



HAL
open science

Pilotage d'une chaîne de conversion active et analyse de cycle de vie pour le petit éolien

Adrien Prévost

► To cite this version:

Adrien Prévost. Pilotage d'une chaîne de conversion active et analyse de cycle de vie pour le petit éolien. Automatique. INSA de Lyon, 2024. Français. ⟨NNT : 2024ISAL0076⟩. ⟨tel-04852944v2⟩

HAL Id: tel-04852944

<https://hal.science/tel-04852944v2>

Submitted on 23 Jan 2025

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.



Distributed under a Creative Commons CC BY-NC 4.0 - Attribution - Non-commercial use - International License



N° d'ordre NNT : 2024ISAL0076

**THESE de DOCTORAT DE L'INSA LYON,
membre de l'Université de Lyon**

**Ecole Doctorale N° 160
EEA de Lyon**

Spécialité/ discipline de doctorat : Automatique

Soutenue publiquement le 24/09/2024, par :

Adrien PRÉVOST

**Pilotage d'une chaîne de conversion
active et analyse du cycle de vie pour le
petit éolien**

Devant le jury composé de :

BAHRI	Imen	Maître de conférences (HDR)	CentraleSupélec	Rapporteure
CAUET	Sébastien	Professeur des Universités	Université de Poitiers	Rapporteur
WURTZ	Frédéric	Directeur de recherche	CNRS	Invité
BRUN	Xavier	Professeur des Universités	INSA Lyon	Directeur de thèse
DELPOUX	Romain	Maître de conférences (HDR)	INSA Lyon	Co-encadrant de thèse
LECHAPPE	Vincent	Maître de conférences	INSA Lyon	Co-encadrant de thèse

Département FEDORA – INSA Lyon - Ecoles Doctorales

SIGLE	ECOLE DOCTORALE	NOM ET COORDONNEES DU RESPONSABLE
ED 206 CHIMIE	CHIMIE DE LYON https://www.edchimie-lyon.fr Sec. : Renée EL MELHEM Bât. Blaise PASCAL, 3e étage secretariat@edchimie-lyon.fr	M. Stéphane DANIELE C2P2-CPE LYON-UMR 5265 Bâtiment F308, BP 2077 43 Boulevard du 11 novembre 1918 69616 Villeurbanne directeur@edchimie-lyon.fr
ED 341 E2M2	ÉVOLUTION, ÉCOSYSTÈME, MICROBIOLOGIE, MODÉLISATION http://e2m2.universite-lyon.fr Sec. : Bénédicte LANZA Bât. Atrium, UCB Lyon 1 Tél : 04.72.44.83.62 secretariat.e2m2@univ-lyon1.fr	Mme Sandrine CHARLES Université Claude Bernard Lyon 1 UFR Biosciences Bâtiment Mendel 43, boulevard du 11 Novembre 1918 69622 Villeurbanne CEDEX e2m2.codir@listes.univ-lyon1.fr
ED 205 EDISS	INTERDISCIPLINAIRE SCIENCES-SANTÉ http://ediss.universite-lyon.fr Sec. : Bénédicte LANZA Bât. Atrium, UCB Lyon 1 Tél : 04.72.44.83.62 secretariat.ediss@univ-lyon1.fr	Mme Sylvie RICARD-BLUM Laboratoire ICBMS - UMR 5246 CNRS - Université Lyon 1 Bâtiment Raulin - 2ème étage Nord 43 Boulevard du 11 novembre 1918 69622 Villeurbanne Cedex Tél : +33(0)4 72 44 82 32 sylvie.ricard-blum@univ-lyon1.fr
ED 34 EDML	MATÉRIAUX DE LYON http://ed34.universite-lyon.fr Sec. : Yann DE ORDENANA Tél : 04.72.18.62.44 yann.de-ordenana@ec-lyon.fr	M. Stéphane BENAYOUN Ecole Centrale de Lyon Laboratoire LTDS 36 avenue Guy de Collongue 69134 Ecully CEDEX Tél : 04.72.18.64.37 stephane.benayoun@ec-lyon.fr
ED 160 EEA	ÉLECTRONIQUE, ÉLECTROTECHNIQUE, AUTOMATIQUE https://edeea.universite-lyon.fr Sec. : Philomène TRE COURT Bâtiment Direction INSA Lyon Tél : 04.72.43.71.70 secretariat.edeea@insa-lyon.fr	M. Philippe DELACHARTRE INSA LYON Laboratoire CREATIS Bâtiment Blaise Pascal, 7 avenue Jean Capelle 69621 Villeurbanne CEDEX Tél : 04.72.43.88.63 philippe.delachartre@insa-lyon.fr
ED 512 INFOMATHS	INFORMATIQUE ET MATHÉMATIQUES http://edinfomaths.universite-lyon.fr Sec. : Renée EL MELHEM Bât. Blaise PASCAL, 3e étage Tél : 04.72.43.80.46 infomaths@univ-lyon1.fr	M. Hamamache KHEDDOUCI Université Claude Bernard Lyon 1 Bât. Nautibus 43, Boulevard du 11 novembre 1918 69 622 Villeurbanne Cedex France Tél : 04.72.44.83.69 direction.infomaths@listes.univ-lyon1.fr
ED 162 MEGA	MÉCANIQUE, ÉNERGÉTIQUE, GÉNIE CIVIL, ACOUSTIQUE http://edmega.universite-lyon.fr Sec. : Philomène TRE COURT Tél : 04.72.43.71.70 Bâtiment Direction INSA Lyon mega@insa-lyon.fr	M. Etienne PARIZET INSA Lyon Laboratoire LVA Bâtiment St. Exupéry 25 bis av. Jean Capelle 69621 Villeurbanne CEDEX etienne.parizet@insa-lyon.fr
ED 483 ScSo	ScSo¹ https://edsciencesociales.universite-lyon.fr Sec. : Mélina FAVETON Tél : 04.78.69.77.79 melina.faveton@univ-lyon2.fr	M. Bruno MILLY (INSA : J.Y. TOUSSAINT) Univ. Lyon 2 Campus Berges du Rhône 18, quai Claude Bernard 69365 LYON CEDEX 07 Bureau BEL 319 bruno.milly@univ-lyon2.fr

