


Figure 4. 3: Evolution du taux de défaillance lors d'une maintenance parfaite avec réparations minimales

- **Taux de défaillance de l'éolienne j**

Rappelons que la fonction de taux de défaillance pour chaque éolienne j à chaque période de production k s'exprime comme suit :

$$\lambda_k(t) = \lambda_{k-1}(\Delta t) + \frac{P_k}{P_{max}} \lambda_n(t); \forall t \in [0, \Delta t] \quad (IV.13)$$

Par ailleurs, dans notre travail, nous traitons de nombreuses éoliennes. Afin de considérer l'impact du taux de production sur la dégradation de chaque éolienne, nous établissons une relation paramétrique entre le taux nominal de défaillance ($\lambda_n(t)$) qui dépend uniquement du temps et la

fonction de production d'énergie $f(u_k) = \frac{P_{jk}}{P_{max}}$ pour chaque période de production k (k: 1...H).

Formellement, la fonction instantanée du taux de défaillance de l'éolienne j à chaque période k est présentée par la relation suivante :

$$\Delta\lambda(t, P_{jk}) = f(P_{jk}) \cdot \lambda_n(t) \quad t \in [0, \Delta t] \quad (IV.14)$$

Ainsi, nous proposons l'expression suivante pour décrire la fonction cumulative adoptée du taux de défaillance en considérant une éolienne j à une période de production k :

$$\lambda_{j,k}(t) = \lambda_{j,k-1}(\Delta t) + \frac{P_{jk}}{P_{max}} \lambda_n(t); \quad \forall t \in [0, \Delta t] \quad (IV.15)$$

Où,

$\lambda_n(t)$: Le taux nominal de défaillance de l'éolienne j

- **Coût de maintenance parfaite de l'éolienne j**

Généralement, le coût de maintenance parfaite de l'éolienne j est formulé comme suit :

$$MC_j = C_{pm}(N_j - 1) + C_{cm} \bar{Y}_j(P_{jk}, N_j) \quad (IV.16)$$

Avec

$\bar{Y}_j(P_{jk}, N_j)$: Le nombre moyen de pannes de l'éolienne j tel que

$$\bar{Y}_j(P_j, N_j) = \sum_{i=0}^{N_j-1} \left[\begin{aligned} & \sum_{k=ln\left(i+\frac{T_j}{\Delta t}\right)+1}^{ln\left((i+1)\times\frac{T_j}{\Delta t}\right)} \int_0^{\Delta t} \lambda_{j,k}(t) dt \\ & + \int_0^{(i+1)\times T_j - ln\left((i+1)\times\frac{T_j}{\Delta t}\right)\Delta t} \lambda_{j,ln\left((i+1)\times\frac{T_j}{\Delta t}\right)+1}(t) dt \\ & + \int_0^{ln\left((i+1)\times\frac{T_j}{\Delta t}+1\right)\Delta t - (i+1)\times T_j} \frac{P_{j,ln\left((i+1)\times\frac{T_j}{\Delta t}+1\right)}}{P_{max}} \lambda_n(t) dt \end{aligned} \right] \quad (IV.17)$$

- **Coût de maintenance parfaite du parc éolien**

Le coût de maintenance parfaite du parc éolien est donc la somme des coûts de maintenance parfaite de chaque éolienne du parc éolien :

$$MC = \sum_{j=1}^{N_{wk}} MC_j \quad (IV.18)$$

4.5.2 Stratégie de maintenance combinée imparfaite et sélective

Dans cette section, nous développons une optimisation conjointe de la production d'énergie et une planification de la maintenance combinée imparfaite et sélective du parc éolien. Rappelons que cette stratégie de maintenance a été proposée et détaillée au chapitre 3.

A chaque action de maintenance imparfaite déterminée en fonction de l'évolution du taux de défaillance de chaque éolienne du parc éolien et en minimisant le coût total des actions préventives et correctives, nous précisons quels composants d'éoliennes doivent être remplacés. Pour cela, une maintenance sélective est appliquée sur les composants de l'éolienne visant à remplacer les

composants défectueux pour chaque action de maintenance préventive, telle que présentée sur la figure suivante :

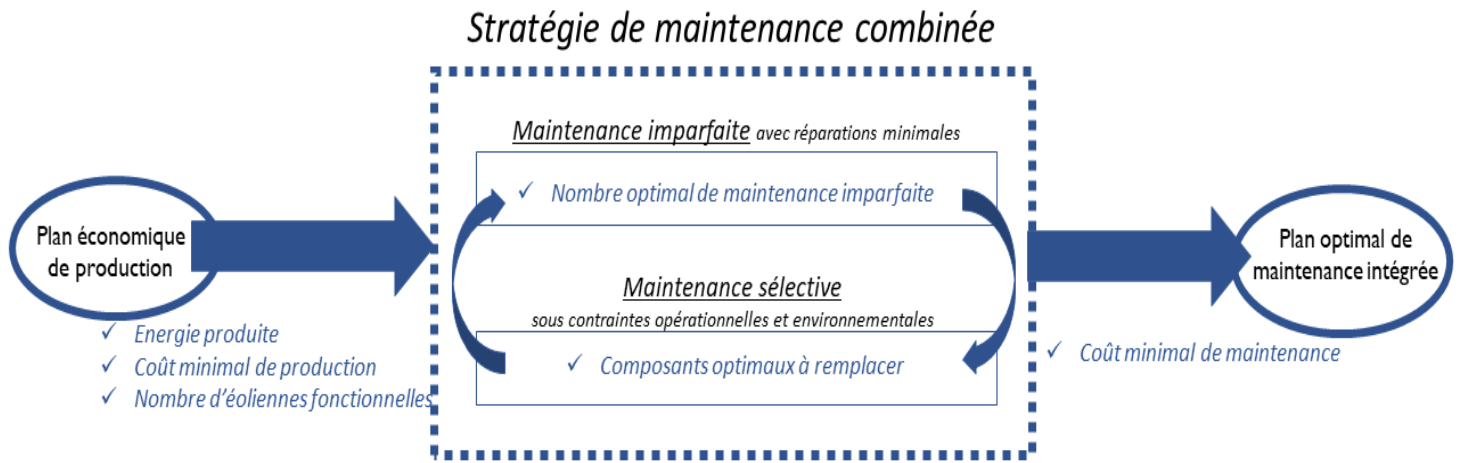


Figure 4. 4: Stratégie de maintenance combinée imparfaite/sélective pour un parc éolien

Rappelons que pour la stratégie de maintenance imparfaite et améliorée visant à établir le nombre optimal d'actions de maintenance préventive imparfaites N_{IMj} pour chaque éolienne j ainsi que l'intervalle de maintenance $T_{IMj} = H/N_{IMj}$ et à chaque extrémité de $k \cdot T_{IMj}$ ($k = 1, 2, \dots, N_{IMj}$) certains composants de l'éolienne j doivent être remplacés, tout en minimisant le coût total de maintenance et en garantissant une contrainte de niveau de fiabilité.

Le coût de maintenance imparfaite/sélective de l'éolienne j est formulé comme suit :

$$MC_j = C_{pmj} (\varpi_j)(N_{IM,j} - 1) + C_{cm} \tilde{Y}_j(P_{jk}, N_{IM,j}) \quad (IV.19)$$

- **Estimation du taux de défaillance de l'éolienne j pour la maintenance imparfaite**

Nous supposons que le taux de défaillance de l'éolienne est linéaire, et qu'il est influencé par le taux et le temps de production. D'où la corrélation entre la production et la maintenance du parc éolien. Pour la $j^{\text{ème}}$ éolienne, le taux de défaillance dans le cas de la maintenance imparfaite s'exprime comme suit :

$$\lambda_{j,k}(t) = \lambda_{j,k-1}(\Delta t) \left(1 - \left[\frac{k-1}{\left(\left\lfloor \frac{k-2}{T_{IMj}} \right\rfloor + 1 \right) T_{IMj}} \right] \right) + \frac{P_{jk}}{P_{max}} \lambda_n(t) + \left[\frac{k-1}{\left(\left\lfloor \frac{k-2}{T_{IMj}} \right\rfloor + 1 \right) T_{IMj}} \right] \lambda_0 \times e^{\left\lfloor \frac{k}{T_{IMj}} \right\rfloor \alpha} \quad (IV.20)$$

Où $k \in \{1, 2, \dots\}$

Avec le taux de défaillance de l'éolienne sous conditions nominales : $\lambda_n(t)$

λ_0 : Taux de défaillance à t_0

e^α : Facteur de dégradation de l'éolienne

- **Nombre moyen des pannes de l'éolienne j**

Le nombre moyen de pannes $\bar{Y}_j(P_j, N_j)$ pour la maintenance corrective est le nombre cumulé de taux de pannes $\lambda_{j,k}(t)$. Le nombre moyen de pannes pendant $[i \cdot T_{IMj}, (i + 1) \cdot T_{IMj}]$ peut-être exprimé comme suit :

$$\bar{Y}_j(P_j, N_{IM,j}) = \sum_{i=0}^{N_{IM,j}-1} \left[\ln \left((i+1) \times \frac{T_{IMj}}{\Delta t} \right) \sum_{k=\ln \left(i + \frac{T_{IMj}}{\Delta t} \right) + 1} \int_0^{\Delta t} \lambda_{j,k}(t) dt \right] + \sum_{k=N_{IM,j} \times T}^{H \Delta t} \int_0^{\Delta t} \lambda_{j,k}(t) dt \quad (IV.21)$$

- **Coût de maintenance préventive imparfaite/sélective**

Dans le chapitre précédent, on a estimé la fiabilité d'une éolienne à partir de ses sous-composants sous contraintes opérationnelles et climatiques. Ainsi, dans cette partie, nous nous concentrerons sur notre système multi-composants pour lequel un certain niveau de fiabilité doit être assuré pour toutes les périodes de l'horizon de planification. Nous établissons une stratégie de maintenance sélective visant à établir à chaque instant de maintenance préventive imparfaite $k \cdot T_{IMj}^*$ ($k = 1, 2, \dots, N_{IMj}$) les composants d'éoliennes à remplacer, tout en minimisant le coût total de maintenance sélective et en garantissant un niveau maximal de fiabilité. À cette fin, dans un premier temps, nous étudions en profondeur la fiabilité des composants d'éoliennes qui seront influencés par les conditions de fonctionnement et environnementales. Il s'agit de sélectionner les bons composants i , $i = 1, 2, \dots, N_c$ qui doivent être entretenus à la fin de chaque période de maintenance sélective k , $k = 1, 2, \dots, N_{IMj}$, afin de minimiser le coût de maintenance préventive et garantir un niveau de fiabilité souhaité de l'éolienne pour la prochaine période de production d'énergie.

De plus, deux variables de décision sont utilisées, comme suit :

$$m_{j,i}(k \cdot T_{IMj}) = \begin{cases} 1 & \text{si le } i^{\text{ème}} \text{ sous - composant de l'éolienne } j \text{ doit être changé à la période } k \cdot T_{IMj} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV.22)$$

$$\phi_j(k \cdot T_{IM}) = \begin{cases} 1 & \text{si } \sum_{i=1}^{N_c} m_{j,i}(k \cdot T_{IM}) \geq 1 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV.23)$$

Le coût unitaire de maintenance préventive $C_{PM}(\varpi)$, à chaque période $k_j \cdot T_{IMj}^*$ ($k_j = 1, 2, \dots, N_{IMj}$), correspond au coût de maintenance sélective. Il dépend de la durée de la maintenance, du nombre de composants maintenus et du coût unitaire de remplacement, $\varpi_j = (Cr_{i,j}, t_{i,j}, Nc)$.

$$\begin{aligned} \underbrace{\text{Min}}_{(N_{IM})} MC_{S,j} &= \underbrace{\text{Min}}_{(m_{i,j}(k_j), k_j:1, \dots, N_{IMj})} Cpm_j(Cr_{i,j}, t_{i,j}, Nc) \\ &= \underbrace{\text{Min}}_{(m_{i,j}(k_j), k_j:1, \dots, N_{IMj})} \sum_{i=1}^{Nc} [(Cr_{i,j} + Cw \times t_{i,j}) \times m_{i,j}(k_j \cdot T_{IMj})] + Cf \times \emptyset_j(k \cdot T_{IM}) \end{aligned} \quad (IV.24)$$

Avec :

- Coût de remplacement du $i^{\text{ème}}$ sous-composant à la fin de la période $k \cdot T_{IM}$:

$$Cr_i \times m_{j,i}(k \cdot T_{IM}) \quad (IV.25)$$

- Coût de main d'œuvre du $i^{\text{ème}}$ sous-composants à la fin de la période $k \cdot T_{IM}$:

$$Cw \times t_i \times m_{j,i}(k \cdot T_{IM}) \quad (IV.26)$$

- Coût de démontage et de remontage de l'éolienne dans le cas où au moins un des sous-composants doit être remplacé à la fin de la période $k \cdot T_{IM}$:

$$Cf \times \emptyset_j(k \cdot T_{IM}) \quad (IV.27)$$

Nous visons à minimiser le coût de la maintenance imparfaite/sélective pour chaque période $k \cdot T_{IM}$ avec la fiabilité de chaque éolienne j qui doit être supérieure à une valeur minimale fixe appelée R^* .

Ainsi à partir des équations (IV.19), et (IV.24), le problème est formulé comme suit :

$$\begin{aligned} \underbrace{\text{Min}}_{(N_{IM})} MC_j &= \left(\underbrace{\text{Min}}_{(m_{i,j}(k_j), k_j:1, \dots, N_{IMj})} \sum_{i=1}^{Nc} [(Cr_{i,j} + Cw \times t_{i,j}) \times m_{i,j}(k_j \cdot T_{IMj})] + Cf \times \emptyset_j(k \cdot T_{IM}) \right) \cdot (N_{IM} - 1) \\ &\quad + C_{CM} \cdot \bar{Y}_j(P_j, N_{IM,j}) \end{aligned} \quad (IV.28)$$

$$\text{Où } \bar{Y}_j(P_j, N_{IM,j}) = \sum_{i=0}^{N_{IM,j}-1} \left[\sum_{k=\ln\left(i+\frac{T_{IMj}}{\Delta t}\right)+1}^{\ln\left((i+1)\times\frac{T_{IMj}}{\Delta t}\right)} \int_0^{\Delta t} \lambda_{j,k}(t) dt \right] + \sum_{k=N_{IM,j} \times T}^{H\Delta t} \int_0^{\Delta t} \lambda_{j,k}(t) dt \quad (IV.21)$$

Et sous la contrainte de fiabilité :

$$R_{WT,j}(k, Z, Z^{EC}) \geq R^* \quad (IV.29)$$

Avec $R_{WT,j}(k, Z, Z^{EC})$: estimation de la fiabilité de l'éolienne j .

$$R_{WT,j}(k, Z, Z^{EC}) = \left[1 - \left(1 - (R_B(k))^{1-m_i(k)} \right)^2 \right] \times (R_{MS}(k))^{1-m_i(k)} \times (R_{Gearbox}(k))^{1-m_i(k)} \times (R_{Generator}(k))^{1-m_i(k)} \quad (IV.30)$$

Ainsi à cette fin, nous reprenons la fiabilité des composants d'éoliennes sous contraintes opérationnelles et environnementales, établie au chapitre précédent et qui s'exprime comme suit :

$$\begin{aligned} R_{j,WT}(t) &= \left(2 - e^{-\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B}} \right) e^{bZ^{CC}} \\ &\times e^{-\left[\left(\frac{t}{\eta_B}\right)^{\beta_B} + \left(\frac{t}{\eta_{MS}}\right)^{\beta_{MS}} e^{[b_1^1 z_1^1 + b_1^2 z_1^2]} + \left(\left(\frac{t}{\eta_{IMS}}\right)^{\beta_{IMS}} + \left(\frac{t}{\eta_{HSS}}\right)^{\beta_{HSS}} + \left(\frac{t}{\eta_{Key Ways}}\right)^{\beta_{Key Ways}} + \left(\frac{t}{\eta_{Gears}}\right)^{\beta_{Gears}}\right) \times e^{[b_2^1 z_2^1 + b_2^2 z_2^2 + b_2^3 z_2^3 + b_2^4 z_2^4]} + \left(\left(\frac{t}{\eta_{Bearings}}\right)^{\beta_{Bearings}} + \frac{t}{\eta_{Winds}}\right) \times e^{[b_3^1 z_3^1 + b_3^2 z_3^2]} \right]} \times e^{bZ^{CC}} \end{aligned} \quad (IV.31)$$

Le coût de maintenance imparfaite/sélective du parc éolien est donc la somme des coûts de maintenance imparfaite/sélective de chaque éolienne du parc éolien :

$$MC = \sum_{j=1}^{N_{wk}} MC_j \quad (IV.32)$$

4.6. Procédure numérique de production et de maintenance

4.6.1 Optimisation de la production

En ce qui concerne la complexité de notre problème, trouver une solution optimale exacte reste difficile. C'est pourquoi, nous avons proposé une procédure numérique afin de déterminer une solution possible approximative. La difficulté de notre problème est que les variables de décision sont dépendantes. En fait, il faut déterminer le nombre d'éoliennes N_{wk} pour chaque période puis déterminer pour chaque éolienne son énergie produite qui dépend d'une variable aléatoire (vitesse du vent) pendant chaque période (P_{jk}).

