



HAL
open science

Evaluation de la disponibilité et de l'Impact Environnemental des Parcs Eoliens (EDIPEO)

Nacef Tazi

► **To cite this version:**

Nacef Tazi. Evaluation de la disponibilité et de l'Impact Environnemental des Parcs Eoliens (EDIPEO). Energie électrique. Université de Technologie de Troyes, 2018. Français. NNT : 2018TROY0047 . tel-03609139

HAL Id: tel-03609139

<https://theses.hal.science/tel-03609139>

Submitted on 15 Mar 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.

Thèse
de doctorat
de l'UTT

Nacef TAZI

**Evaluation de la disponibilité et de
l'impact environnemental
des parcs éoliens
(EDIPEO)**

Champ disciplinaire :
Sciences pour l'Ingénieur

2018TROY0047

Année 2018

THESE
pour l'obtention du grade de
DOCTEUR
de l'UNIVERSITE DE TECHNOLOGIE DE TROYES
EN SCIENCES POUR L'INGENIEUR
Spécialité : OPTIMISATION ET SURETE DES SYSTEMES

présentée et soutenue par

Nacef TAZI

le 7 décembre 2018

**Evaluation de la disponibilité et de l'impact environnemental
des parcs éoliens (EDIPEO)**

JURY

Mme N. LABADIE	PROFESSEURE DES UNIVERSITES	Présidente
M. G. JUNQUA	ENSEIGNANT CHERCHEUR - HDR	Rapporteur
M. M. NOUR EL FATH	PROFESSEUR TITULAIRE	Rapporteur
M. M. SALLAK	MAITRE DE CONFERENCES - HDR	Examineur
M. Y. BOUZIDI	PROFESSEUR ASSOCIE	Directeur de thèse
M. E. CHÂTELET	PROFESSEUR DES UNIVERSITES	Directeur de thèse

Personnalité invitée

Mme D. POIRSON DIRECTRICE FRANCE - WINDVISION

REMERCIEMENTS

Cette partie de la thèse est de loin la plus importante. Elle rend hommage aux principales personnes, qui de près ou de loin, ont permis le bon déroulement de cette thèse et ont rendu cette période agréable. Merci beaucoup!

Le travail de recherche présenté dans ce manuscrit a été effectué à "l'Institut Charles Delaunay" (ICD) de "l'Université de Technologie de Troyes" (UTT). Il a été financé conjointement par la région "Grand-Est" ainsi que le "Fonds Européen de Développement Régional" (FEDER) en Grand-Est.

Eric CHÂTELET, responsable de la thématique transverse "Sciences et Technologies pour la Maîtrise des Risques" (STMR) et membre de l'équipe "Modélisation et Sécurité des Systèmes" (M2S) et **Youcef BOUZIDI**, membre du "Centre de Recherches et d'Études Interdisciplinaires sur le Développement Durable" (CREIDD) ont dirigé cette thèse. J'exprime ma sincère et profonde reconnaissance à Éric et Youcef pour leurs investissements, leurs encadrements sans faille, leurs disponibilités et leurs passions pour la problématique de l'évaluation de la performance technique et environnementale des parcs éoliens. Nos échanges, nos discussions et nos longues pauses cafés cumulées m'ont apporté des conseils, des idées, des suggestions, des encouragements et une confiance mutuelle qui s'est développée tout au long de la thèse et m'a permis de progresser dans ma recherche. Merci!

Je remercie également Monsieur **Mustapha NOUR EI FATH**, professeur à "l'Université Laval" ainsi que Monsieur **Guillaume JUNQUA**, enseignant-chercheur-HDR à "l'IMT Mines d'Alès", d'avoir accepté d'être rapporteurs de ce travail.

Mes remerciements vont également à Mme **Nacima LABADIE**, professeur à "l'Université de Technologie de Troyes", Mme **Delphine POIRSON**, directrice France chez "Windvision" et Monsieur **Mohamed SALLAK**, maître de conférences-HDR à "l'Université de Technologie de Compiègne" qui ont eu l'aimable attention d'accepter de participer au jury.

Je tiens aussi à exprimer toute ma gratitude aux nombreuses personnes qui ont contribué à la réussite de ce travail de thèse en m'accordant un peu de leur temps précieux durant ces trois dernières années.

Merci également à : **BENNOUK, LAHDA, TATTINI...** industriels (**B,L,O,S,W**) pour nous avoir fourni les données et échangés avec nous tout au long de cette thèse.

J'adresse aussi un grand merci à **Bernadette ANDRE, Isabelle LECLERCQ, Pacale DENIS, Thérèse KAZARIAN** et **Véronique BANSE** de m'avoir accompagné tout au long de cette thèse dans mes démarches administratives (et bien plus encore).

J'exprime aussi ma sincère gratitude à mes amis hors pair qui ont su rendre cette période agréable, je remercie plus particulièrement **Andrea, David, Gustavo et Mauricio** d'avoir partagé avec moi des moments inoubliables au sein de notre bureau "G111". Sans vous, je n'aurais pu finir ce travail. Merci de m'avoir supporté ces trois années.

Au final, je remercie ceux qui sont à l'origine de mon enthousiasme et ma motivation : ma formidable famille. Cette thèse est pour vous, je vous aime!

"Les mots manquent aux émotions (V.H)"
Merci à tous...

Macef

Thèse EDIPEO financée par :



Projet : Évaluation de la Disponibilité et de l'Impact Environnemental des Parcs Éoliens - EDIPEO

Le développement croissant des parcs éoliens sur le territoire français est l'un des leviers majeurs en faveur de l'intégration des énergies renouvelables dans le mixte énergétique national. Or, les travaux actuels sur l'évaluation de la performance globale (dont performance technologique et environnementale) des réseaux d'installations concernées en prenant en compte l'influence de la fiabilité et des activités de maintenance restent marginaux. Pourtant, ces problématiques sont importantes vu leur influence notable sur (entre autres) les coûts d'exploitation des installations et des réseaux, mais aussi sur leur impact environnemental.

Le projet "EDIPEO" se propose d'améliorer et de développer des méthodes d'évaluation de la performance technologique (sûreté de fonctionnement) et de l'impact environnemental (MFA, fin de vie,...). Il s'agit, d'une part, de réaliser une étude de sûreté de fonctionnement du système éolien avec un attrait sur la fiabilité et la maintenabilité du système en prenant en compte l'interdépendance de ses composants. En effet, cette dernière constitue un levier d'amélioration de la fiabilité, de la disponibilité et de la maintenance. D'autre part, l'évaluation de l'impact environnemental de ces installations est nécessaire afin de déterminer des critères de choix technologique et de topologie. Dans ce contexte, La MFA ou l'ACV comme support à l'écoconception, permet de réduire les impacts environnementaux durant toutes les phases de vie du système et améliorer la durabilité de ce dernier.

Le projet a pour but d'améliorer les méthodes d'évaluation de la performance du système éolien. Il s'agit d'une part d'étudier la fiabilité des composants avec leurs interactions ainsi que la prise en compte des activités de maintenance. Ces activités de maintenance vont générer durant la phase d'exploitation un flux de matière qui sera évalué afin d'établir le gisement de matériaux disponible en fin de vie. Une dernière étape concerne l'étude des différents scénarios de fin de vie du système éolien et de déterminer leurs enjeux pour une meilleure circularité de l'éolien dans la région Grand-Est et en France.

Afin d'atteindre ces objectifs, différentes données des parcs éoliens en Champagne-Ardenne sont utilisées. Les possibilités de généralisation de l'approche seront aussi traitées.

Mots-clés

- Énergie éolienne; Fiabilité; Disponibilité; Maintenabilité; Dépendance (statistique); Maintenance; Impact environnemental; Développement durable; Optimisation globale; Fin de vie; Méthodes de simulation.

Project : Reliability and environmental impact assessment of wind farms - EDIPEO

World society now is concerned more than ever about environmental impacts that power plants generate in their lifetime cycles. This last concern provides an opportunity for wind energy to be more attractive than conventional power plants. Wind turbines occupy a significant position not only because of the unlimited source of wind power but also because of all the politics and tax incentives to be integrated in the national energy mix. However, literature shows that there is no consideration or only few works on assessing the global performance of these power plants. Besides, these performances are still assessed independently from each other's. It is thus necessary to consider assessing reliability, availability and their influence on environmental impacts.

To do so, we will improve and develop reliability and dependability methods and combine them to an environmental impact assessment protocol in this "EDIPEO" project. From one hand, a reliability assessment of systems with multiple components was made considering the combination of multiple dependencies in this system. This model was then injected in a maintenance policy with the consideration of components degradations. From another hand, an environmental based analysis considering the results of the reliability assessment was performed. This second step was based on MFA and LCA studies as tools for design for sustainability. It will thus help to reduce environmental impacts of wind turbine over its lifetime. The objective of these assessment methods is to enhance the sustainability of wind turbines.

All along this project, reliability assessment methods of dependent systems, maintenance strategies, economic and environmental models to enhance the circularity of wind turbines are presented. These studies are based on data extracted from Champagne-Ardenne French region' wind farms. It will be then presented in perspectives a more generalized results.

Keywords

- Wind energy conversion systems; Reliability; System availability; Dependability; Maintenance; Environmental impact analysis; Sustainability; Mathematical optimization; Solid waste management; Simulation methods.

Schéma de la thèse -EDIPEO-

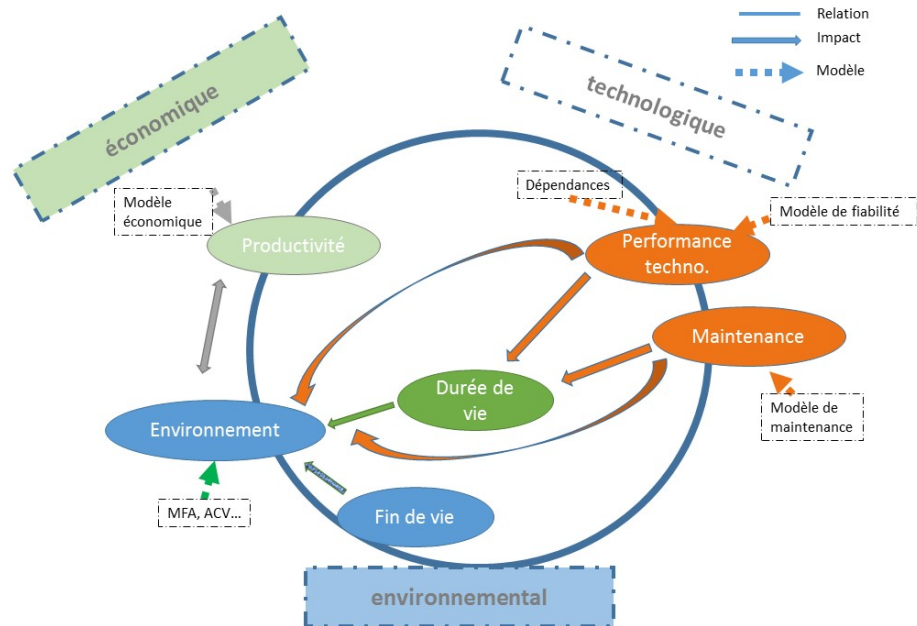


FIGURE 1 – Schéma de la thèse -EDIPEO-

Les différents aspects abordés dans la thèse sont présentés dans le schéma ci-dessus. En effet, trois aspects sont abordés

- Technologique : performance technologique (fiabilité et disponibilité) et maintenance du système éolien
- Économique : modèles économiques du projet éolien
- Environnemental (Management des ressources matérielles) : [Analyse de flux de matières \(Material Flow Analysis\) \(MFA\)](#), [fin de vie \(End Of Life\) \(EoL\)](#)...

De plus, les différentes interactions, relations et impacts entre les trois aspects, notamment à travers la durée de vie, seront abordés tout au long de la thèse.

Table des matières

Table des matières	xiii
Liste des figures	xv
Liste des tableaux	xix
1 Introduction générale	1
1.1 Introduction générale	2
1.2 Contexte de la thèse	3
1.3 Organisation de la thèse	3
2 Sûreté de fonctionnement des systèmes éoliens	5
2.1 Sur la nécessité d'évaluer la performance technique des systèmes éoliens : contexte et enjeux multiples	7
2.2 Généralités	9
2.3 Analyse système	10
2.4 Fiabilité et disponibilité des éoliennes	22
2.5 Évaluation de la performance technique (fiabilité / disponibilité) du système éolien	31
2.6 Utilisation de la fonction Universal Generating Function (UGF) pour l'évaluation des performances d'un Système multi-états (SME) : cas d'un système éolien dépendant. TAZI et collab. [2018]	52
2.7 Modélisation de la dépendance dans un SME à l'aide de l'UGF	56
2.8 Amélioration de la politique de maintenance d'un SME en prenant en compte la dépendance et la dégradation de ses composants	65
2.9 Conclusion	84
2.10 Références	85
3 Vers une durabilité des éoliennes	97
3.1 Sur la nécessité d'évaluer la durabilité d'une éolienne : contexte et enjeux multiples	98
3.2 Économie de l'énergie éolienne	100
3.3 Optimisation de la topologie des parcs éoliens sous contraintes TAZI et collab. [2017c]	117
3.4 Évaluation du gisement de fin de vie des éoliennes : cas de la région Champagne-Ardenne	125
3.5 Inscrire l'éolien français dans une politique d'économie circulaire	141
3.6 Conclusion et synthèse	147
3.7 Références	148
4 Conclusion générale	161
4.1 Conclusion générale	162
4.2 Références	164
A Liste des acronymes	I
B Glossaire	III

C	Liste des symboles	V
D	Annexes	VII
D.1	Figures annexes	VII
D.2	Tableaux annexes	X
D.3	Illustration de l'équation (2.60) par un exemple :	XII
D.4	Résolution de l'exemple d'application numéro "2"	XIII
D.5	Modèle de dépendance lié à la propagation de défaillance propagation de défaillance (PF)	XVIII

Liste des figures

1	Schéma de la thèse -EDIPEO-	xi
1.1	Schéma de la thèse -EDIPEO-	3
2.1	Clé de lecture du premier chapitre	8
2.2	Vue d'ensemble d'un système éolien.	11
2.3	Fonctionnement du système éolien sous différents régimes de vent.	13
2.4	temps d'arrêt pour chaque sous-système éolien, figure adaptée depuis WindStats TEAM [2003 (accessed April 15, 2017)].	18
2.5	Répartition des défaillances constatées, figure adaptée depuis FAULSTICH et collab. [2010]	18
2.6	Contribution au temps d'arrêt total pour chaque sous-système éolien suivant chaque bases de données traitées, figure adaptée depuis FAULSTICH et collab. [2010]	19
2.7	Défaillance par éolienne par année et temps d'arrêt issu de deux bases de données d'éoliennes onshore sur 13 ans (LWK & WMEP) FAULSTICH et collab. [2010]	20
2.8	Défaillance par puissance d'éolienne par année et temps d'arrêt FAULSTICH et collab. [2010]	20
2.9	Répartition des défaillances des composants de Boite à vitesse (BV) SHENG et VEERS [2011]	21
2.10	Taux de remplacement de la BV, traduit en français depuis LANTZ [2013]	22
2.11	Exemple d'un SME	29
2.12	Exemple d'un SME	29
2.13	SME équivalent	30
2.14	SME équivalent	30
2.15	SME équivalent	31
2.16	Production réelle Vs. Productible (estimée) pour un parc éolien pour une période donnée.	36
2.17	Facteurs influençant la disponibilité d'un système éolien.	37
2.18	RdP d'un vérin hydraulique.	43
2.19	RdP des états d'un composant éolien sujet à une double dégradation.	44
2.20	RdP de la maintenance corrective ainsi que celui de la disponibilité des équipes de maintenance.	46
2.21	RdP d'un composant éolien, contenant son processus de dégradation ainsi que la maintenance corrective.	47
2.22	Contribution des actions de maintenance correctives et préventives au temps d'arrêt total (cas de maintenance préventive tous les ans).	48
2.23	Contribution des actions de maintenance correctives et préventives au temps d'arrêt total (cas de maintenance préventive tous les 6 mois).	50
2.24	Impact des équipes de maintenance sur la disponibilité du système.	50
2.25	Contribution de la dégradation mineure et majeure au coût total de la maintenance corrective.	51
2.26	Contribution de la dégradation des composants au coût total de la maintenance corrective.	52

2.27 Définition de l'ensemble des états de performance de "j" sous la condition des états des performances du composant "i"	56
2.28 Algorithme d'évaluation de la fiabilité d'un SME en prenant en compte la combinaison de deux dépendances : dépendance de performance et dépendance par propagation de défaillance	59
2.29 Exemple d'illustration	60
2.30 Système éolien et ses dépendances TAZI et collab. [2017b]	63
2.31 Fiabilité du système éolien (SME)	64
2.32 Modèle de la maintenance proposé	75
2.33 Exemple d'application	76
2.34 Évolution de la MI des composants suivant leurs dégradations	82
2.35 Schéma de la thèse	85
3.1 Clé de lecture du second chapitre	99
3.2 (gauche) LCOE standard. (Droite) LCOE en prenant en compte la revente de la taxe Carbone	108
3.3 Bénéfices du projet éolien sur une durée de 20 ans	109
3.4 Analyse de sensibilité du levelized cost of energy (LCOE) éolien	110
3.5 Variation du LCOE suivant la variation des coûts d'opération et de maintenance	111
3.6 Structure de l'algorithme	112
3.7 LCOE de 7 sources d'énergie (charbon-FGD, charbon sans FGD, gaz naturel, nucléaire, Photovoltaïque (PV), éolien onshore, biomasse) AGENCY [2015]	114
3.8 LCOE des différentes sources d'énergie en France, traduit en français depuis AGENCY [2015]	114
3.9 Énergie d'une éolienne en fonction de la vitesse de vent	118
3.10 Relation entre les différents acteurs de l'éolien en France	118
3.11 Relation entre le potentiel de réchauffement global (PRG) et la taille (capacité) d'une éolienne, adaptée depuis la référence ARVESEN et HERTWICH [2012]	119
3.12 Structure de l'algorithme	120
3.13 Exemple d'illustration d'un parc éolien	122
3.14 Comparaison des différents LCOE des projets éoliens	125
3.15 Nombre d'éoliennes installées en fonction de leur puissance en région Champagne-Ardenne (CA)	130
3.16 Fin de vie EoL des matériaux des éoliennes installées en 2010, en considérant les 3 politiques de maintenance	135
3.17 MFA des éoliennes installées en 2010 selon la première politique de maintenance. Unité en tonne	136
3.18 MFA des éoliennes installées en 2010 selon la seconde politique de maintenance, avec une spécification des matériaux. Unité en tonnes	137
3.19 Chronologie des flux de matières et leurs fins de vie EoL dans la CA en considérant la seconde politique de maintenance. Unité en tonnes	138
3.20 Prévisions d'installations futures des éoliennes dans la CA. Unité en tonnes	139
3.21 Combinaison des informations issues de la MFA avec un système SIG pour la CA. Unité en tonnes	140
3.22 De l'économie linéaire à l'économie circulaire, en passant par l'économie de réutilisation ADEME [2015]	142
3.23 Enjeux de l'économie circulaire pour le secteur éolien en France ADEME [2015]	143
3.24 Exemple-1- de réemploi des composants éoliens -Projet Blade Made-	145
3.25 Exemple-2- de réemploi des composants éoliens -Projet Blade Made-	145
3.26 Exemple-3- de réemploi des composants éoliens -Projet Blade Made-	146
3.27 Exemple-4- de réemploi des composants éoliens -Projet Blade Made-	146

4.1 Schéma de la thèse (EDIPEO) regroupant les différents concepts et thématiques abordés.	162
D.1 Flux de matières et leurs fins de vie en prenant en compte les prévisions d'installations futures des éoliennes dans la CA. Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : 3.20	VII
D.2 Flux de matières injectés dans la CA, seul les 6 principales sont présentées. Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : 3.13	VIII
D.3 Flux de matières et leurs fins de vie en prenant en compte les prévisions d'installations futures des éoliennes dans la CA, représentations en matières. Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : 3.13	VIII
D.4 Capacité (taille) des éoliennes installées dans la région CA, représentation départementale. Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : 3.15	IX
D.5 Représentation des flux en utilisant le logiciel "STAN" et en considérant le scénario de maintenance numéro (ii). Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : 3.17	IX
D.6 Représentation des flux en utilisant le logiciel "STAN" et en considérant la troisième politique de maintenance. Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : 3.17	X
D.7 Système éolien et ses dépendances 2.3.3	XIII
D.8 Résultats de la simulation 2.6	XVII

Liste des tableaux

2.1	Exemple de caractéristiques de pale	11
2.2	Paramètres des éléments du système	29
2.3	Fréquence de défaillance (défaillance / éolienne / année) SEEBREGTS et collab. [1995]	32
2.4	Fréquence de défaillances adoptée pour le projet DOWEC extraite pour une année d'un parc éolien réel VAN BUSSEL et SCHÖNTAG [1997]	33
2.5	Possible application de la loi de puissance sur tous les composants éoliens	34
2.6	Paramètres Weibull pour les composants éoliens (système réparable & défaillance totale)	34
2.7	Données pour le calcul de la performance des parcs éoliens	38
2.8	Disponibilité du parc éolien sous différentes distribution de défaillances	39
2.9	Données utilisées pour la simulation des Rdp	47
2.10	Coûts des actions de maintenance	48
2.11	Résultats de la simulation Monte-Carlo	49
2.12	données pour l'exemple d'illustration	61
2.13	données pour l'exemple d'illustration 2	63
2.14	Résultats de l'exemple SME 2	64
2.15	Modèles de maintenance pour les systèmes indépendants	68
2.16	Modèles de maintenance pour les systèmes dépendants	70
2.17	Données pour l'exemple d'application	76
2.18	Données pour l'exemple d'application	77
2.19	Itérations dans le cas d'indépendance	78
2.20	Itérations dans le cas de dépendance	80
2.21	MI de Birnbaum pour un SME indépendant	81
2.22	MI de Birnbaum pour un SME dépendant	83
3.1	Données utilisées pour calculer le LCOE	107
3.2	Variation des paramètres du LCOE	110
3.3	Intervalles des paramètres mis à jour	113
3.4	Meilleure et pire combinaison générant le plus bas et le plus haut LCOE (équation standard)	116
3.5	Vitesses de vent et énergie correspondante de sortie	122
3.6	Meilleures topologies pour les différentes contraintes	122
3.7	Données pour l'exemple d'illustration	124
3.8	Résultats VAN	124
3.9	Eoliennes installées dans la CA de 2002 à 2016 (premier trimestre de 2017 inclus)	129
3.10	Répartition des matériaux dans un parc éolien contenant une éolienne de 2 MW (par tonnes)	132
3.11	Politiques de remplacement des composants d'un parc éolien durant sa durée de vie	133
3.12	EoL des matériaux de l'éolien	133
3.13	Quantité générée par les matériaux des parcs éoliens de la CA de 2002 au début de 2017	134
3.14	Publication d'une ACV par technologie éolienne disponible dans la région CA	142

D.1	Caractéristiques des versions des sous-systèmes disponible dans le marché	X
D.2	PRG des différentes versions des turbines. Retour à la section ici-> 3.3	XI
D.3	Résultats de la simulation	XVII
D.4	Résultats de la simulation	XVII

Chapitre 1

Introduction générale

« Since everything has a start »

Don't know who said that, but it
seems to be true

Sommaire

1.1 Introduction générale	2
1.2 Contexte de la thèse	3
1.3 Organisation de la thèse	3

1.1 Introduction générale

Il est indéniable que le changement climatique est devenu de nos jours une réalité à laquelle il faudrait faire face. Ce changement affecte non seulement la faune et la flore, mais également la vie humaine sur notre planète. On voit de nos jours une remontée accélérée des eaux de mer due à la fonte effrénée de la glace arctique. On vient d'ailleurs ; au moment où j'écris cette introduction ; de déceler la première fracture de la couche de glace la plus solide dans l'arctique. De plus, ce changement, mélangé subtilement à la mondialisation, a considérablement changé les habitudes de l'homme en termes de production et de consommation. Par exemple, alors que les débats font rage entre ratificateurs et abrogeurs de la COP21 et de ses traités pour diminuer la température de la planète d'ici 2050, l'OPEP et la Russie ont décidé d'augmenter la production de pétrole de un million de barils par jour. Certes, on en conclut des répercussions économiques, le baril du pétrole coûtera moins cher, diminuant ainsi le coût de production de l'énergie (en général). Mais qu'en est-il des répercussions environnementales ?

D'autre part, les débats sur la loi 2015 – 992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et son application pour le développement des énergies vertes sont toujours d'actualité dans la scène politique nationale française.

Il est évident que la diminution des coûts des commodités baissera le coût de production de l'énergie et de l'électricité. Cependant, comment baisser les coûts de l'électricité sans altérer les besoins de consommation ? De ce fait, les énergies renouvelables endossent ce rôle et tentent tant bien que mal de répondre à la gourmandise en énergie de tous les secteurs.

Parmi ces technologies pour les énergies renouvelables, l'éolien se positionne en tête de ligne en absorbant une part importante dans les mix énergétiques des pays. Depuis le premier choc pétrolier, l'éolien s'est positionné comme une technologie prometteuse pour pallier le besoin énergétique. De nos jours, cette technologie éolienne s'est développée haut-le-pied pour palier à ce besoin gourmand en électricité. De surcroît, cette source d'énergie est la plus développée dans la région de Champagne-Ardenne.

Un développement certes remarquable, mais qui semble avoir une allure d'obsolescence programmée, les constructeurs ne proposant plus de service de maintenance pour les anciennes technologies éoliennes qui ne sont plus commercialisées. De plus, les nouvelles technologies développées (certes plus puissantes et plus grandes) sont plus voraces de terres rares. Nonobstant l'évolution de l'éolien dans le temps, sa performance reste une joute pour les constructeurs.

D'une part, la performance technologique (fiabilité-disponibilité-maintenabilité) est au coeur du challenge du développement de l'éolien dans le monde. La fiabilité de l'éolien, comme toute machine tournante, reste un enjeu pour cette technologie. De nouvelles méthodes et techniques sont régulièrement mises sous lumière pour tenter d'améliorer la fiabilité des éoliennes. De plus, la maintenabilité des éoliennes est un défi à la fois économique et technique. Une éolienne est en général installée dans un lieu isolé, parfois en offshore. Les conditions d'accès ne sont donc pas toujours favorables pour envoyer une équipe de maintenance et maintenir l'éolienne.

D'autre part, la performance environnementale d'une éolienne se doit d'être évaluée. En effet, la maintenance de ces technologies génère des flux remarquables de déchets durant les cycles d'opération et de maintenance ainsi que la fin de vie des éoliennes. De plus, les nouvelles technologies sont plus gourmandes en terres rares. Ces métaux ne sont pas produits localement et génèrent un impact environnemental pour les acheminer jusqu'au lieu d'installation de l'éolienne. La durabilité des éoliennes est donc altérée.

De ce fait, on doit mettre en place un protocole d'évaluation de la performance globale d'une éolienne ou d'un système éolien. Certes, la performance globale ne comprend pas en compte uniquement l'aspect technologique et environnemental d'un système, mais ces aspects sont prépondérants.

Par conséquent, l'objectif de cette thèse est d'introduire une partie de ce protocole d'évaluation de la performance globale de l'éolien. Le but ultime étant l'exploration des pistes de réduction des coûts de production de l'énergie éolienne afin d'augmenter sa compétitivité dans le cadre de la LTECV.

1.2 Contexte de la thèse

Afin d'introduire ce protocole, nous allons répondre à travers cette thèse à la problématique de réduction des coûts de l'énergie éolienne à travers l'évaluation de la performance technologique et environnementale d'une éolienne ou d'un système éolien.

La première partie de cette thèse est consacrée à l'évaluation de la fiabilité, disponibilité et maintenabilité d'un système éolien. Certes, il existe déjà des méthodes dans la littérature pour évaluer la fiabilité et la disponibilité d'un système. Cependant, lorsque ce dernier est multi-composants et multi-états, et présente en plus des interdépendances entre ces composants, les techniques actuelles s'avèrent limitées. En plus, la disponibilité du système éolien doit être évaluée en prenant en compte la variabilité du vent et de la demande du consommateur. De ce fait, cette thèse se distingue par l'utilisation d'une fonction polynomiale pour évaluer la fiabilité, disponibilité et maintenabilité d'un système éolien en prenant en compte l'interdépendance de ses composants et la variabilité du vent et de la demande du consommateur.

La seconde partie de la thèse puise dans les résultats de la première partie pour évaluer la durabilité d'un système éolien. En effet, après avoir évalué la performance technique d'un système éolien, une estimation des flux de matières et de déchets qui seront générés tout au long de son cycle de vie est possible. Une autre évaluation qui s'ensuit est celle du gisement de fin de vie des composants éoliens. S'ajoute une autre évaluation de nature économique comprenant une évaluation du coût de production de l'énergie électrique éolienne ainsi qu'un modèle de prise de décision pour un investissement dans l'éolien en prenant en compte les aspects économiques, technologies, environnementaux et législatifs en France. Au final, cette durabilité est confrontée au principe de l'économie circulaire pour développer les enjeux et les opportunités de l'éolien.

1.3 Organisation de la thèse

L'organisation de la thèse ainsi que ses principales parties sont présentées dans la figure suivante. En effet, les principales étapes sont :

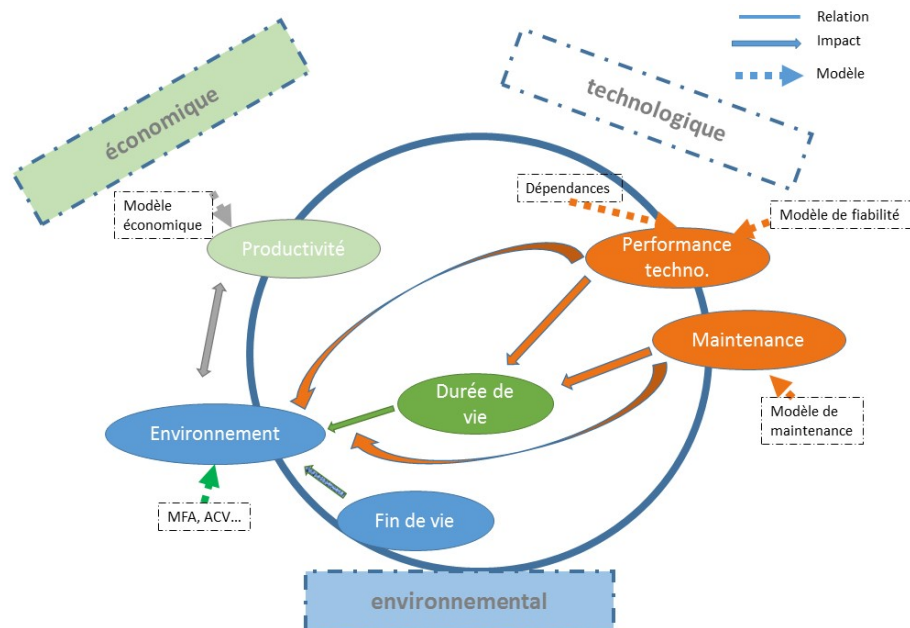


FIGURE 1.1 – Schéma de la thèse -EDIPEO-

- **Sûreté de fonctionnement des systèmes éoliens**, un chapitre évaluant la performance technologique de ces systèmes, il comprend :

- Définition de notre périmètre d'étude et analyse système (§ 2.3) : choix des composants, analyse de sûreté de fonctionnement, présentation des composants les plus critiques ainsi que les principales causes de leurs défaillances.
- Fiabilité et disponibilité des éoliennes (§ 2.4) : état de l'art des techniques d'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité d'une éolienne et d'un système éolien, considérés comme système multi-composant et multi-états (SME).
- Utilisation de la fonction génératrice universelle UGF pour évaluer la fiabilité et la disponibilité d'un SME (§ 2.4.6). Ensuite, une évaluation d'un système éolien SME en utilisant la fonction génératrice universelle UGF et en intégrant les contraintes de vent, de la demande du consommateur ainsi que les interdépendances entre ses composants (§ 2.6).
- Amélioration de la politique de maintenance d'un SME en prenant en compte la dépendance et la dégradation de ses composants (§ 2.8) : après avoir évalué l'état de l'art des techniques d'évaluation des politiques de maintenance pour les SME, une stratégie de maintenance groupée et opportuniste basée sur la dépendance des composants du système et leurs dégradations est présentée.
- **Vers une durabilité des éoliennes**, un chapitre traitant de la nécessité d'évaluer la durabilité et l'impact environnemental d'une éolienne ou d'un système éolien dans une perspective de réduction des coûts globaux de l'éolien. Il comprend :
 - Économie de l'énergie éolienne (§ 3.2) : une section pour évaluer le coût de production de l'électricité éolienne (Levelized Cost Of Energy)-LCOE
 - Optimisation de la topologie des parcs éoliens sous contraintes (§ 3.3) : après avoir évalué le LCOE éolien, nous l'intégrons dans un modèle de prise de décision pour les investissements dans l'éolien. Outre l'aspect économique du projet, les aspects technologiques, environnementaux et de législatifs sont aussi inclus.
 - Évaluation du gisement de fin de vie des éoliennes (§ 3.4) : à travers un cas d'étude des parcs éoliens de la région Champagne-Ardenne (CA). Les scénarios de fin de vie (EoL) sont aussi évalués.
 - Inscrire l'éolien français dans une politique d'économie circulaire (§ 3.5) : capitaliser sur les résultats de ce chapitre ainsi que les recommandations au niveau national et européen pour évaluer les enjeux et opportunités de l'économie circulaire pour l'éolien.
- **Conclusion** générale et perspectives des travaux de la thèse.

Chapitre 2

Sûreté de fonctionnement des systèmes éoliens

Sommaire

2.1 Sur la nécessité d'évaluer la performance technique des systèmes éoliens : contexte et enjeux multiples	7
2.2 Généralités	9
2.3 Analyse système	10
2.3.1 Choix des composants	10
2.3.2 Les composants d'une éolienne	10
2.3.3 Analyse de sûreté de fonctionnement	15
2.3.4 TOP 3 des composants les plus critiques dans un système éolien	17
2.3.5 Principale cause de défaillance dans un système éolien NACEF et collab. [2017]	17
2.3.6 Taux de défaillance des composants du système éolien	19
2.3.7 Aperçu sur la fiabilité des multiplicateurs	21
2.4 Fiabilité et disponibilité des éoliennes	22
2.4.1 Modélisation et organisation des systèmes	23
2.4.2 Système multi-états	24
2.4.3 Modèle général	24
2.4.4 Composant de la performance d'un SME	24
2.4.5 Évaluation de la performance des SME	25
2.4.6 La fonction UGF	25
2.4.7 Modèle UGF d'un SME	28
2.5 Évaluation de la performance technique (fiabilité / disponibilité) du système éolien	31
2.5.1 Historique et état de l'art sur les techniques d'analyse de fiabilité des éoliennes	32
2.5.2 Disponibilité d'un système	35
2.5.3 Modèles d'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité d'un système éolien : cas de modèles indépendants TAZI et collab. [2017c]	37
2.5.4 Utilisation des réseaux de Petri pour l'évaluation des performances d'un système éolien	41
2.6 Utilisation de la fonction UGF pour l'évaluation des performances d'un SME : cas d'un système éolien dépendant. TAZI et collab. [2018]	52
2.7 Modélisation de la dépendance dans un SME à l'aide de l'UGF	56
2.7.1 La dépendance liée à la performance	56
2.7.2 La dépendance liée à la propagation de défaillance - PF	58
2.7.3 Application 1	60
2.7.4 Exemple d'application 2	62

2.8 Amélioration de la politique de maintenance d'un SME en prenant en compte la dépendance et la dégradation de ses composants	65
2.8.1 État de l'art des modèles de maintenance d'un SME	66
2.8.2 Etat de l'art des modèles de maintenance d'un SME dépendant	67
2.8.3 Modèle de maintenance proposé	72
2.8.4 L'utilisation des mesures d'importance pour évaluer les seuils de maintenance d'un SME	81
2.9 Conclusion	84
2.10 Références	85

Le présent chapitre a fait l'objet des publications suivantes (**mise à jour le 01-01-2019**) :

— **Articles de journal**

- Article "Using a hybrid cost-FMEA analysis for wind turbine reliability analysis", paru dans le journal "*Energies*" **TAZI et collab. [2017b]**.
- Article "Wear Analysis of Wind Turbine Bearings", paru dans le journal "*International Journal of Renewable Energy Research*" **NACEF et collab. [2017]**.
- Article " How combined performance and propagation of failure dependencies affect the reliability of a MSS", paru dans le journal "*Reliability Engineering & System Safety*" **TAZI et collab. [2018]**.

— **Communications orales dans des conférences internationales**

- Conférence internationale "5th International Conference on Renewable Energy Research and Applications – ICRERA 2016. Birmingham" **TAZI et collab. [2016]**.
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal (ESPR).
- Conférence internationale " 5th International Conference on Power Science and Engineering - ICPSE 2016. Venice" **TAZI et collab. [2017a]**.
 - Meilleure présentation orale. Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal (JOCET).
- Conférence internationale " 10th International Conference on Mathematical Methods in Reliability - MMR 2017. Grenoble".
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal (ASMBI, article non soumis).
- Conférence internationale "7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications – ICRERA 2018. Paris"

2.1 Sur la nécessité d'évaluer la performance technique des systèmes éoliens : contexte et enjeux multiples

Pour ne citer que l'éolien en France, ce dernier alimente la consommation nationale en électricité à hauteur de 4% (données 2016-2017) correspondant à l'alimentation de plus de 6 millions de foyers en métropole, la France compte plus de 1325 installations et parcs éoliens en exploitation. L'investissement dans l'éolien a injecté plus de 1,5 milliards d'euros depuis 2002 et a généré depuis plus de 12520 emplois (données tableau de bord [Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Énergie \(MEDDE\)](#) et [France Énergie Éolienne \(FEE\)](#)). De plus, la région Grand-Est est la première région éolienne en France avec plus de 2500 MW installés. Ces parcs éoliens sont principalement concentrés dans l'ancienne région CA. L'éolien permet aussi de produire de l'électricité localement pour combler les besoins de la population avoisinante.

Cependant, malgré le fait que les technologies éoliennes sont des technologies récentes et basées sur des composants automobiles, énergétiques et aérodynamiques déjà matures technologiquement, leurs utilisations pour l'éolien représentent un défi vis-à-vis de leur performance technologique. En effet, les composants se dégradent rapidement **TAVNER et collab. [2010]** au cours de leurs durées de vie, et leur maintenance n'est pas tout à fait optimisée. L'une des principales causes est le fait que l'éolien subit des contraintes externes liées à la variabilité de la vitesse et de la direction du vent, et internes liées aux interdépendances entre les composants éoliens qui influencent leurs performances. Tout ceci a pour effet d'augmenter le coût de production de l'électricité éolienne et augmenter aussi les temps d'indisponibilité.

A travers ce chapitre, allons développer et mettre en oeuvre une méthodologie d'évaluation de la fiabilité, disponibilité et maintenabilité d'une éolienne (seule ou dans un parc éolien). Cette étude prendra en compte aussi bien l'aspect aérologique qu'économique lié à la maintenance des composants éoliens.

Des modèles existants d'évaluation de la performance des systèmes éoliens vont être présentés, et des nouveaux modèles intégrant l'influence du vent et de la demande du client proposés. Des investigations sur les interdépendances au sein d'un système éolien seront menées afin que ces dernières puissent intégrer un modèle d'évaluation de la performance. Par conséquent, les modèles traditionnels de la maintenance des systèmes éoliens doivent être modifiés afin qu'ils puissent intégrer ces nouveaux paramètres de dépendance et de dégradation.

Clés de lecture et définitions

Un schéma regroupant les principales étapes de ce chapitre est présentée dans la figure 2.1.

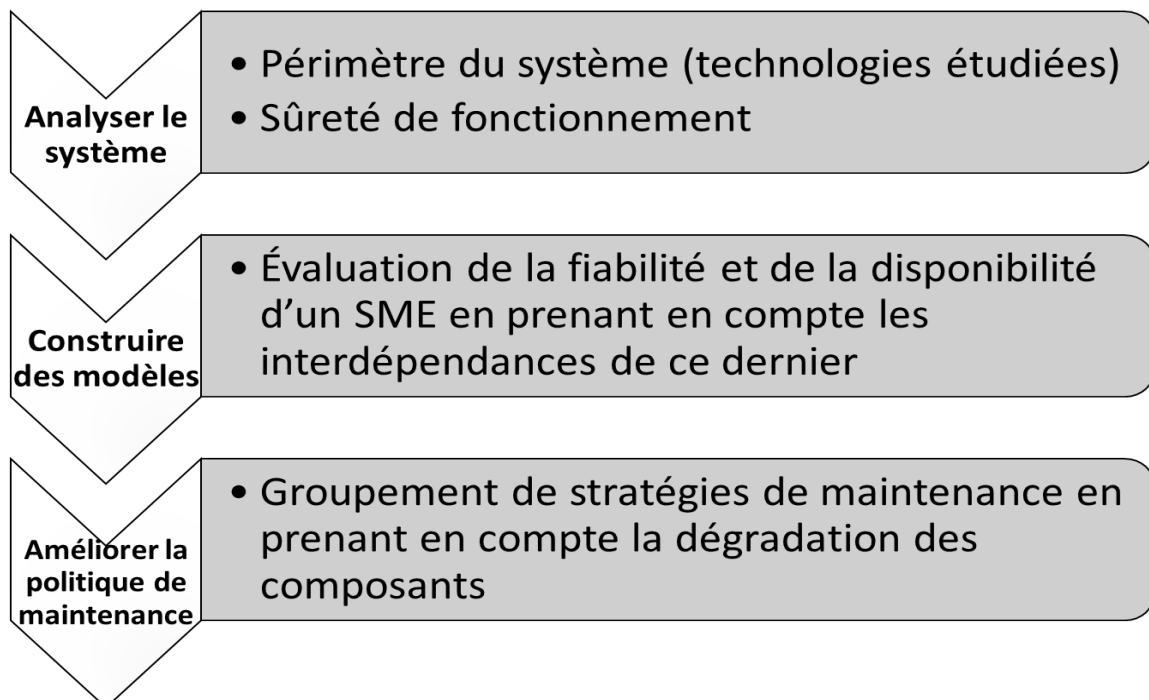


FIGURE 2.1 – Clé de lecture du premier chapitre

Ainsi, pour développer la logique de cette partie, nous allons d'abord Analyser le système éolien et présenter dans la section § 2.2 les différentes technologies éoliennes ainsi que les choix que nous avons considérés pour développer un système éolien générique à tous les parcs éoliens existants dans la région CA. Nous allons ensuite développer une analyse système de ce modèle type dans § 2.3 et une analyse de sûreté de fonctionnement dans § 2.3.3. Dans une seconde étape, nous allons construire des modèles d'évaluation de fiabilité et de disponibilité à partir de la section 2.4. Ensuite, nous allons introduire notre modèle d'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité dans la section 2.6. Au final, ce modèle sera mis en oeuvre dans une politique de maintenance afin de l'améliorer, tout en prenant en compte les dépendances et dégradations des composants éoliens. L'évaluation des paramètres de cette stratégie de maintenance est basée sur le calcul de **Mesure d'Importance (MI)**. Cette section est présentée dans § 2.8. Les modèles présentés dans ce chapitre ont fait l'objet de publications dans des journaux et des conférences internationales. Les différents concepts étudiés dans ce chapitre sont :

- Sûreté de fonctionnement : c'est une riche palette de méthodes et de concepts au service de

la maîtrise des risques [MORTUREUX \[2005\]](#).

- Performance technologique : indicateurs de performance d'un système (fiabilité, disponibilité, maintenabilité, taux de défaillance...).
- Fiabilité : c'est l'aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise dans des conditions données pendant un temps donnée (NF EN 13306).
- Disponibilité : c'est l'aptitude d'un bien à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou durant un intervalle de temps donné (NF EN 13306).
- Maintenabilité : c'est l'aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie, dans les conditions données d'utilisations sur un intervalle de temps donné, dans un état où elle peut accomplir une fonction requise (NF X 60-500).
- Système multi-états [SME](#) : représente tout système dont la performance peut se caractériser par plusieurs états (plusieurs états de production, fiabilité, disponibilité, dégradation...).
- Transformée en Z "[z-transform](#)" : c'est un outil mathématique de l'automatique et du traitement du signal, qui est l'équivalent discret de la transformée de Laplace.
- [AMDEC](#) : Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité. C'est un outil utilisé dans la démarche qualité et dans le cadre de la sûreté de fonctionnement.
- [Réseaux de Petri \(RdP\)](#) : c'est un outil de modélisation, simulation et analyse des systèmes complexes utilisé en sûreté de fonctionnement. Il a été introduit par [PETRI \[1962\]](#).
- Mesure d'importance [MI](#) : méthode utilisée pour quantifier la contribution d'un élément dans la mesure de performance d'un système (fiabilité, maintenabilité, disponibilité, défaillance...).

2.2 Généralités

La fonction principale d'une éolienne est de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ceci est possible en permettant à l'énergie du vent de faire tourner un rotor, cette force du vent est alors transformée en énergie mécanique. Ce rotor, connecté à un arbre puis à une boîte de vitesse (transformation d'un mouvement de rotation en mouvement linéaire), est connecté à un générateur qui transforme cette force mécanique en énergie électrique. Après régulation, cette énergie électrique est injectée dans le réseau électrique régional ou national. D'autres éoliennes produisent de l'énergie électrique pour n'alimenter que le bâtiment ou la structure avec lesquelles elles sont connectées, on parle alors d'autoconsommation énergétique.

Le système éolien ici fera référence à une éolienne (ou aérogénérateur), ce dernier étant le composant de base de tout parc éolien.

Un système éolien est plus complexe qu'il n'y paraît au premier abord. L'essor de l'industrie éolienne a permis le développement rapide de la technologie éolienne. Cependant, l'une des principales motivations dans ce développement est de pouvoir atteindre un haut niveau de fiabilité et de disponibilité des systèmes éoliens. En addition à cette complexité, on remarque que chaque constructeur a littéralement choisi son propre design du système éolien [RIBRANT \[2006\]](#). Cependant, certains sous-systèmes sont typiques pour cette industrie, comme le principe de base de génération d'électricité reste le même :

« Un développement remarquable a été constaté dans l'industrie éolienne depuis la commercialisation des éoliennes tri-pales depuis les années 80. Cependant, l'architecture de base de génération d'électricité reste inchangée[...]. La plupart des éoliennes ont un rotor externe et sont connectées à un système d'orientation qui change la direction de l'éolienne en continu en fonction de la direction du vent. » [EWEA \[2018 \(accessed April 15, 2017\)\]](#).

2.3 Analyse système

2.3.1 Choix des composants

La sélection des composants et sous-systèmes du système éolien s'effectue en fonction de l'utilité du composant ainsi que les données disponibles à partir des rapports de pannes des parcs éoliens et de la littérature. Le choix de chaque composant faisant partie de la structure standard dépend de ce fait de sa fonction et des informations disponibles sur ce dernier :

Choix basé sur la fonction

Quand on décrit un système éolien, il est utile de définir sa fonction principale en divisant le système en différentes séries de composants avec différentes fonctions (exemple : tour, rotor, multiplicateur/ *BV*,...). Chaque composant est fabriqué séparément et est facile à remplacer si on le considère comme module ou sous-système du grand système éolien. De ce fait, il est pratique de les considérer comme des sous-systèmes séparés (indépendants) du système éolien.

Choix basé sur l'information

Le second critère pour choisir si un composant fait partie de la composition standard du système éolien est la disponibilité d'informations relatives à ce dernier. Dans le milieu industriel, il est inconfortable d'avoir des rapports de pannes ou des dossiers machines de granularité complexe (du carter d'un composant jusqu'aux vis). Les composants sont généralement groupés sur la base de leur fonction, la disponibilité de l'information peut donc influencer cette granularité.

2.3.2 Les composants d'une éolienne

Les noms des composants sont standards et sont présents dans tous les designs récents des éoliennes industrielles. La figure suivante (Figure 2.2) montre les composants standards d'une éolienne générique, leurs terminologies s'appliquent à celles trouvées dans l'industrie éolienne ainsi que tous les systèmes éoliens répertoriés dans la région Grand-Est, et plus précisément dans la CA. Plusieurs références connues ainsi que des projets internationaux regroupant les constructeurs principaux des systèmes éoliens *BI et collab.*; *HOLMSTRØM et BARBERIS NEGRA [2018]*; *RAPIN [2014]*; *RIBRANT [2006]*; *RIBRANT et BERTLING [2007]*; *SHAFIEE et DINMOHAMMADI [2014]*; *TAVNER et collab. [2010]*; *TEAM [2003 (accessed April 15, 2017, 2011 (accessed April 15, 2017)]* ont aussi validé ce modèle.

Pales

La première étape de production d'énergie se déroule au niveau du rotor. Avant de décrire son fonctionnement et ses performances, il faut d'abord s'attacher à définir ses organes de base, les pales. L'évolution de ces dernières a aussi accompagné celles des machines, de la conception d'après-guerre jusqu'à présent, les chercheurs n'ont cessé d'innover pour augmenter les performances des pales. Rapin et Noël dans *RAPIN [2014]* ont retracé l'histoire du développement de la pale du premier concept danois en 1941 jusqu'aux concepts récents. La dimension et le poids des pales aussi n'ont cessé d'augmenter pour suivre la puissance des éoliennes; les plus grands prototypes ou machines actuels présentent des diamètres de plus de 50 m pour plus de 6 tonnes par pale. Cette tendance a pour objectif d'obtenir un meilleur rendement des machines et de « brasser » la plus grande surface possible du vent. Les matériaux aussi ont évolué en fonction du temps. Du bois au composite, la pale a évolué (tableau 2.1) pour coupler à la fois légèreté et performance, *RAPIN [2014]* ont présenté un tableau regroupant les différents concepts des pales existants ainsi que leur composition.

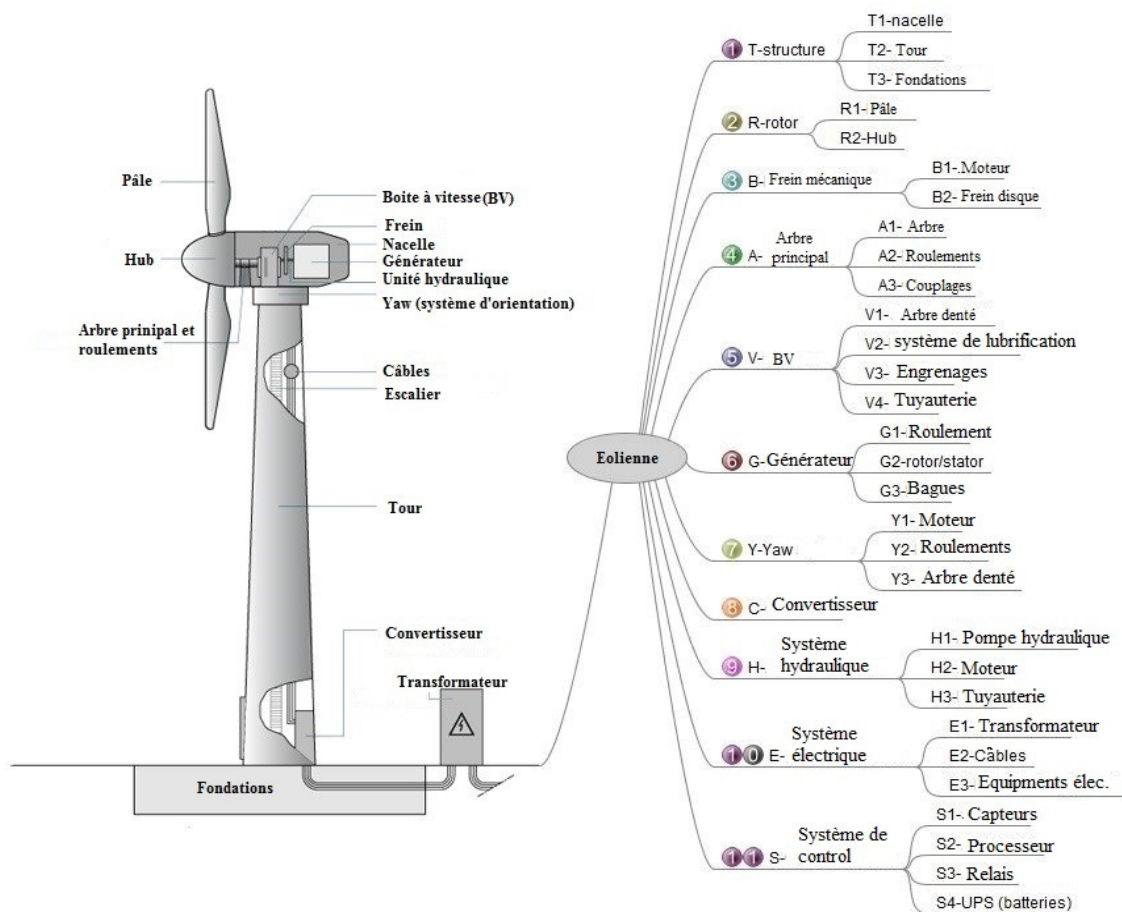


FIGURE 2.2 – Vue d'ensemble d'un système éolien.

TABEAU 2.1 – Exemple de caractéristiques de pale

Machine (mise en service)	Diamètre (m)	Architecture	Puissance nominales (kW)	Conception pale
Gedser – 1957 – DK	24	Tripale Up-wind	200	Longeron métallique, nervures en bois et revêtement aluminium
Nibe A – 1979 – DK	40	Tripale Up-wind	630	Longeron D-spar métallique / GFRP par enroulement filamentaire et revêtement GFRP
Vestas V39 – 1991	39	Tripale Up-wind	500	GFRE
Tacke 600 – 1995	43	Tripale Up-wind	600	GF/GFRE (pales ATV)

Malgré le développement de la conception des pales, certains problèmes restent toujours présents. Les éoliennes étant installées sur une surface dégagée et exposée directement aux aléas de l'environnement, elles présentent les problèmes suivants :

1. Le problème de la foudre :

Le foudroiement représente l'une des principales causes d'incident (environ 30%). La pale étant la partie la plus haute, c'est souvent elle qui est touchée en premier. Les technologies récentes des pales implantent dès la fabrication de ces dernières des récepteurs en extrémité connecté à un chemin de conduite de la foudre. Cependant, ce dispositif ne s'avère pas toujours suffisant. Le problème s'est même accentué depuis que l'on utilise de la fibre de carbone, en raison de la forte conductivité électrique de ce matériau. Un moyen de protection supplémentaire serait donc nécessaire pour protéger les pales contre les impacts de foudre. De nos jours, des constructeurs proposent des améliorations des matériaux constituant de la pale afin d'augmenter sa résistivité aux impacts de foudre.

2. Le problème du givrage :

On distingue parmi les phénomènes redoutés suite au givrage des pales [RAPIN \[2014\]](#) :

- Le givre qui modifie la forme du profil de la pale et dégrade ses caractéristiques aérodynamiques;
- Le dépôt du givre rajoute de la masse sur les pales, ce qui peut poser un problème de déséquilibre dynamique et créer un balourd. En effet, il est tenu compte dans les calculs de conception définis par la norme (IEC-61400) le dépôt ou le rajout de masse sur la pale, mais le dépôt du givre sur les systèmes éoliens n'est pas forcément réparti de manière homogène sur le composant;
- Les risques de projection de morceaux de glace aux alentours ne sont pas à exclure. On a en effet enregistré plusieurs incidents suite aux projections de morceaux et qui peuvent toucher la population ou le bétail rodant à côté des éoliennes.

Il faut donc munir chaque pale d'un dispositif de dégivrage, comme on peut en trouver sur les structures aéronautiques. Cependant, ce procédé (implantation de résistances chauffantes tout au long de la pale) est coûteux en terme d'investissement et de consommation d'énergie. Des recherches sont toujours en cours pour trouver le meilleur moyen de dégivrage pour les pales des éoliennes.

1. Surveillance des pales :

Chaque partie du système éolien est munie de différents capteurs assurant sa surveillance. Les pales aussi ont un réseau de capteurs qui sont généralement situés en pied de pale pour enregistrer les niveaux de vibration. Ces capteurs sont importants afin de détecter tout comportement anormal au niveau des pales et actionner par conséquent le frein d'urgence. D'autres aléas sont aussi surveillés, tels que la résistance à l'abrasion (poussières, pluie, sable, grêle) ou la corrosion chimique (embruns maritimes, UV).

Rotor

Le rotor est une structure tournante soumise à la sollicitation du vent. Elle est connectée d'un côté aux pales, et à l'arbre principal d'un autre côté. C'est une structure intermédiaire pour transmettre le mouvement vers les composants de la nacelle (voir Figure 2.2). Ce composant est à l'arrêt pour de faibles vitesses de vent (en général < 5 m/s). Pour démarrer le rotor, il faut donc soit utiliser une énergie externe (connexion au réseau) pour le mettre en rotation, soit générer un couple de rotation à l'aide du profil aérodynamique au cas où le système serait autonome.

Avec la mise en rotation du rotor, le couple moteur va être généré par l'une des sections de la pale (sections pied ou sections intermédiaires). Si le vent augmente en intensité ou devient nominal (vitesse donnée par le constructeur), pour lequel le système éolien atteint sa puissance nominale,

les sections d'extrémité des pales sont les seuls à fournir le couple moteur. La figure suivante (2.3) montre le développement de la puissance générée en fonction de l'intensité du vent.

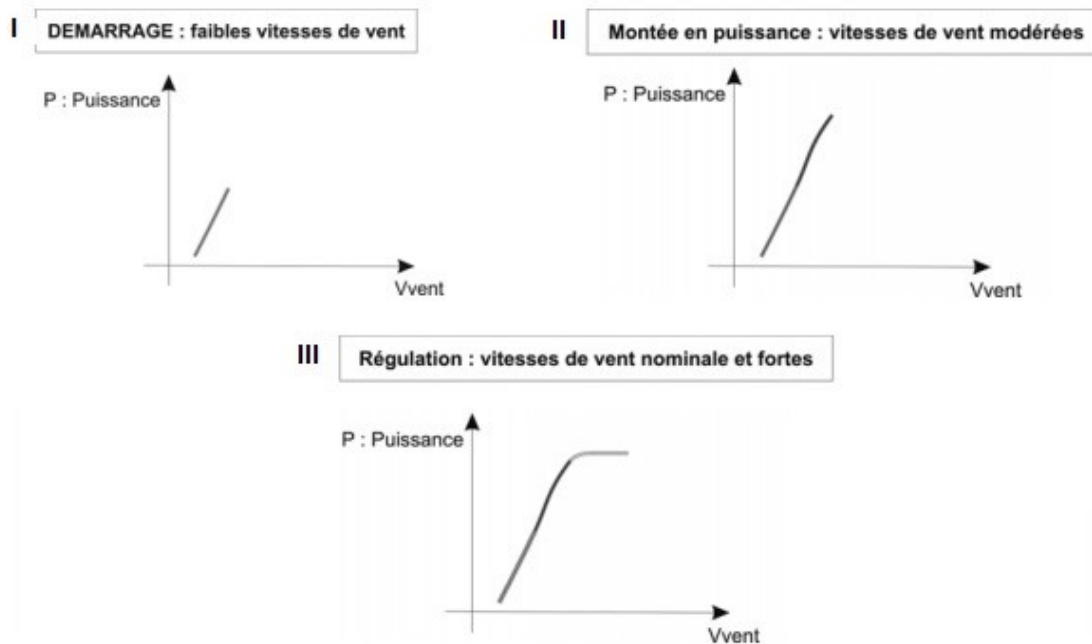


FIGURE 2.3 – Fonctionnement du système éolien sous différents régimes de vent.

Régulation

Au-delà de la vitesse nominale du fonctionnement et ce, jusqu'à la vitesse d'arrêt du rotor (préconisée à 25 m/s), le rotor devrait être régulé afin d'éviter tout emballement. Deux familles d'éoliennes se disputent le marché du grand éolien : celle à système de régulation par décrochage et celle par contrôle de pas.

— Machines régulées par décrochage

Ces machines sont les premières à être présentes dans le marché depuis l'essor de l'industrie éolienne. Elles sont répandues du fait de leur simplicité. On utilise les caractéristiques naturelles du décrochage des profils utilisés pour limiter la production du couple. En effet, avec l'augmentation de l'intensité du vent, les incidences augmentent sur l'ensemble de la pale. Lorsque l'on dépasse la vitesse nominale du vent, les sections situées en extrémité décrochent progressivement à leur tour et réduisent ainsi l'efficacité du rotor et le couple moteur produit. C'est donc un moyen de régulation passif : les pales sont fixes et assurent le fonctionnement du rotor sur toute la plage de vitesse de vent.

— Machines régulées par calage de pas (Pitch)

Ces machines représentent dorénavant la quasi-totalité du grand éolien (plus de 1 MW) dans le monde. Le moyen de régulation est cette fois actif : la pale peut être orientée dans son ensemble en rotation autour de l'axe dit « de pas ». Lors de la phase de démarrage, on opère une rotation pour caler les sections pied de pale aux bonnes incidences pour avoir une production nominale. Ainsi de suite, quand la vitesse de vent augmente, le calage diminue pour amener progressivement les sections en extrémité au calage idéal (Voir Figure 2.3).

L'avantage de ce moyen de régulation est que la pale est moins vrillée, il permet aussi de maintenir une puissance constante jusqu'à la vitesse de l'arrêt du rotor. Cependant, ce moyen de contrôle de

pale nécessite de mettre en place un dispositif de mise en rotation de pales ainsi qu'un système de pilotage et de surveillance de fonctionnement, ce qui engendre des frais d'investissement importants.

- Machines régulées par combinaison "active Stall"

Ces machines commencent à se développer et combinent les deux derniers moyens de régulation.

Freinage de sécurité

Quel que soit le moyen de régulation choisi, il est nécessaire de munir le système éolien d'un frein mécanique (disque frein) sur l'arbre principal qui sera activé en complémentaire ou en cas d'urgence pour arrêter l'éolienne (dispositif pour bloquer l'arbre en cas de vents violents ou arrêter l'arbre en cas de dysfonctionnement interne). La norme exige de fait deux moyens d'arrêt indépendants. Ce frein devrait pouvoir être activé automatiquement ou manuellement par un opérateur.

Nacelle

Le rotor d'un système éolien est connecté à la nacelle, qui regroupe à son tour les composants mécaniques, électriques et de contrôles nécessaires pour transformer l'énergie mécanique en énergie électrique. On distingue les éléments principaux suivants :

Éléments mécaniques

Le mouvement en rotation du rotor est transmis à l'intérieur de la nacelle à :

- *L'arbre principal* qui transmet le mouvement au multiplicateur (boîte à vitesse). Cet arbre est généralement en fonte afin qu'il puisse résister aux sollicitations. Il est aussi muni de capteurs afin de contrôler ses vibrations. En effet, ces dernières endommagent généralement le couplage et les roulements des extrémités (Moyeu & multiplicateur) et peuvent par conséquent endommager les arbres dentés de la boîte à vitesse.
- *Le multiplicateur* qui régule la vitesse de rotation d'entrée du générateur. Ce composant est aussi présent dans d'autres industries (automobile, ferroviaire,...), sa durée de vie est de l'ordre de 20 ans pour un système éolien. Cependant, suite aux sollicitations qu'il subit, il n'atteint que rarement sa limite et est changé bien avant. Ce composant est considéré parmi les plus critiques dans le système éolien.

Il existe d'autres technologies du grand éolien où l'on se passe de ce composant, ces éoliennes sont dites « Gearless ». Leur particularité est que le rotor est directement connecté au générateur via l'arbre principal.

Éléments électriques

Le multiplicateur transfère l'énergie mécanique dans le générateur pour générer l'énergie électrique. Cette énergie passe ensuite dans un système électrique pour la réguler avant de l'injecter dans le réseau interne du parc éolien.

- *Les générateurs* : Il existe dans le marché plusieurs types de générateurs. On distingue principalement les générateurs à bobines et celles à aimants permanents. La puissance produite par un générateur dépend du diamètre et de la longueur des fils utilisés dans l'induit, de la force du champ magnétique et de la vitesse de déplacement entre les deux. L'augmentation de l'un de ces paramètres accroît le potentiel de production du générateur [GIPE \[2004\]](#). Se référer à [RAPIN \[2014\]](#) pour plus d'informations sur les générateurs, leurs types ainsi que leurs fonctionnements.

Systeme de contrôle

Ce système regroupe l'ensemble constitué du transformateur, des convertisseurs et des capteurs répartis dans l'éolienne, le système de refroidissement ainsi que les dispositifs de freinage ou d'arrêt d'urgence en cas de défaillance.

A l'extérieur de la nacelle, le système éolien est doté de station météo qui émet des signaux reçus par le système de contrôle pour démarrer / réguler / arrêter la production de l'éolienne suivant la vitesse du vent. Ce système est aussi doté de parafoudre ainsi qu'un feu d'obstacles. La nacelle elle-même est généralement fabriquée en aluminium ou en matériaux composites.

Afin que la production d'énergie soit optimale, les éoliennes sont dotées d'un système d'orientation situé entre la nacelle et la tour. Ce système est connecté à l'anémomètre via le système de contrôle et sert à orienter l'éolienne dans la direction du vent la plus optimale.

Structure

La structure de l'éolienne sert à tenir le système rotor/nacelle. La tour peut être en béton précontraint ou en métal. De nos jours, la tour/mât est de type tubulaire. L'installation d'un mât requiert généralement l'utilisation d'une grue. La tour est fixée à la nacelle d'un côté et aux fondations de l'autre côté. Ces fondations sont constituées essentiellement de ferrailage (en moyenne 30 tonnes d'acier pour une éolienne de 2 MW), ainsi que de béton (en moyenne 700 tonnes de béton pour une éolienne 2 MW). Les fondations peuvent être en virole ou avec cage d'ancrage selon le type de connexion avec l'éolienne. Ces travaux sont précédés de terrassement du terrain ainsi que des travaux de passage de câbles pour une interconnexion dans le réseau du parc éolien ainsi qu'avec le réseau régional. D'autres travaux sont nécessaires pour l'éolien offshore suivant sa structure de mise en place (éolien flottant, monopile, tripode, jacket...)

Cette analyse système est suivie par une analyse de sûreté de fonctionnement. La prochaine section présente cette analyse à travers l'approche AMDEC. Une analyse fonctionnelle des composants du système éolien sera intégrée dans l'AMDE.

2.3.3 Analyse de sûreté de fonctionnement

L'étude de prévention de risque est réalisée pour chaque système, elle permet de mettre en évidence les différents risques ou défaillances qui peuvent se produire pendant sa durée de vie. L'analyse de risque n'est pas une discipline à proprement parler, mais plus une activité de l'ingénieur qui s'efforce d'évaluer le risque [UBP \[2016 \(accessed April 15, 2017\)\]](#). Plusieurs approches sont utilisées pour évaluer les risques industriels. Zwingelstein dans [ZWINGELSTEIN \[1995\]](#) a groupé ces approches en deux grandes familles : les méthodes internes et les méthodes externes d'analyse de risque.

- Les méthodes internes se basent sur la maîtrise du fonctionnement du système étudié afin de prévoir son comportement et évaluer ainsi les risques. Suivant cette approche, le système peut être représenté sous la forme de modèle physique ou mathématique, et peut être appuyé par une simulation numérique. Il peut aussi être adapté à une modélisation fonctionnelle (et dysfonctionnelle) par la sûreté de fonctionnement.
- Les méthodes externes s'appliquent lorsque l'on ne peut modéliser le système de manière précise compte tenu de sa complexité ou de son coût. Dans ce cas, des méthodes basées sur l'analyse statistique ou sur l'expertise sont utilisées. Dans certains domaines, par exemple en génie civil, où un nombre réduit d'ouvrages ne permet pas de réaliser un modèle de comportement, l'expertise est le seul moyen pour l'évaluation de ce système.

Dans notre cas, où le système éolien est un système industriel mûr, on a utilisé la méthode d'analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leur criticité (AMDEC). L'objectif est d'identifier les effets des modes de défaillance des composants sur le système éolien en prenant en compte son environnement interne et externe. Il faut aussi préciser que notre analyse de risque est plus

basée sur les aspects de fiabilité, disponibilité et de maintenance. Une analyse de sécurité des composants éoliens n'a pas été prise en compte dans cette thèse.

Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité (AMDEC)

L'AMDE ou l'AMDEC (C pour criticité) a été mise au point dans les années 1960, pour les domaines de l'armement nucléaire et de l'aéronautique [UBP \[2016 \(accessed April 15, 2017\)\]](#). Cette méthode s'est peu à peu imposée dans les domaines industriels tels que l'industrie automobile et les technologies de pointe. C'est actuellement une des méthodes d'analyse des risques la plus universellement utilisée dans l'industrie. L'AMDEC est une méthode qualitative et inductive qui est normalisée par l'AFNOR (X 60-150), par l'IEC 60812 et par la MIL-STD-1629A.

Cette méthode a été largement utilisée pour des composants éoliens [ARABIAN-HOSEYNABADI et collab. \[2010\]](#); [SHAFIEE et DINMOHAMMADI \[2014\]](#); [SHENG et VEERS \[2011\]](#); [TAVNER et collab. \[2010\]](#); [TCHAKOUA et collab. \[2014\]](#). Notre approche du système éolien est plus globale et regroupe tous les composants d'une éolienne ainsi que certains composants de parcs éoliens. Elle permet aussi de déterminer la propagation de défaillance dans le sous-système éolien ou dans l'éolienne complète. Ceci va permettre entre autres de déterminer les dépendances entre les composants du système éolien. Le plan de travail de notre méthode est défini par les étapes suivantes :

- Sous-système : définir le nom du sous-système
- Composant : définir le nom du composant faisant partie du sous-système. Définir aussi sa fonction
- Mode de défaillance : définir les modes de défaillance possibles pour ce composant
- Cause de défaillance : définir les causes possibles pouvant générer ce mode de défaillance
- Conséquence de défaillance : définir les conséquences possibles de cette défaillance sur le composant et sur le sous-système. Ceci permet entre autres de déterminer les possibles interdépendances entre les composants d'un système éolien
- Taux de défaillance suivant les différentes bases de données : se référer aux bases de données présentées par la suite pour déterminer le taux de défaillance de ce composant
- Effet de la défaillance sur le système : définir les conséquences possibles de cette défaillance sur le système éolien. Ceci permet de compléter la liste des interdépendances entre les composants du système.
- Méthode de détection de la défaillance : lister les outils et moyens disponibles pour permettre de détecter la défaillance de ce composant.

Le lecteur est invité à se référer à [MONCHY et VERNIER \[2012\]](#); [UBP \[2016 \(accessed April 15, 2017\)\]](#) pour plus d'informations sur cette méthode.

Données pour l'AMDEC éolien

Afin de préparer notre AMDEC éolien, les données de [ARABIAN-HOSEYNABADI et collab. \[2010\]](#); [SHAFIEE et DINMOHAMMADI \[2014\]](#) ont été extraites pour actualiser le taux de défaillances des composants éoliens. D'autres données ont été extraites à partir d'autres bases de données de parcs éoliens telles que :

- Base de données « Windstats », regroupant 7000 éoliennes (Allemagne & Danemark) [TEAM \[2003 \(accessed April 15, 2017\)\]](#);
- Base de données « LWK », regroupant 650 éoliennes (Allemagne) ;
- Base de données « WMEP », regroupant 1500 éoliennes (Allemagne) [FAULSTICH et collab. \[2010\]](#);
- Base de données « VPC », regroupant 80 éoliennes (Suède) [VINDKRAFTVERK; AV \[2016\]](#);
- Base de données « VTT », regroupant 150 éoliennes (Finlande) [STENBERG](#);

- Données collectées du bureau « Garrad Hassan » TEAM [2011 (accessed April 15, 2017)], regroupant 14 GW de parcs éoliens.

AMDEC d'une éolienne de 2 MW TAZI et collab. [2017b]

En plus des modes de défaillances et leurs taux respectifs, une étude a été réalisée pour identifier les effets de chaque défaillance sur le sous-système éolien et sur le système complet. Ceci permet de générer toutes les interdépendances possibles entre les composants éoliens. On se basera ensuite sur ces résultats pour explorer les dépendances internes du système éolien et leurs origines.

Une colonne a été ajoutée pour identifier toutes les solutions disponibles pour la détection des défaillances. Ces méthodes peuvent varier de la simple inspection visuelle à l'outil de monitoring & surveillance complet. Cette colonne permet de lister les solutions disponibles. On se basera ensuite sur cette étude (en perspective) pour déterminer si les solutions de détection présentes sont capables de détecter les interdépendances entre les composants du système éolien. Un aperçu sur les taux de défaillances trouvés montre que cet indicateur ne varie pas d'une base de données à une autre, ou d'un parc éolien à un autre. Ceci nous a permis de présenter quelques conclusions sur le comportement défectueux des éoliennes.

La prochaine section présente les composants les plus critiques définis par la méthode AMDEC. La section 2.3.4 présente les défaillances les plus fréquentes dans un système éolien, la section 2.3.5 développe l'évolution du taux de défaillance des composants éoliens. Enfin, la section 2.3.7 développe une étude sur l'évolution de la défaillance dans le multiplicateur des parcs éoliens. Ce dernier étant l'un des composants les plus critiques du système éolien.

2.3.4 TOP 3 des composants les plus critiques dans un système éolien

D'après les bases de données précédentes, les composants les plus critiques dans une éolienne du point de vue temps d'arrêt nécessaire pour les remettre en état sont :

- Multiplicateur (boite à vitesse)
- Système électrique
- Générateur

Des résultats similaires ont été constatés aussi dans d'autres études VINDKRAFTVERK; AV [2016]. Comme on peut aussi le remarquer dans la figure 2.4, le temps d'arrêt regroupé pour chaque système montre la distinction de ces composants les plus critiques, et cela malgré l'évolution dans le temps. Dans cette figure, l'histogramme de gauche correspond aux données collectées entre 2003 et 2007, et celui de droite aux données collectées entre 2008 et 2012.

D'autre part, l'évolution dans le temps de la technologie et des techniques de maintenance ont amélioré la disponibilité des éoliennes, ce qui pourrait justifier la différence globale des temps d'immobilisation des éoliennes entre les deux périodes. Nos entretiens avec les constructeurs et exploitants de la région ont aussi confirmé un investissement en pièces de rechange (PDR) pour diminuer le plus possible le temps d'immobilisation des systèmes éoliens.

2.3.5 Principale cause de défaillance dans un système éolien NACEF et collab. [2017]

L'usure est la cause principale de défaillance détectée par l'AMDEC. Ceci a été validé aussi par un projet précédent FAULSTICH et collab. [2010], la figure 2.5 présente la part de chaque cause de défaillance.

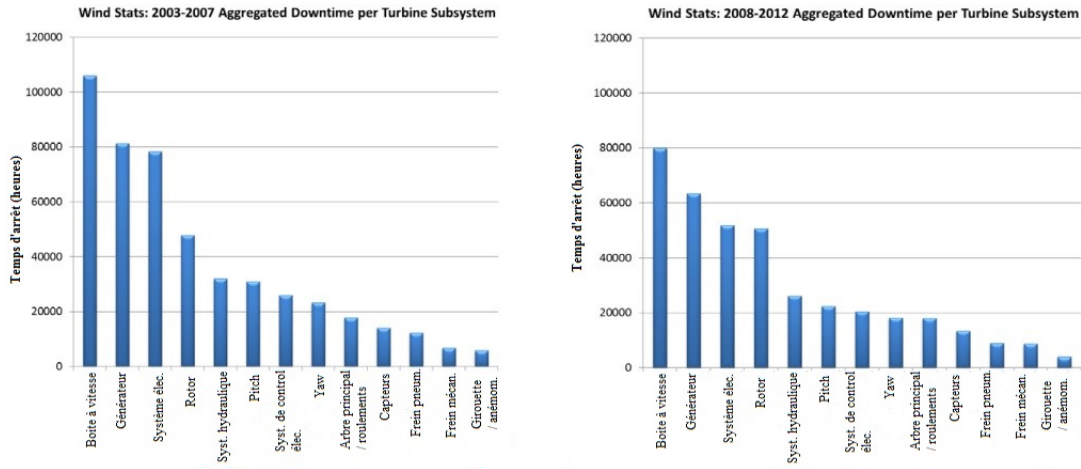


FIGURE 2.4 – temps d'arrêt pour chaque sous-système éolien, figure adaptée depuis WindStats TEAM [2003 (accessed April 15, 2017)].

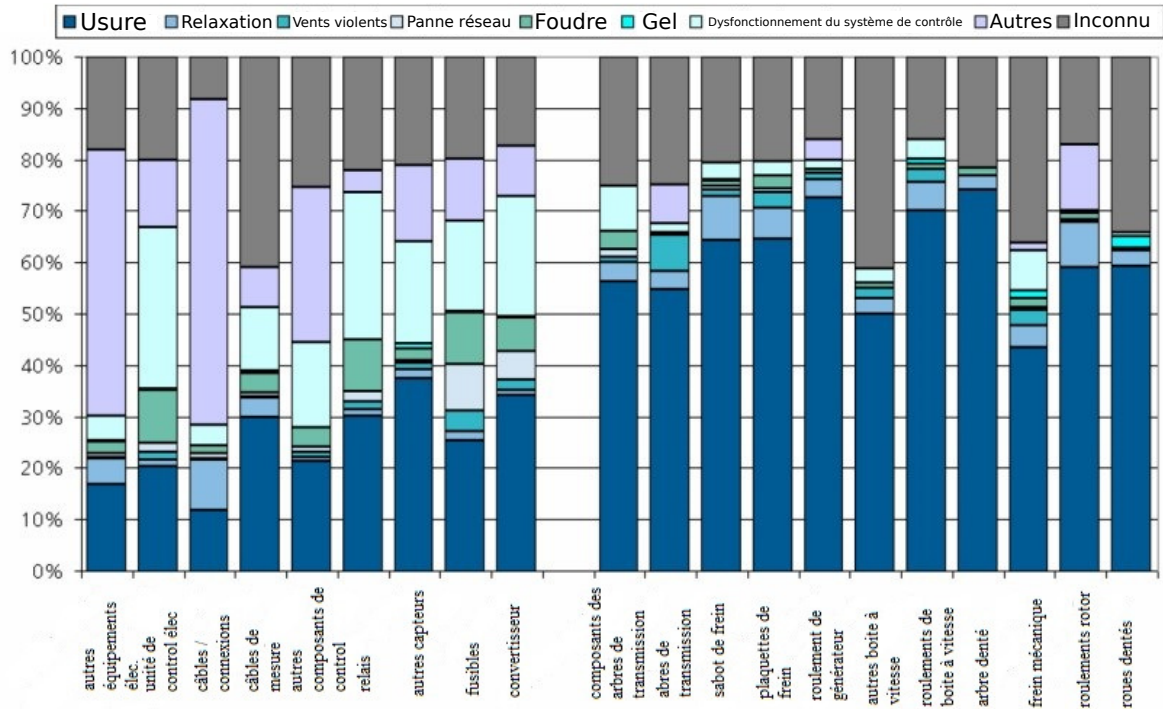


FIGURE 2.5 – Répartition des défaillances constatées, figure adaptée depuis FAULSTICH et collab. [2010]

2.3.6 Taux de défaillance des composants du système éolien

Le taux de défaillance utilisé dans notre AMDEC a été extrait des études [ARABIAN-HOSEYNABADI et collab. \[2010\]](#); [SHAFIEE et DINMOHAMMADI \[2014\]](#), ainsi que d'autres données de parcs éoliens [VINDKRAFTVERK; AV \[2016\]](#); [FAULSTICH et collab. \[2010\]](#); [STENBERG; TEAM \[2003 \(accessed April 15, 2017, 2011 \(accessed April 15, 2017\)\]](#). La contribution du taux de défaillance de chaque composant du système éolien et son influence sur le temps d'arrêt de chaque composant sont présentés dans la figure 2.6. Cette figure montre la variation du temps d'arrêt d'une base de données à une autre. Ceci est expliqué par la différence d'éoliennes d'une base de données à une autre [SHENG et VEERS \[2011\]](#).

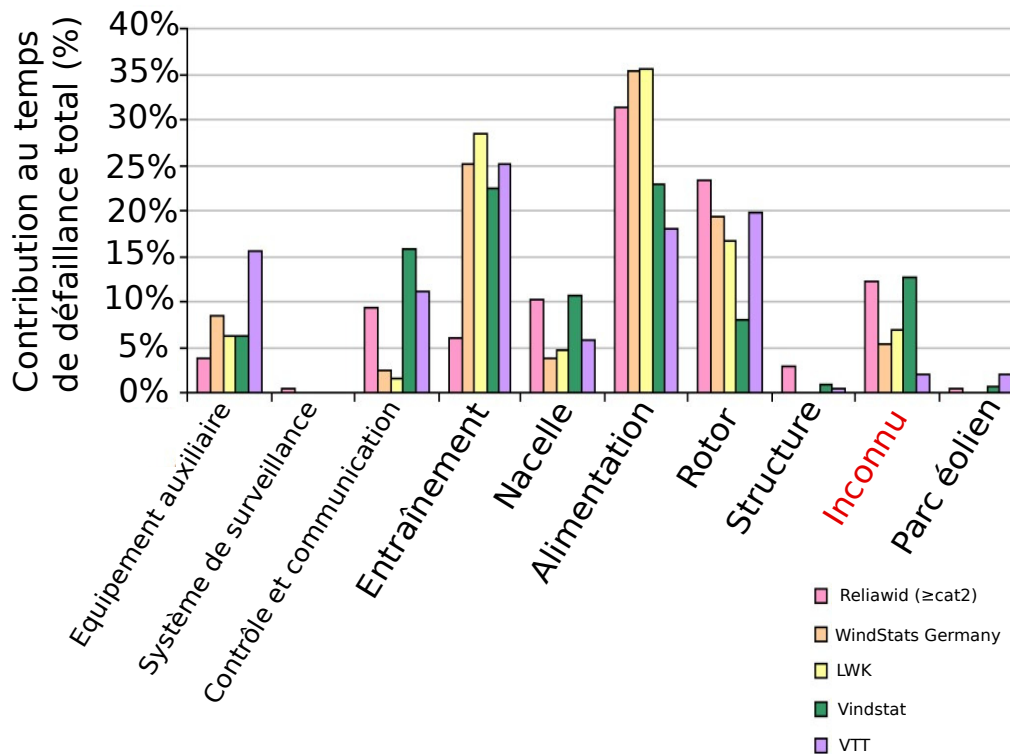


FIGURE 2.6 – Contribution au temps d'arrêt total pour chaque sous-système éolien suivant chaque bases de données traitées, figure adaptée depuis [FAULSTICH et collab. \[2010\]](#)

Un résumé de cette dernière figure est aussi présenté dans la suivante (2.7), où on remarque que 75% des défaillances causent 5% de l'arrêt total du système éolien, alors que 25% des défaillances constatées dans l'éolienne causent 95% de l'arrêt total du système.