I can't understand a society where people are pleased and proud to own a fancy car that will never pay for itself, and pollutes the planet, but hang their heads in shame if their wind turbine does not pay for itself and make them money. Why not own a wind turbine and be proud of using renewable energy? Why does it have to also pay before it's a socially acceptable thing to own?

Hugh Piggott

Remerciements

J'aimerais commencer par remercier Imen Bahri et Sébastien Cauet d'avoir accepté de rapporter cette thèse. La profondeur de vos questions forcent à l'humilité devant la complexité du monde : la recherche n'est jamais finie, il y a toujours à creuser. Merci également à Frédéric Wurtz d'avoir fait partie de ce jury, dont les mots ajustés ont permis une prise de recul inspirante lors de la soutenance, en quelques mots : la science change, elle passe d'une science pour comprendre à une science pour l'innovation et maintenant à une science pour la société. A tous les trois, votre curiosité, votre ouverture et l'intérêt que vous avez porté pour ces travaux m'ont beaucoup touché et m'encouragent à continuer à explorer cette voie de l'interdisciplinarité pour une science au service de la société.

Je tiens ensuite à remercier Romain Delpoux avec qui cette aventure de recherche a commencé. Merci d'avoir cru en moi et en ce projet dès le début. Merci pour ta gentillesse, ta volonté de rendre service et ton accompagnement jusqu'au bout. Merci pour tes encouragements dans l'enseignement, qui m'ont poussé à me dépasser et à monter ce cours de dimensionnement de machine ou encore à encadrer l'option CCSA. Merci pour ta disponibilité, que ce soit pour débloquer une expérience, discuter de machine ou d'observateur, le temps file vite quand on discute, mais tu le trouves toujours, ce qui a probablement empiété sur quelques unes de tes nuits... Merci enfin pour ces moments « hors les murs », que ce soit au Geeps pour une session FEMM avec Loïc, pour un hackathon Owntech avec Jean et Luiz ou autour d'une (une ?) bière. Ils ont mis un certain piquant dans ce voyage qui n'est pas pour me déplaire !

Merci à Vincent Léchappé pour ces points « flash » sur la deuxième partie de ma thèse, qui ont été un appui considérable et sans lesquels je me serai sans doute égaré plus d'une fois. Merci de m'avoir accordé ce précieux temps sans le compter, qui témoigne de ta grande générosité. Merci pour ton souci du détail qui ont apporté beaucoup de rigueur à mes schémas et mes équations. Merci pour ton engagement dans la cellule DDRS du laboratoire, il me semble que quelques lignes soient en train de changer en partie grâce à toi. Enfin, merci pour ces moments sportifs, que ce soit pour le vélo, l'escalade ou la course à pied, j'ai encore une certaine marge de progression avant de pouvoir te suivre...

Merci à Xavier Brun pour avoir dirigé cette thèse avec brio. Tu as su me laisser la juste dose de foisonnement d'idées en début de thèse, et le juste cadre pour mener ce projet jusqu'au bout. Merci pour ta force et ta rigueur de relecture, je souhaite à tout doctorant d'avoir un directeur de thèse aussi impliqué que toi. Ton discernement, ton expérience et ta sagesse ont été des atouts précieux dans cette aventure.

A tous les trois, un merci sincère pour votre bienveillance, votre écoute et votre soutien, même dans les moments de doute. Merci enfin d'avoir supporté ce flot d'idées et de propositions à chaque réunion, qui n'ont pas toujours été facile à contenir...

Merci à Hugues Dorgeron et Pascal Bevilacqua qui m'ont aidé à concevoir et construire mon banc d'essais. Vous êtes excellents et le laboratoire Ampère a une chance immense de travailler avec vous.