Pour ce faire, nous utilisons la méthode d'exploration aléatoire pour générer aléatoirement le vecteur du nombre d'éoliennes sur l'horizon fini. À partir de ce vecteur, nous calculons l'énergie produite par chaque éolienne pendant chaque période. Après avoir calculé l'énergie produite qui satisfera la contrainte de niveau de service, nous pouvons déterminer la quantité d'énergie stockée pour chaque période à partir de l'équation d'énergie d'équilibre. Enfin, si toutes les contraintes sont respectées on peut économiser le coût total de production (CT*), le nombre d'éoliennes fonctionnelles pendant chaque période (N_{wk}) et l'énergie produite pour chaque éolienne pendant chaque période (P_{jk}).

La procédure numérique a été développée sur MATLAB. Elle est détaillée dans le graphique suivant :

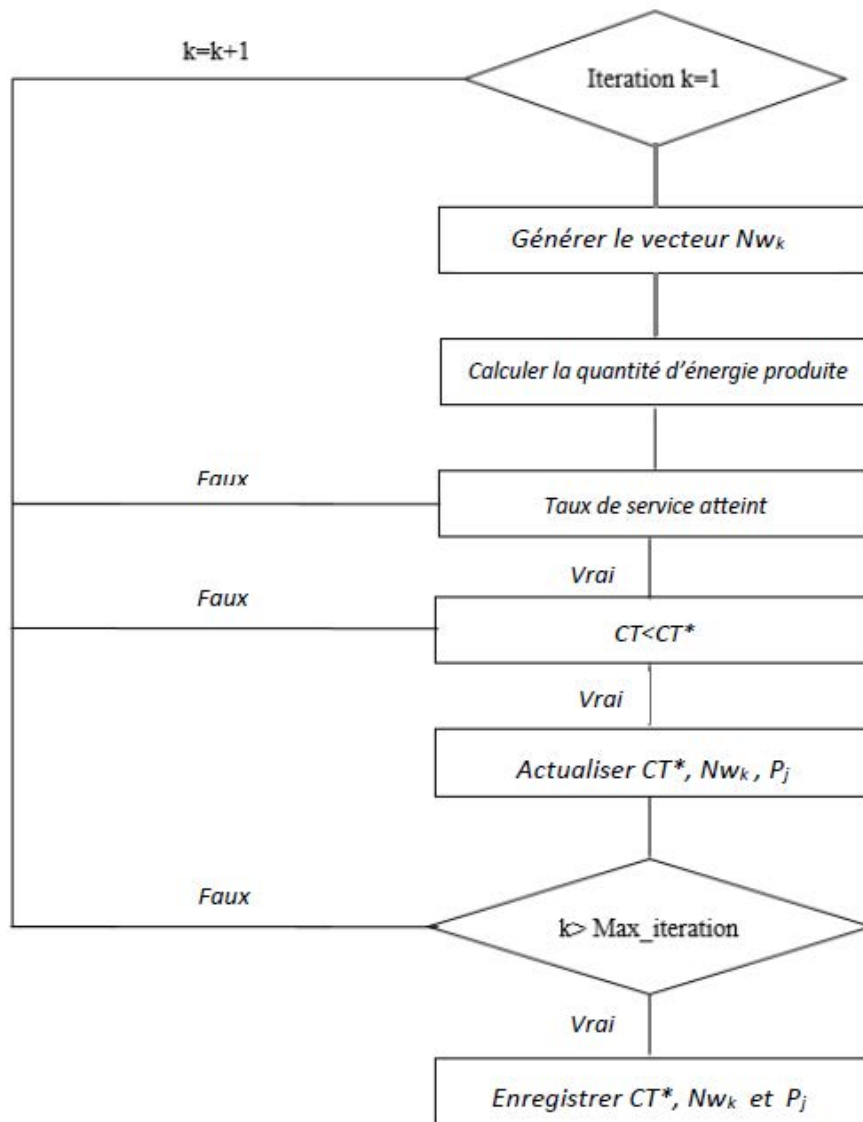


Figure 4. 5: Procédure numérique pour déterminer les taux optimaux de production, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée d'un parc éolien

4.6.2 Optimisation de la stratégie de maintenance parfaite

Afin de calculer le nombre optimal d'opérations de maintenance préventive, nous proposons l'algorithme simple suivant. Nous calculerons le coût de maintenance correspondant à $N \in \{1, \dots\}$. Le N^* correspondra au coût de maintenance le moins cher MC^* .

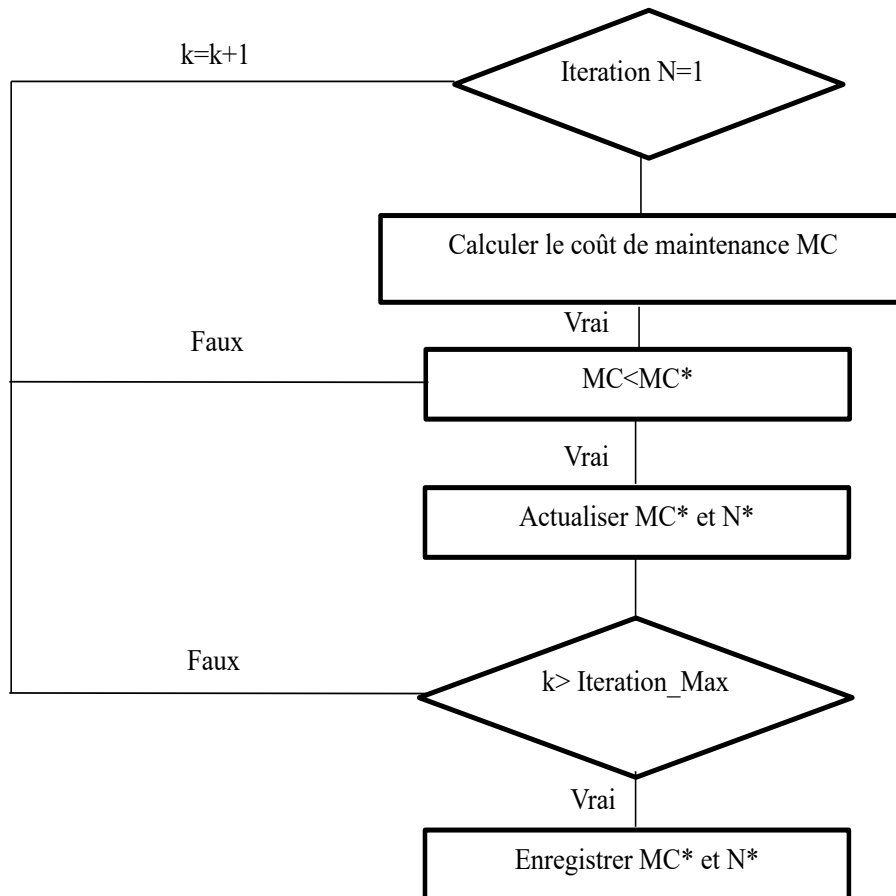


Figure 4. 6 : Procédure numérique pour déterminer le nombre optimal N^* de maintenance intégrée parfaite pour un parc éolien

4.6.3 Optimisation de la stratégie de maintenance imparfaite/ sélective

Afin de déterminer le nombre optimal des actions de maintenance préventive, nous proposons la procédure numérique simple suivante. Nous calculerons le coût de maintenance imparfaite correspondant à $N \in \{1 \dots\}$ en faisant appeler la deuxième procédure de maintenance sélective. Le N_{IM}^* correspondra au coût de maintenance le moins cher MC_{IM}^* . Pour cela, nous utilisons la méthode d'exploration aléatoire pour générer aléatoirement le vecteur $m_j(k)$ des sous-composants à réparer à la période k pour chaque éolienne, puis nous calculons la fiabilité de l'éolienne à la même période. Si cette dernière est supérieure à R^* fiabilité minimale requise, on enregistre MC_s^* et $m_j^*(k)$.

L'algorithme a été développé sur MATLAB et il est détaillé dans le graphique suivant:

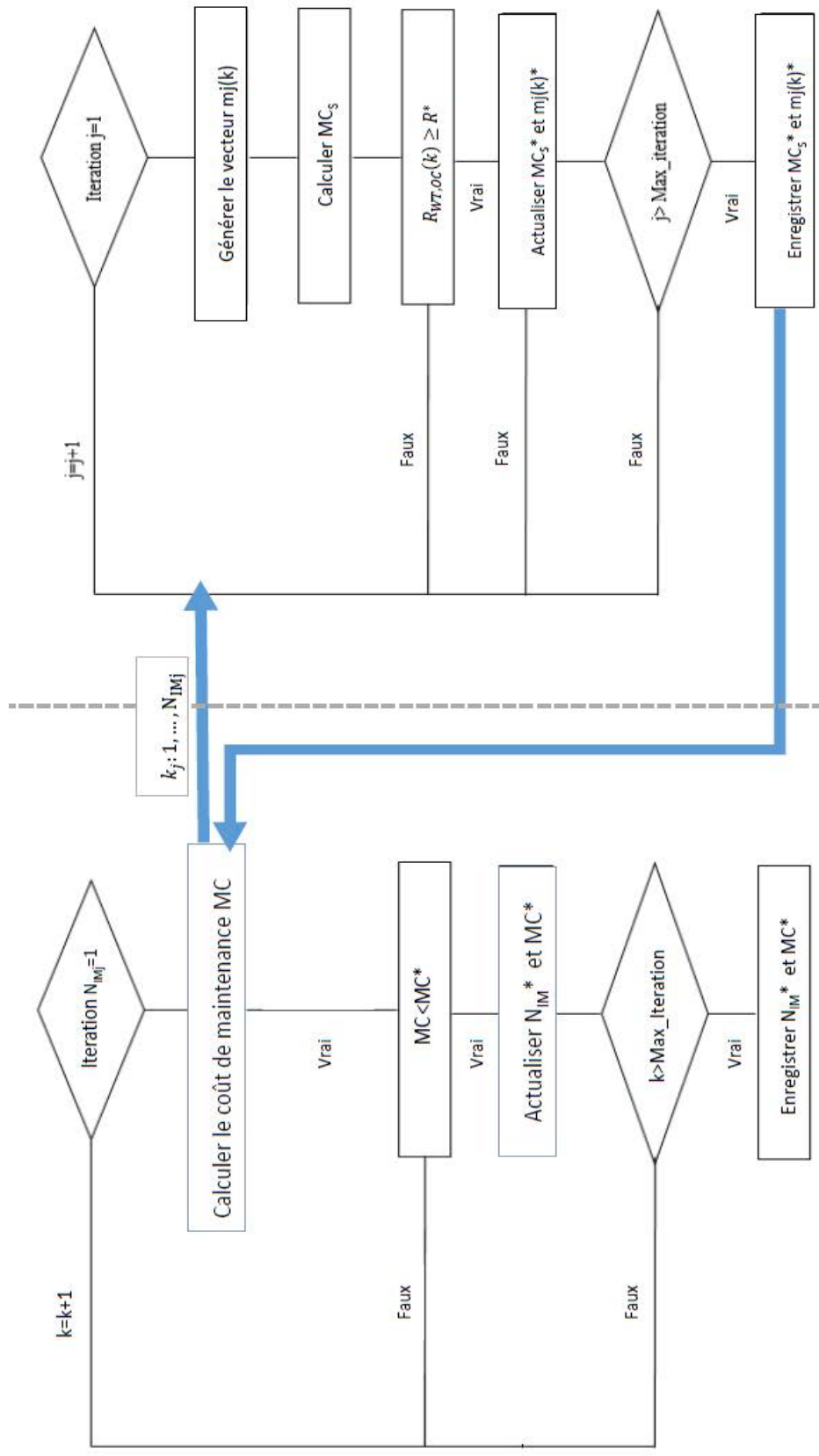


Figure 4. 7: Procédure numérique pour déterminer le nombre optimal de maintenance imparfaite N_{IM}^* et les composants optimaux à remplacer, dans le cadre d'une politique de maintenance intégrée combinée imparfaite et sélective d'un parc éolien

4.7. Exemples numériques

- *Input data*

Pour valider notre modèle et vérifier l'efficacité des solutions, nous appliquons les algorithmes ci-dessus en choisissant des données d'entrée arbitraires.

- Périodes de production sur un horizon fini H :
 - o $\Delta t = 1$ période ;
 - o H=12 périodes ;
- Le coût de production d'énergie (KW): $C_p = 3 \text{ mu}$;
- Le coût de stockage de l'énergie (KW): $C_s = 6 \text{ mu}$;
- Coût des démarrages/basculement des éoliennes : $C_{IR} = 8 \text{ mu}$;
 - o Pour a_1 et a_2 : $a_1 = 20$; $a_2 = 0$.
- La distribution de Rayleigh du vent « Rayleigh distribution » caractérisée par la loi de densité de Weibull avec paramètres $a=2$ et $c=10$
- Nombre d'éoliennes : $W_{\min}=3$; $W_{\max}=6$;

Les autres données d'entrée de la politique de production sont :

- Pour le taux de service, on considère $\theta=90\%$ et un stock initial nul $B_0=0$;
- La demande aléatoire de l'électricité suit une distribution gaussienne
 - o Moyenne $\mu^d=50$ et écart type $\sigma_d= 1.1$

Caractéristiques des éoliennes:

Sur un horizon de temps fini de production d'énergie H composé de k périodes de production, nous considérons une éolienne de type TW600 dont les spécifications sont listées dans le tableau suivant :

Puissance nominale (kW)	Hauteur du moyeu (m)	Diamètre du rotor (m)	Vitesse de démarrage (m/s)	Vitesse de survie (m/s)	Vitesse moyenne du vent (m/s)	Vitesse nominale (m/s)
600	50	43	3	65	8	17

Tableau 4. 1: Spécifications des éoliennes

4.7.1. Plan économique de production

4.7.1.1. Résultats

En utilisant les différentes entrées présentées précédemment, nous obtenons le nombre moyen d'éoliennes fonctionnelles pour chaque période :

Coût total		172970 mu	
Périodes	N_{wk}	B_k	P_k
Période 1	5	1,80	51,80
Période 2	5	2,57	50,78
Période 3	5	3,10	50,53
Période 4	6	13,89	60,78
Période 5	6	20,59	56,70
Période 6	6	30,85	60,26
Période 7	6	41,02	60,17
Période 8	6	50,81	59,80
Période 9	5	49,05	48,24
Période 10	5	50,33	51,28
Période 11	6	59,45	59,12
Période 12	6	67,04	57,59

Tableau 4. 2: Plan économique de production

Le tableau suivant représente l'énergie produite par chaque éolienne au cours de chaque période.