Dans le cas où les modèles installés sur les parcs éoliens varient en puissance, la figure suivante (2.8) dresse la fréquence de défaillance des composants éoliens selon la puissance du système éolien.

Par exemple, il existe peu de défaillances causées par le multiplicateur, le générateur et le sous-système Moyeu/Pales, mais quand c'est le cas, le temps d'arrêt généré par ces composants pour les rétablir est important. D'un autre côté, le système électrique, de contrôle et les capteurs tombent souvent en panne, mais leurs temps d'arrêts est minime comparés aux premiers sous-systèmes. Aussi, cette étude nous a montré qu'il y a des conséquences de défaillance d'un composant sur un autre composant ou sur un autre sous-système. Ces conséquences seront regroupés afin de définir les possibles types d'interdépendances entre les composants et qui seront exploités dans la section 2.6. En tout cas, on remarque dès lors comment les vibrations de l'arbre principal influencent la fiabilité des roulements à l'entrée de la boîte à vitesse. Un autre exemple est la possible propagation de feu dans le générateur. Cette propagation peut affecter la boîte à vitesse et les autres

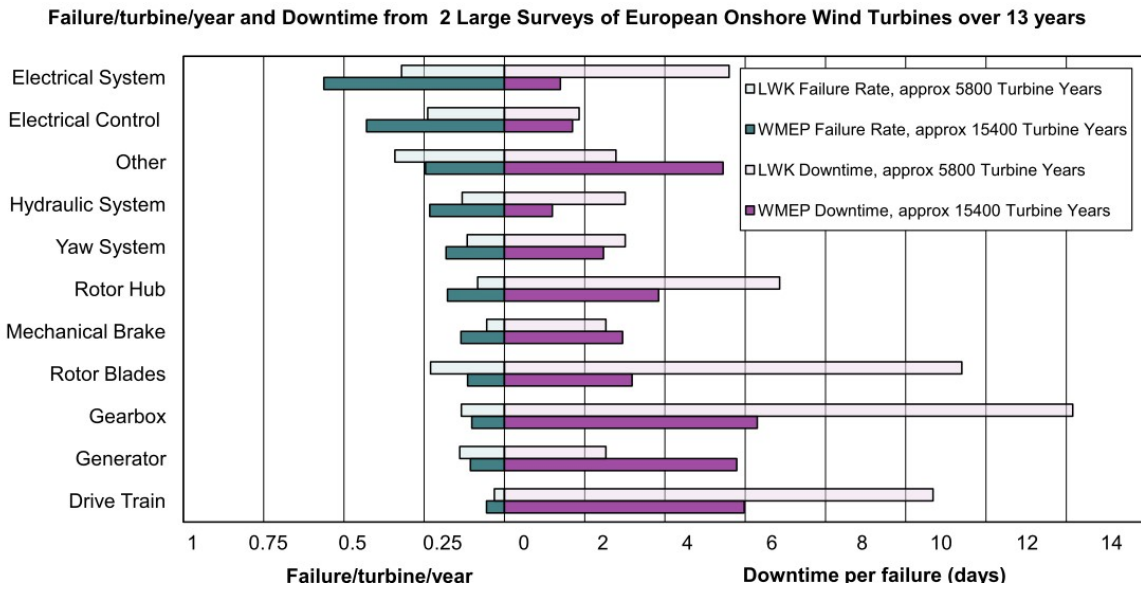


FIGURE 2.7 – Défaillance par éolienne par année et temps d’arrêt issu de deux bases de données d’éoliennes onshore sur 13 ans (LWK & WMEP) FAULSTICH et collab. [2010]

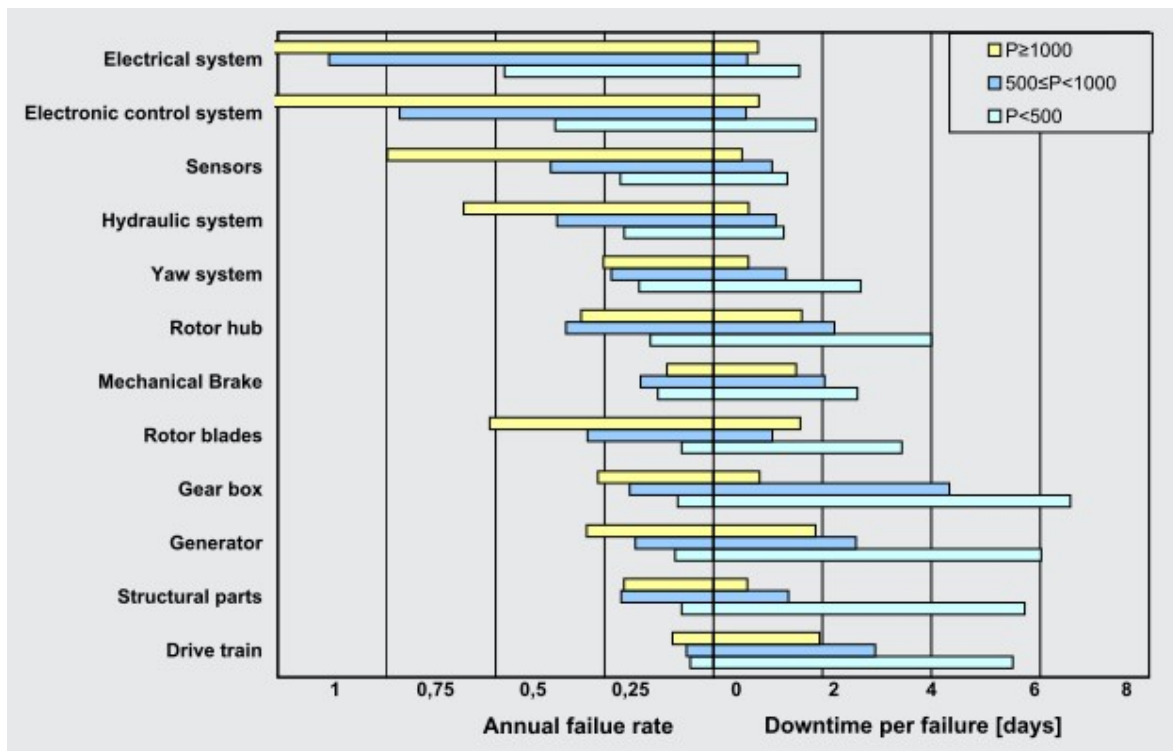


FIGURE 2.8 – Défaillance par puissance d’éolienne par année et temps d’arrêt FAULSTICH et collab. [2010]

composants avoisinants. Il est à noter que pour le moment, aucune éolienne n'est munie d'un équipement de lutte contre les incendies.

2.3.7 Aperçu sur la fiabilité des multiplicateurs

La littérature ainsi que le monde industriel montrent que le multiplicateur (BV) n'arrive pas à atteindre sa durée de vie de conception (20 ans) LANTZ [2013]; TAZI et collab. [2017b]. La défaillance de ce composant critique affecte directement le système éolien de par son positionnement critique entre le système mécanique et le système électrique. L'étude SHENG et VEERS [2011] montre aussi que ce composant subit plusieurs modes de défaillances. Aussi, dans 70% des cas, la défaillance se produit au niveau du palier / roulement. Cette même étude, réalisée sur 289 boîtes à vitesses avec plus de 257 rapports de panne à ce niveau, présente dans la figure 2.9 la répartition des défaillances sur les composants du multiplicateur.

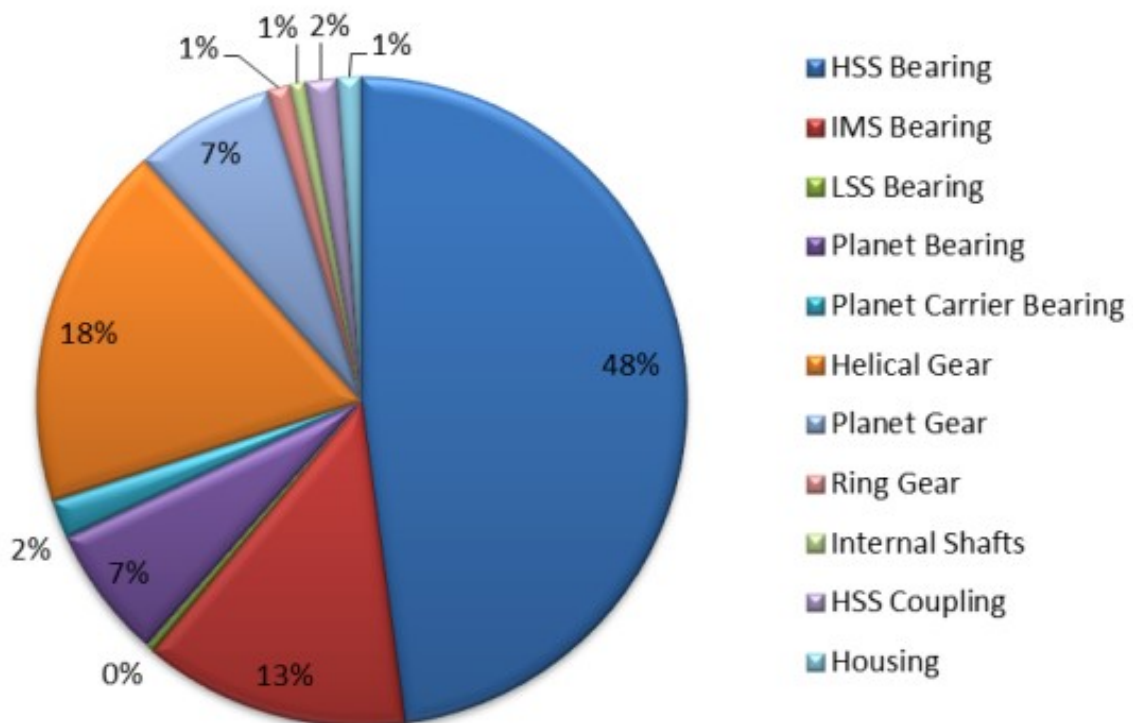


FIGURE 2.9 – Répartition des défaillances des composants de BV SHENG et VEERS [2011]

Lantz dans LANTZ [2013] a aussi remarqué que sa défaillance moyenne sur une durée de fonctionnement de 10 ans peut être estimée, avec un pic de défaillance dans la 4ème, 5ème et 8ème année. Il a aussi suggéré la présence de défaillances interdépendantes au niveau de ce composant. La figure 2.10 montre dans ce sens la possible présence de deux modes de défaillances qui se succèdent avec deux types de distributions différentes. La présence d'une distribution bimodale au niveau de composant reste à prouver, d'autres recherches devraient être réalisées dans ce sens. De plus, les coûts de remplacements de la BV sont très élevés, un coût de 368.000€ à 509.000€ est nécessaire pour remplacer un multiplicateur d'éolienne de 2,1 à 3 MW (des frais additionnels de 16.000 € pour la main d'œuvre et jusqu'à 270.000 € pour la mobilisation d'une grue sont également à prévoir) YANG et collab. [2012].

Afin de minimiser ces défaillances, plusieurs solutions sont proposées pour améliorer le processus de maintenance des systèmes éoliens.

Ces solutions seront présentées dans la section maintenance des éoliennes §2.8.

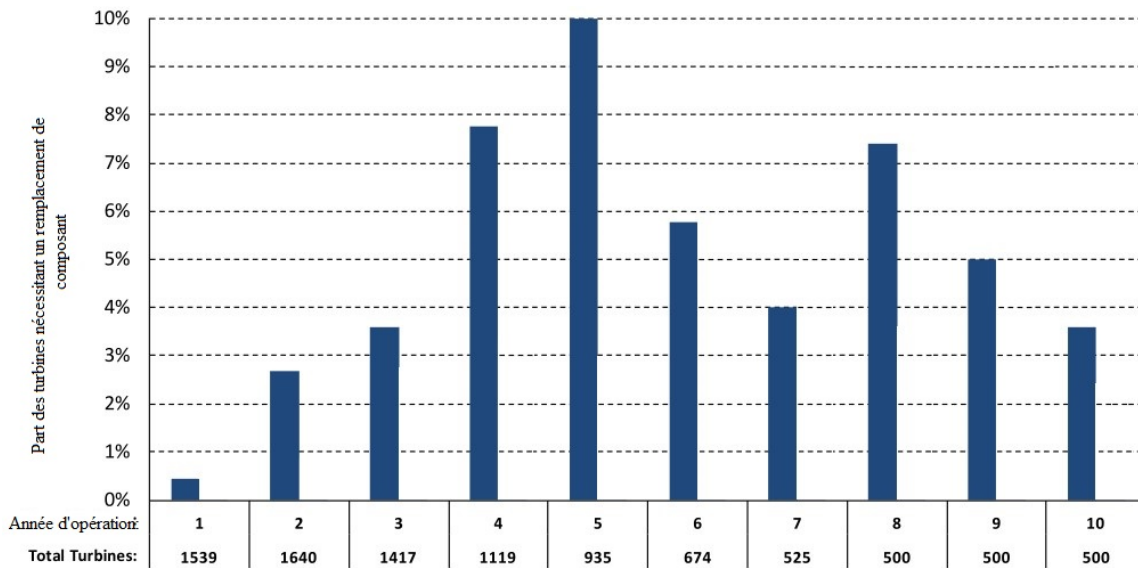


FIGURE 2.10 – Taux de remplacement de la BV, traduit en français depuis LANTZ [2013]

2.4 Fiabilité et disponibilité des éoliennes

Afin d'étudier un système stochastique dont le comportement ne peut être totalement prévisible, on se base sur la théorie de probabilités. Le calcul classique des probabilités concerne des épreuves ou chaque résultat possible est mesuré par un nombre, ce qui conduit à la notion de variable aléatoire. Un processus aléatoire ou un processus stochastique représente une évolution, discrète ou continue, d'une variable aléatoire COMETS et MEYRE [2015]. Un système peut être composé de plusieurs composants assurant diverses fonctions. L'une des mesures de performance les plus importantes qu'on peut réaliser sur un système est sa fiabilité. L'évaluation de la fiabilité de ce système nécessite souvent la connaissance des fiabilités des composants le constituant. Cette fiabilité devient compliquée à calculer dans le cas où le système complexe est aussi multi-états LEVITIN [2006].

La théorie des systèmes cohérents binaires a servi de base pour la construction d'une théorie mathématique et statistique de la fiabilité KSIR [2014]. Cette théorie suppose qu'un composant ou un système peut être dans deux uniques états possibles : en marche ou en panne. Cependant, dans beaucoup de situations réelles, les systèmes et leurs composants peuvent être dans des états intermédiaires occupant un certain nombre de niveaux de performance allant du fonctionnement parfait à la panne totale. Dans la littérature, plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude des méthodes d'estimation de la fiabilité d'un système à plusieurs niveaux de performances BUTLER [1982]. L'ouvrage LEVITIN [2006] est consacré à l'analyse de la fiabilité et de son optimisation dans un système multi-état (SME). Il présente de nombreuses méthodes pour évaluer la fiabilité d'un tel système. En général, l'évaluation de la disponibilité ou de la fiabilité des SME est basée sur les approches suivantes :

- Extension de la méthode booléenne;
- Stochastique (dont processus de Markov);
- Monte-Carlo, en particulier en combinaison avec les RdP;
- UGF -Fonction génératrice universelle (Universal generating function).

La construction d'une théorie des systèmes cohérents à différents états a vu le jour en 1978. C'est une généralisation de la théorie des systèmes cohérents en définissant l'état du système comme étant l'état du plus mauvais composant dans le meilleur chemin possible (chemin minimal) d'un diagramme de fiabilité. Beaucoup de résultats ont été obtenus en utilisant les concepts de la fonction de structure et la fonction de fiabilité binaire.

L'étude de la performance (fiabilité / disponibilité) d'un SME a progressé ensuite grâce à des mé-

thodes d'évaluation plus efficaces. On peut citer, entre autres, le processus stochastique de Markov. Une chaîne de Markov possède une "propriété markovienne" et est définie sur un ensemble discret d'instant. Dans ce genre de processus, la "propriété markovienne" se caractérise par la prédiction des événements futurs à partir de la situation actuelle ne nécessite pas la connaissance de l'historique passé. Le comportement physique d'un système vérifiant la propriété de Markov peut être modélisé par le processus de Markov, qui est termes continue. Cependant, l'application de ces processus est limitée à des systèmes binaires ou multi-états à petite dimension dû entre autres à la complexité des calculs et l'explosion du nombre des états. On peut aussi évaluer cette performance en utilisant des méthodes d'approximation (estimation, simulation par Monte-Carlo).

Pour définir cette performance de manière exacte pour un SME complexe, on a recours aux fonctions UGF, une fonction développée récemment en sûreté de fonctionnement [LEVITIN \[2006\]](#); [LISNIANSKI et DING \[2009\]](#); [LISNIANSKI et LEVITIN \[2003\]](#).

Dans la partie suivante, les différentes théories de fiabilité utilisées seront présentées.

Théorie mathématique de la performance des systèmes à comportements aléatoires

En général, le comportement aléatoire d'un système ainsi que sa performance peuvent être décrits par des fonctions de densité de probabilité. Ces fonctions fournissent des modèles pour évaluer l'instant de défaillance des composants. Les prédictions de densité de probabilité ont nécessairement un caractère probabiliste [MAATOUK \[2013\]](#). Elles nécessitent la connaissance des caractéristiques (paramètres de loi de défaillance,...). Les taux de défaillance étant obtenus sur des échantillons, leurs valeurs sont sujettes à des lois statistiques. La théorie mathématique de la fiabilité consistera donc en une application particulière de la théorie des probabilités aux systèmes.

Dans la suite du chapitre, [fiabilités](#), [maintenabilités](#) et [disponibilités](#) ainsi que leurs modélisations seront abordées.

La disponibilité est une grandeur instantanée $A(t)$. Le système peut donc avoir subi plusieurs pannes et réparations avant un instant précis " t " (instant de calcul), contrairement à la fiabilité $R(t)$ qui est mesurée sur un intervalle $[0, t]$. Cependant, la disponibilité et la fiabilité sont équivalentes quand le système est non réparable (pas de prise en compte de la maintenance)(NF EN 13306).

2.4.1 Modélisation et organisation des systèmes

Dans cette partie, on présentera les différents modèles de représentation d'un système.

- Système multi-états [SME](#)

C'est un système qui peut avoir différents niveaux de performance et différents modes de défaillances. La description détaillée d'un tel système sera abordée dans le paragraphe suivant.

- Systèmes séries-parallèles ou parallèles-séries

La [fiabilités](#) $R(t)$ d'un système série est la probabilité que chacun de ses composants soit en fonctionnement normal sur un intervalle $[0, t]$. La fiabilité d'un système parallèle est la probabilité qu'au moins un de ses composants soit en fonctionnement normal sur un intervalle $[0, t]$. Un système série-parallèle est un système composé de sous-systèmes parallèles en série. De même, un système est dit parallèle-série s'il est composé de sous-systèmes séries en parallèle.

D'autres types de modélisation de systèmes (systèmes redondants passifs, systèmes k sur n , ...) existent dans la littérature [KUO et collab. \[2001\]](#); [KUO et PRASAD \[2000\]](#).

- Systèmes à composants dépendants

Dans un système, la dépendance de défaillance concerne l'interaction des défaillances des composants. S'il n'y a pas de dépendance de défaillance dans un système, la défaillance d'un composant n'influence que la sûreté de fonctionnement au niveau du système. S'il y a dépendance

de défaillances parmi des composants, la défaillance d'un composant ou son niveau de dégradation peut influencer la défaillance des autres composants ou leur niveau de dégradation. Cette partie sera plus développée dans les sections suivantes. D'autre part, les dépendances externes sont celles générées par l'environnement du système (maintenance, conditions physiques dans l'environnement,...).

2.4.2 Système multi-états

Dans le cas où la modélisation d'un système complexe de manière binaire (marche, arrêt) ne reflète pas la réalité, on a recours à une analyse multi-états.

L'analyse des SME remonte aux années quatre-vingt NATVIG et collab. [1986], et l'introduction de la dépendance dans l'étude de la fiabilité de ces systèmes est récente. Depuis lors, plusieurs techniques d'évaluation ont été proposées telles que les processus stochastiques (Markov ou semi-Markov), la simulation Monte Carlo et la fonction UGF. Levitin & Lisnianski LISNIANSKI et LEVITIN [2003] fut le premier ouvrage de référence consacré à l'analyse de la fiabilité et l'optimisation des SME, il présente de nombreuses méthodes pour évaluer leur fiabilité.

Les SME peuvent avoir plusieurs niveaux de performance. Le système peut fonctionner dans différents états allant de l'état de fonctionnement parfait à l'état de panne totale en passant par des états intermédiaires où le système continue de fonctionner en mode dégradé. Certains systèmes peuvent accomplir leurs tâches avec différents niveaux d'efficacité prévus correspondant généralement à des taux de performance connus. Par exemple, ces systèmes sont des systèmes énergétiques (centrales électriques ayant une production variable d'énergie.).

2.4.3 Modèle général

Afin d'analyser le comportement d'un SME, il faut connaître le comportement de ses composants. Chaque composant " i " du système peut avoir " n_{gi} " états différents qui correspondent aux niveaux de performances représentés par l'ensemble $\{g_{i1}, g_{i2}, \dots, g_{in_{gi}}\}$, avec g_{ij} est la performance du composant " i " à l'état " j ", avec $j \in \{1, 2, \dots, n_{gi}\}$.

A un instant donné ($t \geq 0$), la performance $g_i(t)$ d'un composant " i " est une variable aléatoire $g_i(t) \in \{g_{i1}, g_{i2}, \dots, g_{in_{gi}}\}$. De ce fait, pour un intervalle de temps $[0, T]$, avec " T " l'horizon d'étude du SME, l'évolution de la performance d'un composant " i " peut être définie à l'aide un processus stochastique. D'autres informations générales, propriétés et types des SME sont disponibles dans LEVITIN [2006]; LISNIANSKI et LEVITIN [2003]; MAATOUK [2013].

2.4.4 Composant de la performance d'un SME

Le comportement d'un SME est caractérisé par son évolution dans l'espace d'états. L'ensemble des états possibles du système peut être divisé en deux sous-ensembles disjoints (fonctionnement / dysfonctionnement) caractérisant chaque état quelconque du système. L'entrée du système dans un état de fonctionnement inacceptable constitue une défaillance. La fiabilité d'un SME peut être définie comme la capacité d'être dans l'un des états acceptables pendant la période d'étude.

L'état d'un système est caractérisé par la performance $G(t)$, un seuil sur cette valeur indiquant si le système fonctionne ou non. Dans certains cas, cette condition peut être exprimée par la fonction d'état $F(G(t))$ qui prend des valeurs positives si et seulement si la fonction du SME est acceptable; cette fonction est souvent appelée fonction d'état limite. Dans ce cas, l'efficacité du système est complètement déterminée par son état interne. En général, l'état du SME dépend de sa performance et du niveau de performance requis (demande/load) qui est externe au système. Cette demande, $W(t)$, est définie grâce à un processus stochastique dont les valeurs constituent un ensemble discret $W = \{W_1, W_2, \dots, W_M\}$ ou un ensemble continu $[W_1; W_M]$. L'état de fonctionnement du système correspond donc à $F(G(t), W(t)) \geq 0$.

Dans un système éolien, où la production est fonction de la demande, la performance d'un SME doit dépasser la demande. Dans ce cas, la fonction d'état devient $F(G(t), W(t)) = G(t) - W(t)$. Une

analogie peut aussi se faire avec la mécanique, où la résistance du composant doit être supérieure à la contrainte pour assurer un bon fonctionnement de ce dernier.

2.4.5 Évaluation de la performance des SME

Un SME est composé de plusieurs composants qui peuvent être eux-même multi-états. Le système aura un grand nombre d'états, ce qui rend son analyse de fiabilité complexe. Les méthodes d'évaluation de la fiabilité des SME sont basées sur quatre approches différentes déjà indiquées, à savoir : l'extension des modèles booléens pour le cas multi-valeurs, les processus stochastiques (markoviens ou semi-markoviens), la simulation de Monte-Carlo (en particulier en combinaison avec les Rdp) et la fonction UGF.

L'extension des modèles booléens fut la première méthode appliquée pour l'évaluation de la fiabilité d'un SME MAATOUK [2013]. Cependant, étant donné que chaque composant du système peut être un composant multi-états, cette approche est lente et difficile à appliquer. L'approche stochastique quant à elle est plus universelle, mais applicable que lorsque le SME est de petite dimension ou de faible granularité. Ceci est en raison de l'augmentation rapide du nombre des états du système avec le nombre des composants. Alors, il devient difficile d'obtenir des solutions analogiques et même la simulation en Monte-Carlo consomme beaucoup de temps de calcul.

L'utilisation de la fonction UGF est, quant à elle, simple et rapide. Le livre de LISNIANSKI et LEVITIN [2003] est la première référence qui décrit la fonction UGF ainsi que son application à la fois binaire et dans l'analyse de la fiabilité d'un SME. Cette technique s'est avérée efficace pour les problèmes de grande dimension combinatoire LEVITIN [2006]. Connaissant la distribution de la performance (les probabilités d'états de performance) des composants du système, cette technique permet de retrouver l'ensemble des états stables du SME en utilisant une procédure algébrique simple et rapide. Il n'est donc plus nécessaire de résoudre des équations différentielles globales, seules des équations algébriques seront utilisées et résolues, avec d'éventuelles résolutions locales d'équations différentielles.

Cependant, l'un des principaux inconvénient de cette fonction est qu'elle discrétise les lois de distribution. Une étude en perspective est menée pour démontrer qu'on peut néanmoins utiliser cette discrétisation pour déterminer la borne "inférieure" d'une fonction.

Egalement, de nouvelles recherches ont traité de la fiabilité dynamique afin d'étudier la variation des paramètres physiques du système et le comportement de ses composants BECKER et collab. [2002]. Ainsi, les événements qui peuvent avoir un effet sur l'état d'un composant ont été classés en deux types :

- Événements déterministes résultant de la variation dans les grandeurs physiques du système. Dans cette situation, la structure du système se dégrade en raison de processus de vieillissement et de changements externes. Le dysfonctionnement se produit lorsque le paramètre physique de la structure dépasse sa limite de "résistance" caractérisée par une fonction d'état devenant négative BECKER et collab. [2002]. L'un des exemples de ces événements peut être le vieillissement d'un composant éolien de la structure jusqu'au point de ne plus résister aux contraintes de cette dernière.
- Événement stochastique correspondant à des changements aléatoires ponctuels entre les états du système à des moments de temps aléatoires et provoquant l'échec du composant du système. C'est en général le résultat d'une bifurcation d'une défaillance dans un composant donné et basculant ainsi ce dernier d'un état stable à un autre aléatoirement (l'état d'arrivé peut être stable ou pas).

2.4.6 La fonction UGF

De nombreuses méthodes ont été utilisées pour évaluer la fiabilité et la distribution de performance dans un SME telles que présentées précédemment. Toutes ces méthodes nécessitent des développements coûteux en temps. Au contraire, la fonction UGF est une technique assez rapide pour évaluer les grandeurs de sûreté de fonctionnement pour ce type de systèmes. Elle permet

de retrouver la distribution de performance du système entier en se basant sur la distribution de performance de ses composants et en utilisant une procédure algébrique rapide. De ce fait, elle permet l'estimation de la disponibilité des systèmes, même pour un grand nombre de composants. La fonction UGF a été introduite par Ushakov en 1986. Les fondements mathématiques de la technique ont été étendus après par le même auteur. Une description de la technique avec de nombreuses applications peut être trouvée dans LEVITIN [2006]; LISNIANSKI et LEVITIN [2003].

Considérons un ensemble à "n" variables aléatoires indépendantes et discrètes $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$, et supposons que la variable "X_i" a une fonction de distribution discrète (ou discrétisée) représentée par les vecteurs $\{x_i, p_i\}$. Afin d'évaluer la fonction de distribution de performance d'une fonction $f\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$, on doit évaluer les vecteurs "x_i" des différentes valeurs possibles de "f" et le vecteur "p_i" des probabilités correspondantes. Chaque valeur possible de la fonction "f" correspond à une combinaison des valeurs des arguments $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$. Le nombre des combinaisons possibles est donc $kc = \prod_{i=1}^n k_{ci} + 1$, où "k_{ci} + 1" est le nombre de réalisations possibles de la variable aléatoire "X_i".

Comme toutes les "n" variables sont indépendantes, la probabilité d'avoir une combinaison déterminée est égale au produit des probabilités de réalisations des arguments composant cette combinaison. La probabilité d'une combinaison "c_j" de réalisations des variables peut s'écrire sous la forme de $q_{c_j} = \prod_{i=1}^n p_{ic_{j_i}}$, et la valeur de la fonction correspondante est $f_{c_j} = f(X_{1c_{j_1}}, \dots, X_{nc_{j_n}})$.

"p_{ic_{j_i}}" est la probabilité de réalisation de "x_{ic_{j_i}}" de la variable X_i dans la combinaison "c_j". Cette dernière combinaison est définie par le vecteur (q_{c_j}, f_{c_j}) .

Certaines combinaisons différentes peuvent produire la même valeur de la fonction. Toutes les combinaisons sont mutuellement exclusives. Par conséquent, la probabilité pour que la fonction prenne une certaine valeur est égale à la somme des probabilités des combinaisons produisant cette valeur. Soit A_h un ensemble de combinaisons "c_j" qui produisent la valeur "f_h". Si le nombre total des réalisations de la fonction $f\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ est "H", alors la fonction de distribution de probabilité est :

$$y = (f_h : 1 \leq h \leq H).$$

On a alors l'ensemble des combinaisons : $q = (\sum (x_{1c_{j_1}}, \dots, x_{nc_{j_n}}) \in A_h (\prod_{i=1}^n p_{ic_{j_i}} : 1 \leq h \leq H))$ LEVITIN [2006]. De ce fait, la z-transforms (transformation en z) représente la fonction de distribution de probabilité $\{(x_{i0}, p_{i0}), \dots, (x_{ik_{c_i}}, p_{ik_{c_i}})\}$ sous forme d'un polynôme $\sum_{j=0}^{k_{c_j}} p_{ij} z^{x_{ij}}$.

La z-transforms (transformation en z) d'une fonction arbitraire "f" représentant la fonction de distribution à "n" variables indépendantes, elle s'écrit sous la forme : LEVITIN [2006]

$$\otimes_f = f\left(\sum_{j_i=0}^{k_{c_j}} p_{ij_i} z^{x_{ij_i}}\right) = \sum_{j_1=0}^{k_{c_1}} \sum_{j_2=0}^{k_{c_2}} \dots \sum_{j_n=0}^{k_{c_n}} p_{ij_i} z^{f(x_{1j_1}, \dots, x_{nj_n})} \quad (2.1)$$

Avec \otimes l'opérateur de combinaison de la transformation en z des "f" fonctions, elle représente une combinaison en série ou en parallèle.

Cette fonction construite sur la base de la transformée en z et sur l'opérateur de composition \otimes est nommée fonction génératrice universelle-UGF (Universal Generating Function) LEVITIN [2006].

Dans ce contexte, la transformée en z d'une variable aléatoire est bien définie, est notée fonction u. Cette fonction d'une variable X_i est notée u_i(z) et celle d'une fonction $f\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ est notée U(z). On écrit alors :

$$U(z) = \otimes_f(u_1(z), u_2(z), \dots, u_n(z)) \quad (2.2)$$

Pour une fonction ayant deux arguments, on écrit :

$$U(z) = \otimes_f(u_1(z), u_2(z)) = u_1(z) \otimes_f u_2(z) \quad (2.3)$$

Reprenons ces équations en considérant l'exemple suivant :

On réalise "k" essais indépendants, où chaque essai a une probabilité de réussite de "Π". De ce fait, chaque essai a aussi une probabilité d'échec de "(1 - Π)".

On suppose dès lors que le variable aléatoire "X" représente le nombre d'essais à succès se réalisant sur "k" essais (loi binomiale). Ici on a considéré une variable aléatoire discrète qui prend un nombre fini de valeurs sur le vecteur $X \in \{x_0; \dots; x_k\}$. Pour rappel, on a pris un nombre fini de valeurs pour avoir une certitude de convergence de la variable.

On a alors la loi de masse de "X" :

$$\begin{cases} x_i & = i \\ p_i & = \binom{k}{i} \cdot \Pi^i \cdot (1 - \Pi)^{k-i}; 0 \leq i \leq k \end{cases} \quad (2.4)$$

" p_i " est aussi la probabilité pour que " $X = x_i$ ", on écrit :

$$p_i = \Pr(X = x_i) \quad (2.5)$$

De ce fait, les probabilités de la variable aléatoire définie ci-dessus vérifient aussi : $\sum_{i=0}^k p_i = 1$. Selon la formule du binôme (formule de Newton), on a :

$$\sum_{i=0}^k p_i = \sum_{i=0}^k \binom{k}{i} \cdot \Pi^i \cdot (1 - \Pi)^{k-i} = [\Pi + (1 - \Pi)]^k = 1 \quad (2.6)$$

L'espérance (moyenne) de "X" est définie comme :

$$E[X] = \sum_{i=0}^k x_i p_i \quad (2.7)$$

Elle est égale à :

$$E[X] = \begin{cases} = \sum_{i=0}^k i \cdot \binom{k}{i} \cdot \Pi^i (1 - \Pi)^{k-i} \\ = k \cdot \Pi \cdot \sum_{i=0}^k \binom{k-1}{i} \cdot \Pi^i (1 - \Pi)^{k-1-i} \\ = k \cdot \Pi \cdot [\Pi + (1 - \Pi)]^{k-1} \\ = k \cdot \Pi \end{cases} \quad (2.8)$$

Le développement complet de cette moyenne est présenté dans l'annexe D.4.

On fera une transformée en "z" (discrète) de cette moyenne. Elle correspond alors à l'espérance de " Z^X "

$$E[Z^X] = \sum_{i=0}^k \binom{k}{i} \cdot z^i \cdot \Pi^i \cdot (1 - \Pi)^{k-i} \quad (2.9)$$

Alors, on reconnaît la fonction génératrice en posant $Z^X = e^{tX}$

$$m(t) = E[e^{tX}] = \begin{cases} = \sum_{i=0}^k \binom{k}{i} \cdot e^{ti} \cdot \Pi^i (1 - \Pi)^{k-i} \\ = \sum_{i=0}^k (\Pi \cdot e^t)^i \cdot (1 - \Pi)^{k-i} \\ = (\Pi \cdot e^t + 1 - \Pi)^k \end{cases} \quad (2.10)$$

On a aussi :

$$m'(t) = k \cdot (\Pi \cdot e^t + 1 - \Pi)^{k-1} \cdot \Pi \cdot e^t \quad (2.11)$$

On utilise dès lors la transformation en "z", et on remplace " e^t " par "z". Le moment (transformation en "z") détermine la densité de masse de la variable aléatoire de manière unique.

On a :

$$w(z) = \Pi \cdot z^1 + (1 - \Pi) \cdot z^0 \quad (2.12)$$

Et si $X = \sum_{i=1}^k x_i$ alors : $w_X(z) = \prod_{i=1}^k w_{x_i}(z) = [\Pi \cdot z^1 + (1 - \Pi) \cdot z^0]^k$, pour des " x_i " indépendants.

La fonction de masse est équivalente à : $p_i = \binom{k}{i} \cdot \Pi^i \cdot (1 - \Pi)^{k-i}$, avec $0 \leq i \leq k$.

2.4.7 Modèle UGF d'un SME

Selon le modèle générique du SME, chaque composant "i" du système peut avoir " n_{gi} " états correspondants aux différents niveaux de performance. La fonction UGF consiste à attribuer pour chaque composant "i" du système un vecteur de distribution de productivité ou de performance associé à un autre vecteur de probabilité de réalisation.

Afin d'obtenir la fonction UGF d'un sous-ensemble composé par un certain nombre de composants, on utilise les opérateurs de composition. Ces opérateurs déterminent la fonction résultante $U(z)$ d'un groupement de composants en se basant sur des opérations algébriques simples. L'équation suivante donne la fonction UGF résultante de la combinaison de deux composants :

$$\begin{cases} \Omega(u_1(z), u_2(z)) &= \Omega(\sum_{i=1}^{n_{g1}} \alpha_i z^{a_i}, \sum_{j=1}^{n_{g2}} \beta_j z^{b_j}) \\ &= \sum_{i=1}^{n_{g1}} \sum_{j=1}^{n_{g2}} \alpha_i \beta_j z^{W(a_i, b_j)} \end{cases} \quad (2.13)$$

$W(a_i, b_j)$ est la productivité équivalente de deux composants. La définition de la fonction W dépend strictement du moyen de mesure de la performance du système et des interactions qui peuvent exister entre les composants du système. Souvent, on a pour une composition en série et une autre en parallèle, les relations respectives : $W(a_i, b_j) = \min(a_i, b_j)$ et $W(a_i, b_j) = a_i + b_j$ [LEVITIN \[2006\]](#).

Ainsi, pour évaluer la distribution des performances du système complet, chaque paire connectée est remplacée par un composant équivalent avec sa fonction UGF. Le processus est ensuite répété tant que le système contient plus d'un composant à connecter.

Calcul de la fiabilité par la fonction UGF

En général, la fiabilité d'un système de production multi-composant est définie comme suit :

$$R(t, \omega) = P\{G_{syst}(t) \geq \omega\} \quad (2.14)$$

G_{syst} est la productivité du système à l'instant "t" alors que " ω " est la demande exigée. Par conséquent, la fiabilité peut être calculée comme suit :

$$R(t, \omega) = P\{X \geq \omega\} = \sum_{x_k \geq W} q_k(t) \quad (2.15)$$

q_k étant la probabilité que le système entier soit à l'état de la performance $x_k \geq W$. x étant la variable aléatoire associée à la productivité.

Pour un système de grandes dimensions séries-parallèles, les méthodes classiques pour le calcul de la fiabilité sont consommatrices de temps alors que l'extension de la transformée en z permet de traiter le problème de manière efficace.

La modélisation d'un SME permet de mieux appréhender les principes d'estimation de son comportement tout au long de son cycle de vie. Cependant, le développement des modèles mathématiques pour calculer la fiabilité des composants, tout en tenant compte de plusieurs types de dépendance entre les composants est important pour la modélisation des systèmes réels. Aussi, il est important d'améliorer la fiabilité des systèmes en prenant en compte l'interdépendance entre ses composants ainsi qu'exploiter une politique de maintenance adaptée.

La recherche dans ce domaine est en plein essor et nécessite des modèles plus adaptés. La section suivante présente des exemples de ces composants dans un [SME](#).

Exemple d'application dans un SME

Considérons un système de transmission de flux composé de "7" éléments. Les paramètres de ces éléments sont présentés dans le tableau [2.2](#).

Le [SME](#) est présenté dans la figure [2.11](#).

TABEAU 2.2 – Paramètres des éléments du système

j	1	2	3	4	5	6	7
g_{j1}	5	3	5	4	3	6	3
p_{j1}	0,9	0,8	0,9	0,7	0,6	0,8	0,8

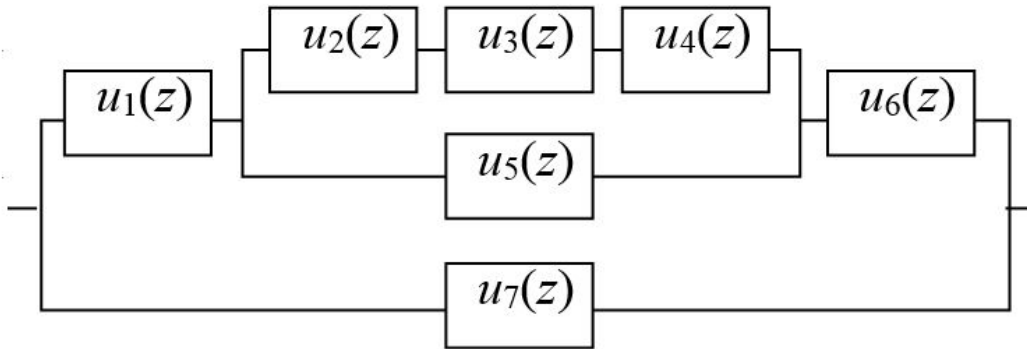


FIGURE 2.11 – Exemple d'un SME

On commence par déterminer la transformation équivalente aux composants "2" et "3" comme présenté dans 2.12.

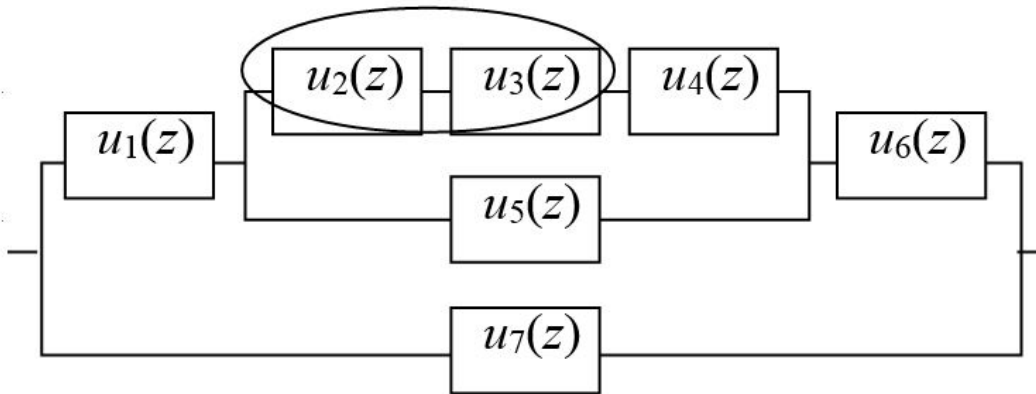


FIGURE 2.12 – Exemple d'un SME

On a :

$$u_2(z) \underset{\min}{\otimes} u_3(z) = (0,8z^3 + 0,2z^0) \underset{\min}{\otimes} (0,9z^5 + 0,1z^0) \quad (2.16)$$

Donc :

$$u_2(z) \underset{\min}{\otimes} u_3(z) = 0,72z^3 + 0,28z^0 \quad (2.17)$$

On pose :

$$U_1(z) = [u_2(z) \underset{\min}{\otimes} u_3(z)] \underset{\min}{\otimes} u_4(z) \quad (2.18)$$

On a :

$$U_1(z) = (0,72z^3 + 0,28z^0) \underset{\min}{\otimes} (0,7z^4 + 0,3z^0) = 0,504z^3 + 0,496z^0 \quad (2.19)$$

On retrouve dès lors un SME équivalent à celui dans la figure 2.13.

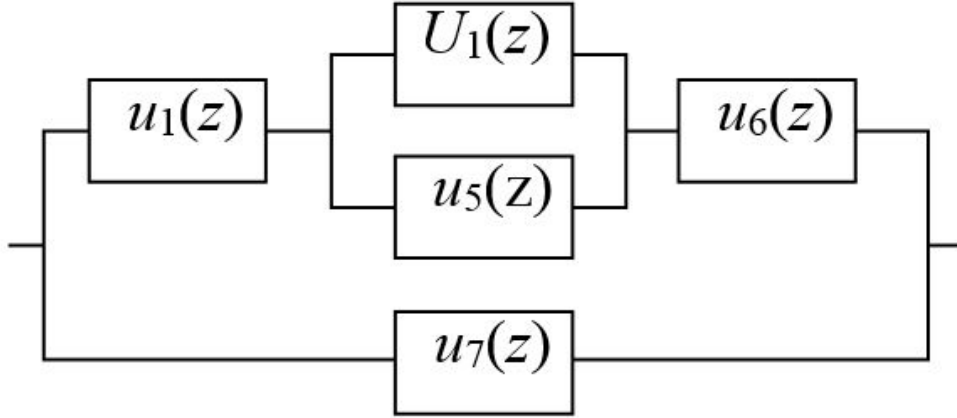


FIGURE 2.13 – SME équivalent

On pose ensuite $U_2(z)$ tel que :

$$U_2(z) = U_1(z) \underset{+}{\otimes} u_5(z) \quad (2.20)$$

On a :

$$U_2(z) = (0,504z^3 + 0,496z^0) \underset{+}{\otimes} (0,6z^3 + 0,4z^0) = 0,3024z^6 + 0,4992z^3 + 0,1984z^0 \quad (2.21)$$

De ce fait, on aura un système équivalent à celui présenté dans la figure 2.14.

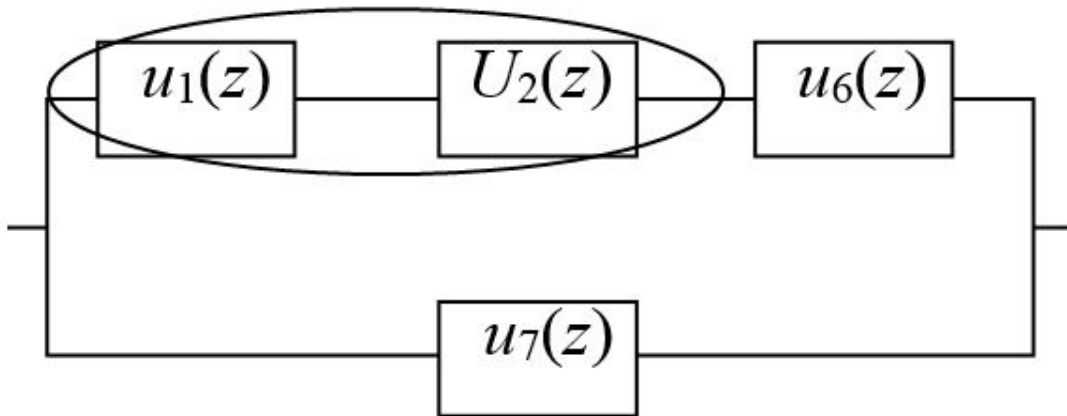


FIGURE 2.14 – SME équivalent

On a :

$$u_1(z) \underset{min}{\otimes} U_2(z) = (0,9z^5 + 0,1z^0) \underset{min}{\otimes} (0,3024z^6 + 0,4992z^3 + 0,1984z^0) \quad (2.22)$$

Alors :

$$u_1(z) \underset{min}{\otimes} U_2(z) = 0,27216z^5 + 0,44928z^3 + 0,27856z^0 \quad (2.23)$$

On pose $U_3(z)$ tel que :

$$U_3(z) = [u_1(z) \underset{min}{\otimes} U_2(z)] \underset{min}{\otimes} u_6(z) \quad (2.24)$$

On a :

$$U_3(z) = (0,27216z^5 + 0,44928z^3 + 0,27856z^0) \underset{\min}{\otimes} (0,8z^6 + 0,2z^0) \quad (2.25)$$

Donc :

$$U_3(z) = 0,217728z^5 + 0,359424z^3 + 0,422848z^0 \quad (2.26)$$

On aura ensuite un SME équivalent à la figure 2.15.

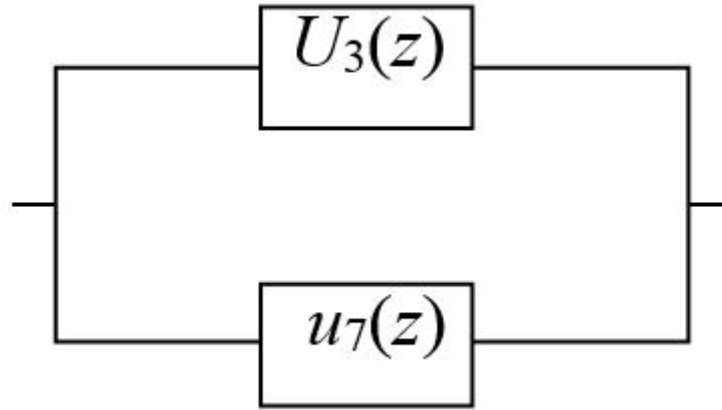


FIGURE 2.15 – SME équivalent

On pose $U(z)$ tel que :

$$U(z) = U_3(z) \underset{+}{\otimes} u_7(z) \quad (2.27)$$

On a :

$$U(z) = (0,217728z^5 + 0,359424z^3 + 0,422848z^0) \underset{+}{\otimes} (0,8z^3 + 0,2z^0) \quad (2.28)$$

Donc :

$$U(z) = 0,1741824z^8 + 0,2875392z^6 + 0,0435456z^5 + 0,4101632z^3 + 0,0845696z^0 \quad (2.29)$$

En se basant sur la définition de fiabilité, on a :

$$\begin{cases} R(w) = 0,91543 & \text{pour } 0 < w \leq 3 \\ R(w) = 0,50527 & \text{pour } 3 < w \leq 5 \\ R(w) = 0,461722 & \text{pour } 5 < w \leq 6 \\ R(w) = 0,174182 & \text{pour } 6 < w \leq 8 \\ R(w) = 0 & \text{pour } w > 8 \end{cases} \quad (2.30)$$

2.5 Évaluation de la performance technique (fiabilité / disponibilité) du système éolien

En général, la fiabilité du système éolien Onshore s'améliore avec le temps. Plusieurs travaux sont consacrés à la fiabilité ou la non-fiabilité (défaillance) des composants du système éolien. Dans la suite, on consacrera une partie à l'évaluation du taux de défaillance $\lambda(t)$ des composants éoliens. En effet, diminuer le taux de défaillance améliore la fiabilité de l'éolienne.

Une étude précédente [TAVNER et collab. \[2007\]](#) a montré que le taux de défaillance pour une éolienne varie de 1 à 3 défaillances par année (pour une éolienne standard onshore). Ce taux est de 0,5 défaillance par an par éolienne pour l'offshore, la politique de maintenance dans ce domaine étant adaptée pour que ce taux soit moins de 1 par an.

A partir de l'analyse des différentes bases de données des parcs éoliens (moyenne de 6.000 éoliennes récentes), on dresse un portrait de la fiabilité des composants éoliens, en décrivant le comportement fiabiliste de ces derniers et en proposant une approche de calcul de la performance (fiabilité / disponibilité) du système éolien étudié comme un SME. L'utilisation de ces données industrielles est nécessaire pour dresser le portrait fiabiliste du système éolien. Alors que certains composants tels que le système de contrôle de pas (Pitch system) ainsi que le moyeu sont spécifiques à l'industrie éolienne, d'autres composants tels que le générateur, BV ou convertisseur peuvent être trouvés dans d'autres industries. Ceci nous sera utile pour pouvoir comparer leurs fiabilités dans le système éolien par rapport à leurs utilisations dans d'autres industries.

L'objectif de cette partie est de compléter l'étude (analyse de risque-AMDEC) réalisée dans le chapitre précédent et dresser un résumé sur la fiabilité industrielle d'un système éolien ainsi que ses composants. On développera dans cette partie les grands projets réalisés par les constructeurs éoliens sur la fiabilité de leurs composants ainsi que la comparaison de cette fiabilité avec les composants similaires trouvés dans d'autres industries.

2.5.1 Historique et état de l'art sur les techniques d'analyse de fiabilité des éoliennes

A des fins de comparaisons de taux de défaillances de certains composants éoliens avec ceux similaires dans d'autres industries (industrie électrique), on utilisera la référence industrielle IEE [1998]. Dans ces projets, il s'est avéré nécessaire de comprendre le comportement fiabiliste des composants du système éolien.

L'un des premiers projets éoliens spécialisés en fiabilité a été mené au Pays bas SEEBREGTS et collab. [1995]. Une analyse AMDEC a été réalisée dans ce sens par la fondation hollandaise de recherche en énergie. Cette étude s'est basée sur des parcs éoliens aux Pays-Bas et collecte des données d'éoliennes de puissance moyenne de 75 kW. Le tableau 2.3 présente un résumé de cette étude.

TABLEAU 2.3 – Fréquence de défaillance (défaillance / éolienne / année) SEEBREGTS et collab. [1995]

Événement initial	Total	Arrêt	Dommages partiels	Dommages sévères
Sur vitesse / emballement	0,650	0,650		32e-4
Vibration excessive	0,950	0,930		23e-3
Surchauffe convertisseur	0,038	38e-4	47e-5	42e-7
Perte de contrôle convertisseur	0,230	0,220	11e-2	96e-4
Défaillance du réseau (élect)	3,120	2,980	14e-2	12e-5
Surcharge générateur	0,420	0,400	23e-3	21e-5
Total	5,410	5,210	0,170	0,028

Avec le développement de la technologie éolienne, cette puissance éolienne est considérée de taille « moyenne » et ne représente plus la puissance moyenne installée dans les parcs éoliens récents. Aussi, la classification s'est faite selon le type de défaillance et non selon les composants de l'éolienne. Cependant, on remarque déjà que les composants électriques du système éolien sont les plus exposés aux défaillances.

D'autres projets dans d'autres pays (projet 'Riso' au Danemark et 'Sandia' aux USA) ont vu le jour, mais se sont focalisés plus sur les parties externes de l'éolienne telles que les pales et le moyeu SPINATO [2008].

De retour en Hollande, et suivant les tendances des années 2000 de développement de l'industrie éolienne en Offshore, le projet « Dowec » a vu le jour pour reprendre les études sur la fiabilité des systèmes éoliens. Une série de publications issues de ce projet ont ensuite été publiées VAN BUSSEL et B. ZAAIJER [2001]; VAN BUSSEL et SCHÖNTAG [1997]; TEAM [2003 (accessed April 15, 2017)]. Ce projet, regroupant différents acteurs de l'industrie éolienne hollandaise, avait non seulement pour objectif d'améliorer la fiabilité des éoliennes pour une installation en offshore, mais aussi d'opti-

miser les coûts et le modèle économique de la technologie éolienne. L'amélioration de la fiabilité était nécessaire à cause des problèmes d'accessibilité aux éoliennes au large en mer, l'optimisation des coûts liés à la fiabilité/maintenance était nécessaire pour rendre le coût final d'énergie éolienne offshore attractif et propice aux investissements. D'autres résultats liés à ce projet présentés VAN BUSSEL et SCHÖNTAG [1997] indiquaient un coût d'exploitation et de maintenance (O&M) estimé à 30% du coût final d'énergie, en assumant un taux de disponibilité de 98%. Ce modèle de coût a été simulé par la technique de Monte Carlo et le tableau 2.4 présente les fréquences de défaillance utilisées dans le projet au cours des simulations VAN BUSSEL et SCHÖNTAG [1997].

TABLEAU 2.4 – Fréquence de défaillances adoptée pour le projet DOWEC extraite pour une année d'un parc éolien réel VAN BUSSEL et SCHÖNTAG [1997]

Sous-systèmes	Défaillance/éolienne/année
Pales	0,44
BV, générateur & système d'orientation	0,14
Systèmes électroniques et de contrôle	0,29
Système hydraulique	0,22
Système électrique	0,37
Autres	0,33
Total	1,79

On remarque déjà que ce taux est presque le double de celui requis pour l'industrie éolienne offshore (ne doit pas dépasser une défaillance /éolienne/année). A partir de ces données, différentes études ont été réalisées pour diminuer ce taux de défaillance.

Rappelons que l'objectif principal derrière l'amélioration de cette fiabilité est d'améliorer la disponibilité des éoliennes. Dans la suite de cette partie, on abordera l'analyse de cette fiabilité en se basant sur le taux de défaillance, cette fiabilité sera évaluée suivant :

- Estimation des paramètres de fiabilité par la technique Monte-Carlo

Plusieurs études ont été réalisées afin de déterminer les paramètres de fiabilité des composants éoliens par simulation Monte Carlo, tout en prenant en compte l'irrégularité du vent BILLINTON et CHEN [1998]; BILLINTON et GAN [1993]; BILLINTON et WANG [1999]; SANKARAKRISHNAN et BILLINTON [1995]; DA SILVA et collab. [2007]; VALLEE et collab. [2008]; WANGDEE et BILLINTON [2005]. Pour ces simulations, deux techniques basiques ont été utilisées pour évaluer la fiabilité du système énergétique, à savoir les techniques séquentielles et non séquentielles. Les techniques séquentielles sont généralement utilisées pour combler le manque de données pour évaluer la fiabilité BILLINTON et GAN [1993]; WEN et collab. [2009].

En général, cette simulation consomme beaucoup de temps et a recours à des techniques pour combler le manque de données telles que l'extrapolation ou le Bootstrap.

- Exemple d'application de la loi de Puissance pour la fiabilité des systèmes éoliens

Cette partie résume brièvement l'utilisation de la loi de puissance ($\lambda = \lambda_0 t^\beta$) pour déterminer la fiabilité des sous-systèmes éoliens SPINATO [2008]; SPINATO et collab. [2009]; TAVNER et collab. [2007]. Ces derniers ont utilisé des bases de données et des rapports de pannes issus de parcs éoliens. Le paramètre de forme " β " a été déterminé pour chaque sous-système éolien (voir tableau 2.6 pour paramètre de loi de puissance pour :Hydrauliques; BV;générateur;moyeu;pales; Sys. Électrique; électronique; yaw; pitch . brake; arbre principal). Suivant les différents modèles éoliens présents dans ces parcs éoliens, cette loi de puissance a pu être appliquée pour quelques modèles ou même quelques sous-systèmes éoliens. Le tableau 2.5 résume ces travaux et montre que cette loi ne peut être généralisée pour tous les sous-systèmes éoliens ou tous les modèles disponibles. Elle ne permet pas non plus de représenter le modèle de dégradation des composants.

TABLEAU 2.5 – Possible application de la loi de puissance sur tous les composants éoliens

Modèle	β	Conclusion
V27/225	0,7467	Loi de puissance (pour défaillances mineures)
M530	0,9553	Impossible de générer cette loi pour tous les composants du modèle
TW600	0,9585	Impossible de générer cette loi pour tous les composants du modèle
E40	0,8926	Loi de puissance (pour défaillances mineures)
E66	0,9447	Impossible de générer cette loi pour tous les composants du modèle

De ce fait, il fallait rechercher une fonction de distribution qui peut être généralisée à tous les composants du système éolien. La loi de Weibull a démontré sa performance dans ce domaine.

— Exemple d'application de la loi de Weibull pour la fiabilité des systèmes éoliens

Cette loi est très utilisée pour modéliser les taux de défaillance des composants. Elle permet de bien représenter la courbe en baignoire [RELIAWIKI \[2018 \(accessed April 15, 2017\)\]](#), sa fonction de densité de probabilité s'écrit :

$$f(t, \beta, \alpha) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta} \quad (2.31)$$

On définit dès lors la fiabilité $R(t)$ comme :

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta} \quad (2.32)$$

où $F(t)$ est la fonction de répartition.

Aussi, en linéarisant la loi (utilisation d'une échelle logarithmique), on peut déterminer graphiquement ses paramètres. On utilise pour ceci un papier Weibull.

Des études précédentes ont été réalisées dans ce sens, en prenant des bases de données de parcs éoliens afin de déterminer les paramètres Weibull de chaque composant de système [CIANG et collab. \[2008\]](#); [FINGERSH et collab. \[2006\]](#); [FISCHER et collab. \[2012\]](#); [GUO et collab. \[2009\]](#); [HAHN et collab. \[2007\]](#); [HALL et STRUTT \[2003\]](#); [KENSCHKE \[2006\]](#); [POPA et collab. \[2003\]](#); [SUN et collab. \[1993\]](#); [TEAM \[2003 \(accessed April 15, 2017\)\]](#); [VAN BUSSEL et BIERBOOMS \[2003\]](#).

Dans ce sens, le tableau 2.6 représente les paramètres Weibull pour les composants éoliens dans le cas d'une défaillance mineure (système réparable) et dans le cas d'une dégradation complète, nécessitant un remplacement.

TABLEAU 2.6 – Paramètres Weibull pour les composants éoliens (système réparable & défaillance totale)

sous-système	Composant	β réparable	α réparable	β déf. totale	α déf. totale
Structural module	Nacelle	1,2	133,33	1,2	16,67
Structural module	Tower			1,2	14,93
Structural module	Foundations	1,2	133,33		
Rotor blades	Blades	1,2	23,02	1,2	2,88
Rotor blades	Hub	1,2	15,38	1,2	1,92
Main shaft	Shaft	1,2	160	1,5	20
Main shaft	Main bearings	1,2	160	1,5	20
Main shaft	Main coupling	2	75000	2	25000
Mechanical brake	Motor	1,2	13,11	1,2	3,28
Mechanical brake	Disc	1,2	42,28	1,2	10,57
Yaw system	Motor	1,2	42,28	1,2	10,57
Yaw system	Bearings	1,2	29,12	1,2	3,64
Yaw system	Tooted shaft	1,2	29,12	1,2	3,64
Hydraulic system	pump			1,2	20
Hydraulic system	Motor			1,2	20

Suite du tableau

TABLEAU 2.6 – Suite du tableau

sous-système	Composant	β réparable	α réparable	β déf. totale	α déf. totale
Hydraulic system	Pipes	1,2	13,11	1,2	3,28
Gearbox	Toothed shaft	2,5	75000		
Gearbox	Lubricant system	1,1	55000		
Gearbox	Gear	2	75000		
Gearbox	Pipes	1,1	50000		
Generator	Shaft	2	75000		
Gearbox	Bearings	3,5	134114		
Gearbox	Rotor/Stator				
Gearbox	Slip rings	1,1	10000		
Gearbox	Coils	1,1	15000		
Converter	Converter	1,2	33,38	1,2	8,35
Electric system	Transformer			1,2	14,93
Electric system	Cables				
Electric system	Electrical equipment				
Control system	Sensor	1,2	133,33	1,2	16,67
Control system	Processor				
Control system	Relays				
Control system	UPS				

La section suivante résumera les différents types et définitions de la disponibilité de la littérature.

2.5.2 Disponibilité d'un système

Différents types et définitions de la disponibilité

La disponibilité est l'indicateur de performance le plus répandu pour le calcul de performance d'un système éolien. Différents types et définitions de cet indicateur sont utilisés [EWEA \[2012 \(accessed April 15, 2017\)\]](#); [MABEL et collab. \[2011\]](#). Il peut être contractuel ou évalué de façon interne. La disponibilité contractuelle est déterminée entre l'exploitant et le constructeur du système éolien. Chaque constructeur définit en interne sa propre disponibilité et a sa propre manière pour la calculer. Elle dépend aussi de l'emplacement du parc éolien ainsi que le profil aérologique de cet emplacement. Cette disponibilité contractuelle fait souvent l'objet de pénalités et de régulations. Le lecteur peut se référer à la réglementation ou à [TAZI et collab. \[2016\]](#) pour plus d'informations sur les différentes relations entre les différents acteurs de l'énergie éolienne influençant cet indicateur (exploitant, constructeur, équipe de maintenance, acheteur final).

La disponibilité peut aussi être calculée de manière interne par l'exploitant du parc éolien. Elle peut être basée sur le temps de production (méthode traditionnelle) ou basée sur la quantité d'énergie produite (nouvelle méthode qui commence à se répandre) :

- Disponibilité basée sur le temps de production

Cette disponibilité est définie comme suit :

$$A_{\text{temps}} = \frac{T_{\text{operation}}}{T_{\text{periode}}} \quad (2.33)$$

Cet indicateur est simple à calculer du fait qu'il ne demande pas de connaissance précise de la quantité d'énergie produite. Son utilisation est aussi bien répandue dans l'industrie. De plus, il permet une mise en place d'un seuil pour établir un contrat de garantie de disponibilité entre l'exploitant et le constructeur ou les équipes de maintenance. Cependant, cet indicateur ne permet pas de détecter, par exemple, l'efficacité du plan de maintenance. De plus, il ne prend pas en compte le fait d'avoir un potentiel de production durant les opérations de maintenance. En effet,

des dires d'experts (exploitants et maintenanciers) nous ont affirmés; qu'en cas de jours venteux où une maintenance est prévue; l'exploitant peut décider de poursuivre la production et ne pas arrêter l'éolienne. Ce processus peut être étendu jusqu'à J+30 jours du jour prévu de la maintenance.

Les équipes de maintenance devront alors s'adapter au nouveau rythme et re-planifier les actions de maintenance sur le parc éolien en question. D'autres problèmes peuvent alors s'ajouter tels que les restrictions de l'opérateur réseau sur le parc éolien en lui demandant de lisser sa production ou l'arrêter suivant les besoins du réseau (afin de respecter son " $\cos(\phi)$ "), ce qui rend cette méthode de calcul peu efficace.

— Disponibilité basée sur la quantité d'énergie produite

Cette disponibilité est définie comme suit :

$$A_{\text{energie}} = \frac{E_{\text{reel}}}{E_{\text{theoriqueouestime}}} \quad (2.34)$$

C'est une nouvelle méthode récemment développée dans l'industrie éolienne pour combler les défauts et les limites de la première méthode. Cette méthode peut en effet détecter les défaillances de la politique de maintenance adoptée EWEA [2012 (accessed April 15, 2017)]. Cependant, cette méthode est difficile à appliquer sur le terrain. Aussi, certains constructeurs éoliens préfèrent la première méthode de calcul et exigent son utilisation, du fait que cette nouvelle méthode demande plus de variables à calculer (production actuelle versus production estimée) comme le montre la figure suivante (2.16), où l'énergie produite est comparée avec l'énergie supposée être produite (productible) durant la même période. Aussi, étant toujours obligée de se référer à une période de temps de production, cette méthode n'a pas pu connaître un grand essor dans l'industrie.

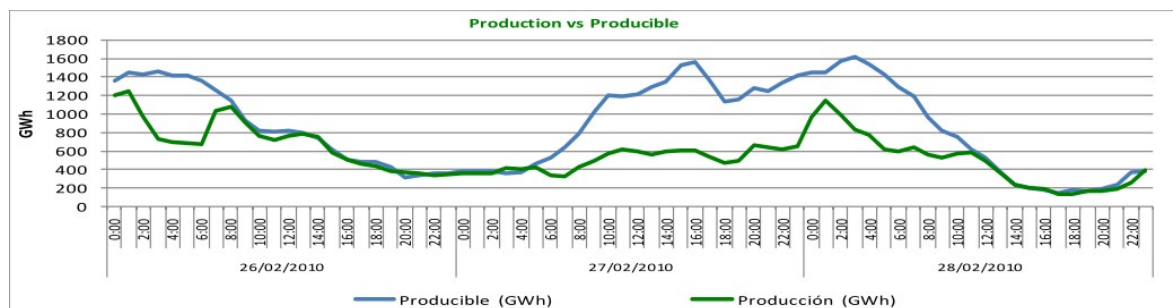


FIGURE 2.16 – Production réelle Vs. Productible (estimée) pour un parc éolien pour une période donnée.

En général, la disponibilité d'un système éolien prend en compte l'état physique du système, l'état aérologique, la stratégie de maintenance adoptée ainsi que la demande (charge) extérieure. Elle est aussi influencée par d'autres facteurs comme le montre la figure suivante (2.17). Dans cette figure, on remarque la différence entre la première disponibilité estimée à partir de données de fiabilité et de maintenance, et la disponibilité réelle qui prend en compte les conditions réelles du terrain liées à l'accessibilité au site, la mise en place de la stratégie de maintenance, la demande du client ainsi que l'environnement.

Pour le moment, aucune méthode de calcul de cette performance n'a pris en compte explicitement tous les facteurs influençant la performance d'un parc éolien SAYAS et ALLAN [1996]. Nonobstant, le parc éolien est souvent considéré comme une entité singulière indépendante de l'environnement extérieur. De ce fait, certains facteurs peuvent être masqués. En prenant en compte ces définitions, la méthode d'évaluation de la disponibilité proposée dans cette thèse est basée sur la quantité d'énergie produite pour répondre à un besoin du consommateur en utilisant la fonction UGF.

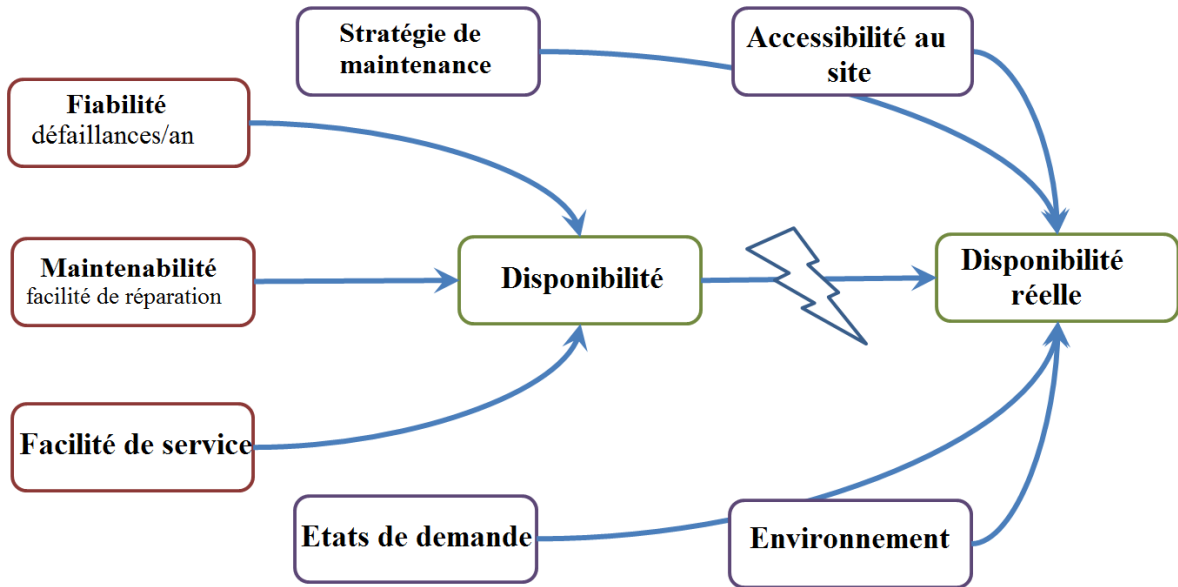


FIGURE 2.17 – Facteurs influençant la disponibilité d'un système éolien.

2.5.3 Modèles d'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité d'un système éolien : cas de modèles indépendants TAZI et collab. [2017c]

Dans cette section, différents modèles d'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité d'un système éolien seront abordés. Ces modèles peuvent être temporels, multi-états et multi-composants. Nous rappelons aussi certains concepts qui seront utilisés dans cette partie. De ce fait, le temps moyen de fonctionnement avant panne, ou **MTTF** (Mean Time To Failure), est la durée moyenne d'utilisation d'un composant/système avant sa première panne. Le temps moyen entre les pannes, ou **MTBF** (Mean Time Between Failure), est la moyenne du temps de fonctionnement entre les pannes d'un système réparable. Le temps moyen pour réparer, ou **MTTR** (Mean Time To Repair), est la moyenne du temps de tâches de réparation.

— Utilisation du taux de défaillance dans le calcul de la disponibilité d'un système éolien

Dans le cas où, par exemple, la distribution de défaillance d'un composant éolien suit une loi exponentielle ou de Weibull respectivement, on aura :

$$\begin{cases} R_{exp}(t) = e^{-\lambda t} \\ R_{wei}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta} \end{cases} \quad (2.35)$$

Où λ est le taux de défaillance. α et β sont les paramètres de la loi de Weibull.

Ensuite, on calcule le temps moyen entre les pannes (**MTTF**). Pour une distribution exponentielle, on aura :

$$MTTF(t, \lambda) = \frac{1}{\lambda} \quad (2.36)$$

De même, pour une distribution Weibull, on a :

$$MTTF(t, \beta, \alpha) = \alpha \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \quad (2.37)$$

Où Γ est la fonction Gamma. Dans ce cas, le taux de défaillance Weibull est :

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} \quad (2.38)$$

Suivant la composition du système à "n" composants indépendants (série-parallèle), on a les fiabilités $RS_{série}$ et $RS_{parallèle}$:

$$\begin{cases} RS_{série} &= \prod_{i=1}^n R_i \\ RS_{parallèle} &= 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i) \end{cases} \quad (2.39)$$

Avec R_i est la fiabilité du composant "i".

Par conséquent, dans le cas d'une distribution exponentielle ou Weibull pour un système en série et en parallèle, on aura :

$$\begin{cases} RS_{série-exp}(t) &= e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t} \\ RS_{série-weib}(t) &= e^{-\sum_{i=1}^n (\frac{t}{\alpha_i})^{\beta_i}} \\ RS_{parallèle-exp}(t) &= 1 - \prod_{i=1}^n (1 - e^{-\lambda_i t}) \\ RS_{parallèle-weib}(t) &= 1 - \prod_{i=1}^n (1 - e^{-(\frac{t}{\alpha_i})^{\beta_i}}) \end{cases} \quad (2.40)$$

Pour la disponibilité, une fois que les indicateurs MTTR (Mean time to repair) et MTTF (Mean time to failure) seront définis, on aura :

$$\begin{cases} Disp &= \frac{MTTF}{MTTF+MTTR} \\ Disp_{weib} &= \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \end{cases} \quad (2.41)$$

La seconde disponibilité est dans le cas d'une distribution Weibull, où le MTBF (Mean time Between failure) remplace le MTTF. Le premier est en général défini pour les composants non réparables ou si la réparation est supposée parfaite (AGAN) dans le cas d'une distribution exponentielle (pas de vieillissement).

— **Exemple de calcul de performance d'un parc éolien.**

L'exemple ci-dessous utilise les données du parc éolien dans TAZI et collab. [2016], ainsi que les données de défaillances générées des parcs éoliens de RIBRANT [2006]. De ce fait, on considère un parc éolien constitué d'une éolienne, puis de deux, puis de trois éoliennes dans d'autres scénarios de calcul. Ces éoliennes sont indépendantes entre elles et sont montées en parallèle. Les données de défaillances basées sur des rapports de 3174 pannes, avec un total de temps d'arrêt de 1010,5 heures et un indicateur MTTR de 0,318 heure/défaillance RIBRANT [2006]. Le taux de défaillance suit une distribution exponentielle et l'influence de l'environnement ni les dépendances entre les composants ne sont considérées dans cet exemple.

Les données de fiabilité sont présentées dans le tableau 2.7.

TABLEAU 2.7 – Données pour le calcul de la performance des parcs éoliens

Sous-système	λ	Fiabilité R(t)	panne (heure/année/turbine)
Structural module	0,09	0,91	79,7
Rotor Blade	0,28	0,75	185,2
Main shaft	0,05	0,95	137,3
Mechanical brake	0,13	0,87	64,8
Yaw system	0,18	0,83	64,6
Hydraulic system	0,23	0,79	28,4
Gearbox	0,10	0,90	153,3
Generator	0,10	0,90	179,2
Electric system	0,55	0,57	36,4
Control system	0,51	0,60	81,6

A ce stade, la disponibilité du système est de 61,5% pour ce système.

Ce taux de disponibilité bas est dû aux arrêts du système suite à une maintenance corrective, il

engendre en général des pénalités pour ne pas avoir respecté la garantie de disponibilité contractuelle (en général supérieure à 95%) TAZI et collab. [2016].

Selon ces données, le MTTR est de 0,318 heures/défaillance. Si cet indicateur s’améliore (par exemple à 0,120 heures/défaillance), la disponibilité du système augmente à 80,9%.

Dans le cas d’un système éolien de deux éoliennes RIBRANT [2006], la disponibilité du parc éolien serait de 85,17%. Ce taux est toujours plus bas que la disponibilité seuil fixé (95,06%). Ceci va donc engendrer une pénalité.

Cette disponibilité sera ensuite testée avec les distributions Exponentielle, Weibull réparable et Weibull dégradée. Ces résultats sont comparés à une étude similaire BOTSARIS et collab. [2012], et sont présentés dans le tableau suivant (2.8).

TABEAU 2.8 – Disponibilité du parc éolien sous différentes distribution de défaillances

	Référence Bot-SARIS et collab. [2012]	Données Finland STENBERG	Données WMEP FAULSTICH et collab. [2010]	Distribution Exp	Degrad Weibull	Reparable Weibull
MTTF	0,420	0,704	0,450	0,510	0,4452	0,2598
P_{sys}	0,907	0,758	0,891	0,855	0,8620	0,9520
MTTR	0,318	0,318	0,318	0,318	0,3180	0,3180
Disponibilité (2 éoliennes)	81,4%	90,2%	82,7%	85,1%	82,6%	75%
Disponibilité (3 éoliennes)	91,9%	96,9%	92,8%	94,2%	92,7%	87,5%

La première conclusion est que la disponibilité du système éolien est meilleure avec une distribution exponentielle, c.à.d., en adoptant une politique de maintenance consistant à remplacer les composants défaillants. Ces résultats, issus d’une étude quantitative, semblent suivre la tendance des études précédentes de la littérature. Cette idée sera développée et évaluée dans les modèles de maintenance des parcs éoliens.

De plus, l’indicateur lié à la réparation (MTBF) influence la fonction de disponibilité, ce qui montre le rôle de la maintenance dans l’amélioration des indicateurs de performance des parcs éoliens. Cet exemple nous a montré combien la disponibilité est loin de la disponibilité garantie utilisée dans les parcs éoliens en France qui est de l’ordre de 97%. De ce fait, plus d’efforts pour optimiser cette disponibilité devront être réalisés dans le domaine technologique éolien.

Dans la prochaine section, nous allons développer un modèle d’évaluation de disponibilité plus générique pour les parcs éoliens. Les premiers modèles présentés se baseront aussi bien sur les réseaux de Petri que sur les fonctions UGF. De plus, l’introduction des différentes familles de dépendances dans le système permettra d’améliorer ces modèles.

— **Cas d’étude d’évaluation de la disponibilité en utilisant la fonction génératrice universelle "UGF".**

Comme introduit dans la référence de Lisnianski et al. LISNIANSKI et DING [2009]; LISNIANSKI et LEVITIN [2003], la fonction génératrice universelle (UGF) a été utilisée de manière extensive dans l’évaluation de la fiabilité et de la disponibilité des SME. Cette méthode peut aussi être adaptée pour évaluer la performance d’un système éolien en prenant en compte l’énergie produite par le vent ainsi que la demande du réseau.

Depuis le développement récent des fonctions UGF et leur utilisation pour l’évaluation de la fiabilité LEVITIN [2006], on a recours à elles pour déterminer la performance du système éolien Li et

ZIO [2012]; LIU et collab. [2015]; MEZIANE et collab. [2014, 2005]. Cette fonction sera utilisée dans cette partie pour définir les différents états déterminant la performance d'un système éolien.

— L'énergie du vent

Différents modèles de vent ont été présentés dans la littérature AIGNER et GJENGEDAL; BILLINTON et collab. [1996]; WEN et collab. [2009]. En général, l'énergie " wp_i " d'une éolienne suivant une vitesse de vent " v " est calculée comme suit :

$$wp_i = \begin{cases} 0 & ; 0 \leq v < v_{ci} \\ A + Bv + Cv^2 & ; v_{ci} \leq v < v_r \\ P_r & ; v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & ; v > v_{co} \end{cases} \quad (2.42)$$

" v_r " est la vitesse de vent nominale. Les paramètres A, B, C dépendent de v_{ci} et de v_r et sont calculés comme suit :

$$\begin{cases} A = \frac{1}{v_{ci}-v_r} [v_{ci}(v_{ci} + v_r) - 4(v_{ci}v_r) \left(\frac{v_{ci}+v_r}{2v_r} \right)^3] \\ B = \frac{1}{(v_{ci}-v_r)^2} [4(v_{ci} + v_r) \left(\frac{v_{ci}+v_r}{2v_r} \right)^3 - (3v_{ci} + v_r)] \\ C = \frac{1}{(v_{ci}-v_r)^2} [2 - 4 \left(\frac{v_{ci}+v_r}{2v_r} \right)^3] \end{cases} \quad (2.43)$$

Pour information, la vitesse d'enclenchement d'une éolienne SWT2,3 est de $v_{ci} = 11 - 12m/s$ et la vitesse de décrochage est de $v_{co} = 25m/s$. En appliquant les fonctions UGF, le modèle du vent serait LI et ZIO [2012] :

$$U_{il}^w(z) = \sum_{j_{iw}=1}^{k_{iw}} p_{j_{iw}}^w \cdot z^{wp_{l,j_{iw}}} \quad (2.44)$$

Avec " $U_{il}^w(z)$ " est la fonction-u du vent de l'éolienne " l " du bus " i ". En effet, ce passage peut être démontré comme suit.

Considérons une distribution exponentielle de la vitesse du vent comme démontrée dans BOYLE [2012] :

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (2.45)$$

Où "(k,c)" sont les paramètres de forme et d'échelle de la distribution de vitesse de vent. A noter que la fonction de densité de probabilité cette distribution est égale à celle de Rayleigh pour " $k = 2$ ".

