



HAL
open science

Développement d'un outil de modélisation et d'optimisation pour les éoliennes à double rotor : application à la comparaison avec l'éolien classique

Thomas Amoretti

► To cite this version:

Thomas Amoretti. Développement d'un outil de modélisation et d'optimisation pour les éoliennes à double rotor : application à la comparaison avec l'éolien classique. Energie électrique. HESAM Université, 2023. Français. NNT : 2023HESAE079 . tel-04470510

HAL Id: tel-04470510

<https://pastel.hal.science/tel-04470510v1>

Submitted on 21 Feb 2024

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.

ÉCOLE DOCTORALE SCIENCES ET MÉTIERS DE L'INGÉNIEUR

[Laboratoire LISPEN - Campus d'Aix-en-Provence]

THÈSE

présentée par : **Thomas AMORETTI**
soutenue le : **18 décembre 2023**

pour obtenir le grade de : **Docteur d'HESAM Université**

préparée à : **École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers**
Spécialité : **Génie énergétique**

**Développement d'un outil de modélisation et d'optimisation
pour les éoliennes à double rotor : application à la
comparaison avec l'éolien classique**

THÈSE dirigée par :
Monsieur ROUCOULES Lionel

et co-encadrée par :
Monsieur HUET Florian
Monsieur GARAMBOIS Pierre

Jury

M. Bruno SARENI Professeur des Universités, LAPLACE, Université de Toulouse
Mme Annie LEROY Maître de Conférences, CREA, École de l'air et de l'Espace
M. Yann CRESSAULT Professeur des Universités, LAPLACE, Université de Toulouse
M. Florent RAVELET Professeur des Universités, LIFSE, Arts et Métiers
M. Lionel ROUCOULES Professeur des Universités, LISPEN, Arts et Métiers
M. Pierre GARAMBOIS Maître de Conférences, LISPEN, Arts et Métiers
M. Florian HUET Maître de Conférences, LISPEN, Arts et Métiers

Président
Rapporteuse
Rapporteur
Examinateur
Examinateur
Examinateur
Examinateur

**T
H
È
S
E**

Les enfants seuls savent ce qu'ils cherchent

Antoine de Saint-Exupéry, *Le Petit Prince*

Et pourtant, elle tourne !

Galilée

Remerciements

La rédaction et l'aboutissement d'une thèse présupposent d'un travail de longue haleine qui implique et transforme son auteur en profondeur. Mais un tel achèvement n'aurait pu être mené à terme sans le soutien et l'entourage de nombreuses personnes qui me sont chères et que j'associe à mon nom dans l'élaboration de ce manuscrit.

Je souhaiterais remercier tout d'abord Monsieur Lionel Roucoules, Professeur aux Arts et Métiers, qui m'a encadré durant ces trois années de doctorat. Merci pour l'apport de l'expérience dans l'encadrement avec la vision structurelle de la thèse ainsi que de la rédaction des communications. Merci également pour la disponibilité, j'ai eu beaucoup de chance d'avoir pu échanger autant avec mon directeur de thèse. Je souhaiterais également remercier Messieurs Florian Huet et Pierre Garambois, Maîtres de conférence aux Arts et Métiers, co-encadrants de thèse, pour leur accompagnement tout au long de ce travail de thèse. Merci pour votre disponibilité, quasi quotidienne, pour le temps passé à comprendre certains aspects techniques des modèles ou de la littérature et pour vos attentives relectures. Merci à toi Pierre de m'avoir embarqué dans cette aventure en fin d'école d'ingénieur et pour (entre autres) tes explications limpides sur les algorithmes génétiques. Merci à toi Florian pour tout le temps consacré, notamment pour la prise en main informatique ou la procédure de publication. Merci à vous deux de m'avoir donné l'opportunité d'enseigner à travers vos matières respectives, ça a été une superbe expérience.

Je voudrais ensuite remercier les membres du jury, dans un premier temps Madame Annie Leroy, Maître de conférences à l'École de l'air ainsi que Monsieur Yann Cressault, Professeur à l'Université de Toulouse pour avoir accepté de rapporter mon manuscrit. Merci dans un second temps à Messieurs Florent Ravelet, Professeur aux Arts et Métiers, et Bruno Sareni, Professeur à l'Université de Toulouse pour avoir accepté de faire partie des examinateurs.

Merci à tous les collègues, déjà la vieille garde des doctorants du Lispen avec Nathanael, Lise, Kenza, Ohmid et Ali qui ont su m'accueillir dans mes premiers moments de thèse. Merci à Tingcheng et Quentin avec qui nous avons partagé l'ensemble de ces moments et qui arrivent, eux aussi, au bout de leurs travaux. Merci également à la relève pour avoir apporté leur dynamisme dans le labo avec Lucas, Rima, Rabab, Marho, Chao et Paul avec lesquels nous avons pu passer de très bons moments allant du petit restaurant jusqu'à la randonnée épique ! Je vous souhaite une bonne continuation de vos thèses, vous êtes au top ! Merci également à Cyprien, de passage, mais ayant apporté sa bonne humeur. Merci aux doctorants du MSMP/Cesi, Hugo, Lisa, Louise, Flavien, Quanjin, Patricia et Amine d'avoir partagé ces moments et expériences de thèse.

REMERCIEMENTS

Pour compléter l'ensemble des collègues qui ont partagé mon quotidien, je voudrais remercier nos ingénieurs pédagogiques : Ariane, pour sa gentillesse qui est tombée bien malgré elle au milieu de tous ces doctorants et Camille qui porte avec énergie de beaux projets pour l'École. Merci également à Émilie pour son accompagnement sur la partie littéraire, bibliographique ou de loisir. Merci à Grazyna puis Ludivine pour leur aide précieuse dans la jungle administrative. Merci enfin à l'ensemble des professeurs et personnels avec qui j'ai pu échanger sur mes problématiques ou d'autres à la salle de pause (Esmâ, Camille, Julien, Arnaud, Matthias, Jean-Philippe, Agnès, Thibault, Quentin, Hervé, Haithem, Valéria, Lysandre, Dorian, Nicolas, Ricardo...). Merci spécialement à Marc Azou pour son aide dans la prise en main d'Heliciel, à Santino Busseta pour l'aide aux TP et à Olivier Flambeau pour son aide avec le serveur de calcul.

Je voudrais ensuite remercier mes proches avec tout d'abord mes parents, Sandrine et Gabriel qui ont toujours été présents pour me soutenir, dans tous les moments de cette aventure et dans bien d'autres. Je remercie également mon frère qui malgré la distance n'hésite pas une seule seconde à traverser la France pour partager de bons moments. Merci également à mes grands-parents, Josiane et Jean-Claude pour leur gentillesse et leurs visites à Aix. Merci également à mon grand-père Alain qui, je pense, aurait été fier de moi. Merci encore à mon oncle Franck, à mes tantes Carole et Agnès et à mes cousins Clément, Armand, Alexandre et Margaux. Merci à Marion, qui partage ma vie depuis plusieurs années et qui m'a patiemment supporté pendant ces trois dernières années où la thèse a été très présente. Merci également à Frédéric et Nathalie pour leur soutien. Merci aux deux mousquetaires Enguerran et Hugo, vous voir à Aix ou Grenoble fait un bien fou. Merci aux six doigts de la main, Meso, Ikear, Lethal, Trabi, Ursa et Marion encore elle, vous êtes en or. Merci également à Robin, à qui je souhaite bien du courage pour son début de thèse. Merci enfin à Bilou, Erwan, Alex, Léa, Thomas, Lise, Élodie, Aurianna pour les moments passés ensemble. Un dernier merci à Saki, félin de son état, qui m'a beaucoup aidé dans la phase de rédaction !

Pour conclure, je voudrais remercier la région Provence-Alpes-Côtes-d'Azur pour le financement public de cette thèse et plus largement l'ensemble des personnes qui œuvrent au quotidien pour pourvoir aux besoins de la société en termes de nourriture, énergie, santé, transport... Sans cela, pas de développement aussi fort de la recherche et de la science... Ne l'oublions pas.

REMERCIEMENTS

Résumé

La production d'énergie avec de faibles émissions de gaz à effet de serre est un objectif majeur de développement durable mondial. Une des technologies prometteuses pour y parvenir est l'énergie éolienne. Le travail présenté dans ce manuscrit porte sur l'étude d'un système éolien à axe horizontal innovant avec deux rangées de rotors successives. L'objectif principal poursuivi est de comparer les technologies issues du multi-rotor et la technologie d'éolienne "classique" afin d'établir les avantages et inconvénients d'utilisation de chacune dans un cas d'usage donné. Les éoliennes à double rotor peuvent voir ces derniers tourner en sens opposés (contra-rotatif) ou dans le même sens (co-rotatif), ce qui influence les performances obtenues.

Pour effectuer cette comparaison, des outils de modélisation et d'optimisation ont été développés afin de comparer les technologies le plus largement possible sans a priori sur les paramètres à fixer. Après une analyse de la littérature, les critères de comparaison sélectionnés ont été l'AEP (Annual Energy Production) et la masse de l'éolienne. En ce qui concerne la modélisation, cette dernière s'appuie sur un modèle aérodynamique fidèle et de résolution rapide, basé sur la théorie BEM (Blade Element Momentum) adaptée pour deux rotors. Ce modèle aérodynamique interagit avec des modèles mécaniques, électro-mécaniques et de poids de composants afin de décrire le comportement de chaque technologie. Les modèles sont couplés avec une stratégie de pilotage pour fournir les valeurs de performance des éoliennes ainsi modélisées. Pour trouver les instances de chaque technologie d'éolienne en vue d'une comparaison, des algorithmes d'optimisation mono-objectif (PSO) ou multi-objectifs non pondérés (NSGA-II) ont été utilisés. Les modèles ont été validés par comparaison avec des données issues de la littérature et de logiciels spécialisés (Qblade et HELICIEL) et la comparaison entre les technologies a été menée sur un cas d'étude comprenant une distribution statistique de vent spécifique.

Mots-clés : Éolienne, Doubles rotors, Contra-rotatif, Co-rotatif, Modélisation, Optimisation, Blade Element Momentum, Multi-physique

RESUME

Abstract

The production of energy with low greenhouse gas emissions is a major objective of global sustainable development. One of the promising technologies for achieving this is wind power. The work presented in this manuscript concerns the study of an innovative horizontal-axis wind turbine system with two successive rows of rotors. The main objective is to compare multi-rotor technology with "conventional" wind turbine technology, in order to establish the advantages and disadvantages of each in a given use case. Dual-rotor wind turbines can have the rotors turning in opposite directions (contra-rotating) or in the same direction (co-rotating), which influences the performance obtained.

To make this comparison, modeling and optimization tools were developed to compare the technologies as broadly as possible, without any preconceived ideas about the parameters to be set. Following a literature review, the comparison criteria selected were AEP (Annual Energy Production) and turbine mass. The modeling is based on a faithful, fast-resolving aerodynamic model, based on BEM (Blade Element Momentum) theory adapted for two rotors. This aerodynamic model interacts with mechanical, electromechanical and component weight models to describe the behavior of each technology. The models are coupled with a control strategy to provide performance values for the wind turbines modeled in this way. To find instances of each wind turbine technology for comparison, single-objective optimization algorithms (PSO) or unweighted multi-objective optimization algorithms (NSGA-II) were used. The models were validated by comparison with data from the literature and specialized software (Qblade and HELICIEL), and the comparison between technologies was carried out on a case study including a specific statistical wind distribution.

Keywords : Wind turbine, Dual rotors, Counter rotating, Co-rotating, Modelling, Optimization, Blade Element Momentum, Multi-physical

Table des matières

Remerciements	v
Résumé	viii
Abstract	x
Liste des tableaux	xvii
Liste des figures	xxii
Liste des acronymes	xxiii
Nomenclature	xxiv
Introduction	1
1 État de l'Art	20
1.1 Études comparatives d'éoliennes à double rotor et simple rotor	21
1.2 La modélisation des éoliennes	26
1.2.1 Modélisation des éoliennes	26
1.2.2 Aérodynamique de l'éolienne	27
1.2.3 Mécanique	31
1.2.4 Électromécanique	33
1.3 Cas d'usage d'une éolienne	35
1.3.1 Échelle temporelle de modélisation	35
1.3.2 Taille des éoliennes considérées	36
1.3.3 Contrôle	36
1.3.4 Environnement	39

TABLE DES MATIÈRES

1.4	Critères de performance des éoliennes	42
1.4.1	Coefficient de puissance C_p	43
1.4.2	Production annuelle d'énergie	43
1.4.3	Coût de l'énergie	44
1.4.4	Masse	44
1.5	Optimisation des éoliennes	45
1.5.1	Algorithmes utilisés	45
1.5.2	Optimisation multi-objectifs et Optimum de Pareto	47
1.5.3	Problème d'optimisation appliqué à l'éolien	48
1.5.4	Optimisation appliquée à l'éolien double rotor	49
1.6	Discussion	51
1.6.1	Choix des composantes du modèle d'éolienne	51
1.6.2	Choix de cas d'usage	53
1.6.3	Choix des critères de performance	53
1.6.4	Choix des paramètres d'optimisation et contraintes	54
1.6.5	Choix des algorithmes d'optimisation	54
1.6.6	Résumé de l'approche	55
2	Modélisation d'éolienne double rotor pour la comparaison avec une technologie standard simple rotor	58
2.1	Exigences du modèle	59
2.2	Modélisation aérodynamique de l'éolienne simple rotor : Blade Element Momentum theory	60
2.2.1	Définition et hypothèses	60
2.2.2	Théorie de la conservation de la quantité de mouvement	61
2.2.3	Théorie de l'élément de pale	65
2.2.4	Coefficients d'induction	69
2.2.5	Calcul de la puissance extraite par le rotor	71
2.2.6	Corrections apportées à la méthode	73
2.2.7	Résumé de la méthode	75
2.3	Adaptations pour un double rotor	75
2.3.1	Influence de la distance inter rotors sur les vitesses axiales et tangentielles dans le flux d'air	77
2.3.2	Calcul des coefficients d'induction pour un rotor situé à la distance d	79

TABLE DES MATIÈRES

2.3.3	Calcul de la puissance totale extraite par le système double rotor	82
2.4	Modélisation multiphysique de l'éolienne à double rotor	82
2.4.1	Modélisation mécanique	83
2.4.2	Modélisation électro-mécanique	86
2.4.3	Stratégie de contrôle	88
2.5	Calcul des indicateurs de performances et contraintes mécaniques	91
2.5.1	Calcul de l'AEP	92
2.5.2	Calcul de la masse	93
2.5.3	Calcul des contraintes mécaniques statiques	93
2.6	Résumé de la proposition de thèse	97
3	Validation des modèles proposés et analyse comparative des éoliennes simple et double rotor	100
3.1	Définition de cas d'études	101
3.1.1	Éolienne NTNU	101
3.1.2	Éolienne GUT	103
3.1.3	Éolienne Vestas V90-1.8 MW	104
3.2	Validation des modèles développés	108
3.2.1	Objectifs de la validation	108
3.2.2	Logiciels de calculs	109
3.2.3	Correction de la base de données des coefficients aérodynamiques	111
3.2.4	Validation du modèle aérodynamique simple rotor	112
3.2.5	Étude de convergence en nombre d'éléments	118
3.2.6	Validation du modèle complet simple rotor	120
3.2.7	Validation du modèle aérodynamique double rotor	122
3.2.7.1	Validation expérimentale et BEM	122
3.2.7.2	Validation modèle vs CFD	124
3.2.7.3	Discussion	130
3.3	Analyse comparative des éoliennes simple et double rotor	131
3.3.1	Résultats de simulation aérodynamique éolienne double rotor : contra-rotatif vs co-rotatif	132
3.3.2	Résultats de simulation aérodynamique : éolienne simple rotor vs éolienne double rotor	134
3.3.3	Résultats de simulation système complet : éolienne simple rotor vs éolienne double rotor	136

TABLE DES MATIÈRES

3.3.4	Discussion à propos des contraintes mécaniques	138
3.3.5	Discussion à propos du temps de simulation	140
3.3.6	Bilan	140
4	Optimisation et comparaison des technologies simple et double rotor	143
4.1	Objectifs d'optimisation et définition du cas d'étude	145
4.1.1	Objectifs d'optimisation	145
4.1.2	Choix des paramètres variables	146
4.1.3	Paramètres fixes	149
4.2	Algorithmes d'optimisation utilisés	151
4.2.1	Optimisation mono-objectif	151
4.2.2	Optimisation multi-objectifs	152
4.3	Optimisation mono-objectif et multi-objectifs pondérés : algorithme PSO	155
4.3.1	Algorithme utilisé	155
4.3.2	Validation PSO	156
4.3.3	Étude de convergence	158
4.3.4	Éolienne simple rotor	160
4.3.5	Éoliennes double rotor	160
4.3.6	Optimisation multi-objectifs pondérés	161
4.3.7	Bilan optimisation mono objectif et multi-objectifs pondérés	162
4.4	Optimisation multi-objectifs non pondérés : NSGA-II	165
4.4.1	Algorithme utilisé	165
4.4.2	Validation NSGA-II	166
4.4.3	Paramètres d'optimisation et fonctions objectifs	167
4.4.4	Étude de convergence	169
4.4.5	Éolienne mono-rotor	170
4.4.6	Éolienne contra-rotative	174
4.4.7	Éolienne co-rotative	179
4.5	Bilan des résultats d'optimisation	182
4.5.1	Temps de calcul	182
4.5.2	Optimisation multi-objectifs non pondérés : Critères d'évaluation d'un front de Pareto	183
4.5.3	Optimisation multi-objectifs non pondérés : Comparaison entre les fronts	184

TABLE DES MATIÈRES

4.5.4	Optimisation multi-objectifs non pondérés : Comparaison entre individus . . .	186
4.5.5	Conclusion	190
	Conclusion et perspectives	193
	Bibliographie	199
	Annexes	217
	Annexe A : Gaz à effet de serre et réchauffement climatique	218
	Annexe B : Décomposition des émissions de gaz à effet de serre	220
	Annexe C : Répartition des flux d'énergie mondiaux en 2020, du primaire vers le final	223
	Annexe D : Description ontologique d'une éolienne	225
	Annexe E : Adaptation du coefficient de distance inter-rotor prenant en compte la viscosité	227

Liste des tableaux

1.1	Synthèse d'études représentatives du domaine de l'éolien à double rotor et de leurs méthodologies. Légende <i>Types d'études</i> : Exp = expérimentale, Mod = modélisation. <i>Critères de comparaison</i> : C_p = coefficient de puissance, AEP = Annual Energy Production, P = puissance. <i>Temporalité</i> : S = statique, D = dynamique	25
1.2	Études portant sur l'optimisation d'éoliennes à double rotor	50
1.3	Comparaison des modèles aérodynamiques et caractéristiques spécifiques à la BEM	51
3.1	Caractéristiques de l'éolienne NTNU	102
3.2	Caractéristiques de l'éolienne GUT	104
3.3	Caractéristiques Vestas V90-1.8 MW	106
3.4	Caractéristiques électro-mécaniques Vestas V90-1.8MW	106
3.5	Paramètres utilisés pour les rendements	108
3.6	Conditions de vent	112
3.7	Paramètres de simulation	113
3.8	Écarts relatifs aux données expérimentales entre les études BEM et les valeurs expérimentales (simple rotor) (%)	113
3.9	Conditions de vent	114
3.10	Écarts relatifs à la littérature entre les études BEM (simple rotor) (%)	115
3.11	Écarts relatifs aux données expérimentales entre les études BEM à Reynolds fixé (simple rotor) (%)	116
3.12	Conditions de vent Vestas	117
3.13	Paramètres de simulation	117
3.14	Écarts relatifs entre le modèle BEM et les logiciels HELICIEL et Qblade (simple rotor) (%)	118
3.15	Moyenne des écarts relatifs à la valeur pour le nombre d'éléments précédents entre différents nombres d'éléments de pale (%) et temps de calculs (s)	119
3.16	Écarts relatifs entre les points $P = f(V_0)$ calculés et fournis par Vestas (%)	121

LISTE DES TABLEAUX

3.17	Masses des composants en Tonnes	121
3.18	Écarts relatifs entre les études BEM (modèle et référence) et les résultats expérimentaux Relative (double rotor) (%)	124
3.19	Différences relatives pour chaque coefficient de performance pour toutes les distances (%)	129
3.20	Couples de points de fonctionnement référence CFD (gauche) / calcul BEM (droite) .	130
3.21	Comparaison des effets du sens de rotation pour différentes valeurs de vitesses spécifiques	133
3.22	Paramètres de la courbe de Weibull	137
3.23	Paramètre modèle double rotor Vestas	138
4.1	Paramètres communs aux optimisations	150
4.2	Paramètres optimisation PSO	157
4.3	Écarts relatifs à la valeur pour le nombre d'individus précédents entre différentes tailles de population (%)	159
4.4	Paramètres variables simple rotor	160
4.5	Paramètres variables double rotor	161
4.6	Résultats d'optimisation par l'algorithme PSO	163
4.7	Paramètre optimisation NSGA-II	166
4.8	Paramètres variables simple rotor	171
4.9	Paramètres variables double rotor	175
4.10	Performances fronts de Pareto	185
4.11	Performances d'individus proches extraits des fronts de Pareto	187
12	Exemple de valeurs pour les métriques d'émission tirées de [164]	219

Table des figures

1	Augmentation de la température de surface observée (tiré de [2])	2
2	Contributions au changement observé de la température en surface entre 1951 et 2020 (monde), tiré de [3]	3
3	Évolution de la production d'énergie primaire dans le monde par sources (TJ)	5
4	Évolution de la production d'électricité dans le monde par sources (GWh)	6
5	Facteurs d'émission pour l'électricité mondiaux en 2014	7
6	Trois exemples d'utilisation de l'énergie éolienne	8
7	Éoliennes à axe vertical, tiré de [9]	9
8	Éoliennes à axe horizontal, tiré de [9]	9
9	Classement des performances des éoliennes, tiré de [11]	10
10	Schéma d'éolienne tiré de [12]	10
11	État des lieux de la ressource et des parcs éoliens en France métropolitaine en 2023 . .	11
12	Démonstrateur Vestas multi rotors coplanaires, tiré de [16]	12
13	Représentation d'une éolienne à double rotor (ici contra-rotatifs)	12
14	Exemples d'études sur des éoliennes à double rotor	13
15	Évolution du nombre de publications sur le sujet des éoliennes à double rotor	14
16	Sous-ensembles de la question de thèse	15
17	Métamodèle de la démarche tiré des travaux de [32]	16
1.1	Exemple de modèle complet du système éolien tiré de [34]	26
1.2	Matrice discipline-fidélité des modèles pour le rotor tiré de [35]	27
1.3	Exemple fictif de courbe de réponse aérodynamique d'une éolienne à angle de calage global (θ_{calage}) fixe	28
1.4	Représentation du modèle BEM avec élément de pale et vitesse incidentes tirée de [39]	29
1.5	Schéma d'une nappe tourbillonnaire tiré de [40]	30
1.6	Exemple de résultat de calcul CFD tiré de [41]	30

TABLE DES FIGURES

1.7	Technologies de transmissions mécaniques, tiré de [26]	32
1.8	Classification des types de génératrices utilisées	33
1.9	Types de génératrices spécifiques aux éoliennes à rotors multiples	34
1.10	Technologies d'électronique de puissance pour la connexion au réseau tirées de [52]	35
1.11	Échelles de temps de l'analyse du système	36
1.12	Répartition des éoliennes installées en France en 2014 en fonction de leur puissance et du constructeur (en nombre d'éoliennes), tirée de [63]	37
1.13	Courbe de puissance caractéristique d'une éolienne	37
1.14	Illustration de l'intérêt du contrôle dans le cas d'une éolienne à vitesse variable, tirée de [9]	38
1.15	Classification des types de contrôles possibles	39
1.16	Distributions de Rayleigh pour différents V_{moy}	40
1.17	Influence des paramètres de la distribution de Weibull	41
1.18	Relevé de vitesses de vents moyennes pour deux régions françaises	42
1.19	Distributions de Weibull associées aux vents des régions IDF et PACA	42
1.20	Classification des différentes familles d'algorithmes d'optimisation	46
1.21	Exemple de front de Pareto pour deux objectifs	48
1.22	Équivalence entre machine synchrone et machine à courant continu tirée de [110]	52
1.23	Démarche générale de l'étude	55
1.24	Représentation des modèles physiques d'éolienne double rotor	56
1.25	Représentation de la démarche d'optimisation	56
2.1	Présentation de la modélisation aérodynamique	60
2.2	Schéma d'une éolienne simple rotor	60
2.3	État du système à l'instant t	62
2.4	État du système à l'instant $t + dt$	62
2.5	Élément de pale	65
2.6	Vitesses de vents et forces vues par un profil	66
2.7	Définition d'un profil aérodynamique	67
2.8	Surface de référence de l'élément	68
2.9	Profils NACA 0006 et 1412	69
2.10	Polaires pour deux profils pour $Re = 10^5$	69
2.11	Décomposition de la pale en N éléments	72
2.12	Courbes correctrices de la théorie BEM pour des grandes valeurs d'induction	74

TABLE DES FIGURES

2.13	Mise en évidence de l'existence de vortex de bouts de pale tiré de [120]	74
2.14	Schéma flowchart résumant l'approche BEM	76
2.15	Système d'éolienne double rotor	77
2.16	Évolution axiale (a) et tangentielle (b) de la vitesse du flux d'air selon l'axe x	78
2.17	Définition de l'angle pour le coefficient de distance	79
2.18	Vitesses de fluide autour du 2 nd rotor	79
2.19	Vitesses vues par le 2 nd rotor dans les configurations co (a) et contra (b) rotatives	82
2.20	Présentation de la modélisation multi-physique	83
2.21	Réducteur à plusieurs étages tiré de [109]	83
2.22	Modélisation du réducteur mécanique	84
2.23	Schéma d'un train épicycloïdal [127]	85
2.24	Schéma de la partie électrique type génératrice courant-continu	87
2.25	Courbe $P = f(V_0)$ obtenue avec la stratégie de contrôle décrite	88
2.26	Surface de réponse de l'éolienne en fonction de la vitesse de vent et de sa vitesse de rotation	89
2.27	Exemples de courbes de puissance et de contrôle de vitesse de rotation	90
2.28	Pale considérée comme une poutre et chargements	94
2.29	Coupe de la pale dans le plan $(\vec{e}_\theta, \vec{e}_x)$	94
2.30	Élément de pale en pyramide tronquée	95
2.31	Contraintes axiales sur un élément de pale	96
2.32	Schéma global de la proposition de thèse	98
3.1	Dispositif expérimental de deux éoliennes en tandem tiré de [24]	102
3.2	Définition de la pale NTNU	102
3.3	Profil aérodynamique S826	103
3.4	Finesse du profil S826 pour différents angles d'attaque et différents Reynolds	103
3.5	Vitesses autour du système double rotor en CFD tiré de [25]	104
3.6	Définition de la pale GTU	105
3.7	Profil NACA 4418	105
3.8	Finesse du profil NACA 4418 pour différents angles d'attaque et différents Reynolds	106
3.9	Définition de la pale Vestas V90-1.8MW	107
3.10	Profil NACA 63415	107
3.11	Finesse du profil NACA 63415 (HELICIEL) pour différents angles d'attaque et différents Reynolds	108

TABLE DES FIGURES

3.12	Interface utilisateur d'HELICIEL	110
3.13	Interface utilisateur Qblade	111
3.14	Exemple de correction de la base de donnée sur un profil	112
3.15	Comparaison des performances simple rotor (C_p) du modèle développé et de l'étude BEM et expérimentale de Mühle	113
3.16	Comparaison de résultats pour éolienne simple turbine	115
3.17	Comparaison de résultats pour une éolienne simple turbine avec Reynolds fixé	116
3.18	Comparaison des performances simple rotor (C_p) du modèle développé, d'HELICIEL et de Qblade pour la Vestas V90-1.8MW	117
3.19	Étude de convergence des résultats en nombre d'éléments	119
3.20	Comparaison la courbe $P = f(V_0)$ obtenue et celle de Vestas	120
3.21	Performances co et contra-rotatif pour une distance de 4R	123
3.22	Performances co et contra-rotatif pour une distance de 7R	123
3.23	Performances co et contra-rotatif pour une distance de 10,3R	124
3.24	Cartographie du coefficient de puissance	126
3.25	Cartographie du coefficient de couple	127
3.26	Cartographie du coefficient de poussée	128
3.27	Coefficient de puissance C_p pour le point optimal pour chaque distance	129
3.28	Coefficient de couple C_q pour le point optimal pour chaque distance	129
3.29	Coefficient de poussée C_t pour le point optimal pour chaque distance	130
3.30	Comparaison des performances contra et co-rotative	132
3.31	Performances (C_p) d'un rotor simple en fonction de la vitesse de vent et de la vitesse de rotation	135
3.32	Surfaces C_p pour les configurations contra-rotatif et co-rotatif	136
3.33	Performances dépendant de la vitesse de vent	137
3.34	Courbe de Weibull pour la norme IEC-IIA	137
3.35	Contraintes mécaniques axiales pour une vitesse de vent amont de 10 m/s (éolienne Vestas V90-1.8MW)	139
4.1	Profils aérodynamiques pour l'optimisation	148
4.2	Finesse des profils aérodynamiques utilisés pour différents angles d'attaque à $Re = 3 \times 10^6$	148
4.3	Espaces des caractéristiques et des performances dans le cas mono-objectif	152
4.4	Résumé de l'algorithme PSO	153
4.5	Espaces des caractéristiques et des performances dans le cas multi-objectifs	154

TABLE DES FIGURES

4.6	Résumé de l'algorithme NSGA-II	155
4.7	Fonction test de Rastrigin	157
4.8	Évolution de la valeur de la performance optimale (AEP) trouvée en fonction du nombre d'individus dans la population	158
4.9	Évolution des performances des individus en fonction du nombre d'itérations	159
4.10	Front de Pareto de la fonction de Kursawe	167
4.11	Étude de la convergence de l'optimisation en nombre d'individus	169
4.12	Étude de la convergence de l'optimisation en nombre de générations	170
4.13	Front de Pareto obtenu pour une éolienne mono-rotor	171
4.14	Paramètres des éoliennes simple rotor définis par l'algorithme d'optimisation	173
4.15	Front de Pareto obtenu pour une éolienne contra-rotative	175
4.16	Paramètres des éoliennes contra-rotatives définis par l'algorithme d'optimisation	177
4.17	Front de Pareto obtenu pour une éolienne co-rotative	179
4.18	Paramètres des éoliennes co-rotatives définis par l'algorithme d'optimisation	181
4.19	Définition des points de référence pour la performance d'un front	184
4.20	Ensemble des fronts de Pareto de chaque configuration d'éolienne	185
4.21	Choix d'une éolienne de chaque technologie dans les fronts de Pareto	187
4.22	Coefficients de portance pour les différents profils aérodynamiques en pré et post décrochage pour $Re = 3.10^6$	189
4.23	Courbes de performances $P=f(V_0)$ des individus	190
4.24	Courbes de Weibull région PACA	190
4.25	Production d'énergie par plages de vitesses de vent considérées	191
26	Évolution de la concentration en GES dans l'atmosphère mondiale tirée de [3]	218
27	Évolution des émissions de CO_2 mondiales d'origine humaine par secteurs tirée de [3]	219
28	Évolution des composants de l'équation de Kaya dans le monde au cours du temps	221
29	Évolution des composants de l'équation décomposant les émissions associées à la production d'électricité dans le monde au cours du temps	222
30	Diagramme de Sankey des énergies dans le monde en 2020, tiré de [166]	224
31	Arbre ontologique de l'éolienne tiré de [35]	226
32	Coefficient de distance adapté prenant en compte l'influence de la viscosité	228

Liste des acronymes

ADEME Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie.

AEP Annual Energy Production.

BEM Blade Element Momentum.

CFD Computational Fluid Dynamics.

COE Cost Of Energy.

CVT Continuously Variable Transmission.

GIEC Groupe Intergouvernemental d'Experts sur le Climat.

GUT Gdańsk University of Technology.

HAWT Horizontal Axis Wind Turbine.

MIGA Multi Islands Genetic Algorithm.

NACA National Advisory Committee for Aeronautics.

NREL National Renewable Energy Laboratory.

NSGA Non-dominated Sorting Genetic Algorithm.

NTNU Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet.

PACA Provence-Alpes-Côte d'Azur.

PIV Particle Image Velocimetry.

PSO Particle Swarm Optimization.

RSM Responsive Surface Method.

SPEA Strength Pareto Evolutionary Algorithm.

VAWT Vertical Axis Wind Turbine.

VLM Vortex Lattice Method.

Nomenclature

α	Angle d'attaque	ρ_p	Masse volumique de la pale
β	Angle de calage local	σ	Solidité
χ_S	Coefficient de compressibilité isentropique	σ_a	Contraintes issues de l'aérodynamique
χ_T	Coefficient de compressibilité isotherme	σ_c	Contraintes issues de la force centrifuge
ϵ	Critère de convergence	σ_e	Contrainte de limite élastique
η_{meca}	Rendement mécanique	σ_t	Contrainte totale
η_{elec}	Rendement électro-mécanique	θ_{calage}	Angle de calage dynamique global
Γ	Circulation	$\theta_{vrillage}$	Angle de vrillage
γ	Coefficient de Laplace	ξ	Rapport de vitesse de rotation entre les rotors
Γ_{em}	Couple électro-mécanique	$\{\tau\}$	Torseur des actions mécaniques
Γ_{gen}	Couple sur l'arbre de la génératrice	$\{\tau_{int}\}$	Torseur des efforts intérieurs
Γ_S	Couple sur l'arbre de sortie du train épicycloïdal	1	Indice de paramètre relatif au rotor amont (ex : R_1)
λ	Vitesse spécifique	2	Indice de paramètre relatif au rotor aval (ex : R_2)
λ_e	Raison du train épicycloïdal	a'	Coefficient d'induction tangentiel
\mathbb{P}	Probabilité	A	Facteur d'échelle pour une distribution statistique de Weibull
μ	Viscosité cinématique du fluide	a	Coefficient d'induction axial
Ω	Vitesse de rotation du rotor	a_c	Coefficient d'induction axial critique
ω	Vitesse de rotation du flux d'air	B	Nombre de pales
Φ	Angle relatif total		
ρ	Masse volumique de l'air		

NOMENCLATURE

c	Corde	m	Masse
C_D	Coefficient de traînée	$M_{f\theta}$	Moment fléchissant
C_L	Coefficient de portance	Ma	Nombre de Mach
C_p	Coefficient de puissance	N	Nombre d'éléments de pale
C_q	Coefficient de couple	N_{crit}	Coefficient d'amplification pour la transition laminaire/turbulent
C_t	Coefficient de poussée	P	Puissance
$C_{distance}$	Coefficient de distance axiale	p	Quantité de mouvement
D	Diamètre de l'éolienne	P°	Pression
d	Distance inter-rotors	p_e	Nombre de paires de pôles
E	Force électro-magnétique	R	Rayon de l'éolienne
e	Épaisseur	r	Position radiale le long de la pale
E_c	Énergie cinétique	r_g	Rapport de réduction
F	Facteur de correction de Prandtl	R_{hub}	Rayon du moyeu
f	fonction densité de probabilité	$R_{\acute{e}q}$	Résistance électrique
g	Glissement (génératrice asynchrone)	Re	Nombre de Reynolds
I	Intensité	S	Surface du rotor
$I_{g\theta}$	Moment quadratique	S_e	Surface d'un élément de pale
J_Δ	Moment d'inertie	s_f	Coefficient de sécurité
k, k'	Coefficients de couplage électro-mécanique	$U_{R\acute{e}q}$	Tension aux bornes de la résistance
k_w	Facteur de forme pour une distribution statistique de Weibull	V	Vitesse axiale dans le flux d'air
K_{meca}, α_{meca}	Coefficients de rendement mécanique	V_0	Vitesse axiale du flux d'air loin en amont
$K_{\acute{e}lec}, \alpha_{\acute{e}lec}$	Coefficients de rendement électro-mécanique	V_r	Vitesse relative locale
L	Moment cinétique	V_t	Vitesse linéaire tangentielle
M	Moment de la force	Z	Nombre de dents

NOMENCLATURE

Introduction

Contexte

Le *XXI^{ème}* siècle s'ouvre sur des défis cruciaux à l'échelle planétaire. La pollution, le réchauffement climatique, la destruction des milieux terrestres et maritimes et la perte dramatique de biodiversité remettent en cause la viabilité même de notre planète. Ces bouleversements, dont le consensus scientifique établit la principale responsabilité à l'activité humaine, interrogent à très court terme non seulement sur l'avenir des individus, mais également sur celui des espèces. Des efforts inédits doivent être consentis pour lutter contre ces maux modernes. Il est important de souligner que le réchauffement climatique n'est qu'un des axes menaçant l'intégrité de la vie sur Terre, d'autres étant liés à l'acidification des océans, à la perte de biodiversité ou encore aux usages des terres. Ces axes sont regroupés dans le concept de limites planétaires dont le changement climatique n'est qu'une branche et dont le risque peut aujourd'hui encore être circonscrit à des effets soutenables [1].

Le climat et son évolution récente

La climatologie est une science qui s'attache à décrire les évolutions météorologiques sur le long terme et à grande échelle. Le Groupe Intergouvernemental d'Experts sur le Climat (GIEC) s'occupe de faire le recensement et la synthèse de l'ensemble des études climatologiques effectuées à travers le monde. Le GIEC a établi une nette augmentation de la température moyenne de surface de la planète entre l'ère pré-industrielle (1850) et 2020 de $+1.1\text{ °C}$ en moyenne [2].

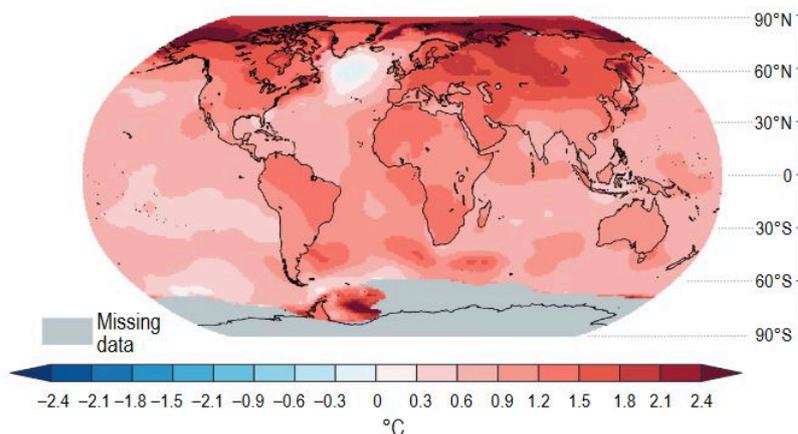


FIGURE 1 – Augmentation de la température de surface observée (tiré de [2])

La figure 1 montre qu'il existe une augmentation globale de la température de surface répartie sur l'ensemble de la planète. Les zones grises (Antarctique) sont les zones dans lesquelles la donnée est manquante. Le réchauffement n'est cependant pas uniforme puisque l'augmentation dans certaines zones comme l'Atlantique nord, le sud de l'Inde ou le passage de Drake (entre l'Amérique du Sud et l'Antarctique) n'est que de 0 °C à $0,5\text{ °C}$ contre une augmentation allant de 2 °C jusqu'à $2,5\text{ °C}$ dans l'océan Austral, en Arctique ou encore au centre de la Russie.

INTRODUCTION

Cette augmentation entraîne un déséquilibre du système climatique mondial. Selon le GIEC, "L'atmosphère, les océans, la cryosphère et la biosphère ont subi des changements rapides et généralisés. Le changement climatique d'origine humaine affecte déjà de nombreux phénomènes météorologiques et climatiques extrêmes dans toutes les régions du globe. Il en résulte des effets néfastes généralisés et des pertes et dommages connexes pour la nature et les populations" [3].

Cette augmentation de la température est due à l'augmentation de la puissance radiative perçue par la Terre, ou forçage radiatif positif (le forçage radiatif étant défini comme la différence entre l'énergie radiative reçue et émise par un système), avant tout induit par des activités d'origine anthropique (humaine).

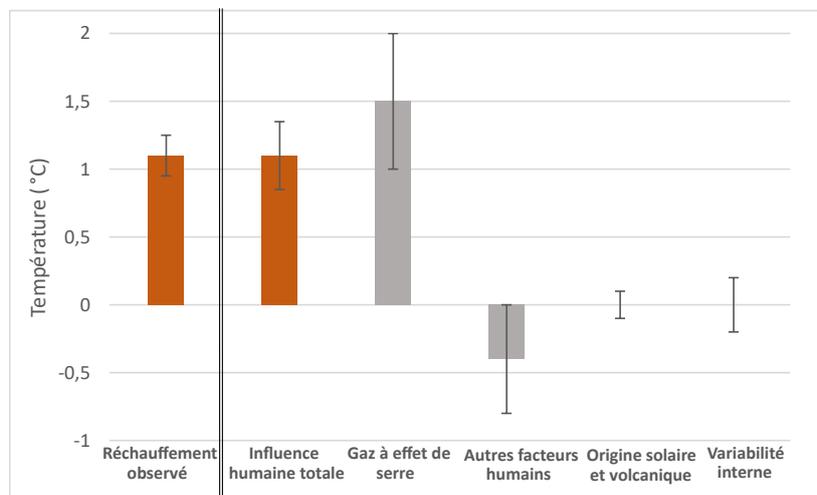


FIGURE 2 – Contributions au changement observé de la température en surface entre 1951 et 2020 (monde), tiré de [3]

La figure 2 représente la contribution des forçages d'origine anthropique et naturel au réchauffement observé pour différentes études. Le forçage d'origine anthropique est décomposé en, d'une part, le forçage dû au gaz à effet de serre, ce dernier étant bien évidemment positif. D'autre part, les autres forçages d'origine anthropique correspondent majoritairement à l'émission dans l'atmosphère d'aérosols (ou particules fines), ces derniers diminuant le rayonnement solaire perçu par la surface de la Terre, donnant donc un forçage négatif. Les forçages d'origine naturelle sont majoritairement dus à la variation d'intensité du rayonnement solaire perçu par la Terre ainsi qu'aux éruptions volcaniques. On observe que la somme des différents forçages donne l'augmentation totale observée entre +0,8 °C et +1,2 °C.

Ainsi, la cause principale du réchauffement climatique est sans conteste l'émission d'origine humaine et la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Ces derniers peuvent être de différentes natures (CO_2 , CH_4 , N_2O , gaz fluorés ou encore H_2O) et peuvent avoir des propriétés physico-chimiques variables, ce qui donne des potentiels de réchauffement variables pour chacun d'eux. Le gaz dont l'effet est aujourd'hui majoritaire dû à sa concentration est le CO_2 (Cf. Annexe A). On exprime l'effet de l'ensemble des gaz à effets de serre comme étant comparable aux effets d'un volume de CO_2 équivalent.

Par la suite, CO_2 sera utilisé pour $CO_{2ég}$.

Il existe différentes façons de produire des gaz à effet de serre. Ces derniers peuvent s'obtenir par différentes réactions chimiques d'origine biologiques (méthane provenant des élevages) ou encore industrielles (protoxyde d'azote de l'industrie chimique). La réaction chimique produisant de grandes quantités de gaz à effet de serre est la combustion des hydrocarbures. Ces derniers sont des molécules organiques composées uniquement d'atomes de carbone et d'hydrogène (méthane, propane, butane, etc.). Les hydrocarbures peuvent réagir via oxydo-réduction avec le dioxygène de l'air : c'est la combustion (Cf. équation 1 appliquée au méthane).



Cette réaction étant exothermique, elle est utilisée pour fournir de l'énergie sous forme de lumière et chaleur, le CO_2 n'étant qu'un produit indésirable. Aussi, la demande d'énergie mondiale est directement responsable de l'émission de grandes quantités de CO_2 (Cf. Annexe B).

L'énergie

L'énergie (du latin *enérgeia* : force en action) est une grandeur physique exprimant pour un système donné sa capacité à modifier l'état d'autres systèmes avec lesquels il entre en interaction. Le premier principe de la thermodynamique stipule que cette grandeur se conserve et qu'un système ne peut échanger plus d'énergie que ce qu'il ne contient.

L'Histoire de l'Homme est intimement liée à celle de la maîtrise de l'énergie, depuis la force musculaire brute des Hommes et des animaux domestiqués jusqu'à la recherche sur l'énergie de fusion nucléaire. La découverte de nouvelles sources d'énergie a profondément modifié les structures sociales avec les premières et secondes révolutions industrielles, respectivement précédées par la maîtrise du charbon puis de l'électricité.

Au quotidien encore, nous tirons notre énergie vitale des aliments que nous consommons et l'ensemble de nos activités sont consommatrices d'énergie (habitation, transport, éclairage, système de santé, etc...). À titre de comparaison, nous utilisons environ 2600 kcal [4] soit 3 kWh d'énergie par jour pour notre fonctionnement physiologique (énergie provenant de notre alimentation) contre 40 kWh pour l'ensemble de nos usages quotidiens (consommation totale annuelle de 400 millions de TJ pour 7.8 milliards d'habitants). Cela équivaut à une démultiplication par 13 de notre capacité d'action sur notre environnement. Si on considère que l'Homme ne convertit pas toute l'énergie absorbée et n'est capable de fournir par jour qu'une puissance de 100 kW sur 16h, ce ratio entre l'énergie fournie par individu et l'énergie consommée par individus passe à 25. Pour un Français, le rapport est de l'ordre de 400 fois plus d'énergie dépensée au quotidien que d'énergie physiologique utilisée [5]. Ceci n'est rendu possible que par la disponibilité d'une énergie primaire abondante et peu chère.

L'énergie utilisée par l'homme se décompose premièrement en l'énergie primaire, c'est-à-dire directement disponible dans la nature, telle que le vent, le charbon ou le nucléaire. Ces énergies peuvent alors être transformées en d'autres formes plus pratiques d'usage : ce sont les vecteurs

INTRODUCTION

énergétiques (principalement électricité et chaleur). Enfin, l'énergie directement utilisée pour nos besoins est appelée énergie finale. Pour un panorama complet des flux d'énergie allant des ressources primaires aux usages finaux en passant par les pertes, se référer au diagramme de Sankey présent dans l'annexe C. L'évolution de la production énergétique globale dans le monde entre 1990 et 2020 est représentée dans la figure 3 [6].

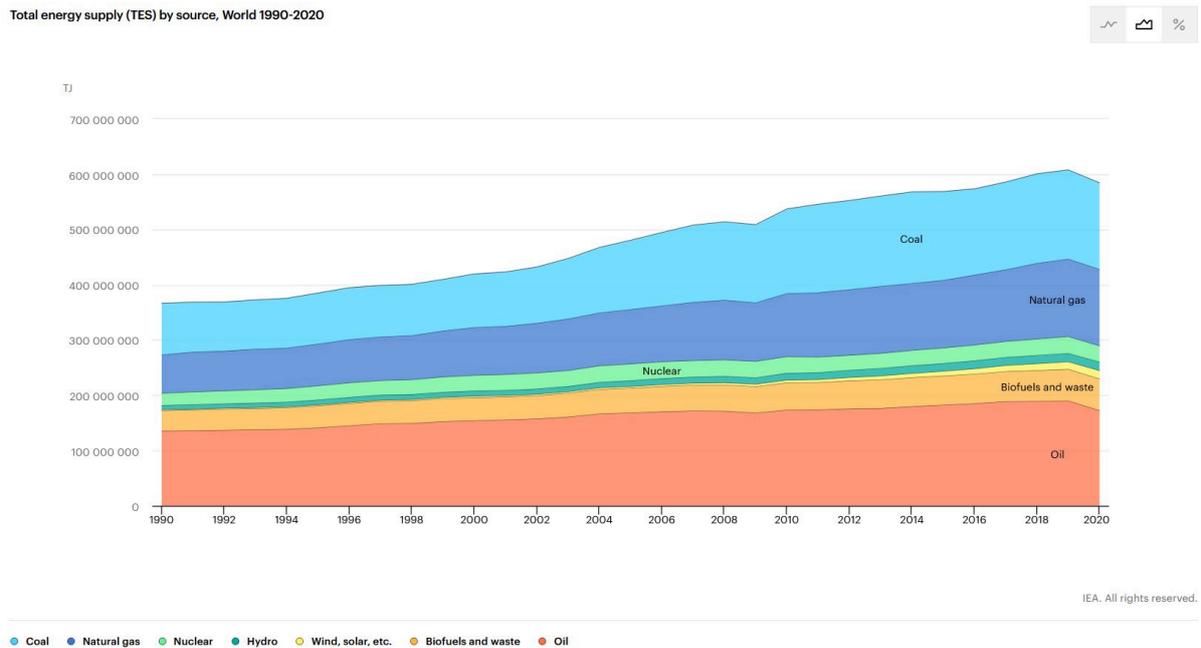


FIGURE 3 – Évolution de la production d'énergie primaire dans le monde par sources (TJ)

On peut observer sur la figure 3 que la quantité d'énergie produite totale est en augmentation depuis 1990. L'énergie produite est décomposée par sources dites primaires, car elles sont disponibles tel quel dans l'environnement. Elles peuvent être utilisables directement pour les usages humains ou doivent être transformées en d'autres formes d'énergie avant d'être utilisées. Les sources d'énergie les plus utilisées en 2020 sont le pétrole (29%), le charbon (27%) et le gaz (24%). Il s'agit pour ces trois sources d'énergie d'hydrocarbures dont la combustion rejette de grandes quantités de CO_2 . Il apparait très clairement que sur l'ensemble de l'énergie utilisée, les énergies telles que l'éolien, le solaire et hydraulique sont très faibles en comparaison des énergies citées précédemment.

L'électricité

L'électricité est un vecteur énergétique, c'est-à-dire qu'elle est une forme d'énergie intermédiaire entre les sources primaires que nous exploitons (pétrole, gaz, vent...) et les usages énergétiques finaux (travail mécanique, chaleur, lumière...). C'est une forme d'énergie non stockable en tant que tel car il s'agit d'une énergie de transfert, travail de forces électriques. Elle présente l'avantage d'être facilement transportable et convertible en un grand nombre d'autres énergies finales. Il s'agit d'un vecteur d'énergie important et en augmentation puisque passant de 12 % en 1990 à 17 % en 2020 de

INTRODUCTION

l'énergie mondiale convertie en électricité.

Depuis son essor à la fin du XIX^{ème} siècle, la production et l'usage de l'électricité se sont intensifiés. En 2020, la production d'électricité mondiale était assurée comme décrite par la figure 4.

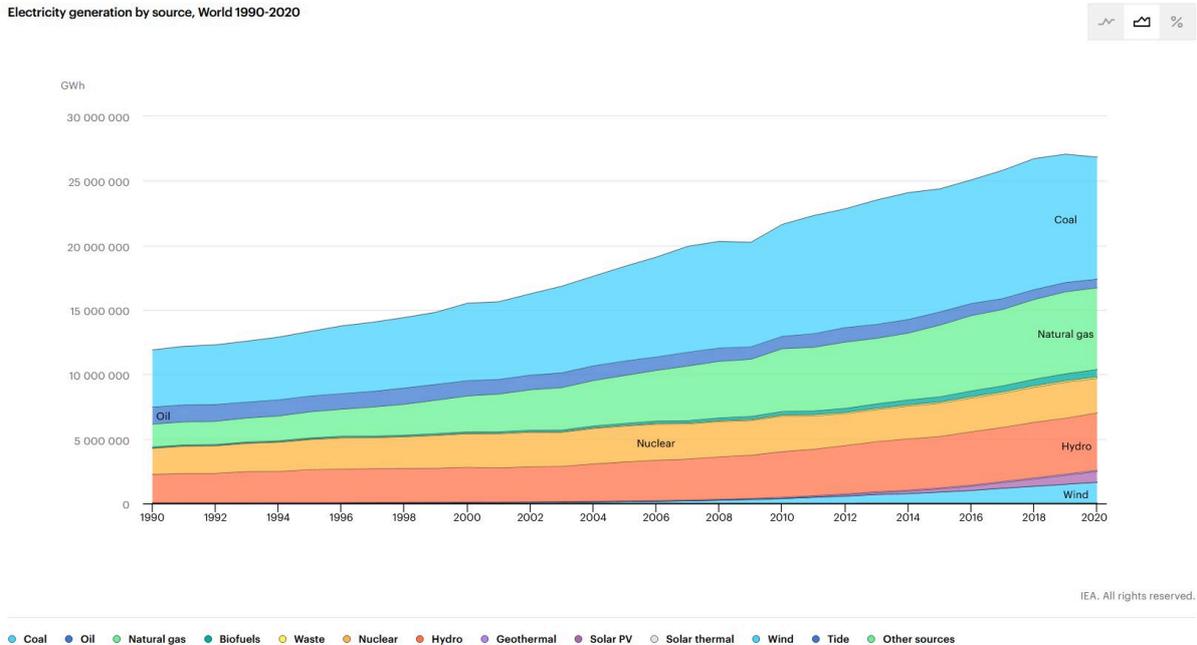


FIGURE 4 – Évolution de la production d'électricité dans le monde par sources (GWh)

La figure 4 montre l'augmentation globale de la production électrique dans le monde entre 1990 (12 000 TWh) et 2020 (27 000 TWh) [6]. Sur cette dernière, nous pouvons également observer que les parts des énergies hydraulique et éolienne ne sont plus négligeables. De plus, l'usage du pétrole est grandement réduit comparativement aux énergies primaires mondiales globales. Il est important de garder en tête que ces tendances sont propres au secteur électrique qui n'est lui-même qu'un sous-ensemble du secteur énergétique mondial. De plus, si nous voulons atteindre les objectifs d'émissions nulles de CO_2 en 2050, il faut augmenter drastiquement la production d'électricité (usage croissant dans les transports et industries) pour atteindre 62 000 TWh pour 2050 [7].

La production électrique mondiale est aujourd'hui majoritairement assurée par le charbon (35 %) et le gaz (24 %). Ce sont des sources dites carbonées, car leur utilisation implique la production en quantité de sous-produits en sus de l'énergie fournie : ce sont les gaz à effet de serre. Ces sources sont de plus dites fossiles puisque leurs stocks proviennent de processus de fossilisation de matière organique extrêmement lents datant de plusieurs millions d'années. A contrario, les sources renouvelables sont des énergies dont les stocks se renouvellent très rapidement. Dans cette catégorie entrent les sources d'énergies solaires, éolienne ou hydraulique, mais également le biogaz dont la production s'effectue à l'échelle de la durée de vie d'une plante.

Toutes les sources bas-carbone ne sont pas nécessairement renouvelables (ex : le nucléaire) et inversement (ex : le biogaz). La première source décarbonée est l'énergie hydraulique avec 17 % du

total. L'éolien quant à lui représente 6 %. Ces sources émettent bien moins de gaz à effet de serre que les sources carbonées. Une relation entre les types d'énergies primaires utilisées et les émissions de CO_2 associées est présentée dans l'annexe C.

Les facteurs d'émissions, c'est-à-dire la quantité de gaz à effet de serre émis pour une unité d'énergie électrique produite, calculés sur le cycle de vie du moyen de production, sont donnés dans la figure 5 [8].

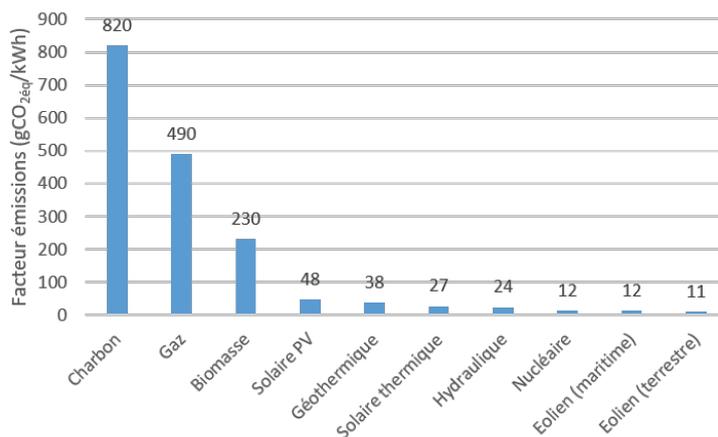


FIGURE 5 – Facteurs d'émission pour l'électricité mondiaux en 2014

On constate sur la figure 5 que l'éolien terrestre est la source d'énergie électrique émettant le moins de gaz à effet de serre, étant dans le même ordre de grandeur que l'énergie nucléaire. Le nucléaire et l'éolien possèdent des avantages et inconvénients qui leur sont propres tels que l'aspect renouvelable de la source exploitée ainsi que l'absence de déchet radioactif engendré pour l'éolien et la pilotabilité ainsi que la faible empreinte au sol pour le nucléaire. Néanmoins, ces deux technologies restent très bénéfiques en termes de facteur d'émissions. Nous allons nous concentrer dans nos travaux de recherche sur la technologie éolienne.

Le vent

Le vent est un mouvement de l'atmosphère terrestre dû aux écarts de température de surface de notre planète. La circulation de l'air a lieu à des échelles spatiales et temporelles très étendues. Au niveau spatial, le vent se déplace à l'échelle planétaire avec l'apparition de différentes cellules de circulation atmosphérique entre les pôles et l'équateur et une influence de la rotation de la terre. Des effets plus locaux ont également lieu comme la présence d'eau ou de vallées modifiant le vent localement. Au niveau temporel, le vent présente de la saisonnalité avec des vents variables entre l'été et l'hiver. La variabilité s'effectue également à l'échelle journalière entre le jour et la nuit. Enfin, des variations de vent importantes peuvent arriver sur de très courts laps de temps, ce que l'on appelle les rafales.

L'énergie éolienne est connue et maîtrisée depuis de nombreuses années par l'Homme. Elle a permis le développement de la marine à voile et les grandes explorations des $XV^{ème}$ et $XVI^{ème}$ siècles. Elle

servait également de ressource aux moulins à vent, notamment aux Pays-bas, jusqu'à l'avènement du charbon. L'usage du vent pour la production d'électricité date des années 70-80 avec un développement aux USA et au Danemark suite aux chocs pétroliers [9]. Depuis, la puissance éolienne installée dans le monde ne cesse d'augmenter, elle est passée de 24 GW en 2001 à 906 GW en 2022 dont 64 GW d'éolien en mer [10].

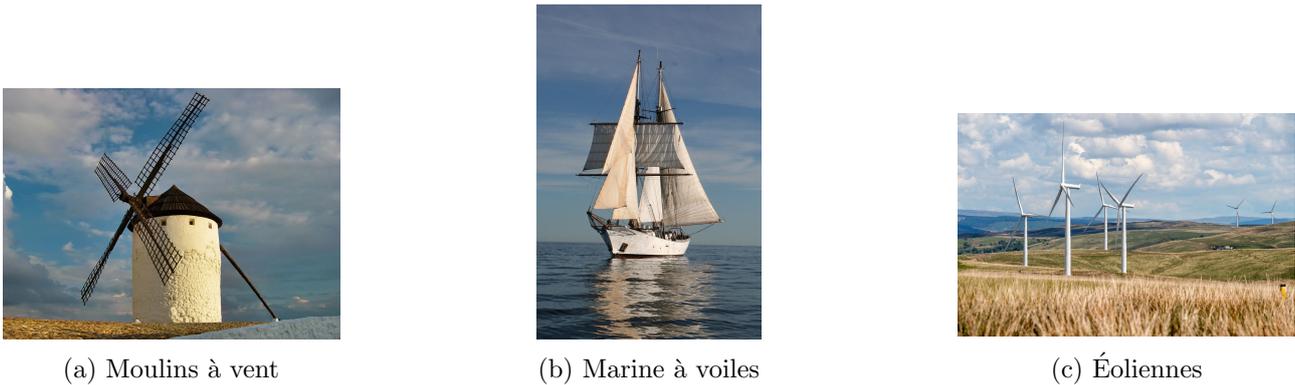


FIGURE 6 – Trois exemples d'utilisation de l'énergie éolienne

La grande diversité et variabilité des vents rencontrés à la surface du globe font que l'exploitation optimale de la ressource peut donner des configurations d'éoliennes très différentes d'une région à l'autre, et ce, pour une même technologie.

Les technologies éoliennes

Le principe de fonctionnement d'une éolienne est de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie cinétique mécanique puis enfin en énergie électrique. Différentes technologies de captage du vent pour la production d'électricité coexistent. La première catégorie d'éolienne est celle des machines à axe vertical (Vertical Axis Wind Turbine (VAWT)). Deux principes physiques principaux sont utilisés dans cette technologie avec d'une part les éoliennes de type Savonius (trainée différentielle) et d'autre part les éoliennes de type Darrieus (variation cyclique d'incidence). Des applications des technologies d'éoliennes à axe vertical sont représentées figure 7.

La seconde catégorie d'éolienne est celle de l'éolienne à axe horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT)). Cette technologie connaît également de nombreuses configurations possibles telles que différents nombres de pales, une position de rotor amont ou aval, ou encore la vitesse de rotation nominale. Toutes ces configurations reposent majoritairement sur le phénomène de portance pour fonctionner. Différentes configurations d'éoliennes à axe horizontal sont représentées figure 8.

Il est possible de classer les types d'éolienne en fonction de leurs performances. La figure 9 représente ce classement. C_p est le coefficient de puissance, c'est-à-dire le rapport entre la puissance captée et la puissance contenue dans le flux d'air. L'axe des abscisses représente la vitesse spécifique λ , ce qui donne une indication sur la vitesse de rotation nominale de l'éolienne (cette notion sera approfondie plus loin dans le document, chapitre 1.1).

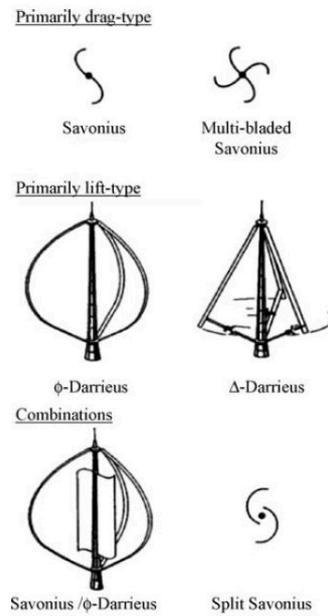


FIGURE 7 – Éoliennes à axe vertical, tiré de [9]

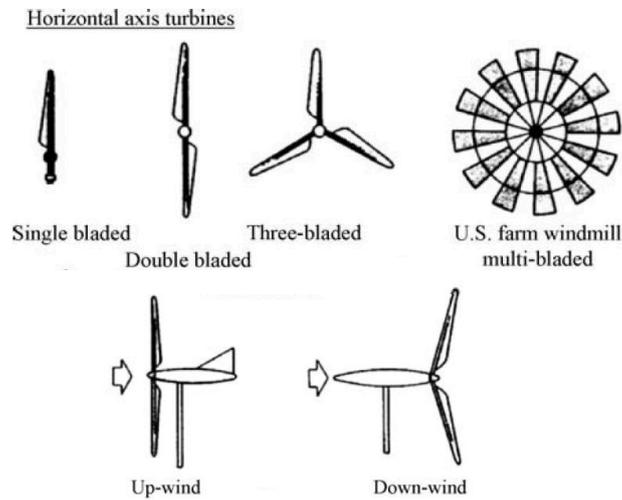


FIGURE 8 – Éoliennes à axe horizontal, tiré de [9]

On peut voir sur la figure 9 que les éoliennes à axe horizontal ont globalement de meilleures performances en termes de coefficient de puissance que les éoliennes à vertical. De plus, moins une éolienne possède de pale, au plus elle doit tourner rapidement pour être performante. Néanmoins, une éolienne avec un nombre de pales trop élevé augmente les pertes par interactions aérodynamiques entre les pales et devient plus complexe à produire. Aussi, le meilleur compromis à ce jour entre efficacité

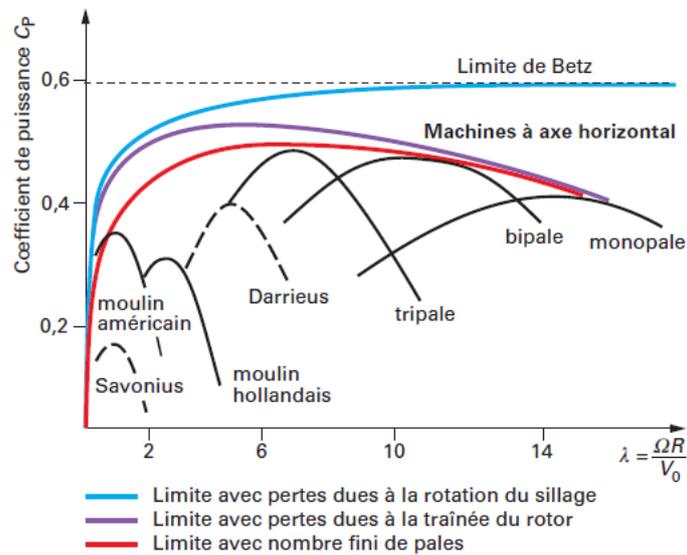


FIGURE 9 – Classement des performances des éoliennes, tiré de [11]

et contraintes techniques est l'éolienne à axe horizontal à trois pales avec rotor amont. C'est cette dernière qui est majoritairement déployée au niveau mondial.

Une éolienne à axe horizontal est composée de différentes parties permettant la transmission de puissance depuis le vent incident jusqu'au réseau électrique (figure 10).

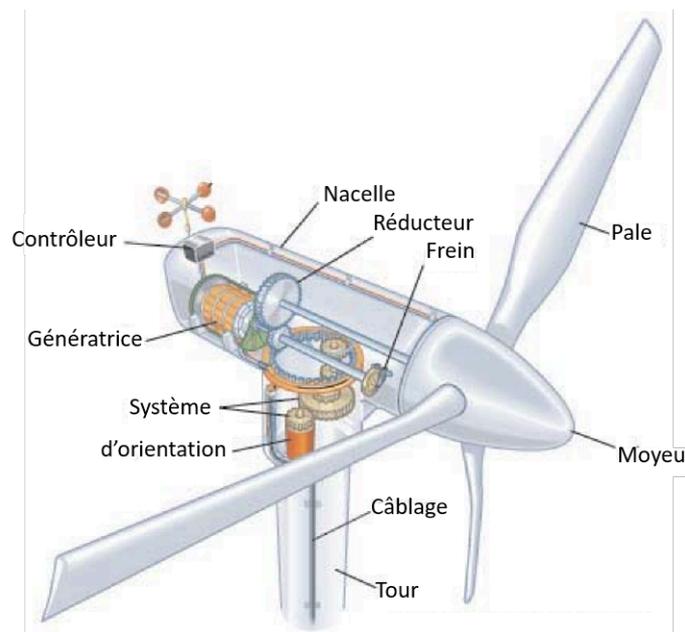


FIGURE 10 – Schéma d'éolienne tiré de [12]

INTRODUCTION

Le lieu d'installation des éoliennes est également un enjeu puisque les zones géographiques de vents forts et réguliers sont privilégiées. C'est dans cette optique que la construction éolienne gagne peu à peu le milieu maritime avec les premières éoliennes offshore de France installées au large de Saint-Nazaire en 2022. La figure 11 présente le gisement éolien en France ainsi que la répartition actuelle des parcs éoliens.

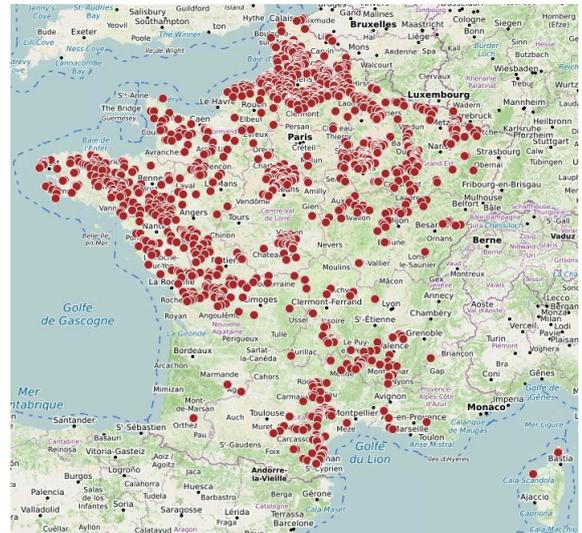
Le gisement éolien*
(en m/s)



	Bocage dense, bois, banlieue	Rase campagne, obstacles épars	Prairies plates, quelques buissons	Lacs, mer	Crêtes, collines**
ZONE 1	<3,5	<3,5	<5,0	<5,5	<7,0
ZONE 2	3,5 - 4,5	4,5 - 5,5	5,0 - 6,0	5,5 - 7,0	7,0 - 8,5
ZONE 3	4,5 - 5,0	5,5 - 6,5	6,0 - 7,0	7,0 - 8,0	8,5 - 10,0
ZONE 4	5,0 - 6,0	6,5 - 7,5	7,0 - 8,5	8,0 - 9,0	10,0 - 11,5
ZONE 5	>6,0	>7,5	>8,5	>9,0	>11,5

* Vitesse du vent à 50 mètres au dessus du sol en fonction de la topographie.
** Les zones montagneuses nécessitent une étude de gisement spécifique.

(a) Gisement éolien en France, tiré de [13]



(b) Répartition des parcs éoliens en France en 2023, tiré de [14]

FIGURE 11 – État des lieux de la ressource et des parcs éoliens en France métropolitaine en 2023

Sur la figure 9, on constate que la puissance récupérable par une éolienne est limitée par plusieurs éléments comme la mise en rotation du flux d'air ou encore les pertes dues à la traînée du rotor. De plus, les courbes présentées sont les coefficients de performance théoriques. Pour s'approcher de ces courbes théoriques ou tenter de s'affranchir des limites propres aux éoliennes classiques à axe horizontal telle que la mise en rotation du sillage, d'autres technologies d'éoliennes innovantes ont vu le jour avec des éoliennes ayant des rotors de bout de pale ou encore avec des carénages pour accélérer le vent incident [15]. Des technologies avec des rotors multiples ont également été testées. Une configuration avec plusieurs rotors coplanaire a été développée par Vestas (voir figure 12) [16].

Pour tirer parti de l'énergie encore contenue dans le sillage du rotor d'une éolienne classique et de la mise en rotation du sillage, une autre configuration d'éolienne multi-rotor a été testée avec plusieurs rotors coaxiaux successifs. Nous allons nous concentrer sur ce dernier type d'architecture dans cette thèse.



FIGURE 12 – Démonstrateur Vestas multi rotors coplanaires, tiré de [16]

Les éoliennes à double rotor

Les éoliennes à double rotor sont des structures comprenant une tour et une nacelle commune pour deux rotors coaxiaux. Ces derniers peuvent être situés du même côté de la nacelle ou être répartis de chaque côté (Cf. figure 13).

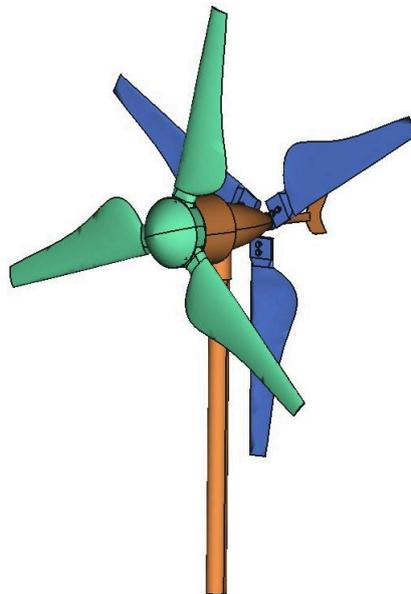


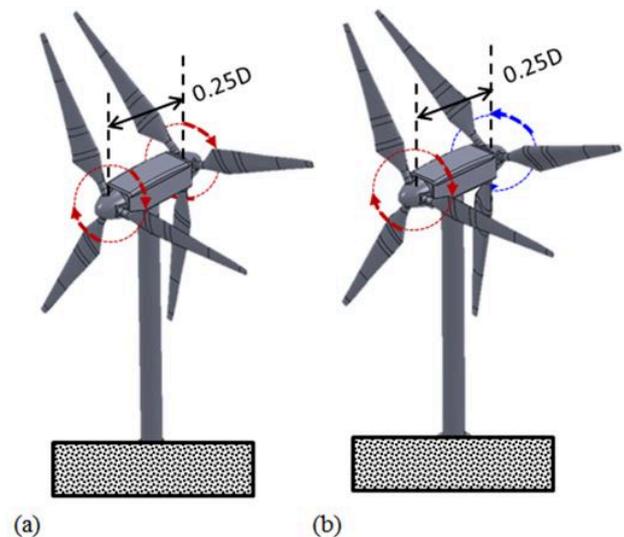
FIGURE 13 – Représentation d'une éolienne à double rotor (ici contra-rotatifs)

Ces rotors peuvent tourner dans le même sens, on parle d'éolienne co-rotative. Il est également possible que les rotors tournent en sens contraires : on parle alors d'éoliennes contra-rotatives. Les

éoliennes à double rotor ont été étudiées à partir des années 1983 avec les travaux de Newmann sur les rendements théoriques atteints par deux rotors successifs [17]. Ce dernier montre que le coefficient de puissance théorique maximale d'une éolienne double rotor serait de 0.64 contre un coefficient théorique maximal de 0.59 (aussi connu sous le nom de limite de Betz) pour l'éolien classique [18]. Les premières implantations de ce système datent des années 1990 avec l'apparition du premier brevet mentionnant une éolienne à double rotor [19]. Le développement de cette technologie s'est ensuite amplifié au cours des années 2000 avec la réalisation d'études expérimentales et de modélisation sur le système [20]. Par exemple, la réalisation en 2004 d'un système de 30 kW en Corée du Sud (Cf. Figure 14a) associées à des études de performances de Jung *et. al.* montrent une valeur de C_p atteignant 0.5 [21]. D'autres études comme celles d'Ozbay *et. al.* se penchent sur l'influence du sens de rotation des deux rotors sur les performances du système (voir Figure 14b) [22]. Les études sur le sujet du double rotor ont souligné le potentiel de cette technologie comparativement à une éolienne simple avec un gain en puissance maximale de l'ordre de 7 à 40 % [21-31].



(a) Installation éolienne double rotor en Corée tirée de [21]



(b) Étude expérimentale sur une éolienne double rotor co-rotative et contra-rotative, tirée de [22]

FIGURE 14 – Exemples d'études sur des éoliennes à double rotor

L'évolution du nombre de publications concernant les éoliennes à double rotor est représentée sur la figure 15. Cette dernière a été obtenue via la base de donnée Scopus avec les mots clefs "Dual rotors wind turbine".

On peut voir sur la courbe 15 un accroissement de l'intérêt scientifique pour le domaine de l'éolien multi-rotors. Néanmoins, le nombre global de publications dans le sujet reste faible avec jusqu'à 34 publications au maximum par an.

Les avantages a priori d'une telle technologie sont :

- De pouvoir récupérer une fraction de l'énergie restante en aval du 1^{er} rotor qui est aujourd'hui

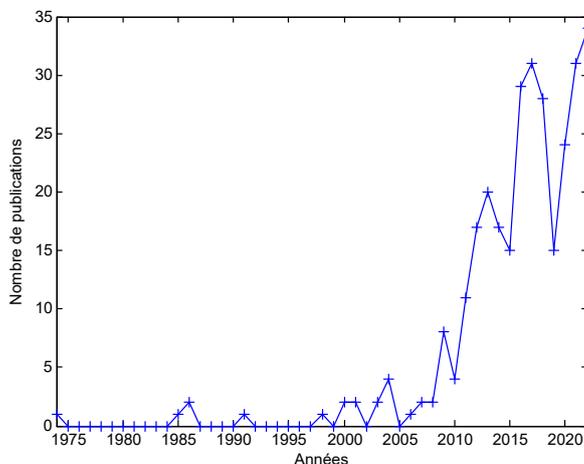


FIGURE 15 – Évolution du nombre de publications sur le sujet des éoliennes à double rotor

inexploitée.

- De mutualiser l’architecture de transmissions de puissance interne à la nacelle.
- De mutualiser la structure de l’éolienne pour deux rotors (fondations et tour) et ainsi diminuer l’empreinte au sol.
- Dans le cas contra-rotatif de diminuer voir annuler le couple réactif sur la nacelle induit par les rotors en rotation.

Néanmoins, cette technologie peut présenter certains inconvénients, à savoir :

- L’énergie parvenant au second rotor est diminuée comparativement à celle provenant du flux initial amont.
- L’utilisation d’un second rotor ainsi que l’adaptation des composants internes de l’éolienne représente un surcoût (financier, matériaux...).
- La complexification de la transmission mécanique.
- L’ajout d’efforts mécaniques sur la structure.

La balance entre les avantages et inconvénients de l’éolien contra-rotatif et sa pertinence comme technologie de substitution à l’éolien actuel nécessite d’être approfondie.

Questionnement de recherche

Problématique

L’éolien étant une technologie de production intéressante d’un point de vue émissions de gaz à effet de serre, il est naturel de vouloir maximiser la production d’énergie provenant de cette source. Pour cela, de nouvelles technologies éoliennes ont vu le jour avec notamment les éoliennes à axe horizontal avec multi-rotors coaxiaux. La question qui ressort de l’analyse de contexte et à laquelle

nous allons tenter de répondre dans ces travaux est la suivante : **”Quelle stratégie de modélisation et d’optimisation permet l’analyse, le dimensionnement et la comparaison d’éolienne à technologie simple et double rotor ?”**

Objectifs

L’objectif de la thèse est de développer une méthode permettant de comparer les technologies d’éoliennes standard et multi-rotor. Il faut pour cela prendre en compte l’ensemble des éléments de la chaîne de conversion énergétique influant sur les performances de chaque technologie, depuis la conversion aéro-mécanique jusqu’à la puissance électrique en sortie de la génératrice. La démarche nécessite de répondre à un ensemble de questions à propos de la méthodologie de comparaison des technologies, des cas environnementaux dans lesquels elles doivent être comparées et des paramètres à prendre en compte pour chacune d’elles (figure 16).

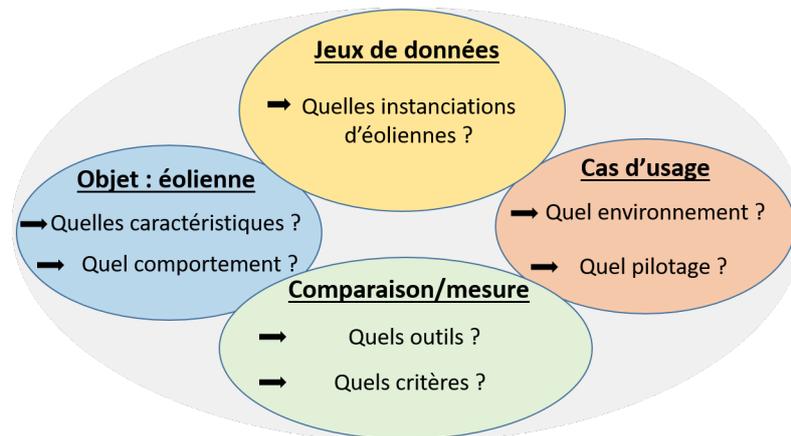


FIGURE 16 – Sous-ensembles de la question de thèse

Pour mener à bien cette analyse, il est nécessaire de :

- Définir les axes de performance et les critères techniques correspondants permettant de mesurer les performances associées à chaque technologie d’éoliennes.
- Définir les conditions de test avec notamment les conditions de l’environnement (conditions de vent) et l’usage qui sera fait de l’éolienne (pilotage).
- Développer un modèle physique permettant de calculer les performances de l’éolienne à partir des valeurs de paramètres la caractérisant et les conditions environnementales et d’utilisation imposées.
- Optimiser les éoliennes de chaque technologie afin de comparer les meilleures instanciations possibles pour chaque technologie pour les cas d’étude choisis.

L’outil de mesure développé a pour but d’être modulable afin de changer uniquement une des parties de l’éolienne si nécessaire (technologie de couplage mécanique par exemple) dans le but d’une réutilisation de l’outil au sein du laboratoire.

Contributions

Les principales contributions de ce travail de recherche sont :

- La création d’un modèle aérodynamique de conversion de l’énergie éolienne en énergie mécanique de rotation applicable à l’éolienne à double rotor.
- La création d’un modèle multiphysique prenant en compte des paramètres de conception pertinents et permettant de décrire le comportement global d’une telle éolienne.
- L’analyse et la comparaison des technologies simple rotor et multi-rotors pour un cas d’étude donné.
- L’application d’algorithmes d’optimisation au modèle pour réaliser cette comparaison entre individus optimaux pour chaque technologie.

Métamodèle de la démarche

La démarche de recherche doit permettre de répondre à une question en apportant un élément novateur dans un cadre d’étude donné. Dans leur étude sur la recherche en design, Piquié *et. al.* [32] soulignent le manque d’impact des articles publiés dans le domaine à cause du manque chronique de méthodologie claire et explicite du travail de recherche. Les auteurs proposent un métamodèle formalisant le cadre d’étude et permettant ainsi de spécifier la méthode utilisée et l’apport scientifique dans ce cadre. Le métamodèle sus-mentionné est présenté figure 17, les couleurs représentant le périmètre des sous-ensembles de la question de thèse évoqués figure 16.

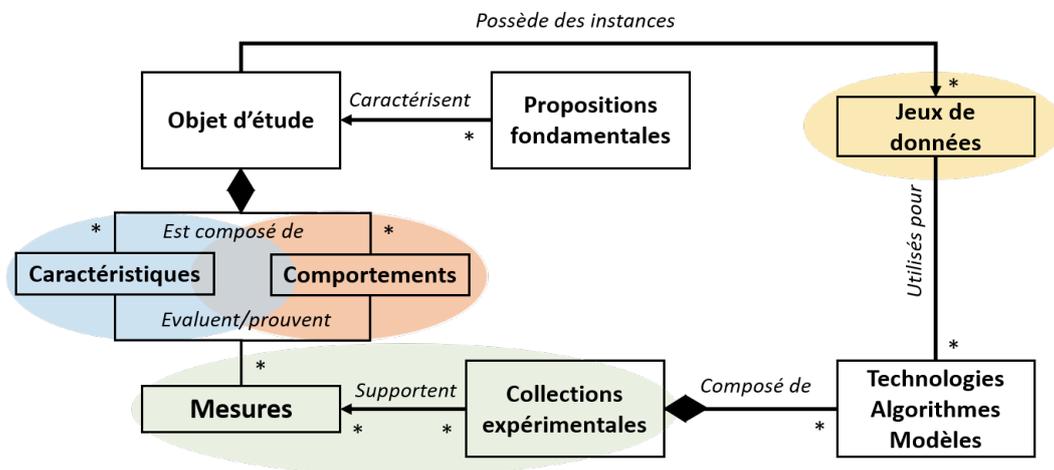


FIGURE 17 – Métamodèle de la démarche tiré des travaux de [32]

La démarche du présent mémoire issue du métamodèle présenté se décompose comme ceci :

- La proposition fondamentale : la proposition est la démarche apportée pour répondre à la question de recherche soulevée. Il s’agit ici de pouvoir comparer les technologies d’éoliennes simple rotor et à rotors doubles.
- L’objet d’étude est ici l’éolienne à double rotor, qu’il faut pouvoir comparer à une éolienne classique de référence.