	Eolienne 1	Eolienne 2	Eolienne 3	Eolienne 4	Eolienne 5	Eolienne 6
Période 1	10,9	10,2	9,8	10,6	10,3	0,0
Période 2	10,6	9,3	10,9	9,8	10,1	0,0
Période 3	10,8	9,4	9,2	10,5	10,6	0,0
Période 4	9,8	10,9	9,0	10,8	10,2	10,0
Période 5	9,6	9,3	9,5	9,3	9,4	9,6
Période 6	11,0	10,0	9,5	9,6	10,1	10,1
Période 7	10,8	10,2	9,9	9,2	10,7	9,4
Période 8	10,7	9,3	9,3	10,8	10,1	9,5
Période 9	9,1	9,7	9,2	11,0	9,3	0,0
Période 10	10,6	10,2	10,7	9,4	10,3	0,0
Période 11	9,7	10,0	10,1	9,3	9,4	10,6
Période 12	9,4	9,9	9,4	9,3	9,1	10,4

Tableau 4. 3: Énergie produite par chaque éolienne pendant chaque période

En raison de l'importance du niveau de service de la demande d'électricité, caractérisé par une probabilité que la non-pénurie soit supérieure à 90%, le niveau du stock d'énergie est significatif.

Cette stratégie consiste à maintenir un stockage d'énergie à un niveau de stock élevé pour tenter de satisfaire une future demande aléatoire et réduire les pénuries.

Comme on peut le constater, certains intrants tels que le taux de service (θ) et la demande moyenne (μ^d) ont influencé directement ou indirectement les différents résultats. Il est donc important d'étudier la variabilité des différents paramètres pour montrer l'efficacité du modèle proposé.

4.7.1.2. Analyse de sensibilité

Dans cette section, nous nous concentrons sur l'étude de l'impact de la variation de la valeur du taux de service ainsi que de la demande moyenne sur le coût total de production et les variables de décision notamment les vecteurs N_{wk} et B_k représentant respectivement le nombre d'éoliennes nécessaires et le niveau de stock

Impact de la variabilité de la valeur moyenne de la demande (μ^d) :

- Résultats résumés:

- Impact de la variabilité de la valeur moyenne de la demande sur le coût total de production:

Demande moyenne(kW)	$\mu^d=30$	$\mu^d=40$	$\mu^d=50$
Coût total (mu)	113440	145164	172970

Tableau 4. 4: Impact de la variabilité moyenne de la demande sur les coûts de production

- Impact de la variabilité de la valeur moyenne de la demande sur le nombre d'éoliennes par période:

Périodes	$\mu^d=30$	$\mu^d=40$	$\mu^d=50$
Période 1	4	5	5
Période 2	4	4	5
Période 3	3	5	5
Période 4	3	5	6
Période 5	4	5	6
Période 6	4	5	6
Période 7	4	4	6
Période 8	3	5	6
Période 9	3	3	5
Période 10	4	4	5
Période 11	3	4	6
Période 12	4	4	6

Tableau 4. 5: Nombre d'éoliennes par période en variant μ^d

Le graphique suivant montre l'impact de l'augmentation de la valeur moyenne de la demande sur le nombre d'éoliennes utilisées pour chaque période :

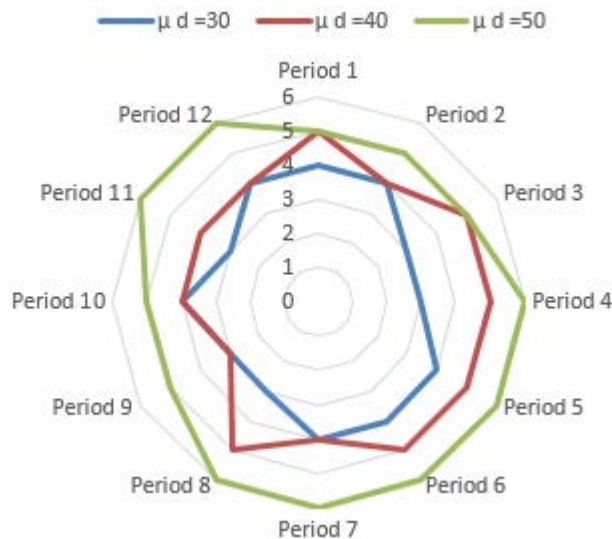


Figure 4. 8: Nombre d'éoliennes par période en variant en μd

La variation de la valeur de la demande moyenne influence la valeur moyenne du coût total optimal. En fait, lorsque la demande moyenne augmente, les coûts totaux augmentent en conséquence. De même, lorsque la valeur de la demande moyenne augmente, le nombre moyen d'éoliennes nécessaires augmente afin de satisfaire la demande accrue et le niveau de service.

Impact de la variabilité du taux de service (θ) :

- Impact de la variabilité des tarifs de service sur le coût total de production :

Taux de service	$\theta=60\%$	$\theta=70\%$	$\theta=80\%$	$\theta=90\%$
Coût total (mu)	133177	144773	166065	172970

Tableau 4. 6: Impact de la variabilité des tarifs de service sur les coûts de production

Le graphique suivant montre l'impact de la variabilité des taux de service sur les coûts de production :

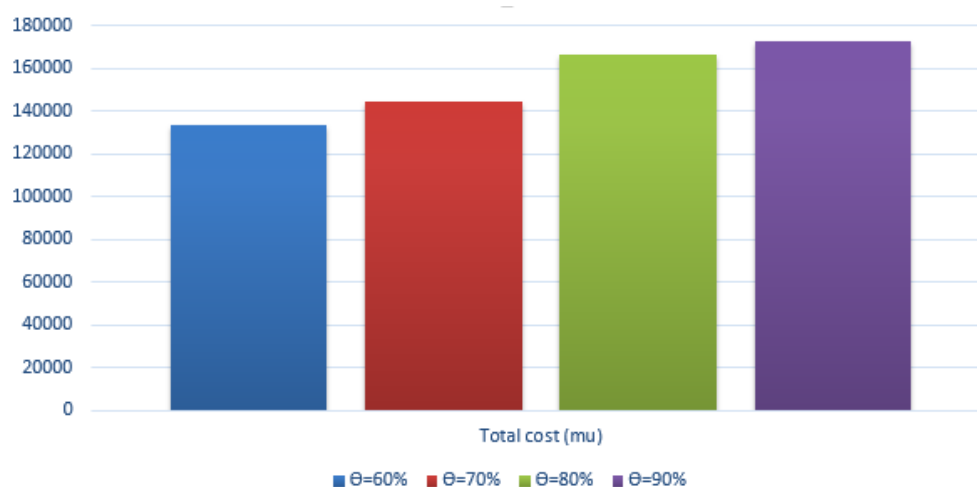


Figure 4. 9: Impact de la variabilité des taux de service sur les coûts de production

Impact de la variabilité du taux de service sur le niveau de stock:

Taux de service (%)	$\theta=60$	$\theta=70$	$\theta=80$	$\theta=90$
Période 1	9,7	8,1	10,2	1,80
Période 2	6,9	17,4	10,8	2,57
Période 3	20,3	18,6	20,4	3,10
Période 4	22,2	29,4	28,5	13,89
Période 5	22,5	37,9	30,6	20,59
Période 6	23,5	27,1	39,3	30,85
Période 7	23,1	16,5	39,7	41,02
Période 8	22,6	24,9	52,3	50,81
Période 9	12,2	23,7	52,3	49,05
Période 10	1,4	33,3	45,4	50,33
Période 11	1,5	35,8	46,8	59,45
Période 12	2,0	25,9	45,8	67,04

Tableau 4. 7: Niveau d'inventaire par période variant le taux de service

Le graphique suivant montre l'impact de la variation du taux de service :

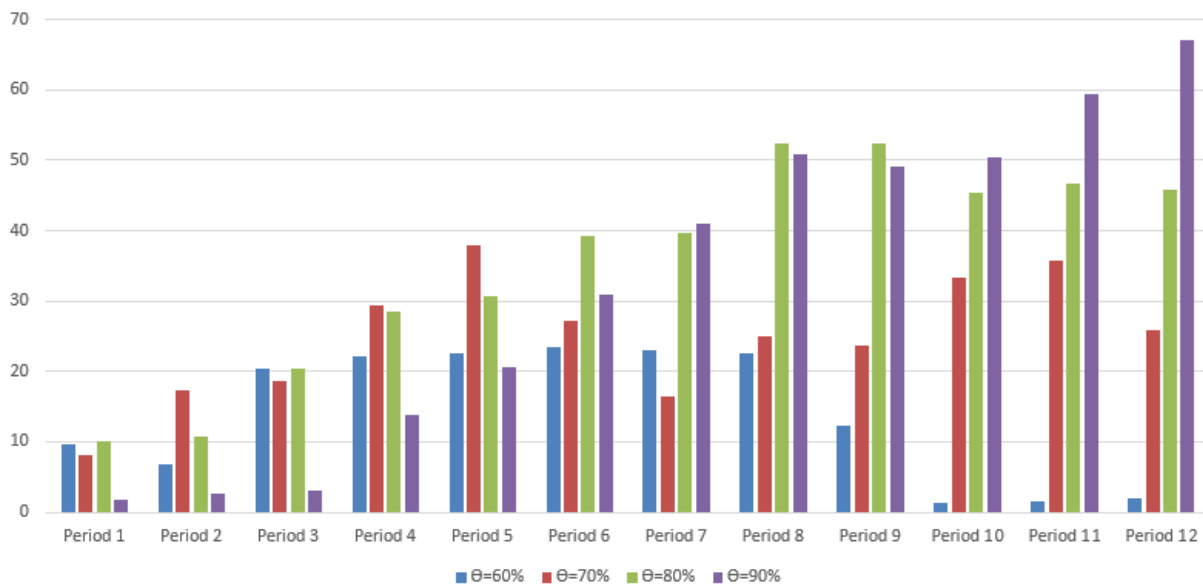


Figure 4. 10 : Niveau d'inventaire par période en variant le taux de service

La variation de la valeur du taux de service influe sur la valeur moyenne du coût total optimal. En fait, lorsque le taux du service augmente, les coûts totaux augmentent en conséquence. L'augmentation de la valeur des taux de service se traduit généralement par un niveau de stock plus élevé et également par des taux de production plus importants. En fait, une plus grande attention

est accordée à la satisfaction de la demande aléatoire d'électricité en raison de l'augmentation du niveau de service. Ainsi, il est préférable de produire plus d'énergie et stocker dans le système de batterie de stockage pour se prémunir contre toute pénurie. Par conséquent, le coût total de production et de stockage d'énergie est augmenté.

Dans la section suivante, compte tenu de la planification économique de production élaborée, nous visons à déterminer la stratégie optimale de maintenance préventive minimisant ses coûts de maintenance. Pour ce faire, nous développons une stratégie de maintenance intégrée parfaite et une stratégie de maintenance imparfaite/sélective.

4.7.2. Stratégies de maintenance

4.7.2.1. Plan de maintenance parfaite

4.7.2.1.1. Résultats

Concernant la stratégie de maintenance parfaite, nous utilisons les données suivantes :

$H = 12$; $\Delta t = 1$; $C_{pm} = 300 \mu$; $C_{cm} = 3000 \mu$; $\beta = 2$; $\eta = 100$; $\lambda_0 = 0$;

L'énergie produite par chaque éolienne pendant chaque période (P_{jk}) est indiquée dans le tableau 4.2.

Le tableau suivant présente la planification optimale de la maintenance parfaite pour chaque éolienne du parc éolien.

Eolienne	1	2	3	4	5	6
N*	3	3	3	3	3	2
MC*(μ)	3 853.5	3 828.6	3 830.7	3 837.9	3 836.1	2 575.6

Tableau 4. 8: Planification de la maintenance parfaite

La figure suivante présente le coût de maintenance parfaite correspondant pour chaque éolienne sur l'horizon de planification.

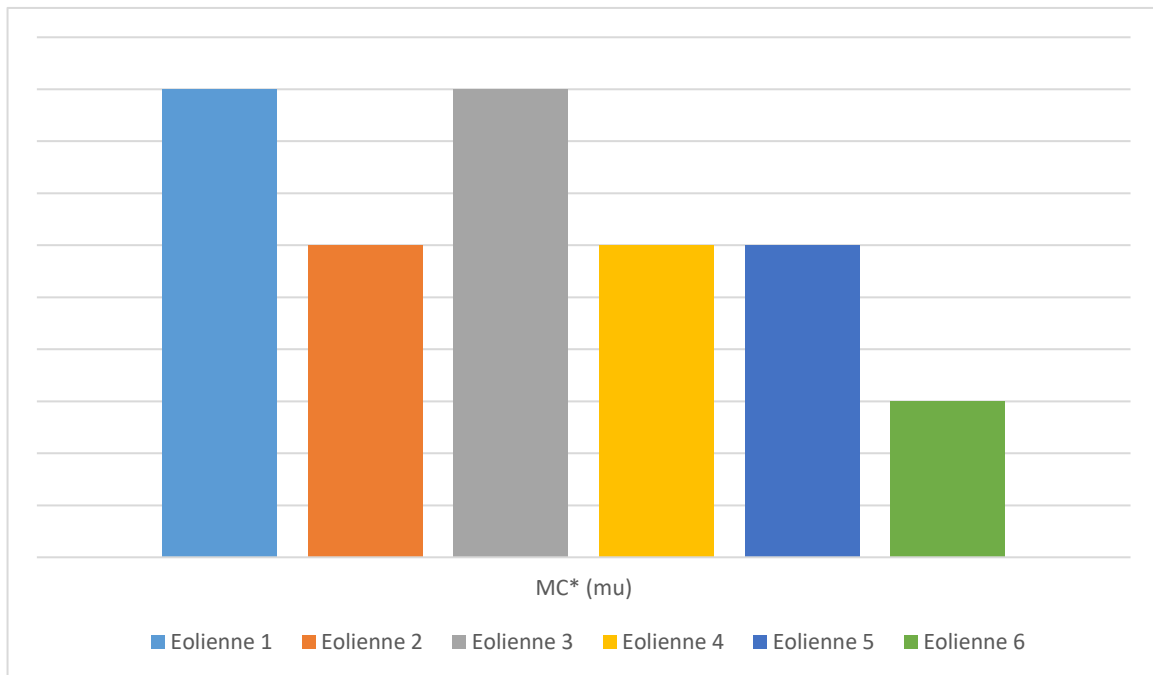


Figure 4. 11: Coût de maintenance parfaite correspondant à chaque éolienne sur l'horizon de planification

Pour les éoliennes 1, 2, 3, 4 et 5, le coût de maintenance minimal peut être obtenu en appliquant trois actions préventives, à l'issue des périodes quatre, huit et douze. Seules les actions de maintenance corrective peuvent être réalisées entre deux actions préventives successives. . . Quant à l'éolienne 6, le coût minimal est obtenu en n'effectuant que deux maintenances préventives sur l'horizon de planification et à la fin des périodes six et douze. Cette différence entre les nombres d'opérations de maintenance optimales entre l'éolienne six et toutes les autres est due à la cadence de production. Comme le montre le tableau 4.3, les éoliennes 1, 2, 3, 4 et 5 produisent de l'énergie pendant tout l'horizon de planification. Cependant, l'éolienne numéro 6 ne produira pas pour les périodes 1, 2, 3, 9 et 10.

Ces résultats garantissent la validité de notre planification conjointe de la maintenance de la production. Outre la dégradation dans le temps, les éoliennes sont susceptibles de se détériorer au fur et à mesure qu'elles produisent. Ainsi, il est de notre intérêt de planifier la maintenance en connaissant le taux de production prévu de chaque éolienne du parc sur l'horizon de planification.