A partir de cette fonction, il faut discrétiser la distributon de vitesse de vent continue. Pour cela, la vitesse de vent " v " est divisée en " n_{ws} " états de mêmes intervalles Δv . La probabilité de l'état " i " est obtenue comme suit :

$$Pr(v_i) = \int_{(i-1).\Delta v}^{i.\Delta v} f(v) dv \quad (2.46)$$

Où $\Delta v = \frac{v_{max}}{n_{ws}}$ est la taille du pas. " v_i " est la valeur de la vitesse du vent dans l'état " i ". On a :

$$v_i = \frac{i.\Delta v + (i-1).\Delta v}{2} \quad (2.47)$$

A partir de ce point, on retourne à l'équation 2.42 ci-dessus caractérisant l'énergie générée d'une éolienne en fonction des vitesses de vent.

— Fiabilité des composants

Dans les cas des systèmes binaires, c.a.d. où la production serait "0" si un composant est en panne, et " $wp_{il,j_{iw}}$ " si ce dernier fonctionne normalement, le modèle UGF d'une éolienne " l " placée à un bus " i " est :

$$U_{il}^r(z) = A_{il}^r \cdot z^{wp_{l,j_{iw}}} + (1 - A_{il}^r) \cdot z^0 \quad (2.48)$$

Avec " i " est le bus contenant l'éolienne " l ".

— Modèle UGF pour un SME

En combinant les états du vent et les états physiques, on obtient un modèle du SME éolien défini comme :

$$U_{il}^{w'}(z) = U_{il}^w(z) \otimes U_{il}^r(z) = \sum_{j_{ig}=1}^{k_{ig}} p_{j_{ig}}^g \cdot z^{w p_{j_{ig}}} \quad (2.49)$$

Avec " \otimes " est l'opérateur de la fonction génératrice reliant les états du vent aux états de l'éolienne (mécanique). Afin de déterminer la disponibilité de notre système, on définit tout d'abord la demande.

— Modèle UGF pour la demande de charge

Cette demande varie et est donc incertaine, son modèle UGF est sous la forme :

$$U_i^L(z) = \sum_{j=0}^M p_j^{W_T} \cdot z^{W_T j} \quad (2.50)$$

Avec " i " est le bus contenant l'éolienne " L ". " M " est le nombre des pas du besoin en électricité. " W_T " est la demande en électricité pendant la période " T ".

— Modèle UGF pour la performance du SME

Comme définit précédemment, la performance du système est $F(G(t), W(t)) = G(t) - W(t)$.

Dans un parc éolien, cette performance est définie comme suit en utilisant la fonction UGF :

$$U(z) = \sum_{j_{ig}=1}^{k_{ig}} p_{j_{ig}}^{g w p_{j_{ig}}} \cdot p_{j_i}^{W_T} \cdot z^{w p_{j_{ig}} - W_T j} \quad (2.51)$$

En prenant en compte ce dernier modèle, on peut déterminer dès lors une fonction "objectif" pour optimiser le nombre d'éoliennes dans un parc tout en minimisant les coûts et garder une disponibilité objectif. Cette partie sera traitée dans le second chapitre où on a développé un modèle d'optimisation de topologie d'un parc éolien en considérant les coûts d'investissements, une disponibilité objectif ainsi que les impacts environnementaux des éoliennes considérées.

D'autre part, on rappelle qu'on peut évaluer la performance technologique d'un système en utilisant d'autres méthodes. C'est en effet l'objet de la section suivante où on va proposer un modèle d'évaluation de la performance technologique d'un système éolien en utilisant les réseaux de Pétri.

2.5.4 Utilisation des réseaux de Petri pour l'évaluation des performances d'un système éolien

Les réseaux de Pétri (RdP) ont été introduits par Carl Adam en 1962 dans [PETRI \[1962\]](#). C'est un puissant outil de modélisation, simulation et analyse des systèmes complexes. Les RdP sont utilisés en sûreté de fonctionnement depuis la fin des années 80 [LEROY et SIGNORET \[1989\]](#).

Dans cette section, nous allons développer un état de l'art sur l'utilisation des réseaux de Petri dans l'évaluation de la performance des systèmes complexes généralement et des systèmes éoliens particulièrement. Ensuite, nous développerons un modèle d'évaluation de disponibilité d'une éolienne en prenant en compte son interdépendance interne.

Des définitions de plusieurs types de réseaux de Petri ainsi que leurs utilisations sont disponibles dans [SALLAK \[2007\]](#).

— Les RdP pour la modélisation et l'évaluation de la performance des systèmes dynamiques et complexes.

De nombreux modèles dans la littérature ont utilisé les réseaux de Petri pour la modélisation et l'évaluation de la performance des systèmes complexes, dont les SME. D'une part, les réseaux de

Petri offrent une modélisation aisée d'un SME. D'autre part, les performances du système (fiabilité, maintenabilité, disponibilité, sécurité, sûreté...) sont efficacement évaluées en utilisant cette technique.

Volovoi dans [VOLOVOI \[2004\]](#) a développé une plate-forme de modélisation et d'analyse de la fiabilité des systèmes en se basant sur le principe des réseaux de Petri. En France, on a développé un logiciel similaire (GRIF) couplé avec de la simulation Monte-Carlo [GRIF \[2018\]](#). Par la suite, on utilisera cette solution pour évaluer la disponibilité d'une éolienne sujette à des dépendances internes. Knezevic dans [KNEZEVIC et ODOOM \[2001\]](#) a modélisé un système réparable en utilisant les réseaux Petri flous ainsi qu'une méthodologie Lambda-Tau. Yang dans [YANG et collab. \[2011\]](#) a évalué la fiabilité du système de calage de pas (pitch system) à l'aide des réseaux de Petri. Les résultats présentés montrent la pertinence et l'efficacité de cette technique dans l'évaluation de la fiabilité de composants multi-états. Aussi, on trouve dans la littérature d'autres familles de réseaux de Petri telles que les réseaux de Petri flous, temporels [LOONEY \[1988\]](#); [SALLAK \[2007\]](#), stochastiques [CIARDO et collab. \[1989\]](#); [DUGAN et collab. \[1984\]](#), colorés [JENSEN \[1981, 2013\]](#)...

Les réseaux de Petri ont aussi été utilisés dans la modélisation et l'évaluation de la maintenance [GARG et collab. \[1995\]](#); [ROCHDI et collab. \[1999\]](#); [YANG et collab. \[1998\]](#), de la production [DUBOIS et STECKE \[1983\]](#); [EZPELETA et collab. \[1995\]](#); [LI et collab. \[2017\]](#); [ZHANG et collab. \[2017c\]](#); [ZHOU et collab. \[1992\]](#), et de la sûreté (en général) [CHEN et collab. \[2011\]](#); [DUTUIT et collab. \[1997\]](#); [LEVESON et STOLZY \[1987\]](#); [MALHOTRA et TRIVEDI \[1995\]](#); [MURA et BONDAVALLI \[2001\]](#); [ZHOU \[2013\]](#). De ce fait, on ne peut nier que l'utilisation des réseaux de Petri a couvert la production et la sûreté de fonctionnement des systèmes complexes, dont les SME. Cependant, on remarque que la modélisation des dépendances et de la dégradation des systèmes n'a pas été autant étudié que les autres aspects des systèmes. Par conséquent, l'objectif de la prochaine section est de proposer un modèle d'évaluation de la performance d'un système multi-états en prenant en compte différents niveaux de dégradation. Ensuite, une application pour les éoliennes est présentée.

Pour reprendre les principaux composants d'un [RdP](#), nous définissons ce réseau comme étant un graphe constitué de places, transitions et d'arcs reliant les places aux transitions et vice-versa. Mathématiquement, il représenté comme [SALLAK \[2007\]](#) :

$$R = \langle P, T, P_{re}, P_{ost} \rangle \quad (2.52)$$

Où "R" est le [RdP](#), "P" est un ensemble fini de places, "T" celui des transitions. " $P_{re} : P \times T \rightarrow \mathbb{N}$ " est l'application incidence *avant*, reliant les transitions aux places précédentes. De même, " P_{ost} " est l'application incidence *arrière*, reliant les transitions à des places suivantes.

— Modèle de [RdP](#) proposé

En nous basant sur les références [CACHEUX et collab. \[2013\]](#); [GRIF \[2018\]](#); [SIGNORET et collab. \[2013\]](#), nous allons combiner une représentation graphique simple en utilisant les [RdP](#) de GRIF ainsi que la simulation en Monte-Carlo. Cette combinaison appelée "Moca-RP" est intégrée dans la version du logiciel "GRIF". Dans la suite, nous définirons les principaux composants des réseaux de Petri.

Pour modéliser les différents états de fonctionnement d'un composant éolien (par exemple un vérin hydraulique), la méthodologie suivante est adoptée (figure 2.18).

Comme mentionnés dans cette figure, les états du composant sont décrits comme suit :

— Modélisation des états du système par des places :

- Place 1 : le composant fonctionne normalement
- Place 2 : le composant est défaillant
- Place 3 : le composant est en cours de réparation
- Place 4 : le composant est réparé et testé
- Place 5 : demande d'intervention d'équipes de maintenance (sous contrainte de disponibilité)
- Place 6 : état de disponibilité des équipes de maintenance

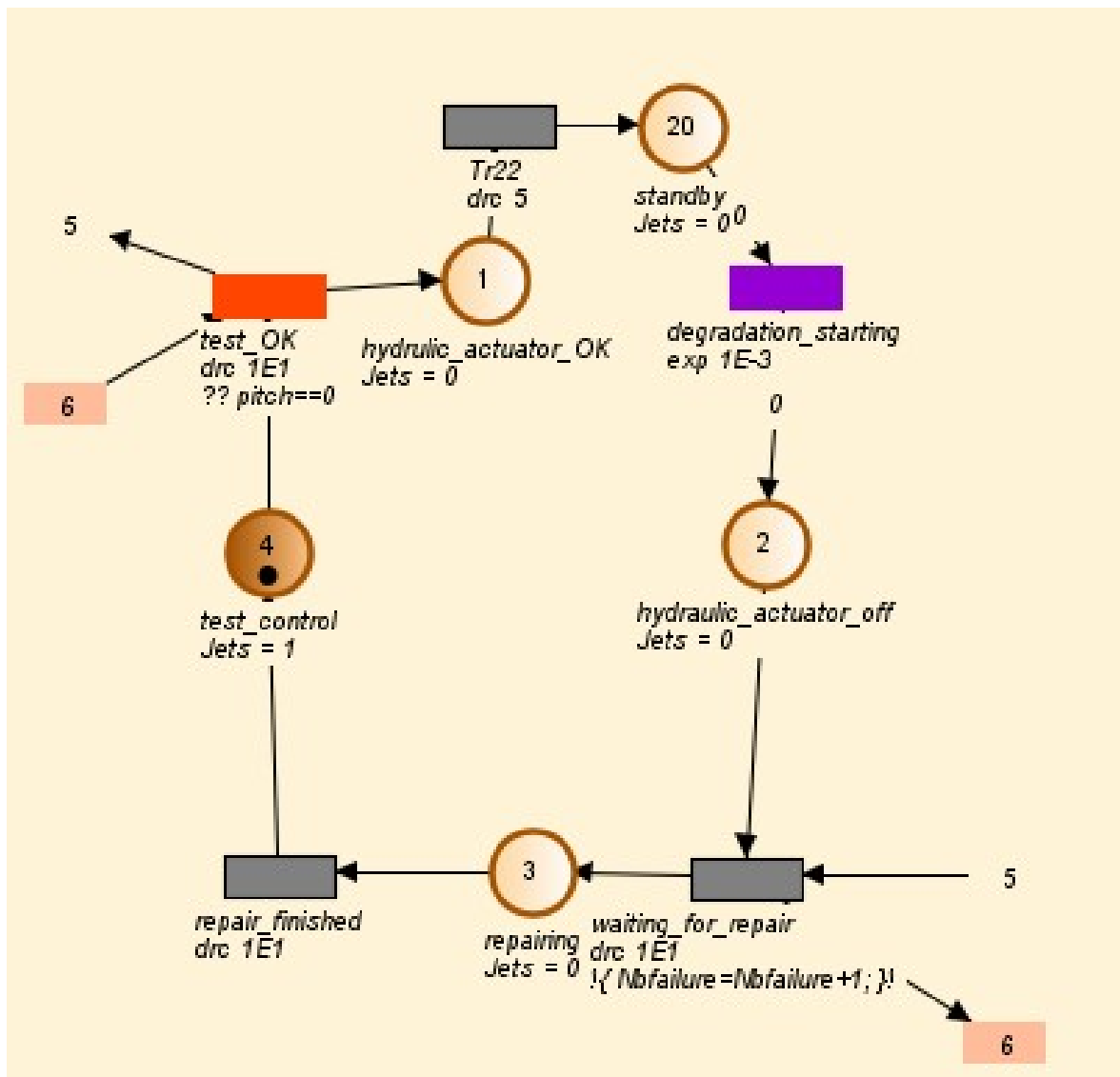


FIGURE 2.18 – RdP d'un vérin hydraulique.

Le jeton est inséré dans la place "1", signifiant que l'état initial du système est l'état fonctionnel. La maintenance sera décrite ultérieurement.

— Modélisation des événements du système par des transitions

- Tr_1 : début de dégradation du composant (dégradation décrite dans la prochaine section). La dégradation peut être décrite sous différentes lois (Weibull, exponentielle...)
- $Tr_{attente}$: le composant étant passé de l'état fonctionnel à défaillant, le système est en attente de réparation. On considère que le temps d'attente est limité.
- $Tr_{maintenance\ effectuée}$: l'équipe de maintenance a effectué les réparations nécessaires dans un délai connu d'avance (modélisé en distribution de Dirac, i.e. déterministe).
- $Test_{OK}$: cette transition marque la fin d'intervention de l'équipe de maintenance qui a réparé et testé le fonctionnement du système. Ce dernier est donc fonctionnel et le jeton revient à l'étape initiale.

— Modélisation de la dégradation d'un composant

Considérons ici que la dégradation des composants d'une éolienne suit une double distribution de Weibull : une dégradation mineure et une autre majeure **LE et ANDREWS [2016]**. En considérant cette proposition, un composant éolien doit transiter d'un état fonctionnel à un état défaillant en passant par des états intermédiaires de dégradation. Le graphe suivant (2.19) modélise ces étapes pour un composant éolien.

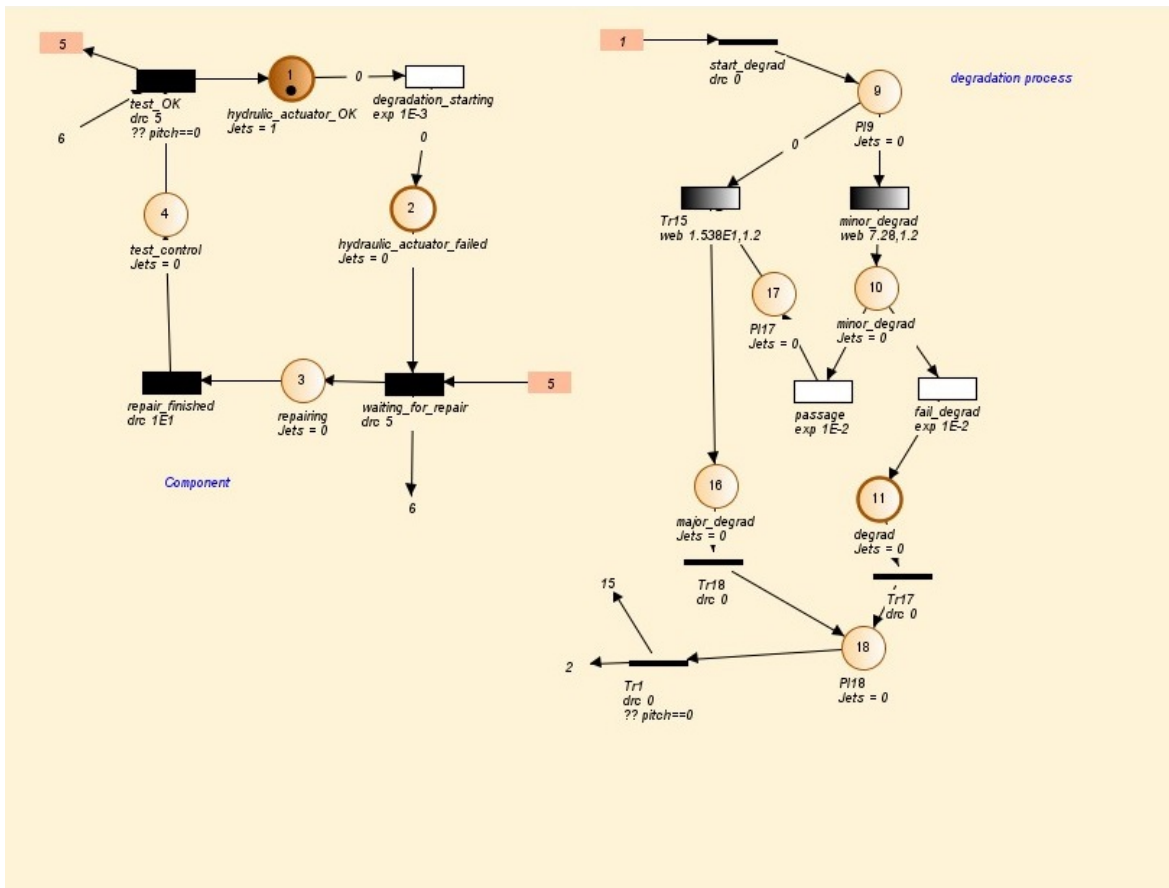


FIGURE 2.19 – RdP des états d'un composant éolien sujet à une double dégradation.

Dans la figure (2.19), la dégradation du composant éolien suit une double loi de Weibull à deux paramètres. La première transition génère une dégradation mineure, la seconde provoque une dégradation majeure puis la défaillance du composant. Le jeton transite de l'état opérationnel ("1") au défaillant ("2") en passant par ces états.

Dans ce graphe, quand le jeton est placé dans ("10 – *Minordegradation*"), il peut soit être tiré vers la place ("11"), puis passe par l'état ("18") pour être déclaré défaillant, soit il est tiré vers la place ("17") en passant par une étape intermédiaire qui provoque le passage de la dégradation mineure à majeure, puis à l'état défaillant du système. Par conséquent, le jeton est tiré vers ("16"), puis passe à l'état défaillant en transitant par ("18").

— Modélisation des actions de maintenance et de la disponibilité des réparateurs

La maintenance corrective ainsi que la disponibilité des réparateurs sont modélisées avec deux états ainsi qu'un jeton référant à un réparateur (ou une équipe de maintenance). Ce modèle est représenté dans la figure 2.20.

Quand l'équipe de maintenance est sollicitée pour un entretien correctif sur le système, le jeton dans la place ("5") est tiré et envoyé dans le réseau du composant défaillant. Un autre est lancé vers la place ("5") pour modifier l'état de disponibilité des équipes de maintenance. La maintenance préventive est programmée selon un programme préventif et est modélisée dans le réseau sous forme d'actions prévues à l'avance (voir conditions sur GRIF Petri).

De ce fait, quand le jeton passe par la transition (" Tr_1 "), un jeton est tiré vers la place ("22") et attend qu'un autre jeton se libère (correspondant à l'état du composant) pour qu'ils soient tirés vers la place ("23"). Ensuite, le jeton est tiré vers la place ("21") en passant par la transition (" Tr_3 ") qui représente le temps d'action préventive (dans le graphe : $Tr_3 = 53$ heures). Un jeton est ensuite placé dans la place ("2") pour demander l'intervention de l'équipe de maintenance qui effectuera l'entretien demandé (correctif ou préventif).

La prochaine section consiste à appliquer ce modèle sur le fonctionnement d'une éolienne dont les composants sont sujets à cette double dégradation.

— Application à une éolienne

Une éolienne contient une multitude de composants, dont une dizaine principaux. Le système de contrôle de pas (pitch system) est considéré comme l'un des plus critiques LANTZ [2013] RIBRANT [2006]; TAZI et collab. [2016]. Ce composant n'est pas toujours opérationnel à pleine puissance YANG et collab. [2011], ce qui réduit la performance du système éolien. Dans cette étude, nous avons supposé qu'il suit une double dégradation comme présentée ci-dessus. Ceci peut être argumenté par le type de défaillances qui génère l'arrêt de ce composant ARABIAN-HOSEYNABADI et collab. [2010]; TAVNER et collab. [2010]; TAZI et collab. [2017b]. De plus, Le et Andrews dans LE et ANDREWS [2016] expliquent que les composants mécaniques d'une éolienne ont tendance à suivre une double distribution, voire une distribution bi-modale, durant leurs cycles de vie. Les données de lois sont donc prises de cette référence, ils prennent en compte aussi bien les perturbations internes (interactions avec les autres composants du système) qu'externes (environnement) du composant.

Les autres composants principaux considérés dans cette application sont : l'arbre principal, le système hydraulique, le frein, le système d'orientation (yaw), les pales, le générateur et le convertisseur.

Le RdP d'une éolienne regroupe tous ses composants principaux ainsi que leurs processus de dégradation. Il contient aussi les informations sur les équipes de maintenance et leurs performances. Puisque le réseau de Petri de l'éolienne est étendu, nous n'allons présenter ici que celui d'un composant, les autres réseaux des composants étant identiques à celui présenté. Ce dernier est modélisé dans la figure 2.21.

Comme mentionné dans la figure 2.21, le composant est d'abord fonctionnel (place "25"), puis le composant change son état et commence le processus de dégradation (places "{10 – 11 – 18}; {10 – 17 – 16 – 18}"). Quand le jeton transite entre les états dégradation mineure et majeure, le composant est toujours fonctionnel, ainsi que le système éolien. Quand la défaillance intervient, le jeton est tiré vers la place "2". Après la détection de cette défaillance, le système lance une requête pour l'équipe de maintenance. Un jeton est donc envoyé à la place "3" pour effectuer un entretien correctif avec activation par la place "5", un autre jeton est aussi envoyé à la place "6" pour marquer la non-disponibilité de l'équipe de maintenance. A la fin de l'intervention corrective, le jeton passe par l'étape du contrôle "4" et revient à sa position initiale "1". L'équipe de maintenance est alors

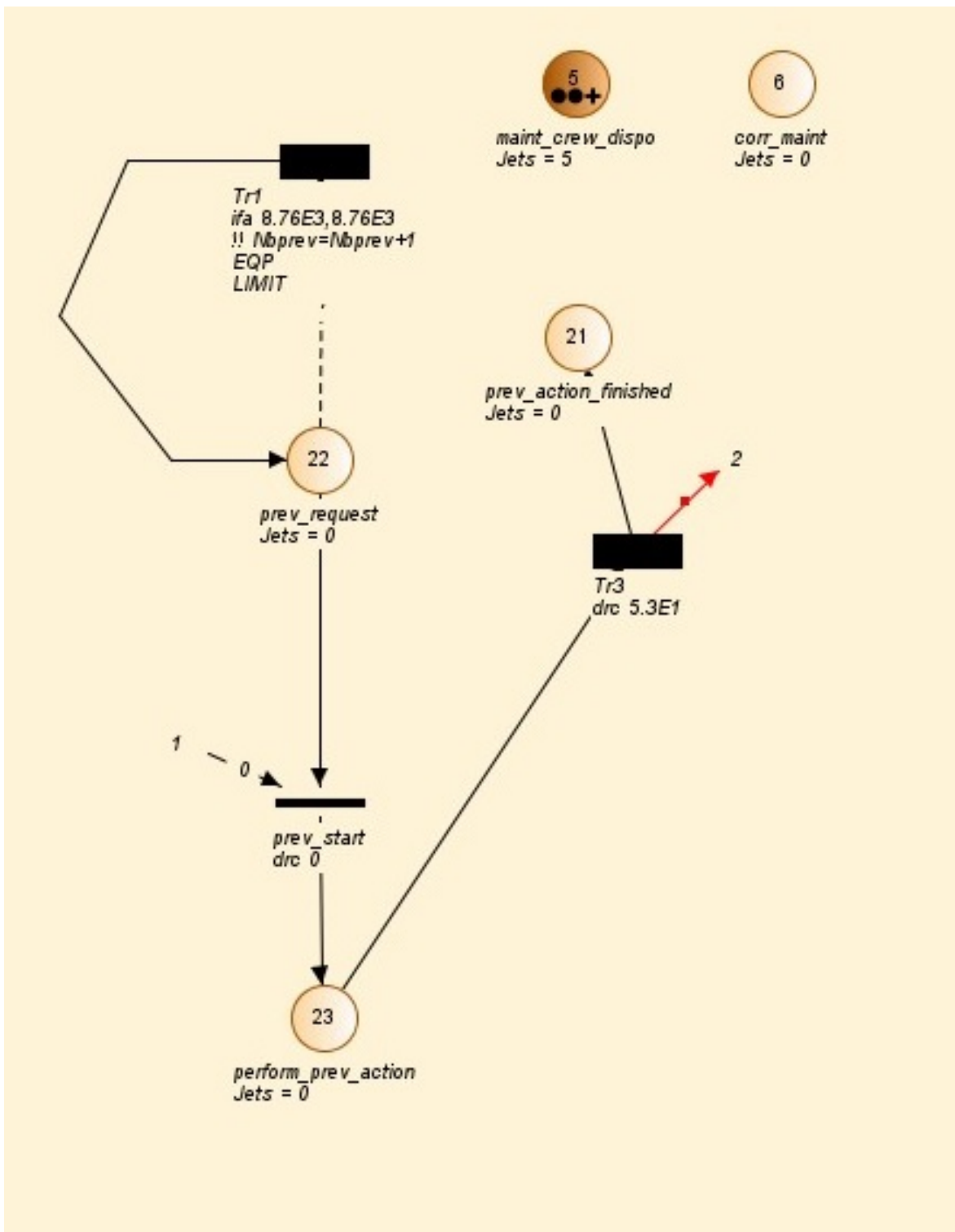


FIGURE 2.20 – RdP de la maintenance corrective ainsi que celui de la disponibilité des équipes de maintenance.

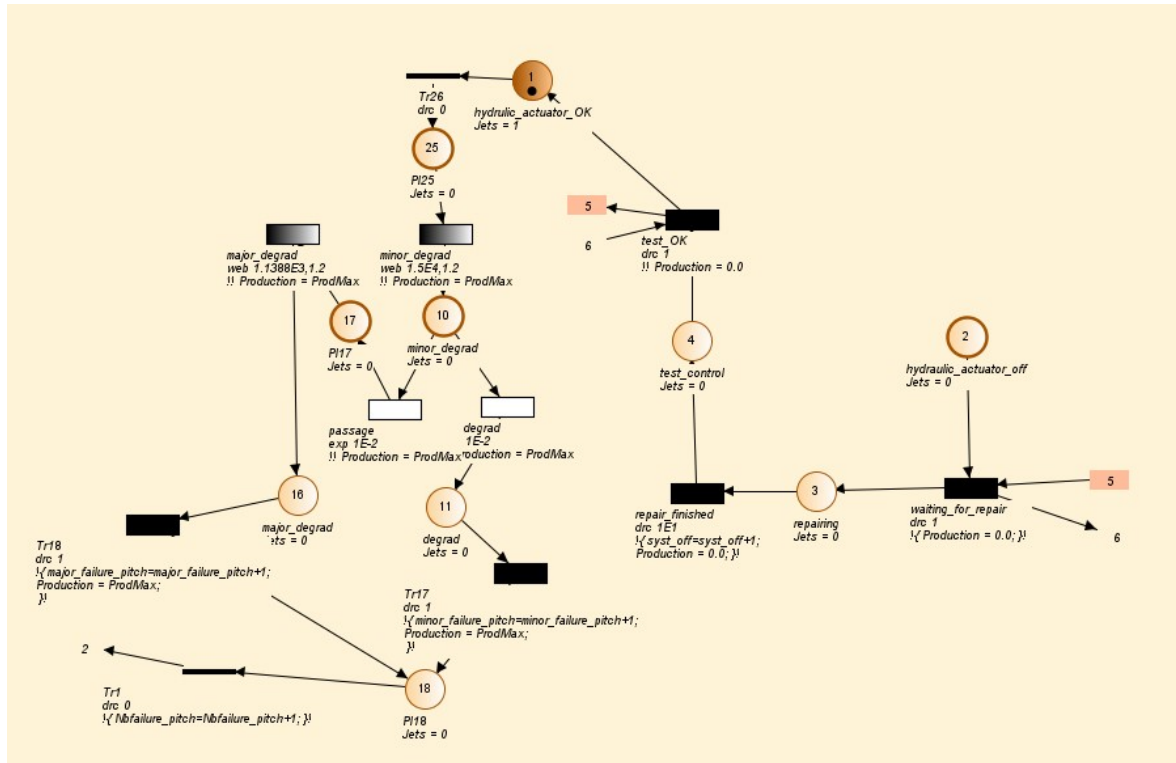


FIGURE 2.21 – RdP d'un composant éolien, contenant son processus de dégradation ainsi que la maintenance corrective.

libérée et change son état de disponibilité de "6" à "5".

Dans cette étude, la maintenance corrective est considérée comme parfaite (AGAN). Elle ramène toujours le jeton à l'état initial "1". Il est à noter ici qu'on peut aussi choisir une maintenance imparfaite (aléatoire) avec des branchements vers des états dégradés. Cette hypothèse sera traitée en perspectives.

Au final, lorsque le composant retourne à ce dernier état, il indique au système qu'il est fonctionnel, ce qui génère un passage d'état du système au "25", puis au "10".

Selon la littérature sur les composants éoliens, les éléments qui génèrent la défaillance du système hydraulique du pas (pitch) sont les roulements ainsi que le vérin hydraulique **LE et ANDREWS [2016]**; **NACEF et collab. [2017]** (ceci a été aussi démontré dans la section 2.5 et dans **TAZI et collab. [2017b]**). Les actions de maintenance réalisées sur ce dernier varient du serrage de la tuyauterie au remplacement des roulements ou vérins usés. Les paramètres de la loi Weibull des dégradations mineures et majeures des composants éoliens sont présentés dans le tableau 2.9.

TABEAU 2.9 – Données utilisées pour la simulation des RdP

Composant	Dégradation mineure ($\alpha; \beta$ /heures)	Dégradation majeure ($\alpha; \beta$ /heures)
Système de pas (pitch)	(1,2; 1,5.10 ⁴)	(1,2; 1,1.10 ³)
Boîte à vitesse	(1,4; 1,7.10 ⁴)	(1,3; 1,4.10 ⁵)
Système hydraulique	(1,2; 2,8.10 ⁴)	(1,2; 1,1.10 ⁵)
Frein	(1,2; 9.2.10 ⁴)	(1,2; 3,7.10 ⁵)
Pale	(1,2; 2,5.10 ⁴)	(1,2; 2.10 ⁵)
Générateur	(1,2; 1,6.10 ⁴)	(1,2; 1,3.10 ⁵)
Convertisseur	(1,2; 7,3.10 ⁴)	(1,2; 2,9.10 ⁵)

Pour les actions de maintenance préventives et correctives, leurs coûts sont présentés dans le tableau 2.10. Le coût de la maintenance préventive est le même que celui d'une dégradation majeure

(maintenance [AGAN](#)).

TABLEAU 2.10 – Coûts des actions de maintenance

Composant	Coût de la dégradation mineure (€)	Coût de la dégradation majeure (€)
Pitch	9600	27600
Boîte à vitesse	6000	60000
système hydraulique	1200	4800
Frein	4800	4800
Pale	4800	240000
Générateur	10000	180000
Convertisseur	7000	144000

Les coûts de maintenance incluent aussi les coûts de pièces de rechange, logistique, matériel de maintenance et main d'œuvre [TAZI et collab. \[2017b\]](#).

Les résultats générés par Moca-RP des [RdP](#) de GRIF ont été obtenus après 10.000 simulations (nombre de simulations correspondant à 1% d'erreur et à partir duquel la moyenne se stabilise) sur une période de 131.400 heures, avec un pas de 24 heures. Les principaux résultats obtenus sont :

- Fréquence de défaillance annuelle moyenne du composant/système;
- [maintenabilité](#) du système;
- Disponibilité du composant / système;
- Fréquence des actions de maintenance correctives et préventives;
- Nombre de transitions de la dégradation mineure à la dégradation majeure.

Le tableau suivant (2.11) présente les résultats principaux de la simulation avec Monte-Carlo (Moca-RP).

De ce fait, la figure 2.22 présente la contribution des actions de maintenance planifiées et non planifiées au temps d'arrêt du système. La maintenance préventive est effectuée une fois par an dans cet exemple.

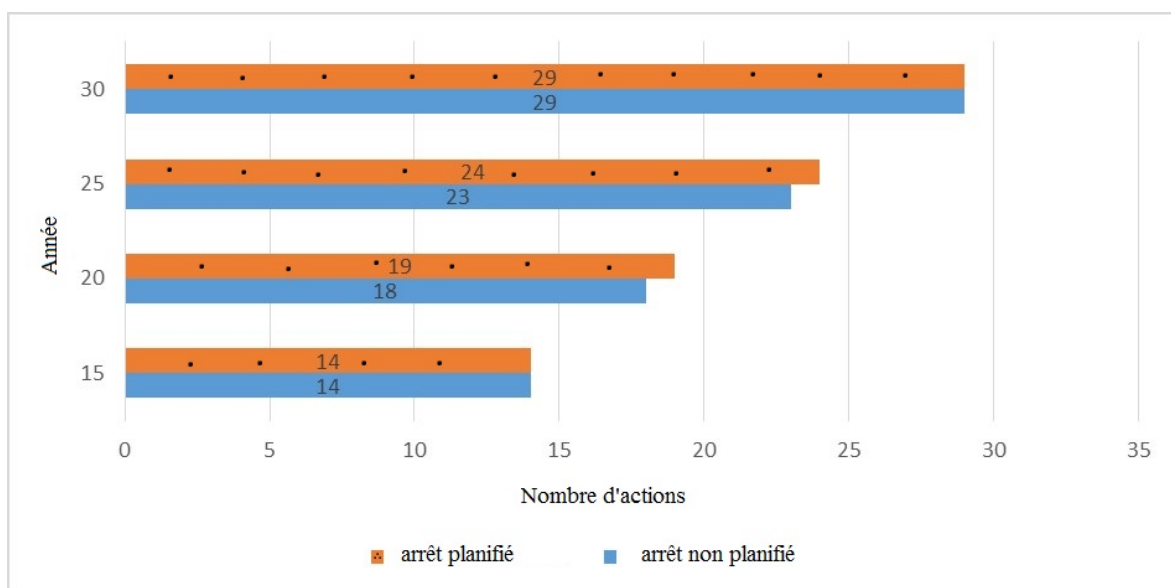


FIGURE 2.22 – Contribution des actions de maintenance correctives et préventives au temps d'arrêt total (cas de maintenance préventive tous les ans).

TABLEAU 2.11 – Résultats de la simulation Monte-Carlo

	Durée	15 ans	20 ans	25 ans	30 ans
Nombre system_off		28	37	47	58
Nombre d'actions prév.		14	19	24	29
Pitch	Nombre de défaillance	6	9	9	11
	Nombre de défaillance mineure	5	5	5	5
	Nombre de défaillance majeure	1	4	4	6
Boite à vitesse (BV)	Nombre de défaillance	0	1	2	3
	Nombre de défaillance mineure	0	1	2	3
	Nombre de défaillance majeure	0	0	0	0
Système hydraulique	Nombre de défaillance	2	2	3	5
	Nombre de défaillance mineure	2	2	3	5
	Nombre de défaillance majeure	0	0	0	0
Frein	Nombre de défaillance	1	1	3	3
	Nombre de défaillance mineure	1	1	3	3
	Nombre de défaillance majeure	0	0	0	0
Pale	Nombre de défaillance	3	3	3	3
	Nombre de défaillance mineure	3	3	3	3
	Nombre de défaillance majeure	0	0	0	0
Générateur	Nombre de défaillance	2	2	3	4
	Nombre de défaillance mineure	2	2	3	4
	Nombre de défaillance majeure	0	0	0	0
Convertisseur	Nombre de défaillance	0	0	0	0
	Nombre de défaillance mineure	0	0	0	0
	Nombre de défaillance majeure	0	0	0	0

Selon cette figure, quand on effectue seulement une maintenance préventive annuelle, on remarque que la contribution des deux types de maintenance au temps d'arrêt total est la même. Cependant, quand la maintenance préventive est reprogrammée à 2 fois par an, la contribution aux arrêts du système est représentée dans la figure 2.23.

En se basant aussi sur les autres résultats générés, on peut aussi analyser l'impact du nombre des équipes de maintenance sur la disponibilité du système. Dans l'exemple précédent, seule une équipe de maintenance a été affectée pour maintenir l'éolienne (une équipe de maintenance est toujours composée d'au moins deux techniciens de maintenance pour des raisons de sécurité). La figure 2.24 représente la contribution des arrêts préventifs et correctifs au temps total d'arrêt en prenant en compte différentes configurations des équipes de maintenance. La simulation a été réalisée sur une période de 20 ans.

Ceci dit, on remarque que le nombre d'équipes de maintenance disponible pour le système affecte peu sa disponibilité.

D'un autre côté, quand on analyse la maintenance corrective et ses dépenses, les réseaux de Petri peuvent nous générer une évaluation globale de la disponibilité du système et de ses coûts. La figure 2.25 présente les coûts totaux générés par la maintenance corrective sur les 4 périodes de simulations.

D'un autre côté, le tableau 2.11 présente les résultats de simulation en Monte-Carlo du système étudié en variant à chaque fois la durée de simulation (15, 20, 25 et 30). Ainsi, on pourrait avoir pour chaque simulation le nombre de défaillance du composant et sa répartition entre nombre de défaillance mineure et majeure. Les résultats présentent aussi le nombre de fois où l système était défaillant ainsi que le nombre d'actions préventives annuelles.

Les défaillances étant extraites du tableau 2.11, la figure montre aussi comment les défaillances

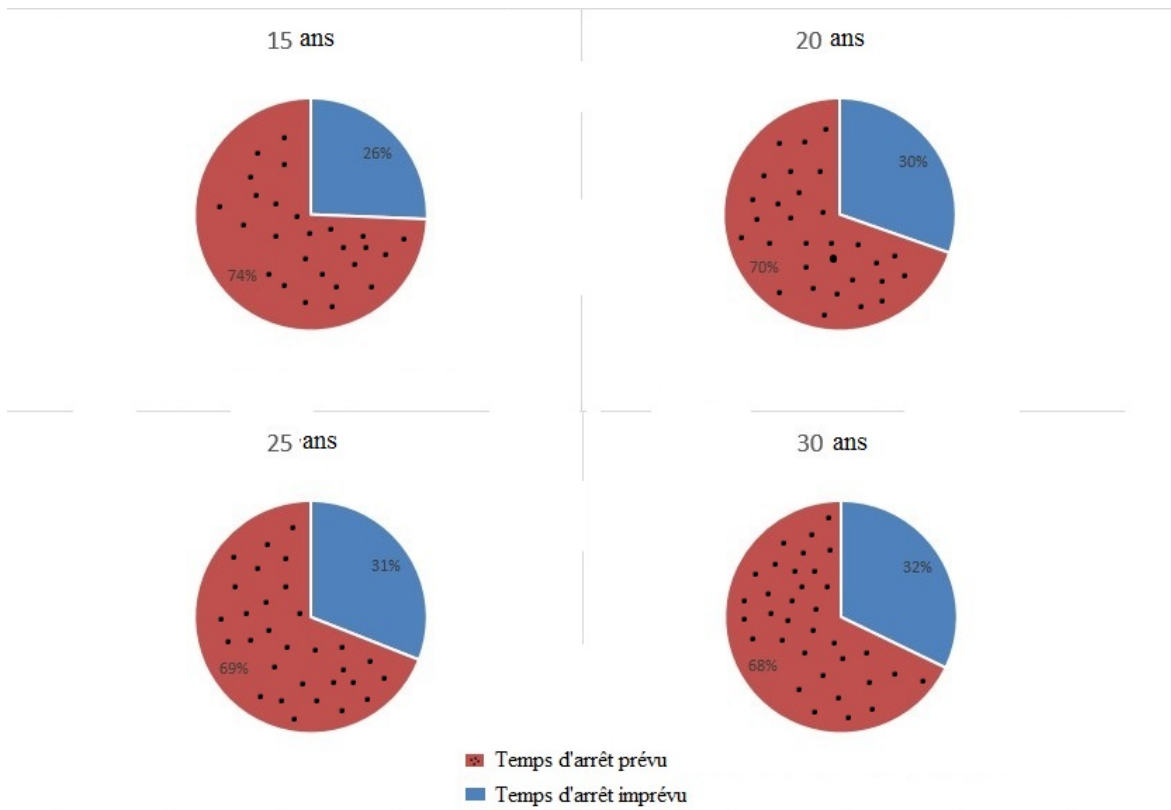


FIGURE 2.23 – Contribution des actions de maintenance correctives et préventives au temps d'arrêt total (cas de maintenance préventive tous les 6 mois).

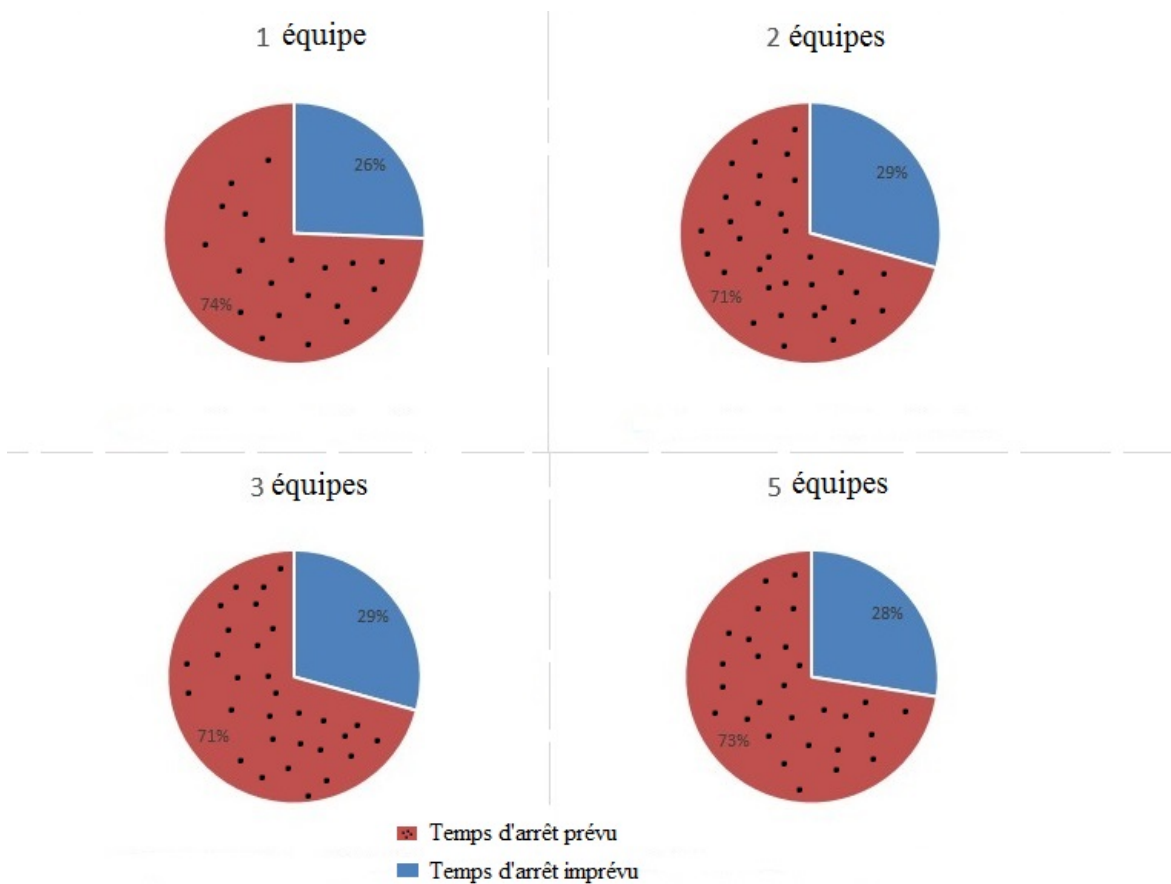


FIGURE 2.24 – Impact des équipes de maintenance sur la disponibilité du système.

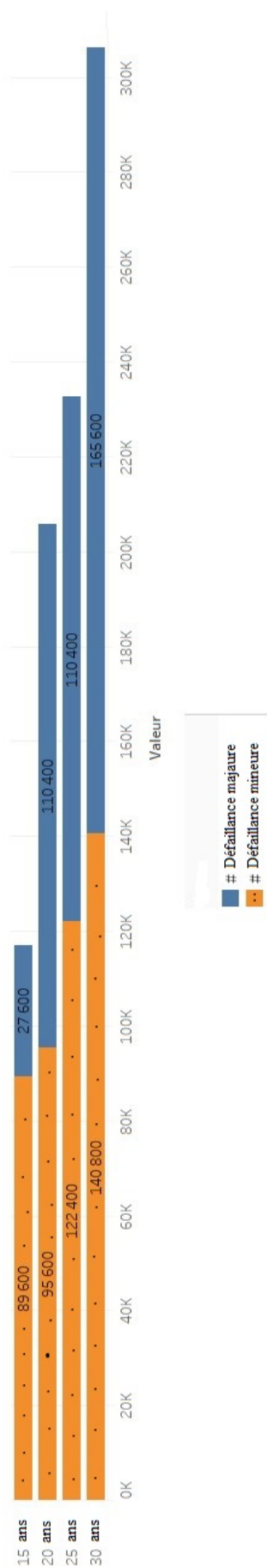


FIGURE 2.25 – Contribution de la dégradation mineure et majeure au coût total de la maintenance corrective.

suite à des dégradations mineures ou majeures contribuent de manière conséquente au coût de la maintenance corrective du système. Ces coûts sont aussi représentés de manière plus détaillée dans la figure 2.26.

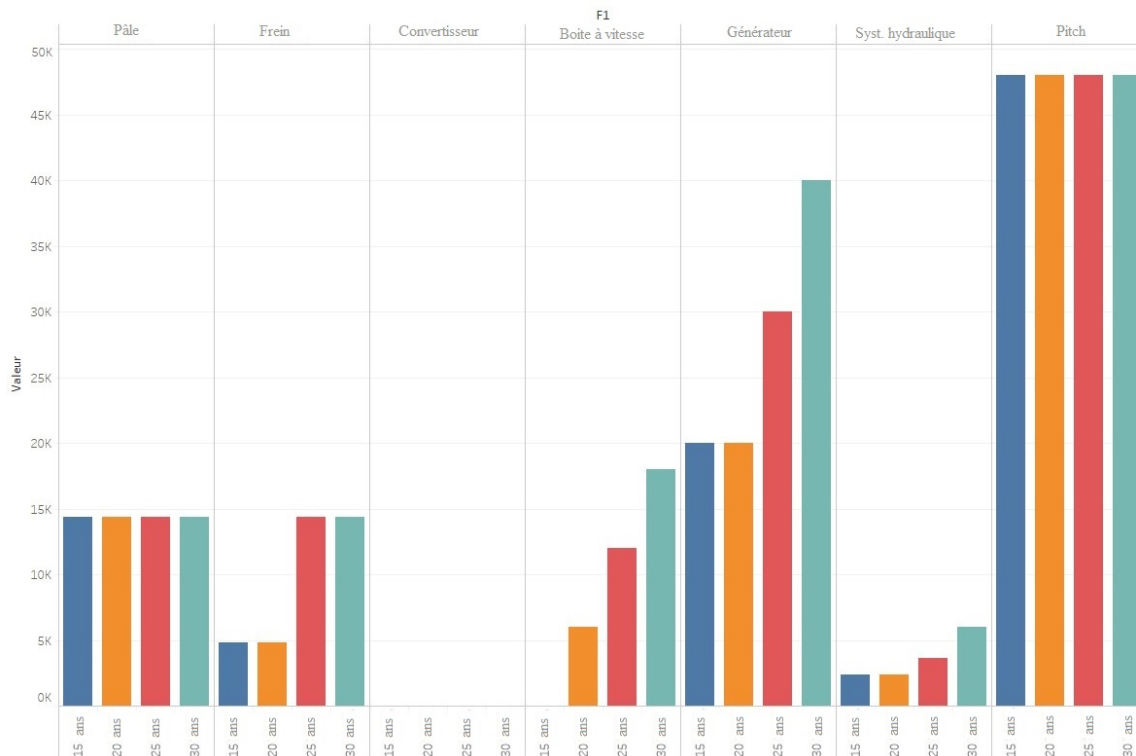


FIGURE 2.26 – Contribution de la dégradation des composants au coût total de la maintenance corrective.

Au final, la principale hypothèse qu’il faudrait évaluer serait l’estimation de la probabilité de passage entre une dégradation mineure et une autre majeure.

Dans l’application ci-dessus, les dépendances ont été incluses intrinsèquement dans les lois de dégradations. La prochaine section évalue l’influence de ces dépendances et de leur combinaison sur les performances d’une éolienne.

2.6 Utilisation de la fonction UGF pour l’évaluation des performances d’un SME : cas d’un système éolien dépendant. TAZI et collab. [2018]

Dans l’évaluation de la fiabilité ou de la disponibilité, on peut soit considérer que le système est binaire (le système a seulement deux états : fonctionnement ou défaillance), soit considérer que le système fonctionne en occupant différents états. Ce dernier type de système est le système multi-états (SME). Ce système considère plusieurs états intermédiaires subsistants entre l’état de parfaite défaillance et du fonctionnement nominal (parfait).

Plusieurs systèmes (dont les systèmes éoliens) sont considérés comme SME LISNIANSKI et LEVITIN [2003].

Lorsqu’on évalue la performance (fiabilité / disponibilité) d’un SME, on évalue son aptitude à assurer un niveau de performance objectif LISNIANSKI et LEVITIN [2003]. Cette aptitude peut donc être influencée par les interactions entre les composants de ce système. Cette influence a en effet été prouvée expérimentalement par Sun dans SUN et collab. [2006]. Dans cet article, il a prouvé expérimentalement l’existence de ces interdépendances entre les composants d’un système et comment elles peuvent influencer la fiabilité du système. Aussi, il a expérimenté les dépendances telles que la propagation de défaillance ou la dégradation graduée dépendante. D’autres articles ont aussi traité ces types de dépendances et leurs influences sur la fiabilité d’un SME MURTHY et

NGUYEN [1985]; RASMEKOMEN et PARLIKAD [2013]; SCARF et DEARA [1998].

On a vu auparavant "§ 2.4.5" que l'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité des SME peut se baser sur des méthodes basées sur des modèles booléens, processus stochastiques, simulation de Monte Carlo et sur l'UGF. Dans cette section, on utilisera la fonction UGF pour l'évaluation du SME.

En effet, la simulation en Monte Carlo est une technique fiable, mais gourmande en temps de simulation. Les modèles booléens pour les SME sont limités pour les systèmes complexes (plus le système est complexe, plus difficile et plus lente sera son évaluation). Cette complexité est aussi remarquée lorsqu'on utilise les processus stochastiques, malgré le fait que ces derniers sont les plus répandus pour l'évaluation des performances des systèmes. En réalité, lorsqu'on prend en compte la multitude d'états d'un système ainsi que sa complexité structurelle, ces méthodes s'avèrent limitées pour l'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité, notamment à cause de la croissance du nombre d'états engendrés par les dépendances. C'est pour cela que la fonction génératrice universelle UGF est plus intéressante (même s'il peut être nécessaire d'exploiter des processus stochastiques partiellement pour étudier les comportements des composants individuellement). De plus, sa structure polynomiale permet une rapide évaluation des résultats LEVITIN [2006].

Dans cette section, on proposera une méthode permettant d'évaluer la fiabilité d'un SME où deux dépendances se combinent. Ces dépendances sont la propagation de défaillance et la dépendance affectant la performance des composants. D'autres composants indépendants sont aussi présents dans le système. La méthode proposée est basée sur la fonction UGF.

État de l'art des dépendances dans un système

On trouve différents types d'approches pour modéliser les dépendances dans un SME. Cette section présente un bref état de l'art de ces approches, leurs avantages et inconvénients dans la modélisation des dépendances. Les principales approches traitées dans cet état de l'art sont les dépendances stochastiques (modélisées grâce à des copules ou des dépendances linéaires), les dépendances structurelles (modélisées grâce aux fonctions UGF) et les dépendances économiques (concernent les activités de maintenance).

— Dépendances stochastiques

La dépendance stochastique correspond à l'influence de l'état de dégradation d'un composant sur le processus de dégradation ou durée de vie des autres composants. Ce type de dépendance est généralement modélisé en utilisant des copules (principalement des copules de Levy). Cette caractérisation est utilisée pour les processus multidimensionnels et permet de construire des modèles plus adaptés pour les dépendances EMBRECHTS et collab. [2001]. Cela permet donc de construire un outil pour évaluer la fiabilité d'un système en prenant en compte ses corrélations et interdépendances. Cette technique est aussi populaire dans les modèles financiers et pour évaluer les risques liés aux assurances. Finalement, cette technique permet d'utiliser des modèles stochastiques dépendants du temps.

La dépendance stochastique modélisée par des copules a été utilisée dans la littérature dans les SME. Heping dans LI et collab. [2016] a utilisé des copules de Levy pour modéliser la dépendance entre les composants d'un système afin d'optimiser sa maintenance. Zongwen et Zhenyu dans AN et SUN [2017]; LIU et collab. [2014] ont aussi modélisés dans leurs articles le processus de dégradation d'un système avec des copules. Les charges accidentelles ont aussi été prises en compte lors de l'évaluation de la fiabilité. Le processus de dégradation a été combiné aux dépendances par des processus gaussiens, de Clayton et de Gumble. Navarro dans NAVARRO et SPIZZICHINO [2010] a proposé une comparaison de systèmes en série et en parallèle dont les composants partagent la même copule, alors qu'une fonction de dominance a été introduite pour décrire les dépendances de copules.

Cependant, les techniques de copules exigent l'utilisation de certains paramètres pour décrire le

degré de dépendance entre les composants d'un système. Ces paramètres sont difficiles à définir physiquement. Des modèles statistiques sont généralement utilisés pour les définir, ces modèles sont entre autres le maximum de vraisemblance [JOE \[2005\]](#) ou les méthodes empiriques des couples [CHEN et HUANG \[2007\]](#).

— Dépendances structurelles

Les dépendances structurelles définissent le fait qu'un état de fonctionnement d'un composant est dépendant d'un état de fonctionnement d'autres composants au sein d'un SME. En général, la conception fonctionnelle montre une liaison physique entre les composants partageant une dépendance structurelle au sein d'un SME.

Dans la littérature, trois types de dépendances structurelles sont définies : dépendance liée à une défaillance en cascade, à une défaillance fonctionnelle ou causée par une défaillance commune (cf. édition spéciale du journal RESS, 1991, 34(3), pp243-432).

Dans un SME sujet à une dépendance structurelle, les défaillances peuvent se propager d'un composant à un autre suivant leur connexion structurelle. L'origine de cette défaillance peut être externe (environnement, foudre, feu...) ou interne liée au système. Cela peut aussi engendrer une propagation de défaillance avec un effet général (effet sur le système) ou un effet local (sélectif). Dans la littérature, l'évaluation de la fiabilité d'un SME en prenant en compte les dépendances structurelles se fait essentiellement en utilisant des modèles UGF. Cette technique (décrite dans la section précédente) est largement utilisée pour l'évaluation de la fiabilité des SME. Elle est utilisée pour modéliser les dépendances structurelles, stochastiques et économiques. Levitin dans [LEVITIN \[2001\]](#) a initialement incorporé les défaillances de causes communes dans les SME. Il a ensuite évalué sa fiabilité en utilisant les fonctions UGF. Le même auteur a aussi utilisé différents types de dépendances à chaque fois sur différents types de systèmes. Ainsi, les défaillances de causes communes, la répartition de chargement et la propagation de défaillance génèrent des dépendances décrites respectivement dans [LEVITIN \[2004\]](#); [LEVITIN et XING \[2010\]](#). Cuong et Ming dans [DAO et ZUO \[2015\]](#) ont aussi modélisé des dépendances dans un SME, où les connexions directes entre les composants de ce dernier créent une condition forte pour l'apparition de ce type de dépendance. Maatouk dans [MAATOUK et collab. \[2011\]](#) a développé un modèle d'évaluation de la fiabilité d'un SME avec des dépendances liées aux défaillances de causes communes ainsi que la répartition de chargement entre les composants affectés. Sun et al. dans [SUN et collab. \[2006\]](#) ont estimé la probabilité de défaillance en considérant les dépendances mutuelles entre les composants. Une dégradation graduée et interactive a été de ce fait modélisée et un test expérimental a été conduit pour prouver l'existence de ces interactions entre les composants. Cette expérience prouve l'existence des dépendances de défaillance dans les machines tournantes (dont les éoliennes). Ces dépendances ont aussi été introduites dans les SME par Murthy dans [MURTHY et NGUYEN \[1985\]](#).

— Dépendances économiques

Les dépendances économiques impliquent que le groupement d'activités de maintenance peuvent soit économiser les coûts de maintenance (économie d'échelle), soit générer des sur-coûts (liés aux pénalités d'arrêts ou peuvent causer de longs arrêts de maintenance). Deux types de dépendances économiques peuvent être distinguées, on distingue dès lors dépendance positive et négative. C.à.d, la dépendance économique peut être améliorée en groupant les activités de maintenance, alors que la dépendance négative montre que cette politique peut aussi engendrer des coûts supplémentaires dus aux longs arrêts de maintenance, ainsi que des pénalités qui peuvent être engendrés.

Les dépendances économiques ont été prises en compte pour la modélisation des dépendances dans un SME. Plusieurs travaux dans la littérature ont traité cette dépendance dans le but d'optimiser les actions de maintenance dans un système. Dekker et Robin dans [DEKKER et collab. \[1997\]](#); [NICOLAI et DEKKER \[2008\]](#) ont inclus cette dépendance dans la modélisation et l'optimisation d'une politique de maintenance pour les systèmes à multi-composants. NourelFath et Châtelet dans [NOURELFATH et CHÂTELET \[2012\]](#) ont développé un modèle de maintenance préven-

tive basé sur une dépendance économique ainsi qu'une dépendance causée par une défaillance de cause commune. Le modèle développé dans ce dernier article a prouvé que l'intégration des dépendances économiques dans une politique de maintenance optimise les coûts et les temps des actions de maintenance préventives, comparés à une politique de maintenance standard. Le modèle de Heping dans [Li et collab. \[2016\]](#) combine aussi les dépendances économiques et stochastiques dans un but d'optimiser la politique de maintenance préventive.

Cependant, ces auteurs ont conclu que les politiques de maintenance considérant les dépendances économiques peuvent être complexes à appliquer pour les SME. L'une de ces raisons est que la politique de remplacement par exemple peut ne pas être dépendante (dans le cas d'une politique de maintenance préventive systématique) [SETHI \[1977\]](#). De plus, les SME complexes peuvent conduire à l'apparition de dépendances positives et négatives dans le même système, ce qui peut compliquer le modèle.

Caractéristiques des dépendances du SME et hypothèses de modélisation

Après une comparaison entre les différents types de dépendances dans une SME, on peut définir ensuite celles qui sont les plus courantes ou celles qui peuvent être combinées dans le système étudié. Puisque nous allons évaluer la fiabilité d'un système éolien, toutes les dépendances qui peuvent se produire dans ce dernier vont être examinées. De ce fait, il est nécessaire de déterminer toutes les interdépendances possibles dans les systèmes énergétiques, et celles valides pour les systèmes éoliens. Ansell et Walls dans [ANSELL et WALLS \[1990\]](#) ont examiné les conséquences des défaillances et des interdépendances dans un système complexe, y compris les systèmes énergétiques. Ils ont ensuite modélisé ces dépendances. Zhang et Horigome ont publié un état de l'art dans [ZHANG et HORIGOME \[2001\]](#) sur les défaillances qui peuvent se produire dans les systèmes dépendants. Ainsi, nous nous sommes basés sur ces résultats pour mieux définir les dépendances dans notre système éolien. De plus, le journal RESS a publié une édition spéciale sur les défaillances et leurs interdépendances en 1991 (édition 34(3), pp.243-432). Dans cette édition spéciale, un état de l'art sur les défaillances et les dépendances des systèmes complexes a été réalisé. De ce fait, en complétant l'état de l'art présenté précédemment, les types de dépendances les plus courants dans les systèmes complexes sont :

- Défaillance en cascade : Ce type de dépendance est définie comme une séquence multiple de défaillance, c.à.d., la défaillance d'un composant engendre une défaillance séquentielle d'autres composants. Ce type de dépendance existe essentiellement dans les systèmes interconnectés. Dans les systèmes énergétiques par exemple, lorsqu'un composant est défaillant, sa charge est répartie sur les autres composants avoisinants. Cette extra-charge peut provoquer une surcharge et peut conduire à une défaillance lorsque ce système essaie de balancer cette charge. Un autre exemple plus simple est le cas des cartes électroniques, où un court-circuit dans une partie de la carte peut engendrer la dégradation de différents composants avoisinants.
- Défaillance à dépendance négative : intervient lorsqu'une défaillance dans un composant empêche la défaillance ou la dégradation d'autres composants dans le système en l'arrêtant ou bloquant son fonctionnement. Ce type est généralement présent dans les systèmes à composants critiques pour la transmission du flux ou pour accomplir la fonction de ces derniers.
- Défaillance de cause commune : c'est une défaillance qui réduit ou influence la disponibilité des composants partageant une dépendance. Lorsque cette dépendance surgit dans les systèmes énergétiques, cela mène généralement à un arrêt du système. Elle peut aussi être causée aussi bien par un phénomène externe ou interne au système.

La littérature s'est focalisée principalement sur la dépendance causée par la propagation de défaillance et celle de la cause commune. De plus, ces dépendances sont les plus répandues dans les systèmes énergétiques [COOPER et collab. \[1993\]](#); [IEEE \[1987\]](#); [JONES \[1967\]](#); [MOSLEH \[1991\]](#). Également, les SME à transmission de flux ou de capacité sont sujets à la dépendance liée à la

performance de l'un de ses composants. Levitin l'a démontré dans son modèle d'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité des SME LEVITIN [2006].

Pour conclure, l'évaluation de la performance (fiabilité, disponibilité, maintenabilité) d'un SME énergétique (tel que l'éolien) nécessite l'introduction des dépendances dans ce système. Pour cela, nous allons considérer dans la prochaine section un modèle contenant la combinaison des défaillances les plus courantes dans les SME énergétiques, à savoir la dépendance liée à la propagation d'une défaillance et celle liée à la performance d'un composant critique dans le système. Ces défaillances sont généralement classées dans les défaillances en cascade et celles à dépendance négative. La fonction UGF sera utilisée pour modéliser ces deux dépendances ainsi que leurs combinaisons.

2.7 Modélisation de la dépendance dans un SME à l'aide de l'UGF

Le lecteur est invité à revoir la section 2.4.6 pour la description de la fonction UGF.

2.7.1 La dépendance liée à la performance

Cette dépendance est définie dans le livre de Levitin LEVITIN [2004]. On utilisera cette dépendance pour un système éolien en la modifiant afin qu'elle puisse se combiner à d'autres types de dépendances dans un SME.

Considérons un SME où le composant "i" est défini par la distribution des états de performance $g_i = \{g_{ih}; 1 < h < k_i\}$. Cet ensemble peut être séparé en M_i sous-ensemble disjoint $\{g_i^m; 1 < m < M_i\}$ LEVITIN [2004].

De ce fait, on a :

$$\bigcup_{m=1}^{M_i} g_i^m = g_i \text{ et } g_i^m \cap g_i^l = \emptyset \text{ pour } m \neq l \quad (2.53)$$

Considérons un autre composant "j" dont la performance dépend de celle du composant défini précédemment. Cette dépendance est définie comme suit.

Lorsque l'état de performance du composant "i" est $g_{ih} \in g_i^m$, alors la distribution de performance du composant affecté "j" est définie par l'ensemble $g_{j/m} = \{g_{jc/m}; 1 < c < c_{j/m}\}$ et $q_{j/m} = \{q_{jc/m}; 1 < c < c_{j/m}\}$, avec $q_{jc/m} = \Pr\{G_j = g_{jc/m}; G_i = g_{ih} \in g_i^m\}$.

Cette dernière équation est représentée par la figure 2.27.

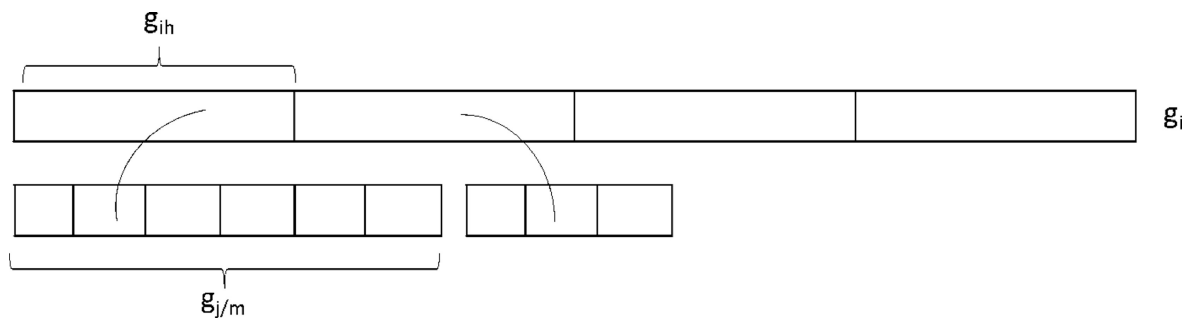


FIGURE 2.27 – Définition de l'ensemble des états de performance de "j" sous la condition des états des performances du composant "i"

Comme la montre cette figure (2.27), pour chaque $g_{ih} \in g_i^m$, la distribution de performance du composant "j" est définie. D'après cette définition, on peut conclure que la dépendance de performance de ce composant peut être totale ou partielle (seulement pour certains états de performance du composant "i").

Aussi, si chaque état de performance du composant "i" correspond à une distribution différente

du composant "j", alors on aura $M_i = k_i$ et $g_i^m = g_{im}$.

De ce fait, toutes les valeurs possibles des états de performance du composant "j" seront définies comme :

$$g_j = \bigcup_{m=1}^{M_i} g_{j/m} \quad (2.54)$$

De plus, la distribution de performance conditionnelle du composant affecté "j" lorsque le composant affectant "i" sera dans l'état $g_{ih} \in g_i^m$ est définie par l'ensemble $g_j = \{g_{jc}; 1 < c < c_j\}$ et $p_{j/m} = \{p_{jc/m}; 1 < c < c_j\}$, avec :

$$p_{jc/m} = \begin{cases} q_{jc/m} & g_{jc} \in g_{j/m} \\ 0 & g_{jc} \notin g_{j/m} \end{cases} \quad (2.55)$$

D'après cette définition, $p_{jc/m}$ est la probabilité que $G_j = g_{jc}$, avec $G_i = g_{ih} \in g_i^m$ pour n'importe quelle réalisation de G_j et de $G_i \in g_i^m$.

Ceci est équivalent à $p_{jc/m} = \Pr\{G_j = g_{jc}/G_i = g_{ih} \in g_i^m\}$.

En considérant que les sous-états g_i^m sont mutuellement disjoints (d'après la première hypothèse), alors la probabilité inconditionnelle pour que $G_j = g_{jc}$ peut être obtenue sous la forme :

$$p_{jc} = \sum_{m=1}^{M_i} \Pr(G_j = g_{jc}, G_j \in g_j^m) \cdot \Pr(G_i \in g_i^m) = \sum_{m=1}^{M_i} p_{jc/m} \cdot \sum_{h=1}^{k_i} p_{ih} \mathbf{1}_{(p_{ih} \in g_i^m)} \quad (2.56)$$

Et pour le cas où $g_i^m = g_{im}$, on aura :

$$p_{jc} = \sum_{m=1}^{M_i} p_{im} \cdot p_{jc/m} = \sum_{m=1}^{k_i} p_{im} \cdot p_{jc/m} \quad (2.57)$$

Considérons le nombre d'ensembles $\mu(h)$ pour lequel $g_{ih} \in g_i^{\mu(h)}$, avec $1 \leq \mu(h) \leq M_i$. La probabilité inconditionnelle de la combinaison de $G_i = g_{ih}$ et $G_j = g_{jc}$ est égale à $p_{ih} \cdot p_{jc/\mu(h)}$ **LEVITIN [2004]**. i.e., $p_{ih} \cdot p_{jc/\mu(h)} = \Pr\{G_i = g_{ih}; G_j = g_{jc}\}$.

De ce fait, en utilisant la fonction UGF, on définit également :

$$u_i(z) \otimes u_j(z) = \sum_{h=1}^{k_i} p_{ih} z^{g_{ih}} \otimes \sum_{c=1}^{c_j} p_{jc} z^{g_{jc}} \quad (2.58)$$

Ensuite :

$$u_i(z) \otimes u_j(z) = \sum_{h=1}^{k_i} p_{ih} \sum_{c=1}^{c_j} p_{jc/\mu(h)} z^{w(g_{jc}, g_{ih})} \quad (2.59)$$

$w(g_{jc}, g_{ih})$ représente la combinaison (série et/ou parallèle par exemple) entre les deux composants "i" et "j".

Un exemple illustrant ces équations est présenté dans la prochaine section.

Finalement, la fonction UGF représentant la dépendance de performance entre les deux composants "i" et "j" en fonction de sa disposition structurelle (en série et/ou parallèle par exemple) est représentée par l'équation 2.60. On retrouve dès lors la forme polynomiale de la fonction génératrice universelle regroupant un ou plusieurs composants :

$$U_{MSS_i}(z) = \sum_{MSS_i=1}^{M_i} p_{MSS_i} Z^{g_{MSS_i}} \quad (2.60)$$

Le lecteur pourra se référer à l'annexe (D.3) pour la démonstration de cette dernière équation.

2.7.2 La dépendance liée à la propagation de défaillance - PF

La dépendance liée à la propagation de défaillance est modélisée en supposant que l'état de performance ("0" = pas de performance) du composant affectant mène à la propagation de cet état ("0") aux autres composants étant interconnectés avec ce dernier. Pour les autres composants dont l'état "0" ne provoque pas une propagation de défaillance (propagation de cet état), ce composant sera considéré comme défaillant seul [LEVITIN \[2007\]](#). Levitin et Liudong dans [LEVITIN et XING \[2010\]](#) ont aussi traité ce type de dépendance séparément dans l'article cité, leur modèle est repris dans l'annexe [D.5](#). On va donc hybrider leur modèle pour qu'il puisse intégrer la dépendance liée à la performance du composant.

D'après [LEVITIN et XING \[2010\]](#), il est supposé que les dépendances liées aux propagations de défaillances sont aussi statistiquement indépendantes. En effet, une justification de cette hypothèse par rapport au système éolien est donnée dans [TAZI et collab. \[2018\]](#).

Pour résumer, les hypothèses considérées pour combiner les deux dépendances sont comme suit :

- L'effet domino dans le système éolien ne sera pas considéré. Il correspond en effet à des événements rares. De plus, ce type de faits n'est considéré dans les études d'évaluation de fiabilité des SME que dans les cas d'évaluation d'événements extrêmes.
- Pour la dépendance liée à la propagation de défaillance, 2^n combinaisons possibles de propagations peuvent se produire dans un SME, car on considère pour chaque composant l'occurrence ou non de la propagation de défaillance. " n " étant le nombre de composants pouvant générer une PF.

La figure [2.28](#) représente l'algorithme de l'évaluation de la fiabilité de notre SME en prenant en compte les deux types de dépendances.

Dans cette figure, les étapes de calcul sont comme suit :

1. Obtenir la fonction " u " de tous les composants indépendants
2. Obtenir la fonction " u " de tous les composants dépendants (dépendance de performance)
3. Dans le cas d'un sous-système contenant une dépendance liée à la performance, procéder au remplacement de la fonction " u " des composants dépendants par la fonction UGF équivalente et en utilisant les opérateurs $\{\oplus; \otimes\}$.
4. Répéter l'étape précédente dans le cas de présence d'autres composants
5. Définir la fonction " \bar{u} " conditionnelle correspondante au composant provoquant une propagation de défaillance ([2.60](#)).
6. Pour chaque combinaison de propagation de défaillance " s ", avec $(0 \leq s \leq 2^n - 1$ et " n " le nombre de composants générant une propagation de défaillance PF), déterminer :
 - L'ensemble de composants affectés par la propagation selon le principe défini dans [LEVITIN et XING \[2010\]](#); [TAZI et collab. \[2018\]](#) .
 - Déterminer la probabilité des s -combinaisons, définie en annexe [D.19](#).
 - Générer la fonction " u " équivalente des composants affectés selon leurs dispositions dans le SME (disposition en série ou parallèle). Cette étape est reprise plus amplement dans l'annexe [D.5](#)
 - Remplacer la fonction " u " du composant affecté par la propagation par la fonction " $f(z)$ " correspondante à l'état défaillant et appliquer le bloc-diagramme de fiabilité ([reliability block diagram \(RBD\)](#)) pour obtenir la fonction " $U_s(z)$ " représentant la fonction de probabilité de masse du SME.
7. Appliquer l'équation ([2.60](#)) pour obtenir la fonction " u " représentante du SME.
8. Obtenir la fiabilité du système

Après avoir présenté le modèle d'évaluation de la fiabilité, nous allons proposer deux exemples d'applications.

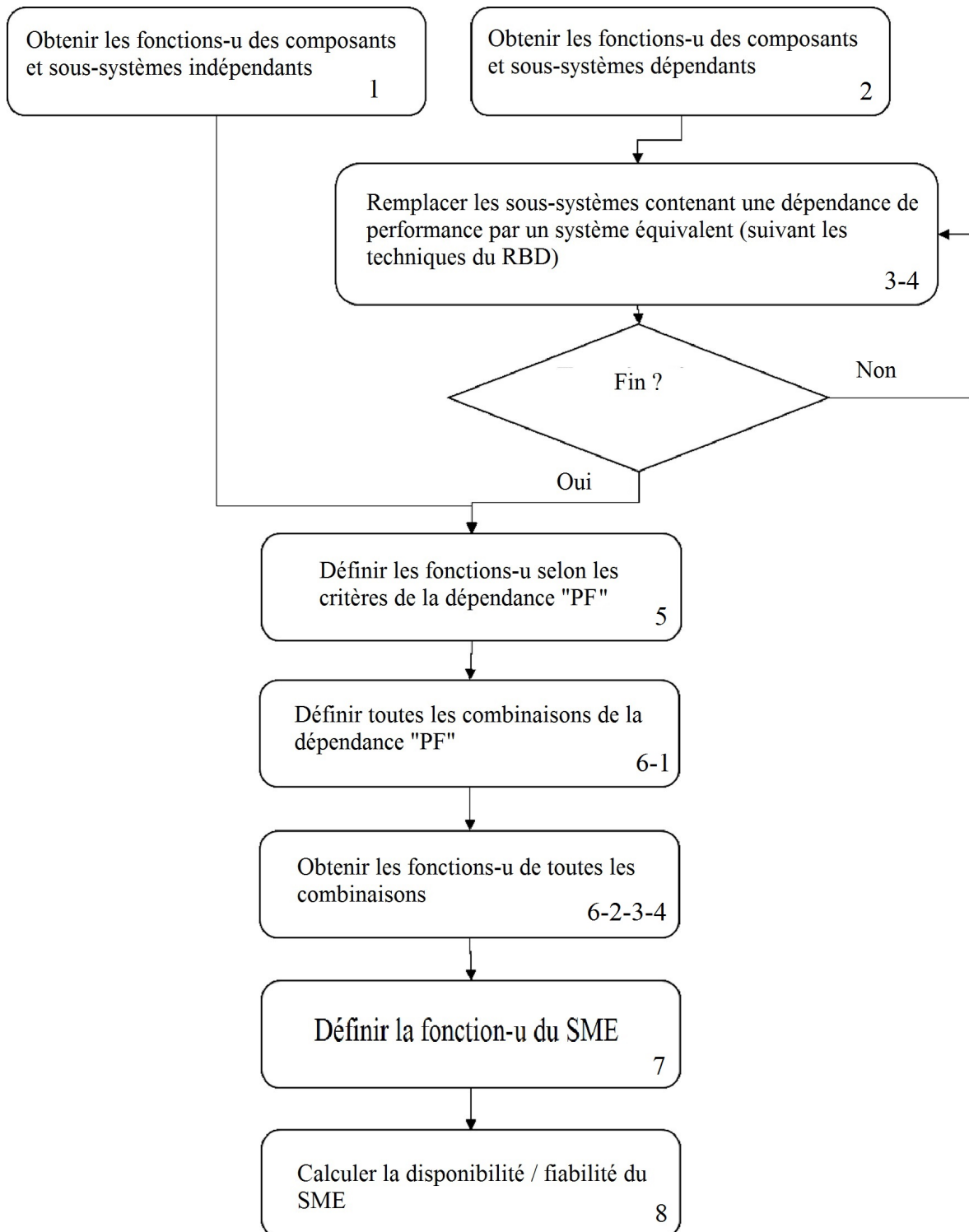


FIGURE 2.28 – Algorithme d'évaluation de la fiabilité d'un SME en prenant en compte la combinaison de deux dépendances : dépendance de performance et dépendance par propagation de défaillance

2.7.3 Application 1

La figure 2.29 présente la configuration du système étudié dans cet exemple. Considérons dans cet exemple un système à transmission de flux composé de différents compo-

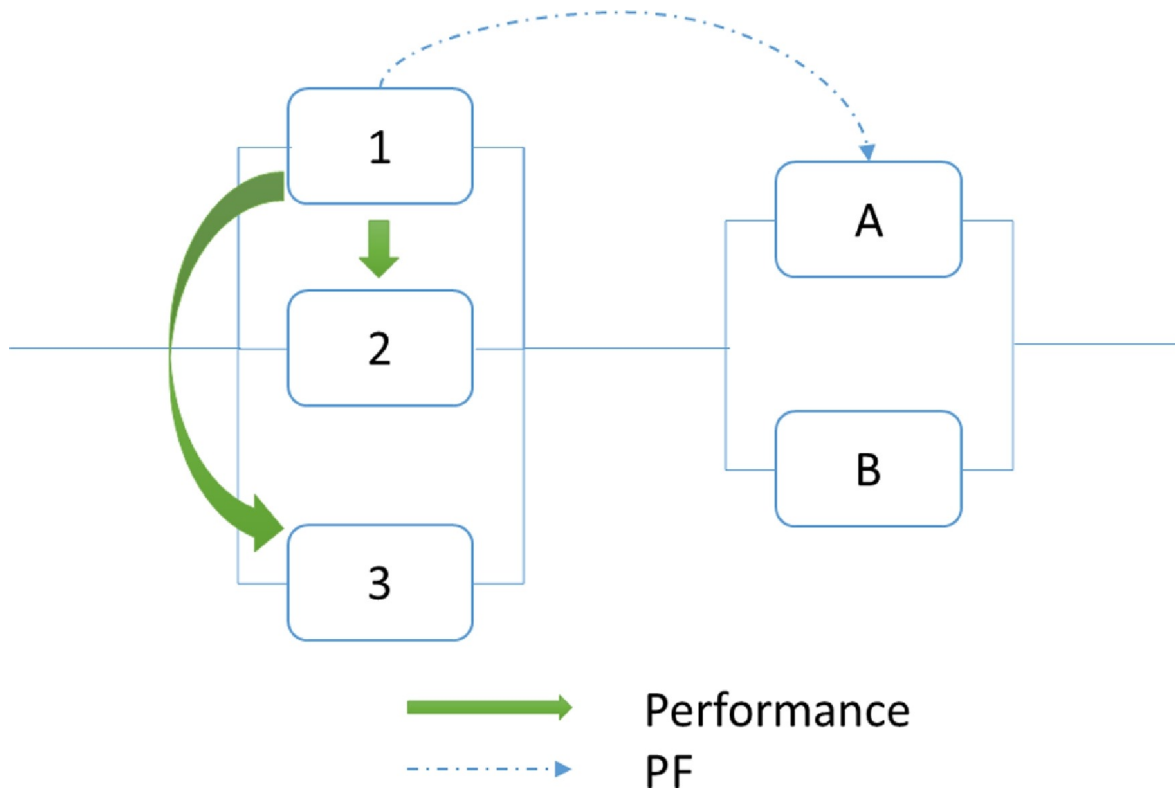


FIGURE 2.29 – Exemple d'illustration

sants non réparables. Dans le premier sous-système, on remarque une dépendance structurelle entre les composants. En effet, la performance des composants {2;3} est influencée par celle du composant "1". Les données de cette dépendance de performance sont décrites dans le tableau (2.12).

De plus, si la première structure 1,2,3 est défaillante, elle provoque la défaillance du composant "A". On considère que cette propagation de défaillance est un départ de feu dans la première structure, ce qui va affecter le composant "A". le composant "B", quant à lui, est indépendant des autres.

La fiabilité de ce SME est évaluée pour ($g = 6$), puis pour ($g = 3$), c.à.d. que le SME doit atteindre la performance indiquée.

Les données dont on a besoin pour cet exemple sont dans le tableau suivant (2.12).