- L'éolienne double rotor est définie par ses caractéristiques propres et le milieu dans lequel elle évolue. L'interaction environnement / caractéristiques donne des résultats d'évolution en accord avec les lois comportementales de l'objet. Ces lois sont concrètement les équations physiques dictant l'évolution du système.
- Les instanciations de l'objet d'étude en associant des valeurs aux caractéristiques définissant l'objet forment un jeu de données. Il s'agit dans notre cas d'éoliennes de différentes tailles avec comme caractéristique la taille tandis que les différentes valeurs associées à cette taille et les mesures correspondantes contribuent à former les jeux de données.
- L'association caractéristiques/comportement permet d'extraire des performances propres de l'objet. Ici, nous allons devoir définir les métriques pertinentes à mesurer pour une comparaison des systèmes éoliens.
- Les mesures effectuées s'intègrent au sein d'un ensemble de collections expérimentales de mesures similaires menées dans la littérature. Les mesures de notre étude peuvent être validées par les collections expérimentales existantes et/ou peuvent montrer les meilleures performances d'un objet spécifique comparativement à l'existant.
- Les collections expérimentales sont un ensemble de résultats de la littérature issus de démarches différentes définies elles-mêmes par des technologies de mesure, algorithmes, méthodologies ou modèles utilisés.

Chacun des points étudiés ci-dessus peut faire l'objet d'une innovation dans le cadre d'un travail de recherche. Pour la problématique de ce manuscrit, les catégories de comportements, caractéristiques et mesure seront amplement développées et la comparaison aux collections expérimentales sera menée.

Organisation du mémoire

Le mémoire de thèse est organisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre traite de l'état de l'art sur le sujet de recherche évoqué. Il présentera les principales études du domaine ainsi que les possibilités techniques pour répondre aux objectifs de la thèse. Il se conclura par une discussion autour de l'approche choisie. Ce premier chapitre a pour but de formaliser la proposition fondamentale avec laquelle la suite du manuscrit tente de répondre à la question de recherche.

Le second chapitre présente la proposition de thèse avec la description de la réalisation des différents éléments développés pour répondre à chacune des sous-thématiques du travail de thèse. Les modèles utilisés pour le comportement des éoliennes à double rotor seront décrits. Il s'agit cette fois de définir l'objet d'étude avec ses caractéristiques et comportements propres ainsi que les métriques d'évaluation associées.

Le troisième chapitre porte sur la validation des modèles développés et sur la présentation de résultats de modélisation sur des cas particuliers d'éoliennes. Il s'agit de l'instanciation d'éolienne, permettant la création d'un jeu de données. Ces dernières permettent une première comparaison entre éoliennes non optimisées. Le dernier chapitre s'attache à présenter les algorithmes et les résultats d'optimisation associés pour un cas d'usage donné afin de proposer les meilleurs individus

INTRODUCTION

de chaque technologie pour ce cas d'usage. Une discussion est menée sur la comparaison entre les technologies simple et double rotor. Les deux derniers chapitres s'attachent à mesurer les performances des objets d'étude définis et à mener la comparaison avec les collections expérimentales existantes.

Enfin, la conclusion présente un résumé des questions soulevées, les éléments techniques mis en place pour y répondre et les conclusions apportées par l'application de la méthode proposée. Les limites et perspectives de ce travail y sont également discutées.

Chapitre 1

État de l'Art

Contenu

1.1	Études comparatives d'éoliennes à double rotor et simple rotor	21
1.2	La modélisation des éoliennes	26
1.2.1	Modélisation des éoliennes	26
1.2.2	Aérodynamique de l'éolienne	27
1.2.3	Mécanique	31
1.2.4	Électromécanique	33
1.3	Cas d'usage d'une éolienne	35
1.3.1	Échelle temporelle de modélisation	35
1.3.2	Taille des éoliennes considérées	36
1.3.3	Contrôle	36
1.3.4	Environnement	39
1.4	Critères de performance des éoliennes	42
1.4.1	Coefficient de puissance C_p	43
1.4.2	Production annuelle d'énergie	43
1.4.3	Coût de l'énergie	44
1.4.4	Masse	44
1.5	Optimisation des éoliennes	45
1.5.1	Algorithmes utilisés	45
1.5.2	Optimisation multi-objectifs et Optimum de Pareto	47
1.5.3	Problème d'optimisation appliqué à l'éolien	48
1.5.4	Optimisation appliquée à l'éolien double rotor	49
1.6	Discussion	51
1.6.1	Choix des composantes du modèle d'éolienne	51
1.6.2	Choix de cas d'usage	53
1.6.3	Choix des critères de performance	53
1.6.4	Choix des paramètres d'optimisation et contraintes	54
1.6.5	Choix des algorithmes d'optimisation	54
1.6.6	Résumé de l'approche	55

1.1. ÉTUDES COMPARATIVES D'ÉOLIENNES À DOUBLE ROTOR ET SIMPLE ROTOR

Le contexte énergétique et climatique mondial favorise l'émergence de technologies de production d'électricité à faible facteur d'émission. Au sein de la technologie éolienne, les éoliennes à double rotor semblent prometteuses pour maximiser la conversion d'énergie à partir du vent. Aussi, l'étude de cette technologie et son apport vis-à-vis des éoliennes classiques doivent être approfondis. L'objectif du présent chapitre est dans un premier temps de fournir un panorama des études actuelles sur l'éolien multi-rotors et de mettre en exergue les faiblesses de la littérature sur le sujet. Dans un second temps, l'objectif est d'identifier les possibilités techniques de réalisation des sous-ensembles d'un outil d'analyse et de comparaison entre technologies éoliennes. Enfin, nous discuterons des éléments finalement sélectionnés dans la dernière partie de ce chapitre.

La section 1.1 présente plusieurs études du domaine sur les éoliennes à double rotor et leur approche de comparaison avec les éoliennes simples. La section 1.2 détaille les sous-systèmes composants les éoliennes à double rotor et leur modélisation. La section 1.3 présente la modélisation de l'environnement de l'éolienne et son contrôle. La section 1.4 présente quant à elle les différentes approches d'évaluation des performances des éoliennes. La partie 1.5 porte sur les méthodes d'optimisations appliquées à l'éolien et fait un récapitulatif des études portant sur le sujet ainsi que leurs méthodologies. Enfin, la partie 1.6 reprend les éléments choisis parmi l'état de l'art afin de répondre à la problématique de thèse.

1.1 Études comparatives d'éoliennes à double rotor et simple rotor

Études

Les approches pour comparer les performances d'éoliennes à simple rotor et les éoliennes à double rotor sont assez variables. Un état des lieux des études sur le sujet de l'éolien contra-rotatif en général a été mené par Oprina *et al.* [20]. Les études concernant la comparaison simple-rotor et double rotor les plus représentatives de la littérature et leur méthodologie sont reprises ci-dessous.

L'étude d'Ozbay *et al.* [22] porte sur une maquette à l'échelle 1:320 d'une éolienne de 2 MW et d'un rotor de 90 m de diamètre. L'objectif de l'étude est de comparer les éoliennes contra-rotatives, co-rotatives et simple rotor. Les rotors amont et aval sont identiques et séparés d'une distance de $0.25.D$. Cette étude mesure la puissance électrique de sortie de chacune des configurations pour un vent variable d'entrée. Les résultats montrent que l'éolienne contra-rotative peut fournir jusqu'à une puissance 40 % supérieure à l'éolienne mono-rotor. La configuration contra-rotative permet d'obtenir une puissance 23 % plus élevée que la configuration co-rotative.

Shen *et al.* [23] étudient le coefficient de puissance d'une éolienne contra-rotative via de la modélisation par Computational Fluid Dynamics (CFD). La distance inter rotors est variable dans cette étude ainsi que la vitesse de rotation des deux rotors. Les rotors représentent ceux d'une éolienne de 500kW leur rayon étant de 20.5 m. La distance inter rotor varie jusqu'à $1.R$. La courbe de puissance de l'éolienne étudiée est associée à une distribution statistique de vent pour calculer l'énergie annuelle produite. Les résultats montrent une augmentation de cette dernière de 43.5 % dans le cas contra-rotatif comparativement à l'éolienne simple rotor.

1.1. ÉTUDES COMPARATIVES D'ÉOLIENNES À DOUBLE ROTOR ET SIMPLE ROTOR

L'étude de Mühle *et al.* [24] porte sur la comparaison expérimentale entre les configurations mono-rotor, contra-rotative et co-rotative. L'éolienne utilisée possède un rayon de 0.45 m . Les deux rotors sont identiques. La distance inter rotor varie de $2.D$ à $5.15.D$. Une modélisation de type Blade Element Momentum (BEM) est menée en parallèle de l'expérimentation. Le coefficient de puissance des éoliennes est comparé. Les résultats montrent que l'éolien contra-rotatif possède un coefficient de puissance supérieur jusqu'à 2% comparativement à l'éolien co-rotatif. De plus, l'éolien contra-rotatif est jusqu'à 33 % plus performant que l'éolien mono-rotor en termes de coefficient de puissance.

Pacholczyk *et al.* [25] étudient numériquement par calcul CFD les performances d'éoliennes contra-rotatives dont les vitesses de rotation amont et aval ainsi que la distance inter rotors sont variables. Les rotors amont et aval présentent la même géométrie et possèdent un rotor de 0.7 m de rayon. La puissance extraite par l'éolien double rotor augmente avec la distance inter rotors. L'augmentation de coefficient de puissance maximale est de 12 % supérieur à la puissance mono-rotor. Les valeurs des coefficients de couple (C_q) et de traînée (C_t) sont également étudiées.

L'étude de Herzog *et al.* [26] étudie expérimentalement et numériquement (via BEM) une éolienne contra-rotative. L'éolienne étudiée possède les mêmes rotors amont et aval de 0.8 m de diamètre. Pour les mesures de performances, l'éolienne contra-rotative débite dans deux génératrices indépendantes. Les mesures montrent un gain en puissance maximale de 9% pour l'éolien contra-rotatif comparativement à l'éolien mono-rotor.

L'étude de Jung *et al.* [21] se base sur l'étude aérodynamique d'une éolienne de 30 kW contra-rotative. Cette étude se fait par le modèle BEM. Les rotors amont et aval sont différents avec un rotor amont de 11 m et de profil NACA 0012 et un rotor aval de 5.5 m et de profil NACA 4415. L'évolution spatiale des vitesses à l'aval du premier rotor est extrapolée de points expérimentaux fonction de la distance axiale au rotor et de la distance radiale à l'axe de rotation. Une étude de la taille relative des deux rotors montre que pour un rotor aval moitié moins grand que le rotor amont, le coefficient de puissance peut être augmenté de 20 % pour le cas contra-rotatif par rapport à l'éolien mono-rotor. De plus, une étude de l'influence de la distance inter rotor montre une augmentation de la puissance de 9% dans le cas où la distance vaut $0.5.R_2$ avec R_2 le rayon du second rotor.

Lee *et al.* [27] propose une étude numérique d'une éolienne contra-rotative par la méthode tourbillonnaire. L'éolienne mono-rotor de référence possède un rotor de 4.5 m de diamètre. Les deux rotors de l'éolienne double rotor sont identiques à l'exception des angles de vrillages variables. La distance inter rotor peut elle aussi varier. Le coefficient de puissance peut atteindre jusqu'à 12 % d'augmentation comparativement au coefficient pour une éolienne simple rotor. la distance inter rotor se trouve avoir peu d'influence sur le coefficient de puissance total du système.

Rosenberg *et al.* [28] étudient les performances d'éoliennes à double rotor par la méthode CFD. Les deux rotors sont différents avec un premier rotor de 63 m et une étude d'optimisation concernant la taille du second rotor. La distance entre les deux rotors et la vitesse spécifique (λ) sont également laissées variables. Un balayage paramétrique des valeurs possibles pour les paramètres variables permet de trouver une valeur de coefficient de puissance de 7 % supérieure pour l'éolienne double rotor optimisée comparativement à l'éolienne simple rotor. Cette valeur est obtenue avec une taille du rotor amont de 25 % de celle du rotor aval et une distance de $0.2.R_2$, le rotor aval étant le rotor principal.

1.1. ÉTUDES COMPARATIVES D'ÉOLIENNES À DOUBLE ROTOR ET SIMPLE ROTOR

Les résultats sont donnés pour une configuration contra-rotative, légèrement plus performante que la configuration co-rotative.

Dans leur étude, Taghinezhad *et al.* [29] évaluent et optimisent les performances d'une éolienne à double rotor situées dans un carénage accélérant le vent. L'étude se déroule par mesure expérimentale de la puissance électrique fournie par deux génératrices indépendantes pour différentes vitesses de vent amont. Un modèle issu des données expérimentales est utilisé pour optimiser le système (Responsive Surface Method (RSM)). L'éolienne double rotor peut-être contra-rotative et co-rotative. Les géométries des rotors sont les mêmes, seules la taille du premier rotor peut varier entre deux valeurs données ainsi que la distance inter rotor. L'éolienne optimale trouvée est l'éolienne contra-rotative comprenant un rotor aval de taille maximale, distant de $0.25.D$ du second rotor avec D diamètre du rotor aval. Cette dernière présente un coefficient de puissance supérieur de 55 % à celui de l'éolienne simple rotor de référence.

Moghadassian *et al.* [30] cherchent à définir les géométries de pale maximisant la puissance récupérée d'un parc éolien. La géométrie est définie par la répartition radiale de la corde et de l'angle de vrillage le long de la pale. Cinq positions radiales pour chaque paramètre sont laissées variables et interpolées par un polynôme de degrés quatre. Le coefficient de puissance des éoliennes est calculée par CFD. Un calcul intermédiaire sur une éolienne à double rotor contra-rotative est effectué. L'éolienne utilisée est la même que celle décrite dans l'étude de Rosenberg [28]. L'optimisation est menée par une méthode de descente de gradient. De plus, une contrainte est imposée sur la masse des pales. Dans le cas contraint, l'augmentation du coefficient de puissance avec les pales optimisées est de 8.7 % comparativement à l'éolienne simple de référence. Les angles de pale obtenus vont de 15° en pied de pale à 0° en bout de pale pour le premier rotor et de 20° à -5° (respectivement pied de pale et bout de pale) pour le second rotor.

Dans leur étude, Wang *et al.* [31] étudient les performances d'une éolienne double rotor par expérimentation dans une soufflerie. Ils effectuent également des relevés de vitesses dans le flux d'air par méthode PIV (Vélocimétrie par image de particules ou Particle Image Velocimetry). L'éolienne étudiée est la même que celle de l'étude d'Ozbay [22] avec un rotor amont de taille inférieure de moitié à celle du rotor aval. Ce dernier possède un diamètre de $D = 0.28 m$. La distance inter rotors est de $d = 0.25.D$. Les résultats de cette étude montrent que la configuration contra-rotative augmente les performances de 7.2 % et la configuration co-rotative de 1.8 % comparativement à l'éolienne simple rotor de référence.

Enfin, on peut ajouter à ces études de comparaison entre les éoliennes simple rotor et double rotor une étude présentant la modélisation et le contrôle d'un système d'éolienne à double rotor, sans comparaison de performances. No *et al.* [33], propose une modélisation dynamique de système éolienne contra-rotative comprenant un modèle aérodynamique BEM, un étage épicycloïdal de liaison mécanique entre les deux rotors et une génératrice électrique asynchrone. L'étude dynamique est faite via une étude du système multi-corps associé à l'éolienne. Le contrôle de l'éolienne via l'angle d'inclinaison dynamique (ou angle de calage) est également intégré. L'éolienne étudiée présente un rotor amont de $26.4 m$ et un rotor aval de $51 m$ pour une puissance nominale de $1 MW$. Seuls la modélisation et le contrôle sont présentés dans cette étude, sans comparaison à l'éolien simple rotor.

1.1. ÉTUDES COMPARATIVES D'ÉOLIENNES À DOUBLE ROTOR ET SIMPLE ROTOR

Bilan des études

Les méthodologies des études évoquées ci-dessus sont résumées dans la table 1.1.

On peut voir que les études sont menées à la fois expérimentalement et numériquement. La plupart des études se basent sur deux rotors amont-aval identiques. Le critère de performances principalement mentionné est celui du coefficient de puissance. Il y a relativement peu d'études sur l'influence du sens de rotation du rotor aval, la configuration contra-rotative est souvent employée. Plusieurs études ne permettent pas de faire varier les paramètres des éoliennes étudiées. Les valeurs de paramètres des éoliennes à double rotor sont parfois peu étayées. Seuls certains auteurs effectuent une optimisation afin de paramétrer le meilleur individu possible. Néanmoins, l'optimisation est toujours menée sur l'éolienne double rotor uniquement et la comparaison de performances se fait par rapport à une éolienne simple de référence non-optimisée. Enfin, peu d'études prennent en compte l'ensemble des éléments de la chaîne de conversion d'énergie dans les performances obtenues. Ces dernières ne s'intéressent pas forcément à l'énergie débitée par l'éolienne sur le réseau, mais étudient des valeurs énergétiques intermédiaires comme l'énergie mécanique du rotor.

Comme représenté par la figure 15 en introduction, représentant l'évolution du nombre de publications scientifiques sur les éoliennes double rotor, on peut noter que la littérature sur le sujet est relativement peu fournie, notamment en ce qui concerne la comparaison d'éoliennes mono-rotor / double rotor. Suite aux lacunes de l'état de l'art, nous souhaitons proposer un outil permettant d'effectuer la comparaison entre éolienne simple et doubles (deux sens de rotation). Puisque les paramètres de conception des deux technologies ne sont pas identiques, la comparaison doit s'effectuer entre individus optimisés pour les deux technologies pour juger de leurs performances respectives. La définition d'individus optimisés sera traitée plus loin dans ce chapitre (Cf. section 1.5). Une grande variabilité de paramètres et d'environnement doit être possible. Plusieurs critères de performances devront être pris en compte. Enfin, les différents composants de la chaîne de conversion d'énergie seront pris en compte, car influençant différemment les performances de chaque technologie.

1.1. ÉTUDES COMPARATIVES D'ÉOLIENNES À DOUBLE ROTOR ET SIMPLE ROTOR

Type d'étude	Ozbay <i>et al.</i> [22]	Shen <i>et al.</i> [23]	Mühle <i>et al.</i> [24]	Pacholczyk <i>et al.</i> [25]	Herzog <i>et al.</i> [26]	Jung <i>et al.</i> [21]	Lee <i>et al.</i> [27]	Rosenberg <i>et al.</i> [28]	Taghinezhad <i>et al.</i> [29]	Moghadassian <i>et al.</i> [30]	Wang <i>et al.</i> [31]	No <i>et al.</i> [33]
Critères de comparaison	Exp C_p S	Mod C_p/AEP D	Exp/mod C_p S	Mod $C_p/C_q/C_t$ S	Exp C_p/P S	Mod P S	Mod C_p S	Mod C_p S	Exp/mod C_p S	Exp P S	Exp P S	Mod P D
Temporalité	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Comparaison double/simple	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Comparaison co/contre	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Rotors amont/aval différents	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Paramètres variables	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Environnement variable	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Prise en compte aéro	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Prise en compte méca	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Stratégie contrôle	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Optimisation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

TABLE 1.1 – Synthèse d'études représentatives du domaine de l'éolien à double rotor et de leurs méthodologies. **Légende Types d'études** : Exp = expérimentale, Mod = modélisation. *Critères de comparaison* : C_p = coefficient de puissance, AEP = Annual Energy Production, P = puissance. *Temporalité* : S = statique, D = dynamique

1.2 La modélisation des éoliennes

1.2.1 Modélisation des éoliennes

L'approche de modélisation permet d'étudier simplement de nombreuses caractéristiques et comportements d'un objet d'étude comparativement aux études expérimentales. Dans l'objectif de définir puis comparer les meilleurs individus possibles de chaque technologie, nous allons nous concentrer sur ce type d'étude pour l'éolien.

Une modélisation classique du comportement de l'éolienne est de décomposer cette dernière en plusieurs sous-systèmes ayant des interactions entre eux [12, 34]. Cette architecture est présentée figure 1.1.

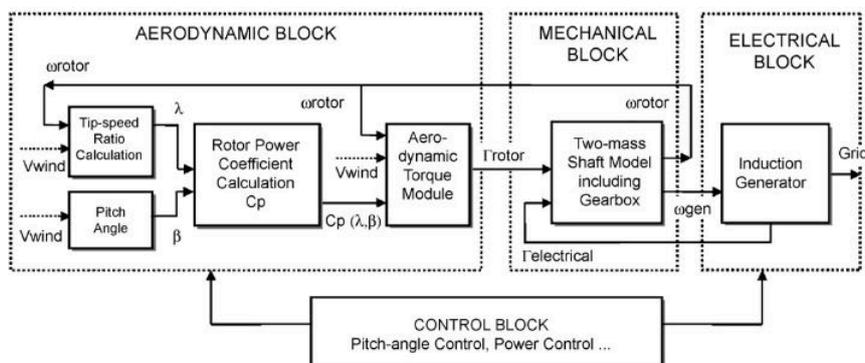


FIGURE 1.1 – Exemple de modèle complet du système éolien tiré de [34]

Le modèle global prend en entrée la puissance de vent ainsi que la stratégie de contrôle et fournit en sortie la puissance électrique injectée sur le réseau. On peut observer sur le modèle présenté que l'éolienne est un système multiphysique couplé. Les couples mécaniques extraient par la partie aérodynamique dépendent de la vitesse de rotation imposée par la partie mécanique. Il y a de plus une possibilité de contrôle ici représentée par une consigne de couple et de puissance.

Le système éolien étant complexe et couplé, pour définir les performances de la technologie, il est nécessaire d'avoir recours à une modélisation multidisciplinaire. Dans les travaux de Bortolotti *et al.* [35] sont définies l'ensemble des disciplines ayant trait aux éoliennes et plus globalement aux parcs éoliens (voir annexe D pour l'arbre ontologique de l'éolienne). La figure 1.2 représente une matrice triant les modèles par disciplines et par fidélité pour représenter le comportement du rotor. Les cases bleues représentent les combinaisons de modèles les plus utilisées par les auteurs du rapport en question. Le classement selon l'axe de la fidélité est indicatif et l'échelle n'est bien entendu pas linéaire.

La fidélité de modélisation est directement reliée avec le temps de calcul et la complexité du modèle associé. En fonction des besoins de l'étude, il faudra sélectionner les modèles pertinents pour chaque discipline.

Nous voulons une représentation capable de fournir la puissance électrique dans des conditions

1.2. LA MODÉLISATION DES ÉOLIENNES

		Hi-fi time-resolved turbulent CFD	3D solid					
Time-resolved LES CFD		Blade-resolved CFD	3D shell			Time-resolved LES		
Vortex methods	LES	Actuator line CFD	Super-element			Supervisory controllers		
DWM	RANS CFD	Actuator disc CFD	Elemental non-linearity (GEBT)	Generalized 6x6	Safety protection functions			Full BOM and end-to-end virtual factory
Engineering unsteady 3D (Veers/Mann)	Inviscid Euler methods	Vortex methods	Multibody (linear/nonlinear)	Timoshenko	Load mitigation	Time- and frequency-based models		Full BOM and manufacturing process flow
Unsteady uniform	Panel methods	BEM	Modal	Euler	Power/speed regulation	Frequency-based models		Empirical design-based
Steady inflow	Look-up table	Look-up table $C_p/C_t/C_q$	Rigid	Analytical solid	Prescribed operation	Semiempirical		Empirical parametric
Inflow aero	Airfoil aero	Rotor aero	Structures	Cross-sections	Controls	Aeroacoustics		Cost

FIGURE 1.2 – Matrice discipline-fidélité des modèles pour le rotor tiré de [35]

d'utilisation variées et pour des paramètres technologiques variables. Pour représenter le comportement de l'éolienne, nous devons établir un modèle prenant en compte les effets aérodynamiques, mécaniques et électriques pour pouvoir calculer la puissance de sortie électrique de l'éolienne. Il est nécessaire de modéliser les parties suivantes tout d'abord pour une éolienne simple, puis de les adapter pour une éolienne à double rotor :

- La partie aérodynamique.
- La partie mécanique.
- La partie électro-mécanique.
- La partie contrôle en puissance et vitesse de rotation pour assurer le fonctionnement en toute sécurité du système.

Dans les parties suivantes, nous étudierons les quatre points cités précédemment.

1.2.2 Aérodynamique de l'éolienne

Modèles aérodynamiques pour une éolienne simple

Les éoliennes tirant leur énergie du vent, l'aérodynamique est au cœur de leur modélisation. Plusieurs modélisations du comportement aérodynamique d'une éolienne coexistent et présentent différents avantages et inconvénients. Le comportement aérodynamique de l'éolienne est dépendant de la vitesse de vent extérieure, de la vitesse de rotation de l'éolienne ainsi que de la géométrie de la pale. La réponse aérodynamique d'une éolienne est souvent représentée comme indiquée figure 1.3.

Dans la figure 1.3, C_p est le coefficient de puissance, défini comme étant le rapport de la puissance

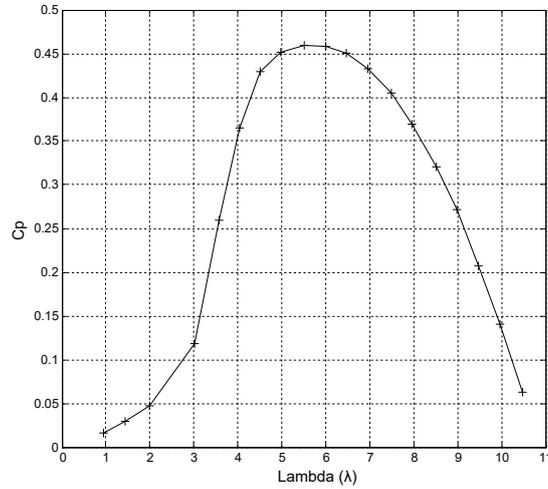


FIGURE 1.3 – Exemple fictif de courbe de réponse aérodynamique d’une éolienne à angle de calage global (θ_{calage}) fixe

mécanique développée par le rotor sur la puissance du vent incident. λ est la vitesse spécifique de l’éolienne, définie comme étant le rapport entre la vitesse linéaire en bout de pale, cette dernière dépendant de la vitesse de rotation (Ω), de la taille du rotor (R) et la vitesse du vent incident (V_0). La vitesse spécifique (ou Tip Speed Ratio) est décrite par l’équation 1.1.

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V_0} \quad (1.1)$$

On peut également faire varier un paramètre technologique de l’éolienne (classiquement l’angle de calage de pale θ_{calage} , décrit chapitre 2), pour obtenir des courbes de performances dépendant également de ce paramètre $Cp = f(\lambda, \theta_{calage})$.

Modèle paramétrique

La modélisation la plus simple du comportement éolien est une équation paramétrée pouvant dépendre de plusieurs variables. Les équations le plus utilisées expriment le Cp en fonction de la vitesse spécifique (λ) et de l’angle de calage global (θ_{calage}) de l’éolienne. [36-38]

Un exemple d’équation paramétrique tirée de [36] pour une éolienne tripale à axe horizontal est décrite par l’équation 1.2.

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \theta_{calage}) = c_1 \cdot (c_2 / \lambda_i - c_3 \cdot \theta_{calage} - c_4 \cdot \lambda_i \cdot \theta_{calage} - c_5 \cdot \theta_{calage}^6 - c_7) \cdot e^{-c_8 / \lambda_i} + c_9 \cdot \lambda \\ \lambda_i^{-1} = (\lambda + c_{10} \cdot \theta_{calage})^{-1} - c_{11} \cdot (\theta_{calage}^3 + 1) \end{cases} \quad (1.2)$$

Dans l’équation 1.2, les paramètres c_i sont déterminés empiriquement ou approximés des modèles plus complexes que nous allons voir par la suite. Ce type de modélisation ne permet de

prendre en compte que le comportement statique de l'éolienne. Ce dernier est souvent utilisé lorsque la connaissance fine du comportement aérodynamique n'est pas nécessaire, et que l'étude porte plus particulièrement sur les systèmes mécaniques ou électro-mécaniques.

Modèle Blade Element Momentum

Le modèle Blade Element Momentum (BEM) est un modèle qui combine d'une part la théorie de la conservation de la quantité de mouvement et d'autre part de l'élément de pale. Le principe de ce modèle est de diviser la pale en N éléments afin de calculer les forces aérodynamiques s'appliquant sur chacun d'entre eux (Cf. figure 1.4). Le calcul des forces aérodynamiques sur les éléments est dépendant de la vitesse vue par lesdits éléments. Cette dernière est impactée par des vitesses induites dans le flux d'air par l'élément de pale. De plus, les profils aérodynamiques utilisés et de leurs caractéristiques en termes de portance et trainée influencent également le calcul des forces aérodynamiques. L'intégration des forces le long de la pale donne le couple exercé sur le rotor. Cette théorie sera décrite plus en détail dans le chapitre 2. Cette dernière est uniquement valable pour une étude en régime stationnaire.

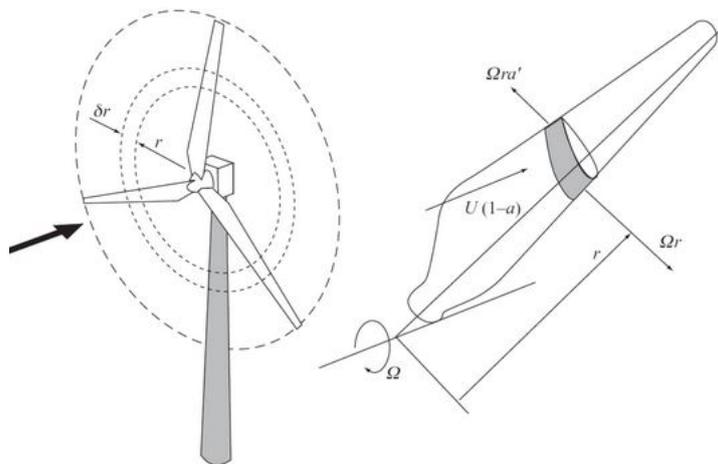


FIGURE 1.4 – Représentation du modèle BEM avec élément de pale et vitesse incidentes tirée de [39]

Modèle vortex

La modélisation par vortex (ou Vortex Lattice Method (VLM)) s'appuie sur le système tourbillonnaire s'établissant autour et à l'arrière d'une pale (voir figure 1.5).

La modélisation par vortex découpe la pale en différents segments ou surfaces. L'écoulement autour de chacun des segments est décrit comme étant la superposition entre la vitesse amont et un champ de vitesse local induit. La vitesse est modifiée localement par l'ensemble des tourbillons générés par les autres segments de la pale (loi de Biot-Savart). En résolvant le système d'équations obtenu, il est possible de déterminer la circulation propre à chaque élément de pale. En appliquant alors le théorème de Kutta-Jukowski (équation 1.3), il est possible de déterminer la force de portance sur l'ensemble de la pale. La VLM permet de réaliser des études dynamiques.

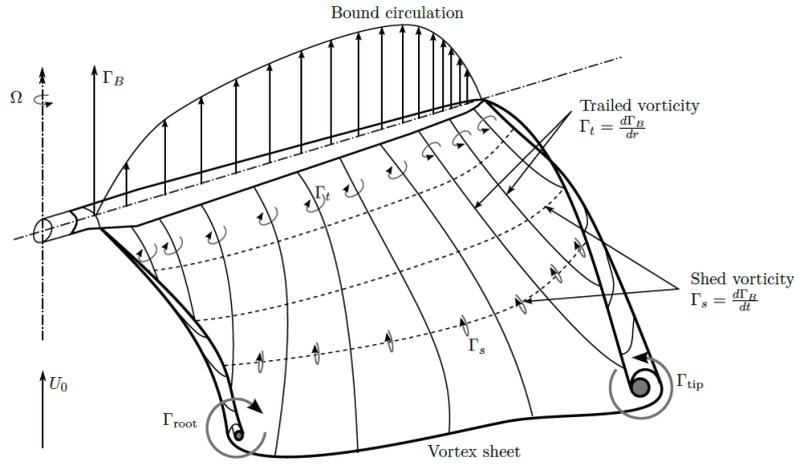


FIGURE 1.5 – Schéma d’une nappe tourbillonnaire tiré de [40]

$$dF_p = \rho \cdot V_0 \cdot \Gamma \cdot dr \quad (1.3)$$

Avec dF_p la portance élémentaire (N), ρ la masse volumique de l’air (kg/m^3), V_0 la vitesse du fluide en amont de la pale (m/s) et Γ la circulation (ou flux de vorticité) (m^2/s).

Computational Fluid Dynamics

La méthode de calcul par mécanique des fluides numérique (Computational Fluid Dynamics ou CFD en anglais) est grandement utilis e avec le développement de la puissance de calcul des ordinateurs.

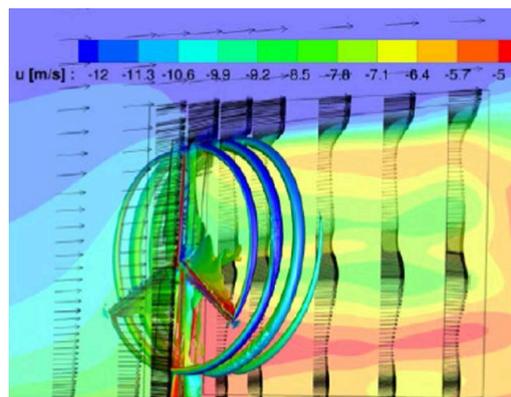


FIGURE 1.6 – Exemple de résultat de calcul CFD tiré de [41]

Ce vocable rassemble différentes méthodes, toutes bas es sur la discrétisation du fluide en éléments volumiques et la résolution des équations de Navier-Stokes (cf.  quations 1.4 et 1.5 dans le cas incompressible) discr tis es. La géométrie de la structure étudiée est alors ins r e dans le flux,

définissant des conditions aux limites de l'écoulement permettant la résolution des valeurs de pressions et vitesses pour la couche limite. L'intégration des pressions le long de la surface du solide et forces de frottement visqueux permet d'obtenir les forces de portance et trainée appliquées sur ce dernier. Ce modèle rend compte de l'évolution temporelle du comportement éolien.

$$\rho \cdot \left[(\vec{U} \cdot \overrightarrow{grad}) \vec{U} + \frac{\partial \vec{U}}{\partial t} \right] = \rho \cdot \vec{g} - \overrightarrow{grad}(p) + \mu \cdot \Delta \vec{U} \quad (1.4)$$

$$div(\vec{U}) = 0 \quad (1.5)$$

Avec ρ la viscosité dynamique du fluide ($Pa \cdot s$), \vec{U} la vitesse du fluide, \vec{g} la gravité terrestre (m/s^2), p la pression (Pa) et μ la viscosité cinématique du fluide (m^2/s).

Modèles double rotor actuels

Dans le cas des éoliennes à double rotor, la nouvelle configuration implique de prendre en compte dans les modèles l'interaction aérodynamique entre les deux rotors. Les différentes approches précédentes ont été utilisées pour modéliser le comportement aérodynamique des éoliennes à double rotor.

De rares études s'appuient sur des relations paramétriques tirées d'études expérimentales [29] ou d'études aérodynamiques plus poussées (modèle de substitution) [42]. Ces relations prennent en compte différentes grandeurs (vitesse du vent, distance entre les hélices, taille des rotors, sens de rotation relatif, vitesse de rotation) et donnent la puissance aérodynamique développée.

D'autres auteurs utilisent le modèle BEM pour modéliser le comportement aérodynamique des éoliennes à double rotor. Parmi ces derniers, beaucoup ne prennent en compte que l'influence axiale du premier rotor sur le second et ne prennent en compte qu'une distance fixe entre les deux rotors [21, 43, 44]. Certains auteurs prennent en compte l'effet rétroactif du second rotor sur le premier en faisant dépendre les coefficients d'induction du premier rotor des valeurs des coefficients d'induction du second. La résolution du système des vitesses induites se fait par processus itératif. Cependant, ces études ne prennent pas en compte la distance entre les deux rotors [45]. Enfin, d'autres auteurs utilisent le modèle BEM classique en prenant en compte des données mesurées sur l'écoulement entre les deux rotors [24].

Des études ont été également menées sur les éoliennes contra-rotatives avec des méthodes de vortex [27, 28, 46] ou CFD [47-49].

1.2.3 Mécanique

Couplage mécanique

Pour l'éolienne à double rotor, il existe trois configurations possibles pour la transmission de puissance aérodynamique [26] :

- Deux chaînes de transmission indépendantes.

- Deux chaînes de transmission couplées de façon rigide.
- Deux chaînes de transmission couplées via un train épicycloïdal.

Les deux dernières solutions sont intéressantes dans la mesure où elles permettent de n'avoir qu'une unique génératrice pour l'éolienne. La mise en commun d'infrastructure comme les fondations, tour, nacelle ou équipements tels que la génératrice électrique est un grand avantage des éoliennes à double rotor. La dernière solution particulièrement permet d'avoir un degré de liberté supplémentaire en laissant la possibilité d'avoir deux vitesses de rotation différentes entre les deux rotors.

Transmission de puissance

La transmission mécanique sert à adapter la vitesse de rotation du rotor de l'éolienne à celle du rotor de la génératrice. En effet, le rotor a tendance à tourner à relativement faible vitesse compte tenu de sa taille et de son point de fonctionnement optimal. En revanche, la vitesse de rotation de la génératrice est proportionnelle à la fréquence du réseau. Il faut donc adapter la vitesse de rotation "lente" du rotor à la vitesse de rotation "rapide" de la génératrice. On utilise pour cela des réducteurs mécaniques entre le rotor et la génératrice. Les réducteurs mécaniques sont un des composants les plus lourds et chers de toute l'éolienne. Les technologies de réducteur les plus souvent utilisées sont [9, 50] :

- Les réducteurs à axe parallèles. Il s'agit de la technologie la plus simple à mettre en œuvre avec deux pignons de tailles différentes. L'inconvénient de déporter l'arbre de sortie par rapport à l'arbre d'entrée.
- Les réducteurs planétaires. Il y a cette fois deux étages de pignons coaxiaux et un étage intermédiaire. Cette technologie permet une meilleure compacité et un arbre d'entrée et de sortie coaxiaux. Les rapports de réductions obtenus sont plus élevés.
- Les réducteurs magnétiques. Ces derniers permettent de transmettre un mouvement sans contact, mais utilisent des matériaux plus complexes tels que des aimants permanents.
- Les transmissions continument variables (ou Continuously Variable Transmission (CVT)). Ces dernières permettent de modifier le rapport de réduction de manière continue, mais sont plus complexes techniquement.

Les trois dernières technologies décrites ci-dessus sont représentées figure 1.7.

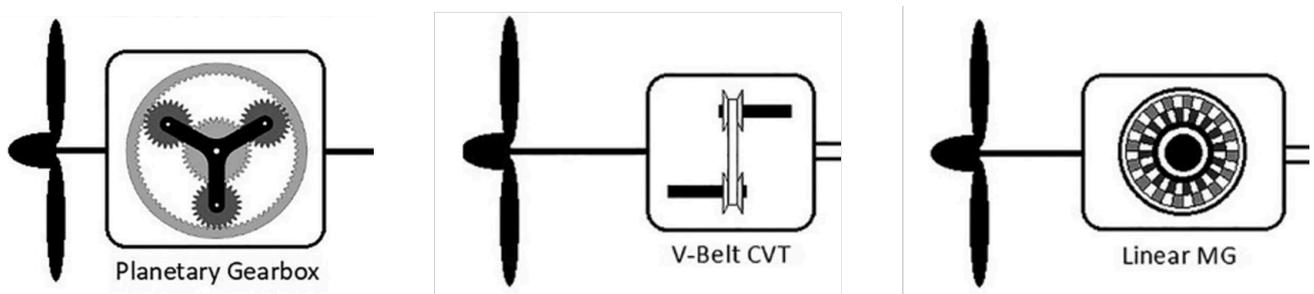


FIGURE 1.7 – Technologies de transmissions mécaniques, tiré de [26]

Chacune de ces catégories se subdivise en différentes solutions technologiques. Les deux premières

technologies mentionnées sont les plus couramment employées. Il existe également des étages successifs de réducteur afin d'augmenter le rapport de vitesses.

1.2.4 Électromécanique

Génératrices classiques

La génératrice électrique permet la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique. Elle est composée d'une partie mobile en rotation entraînée par l'éolienne : le rotor et d'une partie fixe reliée au réseau : le stator. Les catégories de génératrices principalement utilisées dans les éoliennes sont référencées sur la figure 1.8.

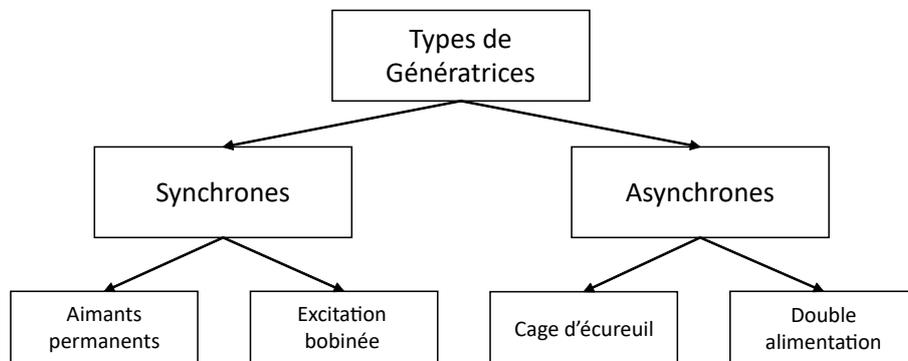


FIGURE 1.8 – Classification des types de génératrices utilisées

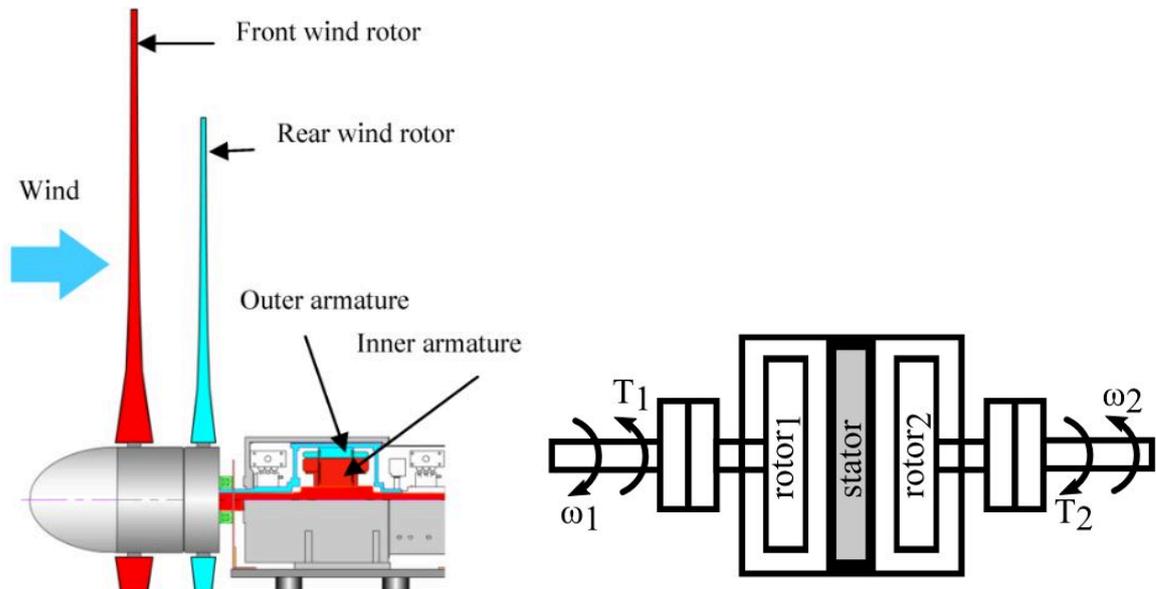
Les génératrices synchrones tournent en phase avec le champ magnétique tournant créé par le réseau électrique ou l'électronique de puissance à laquelle elles sont raccordées. Le champ magnétique au stator peut-être créé soit par une alimentation électrique d'une bobine, soit par des aimants permanents. Cette dernière solution est plus chère, mais de plus en plus utilisée dans l'éolien en mer pour réduire le poids des installations ainsi que les besoins de maintenance. Cette utilisation d'aimants permanents utilise une grande quantité de terres rares dont l'utilisation questionne pour les filières d'approvisionnements disponibles et les impacts environnementaux associés à leur extraction [51].

Les génératrices asynchrones quant à elles tournent plus vite que le champ magnétique tournant du stator (glissement négatif). Le champ magnétique au rotor peut-être créé par l'alimentation d'un bobinage (Double alimentation) ou être induit dans un bobinage par le champ tournant au stator (type cage d'écureuil). Cette dernière solution est la plus aisée à mettre en œuvre, mais l'alimentation du bobinage rotor dans le cas de la double alimentation permet un meilleur contrôle de la génératrice [52].

Génératrices à double rotor

L'utilisation d'éoliennes à double rotor permet d'envisager une configuration de génératrice avec plusieurs éléments mobiles. Ces technologies peuvent prendre différentes formes avec des rotors composés de deux armatures concentriques directement reliées aux rotors et tournant en sens

opposés [53-55]. Un autre type de configuration de génératrice spécifique aux éoliennes à double rotor est celui comprenant un stator et deux rotors [56]. La figure 1.9 présente les deux configurations évoquées.



(a) Génératrice à double armature tirée de [55] (b) Génératrice à double rotor tirée de [56]

FIGURE 1.9 – Types de génératrices spécifiques aux éoliennes à rotors multiples

Électronique de puissance

La vitesse d'opération des génératrices peut être fixe ou variable. Cette dernière configuration permet de régler la vitesse de rotation du rotor éolien et donc de l'efficacité de la conversion aérodynamique. Pour parvenir à modifier le couple électromagnétique au rotor et donc la vitesse de rotation de l'éolienne, il faut faire appel à de l'électronique de puissance. Les configurations régulièrement retrouvées sont [52, 57] :

- La résistance variable du rotor pour une machine asynchrone. Le point de fonctionnement de l'éolienne est réglé par dissipation d'énergie au rotor via le réglage du glissement. L'inconvénient de ce type de montage est la perte d'énergie associée.
- Machine asynchrone avec convertisseur statique au rotor (cas double alimentation). Dans ce cas, le glissement est également contrôlé et l'énergie renvoyée vers le réseau via un ensemble redresseur-onduleur. L'électronique de puissance peut également être placée au stator, mais dans le cas du rotor, l'énergie transitant par l'électronique de puissance est moindre, ce qui permet un dimensionnement moindre des composants électroniques.
- Machine asynchrone à cage avec double enroulement statorique. Cette solution permet de faire varier le nombre de paires de pôles au stator et d'adapter la vitesse de rotation de l'éolienne. L'inconvénient est de ne pouvoir atteindre que deux vitesses de rotation déterminées par les types d'enroulements au stator. La variation n'est, dans ce cas, pas continue.
- Machine synchrone avec convertisseur au stator. On utilise des convertisseurs statiques de

1.3. CAS D'USAGE D'UNE ÉOLIENNE

fréquence (association redresseur-onduleur). Dans ce cas, le point de fonctionnement est atteint grâce au réglage du rapport cyclique de la commutation des convertisseurs.

Les technologies décrites ci-dessus à l'exception du double enroulement sont représentées figure 1.10.

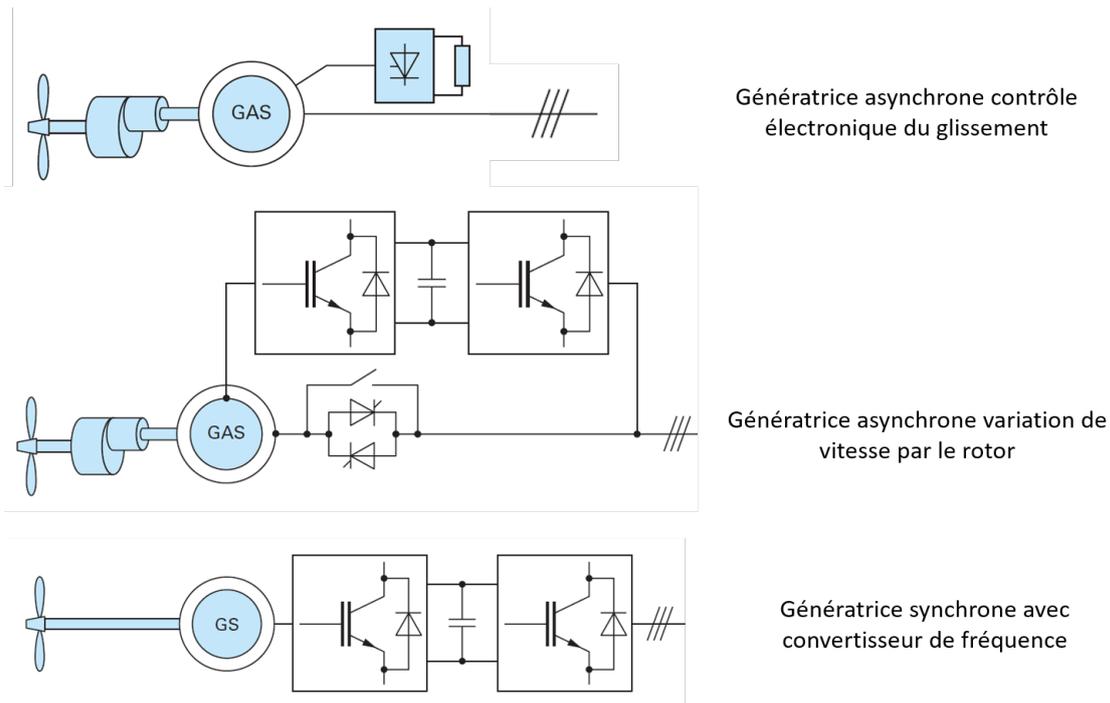


FIGURE 1.10 – Technologies d'électronique de puissance pour la connexion au réseau tirées de [52]

1.3 Cas d'usage d'une éolienne

1.3.1 Échelle temporelle de modélisation

La modélisation des éoliennes peut se faire sur des pas de temps extrêmement courts de l'ordre de la milliseconde pour rendre compte des phases transitoires s'appliquant dans le système. La modélisation peut également s'effectuer sur des temps de l'ordre de l'année voir plusieurs années pour évaluer le comportement moyen de l'éolienne sur de grandes périodes de temps [58]. La figure 1.11 reprend les différentes échelles de temps sur lesquels l'éolienne peut être analysée.

Le choix de la temporalité est important puisque ce ne seront pas les mêmes modèles et les mêmes équations à établir ni même les mêmes critères de performance à analyser.

1.3. CAS D'USAGE D'UNE ÉOLIENNE

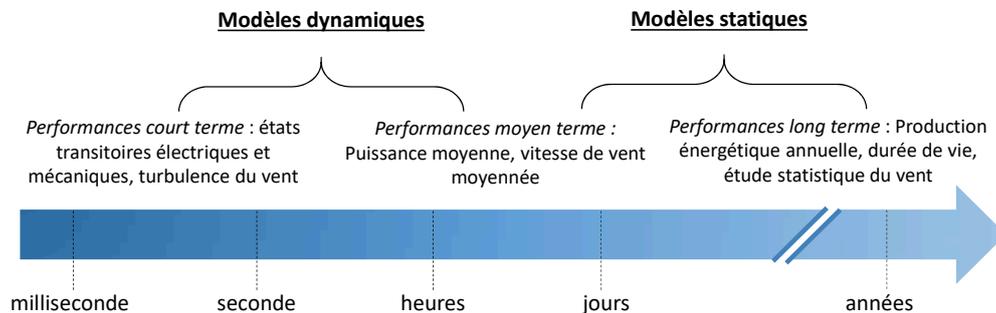


FIGURE 1.11 – Échelles de temps de l'analyse du système

1.3.2 Taille des éoliennes considérées

Les éoliennes peuvent prendre différentes tailles, depuis les éoliennes de récupération d'énergie de quelques millimètres de hauteur et de diamètre pour de puissances de l'ordre du Watt [59] jusqu'aux immenses éoliennes en mer de plus de 100 mètres aussi bien en hauteur de tour que de rayon de pale pour des puissances de l'ordre de plusieurs MW [60].

Les éoliennes étudiées expérimentalement sont souvent relativement limitées en taille pour des questions de tailles d'infrastructures telle que les souffleries. Par exemple, une des plus grandes éoliennes testées en soufflerie en Europe atteignait seulement 4.5 m de diamètre [61]. La plus grande éolienne testée à ce jour a été une éolienne de 10 m de diamètre par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) aux États-Unis, taille bien inférieure à la taille des éoliennes installées en parc éolien [62].

En ce qui concerne la France, la production électrique d'origine éolienne est réalisée au niveau de parcs de production comprenant plusieurs éoliennes de grandes tailles. Il n'y a pas pour l'éolien le phénomène de production domestique très décentralisée que peut connaître le photovoltaïque. Un rapport de l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) sur la filière éolienne en France fait un état des lieux des parcs et des modèles d'éoliennes installées en 2014 (Voir figure 1.12).

1.3.3 Contrôle

Courbe de puissance d'une éolienne

Les éoliennes ne produisent pas toujours la même puissance en fonction de la vitesse de vent. Tant que l'intégrité structurelle et des composants de l'éolienne n'est pas menacée, l'objectif est de pouvoir convertir le maximum de puissance éolienne en puissance électrique. Dans d'autres cas de vitesses de vent plus élevées, il est nécessaire de limiter la puissance à une certaine valeur pour assurer le bon fonctionnement des composants ou même d'arrêter l'éolienne par mesure de sécurité en cas de vent trop fort. Une courbe de puissance caractéristique d'une éolienne est présentée figure 1.13.

1.3. CAS D'USAGE D'UNE ÉOLIENNE

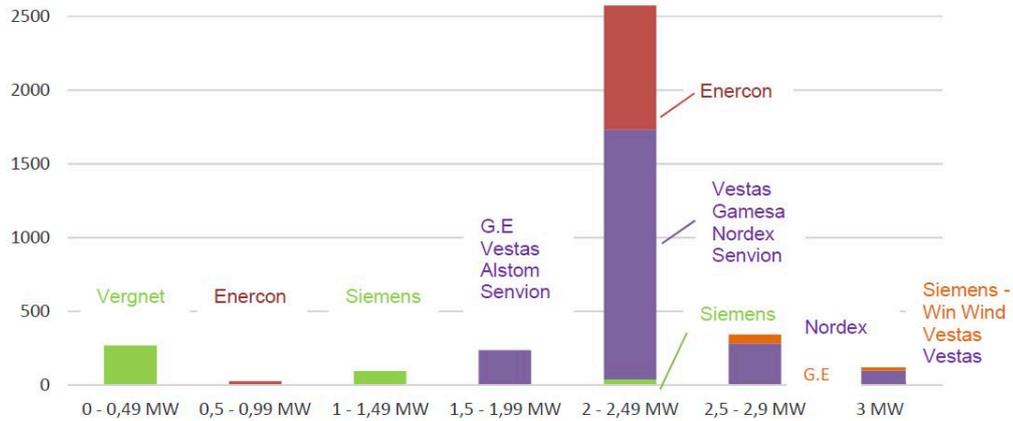


FIGURE 1.12 – Répartition des éoliennes installées en France en 2014 en fonction de leur puissance et du constructeur (en nombre d'éoliennes), tirée de [63]

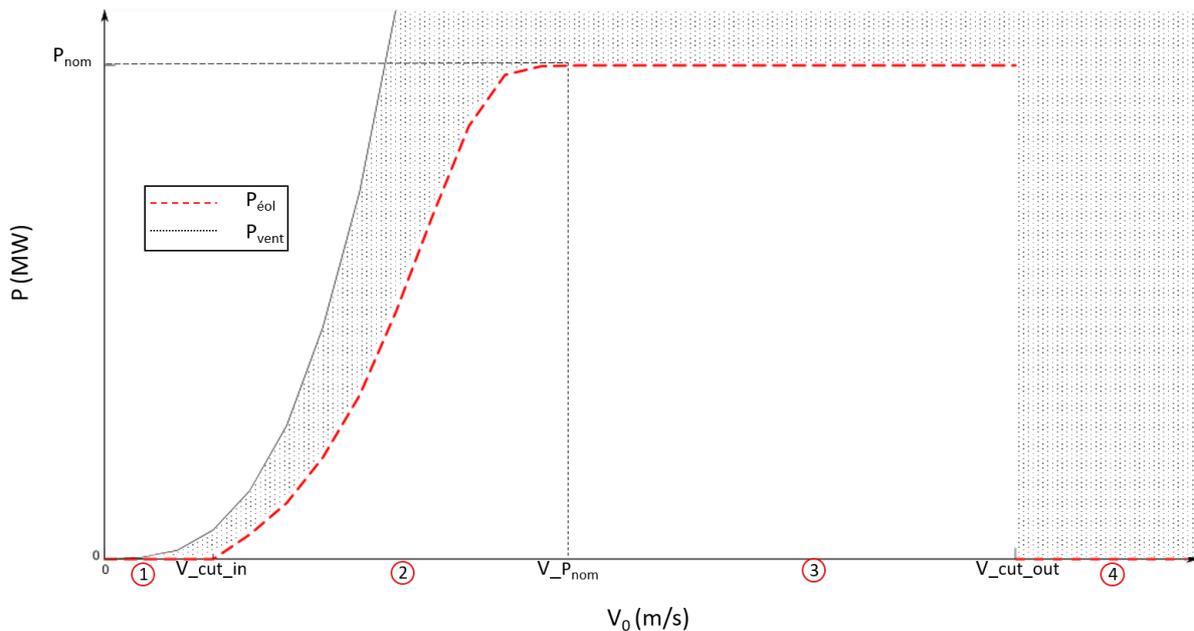


FIGURE 1.13 – Courbe de puissance caractéristique d'une éolienne

Dans la figure 1.13, on peut voir que la puissance de sortie de l'éolienne en fonction du vent se décompose en quatre zones distinctes :

- Une zone dans laquelle la vitesse de vent n'est pas suffisante pour que l'éolienne démarre ($V_0 < V_{cut-in}$).
- Une zone dans laquelle l'éolienne est pilotée pour maximiser la puissance produite ($V_{cut-in} < V_0 < V_{P_{nom}}$). Plus le vent amont est élevé, plus l'angle entre le fluide et la pale augmente. Or, le point de fonctionnement optimal de l'éolienne correspond à un angle donné entre le fluide et la

1.3. CAS D'USAGE D'UNE ÉOLIENNE

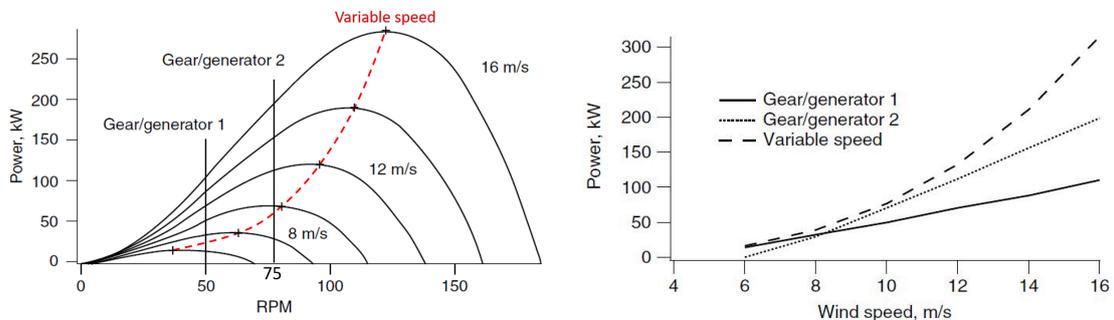
pale. L'accélération de la vitesse de rotation de l'éolienne permet d'augmenter la vitesse relative vue tangentiellement par la pale et par la même occasion diminue l'angle relatif de fluide pour contrebalancer l'effet dû au vent axial amont. Ces notions de vitesses et angles relatifs seront approfondies dans le chapitre 2.

- Une zone dans laquelle la puissance sera limitée à la puissance nominale de la génératrice ($V_{P_{nom}} < V_0 < V_{cut-out}$). Cette zone est atteinte si l'éolienne ne peut plus accélérer en vitesse de rotation ou si une limitation de puissance obtenue intervient pour des raisons de sécurité mécaniques ou concernant la génératrice.
- Une zone dans laquelle l'éolienne est mise à l'arrêt pour raisons de sécurité ($V_0 > V_{cut-out}$). En effets, des efforts mécaniques trop importants sur les pales peuvent entraîner leur rupture.

La courbe noire de la figure 1.13 représentant la puissance du vent incident. Pour améliorer les caractéristiques de l'éolienne, il faudrait que la courbe rouge gagne du terrain sur la zone grisée.

Méthodes de contrôle

Pour obtenir la courbe de puissance décrite précédemment, un contrôle de la vitesse de rotation et du couple de l'éolienne est nécessaire. En effet, la courbe de puissance atteignable par l'éolienne dépend de la vitesse de vent et de la vitesse de rotation de cette dernière (voir figure 1.14a). Pour obtenir la courbe de puissance définitive de l'éolienne (figure 1.14b), il faut déterminer l'ensemble de couples (ou points de fonctionnement) vitesse de rotation (Ω), vitesse de vent (V_0).



(a) Courbes de puissances en fonction de la vitesse de rotation et de la vitesse de vent (b) Courbes de puissances constituées des points de fonctionnements pour chaque vitesse de vent

FIGURE 1.14 – Illustration de l'intérêt du contrôle dans le cas d'une éolienne à vitesse variable, tirée de [9]

La figure 1.14 reprend les courbes de puissance atteignable d'une éolienne puis le couplage avec deux génératrices dont les vitesses de rotation sont fixes à 50 et 75 tr/min et une génératrice à vitesse de rotation variable. La seconde partie de la figure présente les courbes de puissances obtenues dans ces trois cas. L'objectif du pilotage est de passer par les points de fonctionnement (Ω, V_0) maximisant la puissance.

Pour réaliser le contrôle selon la vitesse de vent incident, il est possible de jouer sur deux paramètres de l'éolienne : l'angle des pales ou le couple électromagnétique de la génératrice [9, 64] (voir figure 1.15).

L'angle de la pale variable en cours de fonctionnement permet de jouer sur les forces de portances et trainée aérodynamiques appliquées sur les pales et donc sur le couple mécanique développé. Le réglage du couple électro-mécanique permet quant à lui de moduler le couple résistant, le différentiel entre ces deux couples permettant d'accélérer ou ralentir la vitesse de rotation de l'éolienne si besoin. Ces notions seront reprises dans le chapitre 2.

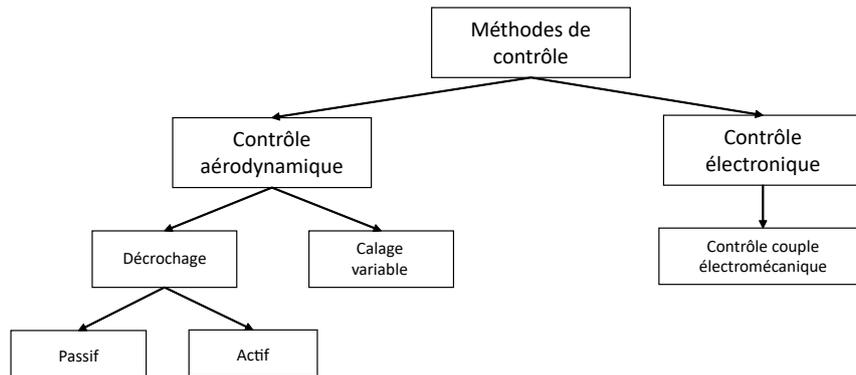


FIGURE 1.15 – Classification des types de contrôles possibles

Les méthodes de contrôle aérodynamiques se basent sur l'angle de la pale par rapport au vent relatif vu par l'éolienne, aussi appelé angle d'attaque. Cette dernière peut être faite de telle sorte que la pale décroche (angle trop important) à partir d'une certaine vitesse de vent axiale (passif) ou crée le décrochage en ayant un système d'inclinaison de pale (actif, augmentation de l'angle de vent apparent). Le décrochage passif est simple à réaliser, mais ne permet pas d'obtenir une puissance nominale fixe sur une grande plage de vitesse de vent. Le contrôle en décrochage actif induit des contraintes élevées sur les pales. Le contrôle aérodynamique le plus utilisé est la variation de l'angle de calage de la pale pour diminuer le couple aérodynamique exercé (diminution de l'angle de vent apparent).

Pour les méthodes de contrôle électromécanique, se référer à la section 1.2.4. Classiquement, pour des vents inférieurs à la vitesse de vent nominale, seul le contrôle électronique intervient (lorsqu'il existe) [9]. Pour des vents supérieurs à la vitesse de vent nominale, une combinaison du contrôle aérodynamique et électronique intervient.

1.3.4 Environnement

L'environnement dans lequel évolue l'éolienne, à savoir le flux d'air, est d'une importance fondamentale sur l'énergie que l'on peut en tirer. Le vent possède des caractéristiques physiques propres (vitesse, direction, densité...) qui peuvent varier spatialement et temporellement. Au niveau spatial, à l'échelle de l'éolienne, le vent peut être non uniforme sur le disque du rotor. Cette non-uniformité peut-être selon l'axe vertical avec une loi de vitesse de vent (ou de masse volumique) en fonction de l'altitude ou encore bi-dimensionnelle avec un vent variable en fonction de la position sur la surface du rotor. À l'échelle d'un territoire, le vent dépend du lieu géographique considéré. L'objectif de cette thèse est de comparer des technologies au niveau du dimensionnement avec des possibilités de lieux d'implantation variés. Il faut donc pouvoir prendre en compte le lieu

1.3. CAS D'USAGE D'UNE ÉOLIENNE

géographique d'implantation dans le modèle.

Au niveau temporel, il est possible de prendre en compte des variations de vent sur de très courtes périodes (rafales) ou au contraire de prendre une répartition statistique de la vitesse de vent au cours d'une année. Nous voulons dans ce travail de recherche déterminer les performances de l'éolienne sur le long terme. Aussi, nous étudierons ici la variation temporelle décrite par des distributions statistiques et considérerons un vent uniforme sur la surface du rotor.

Pour la description statistique du vent en un lieu donné, deux distributions donnant la densité de probabilité d'occurrence pour chaque vitesse de vent sont classiquement utilisées [9, 65] : Rayleigh et Weibull. Cette répartition statistique temporelle est souvent calculée à l'année.

La fonction densité de probabilité de la vitesse de vent selon Rayleigh est décrite par l'équation 1.6.

$$f(V) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{V}{V_*^2} \cdot e^{-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{V}{V_*}\right)^2} \quad (1.6)$$

La fonction de Rayleigh possède un unique paramètre qui est la vitesse moyenne du vent V_* relevée en un lieu donné. Les courbes correspondant à la distribution de Rayleigh sont affichées figure 1.16.

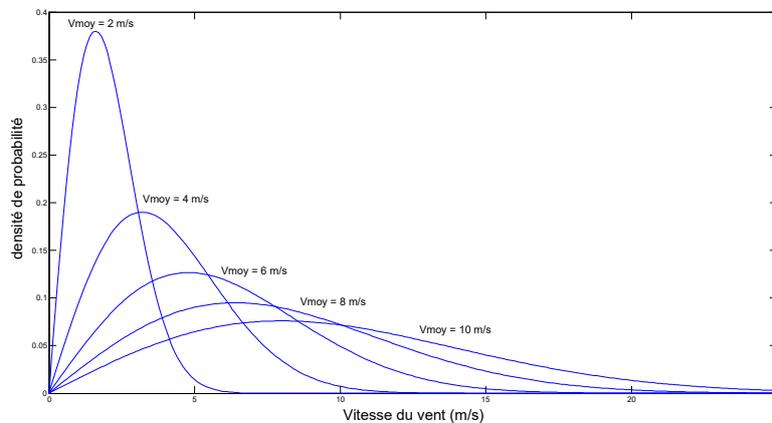


FIGURE 1.16 – Distributions de Rayleigh pour différents V_{moy}

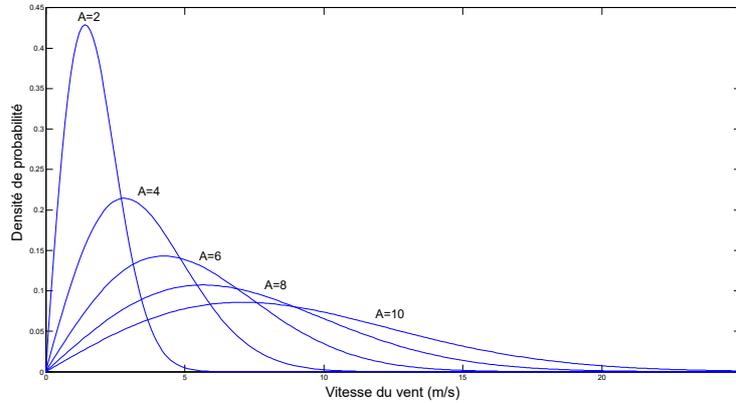
L'autre fonction de probabilité couramment utilisée est celle de Weibull (équation 1.7).

$$f(V) = \frac{k_w}{A} \cdot \left(\frac{V}{A}\right)^{(k_w-1)} \cdot e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^{k_w}} \quad (1.7)$$

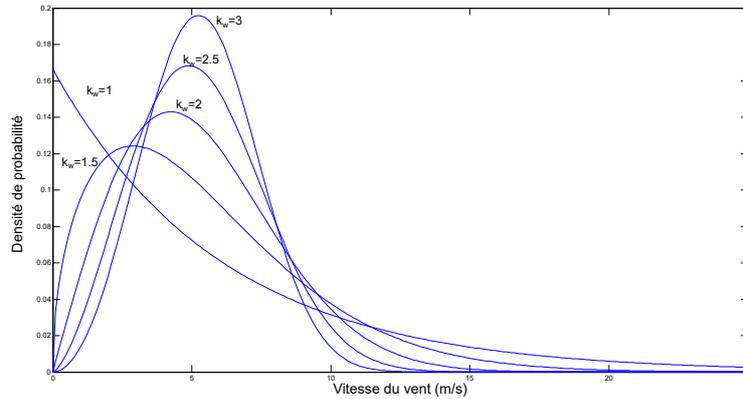
Les figures 1.17a et 1.17b représentent respectivement les influences des facteurs d'échelle A (k_w fixé égal à 2) et de forme k_w (A fixé égal à 6).

Des relevés de vitesses de vent sont effectués quotidiennement en France par des stations météorologiques. Les relevés moyens des régions Île-de-France et Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) pour 2020 sont représentés figure 1.18 [66].

1.3. CAS D'USAGE D'UNE ÉOLIENNE



(a) Influence du facteur d'échelle A



(b) Influence du facteur de forme k_w

FIGURE 1.17 – Influence des paramètres de la distribution de Weibull

Les deux relevés de vitesse de vent nous montrent que les profils des vitesses de vent peuvent être très variables d'une région à l'autre. On peut voir que les vitesses atteintes en PACA sont bien plus élevées qu'en Île-de-France. De même, la variabilité est plus importante en PACA. Il est possible de définir les paramètres des lois de probabilité décrites ci-dessus afin de pouvoir décrire le vent relevé en un lieu donné. Les lois de distribution de Weibull paramétrées pour correspondre aux données de la figure 1.18 sont représentées figure 1.19.

On peut voir dans la figure 1.19 que les courbes de Weibull traduisent bien les relevés de vent avec un pic de densité de probabilité plus élevé en PACA et une plus grande répartition des probabilités des vents autour de ce pic que pour l'Île-de-France. Les paramètres de Weibull associés à chaque courbe sont également indiqués sur la figure 1.19.

1.4. CRITÈRES DE PERFORMANCE DES ÉOLIENNES

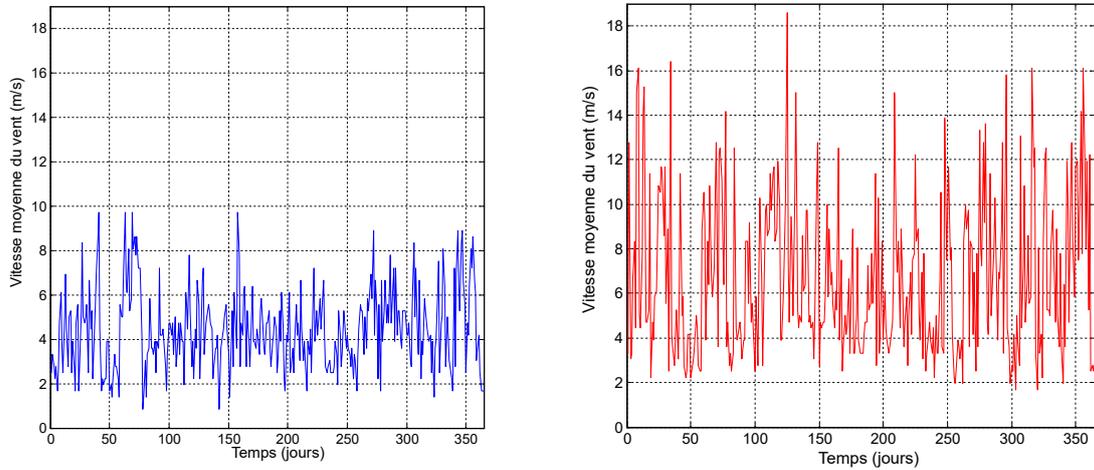


FIGURE 1.18 – Relevé de vitesses de vents moyennes pour deux régions françaises

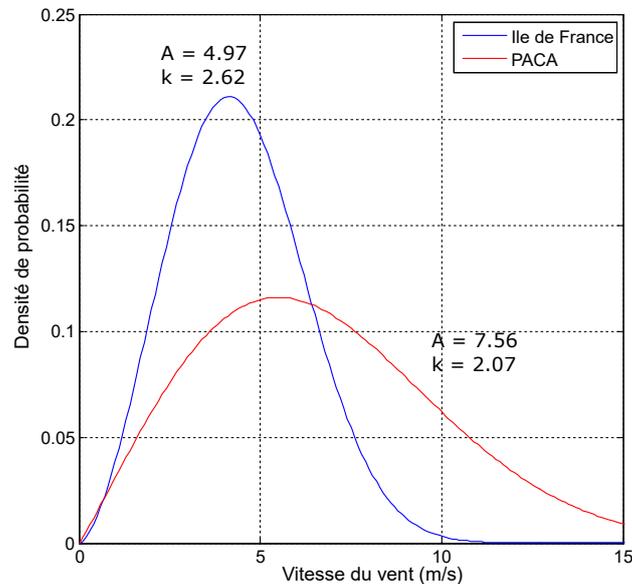


FIGURE 1.19 – Distributions de Weibull associées aux vents des régions IDF et PACA

1.4 Critères de performance des éoliennes

Avec l'essor des algorithmes d'optimisation, de nombreuses études se sont appliquées à améliorer les caractéristiques des éoliennes. Avec ces études, les auteurs ont tenté de définir les critères de performances significatifs pour juger de l'amélioration du système éolien. Ces derniers peuvent être

1.4. CRITÈRES DE PERFORMANCE DES ÉOLIENNES

localisés comme le coefficient de trainée au niveau de l'élément de pale ou l'échauffement dans les composants électriques. Il y a également des critères de performance macroscopiques plus adaptés à notre étude à vocation de dimensionnement. Les plus couramment utilisés sont les suivants [67] :

- Le coefficient de puissance de l'éolienne (C_p).
- La production énergétique annuelle (ou Annual Energy Production (AEP)).
- Le coût de l'énergie (ou Cost Of Energy (COE)).
- La masse.

1.4.1 Coefficient de puissance C_p

Ce critère représente la performance de l'éolienne sur un point de fonctionnement donné, c'est-à-dire pour une vitesse de vent donnée. Il prend en compte la puissance convertie par l'éolienne et la puissance initialement contenue dans le vent, c'est le meilleur rapport entre ces deux grandeurs qui est recherché. Ce coefficient peut s'écrire selon l'équation 1.8.

$$C_p = P_{\text{éolienne}}/P_{\text{vent}} = \frac{P_{\text{éolienne}}}{(1/2) \cdot \rho \cdot S \cdot V_0^3} \quad (1.8)$$

Avec ρ la masse volumique de l'air [kg/m^3], S la surface du rotor en [m^2] et V_0 la vitesse du vent à l'amont [m/s]. La puissance éolienne considérée ($P_{\text{éolienne}}$) est souvent la puissance mécanique du rotor.

Ce coefficient C_p était un des premiers critères de performances utilisés pour étudier l'éolien [67]. Des études continuent de porter sur ce coefficient, notamment en ce qui concerne l'étude purement aérodynamique de l'éolienne [68-70]. L'inconvénient de ce coefficient est de ne se concentrer que sur un point de fonctionnement particulier de l'éolienne, sans prendre en compte les performances pour d'autres conditions d'opération. Il est de plus uniquement lié à la partie aérodynamique de l'éolienne.

1.4.2 Production annuelle d'énergie

La production annuelle d'énergie (ou Annual Energy Production en anglais) est la production d'énergie annuelle totale de l'éolienne implantée sur un territoire donné. Ce critère est calculé via la courbe de puissance de l'éolienne considérée, obtenue avec une stratégie de contrôle correspondante, et la courbe de densité de probabilité du vent propre à la localisation géographique choisie. Son calcul se fait selon l'équation 1.9.

$$AEP = \int_{V_{min}}^{V_{max}} P(V) \cdot f(V) dV \quad (1.9)$$

Avec $P(V)$ la puissance de l'éolienne pour un vent V et $f(V)$ la fonction densité de probabilité. Un critère dérivé de l'AEP est le facteur de charge, obtenu en divisant l'AEP par l'énergie annuelle théoriquement productible par l'éolienne tournant toute l'année à puissance nominale.

1.4. CRITÈRES DE PERFORMANCE DES ÉOLIENNES

Ce critère est régulièrement utilisé pour l'étude de performance d'une éolienne, à la fois en tant qu'étude aérodynamique, mais également sur le système éolien dans son ensemble [71-73].

Le critère de l'AEP permet de prendre en compte plusieurs choses. Dans un premier temps, il permet de prendre en compte la performance de l'éolienne sur plusieurs vitesses de vents puisque la courbe de puissance est définie sur une plage de vents. Cela veut dire qu'il ne faut pas que l'éolienne soit performante en un point de fonctionnement donné, mais sur la plage de vent la plus large possible. Dans un second temps, l'AEP permet de prendre en compte l'adéquation de l'éolienne avec le lieu géographique d'implantation. En effet, la densité de probabilité de vent change avec le lieu, il est nécessaire que l'éolienne soit performante sur les vitesses de vent réellement atteintes en ce lieu pour fournir l'AEP la plus élevée possible.

1.4.3 Coût de l'énergie

Le coût de l'énergie (ou Cost of Energy, COE, en anglais) représente le coût de l'éolienne annualisé sur sa durée de vie pour produire une unité d'énergie. Il est calculé en prenant en compte le coût financier d'un ou plusieurs composants de l'éolienne normalisé par l'énergie produite par l'éolienne (souvent exprimé en $\$/kWh$, voir équation 1.10).

$$COE = \frac{C_a}{AEP} \quad (1.10)$$

Avec C_a le coût annuel associé à l'éolienne.

En fonction des études considérées, le calcul de COE change. Certains prennent en compte un coût d'une éolienne de référence et en dérivent leur calcul de COE [74], d'autres établissent une proportionnalité entre le poids des composants et le coût financier [75]. Divers composants peuvent être pris en compte comme la station de conversion d'énergie ou le taux de charges financières [76]. Des travaux du NREL sur différentes éoliennes ont proposé des relations paramétriques entre des grandeurs physiques de l'éolienne (Puissance, taille du rotor, etc.) et le coût de ses composants [77].

Le COE présente l'avantage de prendre en compte la totalité des constituants de l'éolienne ainsi que son cycle de vie à travers son coût. Il prend également en compte la performance de l'éolienne à travers l' AEP . Il s'agit d'un indicateur très complet et régulièrement utilisé [78-80]. Son principal inconvénient réside dans la difficulté d'associer un modèle de coût aux éléments de l'éolienne pris en compte.

1.4.4 Masse

La masse de l'éolienne et plus particulièrement des pales est également utilisée comme indicateur de performance de l'éolienne. Ce critère peut prendre en compte plus ou moins de composants internes à l'éolienne en fonction de la finesse des modèles développés (poids des pales, des roulements, des arbres de transmission, de l'électronique, etc.). Ce critère est considéré comme ayant un impact sur la durée de vie en fatigue de l'éolienne [67]. De plus, le poids des composants peut également être relié aux coûts énergétiques générés sur l'ensemble du cycle de vie de l'éolienne, et dans une certaine

mesure aux émissions de CO_2 associées [81, 82]. La masse est souvent calculée via des modélisations de pales sur des logiciels de calcul par éléments finis (ANSYS ou ABAQUS) [83-85]. Une étude NREL propose des équations paramétriques reliant des grandeurs caractéristiques de l'éolienne à la masse de ses composants [77].

1.5 Optimisation des éoliennes

1.5.1 Algorithmes utilisés

Problème d'optimisation

Dans le cas général, un problème d'optimisation cherche à définir les caractéristiques propres (x) d'un objet optimisant (maximisant ou minimisant) une de ses performances (n performances calculées via autant de fonctions objectifs (f_i)). On peut ajouter des contraintes supplémentaires au problème. Il s'agit alors de trouver un extremum aux fonctions f_i sur un domaine de définition donné (\mathbb{K}) défini par m contraintes ($\{c_j, b_j\}$) (voir 1.11).

$$\begin{aligned} \min_{x \in \mathbb{K}} \quad & f_i(x) \quad \forall i \in \llbracket 1, \dots, n \rrbracket \\ \text{subject to} \quad & c_j(x) \leq b_j, \quad \forall j \in \llbracket 1, \dots, m \rrbracket \end{aligned} \tag{1.11}$$

Si la fonction f est connue et dérivable, le calcul de sa dérivée (ou matrice jacobienne dans le cas d'une fonction à plusieurs variables) et la recherche des racines associées permettent de trouver l'extremum de cette fonction sur son intervalle de définition. Cependant, il existe des problèmes pour lesquels la fonction f n'est pas explicite ou non dérivable. Dans ce cas, un algorithme d'optimisation va évaluer cette fonction en plusieurs points selon un schéma permettant d'atteindre ou d'approcher l'extremum de cette fonction.

Les familles d'algorithmes d'optimisation

Des nombreux types d'algorithmes d'optimisation existent et sont appliqués à des problèmes très divers. Pour une classification des principales catégories d'algorithmes d'optimisation, voir la figure 1.20 [86, 87]

Les algorithmes déterministes suivent une procédure itérative parfaitement définie et l'ensemble des calculs mené est répétable si le problème d'optimisation est identique. Les algorithmes les plus communs dans cette catégorie sont ceux du simplex ou de la descente de gradient, ces derniers procèdent par des méthodes analytiques définies. Ces algorithmes ne sont pas utilisables si la fonction n'est pas continue, et ne sont pas fiables si la fonction possède des extrema locaux.