4.7.2.1.2. Analyse de sensibilité

Dans le présent travail, traitant du problème de planification de la maintenance, nous nous concentrons sur l'étude de l'impact de la variation des coûts de maintenance corrective sur le nombre optimal d'opérations de maintenance préventive.

Le tableau suivant montre l'impact de l'augmentation des coûts de maintenance corrective de l'éolienne 1.

<i>Cpm=300 mu</i>			
<i>Ccm</i>	1000	3000	5000
<i>N*</i>	2	3	4

Tableau 4. 9: Impact de la variation de Ccm sur N * pour l'éolienne 1

Lorsque le Ccm est plus cher que le Cpm, il est préférable de programmer fréquemment les actions de maintenance préventive pour réduire les pannes (maintenance corrective) et par conséquent minimiser le coût total de maintenance parfaite. Un excès de maintenance préventive peut être coûteux et inutile dans le long horizon de production. C'est pourquoi les entreprises ne doivent pas abuser de la mise en œuvre d'actions préventives.

- **Évaluation de la qualité de la méthode d'optimisation proposée**

Dans cette sous-section, nous comparons la qualité de la méthode d'optimisation proposée en la comparant à d'autres méthodes métaheuristiques en termes d'optimalité et de temps de traitement. À cette fin, nous avons sélectionné les méthodes métaheuristiques bien connues suivantes : Nelder-Mead, Simulated Annealing et Random Search, qui sont considérées dans toute la littérature, comme des algorithmes appropriés pour résoudre des types de problèmes similaires à ceux abordés dans cette étude. Ainsi, afin de comparer la méthode d'optimisation que nous proposons à celles-ci, nous avons conservé les mêmes données d'entrée utilisées dans la sous-section 4.7.1. Ensuite, nous avons testé les trois algorithmes. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 4.10 et en annexe 6.

L'écart entre les coûts totaux obtenus par chaque méthode par rapport à la méthode proposée est exprimé comme suit :

$$GAP = \frac{\text{Solution de la méthode testée} - \text{Solution de la méthode proposée}}{\text{Solution de la méthode proposée}}$$

Méthode	Coût total (mu)						Temps d'exécution (s)	GAP %
Nelder-Mead	177 290,8215						50.93	2.49
Eolienne	1	2	3	4	5	6		
N*	3	3	3	3	3	3	3	
Simulated Annealing	179 003,8404						75.72	3.48
Eolienne	1	2	3	4	5	6		
N*	3	3	3	3	3	3	3	
Random Search	180 487,1816						304.67	4.34
Eolienne	1	2	3	4	5	6		
N*	3	3	3	3	3	3	3	
Méthode proposée	172 970						45	0
Eolienne	1	2	3	4	5	6		
N*	3	3	3	3	3	3	2	

Tableau 4. 10: Récapitulatif comparatif de la performance des méthodes d'optimisation

Plus de détails sur les résultats obtenus sont présentés en annexe.

Comme on peut le voir, les résultats que nous avons obtenus avec notre méthode se comparent très bien aux trois autres. On peut observer que le coût total optimal le plus bas est obtenu avec la méthode proposée dans ce travail. Les résultats optimaux obtenus avec les autres méthodes sont assez proches. Les temps de traitement sont également assez similaires à l'exception de la méthode «Random Search» qui prend environ 7 fois plus de temps que celle que nous proposons.

4.7.2.2. Plan de maintenance combinée imparfaite/sélective

Pour tester la stratégie de maintenance imparfaite/sélective, nous avons utilisé les entrées suivantes:

$C_{cm}=2000 \text{ mu}; \lambda_0=0.1; \alpha=0.1; \beta=2; \eta=100, H=12$

Les différents composants d'éolienne sont :

$i = 1$: Roulements; $i = 2$: Arbre principal; $i = 3$: Boîte de vitesses; $i = 4$: Générateur

Les coûts de remplacement de tous les sous-composants et temps requis de réparation de chacun :

Composants	Roulements	Arbre principal	Boîte de vitesses	Générateur
$C_r(\text{mu})$	9851	11133	23687	61685
$t_i(\text{Heures})$	16	32	48	16

Tableau 4. 11: Coût de remplacement des composants et leurs temps de réparation

- Coût de la main-d'œuvre par unité de temps

$C_w=17,5 \text{ mu/hour};$

- Coût encouru lors du démontage et du remontage du système

$C_f=200 \text{ mu};$

- Fiabilité minimale requise

$R^*=0.95;$

Le tableau suivant présente tous les paramètres Weibull des sous-composants de l'éolienne :

Composants	Sous-composants	Forme	Echelle
_____	Arbre principal	1.43	6389
_____	Roulements A&B	1.09	3835
Boîte de vitesses	Vitesses	2.5	5715
	Roulements LSS	1.52	7244
	Roulements HSS	3.63	4694
	Rainures de clavette	0.84	101790
Générateur	Roulements	1.39	4956
	Enroulements	–	7158

Tableau 4. 12: Paramètres de Weibull des composants et sous-composants de l'éolienne (Andrawus, 2008)

Après avoir effectué plusieurs tests, nous avons conclu que la solution optimale concernant le plan optimal de maintenance de chaque éolienne, est la suivante :

Eolienne	1	2	3	4	5	6
N*	4	3	3	3	4	2
MC*(mu)	4916,8	3888,6	3890,7	3897,9	4846	2615,6

Tableau 4. 13: Plan optimal de maintenance imparfaite

Ainsi, les éoliennes 1 et 5 ont le même plan de maintenance, caractérisé par 4 actions de maintenance imparfaite/sélective durant 12 périodes de production, soit aux périodes 3,6,9 et 12.

Les éoliennes 2,3 et 4 ont un plan de maintenance de 3 actions de maintenance imparfaite/sélective, soit aux périodes 4,8 et 12.

Enfin, le plan de maintenance de l'éolienne 6 se caractérise par deux actions de maintenance imparfaite/sélective qui seront appliqués à la période 6 et 12.

Les tableaux 4.14, 4.15, 4.16 présentent les plans optimaux de maintenance imparfaite/sélective (indiquant quels composants à remplacer) respectivement pour les éoliennes 1,5 puis 2,3,4 et enfin la 6.

Les tableaux suivants présentent ainsi notre planification de la maintenance imparfaite/sélective du parc éolien :

Mois(k)	Composants			
	Roulements	Arbre principal	Boîte de vitesses	Générateur
3	—	X	—	—
6	—	—	—	X
9	—	—	X	X
12	X	—	—	—

Tableau 4. 14: Plan optimal de maintenance imparfaite/sélective pour les éoliennes 1 et 5

Mois(k)	Composants			
	Roulements	Arbre principal	Boîte de vitesses	Générateur
4	—	X	—	—
8	—	—	—	X
12	X	—	—	—

Tableau 4. 15: Plan optimal de maintenance imparfaite/sélective pour les éoliennes 2, 3 et 4

Mois(k)	Composants			
	Roulements	Arbre principal	Boîte de vitesses	Générateur
6	X	—	—	—
12	—	—	—	X

Tableau 4. 16: Plan optimal de maintenance imparfaite/sélective pour l'éolienne 6

4.8. Conclusion

Dans le présent travail, nous avons étudié une approche relativement nouvelle consistant à optimiser conjointement la production et la maintenance d'un parc éolien. L'apport et la nouveauté de ce travail est qu'il traite le problème sous de nouvelles contraintes liées notamment au taux de service et à la disponibilité des éoliennes en supposant que le nombre d'éoliennes varie d'une période de production à l'autre en fonction de la demande et de la présence du vent.

Une méthode de résolution séquentielle a été proposée. Nous avons commencé dans un premier temps par proposer une solution approximative qui optimise les coûts de production sous des contraintes liées principalement au taux de service. Pour ce faire, nous avons développé une politique de production économique afin d'obtenir la meilleure combinaison de nombre d'éoliennes et de cadences de production sur différentes périodes de production. Par la suite, cette combinaison obtenue a été considérée comme une entrée pour planifier la maintenance.

Deux stratégies de maintenance optimale (parfaite puis imparfaite/sélective) ont été proposées sur un horizon de temps fini prenant en compte la cadence de production et la dégradation de chaque éolienne. Rappelons que la première stratégie de maintenance parfaite a pour objectif de déterminer le nombre des actions de maintenance parfaites à appliquer sur chaque éolienne. Une deuxième stratégie de maintenance imparfaite combinée à une maintenance sélective a été proposée où les éoliennes ont été considérées comme des systèmes multi-composants sous conditions d'exploitation et d'environnement.

Conclusion générale

La contribution principale de ce travail de recherche est la mise en œuvre des politiques de production d'énergie et des stratégies de maintenance pour un système éolien soumis à certaines contraintes. Dans ce travail de thèse, nous nous sommes intéressés au développement de nouvelles politiques de maintenance intégrée à la production d'énergie pour un parc éolien tenant compte des contraintes environnementales et opérationnelles.

Dans un premier chapitre, nous avons constitué une étude bibliographique sur les travaux de recherche portant essentiellement sur la production d'énergie éolienne et sur les stratégies de maintenance simples et intégrées. Ce qui nous a permis de situer notre problématique de thèse par rapport aux travaux existants dans la littérature. A partir de cette étude bibliographique, nous avons détecté l'existence de lacunes dans la littérature. En effet, l'étude des horizons de temps fini pour le système éolien est récente, par conséquent, peu de travaux existent. De manière similaire, très peu de travaux abordent la problématique des cadences variables de production d'énergie au cours du temps suite à une demande aléatoire. Force de constater aussi dans la littérature le manque de travaux qui traitent l'influence de la variation de la production d'énergie ainsi que les facteurs opérationnelles et environnementales sur le taux de défaillance du système éolien et par conséquent sur le plan optimal de maintenance à adopter. En plus, le manque de travaux qui proposent des nouvelles stratégies de maintenance intégrée avec une étude approfondie sur la fiabilité de sous composants d'un éolien sous contraintes économique, environnementale et sécurité. En se basant sur ces aspects peu étudiés en littérature, nous avons constitué en détail la problématique ainsi que les objectifs et les méthodes de résolution de nos travaux de recherche.

Dans le deuxième chapitre, nous avons défini notre système de production d'énergie qui est composé d'une seule éolienne et qui essaye de satisfaire une demande aléatoire d'électricité au cours d'un horizon fini. Ce chapitre se base sur une stratégie d'optimisation séquentielle qui se caractérise par la détermination des plans de production d'énergie et maintenance optimaux. Nous avons établi un plan optimal conjoint de maintenance parfaite intégrée à la production d'énergie d'une éolienne, en minimisant le coût total de production, de stockage et de maintenance tout en tenant compte de l'impact de la production d'énergie sur la dégradation de l'éolienne ainsi que sur la stratégie de maintenance.

Dans le chapitre 3, nous avons déterminé un plan de maintenance combinant une politique imparfaite, fréquemment utilisée dans le domaine industriel, et une politique de maintenance sélective, maximisant la fiabilité de l'éolienne et considérant les contraintes opérationnelles et environnementales. Concernant la stratégie de maintenance imparfaite étudiée dans ce chapitre, nous avons développé une fonction de défaillance pour une dégradation de l'éolienne qui dépend de la variation de taux de production d'énergie. A partir de cette fonction, nous avons développé une stratégie de maintenance périodique qui minimise le coût de maintenances préventive et corrective. En même temps, le coût unitaire de maintenance préventive utilisé se caractérise par une fonction dynamique qui dépend d'une stratégie de maintenance sélective. Cette stratégie a pour

objectif de minimiser le coût de maintenance préventive sous contrainte de fiabilité et de choisir la combinaison la plus optimale de sous-composants à changer à chaque période de maintenance préventive imparfaite. Cette politique de maintenance imparfaite/sélective vise à déterminer, en plus du nombre optimal de maintenances préventives imparfaites, les durées optimales des intervalles de maintenance et identifier les composants optimaux à remplacer à chaque action de maintenance imparfaite.

Dans le chapitre 4, nous avons étendu les résultats prometteurs obtenus dans le cadre des chapitres précédents à un parc éolien, constitué de plusieurs éoliennes. En effet, nous avons établi des stratégies optimales de maintenance intégrée parfaite puis combinée imparfaite/sélective pour un parc éolien. Nous avons obtenu un plan économique de production caractérisé par le nombre optimal d'éoliennes en fonctionnement et leurs cadences de production minimisant le coût de production et de stockage. Puis pour chaque stratégie un plan optimal de maintenance sur un horizon de temps fini est déterminé.

Pour chaque problème présenté respectivement dans les chapitres 2,3 et 4, un modèle analytique est développé puis validé par un exemple numérique et des études de sensibilité, prouvant la validité du modèle.

Les résultats prometteurs obtenus dans cette thèse peuvent aboutir à des perspectives intéressantes. Au-delà de cette étude, ces contributions peuvent être appliquées à d'autres modèles.

Notre système de production d'énergie peut être étendu à un système hybride composé d'éoliennes et d'autres sources d'énergie renouvelable telles que le photovoltaïque.

Suite à cette étude, et comme perspective, nous pouvons intégrer certains paramètres concernant la batterie comme le facteur de dissipation inter-périodes, la durée de vie ou encore le coût de dégradation et aller même jusqu'à une stratégie de maintenance de la batterie.

Nous pouvons aussi proposer des stratégies de maintenance en intégrant la gestion des pièces de rechanges.

Nous pouvons sectoriser notre étude en l'appliquant en zone offshore ou onshore où la principale différence est la vitesse du vent, plus significative en région extraterritoriale ; les vents de mer étant beaucoup forts plus que les vents de terre

L'intégration de l'intelligence artificielle est considérée comme une perspective intéressante dans notre problématique de par les différents paramètres que nous pouvons déterminer à partir d'une base de données et qui peuvent influencer sur la décision concernant la production et la maintenance d'un système éolien. Pour atteindre un double objectif :

- L'optimisation continue des paramètres de performance pour produire plus d'électricité.
- La réduction des coûts de maintenance par une prédiction des pannes, par la détermination de la durée de vie résiduelle des composants, par l'optimisation des plannings d'interventions...

Des capteurs modulaires permettent, par exemple, de mesurer les vibrations afin de recueillir des informations sur l'état en fonctionnement et de les traiter en temps réel. L'exploitant ou la société de maintenance peut surveiller partout dans le monde l'état des différents composants à partir d'une connexion Internet. Il reçoit ainsi un message clair sur le dommage analysé et peut utiliser l'analyse à distance.