Merci à Jean-François Trégouët de m'avoir aidé à écrire mon sujet de thèse en y apportant ta culture en sciences humaines et sociales qui tient difficilement dans une bibliothèque. Merci pour ces cours d'Automatique et d'Algèbre d'une grande rigueur qui m'ont aidé à consolider mon bagage théorique. Merci aussi d'avoir co-encadré ce travail socio-technique avec Laure, il constitue un apport considérable à ces travaux.

Merci à Hugo Helbling pour cet accompagnement dans le travail d'ACV et de m'avoir offert l'opportunité de me former à ce sujet avec le CIRAIG. Merci pour ta disponibilité, ton audace et ta confiance en notre travail. Merci aussi pour ces moments chouettes avec Margaux.

Cette thèse ne serait pas aussi aboutie sans le travail de Hiba Houmsi, François Demichel et Baptiste Beguinet à l'occasion de leurs stages respectifs. Merci Hiba pour ces moments à tester le redresseur actif sur une vraie éolienne. Sans toi, nous ne serions probablement pas allés sur le terrain. Merci François pour ta force de travail et ton efficacité, tu as apporté une solide base à ce travail d'ACV. Merci pour ton engagement, et cette passation réussie une fois le stage terminé. Enfin, merci Baptiste pour ce travail en sociologie des techniques, qui trouve pleinement sa place dans cette thèse. Merci notamment d'avoir enduré la solitude au milieu de tous ces ingénieurs. Merci pour ta finesse, ton intuition et ta persévérance, qui ont fait naître un mémoire de master dont tu peux être fier.

Merci à Sylvie Sesmat pour ton accompagnement au début de ma rédaction de thèse, tes conseils et méthodes m'ont été précieux. Merci pour le soin que tu portes aux autres.

Merci à Eric Bideaux d'avoir soutenu mon projet de « brasser du vent » dès la première année. Merci notamment de m'avoir aidé dans l'organisation du congrès sur le petit éolien à l'INSA.

Merci à Claude Richard d'avoir été un enseignant exceptionnel au département GE, pour toutes ces discussions autour des machines, et de m'avoir fait confiance pour monter ce cours en CEE.

Merci à l'équipe de l'Atelier du Zéphyr pour ce super cours que l'on a monté ensemble.

Merci à tous les permanents ainsi qu'à tous les doctorants des bâtiments Saint-Exupéry et Léonard de Vinci avec qui j'ai partagé des moments forts. Mention spéciale à Ben et Sarah avec qui nous avons partagé un bureau ces trois années (qui n'a toujours pas vu son projet de canapé aboutir...). Merci pour ces cafés en salle de pause, d'où émergent toujours des idées et inventions farfelues en compagnie par exemple de Ben, Justin, Laurent, Federico ou Jean-Yves. Merci à ceux qui ont aidé à créer l'association des doctorants, et ceux qui ont accepté de présenter pendant les cafédoc'. Je pense notamment à Laura, William, Tanguy, Clémentine, Hiba, Théo, Amaury et Gabriel.

Merci Laura Khammali et Sandrine Bouchet pour votre travail administratif, « dans l'ombre », sans lequel peu de choses seraient possibles au laboratoire.

Merci au laboratoire Ampère et à l'INSA Lyon de m'avoir permis de faire une thèse dans de si bonnes conditions. En particulier, merci à Cyril Buttay d'avoir soutenu ma candidature pour ce projet de thèse.

Merci à toute la communauté du petit éolien auto-construit. Merci à Hugh Piggott d'avoir mis au point cette belle machine et de l'avoir diffusée dans le monde entier sans licence commerciale. Grâce à toi, des milliers de personnes auto-produisent et ont accès à l'électricité. Merci à l'équipe de Tripalium qui fait un boulot incroyable pour diffuser cette machine en France à travers un manuel et des stages d'auto-construction. En particulier, un grand merci à Jay Hudnall de m'avoir fait confiance pour un stage puis d'avoir été une personne ressource pendant ma thèse. Merci aussi à Clément, Aurélie, Patrick et Bastien pour tous ces moments autour d'une éolienne ou ailleurs. Merci à toute la communauté Wind Empowerment pour cette mise en réseau des acteurs du petit éolien auto-construit dans le monde. Merci Kostas Latoufis, d'avoir été une personne ressource pour moi. Merci pour tout ce que tu as fait pour la communauté. Merci à Katerina, Jonathan, Manuel, Guillermo, Andrew, Ludwig, Immanuel et les autres. Merci à Loïc Quéval de nous avoir rejoint au bureau de l'asso pendant deux ans, pour ton enthousiasme et ta curiosité. Merci pour ton aide sur FEMM. Merci Luiz Villa et Jean Alinei pour tout ce qu'on a pu faire ensemble dans Wind Empowerment. Bravo pour votre superbe aventure avec OwnTech, vous vendez du rêve (le futur redresseur actif pour le petit éolien ?).