Les algorithmes stochastiques se distinguent par le fait qu'ils introduisent une composante aléatoire dans leur processus de recherche d'un optimum et permettent de pallier le problème des extrema locaux. Dans les algorithmes stochastiques, on peut trouver les heuristiques qui sont développées pour un problème particulier et permettent d'approcher l'optimum en un temps donné, et les méta-heuristiques qui sont une extension des heuristiques, méthodes générales applicables à un

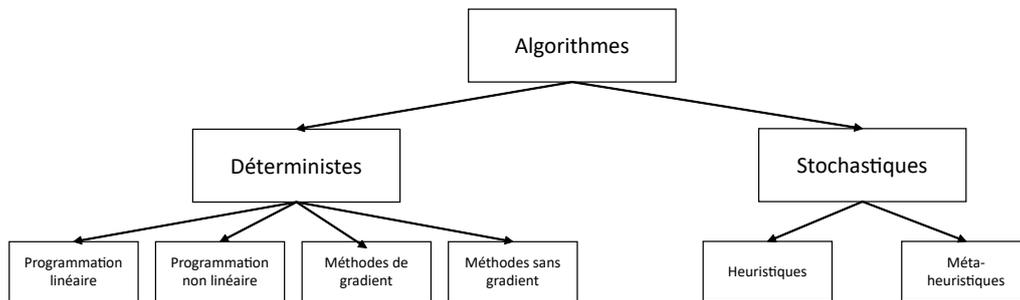


FIGURE 1.20 – Classification des différentes familles d’algorithmes d’optimisation

grand nombre de problèmes. Les algorithmes méta-heuristiques sont des méthodes approximatives s’affranchissant de la recherche locale utilisée dans les autres types d’algorithmes [88]. Nous allons nous concentrer sur ces dernières dans la suite.

Algorithmes méta-heuristiques

Les algorithmes méta-heuristiques sont des méthodes d’optimisation qui utilisent les performances de calculs actuelles pour tester un grand nombre de solutions avec des stratégies de recherche de solution variant d’un algorithme à l’autre.

Les méta-heuristiques permettent de s’approcher de l’optimum global dans l’espace de conception en définissant des règles globales d’évolution des solutions testées. Ils sont réalisés pour être applicables sur tous types de problèmes d’optimisation et permettent de trouver des solutions performantes, notamment dans le cas de problèmes complexes/non explicites. Ils possèdent le désavantage de tester un grand nombre de solutions pour convenablement explorer l’espace de conception, mais permettent un très bon compromis entre la qualité de la solution et le temps de calcul dans le cas de problème complexe [89].

Les algorithmes méta-heuristiques se décomposent en différentes catégories d’algorithmes telles que les algorithmes évolutionnaires basés sur l’évolution ”darwinienne” d’une population, les algorithmes particuliers basés sur l’évolution spatiale d’un ensemble d’individus ou encore sur des algorithmes basés sur les phénomènes physiques tels que le recuit simulé [90]. Néanmoins, les catégories de classifications d’algorithmes restent variables selon les études. En effet, certaines classifications proposent de classer les algorithmes en fonction de l’inspiration de l’algorithme (biologique, chimique, physique, etc.) tandis que d’autres préfèrent classer les algorithmes selon leur mode de fonctionnement (évolution d’un individu, d’un ensemble d’individu, de trajectoires) [90, 91].

Parmi les algorithmes évolutionnaires, il existe différents algorithmes tels que les algorithmes génétiques ou encore les algorithmes à stratégie évolutive [87]. Les algorithmes génétiques sont les algorithmes évolutionnaires les plus répandus. Ils se basent sur une population définie par des vecteurs appelés chromosomes. La population évolue par mutation et croisements de chromosomes entre individus. L’évaluation des performances et la sélection des meilleurs individus dans la population permet de converger vers la solution optimale [87].

Dans le domaine de l'éolien, les algorithmes méta-heuristiques les plus couramment utilisés sont les algorithmes génétiques et les algorithmes particuliers [67]. Nous allons dorénavant nous concentrer sur ces deux types d'algorithmes.

Algorithmes particuliers

L'algorithme particulier par excellence est celui d'optimisation par essaim particulier (Particle Swarm Optimization (PSO) en anglais). Ce dernier a été introduit par Kennedy et Eberhart [92] et s'appuie sur la modélisation des solutions testées comme étant un groupe de particule dont l'évolution de la trajectoire chaque particule dépend de la trajectoire passée de la particule, mais est également influencé par celles des particules alentour et même par l'ensemble des particules du groupe [87].

Cet algorithme est relativement simple à implémenter et possède de bonnes performances sur des problèmes discontinus et non linéaires [92]. Il a été couramment utilisé dans le domaine de l'optimisation d'éolienne [84, 93, 94].

Algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques se basent sur les caractéristiques d'une population composée d'individus et la sélection naturelle via des opérateurs génétiques pour assurer la convergence vers des individus optimum [95]. Il existe de nombreuses formes d'algorithmes génétiques appliquées à l'optimisation d'éoliennes. On peut citer par exemple les algorithmes Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA) [96] ou encore Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA) [97, 98]. Ces algorithmes ont l'avantage d'être utilisables sur des fonctions non-linéaires et non continues. En particulier l'algorithme développé par Deb *et al.* (NSGA-II) permet de mener à bien des optimisations multi-objectifs présentant des résultats rapides comparativement aux autres méthodes génétiques, la complexité de cet algorithme étant de l'ordre de $O(MN^2)$ (en négligeant le temps d'évaluation de la fonction objectif) pour chaque génération avec M le nombre d'objectifs et N la taille de la population [99]. Les résultats trouvés présentent avec une bonne diversité et une bonne convergence [99].

1.5.2 Optimisation multi-objectifs et Optimum de Pareto

Il existe plusieurs façons de procéder à des optimisations selon plusieurs objectifs. Les principales méthodes sont les suivantes [100] :

- La méthode du critère global où l'on va essayer de s'approcher au maximum du vecteur performances idéales connu.
- La combinaison linéaire de poids où la fonction objective devient un somme de pondérations données entre les objectifs initiaux.
- La méthode ϵ -contrainte où un des objectifs est gardé en objectif principal et les autres sont transformés en contraintes du problème d'optimisation dont les valeurs seuils ϵ_k sont fixées.
- Optimisation multi-objectifs non pondérés (souvent réalisée par algorithmes génétiques) donnant un optimum de Pareto.

Une optimisation de Pareto (cf. figure 1.21) est une optimisation multi-objectifs non pondérés dont le résultat est un ensemble de solutions non dominées, c'est-à-dire les individus tels qu'il n'existe pas d'autres individus plus performants sur l'ensemble des objectifs ("zones vertes" dépourvues d'individus). Autrement dit, pour chaque individu issu de l'optimisation, il n'existe pas d'autres individus meilleurs sur l'ensemble des critères de comparaison. Le résultat ainsi trouvé est appelé front de Pareto. Pour un problème d'optimisation comprenant n objectifs, le front de Pareto trouvé sera de dimension $n - 1$.

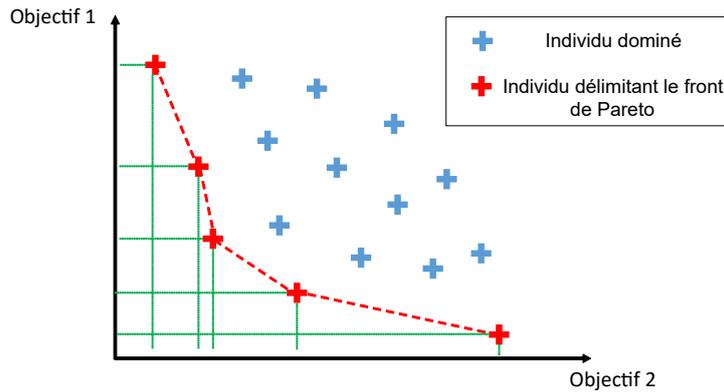


FIGURE 1.21 – Exemple de front de Pareto pour deux objectifs

1.5.3 Problème d'optimisation appliqué à l'éolien

Objectifs

En appliquant au cas de l'éolien, les caractéristiques propres sont les éléments définissant l'éolienne tels que la taille, le nombre de pales, le type de réduction mécanique, la génératrice, etc. Les performances peuvent être prises indépendamment parmi les critères décrits dans la section 1.4. Il est également possible de faire de l'optimisation multicritère en combinant les critères précédents entre eux ou en prenant plusieurs critères concomitamment.

Un objet complexe comme l'éolien nécessite de faire des compromis entre différentes caractéristiques afin d'obtenir un objet viable. L'optimisation multi-objectifs permet d'obtenir un ensemble de compromis entre les objectifs spécifiés sans avoir à faire un choix d'objectif prioritaire a priori [101]. Plusieurs combinaisons d'optimisation multi-objectifs existent avec une recherche de compromis entre l'AEP et le COE [74, 102] ou encore entre l'AEP et la masse [103] ou la puissance maximale et la masse [97].

Paramètres

Pour comparer les technologies, il est nécessaire d'établir quels paramètres définiront les individus de chaque technologie étudiée. Les paramètres influant sur les objectifs sont multiples. Ning *et al.* [72] ont proposé un cas d'étude type d'optimisation d'éolienne. Ils proposent comme paramètres technologiques variables les paramètres suivants pour ce qui est du rotor :

1.5. OPTIMISATION DES ÉOLIENNES

- La distribution des cordes le long de la pale.
- La distribution des angles de vrillage le long de la pale.
- La distribution des épaisseurs de tête de longeron (ou enveloppe externe) le long de la pale.
- La vitesse de rotation de l'éolienne.
- Le diamètre de l'éolienne.
- La puissance nominale de la génératrice.

Contraintes

Pour assurer un design réaliste lors de l'optimisation, des limites doivent être imposées à l'espace de conception. Dans leur étude, Ning *et al.* [72] proposent également une liste de contraintes à respecter pour l'optimisation éolienne :

- Limite de contrainte de traction / compression.
- Limite de flambement de la tête de longeron.
- Limite de flèche du bout de pale.
- Limite de la fréquence propre des pales.
- Limite de la contrainte en fatigue.
- Limite de la vitesse linéaire en bout de pale.

Toutes ces contraintes sont d'ordre structurel (la dernière étant également liée au bruit).

1.5.4 Optimisation appliquée à l'éolien double rotor

Très peu d'auteurs ont appliqué des méthodes d'optimisation aux éoliennes contra-rotatives. La très grande majorité des auteurs cherchent à maximiser le coefficient de puissance de l'ensemble du système [25, 28-30, 42, 44, 104-106]. Seul le domaine des hélices marémotrices a exploré la possibilité d'une optimisation multi-objectifs entre le coefficient de puissance et la poussée exercée sur le système [107]. Les modèles utilisés étant généralement des modèles CFD ou VLM, les études en questions ont recours à des optimisations par balayage paramétriques (tests sur différentes valeurs discrètes de paramètres) [25, 104-106] ou utilisent des modèles simplifiés interpolant les modèles complexes [29, 42]. Seules quelques études appliquent des algorithmes d'optimisation potentiellement multi-objectifs [44, 107]. Le tableau 1.2 résume les d'approches d'optimisation aujourd'hui appliquées à l'éolien à double rotor.

Premier auteur	Objectifs	Design variables
Hwang [44]	Maximisation du coefficient de puissance (C_p)	Distribution de la corde et de l'angle de vrillage vitesses de rotation rayon du premier rotor
Taghinezhad [29]	Maximisation du coefficient de puissance (C_p) Maximisation de la puissance de sortie	Distance ratio Type de rotor (direction de rotation et taille)
Rosenberg [28]	Maximisation du coefficient de puissance (C_p)	Diamètre du second rotor Écart axial entre les deux rotors Tip speed ratio du second rotor
Thelen [42]	Maximisation du coefficient de puissance (C_p)	Tip speed ratio du second rotor Rayon de second rotor
Moghaddasian [30]	Maximisation de la puissance	Écart axial entre les deux rotors
Rosenberg [104]	Maximisation du coefficient de puissance (C_p)	Distribution de la corde et de l'angle de vrillage
Pacholczyk [25]	Maximisation du coefficient de puissance (C_p)	Écart axial entre les deux rotors Second rotor tip speed ratio
Romański [105]	Maximisation de la puissance de sortie	Écart axial entre les deux rotors Tip speed ratio du premier rotor Tip speed ratio du second rotor
Kumar [108]	Maximisation de la puissance de sortie	Écart axial entre les deux rotors
Huang [107]	Maximisation du coefficient de puissance (C_p) Minimisation du coefficient de poussée	Angle de calage du premier rotor Tip speed ratio du second rotor
Premier auteur	Modèle utilisé	Algorithme d'optimisation
Hwang [44]	Blade Element Momentum (BEM) génératrice à rendement constant	Multi Islands Genetic Algorithm (MIGA)
Taghinezhad [29]	Équations paramétriques	Responsive Surface Method (RSM)
Rosenberg [28]	Computational Fluid Dynamic (CFD)	Balayage paramétrique
Thelen [42]	Computational Fluid Dynamic (CFD)	Balayage paramétrique pattern search algorithm
Moghaddasian [30]	Computational Fluid Dynamic (CFD)	optimisation basée sur un algorithme de substitution Gradient-based (Trust Region Reflective)
Rosenberg [104]	Vortex Lattice Method (VLM)	Balayage paramétrique
Pacholczyk [25]	Computational Fluid Dynamic (CFD)	Balayage paramétrique
Romański [105]	Réseau de neurones	Balayage paramétrique
Kumar [108]	Computational Fluid Dynamic (CFD)	Balayage paramétrique
Huang [107]	Computational Fluid Dynamic (CFD)	Non-sorted genetic algorithm (NSGA-II)

TABLE 1.2 – Études portant sur l'optimisation d'éoliennes à double rotor

On peut voir dans la table 1.2 que la majorité des études portent sur l'amélioration de la puissance directement ou du coefficient de puissance de l'éolien. Différents paramètres sont laissés variables, ces derniers concernant souvent la géométrie du rotor, les vitesses de rotation et l'écartement entre les rotors. L'étude aérodynamique est souvent faite par CFD et l'optimisation par balayage paramétrique.

1.6 Discussion

1.6.1 Choix des composantes du modèle d'éolienne

Les sections précédentes présentaient les approches permettant de répondre à la problématique de recherche. Dans cette section, nous allons spécifier la modélisation effectivement retenue parmi les différentes possibilités. Pour rappel, nous souhaitons pouvoir comparer les technologies éoliennes simple rotor et double rotor au niveau du dimensionnement. Il faut pour cela dans un premier temps obtenir des modèles fidèles comprenant les paramètres différenciant de chaque technologie pour l'ensemble de la chaîne de conversion d'énergie. Les modèles développés devront rendre fidèlement compte du comportement de chaque technologie éolienne. Dans un second temps, nous cherchons à optimiser les éoliennes selon certains critères de performances pertinents afin de finalement comparer les meilleurs individus de chaque technologie. Cela implique d'avoir des modèles d'éoliennes suffisamment rapides pour pouvoir mener un grand nombre de calculs ainsi qu'un choix de critère de performance reflétant l'usage complet de l'éolienne et non concentré sur un point de fonctionnement particulier.

Aérodynamique

En ce qui concerne le modèle aérodynamique, les modèles paramétriques ne sont pas assez développés pour rendre compte de l'interaction entre les deux rotors. Les méthodes BEM, VLM et CFD peuvent convenir pour calculer les performances d'éoliennes à double rotor. La table 1.3 résume leurs performances.

Modèle	Rapidité de calcul	Précision	Calculs dynamiques	Critères spécifiques BEM	
				vitesse tangentielle	distance
basé sur la CFD	+	++++	oui		
basé sur la VLM	+++	+++	oui		
basé sur la BEM	++++	+++	non	rare	∅

TABLE 1.3 – Comparaison des modèles aérodynamiques et caractéristiques spécifiques à la BEM

Les modèles VLM et CFD, bien qu'ayant une grande précision, demandent beaucoup de temps de calcul pour être menés à terme. Le modèle BEM est mieux adapté à une utilisation pour de l'optimisation. Néanmoins, au sein de la modélisation BEM, peu d'études prennent en compte l'ensemble des effets d'induction aérodynamique du 1^{er} rotor sur le second, non plus que la distance entre les deux rotors [21, 24, 43-45]. Aussi, il sera nécessaire d'adapter la théorie BEM aux éoliennes à double rotor. Le tableau 1.3 résume les avantages et inconvénients des approches de la littérature avec un benchmark des méthodes présent dans l'étude de Wang *et al.* [41].

Mécanique

Parmi les différentes possibilités de jonction mécanique entre les rotors et la partie génératrice, nous allons utiliser un couplage permettant d'engrener sur la même génératrice. Cette configuration permet en effet de n'utiliser qu'une seule génératrice et donc de gagner en masse et coût de composants. Pour coupler les deux rotors, nous prendrons un train épicycloïdal pour permettre de faire tourner les deux rotors à des vitesses différentes et ainsi avoir un paramètre de conception supplémentaire [26, 44].

Pour adapter la vitesse de rotation du rotor à la vitesse de la génératrice, nous considérerons un réducteur à trois étages avec un étage planétaire et deux étages parallèles. Il s'agit d'une configuration courante pour les éoliennes de grandes tailles [109].

Électro-mécanique

L'objet de ces travaux de recherche a pour but, dans un premier temps, d'évaluer les performances des éoliennes à double rotor avec des constituants classiques. Or, le couplage mécanique des rotors permet de considérer une génératrice classique tout en mettant en commun cette dernière pour les deux rotors. Nous ne traiterons pas dans cette étude des génératrices comprenant plusieurs parties en rotation. Parmi les génératrices d'éoliennes classiques, les génératrices synchrones avec convertisseur au stator permettent le contrôle de la vitesse de rotation de l'éolienne sur une large plage de fonctionnement [52, 57]. Dans ses travaux de recherche, Langlois a montré qu'on pouvait modéliser la machine synchrone comme une machine à courant continu de puissance moyenne équivalente (voir figure 1.22) [110].

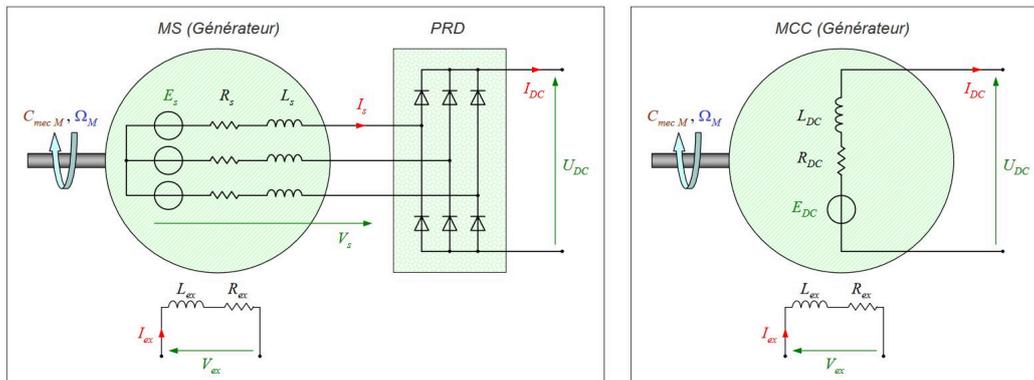


FIGURE 1.22 – Équivalence entre machine synchrone et machine à courant continu tirée de [110]

Dans le cas de l'utilisation d'aimants permanents, le circuit excitateur indiqué sur la figure n'est pas nécessaire. Cette modélisation a été appliquée spécifiquement au cas de l'éolien [111, 112]. Puisque nous nous concentrons uniquement sur des modèles de comportement stationnaires et que les calculs issus de la modélisation d'une machine à courant continu sont plus rapides que ceux issus d'une machine synchrone triphasée, nous allons modéliser la génératrice électrique comme une génératrice à courant continu à puissance moyenne équivalente à une génératrice synchrone. La partie convertisseur de puissance n'est pas modélisée.

1.6.2 Choix de cas d'usage

Échelle temporelle de modélisation

Pour ces travaux de recherche, nous souhaitons comparer deux technologies éoliennes sans fixer à priori les paramètres des éoliennes à comparer. Aussi, dans un premier temps, nous allons nous focaliser sur une approche de calcul de dimensionnement pour juger des performances des technologies étudiées. Il faut pour cela définir les performances de l'éolienne ainsi que son environnement sur le long terme, de l'ordre de l'année, voir pour sa durée de vie. Nous nous concentrerons donc sur des systèmes stationnaires.

Taille des éoliennes considérées

Les travaux de recherche portent sur la comparaison des technologies éolienne simple et double rotor. Cette comparaison a vocation à être effectuée sur des éoliennes représentatives du parc français, nous voulons donc pouvoir modéliser des éoliennes de l'ordre du MW. Néanmoins, les données expérimentales dans la littérature concernent des éoliennes de plus petites tailles de l'ordre du mètre de diamètre et de quelques centaines de Watts. Aussi, les modèles seront validés sur des éoliennes dont les données sont accessibles dans la littérature tandis que les études de comparaison entre individus une fois les modèles validés porteront sur des éoliennes de l'ordre du MW.

Stratégie de contrôle

Pour ce qui est de la stratégie de contrôle de l'éolienne, nous considérons ce dernier comme étant parfaitement réalisé par l'électronique de puissance. C'est-à-dire que pour toute vitesse de vent incidente, on considère que l'éolienne est capable d'atteindre n'importe quelle vitesse de rotation souhaitée tant que cette dernière respecte certaines contraintes (notamment limite d'incompressibilité et critère de résistance mécanique, Cf. paragraphe 1.6.4). La stratégie est définie selon la plage de fonctionnement dans laquelle se trouve la vitesse de vent en question (cf. paragraphe 1.3.3, figure 1.13). Dans la plage 1, l'éolienne n'a pas encore démarré. Dans la plage 2, l'éolienne prend la vitesse de rotation maximisant le coefficient de puissance. Dans la plage 3, la puissance est maintenue fixée à la puissance nominale de la génératrice. Enfin, dans la plage 4, l'éolienne est arrêtée par mesure de sécurité

Conditions de vent

Nous voulons pouvoir modéliser différents types d'environnement pour l'éolienne. Nous utiliserons pour cela la loi de probabilité de Weibull permettant de décrire un large panel de distributions de vent via ses deux paramètres. Nous modéliserons un endroit donné en définissant les valeurs de paramètres faisant correspondre la loi aux relevés expérimentaux.

1.6.3 Choix des critères de performance

Le premier critère de performance choisi sera la production annuelle d'énergie (AEP). Ce dernier permet de tester la performance d'une éolienne sur une plage de vitesses de vent et son adéquation

avec son milieu. Le second critère de performance sera celui de la masse des composants de l'éolienne. Ce critère permet d'estimer en première approximation le coût financier des composants en questions [72]. Il permet également d'avoir une information sur la résistance structurelle et donc la durée de vie de l'éolienne, la masse ayant un grand impact sur la résistance en fatigue [84]. Enfin, la masse de matériaux utilisés peut être lié au coût énergétique et aux émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie de l'éolienne [81, 82]

Ces deux critères de performances peuvent être pris en compte séparément via des optimisations mono-objectif, soit être comptabilisés ensemble dans le design final de l'éolienne.

1.6.4 Choix des paramètres d'optimisation et contraintes

Nous voulons pouvoir avoir le plus grand nombre de paramètres modifiables possibles sur les différents sous-systèmes de l'éolienne pour comparer nos technologies. Les paramètres modifiables devront être les suivants :

1. Paramètres généraux :
 - Tailles des rotors.
 - Vitesses de rotation des rotors.
 - Nombre de pales des rotors.
 - Distance entre les rotors.
2. Paramètres pales :
 - Distribution des cordes.
 - Distribution des angles de vrillage.
 - Distribution des profils aérodynamiques.
3. Paramètres mécaniques :
 - Rapport de réduction.
 - Pertes mécaniques.
4. Paramètres électro-mécaniques :
 - Coefficients de couplage.
 - Puissance nominale de la génératrice.
 - Pertes électriques.

Les contraintes au modèle seront dans un premier temps une limitation des plages de recherches des paramètres variables. On prendra également en compte une vitesse maximale infranchissable pour la génératrice et pour le rotor. Enfin, nous nous assurerons de la vraisemblance des design proposés en vérifiant que la contrainte mécanique statique maximale appliquée dans les pales reste inférieure à la limite élastique du matériau.

1.6.5 Choix des algorithmes d'optimisation

Pour définir les meilleurs individus de chaque catégorie, il nous faut choisir des algorithmes d'optimisation fidèles et rapides. Nous allons mener dans un premier temps des optimisations

mono-objectifs afin de déterminer les valeurs extrémales atteignables par chaque technologie selon les critères choisis. Nous allons également mener des optimisations multi-objectifs afin de proposer des compromis entre les objectifs choisis.

Pour les optimisations mono-objectifs et multi-objectifs pondérés, nous prendrons l'algorithme Particle Swarm Optimization. Dans un benchmark portant sur 30 fonctions test mono-objectif, Wahab *et al.* ont montré que l'algorithme PSO était parmi les plus performants en termes de convergence vers l'optimum global et de temps de calcul [113]. Pour l'optimisation multi-objectifs non pondérés, nous prendrons le Non-Sorted Genetic Algorithm (NSGA-II). Une comparaison de différents algorithmes multi-objectifs non pondérés sur plusieurs fonctions tests montre que l'algorithme NSGA-II possède de bonnes performances en termes de convergence vers le front optimal ainsi que de diversité de solutions proposées. De plus, cet algorithme se révèle être particulièrement rapide comparativement à d'autres algorithmes évolutionnaires multi-objectifs [114].

1.6.6 Résumé de l'approche

La proposition de thèse est une modélisation couplée à une stratégie de contrôle permettant de rendre compte des performances d'éoliennes à simple ou double rotor en fonction de leurs caractéristiques et de l'environnement choisi. Nous chercherons ensuite à établir les meilleures caractéristiques de chaque technologie dans un environnement donné via l'utilisation d'algorithmes d'optimisation. Enfin, nous procéderons à la comparaison des individus ainsi obtenus pour répondre à la question de thèse : "Quelle stratégie de modélisation et d'optimisation permet l'analyse, le dimensionnement et la comparaison d'éolienne à technologie simple et double rotor?".

La démarche générale suivie dans cette thèse est résumée par la figure 1.23

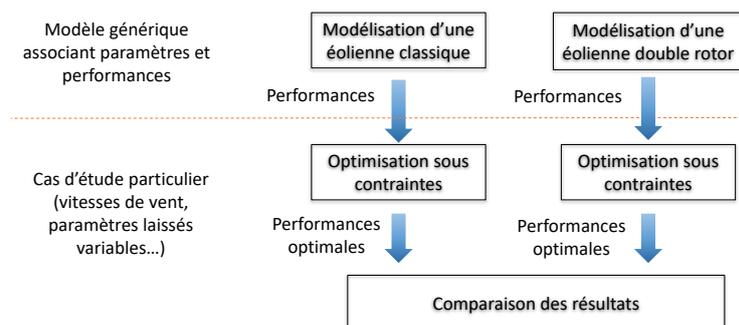


FIGURE 1.23 – Démarche générale de l'étude

Pour le modèle, les éléments constitutifs utilisés sont résumés dans la figure 1.24.

Ce modèle s'intègre dans une boucle d'optimisation comme décrit par la figure 1.25.

1.6. DISCUSSION

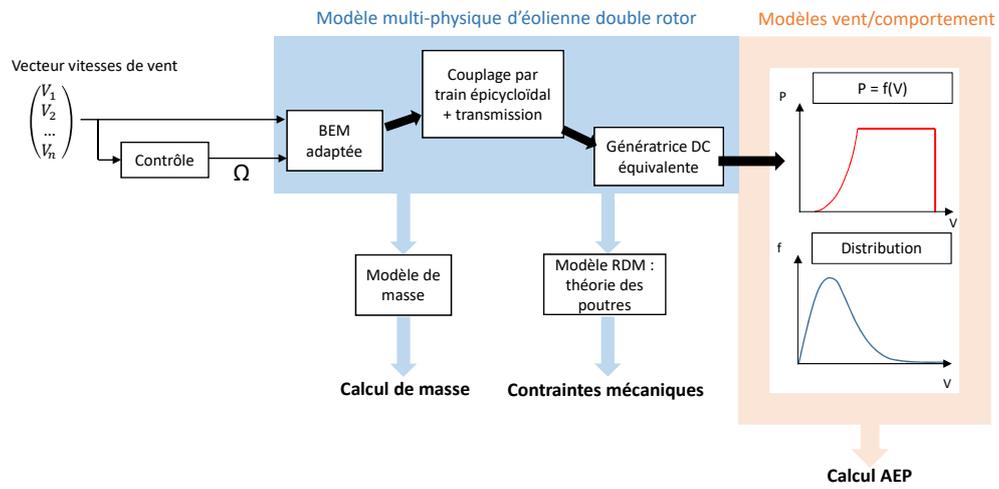


FIGURE 1.24 – Représentation des modèles physiques d'éolienne double rotor

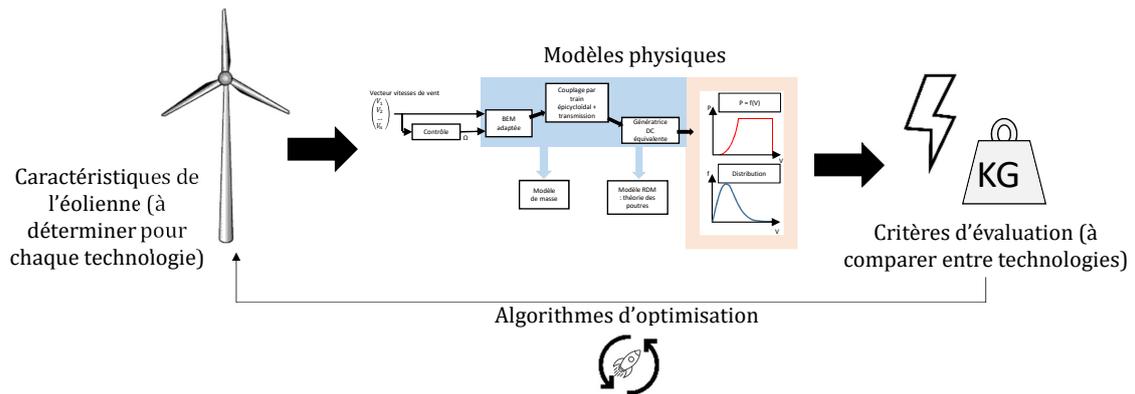


FIGURE 1.25 – Représentation de la démarche d'optimisation

1.6. DISCUSSION

Chapitre 2

Modélisation d'éolienne double rotor pour la comparaison avec une technologie standard simple rotor

Contenu

2.1	Exigences du modèle	59
2.2	Modélisation aérodynamique de l'éolienne simple rotor : Blade Element Momentum theory	60
2.2.1	Définition et hypothèses	60
2.2.2	Théorie de la conservation de la quantité de mouvement	61
2.2.3	Théorie de l'élément de pale	65
2.2.4	Coefficients d'induction	69
2.2.5	Calcul de la puissance extraite par le rotor	71
2.2.6	Corrections apportées à la méthode	73
2.2.7	Résumé de la méthode	75
2.3	Adaptations pour un double rotor	75
2.3.1	Influence de la distance inter rotors sur les vitesses axiales et tangentielles dans le flux d'air	77
2.3.2	Calcul des coefficients d'induction pour un rotor situé à la distance d	79
2.3.3	Calcul de la puissance totale extraite par le système double rotor	82
2.4	Modélisation multiphysique de l'éolienne à double rotor	82
2.4.1	Modélisation mécanique	83
2.4.2	Modélisation électro-mécanique	86
2.4.3	Stratégie de contrôle	88
2.5	Calcul des indicateurs de performances et contraintes mécaniques	91
2.5.1	Calcul de l'AEP	92
2.5.2	Calcul de la masse	93
2.5.3	Calcul des contraintes mécaniques statiques	93
2.6	Résumé de la proposition de thèse	97

2.1. EXIGENCES DU MODÈLE

Dans le chapitre 1, un état des lieux des études portant sur les performances des éoliennes à double rotor et leur comparaison à celle d'éoliennes simple rotor a été réalisé. La démarche adoptée par le présent mémoire est, dans un cas d'étude donné, de pouvoir trouver la meilleure configuration pour chaque technologie d'éolienne mono et double rotor. La comparaison s'effectuera sur ces représentants de chaque technologie optimisés, dont les performances seront obtenues via un modèle multi-physique. Un tour d'horizon des techniques utiles à l'élaboration d'une telle démarche a également été mené dans le chapitre 1. Le choix des techniques à utiliser et des compléments à y apporter a été décrit. Le présent chapitre s'attache à décrire la construction des modèles génériques utilisés ainsi que les principes de fonctionnement des algorithmes d'optimisations utilisés.

La section 2.1 présente les spécifications que doit respecter le modèle pour répondre à la question de thèse. La section 2.2 présente la méthode de modélisation aérodynamique d'une éolienne classique. La section 2.3 présente quant à elle les adaptations apportées à la méthode pour modéliser le comportement d'une éolienne à double hélice. La section 2.4 présente les modèles multiphysiques permettant d'obtenir la puissance électrique de sortie de l'éolienne et la stratégie de contrôle pour obtenir les points de fonctionnement de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent. La section 2.5 présente les calculs des indicateurs de performances à savoir l'Annual Energy Production (AEP) et la masse de l'éolienne. Cette section présente également les contraintes imposées au modèle. Enfin, la section 2.6 résume la proposition de thèse.

2.1 Exigences du modèle

Les choix des composantes techniques du modèle développé ont été précisés dans le chapitre 1. Pour que le modèle développé soit opérationnel, il nécessite d'avoir plusieurs caractéristiques génériques :

- Donner l'énergie annuelle produite pour une éolienne définie par ses paramètres technologiques et ses conditions d'opération.
- Donner la masse d'une telle éolienne.
- Donner les contraintes mécaniques agissant sur une telle éolienne.
- Présenter un temps de calcul raisonnable pour pouvoir permettre de nombreuses itérations via l'algorithme d'optimisation.
- Permettre l'ajustement de nombreux paramètres dans une optique de recherche d'individu optimal.
- Être modulable afin de pouvoir changer un des sous-ensembles technologiques choisis pour faire de nouvelles études.

Enfin, la démarche d'optimisation appliquée au modèle doit permettre d'obtenir les éléments suivants :

- Une proposition d'un individu ou d'un ensemble d'individus compromis des objectifs fixés représentant les performances optimales atteignables par la technologie concernée.
- Un large panel de solutions techniques permettant d'obtenir lesdites performances, ce dernier permettant d'explorer l'espace de conception.

2.2 Modélisation aérodynamique de l'éolienne simple rotor : Blade Element Momentum theory

La modélisation aérodynamique est le cœur du modèle double rotor puisqu'il est nécessaire de prendre en compte l'influence du premier rotor sur le flux d'air pour pouvoir calculer les performances du second. Le cadre théorique de la modélisation BEM est rappelé dans cette section ainsi que son extension dans le cadre d'un double rotor. L'objectif de la BEM est de calculer la puissance extraite par le rotor à partir des paramètres intrinsèques de la pale et de ceux du fluide environnant. Cette approche est décrite dans la figure 2.1.

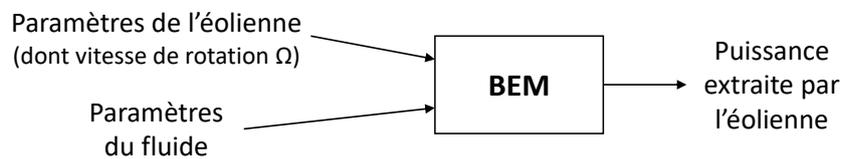


FIGURE 2.1 – Présentation de la modélisation aérodynamique

2.2.1 Définition et hypothèses

Définition du système considéré

L'éolienne est un solide en mouvement immergé dans un fluide lui-même en mouvement : l'air. Le but du modèle BEM est de déterminer les forces appliquées par le fluide sur les pales de l'éolienne et ainsi déterminer la puissance développée par cette dernière. Le rotor de l'éolienne est représenté figure 2.2.

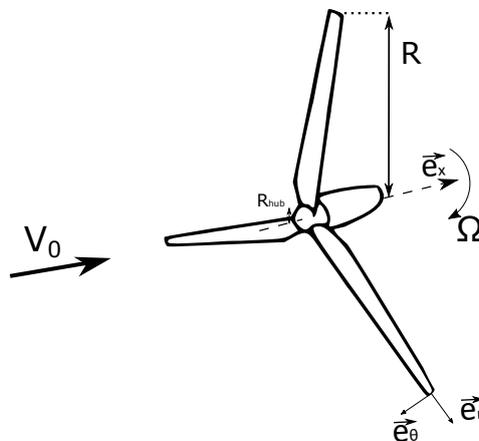


FIGURE 2.2 – Schéma d'une éolienne simple rotor

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

L'éolienne est définie par la taille de ses pales R , la taille du moyeu R_{hub} et sa vitesse de rotation Ω . Nous nous plaçons dans le référentiel cylindrique repéré par les vecteurs $(\vec{e}_r, \vec{e}_\theta, \vec{e}_x)$ et dont l'origine se situe au centre du rotor. Le vent loin en amont de l'éolienne est appelé \vec{V}_0 .

Le modèle BEM repose sur l'application des théories de la conservation de la quantité de mouvement (momentum theory en anglais) et de l'élément de pale. Ces dernières seront décrites dans les paragraphes suivants.

Hypothèses de modélisation

Nous prendrons les hypothèses de modélisation suivantes :

- Le fluide est parfait (effets de viscosité et de conduction thermique négligés). Le fluide considéré étant un gaz (air), le comportement de ce dernier se rapproche de l'hypothèse.
- L'écoulement est incompressible. Le fluide étant l'air, celui-ci est compressible. Néanmoins, l'écoulement peut être considéré comme incompressible si la vitesse du vent relatif est suffisamment faible devant la vitesse de propagation du son dans l'air (Cf. section 2.4.3).
- Nous sommes en régime stationnaire établi.
- Le vent loin en amont de l'éolienne est uniquement axial et uniforme sur la surface du rotor.
- Il n'y a pas de vitesse radiale du vent (selon l'axe \vec{e}_θ) et pas d'expansion du flux à l'aval du rotor.

2.2.2 Théorie de la conservation de la quantité de mouvement

Bilan de quantité de mouvement sur le système

Ici, le rotor est modélisé comme un disque uniforme composé d'une infinité de pales et infiniment fin. L'objectif de cette section est de donner une expression des forces et moments exercés sur le rotor.

La théorie de la conservation de la quantité de mouvement étudie la quantité de mouvement dans le flux en décomposant le vent incident en une succession de volumes cylindriques concentriques. Nous allons nous concentrer sur un de ces volumes cylindrique creux de rayon intérieur r et de rayon extérieur $r + dr$. Nous allons effectuer un bilan de quantité de mouvement sur le système ouvert composé du tube de fluide et de l'éolienne.

À l'instant t , le système se compose de l'air s'apprêtant à venir en contact avec l'éolienne (sous-système 0) et de l'air autour de l'éolienne (sous-système $*t$). Cet instant est représenté figure 2.3.

Dans la figure 2.3, m_0 est la masse de l'air en amont de l'éolienne, V_0 la vitesse axiale du vent amont, m_{*t} est la masse de l'air au niveau de l'éolienne et V est la vitesse de l'air à son niveau. Ω est la vitesse de rotation de l'éolienne et ω la vitesse de rotation de l'air au niveau de l'éolienne.

À l'instant $t + dt$, le système est composé de l'air en contact avec l'éolienne (sous-système $*t + dt$) et de l'air en aval de l'éolienne (sous-système 1). Cet instant est représenté figure 2.4.

Dans la figure 2.4, m_1 est la masse de l'air en aval de l'éolienne, V_1 la vitesse axiale du vent aval et ω_1 la vitesse de rotation du vent aval. Étant en régime permanent établi, toutes les grandeurs du volume de contrôle autour de l'éolienne (*) sont égales en t et en $t + dt$. Nous noterons désormais

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR :
 BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

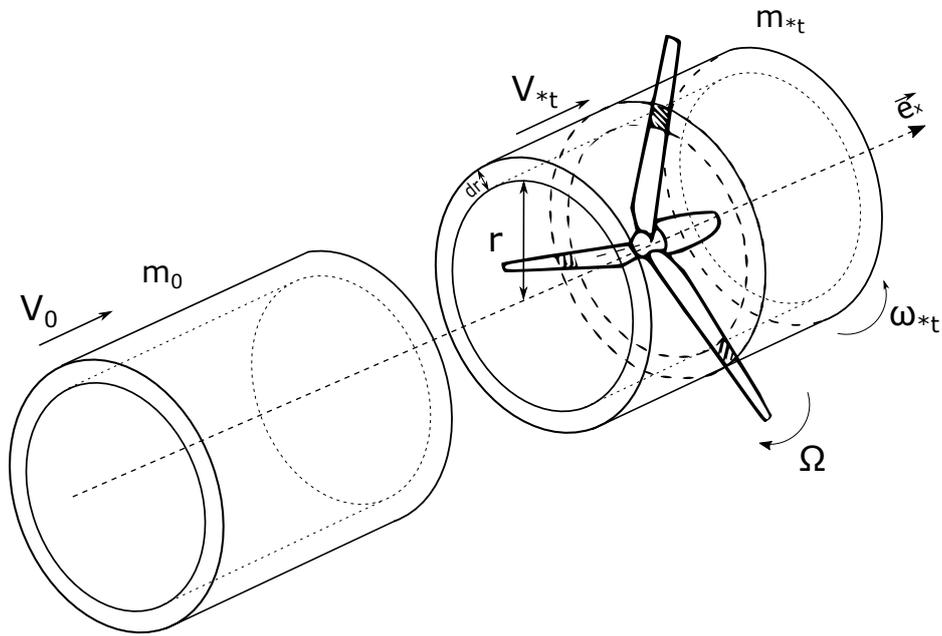


FIGURE 2.3 – État du système à l'instant t

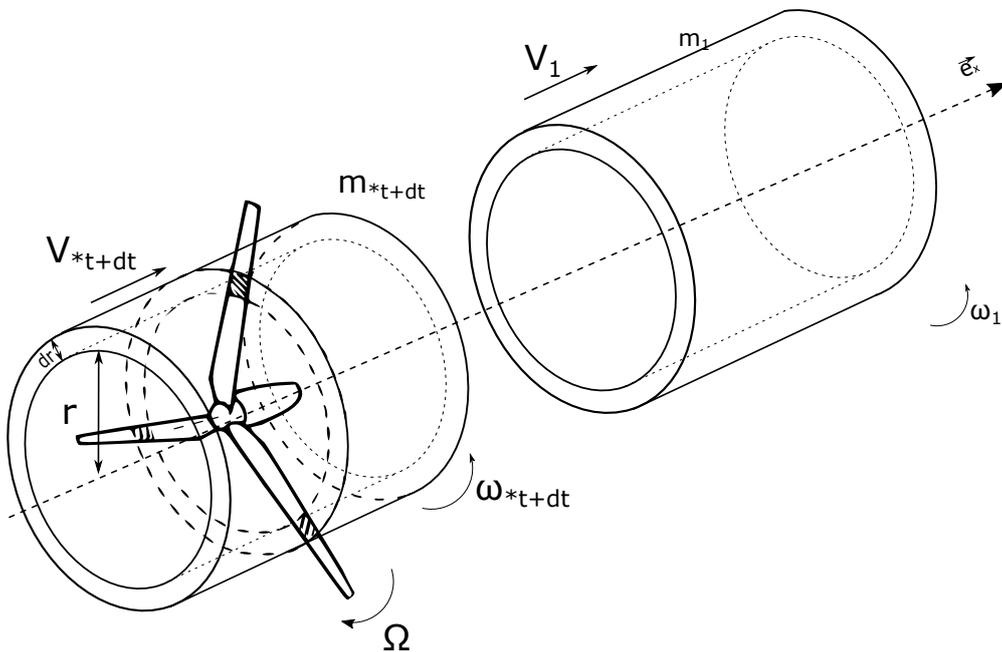


FIGURE 2.4 – État du système à l'instant $t + dt$

la vitesse traversant le rotor V , ω la vitesse de rotation de l'air au niveau du rotor et dS la surface intersectant le volume de contrôle pour tout instant t .

Nous allons maintenant effectuer le bilan de quantité de mouvement (p) entre ces deux instants :

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

$$\begin{aligned} dp &= p_{t+dt} - p_t \\ &= m_1 \cdot V_1 + m_{*t+dt} \cdot V_{*t+dt} - (m_0 \cdot V_0 + m_{*t} \cdot V_{*t}) \end{aligned} \quad (2.1)$$

Or en régime stationnaire, il y a conservation du débit massique. Nous avons donc :

$$m_1 = m_2 = dm = \rho \cdot dS \cdot V \cdot dt \quad (2.2)$$

avec S surface de l'ensemble du disque élémentaire :

$$dS = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \quad (2.3)$$

On a alors l'équation de bilan de quantité de mouvement :

$$dp = \rho \cdot dS \cdot V \cdot dt \cdot (V_1 - V_0) \quad (2.4)$$

Or d'après le théorème de la quantité de mouvement :

$$\frac{dp}{dt} = \sum dF_{ext} \quad (2.5)$$

$$\rho \cdot dS \cdot V \cdot (V_1 - V_0) = dF_{\acute{e}ol \rightarrow fluide} \quad (2.6)$$

La puissance transmise de l'éolienne au fluide est donc :

$$dP_{\acute{e}ol \rightarrow fluide} = \rho \cdot dS \cdot V^2 \cdot dt \cdot (V_1 - V_0) \quad (2.7)$$

Une autre façon d'exprimer cette puissance est d'utiliser le théorème de la puissance cinétique.

$$dP_{\acute{e}ol \rightarrow fluide} = \frac{dE_c}{dt} \quad (2.8)$$

Or la différentielle d'énergie cinétique du système s'exprime de la façon suivante :

$$\begin{aligned} dE_c &= E_{c1} + E_{c*t} - E_{c0} - E_{c*t+dt} \\ &= \frac{1}{2} \cdot m_1 \cdot V_1^2 - \frac{1}{2} \cdot m_0 \cdot V_0^2 \\ &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot dS \cdot V \cdot (V_1^2 - V_0^2) \cdot dt \end{aligned} \quad (2.9)$$

D'où l'expression de la puissance d'après l'équation 2.8 :

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

$$dP_{\text{éol} \rightarrow \text{fluide}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot dS \cdot V \cdot (V_1^2 - V_0^2) \quad (2.10)$$

En égalisant les équations 2.7 et 2.10, il vient :

$$V = \frac{V_0 + V_1}{2} \quad (2.11)$$

Par le même raisonnement sur les vitesses de rotation avec les bilans de conservation du moment cinétique, de l'énergie cinétique en rotation et en prenant la vitesse de rotation amont nulle, on obtient :

$$\omega = \frac{\omega_1}{2} \quad (2.12)$$

Vitesses induites dans le flux d'air et expression des forces

La présence du rotor implique des effets dans le flux d'air le traversant. En d'autres termes, la vitesse dans le fluide au niveau du rotor est différente de la vitesse du fluide loin en amont de ce dernier. On modélise ces effets en ajoutant des vitesses locales ou vitesses induites dans le flux d'air au niveau du rotor. La vitesse axiale est diminuée dans une certaine proportion de la vitesse amont. La vitesse de rotation de l'air est une fraction de la vitesse de rotation du rotor, mais orienté en sens inverse à cette dernière (troisième loi de Newton et non pas viscosité d'entraînement).

Ces vitesses induites au niveau du rotor sont exprimées dans les équations 2.13 et 2.14.

$$V_{\text{indax}} = -a \cdot V_0 \quad (2.13)$$

$$\omega_{\text{indtg}} = -a' \cdot \Omega \quad (2.14)$$

Ce qui donne les vitesses dans le fluide au niveau de l'éolienne (équations 2.15 et 2.16).

$$V = V_0 + V_{\text{indax}} = (1 - a) \cdot V_0 \quad (2.15)$$

$$\omega = \omega_{\text{indtg}} = -a' \cdot \Omega \quad (2.16)$$

Ici a et a' sont les coefficients d'induction respectivement axiaux et tangentiels. Plus ces derniers sont élevés, au plus le rotor a un effet (respectivement axial et tangential) marqué sur le flux d'air et au plus d'énergie est transférée du fluide vers le rotor.

D'après les équations 2.11 et 2.12 on obtient également les expressions des vitesses à l'aval de l'éolienne en fonction de la vitesse amont et de la vitesse de rotation de l'éolienne (eq. 2.17 et 2.18).

$$V_1 = (1 - 2a) \cdot V_0 \quad (2.17)$$

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

$$\omega_1 = -2a' \cdot \Omega \quad (2.18)$$

En combinant les équations 2.5, 2.15, 2.3 et 2.17 on obtient :

$$dF_{\text{fluide} \rightarrow \text{éol}} = 4 \cdot \pi \cdot r \cdot \rho \cdot a \cdot (1 - a) \cdot V_0^2 \cdot dr \quad (2.19)$$

Le même raisonnement avec la conservation du moment cinétique et le théorème du moment cinétique pour la rotation nous donne le moment exercé par le fluide sur le rotor :

$$dM_{\text{fluide} \rightarrow \text{éol}} = 4 \cdot \pi \cdot r \cdot \rho \cdot a' \cdot (1 - a) \cdot V_0 \cdot \Omega \cdot r^2 \cdot dr \quad (2.20)$$

Les coefficients d'induction (a et a') seront calculés dans la suite de ce chapitre.

2.2.3 Théorie de l'élément de pale

Définition

L'objectif de cette section est de donner une nouvelle expression des forces et moments exercés sur la pale afin de pouvoir résoudre le système d'équations formé.

Dans la théorie de l'élément de pale, nous nous concentrons sur un unique élément de pale compris dans la surface du rotor intersectant le volume considéré dans la partie précédente. Ce dernier est représenté sur la figure 2.5.

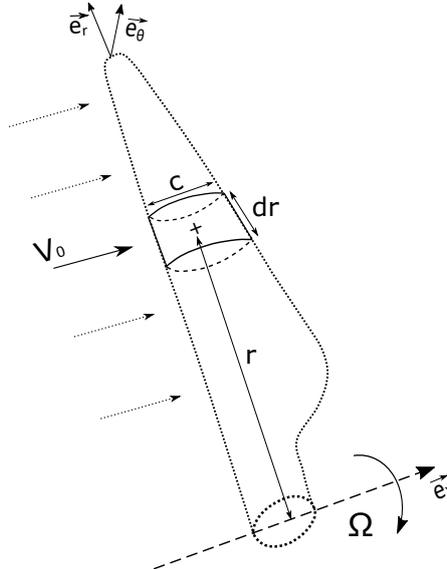


FIGURE 2.5 – Élément de pale

L'élément de pale est défini par sa corde c , sa forme ou profil aérodynamique et sa longueur dr . Le plan de rotation est défini par les vecteurs $(\vec{e}_r$ et $\vec{e}_\theta)$ et l'axe de rotation est porté par \vec{e}_x . La définition

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

des vitesses de fluide vues par l'élément et les forces appliquées sur ce dernier sont décrites figure 2.6.

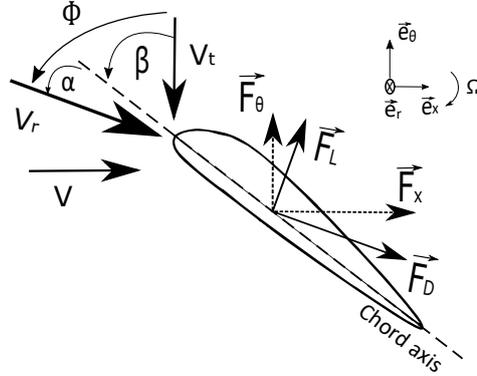


FIGURE 2.6 – Vitesses de vents et forces vues par un profil

L'élément de pale voit une vitesse axiale V décrite dans l'équation 2.15. Elle voit également une vitesse tangentielle V_t (voir équation 2.21) définie comme la composition de la vitesse relative vue par la pale en rotation V_{trel} et de la vitesse induite dans l'air V_{tind} (cf. éq. 2.16). Dans le référentiel de la pale $V_{trel} = -\Omega.r$.

$$V_t = V_{trel} + V_{tind} = -(1 + a').\Omega.r \quad (2.21)$$

V_r est la vitesse relative totale vue par l'élément de pale (éq. 2.22).

$$V_r = \sqrt{V^2 + V_t^2} = \sqrt{[(1 - a).V_0]^2 + [(1 + a').\Omega.r]^2} \quad (2.22)$$

L'angle formé entre l'axe de corde du profil et le plan de rotation est appelé angle de calage local β . Il est composé de l'angle de vrillage, dépendant du rayon et fixé à la construction de l'éolienne, et de l'angle de calage qui est le même pour toute la pale et peut être modifié durant le fonctionnement ($\beta = \theta_{calage} + \theta_{vrillage}$). Puisque nous ne prenons pas en compte le calage variable de l'éolienne, ce dernier étant utilisé pour du contrôle en limitant la puissance, nous nous référerons à cet angle comme étant l'angle de vrillage.

L'angle entre l'axe de corde du profil et la vitesse relative totale vue par la pale est appelé angle d'attaque, noté α . L'angle Φ est défini comme étant la somme des angles précédents.

$$\Phi = \alpha + \beta \quad (2.23)$$

Nous avons également :

$$\tan(\Phi) = \frac{(1 - a).V_0}{(1 + a').\Omega.r} \quad (2.24)$$

Profil aérodynamique

Les profils aérodynamiques sont des formes particulières cherchant à maximiser la portance. Les sections transversales de l'éolienne sont des profils aérodynamiques. Ils sont définis selon la figure 2.7.

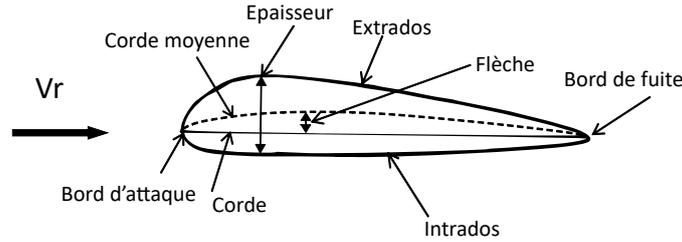


FIGURE 2.7 – Définition d'un profil aérodynamique

Il existe différentes familles de profils aérodynamiques. La plus connue d'entre elle est la famille NACA ("National Advisory Committee for Aeronautics"), beaucoup utilisées pour la petite aviation, les hélicoptères et les éoliennes [65]. Les profils NACA sont décrits par des séries de quatre chiffres définissant la flèche maximale, la position de cette flèche et l'épaisseur maximale du profil. Toutes ces valeurs sont ramenées en pourcentage de corde. Il existe également d'autres séries de NACA permettant de décrire des profils plus complexes. D'autres familles de profils existent, souvent développées par des laboratoires de recherche, telles que les profils RISØ développés au Danemark, les profils FFA développés en Suède ou encore les profils S8 développés aux États-Unis.

Expression des forces pour la théorie de l'élément de pale

Dans la théorie de l'élément de pale, les forces appliquées sur l'élément se décomposent en d'un part la force dans l'axe de la vitesse relative totale et d'autre part la force perpendiculaire à cette direction. On les appelle respectivement forces de trainée \vec{F}_t et de portance \vec{F}_p [65]. Ces forces s'expriment respectivement selon les équations 2.25 et 2.26.

$$dF_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot dS_e \cdot V_r^2 \cdot C_D \quad (2.25)$$

$$dF_p = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot dS_e \cdot V_r^2 \cdot C_L \quad (2.26)$$

Avec C_D et C_L les coefficients aérodynamiques respectivement de trainée et de portance. Ils seront traités plus en détail dans la sous-section suivante. dS_e est la surface de référence de l'élément. Dans notre cas de profil aérodynamique, la trainée de forme (ou de pression) est négligée. Seule la trainée de friction entre en compte. La surface de référence est :

$$dS_e = c \cdot dr \quad (2.27)$$

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

Cette surface est représentée sur la figure 2.120.

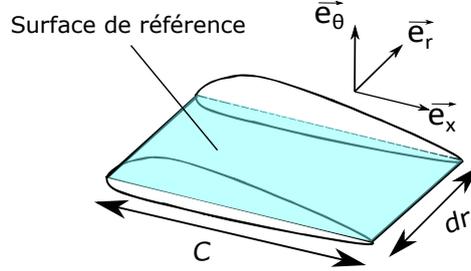


FIGURE 2.8 – Surface de référence de l'élément

C_D et C_L sont les coefficients aérodynamiques respectivement de trainée et de portance. Ils seront traités plus en détail dans la sous-section suivante.

Pour obtenir les forces dans le référentiel de la pale il faut alors projeter les forces aérodynamiques obtenues selon les axes \vec{e}_θ et \vec{e}_x afin d'avoir la force responsable de la mise en rotation et une force axiale indésirable. Cette projection s'effectue via la matrice correspondante décrite par l'équation 2.28.

$$\begin{bmatrix} d\vec{F}_x \\ d\vec{F}_\theta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\Phi) & \sin(\Phi) \\ \sin(\Phi) & -\cos(\Phi) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\vec{F}_{portance} \\ d\vec{F}_{trainée} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

L'expression de la force de poussée et du moment de rotation pour un élément avec la théorie de l'élément de pale deviennent donc :

$$dF_x = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c \cdot dr \cdot V_r^2 \cdot [\cos(\Phi) \cdot C_L + \sin(\Phi) \cdot C_D] \quad (2.29)$$

$$dM_\theta = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c \cdot dr \cdot V_r^2 \cdot [\sin(\Phi) \cdot C_L - \cos(\Phi) \cdot C_D] \cdot r \quad (2.30)$$

Coefficients aérodynamiques

Les coefficients aérodynamiques dépendent du type de profil utilisé, du nombre de Reynolds de l'écoulement local au niveau de l'élément de pale (équation 2.31) et de l'angle d'attaque. Les courbes de ces coefficients en fonction de l'angle d'attaque sont appelées polaires. Elles peuvent être calculées via des logiciels spécifiques (ex : XFOIL) ou bien peuvent être mesurées expérimentalement. Des tables de coefficients sont mises à disposition par certains sites spécialisés en mécanique des fluides [115]. À titre d'exemple, les profils NACA 0006 et 1412 (représentés figure 2.9) ont leurs polaires pour $Re = 10^5$ représentées respectivement figures 2.10a et 2.10b.

Le nombre de Reynolds est un nombre adimensionnel permettant de calculer le rapport des forces d'inertie par rapport aux forces de viscosité. La valeur du Reynolds indique la prépondérance des forces à prendre en compte dans le problème. Dans le cas de l'air, fluide peu visqueux, le nombre de Reynolds est élevé. Il est décrit par l'équation 2.31.

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

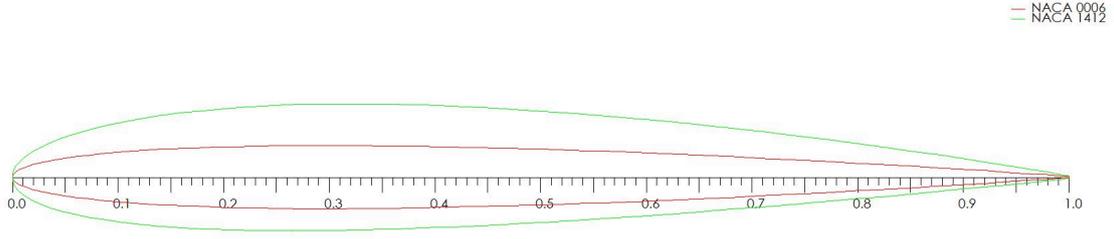


FIGURE 2.9 – Profils NACA 0006 et 1412

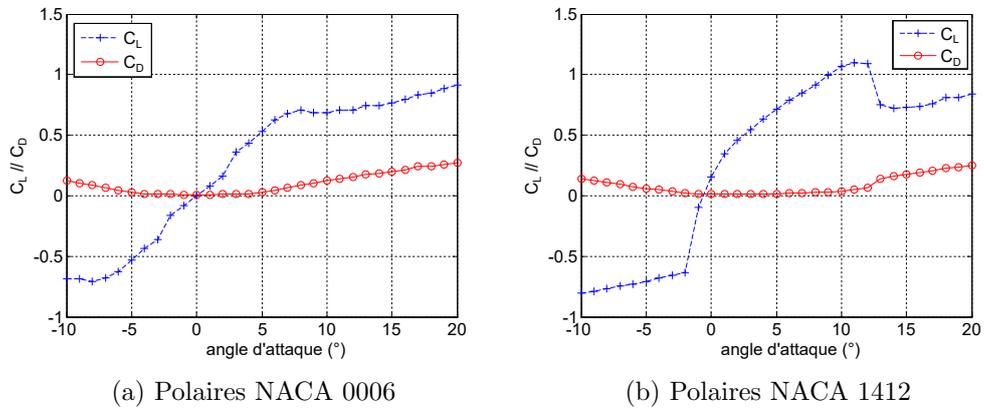


FIGURE 2.10 – Polaires pour deux profils pour $Re = 10^5$

$$Re = \frac{\rho \cdot L \cdot V_r}{\mu} \quad (2.31)$$

Avec L la longueur caractéristique du système (pour un profil aérodynamique, il s'agit de sa corde) et μ la viscosité dynamique du fluide.

2.2.4 Coefficients d'induction

Nous allons utiliser les résultats des deux théories présentées dans les parties 2.2.2 et 2.2.3 pour aboutir au calcul de la puissance extraite par le rotor.

Expression des coefficients d'induction

On remarque que V_r peut s'écrire :

$$V_r = \frac{(1 - a) \cdot V_0}{\sin \Phi} \quad (2.32)$$

$$V_r = \frac{(1 + a') \cdot \Omega \cdot r}{\cos \Phi} \quad (2.33)$$

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

On peut alors réécrire les équations 2.29 et 2.30 :

$$dF_x = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c \cdot dr \cdot \frac{[(1-a) \cdot V_0]^2}{\sin^2 \Phi} \cdot [\cos(\Phi) \cdot C_L + \sin(\Phi) \cdot C_D] \quad (2.34)$$

$$dM_\theta = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c \cdot dr \cdot \frac{(1-a) \cdot V_0}{\sin \Phi} \cdot \frac{(1+a') \cdot \Omega \cdot r}{\cos \Phi} \cdot [\sin(\Phi) \cdot C_L - \cos(\Phi) \cdot C_D] \cdot r \quad (2.35)$$

Pour avoir la force et le couple totaux appliqués sur le rotor, il faut alors multiplier ces équations par le nombre de pales B .

On définit la solidité σ comme étant la fraction de longueur du périmètre balayé par le rotor au rayon r effectivement occupé par des pales (éq. 2.36).

$$\sigma = \frac{B \cdot c}{2 \cdot \pi \cdot r} \quad (2.36)$$

En égalisant d'une part les équations 2.34 (multipliée par le nombre de pales) et 2.19 et d'autre part les équations 2.35 (multipliée par le nombre de pales) et 2.20, il vient :

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot \sin^2 \Phi}{\sigma \cdot [\cos(\Phi) \cdot C_L + \sin(\Phi) \cdot C_D]}} \quad (2.37)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \cdot \sin(\Phi) \cdot \cos(\Phi)}{\sigma \cdot [\sin(\Phi) \cdot C_L - \cos(\Phi) \cdot C_D]} - 1} \quad (2.38)$$

Calcul des coefficients d'induction

Nous avons vu comment exprimer les coefficients d'inductions axiaux et tangentiels. Cependant, le calcul de ces derniers nécessite la connaissance de l'angle Φ et des coefficients aérodynamiques C_L et C_D pour être déterminés. Or, comme nous l'avons vu dans l'équation 2.24, l'angle Φ dépend lui aussi des coefficients d'induction. De plus, les coefficients aérodynamiques dépendent notamment de l'angle d'attaque α et donc à fortiori des coefficients d'induction.

Nous avons donc des équations du type : $a = f(a, a')$ et $a' = g(a, a')$ non explicites puisque la relation entre les coefficients d'induction et les coefficients aérodynamiques n'est pas exprimée. Il s'agit donc de trouver une méthode permettant de résoudre ces équations.

Pour résoudre les équations donnant les coefficients d'induction, nous allons faire appel à des méthodes de résolutions numériques de type recherche de racine de fonction où les fonctions considérées sont ici $\tilde{f} = a - f(a, a')$ et $\tilde{g} = a' - g(a, a')$. Un des algorithmes permettant cette résolution est celui du point fixe : l'objectif est d'essayer différentes solutions possibles en prenant comme nouvel antécédent l'image précédemment calculée jusqu'à convergence, c'est-à-dire $\tilde{f} < \varepsilon$ et $\tilde{g} < \varepsilon$. L'algorithme du point fixe est souvent utilisé dans la résolution des équations de la BEM [116]. Le fonctionnement du point fixe est décrit dans l'algorithme 1.

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

Algorithm 1 Description de l'algorithme de point fixe

Require: $a_{(0)} \leftarrow 0$ and $a'_{(0)} \leftarrow 0$ and $a_{(1)} \leftarrow$ (eq.2.37) and $a'_{(1)} \leftarrow$ (eq.2.38) et chargement des tables aérodynamiques

Ensure: a, a'

while $|a_{(n)} - a_{(n-1)}| > \varepsilon$ or $|a'_{(n)} - a'_{(n-1)}| > \varepsilon$ **do**

$$\Phi \leftarrow \arctan\left(\frac{(1-a_{(n)}) \cdot V_{ax0}}{(1+a'_{(n)}) \cdot \Omega \cdot r}\right)$$

$$\alpha \leftarrow \Phi - \beta$$

$C_L \leftarrow$ coefficient de portance et $C_D \leftarrow$ coefficient de trainée

$$a_{(n-1)} \leftarrow a_{(n)}$$

$$a'_{(n-1)} \leftarrow a'_{(n)}$$

$$a_{(n)} \leftarrow a_{(n+1)} \text{ (Equation 2.37)}$$

$$a'_{(n)} \leftarrow a'_{(n+1)} \text{ (Equation 2.38)}$$

end while

L'algorithme de point fixe présente néanmoins quelques problèmes de convergence pour certaines configurations des angles et coefficients aérodynamiques très particulières [117]. Les problèmes de convergence rencontrés sont les suivants :

- Solution triviale $\Phi = 0$, $a = 1$ et $a' = -1$. Cette solution traduit un blocage complet du vent par l'éolienne. Il n'y a dans ce cas aucun flux traversant le rotor. Il s'agit d'une singularité mathématique.
- Le calcul des coefficients peut entrer dans une boucle infinie entre deux positions d'angles Φ stables.
- Le coefficient d'induction axial est retourné sous la forme d'un nombre complexe. Ceci est dû à la correction de Spera (voir section 2.2.6), introduisant une racine carrée d'un nombre pouvant être négatif.

En cas de problème de convergence de l'algorithme du point fixe, nous considérons qu'il y a une induction nulle au niveau de la pale : le fluide n'est pas impacté et la pale ne subit aucune force. Ces problèmes de convergence se rencontrent principalement pour de très faibles vitesses de vent et de très faibles vitesses de rotation du rotor. Dans ces cas, les performances de l'éolienne sont légèrement sous-estimées (inductions nulles si non-convergence de l'élément). Dans la grande majorité des cas, les problèmes de convergence ne concernent qu'un élément ou deux sur l'ensemble des éléments de la pale, une discrétisation appropriée permet de négliger ce phénomène.

2.2.5 Calcul de la puissance extraite par le rotor

Une fois les coefficients aérodynamiques calculés, il est possible d'obtenir le vent relatif local au niveau de l'élément de pale V_r (équation 2.22) et l'angle Φ (équation 2.24). Nous avons alors accès à la force appliquée axialement et au moment exercé sur l'élément de pale (équations 2.29 et 2.30).

La puissance développée par l'élément de pale s'exprime donc :

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

$$dP = \Omega \cdot dM_\theta \quad (2.39)$$

On obtient alors la puissance totale développée par le rotor en prenant en compte le nombre de pales et en intégrant la puissance élémentaire sur la longueur de la pale :

$$P_{rotor} = B \cdot \int_{R_{hub}}^R dP \quad (2.40)$$

On réalise techniquement cette intégrale en découpant la pale en N éléments dont les contributions sont sommées. La figure 2.11 représente le découpage de la pale et l'évolution radiale de la vitesse relative vue par chacun des éléments avec l'effet croissant de la vitesse tangentielle. À titre d'ordre de grandeur, la norme de la vitesse de vent en bout de pale peut être de quinze à trois fois plus importante que le vent en pied de pale pour une éolienne de taille industrielle.

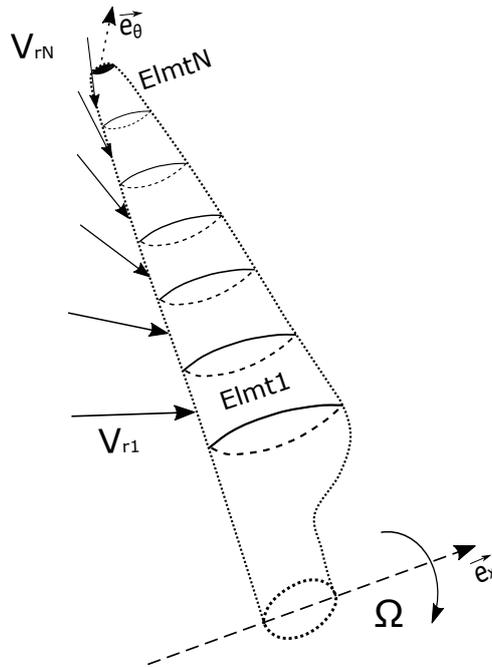


FIGURE 2.11 – Décomposition de la pale en N éléments

La puissance contenue dans le vent s'exprime selon l'équation 2.41

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot (R^2 - R_{hub}^2) \cdot V_0^3 \quad (2.41)$$

On définit alors le coefficient de puissance comme étant la fraction de puissance extraite par l'éolienne du flux d'air (équation 2.42).

$$C_p = \frac{P_{rotor}}{P_{vent}} \quad (2.42)$$

2.2.6 Corrections apportées à la méthode

La modélisation BEM classique a été décrite ci-dessus. Cependant, certains résultats de cette dernière ne sont pas en adéquations avec les données expérimentales. Aussi, de nouveaux phénomènes physiques ont été pris en compte dans le modèle BEM via des coefficients correctifs de la méthode. Deux modifications sont classiquement apportées à la théorie BEM pour améliorer sa fiabilité [9, 65, 118]. Ces dernières n'impactent que très peu le temps de calcul global du modèle puisqu'il ne s'agit pas d'effectuer des boucles de convergence supplémentaires, mais simplement de modifier légèrement les calculs au sein des boucles de convergence déjà existantes.

Correction pour les inductions élevées

La nécessité de prendre en compte ce coefficient s'observe par la différence de résultats entre le modèle et l'expérience en ce qui concerne le coefficient de poussée.

On définit le coefficient de poussée sur un élément de pale de la façon suivante :

$$dC_t = \frac{dF_{\text{fluide} \rightarrow \text{éol}}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot dS \cdot V_0^2} \quad (2.43)$$

D'après l'équation 2.19, on obtient :

$$dC_t = 4a(1 - a) \quad (2.44)$$

Le coefficient de poussée devrait donc être une parabole et devenir décroissant pour des coefficients d'induction axiaux a suffisamment élevés. Or les résultats expérimentaux [119] indiquent une autre tendance pour les grandes valeurs de coefficients d'induction. Plusieurs modèles de corrections proposent d'intégrer ces résultats expérimentaux dans le calcul BEM. Différentes courbes de régression sont proposées figure 2.12 [65].

Nous choisissons d'utiliser la correction de Spera, cette dernière étant régulièrement utilisée pour la théorie BEM [65, 118]. La correction de Spera est relativement simple à implémenter puisqu'elle prolonge la parabole de la théorie BEM par une droite au-delà du point critique $a_c = 0.2$.

La nouvelle relation proposée pour le coefficient de poussée devient :

$$\begin{cases} \text{si } a \leq a_c : & dC_t = 4a(1 - a) \\ \text{si } a > a_c : & dC_t = 4(a_c^2 + (1 - 2a_c) \cdot a) \end{cases} \quad (2.45)$$

Dans le cas $a > a_c$, l'expression du coefficient d'induction axiale est modifiée et l'équation 2.37 devient :

$$a = \frac{1}{2} \cdot \left[2 + K \cdot (1 - 2a_c) - \sqrt{(K \cdot (1 - 2a_c) + 2)^2 + 4 \cdot (K \cdot a_c^2 - 1)} \right] \quad (2.46)$$

avec

2.2. MODÉLISATION AÉRODYNAMIQUE DE L'ÉOLIENNE SIMPLE ROTOR : BLADE ELEMENT MOMENTUM THEORY

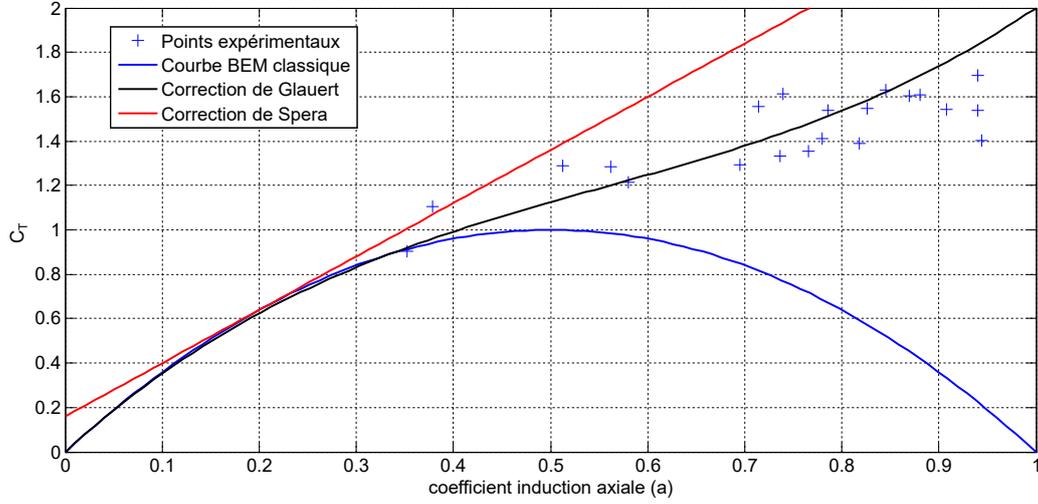


FIGURE 2.12 – Courbes correctrices de la théorie BEM pour des grandes valeurs d'induction

$$K = \frac{4 \cdot \sin^2(\Phi)}{\sigma \cdot [\cos(\Phi) \cdot C_L + \sin(\Phi) \cdot C_D]} \quad (2.47)$$

Correction de pertes en bout de pales

Une des hypothèses de la théorie BEM est un nombre infini de pales. Cela amène à surévaluer la force réellement exercée sur les pales. De plus, le fait que les pales soient de rayon fini, il se forme un tourbillon en bout de pale dû à la différence de pression entre intrados et extrados. Ce tourbillon en bout de pale induit de la traînée supplémentaire sur la pale, ce qui diminue encore ses performances. La figure 2.13 met en évidence de façon expérimentale l'existence de ces tourbillons de bout de pale.



FIGURE 2.13 – Mise en évidence de l'existence de vortex de bouts de pale tiré de [120]

Pour corriger ces phénomènes de pertes de performances, Prandtl a proposé un coefficient correctif $F \in [-1; 1]$ dépendant de la position radiale r sur la pale ainsi que du nombre de pales B [65] (équations

2.3. ADAPTATIONS POUR UN DOUBLE ROTOR

2.48 et 2.49). Pour la démonstration de ce coefficient via les effets tourbillonnaires, voir [40].

$$F = \frac{2}{\pi} \times \arccos(e^{-f}) \quad (2.48)$$

Avec :

$$f = \frac{B}{2} \times \frac{R - r}{r \cdot \sin(\Phi)} \quad (2.49)$$

On remarque avec ce coefficient que lorsque B tend vers $+\infty$ alors F tend vers 1 et que lorsque r tend vers R alors F tend vers 0. Ce coefficient modifie les équations 2.19 et 2.20 par :

$$dF_{\text{fluide} \rightarrow \text{éol}} = 4 \cdot \pi \cdot r \cdot \rho \cdot a \cdot (1 - a) \cdot V_0^2 \cdot F \cdot dr \quad (2.50)$$

$$dM_{\text{fluide} \rightarrow \text{éol}} = 4 \cdot \pi \cdot r \cdot \rho \cdot a' \cdot (1 - a) \cdot V_0 \cdot \Omega \cdot r^2 \cdot F \cdot dr \quad (2.51)$$

Ces changements se traduisent par une modification des équations 2.37 et 2.38 qui deviennent :

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot F \cdot \sin^2(\Phi)}{\sigma \cdot [\cos(\Phi) \cdot C_L + \sin(\Phi) \cdot C_D]}} \quad (2.52)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \cdot F \cdot \sin(\Phi) \cdot \cos(\Phi)}{\sigma \cdot [\sin(\Phi) \cdot C_L - \cos(\Phi) \cdot C_D]} - 1} \quad (2.53)$$

Dans le cas d'une forte induction axiale, l'équation 2.47 devient :

$$K = \frac{4 \cdot F \cdot \sin^2(\Phi)}{\sigma \cdot [\cos(\Phi) \cdot C_L + \sin(\Phi) \cdot C_D]} \quad (2.54)$$

2.2.7 Résumé de la méthode

La modélisation BEM est utilisée pour calculer les vitesses de vent locales autour de chaque élément de pale et ainsi en déduire la puissance ou coefficient de puissance de l'éolienne évoluant dans des conditions données. Le rotor est défini par la répartition des cordes, angles de vrillage et profils le long de la pale. Il est également défini par la taille des pales, leur nombre, la vitesse de rotation ainsi que la taille du moyeu. L'environnement est défini par la vitesse amont de l'air, sa masse volumique et sa viscosité dynamique. La méthode est résumée dans l'algorithme présenté figure 2.14

2.3 Adaptations pour un double rotor

Le système avec deux rotors est représenté figure 2.15.

2.3. ADAPTATIONS POUR UN DOUBLE ROTOR

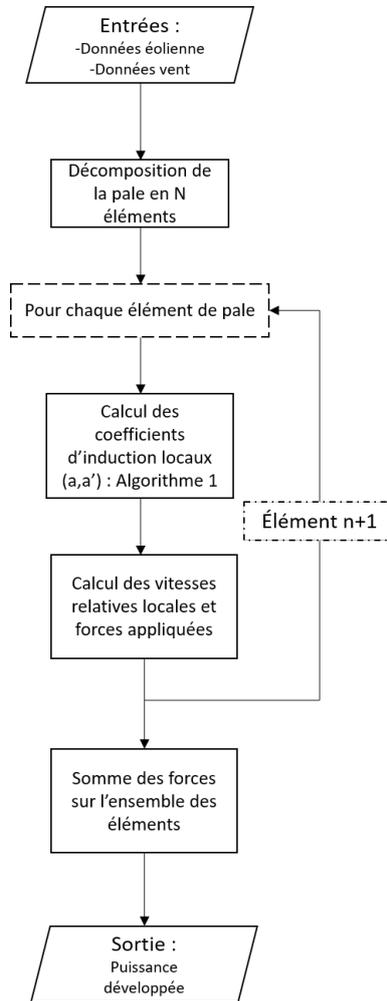


FIGURE 2.14 – Schéma flowchart résumant l'approche BEM

Dans cette partie, nous cherchons à modéliser le comportement d'une éolienne à double rotor de la même façon que nous avons pu le faire dans la partie précédente avec une éolienne simple rotor. Dans le cadre d'un second rotor en aval du premier rotor, plusieurs modifications apparaissent au niveau aérodynamique :

- Le flux d'air en entrée n'est plus purement axial puisque le premier rotor induit une vitesse de rotation dans le flux d'air. Il faut prendre en compte cette nouvelle composante de vitesse dans l'établissement des résultats de la BEM.
- La distance entre les deux hélices va influencer sur la vitesse vue par le second rotor. Il faut dans ce cas un modèle de vitesse du fluide en fonction de la distance inter rotor afin de pouvoir appliquer les calculs BEM au second rotor.
- La direction de rotation de la seconde hélice aura un impact sur la vitesse relative perçue par chacun de ses éléments. Cette dernière va modifier les équations de la BEM établies précédemment.

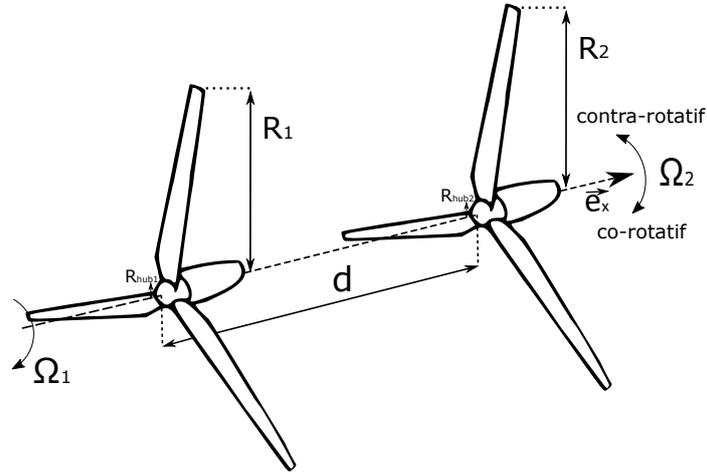


FIGURE 2.15 – Système d'éolienne double rotor

Pour la configuration à deux rotors, une caractéristique est spécifiée pour un rotor via son indice. Par exemple, R_1 décrit le rayon du 1^{er} rotor tandis que R_2 décrit le rayon du second.

Certains auteurs prennent en compte la rétroaction du second rotor sur le premier, c'est-à-dire que la réduction de vitesse axiale et l'induction d'une vitesse tangentielle dans le flux au second rotor se répercutent sur le premier rotor. Or les performances du second rotor ne sont calculables qu'en connaissant l'état du premier rotor. Ainsi, la résolution de ce système d'équations ne se fait qu'en introduisant une boucle de convergence pour définir les coefficients d'induction au niveau du premier et second rotor de façon itérative [45, 121].

Nous ajoutons une hypothèse de modélisation dans le cas double rotor. Nous supposons que le rotor aval n'influence pas le flux d'air autour du rotor amont. Cette hypothèse permet d'accélérer les calculs dans une optique d'optimisation en calculant en une seule fois les vitesses autour de chaque rotor.

2.3.1 Influence de la distance inter rotors sur les vitesses axiales et tangentielles dans le flux d'air

Dans cette partie, il est rappelé que nous ne prendrons en compte ni l'expansion radiale du flux à l'aval du rotor ni la viscosité du fluide.

L'éolienne induit un changement dans les vitesses du flux d'air situé à l'aval, ce que l'on appelle le sillage de l'éolienne. La zone de sillage est découpée en deux parties, la zone de sillage proche (near wake) et la zone de sillage lointain (far wake). On considère que la transition entre ces deux zones s'effectue à une distance axiale comprise entre $d = 3 \times D$ et $d = 4 \times D$ à l'aval du rotor [122], avec d la distance axiale à l'aval du rotor et D le diamètre de ce rotor. Les modèles analytiques d'expression des vitesses dans le sillage sont orientés pour la description du sillage lointain [122]. Puisque nous nous intéressons à la configuration dans laquelle les deux rotors sont montés sur une nacelle commune, nous nous situerons dans la région du sillage proche. Dans cette région, la forme de la pale a une

2.3. ADAPTATIONS POUR UN DOUBLE ROTOR

grande influence sur la forme du flux d'air [120]. La modélisation BEM permettant de définir les forces s'appliquant sur les pales et les vitesses locales du fluide, elle est utilisable pour la modélisation du sillage proche [122, 123].