Annexes

Annexe 1 : Composants principaux d'une éolienne et leur fonction (Andrawus, 2008)

Composant	Fonction
Nacelle (<i>yaw</i>)	Contient les composants de l'éolienne, y compris la boîte de vitesses et le générateur électrique. Le personnel de service peut entrer dans la nacelle par la tour de la turbine.
Pale (<i>rotor blade</i>)	Capture le vent et transfère sa puissance au rotor. Sur les éoliennes de 600 kW modernes la longueur des pales est au minimum de 20 mètres. Dans la plupart des cas, les pales sont vrillées surtout dans le cas d'éoliennes de grande puissance. En fonction de la position sur la lame, l'angle d'attaque du vent doit permettre d'avoir une puissance optimale. En particulier, dans le cas de contrôle par décrochage ("stall"), il est important, en cas de grand vent, que le blocage se fasse graduellement de la racine vers l'extérieur.
Rotor ou moyeu (<i>hub</i>)	Relie les pales à l'arbre de transmission. Sur une turbine moderne de vent de 600 kW le rotor tourne relativement lentement, environ 19 à 30 révolutions par minute (T/MN)
Arbre de transmission (<i>low speed shaft</i>)	Tourne à vitesse réduite et relie le pivot à la boîte de vitesses
Boîte de vitesses (<i>gear box</i>)	Relie l'arbre de transmission au générateur. Le rapport de cette boîte de vitesse est environ de 50. En sortie de boîte, l'arbre tourne approximativement à 1.500 révolutions par minute (T/MN)
Générateur électrique (<i>generator</i>)	Il est équipé d'un frein à disque mécanique de secours. Le frein mécanique est utilisé en cas de panne du frein aérodynamique, ou quand la turbine est entretenue. Le générateur électrique est habituellement un générateur d'induction ou générateur asynchrone. Sur une turbine moderne de vent l'énergie électrique maximum est habituellement entre 500 et 1.500 kilowatts (kW). Le contrôleur électronique contient un ordinateur qui sans interruption surveille l'état de la turbine de vent et contrôle le mécanisme de rotation de l'hélice. En cas de problème de fonctionnement, (par exemple surchauffe de la boîte de vitesse ou du générateur), il arrête automatiquement la turbine de vent et informe un opérateur par l'intermédiaire d'un lien de modem de téléphone. Un système hydraulique est employé pour remettre à l'état initial les freins aérodynamiques de la turbine de vent.
Unité de refroidissement (<i>Cooling system</i>)	Elle contient un ventilateur électrique qui est utilisé pour refroidir le générateur électrique. En outre, elle contient une unité de refroidissement à l'huile qui est employée pour refroidir l'huile dans la boîte de vitesse. Quelques turbines ont les générateurs refroidis à l'eau.
Tour (<i>tower</i>)	Porte la nacelle et le rotor. D'une façon générale, la hauteur de la tour est un avantage puisque les vitesses de vent augmentent lorsque l'on s'élève. Une turbine moderne typique de 600 kW aura une tour de 40 à 60 mètres.
Anémomètre (<i>Anemometer</i>)	Mesure la vitesse et la direction du vent. Les signaux électroniques de l'anémomètre sont utilisés par le contrôleur électronique de la turbine de vent pour démarrer la turbine quand la vitesse de vent atteint approximativement 5 mètres par seconde (10 nœuds). Le contrôleur arrête l'éolienne automatiquement si la vitesse de vent excède 25 mètres par seconde (50 nœuds) afin de protéger l'éolienne et ses composants. De même le contrôleur électronique de l'éolienne utilise les paramètres pour orienter l'hélice de l'éolienne face au vent, en utilisant le mécanisme de rotation.
Mécanisme de rotation de la nacelle (<i>yaw mecanism</i>)	Il utilise les moteurs électriques pour faire tourner la nacelle avec le rotor et présenter l'hélice face au vent. Le mécanisme de rotation est actionné par le contrôleur électronique qui détecte la direction de vent à l'aide de la palette de vent.
Système de freinage (<i>brake system</i>)	Stoppe l'éolienne en cas de vents forts. Deux types de freins sont utilisés, les freins aérodynamiques qui sont les premiers entrant en action et un frein disque d'urgence permettant de stopper le système complètement. Plusieurs systèmes de freinage aérodynamique permettent de diminuer les forces exercées sur les pales.

Annexe 2 : Tendances de conceptions courantes des éoliennes

	Sous-système	Options de conception	Caractéristiques
1	Orientation de l'axe du rotor	Éolienne à axe horizontal (HAWT)	Pale tournant autour d'un axe parallèle au sol.
		Éolienne à axe vertical (VAWT)	Pale tournant autour d'un axe perpendiculaire au sol. La puissance de sortie est nettement inférieure dans VAWT par rapport à HAWT.
2	Système de freinage	Décrochage (<i>stall control</i>)	Passif : La conception des pales est à l'origine de ce système de freinage. Schématiquement, la portance d'une hélice ou d'une pale se fait grâce à la différence de vitesse du vent entre la surface supérieure et la surface inférieure de la pale. En modélisant les pales, il est possible de générer des turbulences sur la partie supérieure de la pale, à une vitesse donnée ce qui implique un décrochage de cette dernière. Ainsi, par grand vent, la portance devient nulle et la turbine ne fonctionne plus. Actif : Dans le but de maîtriser au mieux le décrochage, il est possible de contrôler celui-ci. Ce système conjugue la technologie de tangage des pales et du design de celles-ci. Lors de vents faibles, le système est équivalent au système de tangage des pales. Cependant, par grands vents, le système réagit inversement au système de tangage des pales. En effet, le contrôle du décrochage va chercher l'angle d'attaques optimal pour que les turbulences se créent.
		Tangage des pales (<i>pitch control</i>)	Système faisant pivoter les pales et les orientant par rapport au vent à travers une commande hydraulique et un poste de contrôle
		Rotation de la nacelle (<i>yaw control</i>)	Le principe consiste, en cas de grands vents, à faire pivoter la nacelle de la turbine pour ne plus être face au vent. Ainsi, les forces exercées sur celle-ci diminuent. Ce principe est cependant utilisé pour les turbines de faible puissance (> 1 Kw).
4	Position du rotor (HAWT)	Upwind	Rotor face au vent (moins bruyant, plus durable)
		Downwind	Rotor derrière le vent (moins cher)
5	Vitesse rotationnelle	Constante ou Variable	
6	Rapports de vitesse de pointe	Haute ou Faible	
7	Moyeu	Rigide/Chancelant/Articulé	
8	Rigidité	Rigide /Souple	
9	Nombre de pales	Aucun	Des prototypes d'éoliennes sans pale, utilisant des mouvements gyroscopiques ont montré de nombreux avantages, tels qu'un coût et un entretien plus intéressants. En effet, elles reviendraient 50% moins chères que les turbines traditionnelles et se détérioraient moins
		Une pale	En raison de la diminution de la friction, une pale serait le nombre optimal en matière de rendement énergétique. Cependant une seule pale ne suffit pas pour assurer la stabilité de la turbine.
		Deux pales	Pareillement, deux pales offriraient un meilleur rendement énergétique que trois, mais présentent des problèmes d'oscillation impactant la stabilité de l'éolienne, et des problèmes d'usures rendant celle-ci de moins en moins efficace.
		Trois pales	Tout nombre de pales supérieur à trois crée une plus grande résistance au vent, ce qui implique une efficacité moindre. Les turbines à trois pales sont donc le meilleur compromis entre rendement énergétique, stabilité et durabilité.
10	Structure de la tour	Tubulaire	Plus sûre pour le personnel de maintenance
		Treillis	Moins cher

11	Fondations (<i>mat</i>)	Monopieu	Les fondations monopieu en acier constituent le type de fondation le plus utilisé actuellement dans les parcs éoliens offshore à cause de la simplicité de sa fabrication et de son installation. On a l'habitude de comparer la fondation monopieu à un pieu géant enfoncé dans les parties dures du sous-sol marin. L'enfoncement de la fondation dans le sous-sol lui permet de résister aux charges du vent, des marées et des vagues. Le monopieu est soit enfoncé à l'aide d'un marteau hydraulique (monopieu battu), soit placé dans un trou percé avec une perceuse hydraulique (monopieu foré). Le diamètre de la fondation est de l'ordre de 5 à 6,5 m. La hauteur de la fondation monopieu sera variable selon les conditions de profondeur et la géologie du fond de la mer pour chaque emplacement d'éolienne.
		Fondation trépied ou « <i>jacket</i> »	Les fondations dites « <i>jacket</i> » maîtrisées depuis de nombreuses années par les filières de l'industrie pétrolière offshore. Cela se présente sous la forme d'une tour-treillis d'acier tubulaire, reposant sur 4 pieds ancrés par des pieux, une forme très familière pour avoir été vue et revue dans l'industrie pétrolière, qui a largement fait ses preuves en matière de résistance (et de coût) dont on connaît bien la technique d'installation
		Massif gravitaire	Les fondations « en massif gravitaire » ou « à base gravitaire » sont composées d'une large base en acier ou en béton conçue pour être placée sur le fond de la mer et suffisamment lourde pour rester en place même dans des conditions de mer extrêmement violentes (normes de la tempête cinquantaire). Elles sont adaptées aux profondeurs d'eau comprises entre 0 et 30 m. La structure est adaptée avec une échelle d'accès, une plate-forme et d'autres installations exigées comme des pare-battages et conduit de câbles (J-tubes).

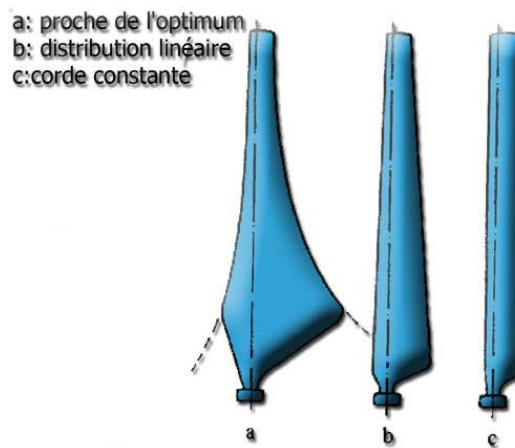
Annexe 3 : Fonctionnalité des composants, conception des matériaux (Andrawus, 2008)

Dans cette annexe, figurent les fonctions des composants dont nous n'étudions pas la fiabilité dans la thèse. La présente section traite des fonctions ainsi que des matériaux de conception des divers sous-systèmes et composants d'une éolienne à axe horizontal.

Pales

Les pales d'éoliennes sont conçues pour exploiter le mouvement du vent et transmettre ensuite l'énergie de rotation à la boîte de vitesses via le moyeu et l'arbre principal. Les pales d'une éolienne sont généralement fabriquées à partir de matériaux composites. Les matériaux composites sont souvent préférés en raison de la possibilité d'atteindre un rapport résistance et rigidité/poids élevé (Manwell et al., 2002). Ils sont également résistants à la corrosion. Ces propriétés sont avantageuses dans un environnement offshore où la corrosion est un facteur critique à prendre en considération.

Une pale d'éolienne se compose de deux parties principales ; le longeron qui donne la rigidité structurelle et la peau qui fournit la forme de papier d'air comme requis par une conception spécifique. Fondamentalement, il y a trois formes communes de la pale d'une éolienne. Les formes sont déterminées par la topologie globale d'une éolienne et les considérations aérodynamiques. Ces formes communes sont représentées dans la figure ci-dessous;



Formes communes des pales d'éolienne (Manwell et al., 2002).

Lien pale-moyeu

La pale est reliée au moyeu de la turbine par la racine de la pale. La racine est généralement plus épaisse pour faire face à la charge dynamique élevée qu'elle connaîtra dans sa durée de vie. Les pales, les moyeux et les attaches sont fabriqués à partir de différents matériaux. Ainsi, les interactions entre ces 3 composants en termes de rigidité lors de la charge variable constituent d'énormes problèmes de fonctionnement. Les pales modernes d'éoliennes ont des

buissons *-bushes-* filetés collés dans leurs racines, et sont reliés au moyeu en utilisant des boulons.

Moyeu

Le moyeu d'une éolienne relie les pales à l'arbre principal et transmet la force de rotation générée par les pales. Les moyeux sont généralement fabriqués à partir d'acier qui peut être soudé ou coulé (Manwell et al., 2002). Il existe essentiellement trois conceptions communes de plaques tournantes d'éoliennes ; *rigide, chancelante et articulée*.

Système de tangage des pales « the blade pitching system »

Les éoliennes sont généralement conçues pour fonctionner dans des limites de vitesse du vent spécifique; vitesse de démarrage et vitesse de coupure *-cut-in and cut-out limits*. Afin de maximiser la conversion de l'énergie et d'éviter le stress ou les dommages causés par le vent fort, une certaine forme de contrôle de l'énergie est installée dans les éoliennes. L'un de ces systèmes de commande de puissance est le système de tangage des pales. Le système de tangage a un double objectif : contrôle de puissance aérodynamique et freinage aérodynamique. Le contrôleur électronique d'une éolienne supervise la vitesse du vent par rapport à l'alimentation électrique en les mesurant comme des signaux analogiques. Le contrôleur décide quelles opérations doivent être effectuées pendant que le système hydraulique actionne le mécanisme de tangage.

Frein mécanique

Le système de freinage mécanique dans une éolienne a un double objectif : d'abord, comme un système préventif empêchant la vitesse de rotation d'atteindre un niveau inacceptable dans le cas où le système de freinage aérodynamique (système de tangage) ne fonctionne pas. Ensuite, comme frein *-packing brake-* lorsque l'éolienne n'est pas en service. Le système de freinage mécanique est habituellement situé sur l'arbre à grande vitesse *-high speed shaft HSS-* entre la boîte de vitesses et le générateur. Le système de freinage se compose d'un disque de frein, de plaquettes de frein et d'étrier *-callipers*.

Système hydraulique

Le système hydraulique actionne le système de freinage mécanique, le système de tangage *-pitch control-* et le système de rotation de la nacelle *-yaw control*. Il actionne également les grues embarquées et les systèmes de verrouillage pour les auvents et les filatures dans les grandes éoliennes. Les principaux composants du système hydraulique sont les pompes, les disques, les réservoirs d'huile, les filtres et les vannes de pression. Le système hydraulique contient de l'huile hydraulique qui est mise sous pression pour déplacer les pistons dans les cylindres hydrauliques. Ce système assure que la pression est établie lorsque l'éolienne démarre et libère également la pression lorsque la turbine s'arrête. La pompe augmente la pression qui est contrôlée par une valve sensible à la pression pour assurer l'atteinte du niveau de pression requis. Pour une utilisation efficace, un réservoir d'acier à pression de réserve *- steel tank -* est souvent inclus dans le système.

Conduite de nacelle

Le système de nacelle est utilisé pour aligner en permanence le rotor d'une éolienne à axe horizontal avec les directions changeantes du vent pour une extraction maximale d'énergie. Fondamentalement, il existe deux types de systèmes de nacelle : actif et passif. La topologie du rotor détermine le type spécifique de système de nacelle à incorporer. Les éoliennes face au vent *upwind* utilisent une nacelle active qui se compose d'un moteur pour aligner activement la turbine avec la direction du vent. Les turbines dos au vent *downwind* utilisent habituellement une nacelle passive qui dépend de l'aérodynamique du rotor pour aligner la turbine avec la direction du vent.

Contrôleur électronique -Electronic Controller

Le contrôleur électronique d'une éolienne sert essentiellement à deux fins. Tout d'abord, il supervise le fonctionnement normal de la turbine en mesurant et en stockant les données statistiques de telle sorte que les défauts soient enregistrés et récupérés au besoin. Ensuite, il est responsable de la plupart des processus décisionnels dans le système de sécurité d'une éolienne. Le contrôleur utilise un micro-ordinateur conçu pour un usage industriel. Il a une grande capacité de stockage et le programme de contrôle est stocké dans une micropuce. La micropuce, l'équipement électro-technique, les contacteurs, les interrupteurs, les fusibles sont placés dans l'armoire de commande de la nacelle. Pour éviter les erreurs internes du contrôleur électronique, une auto-supervision automatique interne est intégrée pour permettre au contrôleur de vérifier et de contrôler ses propres systèmes. Habituellement, un système de sauvegarde est installé ayant la même fonction que le contrôleur, mais assemblé avec différents types de composants.

Le système de commande - The Control System

L'IEC 612400-2 définit le système de commande comme « ... un sous-système d'éoliennes qui reçoit des informations sur l'état de l'éolienne et/ou de son environnement et ajuste la turbine afin de la maintenir dans sa limite de fonctionnement ». L'exigence de conception de base pour un système de commande est définie dans l'article 8 de l'IEC 61400-1. Cependant, Stiesdal H (1998) a expliqué qu'il existe des possibilités d'erreur, quelle que soit la qualité des capteurs installés, des câbles, des logiciels et du matériel. En effet, le Laboratoire national des énergies renouvelables (2004) déclare que « ... la fiabilité du logiciel n'est pas facilement calculée et ses modes de défaillance ne sont pas prévisibles, même si une minuterie *-watch-dog timer-* est un mécanisme prudent pour surveiller et détecter certains défauts logiciels. Il existe un grand nombre de défauts de logiciels potentiellement dangereux qui ne seront pas détectés car il n'est pas possible de tester toutes les séquences en place ». Certaines causes de défaillance du système de contrôle figurent dans les lignes directrices européennes sur la certification des éoliennes (2001).