Comme indiqué dans ce tableau, la distribution de probabilité du composant "2" dépend des états de performance du composant "1" tel que :

$$\begin{cases} \text{Si } G_1 \leq 1 \equiv G_1 \in g_1^1 = \{0; 1\} \text{ alors le composant "2" a une PD } \begin{cases} g_{2/1} = \{0; 3\} \\ q_{2/1} = \{0, 3; 0, 7\} \end{cases} \\ \text{Si } G_1 > 1 \equiv G_1 \in g_1^2 = \{3\} \text{ alors le composant "2" a une PD } \begin{cases} g_{2/2} = \{0; 5\} \\ q_{2/2} = \{0, 1; 0, 9\} \end{cases} \end{cases} \quad (2.61)$$

TABLEAU 2.12 – données pour l'exemple d'illustration

Composant	G	P
1	$g_1=(0/1/3)$	$p_1=(0,2/0,5/0,3)$
2	$g_2=(0/3/5)$	$p_{2/1}=(0,3/0,7/0)$; $g_{1,1} = 0$ $p_{2/2}=(0,3/0,7/0)$; $g_{1,2} = 1$ $p_{2/3}=(0,1/0/0,9)$; $g_{1,3} = 3$
3	$g_3=(0/2/3)$	$p_{3/1}=(0,8/0,2/0)$; $g_{1,1} = 0$; $p_{3/2}=(0,2/0/0,8)$; $g_{1,2} = 1$ $p_{3/3}=(0,2/0/0,8)$; $g_{1,3} = 3$
A	$g_A=(0/4)$	$p_A=(0,2/0,8)$
B	$g_B=(0/3)$	$p_B=(0,3/0,7)$

De même pour le composant "3", on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } G_1 = 0 \equiv G_1 \in g_1^1 = \{0\} \text{ alors le composant 3 a une PD } \left\{ \begin{array}{l} g_{3/1} = \{0;2\} \\ q_{3/1} = \{0,8;0,2\} \end{array} \right. \\ \text{Si } G_1 > 0 \equiv G_1 \in g_1^2 = \{1;3\} \text{ alors le composant 3 a une PD } \left\{ \begin{array}{l} g_{3/2} = \{0;3\} \\ q_{3/2} = \{0,2;0,8\} \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (2.62)$$

De ce fait, l'ensemble g_1 sera divisé en 3 sous-ensembles correspondants aux différentes distributions de probabilités des composants dépendants "2" et "3".

En appliquant l'algorithme décrit dans la figure précédente (2.28), on aura les fonctions "u" des composants dépendants et celui indépendant. Elles sont définies comme :

$$\left\{ \begin{array}{l} U_1(z) = 0,2z^0 + 0,5z^1 + 0,3z^3 \\ \bar{U}_2(z) = (0,3/0,3/0,1)z^0 + (0,7/0,7/0)z^3 + (0/0/0,9)z^5 \\ \bar{U}_3(z) = (0,8/0,2/0,2)z^0 + (0,2/0/0)z^2 + (0/0,8/0,8)z^3 \\ U_A(z) = 0,2z^0 + 0,8z^4 \\ U_B(z) = 0,3z^0 + 0,7z^3 \end{array} \right. \quad (2.63)$$

On calcule l'équivalent "4" des composants "2" et de "3", la fonction UGF est :

$$U_4(z) \left\{ \begin{array}{l} = \bar{U}_2(z) \bar{\otimes} \bar{U}_3(z) \\ = (0,3/0,3/0,1)z^0 + (0,7/0,7/0)z^3 + (0/0/0,9)z^5 \\ \bar{\otimes} (0,8/0,2/0,2)z^0 + (0,2/0/0)z^2 + (0/0,8/0,8)z^3 \\ = (0,24/0,06/0,02)z^0 + (0,06/0/0)z^2 + (0,56/0,38/0,08)z^3 \\ + (0,14/0/0,18)z^5 + (0/0,56/0)z^6 + (0/0/0,72)z^8 \end{array} \right. \quad (2.64)$$

On considère $U_I(z)$ la fonction "u" équivalente telle que "I" est : $1 \bar{\otimes} 4$

On a :

$$U_I(z) \left\{ \begin{array}{l} = \bar{U}_1(z) \bar{\otimes} \bar{U}_4(z) \\ = \sum_{h=1}^3 p_{1h} \cdot \sum_{c=1}^6 p_{4c/\mu(h)} z^{g_{1c} + g_{4c}} \\ = 0,048z^0 + 0,03z^1 + 0,012z^2 + 0,118z^3 + 0,19z^4 \\ + 0,028z^5 + 0,024z^6 + 0,28z^7 + 0,054z^8 + 0,216z^{11} \end{array} \right. \quad (2.65)$$

— Calcul UGF de la propagation de défaillance

La propagation se produit pour " z^0 ", on a :

$$\widehat{U}_1 \left\{ \begin{array}{l} = \frac{U_I(z)/\{z^0\}}{1-0,048} \\ = 0,031513z^1 + 0,012605z^2 + 0,12395z^3 + 0,19958z^4 \\ + 0,029412z^5 + 0,02521z^6 + 0,294118z^7 + 0,056723z^8 + 0,226891z^{11} \end{array} \right. \quad (2.66)$$

Puisqu'il y a seulement un cas de propagation de défaillance dans le SME, on aura alors ($0 \leq s \leq 1$) :

$$\begin{cases} \phi_0 = (1 - 0,048) = 0,952; & \text{pas de propagation} \\ \phi_1 = 0,048; & \text{propagation} \end{cases} \quad (2.67)$$

— Pour " s "=0, on définit la fonction-u :

On a :

$$\begin{aligned} U_{\phi_0} = & 0,32353z^7 + 0,014118z^6 + 0,016471z^5 \\ & + 0,311428866z^4 + 0,232983529z^3 + 0,011849z^2 \\ & + 0,029622z^1 + 0,059997605z^0 \end{aligned}$$

— Pour " s "=1, on définit la fonction-u :

On a :

$$U_{\phi_1} = f(z) = z^0 \quad (2.68)$$

— Couplage des états :

On a :

$$U(z) = \sum_{s=0}^1 Q_s U_{\phi_s} = Q_0 U_{\phi_0} + Q_1 U_{\phi_1} \quad (2.69)$$

Et :

$$U(Z) = \begin{cases} 0,30800056z^7 + 0,013440336z^6 + 0,015680392z^5 \\ +0,29648028z^4 + 0,22180032z^3 + 0,011280248z^2 \\ +0,028200144z^1 + (0,05711772 + 0,048)z^0 \end{cases} \quad (2.70)$$

— Calcul de la fiabilité du [SME](#) :

La fiabilité du SME est :

$$\begin{cases} R(6) = 0,321440896 \\ R(3) = 0,855401888 \end{cases} \quad (2.71)$$

La performance conditionnelle ($\sum(\text{probabilité} * \text{performance}) / \text{probabilité}$) du système est :

$$\begin{cases} W(6) = \frac{(0,30800056 \times 7) + (0,01344033 \times 6)}{0,321440896} = 6,95 \\ W(3) = 4,87 \end{cases} \quad (2.72)$$

Dans la partie suivante, nous allons utiliser le même modèle pour une application plus développée et plus complexe d'un système éolien.

2.7.4 Exemple d'application 2

De nos jours, les éoliennes (ou système éolien) sont de plus en plus répandues dans le monde. Plusieurs méthodes sont définies dans la littérature et dans l'industrie pour évaluer la performance de ces systèmes. Par exemple, Seebregts dans [SEEBREGTS et collab. \[1995\]](#) a modélisé qualitativement et quantitativement la fiabilité d'un système éolien en appliquant une procédure d'évaluation de sûreté probabiliste. D'autres études [BI et collab.;](#) [FAULSTICH et collab. \[2010\]](#); [TAVNER et collab. \[2010, 2007\]](#); [TEAM \[2003 \(accessed April 15, 2017\)\]](#) ont utilisé les historiques de la maintenance (temps d'arrêt, durée de défaillance, fréquence de défaillance,...) pour évaluer la fiabilité des éoliennes. Guo dans [GUO et collab. \[2009\]](#) a évalué la fiabilité d'une éolienne considérant des données incomplètes de défaillance et en utilisant une loi de Weibull à trois paramètres pour modéliser les défaillances des éoliennes. D'Amico dans [PETRONI et collab. \[2015\]](#) a utilisé une approche par modèle semi-markovien pour évaluer la fiabilité et la disponibilité des systèmes éoliens.

Puisque les approches réalistes des systèmes énergétiques considèrent que ces derniers sont multi-états [Li et Zio \[2012\]](#), nous allons considérer dans cet exemple une éolienne comme SME où deux types de dépendances (définies précédemment [2.6](#)) se combinent.

Dans [TAZI et collab. \[2017b\]](#), nous avons présenté une AMDEC d'une éolienne de type 2 MW. Cette analyse nous a permis d'extraire entre autres les dépendances entre les composants d'une structure éolienne. Ces dépendances sont représentées dans la figure [2.30](#) et reprises dans l'annexe [D.8](#).

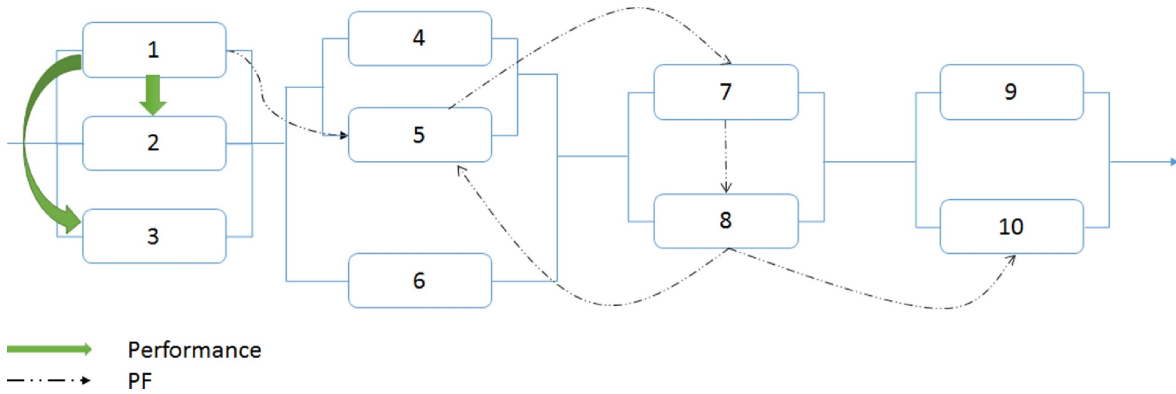


FIGURE 2.30 – Système éolien et ses dépendances [TAZI et collab. \[2017b\]](#)

Dans cette figure [2.30](#), les dépendances liées à la performance affectent l'ensemble des composants 1;2;3. En effet, les vibrations dans le composant "1" influencent les états des composants 2;3. Aussi, lorsque le composant "1" tombe en panne, il provoque la défaillance du composant "5". Cette composition représente par exemple des composants internes d'une boîte à vitesse d'une éolienne.

D'autres dépendances liées à la propagation de défaillance sont définies dans le tableau [2.13](#).

TABEAU 2.13 – données pour l'exemple d'illustration 2

Composant	G	P
1	$g_1=(0/1/3)$	$p_1=(0,05/0,1/0,85)$
2	$g_2=(0/3/5)$	$p_{2/1}=(0,3/0,7/0)$ $p_{2/2}=(0,3/0,7/0)$ $p_{2/3}=(0,1/0/0,9)$
3	$g_3=(0/2/3)$	$p_{3/1}=(0,8/0,2/0)$ $p_{3/2}=(0,2/0/0,8)$ $p_{3/3}=(0,2/0/0,8)$
4	$g_4=(0/4)$	$p_4=(0,2/0,8)$
5	$g_5=(0/4)$	$p_5=(0,1(PF)/0,1/0,8)$
6	$g_6=(0/5)$	$p_6=(0,15/0,85)$
7	$g_7=(0/4)$	$p_7=(0,05(PF)/0,1/0,85)$
8	$g_8=(0/3)$	$p_8=(0,05(PF)/0,1/0,85)$
9	$g_9=(0/4)$	$p_9=(0,2/0,8)$
10	$g_{10}=(0/4)$	$p_{10}=(0,2/0,8)$

L'éolienne devrait produire une performance fixée graduellement de "0" à "8".

En appliquant le modèle UGF défini précédemment, on génère les résultats présentés dans la figure [\(2.31\)](#) suivante. Le lecteur est invité à se référer à l'annexe [\(D.4\)](#) pour plus de détail sur le calcul de la fiabilité de ce système. Dans la figure [2.31](#), la fiabilité du système est représentée considérant les quatre scénarios (pas de dépendance dans le SME, considération de seulement un type de dépendance (propagation / performance), combinaison des deux dépendances dans le SME).

TABLEAU 2.14 – Résultats de l'exemple SME 2

Performance	combinaison de dépendance	dépendance de propagation	dépendance de performance	pas de dépendance
8	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,32	0,30	0,34	0,36
6	0,34	0,33	0,37	0,40
5	0,35	0,35	0,39	0,42
4	0,67	0,64	0,75	0,79
3	0,85	0,85	0,91	0,93
2	0,85	0,85	0,91	0,93
1	0,86	0,85	0,92	0,93
0	1,00	1,00	1,00	1,00

Le tableau 2.14 résume aussi les résultats illustrés dans la figure (2.31).

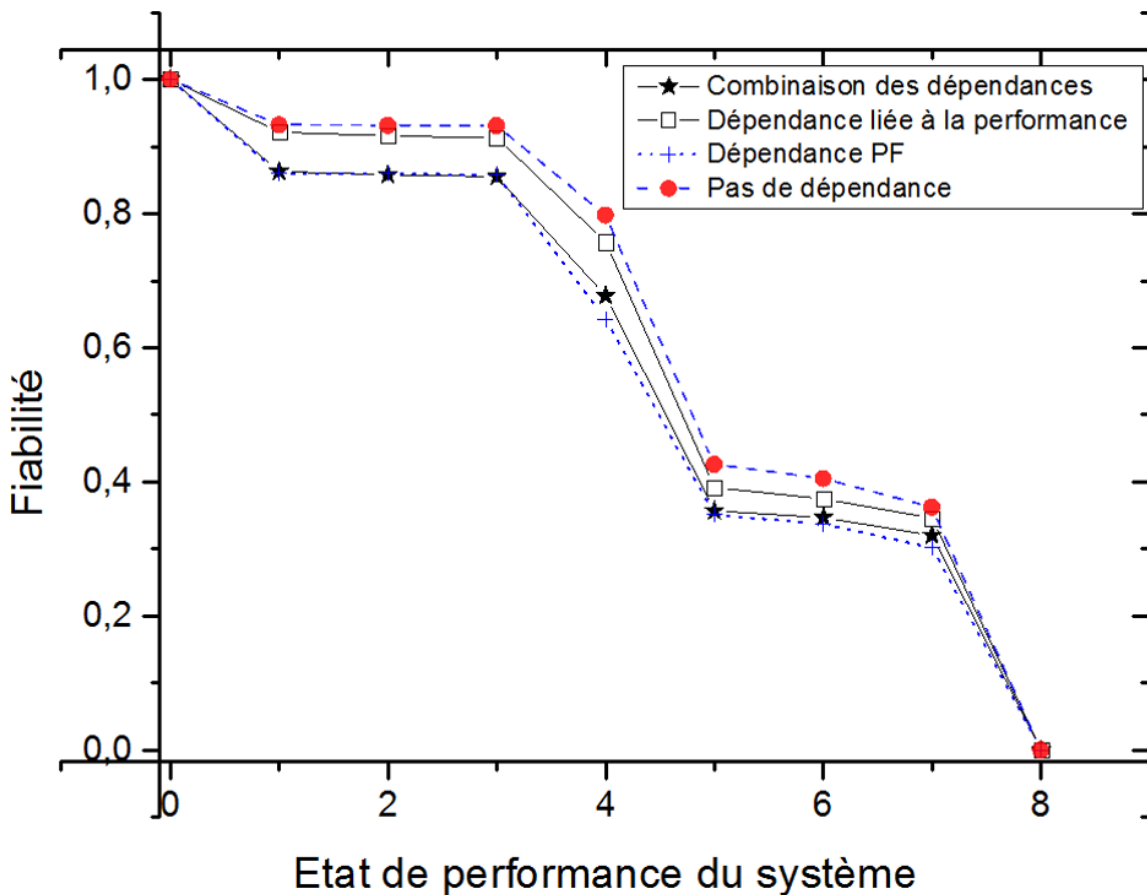


FIGURE 2.31 – Fiabilité du système éolien (SME)

D'après ces résultats, on peut noter comment les dépendances (et leurs combinaisons) affectent la fiabilité d'un SME. En effet, la performance du système est élevée lorsqu'on ne considère pas de dépendance dans le SME. A l'introduction de ces dépendances, la fiabilité du SME est influencée négativement. L'écart de la fiabilité (différence entre deux probabilités de performance) avec les dépendances peut s'élever jusqu'à 4% quand on la compare avec le cas d'inexistence de dépendance.

Lorsqu'on considère seulement la propagation de défaillance, la fiabilité du SME est aussi influencée négativement. L'écart de la fiabilité s'élève jusqu'à 12% quand on la compare avec le cas de dépendance liée à la performance. On peut dès lors conclure que la dépendance liée à la propagation de dépendance a un impact plus grave sur le SME que celle liée à la performance sur ce type de configuration. Cette conclusion peut aussi se baser sur le fait que les effets de propagation

de défaillance réduisent les performances du SME. De plus, dans cet exemple, les scénarios de propagation de défaillance représentent 13 scénarios sur 16, ce qui explique le comportement du SME.

Finalement, quand on considère la combinaison des deux dépendances, la fiabilité du SME est influencée selon la fiabilité "objectif" que l'on cherche à obtenir. En effet, dans le cas de petites performances (jusqu'à 4), l'écart de fiabilité s'élève à 12% comparé au cas d'inexistence de dépendance, et à 4% dans le cas de propagation de dépendance. Aussi, dans le cas de performances élevées, l'écart de la fiabilité se réduit à 6% quand on le compare avec le scénario d'inexistence de dépendance dans le SME et à 0% dans le cas de propagation de défaillance.

Cette variabilité peut être expliquée soit par les données de performance dans notre exemple, ce qui demandera une analyse de sensibilité liée aux données (cette partie sera traitée dans les perspectives), soit par un effet de compensation entre les dépendances dans un SME. Cette dernière explication semble plus réaliste, surtout lorsqu'on traite des SME contenant des composants mécaniques.

Dans la figure 2.31, on a vu comment l'éolienne peut atteindre les performances objectifs (de 1 à 4) avec une fiabilité élevée. Cependant, pour les performances supérieures à "4", la fiabilité du SME est inférieure à 50%. Ceci est globalement expliqué par le fait que la performance des composants est inférieure à 5 (voir tableau 2.14). Cette remarque est surtout utile dans la phase de conception du système. En effet, cela permet aux décideurs de concevoir un système capable d'atteindre les performances objectif, et ce malgré les dépendances qui peuvent surgir dans ce dernier. Cette évaluation est aussi utile dans la phase d'exploitation, car elle permet d'adapter la politique de maintenance selon le niveau de performance du SME exigé et en prenant en compte les dépendances de ce dernier. Les dépendances dans ce cas sont combinées avec les composants critiques et sont introduites dans les contraintes du SME.

De plus, les taux de performance et de probabilité sont indépendants du temps. Cette indépendance est remarquée dans la figure 2.31 par des taux de performance constants et des sauts entre performances.

Dans cet exemple, on remarque que la propagation de dépendance a plus d'effets sur le SME que la dépendance liée à la performance. En effet, ce type de dépendance est plus sévère dans une éolienne à cause de la combinaison structurelle de ses composants ainsi que l'inexistence de redondance fonctionnelle des composants au sein de l'éolienne. Ainsi, puisque les composants d'une éolienne sont configurés en série, la défaillance d'un composant engendrera la défaillance ou l'arrêt de fonctionnement du SME. De plus, dans ce dernier exemple, on a considéré un SME contenant 10 composants. Un système plus large ou plus complexe peut rendre le calcul plus lourd et plus lent, cela principalement à cause des scénarios de propagation de défaillance qui sont de l'ordre de 2^n , où " n " est le nombre de composants susceptibles de générer une PF.

Au final, dans cette section, nous avons pu élaborer un modèle d'évaluation de la fiabilité d'un SME où une combinaison de deux dépendances existe.

A notre connaissance, ceci a été la première initiative de combinaisons de dépendances dans un SME et sa modélisation à l'aide de la fonction UGF. Nous avons aussi à travers cette section pu discuter les effets de compensations que nous avons remarqués lors de la combinaison des dépendances. Ce point sera traité plus en détail en perspectives.

La prochaine section traitera l'effet des dépendances sur la politique de maintenance d'un SME. Nous analyserons l'état de l'art de la maintenance des SME aussi bien que les différents types de dépendance que la littérature traite en considérant la maintenance.

2.8 Amélioration de la politique de maintenance d'un SME en prenant en compte la dépendance et la dégradation de ses composants

Nous avons évalué précédemment la fiabilité d'un SME en prenant en compte ses dépendances internes ainsi que leurs combinaisons. Nous avons aussi conclu qu'en prenant en compte

ces dépendances, on pourrait optimiser la politique de maintenance d'un SME afin d'améliorer sa fiabilité et sa disponibilité. De ce fait, la présente section traite de l'introduction de la maintenance opportuniste pour un SME soumis aux dépendances et dégradations de ses composants. Dans la partie "état de l'art" de cette section, nous discuterons du choix de la maintenance opportuniste par rapport à d'autres politiques de maintenance existantes pour les SME.

De ce fait, un modèle de maintenance opportuniste pour les SME a été développé dans cette section. L'objectif est de présenter une stratégie de maintenance en prenant en compte les dépendances du système ainsi que la dégradation de ses composants. De plus, la fonction UGF a été utilisée pour évaluer la performance des composants du système, leurs dépendances ainsi que leurs dégradations. Ensuite, nous allons appliquer ce modèle sur une éolienne considérée comme SME.

Les résultats générés montrent que la politique de maintenance opportuniste et regroupée pour le SME en prenant en compte les interdépendances de ses composants ainsi que leurs dégradations optimise les coûts de maintenance. On conclura cette section par une étude de mesure d'importance MI pour évaluer les critères de décision de la politique de maintenance proposée.

En parcourant l'état de l'art de l'évaluation de la performance et de la maintenance des SME, on remarque que généralement les composants de ce dernier sont considérés indépendants. Cette hypothèse est désormais révolue pour certains systèmes (dont les systèmes éoliens) et certaines conditions de fonctionnement, car il s'avère nécessaire de prendre en compte les dépendances au sein du système. De plus, pour se rapprocher de la réalité, on doit considérer les liaisons et la dégradation des composants du système étudié. De plus, on a remarqué que la littérature combinant ces deux types de contraintes dans un SME est très pauvre TAZI et collab. [2018].

Pour cela, nous allons modéliser les composants du SME, ses dépendances et ses dégradations à l'aide de la fonction UGF utilisée dans la section précédente pour évaluer sa fiabilité et sa disponibilité.

2.8.1 État de l'art des modèles de maintenance d'un SME

Plusieurs techniques et modèles sont disponibles dans la littérature pour modéliser, évaluer et optimiser la maintenance d'un SME. Cette partie résume l'état de l'art de la maintenance des SME.

De nos jours, le lecteur peut avoir accès à plus de 201.000 publications sur la maintenance des systèmes depuis 1957. Parmi ces publications, celles traitant la maintenance opportuniste sont en constante augmentation depuis 2006. La maintenance opportuniste traite aussi des politiques de groupement des activités de maintenance. De ce fait, dans cette partie, nous préciserons le dernier état de l'art sur la maintenance réalisé par Marquez et Hameed dans HAMEED et collab. [2009]; MÁRQUEZ et collab. [2012].

Le premier article traitant sur la maintenance opportuniste est apparu en 1963 et publié par Radner & Jorgenson dans RADNER et JORGENSEN [1963]. Dans cet article, il a été prouvé que la maintenance opportuniste optimise les coûts de maintenance. Un modèle mathématique a été développé pour démontrer l'optimalité de cette stratégie. Aussi, Berg dans BERG [1976] a développé un modèle proche pour un système à deux unités similaires ayant une défaillance à distribution exponentielle. Dans cet article, un seuil de maintenance basé sur l'âge de l'unité a été proposé. Wang dans WANG [2002] a présenté un état de l'art sur les politiques de maintenance pour les systèmes multi-composants. Dans cet état de l'art (à jour jusqu'à 2001), les modèles de maintenance imparfaits ont aussi été traités. Besnard et al. dans BESNARD et collab. [2009] ont développé une politique de maintenance opportuniste pour les parcs éoliens offshore. Dans cet article, la stratégie de maintenance consiste à développer la maintenance préventive déjà proposée pour les parcs éoliens en incluant des fenêtres de temps d'indisponibilité causées par les actions de maintenance corrective et les conditions météorologiques pour avancer ou reculer la maintenance préventive des éoliennes. Derigent et al. dans DERIGENT et collab. [2009] ont proposé un modèle de maintenance permettant d'évaluer aussi les composants situés à proximité du composant traité. Il a été

démontré que cette politique intégrant le principe de proximité structurelle permet d'optimiser les coûts de maintenance. Les auteurs ont d'ailleurs remarqué qu'aucune norme ou recommandation sur la maintenance opportuniste pour les systèmes n'a été trouvée dans la littérature (année 2009).

D'autres travaux sur la maintenance des systèmes sont aussi cités dans le tableau : 2.15.

2.8.2 Etat de l'art des modèles de maintenance d'un SME dépendant

Ce fut Dekker dans DEKKER et collab. [1997] qui a présenté pour la première fois un état de l'art de la maintenance des SME en ne considérant que les dépendances économiques. Ce type de dépendance est en effet le plus répondu et le plus courant dans la littérature. Il permet de révéler directement les possibles économies d'échelles (economy of scale) qu'on peut réaliser en exploitant cette dépendance dans un système à multi-composants. Scarf et Deara dans SCARF et DEARA [1998] ont développé un modèle pour un système à deux composants afin d'optimiser sa politique de maintenance sous contrainte de dépendance économique et de dépendance liée à la défaillance de l'un des deux composants. Dans cet article, la stratégie de maintenance est régie par des seuils de remplacements en fonction de l'âge du composant (la maintenance opportuniste est activée lorsque le seuil de remplacement est atteint). Les mêmes auteurs dans SCARF et DEARA [2003] ont considéré une autre politique de maintenance basée sur la dépendance liée à la défaillance de l'un des composants du système. D'autres auteurs tels que Nicolai et Dekker ont présenté dans NICOLAI et DEKKER [2008] un état de l'art (regroupant les publications entre 1991 et 2006) sur les stratégies de maintenance des systèmes multi-composants. Dans cet état de l'art, différents types de dépendances ont été abordés. Les auteurs ont aussi conclu que l'existence des dépendances dans un système ne pouvait qu'améliorer la position de la maintenance opportuniste comme stratégie de maintenance la plus adaptée à ce système. Elle est aussi la plus apte à réduire les coûts liés à la maintenance. Cui et Li dans CUI et LI [2006] ont aussi traité la maintenance opportuniste dans un système sous contrainte de dépendance stochastique entre ses composants. Cette dépendance a été modélisée dans cet article par un modèle de dommages cumulés. Ce dernier article semble être l'un des premiers qui ont inclus la dépendance lors du développement de leurs stratégies de maintenance opportunistes.

De même que la partie précédente, d'autres références pertinentes sur la maintenance opportuniste des systèmes sous contrainte de dépendance ont été regroupées dans le tableau 2.16.

De ce fait, on peut remarquer en évaluant l'état de l'art de la maintenance présenté partiellement ci-dessus que la communauté scientifique commence à considérer la dépendance comme élément principal lors de la modélisation, évaluation et développement de nouvelles stratégies de maintenance pour les SME. Notre travail ci-dessous est dans la continuité de cet état de l'art. On considère les dépendances d'un SME ainsi que la dégradation de ses composants et leurs effets sur la maintenance du système. De plus, la grande majorité des travaux sur la maintenance opportuniste considère uniquement la maintenance économique sans prendre en compte la dégradation du SME. Nourelfath et al. dans NOURELFATH et collab. [2012] considère que les futurs travaux de maintenance devront inclure aussi la dégradation du système.

Enfin, selon l'état de l'art proposé ci-dessus, nous proposons de développer un modèle de maintenance opportuniste d'un SME sous contrainte de dépendance et de dégradation des composants. La maintenance opportuniste prend en compte les deux types de maintenance (préventive et corrective).

Dans ce modèle, des seuils de fiabilité vont activer la maintenance opportuniste. En effet, lorsqu'un composant atteint un seuil " $threshold_{corr}$ ", il active la maintenance corrective (CM). Ce type de maintenance est ABAO (As Bad As Old). Elle renouvelle en effet le niveau de dégradation du composant avec un " $\epsilon_{corrective}$ ". Cette fonction de renouvellement influence directement la performance de chaque composant du système.

De même, une maintenance préventive est présente dans ce système et est activée quand un composant atteint le seuil de maintenance préventive " $threshold_{PM}$ ". Ce type de maintenance est

TABLEAU 2.15 – Modèles de maintenance pour les systèmes indépendants

2009	ZHOU et collab. [2009]	Une politique de maintenance préventive et opportuniste développée pour un système multi-composant. On a aussi inclus dans ce modèle les effets des actions d'une maintenance imparfaite (8 méthodes incluses pour modéliser la maintenance imparfaite). Les résultats ont montré que les coûts de la maintenance opportuniste sont toujours plus bas comparés aux autres politiques de maintenance.
2011	BESNARD et collab. [2011]	Une politique de maintenance opportuniste pour l'éolien offshore en prenant en compte les conditions d'accès et les conditions aérologiques (continuité de BESNARD et collab. [2009]).
2011	TIAN et collab. [2011]	Développement d'une stratégie de maintenance conditionnelle des composants d'un parc éolien en prenant en compte les seuils de défaillance. Ce modèle optimise le planning et les coûts de maintenance. Les auteurs ont aussi établi un état de l'art des techniques utilisées dans la maintenance conditionnelle.
2012	DING et TIAN [2012]	Un état de l'art des types de maintenance appliqués dans l'éolien. Les auteurs ont aussi démontré la pertinence d'utiliser la maintenance opportuniste dans ce secteur. En effet, lorsqu'une panne surgit dans un parc éolien, une équipe de maintenance est dépêchée pour réaliser une maintenance corrective sur le système défaillant, ils ont recommandé que l'équipe saisisse cette opportunité pour surveiller et contrôler les composants avoisinants le système défaillant. Aussi, les auteurs ont développé un modèle de maintenance opportuniste comprenant trois types de maintenance préventive (parfaite, imparfaite, maintenance à deux niveaux). De plus, des seuils de durée de vie des composants éoliens ont été définis dans ce modèle. Les résultats montrent que la maintenance opportuniste optimise les coûts (comparaison avec les stratégies de maintenance traditionnelles). Le même modèle a aussi été utilisé dans DING et TIAN [2011].
2012	KOCHAKI et collab. [2012]	Évaluation des techniques de maintenance conditionnelle et leurs applications dans la planification de la maintenance opportuniste.
2012	HU et collab. [2012]	Développement d'une politique de maintenance prédictive opportuniste en prenant en compte des contraintes de coûts, de sûreté et de fenêtre de temps d'indisponibilité des équipes de maintenance.
2014	GUSTAVSSON et collab. [2014]	Introduction du concept du problème de la planification préventive en prenant en compte des intervalles de coûts. Dans cet article, la variable du coût de maintenance est dépendante de l'état de dégradation. Ce modèle a été appliqué pour la maintenance des parcs éoliens. Les résultats montrent que la maintenance des parcs éoliens a été optimisée, et ce sans se baser sur les données des capteurs ou du SCADA.

2015	SHAFIEE et collab. [2015]	Développement d'un modèle pour générer une politique de maintenance opportuniste optimale pour les pales des éoliennes offshore. Dans ce modèle, les pales subissent des contraintes internes et externes
2015	Do et collab. [2015b]	Groupement de maintenance pour un système multi-composants en prenant en compte les contraintes de disponibilité et les ressources limitées des équipes de maintenance.
2015	ZHOU et collab. [2015]	Développement d'une maintenance opportuniste avec des seuils multiples pour des systèmes série-parallèle. Ce modèle prend en compte différents seuils de maintenance imparfaite. Un algorithme de colonie de fourmis a ensuite été utilisé pour maximiser la production sous contraintes des coûts de maintenance.
2015	ZHANG et ZENG [2015]	Développement d'une stratégie de maintenance opportuniste basée sur la méthode de détérioration des états et espaces de partitions (state space partition method). Ce modèle est ensuite appliqué pour un système multi-composants et les résultats montrent que le groupement des activités de maintenance diminue les coûts de maintenance.
2016	ZHU et collab. [2016]	Utilisation d'une politique de maintenance basée sur trois types de maintenance (y compris l'opportuniste) pour un modèle d'optimisation d'un système multi-composants avec deux modes de défaillances indépendants. Ce modèle a aussi été appliqué dans la maintenance des parcs offshore.
2016	ABDOLLAHZADEH et collab. [2016]	Développement d'un algorithme multi-objectif pour trouver la maintenance opportuniste optimale sous contraintes de vitesse de vent et de disponibilité des équipes de maintenance. L'auteur a insisté sur la pertinence de la maintenance opportuniste dans le secteur de l'éolien. Il a aussi proposé comme perspective d'inclure les dépendances des composants éoliens dans son modèle.
2016	SARKER et FAIZ [2016]	Développement d'une stratégie de maintenance opportuniste pour les parcs éoliens offshore. Cette stratégie est basée sur une maintenance imparfaite à plusieurs niveaux. Le taux de défaillance et la durée de vie des composants ont été pris en compte dans la prise de décision pour activer ou non la maintenance opportuniste. Aussi, les auteurs ont développé un état de l'art des techniques de maintenance utilisées pour l'éolien offshore CARLOS et collab. [2013] HAMEED et VATN [2012].
2017	ZHANG et collab. [2017a]	Développement d'une politique de maintenance opportuniste basée sur deux niveaux de seuils de maintenance (préventif et correctif). Le modèle est appliqué pour les éoliennes. Un modèle d'optimisation a aussi été proposé pour simuler les seuils optimaux de la maintenance opportuniste.

TABLEAU 2.16 – Modèles de maintenance pour les systèmes dépendants

2013	ZHOU et collab. [2013]	Développement d'une méthode d'optimisation de maintenance en prenant en compte les activités de maintenance opportuniste pour un SME en prenant en compte les contraintes de production ainsi que les dépendances économiques. Le modèle d'optimisation se base sur une version modifiée de l'algorithme des colonies de fourmis. L'objectif est de maximiser la production et minimiser les coûts de maintenance. D'autres travaux similaires sont disponibles sur MARSEGUERRA et collab. [2002] LIU et HUANG [2010a] LIU et HUANG [2010b].
2013	HOU et JIANG [2013]	Développement d'une politique de maintenance opportuniste basée sur les taux de défaillance. Dans cet article on a développé un modèle de maintenance dépendant du temps et des coûts.
2014	HU et ZHANG [2014]	Développement d'un modèle de maintenance opportuniste basé sur le risque qu'une défaillance pourrait engendrer d'autres défaillances dans des composants dégradés.
2015	ZHANG et collab. [2015]	Application d'une politique de maintenance opportuniste pour un système multicomposant avec des défaillances en interaction. Le modèle est basé sur un processus de décision de Markov.
2015	DO et collab. [2015a]	Développement d'une politique de maintenance conditionnelle pour un système de deux composants dont les états sont dépendants.
2016	ATASHGAR et ABDOLLAHZADEH [2016]	Développement d'une stratégie de maintenance opportuniste basé sur les dépendances économiques et la redondance des composants. Le modèle intègre aussi une maintenance préventive imparfaite. Le modèle d'optimisation de la maintenance est aussi basé sur un algorithme d'optimisation multi-objectif par essaims particuliers.

<p>2016 IUNG et collab. [2016]</p>	<p>Développement d'un modèle de groupement de maintenance et de maintenance opportuniste basé sur les dépendances économiques et structurelles. L'objectif de ce modèle est d'optimiser la planification de la maintenance d'un système multi-composants. Cette planification est aussi synchronisée avec le planning de production. Aussi, il intègre les politiques de maintenance AGAN et ABAO. Les résultats montrent que les coûts de maintenance sont réduits lors de la prise en compte des dépendances économiques et structurelles.</p>
<p>2017 SALARI et MAKIS [2017]</p>	<p>Développement d'une politique de maintenance opportuniste pour un système à deux composants en prenant en compte les dépendances économiques. Un processus de Markov a été utilisé pour développer le modèle de cet article.</p>
<p>2017 ATASHGAR et ABDOLLAHZADEH [2017]</p>	<p>Les auteurs se sont basés sur leurs deux derniers articles sur l'optimisation de la maintenance des parcs éoliens pour présenter une nouvelle approche pour développer une maintenance opportuniste optimale d'un système "k-out-of-n" en prenant en compte les contraintes :1-un SME; 2-une inspection périodique; 3-maintenance corrective imparfaite; 4-différents types de maintenance;5-retards dus à la maintenance; 6-ressources limitées des équipes de maintenance; 7-dépendance économique. Le modèle proposé est basé sur un algorithme Tabu</p>
<p>2017 ZHANG et collab. [2017b]</p>	<p>Modèle de maintenance d'un système à deux composants ayant une charge interdépendante et des taux de défaillance dépendants du temps.</p>

AGAN (As Good As New). Elle renouvelle le composant dégradé et donc remet à zéro son niveau de dégradation (maintenance parfaite).

Aussi, la performance considérée dans cette partie est la performance liée à la dépendance. Vu que les composants se partagent une dépendance interne, lorsque l'un des composants atteint un seuil d'activation de maintenance " $threshold_{corrective}$ " ou " $threshold_{PM}$ ", une équipe de maintenance est envoyée pour mettre en place les actions adéquates pour remettre à niveau le système. Cette équipe de maintenance devrait aussi évaluer les composants partageant une dépendance avec le composant inspecté. Par conséquent, les activités de maintenance sont reprogrammées suivant ces dépendances. Des coûts de maintenance seront introduits pour évaluer la pertinence économique de cette maintenance.

2.8.3 Modèle de maintenance proposé

Dans cette partie, nous allons résumer les fonctions UGF utilisées pour la modélisation du composant multi-états, sa dégradation et sa dépendance dans le SME.

La fonction " u " d'un composant dans un SME s'écrit (se référer au § 2.4.6) :

$$U_i(z) = \sum_{k=0}^{n_i} p_{ik} \cdot z^{g_{ik}} \quad (2.73)$$

Dans le cas de deux composants indépendants, leur combinaison serait :

$$U_i(z) \otimes_{\varphi} U_j(z) = \sum_{k=0}^{n_i} p_{ik} \cdot z^{g_{ik}} \otimes_{\varphi} \sum_{h=0}^{n_j} p_{jh} \cdot z^{g_{jh}} = \sum_{k=0}^{n_i} \sum_{h=0}^{n_j} p_{ik} p_{jh} \cdot z^{\varphi(g_{ik}; g_{jh})} \quad (2.74)$$

Avec " φ_x " la fonction de structure de leur combinaison (série, parallèle).

Un SME est composé au moins de deux composants multi-états montés en série ou en parallèle. Le modèle permet d'évaluer la probabilité d'atteindre un niveau de performance LISNIA NSKI et LEVITIN [2003] souhaité.

Modélisation de la dégradation d'un composant multi-états en fonction de l'UGF

Le SME est composé de multiples composants. Chacun d'eux peut avoir une distribution discrète ou continue (transformée en discrète) d'états qui peuvent être distingués par des niveaux de performance ou de dégradation différents. Par exemple, un générateur d'éolienne à transmission de flux a un ensemble d'états caractérisés par des performances différentes. Ces niveaux sont de l'ordre de '2' MWh, puis '1,8', puis '1,5'. Pour ce composant, l'état de santé peut transiter entre celui de "*en fonctionnement*" à "*fonctionnement dégradé*",... ainsi de suite pour arriver au final à "*total défaillance*".

Considérons un composant multi-état d'un SME. Si la défaillance de ce composant suit une loi de Weibull à deux paramètres, on écrit :

$$f(x) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{x}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{x}{\eta}\right)^{\beta}} \quad (2.75)$$

Avec ($\beta; \eta$) sont les paramètres de forme et d'échelle de cette loi, respectivement.

On pose aussi la fiabilité telle que :

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t) \cdot dt = \int_t^{+\infty} f(t) \cdot dt \quad (2.76)$$

On cherchera alors à établir un lien entre cette fiabilité et les degrés de performance à travers cette fonction. En effet, elle évolue au cours du temps et est associée à la performance.

Cela correspond aussi à une dégradation (évolution de la fonction) associée à la performance. De

ce fait, on aurait discrétisé la dégradation d'un composant en prenant en compte des sauts dans le temps.

Dans la prochaine partie, on va développer le modèle de maintenance opportuniste d'un SME en considérant la dégradation de ses composants et de leurs dépendances.

Modélisation de la maintenance opportuniste dans un SME en prenant en compte la dégradation et les dépendances de ses composants

La dépendance entre composants considérée dans ce système est la même présentée et développé dans TAZI et collab. [2018]. Cette dépendance peut être soit partielle soit totale. Cette dépendance a été initialement étudiée par Levitin dans LEVITIN [2004]. Le lecteur est aussi invité à se référer au § 2.7 pour cette section.

Pour activer la maintenance dans un SME, on considère les seuils de fiabilité des composants. Le modèle de la maintenance opportuniste intègre les deux actions préventives et correctives. La maintenance corrective est activée lorsqu'un composant atteint un niveau de performance déterminé. Cette action de maintenance sera notée " g_{CM} ". En effet, pour un composant ' j ', si " $G(U_j) < g_{j_{CM}}$ ", alors la maintenance corrective sera activée et une équipe de maintenance réalisera ces actions sur ce composant ' j '. les actions correctives renouvellent le composant selon une politique ABAO. La fonction UGF pour l'évaluation de la fiabilité du composant ' j ' sera (avant et après la maintenance) :

— Avant :

$$U_j(z) = \sum_{k=0}^{n_j} p_{jk} \cdot z^{g_{jk}} \quad (2.77)$$

— Après :

$$U_j(z) = \sum_{k=0}^{n_j} p_{jk+\epsilon} \cdot z^{g_{jk+\epsilon}} \quad (2.78)$$

Avec " $jk + \epsilon \geq 0$ " désigne l'état de performance après l'action de maintenance corrective, tel que ϵ est le plus petit indice ($\epsilon \geq 0$) pour que $g_{jk+\epsilon} \geq g_{j_{CM}}$.

Cette dernière partie pourrait aussi s'écrire sous une forme plus générale :

— Avant :

$$U_j(z) = \sum_{k=0}^{n_j} p_{jk}(t) \cdot z^{g_{jk}(t)} \quad (2.79)$$

— Après :

$$U_j(z) = \sum_{k=0}^{n_j} p_{jk}\left(\frac{T-t}{T}\right) \cdot z^{g_{jk}\left(\frac{T-t}{T}\right)} \quad (2.80)$$

Avec " T " la durée totale et la durée de l'activité de maintenance corrective, respectivement.

La maintenance préventive est réalisée lorsque l'état d'un composant atteint un seuil de performance " $g_{j_{PM}}$ " qui activera cette action.

De même, pour un composant " j ", si " $G(U_j) \rightarrow g_{j_{PM}}$ " alors la maintenance préventive est requise. Elle renouvelle le composant selon un modèle AGAN. La fonction UGF relative à cette activité est comme suit (états avant et après) :

— Avant :

$$U_j(z) = \sum_{k=0}^{n_j} p_{jk} \cdot z^{g_{jk}} \quad (2.81)$$

— Après :

$$U_j(z) = p_{nj} \cdot z^{g_{nj}} \quad (2.82)$$

Pour

$$k \in [0; \dots; n_j]$$

y correspondant à la performance maximale.

De manière générale, on a :

— Avant :

$$U_j(z) = \sum_{k=0}^{n_j} p_{jk} \cdot z^{g_{jk}} \quad (2.83)$$

— Après :

$$\lim_{k \rightarrow n_j} U_j(z) \quad (2.84)$$

Avant d'effectuer une action de maintenance (corrective ou préventive), la fiabilité du SME sera calculée aussi en prenant en compte les dépendances entre les composants. Cela engendrera un groupement d'activité de maintenance en considérant les critères de performance des composants ainsi que leurs interdépendances.

Pour évaluer économiquement ce modèle, des indicateurs de coûts seront introduits pour les actions de maintenance correctives et préventives. Pour cela, on considère pour chaque activité de maintenance les coûts suivants :

- " C_{fixe} " : coûts de maintenance fixe (salaire, ...)
- " C_{CM} " : coûts de réparation corrective
- " C_{PM} " : coûts de réparation préventive
- " C_{log} " : logistique, préparation et accès au système éolien...

Pour chaque stratégie de maintenance (corrective, préventive, groupement de composants dépendants..), les coûts générés seront :

— Pour la CM :

$$\sum C_i = C_{CM} + C_{fixe} + C_{log} \quad (2.85)$$

— Pour la PM :

$$\sum C_i = C_{PM} + C_{fixe} + C_{log} \quad (2.86)$$

De ce fait, le diagramme représentant cette stratégie de maintenance est représentée dans la figure 2.32.

D'après cette figure, on commence d'abord par calculer les fonctions " u " des composants du système (en prenant en compte leurs dégradations). Ensuite, suivant si un composant (ou un groupement de composants) atteint un seuil de performance donné " $g_{CM}; g_{PM}$ ", on vérifie si une action de maintenance est requise. Dans le cas positif, on vérifie ensuite si le composant demandant une action de maintenance est en interdépendance avec d'autres composants dégradés dans le système.

Après avoir identifié les interdépendances entre les composants, on évalue la performance du groupe dépendant pour vérifier si l'action de maintenance requise devrait être réalisée sur le composant en question ou sur le groupe dépendant. Si le seuil de performance du groupe dépendant est atteint " $g'_{CM}; g'_{PM}$ ", l'équipe de maintenance effectuera une maintenance opportuniste groupée. On va renouveler ainsi la performance du groupe dépendant selon le type de maintenance effectuée (PM ou CM). A la fin de l'intervention, on calcule les coûts de maintenance générés par cette action de regroupement. Aussi, dans le cadre de l'évaluation de cette politique, on calculera en parallèle les coûts de maintenance dans le cas où aucune dépendance n'a été considérée dans le SME.

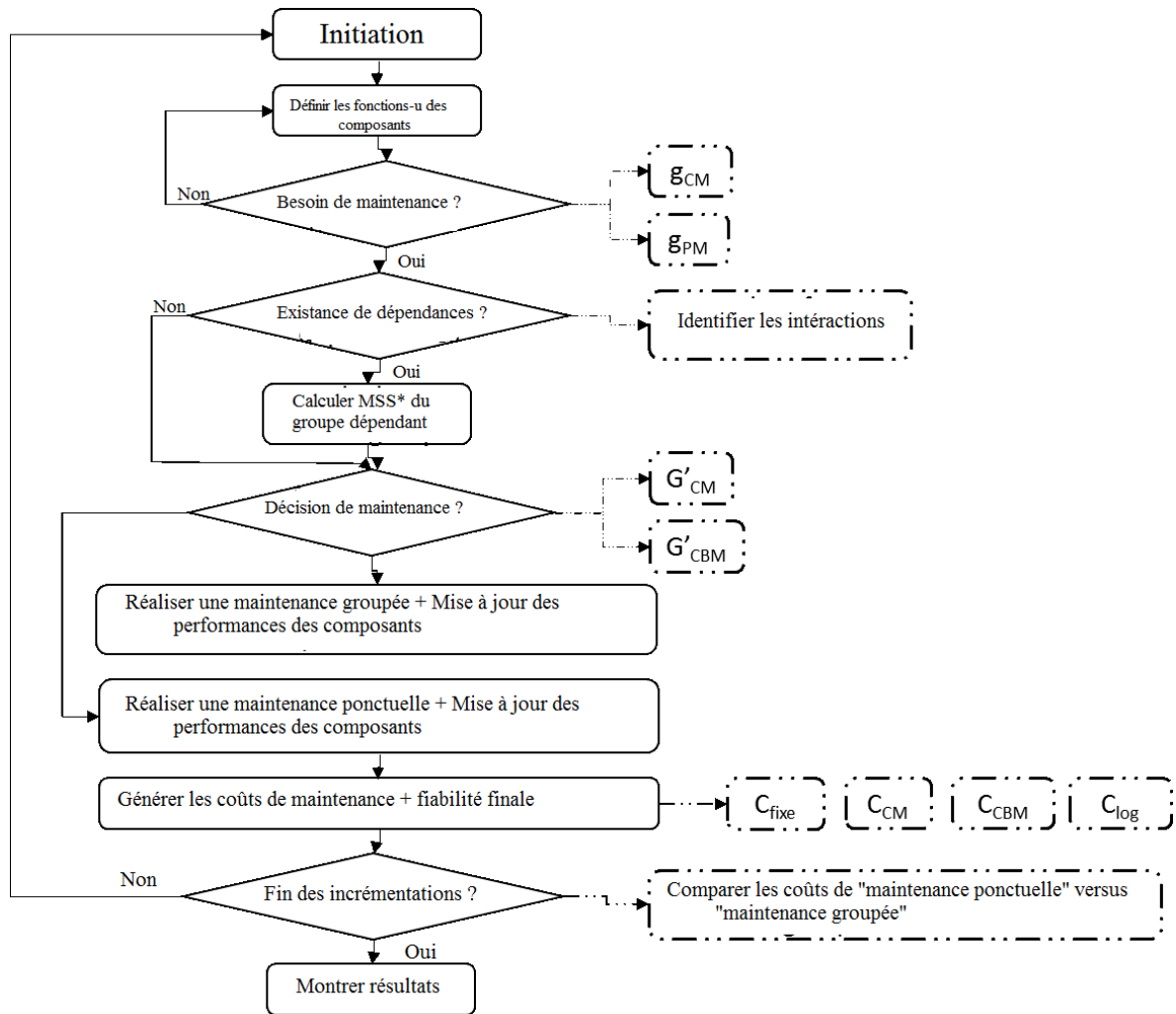


FIGURE 2.32 – Modèle de la maintenance proposé

TABLEAU 2.17 – Données pour l'exemple d'application

Unit	G	P
Unit 2	if $g_1 = 0$	$p_{1/2} = (0, 3/0, 7)$
	if $g_1 = 1, 2$	$p_{2/2} = (0, 7/0, 3)$
Unit 3	if $g_1 = 0$	$p_{3/1} = (0, 2/0, 8)$
	if $g_1 = 1, 2$	$p_{3/2} = (0, 8/0, 2)$

Exemple d'application

Le modèle proposé ci-dessus sera appliqué pour le système 2.33.

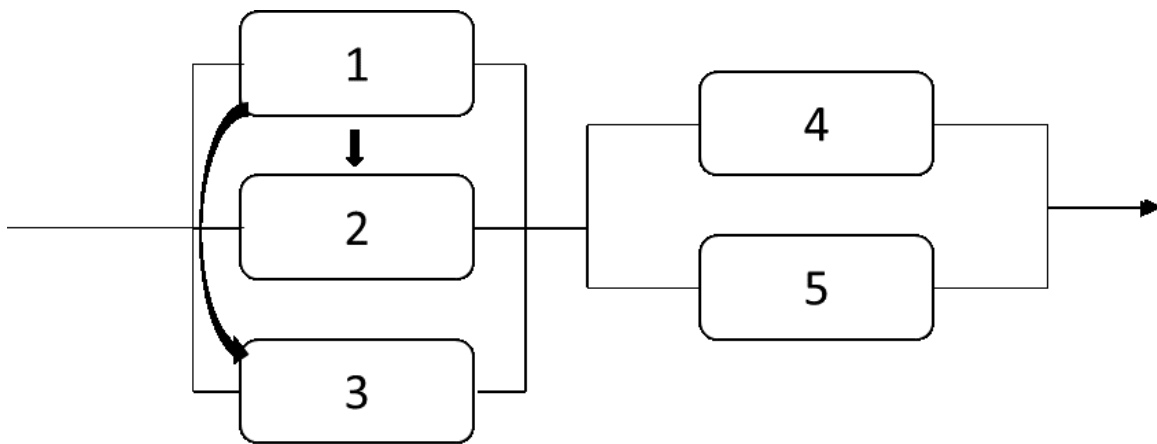


FIGURE 2.33 – Exemple d'application

On considère un SME à transmission de flux composé de différents composants. Ce système est décrit comme suit :

- Tous les composants sont soumis à un processus de dégradation. De plus, chaque composant a '5' états différents dans le système (de la performance maximale à la défaillance totale).
- Les composants (2;3) sont influencés par la performance du composant '1'. Cette dépendance liée à la performance est décrite dans le tableau 2.17 .
- Les composants (4;5) sont indépendants.
- Les performances des composants et les seuils de maintenance sont décrits dans le tableau 2.18.
- Pour simplifier le calcul, on considère que les actions PM et CM des composants ont un coût identique.

Lorsque la maintenance corrective est requise, la fonction de renouvellement améliore la performance du composant de $\epsilon=0,1$, c.à.d. la nouvelle performance passera de "E" à "E+0,1". Pour la dépendance, le seuil de maintenance pour activer la CM est de $G'_{MSS} = 0,7$.

Après '5' itérations de dégradation du système, une action PM est requise. Elle renouvelle les composants du système selon une politique d'AGAN. Finalement, on considère qu'au début des itérations, tous les composants sont nouveaux et n'ont subi aucune dégradation.

L'objectif de cet exemple est de calculer les coûts de maintenance générés après '11' itérations de dégradation. Aussi, on étudiera les deux cas de dépendance et d'indépendance des composants du SME.

- **Dans le cas d'indépendance des composants du SME**

TABLEAU 2.18 – Données pour l'exemple d'application

Unit	Reliability	Performance	CM criterion	PM criterion
1	0,1005	1	$E_{CM_1} = 1$	Après 5 itérations
	0,3679	1,05		
	0,5408	1,1		
	0,6471	1,15		
	0,7168	1,2		
2	0,8274	1,25	$E_{CM_2} = 1,3$	Après 5 itérations
	0,8483	1,30		
	0,8651	1,35		
	0,8787	1,40		
	0,8901	1,45		
3	0,9147	1,50	$E_{CM_2} = 1,6$	Après 5 itérations
	0,9208	1,55		
	0,9262	1,60		
	0,9309	1,65		
	0,9351	1,70		
4	0,8483	1,20	$E_{CM_2} = 1,3$	Après 5 itérations
	0,8651	1,25		
	0,8787	1,30		
	0,8901	1,35		
	0,8996	1,40		
5	0,9480	1,80	$E_{CM_2} = 1,8$	Après 5 itérations
	0,9506	1,85		
	0,9529	1,90		
	0,9550	1,95		
	0,9569	2		

Dans ce cas, les fonctions "u" des composants binaires sont :

1. $U_1(z) = 0,7168z^{1,2} + 0,2832z^0$
2. $U_2(z) = 0,8901z^{1,45} + 0,1099z^0$
3. $U_3(z) = 0,9351z^{1,7} + 0,0649z^0$
4. $U_4(z) = 0,8996z^{1,4} + 0,1004z^0$
5. $U_5(z) = 0,9569z^2 + 0,0431z^0$

Ensuite, on commence le processus de dégradation suivant le nombre d'itérations considéré. Les résultats sont présentés dans le tableau suivant 2.19.

TABLEAU 2.19 – Itérations dans le cas d'indépendance

Itération	Unité 1	Unité 2	Unité 3	Unité 4	Unité 5
1	$0,7168z^{1,2} + z^0$	$0,8901z^{1,45} + z^0$	$0,9351z^{1,7} + z^0$	$0,8996z^{1,4} + z^0$	$0,9569z^2 + z^0$
2	$0,6471z^{1,15} + z^0$	$0,8787z^{1,4} + z^0$	$0,9309z^{1,65} + z^0$	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9550z^{1,95} + z^0$
3	$0,5408z^{1,1} + z^0$	$0,8651z^{1,35} + z^0$	$0,9262z^{1,6} + z^0$ CM $0,9351z^{1,7} + z^0$	$0,8787z^{1,3} + z^0$ CM $0,8996z^{1,4} + z^0$	$0,9529z^{1,9} + z^0$
4	$0,3679z^{1,05} + z^0$	$0,8483z^{1,3} + z^0$ CM $0,8787z^{1,4} + z^0$	$0,9309z^{1,65} + z^0$	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9506z^{1,85} + z^0$
5	$0,1005z^1 + z^0$	$0,8651z^{1,35} + z^0$	$0,9262z^{1,6} + z^0$	$0,8787z^{1,3} + z^0$	$0,9480z^{1,8} + z^0$
PM	PM $0,7168z^{1,2} + z^0$	PM $0,8901z^{1,45} + z^0$	PM $0,9351z^{1,7} + z^0$	PM $0,8996z^{1,4} + z^0$	PM $0,9569z^2 + z^0$
6	$0,6471z^{1,15} + z^0$	$0,8787z^{1,4} + z^0$	$0,9309z^{1,65} + z^0$	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9550z^{1,95} + z^0$
7	$0,5408z^{1,1} + z^0$	$0,8651z^{1,35} + z^0$	$0,9262z^{1,6} + z^0$ CM $0,9351z^{1,7} + z^0$	$0,8787z^{1,3} + z^0$ CM $0,8996z^{1,4} + z^0$	$0,9529z^{1,9} + z^0$
8	$0,3679z^{1,05} + z^0$	$0,8483z^{1,3} + z^0$ CM $0,8787z^{1,4} + z^0$	$0,9309z^{1,65} + z^0$	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9506z^{1,85} + z^0$
9	$0,1005z^1 + z^0$ CM $0,5408z^{1,1} + z^0$	$0,8651z^{1,35} + z^0$	$0,9262z^{1,6} + z^0$ CM $0,9351z^{1,7} + z^0$	$0,8787z^{1,3} + z^0$ CM $0,8996z^{1,4} + z^0$	$0,9480z^{1,8} + z^0$ CM $0,9529z^{1,9} + z^0$
10	$0,3679z^{1,05} + z^0$ PM $0,7168z^{1,2} + z^0$	$0,8483z^{1,3} + z^0$ PM $0,8901z^{1,45} + z^0$	$0,9309z^{1,65} + z^0$ PM $0,9351z^{1,7} + z^0$	$0,8901z^{1,35} + z^0$ PM $0,8996z^{1,4} + z^0$	$0,9506z^{1,85} + z^0$ PM $0,9569z^2 + z^0$
Fin	CM_actions=1 PM_actions =2	CM_actions=2 PM_actions =2	CM_actions=3 PM_actions =2	CM_actions=3 PM_actions =2	CM_actions=1 PM_actions =2

Comme présenté dans 2.19, la fonction 'u' est actualisée pour chaque itération de dégradation des composants du SME. On vérifie aussi après chaque itération si le seuil d'activation de la CM ou PM est atteint.

Par exemple, les premiers composants à atteindre le seuil d'activation de la maintenance corrective sont (3;4). Après l'action de maintenance sur ces composants, leurs performances varient aussi (1,6 → 1,7) et (1,3 → 1,4), respectivement. La même procédure est réalisée pour la maintenance préventive.

A la fin des itérations, on aura :

$$\sum C_{CM} = 10.C_{CM} + 10.C_{fixe} + 10.C_{log}$$

$$\sum C_{PM} = 10.C_{PM} + 2.C_{fixe} + 2.C_{log}$$

Calculons maintenant ces coûts dans le cas de la dépendance de performance.

— **Dans le cas de dépendance des composants (1;2;3) du SME**

On a considéré dans cet exemple que la performance des composants (2;3) est influencée par la performance du composant '1'. Dans ce cas, calculons la fonction 'u' du groupe dépendant.

On a :

$$u_1(z) = 0,7168.z^{1,2} + 0,2832.z^0$$

$$\overline{u_2(z)} = (0,7/0,3).z^{1,45} + (0,3/0,7).z^0$$

$$\overline{u_3(z)} = (0,8/0,2).z^{1,7} + (0,2/0,8).z^0$$

On considère aussi que :

$$\overline{u_4(z)} = \overline{u_2(z)} \oplus \overline{u_3(z)}$$

Alors :

$$\overline{u_4(z)} = (0,06/0,56).z^0 + (0,14/0,24).z^{1,45} + (0,24/0,14).z^{1,7} + (0,56/0,06).z^{3,15}$$

Aussi, selon LEVITIN [2004]; TAZI et collab. [2018] on a :

$$U_I(z) = \sum_{h=1}^3 p_{1h} \sum_{c=1}^4 p_{4c/\mu(h)} z^{g_{1c} + g_{4c}}$$

Donc :

$$\begin{aligned} U_I(z) &= 0,2832(0,06z^{0+0} + 0,14z^{0+1,45} + 0,24z^{0+1,7} + 0,56z^{0+3,15}) \\ &\quad + 0,7168(0,06z^{1,2+0} + 0,14z^{1,2+1,45} + 0,2z^{1,2+1,7} + 0,56z^{1,2+3,15}) \\ U_I(z) &= 0,1586z^0 + 0,043z^{1,2} + 0,068z^{1,45} + 0,0396z^{1,7} + 0,1004z^{2,65} \\ &\quad + 0,1720z^{2,9} + 0,017z^{3,15} + 0,4014z^{4,35} \end{aligned}$$

On a ainsi groupé les trois composants en une seule fonction 'u'.

La dégradation du groupe dépendant est réalisée suivant la formule :

$$R = 1 - \sum_{i=0}^n p_{Ii} \quad (2.87)$$

Pour cet exemple, la dégradation de 'R' sera comme suit (calcul en prenant en compte la dépendance présentée dans le § 2.7) :

$$R = \{0,8414; 0,7984; 0,7304; 0,6908; 0,5904; 0,4184; 0,4014; 0\}. \quad (2.88)$$

La fonction de renouvellement du groupe dépendant va actualiser la performance du groupe par un saut de '3' états : (R → R+3 sauts).

TABLEAU 2.20 – Itérations dans le cas de dépendance

Itérations	Groupe dépendant	Unité 4	Unité 5
1	0,8414	$0,8996z^{1,4} + z^0$	$0,9569z^2 + z^0$
2	0,7984	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9550z^{1,95} + z^0$
3	0,7304	$0,8787z^{1,3} + z^0$	$0,9529z^{1,9} + z^0$
		CM $0,8996z^{1,4} + z^0$	
4	0,6908 CM' 0,8414	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9506z^{1,85} + z^0$
5	0,7984 PM'	$0,8787z^{1,3} + z^0$	$0,9480z^{1,8} + z^0$
	PM' 0,8414	PM' $0,8996z^{1,4} + z^0$	PM' $0,9569z^2 + z^0$
6	0,7984	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9550z^{1,95} + z^0$
7	0,7304	$0,8787z^{1,3} + z^0$	$0,9529z^{1,9} + z^0$
		CM $0,8996z^{1,4} + z^0$	
8	0,6908 CM' 0,8414	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9506z^{1,85} + z^0$
9	0,7984	$0,8787z^{1,3} + z^0$	$0,9480z^{1,8} + z^0$
		CM $0,8996z^{1,4} + z^0$	CM $0,9529z^{1,9} + z^0$
10	0,7304 PM'	$0,8901z^{1,35} + z^0$	$0,9506z^{1,85} + z^0$
	PM' 0,8414	PM' $0,8996z^{1,4} + z^0$	PM' $0,9569z^2 + z^0$
END	$\sum CM_{actions} = 2$ $\sum PM_{actions} = 2$	$\sum CM_{actions} = 3$ $\sum PM_{actions} = 2$	$\sum CM_{actions} = 1$ $\sum PM_{actions} = 2$

Dans l'industrie, ces 'sautes' peuvent être définis grâce au retour d'expérience et aux experts de la maintenance des composants dépendants.

Finalement, on applique le modèle de maintenance développé pour cet exemple en prenant en compte les dépendances des composants avec un seuil de maintenance de $(R = 0,7)$. Les résultats des itérations sont présentés dans le tableau 2.20.

En prenant en compte ces résultats, on va comparer les coûts de maintenance avec le cas où les composants du système étaient indépendants.

En effet, dans le cas d'indépendance, on a :

$$\sum CM_{CM} = (C_{CM_1} + C_{fixe} + C_{log}) + 2(C_{CM_2} + C_{fixe} + C_{log}) + 3(C_{CM_3} + C_{fixe} + C_{log})$$

Dans le cas de dépendance, on a :

$$\sum CM_{CM} = 2(C_{CM_1} + C_{CM_2} + C_{CM_3}) + C_{fixe} + C_{log}$$

En prenant en compte ces hypothèses, on remarque la pertinence du groupement des activités de maintenance. En effet, on diminue les coûts liés à la maintenance corrective lorsqu'on considère la dépendance entre les composants. Cela implique la nécessité d'effectuer des actions CM pour le groupe dépendant au lieu du simple composant. Dans cet exemple, les coûts de maintenance ont été réduits de $5(C_{fixe} + C_{log})$.

Ce type de dépendance peut aussi améliorer la résistance du SME face aux dégradations de ses composants. Cette dépendance a été appliquée précédemment sur un système éolien [TAZI et col-lab. \[2018\]](#).

De plus, la politique de maintenance préventive est appliquée dans cet exemple après un nombre déterminé d'itérations. Cette hypothèse n'est pas toujours valide, surtout pour les systèmes énergétiques qui connaissent une émergence des techniques de maintenance conditionnelle ou prédictive.

Finalement, on a fixé d'avance des critères d'activations de CM et PM. Dans le cas général, ces seuils de maintenance sont évalués de manière optimale à travers une analyse de mesure d'importance MI. La prochaine partie de cette section traitera ce sujet.

2.8.4 L'utilisation des mesures d'importance pour évaluer les seuils de maintenance d'un SME

En ingénierie de sûreté de fonctionnement, et plus précisément en fiabilité et en maintenance, les mesures d'importance MI sont utilisées pour prioriser des composants sur d'autres dans un SME afin d'améliorer sa performance.

L'importance des composants dans un système a été largement étudiée dans la littérature. Elles sont variées, de l'importance de Birnbaum à celles de Fussel-Vesely. La MI de Birnbaum BIRNBAUM [1968] est basée sur l'évaluation de la performance des composants du système en prenant en compte l'effet de la variation de la fiabilité d'un composant sur la variation de la fiabilité du SME. D'autre part, la MI de Fussel-Vesely FUSSELL [1975] est basée sur les importances des coupes minimales. La MI peut aussi être évaluée selon la structure du SME comme démontré dans WU et CHAN [2003]. Dans cet article, Wu a pris en compte l'importance de la topologie du composant dans son milieu. Levitin dans LEVITIN [2006] a aussi présenté des modèles hybrides pour l'évaluation de la MI des SME. De nos jours, on trouve aussi dans la littérature des MI hybrides basées sur les coûts WU et COOLEN [2013], ou sur le risque CHEOK et collab. [1998] BORGONOVO et APOSTOLAKIS [2001].

Dans l'exemple d'application précédent, nous avons modélisé la PM et la CM en prenant en compte la dégradation des composants causée par les itérations du SME. Afin d'améliorer ce modèle, et pour éliminer l'hypothèse de la périodicité de la maintenance préventive, nous allons utiliser dans la partie suivante la mesure d'importance de Birnbaum pour évaluer les seuils de maintenance. En effet, cette MI s'est avérée efficace quand le SME contient des dépendances liées à la performance des composants LEVITIN [2006].

La méthode utilisée ci-dessous pour l'évaluation des MI pour les SME en utilisant la fonction UGF a été démontrée dans BIRNBAUM [1968]; LEVITIN [2006].

Dans le cas d'un système indépendant

Si on ne considère pas de dépendance dans le SME, et en considérant le même système illustré dans la figure 2.33, la MI de Birnbaum est présentée dans le tableau 2.21.

TABLEAU 2.21 – MI de Birnbaum pour un SME indépendant

	État 1	État 2	État 3	État 4	État 5
Unité 1	0,71369823	0,64389977	0,53771029	0,36544829	0,09970722
Unité 2	0,88624832	0,87435439	0,86015748	0,84264688	0,82087314
Unité 3	0,9310536	0,92629623	0,92090841	0,91466373	0,90748448
Unité 4	0,89778287	0,88746713	0,87468292	0,85853004	0,83706584
Unité 5	0,95496713	0,95217516	0,9485437	0,94338071	0,9354455

Afin de simplifier le calcul, on a présenté dans le tableau 2.21 les MI des unités avec un processus de dégradation se déclenchant en même temps (toutes les unités changent d'états en même temps). D'autre part, l'unité "5" a le facteur d'importance le plus grand, suivi par les unités "3", "4" puis "1". Ceci montre comment ces unités peuvent être critiques pour la fiabilité du SME. Aussi,

l'unité "1" a le facteur d'importance le plus faible, sa dégradation affecte donc peu la fiabilité du SME.

Aussi, le 5^{ème} état représente l'état le plus critique et qui dégrade le plus la fiabilité du SME (malgré que celui-ci est plus fiable que le 4^{ème} mais qu'il contribue plus fortement à la performance du système). La figure 2.34 représente l'évolution de la MI suivant les états des composants du SME.

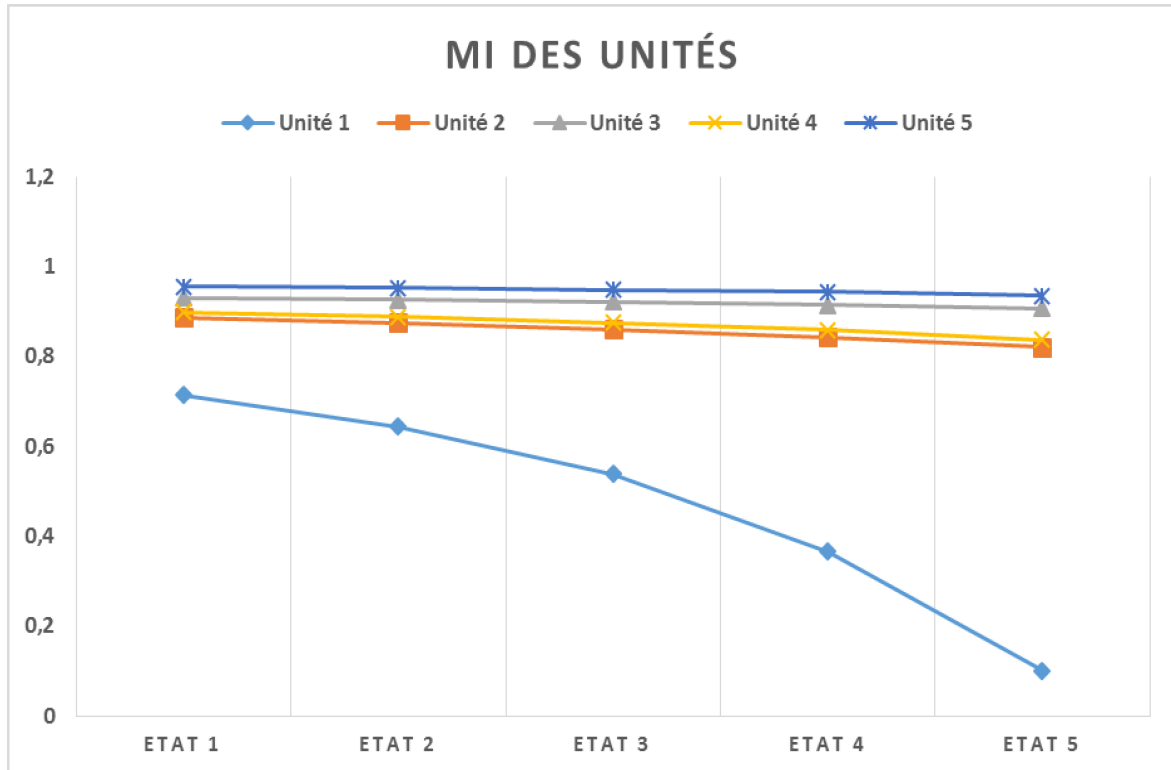


FIGURE 2.34 – Évolution de la MI des composants suivant leurs dégradations

On peut conclure entre autres de cette évolution de MI que la maintenance préventive peut être remplacée par la maintenance prédictive qui activera des actions de maintenance suivant une mesure d'importance seuil. De ce fait, on peut définir par exemple une meilleure politique de maintenance pour les composants (5;3) pour leurs (4^{ème}; 5^{ème}) états de dégradation. Comme mentionné précédemment, l'emplacement structurel du composant "1" a affaibli son importance dans l'influence sur la fiabilité d'un SME.

Aussi, le plus grand défi dans l'utilisation des MI pour les composants dans un SME en prenant en compte leurs dégradations est de déterminer avec précision les états de dégradation de chaque composant et de leurs évolutions.

Dans le cas d'un système dépendant

On rappellera que la MI est aussi bien en fonction de la performance des composants et de leurs fiabilités.

On considère le même exemple de SME précédent en prenant en compte cette fois sa dépendance liée à la performance des composants. Les MI de ses composants sont définis dans 2.22.

D'après ce tableau (2.22), le groupe dépendant a une MI plus importante que celles des composants (4;5). D'une part, le groupe dépendant est plus important que le groupe indépendant dans son influence sur la fiabilité du SME, même si la coupe minimale a plus d'importance dans le

TABLEAU 2.22 – MI de Birnbaum pour un SME dépendant

	Groupe dépendant	Unité 4	Unité 5
State 1	0,83778198	0,0326234	0,08083562
State 2	0,79496688	0,03227889	0,08067511
State 3	0,72725928	0,03186548	0,08049771
State 4	0,68782956	0,03137228	0,08030342
State 5	0,58786128	0,03076304	0,08008378

groupe indépendant.

D'autre part, en comparant les résultats avec le premier scénario où il n'y avait pas de dépendance dans le système, les unités les plus importantes étaient (5;4;3;2). De ce fait, cette dépendance liée à la performance est de type "*négatif*", puisqu'elle a inversé le degré d'importance du groupe dépendant. Il est en effet devenu plus critique pour la fiabilité et la performance du SME.

Aussi, la MI de l'unité "5" est plus importante que celle de l'unité "4". Ceci est principalement dû au fait que l'unité "5" est plus fiable indépendamment des états de dégradation. Finalement, pour cette situation, la MI du groupe dépendant a mis en lumière la criticité des composants dans le SME. Un système plus grand et plus complexe montrera mieux la valeur de la MI des composants pour l'évaluation de la performance d'un SME.

Dans cette partie, nous avons développé une politique de maintenance opportuniste basée sur le groupement d'activités de maintenance pour les composants liés par une dépendance de performance. Les composants du SME sont aussi sujets à un processus de dégradation. Les seuils de performance pour activer la maintenance corrective et préventive sont en fonction de l'état de performance du composant. La fonction UGF a été utilisée pour modéliser la dégradation, la dépendance et l'évaluation de la fiabilité des composants dépendants et indépendants. Cette technique (UGF) a prouvé son efficacité et s'est avérée simple d'utilisation (grâce à son calcul polynomial) pour l'évaluation de la performance d'un SME. De plus, la même technique a été utilisée pour effectuer la mesure d'importance des états de performance des composants du SME. Dans cette partie, la MI de Birnbaum a été utilisée pour évaluer l'importance de chaque état de dégradation du composant et son influence sur la fiabilité du SME. Cette mesure permet d'évaluer en effet les seuils de performance considérés pour activer les actions de maintenance en prenant en compte (ou pas) les dépendances du système. Cet étude sera réalisée en perspective.

On rappellera que la MI est aussi bien en fonction de la performance des composants et de leurs fiabilités. De ce fait, un composant fiable mais dont la performance est faible aura une MI élevée, mais reste critique au système à cause de sa performance.

Selon la littérature, ceci a été la première fois où l'on considère la combinaison d'une dégradation discrète ainsi qu'une dépendance de performance dans la modélisation de la politique de maintenance d'un SME.

Cependant, lorsqu'on considère un processus de dégradation discret dans un SME, cela affecte les actions de maintenances car elles sont effectuées sur des laps de temps discrets aussi. Ceci a pour effet de réduire l'efficacité du modèle proposé. La robustesse de ce modèle se base en effet sur l'hypothèse de la non-linéarité entre la dégradation (défaillance) et les laps de temps de la planification des actions de maintenance.

Les perspectives de ce modèle seraient la migration de la maintenance préventive vers la maintenance prédictive. Aussi, on pourrait aussi inclure la dépendance liée à la propagation de défaillance développée dans TAZI et collab. [2018]. C'est en effet l'une des dépendances les plus courantes dans les SMEs. De plus, la MI ne devrait pas seulement évaluer les états de performance des composants pour optimiser les seuils d'activation des actions de maintenance, mais aussi établir une échelle de criticité des dépendances existantes dans un SME. Ce dernier point, qui reste à développer, serait un atout dans l'évaluation de la performance des SME dépendants.

2.9 Conclusion

A travers ce chapitre, on a pu évaluer les différents aspects majeurs de la sûreté de fonctionnement d'une éolienne. En effet, nous avons d'abord commencé par une analyse système § 2.3, suivi d'une analyse de risque de ce dernier § 2.3.3. Cette analyse, sous forme d'AMDEC, nous a permis de générer entre autres les composants les plus défaillants d'une éolienne, la principale cause de défaillance ainsi que les taux de défaillance des principaux composants éoliens tel que le multiplicateur, les pales ou le générateur. Ensuite, nous avons présenté et évalué les différents modèles d'évaluation de performance § 2.5 (fiabilité & disponibilité) d'un système éolien considéré comme un SME. Ces modèles sont principalement divisés en modèles considérant ou non l'existence des dépendances dans un SME. Après un état de l'art des différentes formes de dépendances dans un SME § 2.6, nous avons développé un modèle d'évaluation de la fiabilité d'un SME en prenant en compte la combinaison de plusieurs formes de dépendances dans ce système. Ainsi, ce modèle a été partiellement injecté dans une politique de maintenance opportuniste d'un SME en prenant en compte la dégradation de ses composants et leurs interdépendances § 2.8. En effet, l'état de l'art développé dans cette partie nous a montré l'intérêt de réaliser un tel modèle pour combler le manque de recherche dans ce domaine. Dans cette partie § 2.8, la maintenance opportuniste prend compte le groupement des activités de maintenance des composants en fonction de leurs dégradations et de leurs interdépendances. Les actions de maintenance prennent en compte les deux politiques de maintenance préventive et corrective, elles utilisent aussi les types de maintenance AGAN et ABAO. De plus, la mesure d'importance (MI) développée permet d'évaluer les seuils de performance pour activer les actions de maintenance.

Dans cette partie, la fonction UGF a été utilisée pour modéliser la fiabilité, la dégradation, la disponibilité et l'évaluation de la mesure d'importance des composants du SME. En effet, cette technique s'est avérée efficace, simple et robuste pour l'évaluation de la performance d'un SME. On a pu démontrer la pertinence de son utilisation à travers ce chapitre. Des travaux en perspectives vont évaluer la pertinence d'utilisation de cette technique (UGF) pour tout système de production. De plus, il serait intéressant de développer une hybridation de cette fonction qui prend en compte l'aspect temporel (processus déjà réalisé par pas discrets, on va le tester pour un processus continu). Aussi, une comparaison entre la modélisation des dépendances d'un SME en utilisant cette fonction et d'autres modèles (Levy, Covariance, processus booléens,...) serait la prochaine étape de l'évaluation et modélisation des dépendances dans un SME.

D'autres perspectives d'études ont aussi été présentées à la fin des sections 2.6, 2.8 et 2.3.3.

Au final, en abordant dans cette partie les aspects relatifs à la performance et à la maintenance d'une éolienne ou d'un système éolien (périmètre du parc éolien), nous avons remarqué que d'autres aspects économiques, environnementaux ou juridiques sont dépendants de l'évolution technologique d'une éolienne dans le temps. Le lecteur est invité à se référer au schéma global de la thèse (figure ci-dessous) montrant les différentes interactions et impact de l'aspect technologique aux autres aspects économique et environnemental.

En effet, alors qu'une éolienne devient de plus en plus fiable, puissante et massive, sa durée de vie augmente aussi. On remarque aussi de nos jours l'utilisation importante des terres rares dans les composants éoliens. La durabilité de l'éolienne se doit alors d'être appréhendée. On peut aussi généraliser cette question en la reformulant ainsi : comment minimiser l'impact environnemental de l'éolien tout en dégagant des gains de productivité? Cela nous amène à réfléchir sur les différentes phases du cycle de vie d'un système éolien.

Il faudrait donc aborder la durabilité de l'éolien selon le concept de l'économie circulaire. L'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) a développé un modèle de l'économie circulaire se reposant sur 7 piliers :

- Écoconception
- Approvisionnement durable
- Allongement de la durée de vie

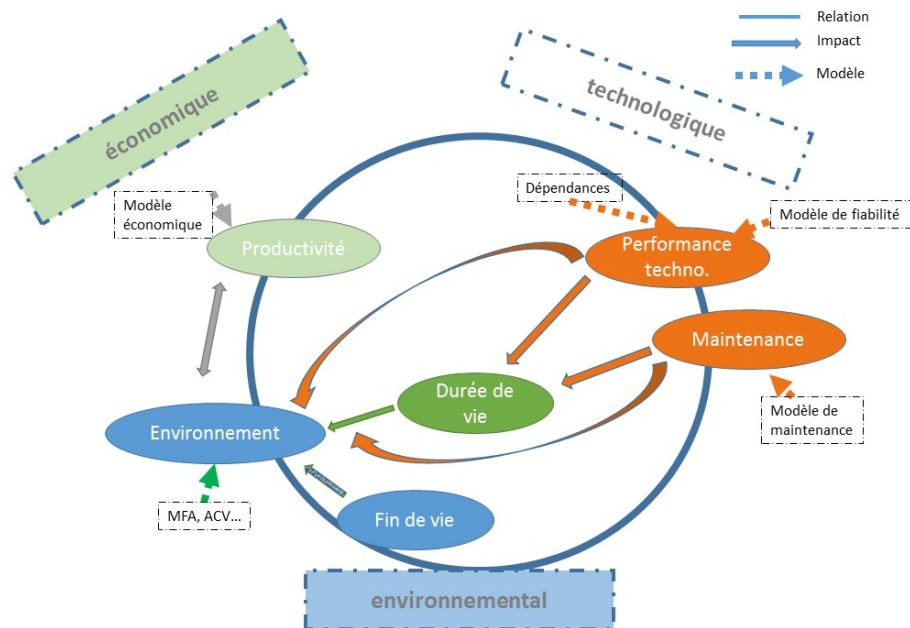


FIGURE 2.35 – Schéma de la thèse

- Recyclage et valorisation des déchets
- Écologie industrielle et territoriale
- Économie de la fonctionnalité
- Consommation responsable

C'est ce que nous allons aborder dans le prochain chapitre où nous allons évaluer l'aspect économique et environnemental d'une éolienne et d'un parc éolien dans une perspective d'optimisation des coûts.