La théorie de conservation de la quantité de mouvement donne les valeurs des vitesses dans le flux d'air pour différentes localisations le long de l'axe \vec{e}_x . Juste à l'arrière du rotor, les vitesses dans le flux d'air sont respectivement $(1 - a) \cdot V_0$ pour la vitesse axiale et $-a' \cdot \Omega \cdot r$ pour la vitesse tangentielle. Loin en aval et en négligeant les effets de viscosité, elles deviennent respectivement $(1 - 2a) \cdot V_0$ et $-a' \cdot \Omega \cdot r$. L'évolution des vitesses dans le flux d'air est décrite dans la figure 2.16.



FIGURE 2.16 – Évolution axiale (a) et tangentielle (b) de la vitesse du flux d'air selon l'axe x

On peut définir l'évolution de vitesse selon l'axe \vec{e}_x via un coefficient $C_{distance}$ tel que :

$$\begin{cases} V_{sillage}(x, r) &= V_0 \cdot (1 - a(r)) \cdot C_{distance}(x) \\ \omega_{sillage}(x, r) &= -a'(r) \cdot C_{distance}(x) \end{cases} \quad (2.55)$$

Avec $V_{sillage}$ la vitesse axiale dans le flux d'air et $\omega_{sillage}$ la vitesse de rotation du flux d'air. Ces dernières dépendent de x via le coefficient de distance et de r via les coefficients d'inductions qui sont variables radialement. On peut noter que les valeurs de vitesses loin à l'aval ne reviennent pas à leur état correspondant à l'amont. En effet, en l'absence de viscosité, il n'y a pas de transfert d'énergie du flux extérieur au tube de courant défini par l'éolienne vers le flux situé à l'intérieur. Avec les notations utilisées, nous avons $V_0 = V_{sillage}(-\infty)$.

La valeur du coefficient de distance varie de 0 pour $x \rightarrow -\infty$ à 2 pour $x \rightarrow +\infty$ en passant par $C_{distance}(0) = 1$. De plus, l'évolution autour de la position centrale devrait être de forme linéaire [65, 124].

L'évolution proposée par Gur (éq. 2.56) dans le cadre des hélices propulsives correspond à cette évolution du coefficient de distance [121]. Elle est de plus en accord avec les résultats de calcul du sillage menés par la théorie VLM [125, 126].

$$C_{distance}(x) = 1 + \cos(\theta) = 1 + \frac{x}{\sqrt{x^2 + R^2}} \quad (2.56)$$

Où θ est l'angle formé entre l'axe \vec{e}_x et la droite passant par le bout de la pale et le point situé en x (voir figure 2.17).

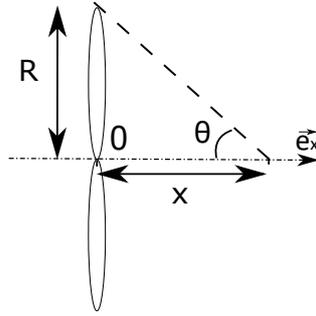


FIGURE 2.17 – Définition de l'angle pour le coefficient de distance

2.3.2 Calcul des coefficients d'induction pour un rotor situé à la distance d

Cas général

Nous avons vu qu'un rotor situé dans le flux d'air induit des vitesses dans le flux dépendantes de la distance du point considéré au rotor et de la position radiale. Autrement dit, les vitesses axiales et tangentielles dans le flux d'air à l'aval du premier rotor dépendent de la position du point considéré selon les axes \vec{e}_x et \vec{e}_θ .

Étudions l'application du modèle BEM pour un second rotor situé à une distance $x = d$ d'un premier rotor. Le système établi est décrit dans la figure 2.18.

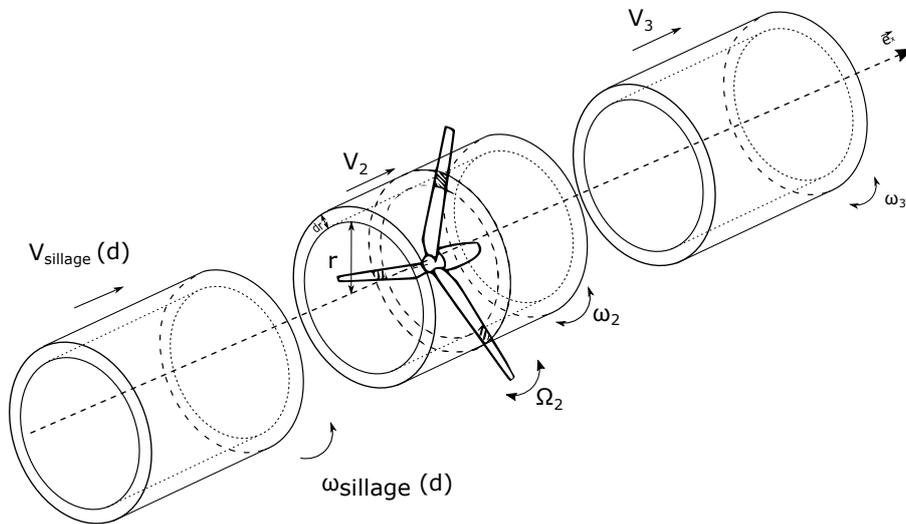


FIGURE 2.18 – Vitesses de fluide autour du 2nd rotor

Par souci d'allégement des notations, $V(d)$ et $\omega(d)$ pourront désormais faire référence à $V_{sillage}(d)$ et $\omega_{sillage}(d)$. Le système présente de nombreuses similarités avec celui décrit pour le BEM classique. Néanmoins, il existe des différences notables :

- Le vent en entrée n'est plus uniforme radialement.
- Il existe une vitesse de rotation du vent d'entrée non uniforme radialement.

2.3. ADAPTATIONS POUR UN DOUBLE ROTOR

— Le second rotor peut tourner dans les deux sens.

L'apparition d'une vitesse de rotation d'entrée modifie l'expression de la vitesse de rotation du fluide au niveau du rotor. L'équation 2.12 est remplacée par l'équation 2.57.

$$\omega_2 = \frac{\omega(d) + \omega_3}{2} \quad (2.57)$$

Cette même vitesse de rotation en entrée doit être prise en compte dans la vitesse induite tangentielle générée par la présence de la pale. On considère que cette dernière est proportionnelle à la vitesse relative tangentielle vue par la pale en rotation. L'équation 2.14 devient 2.58 :

$$\omega_{indtg2} = -a'_2 \cdot (\Omega_2 - \omega(d)) \quad (2.58)$$

Les vitesses dans le fluide au niveau de l'éolienne deviennent :

$$V_2 = V(d) + V_{indax2} = (1 - a_2) \cdot V(d) \quad (2.59)$$

$$\omega_2 = \omega(d) + \omega_{indtg2} = \omega(d) - a'_2 \cdot (\Omega_2 - \omega(d)) \quad (2.60)$$

Avec a_2 et a'_2 les coefficients d'induction respectivement axial et tangentiel au niveau du second rotor. Au niveau axial, les équations restent les mêmes que pour l'éolienne simple avec $V(d)$ jouant le rôle de V_0 . Nous avons donc la même expression du coefficient d'induction a_2 que dans l'expression 2.37. Il faut cependant établir l'expression de a'_2 .

La conservation des moments cinétiques par rapport à l'axe \vec{e}_x donne (avec les équations 2.2, 2.3 pour l'expression de la masse et 2.57, 2.60 pour l'expression de ω_3) :

$$\begin{aligned} dL/x &= L/x3 - L/x(d) \\ &= dm \cdot r^2 \cdot (\omega_3 - \omega(d)) \\ &= -4 \cdot \rho \cdot \pi \cdot r \cdot dr \cdot (1 - a_2) \cdot V_d \cdot dt \cdot r^2 \cdot a'_2 \cdot (\Omega_2 - \omega(d)) \end{aligned} \quad (2.61)$$

Avec r la position radiale de l'élément sur le rotor aval.

Le théorème du moment cinétique donne alors l'expression du moment exercé par le fluide sur la pale :

$$dM_{/x\text{fluide} \rightarrow \text{pale}} = -dL/x/dt = 4 \cdot \rho \cdot \pi \cdot r \cdot dr \cdot (1 - a_2) \cdot V_d \cdot r^2 \cdot a'_2 \cdot (\Omega_2 - \omega(d)) \quad (2.62)$$

Intéressons-nous maintenant à la vitesse tangentielle vue par la pale. Elle est la somme de la vitesse du fluide (ég. 2.60) et de la vitesse relative de la pale en mouvement ($\Omega_2 \cdot r$) :

$$V_{t2} = V_{trel2} + V_{tind2} + V_t(d) = -(1 + a'_2) \cdot (\Omega_2 - \omega(d)) \cdot r \quad (2.63)$$

2.3. ADAPTATIONS POUR UN DOUBLE ROTOR

Avec V_{trel2} la vitesse tangentielle relative à la pale en rotation, V_{tind2} la vitesse tangentielle induite et $V_t(d)$ la vitesse initialement présente dans le flux.

La vitesse relative totale vue par la pale devient :

$$V_{r2} = \sqrt{[(1 - a_2).V(d)]^2 + [(1 + a'_2).(\Omega_2 - \omega(d)).r]^2} \quad (2.64)$$

et l'expression de l'angle Φ_2 :

$$\tan(\Phi_2) = \frac{(1 - a_2).V(d)}{(1 + a'_2).(\Omega_2 - \omega(d)).r} \quad (2.65)$$

L'expression du moment de la force tangentielle par rapport à l'axe \vec{e}_x est donné dans l'équation 2.66.

$$dM_{/x\text{fluide} \rightarrow \text{pale}} = B_2.r.dF_\theta \quad (2.66)$$

$$= B_2.r.\frac{1}{2}.\rho.dSe_2.V_{r2}^2.[\sin(\Phi_2).C_L - \cos(\Phi_2).C_D] \quad (2.67)$$

$$= B_2.r.\frac{1}{2}.\rho.c.dr.\frac{(1 - a_2).V(d)}{\sin(\Phi_2)}.\frac{(1 + a'_2).(\Omega_2 - \omega(d)).r}{\cos(\Phi_2)}.[\sin(\Phi_2).C_L - \cos(\Phi_2).C_D] \quad (2.68)$$

En égalisant cette équation avec l'expression 2.62, il apparait que le coefficient a'_2 se calcule de la même façon que pour l'éolienne simple (équation 2.38) en remplaçant la vitesse de rotation Ω par $\Omega_2 - \omega(d)$.

Il est intéressant de noter que cela est dû à notre hypothèse sur la forme de l'induction pour le second rotor exprimée par 2.58. Si nous avons pris une induction tangentielle uniquement due à la rotation de la pale ($\omega_{indtq2} = -a'_2.\Omega_2$), l'expression du coefficient d'induction a'_2 serait devenue 2.69 :

$$a' = \frac{1 - \frac{\omega(d)}{\Omega_2}}{\frac{4.\sin(\Phi_2).\cos(\Phi_2)}{\sigma.[\sin(\Phi_2).C_L - \cos(\Phi_2).C_D]} - 1} \quad (2.69)$$

Discussion sur l'influence du sens de rotation du 2nd rotor

Le sens de rotation du 2nd rotor à une influence forte sur le vent vu par les pales dudit rotor. La vitesse vue par la pale sans induction s'exprime :

$$V_{t2} = V_{trel2} \pm V_t(d) \quad (2.70)$$

Dans le cas co-rotatif le 2nd rotor tourne dans le même sens que le 1^{er}. Du point de vue de la pale, la vitesse due à la rotation V_{trel2} et celle initialement présente dans le flux $V_t(d)$ s'additionnent

2.4. MODÉLISATION MULTIPHYSIQUE DE L'ÉOLIENNE À DOUBLE ROTOR

puisque la pale tourne "contre" le vent tangentiel induit par le premier rotor. Dans le cas contra-rotatif, la vitesse tangentielle vue par la pale en rotation et celle présente dans le flux d'air à l'aval du premier rotor se soustraient puisque cette fois-ci la pale tourne avec le vent. À cela s'ajoute encore la vitesse issue de l'induction tangentielle qui est dans le même sens pour les deux configurations. Ces effets sont représentés figure 2.19.

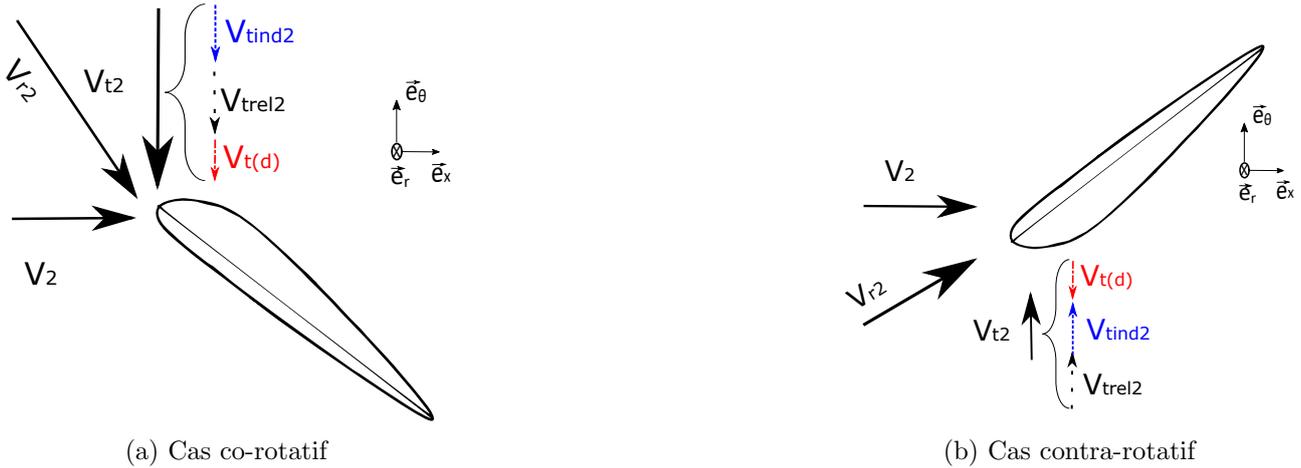


FIGURE 2.19 – Vitesses vues par le 2nd rotor dans les configurations co (a) et contra (b) rotatives

2.3.3 Calcul de la puissance totale extraite par le système double rotor

Nous avons vu que l'approche BEM sur le second rotor est la même que pour le premier rotor, à l'exception de la vitesse incidente modifiée ainsi que de l'influence du sens de rotation du second rotor. L'ensemble des autres équations de la modélisation BEM reste inchangé, en particulier les méthodes de calculs des coefficients d'induction. La puissance extraite du système globale s'exprime (équation 2.71) :

$$P_{tot} = P_{rotor1} + P_{rotor2} \quad (2.71)$$

L'équation finale pour le coefficient de puissance global (équation 2.72 est le ratio de la puissance totale sur la puissance du vent incident (voir équation 2.41) :

$$C_{ptot} = \frac{P_{tot}}{P_{vent}} \quad (2.72)$$

2.4 Modélisation multiphysique de l'éolienne à double rotor

Après la modélisation de la partie aérodynamique, nous voulons désormais modéliser la suite de la chaîne de conversion d'énergie, à savoir les parties mécaniques et électro-mécaniques de l'éolienne. La

2.4. MODÉLISATION MULTIPHYSIQUE DE L'ÉOLIENNE À DOUBLE ROTOR

stratégie de contrôle pour définir la vitesse de rotation de l'éolienne sera évoquée, ainsi que le calcul des contraintes mécaniques. La figure 2.20 résume l'ensemble du modèle multi-physique utilisé.

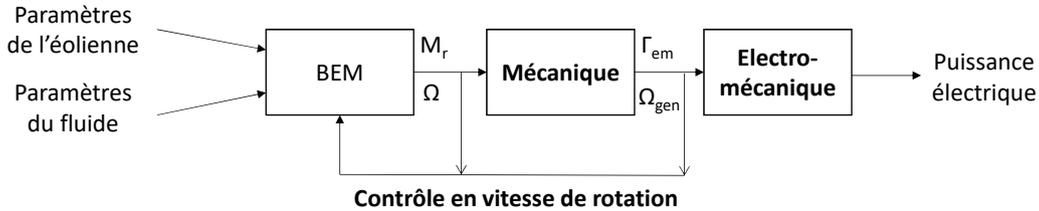


FIGURE 2.20 – Présentation de la modélisation multi-physique

2.4.1 Modélisation mécanique

Éolienne simple rotor

Pour l'éolienne simple rotor, la partie mécanique correspond à un réducteur mécanique permettant d'adapter la vitesse de rotation et le couple du rotor à la génératrice électrique. Ce dernier est considéré comme étant une combinaison d'un réducteur épicycloïdal avec deux étages de réducteurs coaxiaux (voir figure 2.21)

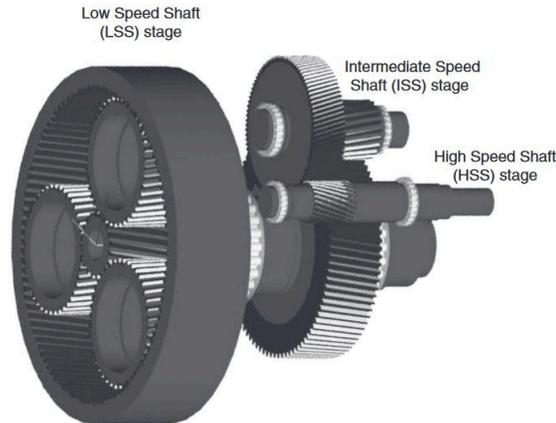


FIGURE 2.21 – Réducteur à plusieurs étages tiré de [109]

Ce réducteur est modélisé comme un réducteur simple liant respectivement les vitesses de rotation et couple du rotor à ceux s'exerçant sur le rotor de la génératrice (voir figure 2.22)

Ω est la vitesse de rotation du rotor, Ω_{gen} est la vitesse de rotation du rotor de la génératrice, M_r est le couple rotor et Γ_{gen} est le couple mécanique exercé sur le rotor de la génératrice. Γ_{em} est le couple électromagnétique appliqué par la partie électromagnétique sur le réducteur. Les relations entre ces grandeurs sont décrites dans les équations 2.73 et 2.74.

$$\Omega_{gen} = r_g \cdot \Omega \quad (2.73)$$

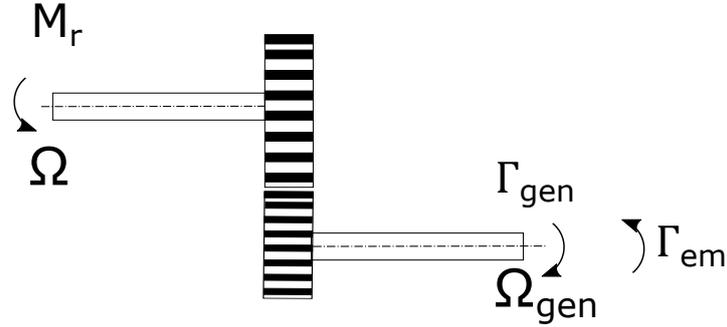


FIGURE 2.22 – Modélisation du réducteur mécanique

$$\Gamma_{gen} = \eta_{meca} \cdot \frac{M_r}{r_g} \quad (2.74)$$

Avec r_g le rapport de réduction et η_{meca} le rendement du réducteur mécanique.

De plus, d'après la relation fondamentale de la mécanique appliquée sur l'arbre rapide dans le cadre du régime stationnaire :

$$J_{\Delta eq} \cdot \frac{d\Omega_{gen}}{dt} = \Gamma_{gen} + \Gamma_{em} = 0 \quad (2.75)$$

Nous avons donc :

$$\Gamma_{gen} = -\Gamma_{em} \quad (2.76)$$

Adaptation pour un système à double rotor

Dans le cadre de deux rotors, nous souhaitons coupler leurs puissances via un système mécanique permettant de n'avoir qu'un seul arbre engrenant sur la partie électromécanique. Cela permet de mettre en commun des éléments de l'éolienne pour les deux rotors. Ce couplage peut être réalisé par un train épicycloïdal. Ce dernier est composé de quatre parties : la roue centrale appelée planétaire, les (ou la) roues engrenant sur le planétaire que l'on appelle satellites, et la roue extérieure appelée couronne. Les satellites sont tous reliés à un axe appelé porte satellite. Le système est représenté figure 2.23.

Dans notre application, nous considérerons que l'arbre planétaire est relié au premier rotor tandis que le second rotor est relié au porte-satellites. La couronne extérieure est l'arbre de sortie. L'équation de Willis fournit une relation entre les vitesses de rotation des différents composants :

$$\Omega_s = \lambda \cdot \Omega_1 + (1 - \lambda) \cdot \Omega_2 \quad (2.77)$$

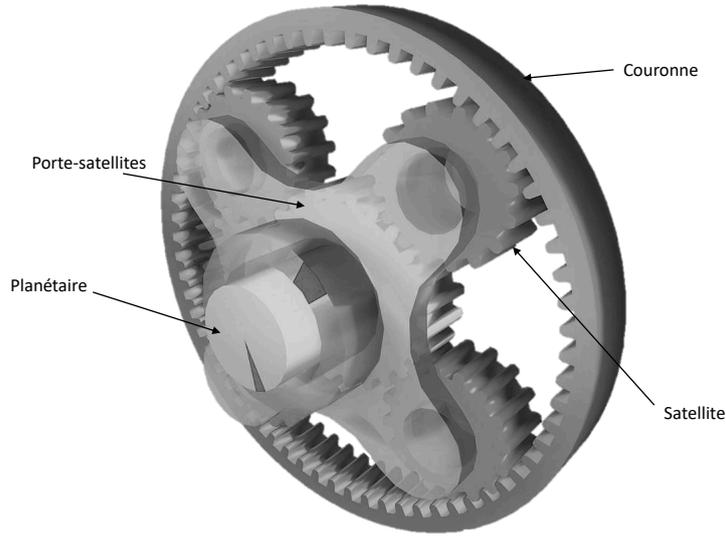


FIGURE 2.23 – Schéma d'un train épicycloïdal [127]

Avec Ω_1 et Ω_2 les vitesses de rotation respectivement des rotors 1 et 2 et Ω_s la vitesse de rotation de l'arbre de sortie (ici la couronne). λ_e est la raison du train épicycloïdal définie comme :

$$\lambda_e = \frac{Z_{planétaire}}{Z_{couronne}} \quad (2.78)$$

Avec $Z_{planétaire}$ le nombre de dents du planétaire et $Z_{couronne}$ le nombre de dents de la couronne. La relation entre les couples des différents composants est décrite équation 2.79.

$$\Gamma_s = \left[M_{r1} \cdot \frac{\Omega_1}{\Omega_s} + M_{r2} \cdot \frac{\Omega_2}{\Omega_s} \right] \quad (2.79)$$

Avec M_{r1} et M_{r2} les couples respectivement des rotors 1 et 2 et Γ_s le couple de l'arbre de sortie.

Nous associons enfin un réducteur classique à axes parallèles à l'arbre de sortie afin d'adapter la vitesse de rotation à la génératrice, ce qui donne :

$$\Gamma_{gen} = \eta_{meca} \cdot \frac{\Gamma_s}{r_g} \quad (2.80)$$

Le système mécanique de l'éolienne à double rotor étant, lui aussi, composé d'une succession de trains épicycloïdaux et à axes parallèles, nous considérons les pertes comme étant du même ordre que celles intervenant dans l'éolienne mono-rotor. Aussi, nous affectons les pertes mécaniques équivalentes sur l'étage de réduction classique.

L'ajout d'un second rotor en laissant libre les trois vitesses de rotation du train épicycloïdal introduit une chaîne cinématique supplémentaire dans le système mécanique. Pour rendre le système d'équations solvable, il est nécessaire de fixer une des variables du problème. Nous choisissons d'imposer un ratio (ξ) entre les vitesses de rotation des deux rotors via l'ajout d'une liaison idéale

2.4. MODÉLISATION MULTIPHYSIQUE DE L'ÉOLIENNE À DOUBLE ROTOR

entre ceux-ci ne transmettant pas de couple (équation 2.81). Nous n'imposons aucune des vitesses de rotation des rotors, mais le ratio entre ces derniers doit être fixe, solution mathématique réalisable techniquement par un couplage mécanique supplémentaire. Cette contrainte permet de résoudre le système d'équations. De plus, la valeur de ce rapport de vitesses peut être un paramètre de conception supplémentaire.

$$\Omega_2 = \xi \cdot \Omega_1 \quad (2.81)$$

Rendements mécaniques

Pour ce qui est de la paramétrisation des coefficients de pertes mécaniques, ces derniers sont définis comme ayant une composante fixe, mais sont également dépendants de la variable de flux (vitesse de rotation). Les valeurs couramment utilisées de rendement sont comprises entre 0.7 et 0.98 [128]. Les valeurs de rendements prises pour le modèle peuvent varier dans cette plage.

Les coefficients de rendement sont décrits selon l'équation 2.82.

$$\eta_{meca} = K_{meca} + \alpha_{meca} \cdot \Omega \quad (2.82)$$

Avec K_{meca} un facteur de proportionnalité avec le couple d'entrée (adimensionnel), Ω la vitesse de rotation en rad/s (variable de flux du système considéré). α_{meca} est un coefficient de proportionnalité traduisant l'influence de la variable de flux sur le rendement global (en s dans le bloc mécanique). Les valeurs de ces coefficients de rendements seront précisées dans le chapitre 4.

2.4.2 Modélisation électro-mécanique

Modèle

Pour la partie génératrice, nous prenons en compte une génératrice synchrone modélisée comme une génératrice à courant continu équivalente, cela afin de diminuer le temps de calcul. Cette dernière débite dans une charge équivalente purement résistive (partie électronique de puissance). La partie électrique est représentée figure 2.24.

Sur cette figure, E représente la force-électromotrice de la génératrice, I le courant parcourant le circuit électrique, $R_{\acute{e}q}$ la charge et $U_{R_{\acute{e}q}}$ la tension aux bornes de la charge. N et S indiquent la présence d'un champ magnétique relatif tournant.

Les propriétés mécaniques et électriques sont couplées via les équations 2.83 et 2.84.

$$E = k \cdot \Omega_{gen} \quad (2.83)$$

$$I = \frac{\Gamma_{em}}{k'} \quad (2.84)$$

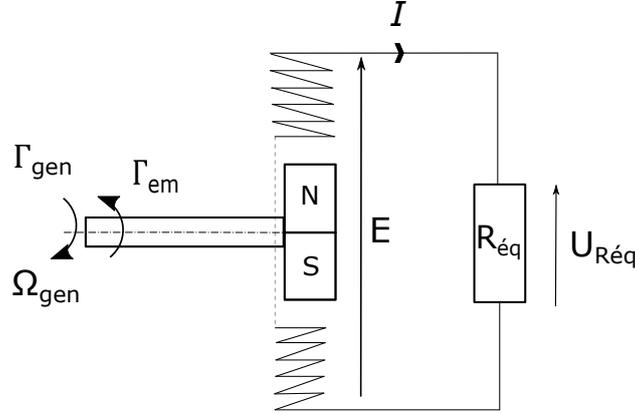


FIGURE 2.24 – Schéma de la partie électrique type génératrice courant-continu

Où k et k' sont les coefficients de couplage électromécaniques.

On considère la charge comme uniquement résistive, et qu'il existe des pertes par effet joule dans le circuit (non représentées sur la figure 2.24). Nous avons les équations :

$$U_{R\acute{e}q} = \eta_{elec} \cdot E \quad (2.85)$$

$$R_{\acute{e}q} = \frac{U_{R\acute{e}q}}{I} \quad (2.86)$$

Enfin, la puissance électrique de sortie de l'éolienne est exprimée selon l'équation 2.87.

$$P_{\acute{e}lec} = U_{R\acute{e}q} \cdot I \quad (2.87)$$

Rendements électro-mécaniques

Pour le modèle électro-mécanique, nous prenons la même approche de calcul du coefficient de pertes que dans le cas mécanique. Ici, la variable de flux est l'intensité du courant électrique (I). Les valeurs couramment utilisées de rendement dans le cas électro-mécanique sont comprises entre 0.8 et 0.98 [128]. Les rendements sont variables dans cette plage.

Les coefficients de rendement sont décrits selon l'équation 2.88.

$$\eta_{elec} = K_{elec} + \alpha_{elec} \cdot I \quad (2.88)$$

Avec K_{elec} un facteur de proportionnalité avec la tension de la génératrice (adimensionnel), I l'intensité du courant électrique en rad/s (variable de flux du système considéré). α_{elec} est un coefficient de proportionnalité traduisant l'influence de la variable de flux sur le rendement global (en A^{-1} pour la partie électro-mécanique).

2.4.3 Stratégie de contrôle

Le contrôle de l'éolienne permet de définir, pour chaque vitesse de vent d'entrée V_0 , la vitesse de rotation Ω adaptée en fonction de contraintes de vitesses de rotation maximales et de limite de puissance à la génératrice. L'ensemble des couples (V_0, Ω) donne la courbe de puissance de l'éolienne telle que décrite dans le paragraphe 1.3.3 du chapitre 1.

Courbe de la puissance en fonction de la vitesse de vent ($P = f(V_0)$)

L'éolienne est contrôlable, c'est-à-dire qu'il est possible de choisir la valeur de vitesse de rotation de cette dernière pour toutes vitesses de vent incident dans le but de maximiser l'énergie récupérée. La stratégie de contrôle choisie pour l'éolienne est celle permettant de respecter le fonctionnement en quatre secteurs présenté dans le chapitre 1.1. Le contrôle est supposé parfaitement réalisé par l'électronique de puissance en réglant la résistance équivalente du système de façon à atteindre les valeurs suivantes :

- Une puissance nulle lorsque le vent est inférieur à la vitesse de vent de démarrage de l'éolienne ($V_0 < V_{cut_in}$).
- Une puissance maximale lorsque le vent est compris entre la valeur de vent de démarrage et la valeur pour laquelle la puissance devient égale à la valeur nominale ($V_{cut_in} < V_0 < V_{Pnom}$).
- La puissance nominale si le vent est compris entre la valeur de vent permettant d'atteindre la puissance nominale et la valeur de vent maximale ($V_{Pnom} < V_0 < V_{cut_out}$).
- Puissance nulle si le vent est supérieur à la vitesse de vent maximale ($V_{cut_out} < V_0$).

La courbe de puissance $P = f(V_0)$ ainsi obtenue est représentée figure 2.25.

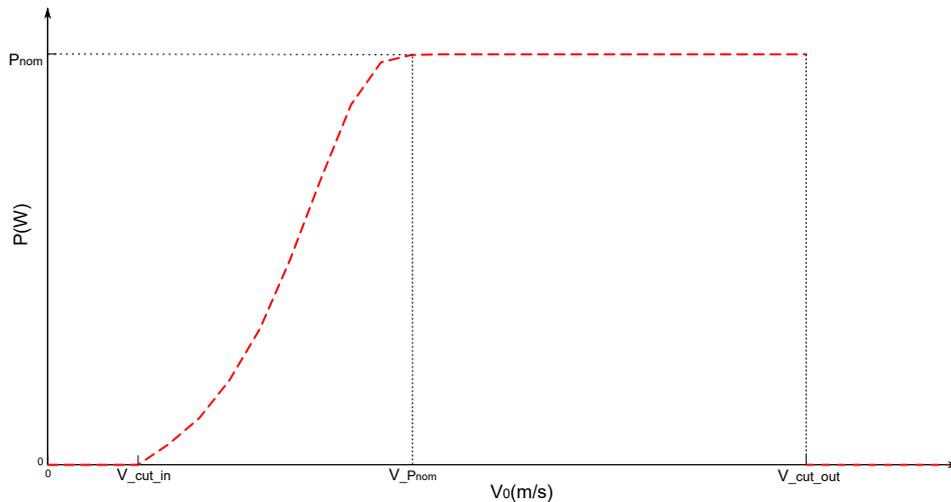


FIGURE 2.25 – Courbe $P = f(V_0)$ obtenue avec la stratégie de contrôle décrite

Pour construire cette courbe, nous balayons pour chaque vitesse de vent comprise entre V_{cut_in}

2.4. MODÉLISATION MULTIPHYSIQUE DE L'ÉOLIENNE À DOUBLE ROTOR

et V_{cutout} différentes vitesses de rotation comprises entre 0 et Ω_{max} (cf. paragraphe suivant) ayant également un pas donné. Le couple (V_0, Ω) forme le point de fonctionnement de l'éolienne. Le point de fonctionnement optimal est pris si $P < P_{max}$. Dans le cas où $P \geq P_{max}$ la vitesse de rotation choisie est la plus faible assurant $P \geq P_{max}$ et la puissance est limitée à $P = P_{max}$. Par exemple, les figures 2.26 et 2.27 montrent la construction de la courbe $P = f(V_0)$ pour un $P_{nom} = 1.8MW$.

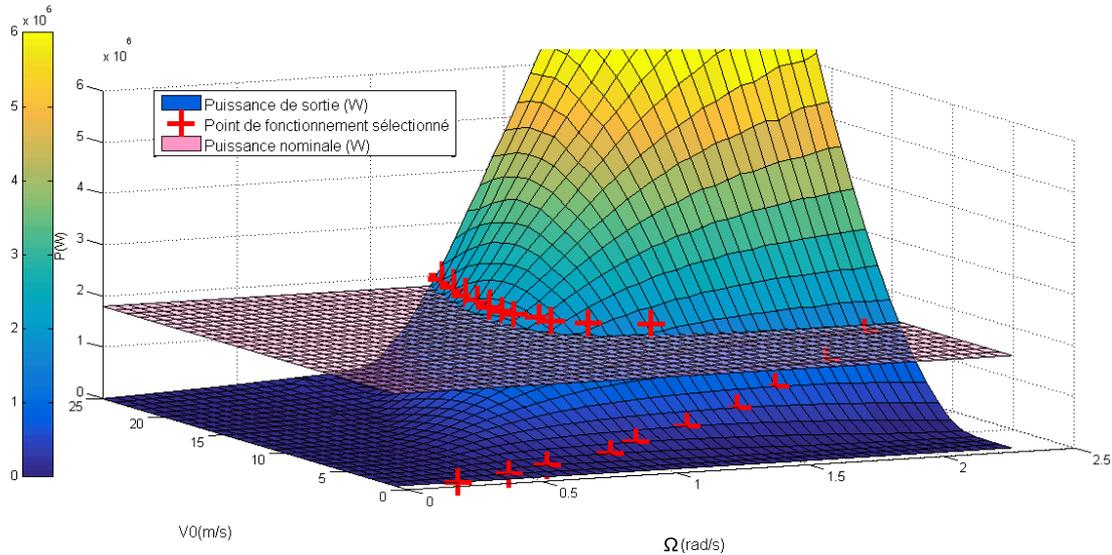


FIGURE 2.26 – Surface de réponse de l'éolienne en fonction de la vitesse de vent et de sa vitesse de rotation

Limite de vitesse de rotation

Dans le cadre de l'éolienne à double rotor, la vitesse de rotation maximale utilisée pour le balayage en Ω est la vitesse minimale entre :

- La vitesse de rotation des rotors permettant la vitesse de rotation maximale de la génératrice.
- La vitesse de rotation maximale du rotor n°1 satisfaisant la condition d'incompressibilité de l'écoulement.
- La vitesse de rotation maximale du rotor n°2 satisfaisant la condition d'incompressibilité de l'écoulement.

Le fluide utilisé étant ici l'air, ce dernier est bien sûr compressible, sa masse volumique peut subir d'importantes variations avec la pression. Cependant, pour limiter les pertes d'énergie liées à la compression du fluide et pour rester dans le domaine de validité de la BEM, nous nous plaçons dans le cas où l'écoulement est incompressible. On peut montrer que ce dernier peut être considéré comme tel si le nombre de Mach de la vitesse relative de vent est suffisamment faible [129]. En effet, la différence de pression dynamique (responsable de la portance) entre l'intrados et l'extrados de la pale s'exprime :

$$\Delta P^o = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (V_{extrados}^2 - V_{intrados}^2) \quad (2.89)$$

Dans le cas limite où la vitesse à l'intrados est nulle, nous avons :

2.4. MODÉLISATION MULTIPHYSIQUE DE L'ÉOLIENNE À DOUBLE ROTOR

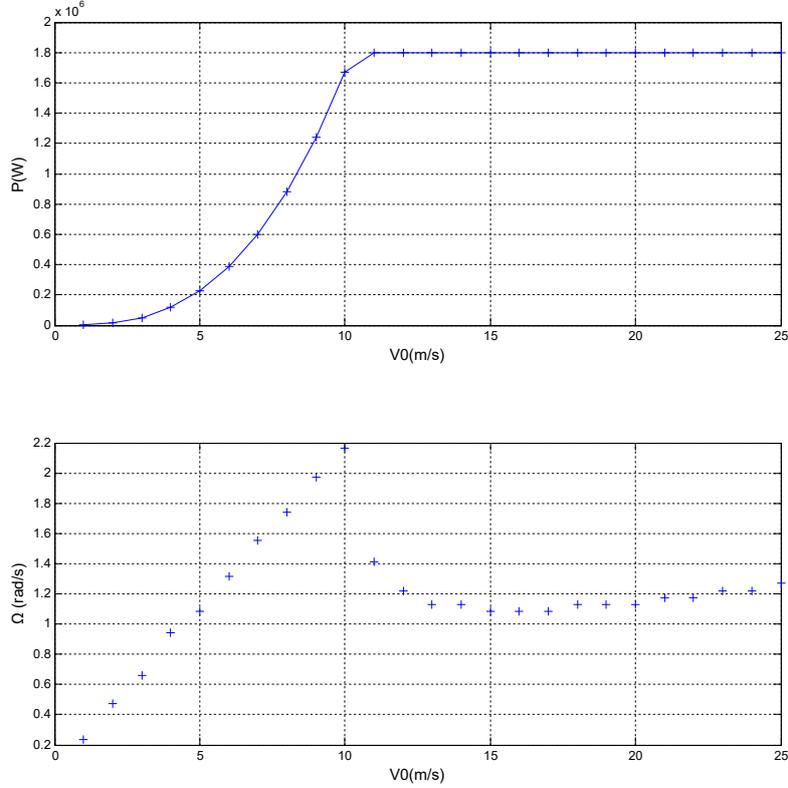


FIGURE 2.27 – Exemples de courbes de puissance et de contrôle de vitesse de rotation

$$\Delta P^\circ = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{max}^2 \quad (2.90)$$

En utilisant le coefficient de compressibilité isotherme ($\chi_T = \frac{1}{\rho} \cdot \left(\frac{\partial \rho}{\partial P^\circ} \right)_T$), nous pouvons exprimer la différence de pression comme :

$$\Delta P^\circ = \frac{\Delta \rho}{\rho \cdot \chi_T} \quad (2.91)$$

Nous avons donc :

$$\Delta \rho = \frac{1}{2} \cdot \chi_T \cdot \rho^2 \cdot V_{max}^2 \quad (2.92)$$

Cette variation de masse volumique est négligeable par rapport à la masse volumique si la condition suivante est respectée.

2.5. CALCUL DES INDICATEURS DE PERFORMANCES ET CONTRAINTES MÉCANIQUES

$$\Delta\rho \ll \rho \Leftrightarrow V_{max} \ll \sqrt{\frac{2}{\rho \cdot \chi_T}} \quad (2.93)$$

Or la vitesse du son dans l'air c s'exprime :

$$c = \frac{1}{\sqrt{\rho \cdot \chi_S}} \quad (2.94)$$

Avec χ_S coefficient de compressibilité isentropique ($\chi_S = \frac{1}{\rho} \cdot \left(\frac{\partial \rho}{\partial P^o}\right)_S$). Or, d'après la relation de Reech :

$$\gamma = \frac{\chi_T}{\chi_S} \quad (2.95)$$

Avec γ le coefficient de Laplace. Dans le cas de l'air sec à 20°, $\gamma = 1.4$ [130]. On a donc $\chi_S = 1.4 \cdot \chi_T$. D'où la condition sur le nombre de Mach ($Ma = V/c$) :

$$\Delta\rho \ll \rho \Leftrightarrow Ma \ll \sqrt{\frac{2}{1.4}} \approx 1.2 \quad (2.96)$$

On considère généralement la valeur $Ma = 0.3$ comme limite de validité pour qu'un écoulement soit considéré incompressible [130].

La vitesse maximale vue par la pale en rotation est celle de l'élément en bout de pale. La vitesse relative à cet endroit s'exprime :

$$V_{max} = V_{rmax} = \sqrt{V_0^2 + (\Omega \cdot R)^2} \quad (2.97)$$

En négligeant le terme V_0^2 devant $(\Omega \cdot R)^2$ (induisant une erreur de l'ordre de 3% sur la vitesse de rotation pour le cas limite $V_0 = 25m/s$) on obtient la limite de vitesse de rotation pour respecter l'incompressibilité de l'écoulement :

$$\Omega < \frac{0.3 \cdot c}{R} \quad (2.98)$$

2.5 Calcul des indicateurs de performances et contraintes mécaniques

Dans cette section, nous allons décrire le calcul des objectifs choisis pour décrire la performance des éoliennes proposées. Il s'agit de l'Annual Energy Production et de la masse de l'éolienne. De plus, la plage atteignable de ces derniers est limitée par un critère de résistance mécanique. Le calcul de ce critère est également décrit.

2.5.1 Calcul de l'AEP

L'Annual Energy Production (AEP) est la mesure de la production d'énergie annuelle d'une éolienne. Elle tient compte de la courbe de puissance de l'éolienne ainsi que des fréquences d'apparition annuelle des différentes vitesses de vent pour la zone géographique étudiée. Pour calculer l'AEP, il est nécessaire d'avoir la courbe de puissance de l'éolienne en fonction du vent comme décrit section 2.4.3. Il est également nécessaire de prendre en compte la probabilité d'occurrence de chaque vitesse de vent. Cette dernière est décrite via une loi de densité de probabilité de type Weibull (équation 2.99).

$$f(V) = \frac{k_w}{A} \cdot \left(\frac{V}{A}\right)^{(k_w-1)} \cdot e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^{k_w}} \quad (2.99)$$

Cette dernière étant une loi de probabilité, la probabilité d'avoir une vitesse de vent donnée est nulle. Seule la probabilité d'une plage de vitesse de vent peut être calculée. La probabilité que le vent soit dans l'intervalle de vent $[V_i, V_{i+1}]$ se calcule :

$$\mathbb{P}(V_i \leq V \leq V_{i+1}) = \int_{V_i}^{V_{i+1}} f(V) dV \quad (2.100)$$

$$= \frac{k_w}{A^{k_w}} \int_{V_i}^{V_{i+1}} V^{k_w-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^{k_w}} dV \quad (2.101)$$

En effectuant le changement de variable, $V^{k_w} = u$ il vient :

$$\mathbb{P}(V_i \leq V \leq V_{i+1}) = \frac{k_w}{A^{k_w}} \int_{V_i^{k_w}}^{V_{i+1}^{k_w}} V^{k_w-1} \cdot e^{-u \cdot A^{-k_w}} \frac{du}{k_w \cdot V^{k_w-1}} \quad (2.102)$$

$$= A^{-k_w} \int_{V_i^{k_w}}^{V_{i+1}^{k_w}} e^{-u \cdot A^{-k_w}} du \quad (2.103)$$

$$= \left[-e^{-u \cdot A^{-k_w}} \right]_{V_i^{k_w}}^{V_{i+1}^{k_w}} \quad (2.104)$$

$$= e^{-\left(\frac{V_i}{A}\right)^{k_w}} - e^{-\left(\frac{V_{i+1}}{A}\right)^{k_w}} \quad (2.105)$$

Le calcul de l'AEP se fait donc en regroupant les N vitesses de vent en $N - 1$ intervalles et en prenant la moyenne de la valeur de puissance sur cet intervalle. Ce qui donne :

$$AEP = \sum_{n=1}^{N-1} 365 \times 24 \times \frac{1}{2} \times (P(V_n) + P(V_{n+1})) \times \mathbb{P}(V_n \leq V \leq V_{n+1}) \quad (2.106)$$

2.5.2 Calcul de la masse

La masse des éléments de l'éolienne est très dépendant des constructeurs et matériaux utilisés. Néanmoins, le National Renewable Energy Laboratory (NREL) a fourni une étude permettant d'estimer la masse des composants des éoliennes à partir de quelques grandeurs caractéristiques [131]. Les composants choisis pour nos calculs seront ceux pouvant varier entre un système simple rotor et un système double rotor. Les composants pris en compte pour la masse totale et les relations permettant de calculer leurs masses sont indiquées ci-dessous :

— Pales

$$m_p = B \cdot 0.1452 \cdot R^{2.9158} \quad (2.107)$$

— Moyeu

$$m_m = 0.9554 \cdot \frac{m_p}{B} + 5680.3 \quad (2.108)$$

— Arbre lent

$$m_a = 0.0284 \cdot D^{2.888} \quad (2.109)$$

— Réducteur mécanique

$$m_{red} = 70.94 \cdot M_r^{0.759} \quad (2.110)$$

— Génératrice

$$m_{gen} = 6.47 \cdot P_{nom}^{0.9223} \quad (2.111)$$

Avec m_p , m_m , m_a , m_{red} et m_{gen} les masses respectives de chacun des composants listés. B est le nombre de pales sur le rotor, D le diamètre du rotor et M_r le couple de l'arbre lent. Les valeurs proposées concernent les éoliennes terrestres. Plusieurs technologies de réducteur mécanique et de génératrices sont présentées dans l'étude de référence. Les technologies choisies sont respectivement celles d'un triple étage de réduction avec train épicycloïdal pour le réducteur mécanique et une génératrice "haute vitesse" adaptée à ce type de transmission, ce qui est la configuration standard pour des éoliennes dont la puissance nominale est de l'ordre de $P_{nom} = 1.5MW$.

Pour l'éolienne à double rotor, la masse considérée est celle des deux rotors, des deux moyeux et des deux arbres lents avec les mêmes équations que ci-dessus. La masse de l'ensemble des réducteurs est exprimée selon l'équation 2.112.

$$m_{red_{double}} = 70.94 \cdot (M_{r1} + M_{r2})^{0.759} \quad (2.112)$$

L'équation de la masse de la génératrice demeure inchangée.

2.5.3 Calcul des contraintes mécaniques statiques

Pour s'assurer que le design de l'éolienne proposée soit réaliste, la contrainte de résistance des matériaux est prise en compte. Nous nous plaçons dans le cadre de la théorie des poutres pour réaliser cette étude. Nous menons un calcul analytique et non une étude en éléments finis pour calculer la contrainte maximale rapidement dans le cadre d'une application pour de l'optimisation.

2.5. CALCUL DES INDICATEURS DE PERFORMANCES ET CONTRAINTES MÉCANIQUES

La pale est en liaison pivot autour de l'axe \vec{e}_x , il n'y a pas d'effort selon l'axe \vec{e}_θ . Pour le calcul de résistance des matériaux concernant les axes \vec{e}_r et \vec{e}_x , la poutre est considérée comme étant en liaison encastrement avec la nacelle. La figure 2.28 représente ce système. Les chargements subits par la pale sont ceux de la force aérodynamique axiale (en rouge) et de la force centrifuge due à la rotation de la pale (en vert).

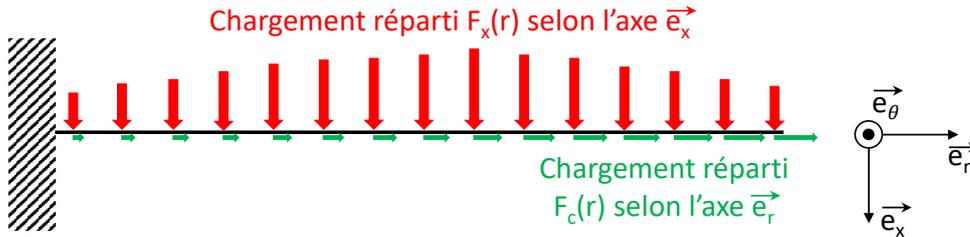


FIGURE 2.28 – Pale considérée comme une poutre et chargements

La pale est considérée comme étant de basse rectangulaire et creuse avec une épaisseur de peau donnée dépendante de la section considérée. Une vue en coupe de la pale est représentée figure 2.29 tandis que la figure 2.30 représente un élément de pale ayant la forme d'une pyramide tronquée puisque la corde et l'épaisseur de la pale dépendent du rayon considéré.

Nous allons maintenant calculer la contrainte mécanique dans chaque élément de la pale due aux deux sources de chargement évoquées ci-dessus. Nous nous plaçons dans les hypothèses suivantes :

- Le matériau est considéré continu, homogène, isotrope et ayant un comportement élastique linéaire.
- Le principe de Saint-Venant est respecté : les contraintes calculées sont suffisamment loin de la liaison pour être valides.

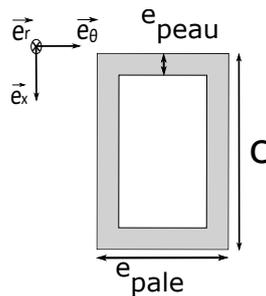


FIGURE 2.29 – Coupe de la pale dans le plan $(\vec{e}_\theta, \vec{e}_x)$

Le torseur des actions mécaniques extérieures dues à la force centrifuge s'exprime selon l'équation 2.113.

$$\{\tau_{centrifuge \rightarrow pale}\} = \left\{ r \cdot \Omega^2 \cdot \rho_p \cdot dV \cdot \vec{e}_r \right\}_r \quad (2.113)$$

2.5. CALCUL DES INDICATEURS DE PERFORMANCES ET CONTRAINTES MÉCANIQUES

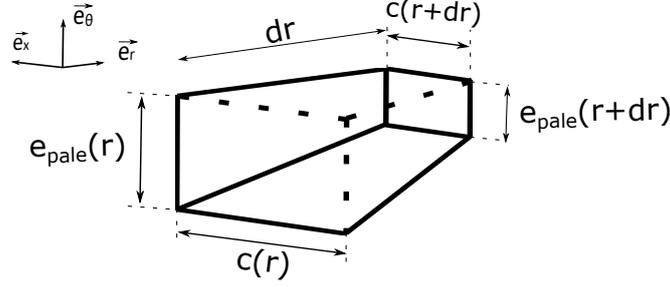


FIGURE 2.30 – Élément de pale en pyramide tronquée

Avec ρ_p la masse volumique totale de la pale (comprenant la pale creuse) et dV le volume élémentaire de la pyramide tronquée. Ce dernier s'exprime :

$$dV = \frac{dr \cdot \left[(c(r) \cdot e_{pale}(r) + c(r+dr) \cdot e_{pale}(r+dr)) + \sqrt{c(r) \cdot e_{pale}(r) \cdot c(r+dr) \cdot e_{pale}(r+dr)} \right]}{3} \quad (2.114)$$

Le torseur des actions mécaniques extérieures dues à la force aérodynamique axiale s'exprime selon l'équation 2.115.

$$\{\tau_{aerodynamique \rightarrow pale}\} = \left\{ \begin{array}{l} dF_x(r) \cdot \vec{e}_x \\ -r \cdot dF_x(r) \cdot \vec{e}_\theta \end{array} \right\}_r \quad (2.115)$$

La liaison au moyeu étant une articulation autour de l'axe \vec{e}_x , le torseur des actions mécaniques de liaison s'exprime selon l'équation 2.116 :

$$\{\tau_{liaison \rightarrow pale}\} = \left\{ \begin{array}{l} -\int_0^R r \cdot \Omega^2 \cdot \rho_p \cdot dV \cdot \vec{e}_r - \int_0^R dF_x(r) \cdot \vec{e}_x \\ \int_0^R r \cdot dF_x(r) \cdot \vec{e}_\theta \end{array} \right\}_0 \quad (2.116)$$

Le torseur des efforts intérieurs à la pale s'exprime alors :

$$\{\tau_{int}\} = \left\{ \begin{array}{l} \int_r^R r \cdot \Omega^2 \cdot \rho_p \cdot dV \cdot \vec{e}_r + \int_r^R dF_x(r) \cdot \vec{e}_x \\ -\int_r^R r \cdot dF_x(r) \cdot \vec{e}_\theta \end{array} \right\}_r \quad (2.117)$$

Nous avons ici la superposition de deux sollicitations élémentaires, à savoir de la traction due à la force centrifuge et de la flexion simple due à la force aérodynamique axiale. Les contraintes mécaniques associées sont de la traction/compression selon \vec{e}_r et une contrainte tangentielle selon \vec{e}_θ . Dans le cadre d'un élanement de la pale $R/c \gg 5$, ce qui est notre cas, on peut négliger la contrainte tangentielle par rapport à la contrainte axiale générée par la force aérodynamique. Nous ne nous intéresserons donc qu'aux contraintes normales issues des deux sources de chargement. Ces dernières sont représentées sur la figure 2.31

Pour chaque élément considéré, la contrainte locale totale s'exprime :

$$\sigma_t(r) = \sigma_c(r) + \sigma_a(r) \quad (2.118)$$

2.5. CALCUL DES INDICATEURS DE PERFORMANCES ET CONTRAINTES MÉCANIQUES

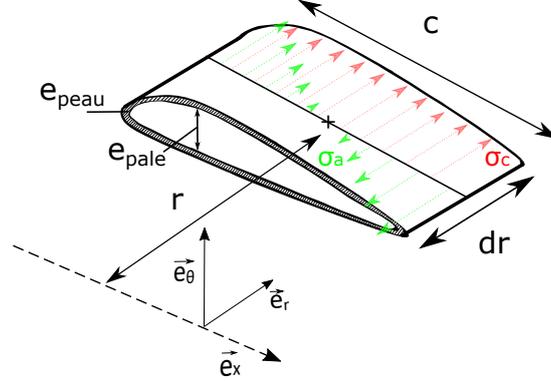


FIGURE 2.31 – Contraintes axiales sur un élément de pale

Avec σ_c la contrainte due à la force centrifuge et σ_a la contrainte due à la force aérodynamique axiale.

Dans une section située à un rayon r , la contrainte due à la force centrifuge se calcule :

$$\sigma_c(r) = \frac{\int_r^R r \cdot \Omega^2 \cdot \rho_p \cdot dV}{S(r)} \quad (2.119)$$

Avec $S(r)$ la surface "pleine" de la pale :

$$S(r) = 2 \cdot e_{peau} \cdot (e_{pale} + c - 2 \cdot e_{peau}) \quad (2.120)$$

Pour la même section, la contrainte normale due à la force aérodynamique axiale est maximale à une distance $x = c/2$ de la fibre neutre portée par \vec{e}_r . Elle s'exprime :

$$\sigma_a(r, x_{max}) = \frac{-M_{f\theta}}{I_{g\theta}} \cdot \frac{c}{2} \quad (2.121)$$

Avec $M_{f\theta}$ le moment fléchissant selon l'axe \vec{e}_θ ($M_{f\theta} = -\int_r^R r \cdot dF_x(r)$) et $I_{g\theta}$ le moment quadratique de la section creuse selon l'axe \vec{e}_θ :

$$I_{g\theta} = \frac{e_{pale} \cdot c^3 - (e_{pale} - 2 \cdot e_{peau}) \cdot (c - 2 \cdot e_{peau})^3}{12} \quad (2.122)$$

Le critère de dimensionnement pour la pale est celui de la limite de contrainte élastique. Celui-ci est exprimé dans l'inéquation 2.123.

$$\sigma_{tmax} < \frac{\sigma_e}{s_f} \quad (2.123)$$

Avec σ_{tmax} la contrainte maximale dans la pale, σ_e la limite élastique du matériau et s_f un coefficient de sécurité.

2.6 Résumé de la proposition de thèse

L'objectif de thèse étant de comparer les technologies d'éolienne simple rotor et double rotor, la proposition développée permet de modéliser des individus ou ensemble d'individus représentant chacune de ces technologies.

La proposition de thèse permet dans un premier temps d'évaluer pour un individu donné ses performances aérodynamiques en prenant en compte ses différentes caractéristiques avec à la fois des caractéristiques générales telles que la taille du rotor ou le nombre de pales, mais également des caractéristiques réparties avec la prise en compte des profils, angles de vrillage et corde pour tous les rayons le long de la pale. Sont également prises en compte les conditions du fluide telles que la masse volumique ou viscosité dynamique. Une adaptation du modèle aérodynamique est nécessaire pour permettre l'évaluation de performance des éoliennes à double rotor.

Ce modèle aérodynamique est intégré dans un modèle multiphysique d'éolienne intégrant des composantes mécaniques et électro-mécaniques. Le modèle mécanique est adapté pour le cas double rotor. Une stratégie de contrôle est définie pour obtenir le point de fonctionnement (V_0, Ω) de l'éolienne pour chaque vitesse de vent (courbe de puissance). Le modèle complet prend également en compte la fréquence annuelle d'apparition des vitesses de vent pour un lieu géographique donné. Le modèle complet permet de calculer l'AEP et la masse de l'éolienne définie par ses caractéristiques.

Enfin, des contraintes en résistance des matériaux et en vitesse de rotation sont ajoutées au modèle afin d'éliminer les solutions techniquement irréalisables.

Une fois cet outil d'évaluation développé, il est intégré dans un outil plus large d'optimisation cherchant à parcourir l'espace des caractéristiques de façon "intelligente" qui sera décrit chapitre 4.

2.6. RÉSUMÉ DE LA PROPOSITION DE THÈSE

Chapitre 3

Validation des modèles proposés et analyse comparative des éoliennes simple et double rotor

Contenu

3.1	Définition de cas d'études	101
3.1.1	Éolienne NTNU	101
3.1.2	Éolienne GUT	103
3.1.3	Éolienne Vestas V90-1.8 MW	104
3.2	Validation des modèles développés	108
3.2.1	Objectifs de la validation	108
3.2.2	Logiciels de calculs	109
3.2.3	Correction de la base de données des coefficients aérodynamiques	111
3.2.4	Validation du modèle aérodynamique simple rotor	112
3.2.5	Étude de convergence en nombre d'éléments	118
3.2.6	Validation du modèle complet simple rotor	120
3.2.7	Validation du modèle aérodynamique double rotor	122
3.3	Analyse comparative des éoliennes simple et double rotor	131
3.3.1	Résultats de simulation aérodynamique éolienne double rotor : contra-rotatif vs co-rotatif	132
3.3.2	Résultats de simulation aérodynamique : éolienne simple rotor vs éolienne double rotor	134
3.3.3	Résultats de simulation système complet : éolienne simple rotor vs éolienne double rotor	136
3.3.4	Discussion à propos des contraintes mécaniques	138
3.3.5	Discussion à propos du temps de simulation	140
3.3.6	Bilan	140

3.1. DÉFINITION DE CAS D'ÉTUDES

Dans le chapitre 2, la proposition de thèse a été construite. Cette dernière propose un modèle aérodynamique de type BEM pour des éoliennes à double rotor couplé à des modèles mécaniques et électro-mécanique afin de fournir la puissance électrique de l'éolienne. De plus, une stratégie de contrôle est définie pour obtenir l'AEP en prenant en compte une distribution de vent. Un modèle de masse de l'éolienne est proposé et des contraintes ont été données au modèle. Le chapitre 3 s'attache pour sa part à valider les modèles développés en comparant les résultats obtenus par ces derniers avec des résultats issus de la littérature. De plus, les modèles sont utilisés pour analyser les différences de comportement entre les technologies simple et double rotor ainsi qu'entre les technologies co et contra rotatives.

La section 3.1 définit différents cas d'études d'éoliennes qui serviront de base de comparaison pour la validation des différents aspects des modèles d'éoliennes simples et contra-rotatives. Les éoliennes choisies représentent différentes tailles ainsi que différents procédés d'évaluation tels que des expérimentations, de la BEM et de la CFD. La section 3.2 s'attache à valider les résultats obtenus par le modèle BEM développé en comparant ces derniers avec ceux des éoliennes de références. Différents aspects du modèle sont validés comme le modèle aérodynamique simple-rotor, double rotor, et le modèle d'éolienne complète. Enfin, la section 3.3 présente des résultats de simulations remarquables obtenus avec les modèles préalablement validés, notamment en ce qui concerne la comparaison des configurations co et contra-rotatives et des technologies simple et double rotor.

3.1 Définition de cas d'études

Dans cette section, nous allons décrire différentes éoliennes de références ainsi que leurs caractéristiques qui serviront de bases de comparaison pour les différentes parties du modèle. Nous allons à chaque fois valider le couple modèle/éolienne pour chaque éolienne de référence. Ces éoliennes ont été sélectionnées pour la disponibilité de la donnée les concernant, cette dernière devant être suffisante pour pouvoir modéliser ces cas d'étude.

3.1.1 Éolienne NTNU

Cette première éolienne a été développée par l'université NTNU (Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet ou Université norvégienne de sciences et technologies) de Trondheim en Norvège. Cette dernière est décrite par Krogstad *et al.* [132]. Il s'agit d'une éolienne de petit diamètre et dont la puissance nominale est de l'ordre de quelques centaines de Watts. Elle a été étudiée en soufflerie. Des études aérodynamiques expérimentales et CFD ont été menées sur cette éolienne. De plus, une étude de Mühle *et al.* porte sur un tandem de deux éoliennes NTNU [24]. Ce dispositif est représenté figure 3.1. Cette étude a été réalisée à la fois expérimentalement et numériquement via BEM.

Cette éolienne possède les caractéristiques générales décrites dans la table 3.1.

La répartition des cordes et angles de vrillage le long de la pale sont décrits dans la figure 3.2.

Le profil NTNU utilisé est le profil S826 (voir figure 3.3). Ce profil est appliqué sur toute la pale.

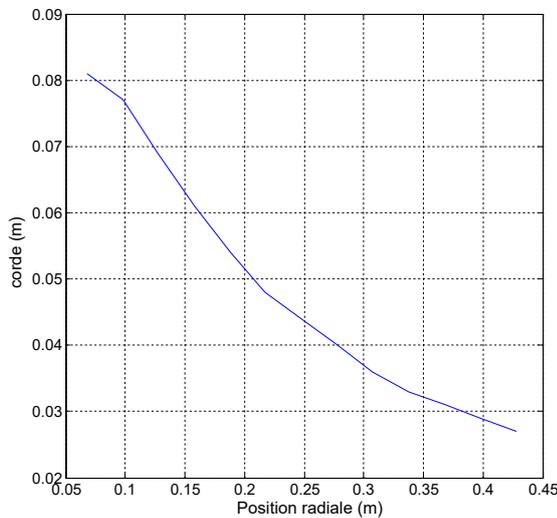
3.1. DÉFINITION DE CAS D'ÉTUDES



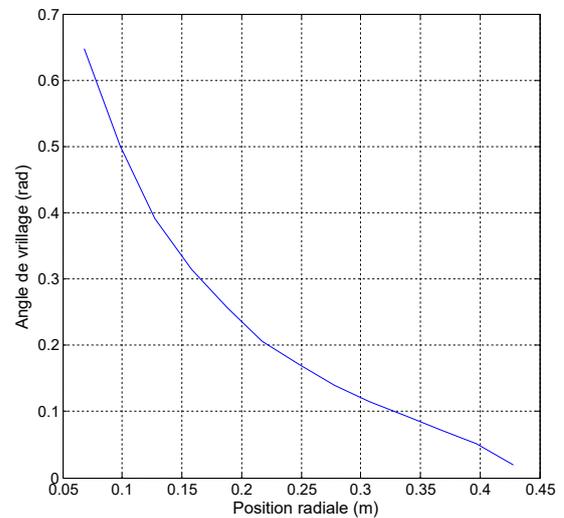
FIGURE 3.1 – Dispositif expérimental de deux éoliennes en tandem tiré de [24]

Caractéristique	Valeur	Symbole	Unité
Nombre de pales	3	B	\emptyset
Rayon	0.4425	R	$[m]$
Rayon du moyeu	0.0675	R_{hub}	$[m]$
Profil	S 826	\emptyset	\emptyset

TABLE 3.1 – Caractéristiques de l'éolienne NTNU



(a) Distribution des cordes



(b) Distribution des angles

FIGURE 3.2 – Définition de la pale NTNU

Les performances aérodynamiques de ce profil, à savoir les coefficients de portance et de traînée, ont été calculées via le logiciel Qblade et XFOIL (présentés plus en détail dans la section 3.2.2). Ces coefficients dépendent de l'angle d'attaque du profil et du nombre de Reynolds. La figure 3.4 présente la finesse du profil (ratio C_L/C_D) pour des angles allant de -15° à 20° .

3.1. DÉFINITION DE CAS D'ÉTUDES

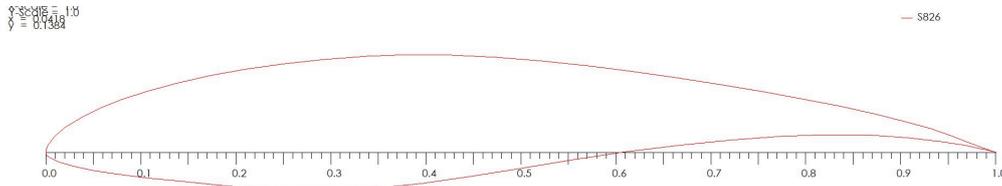


FIGURE 3.3 – Profil aérodynamique S826

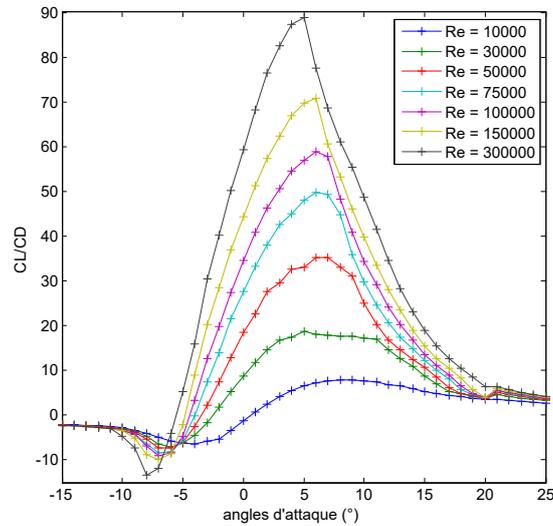


FIGURE 3.4 – Finesse du profil S826 pour différents angles d'attaque et différents Reynolds

Les données aérodynamiques ont été générées entre des angles allant de -20° à 20° avec une transition laminaire-turbulente libre paramétrée par un coefficient d'amplification $N_{crit} = 3$. Cette valeur, donnée dans l'étude originale, correspond à une soufflerie considérée comme "sale" [133]. Les valeurs sont ensuite extrapolées sur 360° . Plusieurs méthodes existent pour réaliser cette extrapolation [134], principalement celles de Montgomery [135] et de Viterna [136]. Nous prenons cette dernière méthode pour extrapoler les coefficients de portances, celle-ci donnant des résultats concordant avec les données expérimentales [137].

3.1.2 Éolienne GUT

Cette éolienne a été étudiée au sein de l'université technologique de Gdańsk par Pacholczyk *et al.* [25]. Cette éolienne présente également un faible diamètre et a été étudiée via les méthodes BEM et CFD. Une étude sur une éolienne double rotor a également été menée en CFD. La figure 3.5 représente l'étude CFD sur l'éolienne à double rotor. On y voit clairement la double chute de la vitesse du flux d'air au passage des deux rotors.

Cette éolienne possède les caractéristiques générales décrites dans la table 3.2.

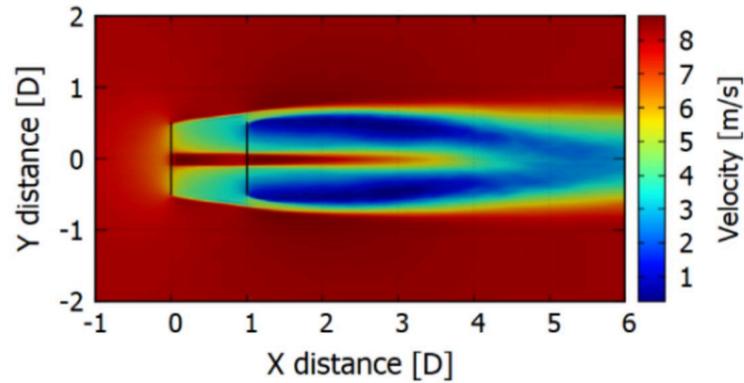


FIGURE 3.5 – Vitesses autour du système double rotor en CFD tiré de [25]

Caractéristiques	Valeur	Symbole	Unité
Nombre de pales	3	B	\emptyset
Rayon	0.7	R_{prop}	[m]
Rayon du moyeu	0.125	R_{hub}	[m]
Profil	NACA 4418	\emptyset	\emptyset

TABLE 3.2 – Caractéristiques de l'éolienne GUT

Les pales de l'éolienne GUT mono-rotor ont été optimisées pour une vitesse spécifique de $\lambda = 5$. Les distributions du vrillage et la corde le long de la pale sont indiquées dans la figure 3.6.

Ce profil est là aussi appliqué sur toute la pale. Les caractéristiques aérodynamiques de ce dernier ont été calculées sur Qblade. La figure 3.7 représente le profil NACA 4418.

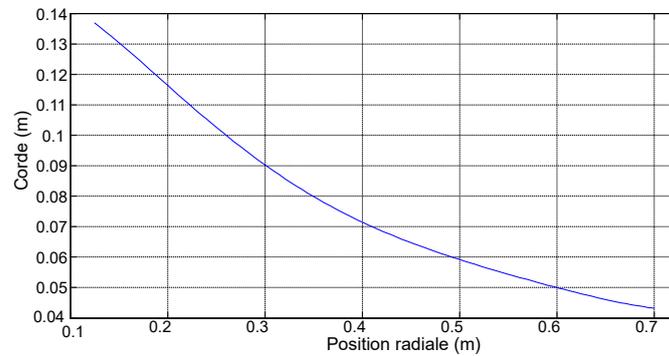
La figure 3.8 représente le coefficient de finesse du profil pour différents Reynolds et différents angles d'attaque.

Les coefficients aérodynamiques ont été calculés entre -20° à 20° . Le type de transition n'étant pas précisé, nous laissons une transition libre avec un coefficient d'amplification $N_{crit} = 9$ ce qui correspond à une valeur standard pour ce coefficient [133]. Une extrapolation de Viterna sur 360° est alors menée.

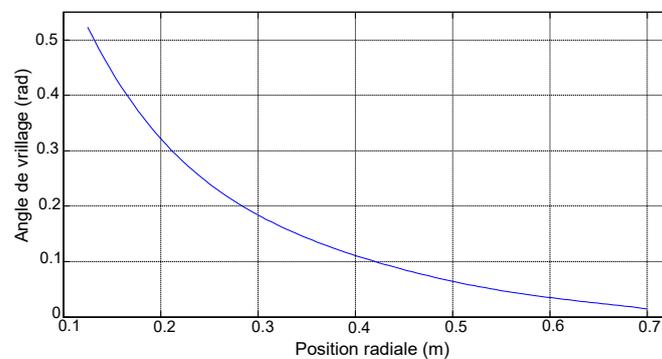
3.1.3 Éolienne Vestas V90-1.8 MW

Pour pouvoir tester notre modèle avec des éoliennes de tailles industrielles, il faut prendre en compte des éoliennes bien plus grandes que les deux mentionnées ci-dessus. En France, en 2015, l'éolienne type installée était de 2MW de puissance [63]. Nous voulons pouvoir étudier des éoliennes de cet ordre de grandeur. Les constructeurs éoliens tels que Vestas ou Enercon donnent très peu d'informations, notamment sur l'architecture des pales et des composants internes à l'éolienne. C'est pourquoi nous proposerons une éolienne équivalente se rapprochant des caractéristiques d'une Vestas V90-1.8 MW. Les caractéristiques générales de l'éolienne proviennent de la note technique publique

3.1. DÉFINITION DE CAS D'ÉTUDES



(a) Distribution des cordes



(b) Distribution des angles

FIGURE 3.6 – Définition de la pale GTU

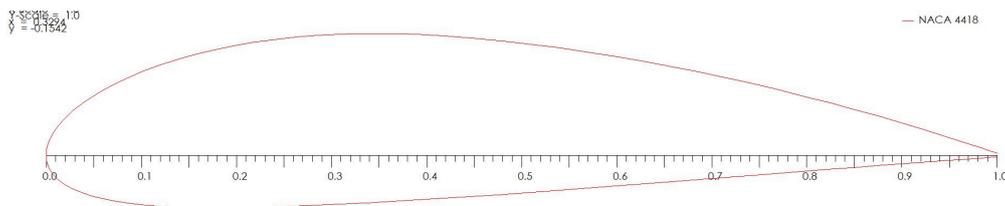


FIGURE 3.7 – Profil NACA 4418

de Vestas [138] et sont recensées table 3.3. Pour ce qui est du profil utilisé (NACA 63415), il provient de l'étude de Dimitrova qui propose ce profil pour rendre compte du fonctionnement équivalent de l'éolienne Vestas V80-1.8MW [139].

La distribution de la corde est considérée comme linéaire entre les cordes maximales et minimales connues. Cette distribution a été choisie comme étant la distribution idéale pour une pale de cette dimension pour les conditions nominales spécifiées par Vestas. La distribution des angles de vrillage est une distribution idéale proposée par le logiciel HELICIEL. Les deux distributions citées ci-dessus sont listées dans la figure 3.9.

Le profil utilisé, le NACA 63415, est représenté figure 3.10. Les caractéristiques aérodynamiques

3.1. DÉFINITION DE CAS D'ÉTUDES

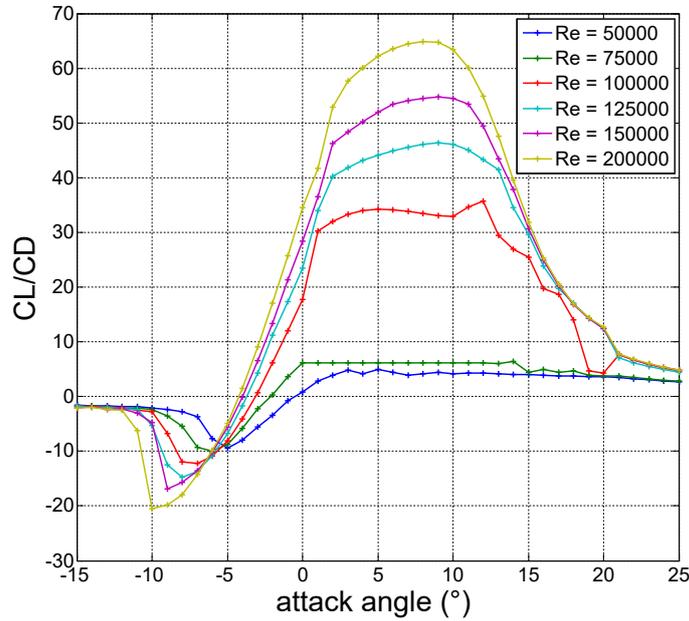


FIGURE 3.8 – Finesse du profil NACA 4418 pour différents angles d'attaque et différents Reynolds

Caractéristiques	Valeur	Symbole	Unité
Nombre de pales	3	B	\emptyset
Rayon	45	R_{prop}	$[m]$
Rayon du moyeu	2	R_{hub}	$[m]$
Profil	NACA 63415	\emptyset	\emptyset

TABLE 3.3 – Caractéristiques Vestas V90-1.8 MW

de ce dernier sont fournies par la base de données du logiciel HELICIEL. La figure 3.11 représente la finesse de ce profil pour différents angles d'attaque et différents Reynolds.

Les données pour les parties mécaniques et électro-mécaniques sont regroupées dans la table 3.4.

Caractéristiques	Valeur	Symbole	Unité
Rapport de réduction	113	r_g	\emptyset
Tension de sortie génératrice	690	$U_{Réq}$	$[V]$
Vitesse limite rotation génératrice	2900	Ω_{genmax}	$[tr/min]$
Fréquence électrique stator	50	f_s	$[Hz]$
Nombre de paires de pôles	2	p_e	\emptyset
Glissement	12 %	g	\emptyset
Coefficients de couplage électromécanique	3.92	k et k'	$V.s$ ou $N.m.A^{-1}$
Profil	NACA 63415	\emptyset	\emptyset

TABLE 3.4 – Caractéristiques électro-mécaniques Vestas V90-1.8MW

3.1. DÉFINITION DE CAS D'ÉTUDES

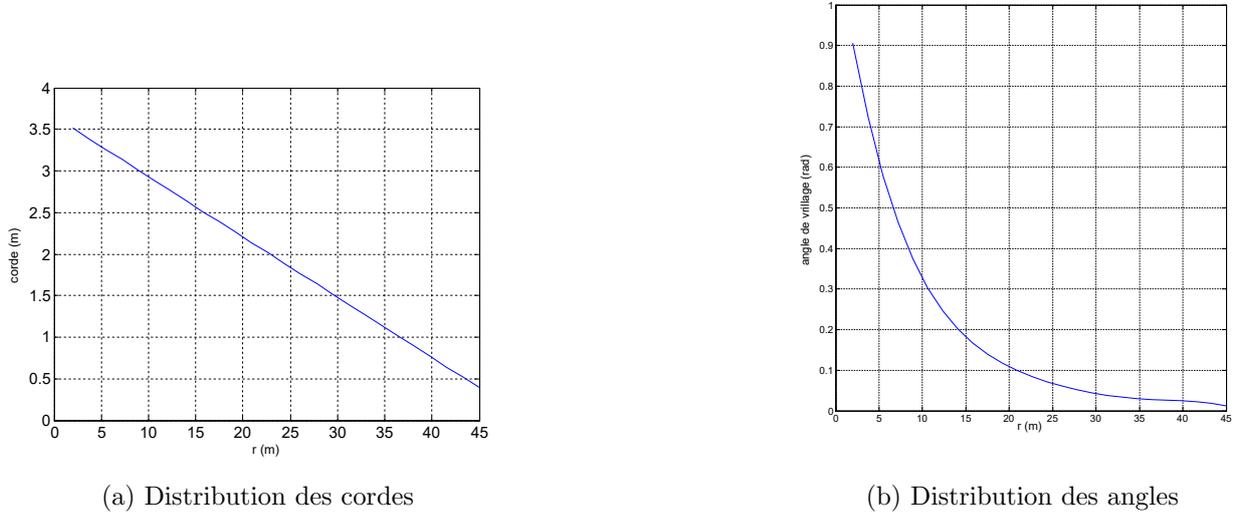


FIGURE 3.9 – Définition de la pale Vestas V90-1.8MW

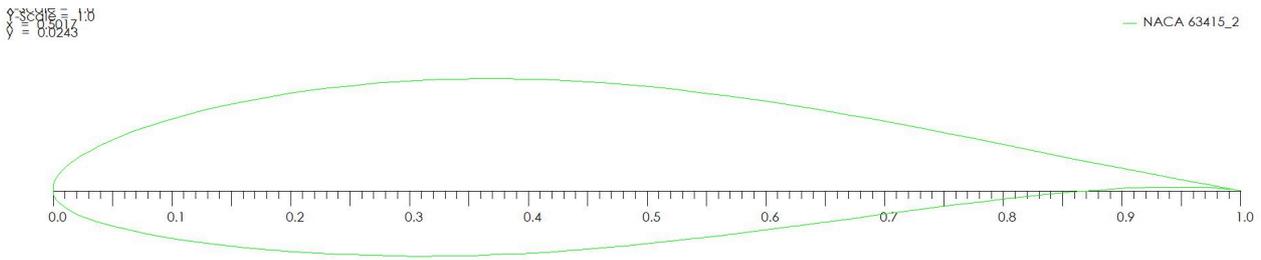


FIGURE 3.10 – Profil NACA 63415

À partir de la fréquence imposée du courant électrique généré et en négligeant la chute de tension dans la génératrice, on peut estimer les coefficients de couplage électromécanique k et k' :

$$k = k' = \frac{U_{R_{\acute{e}q}}}{(1 + g) \cdot (f_s / p_e)} \quad (3.1)$$

Le réducteur mécanique utilisé est composé d'une boîte à trois étages comprenant un étage épicycloïdal et deux étages classiques. Ce dernier est modélisé comme un unique réducteur classique auquel on associe un rapport de réduction et un rendement.

La génératrice utilisée est ici une génératrice asynchrone triphasée à rotor bobiné. Nous garderons pour notre part une modélisation équivalente génératrice à courant continu.

Les valeurs des coefficients pour les calculs de rendement mécaniques et électro-mécaniques utilisées sont indiquées dans la table 3.5.

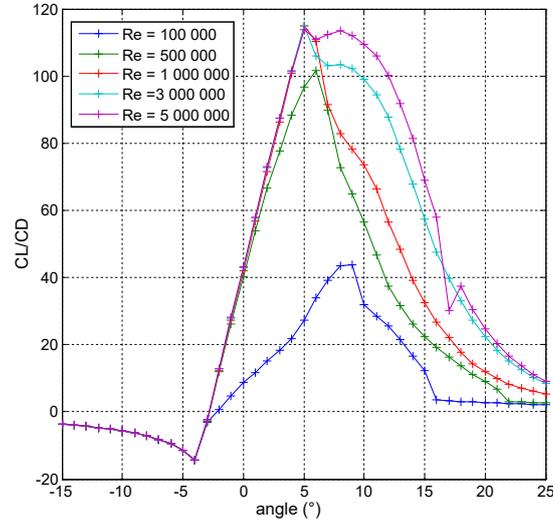


FIGURE 3.11 – Finesse du profil NACA 63415 (HELICIEL) pour différents angles d’attaque et différents Reynolds

	K	α
Bloc mécanique	0.95	-0.01
Bloc électrique	0.96	-0.0005

TABLE 3.5 – Paramètres utilisés pour les rendements

3.2 Validation des modèles développés

Cette section a pour but de valider les modèles développés pour l’étude des éoliennes simple et double rotor. La validation passe par la fiabilité des résultats comparés à ceux de la littérature ainsi que le réglage des paramètres des modèles, notamment le choix de la discrétisation du modèle BEM.

3.2.1 Objectifs de la validation

L’objectif de la validation des modèles développés est de vérifier la fidélité des résultats pour chaque sous-modèle aérodynamique, mécanique et électro-mécanique (Cf. figure 2.20). Le modèle global doit permettre de répondre aux exigences données en début de chapitre 2. Les éléments à valider sont les suivants :

- S’assurer que les modèles soient fidèles, c’est-à-dire que les valeurs données par les modèles s’approchent des valeurs réelles ou calculées dans la littérature pour des géométries de pales et des conditions de fonctionnement connues.
- S’assurer que les temps de calcul des modèles soient suffisamment rapides, cela dans le but de réaliser une optimisation nécessitant un grand nombre de calculs effectués par lesdits modèles. L’objectif est ici d’assurer que le processus d’optimisation s’effectue en un temps raisonnable.

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

- Les modèles doivent être paramétrables, c'est-à-dire qu'il faut pouvoir faire varier les paramètres technologiques d'intérêt afin de rechercher le design optimal pour chaque technologie d'éolienne. Il s'agit ici plutôt d'un choix d'implémentation des modèles permettant de rendre variables les paramètres physiques des modèles.