Le système de protection

Le système de protection, également connu sous le nom de système de sécurité, comprend le système hydraulique, les freins mécaniques et le système de tangage. Les lignes directrices européennes en matière de certification des éoliennes (EWTCG-2001) stipulent que « ... lorsque le système de tangage est utilisé dans le cadre du système de freinage, il doit être considéré comme faisant partie du système de protection et évalué comme tel ».

Nacelle -Canopies and Spinners

La nacelle recouvre et protège les composants de l'éolienne contre les éléments météorologiques. La fileuse « spinner » couvre le moyeu et l'assemblage de hauteur. Les nacelles et les fileuses de nacelle sont habituellement fabriquées à partir de matériaux composites (poids léger) tels que le plastique renforcé en fibre de verre - *fiberglass reinforced plastic*- (GRP). Il s'agit de réduire la charge globale de l'éolienne, et d'assurer une forte résistance et la rigidité de ratio poids. Les matériaux composites sont résistants à la corrosion et de bons isolants électriques.

Tour

La tour d'une éolienne élève les parties principales de la turbine à une hauteur où la conversion de l'énergie du vent peut être optimisée. La tour subit et transmet les charges de la turbine à la fondation. Les tours d'éoliennes peuvent être faites de béton armé et d'acier peint ou galvanisé. Certains modèles de tours communes comprennent un treillis autonome (poutres) -*standing lattice* (truss) -, un treillis guyé (pôle) -*guyed-lattice* (pole) - et des tours tubulaires - *tubular towers*- (Manwell et al., 2002). Les tours tubulaires sont couramment utilisées dans les éoliennes offshore parce qu'elles sont fabriquées en sections de longueurs importantes et érigées sur place avec des connexions moins boulonnées. Les tours tubulaires nécessitent moins d'inspection périodique pour le couple lâche. Elles offrent également un accès d'escalade sûr vers la nacelle, et sont plus esthétiques que les autres types de tours mentionnées.

Fondation

La fondation d'une éolienne la maintient en position verticale et stable même dans des conditions météorologiques extrêmes. La fondation transfère au sol environnant toutes les charges imposées. Les deux matériaux communs utilisés dans la construction des fondations des éoliennes sont le béton et l'acier. Les conceptions communes incluent la fondation des massifs -*pad foundation* - fondation de garniture souvent employée onshore tandis que les caissons de béton - *concrete caissons* , les massifs gravitaires d'acier - *steel gravitational* -, de trépied et de monopieu - *tripod and mono piles*- sont habituellement employés en offshore.

Annexe 4 : Caractéristiques de défaillance (Andrawus, 2008)

Cette annexe identifie en outre à partir de la littérature, les causes possibles de défaillance des composants de l'éolienne et des sous-systèmes dont nous n'étudions pas la fiabilité dans la thèse.

Causes de défaillances des pales en GRP

L'interaction entre la force centrifuge et gravitationnelle des pales des éoliennes ainsi que la poussée et la turbulence variables du vent induisent une charge cyclique sur les pales. Par conséquent, l'IEC TS 61400-23 nécessite un test de lame à grande échelle pour la résistance, la fatigue statique et dynamique, la stabilité et la déviation critique pour valider la certification de conception. On sait que les pales de GRP dans des conditions normales de fonctionnement échouent à la suite de :

- Fissures résultant de la fatigue
- Défauts dans les matériaux qui s'accumulent dans les fissures critiques
- Impacts d'éclaircissage

L'accumulation de glace est également connue pour causer une défaillance des pales en GRP.

Causes de défaillance du système de tangage

Chaque pale a un activateur de tangage séparé qui comprend un cylindre hydraulique, tige à piston, etc. Les roulements de tangage sont généralement des roulements à quatre points. Certaines causes de défaillance du système de tangage figurent dans les lignes directrices européennes sur la certification des éoliennes (2001).

Causes de défaillance du frein mécanique

L'usure excessive des parois de frein peut causer une défaillance des freins ou même un incendie EWTCG (2001-pp22). Rademakers et al., (2002) ont énuméré certains modes de défaillance courants et les causes d'un frein mécanique typique d'éolienne.


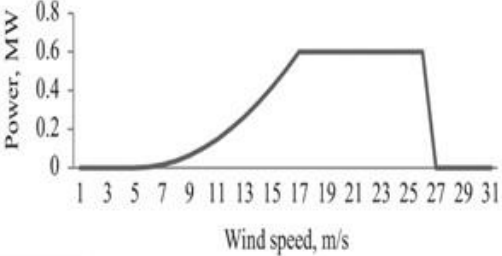

Causes de défaillance du système hydraulique

Les défaillances de la pompe hydraulique sont souvent causées par la contamination du liquide hydraulique, une viscosité erronée de l'huile, une défaillance prématurée des cylindres en raison de la température élevée du fluide hydraulique, une défaillance des valves hydrauliques causée par les cavitations, des dispositifs de protection des circuits défectueux et une défaillance des joints.

Causes de défaillance du système de nacelle - Yaw System Failure

Les principales causes de défaillance d'un système de lacet comprennent les défaillances de roulement, les piqûres de pignon et de goupille -*pinion and bull gear teeth pitting*-, la défaillance des freins, l'usure de pignon ou de goupille -*pinion and bull gear dente wear-out*.

Annexe 5 : Fiche technique de l'éolienne TW600

		Tacke TW 600 <small>Model / Référence / Code : TW 600</small>			
600 kW					
Datasheet					
Power		Rotor		Generator	
Rated power:	600.0 kW	Diameter:	43.0 m	Type:	Asynchronous
Flexible power ratings:	-	Swept area:	1,452.0 m ²	Number:	1.0
Cut-in wind speed:	3.0 m/s	Number of blades:	3	Speed, max:	1,500.0 U/min
Rated wind speed:	17.0 m/s	Rotor speed, max:	27.0 U/min	Voltage:	690.0 V
Cut-out wind speed:	25.0 m/s	Tipspeed:	61 m/s	Grid connection:	Thyristor
Survival wind speed:	65.0 m/s	Type:	TW 600	Grid frequency:	50.0 Hz
Wind zone (DIBt):	-	Material:	GFK	Manufacturer:	AEG/Loher
Wind class (IEC):	-	Manufacturer:	Abeking & Rasmussen		
Weight		Power density 1:	413.2 W/m ²		
Single blade:	1.9 t	Power density 2:	2.4 m ² /kW		
Hub:	-	Gear box		Tower	
Rotor:	18.0 t	Type:	Spur	Hub height:	50.0 m
Nacelle:	32.5 t	Stages:	3.0	Type:	Tubular Steel
Tower, max:	55.0 t	Ratio:	1:57	Shape:	conical
Total weight:	105.5 t	Manufacturer:	Renk / Tacke	Corrosion protector:	painted
				Manufacturer:	CAL

<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/26-tacke-tw-600>

Annexe 6 : Plans économiques obtenus selon 3 méthodes métaheuristiques

Nelder–Mead:

$C_T : 17,72 \times 10^4$

Périodes	N_{uk}	B_k	P_k
1	6	4,10	64,10
2	6	5,52	61,43
3	6	5,55	60,03
4	6	4,6	59,03
5	6	6,9	62,3
6	6	7,52	60,62
7	6	8,18	60,65
8	6	9,53	61,35
9	6	9,84	60,30
10	6	9,99	60,15
11	6	11,60	61,61
12	6	9,5	57,90

Tableau A. 1: Plan économique de production (méthode Nelder-Mead)

	Eolienne 1	Eolienne 2	Eolienne 3	Eolienne 4	Eolienne 5	Eolienne 6
Période 1	10,94	10,92	10,22	10,79	10,99	10,19
Période 2	10,08	10,90	10,95	9,02	10,12	10,33
Période 3	10,09	10,27	10,52	9,20	10,75	9,16
Période 4	9,52	10,85	9,24	10,74	9,55	9,11
Période 5	10,58	10,41	10,83	9,95	10,04	10,47
Période 6	10,76	10,18	10,05	10,25	9,33	10,02
Période 7	10,89	9,18	10,76	10,20	10,37	9,23
Période 8	9,46	10,40	10,46	9,85	10,52	10,63
Période 9	9,60	10,677	9,26	10,90	9,24	10,61
Période 10	10,16	9,17	9,05	10,58	10,85	10,32
Période 11	10,595	9,79	9,97	10,38	10,52	10,33
Période 12	9,10	10,03	9,36	9,23	10,97	9,21

Tableau A. 2: Énergie produite par chaque éolienne à chaque période (méthode Nelder-Mead)

Random Search

$$CT=18,04 \times 10^4$$

<i>Périodes</i>	N_{wk}	B_k	P_k
1	6	2,79	62,79
2	6	4,60	61,80
3	6	4,74	60,14
4	6	4,65	59,91
5	6	2,82	58,17
6	6	4,55	61,72
7	6	3,86	59,31
8	6	2,77	58,90
9	6	3,02	60,25
10	6	4,77	61,75
11	6	4,71	59,93
12	6	2,54	57,83

Tableau A. 3: Plan économique de production (méthode Random Search)

	Eolienne 1	Eolienne 2	Eolienne 3	Eolienne 4	Eolienne 5	Eolienne 6
Période 1	10,81	9,93	10,14	10,79	10,61	10,48
Période 2	10,74	10,10	9,06	10,99	9,90	10,98
Période 3	9,36	10,94	10,93	10,73	9,09	9,07
Période 4	10,71	10,17	9,76	10,25	9,05	9,94
Période 5	10,19	10,22	9,18	10,04	9,27	9,24
Période 6	10,83	10,47	9,28	10,47	9,87	10,77
Période 7	9,57	9,70	10,00	9,98	10,47	9,58
Période 8	10,29	9,29	9,82	9,89	9,11	10,47
Période 9	9,41	9,22	9,67	10,85	10,16	10,92
Période 10	9,83	10,75	10,87	9,87	10,84	9,56
Période 11	9,92	9,40	10,37	10,45	10,38	9,38
Période 12	9,69	9,45	9,73	9,79	10,02	9,13

Tableau A. 4: Énergie produite par chaque éolienne à chaque période (Méthode Random Search)

Simulated Annealing

$$CT=17,90 \times 10^4$$

Périodes	N_{wk}	B_k	P_k
1	6	2,73	62,73
2	6	3,46	60,73
3	6	4,59	61,12
4	6	4,91	60,32
5	6	5,68	60,76
6	6	3,67	57,99
7	6	3,79	60,11
8	6	5,99	62,20
9	6	9,68	63,68
10	6	9,48	59,80
11	6	7,84	58,36
12	6	7,29	59,44

Tableau A. 5: Plan économique de production (méthode Simulated Annealing)

	Eolienne 1	Eolienne 2	Eolienne 3	Eolienne 4	Eolienne 5	Eolienne 6
Période 1	10,91	9,84	10,59	10,06	10,78	10,52
Période 2	10,03	9,30	10,84	10,78	9,77	9,98
Période 3	10,36	9,18	10,47	10,24	10,23	10,62
Période 4	9,94	9,86	10,55	9,24	10,40	10,30
Période 5	10,52	10,93	9,85	10,07	9,70	9,66
Période 6	9,25	9,68	10,20	9,70	9,11	10,03
Période 7	10,93	10,19	10,39	9,09	9,20	10,27
Période 8	10,98	9,25	10,17	10,59	10,89	10,30
Période 9	10,98	10,47	10,97	10,71	9,91	10,62
Période 10	10,67	10,48	9,26	9,83	10	9,53
Période 11	9,21	9,32	9,07	9,72	10,40	10,61
Période 12	10,87	9,00	9,39	9,96	10,92	9,28

Tableau A. 6: Énergie produite par chaque éolienne à chaque période (méthode Simulated Annealing)

Bibliographie

A

[Aghezzaf et al., 2016] Aghezzaf, E., Khatab, A., and Tam, P. L., "Optimizing production and imperfect preventive maintenance planning's integration in failure-prone manufacturing systems". *Reliability Engineering & System Safety*, 145:190–198, 2016.

[Aghezzaf and Najid, 2008] Aghezzaf, E. and Najid, N. "Integrated production and preventive maintenance in production systems subject to random failures". *European journal of operational research*, 178:3382–3392, 2008.

[Ait-Kadi et al., 2003] Ait-Kadi, D., Hanani, S., Benchekroun, B., Chelbi, A., "Stratégie de maintenance pour la maximisation de la disponibilité d'un système de production", *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, 37(5), Juin 2003.

[Akpinar and Akpinar, 2005] Akpinar, E.K. and Akpinar, S. "An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics". *Energy Convers. Manag.*, 46, 1848–1867, 2005.

[Almgren et al., 2011] Almgren, T., Andréasson, N., Patriksson, M., Strömberg, A. B., & Wojciechowski, A., "The opportunistic replacement problem: analysis and case studies". *Department of Mathematical Sciences, Division of Mathematics, Chalmers University of Technology, University of Gothenburg*, 2011.

[Andrawus et al., 2007] Andrawus, J.A., Watson, J and Kishk, M, "Wind Turbine Maintenance Optimisation: principles of quantitative maintenance optimisation", *International Journal of Wind Engineering*, Vol 31 No 2, pp. 101-110, 2007.

[Andrawus, 2008] Andrawus J.A., "Maintenance optimization for wind turbines", *A thesis submitted in partial fulfilment of the requirements of The Robert Gordon University Aberdeen for the degree of Doctor of Philosophy*, 2008.

[Arthur, 2005] Arthur. N., "Optimization of vibration analysis inspection intervals for an offshore Oil and Gas water injection pumping system", *Proceedings of the I MECH E Part E Journal of Process Mechanical Engineering*, Number E3, 251-259, August 2005.

B

[Bajestani et al., 2014] Bajestani A., M. D. Banjevic, and J. C. Beck. "Integrated Maintenance Planning and Production Scheduling with Markovian Deteriorating Machine Conditions." *International Journal of Production Research* 52 (24): 7377–7400, 10.1080/00207543.2014.931609, 2014.

[Barlow and Proschan, 1965] Barlow R., and Proschan F., “Mathematical theory of reliability”, *New York, John Wiley & Sons*, 1965.

[Barlow and Hunter, 1960] R. Barlow and L.C. Hunter, “Optimum preventive maintenance policies”, *Operations Research* 8 (1), pp. 90–100, 1960.

[Beichelt, 1982] F. Beichelt, “A replacement policy based on limits for the repair cost rate”, *IEEE Transactions on Reliability*, R-31, 401-403, 1982.

[Bertsekas, 1965] Bertsekas, D., “Dynamic Programming and Stochastic Control”, *Athena Scientific*, 1965.

[Betz, 1926] Betz, A., “Wind-Energie und ihre ausnutzung durch Windmühlen”. Göttingen, Vandenhoeck, 1926

[Borowy et Salameh, 1996] Borowy, B.; Salameh, Z., “Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/pv hybrid system”. *Energy Convers. IEEE Trans.*, 11, 367–375, 1996

[Brandolese et al. 1996] Brandolese, M., Fransi, M., et Pozzetti, A., “Planification intégrée de la production et de la maintenance”. *International Journal of Production Reserach*, 34 :2059-2075, 1996.

[British Petroleum, 2020] “Statistical Review of World Energy”, *British Petroleum*, 2020-69th edition, 55-61, Juin 2020.

URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

[Dernière consultation : 15 Janvier 2021]

[Brown and Proschan, 1983] Brown, M. and F. Proschan, “Imperfect repair”. *Journal of Applied Probability*, 20, pp. 851–859, 1983.

[Bryony et al., 2016] Bryony D., Cagan J. , Moriarty P., “An advanced modeling system for optimization of wind farm layout and wind turbine sizing using a multi-level extended pattern search algorithm”. *Energy* 106, 802-814, 2016.