Merci à mes amis du Wind Energy Lab à Heraklion. Merci Dimitris Christakis et Constantinos Condaxakis pour votre accueil et de continuer à faire vivre le petit éolien à travers les moulins à voiles. Merci M.Georges et Irène.

Je remercie tous les habitants successifs de notre coloc' le « châto », Clara, Romain, Thomas, Aurore, Clélia, Colin, Aïssata, Elise et Sékou, qui ont écouté patiemment mes aventures de recherche à toute heure.

Je remercie ma famille pour son soutien. En particulier Sylvaine ma maman, qui a toujours été là pour accompagner son fils qui papillonne. Je ne serais pas arrivé jusqu'ici sans tes encouragements tout au long de ma vie. Je remercie aussi mon père François pour ton aide au discernement dans mes phases de choix. Tu as toujours été inspirant et de bon conseil dans ces périodes. Ton pilote de nuage est maintenant (presque) pilote d'éolienne. Merci Arnaud pour m'avoir aidé à développer mon esprit critique depuis mon jeune âge. Merci Noé, Thomas pour ces chamailleries de frères et sœurs. Cette thèse aurait pu ne pas voir le jour à cause d'une brosse à dent.. On a échappé belle.. Merci à ma famille d'adoption, les Sarraz'Imberts, pour me considérer comme l'un des leurs.

Merci à mon éternelle bande de potes, les cailloutains. Cail-Cail-Cail-Cailloux.

Enfin, Héloïse, merci pour ton amour et ta joie qui font que partager ta vie au quotidien est un bonheur inestimable.

Résumé

Cette thèse porte sur l'étude d'une chaîne de conversion active pour le petit éolien. Dans sa configuration initiale, l'éolienne étudiée est équipée d'une génératrice synchrone à aimants permanents raccordée à une batterie via un redresseur à diodes. Dans ce travail, nous proposons une modification du système visant à augmenter son efficacité : remplacer le redresseur à diodes par un redresseur actif, tout en questionnant les impacts environnementaux et sociétaux de cette modification.

Dans la première phase du travail, nous avons réalisé un banc d'essais permettant d'émuler le comportement de l'éolienne, afin d'évaluer sa performance en conditions stationnaires et dynamiques. Nous avons ensuite modélisé le système génératrice-convertisseur dans le but de proposer une loi de commande. Pour ce faire, nous avons établi puis validé expérimentalement un modèle réductant et un modèle par éléments finis de la génératrice.

Nous avons ensuite proposé une loi de commande du système avec un redresseur actif qui a montré des gains de performance significatifs en comparaison avec la configuration classique de redresseur à diodes. Nous avons notamment montré que la stratégie pouvait se passer de capteur mécanique de position grâce à un observateur tout en étant robuste aux incertitudes du modèle.

Du point de vue environnemental, une Analyse du Cycle de Vie (ACV) du système a montré que les parties les plus impactantes étaient la structure du mât et les batteries. Nous avons proposé un cadre de pensée unifié pour considérer l'optimisation technico-environnementale du système. Enfin, nous avons étudié la communauté du petit éolien auto-construit en France pour comprendre quel effet pourrait avoir l'introduction d'un redresseur actif sur l'appropriation de l'éolienne.

Abstract

This thesis focuses on the study of an active conversion chain for small wind turbines. In its initial configuration, the wind turbine under study is equipped with a permanent magnet synchronous generator connected to a battery through a diode rectifier. In this research work, we propose a modification of the system aimed at increasing its efficiency : replacing the diode rectifier with an active rectifier, while also considering the environmental and societal impacts of this modification.

In the first phase of the work, we developed a test bench to emulate the behavior of the wind turbine, enabling the evaluation of its performance under both stationary and dynamic conditions. We then modeled the generator-converter system with the aim of proposing a control law. To achieve this, we established and experimentally validated both a reluctance model and a finite element model of the generator.

Subsequently, we proposed a control strategy for the system with an active rectifier, which demonstrated significant performance gains compared to the conventional diode rectifier configuration. Notably, we showed that the strategy could operate without a mechanical position sensor by using an observer, while still being robust to model uncertainties.

From an environmental perspective, a Life Cycle Assessment (LCA) of the system showed that the most impactful components were the mast structure and the batteries. We proposed a unified framework to consider the techno-environmental optimization of the system. Finally, we studied the community of self-built small wind turbines in France to understand how the introduction of an active rectifier might affect the adoption and use of the wind turbine.

Introduction générale

Le concept de limites planétaires a été proposé en 2009 par des scientifiques du Stockholm Resilience Center pour définir un seuil de conditions biogéochimiques acceptables pour l'humanité [148]. En 2023, six des neuf limites auraient déjà été franchies, suggérant que le système Terre serait sur un point de fonctionnement déjà au-delà des limites tolérables pour l'humanité [146]. Cette énième sonnette d'alarme tirée par la communauté scientifique contribue à mettre en évidence que les modes de vie de nos sociétés modernes (post-révolution industrielle) ne sont pas soutenables. En plus de ne pas être soutenables, ils ne sont pas justes au sens de la consommation des ressources et de leurs impacts. En 2015, un rapport de l'Oxfam montrait que la moitié la plus pauvre de la population mondiale était seulement responsable de 10% des émissions de CO₂ mondiale, alors que celle-ci vit en grande majorité dans les pays les plus vulnérables au dérèglement climatique [127].