La comparaison de chaque partie du modèle doit être menée dans la mesure du possible avec la littérature ou des logiciels de calcul spécialisés afin de vérifier les points évoqués ci-dessus. De plus, certaines parties du modèle faisant appel à des processus itératifs, une vérification de condition de convergence du modèle est nécessaire.

3.2.2 Logiciels de calculs

Des logiciels de calculs spécialisés dans le calcul de performances d'éolienne seront utilisés comme calcul de référence sur certains cas d'étude. Ces logiciels sont spécialisés en mécanique des fluides.

HELICIEL

HELICIEL est un logiciel français de calcul de performances d'hélice aussi bien pour le captage que pour la propulsion. HELICIEL possède deux principaux modes d'utilisation :

- Dans le premier mode, l'utilisateur fournit les caractéristiques générales de l'éolienne (Rayon, rayon du moyeu...), le point de fonctionnement (vitesse de vent, vitesse de rotation) ainsi que certaines caractéristiques réparties le long de la pale (distribution des cordes et des profils aérodynamiques). HELICIEL propose le vrillage optimal pour maximiser le C_p pour ce point de fonctionnement et calcul le coefficient de puissance ainsi obtenu. C'est ce mode de fonctionnement qui a été utilisé pour définir la répartition des angles de vrillage pour l'éolienne Vestas V90-1.8 MW.
- Dans le second mode d'utilisation, l'utilisateur peut également préciser les valeurs d'angles de vrillage (mode rétro-conception) et le logiciel calcule les performances de l'éolienne ainsi définie. Ce mode se rapproche de l'outil développé dans cette thèse.

L'interface utilisateur du logiciel HELICIEL est représentée figure 3.12.

On peut voir que l'interface se décompose en un écran de visualisation de l'éolienne au centre, des indicateurs de performance sur les côtés gauche et le bas de l'écran ainsi que des indicateurs sur l'un des éléments de pales sur la partie droite de l'écran. Les onglets au-dessus de l'écran permettent de modifier les caractéristiques de l'éolienne.

Les performances aérodynamiques de profils sont référencées dans des tables en fonction du profil, du nombre de Reynolds et de l'angle d'attaque désiré. Ces tables sont libres d'accès et ont été utilisées pour trouver les performances aérodynamiques de profils pour cette thèse.

Le logiciel HELICIEL sera utilisé pour valider le modèle représentant l'éolienne GUT et l'éolienne Vestas.

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

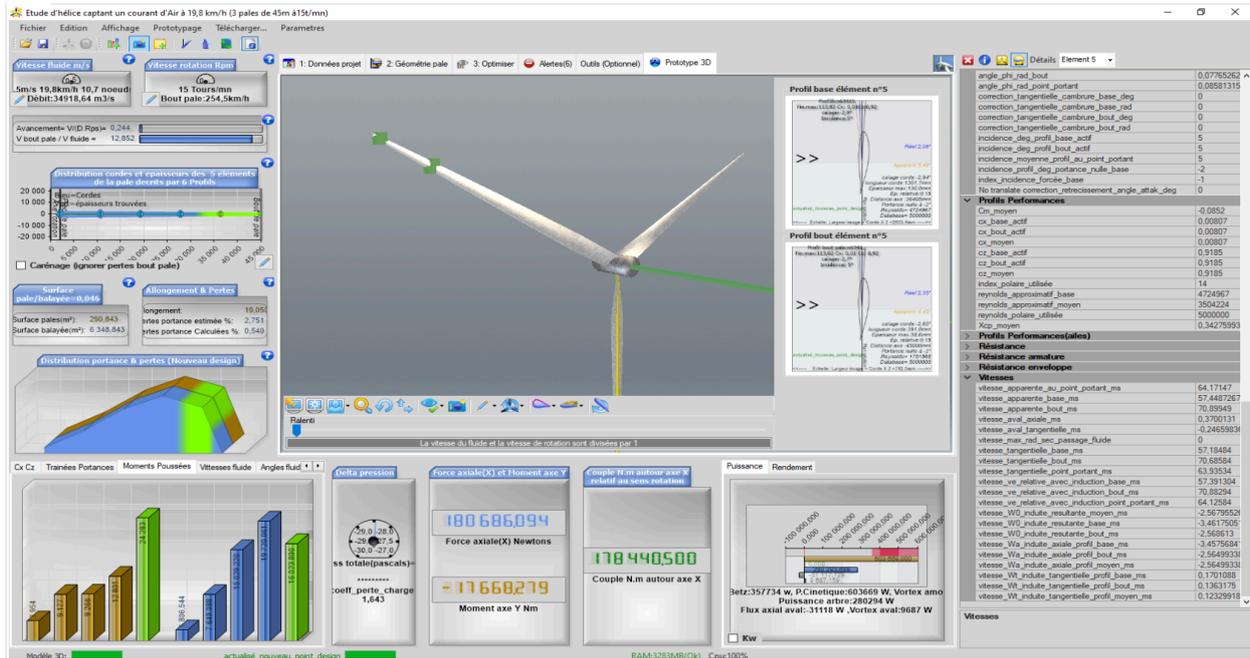


FIGURE 3.12 – Interface utilisateur d'HELICIEL

Qblade

Qblade est un logiciel open source développé par des membres de l'université de technologie de Berlin. Ce logiciel permet de définir entièrement la forme de la turbine et de calculer les efforts appliqués par le fluide sur cette dernière. Il existe deux modes de calculs possibles :

- Le premier est basé sur le modèle BEM. Les performances de la pale se calculent en plusieurs temps en définissant d'abord les profils utilisés avec leurs performances calculées sur 360° degrés d'angle d'attaque. Les profils sont alors assemblés en pale puis en turbine en spécifiant le nombre de pales. Il est alors possible d'effectuer des balayages en vitesses de vent ainsi qu'en vitesse de rotation afin d'obtenir les performances globales de la turbine.
- Le second mode de calcul se base sur la théorie de la ligne portante. Il est dans ce cas possible de définir un vent d'entrée turbulent. Les performances de l'éolienne peuvent dans ce cas être calculées en dynamique. Ce mode de calcul ne sera pas utilisé par la suite.

L'interface utilisateur du logiciel Qblade est représentée figure 3.13.

On peut voir dans la figure 3.13 le rotor défini complètement par l'utilisateur (profil utilisé, distribution des cordes, distribution des angles de vrillage). Le bandeau en haut permet de définir les différents éléments du rotor depuis la forme du profil jusqu'aux tests à mener, balayage en λ , en vitesse de vent, en vitesse de rotation...

Pour les calculs des performances aérodynamiques des profils, Qblade fait appel à un logiciel tiers : XFOIL.

Ce logiciel sera utilisé pour valider le modèle représentant l'éolienne Vestas.

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

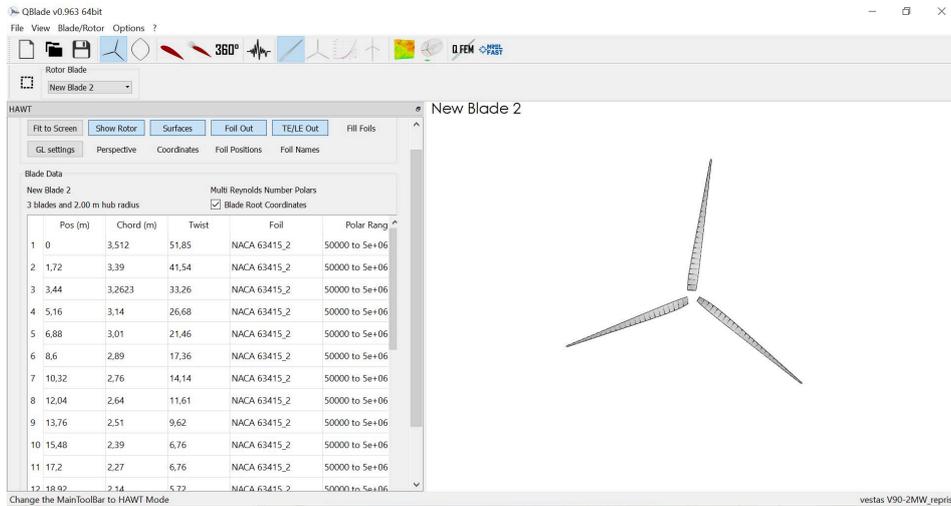


FIGURE 3.13 – Interface utilisateur Qblade

3.2.3 Correction de la base de données des coefficients aérodynamiques

Comme évoqué dans le chapitre 2, la BEM nécessite la connaissance du comportement aérodynamique des profils étudiés pour calculer les performances d'un rotor. Ce dernier dépend du profil, mais également de l'angle d'attaque formé par le vent incident ainsi que le Reynolds de l'écoulement autour de ce profil. Des coefficients aérodynamiques représentant le comportement d'une centaine de profils aérodynamiques NACA différents sont regroupés dans une base de donnée fournie par HELICIEL. Il est possible d'obtenir ces coefficients par un calcul de type théorie vortex. HELICIEL fournit ces coefficients à l'aide du logiciel XFOIL. Ces calculs ont été menés sur un grand nombre de profils NACA pour différents nombres de Reynolds et différents angles d'attaque.

Cette base de données sert de base aux calculs aérodynamiques effectués pour les présents travaux de recherche. Cette dernière ayant été calculée automatiquement, elle est sujette à différents problèmes de non-convergence du calcul pour certains angles d'attaque. Ces problèmes de convergences impliquent une discontinuité dans les performances aérodynamiques, ce qui fausse les résultats obtenus (discontinuités rencontrées majoritairement pour de grands angles d'attaque, c'est-à-dire pour des angles bien supérieurs à l'angle de décrochage). Les problèmes de convergence au niveau de la base de donnée peuvent impliquer des résultats de simulation aérodynamiques anormaux différents pour certains angles d'attaque, faussant l'évaluation de l'éolienne.

Pour pallier ce problème, il a été proposé de lisser ces discontinuités de la façon suivante. Si un point présente un écart supérieur à une valeur critique (ici fixée à 0,4) comparativement au point précédent, le point est considéré comme suspect. Si des points (entre 1 et 3) sont encadrés par des points suspects, ces derniers deviennent suspects également. Les points suspects sont alors remplacés par une interpolation linéaire entre les deux points non suspects encadrants le groupe de points suspects. Par exemple, la figure 3.14 présente les résultats de la base de donnée HELICIEL pour le profil Naca 0006 et un nombre de Reynolds de 100 000.

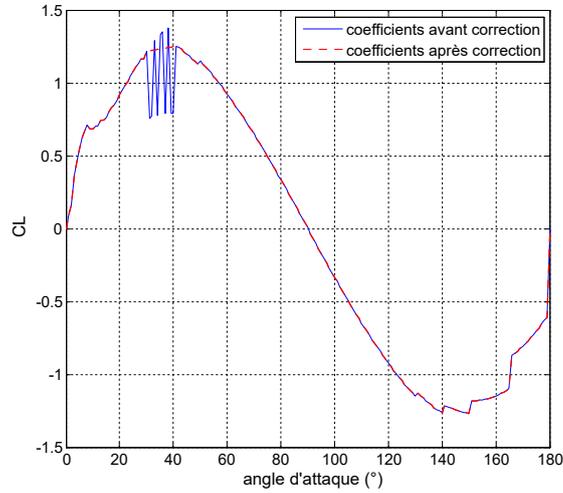


FIGURE 3.14 – Exemple de correction de la base de donnée sur un profil

On voit sur la figure 3.14 que les discontinuités dans les coefficients d’origine ont été lissées par la méthode de correction proposée.

3.2.4 Validation du modèle aérodynamique simple rotor

Pour valider le modèle aérodynamique, nous allons prendre plusieurs résultats tirés de la littérature ou de logiciels de calculs obtenus par des méthodes variées telles que des études expérimentales ou des modèles de différents types : BEM et CFD.

Comparaison à des résultats expérimentaux et BEM : éolienne NTNU

Pour valider notre modélisation BEM sur du simple rotor, nous allons nous comparer à des résultats obtenus dans la littérature via des méthodes expérimentales et de modélisation BEM.

L’étude de Mühle *et al.* [24] décrite dans la section 3.1.1 présente de tels résultats.

Les conditions de test de vent de l’éolienne sont décrites dans la table 3.6.

Caractéristique	Valeur	Symbole	Unité
Vitesse de vent amont	10	V_0	$[m/s]$
Masse volumique de l’air	1.225	ρ	$[kg/m^3]$
Viscosité dynamique de l’air	$1.809 \cdot 10^{-5}$	μ	$[Pa \cdot s]$

TABLE 3.6 – Conditions de vent

Le protocole de test est de modifier la vitesse de rotation de l’éolienne pour obtenir la caractéristique C_p en fonction de la vitesse spécifique λ . Les mêmes conditions sont récréées dans le modèle développé dans cette thèse avec les paramètres de modélisations décrits dans la table 3.7.

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

Caractéristique	Valeur	Symbole	Unité
Nombre d'éléments	100	N	\emptyset
Critère de convergence	10^{-3}	ϵ	\emptyset

TABLE 3.7 – Paramètres de simulation

Les résultats sont présentés sur la figure 3.15.

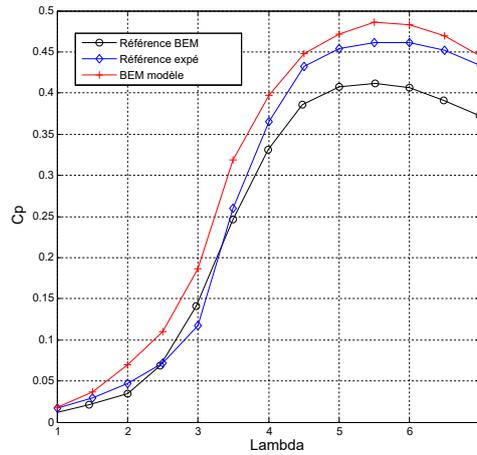


FIGURE 3.15 – Comparaison des performances simple rotor (C_p) du modèle développé et de l'étude BEM et expérimentale de Mühle

Pour chaque vitesse de vent V_0 , l'écart relatif est calculé en prenant comme référence l'étude expérimentale (voir équation 3.2).

$$e_{\text{étude-expé}V_0} = 100 \times \frac{|C_{p_{\text{étude}V_0}} - C_{p_{\text{expé}V_0}}|}{C_{p_{\text{expé}V_0}}} \quad (3.2)$$

La table 3.8 montre les écarts relatifs entre d'une part les résultats de la BEM développée et les résultats expérimentaux et d'autre part entre la BEM de l'étude de référence et les résultats expérimentaux pour l'ensemble des vitesses de vents.

Étude	moyenne	écart-type	min	max
$BEM_{\text{présente étude}}$	18.7	21.2	2.6	58.7
$BEM_{\text{Mühle}}$	15.5	9.8	3.7	37.2

TABLE 3.8 – Écarts relatifs aux données expérimentales entre les études BEM et les valeurs expérimentales (simple rotor) (%)

La comparaison montre que la différence moyenne entre le modèle BEM et l'expérience est comparable entre l'étude actuelle et la référence (environ 19 % d'erreur en moyenne). L'écart-type de l'erreur relative est plus élevé pour l'étude actuelle, mais la région des valeurs de C_p élevés (de $\lambda = 4$

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

à $\lambda = 7$) est décrite avec une plus grande fidélité par rapport aux données de l'expérience. Ceci est particulièrement intéressant pour notre modèle puisque cette zone de fonctionnement sera privilégiée dans la phase de montée en puissance du rotor jusqu'à la puissance nominale dans la courbe de puissance de l'éolienne. Aussi, la description fidèle du C_p dans cette zone de fonctionnement est primordiale.

Comparaison à des résultats BEM et CFD : éolienne GUT

Pour compléter la validation des modèles d'éolienne simple rotor, nous pouvons également nous baser sur des données fournies dans la littérature obtenues via des modèles CFD. Nous nous basons pour cela sur l'étude de Pacholczyk *et al.* [25]. Cette dernière est décrite section 3.1.2.

Les conditions de vent utilisées sont décrites dans la table 3.9.

Caractéristique	Valeur	Symbole	Unité
Vitesse vent amont	8	V_0	$[m/s]$
Masse volumique de l'air	1.204	ρ	$[kg/m^3]$
Viscosité dynamique de l'air	$1.809 \cdot 10^{-5}$	μ	$[Pa.s]$

TABLE 3.9 – Conditions de vent

Cette fois encore, la vitesse de vent d'entrée est maintenue constante à $8 m/s$ et la vitesse de rotation est adaptée pour avoir les différentes valeurs de vitesses spécifiques λ . Les paramètres du modèle sont les mêmes que ceux utilisés pour l'étude précédente (cf. table 3.7). Dans un premier temps, toutes les valeurs de nombre de Reynolds décrites dans la figure 3.8 sont atteignables pour les coefficients aérodynamiques.

Les résultats de l'étude sont présentés avec le coefficient de puissance C_p mais également le coefficient de couple (C_q , équation 3.3) ainsi que le coefficient de poussée (C_t , équation 2.43).

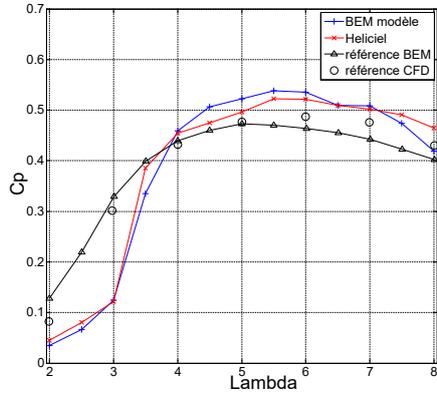
$$C_q = \frac{C_p}{\lambda} \quad (3.3)$$

Les résultats de l'étude de Pacholczyk en BEM et CFD ainsi que ceux d'HELICIEL pour la même configuration et enfin les résultats du modèle BEM de cette thèse sont présentés dans la figure 3.16.

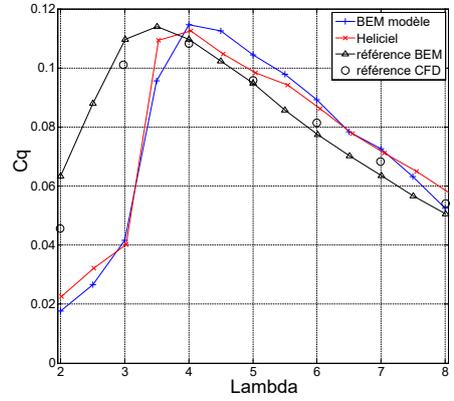
On peut voir sur les trois coefficients de comparaison concernés que les données d'HELICIEL et de la présente étude BEM sont en bonne concordance mais qu'il y a un écart significatif avec les valeurs calculées dans l'article de référence, particulièrement pour les coefficients C_p et C_q pour de faibles valeurs de λ ($\lambda \leq 3$). Les moyennes et écarts types des écarts relatifs des points entre la BEM développée et la BEM de l'étude de référence sont notés table 3.10. La référence du calcul relatif est la donnée extraite de la littérature.

Pour la valeur de λ nominale de l'éolienne de l'étude ($\lambda = 5$), on constate que le nombre de Reynolds moyen observé sur les éléments de pale est de $Re = 125000$. Si nous considérons les performances aérodynamiques du profil indépendantes du nombre de Reynolds et fixons ce dernier à la valeur moyenne sur la pale ($Re = 125000$), nous obtenons les courbes représentées figure 3.17.

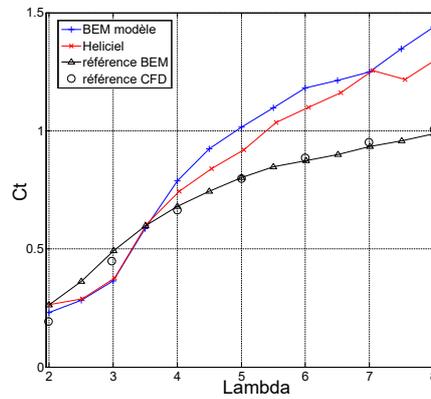
3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS



(a) C_p coefficient



(b) C_q coefficient



(c) C_t coefficient

FIGURE 3.16 – Comparaison de résultats pour éolienne simple turbine

Coefficient	moyenne	écart-type
C_p	24.5	25.2
C_q	24.2	25.3
C_t	26.8	12.0

TABLE 3.10 – Écarts relatifs à la littérature entre les études BEM (simple rotor) (%)

Nous pouvons voir dans la figure 3.17 que les données correspondent bien mieux à un Reynolds fixé. Les moyennes et écarts types obtenus dans cette configuration sont regroupés table 3.11.

On voit bien cette fois-ci que les points trouvés sont bien plus proches dans cette configuration, à la fois des données BEM mais également CFD de l'étude de référence.

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

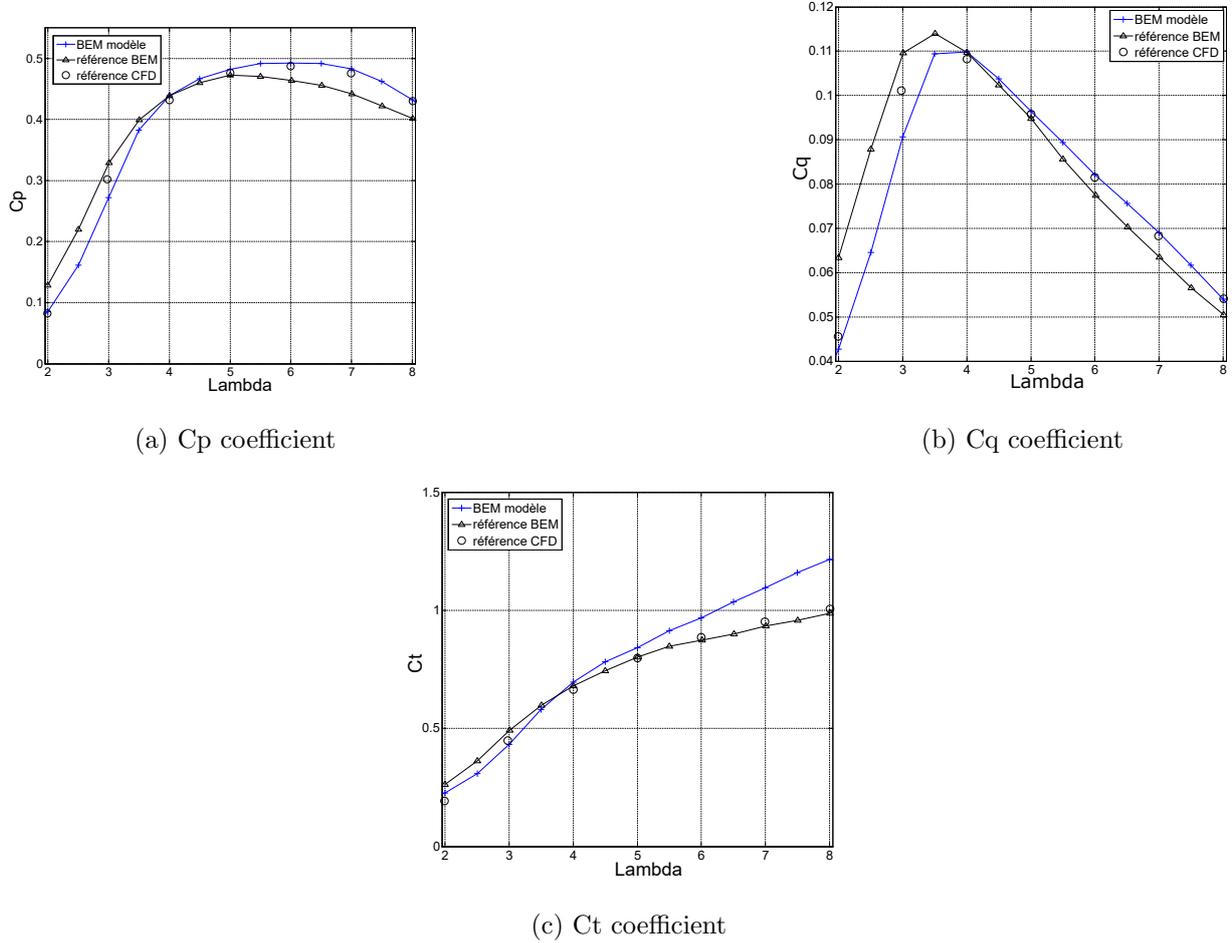


FIGURE 3.17 – Comparaison de résultats pour une éolienne simple turbine avec Reynolds fixé

Coefficient	moyenne	écart-type
C_p	10.0	10.0
C_q	9.7	9.9
C_t	11.6	6.7

TABLE 3.11 – Écarts relatifs aux données expérimentales entre les études BEM à Reynolds fixé (simple rotor) (%)

Comparaison à des résultats de simulation pour éolienne de grande taille : logiciels BEM (Heliciel et QBlade)

Pour valider les résultats obtenus sur des éoliennes industrielles, nous allons utiliser l'éolienne Vestas V90-1.8 MW décrite section 3.1.3.

Les conditions de vent utilisées sont détaillées dans la table 3.12. Celles-ci sont gardées constantes et la vitesse de rotation de l'éolienne varie pour obtenir les différentes valeurs de vitesse spécifique (λ).

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

Caractéristique	Valeur	Symbole	Unité
Vitesse vent amont	8.5	V_0	$[m/s]$
Masse volumique de l'air	1.143	ρ	$[kg/m^3]$
Viscosité dynamique de l'air	$1.809 \cdot 10^{-5}$	μ	$[Pa.s]$

TABLE 3.12 – Conditions de vent Vestas

Les paramètres du modèle sont ceux décrits dans la table 3.13.

Caractéristique	Valeur	Symbole	Unité
Nombre d'éléments	25	N	\emptyset
Critère de convergence	10^{-3}	ϵ	\emptyset

TABLE 3.13 – Paramètres de simulation

La figure 3.18 représente les résultats de l'éolienne calculée selon le logiciel HELICIEL, le logiciel Qblade et par le modèle BEM développé.

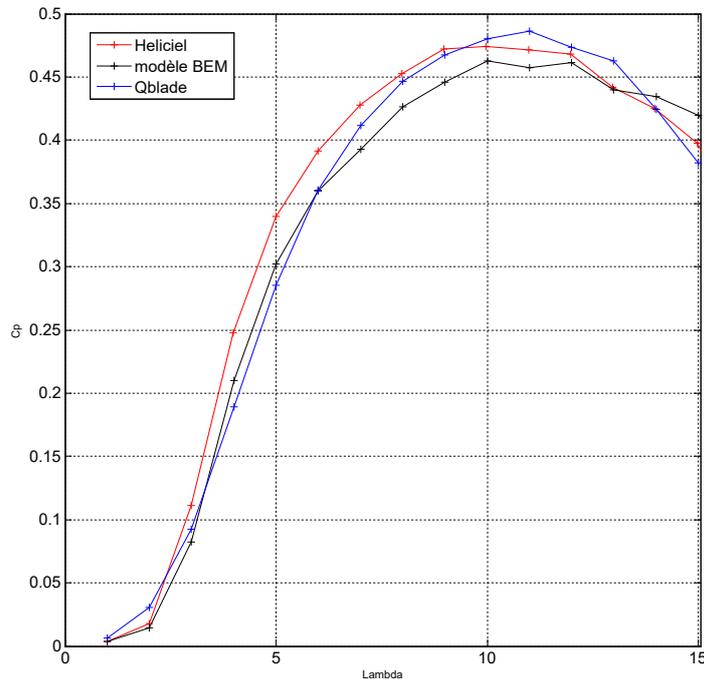


FIGURE 3.18 – Comparaison des performances simple rotor (C_p) du modèle développé, d'HELICIEL et de Qblade pour la Vestas V90-1.8MW

Les écarts relatifs en moyenne et écart type du modèle développé par rapport à Qblade et HELICIEL (utilisés en tant que référence pour l'écart relatif) sont regroupés dans la table 3.14.

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

Étude	moyenne	écart-type	min	max
<i>Heliciel</i>	8.20	7.46	0.51	25.97
<i>Qblade</i>	11.25	15.68	0.17	53.44

TABLE 3.14 – Écarts relatifs entre le modèle BEM et les logiciels HELICIEL et Qblade (simple rotor) (%)

Les grands écarts relatifs entre le modèle BEM développé et les logiciels de référence se situent à des valeurs de faibles λ . Pour des λ correspondant à une valeur de C_p maximale, l'écart relatif est de l'ordre de 5 %. Cette zone de C_p nous intéresse particulièrement puisque ce sera cette dernière qui sera privilégiée dans la phase de recherche de puissance maximale de l'éolienne. Les faibles λ seront peu à même d'être utilisés en dehors de la zone de régulation en puissance de l'éolienne à la puissance nominale, ce qui n'aura pas d'impact sur la courbe de puissance de l'éolienne.

On voit que pour les éoliennes de grande taille également, le modèle BEM est suffisamment fidèle aux calculs effectués par les logiciels spécialisés.

3.2.5 Étude de convergence en nombre d'éléments

Le calcul du coefficient de puissance global de l'éolienne dépend de la discrétisation imposée à la pale. Au plus le nombre d'éléments sera élevé, au plus les calculs seront faits finement pour les géométries et vitesses de vent locales et au plus le résultat final sera fidèle. À contrario, un grand nombre d'éléments nécessite un temps de calcul élevé. Ainsi, il est nécessaire d'effectuer une étude de convergence pour estimer à partir de quel nombre d'éléments le calcul reste fidèle tout en étant suffisamment rapide. La figure 3.19 représente les résultats pour des nombres d'éléments allant de 5 à 50.

Sur la figure 3.19, on s'intéresse à l'écart entre les valeurs pour des nombres d'éléments successifs pour chaque λ . On peut voir que l'écart entre deux nombres d'éléments successifs diminue avec le nombre d'éléments ajoutés. On veut étudier la convergence en nombre d'éléments, c'est-à-dire trouver le nombre minimal d'éléments tel que l'ajout de nouveaux éléments ne modifie pas le résultat calculé. En passant de N_1 à N_2 éléments, on calcule l'écart relatif pour chaque point de vitesse de vent en prenant comme référence le point N_1 . Par exemple, le calcul d'écart entre 10 et 20 éléments pour une valeur de vitesse spécifique (λ) quelconque est décomposé dans l'équation 3.4.

$$e_{10-20\lambda} = 100 \times \frac{|C_{p20\lambda} - C_{p10\lambda}|}{C_{p10\lambda}} \quad (3.4)$$

On effectue ensuite la moyenne sur l'ensemble des vitesses spécifiques. Les moyennes des écarts relatifs de C_p entre chaque nombre d'éléments (écart entre le résultat pour 10 éléments et le résultat pour 20, puis écart entre le résultat pour 20 éléments et le résultat pour 30, etc.) sont représentées dans la table 3.15 ainsi que les temps de calculs pour le nombre d'éléments le plus élevé de la comparaison (10 éléments pour la première ligne, 20 éléments pour la seconde, etc.).

Dans la table 3.15 on voit que les résultats évoluent de moins de 1 % entre 20 et 30 éléments.

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

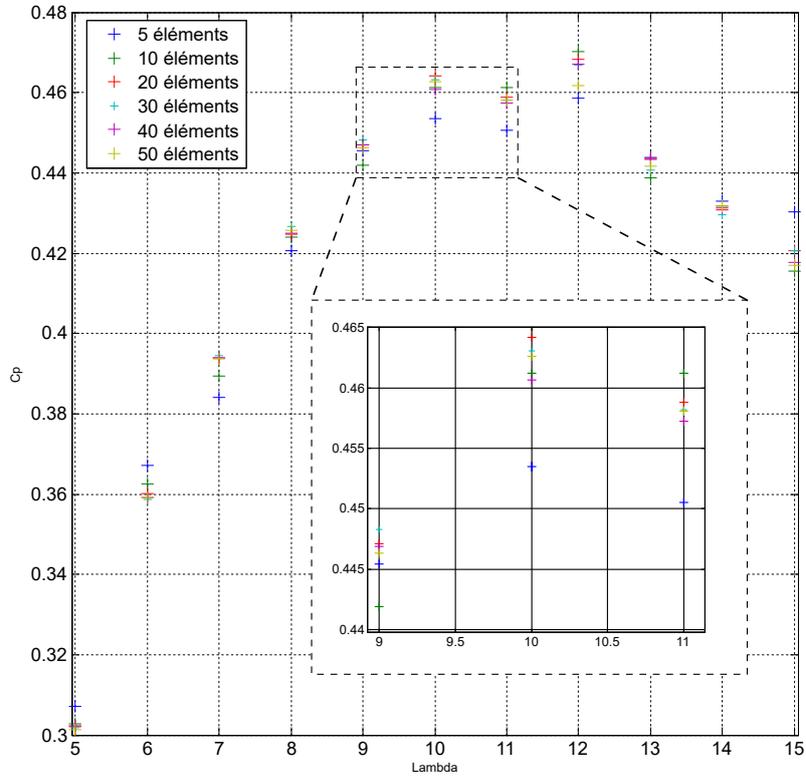


FIGURE 3.19 – Étude de convergence des résultats en nombre d'éléments

Étude	moyenne	temps (s)
Entre 5 et 10 éléments	3.49	0.36
Entre 10 et 20 éléments	2.30	0.71
Entre 20 et 30 éléments	0.83	1.02
Entre 30 et 40 éléments	0.95	1.33
Entre 40 et 50 éléments	0.80	1.65

TABLE 3.15 – Moyenne des écarts relatifs à la valeur pour le nombre d'éléments précédents entre différents nombres d'éléments de pale (%) et temps de calculs (s)

Nous utiliserons un nombre de 30 éléments pour les calculs d'optimisation afin de minimiser le temps de calcul tout en considérant le résultat précis à 1%. Cette imprécision sur la valeur de la puissance de l'éolienne représente une incertitude sur la puissance d'une motrice de train TER (ordre du MW) de l'ordre de la puissance classique de raccordement des particuliers au réseau électrique (ordre de la dizaine de kW). En ce qui concerne les simulations de comportement d'éolienne sans optimisation, nous utiliserons un nombre d'éléments plus élevé, soit 100 éléments, afin d'assurer une plus grande fidélité des résultats de simulation.

3.2.6 Validation du modèle complet simple rotor

Pour valider le modèle complet simple rotor, nous allons nous baser sur l'éolienne Vestas V90-1.8 MW qui est l'éolienne pour laquelle nous avons le maximum d'informations sur le système dans son ensemble. Nous allons valider les différents éléments constitutifs du modèle complet avec notamment le contrôle de la puissance électrique de sortie et le calcul des masses. Les modèles mécaniques, électromécaniques et les pertes sont considérées suffisamment simples pour ne pas avoir à être validés indépendamment.

Validation du contrôle et obtention de la courbe $P=f(V_0)$

La méthode de contrôle en fonction de la vitesse d'entrée du vent et de la vitesse de rotation atteignable par l'éolienne telle que décrite dans le chapitre 2 a été appliquée à l'éolienne telle que définie dans le paragraphe 3.1.3. Les conditions de fluide et les paramètres de fluide sont ceux indiqués respectivement dans les tables 3.12 et 3.13 en laissant cette fois-ci la vitesse de vent amont variable.

La courbe de la puissance électrique en fonction de vent obtenue est comparée avec les données officielles de l'éolienne Vestas dans la figure 3.20.

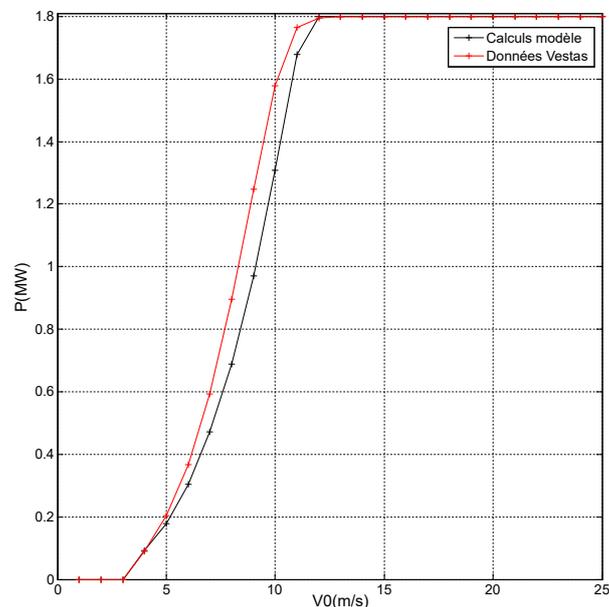


FIGURE 3.20 – Comparaison la courbe $P = f(V_0)$ obtenue et celle de Vestas

Les extrema, moyennes et écarts type des différences relatives entre les points situés aux vitesses de vent comprises entre 4 et 12 m/s de vent (inclus) sont recensés dans la table 3.16. Les points donnés

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

dans la littérature sont pris comme référence pour le calcul d'écart relatif.

	moyenne	écart-type	min	max
écarts relatifs entre les points	13.5	8.7	0.22	23.1

TABLE 3.16 – Écarts relatifs entre les points $P = f(V_0)$ calculés et fournis par Vestas (%)

On peut voir que l'écart entre les deux courbes est relativement faible, notamment au regard des inconnues de modélisation non fournies par le constructeur (forme exacte des profils, répartition des angles, contrôle, rendements...). Néanmoins, le modèle développé a tendance à sous-estimer la puissance de l'éolienne comparativement aux données Vestas. On constate que l'arrivée en régulation au plateau de puissance nominale (1.8MW) s'effectue pour les mêmes vitesses de vent entre les données Vestas et la méthode de contrôle utilisée qui tronque la puissance atteignable par le point de fonctionnement optimale (V_0, Ω) si cette dernière est supérieure à la puissance nominale de l'éolienne. On constate néanmoins que le contrôle opéré par Vestas amorce une limitation de puissance sur les vitesses de vent précédant la vitesse de puissance nominale, ce qui entraîne une meilleure continuité dans la courbe $P = f(V_0)$ dans la zone de transition vers la puissance nominale.

Validation du calcul des masses des composants

Le calcul de la masse des composants se fait à partir des modèles développés par la NREL et explicités dans le chapitre 2. Les informations les plus développées sur les masses de composants concernent les éoliennes industrielles de grandes tailles. Le rapport NREL proposant les relations entre les grandeurs physiques de l'éolienne et la masse de ses composants propose des cas d'études avec des éoliennes de 1.5 MW et 3 MW pour donner une estimation de la masse des composants utilisés [131]. De plus, pour l'éolienne Vestas V90-1.8 MW, une étude de Rajaei *et al.* spécifie la masse de différents composants de ce modèle [140]. Les données de masses pour l'éolienne modélisée sont regroupées dans la table 3.17.

	Études		
	Résultats modélisation	NREL	Rajaei
Pales (ensemble)	28.8	28.8	20.3
Moyeu	14.8	14.8	n.c.
Arbre lent	7.1	6.2	n.c.
Réducteur	23	21	15
Génératrice	6.5	5.5	7.5

TABLE 3.17 – Masses des composants en Tonnes

Les lettres *n.c.* dans la table signifient que les données ne sont pas communiquées. Pour ce qui est de l'étude NREL, l'éolienne prise en compte est celle de diamètre 90m correspondant à la taille de la Vestas hormis la génératrice pour laquelle on prend la masse de l'éolienne de 1.5 MW.

Nous pouvons voir dans la table 3.17 que les ordres de grandeur de chaque composant entre les valeurs calculées et les données de la littérature sont respectés. Néanmoins, on constate une plus grande proximité avec l'étude NREL, ce qui est normal compte tenu que ce sont les relations utilisées dans

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

cette dernière qui servent au calcul de la masse des composants dans notre modèle. Il est normal que les valeurs de notre étude et celles de la NREL ne soient pas exactement les mêmes puisque ces dernières dépendent de calculs propres au modèle comme le couple transmis ainsi que du choix de technologie modélisée pour la génératrice et le réducteur. On peut voir que les valeurs calculées et celles du modèle NREL sont globalement surestimées par rapport aux valeurs trouvées dans la publication (+ 8 tonnes pour les pales, + 6 à 8 tonnes pour le réducteur mécanique). L'objectif de ce travail de recherche étant la comparaison des éoliennes simple et double rotor, c'est l'évolution de la masse entre ces deux configurations plutôt que la valeur absolue de cette dernière qui nous importe en premier lieu. Cette surestimation n'est donc pas très gênante du moment que les ordres de grandeurs des masses des composants sont respectés.

3.2.7 Validation du modèle aérodynamique double rotor

Le grand nombre de paramètres modifiables dans les modèles d'éoliennes nécessite d'avoir une information suffisamment détaillée pour pouvoir reproduire les calculs décrits dans les publications scientifiques. De plus, les études portant sur les éoliennes contra-rotatives sont en grande majorité menées sur des éoliennes de petites tailles pour permettre une étude en soufflerie ou une comparaison de résultats avec ces dernières. Dans notre cas, deux études fournissent des données suffisamment détaillées pour la comparaison. La première est celle de Mühle *et al.* décrite section 3.1.1. Cette étude se base sur une étude expérimentale et BEM. La seconde étude est celle de Pacholczyk *et al.* qui, dans le cas multi rotors, fourni un calcul basé sur la CFD.

3.2.7.1 Validation expérimentale et BEM

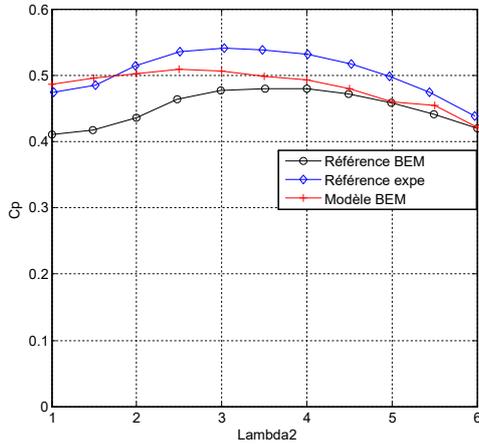
Nous avons reproduit les conditions de l'étude de Mühle pour pouvoir comparer les résultats obtenus par notre modélisation BEM sur des éoliennes à double rotor et celles de l'étude en question. Le système utilisé comprend deux éoliennes indépendantes telles que décrites dans le paragraphe 3.1.1. Seul le sens de rotation peut être variable en ce qui concerne la seconde éolienne. Trois distances inter rotors d sont prises en compte, respectivement $d = 4 \times R$, $d = 7 \times R$ et $d = 10.3 \times R$. Ces distances sont supérieures aux distances utilisées dans le cas d'une éolienne à double rotor monté sur la même nacelle, la longueur de cette dernière étant inférieure à la taille du rotor. Cette étude permet néanmoins de valider le modèle d'éolienne double rotor dans un cadre de distances entre les éoliennes et de performances connues.

Le protocole de simulation est le suivant : pour chaque distance inter rotor, le vent entrant dans le système est gardé constant ($V_0 = 10m/s$). La vitesse de rotation de la première hélice est fixe avec une vitesse imposée de $\Omega = 1300tr/min$ ce qui correspond à une valeur de vitesse spécifique $\lambda = 6$. Pour le second rotor, la vitesse de rotation est modifiée pour balayer les différentes valeurs de vitesses spécifiques λ_2 . Les deux sens de rotation co-rotatif et contra-rotatifs sont pris en compte pour chaque distance.

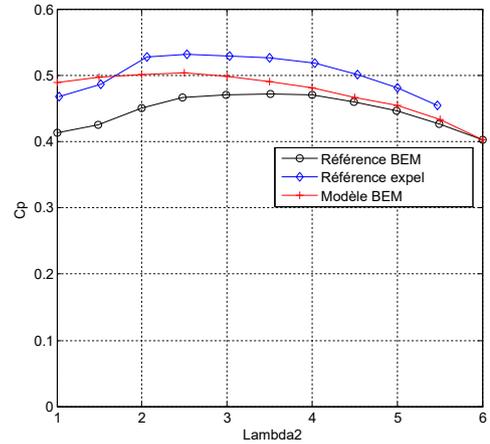
Dans l'étude de Mühle *et al.*, le calcul BEM effectué prend en entrée du modèle des valeurs de vent axial et tangentiel mesurées expérimentalement in situ. Il n'y a donc pas de modèle de propagation de

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

la vitesse du vent à l'aval de la première hélice en fonction de la distance. La comparaison des résultats obtenus pour la distance $d = 4 \times R$ est présentée figure 3.21.



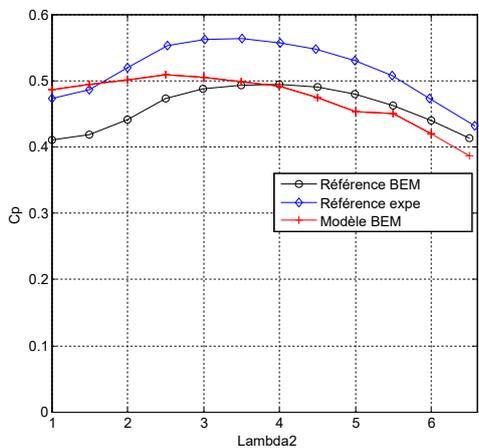
(a) Cas contra-rotatif



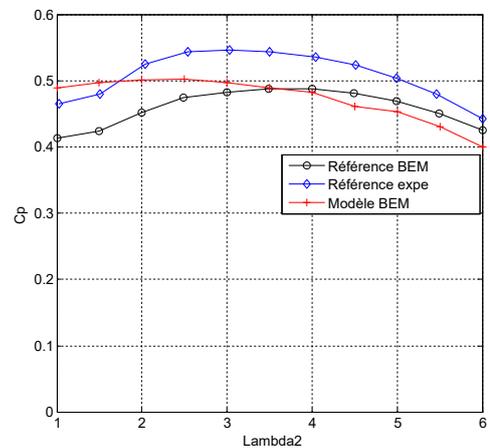
(b) Cas co-rotatif

FIGURE 3.21 – Performances co et contra-rotatif pour une distance de $4R$

La figure 3.22 présente les résultats pour une distance de $7 \times R$ entre le deux rotors.



(a) Cas contra-rotatif



(b) Cas co-rotatif

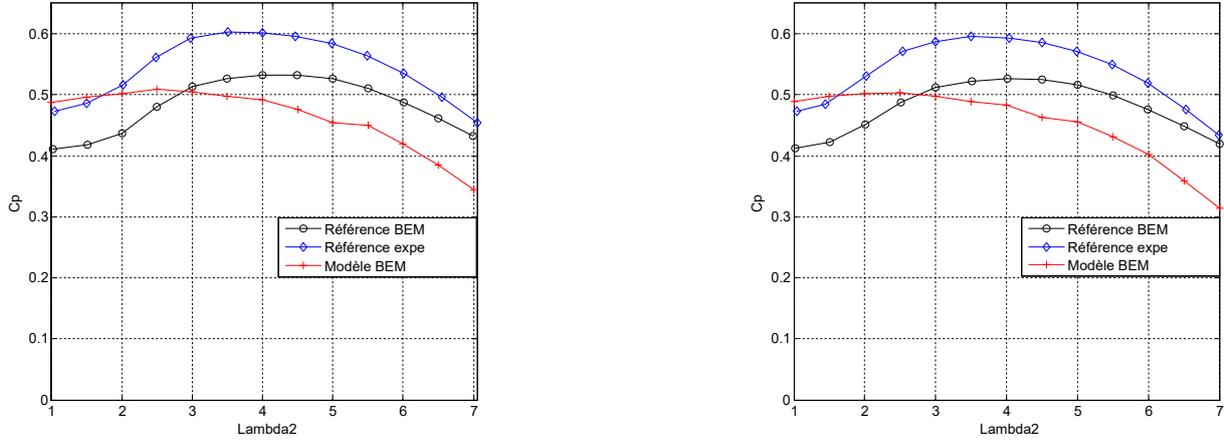
FIGURE 3.22 – Performances co et contra-rotatif pour une distance de $7R$

La figure 3.23 fournit les résultats pour une distance de $10.3 \times R$ entre les deux rotors.

Les écarts relatifs entre les résultats BEM et les résultats expérimentaux ont été calculés pour chaque distance inter rotor. L'expérience est la référence du calcul relatif. Les moyennes, écarts-types et extrema de ces résultats sont regroupés figure 3.18.

Le tableau 3.18 montre que le modèle développé est en bonne concordance avec les données

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS



(a) Cas contra-rotatif

(b) Cas co-rotatif

FIGURE 3.23 – Performances co et contra-rotatif pour une distance de $10,3R$

Distance	Modèle BEM							
	contra-rotatif				co-rotatif			
	moyenne	écart-type	min	max	moyenne	écart-type	min	max
$4 \times R$	5.1	2.2	2.1	8	5.3	1.5	2.3	7.1
$7 \times R$	9.2	4.2	1.8	14.5	8.4	2.8	3.5	11.9
$10.3 \times R$	15.3	8.2	1.9	24.2	16.4	8.1	2.8	27.6

Distance	Référence BEM							
	contra-rotatif				co-rotatif			
	moyenne	écart-type	min	max	moyenne	écart-type	min	max
$4 \times R$	10.6	3.4	4	15.1	10.3	2.6	6.2	14.5
$7 \times R$	11.2	3.3	4.3	15.2	9.6	3.1	3.9	14
$10.3 \times R$	11.2	3.1	4.9	15.4	10.6	3.3	3.4	14.9

TABLE 3.18 – Écarts relatifs entre les études BEM (modèle et référence) et les résultats expérimentaux Relative (double rotor) (%)

expérimentales pour des courtes distances entre les rotors, avec une moyenne d'écart relatif de 5.1 % pour $d = 4 \times R$ dans le cas contra-rotatif et 5.3 % dans le cas co-rotatif. Pour des distances plus importantes, l'erreur relative du modèle augmente jusqu'à 15.3 % pour $d = 10.3 \times R$ concernant le cas contra-rotatif et 16.4 % pour le co-rotatif. Cet écart reste raisonnable dans le sens où le modèle ne prend pas en entrée des données issues de mesures comme cela est le cas dans le modèle de la référence. La justesse du modèle BEM de l'étude de référence apparaît être constante avec la distance dans les deux sens de rotation.

3.2.7.2 Validation modèle vs CFD

L'étude de Pacholczyk a été reproduite dans notre modèle pour pouvoir comparer les performances BEM et CFD. Les rotors amont et aval sont les mêmes, dans cette étude, seule la configuration contra-

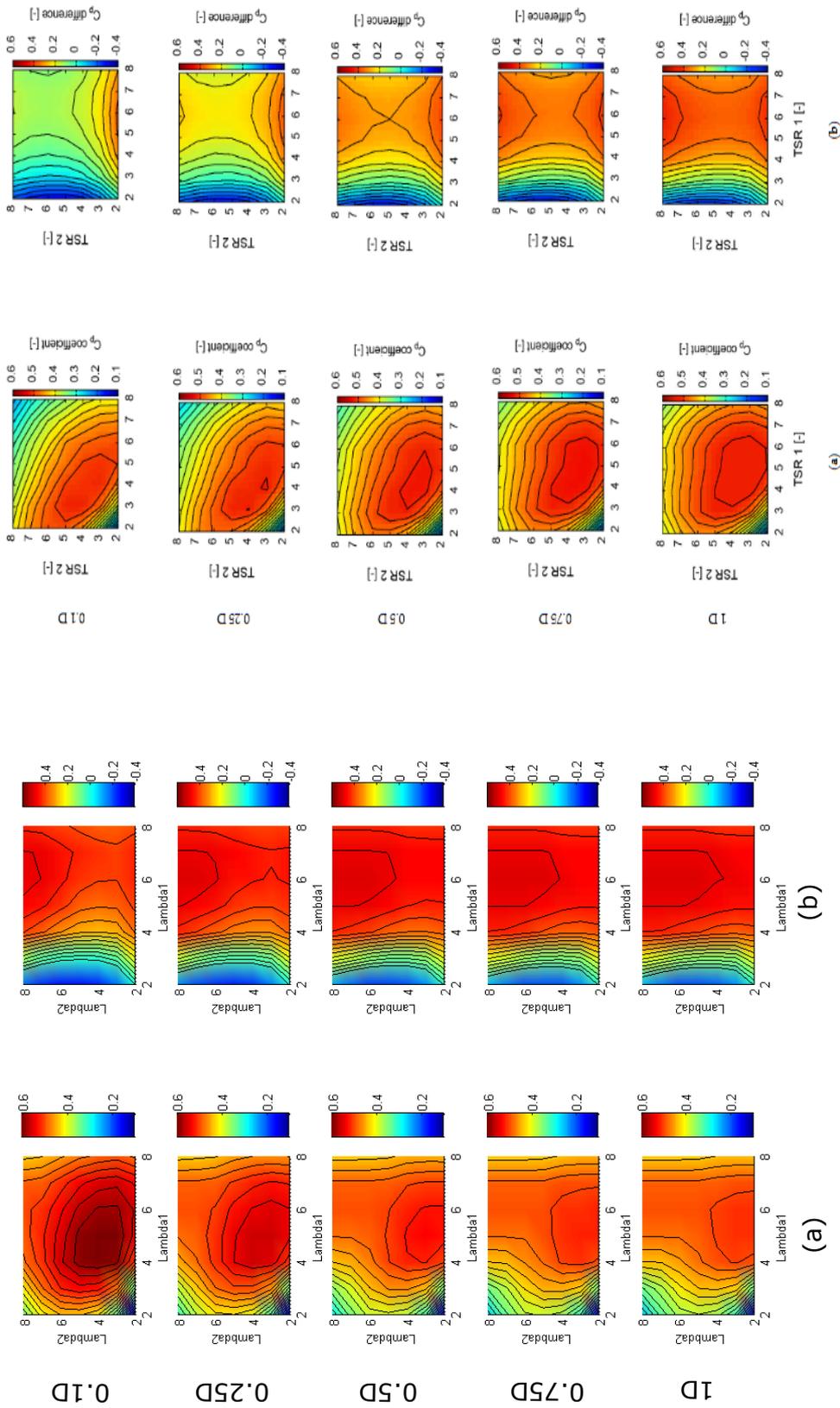
3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

rotative est étudiée. Les données de l'éolienne sont fournies dans le paragraphe 3.1.2. Les distances inter rotors testées sont plus courtes, allant de $d = 0.2 \times R$ à $d = 2 \times R$.

Pour chaque distance étudiée, la vitesse du vent à l'amont reste constante ($V_0 = 8m/s$) et les deux rotors peuvent voir leurs vitesses de rotation varier pour faire varier leurs vitesses spécifiques respectives (λ) pouvant aller de $\lambda = 2$ à $\lambda = 8$. Cela correspond à 245 simulations effectuées. Pour chaque simulation, les coefficients de puissance C_p , de couple C_q et de poussée C_t sont calculés.

L'étude de référence [25] utilise la méthode CFD alors que le modèle développé pour cette thèse utilise un modèle BEM. Les résultats du calcul BEM pour les coefficients C_p , C_q et C_t sont représentés respectivement dans les figures 3.24a, 3.25a et 3.26a. Les figures 3.24b, 3.25b et 3.26b montrent les résultats du papier de référence. Ces figures sont utiles pour trouver les meilleurs points de fonctionnement (couple (λ_1, λ_2)) optimum pour chaque distance. Les échelles de couleur utilisées sont les mêmes pour les calculs avec le modèle développé que pour l'étude de référence.

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

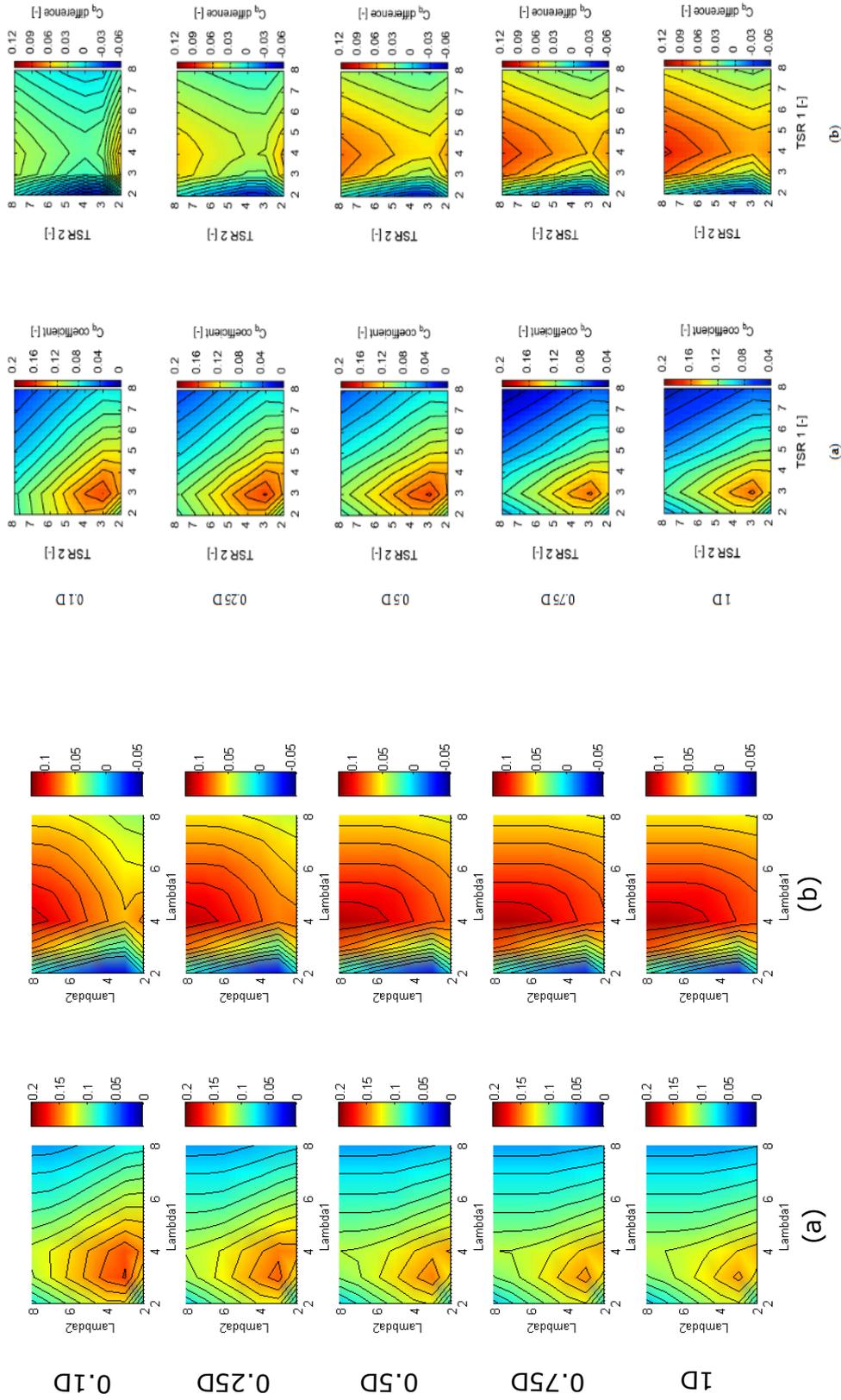


(a) Calcul BEM

(b) Calcul CFD

FIGURE 3.24 – Cartographie du coefficient de puissance

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

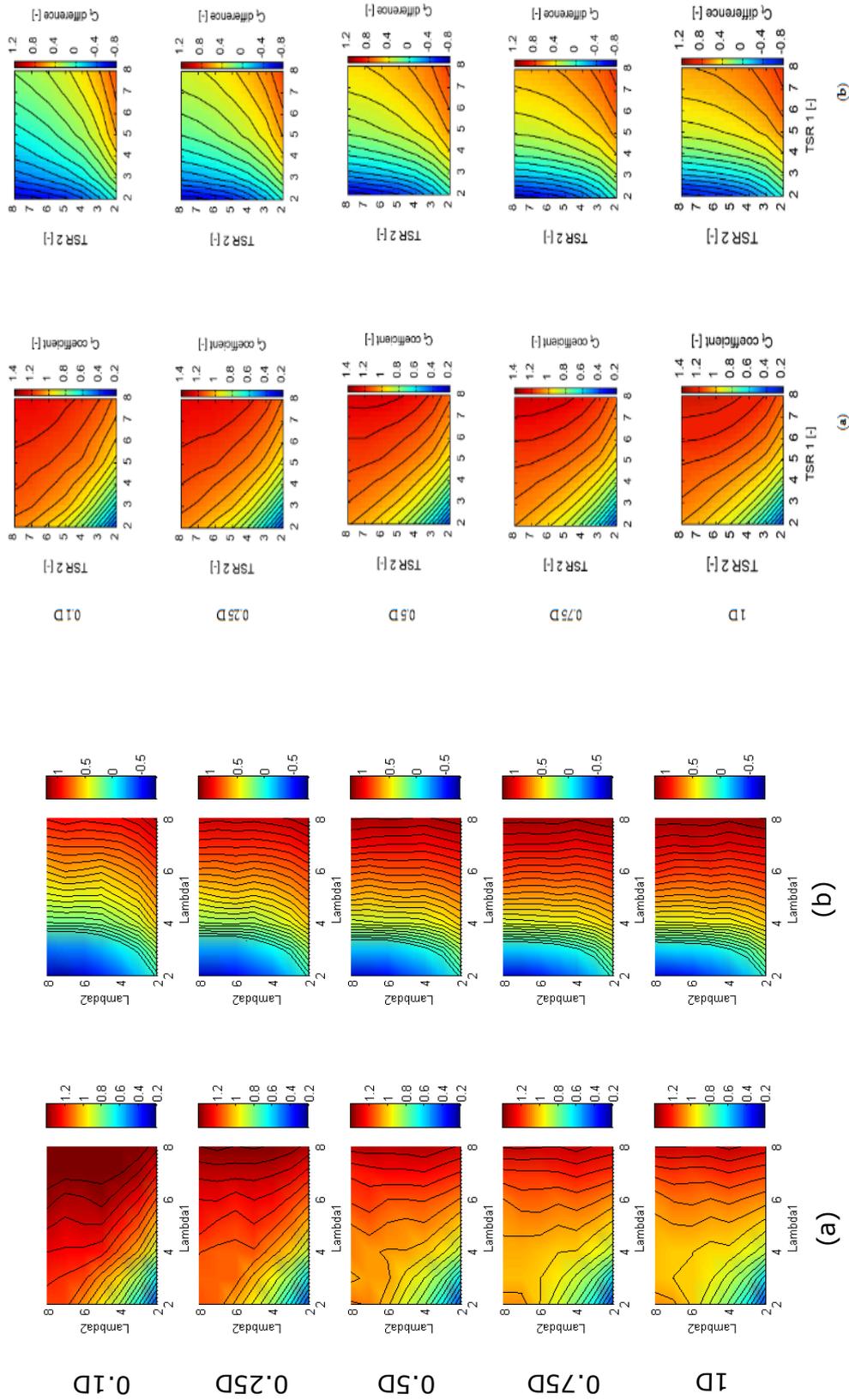


(a) Calcul BEM

(b) Calcul CFD

FIGURE 3.25 – Cartographie du coefficient de couple

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS



(a) Calcul BEM (b) Calcul CFD

FIGURE 3.26 – Cartographie du coefficient de poussée

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

En comparant les cartographies des calculs BEM et de l'étude CFD, les résultats apparaissent en bonne concordance en ordre de grandeur et en évolution en λ_1 vs λ_2 bien que n'étant pas exactement superposables. Une description plus détaillée est possible sur la comparaison entre les points de fonctionnement optimum pour chaque distance puisque des valeurs numériques sont disponibles dans la publication dans ce cas.

Pour chaque distance, le point de fonctionnement optimal est défini comme étant la valeur maximale du coefficient de chaque cartographie. Ces valeurs pour les coefficients C_p , C_q et C_t sont respectivement représentées figures 3.27, 3.28 et 3.29.

Les moyennes et écarts-types des différences relatives entre le modèle BEM et l'étude CFD considérant toutes les distances sont présentés dans la table 3.19.

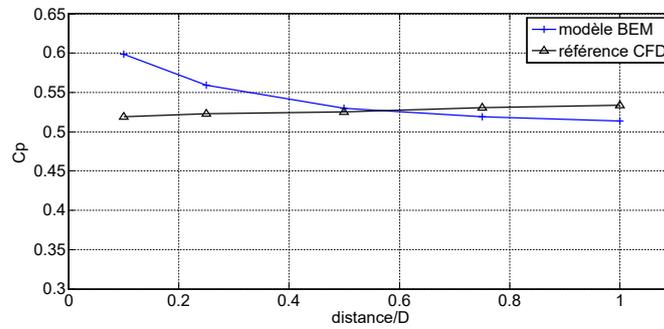


FIGURE 3.27 – Coefficient de puissance C_p pour le point optimal pour chaque distance

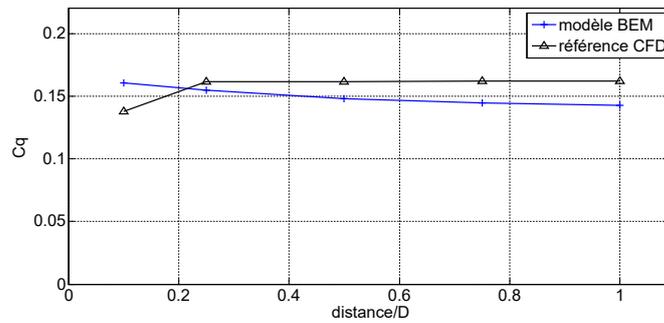


FIGURE 3.28 – Coefficient de couple C_q pour le point optimal pour chaque distance

Coefficient	moyenne	écart-type
C_p	5.9	5.8
C_q	10.4	4.5
C_t	8.6	8.8

TABLE 3.19 – Différences relatives pour chaque coefficient de performance pour toutes les distances (%)

Les points de fonctionnement optimaux (couples (λ_1, λ_2)) sont représentés table 3.20. Le couple

3.2. VALIDATION DES MODÈLES DÉVELOPPÉS

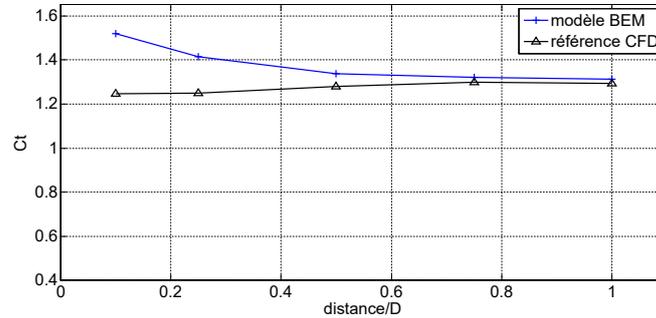


FIGURE 3.29 – Coefficient de poussée C_t pour le point optimal pour chaque distance

de gauche est celui trouvé par l'étude de référence tandis que le couple de droite est celui trouvé par le calcul BEM.

Coefficient	0.1 D	0.25 D	0.5 D	0.75 D	1 D
C_p	(3;4)/(5;3)	(4;3)/(5;2)	(5;3)/(5;2)	(5;3)/(5;2)	(5;3)/(5;1)
C_q	(2;4)/(3;3)	(3;3)/(3;3)	(3;3)/(3;3)	(3;3)/(3;3)	(3;3)/(3;3)
C_t	(8;7)/(8;8)	(8;8)/(8;7)	(8;7)/(8;4)	(8;8)/(8;4)	(8;8)/(8;4)

TABLE 3.20 – Couples de points de fonctionnement référence CFD (gauche) / calcul BEM (droite)

On peut voir une bonne concordance pour les points de fonctionnement optimaux. La concordance s'améliore même ($\leq 15\%$) pour des distances $d \geq 0.25D$. Sous cette distance, les coefficients de performance tendent à être surestimés avec le modèle BEM.

3.2.7.3 Discussion

Comparaison avec étude expérimentale et BEM

Dans la partie 3.2.7.1 de comparaison avec l'étude de F. Mühle [24], il est montré que plus la distance entre les deux rotors est faible, au plus les résultats de simulation BEM sont proches de l'expérimental. Nous allons maintenant discuter les raisons pouvant expliquer la différence trouvée. Dans notre modèle, la viscosité du flux à l'extérieur du tube de courant concerné par la réduction de vitesse due au passage de l'air dans le rotor est négligée dans notre modèle (nombre de Reynolds élevé). Néanmoins, ce flux à l'extérieur du tube de courant possède une vitesse axiale V_0 puisque non perturbée. Cette dernière est supérieure à la vitesse à l'intérieur du tube de courant à l'aval du rotor. La viscosité de l'air induit donc un transfert d'énergie entre l'air situé à l'extérieur du tube et celui situé à l'intérieur, ce qui se traduit par une accélération du flux intérieur. Cet effet implique que le flux intérieur finit par réatteindre une vitesse de V_0 loin en aval du rotor en condition réelle. Cet effet n'est pas pris en compte dans le coefficient dérivé de la théorie de conservation du moment cinétique (cf. figure 2.16 du chapitre 2). Cet effet est évidemment pris en compte dans la BEM de l'étude de référence puisque cette dernière prend comme entrée du modèle la vitesse du fluide mesurée dans l'écoulement. Au plus loin le second rotor se trouve du premier, au plus la sous-estimation de la vitesse

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

du vent incident sur ce second rotor sera grande. Cet effet à tendance à sous-estimer la valeur de C_p comparativement à l'expérience, avec un effet de plus en plus prononcé avec la distance. Dans l'optique de développer un modèle pour une éolienne double rotor (et non pour deux éoliennes indépendantes situées à la suite l'une de l'autre), la distance inter rotor est faible pour des considérations techniques et mécaniques. Nous pouvons donc supposer ce modèle valide pour ce cas d'étude.

F. Mühle explique la différence entre son modèle BEM et les courbes expérimentales par le fait que l'expérience se déroule dans une soufflerie. Selon lui, l'infrastructure empêcherait le flux d'air à l'aval du rotor de s'étendre librement (axe radial) et donc concentrerait la vitesse du vent. Cela expliquerait la surestimation des résultats expérimentaux par rapport à une expérience en "conditions réelles". La modélisation BEM développée pour les besoins de cette thèse ne prend au contraire pas en compte l'expansion du flux d'air. Ces conditions de calcul sont donc plus proches de l'expérience en soufflerie, d'où de meilleurs résultats sur de courtes distances.

Comparaison avec étude CFD

En ce qui concerne la comparaison avec l'étude de Pacholczyk (paragraphe 3.2.7.2), les ordres de grandeurs des coefficients sont retrouvés. La principale différence réside dans le sens d'évolution des coefficients. Pour l'étude CFD, C_p et C_q croissent avec la distance quand C_t diminue. Le comportement inverse apparaît pour les résultats du calcul BEM. Cette différence de comportement peut être expliquée une fois encore par l'hypothèse d'un écoulement non visqueux pour mener les calculs BEM. Sous cette hypothèse, la vitesse axiale décroît avec la distance en accord avec la théorie de conservation du moment. Mais dans le modèle CFD, la viscosité du fluide hors du tube de courant du fluide à l'aval de l'éolienne réaccélère l'air et augmente donc le coefficient de puissance C_p avec la distance. À cause de cet effet, nous pouvons nous attendre à une augmentation de la différence relative entre les résultats CFD et BEM avec la distance. Une proposition d'adaptation du coefficient de distance pour tenir compte du comportement visqueux de l'écoulement peut être trouvée en annexe E. Néanmoins, pour des applications aux éoliennes contra-rotatives dont les distances inter rotors restent faibles, les résultats de la BEM issus du calcul avec le coefficient prenant en compte la conservation de la quantité de mouvement peuvent être considérés comme suffisamment fidèles. Les couples (λ_1, λ_2) de fonctionnement optimaux trouvés par la modélisation BEM dans ce cas restent proches de ceux trouvés par la méthode CFD.

3.3 Analyse comparative des éoliennes simple et double rotor

Les résultats du modèle BEM ayant été validés en reproduisant les éoliennes trouvées dans la littérature, nous allons maintenant tester différents paramétrages possibles pour avoir une idée des performances obtenues par les différentes configurations d'éoliennes. Nous comparerons dans un premier temps les résultats aérodynamiques d'éolienne co et contra-rotatives, puis dans un second temps les résultats aérodynamiques d'éolienne simple et double rotor. Nous verrons enfin une comparaison de ces deux technologies avec le modèle complet de calcul d'AEP et masse.

3.3.1 Résultats de simulation aérodynamique éolienne double rotor : contra-rotatif vs co-rotatif

Étude pour différentes valeurs de λ

Nous allons dans cette partie comparer les performances obtenues en faisant varier le sens de rotation du second rotor. Nous allons pour cela nous baser sur l'éolienne de référence NTNU dont nous allons garder les paramètres aérodynamiques 3.1.1. Nous gardons les paramètres de fluide décrits dans la table 3.6 et le paramétrage du modèle décrits dans la table 3.7. Dans cette étude, la vitesse de vent incident et la vitesse de rotation du premier rotor sont maintenues fixes tandis que la vitesse de rotation du second rotor est variable. Nous fixons la distance inter rotors à $d = 4 \times R$ et gardons la valeur de la vitesse spécifique du rotor amont fixe $\lambda_1 = 6$. La figure 3.30 présente les résultats des configurations co-rotatives et contra-rotatives pour le calcul BEM et les résultats expérimentaux en fonction de la vitesse spécifique λ_2 .

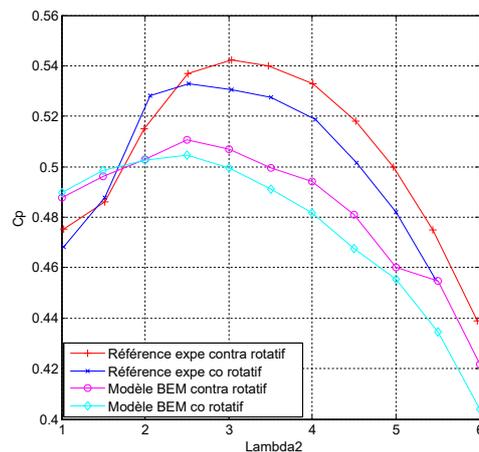


FIGURE 3.30 – Comparaison des performances contra et co-rotative

Dans la simulation BEM, pour des valeurs de $\lambda_2 < 2$ on peut voir que les valeurs de C_p sont légèrement inférieures dans la configuration contra-rotative (environ 0.5 %). Pour des valeurs de $\lambda_2 > 2$ la configuration contra-rotative devient clairement plus performante en terme de C_p que la configuration co-rotative (jusqu'à 5 %). Pour les résultats expérimentaux, le même comportement apparaît avec une inversion des performances située à $\lambda_2 = 1.5$. La configuration contra-rotative a des performances 4.3 % élevées que celles co rotatives.

La table 3.21 montre pour les deux configurations les valeurs moyennes des vitesses de vent relatives à la pale du second rotor V_{r2} , des angles d'attaque α ainsi que le coefficient de puissance C_p obtenu. Cette table est donnée pour les vitesses spécifiques $\lambda_2 = 1$ et $\lambda_2 = 3.5$.

La table 3.21 montre une valeur moyenne supérieure de la vitesse de vent relative dans le cas co-rotatif pour les deux valeurs de vitesses spécifiques ainsi qu'une valeur d'angle d'attaque plus faible. La valeur du coefficient de puissance est sensiblement la même pour les deux configurations

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

		Contra-rotatif	Co-rotatif
$\lambda_2 = 1$	moyenne V_{r2} [m/s]	7.3	8.5
	moyenne α [deg]	24	16
	C_p	0.488	0.489
$\lambda_2 = 3.5$	moyenne V_{r2} [m/s]	20.6	22.1
	moyenne α [deg]	1	-1
	C_p	0.498	0.491

TABLE 3.21 – Comparaison des effets du sens de rotation pour différentes valeurs de vitesses spécifiques

pour $\lambda_2 = 1$ mais est supérieure pour le cas contra-rotatif pour $\lambda_2 = 3.5$. De ces résultats, nous pouvons voir que dans le cas de deux rotors identiques, la configuration contra-rotative est plus performante que la configuration co-rotative pour la plupart des valeurs de λ même si la configuration co-rotative est légèrement supérieure pour de faibles valeurs de λ .

Discussion

Le sens de rotation du second rotor à l'effet d'ajouter ou de soustraire une composante tangentielle au flux d'air entrant pour chaque élément du second rotor (cf. paragraphe 2.3.2). Cette modification du flux d'air tangentiel implique deux effets :

- Le premier est la modification de la valeur de la norme de la vitesse de vent relative vue par la pale du second rotor V_{r2} .
- Le second est la modification de l'angle d'attaque vue par la pale du second rotor (α_2).

Ces deux effets ont des impacts sur les forces appliquées aux pales, et plus particulièrement sur la force tangentielle générant le coefficient de puissance (voir les équations 2.29 et 2.30 et la figure 2.19). Dans ces équations, les coefficients C_L et C_D ainsi que l'angle Φ dépendent de l'angle d'attaque et les valeurs de forces axiales et tangentielles sont proportionnelles à V_r^2 . La table 3.21 montre, qu'en moyenne, la vitesse relative est plus élevée pour la configuration co-rotative et que l'angle d'attaque est moins élevé. Dans le calcul de la force tangentielle pour le cas contra-rotatif, il y a un conflit entre la diminution de V_r et l'évolution de $(\sin(\Phi).C_L - \cos(\Phi).C_D)$ qui augmente avec l'augmentation de la valeur d'alpha comparativement aux valeurs co-rotatives. Pour $\lambda = 3.5$ ce dernier coefficient est plus bénéfique à la configuration contra-rotative puisque la valeur de C_p est plus grande pour cette configuration que pour celle co-rotative. La plus grande valeur du coefficient $\sin(\Phi).C_L - \cos(\Phi).C_D$ vient du fait que l'angle d'attaque moyen est plus proche de l'angle de finesse maximale (ratio C_L/C_D) dans le cas contra-rotatif. Ce dernier est d'environ $\alpha = 6^\circ$ (voir figure 3.4). Dans le cas $\lambda = 1$ la plus grande valeur de α pour la configuration contra-rotative se traduit par une baisse du rapport de finesse comparativement au co-rotatif puisque ce dernier est désormais plus proche de la valeur d'angle d'attaque optimale. Cet effet couplé avec la plus grande valeur de vitesse relative sur la pale co-rotative explique les meilleures performances de cette configuration pour des faibles valeurs de λ .

3.3.2 Résultats de simulation aérodynamique : éolienne simple rotor vs éolienne double rotor

Étude pour différentes valeurs de vents V_0 : simple rotor

Pour comparer les performances de l'éolienne simple rotor et double rotor, nous prenons encore comme référence l'éolienne NTNU de Mühle *et al.* (section 3.1.1).

Nous gardons les mêmes paramètres aérodynamiques (table 3.1) et les mêmes paramètres du modèle (table 3.7). Nous fixons la distance inter rotor à $d = 4 \times R$. Le premier rotor possède désormais une vitesse de rotation libre (Ω_1 et Ω_2 sont variables).

Puisque les deux rotors peuvent tourner indépendamment l'un de l'autre, il n'est pas possible de déterminer une unique valeur de λ pour l'ensemble du système double rotor et comparer les courbes C_p vs λ pour les simple et double rotor.

Nous calculons donc les valeurs de C_p en fonction de la vitesse de vent amont V_0 et des différentes vitesses de rotation du ou des deux rotors. Nous nous basons sur un vecteur de vitesses de vents amont V_0 allant de 1 à 25 m/s avec un pas de vitesse de vent de 1 m/s . Nous prenons les hypothèses suivantes :

- La vitesse de rotation de l'éolienne simple rotor peut changer entre deux vitesses de vent.
- Les vitesses de rotation des rotors amont et aval de l'éolienne double rotor peuvent varier indépendamment l'une de l'autre sur chacune des vitesses de vent amont possibles.

Pour chaque vitesse de vent, nous allons déterminer le point de fonctionnement optimal de l'éolienne pour cette vitesse de vent, c'est-à-dire le meilleur vecteur ($[V_0, \Omega_1]$ dans le cas simple rotor et $[V_0, \Omega_1, \Omega_2]$ dans le cas double rotor) maximisant la valeur de C_p .

Nous fixons une vitesse de rotation maximale des rotors à $\Omega_{max} = 2000tr/min$ pour s'assurer que le critère d'incompressibilité de l'écoulement est respecté.

Pour le cas du rotor simple, pour chaque vitesse de vent, nous balayons différentes vitesses de rotations et prenons la valeur maximale de C_p obtenue. Par exemple, la figure 3.31 représente les courbes de C_p en fonction de Ω_1 pour cinq vitesses de vent V_0 allant de 1 m/s à 25 m/s .

Dans la figure 3.31 on peut voir que la valeur de C_p maximale n'est pas atteinte pour la même valeur de Ω pour toutes les vitesses de vent. De plus, la valeur de C_p maximale n'est pas constante avec la vitesse de vent (C_{pmax} allant de 0.18 jusqu'à 0.50). Le coefficient C_p peut atteindre des valeurs négatives dans les cas de faibles valeurs de V_0 . Cela traduit le fait que la vitesse de rotation imposée est trop élevée par rapport à l'énergie contenue dans le vent incident.

Étude pour différentes valeurs de vents V_0 : double rotor

Pour la configuration double rotor, nous balayons l'ensemble des paires possibles de vitesses de rotation (Ω_1, Ω_2) pour chaque vitesse de vent amont. Par exemple, la figure 3.32 représente les surfaces obtenues pour des vitesses de $V_0 = 10m/s$ et $V_0 = 15m/s$. Pour chaque vitesse de vent sont représentées respectivement les configurations contra-rotatif (figures 3.32a et 3.32b) et co-rotatif (figures 3.32c et 3.32d).

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

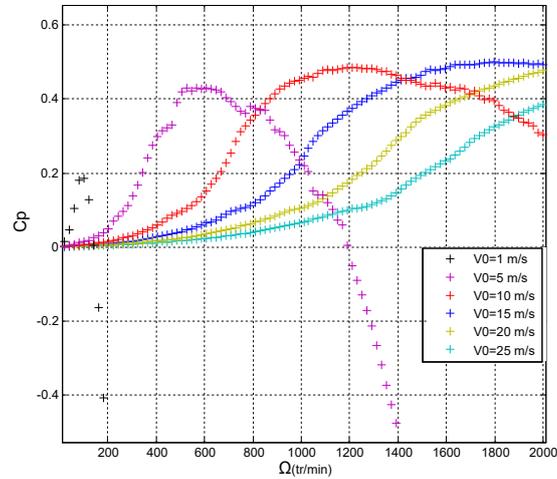


FIGURE 3.31 – Performances (C_p) d'un rotor simple en fonction de la vitesse de vent et de la vitesse de rotation

Dans la figure 3.32, on peut voir que le coefficient C_p atteint des valeurs maximales pour des couples (Ω_1, Ω_2) différents en fonction de la vitesse de vent amont considérée ainsi que les valeurs des C_{pmax} sont différentes en fonction des cas. Par exemple, dans le cas contra-rotatif, pour $V_0 = 10m/s$ nous avons $C_{pmax} = 0.5164$ atteint pour $(\Omega_1, \Omega_2) = (1192, 505) tr/min$. Pour $V_0 = 15m/s$ nous avons $C_{pmax} = 0.5315$ atteint pour $(\Omega_1, \Omega_2) = (1798, 808) tr/min$.