[Burton et al., 2001] Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. & Bossanyi, E., “Wind Energy Handbook”, *JohnWiley and Sons Ltd*, 2001.

[Bury, 2011] Bury S. “Workin’ Your Way Up: Is Canada generating enough workers to handle its wind energy goals?”, *Plant and Engineering Maintenance*, p. 16-19, 2011.

[Bussel, 1999] G.V. Bussel, "The development of an expert system for the determination of availability and O&M costs for offshore wind farms", in *Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition*, Nice, France, pp. 402-405,1999.

[Byon et al., 2010] Byon E., Ntaimo L., and Ding Y., "Optimal maintenance strategies for wind power systems under stochastic weather conditions", *IEEE Transactions on Reliability*, Volume: 59, Issue: 2, June 2010.

C

[Carroll and McDonald, 2015] Carroll J. and McDonald A., "Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines," *Wind Energy* 19, 1107, 2015.

[Carlos et al., 2013] Carlos S., Sánchez A., Martorell S., Martón I. "Onshore wind farms maintenance optimization using a stochastic model. Mathematical and Computer Modelling", *Mathematical and Computer Modelling*, 57(s 7–8):1884–1890, 2013.

[Carta et al, 2009] Carta, J.; Ramirez, P.; Velquez, S., "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the canary islands". *Renew. Sustain. Energy Rev.* , 13, 933–955, 2009.

[Caselitz et al., 2004] Caselitz, P., and Giebhardt, J., "Fault prediction techniques for offshore wind farm maintenance and repair strategies", *Institut fuer Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel.*, 2004.

[Chan and Shaw, 1993] Chan J., Shaw L., "Modeling repairable systems with failure rates that depend on age and maintenance". *Reliability, IEEE Transactions*, 42(4): 566–571, 1993

[Chattopadhyay, 2004] Chattopadhyay, D. "Life-cycle maintenance management of generating units in a competitive environment". *IEEE Power & Energy Society*, vol. 19, Issue 2, Pages 1181 – 1189, 2004.

[Chehouri et al.,2015] Chehouri A., Rafic Y., Ilinca A., Perron J.,"Review of performance optimization techniques applied to wind turbines", *Applied Energy*, Volume 142, 15, Pages 361-388, 2015.

[Chehouri et al.,2016] Chehouri A., Rafic Y., Ilinca A., Perron J. "Wind Turbine Design: Multi-Objective Optimization", *IntechOpen*, 2016.

[Chiang and Yuan, 2001] Chiang, J.H., and Yuan, J., "Optimal maintenance policy for a Markovian system under periodic inspection", *Reliability Engineering and System Safety*, 71,165-172, 2001.

[Cho and Parlar, 1991] Cho D. I. and Parlar M., “A survey of maintenance models for multi-unit systems”, *European Journal of Operational Research*, 1991, vol. 51, issue 1, 1-23, 1991.

[Conover et al., 2000] Conover, K., VandenBosche, J., Rhoads, H. and Smith, B., “Review of operation and maintenance experience in the DOE-EPRI wind turbine”, *National Renewable Energy Lab.*, 2000.

[Cour des comptes, 2013] « Rapport sur la politique de développement des énergies renouvelables », *Cour des comptes*, p43, juillet 2013

URL : <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-politique-de-developpement-des-energies-renouvelables>

[Dernière consultation: 15 Janvier 2021]

[Cresswell et al., 2002] Cresswell, L., Twigg, R. & Buchdahl, J., “Energy fact sheet series for key stage 4 and A level”, *Technical report, Atmosphere Climate and Environment Information Programme Manchester Metropolitan University*, 2002.

[Cox, 1972] Cox, D., “Regression Models and Life-Tables”. *Journal of the Royal Statistical Society*, 34(2), pp. 187–220, 1972.

[CWIF, 2020]. « Accident Statistics », *Caithness Wind Farms*, 31/12/2020.

URL : <http://www.caithnesswindfarms.co.uk/AccidentStatistics.htm>

[Dernière consultation : 15 Janvier 2021]

D

[Davidson and Hunsley, 1994] Davidson, J., and Hunsley, C., “The Reliability of Mechanical Systems”. 2nd ed. *Institute of Mechanical Engineers*, 1994.

[Dedopoulos and Smeers, 1998] Dedopoulos, I. and Smeers, Y. “An age reduction approach for finite horizon optimization of preventive maintenance for single units subject to random failures”. *Computers and Industrial Engineering*, 34:643–654, 1998.

[Dekker, 1996] Dekker R., “Application of maintenance optimization models: a review and analysis”, *Reliability Engineering and System Safety*, 51, 229-240, 1996

[Dehayem Nodem et al., 2011] Dehayem Nodem, F.I., Kenné, J.P., Gharbi, A. “Simultaneous control of production, repair/replacement and preventive maintenance of deteriorating manufacturing systems”. *Int. J. Prod. Econ.* 134 (1), 271–282, 2011.

[Ding & Tian, 2011] Ding, F., & Tian, Z., “Opportunistic maintenance optimization for wind turbine systems considering imperfect maintenance actions”. *International Journal of Reliability, Quality and Safety Engineering*, 18(05), 463-481, 2011.

[Ding & Tian, 2012] Ding, F., & Tian, Z., “Opportunistic maintenance for wind farms considering multi-level imperfect maintenance thresholds”. *Renewable Energy*, 45, 175-182, 2012.

[Drinkwater and Hastings, 1967] Drinkwater, R.W., And Hastings, N.A.J., “An economic replacement model”. *Journal of Operations Research*. Quarterly, 18(2), pp. 121-138, 1967.

[Dunn, 1987] Dunn,R., “Advanced maintenance technologies. Plant Engineering”, 40 (12),80-82, 1987.

[Dutton , 1999] Dutton, A.G., “Acoustic emission monitoring from wind turbine blades undergoing static and fatigue testing”, *15th World Conference on Non-Destructive Testing, Roma, Italy*, October 2000.

E

[Ekren and Ekren, 2009] Ekren, B.Y.; Ekren, O., “Simulation based size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage under various load and auxiliary energy conditions”. *Appl. Energy*, 86, Pages 1387–1394, 2009.

F

[Fernando et al., 2015] Fernando S., Ângelo P.T., C. Guedes S., “Modelling and simulation of the operation and maintenance of offshore wind turbines”, *Journal of Risk and Reliability*. Volume: 229 issue: 5, page(s): 385-393, 2015.

[Filho and Ventura, 1999] Silva Filho, O. S. and Ventura, S. D. “Optimal feedback control scheme helping managers to adjust aggregate industrial resources”. *Control Engineering Practice*, 7:555–563, 1999.

[Fox & Weisberg, 2011] Fox J. & Weisberg S., “Cox Proportional-Hazards Regression for Survival Data in R”. *An Appendix to An R Companion to Applied Regression*, Second Edition last revision: 23 February 2011.

G

[Gardent and Nonant, 1963] Gardent P., Nonant L., « Entretien et renouvellement d'un parc de machines », *Revue Française de Recherche Opérationnelle*, 7, pp. 5-19, 1963.

[Garrad Hassan & Partners, 2001] Garrad Hassan and partners, “Offshore Wind Energy: Ready to Power a Sustainable Europe, Final Report, Concerted Action on Offshore Energy in Europe”, *Delft University Wind Energy Research Institute (Duwin)*, 2001.

[Gaudiosi, 1999] Gaudiosi, G., "Offshore wind energy prospects", *Renewable Energy*, Vol 16 (1-4), pp. 828-834. S, 1999.

[Gill, 2008] Gill G. "Maintaining the Wind Turbine Revolution", *Lube Report*, Vol. 8, # 34, 2008.

[GWEC, 2021] "Global Offshore Wind Report 2021", *Global Wind Energy Council*, 25 Mars 2021.

URL : https://gwec.net/global-wind-report-2021/?mc_cid=003b4aaebf&mc_eid=34a02944d3

[Dernière consultation : 25 Mars 2021]

H

[Habib et al., 1999] Habib, M.; Said, S.; El-Hadidy, M.; Al-Zaharna, I. "Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system". *Energy* 1999, 24, 919–929, 1999.

[Hahn et al., 2017] Hahn, A, Enno S., Sergio A, Hayley C., Frenzel P, Kugel M, Meschner S, Mollenhauer G, Zabel M., « Southern Hemisphere anticyclonic circulation drives oceanic and climatic conditions in late Holocene southernmost Africa". *Climate of the Past*, 13, 649-665, 2017.

[Hajej et al, 2011] Hajej Z., Dellagi S., Rezg N. , "Optimal integrated maintenance/production policy for randomly failing systems with variable failure rate", *International Journal of Production Research*, vol. 49, Issue 19, p5695-5712, 2011.

[Hajej et al, 2015] Hajej Z.; Rezg N.; Chelbi A., "Optimal Integrated Production and Maintenance strategy for a Wind Turbine Power Generation system". *IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2015.

[Hajej et al, 2016] Hajej, Z., Rezg, N. and Gharbi A. "An optimal production/maintenance strategy under lease contract with warranty periods". *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, 22(1), 35-50, 2016.

[Hajej et al., 2018] Hajej Z., Rezg N., Askri T. "Joint optimization of capacity, production and maintenance planning of leased machines". *Journal of Intelligent Manufacturing*, pp 1–24, 2018.

[Hajej et al., 2020] Hajej, Z., Nidhal, R., Anis, C., & Bouzoubaa, M. "An optimal integrated production and maintenance strategy for a multi-wind turbines system". *International Journal of Production Research*, 58(21), 6417-6440, 2020.

[Hansen et al., 2001] Hansen, L. H., Helle, L., Blaabjerg, F., Ritchie, E., Munk-Nielsen, S., Bindner, H., Sorensen, P. & Bak-Jensen, B., "Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines, Technical report", *Riso National Laboratory*, Roskilde, Denmark, 2001.

[Hax and Candea, 1984] Hax, A. and Candea, D. "Production and Inventory Management". *Prentice Hall, Englewood Cliffs*, 1984.

[Hofmann & Sperstad, 2013] Hofmann, M., & Sperstad, I. B. "NOWIcob–A tool for reducing the maintenance costs of offshore wind farms", *Energy Procedia*, 35, 177-186, 2013.

[Holt et al., 1960] Holt S, C.C.; Modigliani, F.; Muth, J.F.; "Planning Production, Inventory and Work Force"; *Prentice-Hall: Englewood Cliffs, NJ, USA*, 1960.

I

[IEC61400-22, 2010] Wind Turbine Standards "Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification", *International Electro-technical Commission*, 2010.

[IRSST, 2014] Chaumel J.L., Giraud L., Ilinca A., « Secteur éolien-Risques en santé et en sécurité au travail et stratégies de prévention », *IRSST, Études et recherches RAPPORT R-820*, 2014.

URL : <https://www.irsst.qc.ca/media/documents/PubIRSST/R-820.pdf?v=2020-02-18>

[Dernière consultation : 10 Mars 2021]

K

[Kahla et al., 2017] Kahla S., Soufi Y., Sedraoui M., Bechouat M., "Maximum Power Point Tracking of Wind Energy Conversion System Using Multi-objective grey wolf optimization of Fuzzy-Sliding Mode Controller", *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, Vol 7, No 2, 2017.

[Kahrobaee and Asgarpour, 2013] Kahrobaee S. and Asgarpour S., "A hybrid analytical-simulation approach for maintenance optimization of deteriorating equipment: Case study of wind turbines," *Electr. Power Syst. Res.* 104(1), 80–86, 2013.

[Kall and Mayers,1996] Kall P, Mayers J, "Mathematical Programming", *Springer*, 75-211, 1996.

[Kall and Wallace, 1994] P. Kall and S. W. Wallace, "Stochastic Programming", *Wiley*, 1994.

[Karki and Patel, 2009] Karki, R. & Patel, J. "Reliability assessment of a wind power delivery system, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers", Part O: *Journal of Risk and Reliability*, 223(1): 51–58, 2009.

[Karp, 1972] R. M. Karp, "Reducibility Among Combinatorial Problems", *Springer*, New York, 1972.

[Kenne and Gharbi, 2004] Kenne, J.P. et Gharbi, A. , «Maitrise des cadences de production et de maintenance corrective dans un système de fabrication multi-produits ». *Modélisation mathématique et informatique*, 38 :865-875, 2004.

[Kenne and Nkeungoue, 2008] Kenne, J.P. et Nkeungoue, L.J., « Contrôle simultané de la production, des taux de maintenance préventive et corrective des systèmes de fabrication sujets aux défaillances ». *Applied Numerical Mathematics*, 58 :180-194, 2008.

[Kuk, 1986] Kuk A.Y.C. «All Subsets Regression in Cox model» *Department of Statistics, Stanford University, California, Technical report n° 370, 1986.*

[Kumar and Klefsjo, 1994] B. Kumar D., Klefsjo B. « Proportional hazards model: a review» *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 44, pp. 177-188, 1994.

[Krokoszinski, 2003] Krokoszinski, H. J. "Efficiency and effectiveness of wind farms—keys to cost optimized operation and maintenance". *Renewable Energy*, 28(14), 2165-2178, 2003.

L

[Learney et al., 1999] Learney, V.C., Sharpe, D.J., and Infield, D., "Condition monitoring technique for optimisation of wind farm performance", *International Journal of COMADEM*, 2(1), 5–13, 1999.

[Lie and Chun, 1986] C. H. Lie and Y. H. Chun, "An Algorithm for Preventive Maintenance Policy," *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 35, No. 1, pp. 71-75. doi:10.1109/TR.1986.4335352, 1986.

[Lipu et al., 2017] Lipu H., Molla Shahadat, Hafid Md. G., Safi Ullah Md, Ahad H., Farzana Y. M., "Design Optimization and Sensitivity Analysis of Hybrid Renewable Energy Systems: A case of Saint Martin Island in Bangladesh". *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, Vol 7, No 2, 2017.

[Lyonnet, 2000] Lyonnet, P. « La maintenance : mathématiques et méthodes ». *Edition Tec et Doc*, Paris, 2000.

M

[Mabrouk et al., 2016] Ben Mabrouk, A., Chelbi, A. and Radhoui, M., "Optimal imperfect preventive maintenance policy for equipment leased during successive periods". *International Journal of Production Research*, 54(17), pp.5095-5110, 2016.

[Machelor, 1998] Machelor, J. M., "Root cause failure analysis on ac induction motors", *Energy Matters Extra.*, 1998.

[Machelor, 1999] Machelor, J. M., "Root cause failure analysis on ac induction motors", *Energy Matters Extra.*, 1999.

[Malik, 1979] Malik M.A.K., "Reliable preventive maintenance scheduling". *AIIE Transactions*, 11:221–228, 1979.

- [Mansour and Djallel, 2017]** M. Mansour, K. Djallel, "Conception optimization and CFD structure study of Wind farm power generation based on OWC-WTGS combined generation system with battery storage system", *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, Vol 7, No 2, 2017.
- [Manwell et al., 2002]** Manwell, J. F., McGowan, J. G. & Rogers, A., "Wind Energy Explained: Theory, Design and Application", *John Wiley & Sons, Ltd*, 2002.
- [Marsh, 2005]** Marsh, G., "Wind turbines how big can they get?" *Refocus*, Vol 6 No2, pp. 22-28, 2005.
- [Martello et Toth, 1990]** S. Martello and P. Toth, "*Knapsack Problems: Algorithms and Computer Implementations*", Wiley, Chichester, England, 1990.
- [Matveev and Shcheklein, 2015]** Matveev A, Shcheklein S, "Life Cycle Analysis of Low-Speed Multiblade Wind Turbine". *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, Vol 5, No 4, 2015.
- [McCall, 1965]** J. McCall, "Maintenance Policies for Stochastically Failing Equipment: A Survey," *Management Science*, INFORMS, vol. 11(5), pages 493-524, March 1965.
- [Melford, 2004]** Melford, F., "True costs of wind farms", *Professional Engineering*, 2004.
- [Molinas, 2004]** Molinas M., "Gearboxes in the wind energy conversion context", *Elkraft*, 2004.
- [Monga and Zuo, 1997]** A. Monga and M. Zuo, "Optimal System Design Considering Maintenance and Warranty," *Computers and Operations Research*, vol. 25, pp. 691-705, 1998.
- [Morimura and Makabe, 1963]** Morimura, H., Makabe, H.. "A new policy for preventive maintenance". *Journal of the Operations Research Society of Japan*, 5, 110–124, 1963.
- [Morimura, 1970]** Morimura, H., "On some preventive maintenance policies for IFR", *Journal of the Operations Research Society of Japan*, 12, 94-124, 1970.
- [Muljadi et al., 1999]** Muljadi, E., Yildirim, D., Batan, T. & Butterfield, C. P., "Understanding the unbalanced voltage problem in wind turbine generation" *Industry Application Conference*, Thirty fourth IAS Annual Meeting. 2, 1359–1365, 1999.