Pour assurer la soutenabilité des systèmes socio-écologiques, une approche raisonnable est de diminuer l'impact des activités humaines sur ces systèmes tout en permettant à l'humanité dans son ensemble de vivre dignement [45]. Une représentation de cet espace « juste et sûr » pour l'humanité est proposée par l'économiste K.Raworth à l'aide d'un donut [143, p. 38]. L'intérieur du donut est délimité par un plancher social en dessous duquel la pénurie empêcherait l'humanité de vivre dignement. Quant à la circonférence extérieure, elle représente les limites planétaires à ne pas franchir (et que nous aurions déjà franchies pour la plupart).

Comment agir sur les systèmes socio-écologiques pour que l'humanité se stabilise entre le plancher social et le plafond écologique ?

Le concept de transition socio-écologique fait référence aux mécanismes et trajectoires qui mènent à une stabilisation des systèmes socio-écologiques dans cet espace soutenable pour l'humanité. Ces trajectoires résultent d'interactions entre le système social et le système écologique, elles sont dynamiques, possèdent des points de bascules et sont parfois contre-intuitives [113]. Parmi les mécanismes à l'œuvre dans les transitions, la production et la consommation d'énergie est centrale puisqu'elle conditionne la réalisation de la plupart des activités humaines. La dimension énergétique de la transition socio-écologique fait alors appel à la notion de *transition énergétique*. Ce mot-valise très employé dans les sphères politiques et médiatiques cache de multiples facettes. Le paradigme actuel à ce sujet vise à augmenter *l'efficacité* des systèmes qui produisent et consomment l'énergie. *L'efficacité* désigne ici la production du *même* service avec *moins* d'énergie, ce qui aurait pour effet de réduire les coûts et les impacts des services sur le milieu. Selon E.Shove la poursuite de l'efficacité énergétique en tant que but est contre-productive pour deux raisons principales. Premièrement, cette approche ne questionne pas la soutenabilité des

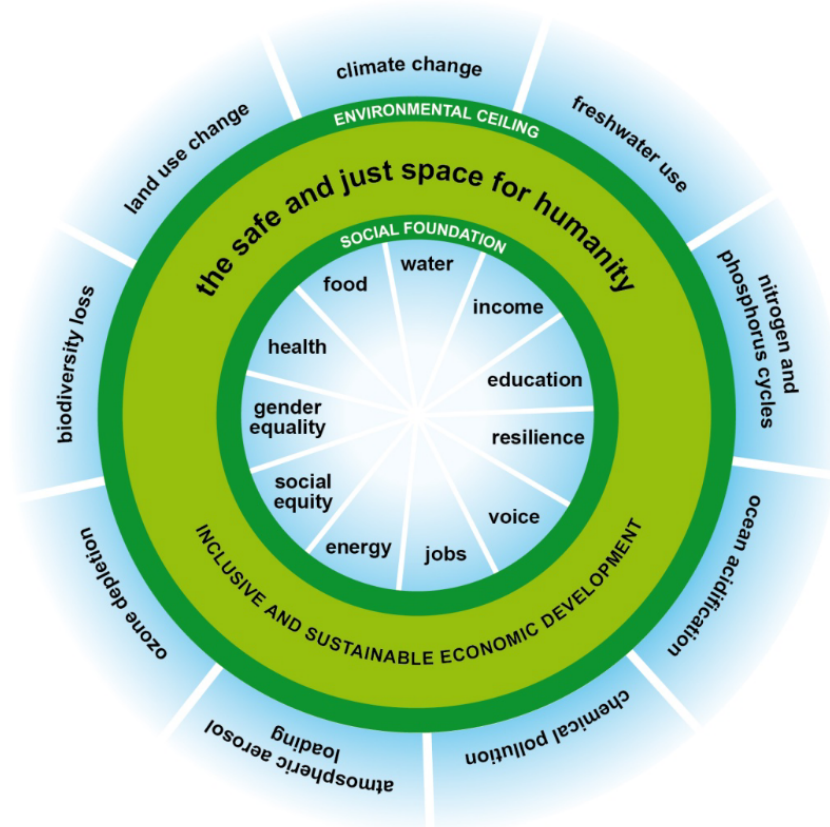


Figure 1 – Représentation des limites planétaires et du plancher social selon la forme d’un donut, par K. Raworth. Source : [143]

services sur le long terme. Deuxièmement, parce que les approches visant à mesurer et optimiser l’efficacité énergétique déconnectent l’énergie des situations dans lesquelles elle est utilisée et transformée [158]. Nombre d’études montrent que l’augmentation de l’efficacité énergétique a mené in fine à une augmentation de la consommation d’énergie à travers l’utilisation plus intensive en retour, un phénomène connu sous le nom d’« effet rebond » [57]. D’après ce constat, il est clair que la recherche de l’efficacité énergétique en elle-même ne permet pas la transition, elle n’en serait qu’un levier parmi trois : 1) sobriété, 2) efficacité et 3) Energies Renouvelables (EnR) [154]. Il ne semble pas nécessaire ici de revenir sur les concepts d’efficacité ni d’EnR. En revanche le concept de sobriété mérite d’être défini clairement.