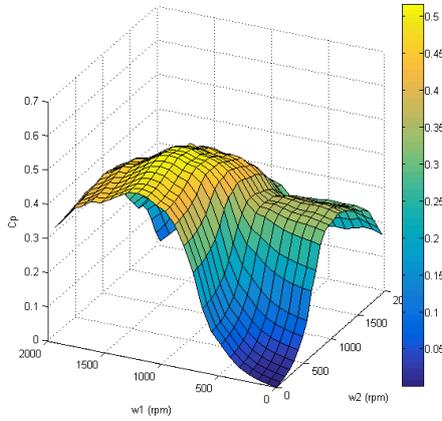
Comparaison des technologies simple et double rotor

Nous extrayons les courbes de performances simple rotor et double rotor en prenant les point maximums de C_p obtenus pour chaque vitesse de vent. Les courbes résultantes sont décrites figure 3.33. Des exemples de tels points sont représentés ($V_0 = 5$ et $10 m/s$ pour simple rotor et $V_0 = 10$ and $15 m/s$ pour la configuration contra-rotative).

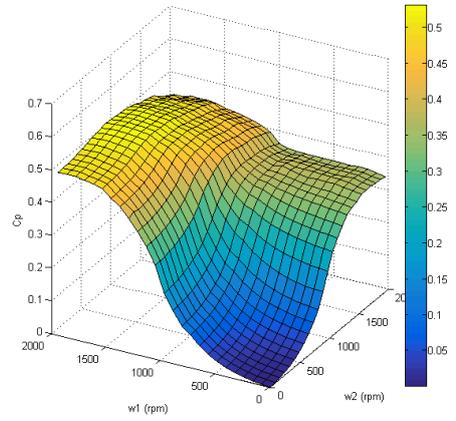
Dans la figure 3.33 on peut voir que pour chaque vitesse de vent, les performances double rotor sont supérieures à celles simple rotor. La valeur C_{pmax} dans le cas simple rotor est de 0.500 atteinte pour $V_0 = 16m/s$ alors que dans le cas contra-rotatif, la valeur de C_{pmax} est de 0.532 atteinte également pour $V_0 = 16m/s$. Trois zones se démarquent pour chacune des configurations avec une augmentation des valeurs de C_p pour V_0 allant jusqu'à $5 m/s$. Ensuite un plateau de C_p apparait jusqu'à $V_0 = 17m/s$ pour ensuite décroître. Le gain moyen en C_p est de 10.6 % dans le cas contra-rotatif et de 9.3 % dans le cas co-rotatif.

La décroissance de la courbe de C_p pour des vitesses de vent élevées peut s'expliquer par la limite imposée en vitesse de rotation, lorsque la limite de cette dernière est atteinte, l'éolienne ne peut plus accélérer. Ceci dégrade l'angle d'attaque vu et la performance de la pale.

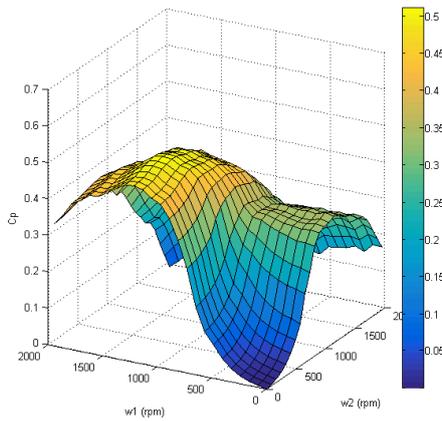
3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR



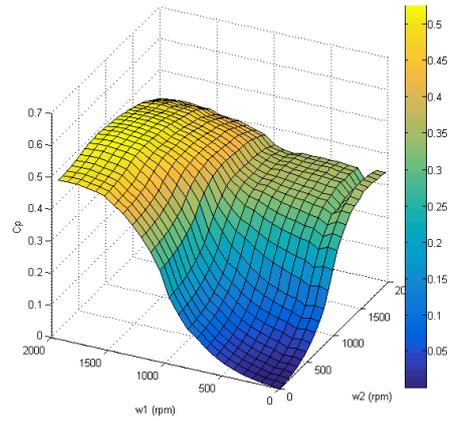
(a) Surface C_p pour $V_0 = 10$ (m/s) (contra)



(b) Surface C_p pour $V_0 = 15$ (m/s) (contra)



(c) Surface C_p pour $V_0 = 10$ (m/s) (co)



(d) Surface C_p pour $V_0 = 15$ (m/s) (co)

FIGURE 3.32 – Surfaces C_p pour les configurations contra-rotatif et co-rotatif

3.3.3 Résultats de simulation système complet : éolienne simple rotor vs éolienne double rotor

Nous allons maintenant comparer les résultats obtenus dans le cadre d'une éolienne industrielle en ajoutant simplement un rotor équivalent au premier rotor à l'arrière du premier rotor.

Pour l'éolienne simple, la courbe de puissance est celle du cas décrit section 3.2.6. Pour le calcul de l'AEP, nous devons définir la courbe de Weibull représentant la répartition statistique des vents sur l'année. Pour cela, nous prenons les valeurs de facteur de forme et de facteur d'échelle préconisés par la norme IEC II-A définies dans la table 3.22.

La distribution de densité de probabilité associée est représentée figure 3.34.

Nous obtenons dans ce cas une AEP de 7.54 GWh pour une masse globale des composants calculée de 79.8 Tonnes. La valeur d'AEP trouvée est à mettre en regard de la quantité productible théorique

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

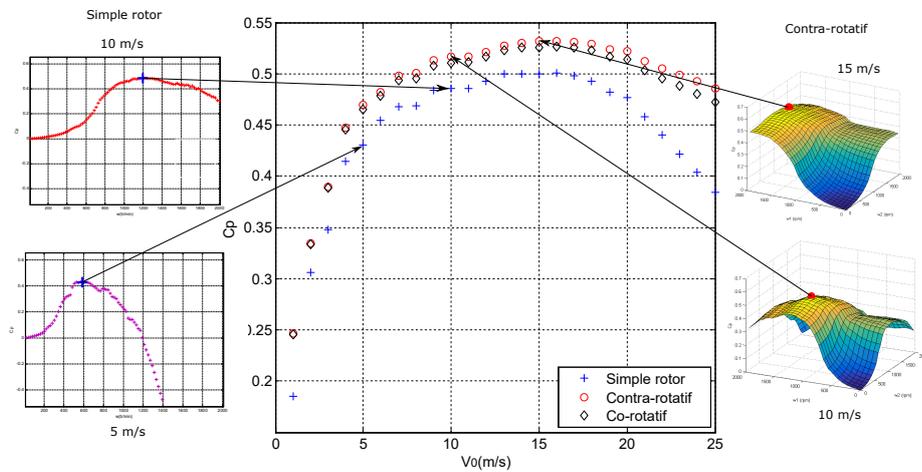


FIGURE 3.33 – Performances dépendant de la vitesse de vent

facteur d'échelle (λ)	facteur de forme (k)
9.59	2.0

TABLE 3.22 – Paramètres de la courbe de Weibull

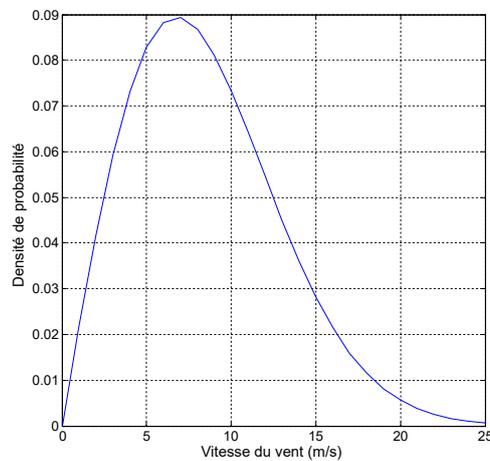


FIGURE 3.34 – Courbe de Weibull pour la norme IEC-IIA

annuelle d'énergie étant de $E_{th} = 16$ GWh. Cela correspond à un facteur de charge de 47 %, ce qui est plus élevé que la moyenne française (environ 25 %). Ceci peut s'expliquer par le facteur d'échelle assez élevé préconisé par la norme, non représentatif d'un vent réel.

Nous ajoutons un second rotor à l'arrière de la nacelle ayant les mêmes caractéristiques techniques que le rotor Vestas (décrit paragraphe 3.1.3). Les conditions de vent ainsi que les paramètres du modèle sont celles décrites dans les tables respectivement 3.12 et 3.13 avec le vent d'entrée laissé variable. Ce

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

second rotor possède les caractéristiques spécifiques décrites dans la table 3.23.

Caractéristique	Valeur	Symbole	Unité
Distance inter rotors	9	d	$[m]$
Raison du train épicycloïdal	0.5	λ_e	\emptyset
Rapport entre les vitesses de rotation	1	ξ	\emptyset

TABLE 3.23 – Paramètre modèle double rotor Vestas

La courbe de puissance de l'éolienne est obtenue en trouvant les points de fonctionnements successifs (V_0, Ω_1 et Ω_2) en balayant les vitesses de rotation Ω_1 et Ω_2 pour chaque vitesse de vent (Cf. paragraphe 3.3.2) et en suivant la méthode de contrôle définie chapitre 2. La distribution de Weibull utilisée est la même que dans le cas de l'éolien simple rotor (table 3.22).

Les performances du système contra-rotatif dans cette configuration atteignent une AEP de 8.73 *GWh* pour une masse de 135 *Tonnes*. Dans le cas co-rotatif, l'AEP est de 8.71 *GWh* pour une masse de 135 *Tonnes*. Cela représente une augmentation de l'AEP de 15.8 % dans le cas contra-rotatif pour une augmentation de masse de 69 % comparativement à l'éolienne simple rotor.

3.3.4 Discussion à propos des contraintes mécaniques

Les calculs des modèles précédents fournissent également les valeurs des contraintes mécaniques pour les éoliennes étudiées. Nous allons analyser dans cette partie les paramètres associés au calcul des contraintes ainsi que les résultats obtenus.

Épaisseur de peau

Dans le paragraphe 2.5.3, du chapitre 2, il est précisé que pour le calcul des contraintes mécaniques se fait sur une pale de base carrée creuse. Il faut pouvoir associer une valeur à l'épaisseur de peau pour calculer les contraintes dans ce cas.

En ce qui concerne l'épaisseur de peau d'une pale creuse, nous allons estimer cette dernière à partir des données de la Vestas V90-1.8MW. Cette pale est composée de fibre de verre et est donnée comme ayant une masse de 6750 *kg*. Nous allons estimer le volume d'une telle pale comme étant celui d'une pyramide tronquée. La corde en pied de pale vaut 3.512 *m* et la corde en bout de pale vaut 0.391 *m*. L'épaisseur totale de la pale est considérée comme proportionnelle à la corde avec un ratio de 0.15 (valeur fournie par la base de donnée HELICIEL). La longueur de pale est de 45 *m*. Le volume d'une telle pale est de 31.2 *m*³. La masse de la pale ramenée à ce volume donnerait une masse volumique de 216 *kg/m*³. Or, d'après la publication de Barr *et al.*, la masse volumique de la fibre de verre est de 1890 *kg/m*³ [141]. On peut donc en déduire que la pale est creuse à 90 %.

Il faut donc déterminer l'épaisseur de peau telle que le volume de peau représente 1/10^{ème} du volume total de la pale.

L'épaisseur de peau de la pale est dépendante de la section considérée et doit vérifier les équations :

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

$$0.1.S_{pale} = S_{peau} \quad (3.5)$$

$$0.1.e_{pale}.c = e_{pale}.c - (c - 2.e_{peau}).(e_{pale} - 2.e_{peau}) \quad (3.6)$$

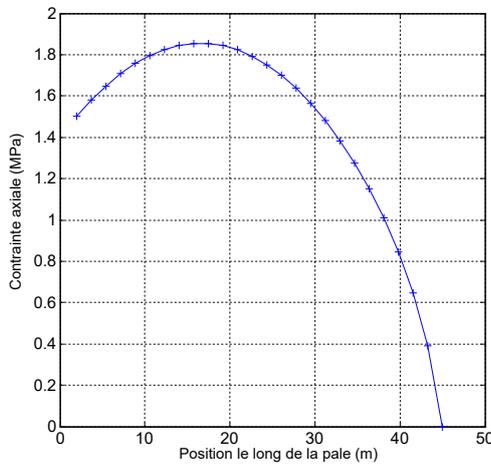
Avec S_{peau} et S_{pale} respectivement les surfaces de la peau et du profil de la pale à la section considérée. La résolution de l'équation du 2nd degré associée donne :

$$e_{peau} = \frac{2.(c + e_{pale}) - \sqrt{4.c^2 + 6,4.c.e_{pale} + 4.e_{pale}^2}}{8} \quad (3.7)$$

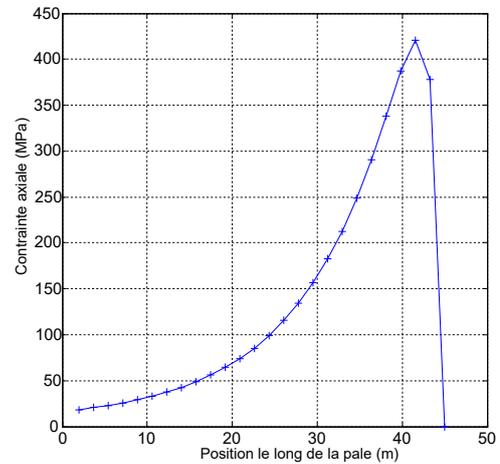
C'est ainsi qu'est déterminée l'épaisseur de peau pour les calculs de contrainte mécanique. Nous considérerons pour tous les calculs de contraintes que la pale est creusée à 90 %.

Contraintes calculées

Les répartitions des contraintes axiales provenant de l'effet centrifuge et des forces aérodynamiques axiales sont représentées pour l'éolienne Vestas V90-1.8MW simple rotor figure 3.35. Ces contraintes sont celles calculées pour une vitesse de vent amont de 10 m/s, vitesse pour laquelle les contraintes maximales sont atteintes pour cette éolienne.



(a) Contraintes dues à la force centrifuge



(b) Contraintes dues aux forces aérodynamiques

FIGURE 3.35 – Contraintes mécaniques axiales pour une vitesse de vent amont de 10 m/s (éolienne Vestas V90-1.8MW)

On peut voir sur la figure 3.35 que les contraintes dues aux forces aérodynamiques sont prépondérantes comparativement aux forces centrifuges pour cette pale et cette méthode de contrôle. L'évolution de la surface pleine de la pale et du moment fléchissant (corde et épaisseur du profil variant radialement) font que les contraintes maximales ne sont pas nécessairement situées au pied de pale, bien que les efforts intérieurs diminuent le long de la pale. Dans le cas centrifuge, la

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

contrainte est plus forte vers le pied de pale tandis que pour le cas des forces aérodynamiques, la contrainte est plus forte vers le bout de pale. La contrainte maximale totale relevée pour l'ensemble des points de fonctionnement de l'éolienne Vestas est de 421 MPa , ce qui reste en deçà de la limite élastique du matériau choisi, ici étant de l'ordre de 2 GPa pour les fibres de verre [142].

3.3.5 Discussion à propos du temps de simulation

Le grand avantage de la modélisation BEM par rapport aux autres méthodes de calcul numériques des performances éoliennes est sa rapidité de calcul. Nous allons mesurer le temps de calcul pour des simulations effectuées sur un ordinateur possédant un processeur 11th Gen Intel® Core™ i7-1165G7 @ 615 2.80GHz/1.69 GHz et une mémoire RAM de 16 Go.

Pour réaliser les 245 simulations de son étude [25], Pacholczyk annonce un temps de calcul de 1700 h avec la méthode CFD. Dans notre cas, avec la modélisation BEM, nous obtenons les mêmes résultats en 100 s soit 61 000 fois plus rapidement. Cela revient à une moyenne de 0.4 s par calcul aérodynamique d'éolienne double rotor avec 100 éléments de pale (calcul de la valeur de coefficient de puissance C_p totale).

Pour réaliser le calcul global du modèle d'éolienne complet, un balayage des valeurs de puissance en fonction de la vitesse de vent amont et des vitesses de rotation est nécessaire. Aussi, il faut en moyenne 100 s pour effectuer le calcul du modèle complet double rotor. Il faut mettre ce temps de calcul en regard des imprécisions de l'ordre de 10 % en comparaison avec les valeurs des différentes études, ce temps de calcul permettant d'obtenir très rapidement une bonne estimation des performances d'une éolienne, ce qui permet d'utiliser les modèles dans une démarche d'optimisation.

Le laboratoire possède un serveur de calcul dédié équipé avec un processeur Intel® Xeon® Gold 6154 3 GHz et une mémoire RAM de 64 Go. Sur ce serveur, le temps de calcul pour le système complet d'une éolienne double rotor est de 10 secondes en moyenne, soit $10\times$ plus rapide. Ce temps d'évaluation des fonctions objectif est l'élément prépondérant influençant le temps de calcul dans les algorithmes d'optimisation. Nous utiliserons le serveur pour mener les calculs d'optimisations.

3.3.6 Bilan

Le modèle d'éolienne double rotor développé a été validé à plusieurs niveaux. Premièrement, la partie aérodynamique a été validée sur des données d'éoliennes simples rotors. Ces données sont le plus diversifiées possibles, à la fois dans leur provenance : expérimental, modélisation BEM, modélisation CFD, logiciels de calculs dédiés, mais également dans la taille des éoliennes considérées : taille prototype laboratoire pour les éoliennes GTU et NTNU et taille industrielle pour la Vestas V90-1.8 MW. Une étude de convergence sur le nombre d'éléments minimal à prendre en compte le long de la pale établit ce dernier à 20 éléments.

Dans un second temps, le modèle complet simple rotor avec le calcul de la courbe de puissance $P = f(V_0)$ ainsi que le calcul de la masse des composants a été validé via les données fournies sur l'ensemble du système Vestas V90-1.8MW.

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

En ce qui concerne le modèle aérodynamique double rotor, ce dernier a été validé via des données de la littérature BEM, expérimentales et CFD pour différentes distances inter rotors et pour les configurations co et contra-rotatives. Ces études montrent une bonne concordance des résultats pour des distances inter rotors suffisamment faibles, ce qui correspond au cas d'usage d'une éolienne unique double rotor.

Des simulations ont été effectuées avec le modèle aérodynamique double rotor. Ces dernières montrent que les éoliennes double rotor permettent d'améliorer l'énergie convertie comparativement aux éoliennes simples rotors. De plus, il est établi que la configuration contra-rotative possède de meilleures performances que la configuration co-rotative dans le cas où les deux rotors sont identiques. Néanmoins, la configuration co-rotative ayant intrinsèquement une valeur de vitesse relative supérieure à la configuration contra-rotative, elle a le potentiel d'avoir les valeurs de C_p les plus élevées avec des pales adaptées (distribution des cordes, angles et profils). Pour plusieurs vitesses de vent amont, il y a une différence entre le point de fonctionnement optimal (V_0, Ω) de l'éolienne simple rotor et celui du rotor amont de l'éolienne double rotor. Par exemple, pour l'éolienne NTNU, pour une vitesse de vent de $V_0 = 11 \text{ m/s}$, la vitesse de rotation optimale pour le rotor simple est de 1354 tr/min . Or, elle est de 1232 tr/min pour le rotor amont de la configuration contra-rotative. Puisqu'il n'y a pas de rétroaction aérodynamique de la seconde pale sur la première, cela veut dire qu'il est parfois bénéfique de diminuer la puissance obtenue par le premier rotor pour augmenter la performance globale du système double rotor.

Enfin, les premiers résultats de comparaisons de performances et de masse pour le modèle complet industriel entre des éoliennes simple et double rotor (rotors identiques) montrent que dans le cas double rotor, l'AEP et la masse augmentent par rapport au simple rotor. Dans ce cas d'étude, avec deux rotors identiques, l'augmentation relative de l'AEP est inférieure à l'augmentation relative de la masse. Le calcul étant fidèle et très rapide, il faut désormais chercher à tester différentes configurations d'éoliennes simple et double rotor via un algorithme d'optimisation afin d'obtenir les meilleures performances possibles pour chaque technologie et ainsi les comparer.

3.3. ANALYSE COMPARATIVE DES ÉOLIENNES SIMPLE ET DOUBLE ROTOR

Chapitre 4

Optimisation et comparaison des technologies simple et double rotor

Contenu

4.1	Objectifs d'optimisation et définition du cas d'étude	145
4.1.1	Objectifs d'optimisation	145
4.1.2	Choix des paramètres variables	146
4.1.3	Paramètres fixes	149
4.2	Algorithmes d'optimisation utilisés	151
4.2.1	Optimisation mono-objectif	151
4.2.2	Optimisation multi-objectifs	152
4.3	Optimisation mono-objectif et multi-objectifs pondérés : algorithme PSO	155
4.3.1	Algorithme utilisé	155
4.3.2	Validation PSO	156
4.3.3	Étude de convergence	158
4.3.4	Éolienne simple rotor	160
4.3.5	Éoliennes double rotor	160
4.3.6	Optimisation multi-objectifs pondérés	161
4.3.7	Bilan optimisation mono objectif et multi-objectifs pondérés	162
4.4	Optimisation multi-objectifs non pondérés : NSGA-II	165
4.4.1	Algorithme utilisé	165
4.4.2	Validation NSGA-II	166
4.4.3	Paramètres d'optimisation et fonctions objectifs	167
4.4.4	Étude de convergence	169
4.4.5	Éolienne mono-rotor	170
4.4.6	Éolienne contra-rotative	174
4.4.7	Éolienne co-rotative	179
4.5	Bilan des résultats d'optimisation	182
4.5.1	Temps de calcul	182
4.5.2	Optimisation multi-objectifs non pondérés : Critères d'évaluation d'un front de Pareto	183
4.5.3	Optimisation multi-objectifs non pondérés : Comparaison entre les fronts	184

4.5.4	Optimisation multi-objectifs non pondérés : Comparaison entre individus . . .	186
4.5.5	Conclusion	190

4.1. OBJECTIFS D'OPTIMISATION ET DÉFINITION DU CAS D'ÉTUDE

Le chapitre 3 présente la validation des modèles développés dans le chapitre 2 ainsi que les résultats obtenus par simulation de différentes configurations d'éoliennes simple et double rotor. Ces derniers soulignent l'intérêt que peut avoir une éolienne double rotor en termes d'augmentation d'AEP. Les résultats soulignent également le fait que deux rotors amont et aval identiques dans le cas de double rotor n'est pas une configuration idéale pour optimiser les performances de ce système. Pour répondre à la question de recherche, il est proposé de mener des optimisations afin d'établir les meilleures performances possibles pour les éoliennes simple et double rotor afin de comparer ces deux technologies. Cette démarche est appliquée à un cas d'étude donné (contraintes et paramètres imposés, distribution du vent, choix des paramètres variables...) afin de valider la démarche et d'effectuer une comparaison de technologie dans ce cas précis.

Dans le présent chapitre, nous allons établir les éoliennes, définies par leurs paramètres, optimisant les critères de performance, à savoir maximisant l'AEP et minimisant la masse. Nous allons dans un premier temps mener cette optimisation d'un point de vue mono-objectif afin de donner précisément les valeurs maximales atteignables par chaque technologie sur chacun des critères de performances et l'impact associés sur l'autre critère de performance. Dans un second temps, nous proposerons une optimisation multi-objectif afin d'étudier les compromis entre les performances atteignables par les différentes technologies. Nous comparerons les fronts de Pareto obtenus pour chaque technologie ainsi que certains individus issus de ces fronts.

La section 4.1 reprend l'objectif associé à l'optimisation des éoliennes et définit le cas d'étude avec l'ensemble des paramètres fixés pour les études d'optimisation. La section 4.2 présente les algorithmes d'optimisation employés et leur mode de fonctionnement. La section 4.3 présente l'algorithme PSO implémenté et les optimisations mono-objectifs réalisées avec ce dernier. La section 4.3.6 traite quant à elle de l'algorithme NSGA-II implémenté et des optimisations multi-objectifs effectuées. Enfin, la section 4.5 dresse le bilan des études d'optimisation en comparant les différents résultats ainsi obtenus.

4.1 Objectifs d'optimisation et définition du cas d'étude

4.1.1 Objectifs d'optimisation

L'objectif des optimisations effectuées dans ce chapitre est de pouvoir mener la comparaison des technologies simple et double rotor à travers leurs meilleurs instanciations technologiques possibles. En effet, les modèles de chacune des technologies, mono et double rotor, étant établis, il faut maintenant trouver les valeurs de paramètres à affecter à ces modèles pour obtenir des éoliennes à comparer. Nous voulons dans notre cas proposer à la comparaison les meilleures éoliennes de chaque technologie. La notion de meilleure éolienne est dépendante du critère de performance choisi. On cherche donc à trouver la meilleure configuration d'éolienne, c'est-à-dire les valeurs de paramètres permettant de maximiser l'AEP, minimiser la masse ou trouver un compromis entre les deux objectifs.

Nous voulons dans un premier temps explorer les valeurs extrémales pouvant être obtenues par chaque technologie sur chacun des critères de comparaison. Pour cela, nous allons mener une optimisation mono-objectif, cette dernière permettant de comparer les technologies sur un unique axe

4.1. OBJECTIFS D'OPTIMISATION ET DÉFINITION DU CAS D'ÉTUDE

de performance, à savoir la maximisation de l'AEP ou la minimisation de la masse indépendamment.

Les deux critères de performances choisis sont antagonistes, c'est-à-dire que pour le système global, la maximisation de l'AEP tout comme la minimisation de la masse est souhaitable. L'optimisation multi-objectifs permet de présenter différents compromis entre ces deux objectifs antagonistes. Ces compromis peuvent porter sur une pondération fixée entre les objectifs ou bien sur un ensemble d'individus présentant des résultats issus de pondérations variables entre les objectifs. Dans le cas d'ensemble d'individus proposés à l'issue du processus d'optimisation, une solution devra être choisie a posteriori dans le panel des solutions proposées.

Dans un processus d'optimisation, il est nécessaire de définir une éolienne de référence pré-optimisation à laquelle on comparera les éoliennes obtenues après optimisation afin d'apprécier le gain en termes d'objectifs ainsi que la différence entre les paramètres de référence et ceux proposés. L'éolienne de référence pour juger de l'optimisation des paramètres est la Vestas V90-1.8MW. Les caractéristiques et performances de cette dernière obtenues dans la littérature et via le modèle développé sont décrites dans le chapitre 3.

Nous allons décrire un cas d'étude comprenant les paramètres laissés variables pour servir de paramètres d'optimisation, des valeurs choisies pour représenter les autres paramètres du modèle ainsi que les conditions extérieures de vent auxquelles seront soumises les éoliennes à optimiser. Ce cas d'étude permet de définir des tendances de comportement avec les variables choisies, mais le modèle développé pourrait être utilisé en laissant variables l'ensemble des paramètres technologiques définissant l'éolienne.

4.1.2 Choix des paramètres variables

La complexité de l'optimisation dépend directement du nombre de paramètres laissés variables à déterminer. Il serait tout à fait possible de définir une optimisation prenant en compte l'ensemble des paramètres technologiques décrits dans le chapitre 2. Cependant, une optimisation avec autant de paramètres ne peut se calculer en un temps raisonnable, de l'ordre de quelques jours au maximum. Aussi, pour comparer les technologies d'éoliennes, nous avons choisi de nous concentrer dans un premier temps sur des paramètres variables liés à la partie aérodynamique, cette dernière n'étant généralement pas adaptée à la configuration double rotor dans les études de la littérature de la comparaison entre simple et double rotor. Pour une étude avec le modèle développé dans ces travaux de recherche prenant en compte des paramètres d'optimisation à la fois aérodynamiques (taille du rotor R), mécaniques (rapport de réduction r) et électromécanique (coefficients de couplage k et k') voir la publication suivante [143].

Au sein des paramètres aérodynamiques, nous choisissons de faire varier la taille du rotor R , la distribution des angles de vrillage le long de la pale β ainsi que les profils aérodynamiques utilisés (cas multi-objectifs). Les paramètres aérodynamiques choisis sont de différentes natures avec des paramètres géométriques globaux (rayon du rotor), répartis (les angles de vrillage) ou encore purement aérodynamiques (profil aérodynamique) à déterminer.

Taille du rotor

La taille du rotor est un paramètre primordial concernant la performance de l'éolienne. De plus, il est clair qu'à la fois l'AEP et la masse dépendent de manière antagoniste de ce paramètre. Les contraintes mécaniques sont également fonctions de ce paramètre. Ce dernier est donc central dans notre problème de comparaison. De plus, la dépendance des critères de performances à ce dernier n'étant pas de forme triviale, notamment dans le cas double rotor, l'algorithme d'optimisation permet de proposer rapidement des tailles de rotor adaptées. Nous laisserons ce paramètre varier sur une large plage centrée sur la valeur de la taille de rayon de l'éolienne Vestas.

Angles de vrillage

Le choix des angles de vrillage dans l'optimisation est suggéré par les résultats du paragraphe 3.3 du chapitre 3 montrant que la performance en termes de C_p de la configuration co-rotative pouvait être supérieure à la configuration contra-rotative pour des angles d'attaque du fluide appropriés. Ce paramètre étant réparti le long de la pale, il est possible de laisser à l'algorithme d'optimisation déterminer plusieurs valeurs d'angles le long de la pale et le degré du polynôme les interpolant. Plus le nombre d'angles le long de la pale laissés libres sera grand, plus le temps de calcul de l'optimisation associée sera long. Nous choisissons dans un premier temps d'utiliser deux valeurs d'angles à définir par l'algorithme d'optimisation. Ces angles seront interpolés par une fonction linéaire.

Profils aérodynamiques

Le profil aérodynamique est un paramètre primordial pour l'éolienne. Dans le cas du double rotor, il est possible que la modification du flux pour le second rotor fasse que le profil optimal du second rotor soit différent du profil optimal du premier rotor. Ce paramètre pourrait être réparti le long de la pale avec différents profils définis pour différentes positions radiales. Dans un souci de temps de calcul raisonnable, nous choisissons un unique paramètre variable en définissant un même profil pour toute la pale d'un même rotor. Nous faisons un choix de trois profils aux propriétés géométriques et aérodynamiques distinctes pour mener l'optimisation : les NACA 0006, 4412 et 63415. Nous utilisons ces profils afin d'avoir des formes bien distinctes avec un profil 0006 symétrique, un profil 4412 asymétrique et un profil 63415 dont la cambrure maximale est atteinte proche du bord d'attaque du profil. Les séries 44XX et 63XXX sont des profils NACA régulièrement utilisés pour leurs propriétés aérodynamiques dans les éoliennes [9, 144]. Les formes des profils utilisés sont représentées dans la figure 4.1.

4.1. OBJECTIFS D'OPTIMISATION ET DÉFINITION DU CAS D'ÉTUDE

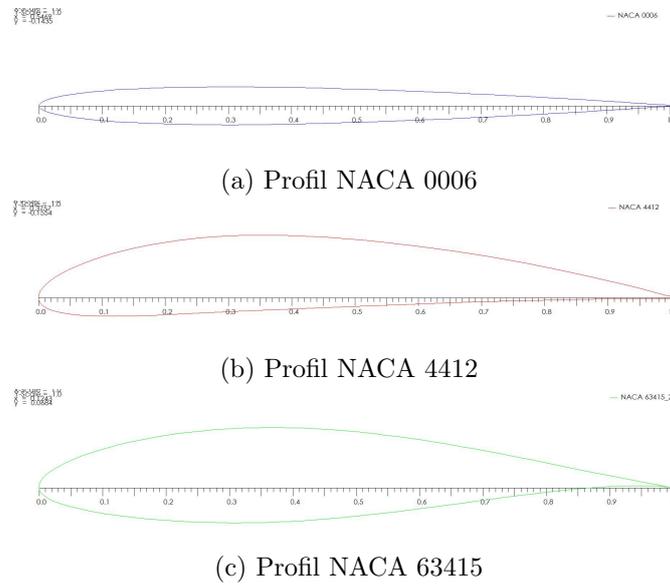


FIGURE 4.1 – Profils aérodynamiques pour l'optimisation

Les finesesses de ces profils pour un nombre de Reynolds de $Re = 3 \times 10^6$ est représentée figure 4.2.

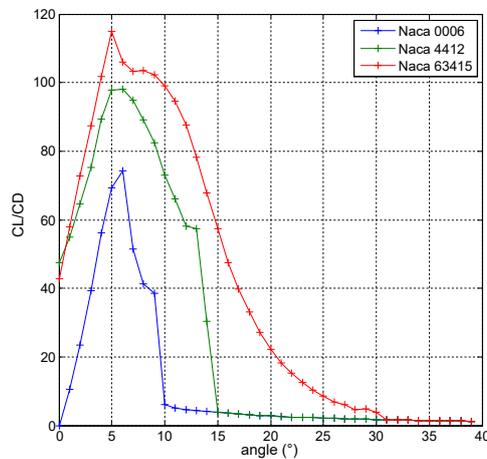


FIGURE 4.2 – Finesse des profils aérodynamiques utilisés pour différents angles d'attaque à $Re = 3 \times 10^6$

On peut voir sur la figure 4.2 que le profil NACA 63415 possède la meilleure finesse des profils proposés. Aussi, dans le cas mono-objectif, l'algorithme ne proposant qu'une unique éolienne optimisée maximisant l'AEP ou minimisant la masse, nous ne laissons pas variable le profil aérodynamique utilisé et fixons préalablement le profil 63415 pour un gain en temps de calcul. Dans le cas multi-objectifs, un ensemble d'individus est proposé proposant un compromis entre les objectifs et une combinaison des différents paramètres peut être proposé pour donner des performances équivalentes, nous laissons

dans ce cas le profil comme variable d'optimisation.

4.1.3 Paramètres fixes

Les autres paramètres associés à la partie aérodynamique du modèle tels que la taille du moyeu, le nombre de pales, la répartition de la corde ou encore la distance inter rotor dans le cas double rotor ne sont pas des variables du problème. De plus, les paramètres associés à la distribution de vent sont, eux aussi, gardés fixes. Ils sont choisis pour représenter un lieu géographique donné. Bien entendu, les valeurs des paramètres aérodynamiques décrits ci-dessus et de distribution de vent ainsi que le fonctionnement mécanique et électromécanique propre à chaque technologie influencent les valeurs d'AEP et de masse déterminées par l'optimisation. Néanmoins, les paramètres associés à ces composantes sont gardés fixes, ces derniers définissant le cas d'étude.

Les paramètres des modèles se répartissent entre paramètres variables, inconnues du problème d'optimisation et paramètres fixes, définissant le cas d'étude. Au sein des paramètres fixes, certains sont dépendants des paramètres variables, c'est-à-dire donnés proportionnellement à ces paramètres variables pour conserver des proportions réalistes de l'éolienne. Les valeurs de proportionnalité sont basées sur les données de la Vestas V90-1.8MW.

En ce qui concerne le cas d'étude géographique représenté par la paramétrisation de la courbe de Weibull donnant la répartition statistique des vitesses de vent, nous nous basons sur une répartition représentative de la région SUD (Provence-Alpes-Côte d'Azur).

Le tableau 4.1 reprend les différents paramètres qui seront communs à toutes les optimisations de ce chapitre.

4.1. OBJECTIFS D'OPTIMISATION ET DÉFINITION DU CAS D'ÉTUDE

Catégorie de paramètres	Caractéristique	Valeur	Symbole	Unité
Paramètres fluide	Masse volumique	1.225	ρ	$[kg/m^3]$
	Viscosité dynamique	1.809×10^{-3}	μ	$[Pa.s]$
Paramètres rotor	Rayon du moyeu	$0.05.R$	R_{hub}	$[m]$
	Corde pied de pale	$0.08.R$	c_{pied}	$[m]$
	Corde bout de pale	$0.02.R$	c_{bout}	$[m]$
	Profil aérodynamique (*)	Naca 63415	\emptyset	\emptyset
	Masse volumique pale	250	ρ_p	$[kg/m^3]$
Paramètres de simulation	Distance inter rotors (double rotor)	$0.2 \cdot \max(R_1, R_2)$	d	$[m]$
	Nombre d'éléments	30	N	\emptyset
Paramètres mécaniques	Critère convergence BEM	10^{-3}	ϵ	\emptyset
	Critère correction Glauert	0.2	a_c	\emptyset
	rapport de réduction	113	r_g	\emptyset
	Raison du train épicycloïdal (double rotor)	0.5	λ_e	\emptyset
	Rapport entre vitesses de rotation (double rotor)	1	ξ	\emptyset
Paramètres électro-mécaniques	Coefficient puissance (rendement mécanique)	0.95	K_{meca}	\emptyset
	Coefficient vitesse (rendement mécanique)	-0.01	α_{meca}	$[s]$
	Constante de flux	3.92	k	$[V.s]$
	Constante de couple	3.92	k'	$[N.m.A^{-1}]$
	Limite vitesse rotation génératrice	2900	Ω_{genmax}	$[tr/min]$
	Coefficient puissance (rendement électrique)	0.96	K_{elec}	\emptyset
	Coefficient intensité (rendement électrique)	-0.0005	α_{elec}	$[A^{-1}]$
	Puissance nominale génératrice	1.8	P_{nom}	$[MW]$
	Vitesse vent démarrage	1	V_{cut-in}	$[m/s]$
	Vitesse vent arrêt	25	$V_{cut-out}$	$[m/s]$
Paramètres courbe de puissance	Pas de vitesse	1	V_{pas}	$[m/s]$
	Facteur d'échelle	7.56	A	m/s
Paramètres distribution vent	Facteur de forme	2.07	k_w	\emptyset
	Limite contrainte élastique	2×10^9	σ_e	$[Pa]$
Paramètres résistance des matériaux	Coefficient de sécurité	1.1	s_f	\emptyset

TABLE 4.1 – Paramètres communs aux optimisations

Quelques précisions complémentaires sont apportées aux valeurs données dans la table 4.1 :

- Les répartitions des cordes et des angles de vrillages sont considérées comme linéaires le long de la pale.
- En ce qui concerne la vitesse de rotation maximale du système, il s'agit de la vitesse minimale du rotor garantissant les deux conditions suivantes : l'incompressibilité de l'écoulement pour le ou les deux rotors et une vitesse de génératrice inférieure à la vitesse maximale définie.
- Le contrôle se fait en maximisant le C_p tout en respectant les limites de vitesses de rotation et de résistance mécanique. Une fois la puissance nominale atteinte ou dépassée, la puissance est maintenue à ce niveau.
- L'astérisque (*) indique que pour certaines optimisations, le paramètre profil aérodynamique peut être défini comme une variable du problème d'optimisation.

4.2 Algorithmes d'optimisation utilisés

Les algorithmes d'optimisations permettent de parcourir l'espace de conception des éoliennes afin de déterminer les meilleurs individus. Les individus sont comparés via des objectifs définis par des fonctions liant les paramètres de l'individu à l'objectif désigné. Il peut y avoir un unique objectif à optimiser (mono-objectif) ou plusieurs (multi-objectifs).

4.2.1 Optimisation mono-objectif

Le but de l'optimisation mono-objectif est de déterminer les valeurs maximales d'AEP et minimales de masse atteignables pour chaque technologie.

Comme décrit dans la partie 1.1, l'algorithme d'optimisation mono-objectif utilisé est celui de l'essaim particulaire ou Particle Swarm Optimization (PSO). Ce dernier repose sur le concept d'auto-organisation d'un groupe d'individu tendant à converger vers un point optimal en combinant les informations sur son propre déplacement et celui des individus de l'ensemble du groupe. Dans le présent travail, les individus sont des éoliennes dont certaines caractéristiques sont laissées variables et d'autres fixées. L'objectif étant de déterminer les caractéristiques permettant d'optimiser un unique critère calculé en fonction desdites caractéristiques. L'optimisation consiste à trouver des solutions dans l'espace des caractéristiques, aussi appelé espace de conception (possiblement de dimension N), à partir de résultats mesurés dans l'espace des performances (ou espace des solutions, ici de dimension une dans le cas mono-objectif). Les critères mono-objectifs explorés dans notre cas pourront être successivement la masse et l'AEP. La figure 4.3 résume l'approche mono-objectif.

Dans l'algorithme PSO, le nombre d'individus (éoliennes) dans la population reste constant. Cette dernière évolue en suivant des trajectoires dans l'espace, des caractéristiques (paramètres éoliens variables). Les positions des individus dans cet espace sont relevées à chaque itération et permettent de calculer leurs performances (critère de performance étudié). L'évolution des positions est dans un premier temps aléatoire puis prend en compte les déplacements des individus du groupe afin de converger vers la position optimale. Les étapes de fonctionnement de cet algorithme sont les

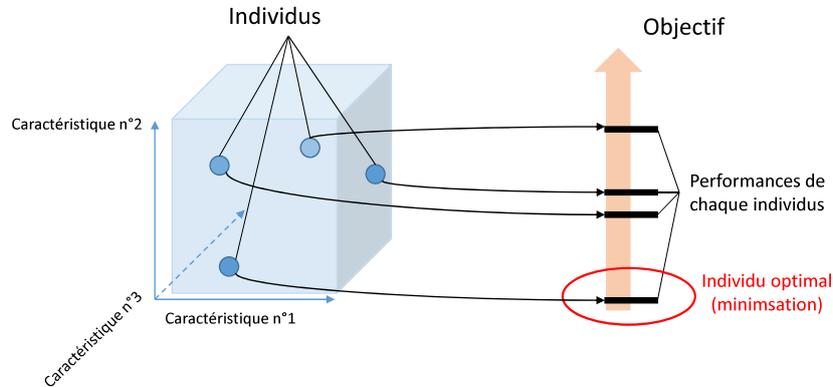


FIGURE 4.3 – Espaces des caractéristiques et des performances dans le cas mono-objectif

suivantes :

- Initialisation de la population avec des positions (caractéristiques) et vitesses établies aléatoirement. La vitesse de l'individu à autant de composantes que de caractéristiques laissées variables à l'individu.
- Évaluation des performances de chaque individu via les modèles développés dans ce chapitre.
- Modification de la position et de la vitesse de chaque individu en prenant en compte plusieurs facteurs dont : la vitesse précédemment acquise par l'individu, la meilleure position trouvée jusqu'à présent par l'individu en question ainsi que la meilleure position trouvée par l'ensemble des individus jusqu'à présent. Ces contributions peuvent être pondérées par différents coefficients et introduisent également une composante aléatoire afin d'éviter de tomber dans des extremums locaux.
- Répétition des processus précédents jusqu'à convergence des positions.

La figure 4.4 résume le fonctionnement de l'algorithme PSO.

4.2.2 Optimisation multi-objectifs

L'optimisation multi-objectifs propose des compromis entre les différents objectifs choisis et permet d'obtenir un ensemble d'individus optimaux.

Il existe deux possibilités de prendre en compte la caractéristique multi-objectifs d'une optimisation. La première est de définir un nouvel objectif unique résultant de la composition de plusieurs objectifs. Il peut s'agir d'une pondération de chacun des objectifs normalisés ou bien d'une autre fonction mathématique telle qu'un ratio entre les différents objectifs. Il est possible dans notre cas de faire une optimisation multi-objectifs se ramenant à une optimisation mono-objectif en définissant comme nouvelle fonction : $Obj = AEP/masse$ et en choisissant de maximiser ce ratio. Nous utiliserons dans ce cas l'algorithme PSO.

Avec cette méthode, la relation entre les objectifs est définie à priori et un unique résultat associé

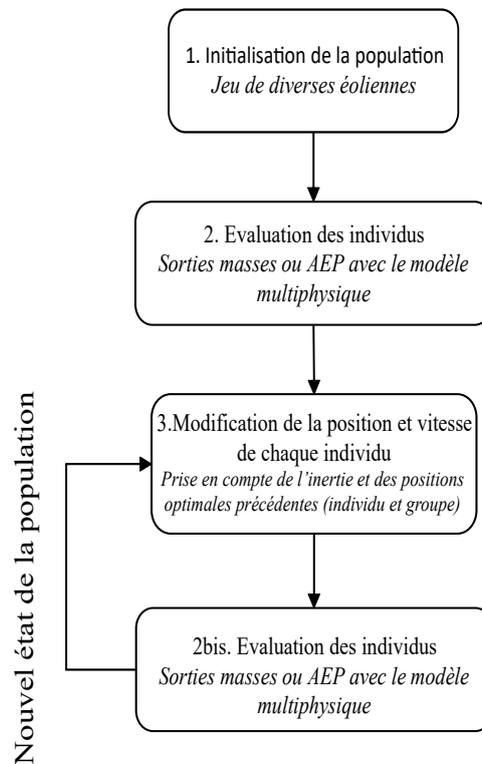


FIGURE 4.4 – Résumé de l’algorithme PSO

est proposé. Une optimisation entre deux objectifs antagonistes nécessite de faire des compromis entre lesdits objectifs. La faiblesse de la méthode précédente est qu’une relation légèrement différente entre les deux objectifs aurait pu permettre de trouver une éolienne bien plus performante et/ou de conception facilitée par rapport à celle trouvée pour cet objectif donné a priori.

Il est également possible d’établir une optimisation multi-objectifs en laissant les fonctions objectifs indépendantes les unes des autres. Cette méthode permet de chercher des compromis entre les objectifs antagonistes sans à priori sur la pondération à donner à chacun d’eux. Dans ce cas, l’espace des performances sera pluri-dimensionnelle (dimension N possiblement). Le résultat de l’optimisation sera une ensemble d’individu optimaux au sens de Pareto (Cf. section 1.5 du chapitre 1). Cet ensemble d’individu présente l’intérêt de pouvoir laisser le choix au concepteur de la solution a posteriori du problème d’optimisation. En effet, si un individu présente des performances équivalentes à un autre individu du front, mais que les caractéristiques associées aux individus ne présentent absolument pas la même difficulté de réalisation, le concepteur pourra faire le choix de prendre un individu plutôt qu’un autre vis-à-vis d’un critère non spécifié dans le problème d’optimisation, ici la difficulté de conception.

Pour réaliser ce type d’optimisation, nous utiliserons l’algorithme Non-Sorted-Genetic Algorithm (NSGA-II) reposant sur le principe d’évolution et de sélection naturelle des individus. La population est considérée comme une génération dont des individus sont sélectionnés pour transmettre, via des opérateurs génétiques, une partie de leurs caractéristiques à la génération suivante. La figure 4.5 résume l’approche multi-objectifs.

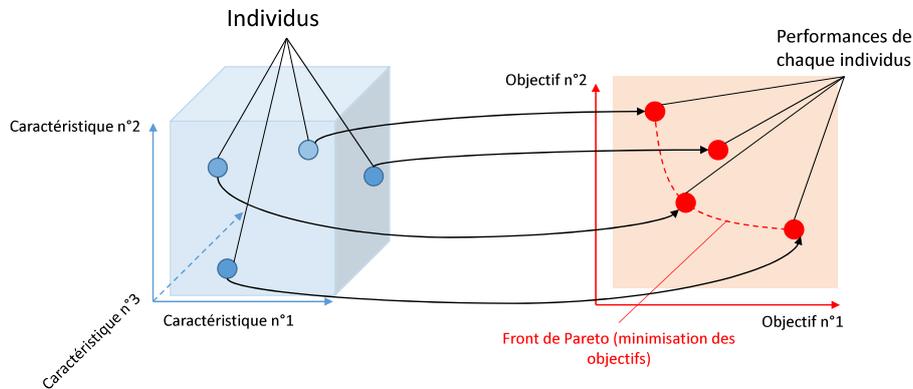


FIGURE 4.5 – Espaces des caractéristiques et des performances dans le cas multi-objectifs

Pour l'algorithme NSGA-II, le nombre d'individus reste également constant au cours du temps, mais ceux-ci peuvent être remplacés au fur et à mesure par des individus plus performants. Les individus dans l'espace des caractéristiques évoluent au cours du temps par le biais d'opérateurs génétiques. Chaque itération représente une nouvelle génération d'individu et la population évolue jusqu'à la convergence vers le front de Pareto. L'algorithme NSGA-II fonctionne de la façon suivante :

- Initialisation de la population avec des gènes (paramètres d'éoliennes) choisis aléatoirement.
- Évaluation des performances (critères AEP et masse) de chaque individu dans la population.
- Classification de la population dans l'espace des performances en fonction de son "front" d'appartenance (c'est-à-dire position par rapport à l'ensemble de la population) et de sa distance par rapport aux autres individus.
- Sélection d'un certain nombre d'individus pour participer à la phase génétique. La sélection s'opère en prenant un groupe d'individus et en sélectionnant le meilleur individu du groupe (au sens de la classification front et distance) jusqu'à obtenir le nombre d'individus désiré.
- Application d'opérateurs génétiques sur la population sélectionnée. Les individus sélectionnés (parents) génèrent de nouveaux individus (enfants) à partir de leurs caractéristiques. Il existe deux opérateurs génétiques :
 - Mutation : un des paramètres de l'éolienne parent sélectionné est modifié aléatoirement et transmis à une éolienne enfant.
 - Croisement : une caractéristique de deux éoliennes parents est sélectionnée. Les deux valeurs sont pondérées et le résultat est transmis à une éolienne enfant.

La probabilité d'occurrence d'une mutation et d'un croisement sont différentes. La population ainsi générée (enfants) est ajoutée à la population d'origine (parents + individus non sélectionnés)

- Étape de classification de cette nouvelle population totale similaire à l'étape $n^{\circ} 3$.
- Suppression des individus dont les rangs et distances entre individus sont les plus faibles pour obtenir à nouveau une population de la taille de la population initiale.
- Répétition des étapes précédentes jusqu'à ce que les performances des individus n'évoluent plus.

La figure 4.6 résume le fonctionnement de l’algorithme NSGA-II.

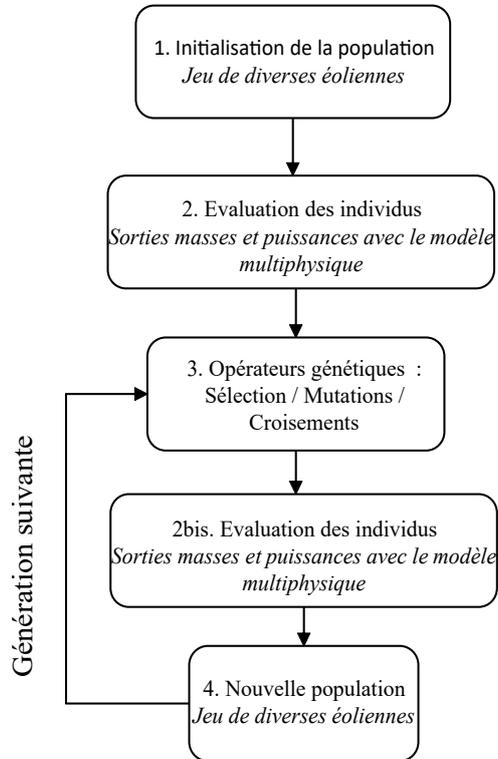


FIGURE 4.6 – Résumé de l’algorithme NSGA-II

4.3 Optimisation mono-objectif et multi-objectifs pondérés : algorithme PSO

Dans la section 4.2, le fonctionnement des algorithmes d’optimisation utilisés est décrit. L’algorithme PSO est utilisé pour l’optimisation mono-objectif ainsi que multi-objectifs pondérés tandis que l’algorithme NSGA-II l’est pour du multi-objectifs non pondérés. Dans cette section, nous allons utiliser l’algorithme PSO afin de trouver précisément les valeurs maximales atteignables par les différentes configurations d’éoliennes et ainsi les comparer selon ces objectifs pris indépendamment.

4.3.1 Algorithme utilisé

Comme décrit dans la section 4.2, l’algorithme PSO se base sur une analogie biologique avec le déplacement d’individus dans l’espace de conception, déplacement influencé par les positions antérieures de l’individu ainsi que celles du groupe. Bien que le principe de l’algorithme PSO soit générique [92], son implémentation pratique diffère d’un code à l’autre. Dans cette thèse, l’algorithme utilisé s’appuie sur les travaux de Biswas [145], qui a implémenté l’algorithme PSO. La particularité de cette implémentation est de pouvoir réaliser aussi bien une optimisation en

4.3. OPTIMISATION MONO-OBJECTIF ET MULTI-OBJECTIFS PONDÉRÉS : ALGORITHME PSO

maximisant la fonction objectif ou en minimisant cette dernière. Dans cet algorithme sont définies différentes grandeurs spécifiques :

- Facteur de plage de vitesses : ce facteur sert à définir l'étendue de la plage des vitesses possibles de particules.
- Constante cognitive : ce facteur sert à pondérer l'importance de la meilleure position précédemment trouvée par l'individu pour l'évolution de sa vitesse à l'itération $i+1$.
- Constante sociale : ce facteur sert à pondérer l'importance de la meilleure position précédemment trouvée l'ensemble de la population pour l'évolution de la vitesse de chaque individu à l'itération $i+1$.
- Plage d'inertie : Valeurs d'inerties possibles pour les individus, l'inertie pondérant l'importance de la vitesse de l'individu à l'itération i pour l'évolution de sa vitesse à l'itération $i+1$

Les constantes cognitives et sociales sont modulées par un facteur aléatoire pour chaque individu et chaque nouvelle itération afin de ne pas converger vers un minimum local. La valeur d'inertie décroît avec le nombre d'itérations. La topologie de connexion entre les individus est de type "fully connected" et la mise à jour des valeurs pour les individus est synchrone, *i.e.* toutes les particules se déplacent avant d'actualiser les valeurs de l'itération suivante.

4.3.2 Validation PSO

L'algorithme utilisé étant une implémentation de l'algorithme PSO, nous allons vérifier son bon fonctionnement sur un problème complexe avant de l'appliquer à notre problématique. Pour valider le bon fonctionnement de l'algorithme PSO utilisé, nous allons tester les performances de ce dernier sur une fonction test normalisée.

Fonction test

De nombreuses fonctions mathématiques permettant de valider le fonctionnement des algorithmes d'optimisation et de définir leurs performances en termes de temps de calcul et de bonne convergence vers l'optimum global dans la littérature [146, 147]. Pour tester le bon fonctionnement de l'algorithme d'optimisation mono-objectif, nous allons utiliser la fonction de Rastrigin [148], car elle possède de nombreux extremum locaux et un unique minimum global situé en $(0,0)$ ayant une valeur de 0.

La fonction de Rastrigin avec un espace d'antécédents de dimension deux est définie par l'équation 4.1.

$$f(x_1, x_2) = 20 + x_1^2 - 10.\cos(2\pi.x_1) + x_2^2 - 10.\cos(2\pi.x_2) \quad (4.1)$$

Le tracé en deux dimensions de cette fonction est présenté figure 4.7.

Validation

Le test de l'algorithme PSO est fait en cherchant à minimiser la fonction de Rastrigin. Les paramètres de l'algorithme d'optimisation sont représentés dans la table 4.2.

4.3. OPTIMISATION MONO-OBJECTIF ET MULTI-OBJECTIFS PONDÉRÉS : ALGORITHME PSO

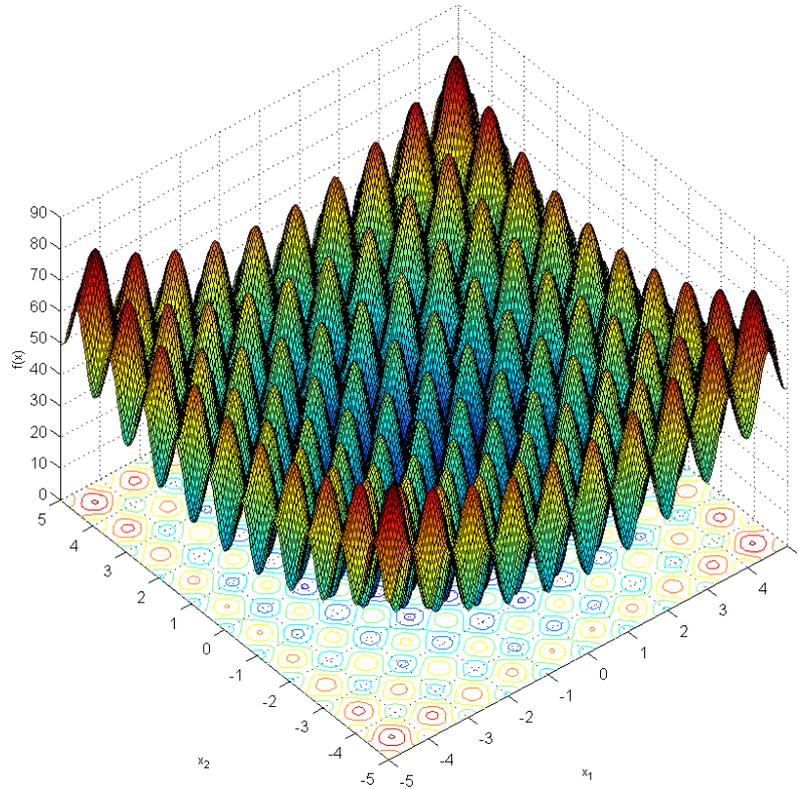


FIGURE 4.7 – Fonction test de Rastrigin

Paramètre	Valeur
Nombre d'individus	100
Nombre d'itérations	100
Plage d'évolution des variables	[-5 5]
Type de recherche	minimum
Facteur de plage de vitesses	2
Constante cognitive	2
Constante sociale	2
Plage d'inertie	[0.4 0.9]

TABLE 4.2 – Paramètres optimisation PSO

Le point optimum trouvé est $(-1.7 \times 10^{-6}, 1.1 \times 10^{-6})$ pour une valeur minimale de fonction à 8.3×10^{-10} . L'algorithme est donc performant pour trouver l'extremum global d'une fonction complexe. Les paramètres de la fonction PSO seront conservés dans la suite de l'étude.

4.3.3 Étude de convergence

Le paramétrage du nombre d'individus et d'itérations de l'algorithme d'optimisation est grandement dépendant des caractéristiques du problème. Ces paramètres fixes de l'algorithme sont appelés hyper-paramètres, et le réglage de ces derniers est une problématique de recherche à part entière. Certaines études cherchent à appliquer des algorithmes d'optimisation pour optimiser les hyper-paramètres, on parle alors de Meta-optimisation [149, 150]. Dans notre cas, pour s'assurer que les résultats trouvés sont convergents, nous allons vérifier qu'avec notre modèle, les nombres d'individus et de génération paramétrés permettent la convergence des solutions. Nous ne modifions pas les valeurs des autres paramètres de l'algorithme d'optimisation. Nous allons effectuer les études de convergence sur le cas contra-rotatif. Ce dernier est considéré équivalent au cas co-rotatif en termes de complexité et plus complexe que le cas simple rotor. Aussi, si les paramètres choisis permettent la convergence de ce cas d'étude, on considère la convergence atteinte pour les autres configurations.

Étude de sensibilité en population

Nous voulons savoir à partir de combien d'individus dans la population l'algorithme PSO converge pour notre cas d'étude. Nous voulons savoir quelle est la taille minimale de population telle que l'ajout d'individu ne change pas significativement le résultat de l'optimisation. Nous effectuons cette étude de convergence sur l'AEP de l'éolien contra-rotatif en considérant que le cas double rotor est plus long à converger que le cas simple rotor.

Les résultats obtenus en faisant varier la taille de la population et en maintenant le nombre d'itérations à 200 sont présentés dans la figure 4.8.

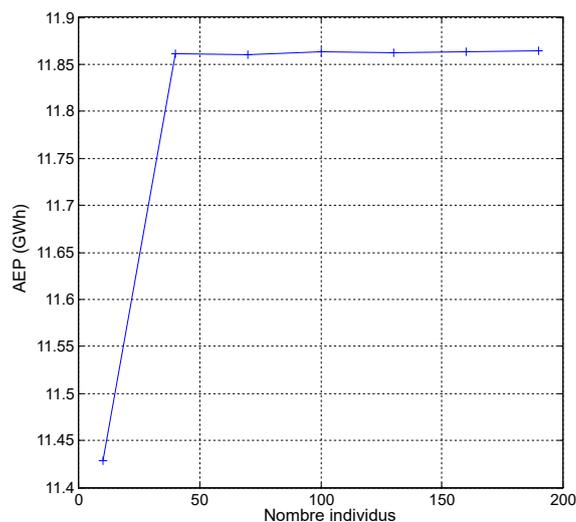


FIGURE 4.8 – Évolution de la valeur de la performance optimale (AEP) trouvée en fonction du nombre d'individus dans la population

4.3. OPTIMISATION MONO-OBJECTIF ET MULTI-OBJECTIFS PONDÉRÉS : ALGORITHME PSO

Les écarts de valeur finale d'AEP trouvés entre chaque valeur de nombre d'individus relativement à la valeur du nombre d'individus précédent sont indiqués dans la table 4.3.

Taille de population	écart relatif
Entre 10 et 40 individus	3.7843
Entre 40 et 70 individus	0.0048
Entre 70 et 100 individus	0.0245
Entre 100 et 130 individus	0.0113
Entre 130 et 160 individus	0.0134
Entre 160 et 190 individus	0.0036

TABLE 4.3 – Écarts relatifs à la valeur pour le nombre d'individus précédents entre différentes tailles de population (%)

On peut voir dans la table 4.3 qu'à partir de 70 individus dans la population, le résultat trouvé varie de moins de 1 % en augmentant la taille de la population. Nous prendrons par la suite une population de 100 individus pour assurer la convergence de l'algorithme.

Étude de sensibilité en itérations

Nous allons voir à partir de combien d'itérations l'algorithme converge, c'est-à-dire que l'ensemble des individus se rapprochent de la valeur objectif optimale. Nous prenons une population de 100 individus. L'évolution des résultats de ces individus (objectif de maximisation de l'AEP) est représentée sur la figure 4.9.

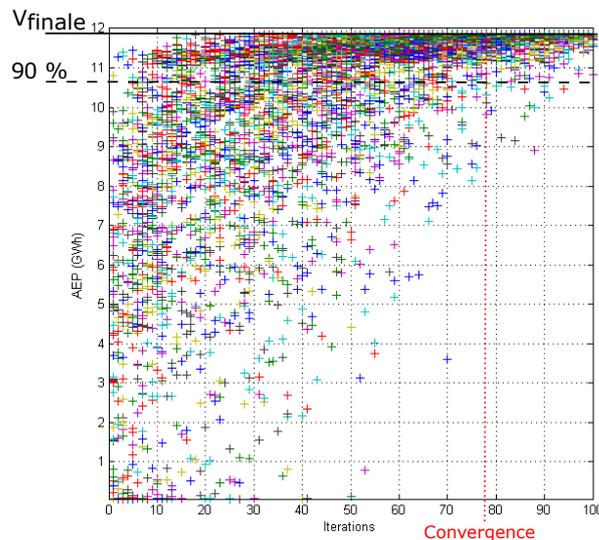


FIGURE 4.9 – Évolution des performances des individus en fonction du nombre d'itérations

Nous définissons la convergence atteinte à l'itération n si, pour toutes les générations successives (génération n incluse), au moins 90 % des individus sont au moins à 90 % de la valeur finale optimisée par

4.3. OPTIMISATION MONO-OBJECTIF ET MULTI-OBJECTIFS PONDÉRÉS : ALGORITHME PSO

l'algorithme. La valeur limite ainsi définie est de 10.68 *GWh*. Cette dernière est dépassée définitivement pour l'itération n°77. Nous prendrons par la suite 100 itérations pour assurer la convergence du calcul.

4.3.4 Éolienne simple rotor

Maximisation de l'AEP

Nous allons tout d'abord appliquer l'algorithme d'optimisation PSO au modèle simple rotor. La première optimisation menée sera celle de la maximisation de la valeur d'AEP. Les paramètres variables du modèle sont décrits dans la table 4.4. La variation des paramètres est continue dans la plage indiquée.

Caractéristique	Plage de variation	Symbole	Unité
Rayon de la pale	[10 100]	R	[<i>m</i>]
Angle de vrillage pied de pale	[-1.57 1.57]	β_{pied}	[<i>rad</i>]
Angle de vrillage bout de pale	[-1.57 1.57]	β_{bout}	[<i>rad</i>]

TABLE 4.4 – Paramètres variables simple rotor

Pour cette optimisation, une population de 100 individus a été utilisée et 100 itérations ont été calculées par l'algorithme PSO.

Ici, l'AEP maximale trouvée est de 11.43 *GWh*. Cette valeur est atteinte pour un rayon de 100 *m*, un angle en pied de pale de 5.99° et en bout de pale de -5.67°. Une telle éolienne possède une masse de 538 *Tonnes*.

Minimisation de la masse

Les mêmes hyper paramètres de l'algorithme PSO que pour l'optimisation de l'AEP ont été conservés (voir table 4.2). Là encore, tous les individus finissent par converger vers la valeur extrême. Cette dernière donne une masse de 13 *Tonnes*. Cette masse est atteinte avec une taille de rotor de 10 *m*, un angle de pied de pale de -3.83° et un angle de bout de pale de -90.0°. L'AEP pour une telle éolienne est de 0 *GWh*. On note que l'algorithme d'optimisation dans ce cas privilégie une taille minimale pour le rotor afin de minimiser la masse associée aux pales, moyeu et arbre lent ainsi qu'un couple à chaque fois nul (les angles définis impliquent un couple négatif sur la pale, couple ramené à zéro dans ce cas) pour les pales afin d'avoir une masse de réducteur mécanique minimal. Toute combinaison d'angle permettant d'obtenir un couple négatif ou nul a donc le même impact sur le poids du réducteur mécanique.

4.3.5 Éoliennes double rotor

Nous allons effectuer les mêmes optimisations mono-objectifs appliquées à des éoliennes double rotor pour pouvoir comparer les valeurs obtenues avec les résultats du mono-rotor. Dans ce cas, si nous voulons laisser les mêmes paramètres d'optimisation sur chacun des rotors, le nombre de variables est

4.3. OPTIMISATION MONO-OBJECTIF ET MULTI-OBJECTIFS PONDÉRÉS : ALGORITHME PSO

multiplié par deux puisque les tailles de rotors ainsi que les angles de pales doivent être déterminés à la fois pour le rotor amont ainsi que pour le rotor aval. La table 4.5 répertorie les paramètres variables. La variation est continue au sein des plages données.

Rotor concerné	Caractéristique	Plage de variation	Symbole	Unité
Rotor 1	Rayon de la pale	[10 100]	R_1	[m]
	Angle de vrillage pied de pale	[-1.57 1.57]	β_{pied1}	[rad]
	Angle de vrillage bout de pale	[-1.57 1.57]	β_{bout1}	[rad]
Rotor 2	Rayon de la pale	[10 100]	R_2	[m]
	Angle de vrillage pied de pale	[-1.57 1.57]	β_{pied2}	[rad]
	Angle de vrillage bout de pale	[-1.57 1.57]	β_{bout2}	[rad]

TABLE 4.5 – Paramètres variables double rotor

Cas contra-rotatif

Pour l'optimisation de l'AEP, les résultats obtenus dans ce cas sont une AEP de 11.85 *GWh* pour un rotor n°1 de 100 *m* de long avec un angle de vrillage de pied de pale de 19.8° et un angle de bout de pale de -1.79°. Le rotor n°2 quant à lui possède également un rotor de 100 *m* de long pour des angles de pied et de bout de pale de respectivement 4.39° et -3.87°. Elle possède une masse de 1033 *Tonnes*.

Pour la minimisation de la masse, cette dernière descend jusqu'à 19 *Tonnes*. Celle-ci est atteinte pour des rotors de 10 *m* de rayon chacun et d'angles de pied de pale de -68.6° et de bout de pale de -82.3° en ce qui concerne le rotor amont et respectivement -32.2° et -56.9° pour le rotor aval. Cette géométrie de rotor possède une AEP de 0 *GWh*.

Cas co-rotatif

Le cas co-rotatif est en tout point semblable à l'étude contra-rotative avec comme seule différence les sens de rotation des rotors amont et aval qui dans ce cas tournent dans le même sens.

Dans ce cas, la maximisation de l'AEP donne une valeur de 11.84 *GWh* atteinte pour un rotor n°1 de rayon 100 *m* et d'angles (pied et bout) de 21.3° et -3.25° et rotor n°2 de rayon 100 *m* et d'angles 2.38° et -2.30°. La masse de cette éolienne est de 1040 *Tonnes*.

Dans le cas de la minimisation de la masse, cette dernière est de 19 *Tonnes* pour des pales de chacune 10 *m* de rayon et d'angles de -67.0° (pied de pale) et -60.8° (bout de pale) pour la pale amont et -73.3° et -90° pour le rotor aval. L'AEP de cette éolienne est de 0 *GWh*.

4.3.6 Optimisation multi-objectifs pondérés

L'optimisation mono-objectif permet de déterminer les valeurs extrémales que peuvent atteindre les masse et AEP des éoliennes mono et multi-rotors tels que définis dans l'étude ainsi que les paramètres des éoliennes associées. Néanmoins, la solution technique finalement réalisée sera plutôt un compromis de ces deux critères. Pour pouvoir trouver un compromis entre ces derniers, nous allons mener des optimisations multi-objectifs. La première façon d'avoir un compromis entre les

4.3. OPTIMISATION MONO-OBJECTIF ET MULTI-OBJECTIFS PONDÉRÉS : ALGORITHME PSO

deux critères de performance évoqués est de se ramener à une optimisation mono-objectif d'un unique critère intégrant les deux critères précédents. Par exemple, nous pouvons définir comme nouvelle fonction objectif la fonction 4.2.

$$f = AEP/masse \quad (4.2)$$

Dans ce cas, si nous cherchons à maximiser cette fonction, nous voulons à la fois augmenter l'AEP autant que possible tout en ayant un système éolien ayant une masse la plus faible possible. Aussi, cela permet de proposer une solution étant un compromis entre masse et AEP.

Une telle optimisation étant mono-objectif, nous pouvons une fois encore utiliser l'algorithme PSO dans ce cas.

Éolienne simple rotor

Les paramètres utilisés ici sont les mêmes que ceux décrits dans le paragraphe 4.3.4. Seule la fonction objectif change. Les résultats de cette optimisation donnent une valeur objectif $AEP/masse$ de $8.747 \times 10^4 Wh/kg$. Cette dernière se décompose en une AEP de 4.45 GWh pour une masse de 51 Tonnes. Ces performances sont atteintes pour une pale de 36 m de long et des angles de vrillage de pied de pale de 5.03° et de bout de pale de -8.53° .

Éolienne contra-rotative

Nous reprenons pour le cas contra-rotatif les paramètres du paragraphe 4.3.5. Les résultats dans ce cas sont un objectif $AEP/masse$ de $7.800 \times 10^4 Wh/kg$ avec une AEP de 4.50 GWh et une masse de 59 Tonnes. Les paramètres technologiques associés sont pour le premier rotor un rayon de 10 m et d'angles de vrillage (pied et bout de pale) de 80.7° et -90° . Pour le second rotor, nous avons un rayon de 36 m et des angles de 1.44° et -7.99° .

Éolienne co-rotative

En changeant seulement le sens de rotation du second rotor pour que les deux rotors tournent dans le même sens, nous obtenons une valeur $AEP/masse$ de 7.797×10^4 avec une AEP de 4.66 GWh et une masse de 60 Tonnes. Les paramètres permettant d'atteindre ces valeurs sont pour le premier rotor une taille de 10 m et des angles allant de -76.7° à 90° pour le pied et le bout de pale tandis que le second rotor possède un rayon de 37 m pour des angles allant de 3.86° à -9.26° .

4.3.7 Bilan optimisation mono objectif et multi-objectifs pondérés

La table 4.6 répertorie les éoliennes trouvées avec l'optimisation PSO.

4.3. OPTIMISATION MONO-OBJECTIF ET MULTI-OBJECTIFS PONDÉRÉS : ALGORITHME PSO

Objectif principal	Technologie	AEP (GWh)	Masse (Tonnes)	AEP/m (kWh/kg)	R ₁ (m)	R ₂ (m)	$\beta_{1picdnale}$ (°)	$\beta_{1boutnale}$ (°)	$\beta_{2picdnale}$ (°)	$\beta_{2boutnale}$ (°)
Max AEP	Mono-rotor	11.43	538	21.3	100	100	5.99	-5.67		
	Contra-rotatif	11.85	1033	11.47	100	100	19.8	-1.79	4.39	-3.87
	Co-rotatif	11.84	1040	11.39	100	100	21.3	-3.25	2.38	-2.30
Min masse	Mono-rotor	0	13	0	10	10	-3.83	-90		
	Contra-rotatif	0	19	0	10	10	-68.6	-82.3	-32.2	-56.9
	Co-rotatif	0	19	0	10	10	-67.0	-60.8	-73.3	-90
Max AEP/m	Mono-rotor	4.45	51	87.3	36	36	5.03	-8.53		
	Contra-rotatif	4.50	58	77.6	10	36	80.7	-90	1.44	-7.99
	Co-rotatif	4.66	60	77.7	10	37	-76.7	90	3.86	-9.26
Eolienne réf		80	64.6	45		35.5	-8.39			

TABLE 4.6 – Résultats d'optimisation par l'algorithme PSO

4.3. OPTIMISATION MONO-OBJECTIF ET MULTI-OBJECTIFS PONDÉRÉS : ALGORITHME PSO

Discussion optimisation mono-objectif

L'optimisation mono-objectif est une première approche permettant de définir des paramètres pour les éoliennes mono et à double rotor en vue de leur comparaison. Les résultats sur les deux technologies sont cohérents avec les attentes. Des éoliennes de grandes tailles produisent la plus grande AEP et des éoliennes de petites tailles sont minimisées en poids. L'intérêt de l'optimisation mono-objectif est de donner précisément les valeurs obtenues des objectifs dans ce cas d'étude.

On peut voir que pour les conditions fixées, l'éolienne à double rotor produira une AEP de 11.85 *GWh* soit 4% plus élevée que le mono-rotor pour une augmentation de masse de 92%. Ce résultat d'AEP maximal atteignable est important puisque si l'évolution des matériaux ou techniques de construction viennent à modifier le poids et/ou le coût atteint par l'éolienne sans modifier sa performance énergétique, l'optimisation en AEP permet de désigner la technologie la plus performante dans ce cas, à savoir l'éolienne contra-rotative, et la valeur d'AEP atteinte.

En ce qui concerne la minimisation de la masse, cette dernière est atteinte en ayant une AEP de 0 *GWh*. Ces éoliennes minimisant la masse sont inutilisables en tant que tel et permettent seulement d'obtenir le poids minimal théorique atteignable.

On peut néanmoins voir les limites de l'optimisation mono-objectifs, cette dernière proposant une unique solution peu à même d'être réalisée techniquement.

Discussion optimisation multi-objectifs pondérés

L'optimisation multi-objectifs pondérés est une première approche pour prendre en compte un compromis entre les objectifs AEP et masse.

Pour rappel, le cas de base de l'éolienne Vestas V90-1.8MW avec les paramètres de distribution de l'IEC-II A donnait une masse de 79.8 *Tonnes* pour une AEP de 7.54 *GWh* soit un rapport $AEP/masse$ de $9.45 \times 10^4 Wh/kg$. Néanmoins, ces performances doivent être recalculées avec les nouveaux paramètres de distribution du vent correspondant à la région PACA. Cette fois-ci la même éolienne fournit une AEP de 5.16 *GWh* toujours pour une masse de 79.8 *Tonnes*. Le rapport $AEP/masse$ est donc de $6.46 \times 10^4 Wh/kg$. Cette valeur a donc pu être améliorée pour l'éolien simple rotor d'environ 35%. De plus ce ratio était de $6.45 \times 10^4 Wh/kg$ dans les contra et co-rotatif avec deux rotors équivalents amont aval et la distribution de vent de l'IEC II-A. Dans ce cas également, il y a une nette optimisation des performances avec les paramètres laissés variables, ces derniers donnant un ratio de $7.8 \times 10^4 Wh/kg$, d'autant plus que la distribution de vent est désormais moins favorable à l'AEP.

Dans le cas de l'optimisation multi-objectifs pondérés, on peut voir que sur le critère global $\frac{AEP}{masse}$ c'est l'éolien simple rotor qui est le plus performant. En effet, l'AEP de ce dernier est légèrement plus faible que celui proposé par les éoliennes double rotor, mais la masse est bien inférieure, ce qui permet d'augmenter le ratio global. La taille globale des éoliennes reste plutôt faible, de l'ordre de 36 *m* de long pour les rotors les plus grands, ce qui indique qu'une augmentation de la taille augmente trop la masse comparativement à l'augmentation de l'AEP.

En ce qui concerne les éoliennes double rotor, le contra-rotatif possède un ratio légèrement meilleur

que celui proposé pour le co-rotatif avec encore une fois une AEP légèrement inférieure, mais une masse bien inférieure à celle du co-rotatif. Un autre fait notable est la petite taille du premier rotor qui est la plus réduite possible. Cela peut s'expliquer par le fait que le double rotor étant très lourd par rapport au simple rotor, l'algorithme tend à s'approcher au mieux de la configuration mono-rotor pour réduire la masse en minimisant un des deux rotors.

Le multi-objectifs pondérés permet d'étudier les éoliennes optimisant la relation donnée entre les objectifs d'optimisation. La problématique de cette approche est de restreindre l'espace de performance à une unique valeur, ce qui peut masquer des solutions très proches en termes de ratio *AEP/masse* mais avec des valeurs d'AEP et de masse très différentes de celles proposées par l'algorithme, ce qui pourrait se révéler être un meilleur choix a posteriori. De plus, l'espace de conception est également très restreint, il n'est pas possible de se rendre compte des tendances liant les paramètres de conception avec les valeurs de performances proposées. Pour pouvoir élargir l'espace de conception et les performances atteignables par les technologies d'éoliennes, nous allons utiliser l'optimisation multi-objectifs non pondérés.

4.4 Optimisation multi-objectifs non pondérés : NSGA-II

L'algorithme PSO utilisé jusqu'à présent ne permet d'optimiser qu'une fonction selon un unique objectif. Ce type d'optimisation ne permet pas une souplesse de conception s'il advient qu'une configuration est légèrement moins performante pour l'objectif donné, mais présentant par ailleurs des caractéristiques particulièrement intéressantes pour d'autres raisons (par exemple, un compromis AEP/masse légèrement moins bon, mais des pales bien plus facilement réalisables ou une contrainte mécanique bien moins importante). C'est pourquoi une optimisation multi-objectifs non pondérés apporte une grande diversité de solutions permettant d'affiner le choix de technologie.

4.4.1 Algorithme utilisé

L'algorithme d'optimisation multi-objectifs non pondérés utilisé dans cette thèse et son principe de fonctionnement a été décrit par Deb *et al.* [99]. L'implémentation de cet algorithme provient des travaux de Seshradi [151, 152] ainsi que de Garambois *et al.* [153]. Il reprend le fonctionnement décrit dans le chapitre 2, section 4.2 en ayant comme spécificité les paramètres suivants :

- Pool : Nombre d'individus de la population parent sélectionnés pour participer à la phase génétique.
- Tour : Nombre d'individus de la population parent mis en compétition pour avoir une place dans le pool.
- Probabilité de croisement : Pour un individu parent sélectionné, probabilité que sa participation à la phase génétique se fasse par le biais d'un croisement.
- Probabilité de mutation : Pour un individu parent sélectionné, probabilité que sa participation à la phase génétique se fasse par le biais d'une mutation.
- Indice de distribution de croisement : facteur influençant la plage des valeurs de paramètres de

l'individu enfant atteignables après croisement.

- Indice de distribution de mutation : facteur influençant la plage des valeurs de paramètres de l'individu enfant atteignables après mutation.

Pour les indices de distribution, moins ces derniers sont élevés, plus l'opération génétique correspondante donne des individus dont les caractéristiques sont différentes du/des parents [154]. Dans cet algorithme, les valeurs de dispersion des résultats après croisement et mutation (calculées en partie grâce aux indices de distributions respectifs) sont pondérées par un facteur aléatoire afin de balayer convenablement l'espace de conception.

4.4.2 Validation NSGA-II

Encore une fois, l'algorithme utilisé est une implémentation de la méthode NSGA-II. Nous allons utiliser une fonction de test adaptée aux algorithmes multi-objectifs pour valider le bon fonctionnement de l'algorithme employé sur des problèmes discontinus complexes.

Fonction test

La fonction test utilisée est ici le problème de Kursawe [155, 156]. Ce dernier présente un front de Pareto discontinu non convexe particulièrement complexe à obtenir. Pour une inconnue à trois dimensions, il est défini selon l'équation 4.3.

$$\begin{cases} \min(f_1(x), f_2(x)) \\ f_1(x) = \sum_{i=1}^{n-1} -10.e^{-0.2 \cdot \sqrt{x_i^2 + x_{i+1}^2}} \\ f_2(x) = \sum_{i=1}^n |x_i|^{0.8} + 5 \cdot \sin(x_i)^3 \\ i \in \{1; 2; 3\} \end{cases} \quad (4.3)$$

Validation

L'optimisation est effectuée avec les paramètres décrits dans la table 4.7, le but étant de minimiser à la fois les fonctions f_1 et f_2 .

Paramètre	Valeur
Nombre d'individus	100
Nombre de générations	200
Plage d'évolution des variables	[-5 5]
Type de recherche	minimum
Pool	$population/2$
Tour	2
Probabilité de croisement	0.9
Probabilité de mutation	0.1
Indice distribution croisement	20
Indice distribution mutation	20

TABLE 4.7 – Paramètre optimisation NSGA-II

Le front de Pareto obtenu est représenté figure 4.10.

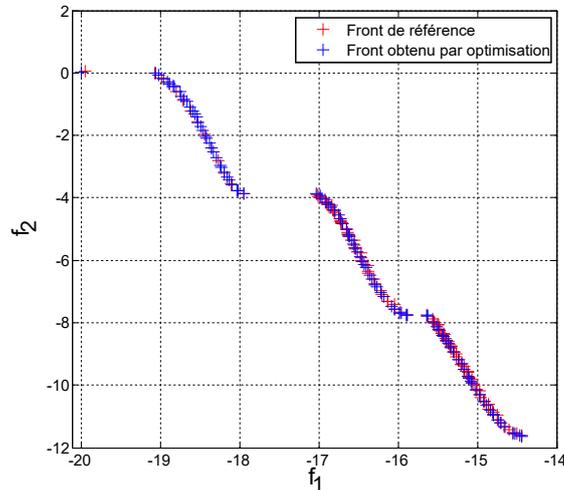


FIGURE 4.10 – Front de Pareto de la fonction de Kursawe

D’après la figure 4.10, on constate la bonne superposition des fronts théoriques de Kursawe et du front calculé, l’algorithme NSGA-II implémenté permet bien d’optimiser des fonctions complexes telles que celles de Kursawe.

4.4.3 Paramètres d’optimisation et fonctions objectifs

Paramètre non quantitatif

Nous allons appliquer l’algorithme NSGA-II pour trouver un ensemble d’éoliennes optimisant les objectifs choisis au sens de Pareto défini dans le chapitre 1. Nous allons donner un degré de liberté supplémentaire à l’algorithme comparativement à l’optimisation mono-objectif en donnant la possibilité à ce dernier de déterminer le profil aérodynamique NACA idéal à appliquer au rotor.