Pour introduire ce chapitre, on doit remarquer (comme expliqué auparavant) que l'avancé technologique rend l'éolienne plus robuste et augmente sa durée de vie. Cette durée de vie technologique influence dès lors la durée de vie économique du système éolien ainsi que sa productivité, nous allons dans un premier lieu évaluer le modèle économique d'un système éolien. D'autre part, afin d'assurer une longévité d'une éolienne, des actions de maintenance sont requises tout au long de sa durée de vie (technologique ou économique), ce qui génère des flux de matière durant sa phase d'exploitation. Nous allons donc analyser dans un second lieu les flux de matière générés par une éolienne et un système éolien à travers un cas d'étude sur la région Champagne-Ardenne. Au final, la fin de vie d'une éolienne est une partie peu étudiée dans la littérature à travers le monde (cela vient aussi du fait que peu d'éoliennes sont arrivées en fin de vie). Nous proposerons donc dans un dernier lieu un état de l'art des scénarios de fin de vie d'une éolienne et leurs faisabilités.

2.10 Références

1998, *The gold book, design of reliable industrial and commercial power systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers. 32

ABDOLLAHZADEH, H., K. ATASHGAR et M. ABBASI. 2016, «Multi-objective opportunistic maintenance optimization of a wind farm considering limited number of maintenance groups», *Renewable Energy*, vol. 88, p. 247–261. 69

AIGNER, T. et T. GJENGEDAL. «Modelling wind power production based on numerical prediction models and wind speed measurements», . 40

- AN, Z. et D. SUN. 2017, «Reliability modeling for systems subject to multiple dependent competing failure processes with shock loads above a certain level», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 157, p. 129–138. 53
- ANSELL, J. et L. WALLS. 1990, «Dependency modelling», dans *11th Advances in Reliability Technology Symposium*, Springer, p. 111–124. 55
- ARABIAN-HOSEYNABADI, H., H. ORAEE et P. TAVNER. 2010, «Failure modes and effects analysis (fmea) for wind turbines», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, n° 7, p. 817–824. 16, 19, 45
- ATASHGAR, K. et H. ABDOLLAHZADEH. 2016, «Reliability optimization of wind farms considering redundancy and opportunistic maintenance strategy», *Energy Conversion and Management*, vol. 112, p. 445–458. 70
- ATASHGAR, K. et H. ABDOLLAHZADEH. 2017, «A joint reliability and imperfect opportunistic maintenance optimization for a multi-state weighted k-out-of-n system considering economic dependence and periodic inspection», *Quality and Reliability Engineering International*. 71
- VINDKRAFTVERK; AV, D. 2016, «vindstat», URL <http://www.vindstat.nu/stat/index.htm>. 16, 17, 19
- BECKER, G., L. CAMARINOPOULOS et D. KABRANIS. 2002, «Dynamic reliability under random shocks», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 77, n° 3, p. 239–251. 25
- BERG, M. 1976, «Optimal replacement policies for two-unit machines with increasing running costs 1», *Stochastic Processes and their applications*, vol. 4, n° 1, p. 89–106. 66
- BESNARD, F., M. PATRIKSSON, A. STROMBERG, A. WOJCIECHOWSKI, K. FISCHER et L. BERTLING. 2011, «A stochastic model for opportunistic maintenance planning of offshore wind farms», dans *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, IEEE, p. 1–8. 68
- BESNARD, F., M. PATRIKSSON, A.-B. STROMBERG, A. WOJCIECHOWSKI et L. BERTLING. 2009, «An optimization framework for opportunistic maintenance of offshore wind power system», dans *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, IEEE, p. 1–7. 66, 68
- BI, R., K. QIAN, C. ZHOU, D. HEPBURN et J. RONG. «A survey of failures in wind turbine generator systems with focus on a wind farm in china», . 10, 62
- BILLINTON, R. et H. CHEN. 1998, «Assessment of risk-based capacity benefit factors associated with wind energy conversion systems», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, n° 3, p. 1191–1196. 33
- BILLINTON, R., H. CHEN et R. GHAJAR. 1996, «Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy», *Microelectronics Reliability*, vol. 36, n° 9, p. 1253–1261. 40
- BILLINTON, R. et L. GAN. 1993, «Wind power modeling and application in generating adequacy assessment», dans *WESCANEX 93. Communications, Computers and Power in the Modern Environment. Conference Proceedings.*, IEEE, IEEE, p. 100–106. 33
- BILLINTON, R. et P. WANG. 1999, «Teaching distribution system reliability evaluation using monte carlo simulation», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, n° 2, p. 397–403. 33
- BIRNBAUM, Z. W. 1968, «On the importance of different components in a multicomponent system», cahier de recherche, Washington Univ Seattle Lab of Statistical Research. 81
- BORGONOVO, E. et G. E. APOSTOLAKIS. 2001, «A new importance measure for risk-informed decision making», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 72, n° 2, p. 193–212. 81

- BOTSARIS, P. N., E. KONSTANTINIDIS et D. PITSA. 2012, «Systemic assessment and analysis of factors affect the reliability of a wind turbine», *Journal of Applied Engineering Science*, vol. 10, n° 2, p. 85–92. [39](#)
- BOYLE, G. 2012, *Renewable Energy : Power for a Sustainable Future*, OUP Oxford. [40](#)
- VAN BUSSEL, G. et M. B. ZAAIJER. 2001, «Dowec concepts study, reliability, availability and maintenance aspects», . [32](#)
- VAN BUSSEL, G. et C. SCHÖNTAG. 1997, «Operation and maintenance aspects of large offshore windfarms», . [xix](#), [32](#), [33](#)
- BUTLER, D. A. 1982, «Bounding the reliability of multistate systems», *Operations Research*, vol. 30, n° 3, p. 530–544. [22](#)
- CACHEUX, P.-J., S. COLLAS, Y. DUTUIT, C. FOLLEAU, J.-P. SIGNORET et P. THOMAS. 2013, «Assessment of the expected number and frequency of failures of periodically tested systems», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 118, p. 61–70. [42](#)
- CARLOS, S., A. SÁNCHEZ, S. MARTORELL et I. MARTON. 2013, «Onshore wind farms maintenance optimization using a stochastic model», *Mathematical and Computer Modelling*, vol. 57, n° 7-8, p. 1884–1890. [69](#)
- CHEN, S. X. et T.-M. HUANG. 2007, «Nonparametric estimation of copula functions for dependence modelling», *Canadian Journal of Statistics*, vol. 35, n° 2, p. 265–282. [54](#)
- CHEN, T. M., J. C. SANCHEZ-AARNOUTSE et J. BUFORD. 2011, «Petri net modeling of cyber-physical attacks on smart grid», *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, n° 4, p. 741–749. [42](#)
- CHEOK, M. C., G. W. PARRY et R. R. SHERRY. 1998, «Use of importance measures in risk-informed regulatory applications», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 60, n° 3, p. 213–226. [81](#)
- CIANG, C. C., J.-R. LEE et H.-J. BANG. 2008, «Structural health monitoring for a wind turbine system : a review of damage detection methods», *Measurement Science and Technology*, vol. 19, n° 12, p. 122 001. [34](#)
- CIARDO, G., J. MUPPALA et K. TRIVEDI. 1989, «Spnp : stochastic petri net package», dans *Petri Nets and Performance Models, 1989. PNPM89., Proceedings of the Third International Workshop on*, IEEE, p. 142–151. [42](#)
- COMETS, F. et T. MEYRE. 2015, *Calcul stochastique et modèles de diffusions - 2e éd.*, Mathématiques appliquées pour le Master/SMIAI, Dunod, ISBN 9782100739578. [22](#)
- COOPER, S. E., E. V. LOFGREN, P. K. SAMANTA et S.-M. WONG. 1993, «Dependent failure analysis of npp data bases», *Nuclear Engineering and Design*, vol. 142, n° 2-3, p. 137–153. [55](#)
- CUI, L. et H. LI. 2006, «Opportunistic maintenance for multi-component shock models», *Mathematical Methods of Operations Research*, vol. 63, n° 3, p. 493–511. [67](#)
- DAO, C. D. et M. J. ZUO. 2015, «Reliability analysis of multi-state systems with s-dependent components», dans *2015 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS)*, ISSN 0149-144X, p. 1–6, doi :10.1109/RAMS.2015.7105177. [54](#)
- DEKKER, R., R. E. WILDEMAN et F. A. VAN DER DUYN SCHOUTEN. 1997, «A review of multi-component maintenance models with economic dependence», *Mathematical Methods of Operations Research*, vol. 45, n° 3, p. 411–435. [54](#), [67](#)
- DERIGENT, W., E. THOMAS, E. LEVRAT et B. IUNG. 2009, «Opportunistic maintenance based on fuzzy modelling of component proximity», *CIRP annals*, vol. 58, n° 1, p. 29–32. [66](#)

- DING, F. et Z. TIAN. 2011, «Opportunistic maintenance optimization for wind turbine systems considering imperfect maintenance actions», *International Journal of Reliability, Quality and Safety Engineering*, vol. 18, n° 05, p. 463–481. 68
- DING, F. et Z. TIAN. 2012, «Opportunistic maintenance for wind farms considering multi-level imperfect maintenance thresholds», *Renewable Energy*, vol. 45, p. 175–182. 68
- DO, P., P. SCARF et B. IUNG. 2015a, «Condition-based maintenance for a two-component system with dependencies», *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, n° 21, p. 946–951. 70
- DO, P., H. C. VU, A. BARROS et C. BÉRENGUER. 2015b, «Maintenance grouping for multi-component systems with availability constraints and limited maintenance teams», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 142, p. 56–67. 69
- DUBOIS, D. et K. E. STECKE. 1983, «Using petri nets to represent production processes», dans *Decision and Control, 1983. The 22nd IEEE Conference on*, IEEE, p. 1062–1067. 42
- DUGAN, J. B., K. S. TRIVEDI, R. M. GEIST et V. F. NICOLA. 1984, «Extended stochastic petri nets : Applications and analysis.», cahier de recherche, WISCONSIN UNIV-MADISON MOTOR BEHAVIOR LAB. 42
- DUTUIT, Y., E. CHÂTELET, J.-P. SIGNORET et P. THOMAS. 1997, «Dependability modelling and evaluation by using stochastic petri nets : application to two test cases», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 55, n° 2, p. 117–124. 42
- EMBRECHTS, P., F. LINDSKOG et A. MCNEIL. 2001, «Modelling dependence with copulas», . 53
- EWEA, E. W. E. A. 2018 (accessed April 15, 2017), *Wind Energy, the facts*. <http://www.wind-energy-the-facts.org/>. 9
- EWEA, I. 2012 (accessed April 15, 2017), *Key Performance indicators, wind farm availability : Time vs. Energy*. http://www.ewea.org/events/workshops/wp-content/uploads/proceedings/Analysis_of_Operating_Wind_farms/EWEAWorkshopLyonMartinIberdrola.pdf/. 35, 36
- EZPELETA, J., J. M. COLOM et J. MARTINEZ. 1995, «A petri net based deadlock prevention policy for flexible manufacturing systems», *IEEE transactions on robotics and automation*, vol. 11, n° 2, p. 173–184. 42
- FAULSTICH, S., P. LYDING et B. HAHN. 2010, «Electrical subassemblies of wind turbines - a substantial risk for the availability : Presentation held at the european wind energy conference and exhibition, ewec 2010, 20 - 23 april 2010, warsaw», . xv, 16, 17, 18, 19, 20, 39, 62
- FINGERSH, L., M. HAND et A. LAXSON. 2006, «Wind turbine design cost and scaling model», cahier de recherche, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). 34
- FISCHER, K., T. STALIN, H. RAMBERG, T. THIRINGER, J. WENSKE et R. KARLSSON. 2012, «Investigation of converter failure in wind turbines», . 34
- FUSSELL, J. 1975, «How to hand-calculate system reliability and safety characteristics», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 24, n° 3, p. 169–174. 81
- GARG, S., A. PULIAFITO, M. TELEK et K. S. TRIVEDI. 1995, «Analysis of software rejuvenation using markov regenerative stochastic petri net», dans *Software Reliability Engineering, 1995. Proceedings., Sixth International Symposium on*, IEEE, p. 180–187. 42
- GIPE, P. 2004, *Wind Power : Renewable Energy for Home, Farm, and Business, 2nd Edition*, Chelsea Green Publishing, ISBN 9781603581639. 14

- GRIF. 2018, «Grif workshop», URL <http://grif-workshop.fr/>. 42
- GUO, H., S. WATSON, P. TAVNER et J. XIANG. 2009, «Reliability analysis for wind turbines with incomplete failure data collected from after the date of initial installation», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 94, n° 6, p. 1057–1063. 34, 62
- GUSTAVSSON, E., M. PATRIKSSON, A.-B. STRÖMBERG, A. WOJCIECHOWSKI et M. ÖNNHEIM. 2014, «Preventive maintenance scheduling of multi-component systems with interval costs», *Computers & industrial engineering*, vol. 76, p. 390–400. 68
- HAHN, B., M. DURSTEWITZ et K. ROHRIG. 2007, «Reliability of wind turbines», dans *Wind energy*, Springer, p. 329–332. 34
- HALL, P. et J. STRUTT. 2003, «Probabilistic physics-of-failure models for component reliabilities using monte carlo simulation and weibull analysis : a parametric study», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 80, n° 3, p. 233–242. 34
- HAMEED, Z., Y. HONG, Y. CHO, S. AHN et C. SONG. 2009, «Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms : A review», *Renewable and Sustainable energy reviews*, vol. 13, n° 1, p. 1–39. 66
- HAMEED, Z. et J. VATN. 2012, «Role of grouping in the development of an overall maintenance optimization framework for offshore wind turbines», *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O : Journal of Risk and Reliability*, vol. 226, n° 6, p. 584–601. 69
- HOLMSTRØM, O. et N. BARBERIS NEGRA. 2018, «Survey of reliability of large offshore wind farms», . 10
- HOU, W. et Z. JIANG. 2013, «An opportunistic maintenance policy of multi-unit series production system with consideration of imperfect maintenance», *Appl. Math*, vol. 7, n° 11, p. 283–290. 70
- HU, J. et L. ZHANG. 2014, «Risk based opportunistic maintenance model for complex mechanical systems», *Expert Systems with Applications*, vol. 41, n° 6, p. 3105–3115. 70
- HU, J., L. ZHANG et W. LIANG. 2012, «Opportunistic predictive maintenance for complex multi-component systems based on dbn-hazop model», *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 90, n° 5, p. 376–388. 68
- IEEE. 1987, «Ieee guide for general principles of reliability analysis of nuclear power generating station safety systems», *ANSI/IEEE Std 352-1987*, doi :10.1109/IEEESTD.1987.101069, p. 1–118. 55
- IUNG, B., P. DO, E. LEVRAT et A. VOISIN. 2016, «Opportunistic maintenance based on multi-dependent components of manufacturing system», *CIRP Annals*, vol. 65, n° 1, p. 401–404. 71
- JENSEN, K. 1981, «Coloured petri nets and the invariant-method», *Theoretical computer science*, vol. 14, n° 3, p. 317–336. 42
- JENSEN, K. 2013, *Coloured Petri nets : basic concepts, analysis methods and practical use*, vol. 1, Springer Science & Business Media. 42
- JOE, H. 2005, «Asymptotic efficiency of the two-stage estimation method for copula-based models», *Journal of Multivariate Analysis*, vol. 94, n° 2, p. 401–419. 54
- JONES, R. 1967, «Pnp transistor stability», *Microelectronics Reliability*, vol. 6, n° 4, p. 277–283. 55
- KENSCHKE, C. W. 2006, «Fatigue of composites for wind turbines», *International journal of fatigue*, vol. 28, n° 10, p. 1363–1374. 34

- KNEZEVIC, J. et E. ODOOM. 2001, «Reliability modelling of repairable systems using petri nets and fuzzy lambda–tau methodology», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 73, n° 1, p. 1–17. 42
- KOOCHAKI, J., J. A. BOKHORST, H. WORTMANN et W. KLINGENBERG. 2012, «Condition based maintenance in the context of opportunistic maintenance», *International Journal of Production Research*, vol. 50, n° 23, p. 6918–6929. 68
- KSIR, B. 2014, «Evaluation de systèmes de fiabilité à configuration complexe», . 22
- KUO, W., V. PRASAD, F. TILLMAN et C. HWANG. 2001, *Optimal Reliability Design : Fundamentals and Applications*, Cambridge University Press, ISBN 9780521781275. URL <https://books.google.fr/books?id=vVs1yiRmNaUC>. 23
- KUO, W. et V. R. PRASAD. 2000, «An annotated overview of system-reliability optimization», *IEEE Transactions on reliability*, vol. 49, n° 2, p. 176–187. 23
- LANTZ, E. 2013, «Operatons expenditures : historical trends and continuing challenges, presented at aewa wind power conference», cahier de recherche, AWEA Wind power conference. xv, 21, 22, 45
- LE, B. et J. ANDREWS. 2016, «Modelling wind turbine degradation and maintenance», *Wind Energy*, vol. 19, n° 4, p. 571–591. 44, 45, 47
- LEROY, A. et P. SIGNORET, J. 1989, *Use of Petri Nets in availability studies*, Warrington UKAEA. 41
- LEVESON, N. G. et J. L. STOLZY. 1987, «Safety analysis using petri nets», *IEEE Transactions on Software Engineering*, , n° 3, p. 386–397. 42
- LEVITIN, G. 2001, «Incorporating common-cause failures into nonrepairable multistate series-parallel system analysis», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 50, n° 4, p. 380–388. 54
- LEVITIN, G. 2004, «A universal generating function approach for the analysis of multi-state systems with dependent elements», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 84, n° 3, p. 285–292. 54, 56, 57, 73, 79
- LEVITIN, G. 2006, *The Universal Generating Function in Reliability Analysis and Optimization*, Springer Series in Reliability Engineering, Springer London, ISBN 9781846282454. URL <https://books.google.fr/books?id=V-RLu6pfI84C>. 22, 23, 24, 25, 26, 28, 39, 53, 56, 81
- LEVITIN, G. 2007, «Block diagram method for analyzing multi-state systems with uncovered failures», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 92, n° 6, p. 727–734. 58
- LEVITIN, G. et L. XING. 2010, «Reliability and performance of multi-state systems with propagated failures having selective effect», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 95, n° 6, p. 655–661. 54, 58
- LI, H., E. DELOUX et L. DIEULLE. 2016, «A condition-based maintenance policy for multi-component systems with lévy copulas dependence», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 149, p. 44–55. 53, 55
- LI, H., H. YANG, B. YANG, C. ZHU et S. YIN. 2017, «Modelling and simulation of energy consumption of ceramic production chains with mixed flows using hybrid petri nets», *International Journal of Production Research*, p. 1–18. 42
- LI, Y.-F. et E. ZIO. 2012, «A multi-state model for the reliability assessment of a distributed generation system via universal generating function», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 106, p. 28–36. 39, 40, 63

- LISNIANSKI, A. et Y. DING. 2009, «Redundancy analysis for repairable multi-state system by using combined stochastic processes methods and universal generating function technique», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 94, n° 11, p. 1788–1795. [23](#), [39](#)
- LISNIANSKI, A. et G. LEVITIN. 2003, *Multi-state System Reliability : Assessment, Optimization and Applications*, Series on quality, reliability & engineering statistics, World Scientific, ISBN 9789812383068. URL <https://books.google.fr/books?id=G2GX5K0y7yGc>. [23](#), [24](#), [25](#), [26](#), [39](#), [52](#), [72](#)
- LIU, Y. et H.-Z. HUANG. 2010a, «Optimal replacement policy for multi-state system under imperfect maintenance», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 59, n° 3, p. 483–495. [70](#)
- LIU, Y. et H.-Z. HUANG. 2010b, «Optimization of multi-state elements replacement policy for multi-state systems», dans *Reliability and Maintainability Symposium (RAMS), 2010 Proceedings-Annual*, IEEE, p. 1–7. [70](#)
- LIU, Y., M. J. ZUO, Y.-F. LI et H.-Z. HUANG. 2015, «Dynamic reliability assessment for multi-state systems utilizing system-level inspection data», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 64, n° 4, p. 1287–1299. [40](#)
- LIU, Z., X. MA, J. YANG et Y. ZHAO. 2014, «Reliability modeling for systems with multiple degradation processes using inverse gaussian process and copulas», *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2014. [53](#)
- LOONEY, C. G. 1988, «Fuzzy petri nets for rule-based decisionmaking», *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, vol. 18, n° 1, p. 178–183. [42](#)
- MAATOUK, I. 2013, «Optimisation de la maintenance préventive des systèmes compte tenu de leur performance et dégradation», . [23](#), [24](#), [25](#)
- MAATOUK, I., E. CHATELET et N. CHEBBO. 2011, «Reliability of multi-states system with load sharing and propagation failure dependence», dans *Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering (ICQR2MSE), 2011 International Conference on*, IEEE, p. 42–46. [54](#)
- MABEL, M. C., R. E. RAJ et E. FERNANDEZ. 2011, «Analysis on reliability aspects of wind power», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 2, p. 1210–1216. [35](#)
- MALHOTRA, M. et K. S. TRIVEDI. 1995, «Dependability modeling using petri-nets», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 44, n° 3, p. 428–440. [42](#)
- MÁRQUEZ, F. P. G., A. M. TOBIAS, J. M. P. PÉREZ et M. PAPAELIAS. 2012, «Condition monitoring of wind turbines : Techniques and methods», *Renewable Energy*, vol. 46, p. 169–178. [66](#)
- MARSEGUERRA, M., E. ZIO et L. PODOFILLINI. 2002, «Condition-based maintenance optimization by means of genetic algorithms and monte carlo simulation», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 77, n° 2, p. 151–165. [70](#)
- MEZIANE, R., Y. BOUZIDI, A. HAMZI, E. CHATELET, S. BOUFALA et M. AMARA. 2014, «Wind farm reliability optimization using harmony search under performance and budget constraints», dans *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014 International*, IEEE, p. 808–815. [40](#)
- MEZIANE, R., Y. MASSIM, A. ZEBLAH, A. GHORAF et R. RAHLI. 2005, «Reliability optimization using ant colony algorithm under performance and cost constraints», *Electric power systems research*, vol. 76, n° 1-3, p. 1–8. [40](#)
- MONCHY, F. et J. VERNIER. 2012, *Maintenance - 3e éd. : Méthodes et organisations pour une meilleure productivité*, Gestion industrielle, Dunod, ISBN 9782100586004. [16](#)

- MORTUREUX, Y. 2005, «La sûreté de fonctionnement : méthodes pour maîtriser les risques», . 9
- MOSLEH, A. 1991, «Common cause failures : an analysis methodology and examples», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 34, n° 3, p. 249–292. 55
- MURA, I. et A. BONDAVALLI. 2001, «Markov regenerative stochastic petri nets to model and evaluate phased mission systems dependability», *IEEE Transactions on Computers*, vol. 50, n° 12, p. 1337–1351. 42
- MURTHY, D. et D. NGUYEN. 1985, «Study of a multi-component system with failure interaction», *European Journal of Operational Research*, vol. 21, n° 3, p. 330–338. 52, 54
- NACEF, T., E. CHATELET et Y. BOUZIDI. 2017, «Wear analysis of wind turbine bearings», *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 7, n° 4, p. 2120–2129. 5, 7, 17, 47
- NATVIG, B., S. SØRMO, A. T. HOLEN et G. HØGÅSEN. 1986, «Multistate reliability theory—a case study», *Advances in Applied Probability*, vol. 18, n° 4, p. 921–932. 24
- NAVARRO, J. et F. SPIZZICHINO. 2010, «Comparisons of series and parallel systems with components sharing the same copula», *Applied Stochastic Models in Business and Industry*, vol. 26, n° 6, p. 775–791. 53
- NICOLAI, R. P. et R. DEKKER. 2008, «Optimal maintenance of multi-component systems : a review», dans *Complex system maintenance handbook*, Springer, p. 263–286. 54, 67
- NOURELFATH, M. et E. CHÂTELET. 2012, «Integrating production, inventory and maintenance planning for a parallel system with dependent components», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 101, p. 59–66. 54
- NOURELFATH, M., E. CHÂTELET et N. NAHAS. 2012, «Joint redundancy and imperfect preventive maintenance optimization for series–parallel multi-state degraded systems», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 103, p. 51–60. 67
- PETRI, C. A. 1962, «Kommunikation mit automaten», . 9, 41
- PETRONI, F., F. PRATTICO et collab.. 2015, «Reliability measures for indexed semi-markov chains applied to wind energy production», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 144, p. 170–177. 62
- POPA, L. M., B.-B. JENSEN, E. RITCHIE et I. BOLDEA. 2003, «Condition monitoring of wind generators», dans *Industry Applications Conference, 2003. 38th IAS Annual Meeting. Conference Record of the*, vol. 3, IEEE, p. 1839–1846. 34
- RADNER, R. et D. W. JORGENSON. 1963, «Opportunistic replacement of a single part in the presence of several monitored parts», *Management Science*, vol. 10, n° 1, p. 70–84. 66
- RAPIN, N. 2014, *Energie éolienne du petit éolien à l'éolien offshore*. Dunod, Paris. 10, 12, 14
- RASMEKOMEN, N. et A. K. PARLIKAD. 2013, «Maintenance optimization for asset systems with dependent performance degradation», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 62, n° 2, p. 362–367. 53
- RELIAWIKI. 2018 (accessed April 15, 2017), *The Weibull Distribution*. http://reliawiki.org/index.php/The_Weibull_Distribution. 34
- RIBRANT, J. 2006, «Reliability performance and maintenance—a survey of failures in wind power systems», . 9, 10, 38, 39, 45

- RIBRANT, J. et L. BERTLING. 2007, «Survey of failures in wind power systems with focus on swedish wind power plants during 1997-2005», dans *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, IEEE, p. 1–8. [10](#)
- ROCHDI, Z., B. DRISS et T. MOHAMED. 1999, «Industrial systems maintenance modelling using petri nets», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 65, n° 2, p. 119–124. [42](#)
- SALARI, N. et V. MAKIS. 2017, «Optimal preventive and opportunistic maintenance policy for a two-unit system», *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, vol. 89, n° 1-4, p. 665–673. [71](#)
- SALLAK, M. 2007, *Evaluation de paramètres de sûreté de fonctionnement en présence d'incertitudes et aide à la conception : application aux Systèmes Instrumentés de Sécurité*, thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine-INPL. [41](#), [42](#)
- SANKARAKRISHNAN, A. et R. BILLINTON. 1995, «Sequential monte carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n° 3, p. 1540–1545. [33](#)
- SARKER, B. R. et T. I. FAIZ. 2016, «Minimizing maintenance cost for offshore wind turbines following multi-level opportunistic preventive strategy», *Renewable Energy*, vol. 85, p. 104–113. [69](#)
- SAYAS, F. C. et R. ALLAN. 1996, «Generation availability assessment of wind farms», *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, n° 5, p. 507–518. [36](#)
- SCARF, P. et M. DEARA. 1998, «On the development and application of maintenance policies for a two-component system with failure dependence», *IMA Journal of Management Mathematics*, vol. 9, n° 2, p. 91–107. [53](#), [67](#)
- SCARF, P. A. et M. DEARA. 2003, «Block replacement policies for a two-component system with failure dependence», *Naval Research Logistics (NRL)*, vol. 50, n° 1, p. 70–87. [67](#)
- SEEBREGTS, A., L. RADEMAKERS et B. VAN DEN HORN. 1995, «Reliability analysis in wind turbine engineering», *Microelectronics Reliability*, vol. 35, n° 9-10, p. 1285–1307. [xix](#), [32](#), [62](#)
- SETHI, D. P. 1977, «Opportunistic replacement policies», dans *The Theory and Applications of Reliability with Emphasis on Bayesian and Nonparametric Methods*, Elsevier, p. 433–447. [55](#)
- SHAFIEE, M. et F. DINMOHAMMADI. 2014, «An fmea-based risk assessment approach for wind turbine systems : a comparative study of onshore and offshore», *Energies*, vol. 7, n° 2, p. 619–642. [10](#), [16](#), [19](#)
- SHAFIEE, M., M. FINKELSTEIN et C. BÉRENGUER. 2015, «An opportunistic condition-based maintenance policy for offshore wind turbine blades subjected to degradation and environmental shocks», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 142, p. 463–471. [69](#)
- SHENG, S. et P. VEERS. 2011, «Wind turbine drivetrain condition monitoring-an overview», cahier de recherche, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO. [xv](#), [16](#), [19](#), [21](#)
- SIGNORET, J.-P., Y. DUTUIT, P.-J. CACHEUX, C. FOLLEAU, S. COLLAS et P. THOMAS. 2013, «Make your petri nets understandable : Reliability block diagrams driven petri nets», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 113, p. 61–75. [42](#)
- DA SILVA, A. M. L., L. A. F. MANSO, W. S. SALES, L. C. RESENDE, M. J. AGUIAR, M. A. MATOS, J. A. P. LOPES et V. MIRANDA. 2007, «Application of monte carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources», *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 17, n° 4, p. 387–400. [33](#)

- SPINATO, F. 2008, *The reliability of wind turbines*, thèse de doctorat, Durham University. 32, 33
- SPINATO, F., P. J. TAVNER, G. VAN BUSSEL et E. KOUTOULAKOS. 2009, «Reliability of wind turbine subassemblies», *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, n° 4, p. 387–401. 33
- STENBERG, A. «Analys av vindkraftsstatistik i finland», . 16, 19, 39
- SUN, Y., L. MA, J. MATHEW et S. ZHANG. 2006, «An analytical model for interactive failures», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 91, n° 5, p. 495–504. 52, 54
- SUN, Y., M. XIE, T. GOH et H. ONG. 1993, «Development and applications of a three-parameter weibull distribution with load-dependent location and scale parameters», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 40, n° 2, p. 133–137. 34
- TAVNER, P., A. HIGGINS, H. ARABIAN, H. LONG et Y. FENG. 2010, «Using an fmea method to compare prospective wind turbine design reliabilities», dans *European Wind Energy Conference and Exhibition 2010, EWEC 2010*, vol. 4, Sheffield, p. 2501–2537. 7, 10, 16, 45, 62
- TAVNER, P., J. XIANG et F. SPINATO. 2007, «Reliability analysis for wind turbines», *Wind Energy*, vol. 10, n° 1, p. 1–18. 31, 33, 62
- TAZI, N., E. CHÂTELET et Y. BOUZIDI. 2017a, «Reliability analysis of wind turbines considering constraints and legislation», dans *Journal of Clean Energy Technologies*, p. 480–486, doi : 10.18178/JOCET.2017.5.6.420. 7
- TAZI, N., E. CHÂTELET et Y. BOUZIDI. 2017b, «Using a hybrid cost-fmea analysis for wind turbine reliability analysis», *Energies*, vol. 10, n° 3, p. 276. xvi, 7, 17, 21, 45, 47, 48, 63
- TAZI, N., E. CHÂTELET et Y. BOUZIDI. 2018, «How combined performance and propagation of failure dependencies affect the reliability of a mss», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 169, p. 531–541. xiii, 5, 7, 52, 58, 66, 73, 79, 80, 83
- TAZI, N., E. CHATELET, Y. BOUZIDI et R. MEZIANE. 2017c, «Wind farm topology-finding algorithm considering performance, costs, and environmental impacts», *Environmental Science and Pollution Research*, p. 1–9. 5, 37
- TAZI, N., E. CHÂTELET, R. MEZIANE et Y. BOUZIDI. 2016, «Reliability optimization of wind farms considering constraints and regulations», dans *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2016 IEEE International Conference on*, IEEE, p. 130–136. 7, 35, 38, 39, 45
- TCHAKOUA, P., R. WAMKEUE, M. OUHROUCHE, F. SLAOUÏ-HASNAOUI, T. A. TAMEGHE et G. EKEMB. 2014, «Wind turbine condition monitoring : State-of-the-art review, new trends, and future challenges», *Energies*, vol. 7, n° 4, p. 2595–2630. 16
- TEAM, D. 2003 (accessed April 15, 2017), *Estimation of Turbine Reliability figures within the DOWEC project*. https://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/wind/docs/dowec/10048_004.pdf. xv, 10, 16, 18, 19, 32, 34, 62
- TEAM, R. 2011 (accessed April 15, 2017), *Reliability focused research on optimizing Wind Energy systems design, operation and maintenance : Tools, proof of concepts, guidelines & methodologies for a new generation*. https://cordis.europa.eu/project/rcn/88411_fr.html. 10, 17, 19
- TIAN, Z., T. JIN, B. WU et F. DING. 2011, «Condition based maintenance optimization for wind power generation systems under continuous monitoring», *Renewable Energy*, vol. 36, n° 5, p. 1502–1509. 68
- UBP. 2016 (accessed April 15, 2017), *Cyber ingénierie des risques en génie civil*. <http://www.unit.eu/cours/cyberrisques/>. 15, 16

- VALLEE, F., J. LOBRY et O. DEBLECKER. 2008, «System reliability assessment method for wind power integration», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n° 3, p. 1288–1297. [33](#)
- VAN BUSSEL, G. et W. BIERBOOMS. 2003, «The dowec offshore reference windfarm : analysis of transportation for operation and maintenance», *Wind Engineering*, vol. 27, n° 5, p. 381–391. [34](#)
- VOLOVOI, V. 2004, «Modeling of system reliability petri nets with aging tokens», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 84, n° 2, p. 149–161. [42](#)
- WANG, H. 2002, «A survey of maintenance policies of deteriorating systems», *European journal of operational research*, vol. 139, n° 3, p. 469–489. [66](#)
- WANGDEE, W. et R. BILLINTON. 2005, «Reliability-performance-index probability distribution analysis of bulk electricity systems», *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 30, n° 4, p. 189–193. [33](#)
- WEN, J., Y. ZHENG et F. DONGHAN. 2009, «A review on reliability assessment for wind power», *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 13, n° 9, p. 2485–2494. [33](#), [40](#)
- WU, S. et L.-Y. CHAN. 2003, «Performance utility-analysis of multi-state systems», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 52, n° 1, p. 14–21. [81](#)
- WU, S. et F. P. COOLEN. 2013, «A cost-based importance measure for system components : An extension of the birnbaum importance», *European Journal of Operational Research*, vol. 225, n° 1, p. 189–195. [81](#)
- YANG, S., T. LIU et collab.. 1998, «A petri net approach to early failure detection and isolation for preventive maintenance», *Quality and Reliability Engineering International*, vol. 14, n° 5, p. 319–330. [42](#)
- YANG, W., S. SHENG et R. COURT. 2012, «Operational-condition-independent criteria dedicated to monitoring wind turbine generators», *IJPHM Special Issue on Wind Turbine PHM (Color)*, p. 3. [21](#)
- YANG, X., J. LI, W. LIU et P. GUO. 2011, «Petri net model and reliability evaluation for wind turbine hydraulic variable pitch systems», *Energies*, vol. 4, n° 6, p. 978–997. [42](#), [45](#)
- ZHANG, C., W. GAO, S. GUO, Y. LI et T. YANG. 2017a, «Opportunistic maintenance for wind turbines considering imperfect, reliability-based maintenance», *Renewable energy*, vol. 103, p. 606–612. [69](#)
- ZHANG, N., M. FOULADIRAD et A. BARROS. 2017b, «Maintenance analysis of a two-component load-sharing system», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 167, p. 67–74. [71](#)
- ZHANG, S., N. WU, Z. LI, T. QU et C. LI. 2017c, «Petri net-based approach to short-term scheduling of crude oil operations with less tank requirement», *Information Sciences*, vol. 417, p. 247–261. [42](#)
- ZHANG, T. et M. HORIZOME. 2001, «Availability and reliability of system with dependent components and time-varying failure and repair rates», *IEEE Transactions on reliability*, vol. 50, n° 2, p. 151–158. [55](#)
- ZHANG, X. et J. ZENG. 2015, «A general modeling method for opportunistic maintenance modeling of multi-unit systems», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 140, p. 176–190. [69](#)
- ZHANG, Z., S. WU, B. LI et S. LEE. 2015, «(n, n) type maintenance policy for multi-component systems with failure interactions», *International Journal of Systems Science*, vol. 46, n° 6, p. 1051–1064. [70](#)

- ZHOU, J. 2013, «Petri net modeling for the emergency response to chemical accidents», *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 26, n° 4, p. 766–770. [42](#)
- ZHOU, M., F. DICESARE et A. A. DESROCHERS. 1992, «A hybrid methodology for synthesis of petri net models for manufacturing systems», *IEEE transactions on robotics and automation*, vol. 8, n° 3, p. 350–361. [42](#)
- ZHOU, X., L. XI et J. LEE. 2009, «Opportunistic preventive maintenance scheduling for a multi-unit series system based on dynamic programming», *International Journal of Production Economics*, vol. 118, n° 2, p. 361–366. [68](#)
- ZHOU, Y., T. R. LIN, Y. SUN, Y. BIAN et L. MA. 2015, «An effective approach to reducing strategy space for maintenance optimisation of multistate series–parallel systems», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 138, p. 40–53. [69](#)
- ZHOU, Y., Z. ZHANG, T. R. LIN et L. MA. 2013, «Maintenance optimisation of a multi-state series–parallel system considering economic dependence and state-dependent inspection intervals», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 111, p. 248–259. [70](#)
- ZHU, W., M. FOULADIRAD et C. BÉRENGUER. 2016, «A multi-level maintenance policy for a multi-component and multifailure mode system with two independent failure modes», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 153, p. 50–63. [69](#)
- ZWINGELSTEIN, G. 1995, *Diagnostic des défaillances : théorie et pratique pour les systèmes industriels*, Traité des nouvelles technologies. Série Diagnostic et maintenance, Hermès, ISBN 9782866014636. [15](#)

Chapitre 3

Vers une durabilité des éoliennes

Sommaire

3.1 Sur la nécessité d'évaluer la durabilité d'une éolienne : contexte et enjeux multiples	98
3.2 Économie de l'énergie éolienne	100
3.2.1 État de l'art du LCOE pour les énergies renouvelables et non renouvelables	101
3.2.2 Modèle proposé	104
3.2.3 Scénarios pour le calcul du LCOE	107
3.2.4 Résultats du cas d'étude	107
3.2.5 Analyse de sensibilité des paramètres du LCOE	108
3.2.6 Optimisation du LCOE	111
3.2.7 LCOE des différentes sources d'énergie : comparaison	113
3.3 Optimisation de la topologie des parcs éoliens sous contraintes TAZI et collab. [2017c]	117
3.3.1 Méthode et données	117
3.3.2 Technique d'optimisation	120
3.3.3 Évaluation économique des résultats	123
3.4 Évaluation du gisement de fin de vie des éoliennes : cas de la région Champagne-Ardenne	125
3.4.1 Introduction et état de l'art	126
3.4.2 Données et méthodes utilisées	128
3.4.3 Résultats et discussions	134
3.4.4 Conclusion	140
3.5 Inscrire l'éolien français dans une politique d'économie circulaire	141
3.5.1 Introduction	141
3.5.2 Économie circulaire de l'éolien : enjeux et opportunités	142
3.6 Conclusion et synthèse	147
3.7 Références	148

Le présent chapitre a fait l'objet des publications suivantes (**mise à jour le 01-01-2019**) :

— **Articles de journal**

- Article "Wind farm topology-finding algorithm considering performance, costs, and environmental impacts", paru dans le journal *"Environmental Science and Pollution Research"* TAZI et collab. [2017c].

— **Communications orales dans des conférences internationales**

- Conférence internationale "5th International Conference on Renewable Energy Research and Applications – ICRERA. Birmingham" TAZI et collab. [2016].
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal (ESPR).
- Conférence internationale " 5th International Renewable and Sustainable Energy Conference - IRSEC'17. Tangier" TAZI et collab. [2017a].
- Conférence internationale " 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. Dubrovnik".
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal (en attente de soumission-ECM).
- Conférence internationale " International Conference on Resource Sustainability- IcRS. Beijing".
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal (en attente de soumission-RCR).
- Conférence internationale " 12th society and materials International conference- SAM'12. Metz" TAZI et collab. [2018].
- Conférence internationale " 13th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. Palermo".

3.1 Sur la nécessité d'évaluer la durabilité d'une éolienne : contexte et enjeux multiples

Pour ne citer que l'éolien en France, ce dernier alimente la consommation nationale du pays en électricité en moyenne à hauteur de 4% (données 2016-2017, eco2mix) correspondant à l'alimentation de plus de 6 millions de foyers en métropole. La France compte plus de 1325 installations et parcs éoliens en exploitation. L'investissement dans l'éolien a injecté plus de 1,5 milliards d'euros depuis 2002 et a généré depuis plus de 12520 emplois directs et indirects (données tableau de bord MEDDE et FEE). De surcroît, la région Grand-Est est la première région éolienne en France avec plus de 2500 MW installés. Ces parcs éoliens sont principalement concentrés dans l'ancienne région CA.

De plus, ces parcs éoliens ont permis d'éviter l'émission de 8 millions de tonnes de CO₂ par an et permettent d'atteindre les objectifs de la LTECV.

Cependant, malgré le fait que l'éolien est accepté par la grande majorité des riverains, et que plus de 70% des français habitent une commune à proximité d'un parc éolien FEE [2015], peu d'études sont faites sur la viabilité et l'optimisation économique et environnementale des éoliennes. Ainsi, en se basant sur le concept de développement durable, il faut compléter l'état de l'art existant sur l'évaluation sociale d'une éolienne (non pris en compte dans cette thèse). Le lecteur peut se référer entre autres à WOLSINK [1988] pour plus d'informations) par celles économique et environnementale. De ce fait, l'objectif de ce chapitre est d'évaluer la durabilité d'une éolienne dans une perspective de réduction des coûts de l'éolien.

La durabilité (ou soutenabilité) a été appréhendé dans la littérature. Différentes définitions du développement durable ont été abordés auparavant. Pour le domaine de l'éolien, nous allons évaluer sa durabilité selon le concept de l'économie circulaire présenté dans l'ADEME [2015]. En effet, nous allons orienter notre évaluation vers l'aspect économique, fin de vie, gestion de déchets et empreinte carbone (principalement le potentiel de réchauffement global (PRG)). On rappelle que l'objectif ultime est de proposer des plan d'amélioration sur les différents cycles de vie de l'éolien afin de réduire le coût éolien et par conséquent augmenter sa compétitivité.

A travers ce chapitre, nous allons conduire des évaluations économique et environnementale d'un système éolien. Nous allons nous assurer à travers ces évaluations que les paramètres environnementaux, économiques et technologiques sont pris en compte.

Les paramètres environnementaux influençant la performance globale (technologique + économique + environnementale) d'une éolienne sont entre autres : gisement aérologique et sa qualité (dont perturbations), facteur de charge, émissions carbone ou potentiel de réchauffement climatique tout au long du cycle de vie... D'autres impacts environnementaux tels que la consommation en eau, terres rares ou impact sur la faune et la flore ont fait l'objet d'études dans des ACV FRYDEN-DAL [2006]; GARRETT et RONDE [2011]; HORVATH [2011]; SCHMIDT [2007]. Ces études n'ont traitées que partiellement les phases de maintenance et de fin de vie (EoL). Les paramètres économiques peuvent être internes au projet (coût d'investissement et autres coûts durant le cycle de vie d'une éolienne), ou externes tels que le prix de vente d'électricité produite par une éolienne, le contrat d'obligation d'achat mis en place avec le réseau électrique,...

Clés de lecture et définitions

Un schéma regroupant les principales phases de ce chapitre est présenté dans la figure 3.1.

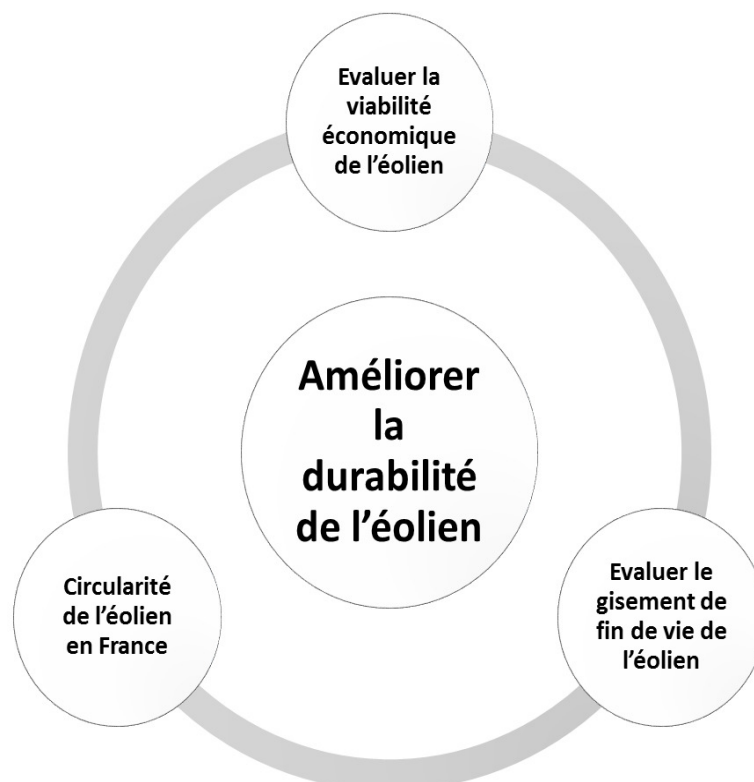


FIGURE 3.1 – Clé de lecture du second chapitre

Tout au long ce chapitre, ces paramètres économiques en environnementaux seront pris en compte

à la fois dans un modèle économique et un autre environnemental. Le premier évaluera la viabilité économique d'une éolienne et d'un parc éolien dans la section 3.2, et déterminera ensuite la meilleure topologie pour un parc éolien afin d'assurer des bénéfices tout au long de sa durée de vie. Ce modèle est développé dans la section 3.3. Ensuite, le second modèle évalue le potentiel du gisement de matières disponible en fin de vie (EoL) de l'éolien dans la région CA. Ce modèle, présenté dans la section 3.4 prend en compte aussi les flux de maintenance et les scénarios de fin de vie. Ces derniers sont aussi discutés dans la section 3.5 afin de pouvoir évaluer la durabilité de l'éolien en considérant sa durée de vie. De plus, les enjeux, faiblesses et opportunités de l'éolien et de sa durabilité sont développés à la fin de ce chapitre.

Tout au long de ce chapitre, nous allons changer le périmètre d'étude du système éolien pour aborder l'étude d'une éolienne jusqu'à un ensemble de parc éolien régional. Ainsi, nous avons d'abord analysé le système éolien en tant qu'une éolienne puis en tant que parc éolien dans la première partie (économie de l'énergie éolienne). L'objectif était d'inclure les composants du parc éolien (câbles, transformateurs,...) dans l'étude de viabilité économique. Ensuite, en prenant en compte les redondances existantes dans les conceptions des parcs éoliens, nous avons élargi le périmètre d'étude d'un parc éolien singulier à un ensemble de parc éolien régional. L'objectif est d'évaluer le gisement de fin de vie des parcs régionaux (cas d'étude de la région de CA présenté dans la section 3.4).

Différents concepts ont été abordés dans ce chapitre.

- Durabilité : qualité de ce qui soutenable, permanent, résistant. C'est tout développement qui répond au besoin des générations présentes sans compromettre celui des générations futures. Le développement durable se base sur trois piliers : social, économique et environnemental. Différents indicateurs de ce dernier sont proposés entre autre dans la norme ISO 14000.
- LCOE éolien : coût actualisé de l'énergie. Il correspond au prix total de l'électricité sur la durée de vie du système éolien. c'est une mesure de la rentabilité d'un parc éolien
- Net present value (NPV) : la valeur actuelle nette est une première étape dans la mesure de la rentabilité d'un projet.
- Installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE) : toute exploitation industrielle ou agricole susceptible de créer des risques ou de provoquer des pollutions ou nuisances.
- SCADA : "Supervisory Control And Data Acquisition" système de contrôle utilisé dans les installations éoliennes. Il regroupe les différentes données du système.
- Analyse de flux de matière MFA : outil de quantification de flux, présenté plus amplement dans la section 3.4.
- Fin de vie EoL : définit tout scénario post-démantèlement d'un système éolien.
- Empreinte carbone d'un système : représenté plus généralement dans ce chapitre en fonction du potentiel de réchauffement global PRG.
- Analyse de cycle de vie ACV : outil le plus abouti en matière d'évaluation globale et multicritère des impacts environnementaux. Cette méthode normalisée permet de mesurer les effets quantifiables de produits ou de services sur l'environnement. Il fait objet l'objet d'une normalisation ISO 14040 et 14044. Source :ADEME.

3.2 Économie de l'énergie éolienne

Le développement de l'industrie éolienne et de son potentiel a été le centre de préoccupations et d'études de plusieurs organismes (Clusters, universités, centres R&D,...). Ces travaux ont été initiés par l'aptitude de l'éolien à satisfaire la demande électrique Hoogwijk et collab. [2004]. De plus, cette énergie n'a pas recours aux énergies fossiles pour sa production d'énergie.

Cependant, la viabilité économique des projets éoliens contient certains points faibles qui réduisent l'attractivité de ce secteur. En effet, plusieurs études ont traité l'aspect économique des projets éoliens. Ces études sont basées sur des indicateurs de performance (KPI). L'un des indicateurs les plus présents dans l'évaluation du secteur éolien est le "coût actualisé de l'énergie" - (LCOE). Il est en effet considéré par l'agence internationale de l'énergie comme un indicateur économique de premier ordre pour l'évaluation de la faisabilité et la viabilité des projets énergétiques AGENCY [2015]; GIFFORD et collab. [2011]; SHORT et collab. [1995]. Cet indicateur évalue le coût moyen de la production de l'énergie durant la durée de vie d'un projet. Les coûts inclus dans le LCOE sont répartis entre les phases de design, exploitation, maintenance et démantèlement du projet. Pour l'éolien Onshore, ces paramètres varient considérablement. Par exemple, la durée de vie d'une éolienne est influencée par la politique de maintenance adoptée ainsi que les conditions environnementales externes. De ce fait, il s'avère utile d'évaluer l'influence de ces paramètres et leurs variations sur le LCOE.

Dans la littérature, il a été démontré que le LCOE est influencé par les coûts d'exploitation et de maintenance ADARAMOLA et collab. [2011]; MILLER et collab. [2017]; TAZI et collab. [2016], mais qu'en est-il lorsque ces coûts intègrent l'ensemble des paramètres formant le LCOE? Sont-ils ceux influençant le plus le coût de production de l'énergie? Ces questions sont en effet essentielles pour le décideur afin d'adopter une politique d'optimisation des coûts adaptés au secteur éolien. Ces questions seront traitées dans cette partie. De plus, nous avons traité de façon similaire l'influence d'autres coûts relatifs aux phases d'investissement et de démantèlement. Ces paramètres prennent en compte aussi le coût environnemental (démantèlement) lié au secteur éolien. D'autres paramètres tels que le facteur de charge (FC), le facteur de dégradation de performance ont aussi été traités. Ces paramètres ont été étudiés de manière indépendante dans la littérature et il a été prouvé qu'ils influencent la production de l'énergie de l'éolienne STAFFELL et GREEN [2014]. Finalement, les paramètres liés à l'investissement et à la viabilité des projets tels que le taux d'actualisation ont aussi été introduits. Leur influence sur le LCOE sera aussi évaluée tout au long de cette partie.

L'objectif de cette partie est donc d'étudier l'influence de tous les paramètres intégrant le calcul de cet indicateur. Aussi, afin de proposer des solutions d'optimisation pour les décideurs et les autorités locales, nous avons aussi introduit une analyse de sensibilité des ces paramètres et développé un algorithme d'optimisation pour proposer la meilleure combinaison de tous les paramètres du LCOE afin de produire une énergie verte au plus bas prix.

Ainsi, avant de proposer au lecteur la méthodologie suivie pour développer notre algorithme d'optimisation, nous allons d'abord présenter un état de l'art de tous les paramètres intégrant le calcul du LCOE. Cet état de l'art tient compte aussi des normes, recommandations et retours du terrain des constructeurs et exploitants avec qui nous nous sommes entretenus afin d'affiner le modèle proposé. Nous avons aussi comparé les coûts de production de l'électricité éolienne avec ceux des énergies renouvelables et non renouvelables. Cette comparaison permet entre autres de comprendre l'attractivité du secteur éolien.

3.2.1 État de l'art du LCOE pour les énergies renouvelables et non renouvelables

Le coût actualisé de production a été largement étudié dans la littérature afin d'évaluer la viabilité des projets énergétiques. Cette partie présente un bref état de l'art sur comment le LCOE a été utilisé suivant la nature de l'énergie étudiée.

Concernant les énergies fossiles

Comme pour les énergies renouvelables, le LCOE a été utilisé pour évaluer la viabilité des centrales à énergie fossile ou nucléaire. De ce fait, De Roo et Parsons dans DE ROO et PARSONS [2011] ont introduit une méthodologie pour le calcul du coût actualisé de l'énergie pour les centrales nucléaires en prenant en compte les processus de recyclage du combustible. Lucheroni et Mari dans LUCHERONI et MARI [2017] ont proposé dans leur article un LCOE stochastique pour évaluer le

rendement économique des centrales nucléaires durant leur cycle de vie. Une autre étude similaire a été réalisée par [RIESZ et collab. \[2017\]](#). Richards et al. dans [RICHARDS et collab. \[2017\]](#) ont comparé les coûts d'énergies des nouvelles technologies nucléaires avec les celui des énergies renouvelables. Il a été prouvé dans cet article que ces nouvelles technologies sont plus économiques et participent activement à la réduction des impacts environnementaux durant leur cycle de vie. Les centrales thermiques utilisant du gaz naturel (ou à cycle combiné gaz) ainsi que ses dérivés ont aussi été évaluées économiquement dans la littérature en utilisant cet indicateur. Les applications varient des centrales utilisant des techniques d'emprisonnement de carbone [MONDOL et CARR \[2017\]](#); [RUBIN et ZHAI \[2012\]](#), des centrales combinant l'énergie de la biomasse [ORBAIZ et BREAR \[2014\]](#); [O'SHEA et collab. \[2017\]](#); [PIHL et collab. \[2010\]](#), ou combinant l'énergie thermique et nucléaire [GEISSMANN \[2017\]](#); [MERKEL et collab. \[2012\]](#). Le même exercice est aussi appliqué pour les centrales à charbon dans [PETTINAU et collab. \[2017\]](#); [ZHAO et collab. \[2017\]](#).

Concernant les énergies non fossiles

Le coût actualisé de l'énergie a été incorporé dans les études économiques et de fiabilité des systèmes énergétiques renouvelables. En se focalisant sur l'énergie solaire, on remarque que différents travaux ont étudié cet indicateur ainsi que comment ses paramètres sont influencés par cette énergie [BREYER et GERLACH \[2013\]](#). Par exemple, Montes et al. dans [MONTES et collab. \[2009\]](#) ont calculé cet indicateur pour une centrale solaire à récepteurs cylindro-paraboliques. Dans cette étude, les auteurs ont conduit une analyse de sensibilité en variant les récepteurs solaires avec différents points d'extraction. Limmanee et al. dans [LIMMANEE et collab. \[2017\]](#) ont aussi utilisé cet indicateur pour évaluer les modules solaires en prenant en compte les conditions climatiques tropicales (Thaïlande). Dans cette étude, des données de dégradation de ces modules sur 4 ans ont été incorporées et leur influence sur le LCOE ont été évalué. Ma et al. dans [MA et collab. \[2018\]](#) ont utilisé cet indicateur pour prouver que la recompression supercritique du cycle Brayton de CO₂ combiné avec un absorbeur refroidisseur peut diminuer les coûts de production. Il a aussi été prouvé dans cette étude que le temps de retour sur investissement de cette structure est réduit par rapport aux autres installations traditionnelles. Hernandez-Moro & Martinez-Duart dans [HERNÁNDEZ-MORO et MARTÍNEZ-DUART \[2013\]](#) ont présenté dans leur étude l'évolution actuelle et future (jusqu'à 2050) du LCOE pour les technologies solaires (photovoltaïque ou centrale solaire thermodynamique à concentration). Ces auteurs ont ainsi recommandé dans leur étude d'effectuer une analyse de sensibilité pour déterminer quel paramètre influence le plus la variation de cet indicateur. A titre de comparaison, leurs principaux paramètres étaient le flux solaire, les coûts d'investissement, le taux d'actualisation ainsi que les paramètres d'exploitation et de maintenance. Bortolini et al. dans [BORTOLINI et collab. \[2014\]](#) ont étudié un réseau multisource (PV et systèmes à batteries) dans un cas d'étude en Italie. Le LCOE a été utilisé pour évaluer l'aspect économique de ce projet. Guo et al. dans [GUO et collab. \[2017\]](#) ont évalué un projet de cheminée solaire de "10MW" en utilisant le coût actualisé d'électricité. Il a été démontré dans cet article que ce type d'installations est compétitif, comparé aux centrales éoliennes ou solaires. Zai et al. dans [ZHAI et collab. \[2017\]](#) ont utilisé cet indicateur pour évaluer les projets solaires [PV-centrale solaire thermodynamique à concentration \(Concentrated Solar Power\) \(CSP\)](#). Pour affiner leurs résultats, les auteurs ont aussi inclus un paramètre de dégradation dans le LCOE. Wagner et Rubin dans [WAGNER et RUBIN \[2014\]](#) ont conduit une étude similaire à la précédente en évaluant la combinaison d'une CSP avec une solution de stockage thermique d'énergie, ils ont conclu que les coûts de production de l'électricité baissent de manière importante lorsqu'on utilise une solution de stockage thermique en combinaison avec le solaire.

D'autres études sur le PV ont utilisé le LCOE pour prouver leur compétitivité en tant que centrale électrique. Aussi, d'autres études ont évalué les centrales CSP, dont les hybrides [BARBOSA et collab. \[2017\]](#); [DOWLING et collab. \[2017\]](#); [DUFO-LÓPEZ et collab. \[2011\]](#); [KOUTROULIS et BLAABJERG \[2013\]](#); [LAI et MCCULLOCH \[2017\]](#); [SHARMA et collab. \[2017\]](#); [ZHANG et collab. \[2016a\]](#) ou PV

dans leurs applications industrielles ou résidentielles CAI et collab. [2017]; CUCCHIELLA et collab. [2017]; KREBS et collab. [2010]; MULLIGAN et collab. [2015]; SONG et collab. [2017]; WATTS et collab. [2015].

D'autre part, les différents types de géothermie ont été aussi évalués économiquement en se basant sur LCOE. Ainsi, Beckers et al. dans BECKERS et collab. [2014a,b] ont développé une plateforme de simulation (GEOPIRES) pour évaluer le coût actualisé de l'énergie des sources géothermiques. De plus, Clauser et Ewert dans CLAUSER et EWERT [2017] se sont aussi basés sur ces résultats pour comparer le LCOE de la géothermie avec les différentes sources d'énergie existantes. Walraven et al. dans WALRAVEN et collab. [2015] ont démontré qu'il est possible de diminuer le coût actualisé d'énergie géothermique en utilisant un module ORC (cycle organique de Rankine). De plus, Rodriguez et al. dans RODRÍGUEZ et collab. [2013] ont prouvé que le LCOE de cette source d'énergie peut diminuer de "17,8%" en utilisant un cycle de Kalina au lieu du module ORC, surtout pour les basses températures de cette source.

Le coût actualisé d'énergie a aussi été utilisé pour évaluer les systèmes de stockage d'énergie. Le lecteur est invité à se référer aux travaux suivants contenant un ensemble d'états de l'art sur ce domaine BATTKE et collab. [2013]; BELDERBOS et collab. [2017]; BERRADA et collab. [2017]; HITTINGER et collab. [2015]. D'autres auteurs ont aussi évalué les sources d'énergie se basant sur l'osmose CHUNG et collab. [2017], l'énergie marine BEHRENS et collab. [2012]; DE ANDRES et collab. [2017]; SHAABAN [2016]; ZUPONE et collab. [2017], la biomasse YOU et collab. [2017], le dessalement (désalinisation) DANILIDIS et collab. [2014], le thermique et le gaz FONTALVO et collab. [2017]; LE et collab. [2014]; LEONZIO [2017].

Aussi, cet indicateur peut aussi être adapté dans le cas de combinaisons de plusieurs sources d'énergie telles que la biomasse et les unités utilisant des techniques de capture de carbone BHAVE et collab. [2017], ou le cas d'une CSP combiné au biogaz SIGARCHIAN et collab. [2015] ou autres couplages incluant l'énergie solaire MALHEIRO et collab. [2015].

En analysant la littérature proposée ci-dessus, on remarque que seulement peu d'auteurs ont indiqué la nécessité d'inclure des paramètres de sensibilité tels que les indicateurs de dégradation du système. Cependant, la plupart de ces auteurs ont proposé comme perspectives de travaux l'introduction d'une analyse de sensibilité pour évaluer l'influence des différents paramètres introduits sur le LCOE. Concernant l'énergie éolienne (Onshore & Offshore), la littérature a démontré que cet indicateur est aussi adapté pour ce secteur. On proposera dans la prochaine partie un bref état de l'art sur l'utilisation du LCOE dans le secteur éolien. Nous allons analyser ensuite ces travaux pour proposer une contribution pertinente à cette littérature.

État de l'art des travaux récents sur l'évaluation économique des projets éoliens

Comme le montre la littérature, cet indicateur peut être adapté pour inclure les paramètres et les variables des projets éoliens. Le LCOE peut être le seul indicateur économique proposé ou il peut aussi être combiné avec d'autres indicateurs. Par exemple, Miller et al. ou Bruck et al. dans BRUCK et collab. [2018]; MILLER et collab. [2017] ont évalué dans leurs travaux la relation entre le coût actualisé d'énergie et la durée de contrat du projet éolien. Ces auteurs ont aussi noté dans leurs travaux le manque de travaux sur l'étude de sensibilité des paramètres éoliens et leurs influences sur le coût de production. De plus, Hou et al. dans HOU et collab. [2017] ont prouvé que cet indicateur peut être optimisé en proposant une politique de fin de vie adaptée à l'éolien Offshore telle que la *repowering*. Dans cet article, le LCOE a été amélioré de 10,43% en prenant en compte le repowering comme scénario de fin de vie. Del Jesus et al. dans JESUS et collab. [2017] ont proposé une méthodologie pour évaluer l'influence des conditions climatiques et du potentiel aérologique sur le coût de production des éoliennes offshore. Le modèle proposé est indépendant du temps et de la localisation du parc éolien et peut ainsi être une référence pour l'évaluation économique des parcs éoliens Offshore. Cependant, ce modèle inclut une politique de maintenance et des coûts d'investissements qui ne sont pas adaptés à toutes les technologies offshore. Concernant les coûts logistiques, ils sont plus développés dans les modèles suivants POULSEN et HASAGER [2016]; POULSEN et collab. [2017]. Une combinaison des deux modèles serait donc per-

tinente. De surcroît, les projets hybrides combinant de l'éolien sont principalement évalués économiquement en utilisant le LCOE ABDELHADY et collab. [2017]; ASTARIZ et collab. [2015]; BISHOP et AMARATUNGA [2008]; CHIANG et collab. [2016]; GÖKÇEK et GENÇ [2009]; MATTAR et GUZMÁN-IBARRA [2017]; MYHR et collab. [2014]; ROTH et AMBS [2004]; SUCCAR et collab. [2012].

En éolien, le LCOE est aussi impacté par les variables externes du projet. Une récente étude HDI-DOUAN et STAFFELL [2017] a montré comment cet indicateur est influencé par le changement climatique et la variation des distributions du vent. Ces variations réduisent en effet la performance de l'éolienne. Ce résultat a aussi été prouvé par STAFFELL et GREEN [2014] qui a montré comment la performance des éoliennes diminue en vieillissant. Il serait donc pertinent d'inclure une politique de renouvellement ou d'extension de durée de vie comme proposé dans RUBERT et collab. [2017].

Ainsi, comme mentionné dans cette partie, le coût actualisé d'énergie LCOE est un puissant indicateur pour l'évaluation de la viabilité d'une centrale de production d'énergie. Il prend en compte aussi bien les coûts du système durant son cycle de vie, que les paramètres liés à la maturité de l'industrie et les conditions environnementales. De plus, la littérature a prouvé la pertinence de sa combinaison avec d'autres indicateurs économiques (coût actualisé, retour sur investissement,...). Cependant, l'analyse de littérature a aussi montré que cet indicateur devrait inclure une analyse de sensibilité de ces paramètres, surtout pour les applications en énergies renouvelables.

De ce fait, l'objectif de cette partie est de combler ce besoin en proposant un modèle d'analyse de sensibilité adapté aux éoliennes, et de proposer ensuite un algorithme pour optimiser les paramètres du LCOE. L'objectif serait de générer le plus bas coût actualisé d'énergie en prenant en compte les intervalles de ses paramètres. La prochaine partie développera cet objectif précédé par une présentation du coût actualisé d'énergie LCOE.

3.2.2 Modèle proposé

Le LCOE pour l'éolien

Selon MOOMAW et collab. [2011], le coût actualisé de l'énergie est l'unique indicateur où les coûts (dépenses) de l'éolien durant tout son cycle de vie sont actualisés et équivalent aux revenus actualisés. Ceci peut être modélisé sous la forme :

$$\sum_{t=0}^n \frac{E_t \cdot \text{LCOE}}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{depenses}_t}{(1+r)^t} \quad (3.1)$$

Avec E_t est l'électricité produite durant la période " t ". " r " étant le taux d'actualisation lié à l'éolien.

Cette équation peut donc être reformulée comme suit (on suppose ici que le LCOE est indépendant du " t ") :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{depenses}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.2)$$

Les dépenses sont constituées des coûts fixes et variables, elles peuvent aussi inclure les coûts environnementaux tels que les coûts de démantèlement ou les coûts de CO₂ TAZI et collab. [2016]. Ainsi, le LCOE peut s'écrire comme suit :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Inv}_t + \text{O\&M}_t + \text{D}_t + \text{Env}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.3)$$

Avec $\{\text{Inv}_t; \text{O\&M}_t; \text{D}_t; \text{Env}_t\}$ sont respectivement les coûts d'investissement, d'opération & maintenance, de démantèlement et environnementaux. Aussi, nous n'avons pas pris en compte dans ce modèle les coûts du carburant liés à la logistique ou son impact environnemental considérés comme marginal par rapport aux autres impacts GARRETT et RONDE [2011]. Nous allons présenter ensuite les paramètres du LCOE.

Les paramètres du LCOE

1. *Emplacement* : échantillon d'un ensemble de parcs éoliens Onshore :
 Durant cette étude, nous nous baserons sur une base de données (coûts, facteur de charge **FC**, production d'électricité,...) extraite de 81 parcs éoliens. Ces parcs ont été installés entre 2013 et 2016 et ont une capacité cumulée de 1,2 **GW**. De plus, la majorité des parcs éoliens sont installés dans la région de Champagne-Ardenne dans le nord de France. C'est la région la plus ventée en France avec la première puissance éolienne installée dans le pays **DES ENERGIES RENOUVELABLES [2016]**.
2. *Durée de vie d'une éolienne* :
 La technologie des éoliennes est en constante amélioration **TAZI et collab. [2016]**. La durée de vie des éoliennes varie entre "20" et "25" ans **WINDEUROPE [2017b]**. Cependant, les contraintes économiques sur ce secteur en France réduisent cette durée de vie à "15" ans. En effet, les parcs éoliens en France sont sujets à un contrat d'obligation d'achat sur les "15" premières années suivant la construction du parc **EDF [2014 (accessed April 15, 2017)]**. Après la fin de ce contrat d'achat, l'électricité produite par ce parc éolien est vendue sur le marché de l'énergie sans tarif subventionné. Elle perd donc son aspect attractif et économique face aux autres sources d'énergies les plus répandues en France telles que le nucléaire ou l'hydraulique **EUROPA [2016 (accessed April 15, 2017)]**. En discutant de cet aspect avec les exploitants des parcs éoliens en France, il s'avère plus intéressant économiquement de renouveler le parc éolien après la durée de contrat d'obligation d'achat pour bénéficier encore une fois de "15" ans du tarif subventionné.
3. *Coût d'investissement* :
 Nous avons étudié ce paramètre en prenant en compte le retour terrain des exploitants éoliens en France. Ce travail, référencé dans **TAZI et collab. [2016]**; prend en compte entre autres plusieurs échanges avec les industriels de la région **CA** tels que "Boralex, Nordex...". Ainsi, on a pu conclure que le prix du **MW** installé en France est de l'ordre de 1,343 million.EUR/MW.
4. *Facteur de charge **FC*** :
 Le facteur de charge **FC** d'un projet éolien varie d'un emplacement à un autre. Pour l'échantillon pris en compte dans cette étude, le **FC** varie entre 23% (correspondant au P90 : correspond à la probabilité à 90% d'atteindre cette production après retrait des incertitudes des études de vent) et 27% (correspondant au P50 : correspond à la moyenne long terme prise en compte dans les études de vent) **FEE [2016 (accessed April 15, 2017)]**.
5. *Dégradation de la performance* :
 Il a été prouvé récemment, d'après des retours terrains et suivant la littérature scientifique, que la performance (productible) des éoliennes se dégrade en fonction de son âge. Ainsi, Staffell et Green dans **STAFFELL et GREEN [2014]** ont prouvé que la dégradation moyenne d'une éolienne réduit sa performance de 12% sur une durée de 20 ans. Des études similaires sur d'autres technologies éoliennes ont convergé vers la même conclusion **HDIDOUAN et STAFFELL [2017]**; **JESUS et collab. [2017]**; **OBI et collab. [2017]**; **POULSEN et HASAGER [2016]**; **POULSEN et collab. [2017]**. Ce paramètre sera évalué dans cette partie. Aussi, nous avons considéré que l'effet de sillage entre les éoliennes est inclus dans ce paramètre.
6. *Coûts d'opération et de maintenance* :
 Les coûts d'opération et de maintenance sont les coûts les plus délicats et les plus volatils. Ils changent d'un parc à un autre et d'une référence à une autre. Plusieurs raisons expliquent cette volatilité, la première étant que la technologie d'une éolienne influence les coûts de maintenance et d'exploitation. Par exemple, les éoliennes à aimant permanent ou d'autres technologies ne nécessitant pas la présence d'une boîte à vitesse réduisent les frais d'entretien durant la durée de vie de l'éolienne. La seconde raison est que la politique de maintenance adoptée dans un parc éolien influence les frais d'exploitation. De nos jours, les exploitants des parcs éoliens ont tendance à utiliser de la maintenance conditionnelle,

qui est relativement plus chère à mettre en place pour le système éolien mais améliore la disponibilité des éoliennes TCHAKOUA et collab. [2014]; WIGGELINKHUIZEN et collab. [2008]. Finalement, la littérature scientifique concernant l'évaluation de la fiabilité et de la maintenance des parcs éoliens montre que les coûts de maintenance sont plus importants durant les dernières années d'exploitation des éoliennes. En effet, certains composants critiques (criticité liée à la fiabilité ou au coût) de l'éolienne tels que la boîte à vitesse ou les pâles sont remplacés après 10 ans d'exploitation LANTZ [2013]. Aussi, la littérature et le retour terrain montrent que les coûts d'opération et de maintenance varient d'un emplacement (ou pays) à un autre. Par exemple, le laboratoire NREL a dressé en 2010 un coût équivalent à 11 \$/MWh (équivalent à 10,2 €/MWh) TEGEN et collab. [2012]. Miller et al. dans MILLER et collab. [2017] ont dressé un état de l'art des coûts d'opération et de maintenance et sont arrivés à un intervalle de 10 \$/MWh (équivalent à 9,2 €/MWh) à 30 \$/MWh (équivalent à 27,8 €/MWh). Adaramola et al. ont montré dans leur article que les coûts d'opération et de maintenance représentent 25% du coût annuel d'une éolienne (coût d'une éolienne/sa durée de vie), ce qui génère un coût annuel de 67 k.€/MW ADARAMOLA et collab. [2011]. Ces mêmes auteurs ont conclu aussi qu'il est pertinent d'inclure une escalade des coûts pour prendre en compte l'accentuation des coûts d'exploitation et de maintenance lors des dernières années de vie d'une éolienne. Les parcs éoliens français connaissent aussi une variation importante des coûts d'exploitation et de maintenance. L'intervalle de ces coûts en 2016 était de [9;21] €/MWh. Au final, l'influence de ce paramètre sera étudiée dans cette partie. Aussi, pour prendre en compte le retour terrain et une escalade des coûts d'opération et de maintenance sera prise en compte. Aussi, les coûts annexes tels que les coûts de maintenance réseau, assurances et taxes seront aussi pris en compte.

7. *Taux d'actualisation r :*

Ce taux est utilisé pour comparer les dépenses et les bénéfices durant la durée de vie du projet. Il prend en compte les différents risques liés à l'investissement dans l'énergie éolienne dans le pays. En France, on compte un taux d'actualisation lié à cette industrie variant entre 6% et 8% DES ENERGIES RENOUVELABLES [2016]; TAZI et collab. [2016]. De nos jours, on considère que ce secteur est assez mature pour actualiser ce taux. Par conséquent, on va considérer dans cette étude un taux d'actualisation variant entre 4% et 6%. Nous constatons d'ailleurs que ce taux est en diminution depuis l'introduction de la loi sur la transition énergétique de 2015.

8. *Scénario additionnel dans le cas où les parcs éoliens intègrent le marché carbone européen :*

L'énergie éolienne est une énergie verte. Hormis la phase de maintenance, aucune émission CO₂ n'est générée pendant la durée de vie utile d'une éolienne. Ces émissions sont d'ailleurs négligeables en comparaison avec la quantité de CO₂ évitée pour la génération de la même énergie. De ce fait, vu que l'industrie éolienne en France perd de plus en plus ses tarifs de subventionnement, on proposera dans cette partie un scénario où l'énergie produite par une éolienne serait vendue au prix du marché, et en contrepartie donner accès pour les parcs éoliens au marché carbone européen. De ce fait, une telle installation pourrait acheter et vendre des quotas de production de CO₂ FRENCH MINISTER OF ENVIRONMENT et SEA [2015 (accessed April 15, 2017)]. On calculera donc les émissions de carbone générées et évitées pendant la durée de vie d'une éolienne. Les émissions évitées sont calculées avec un facteur de 640 g.CO₂/kWh et en utilisant l'équation JAFAR et collab. [2008]; SAIDUR et collab. [2011] :

$$CO_2(\text{tonnes}) = \frac{WF \times FC \times 8760 \times 640}{1000} \quad (3.4)$$

Avec "WF" la capacité de l'installation en "MW". Dans la littérature, le facteur de réduction de CO₂ a été réduit jusqu'à 292 g.CO₂/kWh DE COTE D'OR [2013] en prenant en compte le mix énergétique en France. Aussi, les émissions de CO₂ sont concentrées durant la phase d'installation, elles représentent à elles seules plus de 90% des émissions durant le cycle de vie d'une éolienne. Le reste est réparti sur la phase d'exploitation et démantèlement AR-

DENTE et collab. [2008]; THOMSON et HARRISON [2015]. En perspective, nous pourrions améliorer ce modèle en prenant en compte d'autres coûts environnementaux tels que l'utilisation de l'eau et l'extension de cette étude aux scénarios des fins de vie possibles pour l'éolien.

3.2.3 Scénarios pour le calcul du LCOE

Pour résumer, on présente ci-dessous les différents scénarios abordés pour le calcul du coût actualisé de l'énergie éolienne. Dans cette étude, l'éolienne est une turbine munie d'une boîte à vitesse et d'une puissance de 2MW. Les turbines constituent un parc éolien de 50MW.

Les paramètres fixes du LCOE sont :

- Le coût d'investissement est de 1,343 million.€/MW;
- Le coût de démantèlement est de 3 millions.€ pour l'ensemble du parc;
- La taxe CO₂; si applicable; est de 0,2 €/t.CO₂. Les émissions d'une turbine est de 9 g.CO₂/kWh;
- Les frais d'assurance et de location de terrain sont de 3000 €/turbine. Ce coût sera aussi actualisé durant la durée de vie du projet;
- Le prix de vente d'électricité du projet éolien est fixé à l'avance selon un contrat d'obligation d'achat sur 15 ans EDF [2014 (accessed April 15, 2017)]; TAZI et collab. [2016]. On suppose que ce prix est fixé à 0,082 €/kWh et sera réduit de 1% chaque année après la 10^{ème} année. Cette dernière hypothèse est considéré car le territoire d'étude CA a différents sites avec différents niveaux de FC.

Les paramètres variables du LCOE sont :

- Le FC varie de 22 à 28 %;
- La dégradation de performance annuelle d'une turbine varie de 0 à 2 % STAFFELL et GREEN [2014]. On considère aussi que les éoliennes dans un parc se dégradent de la même façon;
- Le coût d'exploitation et de maintenance varie de 9 à 21 €/MWh. De plus, une escalade de coût de 1% sera considérée;
- Le taux d'actualisation "r" considéré varie de 4 à 8 %.

L'équation prise en compte est celle présentée dans 3.3. Nous présentons dans la prochaine partie les résultats des différents scénarios.

3.2.4 Résultats du cas d'étude

En prenant en compte les scénarios précédents, le LCOE est représenté dans la figure 3.2. Les données utilisées pour cette figure sont présentées dans le tableau 3.1.

TABLEAU 3.1 – Données utilisées pour calculer le LCOE

Données	Valeurs
Capacité de la turbine	2000 kW
Nombre des éoliennes	25
FC	25%
Dégradation de performance annuelle	2%
Coût d'exploitation et de maintenance	9,13242 €/MWh
Escalade des coûts d'exploitation et de maintenance	1%
r	6%
Taxe CO ₂ (si applicable)	0,2 €/t.CO ₂
Émissions CO ₂ de la turbine (Vestas V90/2000)	9g.CO ₂ /kWh

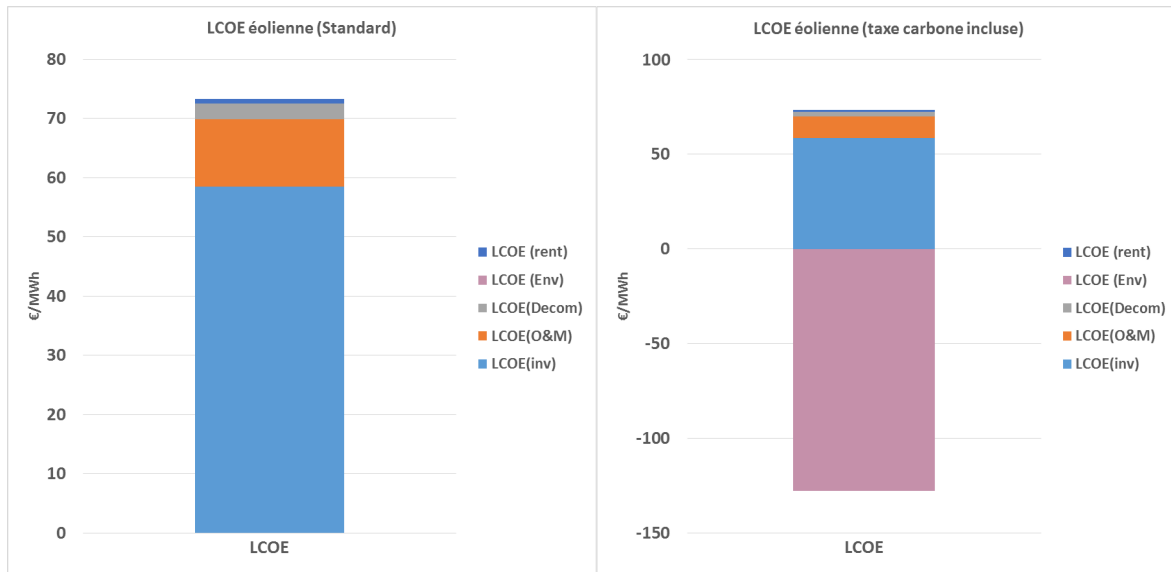


FIGURE 3.2 – (gauche) LCOE standard. (Droite) LCOE en prenant en compte la revente de la taxe Carbone

D'après la figure 3.2, la majeure partie du LCOE est générée par les coûts fixes. De plus, ces coûts sont principalement générés durant les phases pré-exploitation. Les coûts générés durant la phase d'exploitation et de maintenance du projet représentent 15% du LCOE global. Aussi, si on considère l'extra scénario d'échange de la taxe carbone (scénario de droite dans la figure 3.2), cela aurait un impact important sur l'influence des différentes phases de vie sur le coût actualisé de l'énergie. De ce fait, la phase de pré-exploitation ne représente dans ce cas que 30% du LCOE. Aussi, en prenant en compte ce dernier scénario (taxe carbone), le LCOE final serait de -54.65 €/MWh, ce qui voudrait dire que le prix serait "négatif". Cette tendance est de plus en plus remarquable sur les marchés de gros de l'électricité pour les énergies renouvelables (énergie non flexible). Ce phénomène de prix négatif a été introduit en France depuis 2010.