Sobriété La sobriété peut se décliner en trois aspects. La sobriété *dimensionnelle* vise à répondre au juste besoin avec le juste dimensionnement. La sobriété *coopérative* permet de réduire la consommation d’énergie via la mutualisation des moyens. Enfin, la sobriété *d’usage* vise à la juste utilisation des moyens. Ces trois types de sobriété interviennent aux échelles individuelle et collective [154]. Quelle que soit l’échelle, la sobriété implique donc une adaptation et une réorganisation des modes de vie, notamment via une réflexion sur la priorisation des besoins.

Pour faire une transition énergétique il faudrait alors dimensionner des systèmes d’EnR adaptés à des besoins négociés tout en minimisant les impacts environnementaux associés à la production d’énergie, et ce, à des échelles individuelle et collective.

Cette thèse porte sur l'amélioration de l'efficacité d'un dispositif de production d'EnR décentralisé : le petit éolien. Pour éviter l'écueil d'une optimisation technique déconnectée du système socio-écologique, nous proposons une approche en trois temps : l'amélioration technique, l'évaluation des impacts environnementaux et l'étude des rapports humains à cet objet technique. Le Chapitre 1 de ce mémoire dessine le paysage technologique du petit éolien, permettant de formuler des questions et de structurer ainsi le travail de recherche. Le plan du manuscrit s'appuyant naturellement sur cette structure, il sera annoncé à la fin du Chapitre 1.

Table des matières

Table des figures	xx
Liste des Tableaux	xxi
1 Le petit éolien	1
1.1 Introduction au petit éolien	2
1.2 Le dimensionnement de la chaîne de conversion : un problème complexe . .	13
1.3 L'éolienne Piggott	30
1.4 Conclusion et problématisation	37
2 Modélisation du système génératrice-convertisseur	41
2.1 Introduction	42
2.2 Architecture du système	43
2.3 Mécanique en rotation	45
2.4 Modélisation de la génératrice	48
2.5 Modèle du redresseur	59
2.6 Validation expérimentale du modèle de la génératrice	63
2.7 Conclusion	65
3 Commande de la chaîne de conversion active sans capteur mécanique	67
3.1 Introduction	68
3.2 Commande de l'émulateur éolien	69
3.3 Loi de commande avec capteur mécanique	76
3.4 Commande sans capteur mécanique	88
3.5 Commande en présence d'incertitudes paramétriques	92
3.6 Conclusion et perspectives	103
4 Analyses technico-environnementale et socio-technique	107
4.1 Introduction	108
4.2 Etude technico-environnementale	111
4.3 Conclusions, recommandations et perspectives	135
4.4 Etude socio-technique	138
4.5 Conclusion et perspectives socio-techniques	144
Conclusion, perspectives et analyse critique	147
A Modèle magnétique analytique d'une machine synchrone à flux axial à bobinage sans cœur magnétique	153
A.1 Modèle d'un aimant permanent	153

A.2	Circuit réductant	154
A.3	Calcul du flux d'origine rotorique	155
A.4	Calcul de l'inductance statorique	157
A.5	Résumé des grandeurs géométriques et magnétiques de la machine	157
B	Algorithme de calcul des flux couplés et du couple par Elements Finis Magnétiques (EFM).	159
C	Procédure d'identification du modèle magnétique de la Génératrice Synchrone à Aimants Permanents (GSAP)	161
D	Détails des calculs pour l'analyse de sensibilité de l'observateur par mode glissant	163
D.1	Preuve de l'équation (3.47)	163
D.2	Preuve de l'équation (3.52)	164
D.3	Preuve des équations (3.53) et (3.54)	165
D.4	Méthode de réglage du gain l_1	166
E	Calcul de la Production Annuelle d'Energie (PAE) en fonction de la hauteur du moyeu.	169
F	Inventaire de cycle de vie	171
F.1	Extensibilité de l'inventaire pour le mât	175