Cependant, un tel critère diffère des précédents dans le sens où ce n’est pas un critère quantitatif. En effet, pour choisir un profil, il serait possible de définir un paramètre d’une valeur comprise entre 0 et 1 et découper cet intervalle en N sous intervalles définissant chacun un profil différent (par exemple entre 0 et 0.1 : profil NACA 0006, entre 0.1 et 0.2 : profil Naca 1412, etc...). La valeur finale du paramètre serait celle du profil déterminé comme idéal par l’algorithme d’optimisation. Une telle démarche présente un inconvénient, à savoir qu’un ensemble de profils NACA ne présente pas de relation d’ordre contrairement aux paramètres quantitatifs du modèle. Cela veut dire que lorsque l’algorithme passe de la valeur codant le profil de 0.19 à 0.21, il change brutalement de profil et donc de performances. Mais il n’y a aucune raison pour que le profil 1412 soit codé sur ce nouvel intervalle plutôt que tout autre profil et donc d’autres performances. Aussi, cela induit des problèmes au niveau du croisement, de la mutation et de reproductibilité de l’optimisation dans le cas où l’ordre de définition des profils sur un unique vecteur changerait. Cet effet rend complexe l’exploration de l’espace de

conception par l'algorithme. Cela ne remet pas en cause la bonne convergence de l'algorithme pour des nombres d'itérations et d'individus suffisamment élevés, mais demande des valeurs bien plus élevées pour ces deux paramètres.

Pour contourner ce problème, nous définissons autant de nouveaux paramètres que de profils différents pouvant être pris par la pale, par exemple N profils différents. Chacun de ces paramètres peut varier entre 0 et 1. Lors du calcul des performances, nous appliquons l'opérateur softmax ou fonction exponentielle (équation 4.4) normalisée sur le vecteur (X) composé des valeurs de paramètres pour chaque profil.

$$V_p = \frac{e^{X_p}}{\sum_{i=1}^N e^{X_i}}, \forall p \in \{1, \dots, N\} \quad (4.4)$$

Cette opération transforme ledit vecteur (X) en un nouveau vecteur V avec une nouvelle valeur associée à chaque profil et dont la somme des composants vaut un. On peut interpréter les composantes de ce nouveau vecteur comme les probabilités que le $p^{i\text{ème}}$ profil soit le mieux adapté à la géométrie. Le profil finalement adopté est celui dont la probabilité est la plus élevée.

Avec cette procédure, l'algorithme règle un score indépendamment pour chaque profil dont la valeur va impacter la probabilité d'utilisation de ce profil. L'inconvénient de cette procédure est d'augmenter le nombre de variables d'optimisation d'autant que de choix laissés possibles pour le profil aérodynamique.

Discrétisation des paramètres

L'algorithme d'optimisation NSGA-II travaille sur la plage continue définie pour chaque paramètre. Aussi pour ce dernier une éolienne de 36 m est différente d'une éolienne de 36.0001 m . Pour avoir des solutions technologiques proposées significativement différentes, nous imposons une discrétisation des paramètres utilisés. Nous découpons la plage de variation du paramètre en N intervalles et y associons pour chacun d'eux une valeur constante de paramètre. Cette approche permet également de réduire l'espace de conception et donc le temps d'exploration de ce dernier par l'algorithme d'optimisation.

Fonctions objectifs

Les fonctions objectifs sont ici à la fois la maximisation de l'AEP ainsi que la minimisation de la masse totale. Cependant, l'algorithme NSGA-II ne permet que de minimiser les fonctions objectifs proposées. Aussi, il faut définir une fonction intermédiaire à minimiser correspondant à la maximisation de l'AEP. Nous choisissons donc de minimiser la fonction intermédiaire $f = 10^{20} - AEP$. Les fronts de Pareto présentés par la suite reprennent quant à eux le graphe AEP en fonction de la masse.

4.4.4 Étude de convergence

À l’instar de l’optimisation mono-objectif, nous allons vérifier que les hyper paramètres de la fonction d’optimisation choisis assurent la bonne convergence des résultats. Nous allons encore une fois nous baser sur la technologie double rotor pour mener cette étude en considérant que des paramètres assurant la convergence d’une éolienne à double rotor impliquent la convergence pour une éolienne mono-rotor. Cette fois-ci, le nombre d’itérations est appelé nombre de générations.

Étude de sensibilité en population

Nous voulons connaître l’influence du nombre d’individus dans la population sur la convergence de l’algorithme NSGA-II appliqué à notre problème d’optimisation. Nous allons pour cela optimiser une éolienne co-rotative sur 200 générations en faisant varier le paramètre nombre d’individus dans la population.

Les résultats des différents fronts de Pareto obtenus sont représentés dans la figure 4.11. Dans cette dernière sont représentés en abscisses la masse et en ordonnées l’AEP, chaque point étant un individu, c’est-à-dire une éolienne dont les performances se situent dans cet espace.

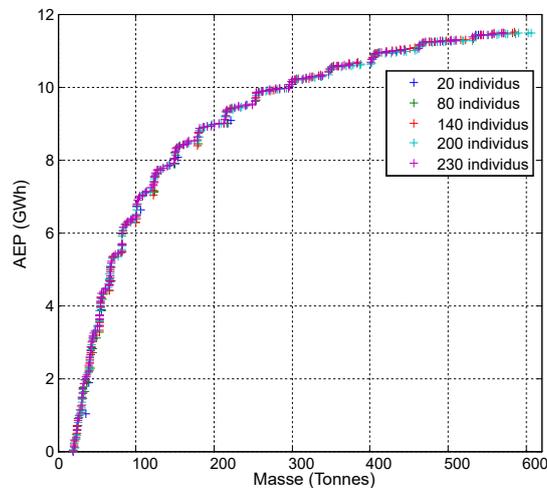


FIGURE 4.11 – Étude de la convergence de l’optimisation en nombre d’individus

On peut voir sur la figure 4.11 que le nombre d’individus dans la population n’a pas un impact prépondérant sur la forme du front de Pareto, ce dernier étant atteint pour tous les nombres d’individus. Le nombre d’individus influence en revanche la diversité de résultats obtenus, au plus d’individus étant présents dans la population, au plus de solutions optimales au sens de Pareto sont proposés par l’algorithme à la fin de l’étape d’optimisation. Nous allons dans notre cas nous limiter à une population de 200 individus afin d’avoir une bonne diversité d’éoliennes présentée tout en maintenant un temps de calcul de l’ordre de quelques jours.

Étude de sensibilité en générations

En ce qui concerne le nombre de générations, nous réalisons plusieurs optimisations sur une éolienne contra-rotative en fixant la taille de la population à 200 individus et en arrêtant le processus après 1 à 200 itérations. Le graphique correspondant à cette étude de convergence est représenté figure 4.12.

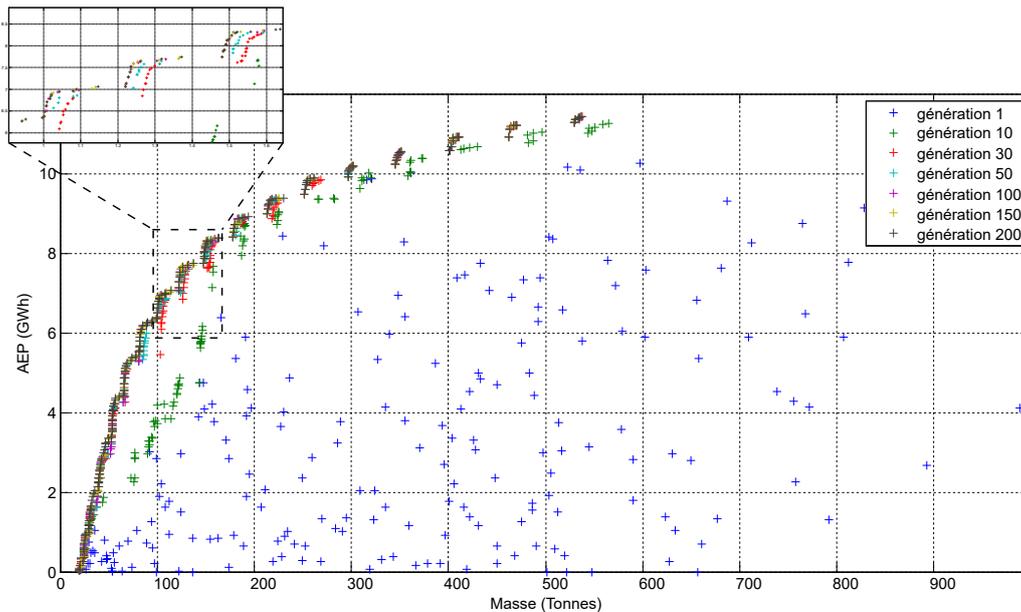


FIGURE 4.12 – Étude de la convergence de l'optimisation en nombre de générations

On peut voir sur la figure 4.12, que la première génération est itérée totalement aléatoirement dans l'espace des solutions et que des individus très lourds et ayant une AEP quasi nulle sont générés. Ces individus sont vite éliminés par le processus d'optimisation. À partir de 30 générations, nous commençons à nous approcher du front de Pareto final. Un zoom est proposé pour mieux cibler le comportement des générations ultérieures. Ce dernier permet de voir que les générations 30 et 50 sont encore assez distinctes du front à courte distance. A contrario, à partir de la génération 100, la différence de résultats avec les générations suivantes est faible. On peut donc considérer que l'algorithme a bien convergé après 100 générations. Nous prendrons un nombre de générations de 200 pour assurer la convergence dans notre problème d'optimisation.

4.4.5 Éolienne mono-rotor

Problème d'optimisation

Nous appliquons l'algorithme d'optimisation NSGA-II au modèle complet d'éolienne mono rotor. Les paramètres d'optimisation ainsi que leur plage de variation et la discrétisation imposée (en nombre d'intervalles dans la plage) sont indiqués dans la table 4.8.

Pour chaque rotor, il y a l'angle en pied de pale et l'angle en pied de pale laissés variables. La répartition des angles de vrillage entre le pied de pale et le bout de pale est considérée comme linéaire.

4.4. OPTIMISATION MULTI-OBJECTIFS NON PONDÉRÉS : NSGA-II

Caractéristique	Plage de variation	Discrétisation	Symbole	Unité
Rayon de la pale	[10 100]	19	R	[m]
Angle de vrillage pied de pale	[-1.57 1.55]	105	β_{pied}	[rad]
Angle de vrillage bout de pale	[-1.57 1.55]	105	β_{bout}	[rad]
Profil 0006	[0 1]	\emptyset	\emptyset	\emptyset
Profil 4412	[0 1]	\emptyset	\emptyset	\emptyset
Profil 63415	[0 1]	\emptyset	\emptyset	\emptyset

TABLE 4.8 – Paramètres variables simple rotor

Avec l'utilisation d'une variable par profil NACA proposé, cela porte à six le nombre de paramètres d'optimisations du problème. Avec la discrétisation des paramètres imposés et en comptant trois valeurs de NACA possibles, nous obtenons 628 425 configurations possibles d'éoliennes dans le cas mono-rotor.

Les paramètres de l'algorithme d'optimisation utilisés sont les mêmes que ceux décrits dans la table 4.7 à l'exception de la population qui est portée à 200 individus.

Front de Pareto

Le front de Pareto obtenu est représenté figure 4.13. Dans cette dernière, chaque point du front représente une éolienne définie par ses caractéristiques et sa position dans l'espace des performances.

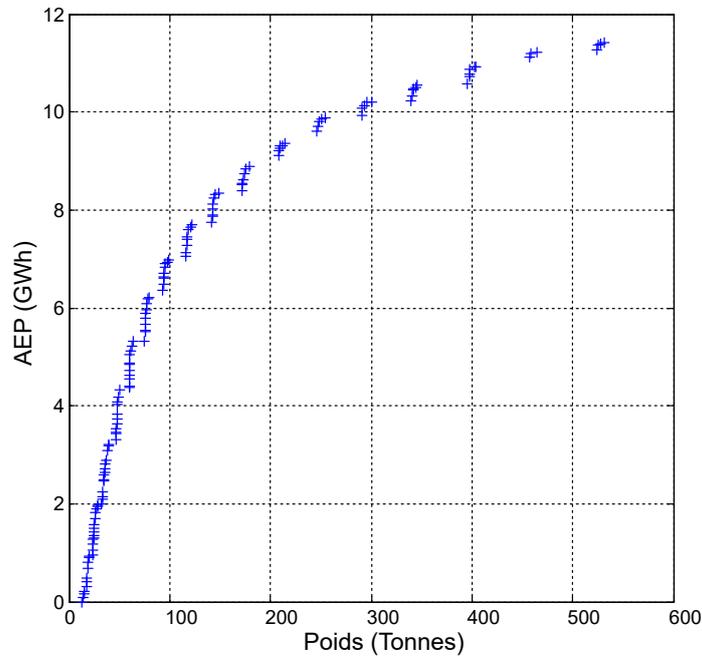


FIGURE 4.13 – Front de Pareto obtenu pour une éolienne mono-rotor

Sur la figure 4.13, les abscisses représentent le poids et les ordonnées l'AEP. Chaque point du front est une éolienne qui est un compromis entre ces objectifs, c'est-à-dire qui domine toutes les autres éoliennes sur au moins un des deux objectifs. Chaque point représente une éolienne sélectionnable en fonction d'un critère complémentaire à spécifier, à savoir des paramètres spécifiques de l'éolienne, de la facilité de fabrication, etc. Dans le coin inférieur gauche sont regroupés les individus ayant une faible AEP tout en ayant une faible masse tandis que dans le coin supérieur droit, nous avons les individus les plus lourds et les plus producteurs. De plus, il n'y a pas 200 individus représentés, mais 156 puisque les individus équivalents en termes de paramètres de conception (sous la discrétisation imposée) présents dans la dernière génération ont été supprimés.

Les résultats montrent une grande diversité dans les valeurs d'objectifs trouvées. Ces dernières vont d'une masse de 12.752 *Tonnes* à 531 *Tonnes* et des AEP de 0 *GWh* à 11.419 *GWh*. Ces valeurs sont dans les limites des valeurs trouvées lors de l'optimisation mono-objectif, de plus, les valeurs intermédiaires entre ces point extremums sont également atteintes, ce qui montre que l'optimisation multi-objectifs a bien balayé l'ensemble de l'espace de performance. On peut voir à la forme générale du front que la relation masse vs AEP n'est pas triviale, et qu'il existe des sauts de performances avec des éoliennes qui sont rassemblées par groupes dont les valeurs d'AEP et de masse sont semblables.

Paramètres des éoliennes

Les paramètres associés sont représentés figure 4.14.

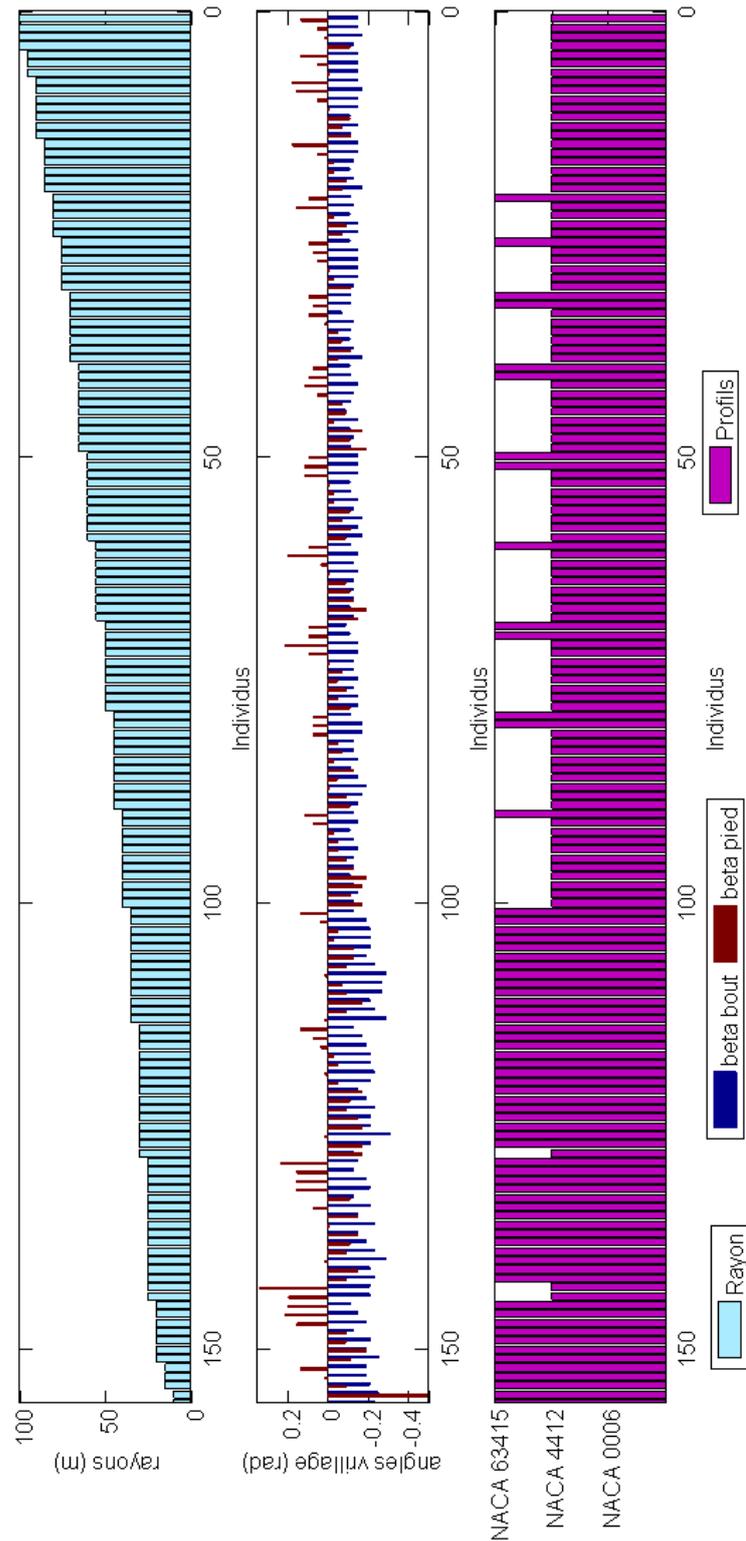


FIGURE 4.14 – Paramètres des éoliennes simple rotor définis par l’algorithme d’optimisation

Les individus décrits dans la figure 4.14 sont classés dans l'ordre d'apparition dans le front de Pareto de la droite vers la gauche. L'individu n°156 est celui situé en bas à gauche du front de Pareto tandis que l'individu n°1 est celui situé en haut à droite. Le premier graphe représente la taille du rotor de chaque éolienne, le second les angles de pied et de bout de pale et le dernier le profil NACA appliqué. La lecture des paramètres d'un individu se fait verticalement sur les trois graphes.

Les individus présents sur le front présentent une grande diversité en termes de paramètres également. On peut voir que le paramètre de la taille du rotor est très important dans le classement selon le front puisque la variation de la taille du rotor est proportionnel avec la variation de l'AEP et de la masse. Ce critère est donc directement lié à la variation des deux performances. En ce qui concerne la répartition des angles, celle-ci peut varier dans une certaine plage sans changer radicalement les résultats en termes de masse et d'AEP. On remarque néanmoins que les groupes d'éoliennes trouvés dans le front correspondent à une même taille de rotor et une variation dans les angles, ce qui signifie que ce paramètre est plutôt secondaire et permet d'ajuster les performances une fois les grandes lignes données par la taille du rayon.

Enfin, en ce qui concerne les profils trouvés, seuls deux des trois profils proposés sont finalement exprimés, avec un profil NACA 1412 pour les éoliennes de grande AEP et une grande masse et un profil NACA 63415 pour les éoliennes de plus petite taille. On constate néanmoins que ponctuellement, les performances d'un profil ou d'un autre peuvent se ressembler en fonction des angles de pale associés.

Nous avons donc ici un exemple de diversité de paramètres conduisant à des performances équivalentes, ce qui donne une latitude de choix dans les paramètres finaux en fonction de critères extérieurs à l'optimisation. Ce front de Pareto fournit des instanciations d'éolienne mono-rotor que nous pourrions comparer par la suite avec les technologies à double rotor.

4.4.6 Éolienne contra-rotative

Problème d'optimisation

Nous allons maintenant effectuer la même optimisation sur l'éolienne double rotor en configuration contra-rotative. Cette fois-ci, les paramètres à déterminer sont à la fois ceux du premier ainsi que du second rotor. L'appartenance au rotor amont est indiquée par le chiffre 1 tandis que l'appartenance au rotor aval est indiquée par le chiffre 2. Ces derniers sont répertoriés dans la table 4.9.

Nous avons ici 12 paramètres variables. Avec la discrétisation des paramètres imposés et en comptant trois valeurs de NACA possibles par rotors, nous obtenons 3.95×10^{11} configurations possibles d'éoliennes pour les cas de technologies double rotor. La population est ici encore de 200 individus évoluant sur 200 générations.

Front de Pareto

Le front de Pareto obtenu pour l'éolien contra-rotatif est représenté figure 4.15.

La figure 4.15 présente en abscisse la masse et en ordonnées l'AEP. Chaque point de la figure est une éolienne contra-rotative optimale au sens de Pareto. Sur cette dernière, on peut voir que la

4.4. OPTIMISATION MULTI-OBJECTIFS NON PONDÉRÉS : NSGA-II

Rotor concerné	Caractéristique	Plage de variation	Discrétisation	Symbole	Unité
Rotor 1	Rayon de la pale	[10 100]	19	R_1	[m]
	Angle de vrillage pied de pale	[-1.57 1.55]	105	β_{pied1}	[rad]
	Angle de vrillage bout de pale	[-1.57 1.55]	105	β_{bout1}	[rad]
	Profil 0006	[0 1]	0	0	0
	Profil 4412	[0 1]	0	0	0
	Profil 63415	[0 1]	0	0	0
Rotor 2	Rayon de la pale	[10 100]	19	R_2	[m]
	Angle de vrillage pied de pale	[-1.57 1.55]	105	β_{pied2}	[rad]
	Angle de vrillage bout de pale	[-1.57 1.55]	105	β_{bout2}	[rad]
	Profil 0006	[0 1]	0	0	0
	Profil 4412	[0 1]	0	0	0
	Profil 63415	[0 1]	0	0	0

TABLE 4.9 – Paramètres variables double rotor

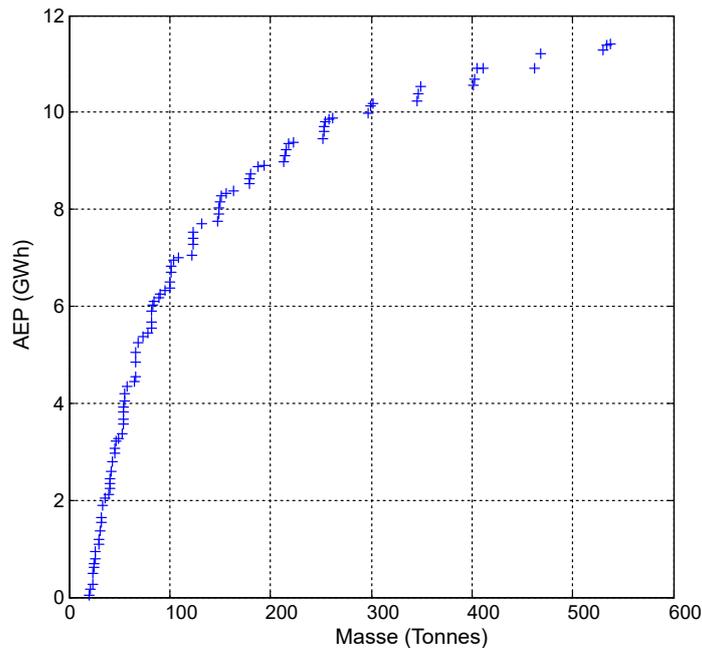


FIGURE 4.15 – Front de Pareto obtenu pour une éolienne contra-rotative

répartition du front de Pareto s'approche de celle déterminée pour l'éolienne simple. Il y a 193 individus signifiants sur le front. Devant le nombre d'individus à représenter, nous choisissons d'en représenter 1 sur 2 dans un souci de lisibilité des résultats.

Nous avons une grande diversité de performances allant d'une éolienne ayant une AEP de 0.034 *GWh* pour une masse de 19.57 *Tonnes* pour la plus petite d'entre jusqu'à 11.42 *GWh* et 327.1 *Tonnes*. Ces valeurs sont encore une fois à l'intérieur des limites fixées par les optimisations mono-objectif. Il existe là encore des sauts de performance entre des groupes d'éoliennes même si ces

4.4. OPTIMISATION MULTI-OBJECTIFS NON PONDÉRÉS : NSGA-II

derniers sont assez peu marqués pour des éoliennes de faible masse et commence à être significatifs pour des éoliennes d'une masse d'environ 200 *Tonnes*.

Paramètres des éoliennes

Les paramètres des éoliennes composant le front de Pareto sont présentés dans la figure 4.16.

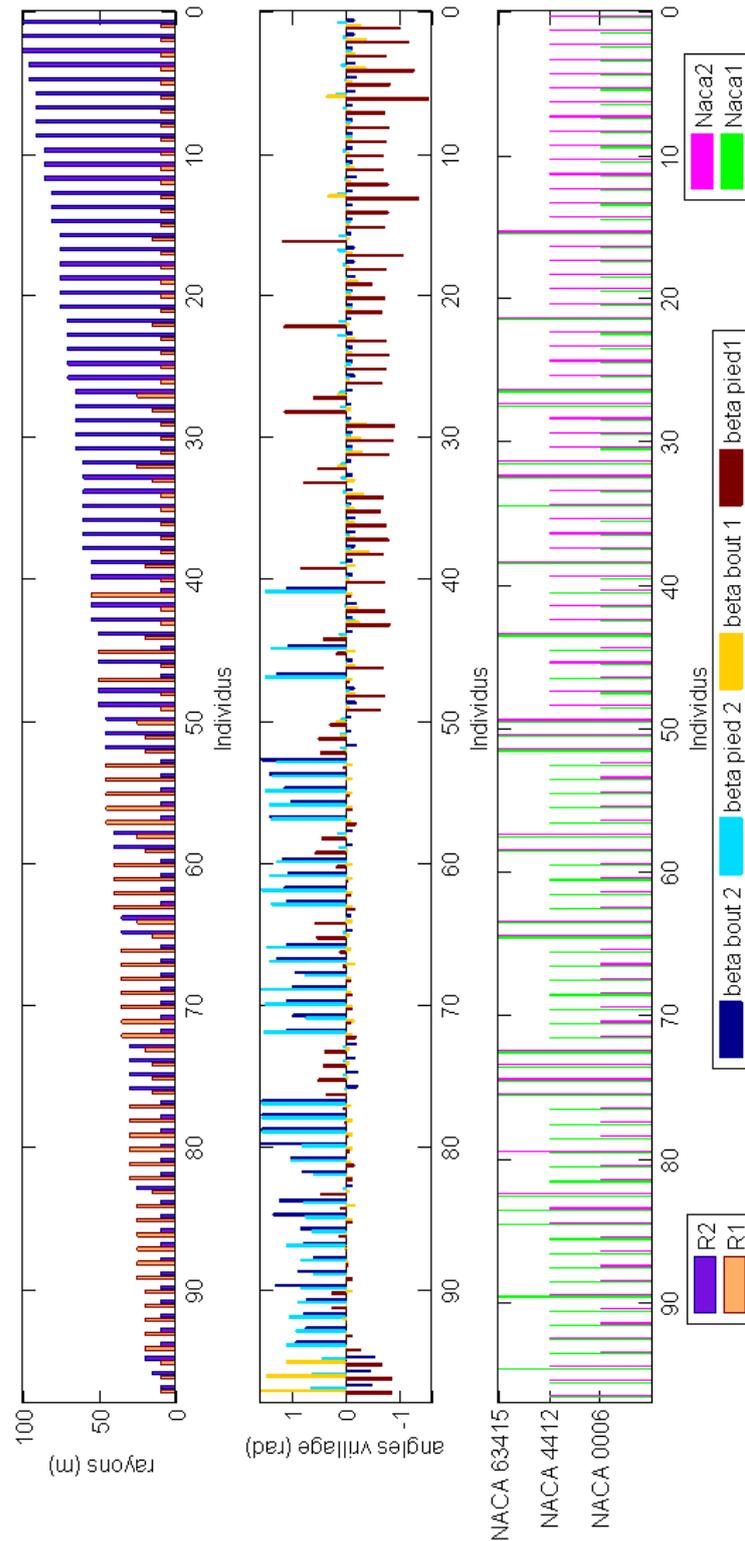


FIGURE 4.16 – Paramètres des éoliennes contra-rotatives définis par l’algorithme d’optimisation

Encore une fois, les individus sont classés dans l'ordre d'apparition dans le front avec le n°97 en bas à gauche du front et le n°1 en haut à droite. Les paramètres sont présentés pour chaque individu avec en premier le paramètre du rotor n°1 et en second celui du rotor n°2. Pour les angles, chaque individu en possède 4, présentés dans le graphe de la façon suivante : angle en pied de pale n°1, angle en bout de pale n°1, angle en pied de pale n°2, angle en bout de pale n°2. Par exemple, l'individu n°1 ayant l'AEP la plus élevée possède un premier rotor de 10 m, un second rotor de 100 m ainsi que des angles de première pale allant de -1 rad (-57.3°) en pied de pale à -0.28 rad (-16.0°) en bout de pale et de seconde pale allant de 0.14 rad (8.02°) à -0.16 rad (-9.17°). En ce qui concerne les profils, celui du premier rotor est un NACA 0006 et celui du second rotor un profil NACA 4412.

On peut voir dans la figure 4.16 que les individus les plus lourds et possédant la plus grande AEP sont composés d'un rotor de très grande taille et d'un autre très petit. Le rotor privilégié est le second rotor, comme dans le cas de l'optimisation multi-objectifs pondérés. On peut interpréter ce résultat comme un rotor étant affecté à la production d'énergie et l'autre ayant pour objectif de minimiser la masse. Les angles du 1^{er} rotor dans le cas des grandes AEP sont négatifs afin de limiter le couple fourni (et donc la masse des composants) tandis que la répartition des angles du second rotor est plus classique avec un angle de pied de pale positif et l'angle de bout de pale négatif de faibles valeurs. En ce qui concerne les profils proposés, il s'agit pour le 1^{er} rotor du NACA 0006 et du second du NACA 4412, ceci encore dans le but de respectivement minimiser la masse du rotor 1 et maximiser le retour énergétique du rotor 2.

Pour les individus à partir du n°50 (soit pour une masse inférieure ou égale à 100 Tonnes), les rotors amont peuvent devenir prépondérants par rapport aux rotors aval. Dans ce cas, il y a une inversion des rôles avec un rotor amont plus grand et un rotor aval réduit au minimum. Dans ces cas, les angles du 1^{er} rotors deviennent positifs avec un angle de pied de pale supérieur à l'angle en bout de pale. On constate cependant que les angles du second rotor (bleu ciel et bleu marine) deviennent très grands dans les positifs. On constate également dans ce cas un NACA 4412 pour le 1^{er} rotor et un NACA 0006 pour le second.

Il existe quelques individus isolés pour lesquels les tailles de rotors amont et aval sont plus proches. Dans ce cas, les valeurs d'angles sont pour les deux rotors supérieurs en pied de pale qu'en bout de pale. Dans ces cas, on voit également que les profils utilisés sont des NACA 63415 pour les deux rotors. Ces configurations étant intercalées avec d'autres plus spécifiques, elles sont encore une fois un exemple de paramètres technologiques alternatifs permettant d'obtenir des performances semblables à d'autres configurations plus spécifiques. Enfin, pour les individus les moins lourds, on peut voir que les deux rotors sont réduits à la portion congrue tandis que les valeurs de bout de pale du 1^{er} rotor deviennent plus élevées que toutes les autres.

L'optimisation d'éoliennes contra-rotatives permet de fournir des éoliennes optimales au sens de Pareto diversifiées aussi bien en termes de valeurs d'objectifs atteintes que dans les paramètres de conceptions proposés. La relation paramètres/valeur d'objectifs et son évolution le long du front n'étant pas triviale, l'optimisation est un outil essentiel pour fournir cet ensemble d'individus représentant la technologie contra rotative. Ces derniers pourront à leur tour être comparée avec les autres technologies éoliennes.

4.4.7 Éolienne co-rotative

Problème d'optimisation

Nous allons enfin appliquer l'optimisation NSGA-II à la configuration co-rotative. Les paramètres utilisés et les variables sont exactement les mêmes que celles décrites dans le paragraphe consacré à l'éolien contra-rotatif 4.4.6. La seule différence est le sens de rotation du second rotor qui tourne désormais dans le même sens que le premier rotor.

Front de Pareto

Les résultats d'optimisation dans l'espace des solutions sont indiqués dans le front de Pareto de la figure 4.17. Il y a au total 192 individus significatifs. Nous prenons encore une fois un individu sur deux pour la lisibilité des résultats.

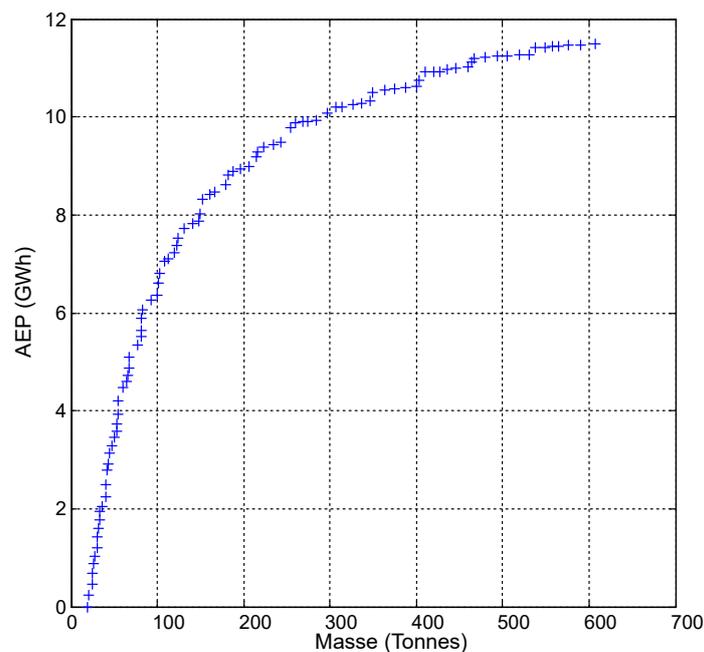


FIGURE 4.17 – Front de Pareto obtenu pour une éolienne co-rotative

La figure 4.17 représente le front de Pareto pour les éoliennes co-rotatives. Les abscisses représentent la masse des éoliennes et les ordonnées leur AEP. Les 96 individus sont numérotés selon les masses décroissantes. Les performances du front vont d'une masse de 19.00 *Tonnes* et une AEP nulle jusqu'à une masse de 607.11 *Tonnes* et une AEP de 11.49 *GWh*. Ces valeurs sont conformes à celles trouvées dans le cas mono-objectif.

Ce front de Pareto présente la meilleure continuité de performance de toutes les configurations étudiées jusqu'à présent. De plus, elle présente les éoliennes ayant les performances AEP et masse les

plus élevées de toutes les études multi-objectifs menées. Le processus d'optimisation fournit un ensemble d'instanciations d'éoliennes co-rotatives pouvant être comparé avec les technologies simple rotor et contra-rotative.

Paramètres des éoliennes

Les paramètres des éoliennes du front sont recensés dans la figure 4.18.

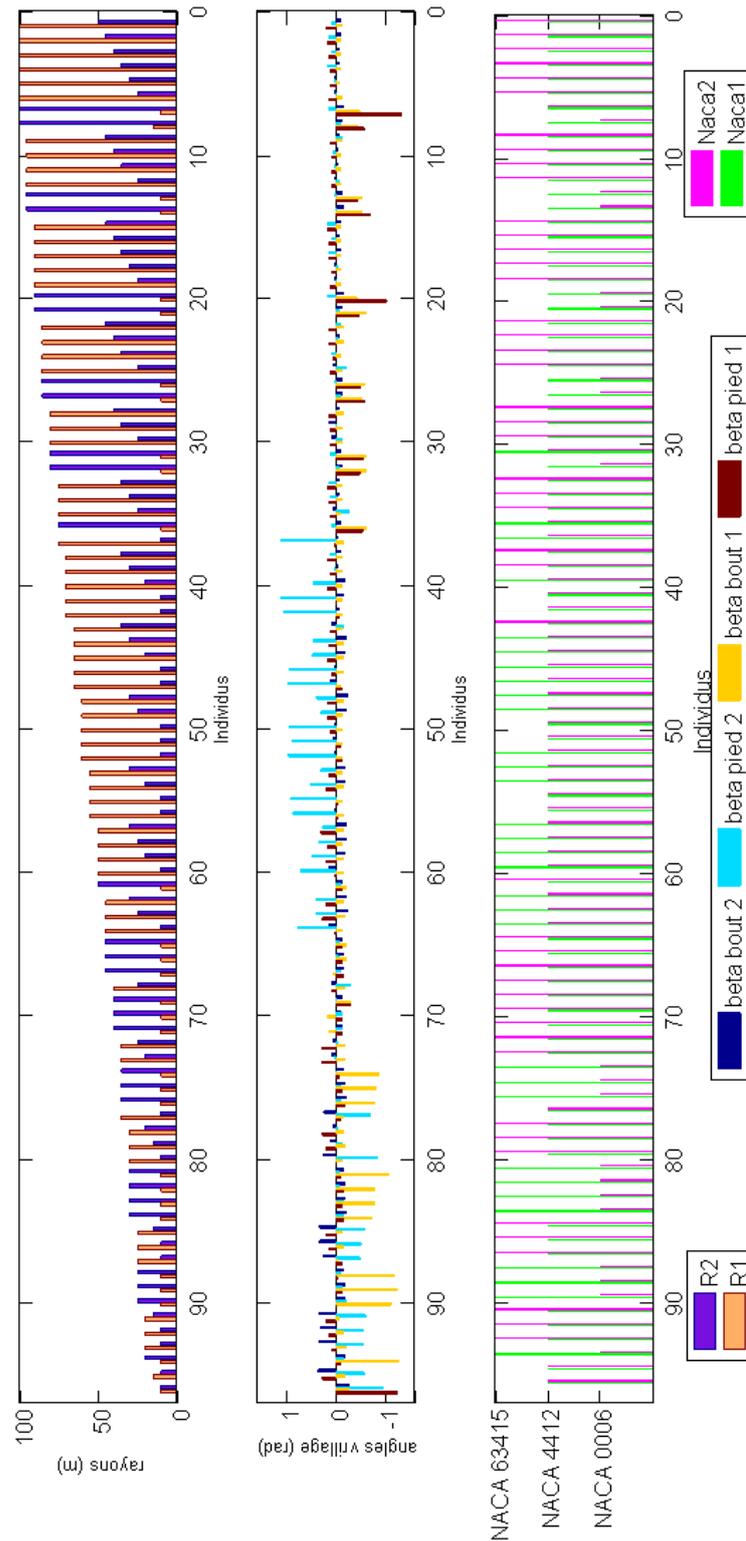


FIGURE 4.18 – Paramètres des éoliennes co-rotatives définis par l’algorithme d’optimisation

4.5. BILAN DES RÉSULTATS D'OPTIMISATION

La description des individus est la même que pour le cas contra-rotatif avec des individus numérotés des plus au moins lourds et pour chaque individu les paramètres présentés pour le 1^{er} puis 2nd rotor. Pour les angles de vrillage, le pied de pale est suivi du bout de pale.

La figure 4.18 montre que pour le contra-rotatif les individus lourds et de grande AEP présentent cette fois-ci un rotor principal avec le rotor amont. Le rotor aval peut ensuite prendre différentes tailles pour moduler masse et AEP, jusqu'à des tailles de 50 *m*. Pour les 35 premiers individus, c'est-à-dire pour des masses supérieures ou égales à 250 *Tonnes*, les angles ont tous le même profil avec des angles faibles et de pied de plus grand que les angles de bout pour chaque rotor respectivement. Les profils déterminés sont pour ces masses un NACA 4412 pour le premier rotor et un NACA 63415 pour le second. Il existe des paliers assez peu prononcés lorsque la taille du rotor amont diminue, un palier est créé par le balayage de la taille du rotor aval. Quelques éoliennes avec un rotor aval prépondérant s'intercalent dans les paliers, ce qui fournit une solution technologique alternative. Dans ces cas, les profils utilisés sont des NACA 4412 pour le premier rotor et NACA 0006 pour le second. Ces éoliennes sont également caractérisées par un angle de pied de la première pale ayant une valeur négative élevée.

À partir des individus n°40 (200 *Tonnes*), les rotors amonts restent majoritairement prépondérants, mais les angles de pied de la seconde pale ont des valeurs positives plus élevées. Les profils proposés restent les NACA 4412 et 63415.

Enfin, pour les éoliennes les plus légères et les moins performantes en AEP les deux rotors peuvent devenir tour à tour dominants, les angles de bout de la première pale deviennent majoritairement négatifs. Certains rotors possèdent le profil 0006.

4.5 Bilan des résultats d'optimisation

4.5.1 Temps de calcul

Les optimisations effectuées ici n'ont pas vocations à être exécutées continuellement comme ce pourrait être le cas par exemple pour un suivi de performances au cours du temps ou de pilotage en temps réel. L'objectif étant ici de proposer des conceptions d'éolienne, on peut accepter un calcul de l'ordre de plusieurs jours puisque ce dernier n'est exécuté qu'une seule fois. Néanmoins, il faut que le temps de résolution reste raisonnable. Les éoliennes multi-rotors demandent de l'ordre de deux fois plus de temps de calcul que les éoliennes mono-rotor. Il n'y a pas de différence significative de temps de calcul entre le contra-rotatif et le co-rotatif.

Les temps donnés sont pour les calculs d'éoliennes multi-rotors effectués sur le serveur de calcul du laboratoire. Pour l'optimisation mono-objectif avec l'algorithme PSO, le temps de calcul est de l'ordre de la journée dans le cas multiple-rotor. La complexité de cet algorithme est de $O(IN)$ avec I nombre d'itérations et N nombre d'individus dans la population. Pour 100 individus et 100 itérations, cela représente 10 000 calculs.

En ce qui concerne l'algorithme d'optimisation multi-objectifs NSGA-II, ce dernier est plus long et les calculs prennent environ cinq jours. Le temps de calcul de la fonction d'évaluation n'étant pas négligeable, la complexité de l'algorithme est de l'ordre de $O(GN)$ avec G nombre de générations et

N nombre d'individus dans la population. Pour une population de 200 individus sur 200 générations, nous avons 40 000 calculs menés. Bien que ces valeurs de temps de calcul soient assez élevées, elles restent raisonnables dans l'optique d'un calcul unique de dimensionnement.

4.5.2 Optimisation multi-objectifs non pondérés : Critères d'évaluation d'un front de Pareto

Pour les optimisations multi-objectifs, les fronts ont été analysés un à un. Nous cherchons maintenant à exprimer la performance relative d'un front de Pareto comparativement à un autre front. Pour rappel, un front de Pareto présente l'ensemble des solutions telles qu'aucune d'entre elle ne soit dominée sur l'ensemble des fonctions objectifs, il faut sélectionner une instance d'éolienne parmi celles du front ultérieurement. La comparaison des performances globales d'un front permet de donner une idée des performances moyennes des éoliennes de chaque technologie. Il faut donc trouver des métriques de comparaisons parmi les ensembles de solutions proposées.

Distance du front à un front idéal

Le premier critère de performance d'un front de Pareto est sa distance à un front idéal, minimisant les fonctions objectifs f_1 et f_2 . Cependant, pour une fonction dont l'optimisation est à déterminer, le front idéal est inconnu. Dans ses travaux concernant les optimisations multi-objectifs, Schott définit un critère de performance en approximant le front idéal par sept points situés sur les axes du graphe de l'espace des solutions [157]. Le front est évalué par sa distance à ces sept points idéaux. Ces points sont définis de la façon suivante :

- Un point est situé à l'origine du graphe au point $(0,0)$.
- Un point est ajouté sur chaque axe à la valeur maximale atteinte par les individus du front sur cet axe.
- Deux points sont ajoutés sur chaque axe, équirépartis entre le point à l'origine et la valeur maximale sur cet axe.

Les points de référence sont représentés figure 4.19.

Une fois ces points définis, la performance du front de Pareto se calcule en prenant la moyenne des distances entre chaque point de référence et le point du front lui étant le plus proche. La population minimisant ce critère sera celle s'approchant au mieux du front idéal. Ce critère est décrit dans l'équation 4.5 en prenant comme ensemble des points de référence $P_{ref} = \{p_r^1, \dots, p_r^7\}$ et comme ensemble des points du front à évaluer $P_f = \{p_f^1, \dots, p_f^N\}$.

$$D = \frac{1}{7} \cdot \sum_{p \in P_{ref}} \min_{p \in P_f} \left(\sqrt{(x_{ref} - x_f)^2 + (y_{ref} - y_f)^2} \right) \quad (4.5)$$

Avec N le nombre de points dans le front.

Espacement des points au sein d'un front

Un autre critère de performance d'un front de Pareto est de proposer des solutions significativement

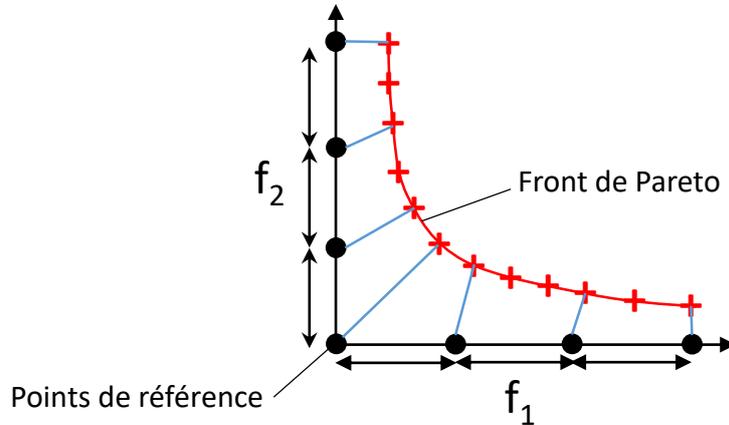


FIGURE 4.19 – Définition des points de référence pour la performance d'un front

différentes les unes des autres pour laisser une latitude de décision maximale dans le choix de la solution unique prise dans un second temps. Avoir des solutions différentes au sein d'un front peut se traduire par la distance moyenne entre les points du front dans l'espace des performances. Schott définit un critère d'espacement en prenant l'écart-type de la distance entre les points du front et le point du front qui lui est le plus proche. Ce critère est décrit par l'équation 4.6.

$$S = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\bar{d} - d_i)^2} \quad (4.6)$$

Avec d_i la distance du point i avec le point le plus proche parmi tous ceux du front, \bar{d} la moyenne de ces distances et N le nombre de points dans le front.

4.5.3 Optimisation multi-objectifs non pondérés : Comparaison entre les fronts

Nous allons comparer les résultats des optimisations multi-objectifs des éoliennes de notre cas d'étude. Nous voulons avant tout déterminer dans cette partie quelle est la technologie permettant d'obtenir un ensemble de solution le plus performant possible en masse et AEP, mais aussi le plus diversifié possible afin d'avoir un large panel de choix pour l'implémentation.

Les fronts de Pareto pour l'éolienne simple, contra-rotative et co-rotative sont indiqués sur reportés figure 4.20.

On peut voir dans la figure 4.20 que pour toutes les technologies optimisées, les performances excèdent la performance de l'éolienne Vestas de référence. On peut également voir des tendances générales se dessiner entre les fronts. Le front de l'éolien simple rotor semble plus performant en termes de proximité d'un front idéal située le long de l'axe de l'AEP par rapport aux fronts des éoliennes multi-rotors. Le front de l'éolien co-rotatif semble quant à lui mieux diversifié dans les valeurs d'objectifs obtenues et propose les solutions les plus élevées en AEP et masse.

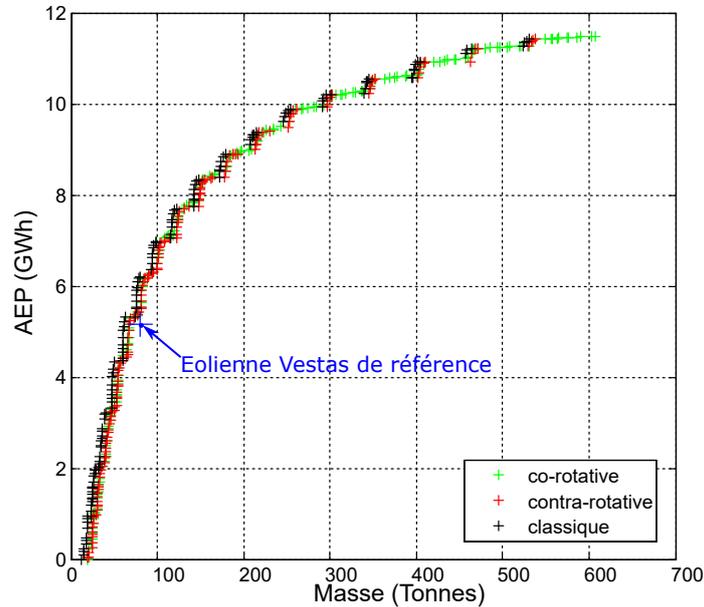


FIGURE 4.20 – Ensemble des fronts de Pareto de chaque configuration d'éolienne

Les métriques d'évaluation de ces fronts sont présentées dans la table 4.10. Ces dernières sont calculées sur le front des deux objectifs à minimiser (masse et $10^{20} - AEP$, cf. paragraphe 4.4.3), afin de définir les points de référence sur les axes d'ordonnées et abscisses. Ceci explique les valeurs élevées des métriques obtenues.

Front	distance (D)	espacement (S)
Éolien simple rotor	8.7838×10^9	2.66×10^7
Éolien contra-rotatif	8.7888×10^9	2.83×10^7
Éolien co-rotatif	8.7203×10^9	3.62×10^7

TABLE 4.10 – Performances fronts de Pareto

On peut voir dans la table 4.10 que les trois technologies présentent des distances comparables au front idéal, avec une légère prédominance de l'éolien co-rotatif. Ce dernier présente la meilleure valeur de dispersion de toutes les technologies. Le front simple rotor est quant à lui meilleur en termes de distance au front idéal que le contra-rotatif, mais ce dernier est meilleur que l'éolien simple en termes de dispersion.

Cette meilleure performance de l'éolien co-rotatif dans notre cas d'étude est avant tout dû à ses performances pour les éoliennes de fort AEP et de masse importante où le front de Pareto se détache nettement de ceux des autres technologies. En revanche, pour des éoliennes d'une taille équivalente à la Vestas V90-1.8MW, l'éolien simple rotor possède le front le mieux adapté quand les fronts contra et co-rotatif se superposent presque.

4.5. BILAN DES RÉSULTATS D'OPTIMISATION

On peut voir dans la forme des fronts qu'il y a une sorte d'effet seuil à l'augmentation de la masse de l'éolienne. En effet, dans un premier temps, une augmentation de masse permet une augmentation significative de l'AEP, mais il y a une valeur limite (environ 200 *Tonnes*) pour laquelle la pente de la courbe diminue et l'augmentation de masse devient moins "rentable" en AEP. Cela explique le fait que pour des grandes AEP, les éoliennes double rotor cherchent en priorité à diminuer la masse en proposant un des deux rotors très petit par rapport à l'autre. On note d'ailleurs que l'éolienne de référence Vestas se situe dans la partie d'augmentation rapide de l'AEP par rapport à la masse.

On peut enfin noter que les éoliennes optimisées ont des performances supérieures à celles de l'éolienne Vestas de référence. Or les paramètres de conception sont relativement limités comparativement à l'éolienne V90-1.8MW, avec deux valeurs d'angles de vrillages données contre toute une progression le long de la pale pour la Vestas. Les meilleures performances peuvent s'expliquer par des pertes supplémentaires présentes dans le système réel ainsi que des critères de performances choisis différents pour ce dernier avec l'importance du coût et de l'intégrité structurelle de l'éolienne, ces considérations pouvant nuire aux critères masse et AEP.

4.5.4 Optimisation multi-objectifs non pondérés : Comparaison entre individus

Individus sélectionnés

L'optimisation multi-objectifs permet de proposer un ensemble d'individus Pareto-optimaux pour chaque technologie. Ces ensembles d'individus peuvent être comparés entre eux. Néanmoins, pour choisir une instanciation d'éolienne, il faut effectuer un choix a posteriori sur le front. Nous allons maintenant nous intéresser à des individus en particulier dans le front de Pareto présentant des performances similaires afin de pouvoir comparer les technologies associées. Pour sélectionner des individus dans un front, il faut établir des critères de choix supplémentaires. Nous allons nous intéresser aux individus de chaque technologie dont les performances sont les plus proches de ceux de l'éolienne industrielle de référence Vestas et dont les AEP sont significativement différentes.

La figure 4.21 représente une portion des fronts de Pareto contenant ces individus.

On peut voir dans la figure 4.21 la meilleure performance du front de l'éolien simple pour des éoliennes de ces masses et AEP. Les caractéristiques détaillées de ces éoliennes, à la fois en performances et en caractéristiques, sont regroupées dans la table 4.11.

Les angles indiqués dans la table 4.11 pour l'éolienne de référence sont ceux obtenus par régression linéaire à partir des points définissant la répartition des angles pour l'éolienne Vestas V90-1.8MW dans le paragraphe 3.1.3 du chapitre 3, cette dernière n'étant pas linéaire.

La table 4.11 montre que toutes les éoliennes optimisées sont supérieures en performances que l'éolienne de référence avec 7.0% d'augmentation de l'AEP dans le cas mono-rotor, 4.3 % dans le cas contra-rotatif et 5.3 % dans le cas co-rotatif comparativement à la valeur de l'éolienne de référence. Parmi les éoliennes optimisées, l'éolienne simple rotor possède de meilleures performances que les éoliennes multi rotors. Ces dernières possèdent des performances proches avec un avantage en masse et AEP pour le co-rotatif.

4.5. BILAN DES RÉSULTATS D'OPTIMISATION

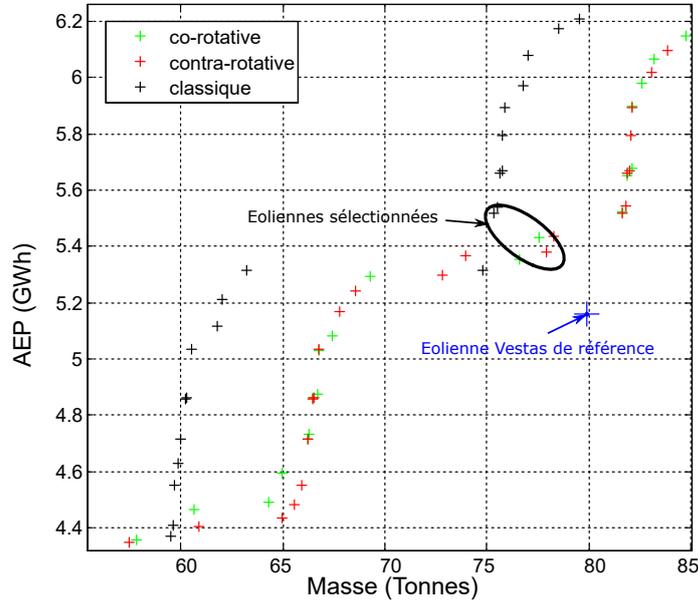


FIGURE 4.21 – Choix d'une éolienne de chaque technologie dans les fronts de Pareto

	Éolienne	Simple rotor	contra-rotatif	co-rotatif	référence
Performances	AEP (<i>GWh</i>)	5.517	5.381	5.433	5.158
	Masse (<i>Tonnes</i>)	75.36	77.9	77.6	79.9
Paramètres	Taille rotor amont (<i>m</i>)	45	25	40	45
	Taille rotor aval (<i>m</i>)	∅	40	25	∅
	Angle pied pale amont (°)	-5.16	33.8	11.5	35.5
	Angle bout pale amont (°)	-9.74	-5.73	-10.9	-8.39
	Angle pied pale aval (°)	∅	1.15	-19.5	∅
	Angle bout pale aval (°)	∅	-5.73	6.30	∅
	Profil pale rotor amont	4412	63415	63415	63415
	Profil pale rotor aval	∅	63415	4412	∅
Contraintes	Contrainte maximale (<i>Mpa</i>)	382	212	246	421

TABLE 4.11 – Performances d'individus proches extraits des fronts de Pareto

Dans les multi-rotors, on peut voir que dans le cas contra-rotatif, le rotor amont est plus grand que le rotor aval tandis que pour la technologie co-rotative, le rotor aval est prédominant. Les tailles des rotors dominants sont équivalentes pour toutes les éoliennes. Néanmoins, pour des AEP équivalentes, la technologie mono rotor conserve un rotor plus grand que les autres technologies. Cette diminution de la taille maximale des rotors dans le cas multi rotor pourrait être bénéfique dans le cas d'une étude de la pollution visuelle ou sonore.

Les valeurs d'angles de pied de pale sont plus faibles pour les éoliennes optimisées que pour l'éolienne de référence et atteignent même des valeurs négatives. De plus, pour chaque rotor prépondérant, les angles de pied de pale sont plus élevés que les angles de bout de pale. Le profil

63415 est privilégié pour la plupart des cas sauf pour le simple rotor optimisé.

Enfin, on peut voir que les éoliennes optimisées ont une contrainte maximale bien inférieure à celle de la référence. De plus, la contrainte simple rotor est plus élevée que la contrainte co-rotative elle-même plus élevée que la contra-rotative. On peut voir une corrélation des valeurs contrainte-AEP pour les éoliennes optimisées avec une contrainte augmentant avec l'AEP. Ce critère est intéressant puisqu'avec des contraintes mécaniques inférieures, il est possible d'envisager d'autres matériaux de construction et ainsi réduire le poids de l'éolienne ou encore l'impact environnemental de cette dernière.

Fonctionnement en post décrochage

Une caractéristique surprenante de l'éolienne mono-rotor optimisée est la valeur des angles de vrillages proposés. En effet, contrairement à l'éolienne de référence, ces derniers sont négatifs (avec toujours un angle de pied de pale supérieur à l'angle en bout de pale). Lorsque nous regardons les angles d'attaques associés à de tels angles de vrillage, on constate que ces derniers sont situés autour 40° en moyenne. Cet effet provient d'un comportement propre aux données aérodynamiques utilisées. En effet, sur les courbes des coefficients de portance en fonction de l'angle d'attaque (figure 4.22), nous pouvons voir que les performances des profils utilisés se fondent en une même courbe autour de 40° d'angle. Ce ressaut de valeur de C_L intervient après le décrochage aérodynamique du profil, signalé par une chute caractéristique du coefficient de portance entre 10 et 20° .

Après un angle d'attaque de 20° , nous sortons du cadre de la théorie du profil mince et entrons dans la physique de post-décrochage du profil. Ce comportement aérodynamique de reprise de portance après le décrochage a été décrit par l'expérience ainsi que dans les modèles d'extrapolation [137, 158]. Cette valeur de coefficient de portance peut être élevée, mais la finesse globale du profil reste faible après décrochage à cause de l'augmentation du coefficient de traînée (Cf. figure 4.2). C'est ce qui explique les plus grandes valeurs de contraintes obtenues pour des éoliennes possédant de tels angles. Néanmoins, tant que les valeurs de contraintes sont inférieures à la contrainte maximale admissible, la distribution d'angle de vrillage mettant la pale en situation de post décrochage permettent d'obtenir de bonnes performances en termes d'AEP et de masse.

Étude des courbes de puissance des individus

Nous allons étudier la courbe de puissance de chacune de ces éoliennes pour comprendre l'obtention de leurs performances respectives. Ces dernières sont représentées figure 4.23.

On peut voir dans la figure 4.22 que pour toutes les vitesses de vent, la puissance des éoliennes multi-rotor est supérieure à la puissance de la référence. Pour l'éolienne simple optimisée en revanche, cette dernière devient plus performante que l'éolienne de référence à partir d'une vitesse de vent de 6.5 m/s . Elle devient également plus performante que les éoliennes multi-rotor à partir de 8 m/s . Pour les éoliennes multi-rotors, la courbe de l'éolienne co-rotative est en tous points supérieure à la courbe contra-rotative. Malgré leur optimisation, ces dernières ne dépassent pas la limite de Betz bien que cela soit théoriquement possible.

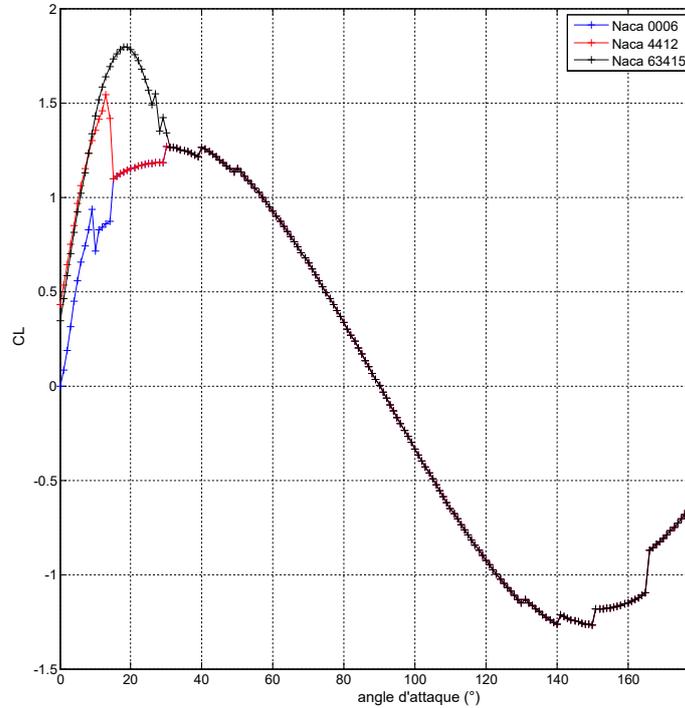


FIGURE 4.22 – Coefficients de portance pour les différents profils aérodynamiques en pré et post décrochage pour $Re = 3.10^6$

Pour relier ces courbes à l'AEP produite, il faut prendre en compte la distribution de Weibull, qui est pour rappel celle retrouvée en région PACA. Cette dernière est représentée figure 4.24

Étude de l'énergie produite en fonction de la vitesse de vent

L'énergie produite pour chaque pas de vitesses de vent pour chaque éolienne est finalement représenté figure 4.25.

On peut voir sur la figure 4.25 que pour les faibles vitesses de vent, l'éolienne simple optimisée produit moins d'énergie que toutes les autres éoliennes. Mais à partir de 7 m/s l'énergie produite par cette dernière devient prépondérante. D'après la courbe de Weibull associée, les probabilités d'occurrence de vitesses de vent décroissent à partir d'un vent de 5 m/s . Or, malgré cette baisse de probabilité, la puissance contenue dans le vent est proportionnelle au cube de la vitesse. C'est pourquoi l'éolienne simple qui possède la courbe $P=f(V_0)$ la plus performante à haute vitesse de vent récupère le plus d'énergie au total.

À partir d'une vitesse de 12 m/s , la puissance nominale de la génératrice est atteinte pour toutes les technologies et toutes les contributions sont donc identiques. Enfin, au-dessus d'une vitesse de 20 m/s , l'énergie récupérée devient négligeable, car malgré la grande puissance du vent à ces vitesses, ces dernières ont une faible probabilité d'advenir.

4.5. BILAN DES RÉSULTATS D'OPTIMISATION

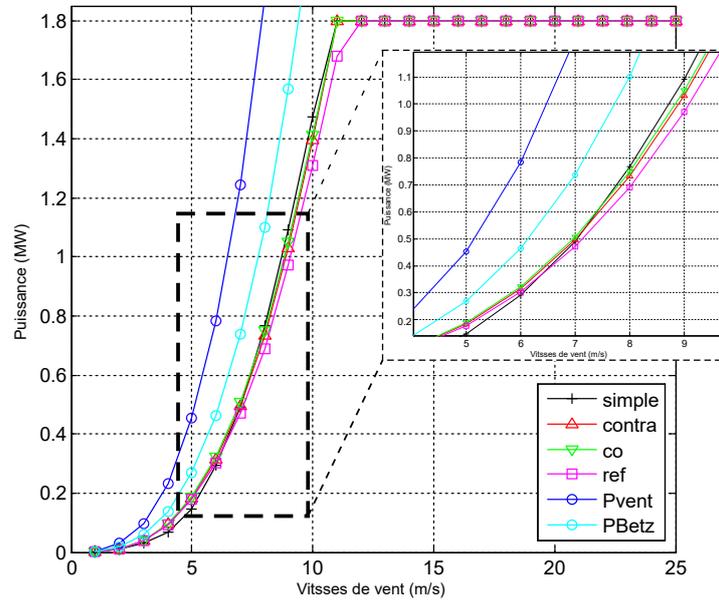


FIGURE 4.23 – Courbes de performances $P=f(V_0)$ des individus

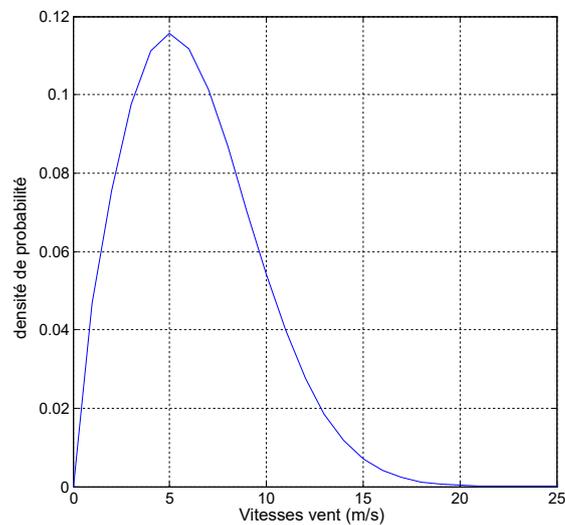


FIGURE 4.24 – Courbes de Weibull région PACA

4.5.5 Conclusion

La méthode de comparaison entre les technologies éoliennes a été rendue possible par la création d'un outil adapté prenant en compte les comportements multiphysiques des éoliennes ainsi que des algorithmes d'optimisation afin de trouver une ou des instances des éoliennes les mieux adaptées à

4.5. BILAN DES RÉSULTATS D'OPTIMISATION

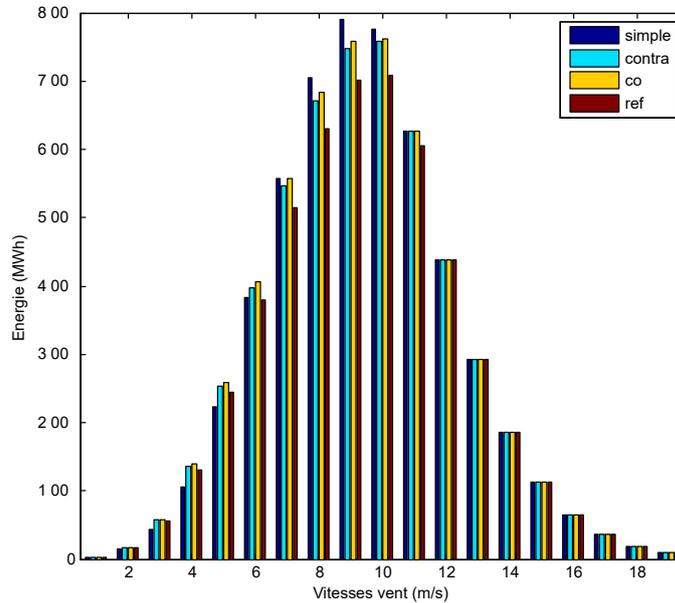


FIGURE 4.25 – Production d'énergie par plages de vitesses de vent considérées

un environnement donnée pour des critères de performance choisis. Cet outil peut être utilisé pour la conception et le dimensionnement d'éoliennes simple ou double rotor adaptées à une zone géographique. L'optimisation multi-objectifs non pondérés permet notamment de proposer un ensemble d'éoliennes dont les performances et les caractéristiques sont très variées, ce qui permet de laisser au concepteur le choix de l'éolienne finalement employée. De plus, l'outil permet de trouver des combinaisons de paramètres éoliens non triviaux, élargissant ainsi l'espace de conception. L'outil développé permet également de comparer les technologies mono rotors et double rotor en comparant les ensembles d'éoliennes ou des individus issus des optimisations.

Concernant les éoliennes multi-rotor, dans le cas d'étude présenté dans ce chapitre, elles permettent d'augmenter la valeur de l'AEP du système comparativement à une éolienne mono-rotor. Cependant, les éoliennes multi-rotors ne permettent pas d'obtenir des compromis entre les performances AEP et poids meilleurs que l'éolien mono-rotor du point de vue de l'ensemble des individus optimisés (comparaison des fronts). Néanmoins, la comparaison entre individus du front montre que des performances similaires entre technologies sont atteintes avec une réduction des contraintes appliquées pour les éoliennes multi-rotors. De plus, cette technologie permet d'augmenter l'énergie récupérée dans le cas d'une surface au sol limitée comparativement à du mono-rotor.

4.5. BILAN DES RÉSULTATS D'OPTIMISATION

Conclusion et perspectives

Conclusion générale

L'énergie éolienne présente une faible émission de gaz à effet de serre et se trouve être une énergie renouvelable. Son développement est un axe majeur des politiques énergétiques mondiales et des scénarii de décarbonation envisagés. Or cette dernière possède des limitations en termes d'efficacité de conversion qui freine son développement. Pour pallier ce problème, des technologies innovantes telles que des éoliennes multi-rotors voient le jour. En prenant des éoliennes double rotor à axe horizontal, deux types de configurations coexistent : celle dont les deux rotors tournent en sens opposés, les éoliennes contra-rotatives et celles dont les deux rotors tournent dans le même sens, les éoliennes co-rotatives. Plusieurs études démontrent que l'ajout d'un rotor permet effectivement d'améliorer les performances du système éolien. Cependant, un tel ajout engendre également un surcoût supplémentaire. Tout l'enjeu de cette thèse est de répondre à la question : "Quelle stratégie de modélisation et d'optimisation permet l'analyse, le dimensionnement et la comparaison d'éolienne à technologie simple et double rotor ?"

Pour répondre à cette problématique, la démarche suivante a été proposée : dans un premier temps, nous avons défini les critères selon lesquels les technologies devaient être comparées. Le critère de performance retenu a été l'Annual Energy Production (AEP), ce dernier représentant les performances intrinsèques de l'éolienne et son adaptation à son environnement puisque prenant en compte la distribution de vent. En ce qui concerne le surcoût engendré, ce dernier est mesuré via le poids des différents composants de l'éolienne. Celui-ci est en effet directement lié aux caractéristiques de l'éolienne et permet à la fois d'avoir un aperçu sur le coût financier associé à sa réalisation, mais aussi environnemental via l'utilisation de matière.

Il a fallu par la suite construire un modèle d'éolienne mono-rotor et multi-rotors permettant de relier la composition technologique des éoliennes aux critères de comparaison définis. Une analyse de la littérature a permis de définir les différentes parties du modèle à utiliser pour réaliser cette démarche de thèse. Pour répondre à la question de recherche, le modèle en question doit être à la fois fidèle afin de mesurer convenablement les performances des éoliennes modélisées, mais également complet pour prendre en compte les différents aspects propres à chaque technologie, notamment la mise en commun de certains éléments (générateur et réducteur) dans le cas double rotor. Le modèle doit aussi rendre compte de la possibilité technique de réalisation de l'éolienne proposée. Pour cela, des aspects aérodynamiques, mécanique, électro-mécaniques ont été pris en compte, ainsi que des aspects ayant trait au contrôle de puissance et de la résistance des matériaux. De plus, ces modèles se doivent de fournir un résultat de calcul rapidement pour permettre un grand nombre de calculs successifs dans une optique d'optimisation. Le calcul devant être lancé une seule fois pour chaque technologie pour un cas d'étude donné, il ne doit pas excéder quelques jours.

Une fois les modèles réalisés et validés, différentes optimisations sont menées pour comparer les meilleurs individus possibles de chaque technologie entre eux. Des optimisations de type mono-objectif permettent de définir les valeurs extrémales atteignables par chaque technologie tandis que des optimisations mono-objectifs pondérés ou multi-objectifs permettent de proposer des compromis entre les deux objectifs définis.

L'analyse de la littérature a permis de mettre en lumière des verrous scientifiques à combler pour

répondre à la problématique en termes de modélisation des phénomènes physiques, des critères de comparaison à prendre en compte et des caractéristiques dimensionnantes de l'éolien ainsi que l'optimisation des technologies. Lors de cette thèse, un modèle BEM adapté aux éoliennes multi-rotors a été développé prenant en compte la distance inter rotors, la position radiale de l'élément de pale et le sens de rotation du second rotor. Ce modèle a été intégré dans un modèle multi-physique pour multi-rotors avec une composante mécanique couplant les deux rotors vers une unique génératrice. Enfin, des algorithmes d'optimisations à la fois mono et multi-objectifs ont été appliqués sur ces modèles dans le but d'obtenir des instances d'éoliennes de chaque technologie pour leur comparaison.

Les contributions de cette thèse sont d'avoir proposé et validé un outil permettant la comparaison entre éolienne simple et double rotor et appliqué ce dernier à un cas d'étude particulier. Cette démarche de recherche a permis de dégager certains résultats notables tels que décrits ci-après :

- Les éoliennes co-rotatives possèdent une vitesse relative de vent entrant dans le second rotor supérieure aux éoliennes contra-rotatives. Ainsi, en paramétrant les angles de vrillage de la pale du second rotor, les forces aérodynamiques développées seront meilleures dans le cas co-rotatif.
- Les éoliennes multi-rotor permettent bien d'augmenter l'AEP comparativement à une éolienne simple. Elles permettent également d'obtenir les valeurs d'AEP maximales après optimisation.
- Dans le cas d'étude choisi, il semble que sur l'ensemble des individus optimisés proposés, l'augmentation de l'AEP obtenue par une éolienne multi-rotor ne permettent pas de contrebalancer le poids supplémentaire engendré.

Limites et perspectives

Bien que l'objectif de la thèse de pouvoir comparer les technologies simple rotor et double rotor ait été mené à bien, certaines limites restreignent l'usage des outils développés et des pistes d'investigations supplémentaires restent ouvertes.

Limites liées aux hypothèses du modèle

Le modèle tel que construit aujourd'hui fonctionne sous un certain nombre d'hypothèses simplificatrices.

Une des limites du modèle est la temporalité. En effet, le modèle basé sur la BEM ne permet pas de décrire le comportement transitoire des éoliennes. Le modèle ne prend pas non plus en compte des phénomènes de vent ayant des variations temporelles rapides (phénomènes de rafales) et les problématiques de contraintes associées. Tous les effets transitoires associés aux différents modèles physiques (tel que le décrochage dynamique ou les effets de déphasage électrique inductif) ne sont pas pris en compte.

Le modèle double rotor possède également des limitations. Ce dernier ne prend en effet pas en compte la viscosité du fluide pour le calcul des vitesses du fluide inter rotors, non plus que l'effet de blocage rétroactif du rotor aval sur le rotor amont.

Enfin, pour ce qui est du calcul de résistance des matériaux, ce dernier ne prend pas en compte des charges cycliques dues aux effets de gravité ou de passage des pales devant la tour ou encore des charges transitoires dues aux rafales. De plus, les limitations en flèche maximales des pales ne sont pas prises en compte, du même que le phénomène de fatigue. Ces effets non pris en compte peuvent induire des contraintes supplémentaires sur les pales et restreindre davantage l'espace de conception des éoliennes représentant les différentes technologies.

La prise en compte de ces phénomènes permettrait d'avoir une vision plus précise des performances des éoliennes proposées. Néanmoins, les temps de calculs associés à des simulations temporelles rendraient difficilement compatible l'optimisation des éoliennes pour des distributions de vent à l'échelle de l'année. L'outil développé dans cette thèse permet d'obtenir rapidement un individu ou un ensemble d'individus optimisés représentant une technologie dans un cas d'étude donné. Des modèles plus long en temps de calcul prenant en compte des phénomènes plus fins comme évoqués ci-dessus pourraient être appliqués aux individus ainsi pré-sélectionnés.

Diversification des technologies mécaniques et électro-mécaniques

Les modèles mécaniques et électromécaniques ne prennent aujourd'hui en compte que des relations génériques pour un type de technologie choisi (respectivement train épicycloïdal et machine à courant continu équivalente à une machine synchrone). Un aspect intéressant serait de développer différents modèles propres à des technologies spécifiques et de pouvoir laisser à l'algorithme la latitude du modèle à utiliser pour chaque partie, dans la même idée que ce dernier peut définir le profil de pale à utiliser.

Les pertes associées aux modèles mécaniques et électro-mécaniques peuvent également être affinées en établissant une équation spécifique aux technologies de réducteurs et génératrices utilisées.

La construction du modèle en flux de puissance transitant successivement dans les différents modèles constituant l'éolienne permettrait d'effectuer cette adaptation en ayant les équations associées aux différentes technologies.

Perspectives concernant les cas d'usages et les métriques d'évaluation

Le nombre de paramètres du modèle étant relativement élevé, l'étude a été menée sur un cas d'étude où seuls certains de ces paramètres sont laissés variables. De plus nombreux cas d'usages pourraient être étudiés pour obtenir un panorama plus complet des bénéfices et inconvénients de chaque technologie en fonction de son usage. Il serait notamment possible d'utiliser des profils de distribution de vent différents pour représenter des implantations dans des lieux différents.

De plus, le choix des paramètres variables dans l'optimisation des caractéristiques de l'éolienne pourrait également être approfondi. En effet, une étude de sensibilité desdits paramètres avec un plan d'expériences pourrait permettre de définir les paramètres ayant une influence prépondérante sur les performances des systèmes. Il serait également possible d'augmenter le nombre de variables de conception pour les éléments distribués en laissant variables plusieurs angles de vrillage et taille de cordes le long de la pale.

Enfin, les fonctions objectifs utilisées pourraient être différentes afin de prendre d'autres

phénomènes. On pourrait étudier les technologies en fonction de leur taux de retour énergétique, mesurant l'énergie produite par l'éolienne au cours de sa vie par unité d'énergie dépensée pour cette dernière sur son cycle de vie. Il serait également possible d'avoir un critère de puissance par unité de surface afin de comparer l'énergie produite et l'emprise au sol de chaque technologie. Enfin, les résultats sur les éoliennes optimisées montrent une tendance de réduction du rayon maximal des pales et des contraintes mécaniques dans le cas double rotor. Ces critères pourraient également être pris en compte à l'avenir.

Possibilité d'une optimisation en deux temps

Pour sélectionner les paramètres des éoliennes simples rotor et double rotor à instancier pour effectuer la comparaison entre les technologies, deux types d'optimisations ont été proposées : optimisation mono-objectif ou multi-objectifs pondérés et optimisation multi-objectifs non pondérés. Ces deux optimisations possèdent des avantages et inconvénients qui leur sont propres : l'optimisation multi-objectifs non pondérés permet d'explorer plusieurs propositions technologiques correspondant à des compromis non pondérés a priori entre les objectifs d'optimisation. Néanmoins, ce type de calcul prend beaucoup de temps de calcul et ne fournit pas un unique individu pour la comparaison. L'optimisation mono-objectif en revanche est plus rapide (cela permettant même d'envisager une variation continue des paramètres d'optimisation) et fournit un unique individu. Cependant, elle nécessite de fixer à l'avance l'objectif d'optimisation, sans pouvoir laisser la possibilité au concepteur de sélectionner un individu proche en termes de performances, mais préférables d'un point de vue technique de réalisation par exemple. Aussi, une autre approche serait d'effectuer dans un premier temps une optimisation multi-objectifs afin de balayer l'ensemble des compromis sur le front de Pareto. Dans un second temps, il serait possible d'effectuer une optimisation mono objectif d'une pondération d'objectifs donnée, cette dernière représentant une zone du front de Pareto identifiée comme intéressante pour le concepteur a posteriori de l'optimisation multi-objectifs non pondérés. La seconde optimisation, permettrait d'affiner les paramètres de conception de l'éolienne finalement sélectionnée.

Développement d'un cas d'étude de référence pour l'optimisation

Le travail de recherche effectué a permis de mettre en évidence le manque de référence dans la littérature pour effectuer une optimisation. En effet, il n'existe pas d'éolienne de référence dans la littérature par rapport à laquelle les optimisations se font. Les auteurs redéfinissent quasi systématiquement leur propre éolienne de référence et par conséquent, il est particulièrement difficile de comparer les optimisations effectuées dans la littérature. Il serait précieux pour la communauté d'avoir un jeu de données d'éoliennes de référence sur lequel se baser afin de mener des études d'optimisation comparables entre elles.

Prise en compte de l'évolution du productible avec les événements climatologiques

L'évolution rapide du changement climatique remet en question les études effectuées puisque ces dernières se basent sur les données de vent statistiquement obtenues au cours des années précédentes.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Il serait important de prendre en compte les évolutions prévues de la ressource éolienne pour se rendre réellement compte de l'impact de l'implantation d'une technologie ayant une durée de vie moyenne de vingt ans. Des études sur le sujet en Europe tendent à montrer que l'impact à moyen terme du réchauffement climatique augmenterait les vitesses de vents extrêmes rencontrées, mais que les conséquences sur l'énergie produite par les parcs restent variables d'une région à l'autre [159-162]. Des modèles adaptant la courbe de Weibull pour des projections futures ont été développés à cet effet [163].

Bibliographie

- [1] W. STEFFEN et al., “Planetary boundaries : Guiding human development on a changing planet,” *Science*, t. 347, n° 6223, p. 1 259 855, 13 fév. 2015, Publisher : American Association for the Advancement of Science. DOI : 10.1126/science.1259855. adresse : <https://www.science.org/doi/10.1126/science.1259855> (visité le 20/09/2023).
- [2] “IPCC, 2021 : Climate Change 2021 : The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2391 pp. doi :10.1017/9781009157896.”
- [3] “IPCC, 2023 : Synthesis report of the IPCC sixth assesment report : Longer Report. [Hoesung Lee, Katherine Calvin, Dipak Dasgupta, Gerhard Krinner, Aditi Mukherji, Peter Thorne, Christopher Trisos, José Romero, Paulina Aldunce, Ko Barrett, Gabriel Blanco, William W. L. Cheung, Sarah L. Connors, Fatima Denton, Aïda Diongue-Niang, David Dodman, Matthias Garschagen, Oliver Geden, Bronwyn Hayward, Christopher Jones (United Kingdom), Frank Jotzo (Australia), Thelma Krug (Brazil), Rodol Lasco, June-Yi Lee, Valérie Masson-Delmotte, Malte Meinshausen, Katja Mintenbeck, Abdalah Mokssit, Friederike E. L. Otto, Minal Pathak, Anna Pirani, Elvira Poloczanska, Hans-Otto Pörtner, Aromar Revi, Debra C. Roberts, Joyashree Roy, Alex C. Ruane, Jim Skea, Priyadarshi R. Shukla, Raphael Slade, Aimée Slangen, Youba Sokona, Anna A. Sörensson, Melinda Tignor, Detlef van Vuuren, Yi-Ming Wei, Harald Winkler, Panmao Zhai, Zinta Zommers],Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.”
- [4] “AVIS et RAPPORTS de l’Anses relatifs à l’Actualisation des repères du PNNS : élaboration des références nutritionnelles,” Anses - Agence nationale de sécurité sanitaire de l’alimentation, de l’environnement et du travail. (12 déc. 2016), adresse : <https://www.anses.fr/fr/content/avis-et-rapports-de-lanses-relatifs-%C3%A0-lactualisation-des-rep%C3%A8res-du-pnns-%C3%A9laboration-des> (visité le 19/06/2023).
- [5] J.-M. JANCOVICI. “Combien suis-je un esclavagiste?” Jean-Marc Jancovici. (2013), adresse : <https://jancovici.com/transition-energetique/1-energie-et-nous/combien-suis-je-un-esclavagiste/> (visité le 19/06/2023).