Au final, ces résultats montrent que le coût d'exploitation et de maintenance affecte le LCOE éolien.

Le second scénario incluant les bénéfices de la taxe carbone pourrait nous donner un bref aperçu sur comment l'industrie éolienne pourrait bénéficier du marché carbone si elle arrivait à perdre toute subvention possible de l'état. La figure 3.3 présente un aperçu de ces bénéfices générés par le marché carbone et leur comparaison avec ceux de la vente de l'électricité à prix standard (prix du marché EDF [2014 (accessed April 15, 2017)]; TAZI et collab. [2016]). En effet, les bénéfices générés du marché carbone sont plus importants que ceux générés par la vente d'électricité. De ce fait, malgré le fait que l'énergie éolienne ne peut concurrencer économiquement d'autres sources d'énergies, elle pourrait tout de même subsister grâce aux gains sur le marché carbone (le LCOE devient dès lors négatif -54.65 €/MWh). Ceci est d'autant plus bénéfique, car cette taxe va augmenter sur ces prochaines 10 années dans les pays qui ont ratifiés les objectifs de la COP21 FRENCH MINISTER OF ENVIRONMENT et SEA [2015 (accessed April 15, 2017)].

3.2.5 Analyse de sensibilité des paramètres du LCOE

Dans cette partie, nous allons étudier l'influence de la variation des paramètres sur le LCOE. Pour cela, nous allons réaliser une étude de sensibilité similaire à celle réalisée dans REN et collab. [2009] pour les systèmes PV. De ce fait, toutes les variables du LCOE seront étudiées. Ces variables sont présentées dans le tableau 3.2.

Les résultats sont présentés dans la figure 3.4.

Bénéfices du parc éolien en considérant la taxe Carbone durant 20 ans

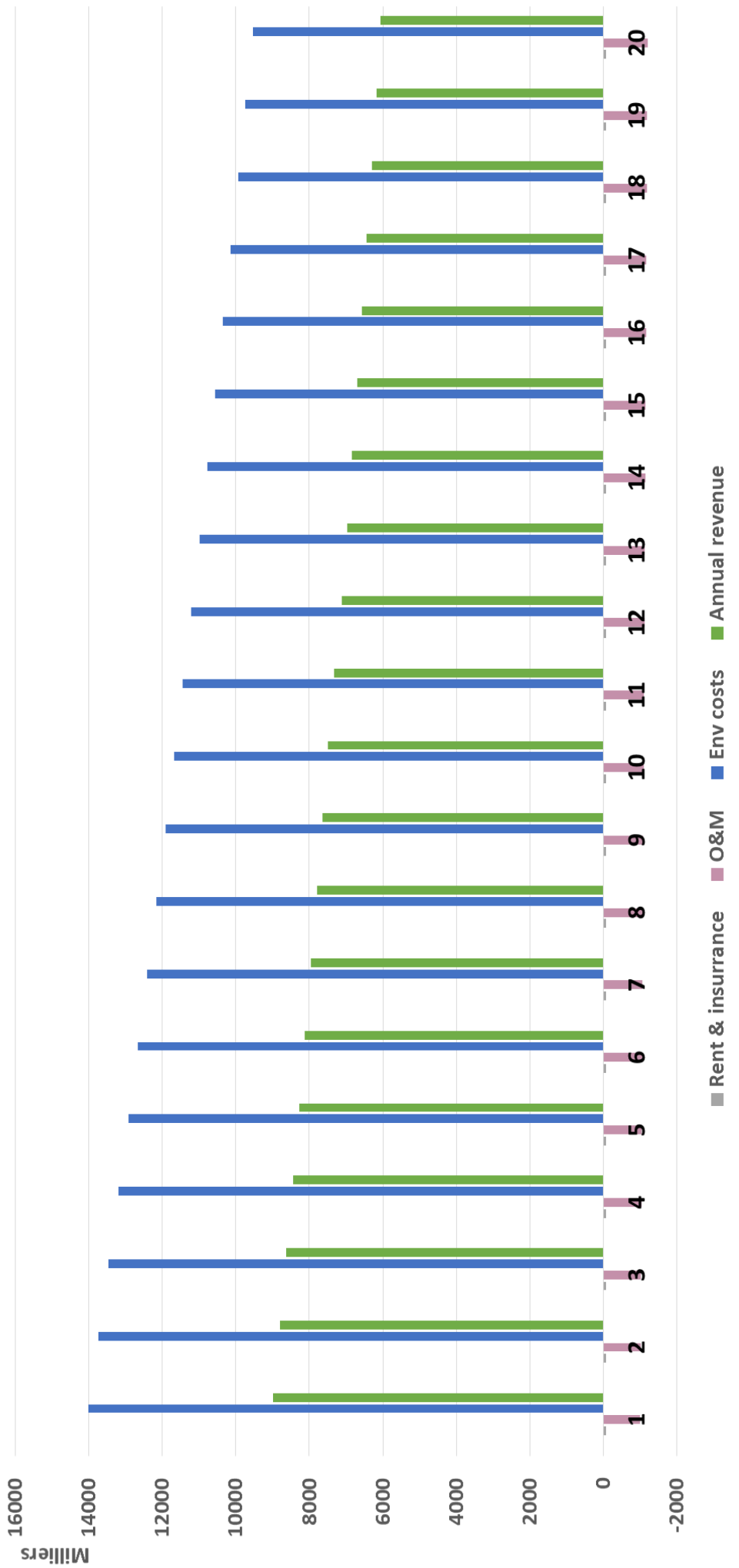


FIGURE 3.3 – Bénéfices du projet éolien sur une durée de 20 ans

TABLEAU 3.2 – Variation des paramètres du LCOE

Paramètre du LCOE	Intervalle	Changement de pas (entier, demi-entier)
FC %	[22;28]	entier
Dégradation de performance %	[0,5;3,5]	demi-entier
r %	[3;9]	entier
Coût de la phase d'exploitation et maintenance (€/MWh)	[6;12]	entier
Durée de vie (années)	[14;26]	double entier

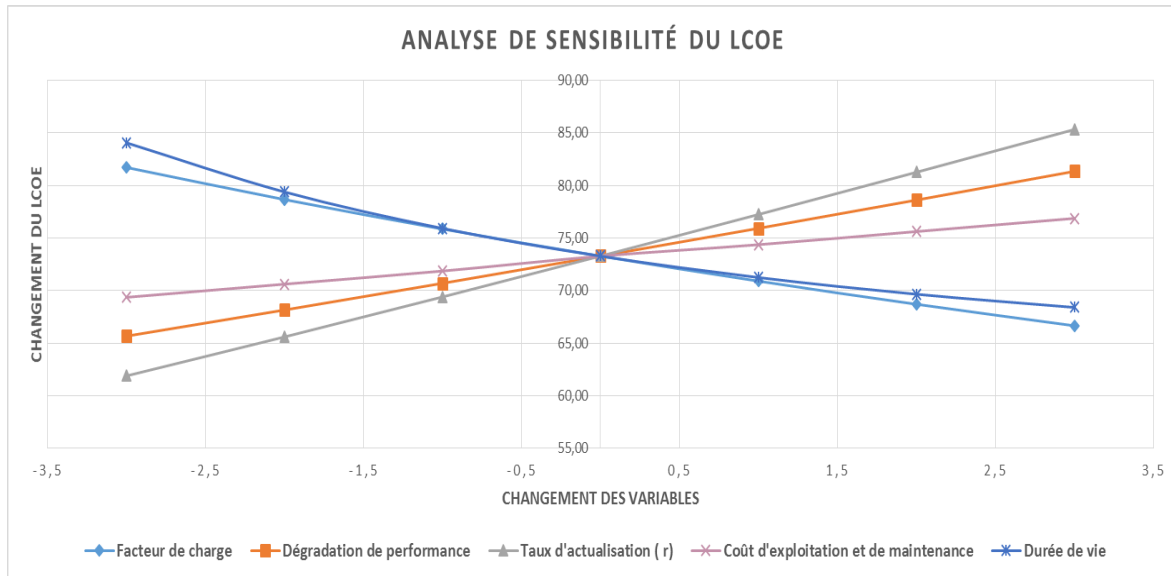


FIGURE 3.4 – Analyse de sensibilité du LCOE éolien

Ainsi, comme présenté dans la figure 3.4, le coût actualisé de l'énergie éolienne est sensible aux variables du tableau 3.2. Ces variables sont de l'ordre économique (r), technologique (coût d'opération et de maintenance, durée de vie, dégradation) et environnemental (FC). Le LCOE montre une variation importante par rapport à la valeur d'origine (0).

En effet, la variation du FC, de la dégradation de la performance et de la variable de la durée de vie mène à une variation du LCOE de 15 €/MWh. De plus, si on fait varier les coûts d'opération et de maintenance entre 6 et 21 €/MWh, le LCOE varie de 19 €/MWh. Finalement, le taux d'actualisation mène à une variation de 24 €/MWh s'il varie dans son intervalle de perturbation.

En effet, la variable financière influence de manière importante le LCOE. Cette variable est influencée par la politique de développement de l'éolien dans le pays. De nos jours, l'énergie éolienne est mise au cœur de la stratégie pour le changement climatique. De ce fait, cela encourage les investissements et l'utilisation de cette énergie. Cet effet a pour tendance de diminuer le taux d'actualisation r pour ce secteur. Au final, cette diminution mène à une diminution du LCOE, ce qui rend l'énergie éolienne plus compétitive. Cependant, maintenant que l'état français considère que l'industrie éolienne onshore est assez mature pour survivre sans subventionnement, cela a impacté négativement le taux d'actualisation. Cette évolution négative a aussi été démontrée dans la dernière étude réalisée par "France Énergie Éolienne" dans FEE [2016 (accessed April 15, 2017)], où elle a démontrée que le LCOE des parcs éoliens onshore futurs se situera entre 73 et 81 €/MWh, avec un taux d'actualisation " r " passant de 4 à 5,9%. Une étude similaire a été réalisée en Espagne et a démontré les conséquences néfastes de l'abandon des tarifs de subventionnement pour l'éolien onshore depuis 2013. Cet abandon a augmenté le taux d'actualisation pour l'éolien jusqu'à 10%. De ce fait, on n'a investi que 28MW d'éolien en Espagne en 2015, contre 994MW en France GWEC [2016].

Les coûts d'opération et de maintenance influencent aussi considérablement le LCOE. Ce coût est très volatil et varie dans un intervalle de sensibilité important. La figure 3.5 présente la variation du LCOE suivant les coûts d'opération et de maintenance. Ainsi, on remarque que la variation de ces coûts mène à une variation du LCOE de 27%. Cette figure montre aussi comment la technologie éolienne utilisée, sa fiabilité et sa maintenabilité influencent grandement le LCOE.

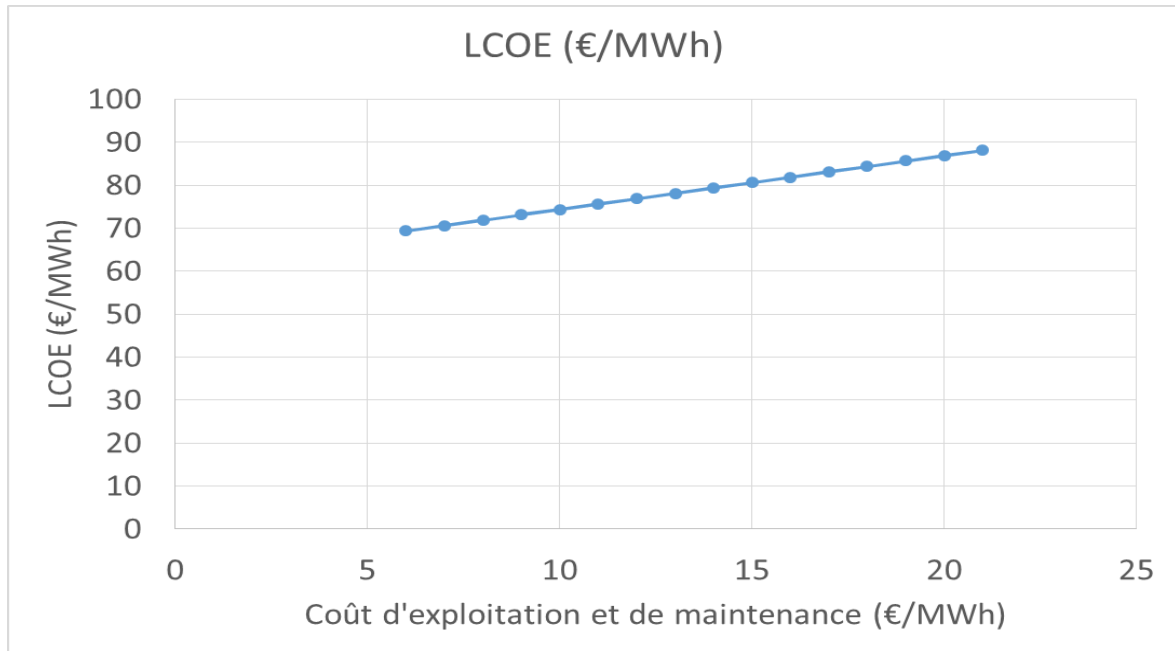


FIGURE 3.5 – Variation du LCOE suivant la variation des coûts d'opération et de maintenance

Enfin, lorsqu'on évalue l'influence du paramètre de dégradation des éoliennes sur le LCOE, on remarque que ce paramètre influence le coût de l'énergie à la même échelle que le FC ou la durée de vie (figure 3.4). En effet, si ce paramètre varie dans un intervalle entre 0 et 3,5%, le LCOE augmente de 29%. Dans une étude de Staffell *STAFFELL et GREEN [2014]*, on a observé que ce paramètre réduit la performance et la durée de vie des parcs éoliens en Angleterre. Cependant, ce paramètre est difficile à gérer, car il est fortement dépendant de la technologie éolienne utilisée et de son interaction avec l'environnement. D'après la littérature, c'est aussi la première fois qu'est pris en compte le paramètre de dégradation de performance pour l'évaluation du LCOE. Dans la prochaine partie, nous allons proposer un modèle d'optimisation du coût actualisé de l'énergie.

3.2.6 Optimisation du LCOE

Afin d'optimiser les paramètres du LCOE, on proposera dans cette partie un algorithme d'optimisation pour chercher la meilleure combinaison générant le plus bas coût de production d'énergie. Pour cela, un algorithme est développé et présenté dans la figure 3.6.

Comme mentionné dans l'algorithme, on introduit d'abord les paramètres et leurs intervalles de sensibilité (présentés dans les tableaux 3.2 et 3.3). La principale différence entre cet algorithme et l'analyse de sensibilité précédente est que cette fois-ci l'ensemble des paramètres varie. Aussi, à chaque variation de paramètres, le LCOE minimum est sauvé. De ce fait, lorsque l'algorithme aura évalué toutes les combinaisons possibles des paramètres du coût actualisé de l'énergie, le résultat final (la meilleure combinaison) serait la combinaison des paramètres ayant permis de générer le plus bas LCOE possible. Dans le cas contraire, si le nombre de tests n'est pas fini, on retournera à l'étape "1".

Afin d'appliquer cet algorithme, nous avons élargi les intervalles de sensibilité des paramètres du

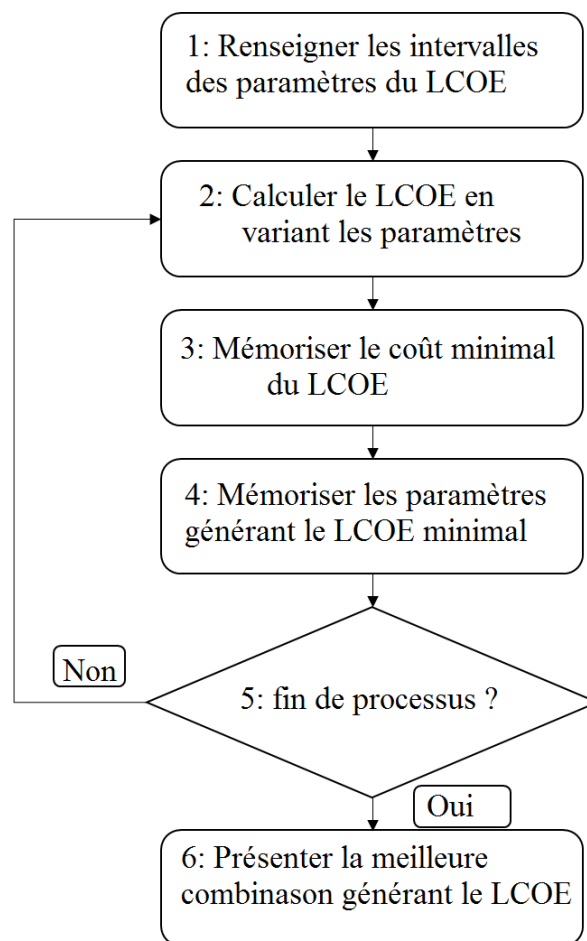


FIGURE 3.6 – Structure de l’algorithme

LCOE. Ces nouveaux intervalles sont présentés dans le tableau 3.3.

TABLEAU 3.3 – Intervalles des paramètres mis à jour

Paramètres	Intervalle	Pas de l'Intervalle
Dégradation de performance	[0;0,4]	0,02
Coût d'opération et de maintenance	[6;21]	1
Taux d'actualisation r	[2;12]	1
FC	[20%;40%]	1%

La "fonction objectif" à minimiser de cet algorithme d'optimisation est le coût LCOE. Les itérations des intervalles de sensibilité de ses paramètres sont testées. Dans cet exemple, on prendra en compte l'équation standard du LCOE présentée dans l'équation 3.3. Une autre équation plus complète de ce coût sera proposée dans de futures travaux.

Ainsi, les résultats sont présentés dans le tableau 3.4.

De ce fait, comme présenté dans le tableau 3.4, en testant les 77.616 combinaisons possibles du LCOE, l'algorithme génère ainsi celle qui permet de le diminuer le plus possible. La seconde combinaison est celle qui génère le plus haut LCOE possible (pire scénario). Cet algorithme est aussi configuré pour générer les valeurs du LCOE. Ce processus peut aussi être inversé en générant les valeurs des paramètres permettant d'avoir un LCOE objectif.

On va comparer dans la prochaine partie le LCOE généré avec celui des autres énergies renouvelables et non-renouvelables. Le but est de situer le coût de production de l'énergie éolienne par rapport aux autres sources.

3.2.7 LCOE des différentes sources d'énergie : comparaison

Le coût actualisé de l'énergie est un indicateur économique de premier ordre pour évaluer la viabilité économique des projets et des centrales énergétiques. Il peut aussi être utilisé pour comparer les sources d'énergie entre elles. L'agence internationale de l'énergie a dressé une étude du LCOE des différents pays de L'organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) AGENCY [2015]. La figure 3.7 présente un aperçu des résultats de cette étude.

L'hypothèse principale dans l'étude de cette agence fut le taux d'actualisation dans ces pays considéré à hauteur de 4% et un FC de 34% (équivalent à une puissance heure pleine de 3000 heures). On remarque dès lors que cette hypothèse est difficilement valide pour ces pays. C'est pour cela d'ailleurs que le LCOE présenté dans cette étude est plus bas que ce que nous avons calculé pour le parc français avec le taux d'actualisation en vigueur.

Néanmoins, comme présenté dans la figure 3.7, l'énergie éolienne reste parmi les sources d'énergie les plus compétitives. En effet, son LCOE reste plus bas que celui de la biomasse ou du charbon. Cette conclusion est aussi valide pour la France, où l'éolien onshore reste le meilleur investissement d'énergies renouvelables. Ce LCOE est présenté dans la figure 3.8.

Pour conclure, le LCOE est un indicateur économique de premier ordre pour l'éolien. Les résultats de cette étude montrent que cet indicateur est fortement dépendant des contraintes technologiques, économiques et environnementales du projet. Ces contraintes sont respectivement la dégradation de la performance, la durée de vie du projet, les coûts d'opération et de maintenance, le facteur de charge "FC" et le taux d'actualisation " r ". En plus, les résultats montrent que le nouveau paramètre introduit (dégradation de la performance) influence grandement le LCOE (figure 3.4).

Le coût actualisé de l'énergie génère des informations pertinentes quant à la viabilité du projet, du capital investi, ainsi que les coûts d'opération et de maintenance associés au projet éolien. Cependant, le LCOE ne devrait pas être utilisé comme seul critère d'évaluation économique d'un

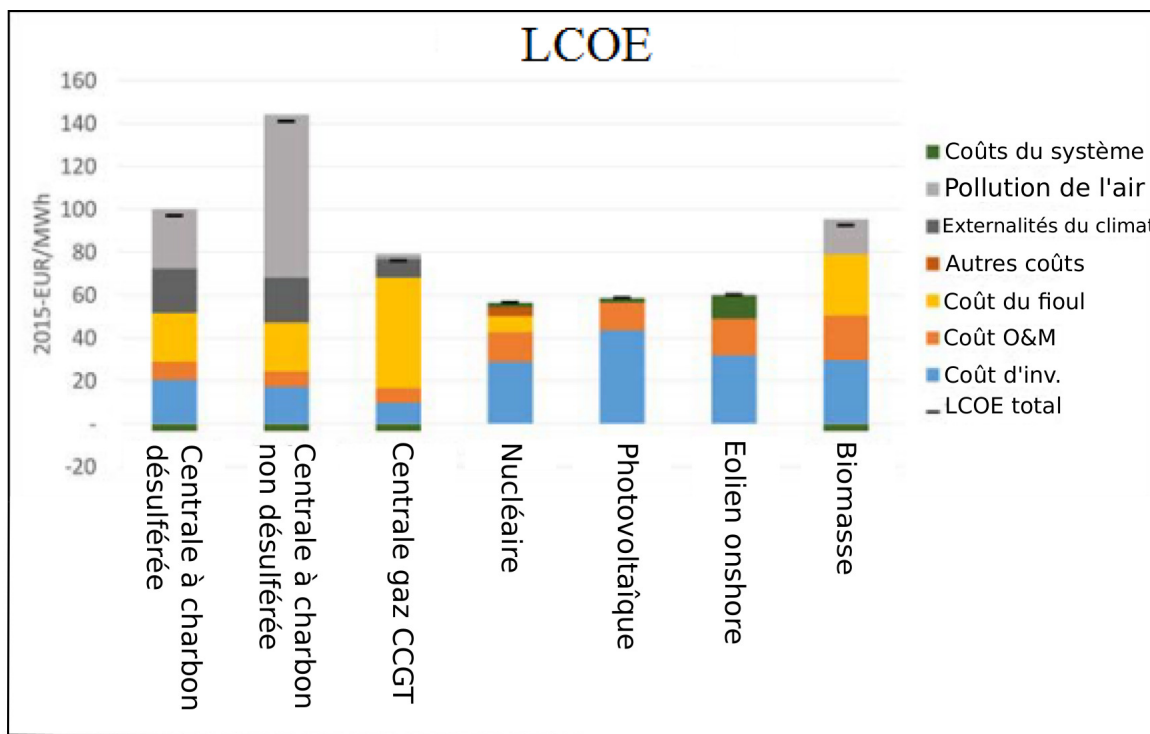


FIGURE 3.7 – LCOE de 7 sources d'énergie (charbon-FGD, charbon sans FGD, gaz naturel, nucléaire, PV, éolien onshore, biomasse) AGENCY [2015]

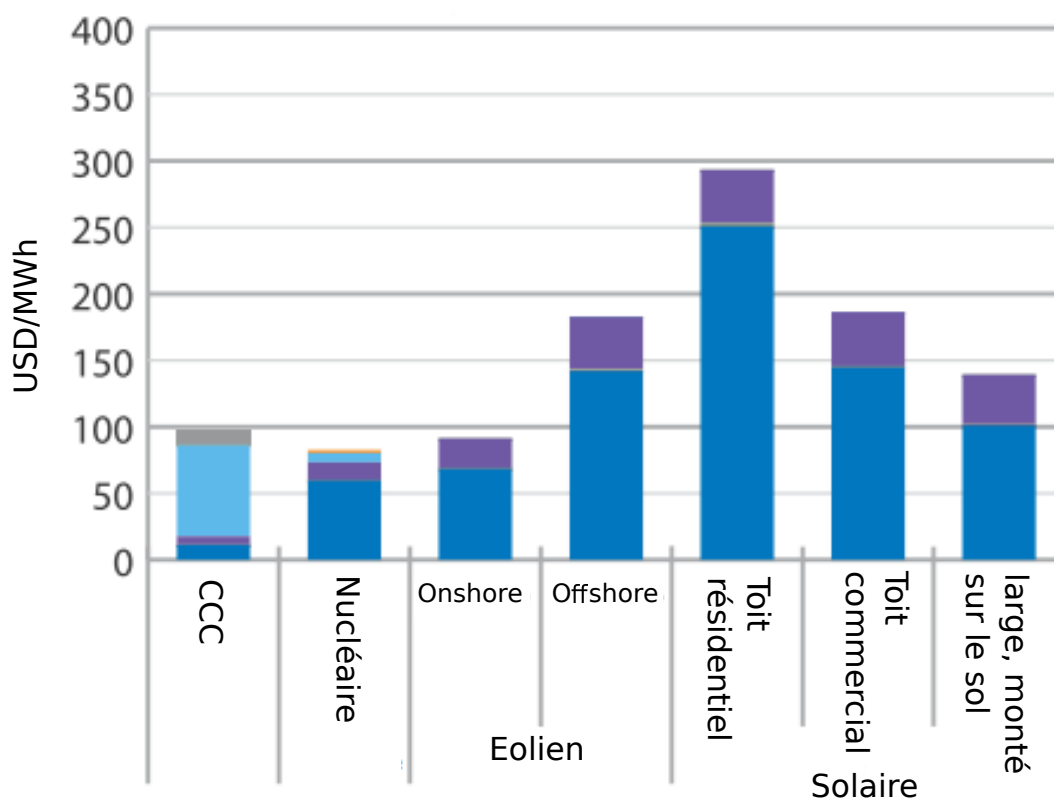


FIGURE 3.8 – LCOE des différentes sources d'énergie en France, traduit en français depuis AGENCY [2015]

projet. D'autres indicateurs tels que le contrat de vente d'électricité, le retour sur investissement, etc. devraient aussi être pris en compte. De plus, ces coûts devraient aussi être incorporés dans une analyse de coût de cycle de vie. En effet, le couplage du coût de cycle de vie et du LCOE permet aux investisseurs et aux décideurs d'avoir un aperçu global de la situation économique du projet durant toutes ses phases de vie. En plus, d'autres variables telles que les pénalités, la fluctuation du coût de vente de l'énergie ou d'autres coûts environnementaux seraient mieux appréhendées à travers le LCC et l'analyse de sensibilité introduite dans cette section. Au final, en intégrant les coûts liés à la taxe carbone, nous avons généré un scénario prospectif dans lequel l'énergie éolienne ne pourrait plus s'appuyer sur les subventions du pays pour se développer. Les études en perspectives sont l'évaluation de l'influence de la fluctuation du prix du pétrole sur le LCOE, le facteur d'émission de carbone, et aussi discuter le taux de la taxe carbone pris en compte dans cette étude. En surcroît, la formulation plus complète du LCOE sera prise en compte dans les futurs travaux.

Dans un souci constant d'optimisation des coûts, nous présentons ci-dessous un algorithme d'optimisation de la "topologie" des parcs éoliens afin de minimiser les coûts d'investissement sous contrainte de performance technique.

TABLEAU 3.4 – Meilleure et pire combinaison générant le plus bas et le plus haut LCOE (équation standard)

FC	Paramètres				Durée de vie	LCOE	Nombre d'itérations
	paramètre de dégradation de performance	coût d'opération et de maintenance	r				
0,4	0	6	0,02		20	30,4350646	77616
0,2	0,4	21	0,12			396,126435	

3.3 Optimisation de la topologie des parcs éoliens sous contraintes TAZI et collab. [2017c]

L'objectif de cette partie est de développer un algorithme proposant la meilleure combinaison possible (que l'on nommera par la suite "topologie") proposant la meilleure performance et le plus bas coût d'investissement. On va aussi considérer dans cette étude l'impact environnemental généré par chaque combinaison. Une application est aussi proposée pour démontrer l'utilisation et les perspectives de cette étude.

En effet, on remarque de nos jours que les énergies renouvelables intègrent de plus en plus le mix énergétique des pays DENNY et O'MALLEY [2007]; ZERVOS [2013]. Cependant, certaines sources telles que l'énergie éolienne dépend fortement de l'intermittence du vent ainsi que la fiabilité de la technologie utilisée TAVNER et collab. [2007]; TAZI et collab. [2017b]; VERMA et collab. [2010]. De ce fait, combler ou palier à ces inconvénients aiderait les investisseurs et les décideurs à mieux appréhender l'introduction de l'énergie éolienne dans le mix énergétique, il permet aussi de mieux gérer le budget alloué à cette énergie LIU et collab. [2015]; TAVNER et collab. [2007]. Ainsi, il serait utile d'améliorer l'évaluation de la performance, des coûts et de l'impact environnemental des technologies éoliennes à la conception des parcs éoliens pour améliorer les outils de prise de décision associés.

Dans cette section, nous allons améliorer les travaux proposés précédemment sur l'optimisation de la topologie MEZIANE et collab. [2014, 2005]. Ainsi, résultats des travaux présentés dans les sections 2.4.6 2.5 2.5.3 seront exploités. Le modèle de coût proposé est basé sur celui de BAL et SEJOURNE [2014], car il est bien adapté aux énergies renouvelables.

3.3.1 Méthode et données

La méthode d'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité des parcs éoliens en prenant en compte les conditions aérologiques est présentée dans le premier chapitre, notamment dans les sections 2.5 2.5.3. L'évaluation de la performance du système éolien est aussi basée sur la technique UGF cf. section 2.4.6. Nous reprenons dans cette section les principales figures et équations pour évaluer la performance technologique, économique et environnementale d'une éolienne ou d'un système éolien.

L'énergie du vent

L'énergie d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent est présentée dans la figure 3.9.

En général, on commence à produire de l'électricité lorsqu'on dépasse la vitesse de point (cut-in speed) v_{ci} . Après une vitesse de vent plus importante v_r , on arrive dès lors à une production nominale de l'énergie. À partir d'une certaine vitesse v_{co} , soit on utilise un frein (mécanique ou hydraulique) ou on change l'orientation des pâles pour les freiner WINDPOWER [2017b].

Ainsi, l'énergie de sortie w_{pi} d'une éolienne en fonction de la vitesse de vent v est définie par :

$$w_{pi} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < v_{ci} \\ A + Bv + Cv^2 & v_{ci} < v \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v < v_{co} \\ 0 & v > v_{co} \end{cases} \quad (3.5)$$

P_r et v_r étant la puissance et la vitesse nominale. Les paramètres sont définis dans la section 2.5.3.

L'évaluation de la fiabilité des composants éoliens

L'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité des composants éoliens en prenant en compte la vitesse du vent est définie dans les sections 2.5 et 2.5.3. De plus, cette disponibilité est souvent

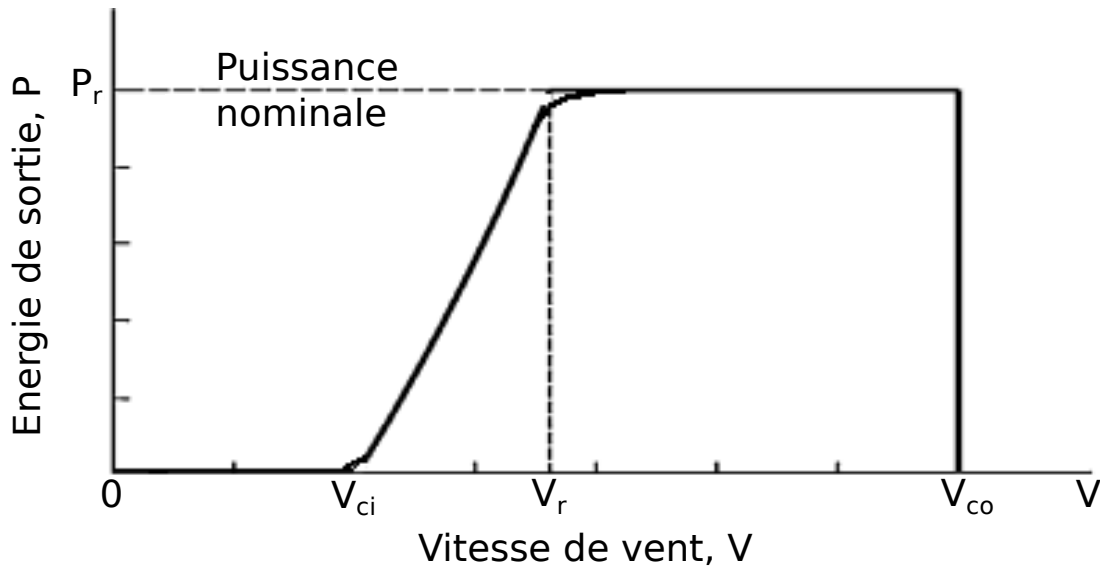


FIGURE 3.9 – Énergie d'une éolienne en fonction de la vitesse de vent

appliquée en réalité avec un complément de contrat sur les pénalités si un niveau de performance (disponibilité) n'est pas atteint par les éoliennes RTE [2012, 2015]; SIEMENS [2017]. Ces pénalités sont reprises dans la figure 3.10.

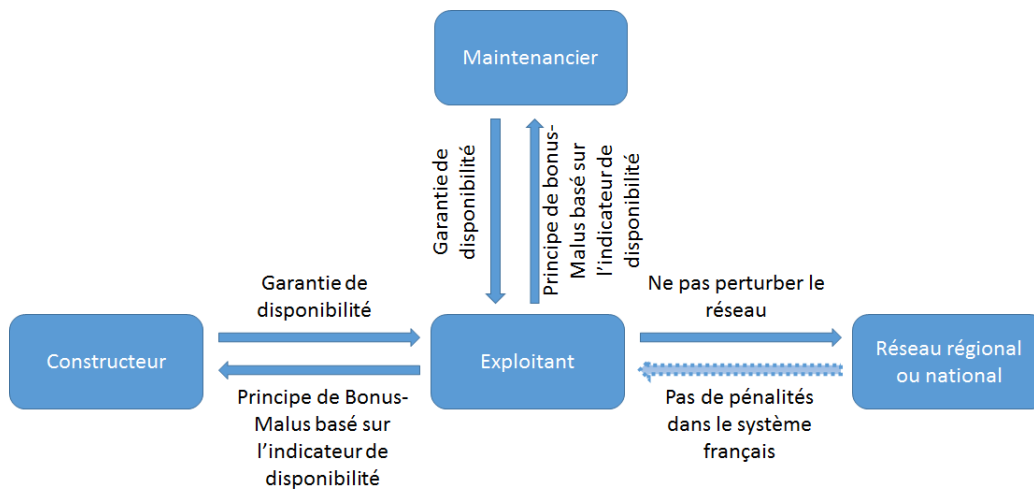


FIGURE 3.10 – Relation entre les différents acteurs de l'éolien en France

Coût de l'éolien

Dans cette section, le coût total de l'éolien est le coût de la topologie considérée. Il est défini par le vecteur des composants choisis pour la parc éolien. Le coût de " n " éoliennes dans un parc éolien est défini comme :

$$C_n = \sum_{i=1}^{n_i} \sum_{l=1}^{n_l} \delta_{il}^a C_{il} \quad (3.6)$$

Avec n_i et n_l sont les vecteurs de composants de l'éolienne " l " associé au bus (groupe d'éoliennes) " i ". δ_{il}^a dépend du choix du composant éolien parmi ceux disponibles dans le marché. C_{il} est le

coût de la combinaison.

Les coûts de démantèlements sont introduits en prenant en compte la loi **ICPE FRODING et NOUEL [2012]**. En effet, grâce à cette loi, le parc éolien doit être démantelé à la fin de sa durée de vie et la terre d'origine doit être remise à l'endroit de la fondation de l'éolienne (sur une profondeur variant de 30 cm à 1 mètre). Les coûts de démantèlement varient d'un parc éolien à un autre, mais peuvent aller jusqu'à 50.000 €/MW installé. La loi exige aussi que l'exploitant éolien bloque cette somme dès le début d'exploitation du parc éolien. Cette mesure permet en effet de garantir que le terrain soit remis dans son état d'origine.

De plus, nous avons aussi évoqué précédemment que le coût d'installation du MW en France est de l'ordre de 1,343 million.€ **TAZI et collab. [2016]**. Cet ordre de grandeur a aussi été confirmé par la dernière étude de **BAL et SEJOURNE [2014]**.

Impact environnemental d'un parc éolien

Dans cette section, nous avons considéré le **PRG** pour mesurer l'impact environnemental d'un parc éolien. De plus, nous avons pris l'hypothèse que seul le potentiel "PRG" des éoliennes sera considéré. En effet, les études montrent que la majorité des émissions d'un parc éolien (et ses composants) sont générées par la turbine **ARVESEN et HERTWICH [2012]**. Aussi, ce taux peut varier d'une technologie à une autre **ARDENTE et collab. [2008]**. Par exemple, l'empreinte carbone des éoliennes récentes varie de "7" à "123" g.CO₂_{eq}/kWh_{elec} (ces valeurs dépendent fortement du périmètre d'étude de chaque auteur ainsi que les phases de cycle de vie prises en compte). D'autres auteurs ont aussi étudié la relation entre l'évaluation de cet impact et la taille croissante des nouvelles éoliennes. Kubiszewski et al., Raadal et al. et Arvesen dans **ARVESEN et HERTWICH [2012]**; **KUBISZEWSKI et collab. [2010]**; **RAADAL et collab. [2011]** ont en effet démontré que cette relation existe et que le "PRG" a tendance de diminuer inversement avec la taille (capacité) de l'éolienne. Ces analyses sont partiellement présentées dans la figure 3.11 .

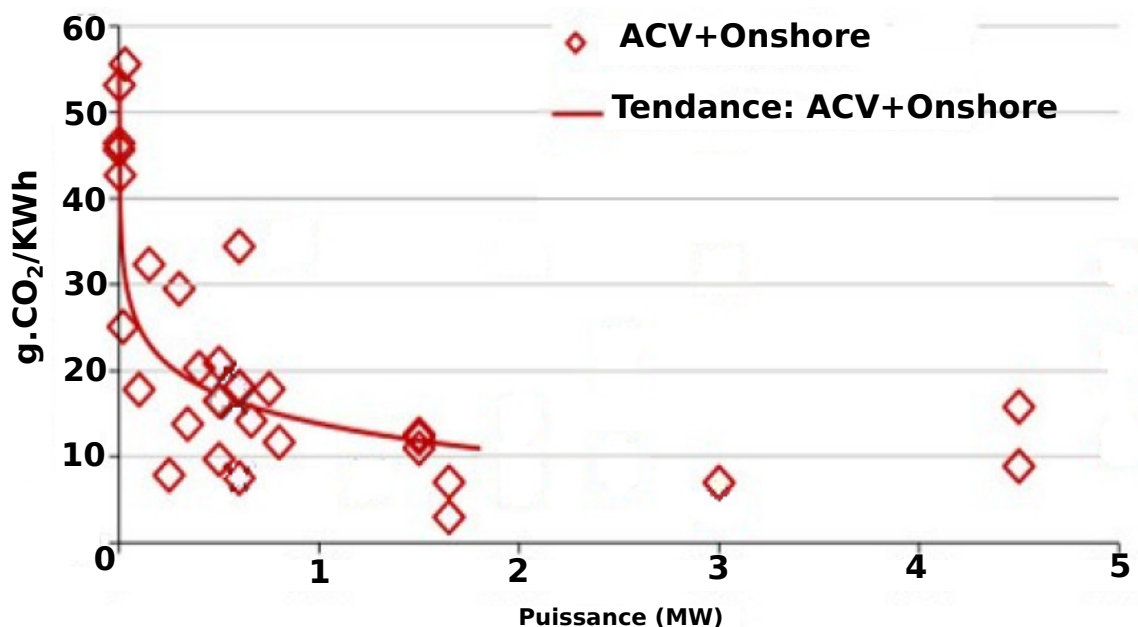


FIGURE 3.11 – Relation entre le potentiel de réchauffement global (PRG) et la taille (capacité) d'une éolienne, adaptée depuis la référence **ARVESEN et HERTWICH [2012]**

En France, la taille moyenne d'une éolienne installée depuis les années 2000 varie entre 2 et 3MW **FEE [2017]**. D'après la figure 3.11, les émissions des éoliennes dans cet intervalle semblent ne pas avoir une grande volatilité **ARVESEN et HERTWICH [2012]**; **KUBISZEWSKI et collab. [2010]**; **RAADAL et collab. [2011]**.

Combinaison de l'algorithme d'optimisation avec l'évaluation économique du projet éolien

En plus de développer un algorithme d'optimisation de la topologie des parcs éoliens, nous avons aussi combiné ce dernier à l'évaluation économique du résultat. Cette évaluation (à travers le LCOE) a été présentée dans la section 3.2.

De plus, nous avons ajouté dans cette étude un nouvel indicateur économique qui est la valeur actuelle nette "VAN" d'un investissement. Cet indicateur est une première étape dans le calcul du LCOE et est défini comme :

$$VAN = \sum_{y=1}^{y^*} \frac{E_y(ESP - OM)}{(1 + r)^y} - CI \quad (3.7)$$

Avec "ESP" est le prix de vente de l'électricité, "OM" est le coût annuel d'opération et de maintenance en €/kWh. "CI" est le coût d'investissement de départ. "y" est le nombre d'années du projet éolien, "y*" est la durée de vie du projet éolien.

Pour chaque topologie générée par l'algorithme, nous allons calculer le NPV et le LCOE de cette dernière.

3.3.2 Technique d'optimisation

Afin de trouver la meilleure topologie pour un parc éolien en prenant en compte les aspects économiques, technologiques et environnementaux, nous avons développé dans cette section un algorithme d'optimisation. Cet algorithme est présenté dans la figure 3.12.

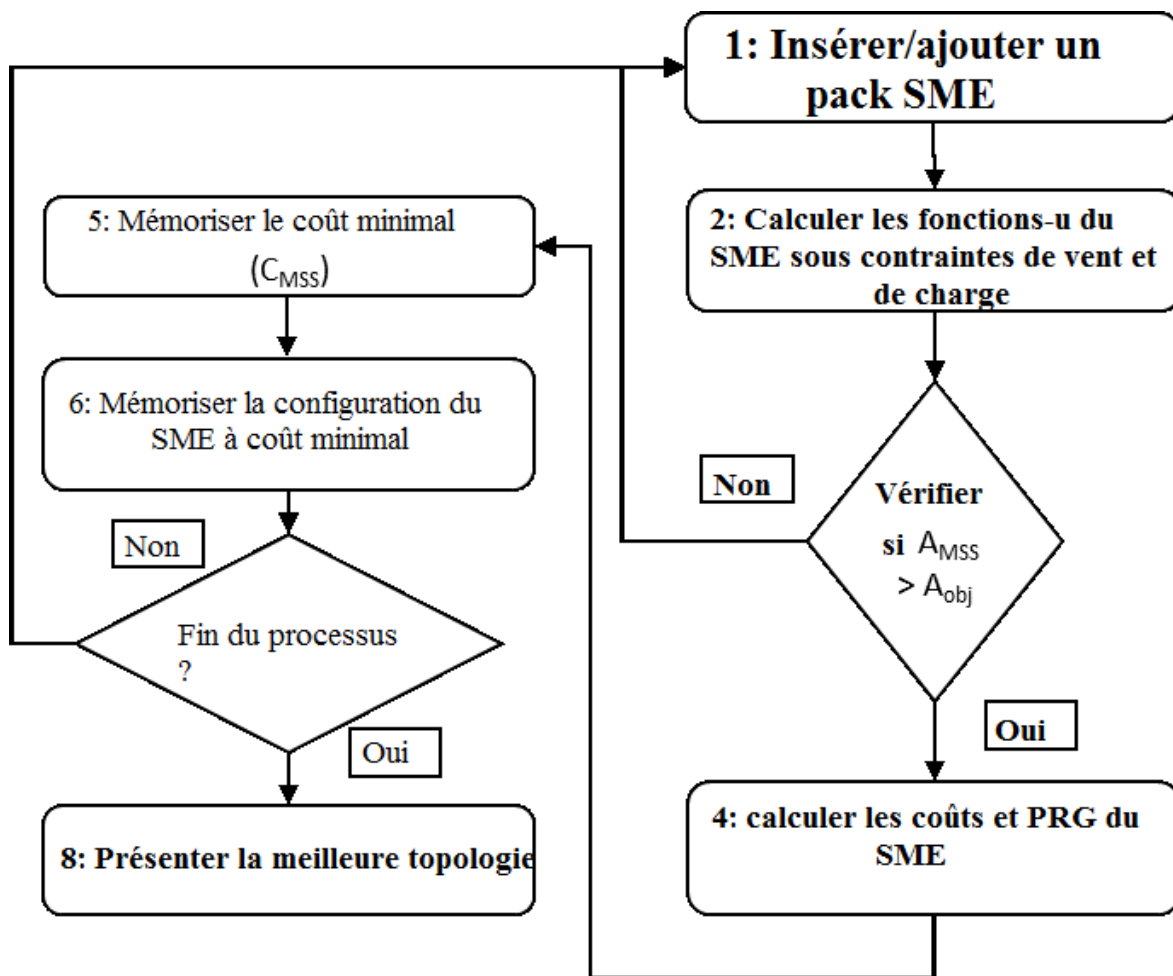


FIGURE 3.12 – Structure de l'algorithme

Comme le montre cette figure (3.12), la première étape de l'algorithme est de rajouter à chaque

fois un ensemble de composants pour agrandir le **SME**. Ensuite, la fiabilité et la disponibilité du système sont calculées en prenant en compte le potentiel du vent ainsi que le besoin en électricité sur une période donnée. Dans la suite de cette section, on considère que le besoin en énergie est déjà défini à l'avance (non stochastique). Si la disponibilité du nouveau système A_{MSS} n'a pas encore atteint l'objectif A_{obj} , l'algorithme retourne à la première étape et rajoute un nouvel ensemble. Dans le cas contraire, l'algorithme calcule le coût de cette combinaison ainsi que son impact environnemental. Il sauve aussi le coût de cette combinaison dans une matrice afin d'extraire à la fin des opérations la combinaison ayant le plus bas coût C_{MSS} . Lorsque toutes les combinaisons possibles sont testées (mention : termination criterion), l'algorithme montre la solution la plus optimale (la combinaison qui a atteint l'objectif de performance avec le plus bas coût). D'autres tests sur les résultats de cet algorithme ont aussi été réalisés en changeant la contrainte principale de l'algorithme. En effet, on peut aussi générer la meilleure combinaison assurant une performance technologique avec le plus bas **PRG**.

Formalisation de la problématique

L'objectif de cette section est d'utiliser un algorithme permettant de trouver la meilleure combinaison d'un parc éolien en maximisant la performance du système sous des contraintes prédéfinies. La contrainte peut être soit économique ou environnementale. De plus, le calcul de la disponibilité prend en compte le potentiel aérologique ainsi que la demande du réseau en énergie. De ce fait, la première fonction objectif de cette étude est définie comme :

$$\begin{cases} \arg \min C_n(a_{il}) \\ A(a_{il}) \geq A_{obj} \\ \sum_{syst} PRG \end{cases} \quad (3.8)$$

Par conséquent, l'objectif est de diminuer le coût du système généré sous contrainte de disponibilité A_{obj} et de calculer l'impact environnemental (**PRG**) correspondant.

Exemple d'illustration

Nous allons appliquer cet algorithme à un parc éolien en France. Pour assurer une bonne production de l'énergie, ce parc sera composé de "5" sous-systèmes :

1. "Sub1" : Les turbines
2. "Sub2" : Les transformateurs de bus (un groupement d'éoliennes)
3. "Sub3" : Les composants électriques
4. "Sub4" : Les câbles électriques
5. "Sub5" : Les transformateurs des groupes

Chaque sous-système de ce parc éolien a différentes versions et technologies disponibles sur le marché. Ces versions sont différenciées par leurs capacités de production, fiabilités, coûts et impacts environnementaux (pour les éoliennes seulement). La figure 3.13 montre une telle configuration de parc éolien. Les tableaux en annexe "D.1" et "D.2" présentent les différentes versions des sous-systèmes de ce dernier. Les éoliennes utilisées dans cet exemple sont supposées être installées dans un parc éolien dans la région "Champagne-Ardenne" et peuvent être une version de : ACCIONA, ENERCON, GAMESA, GE ENERGY, NORDEX, SIEMENS, SUZION et VESTAS (technologies listées par ordre alphabétique).

Pour cet exemple, nous avons choisi une disponibilité objectif du **SME** équivalente à $(A_{obj} = \{0,9506 / 0,996 / 0,9975\})$. On a ensuite déterminé la meilleure topologie pour chaque seuil de disponibilité. Aussi, le tableau 3.5 montre les vitesses de vent correspondantes à une journée complète de l'année. Le lecteur peut se référer à des données de vents similaires depuis les bases de données **FINO** [2016]; **MÉTÉO** [2016]. Par conséquent, les résultats sont générés dans le tableau 3.6.

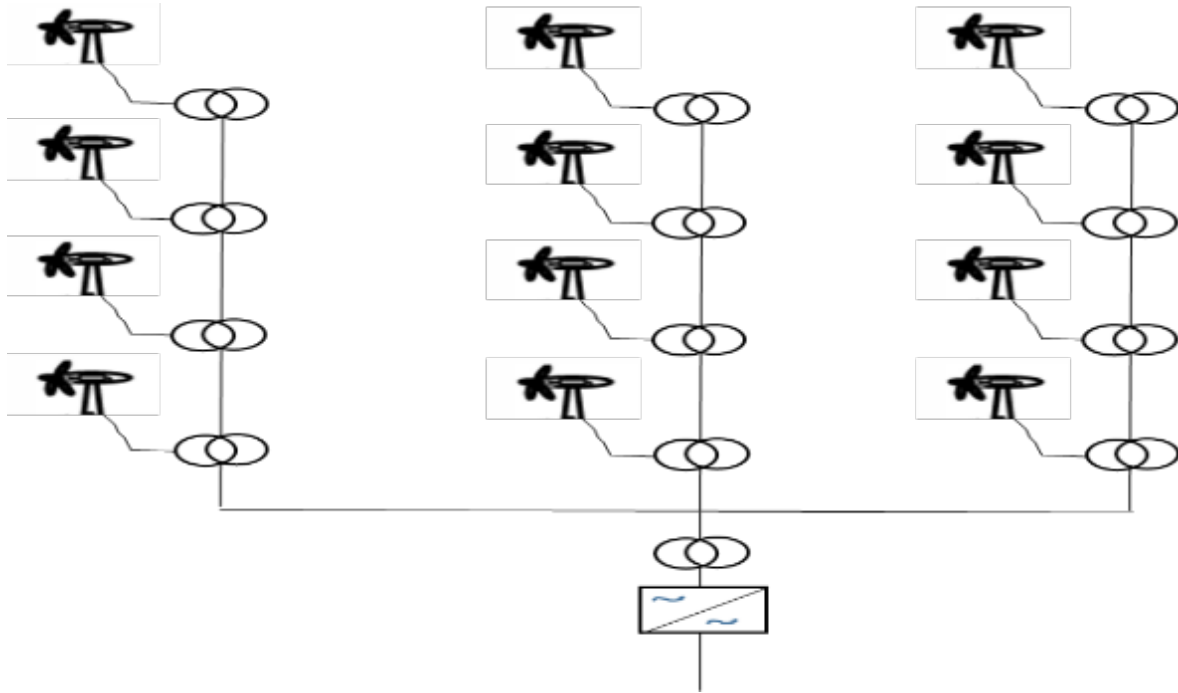


FIGURE 3.13 – Exemple d’illustration d’un parc éolien

TABLEAU 3.5 – Vitesses de vent et énergie correspondante de sortie

temps	vitesse à 80 mètres-u80 (m/s)	Charge (MW)
15 :40	10,008	2,00
15 :50	8,99736	1,64
16 :00	10,477	2,17
16 :10	10,4906	2,18
16 :20	10,6087	2,20

TABLEAU 3.6 – Meilleures topologies pour les différentes contraintes

Sous-système	N° composants	"A" finale	coût final (million.€)	PRG final (g CO2/KWh)
1	2*6			
2	2*1			
3	2*1	0,9506	6,1778	10
4	2*2			
5	2*3			
Sous-système	N° composants	"A" finale	coût final (million.€)	PRG final (g CO2)
1	3*1			
2	3*1			
3	3*1	0,9960	8,0580	29,1
4	3*1			
5	3*1			
Sous-système	N° composants	"A" finale	coût final (million.€)	PRG final (g CO2)
1	3*6			
2	3*1			
3	3*1	0,9975	9,2667	15
4	3*1			
5	3*3			

En effet, après avoir introduit toutes les données dans l'algorithme, ce dernier génère la meilleure combinaison possible en prenant compte à chaque fois du nouveau seuil de performance (disponibilité) choisi. Par exemple, les premiers résultats montrent qu'une topologie de "2" éoliennes de la "6^{ème}" version peut atteindre la disponibilité objectif de "0,9506". D'autres combinaisons enregistrées peuvent aussi atteindre cette performance, mais cette combinaison génère le plus bas coût d'investissement, d'où son intérêt. L'algorithme calcule aussi le PRG de chaque combinaison choisie. Ce dernier paramètre peut aussi influencer le choix du décideur suivant ses priorités : disponibilité / coût / PRG. Aussi pour le second résultat, la meilleure topologie est de prendre "3" éoliennes de la "1^{ère}" version.

Ainsi, cet algorithme améliore le processus de prise de décision des collectivités et des décideurs pour le choix des technologies des futurs parcs éoliens. Cependant, suite aux échanges avec les différents acteurs de l'industrie éolienne en France et à l'étranger (Boralex, Nordex, Siemens, Windvision, FEE, Enercon...), le critère de l'impact environnemental des technologies éoliennes influence très peu le choix des décideurs lors des nouveaux investissements. Les aspects économiques et technologiques restent les plus prépondérants.

Dans cette étude, nous avons amélioré le processus de sélection de la meilleure topologie en améliorant la méthode d'évaluation de la disponibilité du SME en prenant en compte le potentiel du vent ainsi que le besoin exprimé par le réseau (ou le client). D'après les résultats, nous constatons que cette méthode est plus globale et exacte que celles développées précédemment dans les travaux de MEZIANE et collab. [2014, 2005]. En effet, le modèle d'évaluation se basant sur la fonction UGF est plus complet et prend en compte les vitesses de vent et la demande du client. De plus, l'impact environnemental (PRG) est introduit comme critère dans l'algorithme aussi. De plus, ce modèle UGF a été comparé et validé en se basant sur les études de LEVITIN [2006].

3.3.3 Évaluation économique des résultats

Après avoir généré les meilleures topologies dans cette section, il s'avère nécessaire de les évaluer économiquement. En effet, même si on génère un projet éolien dont la topologie est la plus optimale technologiquement et économiquement, on doit vérifier si ce projet est viable durant sa durée de vie. De ce fait, le tableau "3.7" présente les données pour évaluer les meilleures topologies en se basant sur la valeur actuelle nette du projet ainsi que le LCOE. On retrouve entre autres les paramètres essentiels pour évaluer un projet tels que les caractéristiques principales du parc éolien (nombre de turbines, période d'exploitation, coût du projet, coût d'opération et de maintenance les prix de vente de l'électricité produite pendant la durée de vie du projet). Ces résultats sont présentés suivant les valeurs de disponibilité objectifs (0,9506/0,996/0,9975). Pour cet exemple, on considère une durée de vie du parc éolien français de 20 ans. Cependant, il faudrait prendre en compte que cette durée de vie n'est pas la durée de vie économique de ce dernier qui est équivalente à la durée du contrat d'obligation d'achat. Ce contrat, appliqué pour les parcs éoliens jusqu'à 2017, est d'une durée de 15 ans. Ce contrat a évolué en un dispositif de complément de rémunération qui sera lui valable pour une durée de 20 ans.

Dans cet exemple, nous avons considéré le taux fixe r appliqué ces dernières années. Nous avons vu dans la section 3.2 que ce paramètre peut diminuer jusqu'à "4%" en fonction de la politique de développement des énergies renouvelables adoptée. Aussi, le tarif de vente de l'énergie produite est fixé à l'avance via un contrat d'obligation d'achat. Les tarifs présentés sont les mêmes appliqués ces années pour les parcs éoliens onshore en France.

Ainsi, la Valeur actuelle nette (VAN) des différentes combinaisons est présentée dans le tableau 3.8.

TABLEAU 3.7 – Données pour l'exemple d'illustration

Résultats	Résultats I	Résultats II	Résultats III
Nombre des turbines	2	3	3
Capacité du projet (MW)	4,6	6	6,9
Investissement étalé sur 20 ans (million.€)	6,1778	8,0580	9,2667
Période d'exploitation (année)	20	20	20
Coût de démantèlement €	Supposé inclut dans le coût d'investissement de départ FRODING et NOUEL [2012]	//	//
Coût d'opération et de maintenance (€/ kWh)	0,0075	0,0075	0,0075
ESP (€/ kWh)	0,082 pendant 15 ans, puis 0,028 pour la suite	//	//
r (%)	8% puis 10%	8% puis 10%	8% puis 10%

TABLEAU 3.8 – Résultats VAN

Résultats	Résultats I	Résultats II	Résultats III
VAN avec un taux r de 8% (€)	1 842 923,82	2 403 813,68	2 764 385,73
VAN avec un taux r de 10% (€)	897 246,96	1 170 322,12	1 345 870,44

D'après les résultats du tableau 3.8, les VAN des différents scénarios sont positives, ce qui signifie que tous les voyants sont au vert pour lancer les investissements, et ceci même en prenant en compte des taux d'actualisation "r" pénalisant pour l'industrie éolienne. De plus, la figure 3.14 présente une comparaison du LCOE des différents scénarios avec ceux de **BAL et SEJOURNE [2014]**. En effet, on a comparé dans la figure 3.14 le LCOE des années "2013,2014-2016". On peut ainsi remarquer que les topologies générées ont un LCOE bien inférieur à la moyenne des parcs éoliens onshore français, ce qui augmente la marge bénéficiaire du parc. La troisième topologie offre le plus bas LCOE généré et donc le plus grand profit.

Dans cette section, on a montré que le choix de la meilleure topologie d'un parc éolien est influencé par des contraintes internes et externes au système éolien. L'objectif ici est de proposer un premier aperçu des critères devant être inclus dans l'algorithme d'optimisation des topologies des parcs éoliens, ainsi que de proposer un premier outil d'aide à la décision pour les décideurs afin d'améliorer leur processus d'investissement dans le secteur éolien.

Les principales contributions de cette partie sont :

- Inclusion du potentiel du vent et de la demande du client dans l'équation d'évaluation de la disponibilité d'un **SME** éolien;
- Utilisation de la fonction **UGF** pour développer les principales équations de cette partie;
- Développement d'un algorithme énumératif pour générer la meilleure topologie du **SME**;
- Application sur un exemple de parc éolien en Champagne-Ardenne en se basant sur des données non simulées (surtout pour les éoliennes);
- Adaptation de l'algorithme pour qu'il maximise la performance (disponibilité) d'un parc éolien soit sous contrainte économique tout en calculant le **PRG** associé à la topologie, soit sous contrainte environnementale en calculant le coût de la topologie associée;
- Évaluation économique des résultats de l'algorithme.

Les perspectives de cette étude seraient de mettre à jour l'algorithme en prenant en compte une maximisation multi-objectif. Aussi, il serait pertinent de prendre en compte les dépendances entre

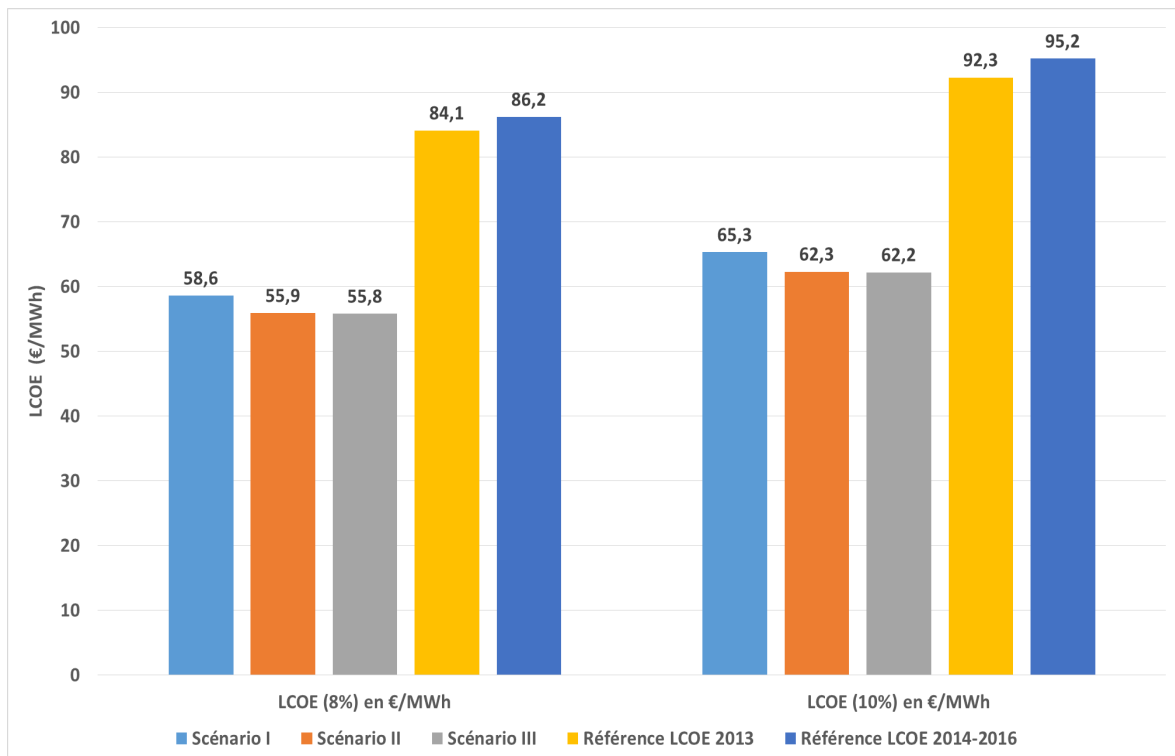


FIGURE 3.14 – Comparaison des différents LCOE des projets éoliens

les composants internes des turbines et leur influence sur la disponibilité du parc. En effet, on a vu dans la section 2.6 comment ces dépendances peuvent influencer positivement ou négativement la performance d'une éolienne. Au final, il faudrait aussi considérer dans les travaux futurs les placements des éoliennes dans le parc.

Au final, il est important de noter le rôle de tous les coûts d'opérations et de maintenance qui influencent considérablement la viabilité économique des projets éoliens. En effet, on a montré dans la section 3.2 comment la maintenance influence la performance d'un système éolien au cours de sa vie, et comment dans la section 3.3 on peut choisir une topologie qui prend en compte ces coûts et les minimise. Cette maintenance, appliquée tout au long de la phase d'exploitation, génère aussi des flux de matière importants. Ces flux ont un effet aussi sur l'impact environnemental des éoliennes. Par conséquent, il serait utile d'étudier l'évaluation des flux de matière des composants des parcs éoliens durant la durée de vie des turbines. Cette étude est l'objet de la section suivante 3.4, où on va évaluer le gisement de fin de vie des parcs éoliens dans la région de CA, tout en prenant en considération les différentes technologies existantes dans les parcs installés et futurs ainsi que les politiques de maintenance adoptées dans ces parcs pour garantir leur durée de vie économique RTE [2012, 2015].

3.4 Évaluation du gisement de fin de vie des éoliennes : cas de la région Champagne-Ardenne

Les scénarios de fin de vie des parcs éoliens représentent encore des incertitudes liées à l'existence (et donc viabilité) du scénario et à sa pérennité (et donc au gisement disponible). En effet, la fin de vie des éoliennes et de ses composants est devenue l'un des sujets majeurs du récent état de l'art sur l'éolien. De plus, vu que les premières éoliennes installées en France; et plus particulièrement en Champagne-Ardenne; arrivent à leurs fins de vie d'ici 2019 – 2020, nous avons vu l'opportunité d'établir une évaluation de gisement disponible des flux et des stocks de matière et de composants des parcs éoliens. Cette étude englobe les parcs éoliens installés depuis 2002 (premier parc) au premier trimestre de 2017 (année de disponibilité de l'atlas des parcs éoliens dans la

région). Les perspectives futures ont aussi été prises en compte (2017 à 2020 suivant les scénarios de développement de l'éolien dans la région). De surcroît, les différents scénarios de maintenance appliqués pour les différentes technologies ont aussi été inclus.

3.4.1 Introduction et état de l'art

Les études ont montré que l'énergie éolienne est capable de subvenir aux besoins futurs en énergie [HOOGWIJK et collab. \[2004\]](#). On remarque ainsi que l'énergie éolienne s'accapare de plus en plus de parts du mix énergétique des pays. De plus, la société actuelle est de plus en plus sensible à la durabilité des centrales électriques et tend à intégrer une logique d'économie circulaire pour ces dernières. Ceci est d'ailleurs une opportunité pour le secteur éolien pour améliorer sa compétitivité en prenant en compte ces aspects [DENNY et O'MALLEY \[2007\]](#).

En Europe, 17 pays ont installé plus de 1000 MW d'éolien en 2016, totalisant ainsi une capacité globale de plus de 12 GW. Par conséquent, en fin 2016, l'énergie éolienne couvrait 10,4% de la demande électrique de l'Union Européen [GWEC \[2016\]](#).

Nombreux sont les articles et projets de recherche récents qui ont traité ou évalué l'impact environnemental des parcs éoliens onshore ou offshore. Ces études sont principalement basées sur l'Analyse de cycle de vie / ACV.

De ce fait, Hoogwijk et al. [HOOGWIJK et collab. \[2004\]](#) et Denny et O'Malley dans [DENNY et O'MALLEY \[2007\]](#) ont estimé dans leurs travaux les scénarios de développement futurs de l'éolien. Aussi, le constructeur "Vestas corp." publie régulièrement des ACV de ses éoliennes. Ces études sont disponibles sur [FRYDENDAL \[2006\]](#); [GARRETT et RONDE \[2011\]](#); [HORVATH \[2011\]](#); [RAZDAN et GARRETT \[2015\]](#); [SCHMIDT \[2007\]](#). Ces études montrent aussi que plus le parc éolien est grand (en terme de nombre d'éoliennes), moins il est polluant globalement. Aussi, plus l'éolienne est puissante (en terme de MW), moins elle génère d'émissions (notamment le PRG). Arvesen et Hertwich dans [ARVESEN et HERTWICH \[2012\]](#) ont étudié les impacts environnementaux d'une éolienne tout au long de sa durée de vie. Haapala et Prempreeda dans [HAAPALA et PREMPREEDA \[2014\]](#) ont établi une étude comparative des ACV des éoliennes d'une puissance de 2 MW. Cette étude a aussi été utilisée dans la section 3.3 pour établir une liste des différentes technologies de puissance 2 MW et leurs caractéristiques. Tremeac dans [TREMEAC et MEUNIER \[2009\]](#) a réalisé une étude comparative entre une éolienne de capacité de 4,5 MW et une autre de 250W. Malgré la différence conséquente de puissance entre les deux éoliennes, leurs durées de vie et leur utilisation, l'étude donne un aperçu sur l'optimisation de l'impact environnemental en augmentant les puissances des éoliennes. Cela permet aussi de réaliser une économie d'échelle. Martinez et al. dans [MARTÍNEZ et collab. \[2010\]](#) ont ajouté une étude de sensibilité des paramètres de l'ACV pour une éolienne afin de déterminer quelle phase de vie et quel paramètre de conception sont les plus influants dans une ACV d'éolienne. Crawford dans [CRAWFORD \[2009\]](#) a aussi étudié l'effet de l'augmentation de la puissance et la taille sur la variation du potentiel de réchauffement global entre deux éoliennes de 2 et 3 MW. Aussi, [ARVESEN et HERTWICH \[2011\]](#) a évalué l'incidence environnementale liée à l'intégration de l'éolien dans le mix énergétique des pays pour couvrir 22% de besoin en électricité mondial.

Cependant, dans ces études, on constate que les scénarios de [EoL](#) pris en compte pour l'éolien sont limités, d'autres études ont couvert juste la partie exploitation et maintenance. Aussi, ces études ne traitent la phase de maintenance que partiellement. En effet, les études les plus avancées telle que [FRYDENDAL \[2006\]](#); [GARRETT et RONDE \[2011\]](#); [HORVATH \[2011\]](#); [RAZDAN et GARRETT \[2015\]](#); [SCHMIDT \[2007\]](#) n'ont considéré que le remplacement constant des composants les plus critiques de l'éolienne. Aussi, puisque les flux de la politique de maintenance adoptée dans un parc éolien dépend de sa taille et de sa capacité, plusieurs scénarios de maintenance pour les parcs éoliens seront intégrés dans cette étude via une [MFA](#).

L'analyse de flux de matières [BRUNNER et RECHBERGER \[2016\]](#) a été largement utilisée pour évaluer le gisement de matières disponible pour l'[EoL](#) ou pour un management efficace des déchets. Par exemple, la [MFA](#) a été utilisée dans les domaines des déchets DEEE [BAHERS et KIM \[2018\]](#); [CHANCEREL et collab. \[2009\]](#); [ROBINSON \[2009\]](#); [VADOUDI et collab. \[2015\]](#), des déchets de l'in-

dustrie chimique [KIM et collab. \[2017\]](#), de l'industrie d'aluminium [LIU et collab. \[2013\]](#), du papier [PIVNENKO et collab. \[2016\]](#), du mercure [ZHANG et collab. \[2016b\]](#), du phosphore [MATSUBAE-YOKOYAMA et collab. \[2009\]](#) et des territoires [BARRETT et collab. \[2002\]](#). D'autres études se sont aussi focalisées sur l' [EoL](#) des parcs éoliens [ANDERSEN et collab. \[2016\]](#); [ELSHKAKI et GRAEDEL \[2014\]](#); [HABIB et collab. \[2014\]](#); [LIU et BARLOW \[2017\]](#); [MA et collab.](#), avec un focus sur les terres rares ou sur des composants critiques de l'éolienne et sans toutefois élargir l'étude à un territoire géographique.

Pour l'éolien, une [MFA](#) territoriale a été réalisée pour les métaux critiques de l'éolien allemand par [KRISTOF et HENNICKE; ZIMMERMANN et GÖSSLING-REISEMANN \[2014\]](#). De plus, Kim et al. dans [KIM et collab. \[2015\]](#) a évalué le gisement des matériaux rares et leurs utilisations dans l'éolien pour les pays de l'UE. Cependant, en évaluant l'état de l'art sur l'éolien, on remarque que ce dernier a plusieurs limites, dont :

- Le focus de l'état de l'art sur les matériaux et terres rares utilisés dans l'industrie éolienne sans élargir les études aux autres matériaux.
- L'omission des flux générés par les activités de maintenance sur les éoliennes.
- L'inexistence d'une [MFA](#) territoriale des parcs éoliens en France. En effet, depuis les premières éoliennes installées en France en 2001 – 2002, il n'y a pas eu d'étude ou d'évaluation de gisement de flux de matières disponible en [EoL](#) de l'éolien.

De ce fait, cette section va compléter cet état de l'art en dressant une étude [MFA](#) en prenant en compte les limites de ce dernier.

La France, et plus particulièrement la région de [CA](#) et ses 4 départements (Aube, Ardennes, Marne et Haute-Marne) regroupent la plupart des éoliennes installées en France. De plus, même en prenant en compte la nouvelle répartition régionale, cette région intégrant la nouvelle région Grand-Est plus importante, la majorité des parcs éoliens restent regroupés dans l'ancienne région. De plus, la [CA](#) est la région onshore la plus ventée en France [FEE \[2017\]](#); [WINDPOWER \[2017a\]](#). Elle regroupe plus de 2800 [MW](#), ce qui correspond à 20% de la capacité installée en France. Cette capacité est répartie sur plus de 130 parcs éoliens distribués sur les 4 départements. Plus spécifiquement, ces éoliennes sont réparties comme suit :

- Département de l'Aube : 319 éoliennes
- Département de la Marne : 414 éoliennes
- Département de l'Ardenne : 208 éoliennes
- Département de la Haute-Marne : 145 éoliennes

Les principales technologies installées dans la région sont "SENVION (MM92)", "VESTAS (V90-V100)" et "NORDEX (N90-N100)" [FEE \[2017\]](#).

Aussi, le syndicat des énergies renouvelables en France prévoit une installation dans ces territoires d'une capacité entre 200 – 250 [MW](#) par an, et ce jusqu'à 2020 [SER \[2014\]](#) pour l'ensemble des territoires. Cependant, nous avons constaté que cette tendance n'est pas toujours respectée (exceptée pour les années 2011 et 2013), principalement à cause des délais d'obtention des autorisations de construction, d'exploitation et de connexion au réseau. Pour information, ces délais sont en France entre 6 et 8 ans, alors qu'en Allemagne on dépasse rarement les 4 ans de délais d'attente [FEE \[2017\]](#).

Ce développement de l'industrie éolienne dans la région génère globalement un important flux d'énergies et de matières englobant les matières nécessaires pour se connecter au réseau électrique ou celles nécessaires pour la fondation des éoliennes. Dans cette section, une quantification de ces flux générés par l'industrie éolienne entre 2002 jusqu'au début 2017 est présentée. Ces flux prennent en compte les différents scénarios de maintenance des technologies éoliennes de la région sur leur durée de vie, ainsi que les modèles d'[EoL](#) disponibles pour ces flux de matières. Ces résultats sont notamment pertinents pour les collectivités locales, les donneurs d'ordres et les investisseurs intéressés par l'[EoL](#) de l'éolien en France.

3.4.2 Données et méthodes utilisées

La distribution des éoliennes sur les quatre départements de la CA est présentée dans le tableau 3.9.

TABLEAU 3.9 – Eoliennes installées dans la CA de 2002 à 2016 (premier trimestre de 2017 inclus)

Année	Ardenne			Aube			Mame			Haute-Marne		
	Nombre d'éoliennes	\sigma capacité (MW)	Nombre d'éoliennes	Nombre d'éoliennes	\sigma capacité (MW)	Nombre d'éoliennes	Nombre d'éoliennes	\sigma capacité (MW)	Nombre d'éoliennes	Nombre d'éoliennes	\sigma capacité (MW)	
2002	-	-	-	-	-	1	-	1,50	-	-	-	
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2005	-	-	6	12,00	54	57,70	-	-	-	-	-	
2006	-	-	12	6,00	12	21,00	-	-	-	-	-	
2007	-	-	24	48,00	22	29,50	-	-	-	-	-	
2008	3	6,90	-	-	17	37,52	6	12,00	-	-	-	
2009	16	32,00	43	92,40	-	-	14	24,30	-	-	-	
2010	32	64,00	48	97,50	47	109,70	103	209,95	-	-	-	
2011	19	38,95	17	34,00	18	45,00	-	-	-	-	-	
2012	6	18,00	57	128,65	23	46,00	6	12,00	-	-	-	
2013	41	103,50	6	12,30	16	32,30	-	-	-	-	-	
2014	21	46,45	15	31,95	74	10,55	10	20,00	-	-	-	
2015	32	65,20	46	112,10	47	107,15	6	12,00	-	-	-	
2016	38	76,00	45	120,95	82	185,95	-	-	-	-	-	

Comme présentée dans ce tableau 3.9, la première éolienne a été installée dans la région depuis 2002. Depuis, la cadence a augmenté pour dépasser dans certaines années plus de 100 éoliennes installées annuellement. De plus, on remarque une augmentation du nombre d'installation dans les années 2010 – 2014 – 2015.

Durant ces 15 dernières années, de nombreuses éoliennes ont été installées dans la région, et d'autres encore sont inscrites dans la liste d'attente (FEE [2017, 2016 (accessed April 15, 2017)] d'installation. La puissance des éoliennes installées varie entre 0,8 et 3,2 MW, voir la figure 3.15 pour plus de détail (figures suivant les départements disponibles en Annexes D.4). Cependant, les éoliennes entre 2 et 2,5 MW représentent plus de 75% des éoliennes installées. Ceci peut être expliqué par le fait que ces éoliennes sont les plus commercialisées ces dix dernières années GWEC [2016]. Aussi, ces éoliennes ont un code réseau (Grid Code) adapté à la plupart des pays.

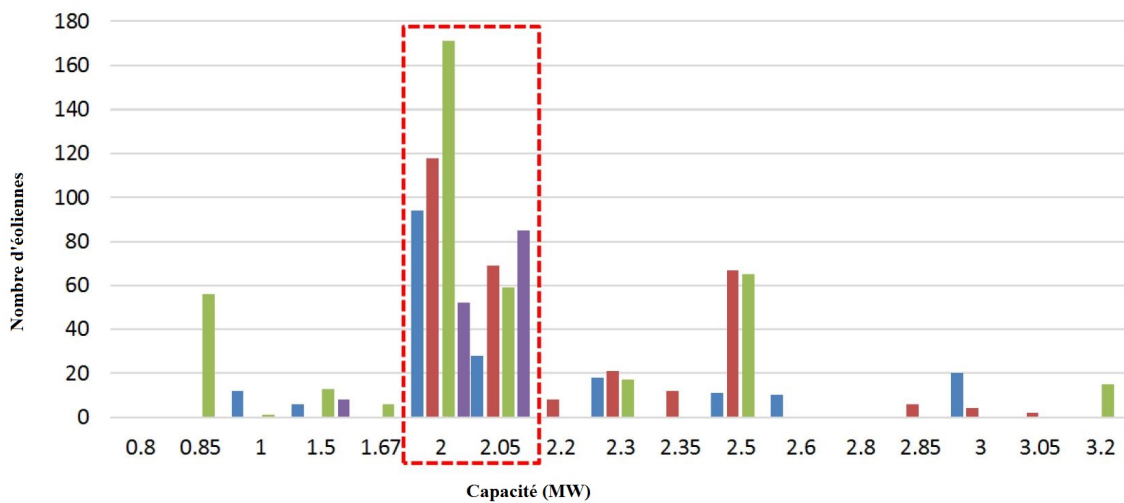


FIGURE 3.15 – Nombre d'éoliennes installées en fonction de leur puissance en région CA

Composition d'une éolienne

Les composants d'une éolienne sont relativement les mêmes d'une éolienne à une autre TAZI et collab. [2017b]. C'est en général les technologies qui sont différentes. Les dernières installées en CA sont de deux types :

- Technologie avec régulateur de vitesse (boîte à vitesse)
- Technologie sans régulateur de vitesse (aimant permanent)

Les données concernant la composition matière de ces éoliennes proviennent des différentes bases de données industrielles et scientifiques. Ces bases sont : BSERV'ER [2016]; FRYDENDAL [2006]; GARRETT et RONDE [2011]; HORVATH [2011]; RAZDAN et GARRETT [2015]; SCHMIDT [2007]; TREMEAC et MEUNIER [2009]; WINDPOWER [2017a]; ZIMMERMANN et GÖSSLING-REISEMANN [2014]. Plus précisément, on a :

- Acier et matériaux ferreux : cette catégorie de matière comprend tous les types d'aciers et fontes. De plus, en raison de manque de données, tous les aciers sont considérés comme purs FRYDENDAL [2006]; GARRETT et RONDE [2011]; HORVATH [2011]; RAZDAN et GARRETT [2015]; SCHMIDT [2007]. Aussi, lorsque le composant contient un matériel ferreux inconnu, nous le considérons dès lors comme de l'acier.
- Aluminium : ce matériau a aussi été extrait de la base de données des constructeurs des éoliennes. Ainsi, nous avons pu prendre en compte les 10% des pertes lors de la phases de recyclage. Ces pertes seront ensuite dirigées vers les processus d'enfouissement.