N

- [Nakagawa and Osaki, 1974]** Nakagawa, T., Osaki, S., "The Optimum Repair Limit Replacement Policies", *Journal of the Operations Research Society of Japan* 25, 311–317, 1974.

[Nakagawa, 1979] Nakagawa, T., "Optimum policies when preventive maintenance is imperfect", *IEEE Transactions on Reliability* R-28 4, p331-332. 1979.

[Nakagawa, 1981] Nakagawa, T., "Generalized models for determining optimal number of minimal repairs before replacement", *Journal of the Operations Research Society of Japan*, 24, 325-337, 1981.

[NF EN 13306 : 2001] "Terminologie de la maintenance", *AFNOR*, 2001.

[Niederstucke, 2000] Niederstucke, B. "Load data analysis for wind turbine gearboxes, Technical report", *Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH*, 2000.

[Ning et al., 2013] Ning, A ., Damiani, R ., and Moriarty , P ., "Objectives and Constraints for Wind Turbine Optimization, " *ASME Wind Energy Symposium*, Grapevine, TX , Feb. 2013. doi:10.2514/6.2013-201.

[Nourelfath et al., 2012] Nourelfath, M., Châtelet E. and Nahas N., "Joint redundancy and imperfect preventive maintenance optimization for series-parallel multi-state degraded systems". *Reliability Engineering and System Safety*, 103 51-60, 2012.

[Nourelfath et al., 2016] Nourelfath M, Nahas N., Ben-Daya M. "Integrated preventive maintenance and production decisions for imperfect processes". *Reliability Engineering & System Safety* 148, 21-31, 2016.

O

[Okinda and Odero, 2016] Okinda V.O. , Odero N A, "Modeling, Simulation and Optimal Sizing of a Hybrid Wind, Solar PV Power System in Northern Kenya". *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, Vol 6, No 4, 2016.

[Ouali et al., 2002] Ouali, Me, S. Rezg, N., et Xie, X. « Maintenance préventive et optimisation des flux d'un système de production ». *Journal Européen des Systèmes Automatisés (JESA)*, 36 :97-116, 2002.

P

[Pacot et al., 2003] C. Pacot, D. Hasting, and N.Baker, "Wind farm operation and maintenance management ", *Power Gen Conference Asia*, Ho Chi Minh City, Vietnam, pp. 25-27, 2003.

[Patriksson et al., 2015] Patriksson, M., Strömberg, A. B., & Wojciechowski, A., "The stochastic opportunistic replacement problem, part I: models incorporating individual component lives". *Annals of Operations Research*, 224(1), 25-75, 2015.

[Pellerin, 2005] Pellerin, C. , "Wind power world's fastest-growing new electricity source: Financial incentives, technology critical for further development", *Global Issues*, 2005.

[Pham and Wang, 1996] Pham, H. and Wang, H. "Imperfect Maintenance", *European Journal of Operational Research* 94, 425-438, 1996.

[Pierskalla and Voelker, 1976] Pierskalla, W.P., and J.A. Voelker. "A Model for Optimal Mass Screening and the Case of Perfect Test Reliability". *Technical Report No. 3. Northwestern University, Department of Industrial Engineering and Management Sciences, Evanston Ill.* 1976.

[Pohekar and Ramchandran, 2004] Pohekar S.D. and Ramchandran M. "Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning-A review "Renewable and sustainable decision making to sustainable energy Reviews, Volume 8, Issue 4, Pages 356-381, August 2004.

[Polak, 1999] Polak, S., "Gearbox and gear system problems", *Plant and Works magazine*, 1999.

[Poore and Walford, 2008] Poore R, Walford C. "Development of an Operation and Maintenance Cost Model to Identify Cost of Energy Savings for Low Wind Speed Turbines", *Global Energy Concepts*, LLC Seattle, Washington, rapport NREL/SR-500-40581, 2008.

R

[Rademakers and Verbruggen, 2002] Rademakers, L. W. and Verbruggen, T., "Maintenance manager to control operation and maintenance of offshore wind farms", *International Journal of Environment and sustainable Development*, 1(4), 370–378, 2002.

[Rahim and Ben-Daya, 2001] Rahim, M. A. et M. Ben-Daya, Eds., "Integrated models in production planning, inventory, quality and maintenance". *Springer US*, 2001.

[Rasmussen et al., 2004] Rasmussen, F., Thomsen, K. & Larsen, T. J., "The gearbox problem revisited, Technical report, Aeroelastic Design Wind Energy", *Department Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.* 2004

[Révolution énergétique, 2020] "L'éolienne géante Haliade-X encore plus puissante que prévue", Novembre 2020.

URL : <https://www.revolution-energetique.com/leolienne-geante-haliade-x-encore-plus-puissante-que-prevue/>

[Dernière consultation : 25 Mars 2021]

S

[Samet et al., 2010] Samet S., Chelbi A. Ben Hmida F., "Optimal availability of failure prone systems under imperfect maintenance actions", *Journal of Quality in Maintenance Engineering (JQME)*, 2010

[Sahnoun et al., 2015] Sahnoun, M. H., Mustafee, N., Smart, P. A., Godsiff, P., "An Application of Distributed Simulation for Hybrid Modeling of Offshore Wind Farms ". *ORE-Exeter*, 2015.

[Sahnoun et al., 2019] Sahnoun, M.; Baudry, D.; Mustafee, N.; Louis, A.; Smart, P.A.; Godsiff, P.; Mazari, B., "Modelling and simulation of operation and maintenance strategy for offshore wind farms based on multi-agent system". *J. Intell. Manuf.*, 1–17, 2019.

[Scarf, 1997] Scarf, P.A., "On the application of mathematical models in maintenance", *European Journal of Operational Research*, 99, 493-506, 1997.

[Şen, 1997] Şen, Z., "Statistical investigation of wind energy reliability and its application". *Renewable energy*, 10(1), 71-79., 1997.

[Sherif and Smith, 1981] Y. S. Sherif & M. L. Smith. "Optimal maintenance models for systems subject to failure—A Review," *Naval Research Logistics Quarterly*, John Wiley & Sons, vol. 28(1), pages 47-74, March 1981.

[Singhal and Singhal, 1996] Singhal, J. and Singhal, K. "Alternate approach to solving the Holt and al. model and to performing sensitivity analysis". *European Journal of of Operationnal Research*, 91:89–98, 1996.

[Smith & Mobley, 2003] Smith, R. & Mobley, R., "Industrial Machinery Repair: Best Maintenance Practices Pocket Guide", *Butterworth Heinemann*, 2003.

T

[Tavner et al., 2006] P.J. Tavner, C. Edwards, A. Brinkman, and F. Spinato " Influence of wind speed on wind turbine reliability", *Wind Engineering*, vol 30, pp 55-72, 2006.

[Thorpe, 2005] Thorpe, "Condition-Based Maintenance for CVN-21and DD (x)", *Empfasis*, 2005.

[Tian et al., 2011] Tian, Z., Jin, T., Wu, B., & Ding, F. "Condition based maintenance optimization for wind power generation systems under continuous monitoring". *Renewable Energy*, 36(5), 1502-1509, 2011.

[Truc, 2008] Truc O., « La fiabilité des éoliennes du leader mondial du secteur, le danois Vestas, est mise en doute », *Journal Le Monde*, 1er février2008.

[Tsai et al., 2001] Tsai, Y.T., Wang, K.S., and Teng, H.Y., "Optimizing preventive maintenance for mechanical components using genetic algorithms", *Reliability Engineering and System Safety*, 74, 89–97, 2001.

[Tunc, 2015] K. M. Murat Tunç, "Hydropower plants tail water energy production and optimization", *International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, 0.1109/ICRERA.2015.7418691, Italy, 2015.

V

[Verbruggen, 2003] Verbruggen, T., "Wind turbine operation and maintenance based on condition monitoring WT-_ final report", *Technical Report*, ECN-C-03-047, 2003.

W

[Walford, 2006] Walford, C., "Wind Turbine Reliability: Understanding and Minimizing Wind Turbine Operation and Maintenance Costs", *Sandia Report- Global Energy Concepts*, 2006.

[Walker and Jenkins, 1997] Walker, J. F. & Jenkins, N., *Wind Energy Technology*, 1997.

[Wang, 2002] H. Wang, "A Survey of Maintenance Policies of Deteriorating Systems," *European Journal of Operational Research*, vol. 139, pp. 469-489, 2002.

[Wang, 2012] Wang T., "A brief review on wind turbine aerodynamics". *Theoretical & applied mechanics letters*2, 062001. doi:10.1063/2.1206201, 2012.

Y

[Yang et al., 2007] Yang, H.; Lu, L.; Zhou, W. "A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system", *Sol. Energy*, 81, 76–84, 2007.

[Yang et al., 2017] Yang L., Liping S., Jichuan K., Hai S., and X. Zhang. Opportunistic maintenance optimization for offshore wind turbine electrical and electronic system based on rolling horizon approach. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 9, 033307; 2017.

Z

[Zhang and Jardine, 1998] Zhang, F. and Jardine, A.K.S., "Optimal maintenance models with minimal repair, periodic overhaul and complete renewal". *IIE Transactions*, 30 (12), 1109–1119, 1998.

[Zhou et al., 2008] Zhou, W.; Yang, H.; Fang, Z., "Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar-wind power generation system". *Renew. Energy* 33, 1413–1423, 2008.

Maryem Bouzoubaa

[Bouzoubaa et al., 2018] Bouzoubaa, M., Hajej, Z., and Rezg, N., “Risk Assessment Study of Loss Profit for Integrated Maintenance Policy Based on Power Generation for a Wind Turbine” *Probabilistic Safety Assessment and Management PSAM 14*, 2018.

[Bouzoubaa et al., 2020] Bouzoubaa, M., Hajej, Z., and Rezg, N., « Stratégie de maintenance imparfaite intégrée pour un système de production d’énergie sous variation de taux de défaillance (cas d’une éolienne) », *MOSIM’20*, 2020.

[Hajej et al., 2017] Hajej, Z., Rezg, N. and Bouzoubaa, M., “An integrated Maintenance Strategy for a Power Generation System under failure rate variation (case of Wind Turbine)”, *ICRERA*, 2017.

[Hajej et al., 2020] Hajej, Z., Rezg, N., Anis, C., and Bouzoubaa, M., “An optimal integrated production and maintenance strategy for a multi-wind turbines system”. *International Journal of Production Research*, 58(21), 6417-6440, 2020.

Hajej, Z., Bouzoubaa, M., Rezg, N., and Kammoun, M., “A Combined Priority and Imperfect maintenance Strategy for a Wind Turbine System under Operating and Climatic Conditions » *Journal of Cleaner Production*, (soumis)

Résumé

À l'échelle mondiale, le développement de parcs éoliens connaît une croissance inédite, visible à travers l'augmentation de la puissance éolienne installée annuellement et de la production éolienne mondiale. 2020 a été la meilleure année de l'histoire de l'industrie éolienne mondiale et on estime que l'installation des éoliennes devrait être trois fois plus rapide au cours de la prochaine décennie.

Tout système de production d'énergie est sujet à des pannes aléatoires perturbant les plans de production. Le vieillissement, les pannes ainsi que les durées de maintenance sont des exemples de phénomènes aléatoires souvent observés dans ces systèmes. Dans le cas particulier des éoliennes, la nature hautement volatile et incertaine du vent implique que la durée des actions de maintenance doit être minimisée afin de maximiser la disponibilité de l'éolienne et donc sa production énergétique.

D'autant plus que les risques liés à la maintenance font de celle-ci la cause majeure des accidents survenant dans le secteur éolien. A ceci, s'ajoutent le manque de formation des techniciens de maintenance et l'absence de plan de prévention. Ainsi l'élaboration d'un plan de maintenance est nécessaire, pour optimiser le nombre d'interventions et leur durée et réduire considérablement les conséquences techniques, économiques et humaines liées à ces opérations.

La maintenance et la production représentent deux fonctions principales pour tout type de production. Dans la pratique, ces deux fonctions sont souvent gérées séparément malgré qu'elles soient en réalité étroitement liées. En effet, les politiques d'intégration permettent d'améliorer la productivité et de diminuer considérablement les coûts.

Dans ce cadre, le travail de recherche proposé dans cette thèse consiste à déterminer de nouvelles politiques de maintenance intégrées à la production d'énergie pour un parc éolien. Deux stratégies de maintenance intégrée ont été testées : parfaite puis combinée imparfaite/sélective avec couplage à la production d'énergie satisfaisant un taux de service tout en tenant compte des contraintes environnementales et opérationnelles et. En effet, pour chaque stratégie développée, le but est de déterminer simultanément un plan de production d'énergie économique et un plan de maintenance optimal minimisant un coût total de production d'énergie et de maintenance. La particularité de cette étude est de considérer l'impact de la variation de production d'énergie sur la dégradation de l'éolienne. Le problème a été modélisé par le développement et l'optimisation de modèles analytiques, puis validé par des exemples numériques et des études de sensibilité prouvant la robustesse des modèles analytiques développés.

Mot-clés : production, maintenance, éolienne, énergie renouvelable, production d'énergie, maintenance intégrée, environnement.

Abstract

Globally, the development of wind farms is experiencing exceptional growth, visible through the increase of wind power installed annually and global wind power production. 2020 was the best year in the history of the global wind industry and it is estimated that wind turbine installation should grow three times faster over the next decade.

Any energy production system is subject to random breakdowns which trouble production plans. Aging, breakdowns and maintenance times are examples of random phenomena often observed in those systems. In the particular case of wind turbines, the highly volatile and uncertain nature of the wind means that the duration of maintenance actions must be minimized in order to maximize the availability of the wind turbine and therefore its energy production.

In addition to this, the risks associated with maintenance make it the major cause of accidents in the wind energy sector. Considering the lack of training for maintenance technicians and the absence of a prevention plan, a maintenance plan optimizing the number of interventions and their duration and considerably reducing the technical, economic and human consequences linked to these operations is essential.

Maintenance and production are two main functions for any type of production. In practice, these two functions are often managed separately despite being in reality so close. Indeed, integration policies can improve productivity and reduce costs considerably.

In this context, the research work proposed in this thesis consists in determining new maintenance policies integrated into energy production for a wind farm. Two integrated maintenance strategies were tested: perfect then combined imperfect / selective coupled to energy production, satisfying a service rate while taking into account environmental and operational constraints and. Indeed, for each strategy developed, the goal is to simultaneously determine an economical energy production plan and an optimal maintenance plan minimizing a total cost of energy production and maintenance. The particularity of this study is to consider the impact of the variation in energy production on the degradation of the wind turbine. The problem was modeled by the development and optimization of analytical models, then validated by numerical examples and sensitivity studies proving the robustness of the analytical models developed.

Keywords : production, maintenance, wind turbine, renewable energy, energy production, integrated maintenance, environment.