BIBLIOGRAPHIE

- [6] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. “Energy statistics data browser, IEA, paris,” IEA. (2022), adresse : <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser> (visité le 31/03/2023).
- [7] IEA, “World energy outlook 2022,” IEA, Paris, 2022. adresse : <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>.
- [8] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE et O. EDENHOFER, éd., *Climate change 2014 : mitigation of climate change : Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, OCLC : ocn892580682, New York, NY : Cambridge University Press, 2014, 1435 p., ISBN : 978-1-107-05821-7 978-1-107-65481-5.
- [9] J. MANWELL, J. MCGOWAN et A. ROGERS, *Wind Energy Explained : Theory, Design and Application*, Wiley. 18 déc. 2009, ISBN : 978-0-470-01500-1. DOI : 10.1002/9781119994367.
- [10] M. HUTCHINSON et F. ZHAO. “Global wind report 2023,” Global Wind Energy Council. (14 fév. 2023), adresse : <https://gwec.net/globalwindreport2023/> (visité le 20/09/2023).
- [11] M. RAPIN et P. LECONTE, “Éoliennes - Évolution, principes de base et potentiel de conversion,” *Techniques de l'ingénieur*, p. 33, 2017.
- [12] J. V. RINGWOOD et S. SIMANI, “Overview of modelling and control strategies for wind turbines and wave energy devices : comparisons and contrasts,” *Annual Reviews in Control*, Elsevier, t. 40, p. 27-49, 1^{er} jan. 2015, ISSN : 1367-5788. DOI : 10.1016/j.arcontrol.2015.09.003. adresse : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1367578815000371> (visité le 08/01/2021).
- [13] AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE, *guide ademe energie eolienne*, 2013. adresse : https://presse.ademe.fr/files/guide_ademe_energie_eolienne-2.pdf.
- [14] OPENSTREETMAP. “Parc éoliens en France - uMap.” (), adresse : https://umap.openstreetmap.fr/fr/map/parc-eoliens-en-france_596703#6/46.777/0.857 (visité le 13/10/2023).
- [15] S. WATSON et al., “Future emerging technologies in the wind power sector : a european perspective,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, t. 113, p. 109 270, 1^{er} oct. 2019, ISSN : 1364-0321. DOI : 10.1016/j.rser.2019.109270. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119304782> (visité le 16/02/2021).
- [16] M. P. van der LAAN et al., “Power curve and wake analyses of the Vestas multi-rotor demonstrator,” *Wind Energy Science*, t. 4, n° 2, p. 251-271, 20 mai 2019, Publisher : Copernicus GmbH, ISSN : 2366-7443. DOI : 10.5194/wes-4-251-2019. adresse : <https://wes.copernicus.org/articles/4/251/2019/> (visité le 24/05/2023).
- [17] B. G. NEWMAN, “Multiple actuator-disc theory for wind turbines,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, t. 24, n° 3, p. 215-225, 1^{er} oct. 1986, ISSN : 0167-6105. DOI : 10.1016/0167-6105(86)90023-1. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0167610586900231> (visité le 10/06/2021).

BIBLIOGRAPHIE

- [18] A. BETZ, "The maximum of the theoretically possible exploitation of wind by means of a wind motor," *Wind Engineering*, t. 37, n° 4, p. 441-446, août 2013, ISSN : 0309-524X, 2048-402X. DOI : 10.1260/0309-524X.37.4.441. adresse : <http://journals.sagepub.com/doi/10.1260/0309-524X.37.4.441> (visité le 23/03/2023).
- [19] A. STOBART, *Wind Turbine-Patent n° WO 92/12343 WIPO*, 23 juill. 1992. adresse : <https://patents.google.com/patent/WO1992012343A1>.
- [20] G. OPRINA, R. CHIHAI, L. EL-LEATHEY, S. NICOLAIE, C. BĂBUȚANU et A. VOINA, "A review on counter-rotating wind turbines development," *Journal of sustainable energy*, Editura Universitatii din Oradea, t. 7, n° 3, sept. 2016, ISSN : 2067-5534. adresse : http://www.energy-cie.ro/archives/2016/nr_3/v7-n3-3.pdf (visité le 07/06/2021).
- [21] S. N. JUNG, T.-S. NO et K.-W. RYU, "Aerodynamic performance prediction of a 30kw counter-rotating wind turbine system," *Renewable Energy*, Elsevier, t. 30, n° 5, p. 631-644, 1^{er} avr. 2005, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2004.07.005. adresse : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148104002903> (visité le 26/01/2021).
- [22] A. OZBAY, W. TIAN et H. HU, "Experimental Investigation on the Wake Characteristics and Aeromechanics of Dual-Rotor Wind Turbines," *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, t. 138, n° 4, 13 oct. 2015, ISSN : 0742-4795. DOI : 10.1115/1.4031476. adresse : <https://doi.org/10.1115/1.4031476> (visité le 10/06/2021).
- [23] W. Z. SHEN, J. SØRENSEN et K. APPA, "Analysis of Counter-Rotating Wind Turbines," *J. Phys. : Conf. Ser.*, t. 75, 1^{er} juin 2007. DOI : 10.1088/1742-6596/75/1/012003.
- [24] F. MÜHLE, M. ADARAMOLA et L. SÆTRAN, "The effect of rotational direction on the wake of a wind turbine rotor – a comparison study of aligned co- and counter rotating turbine arrays," *Energy Procedia*, t. 137, p. 238-245, 1^{er} oct. 2017. DOI : 10.1016/j.egypro.2017.10.346.
- [25] M. PACHOLCZYK et D. KARKOSIŃSKI, "Parametric study on a performance of a small counter-rotating wind turbine," *Energies*, t. 13, n° 15, p. 3880, jan. 2020, Number : 15 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute, ISSN : 1996-1073. DOI : 10.3390/en13153880. adresse : <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/15/3880> (visité le 13/04/2023).
- [26] R. HERZOG, A. SCHAFFARCZYK, A. WACINSKI et O. ZÜRCHER, "Performance and stability of a counter-rotating windmill using a planetary gearing : Measurements and Simulation," **presented at** European Wind Energy Conference and Exhibition 2010, EWEC 2010, t. 6, 1^{er} avr. 2010.
- [27] S. LEE, E. SON et S. LEE, "Velocity interference in the rear rotor of a counter-rotating wind turbine," *Renewable Energy*, AFORE 2011(Asia-Pacific Forum of Renewable Energy 2011), t. 54, p. 235-240, 1^{er} juin 2013, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2012.08.003. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112004624> (visité le 04/01/2023).

BIBLIOGRAPHIE

- [28] A. ROSENBERG, S. SELVARAJ et A. SHARMA, "A novel dual-rotor turbine for increased wind energy capture," *Journal of Physics : Conference Series*, t. 524, p. 012 078, juin 2014, Publisher : IOP Publishing, ISSN : 1742-6596. DOI : 10.1088/1742-6596/524/1/012078. adresse : <https://doi.org/10.1088/1742-6596/524/1/012078> (visité le 01/02/2021).
- [29] J. TAGHINEZHAD, R. ALIMARDANI, M. MASDARI et E. MAHMOODI, "Performance optimization of a dual-rotor ducted wind turbine by using response surface method," *Energy Conversion and Management : X*, t. 12, p. 100 120, 1^{er} déc. 2021, ISSN : 2590-1745. DOI : 10.1016/j.ecmx.2021.100120. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174521000453> (visité le 12/04/2023).
- [30] B. MOGHADASSIAN et A. SHARMA, "Designing wind turbine rotor blades to enhance energy capture in turbine arrays," *Renewable Energy*, t. 148, p. 651-664, 1^{er} avr. 2020, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2019.10.153. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119316507> (visité le 13/04/2023).
- [31] Z. WANG, A. OZBAY, W. TIAN et H. HU, "An experimental study on the aerodynamic performances and wake characteristics of an innovative dual-rotor wind turbine," *Energy*, t. 147, p. 94-109, 15 mars 2018, ISSN : 0360-5442. DOI : 10.1016/j.energy.2018.01.020. adresse : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218300203> (visité le 01/02/2021).
- [32] R. PINQUIÉ, J. L. DUIGOU, L. GRIMAL et L. ROUCOULES, "An open science platform for benchmarking engineering design researches," *Procedia CIRP*, 32nd CIRP Design Conference (CIRP Design 2022) - Design in a changing world, t. 109, p. 472-477, 1^{er} jan. 2022, ISSN : 2212-8271. DOI : 10.1016/j.procir.2022.05.280. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212827122007296> (visité le 28/11/2022).
- [33] T. S. NO, J. -. KIM, J. H. MOON et S. J. KIM, "Modeling, control, and simulation of dual rotor wind turbine generator system," *Renewable Energy*, t. 34, n^o 10, p. 2124-2132, 1^{er} oct. 2009, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2009.01.019. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148109000561> (visité le 04/01/2023).
- [34] S. SANTOSO et H. T. LE, "Fundamental time-domain wind turbine models for wind power studies," *Renewable Energy*, t. 32, n^o 14, p. 2436-2452, 1^{er} nov. 2007, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2006.12.008. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148106003466> (visité le 22/06/2023).
- [35] P. BORTOLOTTI et al., "System Modeling Frameworks for Wind Turbines and Plants : Review and Requirements Specifications," National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), NREL/TP-5000-82621, 11 mai 2022. DOI : 10.2172/1868328. adresse : <https://www.osti.gov/biblio/1868328> (visité le 02/06/2023).
- [36] Y.-M. SAINT-DRENAN et al., "A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions," *Renewable Energy*, t. 157, p. 754-768, 1^{er} sept. 2020, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2020.04.123. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120306613> (visité le 04/03/2021).

BIBLIOGRAPHIE

- [37] M. LYDIA, A. I. SELVAKUMAR, S. S. KUMAR et G. E. P. KUMAR, “Advanced Algorithms for Wind Turbine Power Curve Modeling,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, t. 4, n° 3, p. 827-835, juill. 2013, ISSN : 1949-3029, 1949-3037. DOI : 10.1109/TSTE.2013.2247641. adresse : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6491505/> (visité le 21/06/2023).
- [38] S. HAFSI, D. MEHDI et S. LASSAAD, “Advanced Control of a PMSG Wind Turbine,” *International Journal of Modern Nonlinear Theory and Application*, t. 05, p. 1-10, 1^{er} jan. 2016. DOI : 10.4236/ijmnta.2016.51001.
- [39] E. PETRACCA, E. FARAGGIANA, A. GHIGO, M. SIRIGU, G. BRACCO et G. MATTIAZZO, “Design and techno-economic analysis of a novel hybrid offshore wind and wave energy system,” *Energies*, t. 15, n° 8, p. 2739, jan. 2022, Number : 8 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute, ISSN : 1996-1073. DOI : 10.3390/en15082739. adresse : <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/8/2739> (visité le 21/09/2023).
- [40] E. BRANLARD, “Tip-Losses with Focus on Prandtl’s Tip Loss Factor,” in *Wind Turbine Aerodynamics and Vorticity-Based Methods*. Cham : Springer International Publishing, 2017, t. 7, p. 227-245, Series Title : Research Topics in Wind Energy, ISBN : 978-3-319-55163-0 978-3-319-55164-7. DOI : 10.1007/978-3-319-55164-7_13. adresse : http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-55164-7_13 (visité le 14/06/2023).
- [41] L. WANG, X. LIU et A. KOLIOS, “State of the art in the aeroelasticity of wind turbine blades : aeroelastic modelling,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 64, p. 195-210, 1^{er} oct. 2016, ISSN : 1364-0321. DOI : 10.1016/j.rser.2016.06.007. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116302234> (visité le 04/01/2023).
- [42] A. S. THELEN, L. T. LEIFSSON, A. SHARMA et S. KOZIEL, “Direct and surrogate-based optimization of dual-rotor wind turbines,” in *34th Wind Energy Symposium*, San Diego, California, USA : American Institute of Aeronautics et Astronautics, 4 jan. 2016, ISBN : 978-1-62410-395-7. DOI : 10.2514/6.2016-1265. adresse : <https://arc.aiaa.org/doi/10.2514/6.2016-1265> (visité le 13/04/2023).
- [43] S. LEE, H. KIM, E. SON et S. LEE, “Effects of design parameters on aerodynamic performance of a counter-rotating wind turbine,” *Renewable Energy*, International Symposium on Low Carbon and Renewable Energy Technology 2010 (ISLCT 2010), t. 42, p. 140-144, 1^{er} juin 2012, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2011.08.046. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111005052> (visité le 17/03/2023).
- [44] B. HWANG, S. LEE et S. LEE, “Optimization of a counter-rotating wind turbine using the blade element and momentum theory,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, t. 5, n° 5, p. 052013, 1^{er} sept. 2013. DOI : 10.1063/1.4826940. adresse : <https://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.4826940> (visité le 21/07/2021).
- [45] F. F. YIN et al., “A blade element momentum model for dual-rotor wind turbines considering inter-rotor velocity interferences,” *Journal of Physics : Conference Series*, t. 2265, n° 4, p. 042058, mai 2022, Publisher : IOP Publishing, ISSN : 1742-6596. DOI :

BIBLIOGRAPHIE

- 10 . 1088 / 1742 - 6596 / 2265 / 4 / 042058. adresse : <https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/2265/4/042058> (visité le 04/01/2023).
- [46] M. JEON, S. LEE et S. LEE, “Unsteady aerodynamics of offshore floating wind turbines in platform pitching motion using vortex lattice method,” *Renewable Energy*, SI :AFORE 2012, t. 65, p. 207-212, 1^{er} mai 2014, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2013.09.009. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811300476X> (visité le 23/03/2023).
- [47] V. A. KOEHUAN, SUGIYONO et S. KAMAL, “Investigation of counter-rotating wind turbine performance using computational fluid dynamics simulation,” *IOP Conference Series : Materials Science and Engineering*, t. 267, n^o 1, p. 012034, nov. 2017, Publisher : IOP Publishing, ISSN : 1757-899X. DOI : 10.1088/1757-899X/267/1/012034. adresse : <https://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/267/1/012034> (visité le 02/02/2023).
- [48] A. REZAEIHA et D. MICALLEF, “Wake interactions of two tandem floating offshore wind turbines : CFD analysis using actuator disc model,” *Renewable Energy*, t. 179, p. 859-876, 1^{er} déc. 2021, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2021.07.087. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121010922> (visité le 23/03/2023).
- [49] M. FAISAL, X. ZHAO, M.-H. KANG et K. YOU, “Aerodynamic performance and flow structure investigation of contra-rotating wind turbines by CFD and experimental methods,” *IOP Conference Series : Materials Science and Engineering*, t. 926, n^o 1, p. 012017, sept. 2020, Publisher : IOP Publishing, ISSN : 1757-899X. DOI : 10.1088/1757-899X/926/1/012017. adresse : <https://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/926/1/012017> (visité le 23/03/2023).
- [50] R. BHARANI et A. SIVAPRAKASAM, “A Review Analysis on Performance and Classification of Wind Turbine Gearbox Technologies,” *IETE Journal of Research*, t. 68, n^o 5, p. 3341-3355, 3 sept. 2022, Publisher : Taylor & Francis _eprint : <https://doi.org/10.1080/03772063.2020.1756936>, ISSN : 0377-2063. DOI : 10.1080/03772063.2020.1756936. adresse : <https://doi.org/10.1080/03772063.2020.1756936> (visité le 01/06/2023).
- [51] “Note technique, ADEME, Terres rares, énergies renouvelables et stockage d’énergies,” ADEME, 2019. adresse : <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/492-terres-rares-energies-renouvelables-et-stockage-d-energies.html> (visité le 24/09/2023).
- [52] B. MULTON, X. ROBOAM, B. DAKYO, C. NICHITA, O. GERGAUD et H. B. AHMED, “Aérogénérateurs électriques,” p. 23, 2004.
- [53] T. KANEMOTO et A. M. GALAL, “Development of Intelligent Wind Turbine Generator with Tandem Wind Rotors and Double Rotational Armatures,” *JSME International Journal Series B Fluids and Thermal Engineering*, t. 49, n^o 2, p. 450-457, 2006. DOI : 10.1299/jsmeb.49.450.

BIBLIOGRAPHIE

- [54] R. SAULESCU, M. NEAGOE et N. CRETESCU, “Comparative analysis of two wind turbines with counter-rotating vs. fixed-stator electric generator,” *IOP Conference Series : Materials Science and Engineering*, t. 997, n° 1, p. 012091, déc. 2020, Publisher : IOP Publishing, ISSN : 1757-899X. DOI : 10.1088/1757-899X/997/1/012091. adresse : <https://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/997/1/012091> (visité le 10/05/2023).
- [55] A. GALAL, T. KANEMOTO, K. MAKITA et Y. TANE0, “Operation of intelligent wind power unit,” 2016. adresse : <https://www.semanticscholar.org/paper/Operation-of-intelligent-wind-power-unit-Galal-Kanemoto/e9f26c6df22b3c8fdddf2dbe7247949c238eec60> (visité le 01/06/2023).
- [56] F. KUTT, K. BLECHARZ et D. KARKOSIŃSKI, “Axial-flux permanent-magnet dual-rotor generator for a counter-rotating wind turbine,” *Energies*, t. 13, n° 11, p. 2833, jan. 2020, Number : 11 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute, ISSN : 1996-1073. DOI : 10.3390/en13112833. adresse : <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2833> (visité le 24/04/2023).
- [57] P. CARLIN, A. LAXSON et E. MULJADI, “The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology,” *Wind Energy*, t. 6, p. 129-159, 1^{er} avr. 2003. DOI : 10.1002/we.77.
- [58] T. TAMEGHE et T. ANDY, “Modélisation et simulation d’un système de jumelage éolien-diesel alimentant une charge locale,” *Theory of Computing Systems \ Mathematical Systems Theory*, 1^{er} août 2012. adresse : <https://www.semanticscholar.org/paper/Mod%C3%A9lisation-et-simulation-d%27un-syst%C3%A8me-de-jumelage-Tameghe-Andy/2b61835fcb356e13beac182f16c161a73a5038a0> (visité le 07/06/2023).
- [59] M. BOURHIS, M. PEREIRA, F. RAVELET et I. DOBREV, “Innovative design method and experimental investigation of a small-scale and very low tip-speed ratio wind turbine,” *Experimental Thermal and Fluid Science*, t. 130, p. 110504, 1^{er} jan. 2022, ISSN : 0894-1777. DOI : 10.1016/j.expthermflusci.2021.110504. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0894177721001370> (visité le 21/09/2023).
- [60] R. MCKENNA, P. OSTMAN v.D. LEYE et W. FICHTNER, “Key challenges and prospects for large wind turbines,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 53, p. 1212-1221, 1^{er} jan. 2016, ISSN : 1364-0321. DOI : 10.1016/j.rser.2015.09.080. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115010503> (visité le 21/09/2023).
- [61] H. SNEL, J. G. SCHEPERS et B. MONTGOMERIE, “The MEXICO project (model experiments in controlled conditions) : the database and first results of data processing and interpretation,” *Journal of Physics : Conference Series*, t. 75, p. 012014, 1^{er} juill. 2007, ISSN : 1742-6596. DOI : 10.1088/1742-6596/75/1/012014. adresse : <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/75/1/012014> (visité le 10/06/2021).

BIBLIOGRAPHIE

- [62] D. SIMMS, S. SCHRECK, M. HAND et L. J. FINGERSH, “NREL unsteady aerodynamics experiment in the NASA-ames wind tunnel : a comparison of predictions to measurements,” NREL/TP-500-29494, 783409, 22 juin 2001, NREL/TP-500-29494, 783409. DOI : 10.2172/783409. adresse : <http://www.osti.gov/servlets/purl/783409/> (visité le 10/06/2021).
- [63] R. BELLINI, “Analyse du Cycle de Vie de la production d’électricité d’origine éolienne en France,” ADEME, 2015.
- [64] O. APATA et D. T. O. OYEDOKUN, “An overview of control techniques for wind turbine systems,” *Scientific African*, t. 10, e00566, 1^{er} nov. 2020, ISSN : 2468-2276. DOI : 10.1016/j.sciaf.2020.e00566. adresse : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468227620303045> (visité le 07/01/2021).
- [65] M. O. L. HANSEN, *Aerodynamics of wind turbines*, 2nd ed. London ; Sterling, VA : Earthscan, 2008, 181 p., OCLC : ocm86172940, ISBN : 978-1-84407-438-9.
- [66] B. CAYLA. “French meteo 2018-2020,” kaggle. (), adresse : <https://www.kaggle.com/datasets/shiftbc/french-meteo-20182020> (visité le 25/09/2023).
- [67] A. CHEHOURI, R. YOUNES, A. ILINCA et J. PERRON, “Review of performance optimization techniques applied to wind turbines,” *Applied Energy*, t. 142, p. 361-388, 15 mars 2015, ISSN : 0306-2619. DOI : 10.1016/j.apenergy.2014.12.043. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914013002> (visité le 28/11/2022).
- [68] L. WANG, T.-g. WANG et Y. LUO, “Improved non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA)-II in multi-objective optimization studies of wind turbine blades,” *Applied Mathematics and Mechanics*, t. 32, p. 739-748, 1^{er} juin 2011. DOI : 10.1007/s10483-011-1453-x.
- [69] M. J. CLIFTON-SMITH, “Wind turbine blade optimisation with tip loss corrections,” *Wind Engineering*, t. 33, n^o 5, p. 477-496, 1^{er} oct. 2009, Publisher : SAGE Publications, ISSN : 0309-524X. DOI : 10.1260/030952409790291226. adresse : <https://doi.org/10.1260/030952409790291226> (visité le 26/09/2023).
- [70] A. HAYDLAAR et al., “Optimization of power coefficient (Cp) in variable low rated speed wind turbine using incremental Particle Swarm Optimization (IPSO),” in *2017 International Symposium on Electronics and Smart Devices (ISESD)*, oct. 2017, p. 56-61. DOI : 10.1109/ISESD.2017.8253305. adresse : <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8253305> (visité le 26/09/2023).
- [71] A. SEDAGHAT, F. ALKHATIB, A. EILAGHI, M. SABATI, L. BORVAYEH et A. MOSTAFAEIPOUR, “A new strategy for wind turbine selection using optimization based on rated wind speed,” *Energy Procedia*, 2nd International Conference on Energy and Power, ICEP2018, 13-15 December 2018, Sydney, Australia, t. 160, p. 582-589, 1^{er} fév. 2019, ISSN : 1876-6102. DOI : 10.1016/j.egypro.2019.02.209. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610219313013> (visité le 26/09/2023).

BIBLIOGRAPHIE

- [72] A. NING, R. DAMIANI et P. MORIARTY, *Objectives and Constraints for Wind Turbine Optimization* (BYU 1728), FacultyPublications. 7 jan. 2013, t. 136, Journal Abbreviation : Journal of Solar Energy Engineering Publication Title : Journal of Solar Energy Engineering, ISBN : 978-1-62410-181-6. DOI : 10.2514/6.2013-201.
- [73] M. K. MCWILLIAM, T. K. BARLAS, H. A. MADSEN et F. ZAHLE, "Aero-elastic wind turbine design with active flaps for AEP maximization," *Wind Energy Science*, t. 3, n° 1, p. 231-241, 4 mai 2018, Publisher : Copernicus GmbH, ISSN : 2366-7443. DOI : 10.5194/wes-3-231-2018. adresse : <https://wes.copernicus.org/articles/3/231/2018/> (visité le 26/09/2023).
- [74] P. GIGUERE et M. SELIG, "Blade geometry optimization for the design of wind turbine rotors," ASME Wind Energy Symposium, 10 jan. 2000. DOI : 10.2514/6.2000-45.
- [75] W. XUDONG, W. Z. SHEN, W. J. ZHU, J. N. SØRENSEN et C. JIN, "Shape optimization of wind turbine blades," *Wind Energy*, t. 12, n° 8, p. 781-803, 2009, _eprint : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/we.335>, ISSN : 1099-1824. DOI : 10.1002/we.335. adresse : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.335> (visité le 05/06/2023).
- [76] P. GIGUE'RE, M. S. SELIG et J. L. TANGLER, "Blade Design Trade-Offs Using Low-Lift Airfoils for Stall-Regulated HAWTs," *Journal of Solar Energy Engineering*, t. 121, n° 4, p. 217-223, 1^{er} nov. 1999, ISSN : 0199-6231. DOI : 10.1115/1.2888170. adresse : <https://doi.org/10.1115/1.2888170> (visité le 05/06/2023).
- [77] F. LJ, M. HAND et L. AS, "Wind Turbine Design Cost and Scaling Model," 1^{er} jan. 2006. DOI : 10.2172/897434.
- [78] T. DIVEUX, P. SEBASTIAN, D. BERNARD, J. R. PUIGGALI et J. Y. GRANDIDIER, "Horizontal axis wind turbine systems : optimization using genetic algorithms," *Wind Energy*, t. 4, n° 4, p. 151-171, 2001, _eprint : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/we.51>, ISSN : 1099-1824. DOI : 10.1002/we.51. adresse : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.51> (visité le 26/09/2023).
- [79] H. YANG, J. CHEN et X. PANG, "Wind turbine optimization for minimum cost of energy in low wind speed areas considering blade length and hub height," *Applied Sciences*, t. 8, n° 7, p. 1202, juill. 2018, Number : 7 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute, ISSN : 2076-3417. DOI : 10.3390/app8071202. adresse : <https://www.mdpi.com/2076-3417/8/7/1202> (visité le 26/09/2023).
- [80] M. GRUJICIC, G. ARAKERE, B. PANDURANGAN, V. SELLAPPAN, A. VALLEJO et M. OZEN, "Multidisciplinary design optimization for glass-fiber epoxy-matrix composite 5 MW horizontal-axis wind-turbine blades," *Journal of Materials Engineering and Performance*, t. 19, n° 8, p. 1116-1127, 1^{er} nov. 2010, ISSN : 1544-1024. DOI : 10.1007/s11665-010-9596-2. adresse : <https://doi.org/10.1007/s11665-010-9596-2> (visité le 26/09/2023).

- [81] R. H. CRAWFORD, "Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 13, n° 9, p. 2653-2660, 1^{er} déc. 2009, ISSN : 1364-0321. DOI : 10.1016/j.rser.2009.07.008. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109001403> (visité le 26/09/2023).
- [82] M. S. UDDIN et S. KUMAR, "Energy, emissions and environmental impact analysis of wind turbine using life cycle assessment technique," *Journal of Cleaner Production*, t. 69, p. 153-164, avr. 2014, ISSN : 09596526. DOI : 10.1016/j.jclepro.2014.01.073. adresse : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652614000973> (visité le 27/09/2023).
- [83] M. JURECZKO, M. PAWLAK et A. MEŻYK, "Optimisation of wind turbine blades," *Journal of Materials Processing Technology*, t. 167, n° 2, p. 463-471, août 2005, ISSN : 09240136. DOI : 10.1016/j.jmatprotec.2005.06.055. adresse : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0924013605005856> (visité le 05/06/2023).
- [84] J. CHEN, Q. WANG, W. Z. SHEN, X. PANG, S. LI et X. GUO, "Structural optimization study of composite wind turbine blade," *Materials & Design (1980-2015)*, t. 46, p. 247-255, avr. 2013, ISSN : 02613069. DOI : 10.1016/j.matdes.2012.10.036. adresse : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0261306912007340> (visité le 05/06/2023).
- [85] J. ZHU, X. CAI, P. PAN et R. GU, "Optimization design of spar cap layup for wind turbine blade," *Frontiers of Structural and Civil Engineering*, t. 6, n° 1, p. 53-56, mars 2012, ISSN : 2095-2430. DOI : 10.1007/s11709-012-0147-9. adresse : <http://link.springer.com/10.1007/s11709-012-0147-9> (visité le 05/06/2023).
- [86] XIN-SHE YANG, *Engineering Optimization : An Introduction with Metaheuristic Applications*, Wiley, ISBN : 978-0-470-58246-6. (visité le 06/06/2023).
- [87] A. EIBEN et J. SMITH, *Introduction to Evolutionary Computing* (Natural Computing Series). Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2015, ISBN : 978-3-662-44873-1 978-3-662-44874-8. DOI : 10.1007/978-3-662-44874-8. adresse : <https://link.springer.com/10.1007/978-3-662-44874-8> (visité le 14/04/2023).
- [88] I. OSMAN et J. KELLY, "Meta-Heuristics : An Overview," Kluwer Academic Publications, 1^{er} jan. 1996, ISSN : 978-1-4612-8587-8. DOI : 10.1007/978-1-4613-1361-8_1.
- [89] K. SÖRENSEN et F. W. GLOVER, "Metaheuristics," in *Encyclopedia of Operations Research and Management Science*, S. I. GASS et M. C. FU, éd., Boston, MA : Springer US, 2013, p. 960-970, ISBN : 978-1-4419-1153-7. DOI : 10.1007/978-1-4419-1153-7_1167. adresse : https://doi.org/10.1007/978-1-4419-1153-7_1167 (visité le 06/06/2023).
- [90] M. ABDEL-BASSET, L. ABDEL-FATAH et A. K. SANGAIAH, "Metaheuristic algorithms : a comprehensive review," in *Computational Intelligence for Multimedia Big Data on the Cloud with Engineering Applications*, Elsevier, 2018, p. 185-231, ISBN : 978-0-12-813314-9. DOI : 10.1016/B978-0-12-813314-9.00010-4. adresse : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128133149000104> (visité le 26/09/2023).

BIBLIOGRAPHIE

- [91] H. STEGHERR, M. HEIDER et J. HÄHNER, "Classifying metaheuristics : towards a unified multi-level classification system," *Natural Computing*, t. 21, n° 2, p. 155-171, 1^{er} juin 2022, ISSN : 1572-9796. DOI : 10.1007/s11047-020-09824-0. adresse : <https://doi.org/10.1007/s11047-020-09824-0> (visité le 26/09/2023).
- [92] J. KENNEDY et R. EBERHART, "Particle swarm optimization," in *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*, t. 4, nov. 1995, 1942-1948 vol.4. DOI : 10.1109/ICNN.1995.488968.
- [93] C. C. LIAO, X. L. ZHAO et J. Z. XU, "Blade layers optimization of wind turbines using FAST and improved PSO algorithm," *Renewable Energy*, International Symposium on Low Carbon and Renewable Energy Technology 2010 (ISLCT 2010), t. 42, p. 227-233, 1^{er} juin 2012, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2011.08.011. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811100454X> (visité le 06/06/2023).
- [94] J. CHEN, Q. WANG, S. LI et X. GUO, "Airfoil design using improved particle swarm optimization," *Chongqing Daxue Xuebao/Journal of Chongqing University*, t. 35, p. 40-46, 1^{er} nov. 2012.
- [95] M. KUMAR, M. HUSAIN, N. UPRETI et D. GUPTA, "Genetic algorithm : Review and application," *Journal of Information & Knowledge Management*, World Scientific, 1^{er} juill. 2010. DOI : <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3529843>.
- [96] A. KUSIAK, Z. ZHANG et M. LI, "Optimization of Wind Turbine Performance With Data-Driven Models," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, t. 1, n° 2, p. 66-76, juill. 2010, Conference Name : IEEE Transactions on Sustainable Energy, ISSN : 1949-3037. DOI : 10.1109/TSTE.2010.2046919.
- [97] L. WANG, T.-g. WANG et Y. LUO, "Improved non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA)-II in multi-objective optimization studies of wind turbine blades," *Applied Mathematics and Mechanics*, t. 32, n° 6, p. 739-748, 1^{er} juin 2011, ISSN : 1573-2754. DOI : 10.1007/s10483-011-1453-x. adresse : <https://doi.org/10.1007/s10483-011-1453-x> (visité le 02/12/2022).
- [98] M. SESSAREGO, K. DIXON, D. RIVAL et D. WOOD, "A hybrid multi-objective evolutionary algorithm for wind-turbine blade optimization," *Engineering Optimization*, t. 47, n° 8, p. 1043-1062, 3 août 2015, Publisher : Taylor & Francis _eprint : <https://doi.org/10.1080/0305215X.2014.941532>, ISSN : 0305-215X. DOI : 10.1080/0305215X.2014.941532. adresse : <https://doi.org/10.1080/0305215X.2014.941532> (visité le 06/06/2023).
- [99] K. DEB, A. PRATAP, S. AGARWAL et T. MEYARIVAN, "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm : NSGA-II," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, t. 6, n° 2, p. 182-197, avr. 2002, Conference Name : IEEE Transactions on Evolutionary Computation, ISSN : 1941-0026. DOI : 10.1109/4235.996017.

BIBLIOGRAPHIE

- [100] G. CHIANDUSSI, M. CODEGONE, S. FERRERO et F. E. VARESI, "Comparison of multi-objective optimization methodologies for engineering applications," *Computers & Mathematics with Applications*, t. 63, n° 5, p. 912-942, 1^{er} mars 2012, ISSN : 0898-1221. DOI : 10 . 1016 / j . camwa . 2011 . 11 . 057. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0898122111010406> (visité le 08/06/2023).
- [101] A. CHEHOURI, R. YOUNES, A. ILINCA et J. PERRON, "Wind turbine design : multi-objective optimization," in *Wind Turbines - Design, Control and Applications*, A. G. AISSAOUI et A. TAHOUR, éd., InTech, 27 juill. 2016, ISBN : 978-953-51-2495-5 978-953-51-2496-2. DOI : 10 . 5772 / 63481. adresse : <http://www.intechopen.com/books/wind-turbines-design-control-and-applications/wind-turbine-design-multi-objective-optimization> (visité le 31/03/2023).
- [102] E. BENINI et A. TOFFOLO, "Optimal Design of Horizontal-Axis Wind Turbines Using Blade-Element Theory and Evolutionary Computation," *Journal of Solar Energy Engineering*, t. 124, n° 4, p. 357-363, 8 nov. 2002, ISSN : 0199-6231. DOI : 10.1115/1.1510868. adresse : <https://doi.org/10.1115/1.1510868> (visité le 02/12/2022).
- [103] C. BOTTASSO, F. CAMPAGNOLO et A. CROCE, "Multi-disciplinary constraint optimization of wind turbines," *Multibody System Dynamics*, t. 27, p. 21-53, 1^{er} juill. 2012. DOI : 10.1007/s11044-011-9271-x.
- [104] A. ROSENBERG et A. SHARMA, "A Prescribed-Wake Vortex Lattice Method for Preliminary Design of Co-Axial, Dual-Rotor Wind Turbines," *Journal of Solar Energy Engineering*, t. 138, n° 6, 2 sept. 2016, ISSN : 0199-6231. DOI : 10.1115/1.4034350. adresse : <https://doi.org/10.1115/1.4034350> (visité le 02/02/2023).
- [105] L. ROMAŃSKI, J. BIENIEK, P. KOMARNICKI, M. DĘBOWSKI et J. DETYNA, "Estimation of operational parameters of the counter-rotating wind turbine with artificial neural networks," *Archives of Civil and Mechanical Engineering*, t. 17, n° 4, p. 1019-1028, 1^{er} sept. 2017, ISSN : 1644-9665. DOI : 10.1016/j.acme.2017.04.010. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1644966517300626> (visité le 13/04/2023).
- [106] P. KUMAR, A. ABRAHAM, R. BENSINGH et S. ILANGOVAN, "Computational and Experimental analysis of a Counter-Rotating Wind Turbine system," *Journal of Scientific and Industrial Research*, t. 72, p. 300-306, 1^{er} mai 2013.
- [107] B. HUANG et T. KANEMOTO, "Multi-objective numerical optimization of the front blade pitch angle distribution in a counter-rotating type horizontal-axis tidal turbine," *Renewable Energy*, t. 81, p. 837-844, 1^{er} sept. 2015, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2015.04.008. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115002888> (visité le 13/04/2023).
- [108] P. KUMAR, R. BENSINGH et A. ABRAHAM, "Computational Analysis of 30 Kw Contra Rotor Wind Turbine," *ISRN Renewable Energy*, t. 2012, 16 août 2012. DOI : 10.5402/2012/939878.

BIBLIOGRAPHIE

- [109] Y. FENG, Y. QIU, C. J. CRABTREE, H. LONG et P. J. TAVNER, "Monitoring wind turbine gearboxes," *Wind Energy*, t. 16, n° 5, p. 728-740, 2013, _eprint : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/we.1521>, ISSN : 1099-1824. DOI : 10.1002/we.1521. adresse : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.1521> (visité le 21/06/2023).
- [110] O. LANGLOIS, "Conception d'un réseau de secours électrique pour l'aéronautique," thèse de doct., Institut National Polytechnique de Toulouse, 22 juin 2006.
- [111] A. ABDENOUR, B. SARENI et X. ROBOAM, "Optimization of a small passive wind turbine generator with multiobjective genetic algorithms," *International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics*, IOS Press, t. 26, 30 août 2007. DOI : 10.3233/JAE-2007-906.
- [112] B. SARENI, A. ABDELLI, X. ROBOAM et D. H. TRAN, "Model simplification and optimization of a passive wind turbine generator," *Renewable Energy*, t. 34, n° 12, p. 2640-2650, 1^{er} déc. 2009, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2009.04.024. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148109001918> (visité le 24/04/2023).
- [113] M. N. A. WAHAB, S. NEFTI-MEZIANI et A. ATYABI, "A comprehensive review of swarm optimization algorithms," *PLOS ONE*, t. 10, n° 5, e0122827, 18 mai 2015, Publisher : Public Library of Science, ISSN : 1932-6203. DOI : 10.1371/journal.pone.0122827. adresse : <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0122827> (visité le 08/06/2023).
- [114] V. KHARE, X. YAO et K. DEB, "Performance scaling of multi-objective evolutionary algorithms," in *Evolutionary Multi-Criterion Optimization*, C. M. FONSECA, P. J. FLEMING, E. ZITZLER, L. THIELE et K. DEB, éd., sér. Lecture Notes in Computer Science, Berlin, Heidelberg : Springer, 2003, p. 376-390, ISBN : 978-3-540-36970-7. DOI : 10.1007/3-540-36970-8_27.
- [115] HELICIEL. "Base de données de profils hydrodynamiques et aérodynamiques." (), adresse : https://heliciel.com/aerodynamique-hydrodynamique/base%20de%20donnee%20profils%20aerodynamique%20hydrodynamique.htm#telecharger_bases (visité le 17/05/2023).
- [116] A. NING, "A simple solution method for the blade element momentum equations with guaranteed convergence," *Wind Energy*, Wiley online library, t. 17, 1^{er} juill. 2013. DOI : 10.1002/we.1636.
- [117] M. JIN et X. YANG, "A new fixed-point algorithm to solve the blade element momentum equations with high robustness," *Energy Science & Engineering*, Wiley online library, t. 9, n° 10, p. 1734-1746, 2021, ISSN : 2050-0505. DOI : 10.1002/ese3.945. adresse : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/ese3.945> (visité le 29/09/2023).
- [118] E. BRANLARD, "The blade element momentum (BEM) method," in *Research Topics in Wind Energy*, Springer, Research Topics in Wind Energy, 7 avr. 2017, p. 181-211, ISBN : 978-3-319-55163-0. DOI : 10.1007/978-3-319-55164-7_10.

BIBLIOGRAPHIE

- [119] P. J. MORIARTY et A. C. HANSEN, “AeroDyn Theory Manual,” National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US), NREL/TP-500-36881, 1^{er} jan. 2005. DOI : 10.2172/15014831. adresse : <https://www.osti.gov/biblio/15014831> (visité le 14/06/2023).
- [120] N.-J. VERMEER, J. SØRENSEN et A. CRESPO, “Wind turbine wake aerodynamics,” *Progress in Aerospace Sciences - PROG AEROSP SCI*, t. 39, p. 467-510, 1^{er} oct. 2003. DOI : 10.1016/S0376-0421(03)00078-2.
- [121] O. GUR, “Extending blade-element model to contra-rotating configuration,” *IOP Conference Series : Materials Science and Engineering*, t. 638, n^o 1, p. 012001, oct. 2019, Publisher : IOP Publishing, ISSN : 1757-899X. DOI : 10.1088/1757-899X/638/1/012001. adresse : <https://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/638/1/012001> (visité le 04/01/2023).
- [122] J. K. KALDELLIS, P. TRIANTAFYLLOU et P. STINIS, “Critical evaluation of wind turbines’ analytical wake models,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 144, p. 110991, juill. 2021, ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2021.110991. adresse : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032121002835> (visité le 16/06/2023).
- [123] N. SEDAGHATIZADEH, M. ARJOMANDI, R. KELSO, B. CAZZOLATO et M. H. GHAYESH, “Modelling of wind turbine wake using large eddy simulation,” *Renewable Energy*, t. 115, p. 1166-1176, jan. 2018, ISSN : 09601481. DOI : 10.1016/j.renene.2017.09.017. adresse : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148117308790> (visité le 16/06/2023).
- [124] C. BAK, “Aerodynamic design of wind turbine rotors,” in *Wind Energy Systems*, Elsevier, 2011, p. 161-207, ISBN : 978-1-84569-580-4. DOI : 10.1533/9780857090638.2.161. adresse : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9781845695804500065> (visité le 21/06/2023).
- [125] D. MEDICI, S. IVANELL, J.-Å. DAHLBERG et P. H. ALFREDSSON, “The upstream flow of a wind turbine : blockage effect,” *Wind Energy*, t. 14, n^o 5, p. 691-697, 2011, eprint : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/we.451>, ISSN : 1099-1824. DOI : 10.1002/we.451. adresse : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.451> (visité le 21/06/2023).
- [126] W. JOHNSON, *Helicopter Theory*. Courier Corporation, Page 79, 7 mars 2012, 1122 p., Google-Books-ID : FiEapaNgjLcC, ISBN : 978-0-486-13182-5.
- [127] *File :epicyclic gear ratios.png*, in *Wikipedia*, Page Version ID : 604119361, 14 avr. 2014. adresse : https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=File:Epicyclic_gear_ratios.png&oldid=604119361 (visité le 17/10/2023).
- [128] G. CUNTY, *Eoliennes et aérogénérateurs - Guide de l'énergie éolienne*. Edisud, ISBN : 978-2-7449-0233-8. (visité le 23/08/2023).
- [129] O. GRANIER, D. CHAREYRON et N. TABERLET. “La physique animée : Écoulement stationnaire d’un fluide parfait incompressible, théorème de Bernoulli — CultureSciences-Physique - Ressources scientifiques pour l’enseignement des sciences physiques,” *culture sciences physiques*. (2015), adresse :

BIBLIOGRAPHIE

- <https://culturesciencesphysique.ens-lyon.fr/physique-animee-Bernoulli.xml>
(visité le 18/10/2023).
- [130] J. D. ANDERSON, *Fundamentals of aerodynamics* (McGraw-Hill series in aeronautical and aerospace engineering), Sixth edition. New York, NY : McGraw-Hill Education, 2017, 1130 p., OCLC : 953926933, ISBN : 978-1-259-12991-9 978-1-259-25134-4.
- [131] L. FINGERSH, M. HAND et A. LAXSON, “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model,” NREL, TP-500-40566 1^{er} jan. 2006. DOI : 10.2172/897434.
- [132] P. KROGSTAD et J. LUND, “An experimental and numerical study of the performance of a model turbine,” *Wind Energy*, t. 15, n^o 3, p. 443-457, 2012, _eprint : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/we.482>, ISSN : 1099-1824. DOI : 10.1002/we.482. adresse : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.482> (visité le 10/01/2023).
- [133] MARK DRELA et HAROLD YOUNGREN. “Xfoil User Guide, MIT,” Xfoil User Guide, MIT. (30 nov. 2001), adresse : http://web.mit.edu/drela/Public/web/xfoil/xfoil_doc.txt (visité le 12/01/2023).
- [134] F. MAHMUDDIN, S. KLARA, H. SITEPU et S. HARIYANTO, “Airfoil lift and drag extrapolation with viterna and montgomerie methods,” *Energy Procedia*, 8th International Conference on Applied Energy, ICAE2016, 8-11 October 2016, Beijing, China, t. 105, p. 811-816, 1^{er} mai 2017, ISSN : 1876-6102. DOI : 10.1016/j.egypro.2017.03.394. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217304356> (visité le 27/03/2023).
- [135] B. MONTGOMERIE, “Methods for root effects, tip effects and extending the angle of attack range to $\{+-\}$ 180 deg., with application to aerodynamics for blades on wind turbines and propellers,” 1^{er} juin 2004, ISSN : 1650-1942. adresse : <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20607079> (visité le 18/09/2023).
- [136] L. A. VITERNA et D. C. JANETZKE, “Theoretical and experimental power from large horizontal-axis wind turbines,” NASA Lewis Research Center, Cleveland, OH (United States), DOE/NASA/20320-41; NASA-TM-82944, 1^{er} sept. 1982. DOI : 10.2172/6763041. adresse : <https://www.osti.gov/biblio/6763041> (visité le 18/09/2023).
- [137] J. TANGLER et J. KOCUREK, “Wind Turbine Post-Stall Airfoil Performance Characteristics Guidelines for Blade-Element Momentum Methods,” *43rd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit - Meeting Papers*, 10 jan. 2005. DOI : 10.2514/6.2005-591.
- [138] VESTAS WIND SYSTEMS, *General Specification V90-1.8/2.0 MW 50 Hz VCS*. adresse : http://ventderaison.eu/gembloux/eie_ABO-WIND/Annexes/Annexe_N_1_Courbe_acoustique_V90.pdf (visité le 30/08/2023).
- [139] M. H. DIMITROVA, “Pertes énergétiques d’une éolienne à partir des formes de glace simulées numériquement /,” [Chicoutimi, Québec] : Université du Québec à Chicoutimi, 2009, ISBN : 978-1-4123-1585-2. DOI : 10.1522/030113057. adresse : <http://constellation.uqac.ca/156/> (visité le 20/07/2023).

BIBLIOGRAPHIE

- [140] M. RAJAEI et J. TINJUM, "Life Cycle Assessment of Energy Balance and Emissions of a Wind Energy Plant," *Geotechnical and Geological Engineering*, Springer, t. 31, 1^{er} déc. 2013. DOI : 10.1007/s10706-013-9637-3.
- [141] S. BARR et J. JAWORSKI, "Optimization of tow-steered composite wind turbine blades for static aeroelastic performance," *Renewable Energy*, Elsevier, t. 139, 1^{er} fév. 2019. DOI : 10.1016/j.renene.2019.02.125.
- [142] A. RAHIMIZADEH, M. TAHIR, K. FAYAZBAKHSI et L. LESSARD, "Tensile properties and interfacial shear strength of recycled fibers from wind turbine waste," *Composites Part A : Applied Science and Manufacturing*, t. 131, p. 105786, avr. 2020, ISSN : 1359835X. DOI : 10.1016/j.compositesa.2020.105786. adresse : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1359835X20300245> (visité le 30/08/2023).
- [143] T. AMORETTI, F. HUET, P. GARAMBOIS et L. ROUCOULES, "Multi-objective optimisation of technical wind turbines parameters based on multi-physical models," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, EA4EPQ, t. 20, p. 696-701, 20 sept. 2022, ISSN : 2172-038 X. DOI : 10.24084/repqj20.406.
- [144] J. L. TANGLER et D. M. SOMERS, "NREL airfoil families for HAWTs," National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), NREL/TP-442-7109, 1^{er} jan. 1995. DOI : 10.2172/10106095. adresse : <https://www.osti.gov/biblio/10106095> (visité le 03/10/2023).
- [145] P. BISWAS, R. MAITI, A. KOLAY, K. DAS SHARMA et G. SARKAR, "PSO based PID controller design for twin rotor MIMO system," *International Conference on Control, Instrumentation, Energy and Communication, CIEC 2014*, p. 56-60, 14 nov. 2014. DOI : 10.1109/CIEC.2014.6959049.
- [146] M. JAMIL, X.-S. YANG et H.-J. ZEPERNICK, "8 - Test Functions for Global Optimization : A Comprehensive Survey," in *Swarm Intelligence and Bio-Inspired Computation*, X.-S. YANG, Z. CUI, R. XIAO, A. H. GANDOMI et M. KARAMANOGLU, éd., Oxford : Elsevier, 1^{er} jan. 2013, p. 193-222, ISBN : 978-0-12-405163-8. DOI : 10.1016/B978-0-12-405163-8.00008-9. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780124051638000089> (visité le 31/08/2023).
- [147] T. OKABE, Y. JIN, M. OLHOFFER et B. SENDHOFF, "On test functions for evolutionary multi-objective optimization," in *Parallel Problem Solving from Nature - PPSN VIII*, X. YAO et al., éd., sér. Lecture Notes in Computer Science, Berlin, Heidelberg : Springer, 2004, p. 792-802, ISBN : 978-3-540-30217-9. DOI : 10.1007/978-3-540-30217-9_80.
- [148] S. ESQUIVEL et C. COELLO, "On the use of particle swarm optimization with multimodal functions," in *The 2003 Congress on Evolutionary Computation, 2003. CEC '03.*, t. 2, déc. 2003, 1130-1136 Vol.2. DOI : 10.1109/CEC.2003.1299795.
- [149] S. SMIT et A. EIBEN, "Comparing parameter tuning methods for evolutionary algorithms," in *2009 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, ISSN : 1941-0026, mai 2009, p. 399-406. DOI : 10.1109/CEC.2009.4982974.

BIBLIOGRAPHIE

- [150] A. E. EIBEN et S. K. SMIT, "Parameter tuning for configuring and analyzing evolutionary algorithms," *Swarm and Evolutionary Computation*, t. 1, n° 1, p. 19-31, 1^{er} mars 2011, ISSN : 2210-6502. DOI : 10.1016/j.swevo.2011.02.001. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210650211000022> (visité le 07/09/2023).
- [151] ARAVIND SESHRAI, *Multi-objective optimization using Evolutionary algorithms (MOEA)*, 2006. adresse : <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimization-algorithm> (visité le 04/09/2023).
- [152] ARAVIND SESHRAI, *A fast elitist multiobjective genetic algorithm : NSGA-II*, 2006. adresse : https://web.njit.edu/~horacio/Math451H/download/Seshadri_NSII.pdf (visité le 04/09/2023).
- [153] P. GARAMBOIS, J. PERRET-LIAUDET et E. RIGAUD, "NVH robust optimization of gear macro and microgeometries using an efficient tooth contact model," *Mechanism and Machine Theory*, t. 117, p. 78-95, 1^{er} nov. 2017, ISSN : 0094-114X. DOI : 10.1016/j.mechmachtheory.2017.07.008. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0094114X17303634> (visité le 04/09/2023).
- [154] Q. WANG, L. WANG, W. HUANG, Z. WANG, S. LIU et D. A. SAVIĆ, "Parameterization of NSGA-II for the optimal design of water distribution systems," *Water*, t. 11, n° 5, p. 971, mai 2019, Number : 5 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute, ISSN : 2073-4441. DOI : 10.3390/w11050971. adresse : <https://www.mdpi.com/2073-4441/11/5/971> (visité le 04/09/2023).
- [155] F. KURSAWE, "A variant of evolution strategies for vector optimization," in *Parallel Problem Solving from Nature*, H.-P. SCHWEFEL et R. MÄNNER, éd., sér. Lecture Notes in Computer Science, Berlin, Heidelberg : Springer, 1991, p. 193-197, ISBN : 978-3-540-70652-6. DOI : 10.1007/BFb0029752.
- [156] W. J. LIM, A. B. JAMBEK et S. C. NEOH, "Kursawe and ZDT functions optimization using hybrid micro genetic algorithm (HMGA)," *Soft Computing*, t. 19, n° 12, p. 3571-3580, 1^{er} déc. 2015, ISSN : 1433-7479. DOI : 10.1007/s00500-015-1767-5. adresse : <https://doi.org/10.1007/s00500-015-1767-5> (visité le 04/09/2023).
- [157] J. R. SCHOTT, "Fault tolerant design using single and multicriteria genetic algorithm optimization," Accepted : 2005-08-17T19 :41 :40Z, Thesis, Massachusetts Institute of Technology, 1995. adresse : <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/11582> (visité le 04/09/2023).
- [158] D. SPERA, "Models of Lift and Drag Coefficients of Stalled and Unstalled Airfoils in Wind Turbines and Wind Tunnels," NASA, 1^{er} jan. 2008. DOI : CR-2008-215434.
- [159] S. C. PRYOR et R. J. BARTHELMIE, "Climate change impacts on wind energy : A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 14, n° 1, p. 430-437, 1^{er} jan. 2010, ISSN : 1364-0321. DOI : 10.1016/j.rser.2009.07.028. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109001713> (visité le 19/09/2023).

- [160] P. NOLAN, P. LYNCH, R. MCGRATH, T. SEMMLER et S. WANG, “Simulating climate change and its effects on the wind energy resource of ireland,” *Wind Energy*, t. 15, n° 4, p. 593-608, 2012, _eprint : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/we.489>, ISSN : 1099-1824. DOI : 10.1002/we.489. adresse : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.489> (visité le 19/09/2023).
- [161] K. SOLAUN et E. CERDÁ, “Impacts of climate change on wind energy power – Four wind farms in Spain,” *Renewable Energy*, t. 145, p. 1306-1316, 1^{er} jan. 2020, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2019.06.129. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119309632> (visité le 19/09/2023).
- [162] R. DAVY, N. GNATIUK, L. PETTERSSON et L. BOBYLEV, “Climate change impacts on wind energy potential in the European domain with a focus on the Black Sea,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 81, p. 1652-1659, 1^{er} jan. 2018, ISSN : 1364-0321. DOI : 10.1016/j.rser.2017.05.253. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117308997> (visité le 19/09/2023).
- [163] D. HDIDOUAN et I. STAFFELL, “The impact of climate change on the levelised cost of wind energy,” *Renewable Energy*, t. 101, p. 575-592, 1^{er} fév. 2017, ISSN : 0960-1481. DOI : 10.1016/j.renene.2016.09.003. adresse : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116307856> (visité le 19/09/2023).
- [164] R. K. PACHAURI, L. MAYER et INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, éd., *Climate change 2014 : synthesis report*, OCLC : 914851124, Geneva, Switzerland : Intergovernmental Panel on Climate Change, 2015, 151 p., ISBN : 978-92-9169-143-2.
- [165] “IPCC, 2022 : Climate Change 2022 : Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi : 10.1017/9781009157926.”
- [166] IEA. “Energy Sankey,” International Energy Agency. (2022), adresse : <https://www.iea.org/sankey/> (visité le 19/06/2023).
- [167] N. JENSEN, “A note on wind generator interaction,” Risø National Laboratory, DTU, Roskilde, Report 87-550-0971-9, 1983. adresse : <https://orbit.dtu.dk/en/publications/a-note-on-wind-generator-interaction>.

Annexes

Annexe A : Gaz à effet de serre et réchauffement climatique

La concentration moyenne des différents gaz à effet de serre dans l'atmosphère est représentée figure 26.

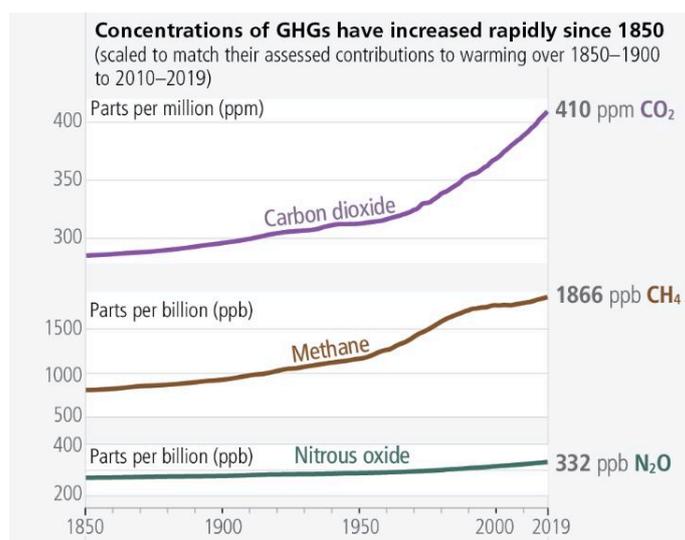


FIGURE 26 – Évolution de la concentration en GES dans l'atmosphère mondiale tirée de [3]

On peut voir sur la figure 26 que les concentrations de tous les gaz à effet de serre augmentent et que le carbone est le gaz le plus concentré dans l'atmosphère. Néanmoins, le potentiel de réchauffement d'un gaz dépend à la fois de sa concentration, mais également de sa durée de vie dans l'atmosphère ainsi que de ses propriétés physico-chimiques. Pour prendre en compte ces différents paramètres, les forçages propres à chacun des gaz sont regroupés dans le tableau 12.

L'astérisque (*) pour le CO_2 provient du fait qu'il est difficile de donner une durée de vie unique pour cette molécule, les processus de dégradation étant nombreux et variés. La table 12 indique que le CO_2 est pris comme la référence de potentiel de réchauffement et que les autres gaz ont des effets indexés sur celui du CO_2 .

Il est ainsi possible de définir une quantité de CO_2 globale dont les effets seraient les mêmes que ceux produits par chacun des gaz pris indépendamment. L'évolution des émissions de $CO_{2\text{éq}}$ d'origine

Principaux gaz	Durée de vie (en années)	Forçage cumulé sur 20 ans	Forçage cumulé sur 100 ans
CO_2	*	1	1
CH_4	12,4	84	28
N_2O	121,0	264	265
CF_4	50 000,0	4 880	6 630
$HFC-152a$	1,5	506	138

TABLE 12 – Exemple de valeurs pour les métriques d'émission tirées de [164]

humaine est indiquée dans le graphique 27

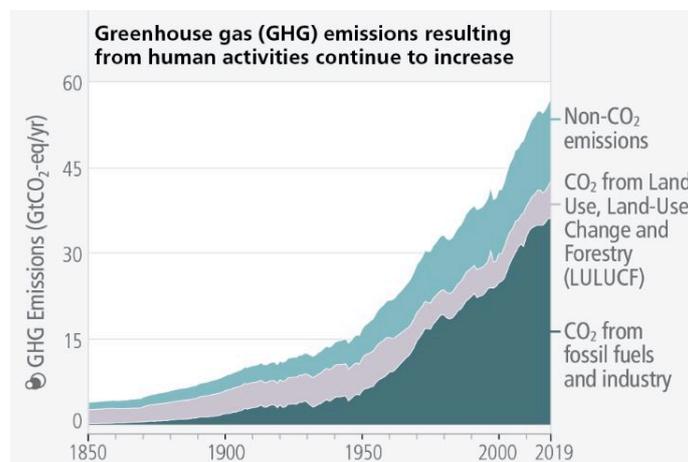


FIGURE 27 – Évolution des émissions de CO_2 mondiales d'origine humaine par secteurs tirée de [3]

Annexe B : Décomposition des émissions de gaz à effet de serre

Équation de Kaya

L'ensemble des émissions de CO_2 peut se décomposer comme étant le produit de quatre facteurs primaires. On considère ici une décomposition au niveau mondial. Cette décomposition porte le nom d'équation de Kaya et elle est détaillée dans le chapitre 2 du rapport n°3 du GIEC [165] :

$$émissions_{CO_2} = population \times \frac{PIB}{population} \times \frac{Energie}{PIB} \times \frac{émissions_{CO_2}}{Energie} \quad (7)$$

avec

- $émissions_{CO_2}$ total des émissions de CO_2
- $population$: population mondiale totale
- $\frac{PIB}{Population}$: quantité monétaire générée par une personne
- $\frac{Energie}{PIB}$: intensité énergétique du PIB (ou quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité monétaire)
- $\frac{émissions_{CO_2}}{Energie}$: intensité carbone de l'énergie (ou quantité de CO_2 nécessaire à la production d'une unité d'énergie)

Ces quatre termes peuvent varier indépendamment des trois autres et ils contribuent tous à l'émission de GES. L'évolution des termes présentés dans l'équation de Kaya entre 2000 et 2018 est présentée dans la figure 28.

On peut voir dans la figure 28 que bien le seul terme réellement décroissant dans l'équation de Kaya est l'intensité énergétique du PIB. Le facteur d'intensité carbone de l'énergie reste quant à lui relativement constant malgré les efforts en recherche et ingénierie pour décarboner au maximum les usages énergétiques.

Il est enfin important de faire remarquer que cette équation donne des valeurs moyennes de chaque terme : elle ne met pas en avant la grande disparité des conditions de vie (PIB/pers), ou industrielles (intensité énergétique du PIB) à travers le monde.

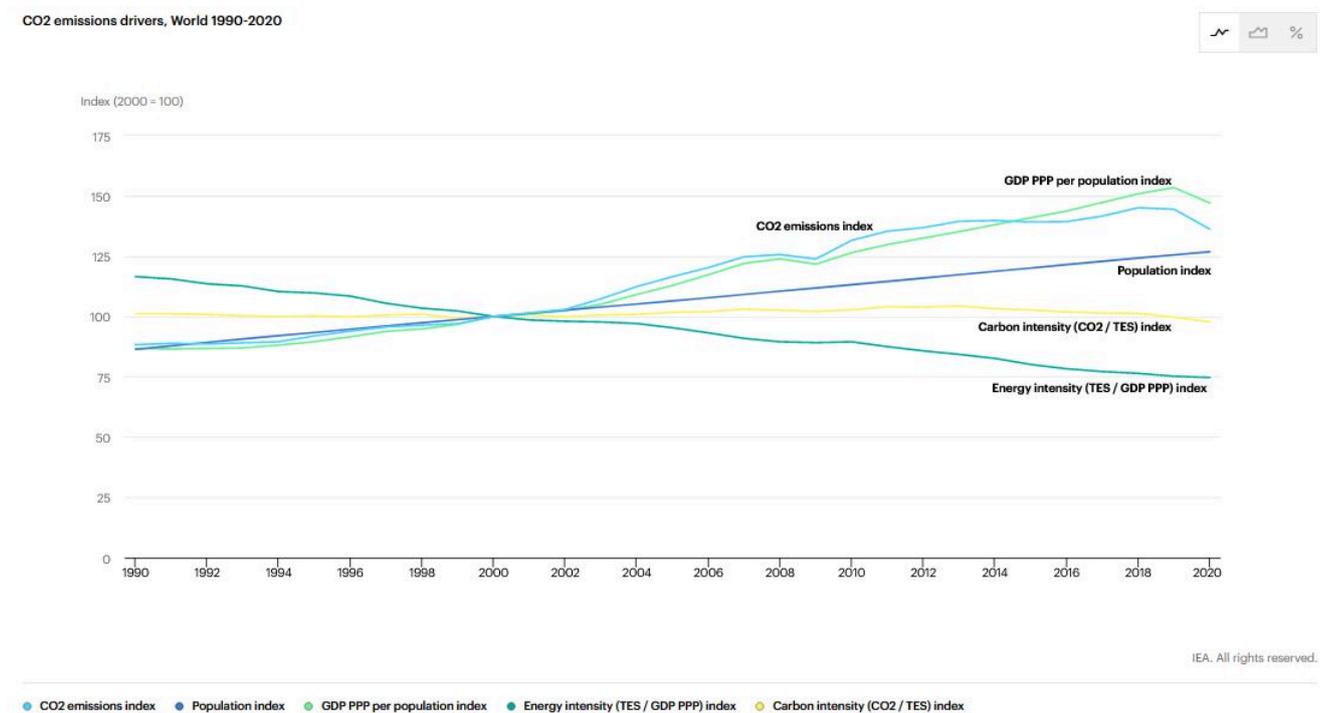


FIGURE 28 – Évolution des composants de l'équation de Kaya dans le monde au cours du temps

Équation équivalente pour les émissions de CO_2 associées au secteur de l'électricité

On peut sur le même modèle définir une équation spécifique au secteur de l'énergie électrique :

$$émissions_{CO_2\text{électricité}} = E_t \times \alpha \times \beta \times \gamma \quad (8)$$

avec

- E_t : total de l'énergie électrique produite par le mix mondial (en kWh)
- α : quantité d'énergie à fournir au mix pour produire 1 kWh d'électricité (sans unité)
- β : part d'énergie fossile dans l'énergie fournie au mix énergétique (sans unité)
- γ : quantité de carbone contenue dans 1 kWh d'énergie fossile (en gCO_2/kWh)

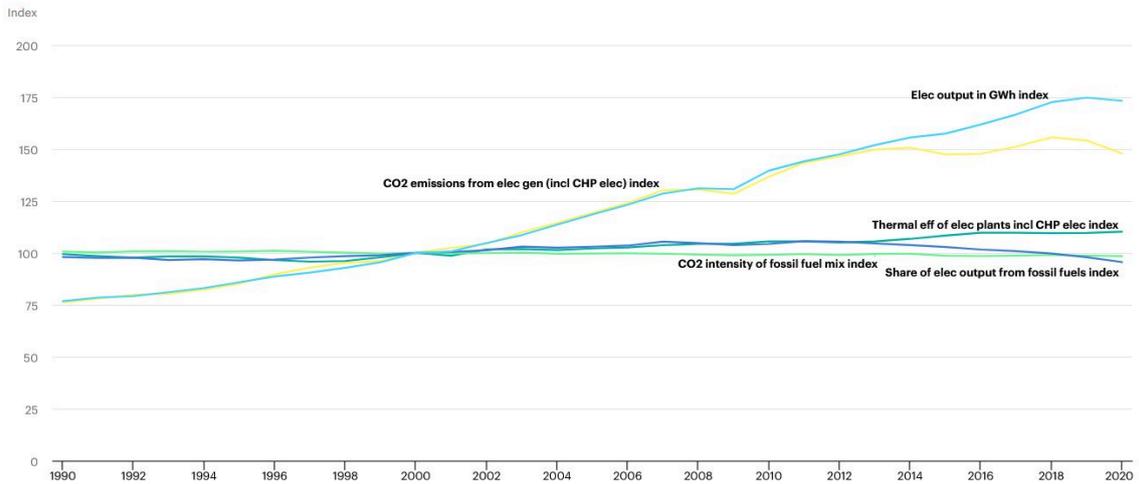
On peut tout d'abord remarquer qu'en divisant par le terme d'énergie électrique totale produite, le terme de gauche fait apparaître l'intensité carbone de l'électricité, dernier des termes évoqués au paragraphe précédent (Cf. équation 7) mais appliqué à l'électricité cette fois-ci. On peut voir dans cette décomposition qu'il y a là encore différentes façons de modifier les émissions de CO_2 globales : il est possible de produire moins d'électricité, de diminuer l'apport d'énergie nécessaire pour faire fonctionner l'industrie électrique, de diminuer la part d'énergie émettant du carbone dans l'énergie apportée au mix et enfin, il est possible de diminuer le CO_2 contenu dans l'énergie émettant du carbone.

L'évolution des paramètres décrits ci-dessus est représentée dans la figure 29, en prenant

ANNEXE B

seulement en compte les apports d'énergie fossile dans la phase d'exploitation des centrales de production électrique (année 2000 = index 100).

CO2 emissions from electricity generation factors, World 1990-2020



IEA. All rights reserved.

● Elec output in GWh index ● Share of elec output from fossil fuels index ● CO2 intensity of fossil fuel mix index ● Thermal eff of elec plants incl CHP elec index ● CO2 emissions from elec gen (incl CHP elec) index

FIGURE 29 – Évolution des composants de l'équation décomposant les émissions associées à la production d'électricité dans le monde au cours du temps

Annexe C : Répartition des flux d'énergie mondiaux en 2020, du primaire vers le final

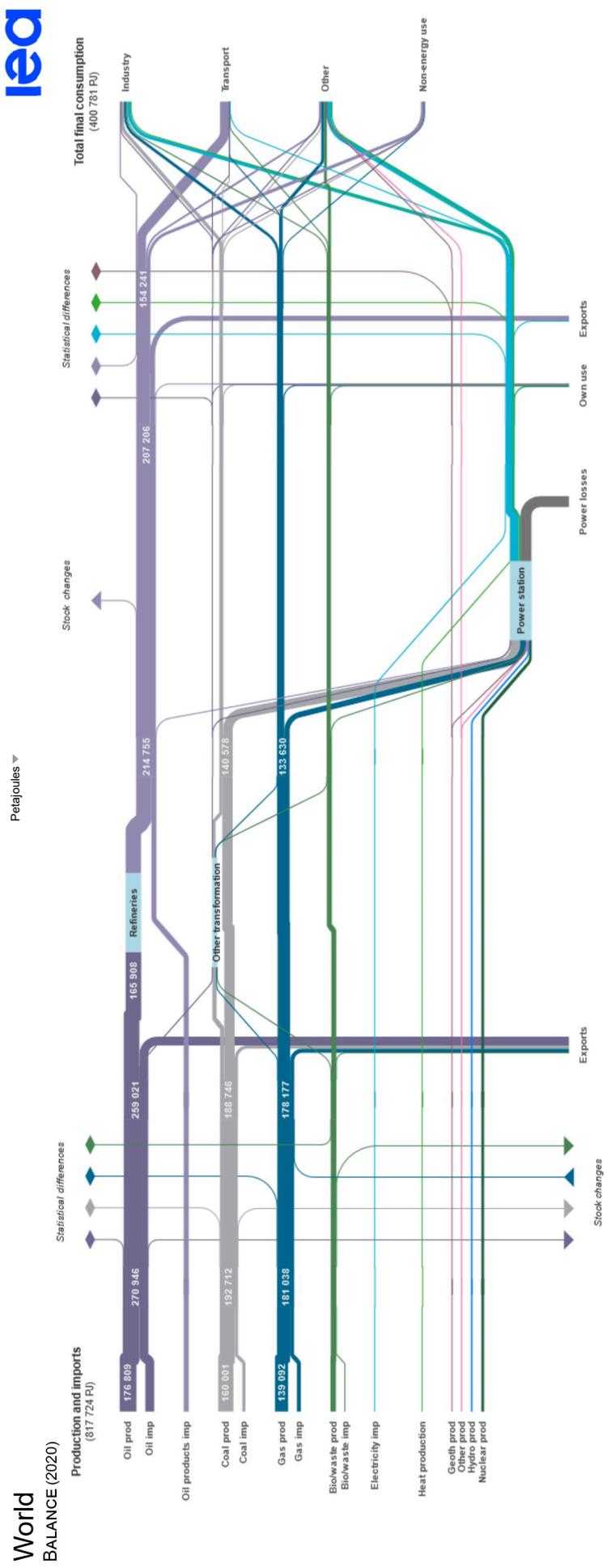


FIGURE 30 – Diagramme de Sankey des énergies dans le monde en 2020, tiré de [166]

Annexe D : Description ontologique d'une éolienne

L'arbre ontologique de l'éolienne permet de définir un méta modèle d'éolienne qui serait entièrement définie par l'association d'une valeur pour chaque rubrique décrite dans l'arbre. Il permet de prendre conscience de la complexité de l'objet d'étude et la diversité des disciplines rattachées. Une proposition d'arbre ontologique d'éolienne est donnée dans [35] et représentée figure 31.

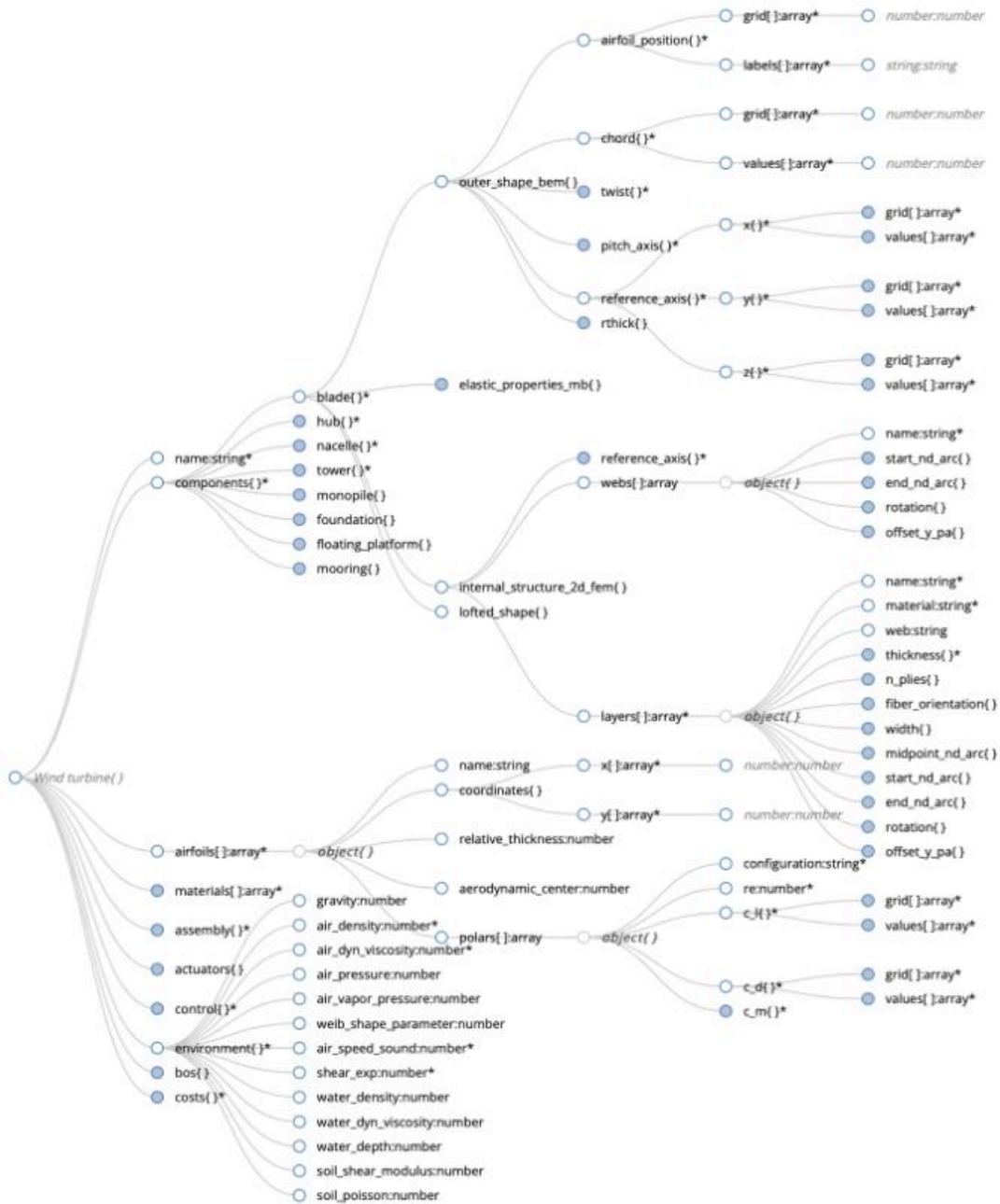


FIGURE 31 – Arbre ontologique de l'éolienne tiré de [35]

Annexe E : Adaptation du coefficient de distance inter-rotor prenant en compte la viscosité

La théorie de conservation de la quantité de mouvement prévoit une évolution des vitesses dans le flux d'air à l'aval d'une éolienne telle que décrite dans le chapitre 2. Pour rappel, l'équation traduisant le coefficient de distance est reprise ci-dessous :

$$C_{distance}(x) = 1 + \cos(\theta) = 1 + \frac{x}{\sqrt{x^2 + R^2}} \quad (9)$$

Où R est le rayon du rotor et θ est l'angle formé entre l'axe \vec{e}_x et la droite passant par le bout de la pale et le point situé en x (voir figure 2.17).

Or, cette évolution se place dans l'hypothèse d'un fluide non visqueux. Plus la distance augmente entre les deux rotors, moins l'action de la viscosité du fluide sur les vitesses du sillage est négligeable. Aussi, des coefficients d'adaptation des vitesses basés sur la viscosité du fluide sont décrits dans la littérature [122]. Cependant, ces derniers n'étant valables que pour le sillage lointain, à savoir $d > 4 \times D$ avec d la distance axiale à l'aval du premier rotor et D le diamètre du rotor. Parmi les coefficients proposés, nous utiliserons celui décrit par Jensen [167]. Le coefficient d'évolution de la vitesse est décrit dans l'équation 10.

$$C_{Jensen}(x) = \frac{R^2}{(R + \alpha_v \cdot x)^2} \quad (10)$$

Avec R le rayon du rotor (m) et α_v un coefficient d'expansion du flux à l'aval du rotor. La valeur de α_v est fixée à 0.075 pour le cas de l'éolien terrestre.

La théorie de la conservation de la quantité de mouvement étant valable dans le sillage proche et celle prenant en compte la viscosité dans le sillage lointain, un coefficient prenant en compte ces deux approches est proposé en passant progressivement d'un coefficient à l'autre tel que décrit dans l'équation 11.

$$\begin{cases} \text{si } x < tr : C_{distance2}(x) &= (1 - \frac{x}{tr}) \cdot C_{distance}(x) + \frac{x}{tr} \cdot C_{Jensen}(x) \\ \text{si } x \geq tr : C_{distance2}(x) &= C_{Jensen}(x) \end{cases} \quad (11)$$

Avec tr la distance à laquelle s'effectue la transition du sillage proche vers le sillage lointain, ici considérée à $tr = 4 \times D$

L'évolution de ce coefficient pour une éolienne de rayon $R = 0.7 \text{ m}$, soit une transition à $tr = 5.6 \text{ m}$ est décrite dans la figure 32.

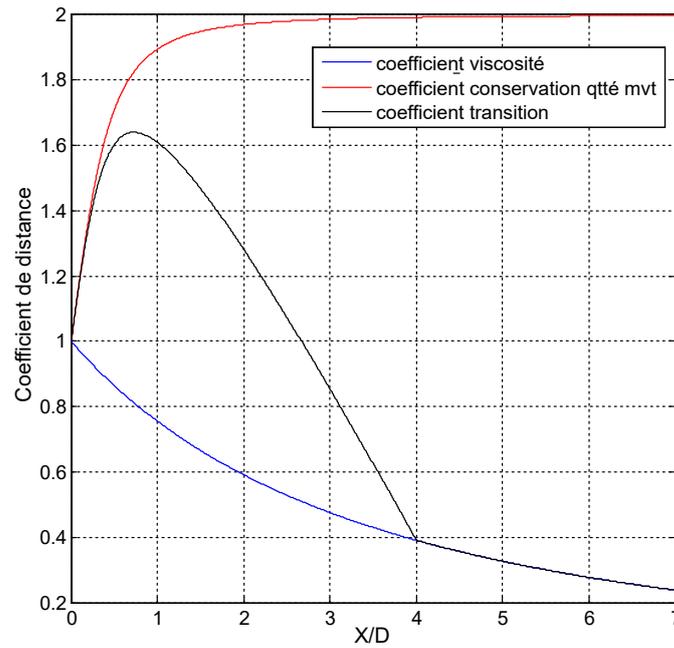


FIGURE 32 – Coefficient de distance adapté prenant en compte l'influence de la viscosité

Pour rappel, dans le cas d'une éolienne à double rotors, la distance inter-rotor est suffisamment faible pour que seul le coefficient issu de la conservation de la quantité de mouvement soit pris en compte. Un tel coefficient prend son sens pour une étude de parc éolien où les distances inter-éoliennes peuvent être de l'ordre de plusieurs fois le diamètre.

Résumé : La production d'énergie avec de faibles émissions de gaz à effet de serre est un objectif majeur de développement durable mondial. Une des technologies prometteuses pour y parvenir est l'énergie éolienne. Le travail présenté dans ce manuscrit porte sur l'étude d'un système éolien à axe horizontal innovant avec deux rangées de rotors successives. L'objectif principal poursuivi est de comparer les technologies issues du multi-rotor et la technologie d'éolienne "classique" afin d'établir les avantages et inconvénients d'utilisation de chacune dans un cas d'usage donné. Les éoliennes à double rotor peuvent voir ces derniers tourner en sens opposés (contra-rotatif) ou dans le même sens (co-rotatif), ce qui influence les performances obtenues.

Pour effectuer cette comparaison, des outils de modélisation et d'optimisation ont été développés afin de comparer les technologies le plus largement possible sans a priori sur les paramètres à fixer. Après une analyse de la littérature, les critères de comparaison sélectionnés ont été l'AEP (Annual Energy Production) et la masse de l'éolienne. En ce qui concerne la modélisation, cette dernière s'appuie sur un modèle aérodynamique fidèle et de résolution rapide, basé sur la théorie BEM (Blade Element Momentum) adaptée pour deux rotors. Ce modèle aérodynamique interagit avec des modèles mécaniques, électro-mécaniques et de poids de composants afin de décrire le comportement de chaque technologie. Les modèles sont couplés avec une stratégie de pilotage pour fournir les valeurs de performance des éoliennes ainsi modélisées. Pour trouver les instances de chaque technologie d'éolienne en vue d'une comparaison, des algorithmes d'optimisation mono-objectif (PSO) ou multi-objectifs non pondérés (NSGA-II) ont été utilisés. Les modèles ont été validés par comparaison avec des données issues de la littérature et de logiciels spécialisés (Qblade et HELICIEL) et la comparaison entre les technologies a été menée sur un cas d'étude comprenant une distribution statistique de vent spécifique.

Mots clés : Éolienne, Doubles rotors, Contra-rotatif, Co-rotatif, Modélisation, Optimisation, Blade Element Momentum, Multi-physique

Abstract : The production of energy with low greenhouse gas emissions is a major objective of global sustainable development. One of the promising technologies for achieving this is wind power. The work presented in this manuscript concerns the study of an innovative horizontal-axis wind turbine system with two successive rows of rotors. The main objective is to compare multi-rotor technology with "conventional" wind turbine technology, in order to establish the advantages and disadvantages of each in a given use case. Dual-rotor wind turbines can have the rotors turning in opposite directions (contra-rotating) or in the same direction (co-rotating), which influences the performance obtained.

To make this comparison, modeling and optimization tools were developed to compare the technologies as broadly as possible, without any preconceived ideas about the parameters to be set. Following a literature review, the comparison criteria selected were AEP (Annual Energy Production) and turbine mass. The modeling is based on a faithful, fast-resolving aerodynamic model, based on BEM (Blade Element Momentum) theory adapted for two rotors. This aerodynamic model interacts with mechanical, electromechanical and component weight models to describe the behavior of each technology. The models are coupled with a control strategy to provide performance values for the wind turbines modeled in this way. To find instances of each wind turbine technology for comparison, single-objective optimization algorithms (PSO) or unweighted multi-objective optimization algorithms (NSGA-II) were used. The models were validated by comparison with data from the literature and specialized software (Qblade and HELICIEL), and the comparison between technologies was carried out on a case study including a specific statistical wind distribution.

Keywords : Wind turbine, Dual rotors, Counter rotating, Co-rotating, Modelling, Optimization, Blade Element Momentum, Multi-physical