- Cuivre : ce matériau a aussi été extrait de la base de données constructeur [FRYDENDAL \[2006\]](#); [GARRETT et RONDE \[2011\]](#); [HORVATH \[2011\]](#); [RAZDAN et GARRETT \[2015\]](#); [SCHMIDT \[2007\]](#); [TREMEAC et MEUNIER \[2009\]](#). Ces bases montrent que la qualité de cette donnée est faible, car les composants d'éoliennes contenant du cuivre (câbles, générateurs,..) sont souvent sous-traités (ne sont pas considérés). Le constructeur n'a donc pas de traçabilité parfaite sur tous les matériaux de l'éolienne.
- Polymères et matériaux plastiques : cette catégorie inclut les résines thermoplastiques (dont polyéthylène, composants ABS,...) et résines thermodurcissables. L'EoL de ces matériaux provient de "Europe Plastiques" [SCHMIDT \[2007\]](#).
- Vernis et Adhésifs : ils sont généralement utilisés dans le processus de fabrication et lors de la maintenance des pâles et de la nacelle [HORVATH \[2011\]](#).
- Verre : généralement utilisé comme fibre de verre pour la fabrication et maintenance des pâles et de la nacelle ainsi que le hub regroupant les pâles entre elles. De nos jours, la plupart des pâles sont fabriquées à l'aide d'un mélange de fibre de verre et de carbone afin de réduire leur poids. Pour cette étude, nous allons considérer dans un premier temps que la pôle d'éolienne est faite uniquement de fibre de verre (choix technologique, car les éoliennes les plus commercialisées ont généralement des pâles en fibre de verre, la fibre de carbone commence à se répandre aussi dans les dernières versions des éoliennes).
- Béton : est utilisé pour les fondations des éoliennes et des postes transformateurs des parcs éoliens. La quantité utilisée pour les postes transformateurs est marginale comparée à celle utilisée pour la fondation des éoliennes. Selon [FRYDENDAL \[2006\]](#); [GARRETT et RONDE \[2011\]](#); [HORVATH \[2011\]](#); [RAZDAN et GARRETT \[2015\]](#); [SCHMIDT \[2007\]](#), les types de béton les plus utilisés sont les C30 – C45 selon les contraintes du site.
- SF6 : l'hexafluorure de soufre est utilisé principalement dans les appareillages électriques des éoliennes et de parcs éoliens. En raison des faibles quantités présentes dans les composants des parcs éoliens, ce gaz ne sera pas considéré dans cette étude. Aussi, selon [FRYDENDAL \[2006\]](#); [GARRETT et RONDE \[2011\]](#), ce gaz est collecté et réutilisé à 99%.
- Composants électroniques : comme les cartes et circuits électroniques, les données de ces composants ont été extraites de GaBi-EDIP et des ACV des constructeurs [FRYDENDAL \[2006\]](#); [GARRETT et RONDE \[2011\]](#).
- Lubrifiants et liquides de refroidissement : utilisés ou rajoutés durant la phase de l'exploitation et maintenance. Selon nos échanges avec les acteurs de l'éolien, la lubrification représente une activité importante de la maintenance préventive des éoliennes.

Ainsi, l'ensemble des matériaux recensés ci-dessus composent l'éolienne, sa fondation et les installations électriques du parc. Le tableau [3.10](#) représente les quantités pour un parc éolien contenant une éolienne de 2 MW (la partie câbles et autres est donnée au prorata du nombre d'éoliennes de ce parc).

TABLEAU 3.10 – Répartition des matériaux dans un parc éolien contenant une éolienne de 2 MW (par tonnes)

Matériau	Turbine	Fondation	Câbles	Appareillages électriques
Acier et matériaux ferreux	205,32	38,28	-	0,20
Al	4,20	-	22,20	-
Cu	1,68	0,04	4,40	0,08
Polymères et matériaux plastiques	10,44	0,12	40,6	-
Vernis et adhésifs	0,28	-	-	-
Verre	19,08	-	0,04	-
Béton	-	750,88	-	-
SF6	$7,32 \times 10^{-3}$	-	-	$1,72 \times 10^{-3}$
Électroniques	2,40	-	-	-
Lubrifiants	0,68	-	-	-
Liquide de refroidissement	0,16	-	-	-

Activités de maintenance réalisées pendant la durée de vie des éoliennes

Les politiques de maintenance des parcs éoliens sont définies soit selon la littérature industrielle [FRYDENDAL \[2006\]](#); [GARRETT et RONDE \[2011\]](#); [HORVATH \[2011\]](#); [RAZDAN et GARRETT \[2015\]](#); [SCHMIDT \[2007\]](#), soit selon les études précédentes sur l'évaluation de la fiabilité des composants éoliens [LANTZ \[2013\]](#); [TAZI et collab. \[2017b\]](#), soit selon la littérature scientifique [LIU et BARLOW \[2017\]](#); [RAGHEB et RAGHEB \[2010\]](#) ou soit en prenant en compte les différents retours des industriels de l'éolien qu'on a sollicité tout au long de cette thèse. Par conséquent, on a pu définir trois scénarios de maintenance et pris en compte leur flux de matières pendant la durée de vie des parcs éoliens en [CA](#). Ces politiques de maintenance sont :

- Constructeur d'éolienne : selon [FRYDENDAL \[2006\]](#); [GARRETT et RONDE \[2011\]](#); [HORVATH \[2011\]](#); [RAZDAN et GARRETT \[2015\]](#); [SCHMIDT \[2007\]](#), il est considéré que seul le générateur ou la boîte de vitesse et une pale sont remplacés durant la durée de vie d'une éolienne. Les études [ACV](#) de ces constructeurs considèrent le remplacement d'une boîte à vitesse et d'une pale en justifiant que celle-ci (boîte à vitesse) est plus "dense" et contient donc plus de matériaux que le générateur.
- Évaluation de la fiabilité des composants éoliens : selon [LANTZ \[2013\]](#); [TAZI et collab. \[2017b\]](#), les composants d'un parc éolien assurent rarement une disponibilité à 100% durant la durée de vie économique ou technologique d'un parc éolien respectivement (15;20 ans). Ils sont donc remplacés plusieurs fois (ou maintenus avec un niveau de maintenance supérieur à 3 (rénovation)). Par conséquent, pour prendre en compte cette maintenance, nous considérons que la maintenance des composants éoliens correspond à un remplacement de 5% des boîtes de vitesse de la population totale des éoliennes de la région, ainsi que 3% des pâles de cette population sur la durée de vie économique d'une éolienne. Il est aussi noté que la maintenance (dont le remplacement) des composants d'un parc éolien est aussi influencée par un environnement et des conditions aérologiques sévères [NACEF et collab. \[2017\]](#). Ainsi, plus le climat est sévère, plus la politique de maintenance pour le parc éolien est accentuée.
- Littérature scientifique : d'autres études ont évalué les politiques de maintenance des parcs éoliens onshore ou offshore. La plupart se sont focalisées sur la maintenance des boîtes de vitesse et des pâles. La principale raison est que ces composants sont parmi les plus critiques d'une éolienne. Une autre raison est la possibilité de comparer les résultats de leurs études avec les résultats de celles réalisées par les constructeurs des éoliennes. Ainsi, [Ragheb et al. dans RAGHEB et RAGHEB \[2010\]](#) ont estimé que la boîte à vitesse d'une éolienne est remplacée trois fois durant la durée de vie d'une éolienne. Ils ont aussi évalué la durée de vie d'une boîte à vitesse à 5 années. Elle a aussi un taux de défaillance important comparé aux autres composants d'une éolienne, ce qui a aussi été plutôt confirmé par [TAVNER et collab. \[2007\]](#); [TAZI et collab. \[2017b\]](#). De plus, le remplacement d'une boîte à vitesse d'une

éolienne de 1,5 MW coûte 250.000\$, ce qui représente 15 – 20% du coût total d'une éolienne RENSSELER [2010]. Enfin, Liu et Barlow dans LIU et BARLOW [2017] ont réalisé une étude sur la fiabilité des pâles des éoliennes. Dans cette étude, il a été démontré que le remplacement des pâles est très rarement effectué (si ce n'est dans la phase de mise en place suite à un mauvais assemblage ou conception). Elles sont plutôt réparées au fur et à mesure de leur vieillissement. De ce fait, on va inclure dans ce scénario un remplacement équivalent à 0,146 du poids d'une pôle LIU et BARLOW [2017].

Pour résumer, les trois politiques de maintenance sont représentées dans le tableau 3.11.

TABLEAU 3.11 – Politiques de remplacement des composants d'un parc éolien durant sa durée de vie

Politique de maintenance	Boite à vitesse	pôle
(i)	5% de la population totale installée	3% de la population totale installée
(ii)	3 fois	0,146
(iii)	1 fois	1 fois

Pour prendre en compte la réalité du terrain à travers nos échanges avec les exploitants éoliens de la CA, on considère dans cette étude une durée de vie économique d'un parc éolien équivalente à 15 ans EDF [2014 (accessed April 15, 2017)]; FEE [2017]; RTE [2012, 2015]. Dans d'autres pays, on arrive dorénavant à construire une loi de durée de vie d'une éolienne. Cette loi (pour le cas du Danemark) a une forme log-normale avec une moyenne de 17 ans. De ce fait, on pourrait proposer en perspective une étude d'extension de durée de vie d'une éolienne.

Hypothèse sur la fin de vie des composants éoliens - EoL

Nous avons considéré dans cette étude que tous les composants éoliens sont récupérés après le démantèlement des éoliennes. De plus, d'après les exploitants des éoliennes, les composants éoliens récupérés après un remplacement sont généralement envoyés en fin de vie au constructeur pour recyclage (voire rénovés pour le cas de la boite à vitesse, selon nos échanges avec les exploitants de la région). De nos jours, on constate une habitude à rénover les composants défectueux pour une utilisation ou une revente. Ainsi, on suppose dans cette étude que les composants éoliens récupérés sont recyclés. Aussi, on suppose que les métaux ferreux et non ferreux sont recyclés à hauteur de 90%, le reste est enfoui. Cette approche est la même adoptée par la norme ISO14044 FOR STANDARDIZATION [2006]. De ce fait, le tableau 3.12 résume le traitement en fin de vie (EoL) des matériaux de l'éolien.

TABLEAU 3.12 – EoL des matériaux de l'éolien

Matériau	Traitement
Acier	90% recyclé + 10% enfouit
Al	
Cu	
Polymère	50% incinéré + 50% enfouit
Lubrifiant	100% incinéré
Autres (dont le béton)	100% enfouit

Comme indiqué dans le tableau 3.12, les polymères ne sont pas recyclés et seule la moitié est valorisé énergétiquement, le reste allant en centre d'enfouissement. Les lubrifiants et les liquides de refroidissement sont totalement valorisés en incinération. D'autres matériaux (y compris) le béton est laissé sur place et seul 30cm - 1 m est réhabilité en terre d'origine (obligation de la norme ICPE) TAZI et collab. [2016].

Analyse de flux de matière - MFA

Afin d'évaluer le gisement des matériaux générés par les composants éoliens dans la région CA, l'outil d'analyse de flux de matières MFA est utilisé BRUNNER et RECHBERGER [2016]. De plus, les données sont intégrées dans le logiciel "STAN" pour générer les résultats de l'analyse CENCIC et RECHBERGER [2008].

3.4.3 Résultats et discussions

Résultats en bref

Si nous comptabilisons l'ensemble des masses de matériaux constituant les éoliennes installées entre 2002 et 2017 en région CA, nous obtenons un gisement de matières équivalent à un peu plus de 1 million de tonnes. Le tableau 3.13 indique la répartition de ce gisement entre les 4 départements de la région CA.

TABEAU 3.13 – Quantité générée par les matériaux des parcs éoliens de la CA de 2002 au début de 2017

Département	Quantité totale de 2002 au premier trimestre de 2017, en tonnes
Ardennes	219.675
Aube	335.794
Marne	397.228
Haute-Marne	155.350
Total	1.108.048

Ainsi, comme présenté dans ce tableau (3.13), les départements de l'Aube et de la Marne regroupent plus de 80% de cette quantité (environ 730.000 tonnes) Aussi, il est à rappeler que depuis la première éolienne installée dans la CA en 2002, il n'y a eu aucun démantèlement jusqu'au début 2017 (dernière mise à jour de notre base de données). Par conséquent, cette étude renforcera la prise de décision future quant à la mise en place d'un centre de démantèlement ou de recyclage des composants éoliens.

Pour plus d'informations, se référer aux figures D.2 et D.3 en annexes présentant l'ensemble des matières injectées dans la région depuis 2002 et leurs fins de vie.

Fin de vie - EoL des éoliennes installées en 2010

Vu que l'année 2010 a été l'année où on a installé le plus grand nombre d'éoliennes en CA, cette section évalue les quantités de matériaux générées à la fin de vie de ces éoliennes. On considère les trois scénarios de maintenance présentés précédemment et on évalue la quantité de matériaux potentiels arrivant en fin de vie après 15 ans (durée de vie économique). On suppose que tous les flux de matières générés pendant les phases de maintenance sont stockés jusqu'à la fin de vie de l'éolienne avant d'être traités selon les hypothèses définies précédemment. Au final, les résultats sont présentés dans la figure 3.16. Dans cette figure, nous représentons les flux de matériaux générés en 2025, année de fin de vie des éoliennes installées en 2010. Pour chaque scénario de maintenance, nous représentons les flux de matières par type de traitement : recyclage, incinération et enfouissement.

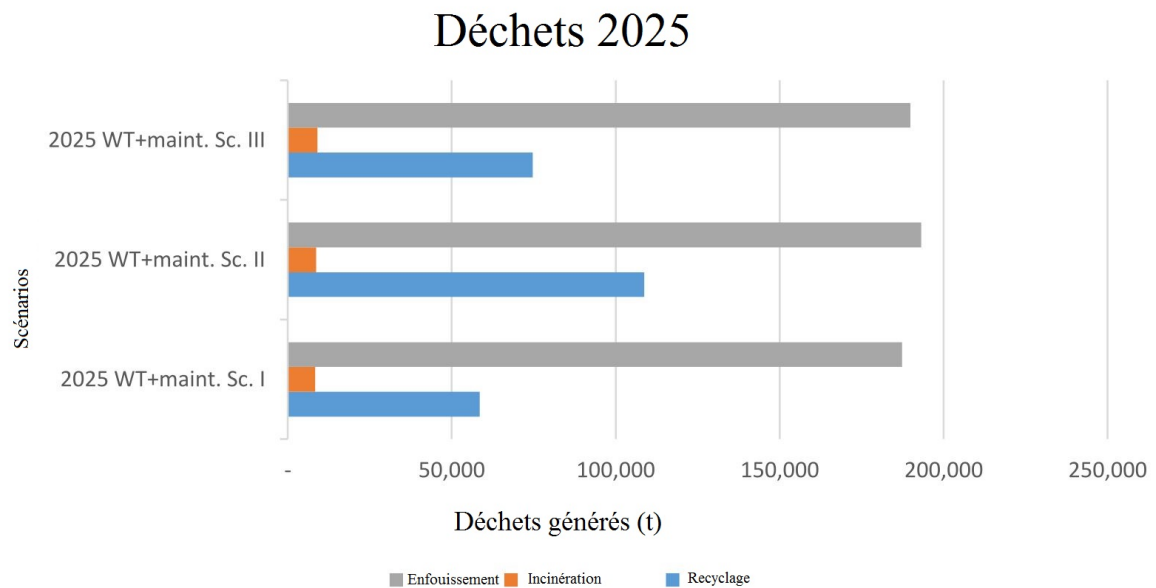


FIGURE 3.16 – Fin de vie **EoL** des matériaux des éoliennes installées en 2010, en considérant les 3 politiques de maintenance

On peut dès lors remarquer que le recyclage et l'enfouissement sont plus importants que la valorisation en incinération. De plus, la seconde politique de maintenance représente le scénario où le recyclage est le plus important, car il considère un remplacement de trois boîtes de vitesse par éolienne.

Les résultats ci-dessus sont donnés de manière globale et représentent le gisement potentiel en fin de vie de la région **CA**. Or, dans une logique de gestion des déchets au sein d'un territoire, il est important de s'intéresser l'ensemble des flux de matières par nature et par origine géographique d'émission. C'est tout l'intérêt d'une **MFA** qui permet d'obtenir ce genre d'information de manière précise. La figure 3.17 en est un exemple d'illustration puisqu'elle représente les flux de matières générés par nature, par quantité et par département. Les résultats ci-dessous sont relatifs au scénario de politique de maintenance "2" et la visualisation des flux est issue du logiciel "STAN".

Les résultats montrent que le potentiel de recyclage de cette année est de 108.713,09 tonnes, et celui de l'enfouissement est de 193.216,40 tonnes. La figure 3.18 montre plus de détails concernant ces quantités (visualisation en matières). D'autres représentations en considérant les autres politiques de maintenance sont disponibles dans les Annexes **D.5** et **D.6**.

Dans ces deux dernières figures, l'acier et le béton représentent les matériaux les plus consommés par les parcs éoliens en **CA**. Le premier est recyclé à 90%, et le second (béton des fondations) est laissé partiellement dans le parc (enfoui) à sa fin de vie **EoL**. Aussi, dans la figure 3.18, en considérant le second scénario de maintenance, on a ainsi injecté 40% de plus de matière dans les parcs éoliens.

Chronologie des flux de matières de 2002 au début de 2017

La figure 3.19 présente une chronologie des flux de matières consommés en **CA**, ainsi que les flux en **EoL** en considérant la seconde politique de maintenance. Dans cette figure, les flux sont générés depuis 2002 jusqu'au début de 2017. En considérant la durée de vie de 15 ans, la première éolienne arrivant à terme sera au début 2018. Dans cette figure, les histogrammes positifs représentent le gisement cumulé en recyclage et en incinération, l'autre négatif représente l'enfouissement. Aussi, on remarque un pic dans les années 2010 et 2025 relatif au nombre d'éoliennes installées en 2010.

La même étude a été réalisée pour ces parcs éoliens en prenant en compte cette fois-ci les matériaux des parcs éoliens de la **CA**. Ces résultats sont aussi disponibles pour chaque parc éolien ou

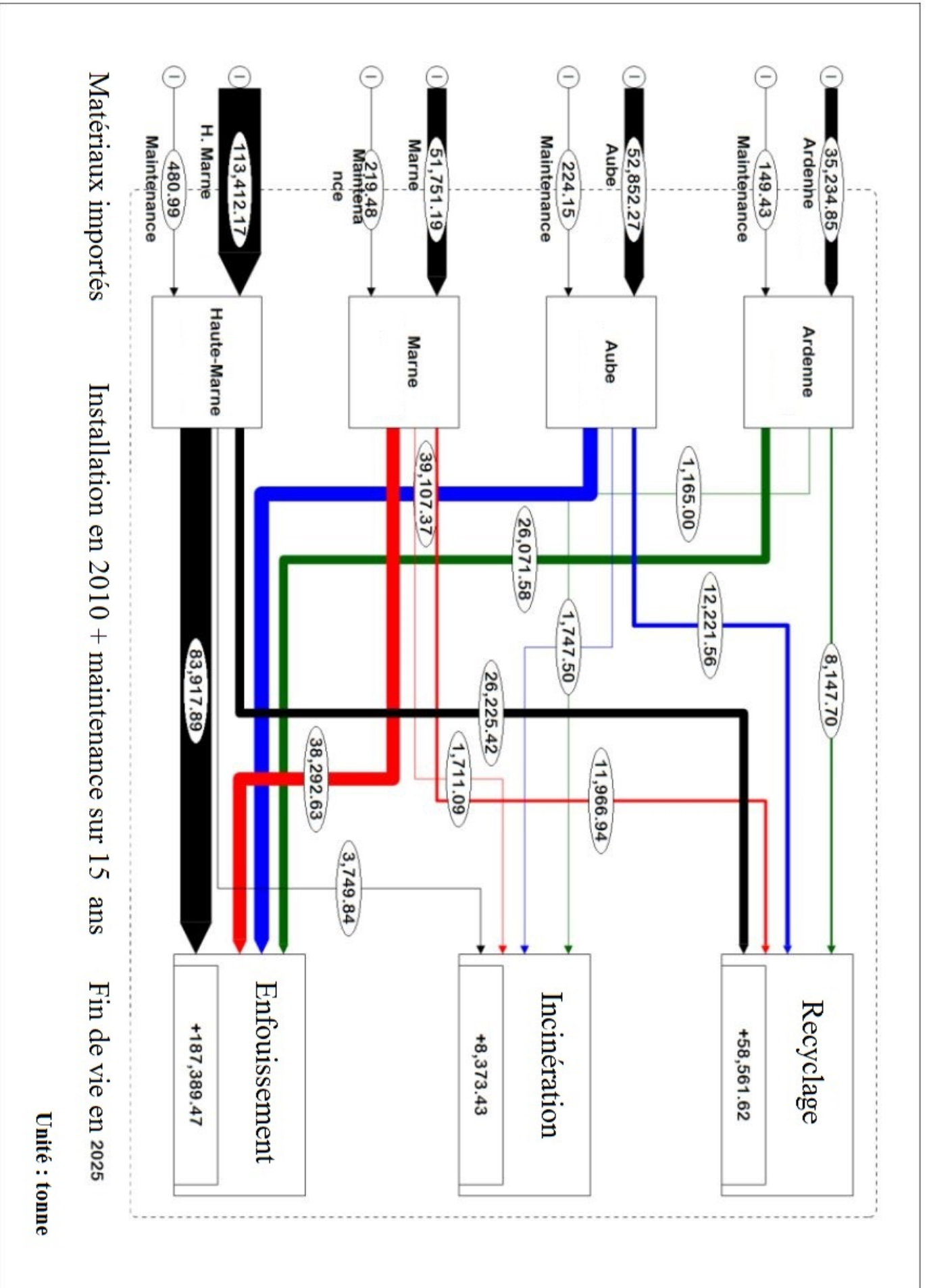


FIGURE 3.17 – MFA des éoliennes installées en 2010 selon la première politique de maintenance. Unité en tonne

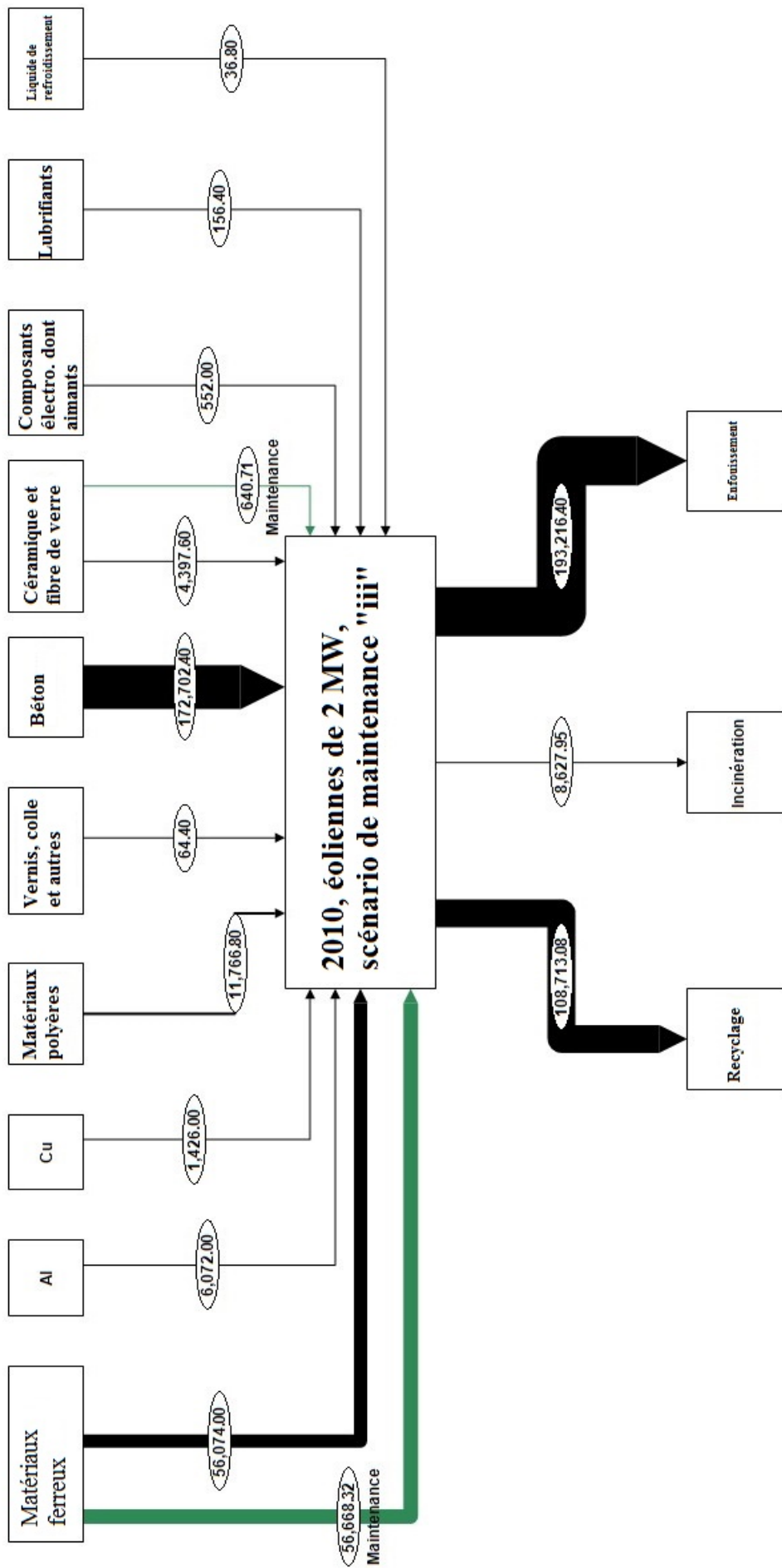


FIGURE 3.18 – MFA des éoliennes installées en 2010 selon la seconde politique de maintenance, avec une spécification des matériaux. Unité en tonnes

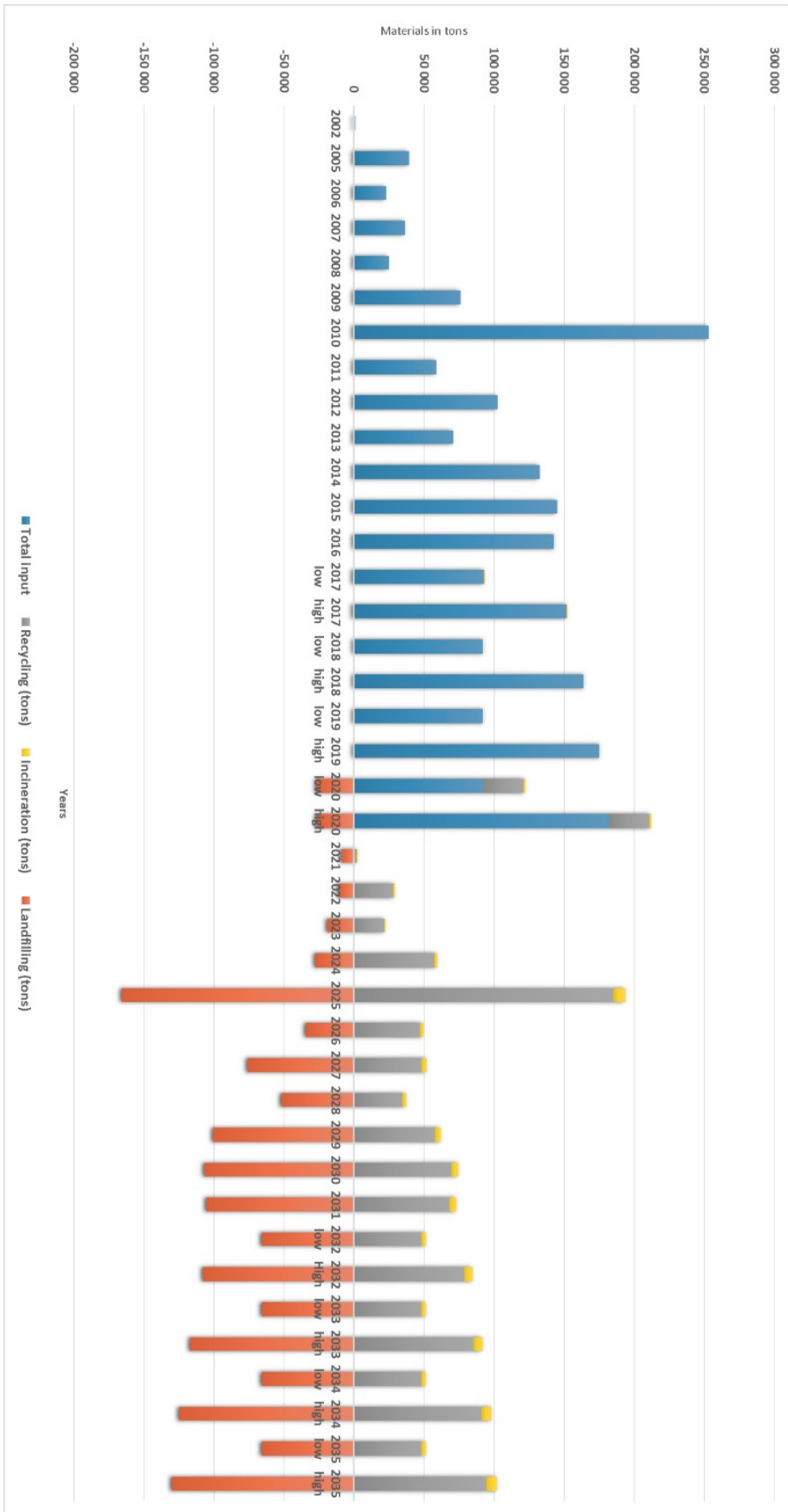


FIGURE 3.19 – Chronologie des flux de matières et leurs fins de vie EOL dans la CA en considérant la seconde politique de maintenance. Unité en tonnes

chaque localisation d'éolienne. Ceci nous permettra à terme de développer un outil lié aux GIS afin de modéliser ces flux. Il nous permettra aussi de développer un modèle d'optimisation afin d'aider les décideurs dans leur choix d'emplacement d'un centre de démantèlement ou de recyclage des composants de parcs éoliens. Ce modèle aura pour but d'optimiser la localisation en minimisant les coûts logistiques et/ou environnementaux.

Cette étude comprend plusieurs limites, la première étant la non-prise en compte des scénarios de développements futurs de l'éolien dans la CA ou dans la nouvelle région "Grand-Est". Ceci est principalement dû au fait que la CA devient de plus en plus saturée en parcs éoliens. Par conséquent, tous les emplacements ventés générant un LCOE compétitif deviennent de plus en plus rares. Il faut en effet attendre jusqu'à 2025 pour pouvoir profiter à nouveau des meilleurs emplacements pour les futurs parcs éoliens (année relative au démantèlement des parcs éoliens de 2010). Ainsi, la figure 3.20 représente deux scénarios plausibles pour le développement de l'éolien dans la région dans le court terme. Ces scénarios de développement sont répartis en scénario optimiste et un autre pessimiste. Le premier scénario "(i)" prend en compte une extrapolation linéaire des tendances d'installations des éoliennes dans la CA ces dernières années. On s'est basé sur ce scénario, car on n'avait pas accès à la liste d'attente des parcs éoliens dans la région. Le second scénario "(ii)" représente les objectifs mis en place par le syndicat des énergies renouvelables en 2014 SER [2014]. La chronologie des flux de fin de vie EoL de ces deux scénarios est présentée en annexe en "D.1".

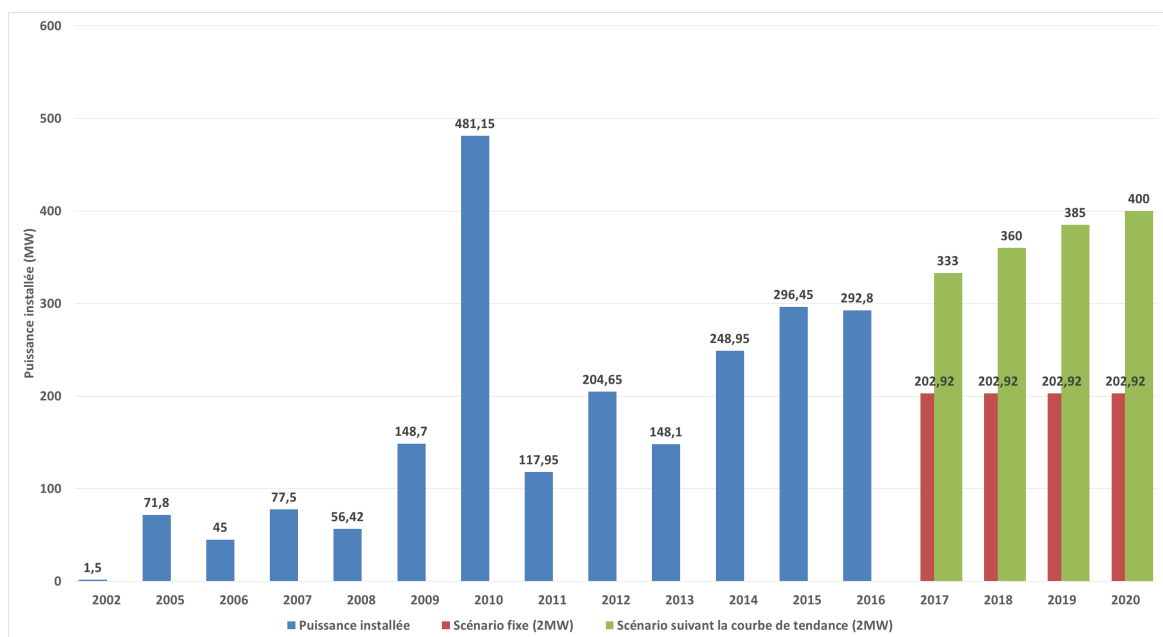


FIGURE 3.20 – Prévisions d'installations futures des éoliennes dans la CA. Unité en tonnes

La seconde limite est qu'on n'a pas considéré une distribution de la durée de vie des éoliennes françaises. En effet, on a considéré que la durée de vie d'une éolienne en CA est de 15 ans, ce qui est équivalent à la durée de vie économique du contrat d'obligation d'achat de l'électricité de chez "EDF" EDF [2014 (accessed April 15, 2017)]. De plus, on n'a pas pu avoir suffisamment de données pour établir une loi de distribution de cette durée de vie. Des travaux futurs vont développer cette partie.

Aussi, on a considéré que les flux de matières générés des activités de maintenance restent dans le parc ou dans le centre de maintenance le plus proche, et ne sont traités qu'à la fin de vie du parc. Ceci n'est pas toujours vrai, surtout suite à nos dernières discussions avec les exploitants et les maintenanciers des parcs éoliens qui confirment qu'ils sont maintenant en train de rénover ces composants éoliens récupérés après maintenance pour une revente ou une réutilisation future.

De plus, certains consommables tels que la graisse ou les lubrifiants sont traités par des sociétés partenaires en les recyclant ou les réutilisant dans d'autres processus industriels.

Au final, ces données sur les gisements disponibles des parcs éoliens sont l'entrée d'un modèle basé sur un système d'information géographique (SIG) qui sera développé après la thèse. De cette manière, on aura accès au gisement disponible année par année et sa localisation sur le territoire de CA. Cette étude (en cours de réalisation) mènera à court terme au développement d'un algorithme d'optimisation pour localiser le meilleur endroit où localiser une centrale de collecte, traitement et recyclage des composants des parcs éoliens. La première figure de ce système GIS est représentée dans la figure 3.21, on a aussi un aperçu des matières disponibles par parc, département et région (en perspective) est représenté dans cette figure.

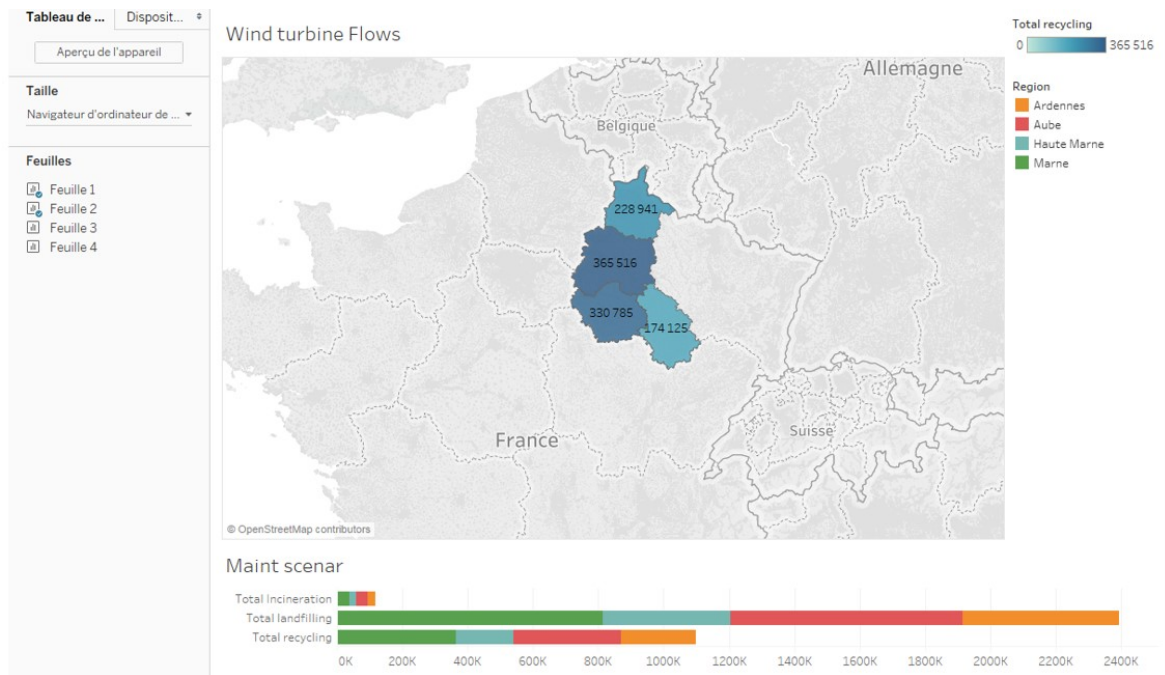


FIGURE 3.21 – Combinaison des informations issues de la MFA avec un système SIG pour la CA. Unité en tonnes

3.4.4 Conclusion

Dans cette section, une étude MFA a été réalisée afin d'évaluer le gisement potentiel des matières à la fin de vie EoL des parcs éoliens de la région de CA. Cette étude a été réalisée en considérant une durée de vie de 15 ans pour l'ensemble des éoliennes installées de 2002 et 2017. Les scénarios de EoL comprennent le recyclage, l'incinération et l'enfouissement. Durant ces 15 années, 1047 éoliennes ont été installées qui représentent un gisement de matière de 1.000.000 tonnes. La capacité moyenne des éoliennes installées varie entre 0,85 et 3,3 MW. Cependant, bien que le potentiel de recyclage et de valorisation en incinération soit important pour les années à venir (jusqu'à 2032), l'étude montre que près de 70% de ces flux vont vers l'enfouissement, ce qui est préoccupant pour une source d'énergie renouvelable et subventionnée par l'état. L'une des principales raisons derrière ce nombre est que, d'une part, le béton dont la masse représente à peu près 60 – 70% de la masse totale de l'éolienne n'est pas valorisé. D'autre part, il n'existe pour le moment aucun centre de recyclage ou de traitement dédiés aux composants des parcs éoliens dans la CA ou en France. Cette étude est pertinente aussi, car les parcs éoliens dans la CA représentent plus de 20% des parcs éoliens onshore installés en France. Selon l'état de l'art existant, ceci est la première étude traitant du potentiel de flux des parcs éoliens français en fin de vie. La prochaine étape est

donc de généraliser cette étude pour le territoire de la métropole et de prendre en compte les prévisions nationales pour 2050.

Dans la présente étude, nous avons considéré une durée de vie de 15 ans pour évaluer les flux de matières. Une étude en perspective est de considérer une loi de probabilité pour la durée de vie, car l'hypothèse de la durée de vie économique risque d'évoluer pour les nouveaux parcs qui vont passer à la vente directe et complément de rémunération sur 20 ans (arrêté tarifaire du 6 mai 2017).

D'autres scénarios tels que le repowering, l'amélioration des taux de recyclage de l'éolien ou la réutilisation en fin de vie devraient être pris en compte pour améliorer la durabilité des parcs éoliens et les inscrire dans une politique d'économie circulaire. En effet, vu que les premières éoliennes en France arrivent à terme, il serait pertinent d'améliorer la durabilité des éoliennes. La prochaine section présente une introduction à cette partie et propose les scénarios disponibles pour une circularité de l'industrie éolienne en France.

3.5 Inscrire l'éolien français dans une politique d'économie circulaire

3.5.1 Introduction

L'industrie éolienne (du constructeur à l'exploitant) a augmenté ses efforts pour mettre en place une politique de développement durable adaptée à ce secteur. De plus, l'Etat et les collectivités locales participent activement à cette politique en inscrivant l'éolien par exemple comme installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE). D'autres démarches ont aussi été entamées telles que l'économie de fonctionnalité [EMILI et collab. \[2016\]](#); [ROY \[2000\]](#) ou la conception pour le recyclage [ARDENTE et collab. \[2003\]](#); [KRIWET et collab. \[1995\]](#); [ZUSSMAN et collab. \[1994\]](#). De nos jours, l'économie circulaire représente la dernière tentative pour proposer un nouveau paradigme pour la durabilité de l'éolien. En effet, il fallait chercher un nouveau modèle économique dans lequel les phases de vie de l'éolien, y compris son retraitement en fin de vie, sont évaluées et incorporées, tout en maximisant le fonctionnement de l'écosystème et une bonne synergie avec l'Homme. Murray et al. dans [MURRAY et collab. \[2017\]](#) ont établi un état de l'art comprenant la façon dont l'économie circulaire participe au développement d'une entreprise (ou processus) durable. Ils ont aussi dressé une étude comparative avec les autres modèles de développement. D'après ces auteurs, le terme de circularité comprend aussi bien le recyclage du produit que les cycles bio-géo-chimique [MURRAY et collab. \[2017\]](#). En général, le terme "économie circulaire" est défini comme l'antonyme du concept "d'économie linéaire", dont la définition générale est la transformation des ressources primaires en produit/service, qui se transforment ensuite en déchets. La figure "3.22" présente ces deux modèles, dont un troisième intermédiaire. En effet, l'économie de réutilisation a tendance à privilégier le recyclage des déchets potentiellement recyclables.

En France, le gouvernement s'est ainsi lancé le défi de généraliser l'économie circulaire dans les secteurs clés du pays en proposant des feuilles de route pour cette thématique. En effet, la France valorise, suivant les secteurs d'activités, à hauteur de 40% ses produits. Cette politique a aussi touché le secteur agroalimentaire, entre autres, pour lutter contre le gaspillage alimentaire. Dernièrement, la loi du 17 août 2016 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a élaboré un plan de travail pour prendre en compte les objectifs de l'économie circulaire et la prévention de production de déchets (Loi titre IV). De plus, les collectivités locales jouent un rôle crucial dans la mise en place et la pérennité de ce plan national, notamment grâce à la loi "MAPAM" [LOI MAPAM \[2014\]](#). D'autres organismes tels que l'ADEME (agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) participent aussi activement à la propagation de l'économie circulaire en France. Aussi, afin de consolider les efforts en la matière, un institut (institut national de l'économie circulaire) a été créé. Cependant, plusieurs freins bloquent l'épanouissement de l'économie circulaire en France, en particulier dans le domaine de l'éolien (voir section [3.5.2](#)).

L'énergie éolienne, considérée comme énergie locale ou territoriale, s'inscrit naturellement dans

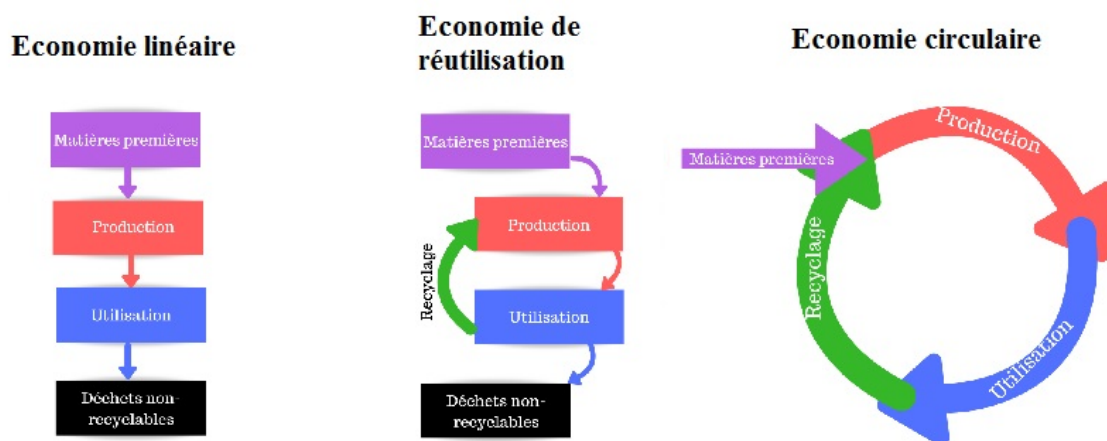


FIGURE 3.22 – De l'économie linéaire à l'économie circulaire, en passant par l'économie de réutilisation ADEME [2015]

l'économie circulaire d'une collectivité locale. Elle est génératrice d'une économie et d'emplois dans la région. Son développement participe à l'autonomie énergétique d'un territoire et réduit la demande sur les ressources non-renouvelables importées, ce qui réduit aussi l'impact environnemental du territoire. Dans la prochaine section, nous présenterons un bref descriptif des opportunités et freins de l'économie circulaire éolienne. La principale question posée ici est : "comment inscrire l'éolien dans une démarche d'économie circulaire?"

3.5.2 Économie circulaire de l'éolien : enjeux et opportunités

Étant partie intégrante du développement de l'économie circulaire régionale, l'éolien est en effet une opportunité pour l'économie circulaire. Cependant, en se basant sur les résultats de la section 3.4, où on a évalué le potentiel du gisement des flux de fin de vie - EoL- (dans cette partie, les flux entrants dans la région CA comprennent les flux de matière installée et les flux de maintenance), on remarque qu'il n'y avait pas de traitement local de ces matières dans leur phase de fin de vie. De ce fait, la région CA se retrouve à partir de 2032 avec un gisement de plus de 1.000.000 de tonnes de matière à traiter. Ceci représente alors un enjeu majeur pour l'éolien dans la région. De plus, en prenant en compte l'état de l'art du développement des technologies éoliennes, on remarque que les ACV ne sont disponibles que pour certaines technologies. Le tableau 3.14 dresse un inventaire des technologies existantes en CA, ainsi que la disponibilité d'études environnementales associées.

TABEAU 3.14 – Publication d'une ACV par technologie éolienne disponible dans la région CA

Constructeur	Population (en parc éolien)	Disponibilité (publique) d'une étude environnementale
Senvion	44 parcs éoliens, dont 4 en projets	Non
Vestas	32 parcs éoliens, dont 8 en projets	Oui (public)
Siemens-Gamesa	18 parcs éoliens, dont 6 en projets	Non
Enercon	17 parcs éoliens, dont 3 en projets	Oui (public)
Nordex	7 parcs éoliens, dont 1 en projet	Non
GE-Alstom	6 parcs éoliens	Non
Acciona	1 parc en projet	Non

Ainsi, on remarque en particulier qu'il n'existe pas d'ACV pour les technologies à générateur synchrone et sans aimant permanent. D'autant plus que cet outil peut jouer un rôle pertinent pour inciter les décideurs à prendre des décisions plus soutenables.

L'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) a réalisé récemment une étude sur les enjeux et les opportunités de l'économie circulaire du secteur éolien ADEME [2015]. Les résultats de cette étude concordent avec d'autres plus globales à l'échelle européenne KOP-NINA [2017]; WINDEUROPE [2017a]. Ils sont globalement résumés dans la figure 3.23.

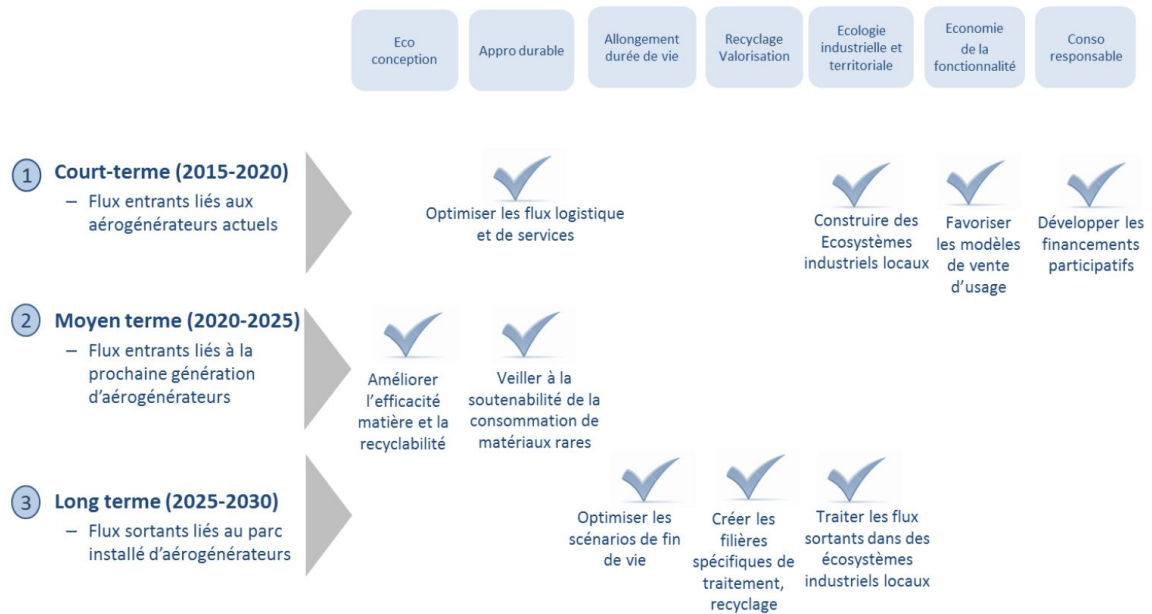


FIGURE 3.23 – Enjeux de l'économie circulaire pour le secteur éolien en France ADEME [2015]

D'après la figure 3.23, les principaux flux à optimiser pour l'éolien sont les flux de matière, logistique et de service. Ainsi, diminuer les flux d'approvisionnement ou les flux de service des prestataires étrangers réduirait l'impact environnemental des parcs éoliens. Les flux de matière, surtout en phase de fin de vie, devraient être traités et dirigés plus vers les filières de recyclage et de valorisation. Cela aura tendance à créer des opportunités de partenariat et de synergie locale. En effet, construire des écosystèmes industriels locaux améliore l'impact économique, social et environnemental de l'éolien. Au final, il faudrait développer aussi les financements participatifs dans ce secteur (comme c'est le cas en Norvège ou au Danemark).

Concernant la fin de vie de l'éolien, peu de scénarios sont prévus pour le moment. Les deux principaux prévoient soit le recyclage, enfouissement et valorisation énergétique des composants éoliens à leur fin de vie (voir section 3.4), soit un "repowering" (remplacement partiel ou total du parc après une durée de vie économique ou technologique) précédé d'un démantèlement de l'ancienne technologie éolienne. Cette dernière suit ensuite le premier scénario de démantèlement du système. De nos jours, on commence à plaider pour des scénarios plus pertinents vis-à-vis des critères économique et environnemental, par exemple :

- Inclure l'éolien dans une politique d'économie de fonctionnalité : ainsi, le constructeur ne vendra plus son éolienne à l'exploitant, mais lui proposera plutôt un modèle économique basé sur le "leasing". Ainsi, le constructeur sera responsable de son produit durant toutes ses phases de vie. Cependant, ce scénario semble difficile à appliquer pour l'éolien actuel. L'une des principales raisons est que la technologie éolienne est en constant développement, ce qui implique une obsolescence rapide des produits. De ce fait, les technologies "anciennes" ne pourront plus être injectées de nouveau dans le marché et seront contraintes à disparaître. Ainsi, ce modèle d'économie de fonctionnalité sera plus intéressant dès qu'on aura atteint une maturité technologique suffisante des éoliennes (section en cours de publication).
- Promouvoir la revente de pièces et de composants éoliens usagés : de ce fait, donner une seconde vie aux composants éoliens s'inscrit dans une démarche de réutilisation. Aussi, certains exploitants en région de CA nous ont affirmé que cela est déjà possible. Ainsi, on récupère les composants défectueux des parcs éoliens et, après rénovation, on les réutilise sur d'autres éoliennes. De plus, il est prévu de revendre certaines éoliennes françaises (à l'issue de leur fin de contrat) à certains pays africains ou de l'Europe de l'ouest.
- Améliorer le recyclage des éoliennes existantes : il a été montré auparavant dans la section (3.4) que les composites sont difficilement recyclables et la structure en béton est volontairement laissée sur site. Pour les matériaux composites, il serait dorénavant possible des les recycler à 100% en se basant par exemple sur une technologie de pyrolyse ou de puissance pulsée ADEME [2016]. Cependant, cette filière est en cours d'organisation pour le composite aéronautique et automobile, le secteur éolien pourrait ensuite intégrer cette synergie.
- Promouvoir le réemploi des composants de l'éolienne (pâles, mat, nacelle,...) en leur donnant un autre usage : les pâles, le mât (s'il est en béton) et la nacelle peuvent avoir une seconde vie dans d'autres secteurs. Les figures 3.24, 3.25, 3.26, 3.27 montrent un exemple du réemploi de ces composants éoliens dans des villes au Pays-Bas (projet Blade-Made). Malgré l'aspect novateur de cette solution, elle reste limitée face aux quantités importantes des matériaux éoliens destinés à cet usage.



FIGURE 3.24 – Exemple-1- de réemploi des composants éoliens -Projet Blade Made-

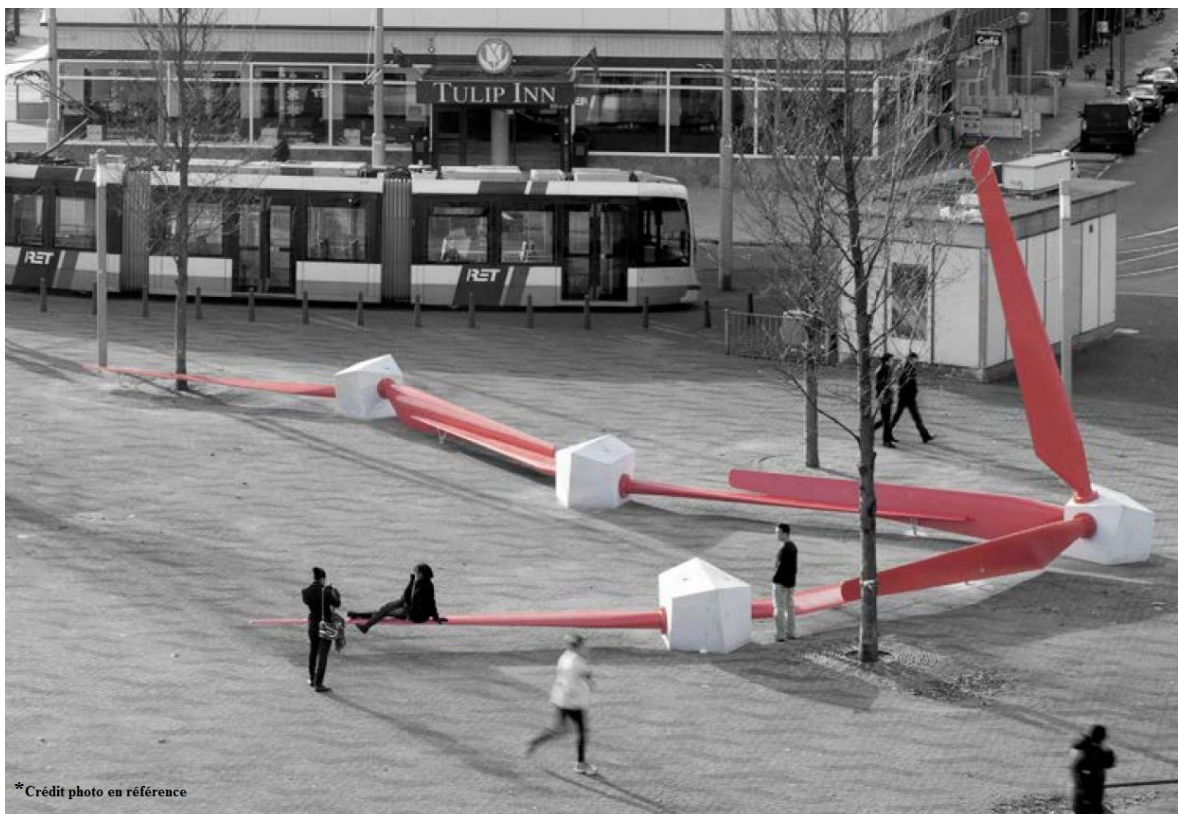


FIGURE 3.25 – Exemple-2- de réemploi des composants éoliens -Projet Blade Made-



FIGURE 3.26 – Exemple-3- de réemploi des composants éoliens -Projet Blade Made-



FIGURE 3.27 – Exemple-4- de réemploi des composants éoliens -Projet Blade Made-

Pour conclure, il est évident que l'éolien regroupe des matériaux qui sont en grande partie valorisables. De plus, il existe de nos jours les technologies nécessaires pour que les technologies éoliennes récentes soient recyclées à plus de 90% (le principal flux vient du béton qui n'est pas valorisé en fin de vie), le reste pouvant être redirigé vers une filière de valorisation énergétique ou une autre de réemploi. Aussi, l'ADEME [ADEME \[2015\]](#) a montré qu'au contraire de l'éolien onshore, les parcs offshore sont en train de se consolider dans des écosystèmes industriels. Ces derniers permettent une mise en place d'une synergie industrielle. Il serait dès lors intéressant de dupliquer ceci pour l'éolien terrestre. Cependant, le secteur souffre toujours de certaines faiblesses et menaces telles que le manque d'optimisation des flux de matières, logistique et de service. De surcroît, il n'existe pour le moment aucune filière de recyclage de composite éolien. De plus, les nouvelles technologies éoliennes ont tendance à consommer de plus de plus de terres rares [KIM et collab. \[2015\]](#), cette consommation aura tendance à augmenter les coûts de ces matières premières, mais augmentera aussi l'impact environnemental de l'éolien.

En tout cas, cela va sans dire que les deux plus grandes opportunités pour l'éolien français seraient, d'une part l'émergence d'un constructeur français afin d'optimiser les indicateurs technologie, économique, social et environnemental de l'éolien, et d'autre part, la prise en compte des critères de l'économie circulaire dans les futurs appels d'offres de l'éolien. Concernant ce dernier point, la France est en train de rattraper son retard pour l'éolien offshore qui s'est consolidé en écosystème industriel.

Au final, les outils d'évaluation environnementale dont on dispose nous permettent de mettre en place des stratégies de conception soutenable (durable) de l'éolien du futur. La prochaine étape en perspective serait de mettre en place un inventaire de ces stratégies disponibles et de les évaluer.

3.6 Conclusion et synthèse

A travers ce chapitre, on a pu évaluer la performance économique et environnementale du système éolien. En ce qui concerne la performance économique, l'un des principaux indicateurs utilisés a été le coût actualisé de l'énergie [LCOE](#) afin de prendre en compte les données aérologiques et de rendre compte de la dégradation de performance de la technologie éolienne [3.2](#). Cet indicateur permet aussi de prendre en compte les taxes, les incitations fiscales et les subventions proposées par un pays. Ensuite, un exemple d'application a été présenté pour évaluer la santé économique des parcs éoliens dans la région [CA](#). De plus, une étude de sensibilité sur les paramètres du [LCOE](#) a été proposée pour évaluer l'influence des paramètres économiques, technologiques et environnementaux sur ce dernier. Cette étude de sensibilité a mené vers un modèle d'optimisation de la topologie des éoliennes. En effet, cela permet aux décideurs, collectivités locales et investisseurs de déterminer parmi les versions des éoliennes disponibles sur le marché la meilleure topologie d'un parc éolien. L'intérêt de cette topologie est qu'elle assure la meilleure disponibilité (objectif) en garantissant un coût d'investissement moindre, tout en prenant en compte les émissions ([PRG](#)) du parc. Le modèle est disponible dans la section [3.3](#). Il prend en compte la variabilité du vent et de la demande du client. Ce modèle a été développé en se basant sur la fonction [UGF](#) développée dans les parties [2.4.6](#) et [2.5.3](#).

Au final, l'impact de tous les coûts d'opérations et de maintenance a été pris en compte et est présenté dans la section [3.2](#) comment la maintenance influence la performance d'un système éolien au cours de sa vie, et comment dans la section [3.3](#) on peut choisir une topologie qui prend en compte ces coûts, les minimise. Cette maintenance, appliquée tout au long de la phase d'exploitation, génère aussi des flux de matière importants. Ces flux ont aussi un effet sur l'impact environnemental des éoliennes. Par conséquent, nous avons évalué les flux de matière disponibles en fin de vie pour les parcs éoliens de la région [CA](#) en utilisant une [MFA](#). Ces flux, présentés dans la section [3.4](#), évaluent le gisement de matière disponible pour le traitement. Les résultats montrent que, depuis 2002, ce gisement s'élève à 1.000.000 tonnes de matière (étude jusqu'au début 2017). De ce gisement, Seuls 30 % des matériaux sont valorisés tandis que le reste est enfoui en raison de la non valorisation du béton. Ce très fort taux d'enfouissement (70 %) affecte néga-

tivement l'image de cette énergie qui se veut verte. Afin d'augmenter le taux de recyclage, il sera nécessaire d'explorer d'autres voies de valorisation matière (béton, composites, polymères...) qui soient économiquement et techniquement acceptable. De plus, peu d'efforts ont été faits pour développer d'autres scénarios de fin de vie tels que le repowering (partiel ou complet), la revente des éoliennes usagées ou la réutilisation des composants éoliens (difficilement recyclables) dans d'autres secteurs.

Au final, pour tenter de répondre à la principale question posée dans l'introduction afin d'évaluer la durabilité d'une éolienne, on ne peut que présenter à travers cette thèse les nuances de durabilité des technologies éoliennes. En effet, nous évaluons que le potentiel du recyclage de tous les composants éoliens peut atteindre les 100% en nous basant sur les technologies de recyclages actuelles (voir section 3.5).

De plus, un modèle d'éco-conception devrait permettre de réévaluer la conception des futures technologies éoliennes. Comme on l'a présenté au cours de cette thèse et aussi dans [KIM et col-lab. \[2015\]](#), les nouvelles technologies éoliennes ont tendance à devenir de plus en plus grandes en taille et en puissance. Elles ont aussi tendance à devenir gourmandes en terres rares, ce qui impacte négativement le bilan environnemental de l'éolienne.

3.7 Références

- ABDELHADY, S., D. BORELLO et A. SHABAN. 2017, «Assessment of levelized cost of electricity of offshore wind energy in egypt», *Wind Engineering*, vol. 41, n° 3, p. 160–173. [104](#)
- ADARAMOLA, M., S. PAUL et S. OYEDEPO. 2011, «Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central nigeria», *Energy Conversion and Management*, vol. 52, n° 12, p. 3363–3368. [101](#), [106](#)
- ADEME. 2015, «Opportunité de l'économie circulaire dans le secteur éolien», cahier de recherche, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie. [xvi](#), [99](#), [142](#), [143](#), [147](#)
- ADEME. 2016, *Recyclage de déchets composites plastiques à fibre de carbone par l'utilisation d'une technologie à puissances pulsée*, ADEME. URL https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/rcc_30-05-17.pdf. [144](#)
- AGENCY, I. E. 2015, «Projected costs of generating electricity», . [xvi](#), [101](#), [113](#), [114](#)
- ANDERSEN, N., O. ERIKSSON, K. HILLMAN et M. WALLHAGEN. 2016, «Wind turbines' end-of-life : Quantification and characterisation of future waste materials on a national level», *Energies*, vol. 9, n° 12, p. 999. [127](#)
- ARDENTE, F., G. BECCALI et M. CELLURA. 2003, «Eco-sustainable energy and environmental strategies in design for recycling : the software "endless"», *Ecological Modelling*, vol. 163, n° 1-2, p. 101–118. [141](#)
- ARDENTE, F., M. BECCALI, M. CELLURA et V. L. BRANO. 2008, «Energy performances and life cycle assessment of an italian wind farm», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n° 1, p. 200–217. [106](#), [119](#)
- ARVESEN, A. et E. G. HERTWICH. 2011, «Environmental implications of large-scale adoption of wind power : a scenario-based life cycle assessment», *Environmental Research Letters*, vol. 6, n° 4, p. 045 102. [126](#)
- ARVESEN, A. et E. G. HERTWICH. 2012, «Assessing the life cycle environmental impacts of wind power : A review of present knowledge and research needs», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 8, p. 5994–6006. [xvi](#), [119](#), [126](#)

- ASTARIZ, S., C. PEREZ-COLLAZO, J. ABANADES et G. IGLESIAS. 2015, «Co-located wave-wind farms : Economic assessment as a function of layout», *Renewable Energy*, vol. 83, p. 837–849. [104](#)
- BAHERS, J.-B. et J. KIM. 2018, «Regional approach of waste electrical and electronic equipment (weee) management in france», *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 129, p. 45–55. [126](#)
- BAL, L., JEAN et B. SEJOURNE, JEAN. 2014, *Etat des couts de production de l'éolien terrestre en France (production costs for french onshore wind farms)*, Syndicat des énergies renouvelables. [117](#), [119](#), [124](#)
- BARBOSA, L. D. S. N. S., D. BOGDANOV, P. VAINIKKA et C. BREYER. 2017, «Hydro, wind and solar power as a base for a 100% renewable energy supply for south and central america», *PloS one*, vol. 12, n° 3, p. e0173 820. [102](#)
- BARRETT, J., H. VALLACK, A. JONES et G. HAQ. 2002, «A material flow analysis and ecological footprint of york», *Stockholm Environment Institute, Stockholm*. [127](#)
- BATTKE, B., T. S. SCHMIDT, D. GROSSPIETSCH et V. H. HOFFMANN. 2013, «A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 25, p. 240–250. [103](#)
- BECKERS, K. F., M. Z. LUKAWSKI, B. J. ANDERSON, M. C. MOORE et J. W. TESTER. 2014a, «Erratum :“levelized costs of electricity and direct-use heat from enhanced geothermal systems”[j. renewable sustainable energy 6, 013141 (2014)]», *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 6, n° 5, p. 059 902. [103](#)
- BECKERS, K. F., M. Z. LUKAWSKI, B. J. ANDERSON, M. C. MOORE et J. W. TESTER. 2014b, «Levelized costs of electricity and direct-use heat from enhanced geothermal systems», *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 6, n° 1, p. 013 141. [103](#)
- BEHRENS, S., J. HAYWARD, M. HEMER et P. OSMAN. 2012, «Assessing the wave energy converter potential for australian coastal regions», *Renewable Energy*, vol. 43, p. 210–217. [103](#)
- BELDERBOS, A., E. DELARUE, K. KESSELS et W. D'HAESELEER. 2017, «Levelized cost of storage—introducing novel metrics», *Energy Economics*, vol. 67, p. 287–299. [103](#)
- BERRADA, A., K. LOUDIYI et I. ZORKANI. 2017, «System design and economic performance of gravity energy storage», *Journal of Cleaner Production*, vol. 156, p. 317–326. [103](#)
- BHAVE, A., R. H. TAYLOR, P. FENNELL, W. R. LIVINGSTON, N. SHAH, N. MAC DOWELL, J. DENNIS, M. KRAFT, M. POURKASHANIAN, M. INSA et collab.. 2017, «Screening and techno-economic assessment of biomass-based power generation with ccs technologies to meet 2050 co2 targets», *Applied Energy*, vol. 190, p. 481–489. [103](#)
- BISHOP, J. D. et G. A. AMARATUNGA. 2008, «Evaluation of small wind turbines in distributed arrangement as sustainable wind energy option for barbados», *Energy Conversion and Management*, vol. 49, n° 6, p. 1652–1661. [104](#)
- BORTOLINI, M., M. GAMBERI et A. GRAZIANI. 2014, «Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system», *Energy Conversion and Management*, vol. 86, p. 81–92. [102](#)
- BREYER, C. et A. GERLACH. 2013, «Global overview on grid-parity», *Progress in photovoltaics : Research and Applications*, vol. 21, n° 1, p. 121–136. [102](#)
- BRUCK, M., P. SANDBORN et N. GOUDARZI. 2018, «A levelized cost of energy (lcoe) model for wind farms that include power purchase agreements (ppas)», *Renewable Energy*, vol. 122, p. 131–139. [103](#)

- BRUNNER, P. H. et H. RECHBERGER. 2016, *Handbook of material flow analysis : For environmental, resource, and waste engineers*, CRC press. 126, 134
- BSEV'ER. 2016, «Atlas des parcs éoliens en france», cahier de recherche, Le journal de l'éolien, Paris. 130
- CAI, M., Y. WU, H. CHEN, X. YANG, Y. QIANG et L. HAN. 2017, «Cost-performance analysis of perovskite solar modules», *Advanced Science*, vol. 4, n° 1. 103
- CENCIC, O. et H. RECHBERGER. 2008, «Material flow analysis with software stan», . 134
- CHANCEREL, P., C. E. MESKERS, C. HAGELÜKEN et V. S. ROTTER. 2009, «Assessment of precious metal flows during preprocessing of waste electrical and electronic equipment», *Journal of Industrial Ecology*, vol. 13, n° 5, p. 791–810. 126
- CHIANG, A. C., G. A. KEOLEIAN, M. R. MOORE et J. C. KELLY. 2016, «Investment cost and view damage cost of siting an offshore wind farm : A spatial analysis of lake michigan», *Renewable Energy*, vol. 96, p. 966–976. 104
- CHUNG, H. W., L. D. BANCIK, J. SWAMINATHAN et collab.. 2017, «On the present and future economic viability of stand-alone pressure-retarded osmosis», *Desalination*, vol. 408, p. 133–144. 103
- CLAUSER, C. et M. EWERT. 2017, «The renewables cost challenge : Levelized cost of geothermal electric energy compared to other sources of primary energy–review and case study», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 103
- CRAWFORD, R. 2009, «Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° 9, p. 2653–2660. 126
- CUCCHIELLA, F., I. D'ADAMO et M. GASTALDI. 2017, «Economic analysis of a photovoltaic system : A resource for residential households», *Energies*, vol. 10, n° 6, p. 814. 103
- DANIILIDIS, A., R. HERBER et D. A. VERMAAS. 2014, «Upscale potential and financial feasibility of a reverse electrodialysis power plant», *Applied energy*, vol. 119, p. 257–265. 103
- DE ANDRES, A., E. MEDINA-LOPEZ, D. CROOKS, O. ROBERTS et H. JEFFREY. 2017, «On the reversed lcoe calculation : Design constraints for wave energy commercialization», *International journal of marine energy*, vol. 18, p. 88–108. 103
- DE ROO, G. et J. E. PARSONS. 2011, «A methodology for calculating the levelized cost of electricity in nuclear power systems with fuel recycling», *Energy economics*, vol. 33, n° 5, p. 826–839. 101
- DENNY, E. et M. O'MALLEY. 2007, «Quantifying the total net benefits of grid integrated wind», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 2, p. 605–615. 117, 126
- DE COTE D'OR, P. 2013, «Translated from french (enquête publique relative à la demande d'autorisation d'exploiter, au titre des installations classées pour la protection de l'environnement, un parc éolien comprenant 8 aérogénérateurs et trois postes de livraison sur le territoire des communes de beze) - rapport du 20/12/2013», cahier de recherche, Prefecture de Cote-d'Or. 106
- DOWLING, A. W., T. ZHENG et V. M. ZAVALA. 2017, «Economic assessment of concentrated solar power technologies : A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, p. 1019–1032. 102

- DUFO-LÓPEZ, R., J. L. BERNAL-AGUSTÍN, J. M. YUSTA-LOYO, J. A. DOMÍNGUEZ-NAVARRO, I. J. RAMÍREZ-ROSADO, J. LUJANO et I. ASO. 2011, «Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone pv–wind–diesel systems with batteries storage», *Applied Energy*, vol. 88, n° 11, p. 4033–4041. 102
- EDF. 2014 (accessed April 15, 2017), *EDF contract in France, (available upon request)*. URL https://www.edf-oa.fr/sites/default/files/uploads/contributeur/documents/cp_e14_v0.3_du_06_04_2016.pdf. 105, 107, 108, 133, 139
- ELSHKAKI, A. et T. GRAEDEL. 2014, «Dysprosium, the balance problem, and wind power technology», *Applied Energy*, vol. 136, p. 548–559. 127
- EMILI, S., F. CESCHIN et D. HARRISON. 2016, «Product–service system applied to distributed renewable energy : A classification system, 15 archetypal models and a strategic design tool», *Energy for Sustainable Development*, vol. 32, p. 71–98. 141
- DES ENERGIES RENOUVELABLES, S. 2016, *Panorame de l'Electricite Renouvelable en 2016 (Renewable Electricity panorama in 2016)*, Renewable energy syndicate, Paris. 105, 106
- FRENCH MINISTER OF ENVIRONMENT, E. et SEA. 2015 (accessed April 15, 2017), *LOI num.2015-992 du 17 aout 2015 relative à la transition energetique pour la croissance verte*. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000031044385&categorieLien=id>. 106, 108
- EUROPA. 2016 (accessed April 15, 2017), *electricity prices by energy source in France*. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/e/ee/Energy_prices_YB2016-FR.xlsx. 105
- FEE. 2017, «France Énergie Éolienne - performance de l'éolien en 2016 et perspectives d'avenir, dossier de presse», cahier de recherche, France Énergie Éolienne - FEE, Paris. 119, 127, 130, 133
- FEE, C. 2015, *Consultation CSA/France Énergie Éolienne des Français habitant une commune à proximité d'un parc éolien*, FEE/CSA. URL http://patrimoine-environnement.fr/wp-content/uploads/2015/04/CSA-pour-FEE_Rapport-10042015.pdf. 98
- FEE, F. E. E. 2016 (accessed April 15, 2017), *Costs of onshore wind energy in France, translated from French*. <http://fee.asso.fr/pub/observatoire-couts-de-leolien-terrestre-france/>. 105, 110, 130
- FINO. 2016, «Meteorological measurements», cahier de recherche, FINO, Holland. URL <http://www.fino1.de/en/live-data-news-from-the-platform/live-data>. 121
- FONTALVO, A., J. SOLANO, C. PEDRAZA, A. BULA, A. GONZALEZ QUIROGA et R. VASQUEZ PADILLA. 2017, «Energy, exergy and economic evaluation comparison of small-scale single and dual pressure organic rankine cycles integrated with low-grade heat sources», *Entropy*, vol. 19, n° 10, p. 476. 103
- FRONDING, V. et G. NOUËL, L. 2012, «The icpe reform in france, classification of wind turbines as environmentally hazardous facilities», cahier de recherche, DEWI, Paris. URL <http://www.igsz.eu/WEK/WK-plus/06.pdf>. 119, 124
- FRYDENDAL, J. 2006, «Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plant based on vestas v90-3.0 mw turbines», . 99, 126, 130, 131, 132
- GARRETT, P. et K. RONDE. 2011, «Life cycle assessment of electricity production from a v90-2.0 mw gridstreamer wind plant», . 99, 104, 126, 130, 131, 132

- GEISSMANN, T. 2017, «A probabilistic approach to the computation of the levelized cost of electricity», *Energy*, vol. 124, p. 372–381. [102](#)
- GIFFORD, J. S., R. C. GRACE et W. H. RICKERSON. 2011, «Renewable energy cost modeling : A toolkit for establishing cost-based incentives in the united states; march 2010–march 2011», cahier de recherche, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO. [101](#)
- GÖKÇEK, M. et M. S. GENÇ. 2009, «Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (wecss) in central turkey», *Applied Energy*, vol. 86, n° 12, p. 2731–2739. [104](#)
- GUO, P., Y. ZHAI, X. XU et J. LI. 2017, «Assessment of levelized cost of electricity for a 10-mw solar chimney power plant in yinchuan china», *Energy Conversion and Management*, vol. 152, p. 176–185. [102](#)
- GWEC, G. W. E. C. 2016, «Global wind report 2015 – annual market update», . [110](#), [126](#), [130](#)
- HAAPALA, K. R. et P. PREMPREEDA. 2014, «Comparative life cycle assessment of 2.0 mw wind turbines», *International Journal of Sustainable Manufacturing*, vol. 3, n° 2, p. 170–185. [126](#)
- HABIB, K., P. K. SCHIBYE, A. P. VESTBØ, O. DALL et H. WENZEL. 2014, «Material flow analysis of ndfeb magnets for denmark : a comprehensive waste flow sampling and analysis approach», *Environmental science & technology*, vol. 48, n° 20, p. 12 229–12 237. [127](#)
- HDIDOUAN, D. et I. STAFFELL. 2017, «The impact of climate change on the levelised cost of wind energy», *Renewable Energy*, vol. 101, p. 575–592. [104](#), [105](#)
- HERNÁNDEZ-MORO, J. et J. MARTÍNEZ-DUART. 2013, «Analytical model for solar pv and csp electricity costs : Present lcoe values and their future evolution», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, p. 119–132. [102](#)
- HITTINGER, E., T. WILEY, J. KLUZA et J. WHITACRE. 2015, «Evaluating the value of batteries in microgrid electricity systems using an improved energy systems model», *Energy Conversion and Management*, vol. 89, p. 458–472. [103](#)
- HOOGWIJK, M., B. DE VRIES et W. TURKENBURG. 2004, «Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy», *Energy Economics*, vol. 26, n° 5, p. 889–919. [100](#), [126](#)
- HORVATH, A. 2011, «Life cycle assessment of electricity production from v112 turbine wind plant», . [99](#), [126](#), [130](#), [131](#), [132](#)
- HOU, P., P. ENEVOLDSEN, W. HU, C. CHEN et Z. CHEN. 2017, «Offshore wind farm repowering optimization», *Applied Energy*, vol. 208, p. 834–844. [103](#)
- JAFAR, A. H., A. Q. AL-AMIN et C. SIWAR. 2008, «Environmental impact of alternative fuel mix in electricity generation in malaysia», *Renewable Energy*, vol. 33, n° 10, p. 2229–2235. [106](#)
- JESUS, F., R. GUANCHE et Í. J. LOSADA. 2017, «The impact of wind resource spatial variability on floating offshore wind farms finance», *Wind Energy*, vol. 20, n° 7, p. 1131–1143. [103](#), [105](#)
- KIM, J., B. GUILLAUME, J. CHUNG et Y. HWANG. 2015, «Critical and precious materials consumption and requirement in wind energy system in the eu 27», *Applied Energy*, vol. 139, p. 327–334. [127](#), [147](#), [148](#)
- KIM, J., Y. HWANG, M. YOO, S. CHEN et I.-M. LEE. 2017, «Hydrogen fluoride (hf) substance flow analysis for safe and sustainable chemical industry», *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 24, n° 32, p. 25 137–25 145. [127](#)

- KOPNINA, H. 2017, «European renewable energy. applying circular economy thinking to policy-making», *Visions for Sustainability*, , n° 8. 143
- KOUTROULIS, E. et F. BLAABJERG. 2013, «Design optimization of transformerless grid-connected pv inverters including reliability», *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, n° 1, p. 325–335. 102
- KREBS, F. C., T. TROMHOLT et M. JØRGENSEN. 2010, «Upscaling of polymer solar cell fabrication using full roll-to-roll processing», *Nanoscale*, vol. 2, n° 6, p. 873–886. 103
- KRISTOF, K. et P. HENNICKE. «Final report on the material efficiency and resource conservation (maress) project», . 127
- KRIWET, A., E. ZUSSMAN et G. SELIGER. 1995, «Systematic integration of design-for-recycling into product design», *International journal of production economics*, vol. 38, n° 1, p. 15–22. 141
- KUBISZEWSKI, I., C. J. CLEVELAND et P. K. ENDRES. 2010, «Meta-analysis of net energy return for wind power systems», *Renewable energy*, vol. 35, n° 1, p. 218–225. 119
- LAI, C. S. et M. D. MCCULLOCH. 2017, «Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage», *Applied Energy*, vol. 190, p. 191–203. 102
- LANTZ, E. 2013, *Operations Expenditures : Historical Trends and Continuing Challenges*, National Renewable Energy Laboratory. 106, 132
- LE, V. L., A. KHEIRI, M. FEIDT et S. PELLOUX-PRAYER. 2014, «Thermodynamic and economic optimizations of a waste heat to power plant driven by a subcritical orc (organic rankine cycle) using pure or zeotropic working fluid», *Energy*, vol. 78, doi :<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.051>, p. 622 – 638, ISSN 0360-5442. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214012018>. 103
- LEONZIO, G. 2017, «Design and feasibility analysis of a power-to-gas plant in germany», *Journal of Cleaner Production*, vol. 162, p. 609–623. 103
- LEVITIN, G. 2006, *The Universal Generating Function in Reliability Analysis and Optimization*, Springer Series in Reliability Engineering, Springer London, ISBN 9781846282454. URL <https://books.google.fr/books?id=V-RLu6pfI84C>. 123
- LIMMANEE, A., S. SONGTRAI, N. UDOMDACHANUT, S. KAEWNIYOMPANIT, Y. SATO, M. NAKAISHI, S. KITTISONTIRAK, K. SRIPRAPHA et Y. SAKAMOTO. 2017, «Degradation analysis of photovoltaic modules under tropical climatic conditions and its impacts on lcoe», *Renewable Energy*, vol. 102, p. 199–204. 102
- LIU, G., C. E. BANGS et D. B. MÜLLER. 2013, «Stock dynamics and emission pathways of the global aluminium cycle», *Nature Climate Change*, vol. 3, n° 4, p. 338. 127
- LIU, P. et C. Y. BARLOW. 2017, «Wind turbine blade waste in 2050», *Waste Management*, vol. 62, p. 229–240. 127, 132, 133
- LIU, Y., M. J. ZUO, Y.-F. LI et H.-Z. HUANG. 2015, «Dynamic reliability assessment for multi-state systems utilizing system-level inspection data», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 64, n° 4, p. 1287–1299. 117
- LUCHERONI, C. et C. MARI. 2017, «Co2 volatility impact on energy portfolio choice : A fully stochastic lcoe theory analysis», *Applied Energy*, vol. 190, p. 278–290. 101
- MA, Y., D. KIM, M. WU, L. BAI, B. QING, J. HE, X. LI, S. NUTT et B. LIANG. «Processing and performance of recyclable composites for wind turbine blades», . 127