Table des figures

1	Représentation des limites planétaires et du plancher social selon la forme d'un donut, par K. Raworth. Source : [143]	xii
1.1	Représentation de la chaîne de conversion de puissance.	2
1.2	Photographies de différents types d'aérogénérateurs : éolienne à axe vertical (a), éolienne à axe horizontal (b), aérogénérateur volant (c).	3
1.3	Arborescence des différentes configurations électriques en sortie de redresseur.	5
1.4	Architecture typique d'un système de production d'énergie éolienne en site isolé.	6
1.5	Courbe de puissance générique d'une éolienne (en noir) et ses zones opérationnelles (en gris). Le coefficient de puissance est représenté en orange.	7
1.6	Illustration de la dispersion des mesures de puissance. Source : Site Expérimental pour le Petit Eolien de Narbonne (SEPEN).	8
1.7	Performance des éoliennes Bergey Excel 10 et Excel 15. Source : National Renewable Energy Laboratory (NREL).	12
1.8	Représentation énergétique du système avec ses flux (rouge) et ses efforts (bleu).	14
1.9	Approximation des caractéristiques de rendement en fonction de la forme du convertisseur aérodynamique. Graphe reproduit à partir de [66, p.101].	14
1.10	Représentation d'un élément de profil aérodynamique en mouvement par rapport à une masse d'air.	15
1.11	Effet de la forme du rendement aérodynamique sur les caractéristiques de puissance d'une hélice.	17
1.12	Représentation d'une chaîne de conversion passive connectée à une batterie.	22
1.13	Caractéristiques couple-vitesse de l'hélice 1 pour différentes vitesses de vent. La trajectoire optimale est en rouge continu et les trajectoires imposées par une génératrice faiblement inductive (a) et fortement inductive (b) sont en pointillés.	23
1.14	Représentation d'une chaîne de conversion active basée sur (a) un Pont de Diodes Triphasé (PD3) associé à un convertisseur DC/DC ; (b) un redresseur synchrone à transistors connecté à une batterie.	26
1.15	Représentation 3D d'une éolienne Piggott. Source : Tripalium.	30
1.16	Vue éclatée d'une éolienne Piggott. Source : Tripalium.	30
1.17	Représentation schématique de l'éolienne sans (à gauche) et avec (à droite) effacement [71].	32
1.18	Performance de l'éolienne Piggott.	33
1.19	Performance aérodynamique de l'hélice Piggott testée en soufflerie.	34
1.20	Performance in situ de l'éolienne Piggott sur la presqu'île de Scoraig [101].	35

2.1	Représentation énergétique du système sous forme de blocs.	42
2.2	Schéma de l'architecture simplifiée de la chaîne de conversion active.	43
2.3	Représentation schématique de la plateforme expérimentale, grandeurs mesurées (vert) et signaux de commande (rouge).	44
2.4	Banc d'essais : Moteur d'entraînement (a), couple-mètre (b), Génératrice (c).	45
2.5	Banc d'essais : Redresseurs (d), Charge active (e), dSPACE MicroLabBox (f), VFD (g).	45
2.6	Bond graph causal du système mécanique en rotation (système éolien).	46
2.7	Bond graph causal du système mécanique en rotation (banc d'essais).	47
2.8	Vue 3D de la génératrice Axial Flux Permanent Magnet (AFPM). Produite par K. Latoufis avec OpenAFPM CAD core.	48
2.9	Aspects géométriques de la machine à flux axial.	49
2.10	Calcul de l'induction magnétique sur Finite Element Method Magnetics (FEMM).	52
2.11	Comparaison des flux couplés rotoriques obtenus par EFM avec des sinusoïdes d'amplitude Φ_f	52
2.12	Flux couplés totaux dans les axes direct (d) et de quadrature (q) obtenus par EFM.	54
2.13	Calcul du couple par EFM.	55
2.14	Représentation de Kirchhoff de la PMSG à poles lisses dans le domaine de Park.	59
2.15	Schéma équivalent électrique du système génératrice convertisseur (convention moteur).	60
2.16	Schéma équivalent électrique du système génératrice-redresseur avec un PD3.	63
2.17	Identification expérimentale du modèle magnétique de la GSAP.	64
2.18	Identification expérimentale de la constante de couple de la GSAP.	64
3.1	Architecture simplifiée de commande du système expérimental.	68
3.2	Schéma de simulation du couple aérodynamique.	73
3.3	Schéma de la génération de trajectoire de vitesse mécanique.	73
3.4	Caractéristiques aérodynamiques utilisées pour les expériences sur l'émulateur éolien en laboratoire.	74
3.5	Mesure du couple aérodynamique émulé sur le banc d'essai en conditions stationnaires (vent constant).	75
3.6	Réponse de l'émulateur à une bourrasque de vent (à $t=2s$) puis à un échelon de couple (à $t=11s$) sur la génératrice pour deux valeurs d'inertie différente.	75
3.7	Comportement dynamique de l'émulateur en conditions de vent turbulent pour deux valeurs d'inertie différente.	76
3.8	Architecture de commande du contrôleur éolien avec mesures de vitesse et de position.	80
3.9	Implémentation du découplage et du correcteur de courants.	81
3.10	Tension de bus DC minimale pour assurer la loi OTC avec une commande vectorielle pour deux types de MLI.	83
3.11	Puissance récupérée en sortie de redresseur en fonction du gain K de la commande OTC pour un vent faible (5 m/s), moyen (7 m/s) et fort (9 m/s).	84
3.12	Comparaison des comportements aérodynamiques pour les configurations PD3 et RA en conditions statiques et dynamiques.	85