- MA, Y., X. ZHANG, M. LIU, J. YAN et J. LIU. 2018, «Proposal and assessment of a novel supercritical co₂ brayton cycle integrated with libr absorption chiller for concentrated solar power applications», *Energy*, doi :<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.155>, ISSN 0360-5442. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421830183X>. 102
- MALHEIRO, A., P. M. CASTRO, R. M. LIMA et A. ESTANQUEIRO. 2015, «Integrated sizing and scheduling of wind/pv/diesel/battery isolated systems», *Renewable Energy*, vol. 83, p. 646–657. 103
- LOI MAPAM. 2014, *LOI n-2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (1), version consolidée*, JO. URL <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000028526298>. 141
- MARTÍNEZ, E., E. JIMÉNEZ, J. BLANCO et F. SANZ. 2010, «Lca sensitivity analysis of a multi-megawatt wind turbine», *Applied Energy*, vol. 87, n° 7, p. 2293–2303. 126
- MATSUBAE-YOKOYAMA, K., H. KUBO, K. NAKAJIMA et T. NAGASAKA. 2009, «A material flow analysis of phosphorus in japan : the iron and steel industry as a major phosphorus source», *Journal of Industrial Ecology*, vol. 13, n° 5, p. 687–705. 127
- MATTAR, C. et M. C. GUZMÁN-IBARRA. 2017, «A techno-economic assessment of offshore wind energy in chile», *Energy*, vol. 133, p. 191–205. 104
- MERKEL, T. C., M. ZHOU et R. W. BAKER. 2012, «Carbon dioxide capture with membranes at an igcc power plant», *Journal of membrane science*, vol. 389, p. 441–450. 102
- MEZIANE, R., Y. BOUZIDI, A. HAMZI, E. CHÂTELET, S. BOUFALA et M. AMARA. 2014, «Wind farm reliability optimization using harmony search under performance and budget constraints», dans *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014 International*, IEEE, p. 808–815. 117, 123
- MEZIANE, R., Y. MASSIM, A. ZEBLAH, A. GHORAF et R. RAHLI. 2005, «Reliability optimization using ant colony algorithm under performance and cost constraints», *Electric power systems research*, vol. 76, n° 1, p. 1–8. 117, 123
- MILLER, L., R. CARRIVEAU, S. HARPER et S. SINGH. 2017, «Evaluating the link between lcoe and ppa elements and structure for wind energy», *Energy strategy reviews*, vol. 16, p. 33–42. 101, 103, 106
- MONDOL, J. D. et C. CARR. 2017, «Techno-economic assessments of advanced combined cycle gas turbine (ccgt) technology for the new electricity market in the united arab emirates», *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 19, p. 160–172. 102
- MONTES, M., A. ABÁNADES, J. MARTINEZ-VAL et M. VALDÉS. 2009, «Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors», *Solar Energy*, vol. 83, n° 12, p. 2165–2176. 102
- MOOMAW, W., P. BURGHERR, G. HEATH, M. LENZEN, J. NYBOER et A. VERBRUGGEN. 2011, *IPCC Special Report on Renewable Energy sources and climate Change Mitigation*, Cambridge University Press. 104
- MULLIGAN, C. J., C. BILEN, X. ZHOU, W. J. BELCHER et P. C. DASTOOR. 2015, «Levelised cost of electricity for organic photovoltaics», *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 133, p. 26–31. 103
- MURRAY, A., K. SKENE et K. HAYNES. 2017, «The circular economy : An interdisciplinary exploration of the concept and application in a global context», *Journal of Business Ethics*, vol. 140, n° 3, p. 369–380. 141

- MYHR, A., C. BJERKSETER, A. ÅGOTNES et T. A. NYGAARD. 2014, «Levelised cost of energy for off-shore floating wind turbines in a life cycle perspective», *Renewable Energy*, vol. 66, p. 714–728. [104](#)
- MÉTÉO, F. 2016, «wind forecast (cartes des vents en france)», cahier de recherche, Meteo France - Paris. URL <http://www.meteofrance.com/previsions-meteo-france/metropole>. [121](#)
- NACEF, T., E. CHATELET et Y. BOUZIDI. 2017, «Wear analysis of wind turbine bearings», *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 7, n° 4, p. 2120–2129. [132](#)
- OBI, M., S. JENSEN, J. B. FERRIS et R. B. BASS. 2017, «Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, p. 908–920. [105](#)
- ORBAIZ, P. J. et M. J. BREAR. 2014, «A technical and financial analysis of two recuperated, reciprocating engine driven power plants. part 2 : Financial analysis», *Energy Conversion and Management*, vol. 80, p. 609–615. [102](#)
- O'SHEA, R., D. M. WALL, I. KILGALLON, J. D. BROWNE et J. D. MURPHY. 2017, «Assessing the total theoretical, and financially viable, resource of biomethane for injection to a natural gas network in a region», *Applied energy*, vol. 188, p. 237–256. [102](#)
- PETTINAU, A., F. FERRARA, V. TOLA et G. CAU. 2017, «Techno-economic comparison between different technologies for co2-free power generation from coal», *Applied energy*, vol. 193, p. 426–439. [102](#)
- PIHL, E., S. HEYNE, H. THUNMAN et F. JOHANSSON. 2010, «Highly efficient electricity generation from biomass by integration and hybridization with combined cycle gas turbine (ccgt) plants for natural gas», *Energy*, vol. 35, n° 10, p. 4042–4052. [102](#)
- PIVNENKO, K., D. LANER et T. F. ASTRUP. 2016, «Material cycles and chemicals : dynamic material flow analysis of contaminants in paper recycling», *Environmental Science & Technology*, vol. 50, n° 22, p. 12 302–12 311. [127](#)
- POULSEN, T. et C. B. HASAGER. 2016, «How expensive is expensive enough? opportunities for cost reductions in offshore wind energy logistics», *Energies*, vol. 9, n° 6, p. 437. [103](#), [105](#)
- POULSEN, T., C. B. HASAGER et C. M. JENSEN. 2017, «The role of logistics in practical levelized cost of energy reduction implementation and government sponsored cost reduction studies : Day and night in offshore wind operations and maintenance logistics», *Energies*, vol. 10, n° 4, p. 464. [103](#), [105](#)
- RAADAL, H. L., L. GAGNON, I. S. MODAHL et O. J. HANSEN. 2011, «Life cycle greenhouse gas (ghg) emissions from the generation of wind and hydro power», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 7, p. 3417–3422. [119](#)
- RAGHEB, A. et M. RAGHEB. 2010, «Wind turbine gearbox technologies», dans *Nuclear & Renewable Energy Conference (INREC), 2010 1st International*, IEEE, p. 1–8. [132](#)
- RAZDAN, P. et P. GARRETT. 2015, «Life cycle assessment of electricity production from an onshore v100-2.0 mw wind plant», . [126](#), [130](#), [131](#), [132](#)
- REN, H., W. GAO et Y. RUAN. 2009, «Economic optimization and sensitivity analysis of photovoltaic system in residential buildings», *Renewable energy*, vol. 34, n° 3, p. 883–889. [108](#)
- RENSSELAR, V. 2010, «The elephant in the wind turbine. vol. 66, no. 6, p. 38», cahier de recherche, Tribology and Lubrication Technology. [133](#)

- RICHARDS, J., P. SABHARWALL et M. MEMMOTT. 2017, «Economic comparison of current electricity generating technologies and advanced nuclear options», *The Electricity Journal*, vol. 30, n° 10, p. 73–79. 102
- RIESZ, J., C. SOTIRIADIS, P. VITHAYASRICHAREON et J. GILMORE. 2017, «Quantifying key uncertainties in the costs of nuclear power», *International Journal of Energy Research*, vol. 41, n° 3, p. 389–409. 102
- ROBINSON, B. H. 2009, «E-waste : an assessment of global production and environmental impacts», *Science of the total environment*, vol. 408, n° 2, p. 183–191. 126
- RODRÍGUEZ, C. E. C., J. C. E. PALACIO, O. J. VENTURINI, E. E. S. LORA, V. M. COBAS, D. M. DOS SANTOS, F. R. L. DOTTO et V. GIALLUCA. 2013, «Exergetic and economic comparison of orc and kalina cycle for low temperature enhanced geothermal system in brazil», *Applied Thermal Engineering*, vol. 52, n° 1, p. 109–119. 103
- ROTH, I. F. et L. L. AMBS. 2004, «Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing», *Energy*, vol. 29, n° 12-15, p. 2125–2144. 104
- ROY, R. 2000, «Sustainable product-service systems», *Futures*, vol. 32, n° 3-4, p. 289–299. 141
- RTE. 2012, «Electricity scheduling contract between rte and pv & wind farms schedules in france (contrat cadre de traitement des accords pour les responsables de programmation de la production photovoltaïque et éolienne)», cahier de recherche, Réseau de transport d'électricité (RTE), Paris. 118, 125, 133
- RTE. 2015, «Rte technical documentation (rte documentation technique de référence)», cahier de recherche, Réseau de transport d'électricité(RTE), Paris. 118, 125, 133
- RUBERT, T., D. MCMILLAN et P. NIEWCZAS. 2017, «A decision support tool to assist with lifetime extension of wind turbines», *Renewable Energy*. 104
- RUBIN, E. S. et H. ZHAI. 2012, «The cost of carbon capture and storage for natural gas combined cycle power plants», *Environmental science & technology*, vol. 46, n° 6, p. 3076–3084. 102
- SAIDUR, R., N. RAHIM, M. ISLAM et K. SOLANGI. 2011, «Environmental impact of wind energy», *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, n° 5, p. 2423–2430. 106
- SCHMIDT, A. 2007, «Life cycle assessment of electricity production from an onshore onshore sited wind power plants based on vestas v82-1.65 mw turbines», . 99, 126, 130, 131, 132
- SER. 2014, «Etat des coûts de production de l'éolien terrestre en france», cahier de recherche, Renewable Energy syndicate, Paris. URL <http://www.enr.fr/userfiles/files/BrochuresCoûtdeproductionéolienterrestreVF.pdf>. 127, 139
- SHAABAN, S. 2016, «Aero-economical optimization of wells turbine rotor geometry», *Energy Conversion and Management*, vol. 126, p. 20–31. 103
- SHARMA, C., A. K. SHARMA, S. C. MULLICK et T. C. KANDPAL. 2017, «Solar thermal power generation in india : effect of potential incentives on unit cost of electricity», *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 36, n° 8, p. 722–737. 102
- SHORT, W., D. J. PACKEY et T. HOLT. 1995, «A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies», cahier de recherche, National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States). 101

- SIEMENS. 2017, «Wind turbine swt-2.3-108. technical specifications», cahier de recherche, Siemens - Germany. URL https://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/market-specific-solutions/wind/data_sheets/data-sheet-wind-turbine-swt-2.3-108.pdf. 118
- SIGARCHIAN, S. G., R. PALETA, A. MALMQUIST et A. PINA. 2015, «Feasibility study of using a biogas engine as backup in a decentralized hybrid (pv/wind/battery) power generation system—case study kenya», *Energy*, vol. 90, p. 1830–1841. 103
- SONG, Z., C. L. MCELVANY, A. B. PHILLIPS, I. CELIK, P. W. KRANTZ, S. C. WATTHAGE, G. K. LIYANAGE, D. APUL et M. J. HEBEN. 2017, «A techno-economic analysis of perovskite solar module manufacturing with low-cost materials and techniques», *Energy & Environmental Science*, vol. 10, n° 6, p. 1297–1305. 103
- STAFFELL, I. et R. GREEN. 2014, «How does wind farm performance decline with age?», *Renewable energy*, vol. 66, p. 775–786. 101, 104, 105, 107, 111
- FOR STANDARDIZATION, I. O. 2006, *ISO 14044 : Environmental Management - Life Cycle Assessment - Requirements and Guidelines*, ISO. URL <https://books.google.fr/books?id=1SEkygAACAAJ>. 133
- SUCCAR, S., D. C. DENKENBERGER et R. H. WILLIAMS. 2012, «Optimization of specific rating for wind turbine arrays coupled to compressed air energy storage», *Applied Energy*, vol. 96, p. 222–234. 104
- TAVNER, P., J. XIANG et F. SPINATO. 2007, «Reliability analysis for wind turbines», *Wind Energy*, vol. 10, n° 1, p. 1–18. 117, 132
- TAZI, N., A. BENNOUK, Y. BOUZIDI et E. CHATELET. 2017a, «Economic assessment of moroccan onshore wind energy based on scada data», dans *2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, ISSN 2380-7393, p. 1–6, doi :10.1109/IRSEC.2017.8477288. 98
- TAZI, N., E. CHÂTELET et Y. BOUZIDI. 2017b, «Using a hybrid cost-fmea analysis for wind turbine reliability analysis», *Energies*, vol. 10, n° 3, p. 276. 117, 130, 132
- TAZI, N., E. CHATELET, Y. BOUZIDI et R. MEZIANE. 2017c, «Wind farm topology-finding algorithm considering performance, costs, and environmental impacts», *Environmental Science and Pollution Research*, p. 1–9. xiii, 97, 98, 117
- TAZI, N., E. CHÂTELET, R. MEZIANE et Y. BOUZIDI. 2016, «Reliability optimization of wind farms considering constraints and regulations», dans *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2016 IEEE International Conference on*, IEEE, p. 130–136. 98, 101, 104, 105, 106, 107, 108, 119, 133
- TAZI, N., J. KIM, Y. BOUZIDI, E. CHATELET et G. LIU. 2018, «End of life of wind energy systems : A regional case study», URL <http://www.irt-m2p.eu/UserFiles/File/inscription-sam/sam12-final-program-v3.pdf>. 98
- TCHAKOUA, P., R. WAMKEUE, M. OUHROUCHE, F. SLAOUI-HASNAOUI, T. A. TAMEGHE et G. EKEMB. 2014, «Wind turbine condition monitoring : State-of-the-art review, new trends, and future challenges», *Energies*, vol. 7, n° 4, p. 2595–2630. 106
- TEGEN, S., M. HAND, B. MAPLES, E. LANTZ, P. SCHWABE et A. SMITH. 2012, «2010 cost of wind energy review», cahier de recherche, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO. 106
- THOMSON, R. C. et G. P. HARRISON. 2015, «Life cycle costs and carbon emissions of offshore wind power», . 107

- TREMEAC, B. et F. MEUNIER. 2009, «Life cycle analysis of 4.5 mw and 250 w wind turbines», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° 8, p. 2104–2110. 126, 130, 131
- VADOUDI, K., J. KIM, B. LARATTE, S.-J. LEE et N. TROUSSIER. 2015, «E-waste management and resources recovery in france», *Waste Management & Research*, vol. 33, n° 10, p. 919–929. 126
- VERMA, A. K., A. SRIVIDYA et D. R. KARANKI. 2010, *Reliability and safety engineering*, vol. 43, Springer. 117
- WAGNER, S. J. et E. S. RUBIN. 2014, «Economic implications of thermal energy storage for concentrated solar thermal power», *Renewable Energy*, vol. 61, p. 81–95. 102
- WALRAVEN, D., B. LAENEN et W. D’HAESELEER. 2015, «Minimizing the levelized cost of electricity production from low-temperature geothermal heat sources with orcs : water or air cooled?», *Applied Energy*, vol. 142, p. 144–153. 103
- WATTS, D., M. F. VALDÉS, D. JARA et A. WATSON. 2015, «Potential residential pv development in chile : the effect of net metering and net billing schemes for grid-connected pv systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, p. 1037–1051. 103
- WIGGELINKHUIZEN, E., T. VERBRUGGEN, H. BRAAM, L. RADEMAKERS, J. XIANG et S. WATSON. 2008, «Assessment of condition monitoring techniques for offshore wind farms», *Journal of solar energy engineering*, vol. 130, n° 3, p. 031 004. 106
- WINDEUROPE. 2017a, «Environmental impact of wind energy - a contribution to the discussion of circular economy», cahier de recherche, WindEurope. 143
- WINDEUROPE. 2017b, «Wind energy’s frequently asked questions», URL <http://www.ewea.org/wind-energy-basics/faq>. 105
- WINDPOWER. 2017a, «Wind energy market intelligence», cahier de recherche, Windpower. URL https://www.thewindpower.net/country_fr_1_france.php. 127, 130
- WINDPOWER. 2017b, «Wind turbine power output variation with steady wind speed», cahier de recherche, Windpower. URL http://www.wind-power-program.com/turbine_characteristics.html. 117
- WOLSINK, M. 1988, «The social impact of a large wind turbine», *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 8, n° 4, p. 323–334. 98
- YOU, S., H. TONG, J. ARMIN-HOILAND, Y. W. TONG et C.-H. WANG. 2017, «Techno-economic and greenhouse gas savings assessment of decentralized biomass gasification for electrifying the rural areas of indonesia», *Applied Energy*, vol. 208, p. 495–510. 103
- ZERVOS, A. 2013, *2013 renewable global status report*, REN21-Paris, ISBN 978-3-9815934-0-2. 117
- ZHAI, R., H. LIU, Y. CHEN, H. WU et Y. YANG. 2017, «The daily and annual technical-economic analysis of the thermal storage pv-csp system in two dispatch strategies», *Energy Conversion and Management*, vol. 154, p. 56–67. 102
- ZHANG, H., J. BAEYENS, G. CACERES, J. DEGREVE et Y. LV. 2016a, «Thermal energy storage : recent developments and practical aspects», *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 53, p. 1–40. 102
- ZHANG, J., S. CHEN, J. KIM et S. CHENG. 2016b, «Mercury flow analysis and reduction pathways for fluorescent lamps in mainland china», *Journal of Cleaner Production*, vol. 133, p. 451–458. 127

- ZHAO, C., W. ZHANG, Y. WANG, Q. LIU, J. GUO, M. XIONG et J. YUAN. 2017, «The economics of coal power generation in china», *Energy Policy*, vol. 105, p. 1–9. [102](#)
- ZIMMERMANN, T. et S. GÖSSLING-REISEMANN. 2014, «Recycling potentials of critical metals-analyzing secondary flows from selected applications», *Resources*, vol. 3, n° 1, p. 291–318. [127](#), [130](#)
- ZUPONE, G. L., M. AMELIO, S. BARBARELLI, G. FLORIO, N. M. SCORNAIENCHI et A. CUTRUPI. 2017, «Lcoe evaluation for a tidal kinetic self balancing turbine : Case study and comparison», *Applied Energy*, vol. 185, p. 1292–1302. [103](#)
- ZUSSMAN, E., A. KRIWET et G. SELIGER. 1994, «Disassembly-oriented assessment methodology to support design for recycling», *CIRP Annals-Manufacturing Technology*, vol. 43, n° 1, p. 9–14. [141](#)

Chapitre 4

Conclusion générale

« Since everything has an end »

Don't know who said that too

Sommaire

4.1 Conclusion générale	162
4.2 Références	164

4.1 Conclusion générale

L'énergie éolienne va continuer de jouer un rôle important dans la lutte contre le changement climatique, la mise en place de la LITECV et de la réduction des impacts environnementaux des énergies dans le monde. Partout dans le monde, l'éolien gagne du terrain vis-à-vis des autres énergies renouvelables, et sa capacité à combler les besoins en électricité est aujourd'hui prouvée. Cependant, pour atteindre une durabilité optimale et réduire ses coûts, il a été prouvé tout au long de cette thèse que l'éolien a des faiblesses dans son plan de développement économique (business plan) ainsi que ses performances technologiques et environnementales. La présente thèse propose des approches pour pallier à ces verrous. Ces approches (économique, technologique, environnementale) sont interdépendants comme le montre la figure 4.1.

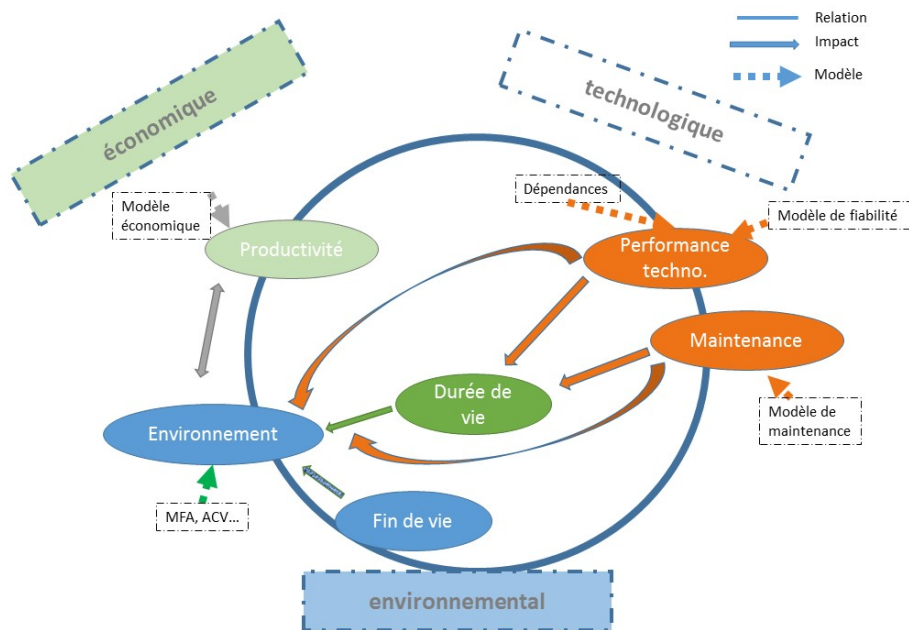


FIGURE 4.1 – Schéma de la thèse (EDIPEO) regroupant les différents concepts et thématiques abordés.

Nous rappellerons dans cette conclusion générale les principaux résultats, perspectives ainsi que les recommandations qui en découlent de ce travail de recherche.

Les principaux résultats sont :

- Développement d'un modèle d'analyse des défaillances, leurs effets et criticité (AMDEC) d'un système éolien (2.3.3,2.3,2.3.5) TAZI et collab. [2017]; TAZI et collab. [2017b], ce qui nous a permis de déterminer les composants les plus critiques, les défaillances les plus fréquentes ainsi que les dépendances qui peuvent exister dans le système. L'originalité de ce travail réside dans la nouvelle méthode développée liée au calcul de la criticité. Cette méthode est basée sur le taux de défaillance des composants;
- Développement d'un modèle d'évaluation de la disponibilité d'une éolienne en prenant en compte la dégradation de ses composants (2.11) TAZI et collab. [2018]. Ces modèles ont été développés avec la fonction UGF ainsi que les RdP;
- Développement d'un modèle d'évaluation de la fiabilité et disponibilité d'un système éolien en prenant en compte les interdépendances internes de ses composants (2.6) TAZI et collab. [2018]. Ce modèle est basé sur la combinaison d'une dépendance liée à la dépendance et une autre dépendance liée à la propagation de la défaillance dans un système. Le modèle développé est basé sur la fonction UGF;
- Développement d'une stratégie de maintenance groupée des composants d'une éolienne

- en prenant en compte les interdépendances de ses composants ainsi que leurs dégradations (2.8);
- Développement d'un algorithme d'optimisation de la topologie d'un système éolien en prenant en compte les conditions aérologiques et l'impact PRG des éoliennes (3.3) TAZI et collab. [2017b,a, 2016]. La fonction objectif est de minimiser le coût financier de la topologie d'un parc éolien sous contrainte de disponibilité et ensuite de calculer l'impact PRG associé;
- Développement d'un modèle d'évaluation économique d'un système éolien en prenant en compte ses aspects économiques, technologiques et environnementaux (3.2). Le modèle est basé sur le coût de production d'électricité LCOE;
- Analyse des flux de matières MFA des parcs éoliens de la région CA qui tiennent compte des flux de maintenance associés à l'exploitation de ces parcs et de la durée de vie de ces systèmes (3.4) TAZI et collab. [2018]. Les résultats de cette analyse montre que le gisement potentiel des matériaux en fin de vie varie entre 1.000 tonnes et 310.000 tonnes selon l'année d'installation de ces parcs

Les perspectives à court terme sont les continuités directes des travaux de la thèse. De ce fait, une mise à jour du modèle AMDEC est nécessaire pour prendre en compte les nouvelles technologies éoliennes (gearless). Ainsi, il faudrait améliorer le modèle d'évaluation de la fiabilité et de la disponibilité du système en prenant en compte les dépendances internes (entre composants) et externes (principalement aérologique) du système. Il faudrait aussi explorer si la combinaison des dépendances internes peut altérer le processus de défaillance des combinaisons. Dans cette perspective, il faudrait aussi prendre en compte les dépendances statistiques entre les interdépendances du système éolien. De surcroît, il faudrait améliorer le modèle de calcul de mesure d'importance présenté dans 2.8 en considérant d'autres types de dépendances (principalement les dépendances externes). La contrainte logistique (y compris gestion de stocks de pièces de rechange et logistique des équipes de maintenance) devrait aussi être incluse dans cette perspective. Une évaluation des incertitudes est aussi pertinente quant à l'évaluation de la fiabilité en prenant en compte les interdépendances ainsi que les aspects de maintenance et de logistique.

Dans ce dernier modèle, la dégradation des composants est basée sur leurs états de performance. Il faudrait explorer aussi d'autres modèles de dégradation.

Le modèle économique présenté dans ce travail de recherche est principalement basé sur le LCOE. Une analyse de sensibilité des paramètres de ce dernier a été proposée dans 3.2. D'autres paramètres (taxes, pénalités...) devraient aussi être pris en compte dans le calcul de ce dernier. Il faudrait améliorer cette analyse en développant un modèle d'incertitudes des différents paramètres. Une autre perspective à court terme liée au modèle d'optimisation de topologie serait de prendre en compte un parc hétérogène (en terme de type et puissance d'éoliennes installées) et de proposer un modèle d'optimisation multi-objectifs.

Concernant le modèle MFA, la perspective à court terme serait d'étendre cette analyse aux autres territoires français et continuer l'amélioration de l'outil (SIG) développé.

L'ensemble des perspectives à long terme qui découlent de cette thèse seraient d'évaluer le risque de givrage des pâles sur la population avoisinante d'une éolienne. Il faudrait aussi améliorer la durabilité de l'éolien en explorant les opportunités présentées dans 3.5 dont l'amélioration des scénarios de fin de vie. Une autre perspective serait d'optimiser le processus de la logistique inverse de l'éolien en France, ce qui va générer un modèle d'optimisation d'emplacement d'un centre de collecte, traitement et recyclage des parcs éoliens.

Finalement, il serait intéressant de développer un modèle d'évaluation de durée de vie qui prend en compte la fiabilité des composants éoliens ainsi que les réglementations limitant cette durée de vie, simulée entre 25 ans à 30 ans par les constructeurs, à une durée économique de 15 ans.

Au final, nous avons produit à travers cette thèse les publications suivantes (**mise à jour le 14-10-2018**) :

- Article "Using a hybrid cost-FMEA analysis for wind turbine reliability analysis", paru dans le journal "*Energies*" TAZI et collab. [2017b].
- Article "Wind farm topology-finding algorithm considering performance, costs, and environmental impacts", paru dans le journal "*Environmental Science and Pollution Research*" TAZI et collab. [2017a].
- Article "Wear Analysis of Wind Turbine Bearings", paru dans le journal "*International Journal of Renewable Energy Research*" TAZI et collab. [2017].
- Article " How combined performance and propagation of failure dependencies affect the reliability of a MSS", paru dans le journal "*Reliability Engineering & System Safety*" TAZI et collab. [2018].
- Communication dans la conférence internationale "5th International Conference on Renewable Energy Research and Applications – ICRERA. Birmingham" TAZI et collab. [2016].
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal.
- Communication dans la conférence internationale " 5th International Conference on Power Science and Engineering - ICPSE 2016. Venice" TAZI et collab. [2017b].
 - Meilleure présentation orale. Présentation sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal.
- Communication dans la conférence internationale " 5th International Renewable and Sustainable Energy Conference - IRSEC'17. Tangier" TAZI et collab. [2017a].
- Communication dans la conférence internationale " 10th International Conference on Mathematical Methods in Reliability - MMR 2017. Grenoble".
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal.
- Communication dans la conférence internationale " 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. Dubrovnik".
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal.
- Communication dans la conférence internationale " International Conference on Resource Sustainability- IcRS. Beijing".
 - Communication sélectionnée pour paraître dans une édition spéciale d'un journal.
- Communication dans la conférence internationale " 12 th society and materials International conference- SAM'12. Metz" TAZI et collab. [2018].
- Communication dans la conférence internationale " 13th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems-SDEWES 2018. Palermo" (Communication à paraître prochainement).
- Communication dans la conférence internationale " 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications-ICRERA 2018. Paris" (Communication à paraître prochainement).

4.2 Références

- TAZI, N., A. BENNOUK, Y. BOUZIDI et E. CHATELET. 2017a, «Economic assessment of moroccan onshore wind energy based on scada data», dans *2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, ISSN 2380-7393, p. 1–6, doi :10.1109/IRSEC.2017.8477288. 164
- TAZI, N., E. CHÂTELET et Y. BOUZIDI. 2017b, «Reliability analysis of wind turbines considering constraints and legislation», dans *Journal of Clean Energy Technologies*, p. 480–486, doi : 10.18178/JOCET.2017.5.6.420. 163, 164
- TAZI, N., E. CHATELET et Y. BOUZIDI. 2017, «Wear analysis of wind turbine bearings», *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 7, n° 4, p. 2120–2129. 162, 164

- TAZI, N., E. CHÂTELET et Y. BOUZIDI. 2018, «How combined performance and propagation of failure dependencies affect the reliability of a mss», *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 169, p. 531–541. [162](#), [164](#)
- TAZI, N., E. CHATELET, Y. BOUZIDI et R. MEZIANE. 2017a, «Wind farm topology-finding algorithm considering performance, costs, and environmental impacts», *Environmental Science and Pollution Research*, p. 1–9. [163](#), [164](#)
- TAZI, N., E. CHÂTELET, R. MEZIANE et Y. BOUZIDI. 2016, «Reliability optimization of wind farms considering constraints and regulations», dans *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2016 IEEE International Conference on*, IEEE, p. 130–136. [163](#), [164](#)
- TAZI, N., E. CHÂTELET et Y. BOUZIDI. 2017b, «Using a hybrid cost-fmea analysis for wind turbine reliability analysis», *Energies*, vol. 10, n° 3, doi :10.3390/en10030276, ISSN 1996-1073. URL <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/3/276>. [162](#), [164](#)
- TAZI, N., J. KIM, Y. BOUZIDI, E. CHATELET et G. LIU. 2018, «End of life of wind energy systems : A regional case study», URL <http://www.irt-m2p.eu/UserFiles/File/inscription-sam/sam12-final-program-v3.pdf>. [163](#), [164](#)

Annexe A

Liste des acronymes

BV Boite à vitesse. [xv](#), [10](#), [21](#), [22](#), [32](#), [33](#)

CA Champagne-Ardenne. [xvi](#), [xvii](#), [xix](#), [4](#), [7](#), [8](#), [10](#), [98](#), [100](#), [105](#), [107](#), [125](#), [127–130](#), [132–135](#), [138–140](#), [142](#), [144](#), [147](#), [163](#), [VII–IX](#)

CSP centrale solaire thermodynamique à concentration (Concentrated Solar Power). [102](#), [103](#)

EOl fin de vie (End Of Life). [xi](#), [xvi](#), [xix](#), [4](#), [99](#), [100](#), [126](#), [127](#), [131](#), [133–135](#), [138–140](#), [142](#)

FC facteur de charge. [101](#), [105–107](#), [110](#), [111](#), [113](#), [116](#)

FEE France Énergie Éolienne. [7](#), [98](#)

ICPE Installation classée pour la protection de l'environnement. [100](#), [119](#)

LCOE levelized cost of energy. [xvi](#), [xix](#), [4](#), [97](#), [100–104](#), [107](#), [108](#), [110](#), [111](#), [113–116](#), [120](#), [123–125](#), [139](#), [147](#), [163](#)

MEDDE Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. [7](#), [98](#)

MFA Analyse de flux de matières (Material Flow Analysis). [xi](#), [xvi](#), [100](#), [126](#), [127](#), [134–137](#), [140](#), [147](#), [163](#)

MI Mesure d'Importance. [8](#), [9](#), [66](#), [81–84](#)

NPV Net present value. [100](#), [120](#)

PDR pièces de rechange. [17](#)

PF propagation de défaillance. [xiv](#), [5](#), [58](#), [65](#), [XVIII](#), [XIX](#)

PRG potentiel de réchauffement global. [99](#), [100](#), [119](#), [121](#), [123](#), [124](#), [126](#), [147](#), [163](#)

PV Photovoltaïque. [xvi](#), [102](#), [108](#), [114](#)

RBD reliability block diagram. [58](#), [XIX](#)

RdP Réseaux de Petri. [9](#), [22](#), [25](#), [41](#), [42](#), [45](#), [48](#), [162](#)

SCADA Supervisory Control And Data Acquisition. [68](#), [100](#)

SME Système multi-états. [xiii](#), [4–6](#), [9](#), [23–25](#), [28](#), [30–32](#), [41](#), [52](#), [55](#), [58](#), [62–67](#), [70–73](#), [76](#), [84](#), [121](#), [123](#), [124](#), [XIII](#), [XVI–XIX](#)

UGF Universal Generating Function. [xiii](#), [4](#), [5](#), [36](#), [39](#), [41](#), [52](#), [53](#), [56](#), [57](#), [61](#), [63](#), [66](#), [72](#), [83](#), [84](#), [117](#), [123](#), [124](#), [147](#), [162](#), [XVIII](#), [XIX](#)

VAN Valeur actuelle nette. [123](#), [124](#)

Annexe B

Glossaire

ABAO As Bad As Old: est le type de maintenance corrective considérée comme imparfaite. Elle ne dégrade ni améliore l'état du composant ou du système. [67](#), [71](#), [73](#), [84](#)

ACV L'analyse de cycle de vie (ou Life Cycle Assessment) est l'outil le plus abouti en matière d'évaluation globale et multicritère des impacts environnementaux. Cette méthode normalisée permet de mesurer les effets quantifiables de produits ou de services sur l'environnement. Il fait objet l'objet d'une normalisation ISO 14040 et 14044. Source:ADEME. [xix](#), [99](#), [100](#), [126](#), [131](#), [132](#), [142](#)

AGAN As Good As New: est le type de maintenance corrective considérée comme parfaite. Ce type de maintenance correspond aussi à un remplacement de composant. [38](#), [47](#), [48](#), [71-73](#), [84](#)

AMDEC Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité. C'est un outil utilisé dans la démarche qualité et dans le cadre de la sûreté de fonctionnement.. [9](#), [63](#), [84](#)

disponibilité La disponibilité est l'aptitude d'un bien à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou durant un intervalle de temps donné (NF EN 13306).. [23](#)

durable qualité de ce qui soutenable, permanent, résistant. C'est tout développement qui répond au besoin des générations présentes sans compromettre celui des générations futures. Le développement durable se base sur trois piliers: social, économique et environnemental. Différents indicateurs de ce dernier sont proposés entre autre dans la norme ISO 14000. [99](#)

fiabilité La fiabilité est l'aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise dans des conditions données pendant un temps donnée (NF EN 13306). [23](#)

KPI Un indicateur de performance (Key Performance Indicator - KPI) est une clé de la mesure de la performance, c'est une informations ou un ensemble d'informations contribuant à l'appréciation d'une situation par le décideur. Cet indicateur peut se mettre à l'amont pour anticiper ou durant l'opération pour informer de l'état du système, ou pour signaler un état anormal et agir ainsi en tant qu'alerte.. [101](#)

LTECV La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) est publié au Journal Officiel du 17 août 2015 (2015-992). Le contenu en bref de cette loi est : "favoriser l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce, notamment, celle liée à la croissance verte qui se définit comme un mode de développement économique respectueux de l'environnement...[cette économie]...maintient un prix de l'énergie compétitif et attractif...lutte contre la précarité énergétique...". [98](#), [162](#)

maintenabilité La maintenabilité est l'aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie, dans les conditions données d'utilisations sur un intervalle de temps donné, dans un état où elle peut accomplir une fonction requise (NF X 60-500).. [23](#), [48](#)

MTBF Le temps moyen entre les pannes, ou MTBF (Mean Time Between Failure), est la moyenne du temps de fonctionnement entre les pannes d'un système réparable. Le MTBF est un indicateur de la fiabilité.. [37](#), [38](#)

MTTF Le temps moyen de fonctionnement avant panne, ou MTTF (Mean Time To Failure), est la durée moyenne d'utilisation d'un composant/système avant sa première panne. Le MTTF est un indicateur de la fiabilité.. [37](#)

MTTR Le temps moyen pour réparer, ou MTTR (Mean Time To Repair), est la moyenne du temps de tâches de réparation. Le MTTR est un indicateur de la fiabilité.. [37](#), [38](#)

z-transform La transformation en Z est un outil mathématique de l'automatique et du traitement du signal, qui est l'équivalent discret de la transformée de Laplace.. [9](#), [26](#)

Annexe C

Liste des symboles

α paramètre d'échelle de la loi Weibull. [37](#)

β paramètre de forme de la loi Weibull. [37](#)

E_t Énergie générée durant la période "t". [120](#)

€ symbole monétaire. [48](#)

GW Giga-Watts. [105](#)

M Nombre d'intervalles de la charge. [41](#)

MW Méga-Watts. [7](#), [98](#), [105](#), [119](#), [124](#), [126](#), [127](#), [130](#), [131](#), [133](#), [140](#), [XIII](#)

⊗ opérateur de composition de la fonction UGF. [26](#)

r Taux d'actualisation. [104](#), [106](#), [107](#), [110](#), [113](#), [116](#), [120](#), [123](#), [124](#)

v vitesse de vent. [117](#)

v_{ci} vitesse d'enclenchement d'une éolienne (cut-in speed). [40](#), [117](#)

v_r rated speed. [40](#), [41](#), [117](#)

Annexe D

Annexes

D.1 Figures annexes

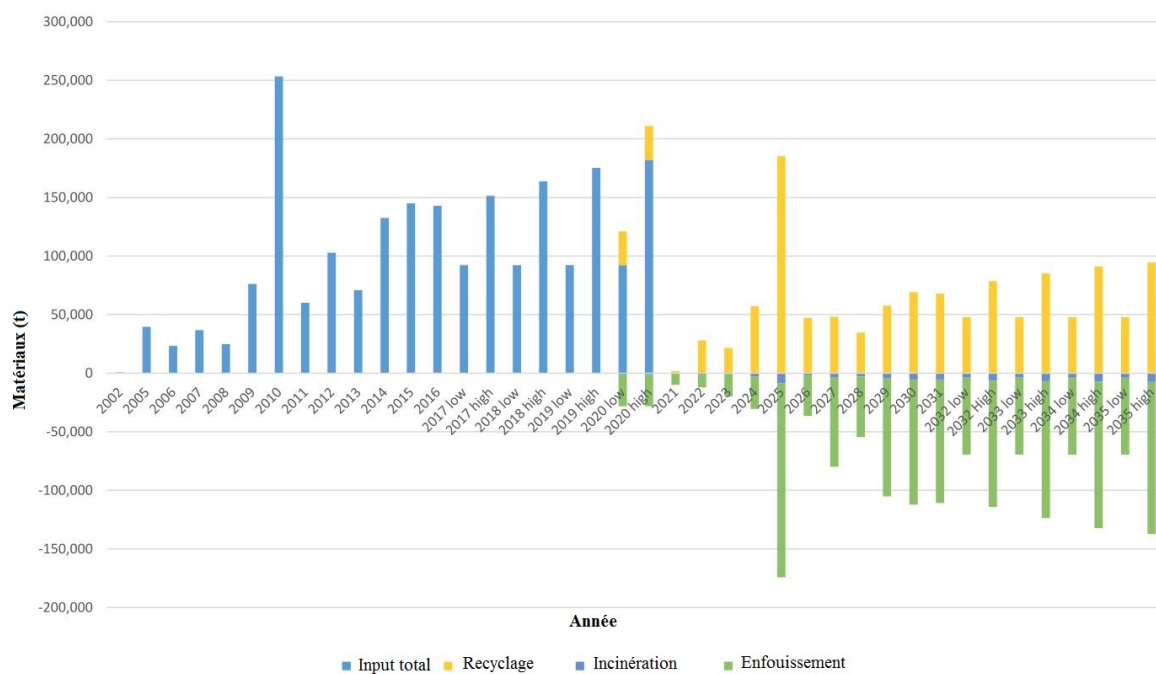


FIGURE D.1 – Flux de matières et leurs fins de vie en prenant en compte les prévisions d’installations futures des éoliennes dans la CA. Unité en tons.–> Retour à la section du chapitre ici : [3.20](#)

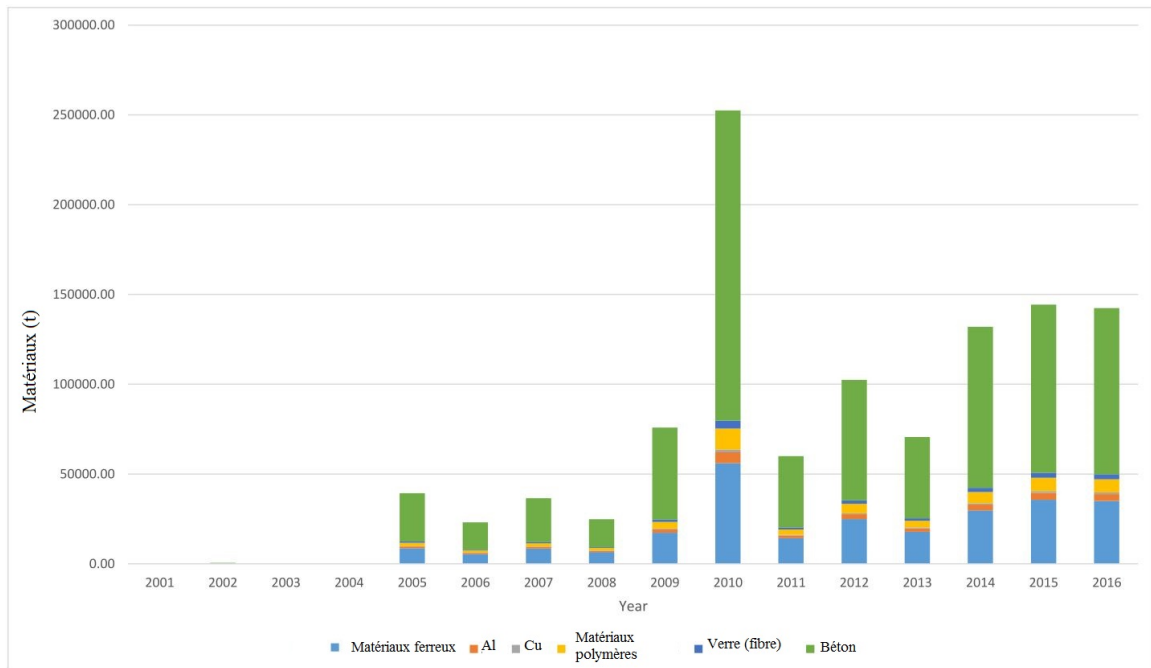


FIGURE D.2 – Flux de matières injectés dans la CA, seul les 6 principales sont présentées. Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : [3.13](#)

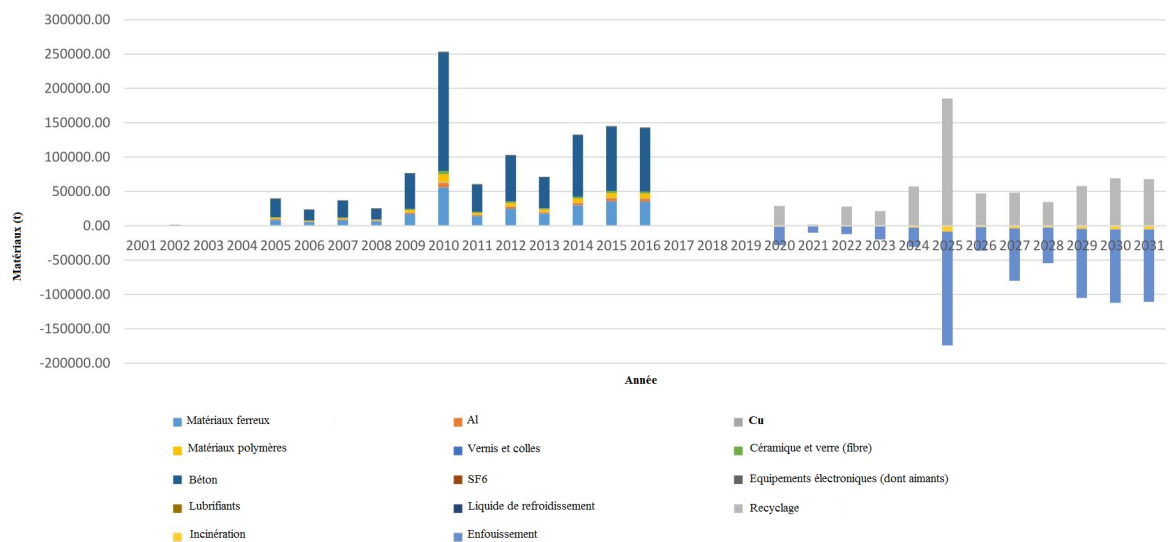


FIGURE D.3 – Flux de matières et leurs fins de vie en prenant en compte les prévisions d'installations futures des éoliennes dans la CA, représentations en matières. Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : [3.13](#)

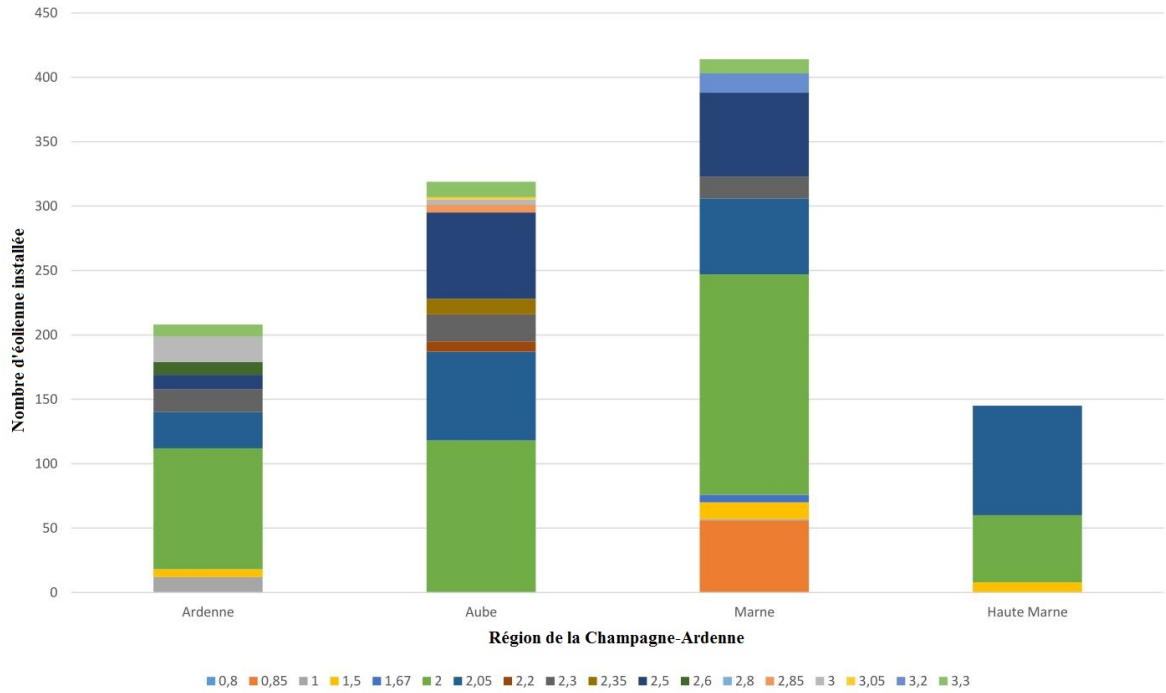


FIGURE D.4 – Capacité (taille) des éoliennes installées dans la région CA, représentation départementale. Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : 3.15

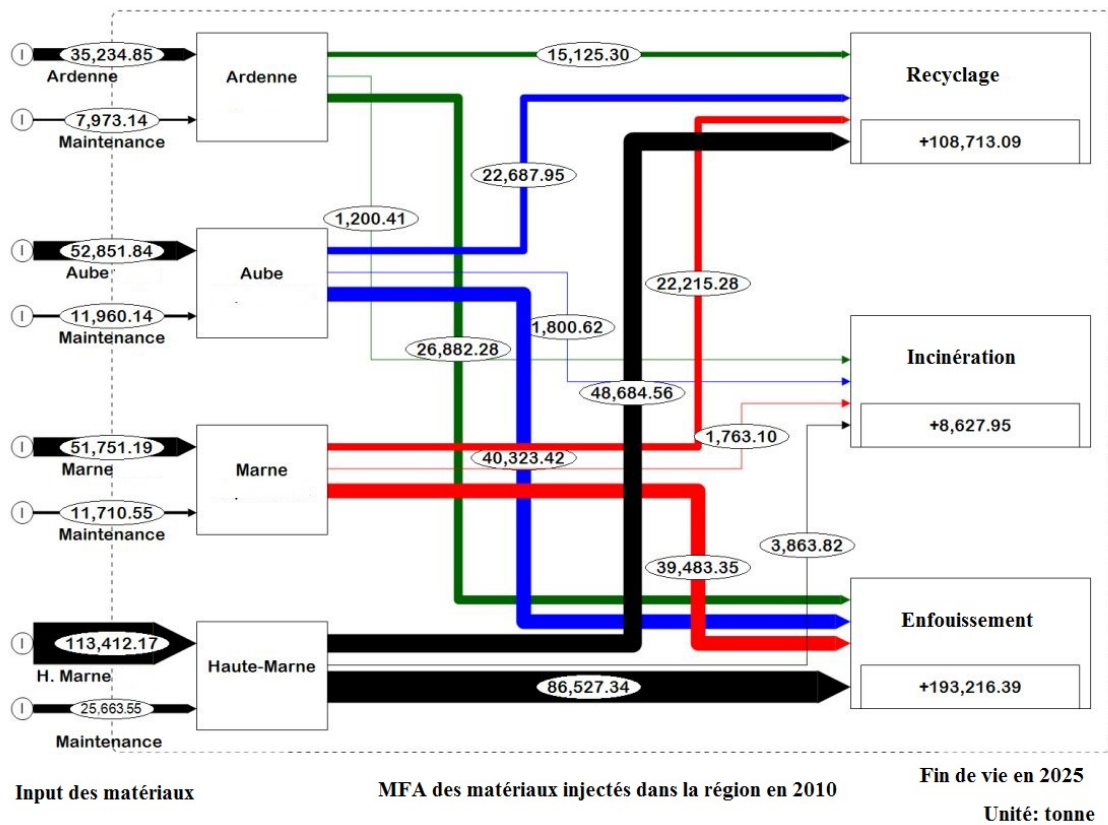


FIGURE D.5 – Représentation des flux en utilisant le logiciel "STAN" et en considérant le scénario de maintenance numéro (ii). Unité en tons.-> Retour à la section du chapitre ici : 3.17

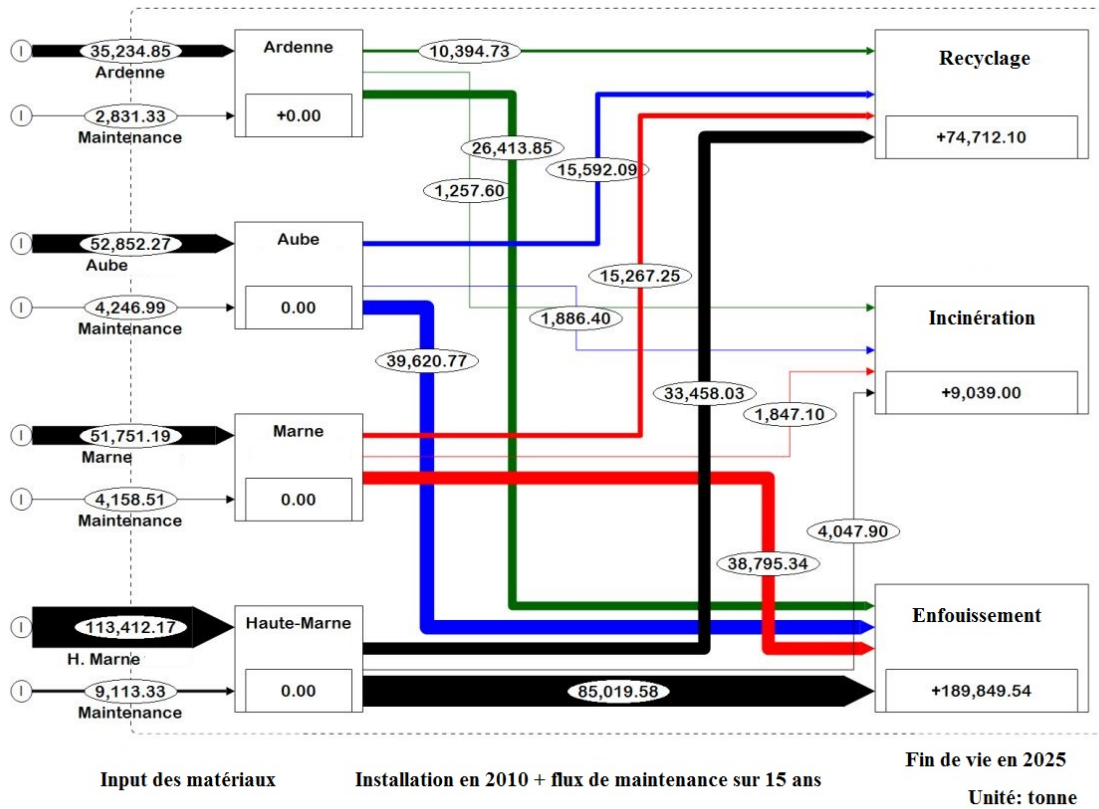


FIGURE D.6 – Représentation des flux en utilisant le logiciel "STAN" et en considérant la troisième politique de maintenance. Unité en tons. → Retour à la section du chapitre ici : 3.17

D.2 Tableaux annexes

TABLEAU D.1 – Caractéristiques des versions des sous-systèmes disponible dans le marché

sous-système no.	Version no.	A	Performance E (MW)
1. Turbine	1	0,97	2
	2	0,98	2,5
	3	0,96	2
	4	0,971	2
	5	0,95	2,1
	6	0,975	2,3
	7	0,978	3,6
	8	0,98	3
	9	0,98	2,5
2. Transformateur	1	0,86	2,5
	2	0,85	2,5
	3	0,84	2,5
	4	0,8	2,5
	5	0,75	2,5
3. Composants électriques	1	0,739	2,5
	2	0,712	2,5
	3	0,685	2,5
	4	0,658	2,5
	1	0,978	2,5
2	0,986	2,5	

Suite du tableau

TABLEAU D.1 – Suite du tableau

sous-système no.	Version no.	A	Performance E (MW)
5. Lignes MT (câbles)	3	0,978	2,5
	4	0,85	2,5
	5	0,84	2,5
	6	0,8	2,5
	7	0,75	2,5
	8	0,673	2,5
	1	0,739	2
	2	0,712	2
	3	0,685	2
	4	0,658	2
	5	0,658	2

-> retour à la section du chapitre ici : [3.3](#).

TABLEAU D.2 – PRG des différentes versions des turbines. Retour à la section ici-> [3.3](#)

WT version used in the wind farm	PRG (g CO2/KWh)
1	9,7
2	10,9
3	8,3
4	8,9
5	9,7
6	5
7	4
8	4,5
9	9,5

D.3 Illustration de l'équation (2.60) par un exemple :

Les opérateurs $(\oplus; \otimes)$ sont utilisés pour les opérations entre composants indépendants. De même, les opérateurs $(\overline{\oplus}; \overline{\otimes})$ sont utilisés entre les composants dépendants.

On considère deux composants (1;2) connectés en parallèle. Le composant "1" est configuré comme tel :

$$\begin{cases} g_1 & = (0, 1; 2; 3) \\ p_1 & = (0, 1; 0, 2; 0, 3; 0, 4) \end{cases} \quad (D.1)$$

La distribution de probabilité du composant "2" dépend des états de performance du composant "1" tel que :

— Si $G_1 \leq 2 \equiv G_1 \in g_1^1 = (0; 1; 2)$, alors le composant "2" a une probabilité de distribution de :

$$\begin{cases} g_{2/1} & = \{0; 9\} \\ q_{2/1} & = \{0, 3; 0, 7\} \end{cases} \quad (D.2)$$

— Si $G_1 > 2 \equiv G_1 \in g_1^2 = (3)$, alors le composant "2" a une probabilité de distribution de :

$$\begin{cases} g_{2/2} & = \{0; 3\} \\ q_{2/2} & = \{0, 1; 0, 9\} \end{cases} \quad (D.3)$$

De ce fait, la probabilité de distribution conditionnelle du composant "2" est représentée par l'ensemble :

$$\begin{cases} g_2 & = \{0; 3; 9\} \\ p_{2/1} & = \{0, 3; 0, 7\} \\ p_{2/2} & = \{0, 1; 0, 9; 0\} \end{cases} \quad (D.4)$$

Les fonctions-u des deux composants sont :

$$\begin{cases} u_1(z) = & 0, 1z^0 + 0, 2z^1 + 0, 3z^2 + 0, 4z^3 \\ u_2(z) = & \binom{0,3}{0,1}z^0 + \binom{0}{0,9}z^3 + \binom{0,7}{0}z^9 \end{cases} \quad (D.5)$$

La fonction-u représentant la performance est obtenue :

$$u_1(z) \overline{\otimes} u_2(z) = \sum_{h=1}^4 p_{1h} \sum_{c=1}^3 p_{2c/\mu(h)} z^{g_{2c}} \quad (D.6)$$

ou :

$$\begin{aligned} u_1(z) \overline{\otimes} u_2(z) &= 0, 1(0, 3z^0 + 0z^3 + 0, 7z^9) \\ &+ 0, 2(0, 3z^0 + 0z^3 + 0, 7z^9) \\ &+ 0, 3(0, 3z^0 + 0z^3 + 0, 7z^9) \\ &+ 0, 4(0, 1z^0 + 0, 9z^3 + 0z^9) \end{aligned}$$

en développant...

$$= 0, 42z^9 + 0, 36z^3 + 0, 22z^0$$

De ce fait, la combinaison des deux combinaison est écrite sous la forme de l'équation (référence) :

$$U_{MSS_i}(z) = \sum_{MSS_i}^M p_{MSS_i} z^{g_{MSS_i}}$$

-> Retour à la section du chapitre "1" ici : [2.60](#)

D.4 Résolution de l'exemple d'application numéro "2"

: Selon l'exemple les composants de l'éolienne (supposée être une SME) doivent produire 3 MW, puis 3,5 MW. On définit donc R(3) et R(3,5) comme la disponibilité que le SME atteigne les valeurs correspondantes. Nous rappelons dans la figure 2.30 la composition du SME.

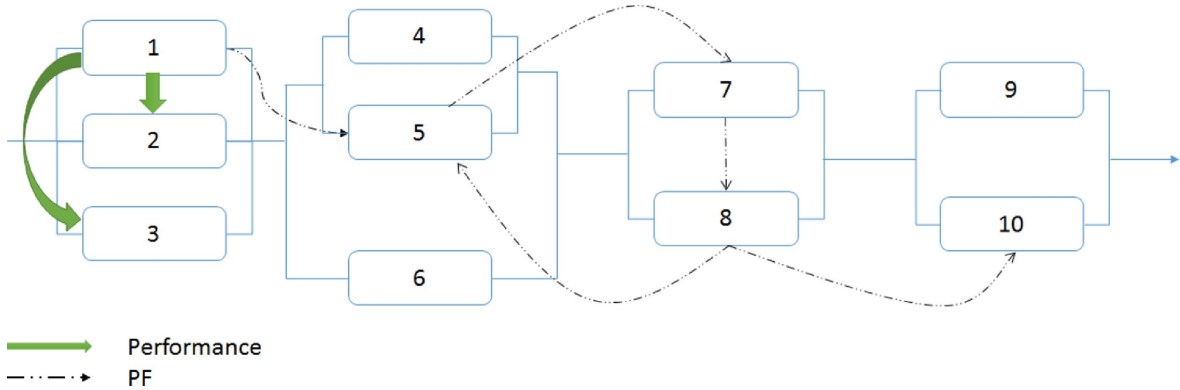


FIGURE D.7 – Système éolien et ses dépendances 2.3.3

Pour la résolution de cet exemple, on commencera par la définition des dépendances liées à la performance.

— Dépendance liée à la performance :

Les fonctions-u pour les composants "1" à "3" sont :

$$\begin{cases} u_1(z) = 0,05z^0 + 0,1z^1 + 0,85z^3 \\ \overline{u_2(z)} = \begin{pmatrix} 0,3 \\ 0,3 \\ 0,1 \end{pmatrix} z^0 + \begin{pmatrix} 0,7 \\ 0,7 \\ 0 \end{pmatrix} z^3 + \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,9 \end{pmatrix} z^5 \\ \overline{u_3(z)} = \begin{pmatrix} 0,8 \\ 0,2 \\ 0,2 \end{pmatrix} z^0 + \begin{pmatrix} 0,2 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} z^2 + \begin{pmatrix} 0 \\ 0,8 \\ 0,8 \end{pmatrix} z^3 \end{cases} \quad (D.7)$$

En considérant la fonction-u équivalente $\alpha = "2 + 3"$, on écrit :

$$\begin{aligned} \overline{u_\alpha(z)} = \overline{u_2(z)} \otimes \overline{u_3(z)} &= \begin{pmatrix} 0,24 \\ 0,06 \\ 0,02 \end{pmatrix} z^0 + \begin{pmatrix} 0,06 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} z^2 + \begin{pmatrix} 0,56 \\ 0,38 \\ 0,08 \end{pmatrix} z^3 \\ &+ \begin{pmatrix} 0,14 \\ 0 \\ 0,18 \end{pmatrix} z^5 + \begin{pmatrix} 0 \\ 0,56 \\ 0 \end{pmatrix} z^6 + \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,72 \end{pmatrix} z^8 \end{aligned}$$

On considère aussi U_I la fonction-u équivalente au groupe "1 + 4". On a :

$$\begin{aligned} U_I(z) = u_1(z) \otimes \overline{u_\alpha(z)} &= \sum_{k=1}^3 p_{1k} \sum_{c=1}^6 p_{\alpha c / \mu(k)} z^{g_{1c} + g_{\alpha c}} \\ &= 0,612z^{11} + 0,153z^8 + 0,056z^7 \\ &+ 0,068z^6 + 0,007z^5 + 0,038z^4 \\ &+ 0,045z^3 + 0,003z^2 + 0,006z^1 + 0,012z^0 \end{aligned}$$

De ce fait, la propagation de défaillance est activée avec une probabilité de "0,012".

— Dépendance liée à la propagation de défaillance

Le nombre des composants pouvant générer une propagation de défaillance sont de l'ordre de $2^4 = 16$, ils sont :

$$\begin{cases} A_1 & = \{5\} \\ A_5 & = \{7\} \\ A_7 & = \{8\} \\ A_8 & = \{5; 10\} \end{cases} \quad (D.8)$$

On va dès lors générer les fonctions-u et les probabilités de masse conditionnelles de ces défaillances. On a :

$$\begin{aligned} \overline{U_1(z)} &= \frac{U_1(z)}{z^0} \\ &= 1 - 0,012 \\ &= 0,00607z^1 + 0,00304z^2 + 0,04555z^3 \\ &+ 0,03846z^4 + 0,00709z^5 + 0,06883z^6 \\ &+ 0,05668z^7 + 0,15486z^8 + 0,61943z^{11} \end{aligned}$$

Et :

$$\begin{cases} \frac{u_4(z)}{z^0} & = 0,8z^4 + 0,2z^0 \\ \frac{u_5(z)}{z^0} & = 0,8889z^4 + 0,1111z^0 \\ \frac{u_6(z)}{z^0} & = 0,85z^5 + 0,15z^0 \\ \frac{u_7(z)}{z^0} & = 0,8947z^4 + 0,1053z^0 \\ \frac{u_8(z)}{z^0} & = 0,8947z^3 + 0,1053z^0 \\ u_9(z) & = 0,8z^4 + 0,2z^0 \\ u_{10}(z) & = 0,8z^4 + 0,2z^0 \end{cases} \quad (D.9)$$

La propagation de défaillance est activée pour "16" cas : $P_1 \times P_5 \times P_7 \times P_8$. "P" sont les probabilités.

On a :

$$\begin{cases} \Phi_0 & = \overline{P_1 P_5 P_7 P_8} \\ & = (1 - 0,012)(1 - 0,1)(1 - 0,5)(1 - 0,5) \\ & = 0,802503 \end{cases} \quad (D.10)$$

Puis :

$$\begin{cases} \Phi_1 & = P_1 \overline{P_5 P_7 P_8} = 0,009747 \\ \Phi_2 & = P_5 \overline{P_1 P_7 P_8} = 0,089167 \\ \Phi_3 & = P_7 \overline{P_1 P_5 P_8} = 0,042237 \\ \Phi_4 & = P_8 \overline{P_1 P_5 P_7} = 0,042237 \\ \Phi_5 & = P_1 P_5 \overline{P_7 P_8} = 0,001083 \\ \Phi_6 & = P_1 P_7 \overline{P_5 P_8} = 0,000513 \\ \Phi_7 & = P_1 P_8 \overline{P_5 P_7} = 0,000513 \\ \Phi_8 & = P_5 P_7 \overline{P_1 P_8} = 0,004693 \\ \Phi_9 & = P_5 P_8 \overline{P_1 P_7} = 0,004693 \\ \Phi_{10} & = P_7 P_8 \overline{P_1 P_5} = 0,002223 \\ \Phi_{11} & = P_5 P_7 P_8 \overline{P_1} = 0,000247 \\ \Phi_{12} & = P_1 P_7 P_8 \overline{P_5} = 0,000027 \\ \Phi_{13} & = P_1 P_5 P_8 \overline{P_7} = 0,000057 \\ \Phi_{14} & = P_1 P_5 P_7 \overline{P_8} = 0,000057 \end{cases} \quad (D.11)$$

Et :

$$\Phi_{15} = P_1 P_5 P_7 P_8 = 0,000003 \quad (D.12)$$

Les fonctions-u sont :

Pour $a = 0$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_0}(z) &= U_I \oplus (u_4(z) \otimes u_5(z) \otimes u_6(z)) \oplus (u_7(z) \otimes u_8(z)) \oplus (u_9(z) \otimes u_{10}(z)) \\ &= 0,0538z^0 + 0,0056z^1 + 0,0029z^2 + 0,1283z^3 + 0,0122z^5 + 0,0331z^6 + 0,3992z^7 \end{aligned}$$

Pour $a = 1$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_1}(z) &= f(z) \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (u_7(z) \otimes u_8(z)) \oplus (u_9(z) \otimes u_{10}(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 2$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_2}(z) &= U_I \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes u_8(z)) \oplus (u_9(z) \otimes u_{10}(z)) \\ &= 0,1669z^0 + 0,0051z^1 + 0,0025z^2 + 0,8255z^3 \end{aligned}$$

Pour $a = 3$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_3}(z) &= U_I \oplus (u_4(z) \otimes u_5(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes u_{10}(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 4$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_4}(z) &= U_I \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (u_7(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes f(z)) \\ &= 0,3057z^0 + 0,0042z^1 + 0,0022z^2 + 0,0316z^3 + 0,6563z^4 \end{aligned}$$

Pour $a = 5$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_5}(z) &= f(z) \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes u_8(z)) \oplus (u_9(z) \otimes u_{10}(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 6$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_6}(z) &= f(z) \oplus (u_4(z) \otimes u_5(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes u_{10}(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 7$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_7}(z) &= f(z) \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (u_7(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes f(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 8$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_8}(z) &= U_I \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes u_{10}(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 9$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_9}(z) &= U_I \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes f(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 10$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_{10}}(z) &= U_I \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes f(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 11$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_{11}}(z) &= U_I \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes f(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 12$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_{12}}(z) &= f(z) \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes f(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 13$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_{13}}(z) &= f(z) \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes f(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 14$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_{14}}(z) &= f(z) \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes u_{10}(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Pour $a = 15$, on a :

$$\begin{aligned} U_{a_{15}}(z) &= f(z) \oplus (u_4(z) \otimes f(z) \otimes u_6(z)) \oplus (f(z) \otimes f(z)) \oplus (u_9(z) \otimes f(z)) \\ &= z^0 \end{aligned}$$

Ensuite, nous calculons la probabilité de masse de notre **SME**. On a :

$$\begin{aligned} U(z) &= \sum_{\alpha=0}^{15} \Phi_{\alpha} U_{\alpha}(z) \\ &= 0,3204z^7 + 0,0266z^6 + 0,0098z^5 + 0,3206z^4 \\ &\quad + 0,1779z^3 + 0,0026z^2 + 0,0051z^1 + 0,1371z^0 \end{aligned}$$

Enfin, nous calculons la disponibilité du système :

$$\begin{cases} R(5) &= 0,3567 \\ R(3) &= 0,8552 \end{cases} \quad (D.13)$$

Aussi, la performance conditionnelle du système pour les deux objectifs sont :

$$\begin{cases} W(5) &= \frac{\sum U(5)}{R(5)} = \frac{(0,3204 \times 7) + (0,0266 \times 6) + (0,0098 \times 5)}{0,3567} = 6,8724 \\ W(3) &= 4,99 \end{cases} \quad (D.14)$$

Au final, on a les résultats présentés dans le tableau **D.3**.

Aussi, afin de comparer ces résultats avec d'autres scénarios, nous considérons que :

— Dans le cas où il n'y a pas de dépendances, le performance des composants "2" et "3" sont **D.4** :

Les autres données des autres composants restent inchangées. Aussi, la probabilité de défaillance sera intégrée dans l'état "0" pour le cas où il n'y aura pas de dépendance. Ensuite, on va comparer les scénarios suivants :

TABLEAU D.3 – Résultats de la simulation

G	8	7	6	5	4	3	2	1	0
R	0,0000	0,3204	0,3469	0,3567	0,6773	0,8552	0,8578	0,8629	1,0000

TABLEAU D.4 – Résultats de la simulation

Composant	G	P
2	$g_2=(0/3/5)$	$p_2=(0,1/0,2/0,7)$
3	$g_3=(0/2/3)$	$p_3=(0,1/0,1/0,8)$

1. Cas de non dépendance;
2. Cas d'existence de dépendance liée à la performance seulement;
3. Cas d'existence de dépendance liée à la propagation de défaillance seulement;
4. Cas d'existence d'une combinaison des deux dépendances précédentes.

Ainsi, les résultats commentés sont présentés dans la section 2.6. Nous reprenons dans cette partie la figure de l'évaluation de la performance du SME. La figure D.8 représente les résultats de la simulation.

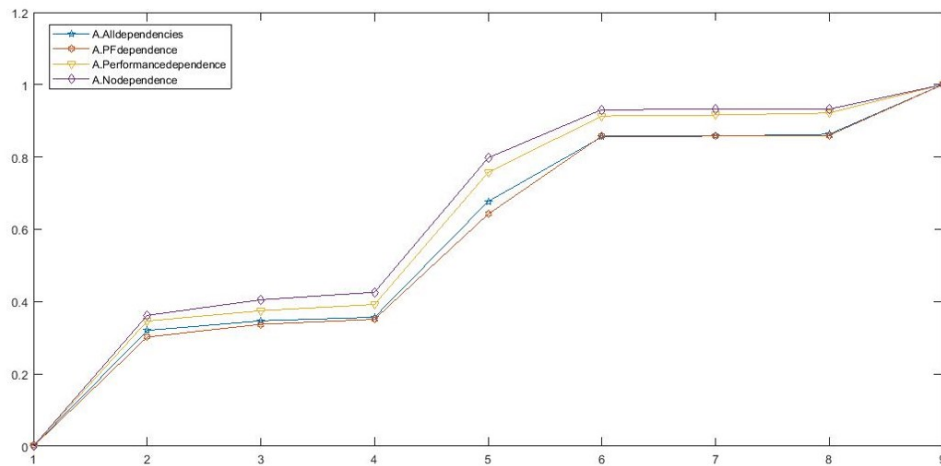


FIGURE D.8 – Résultats de la simulation 2.6

— Développement de la moyenne de la variable aléatoire "X"

On a :

$$E[X] = \sum_{i=0}^k p_i x_i = \sum_{i=0}^k .i. \binom{k}{i} . \Pi^i . (1 - \Pi)^{k-i}$$

On réalise un changement de variable.

On pose : $j = i - 1$, et $i = j + 1$ Alors :

$$E[X] \begin{cases} = \sum_{j=-1}^{k-1} (j+1) \binom{k}{j+1} \Pi^{j+1} (1 - \Pi)^{k-j-1} \\ = \sum_{j=0}^{k-1} (j+1) \binom{k-1}{j} \Pi^{j+1} (1 - \Pi)^{k-j-1} \end{cases}$$

Pour rappel, on a : $C_n^k = \frac{n}{k} C_{n-1}^{k-1}$. On a aussi :

$$\binom{k}{j} = \frac{k}{j} \binom{k-1}{j-1}$$

Donc :

$$\binom{k}{j+1} = \frac{k}{j+1} \binom{k-1}{j}$$

Alors :

$$E[X] \left\{ \begin{array}{l} = \sum_{j=0}^{k-1} (j+1) \frac{k}{j+1} \binom{k-1}{j} \Pi^{j+1} (1-\Pi)^{k-j-1} \\ = \sum_{j=0}^{k-1} k \binom{k-1}{j} \Pi^{j+1} (1-\Pi)^{k-j-1} \\ = \sum_{j=0}^{k-1} k \Pi \binom{k-1}{j} \Pi^j (1-\Pi)^{k-j-1} \\ = k \Pi [\Pi + (1-\Pi)]^{k-1} \\ = k \Pi \end{array} \right.$$

On retrouve alors le résultat présenté dans l'équation de départ.

-> Retour au chapitre ici : [2.8](#)

D.5 Modèle de dépendance lié à la propagation de défaillance PF

Cette section reprend le modèle UGF caractérisant le modèle de dépendance lié à la propagation de défaillance PF proposé par Levitin. Les principales étapes de ce modèle sont :

On rappelle d'abord la fonction génératrice universelle d'un composant "j" avec les états de performances et leurs probabilités respectivement $\{(p_{j0}, g_{j0}); \dots; (p_{jkj}, g_{jkj})\}$. On rappelle aussi que $\sum h = 0 k_j p_{jh} = 1$.

On a :

$$u_j(z) = \sum_{h_j=0}^{k_j} p_{jh_j} z^{g_{jh_j}} \quad (D.15)$$

On utilisera dès lors les opérateurs \otimes ou \oplus pour générer les fonctions UGF dans un SME.

Dans ce modèle, la PF est modélisé en assumant que l'état "0" de chaque composant du SME correspond à la PF généré par ce dernier (si le composant ne provoque pas de PF, son état sera toujours équivalent à "0" et rien ne se passera ensuite). Aussi, il est considéré que la performance de ce composant dans l'état de PF est $g_{j0} = x$.

De ce fait, la densité de masse de la performance de ce composant due à la PF est représentée par la fonction transformée " $f(z) = z^x$ ". De ce fait, la densité de masse conditionnelle de tout composant "j" qui n'est pas défaillant à cause de la PF peut être représentée par la fonction UGF :

$$\tilde{u}_j(z) = \sum_{h_j=1}^{k_j} \frac{p_{jh_j}}{1-p_{j0}} z^{g_{jh_j}} \quad (D.16)$$

Si le composant ne peut générer une PF, alors sa probabilité p_{j0} correspondante serait égale à "0". Dans ce cas, on a :

$$\tilde{u}_j(z) = \sum_{h_j=1}^{k_j} p_{jh_j} z^{g_{jh_j}} \quad (D.17)$$

On remarque ici que $\tilde{u}_j(z)$ est obtenue en supprimant le terme $0z^x$ de $u_j(z)$.

Ensuite, on suppose que $m \leq n$ composants $\{j(1), j(2), \dots, j(m)\}$ pouvant causer une PF. Aussi, la probabilité de PF du composant $j(k)$ est $p_{j(k)0}$. On suppose aussi les PF sont statistiquement indépendants. Il y a donc 2^m combinaisons possibles de PF. On pose pour chaque combinaison "s" tel que : $0 \leq s \leq 2^m - 1$. La PF est déclenchée pour un composant $j(k)$ si :

$$\alpha(k) = \text{mod}_2 \left[s/2^{k-1} \right] = 1 \quad (D.18)$$

Quand on varie "s" de "0" à " $s = 2^m - 1$ ", on obtient toutes les combinaisons possibles de la PF. La probabilité Q_s de la combinaison "s" de la PF est :

$$Q_s = \prod_{i=1}^m p_{j(i)0}^{\alpha(i)} (1-p_{j(i)0})^{1-\alpha(i)} \quad (D.19)$$

Les auteurs ont aussi considéré une sous-ensemble " $A_{j(k)}$ " de composants affectés par la PF propagée par le composant " $j(k)$ ". Cet ensemble affecté par cette combinaison " s " de la PF peut être obtenu comme :

$$\Phi_s = \bigcup_{k=1}^m A_{j(k)}^* \quad (\text{D.20})$$

Avec :

$$A_{j(k)}^* = \begin{cases} A_{j(k)} \cup \{j(k)\} & \text{si } \alpha(k) = 1 \\ \emptyset & \text{si } \alpha(k) = 0 \end{cases} \quad (\text{D.21})$$

Ainsi, lorsque la PF s'effectue pour une combinaison " s ", tout composant appartenant à l'ensemble Φ_s est défaillant suivant la défaillance PF. Sa fonction-u est donc remplacée par " $f(z)$ ". La densité de masse de performance de tout autre composant ne faisant pas partie de Φ_s sera représenté par la fonction UGF $\tilde{u}_j(z)$.

Ainsi, il faudrait remplacer cette fonction-u par " $f(z)$ " pour les composants appartenant à l'ensemble déclenchant la PF. On applique ensuite les règles de RBD pour obtenir la fonction-u " $U_s(z)$ " représentante le système pour une combinaison de PF " s ".

Selon le théorème de probabilité totale, la probabilité pour que la performance du système " V " prend la valeur " v_i " est :

$$\Pr\{V = v_i\} = \sum_{s=0}^{2^m-1} \Pr\{\text{combinaison "s"}\} \times \Pr\{V = v_i | \text{combinaison "s"}\} \quad (\text{D.22})$$

De ce fait, en ayant la probabilité " Q_s " de chaque combinaison " s " et les fonctions " $U_s(z)$ ", on peut dès lors obtenir la fonction UGF représentante de la performance du système. On a :

$$U(z) = \sum_{s=0}^{2^m-1} Q_s U_s(z) = \sum_{s=0}^{2^m-1} U_s(z) \prod_{i=1}^m p_{j(k)}^{\alpha(k)} (1 - p_{j(k)})^{1-\alpha(k)} \quad (\text{D.23})$$

Ainsi, comme présenté dans la section 2.6, on hybridera ce modèle présenté par Levitin par le notre pour évaluer la performance d'un SME (dans notre cas un système éolien) qui subit une combinaison de deux dépendances.

→ retour à la section ici : 2.60.

Nacef TAZI

Doctorat : Optimisation et Sûreté des Systèmes

Année 2018

Evaluation de la disponibilité et de l'impact environnemental des parcs éoliens (EDIPEO)

Le développement croissant des parcs éoliens sur le territoire français est l'un des leviers majeurs en faveur de l'intégration des énergies renouvelables dans le mixte énergétique national. Cependant, ce dernier se heurte à des problématiques de maintenabilité et des incertitudes sur la durée de vie, d'autant plus que la gestion de fin de vie de ces parcs n'est qu'à ses débuts. Actuellement, peu de travaux traitent de l'évaluation de la performance globale (dont performance technologique et environnementale) de ces systèmes.

Ce projet de thèse se propose d'améliorer et de développer des méthodes d'évaluation de la performance technologique (sûreté de fonctionnement) et d'évaluer le gisement de fin de vie de l'éolien dans la région Champagne-Ardenne. Il s'agit, d'une part, de réaliser une étude de sûreté de fonctionnement du système éolien avec un focus sur la fiabilité et la maintenabilité du système en prenant en compte l'interdépendance de ses composants. En effet, cette dernière constitue un levier d'amélioration. D'autre part, l'évaluation de l'impact environnemental de ces installations est nécessaire afin de déterminer des critères de choix technologique et de topologie. Dans ce travail, la MFA et l'ACV comme support à l'écoconception, ont permis de quantifier le gisement en fin de vie, de réduire les impacts environnementaux durant toutes les phases de vie du système et améliorer la durabilité de ce dernier. De plus, des données de la région sont utilisées pour illustrer les résultats et développer des modèles économiques.

Mots clés : énergie éolienne – fiabilité – maintenabilité – durée de vie (ingénierie) – impact environnemental – dépendance (statistique).

Reliability and Environmental Impact Assessment of Wind Farms

World society now is concerned more than ever about environmental impacts that power plants generate in their lifetime cycles. This last concern provides an opportunity for wind energy to be more attractive than conventional power plants. However, literature shows that there is no consideration or only few works on assessing the global performance of these power plants. Besides, these performances are still assessed independently from each other's. It is thus necessary to consider assessing reliability, availability and their influence on environmental impacts.

To do so, we will improve and develop reliability and dependability methods and combine them to an environmental impact assessment protocol in this thesis. Indeed, a reliability assessment of systems with multiple components was made considering the combination of multiple dependencies in this system. This model was then injected in a maintenance policy with the consideration of components degradations. Then, an environmental based analysis considering the results of the reliability assessment was performed. This second step was based on MFA and LCA studies as tools of design for sustainability. It will thus help to reduce environmental impacts of wind turbine over its lifetime. The objective of these assessment methods is to enhance the sustainability of wind turbines. Results were illustrated using data from the Champagne-Ardenne region.

Keywords: wind power – reliability – maintainability (engineering) – service life (engineering) – dependence (statistics) – environmental impact analysis.

Thèse réalisée en partenariat entre :