3.13	Comparaison de performance de la chaîne de conversion dans les configurations PD3 et RA en conditions statiques.	86
3.14	Comparaison de la performance sur cycle pour les configurations PD3 et RA.	87
3.15	Schéma de commande du contrôleur éolien sans capteur mécanique.	88
3.16	Représentation des référentiels utilisés pour la commande en présence d'une erreur d'observation angulaire φ causée par des incertitudes paramétriques. Le vecteur bleu i représente le courant piloté référentiel $\hat{d} - \hat{q}$ par les contrôleurs de courant, dans le cas où $i_d^\# = 0$	96
3.17	Erreur sur les points d'équilibre des courants : comparaison de l'expérimentation avec le modèle analytique pour les différentes configurations d'erreur δ_R, δ_L en conditions statiques et dynamiques.	100
3.18	Comparaison du comportement aérodynamique pour les différentes configurations d'erreur δ_R, δ_L en conditions statiques et dynamiques.	101
3.19	Comparaison des performances pour les différentes configurations d'erreur δ_R, δ_L en conditions statiques.	102
3.20	Comparaison de la PAE pour les différentes configurations d'erreur δ_R, δ_L en conditions statiques.	102
3.21	Comparaison des performances pour les différentes configurations d'erreur δ_R, δ_L en conditions dynamiques.	103
4.1	Interactions des systèmes technique, sociosystème et écosphère.	108
4.2	Représentation des différents chemins énergétiques au sein du système. Les valeurs des paramètres sont résumées dans le Tableau 4.2	119
4.3	Performance de l'éolienne Piggott 2.4N pour différentes vitesses de vent moyenne au moyeu.	119
4.4	Production annuelle d'énergie de la LMSWT en fonction de la hauteur du moyeu pour plusieurs conditions de longueur de rugosité avec une vitesse de vent moyenne de $V_r = 4$ m/s à $h_r = 12$ m.	124
4.5	Evolution des scores uniques EF 3.0 de la batterie et du mât.	126
4.6	Répartition des impacts entre les éléments du système en configuration Hors Réseau (HR).	128
4.7	Répartition des impacts entre les éléments du système en configuration Raccordé au Réseau (RR).	128
4.8	Impacts par unité d'énergie fonctionnelle pour les configurations HR et RR selon les scénarios A et B.	130
4.9	Sensibilité du score d'impact (a), de l'ENF (b), de la hauteur de mât optimale (c) et des besoins énergétiques optimaux (d) par rapport à la ressource éolienne, à la rugosité et au décalage de charge (autonome). Les hauteurs de mât constantes sont représentées par des lignes en pointillés gris.	132
4.10	Sensibilité du score d'impact (a), de l'ENF (b), de la hauteur de mât optimale (c) et des besoins énergétiques optimaux (d) par rapport à la ressource éolienne, à la rugosité et au décalage de charge (connecté au réseau). Les hauteurs de mât identiques sont représentées par des lignes en tirets gris.	133
4.11	Carte des hauteurs optimales de mât vis-à-vis de l'ENF pour la région Auvergne-Rhône-Alpes. Carte interactive en ligne [102].	134
4.12	Schéma explicatif des fonctionnalités et couches logicielles pour la génération de la carte.	134

4.13	Personnalisation du safran. Source : Tripalium.	140
4.14	Personnalisation du mât. Source : Tripalium.	142
4.15	Profils de pilotes selon deux axes. Graphique tiré de [19].	144
4.16	Proposition d'un schéma d'optimisation multidisciplinaire du système.	152
A.1	Induction et excitation magnétique d'un aimant permanent.	153
A.2	Schémas équivalents de Norton et Thevenin d'un aimant permanent dans le modèle de Kirchhoff	155
A.3	Circuit réductant décomposé en p paires de pôles.	156
A.4	Circuit réductant équivalent simplifié.	156
C.1	Procédure d'identification décrite dans [6]	162

Liste des tableaux

1.1	Résumé des symptômes, explications et résolutions proposées en réponse à la variabilité de performance des éoliennes Piggott.	37
2.1	Variables du système étudié.	42
2.2	Récapitulatif des paramètres magnétiques et électriques de la GSAP.	64
3.1	Paramètres mécanique de l'éolienne et de l'émulateur.	76
3.2	Comparaison de l'énergie récupérée sur le cycle de vent pour les différentes configurations PD3 et RA.	88
3.3	Scénario d'erreurs sur les paramètres.	99
4.1	Tableau de synthèse des études environnementales de référence sur le petit éolien.	116
4.2	Résumé des paramètres d'entrée du modèle énergétique.	121
4.3	Inventaire simplifié pour un mât de 12 m avec 5,2 kWh de stockage d'énergie en configuration hors réseau.	122
4.4	Entrées et sorties du modèle énergétique pour les scénarios A et B en configurations HR et RR.	125
4.5	Résumé des contributions des catégories d'impact au score unique EF 3.0 pour le scénario (A).	127
4.6	Résumé des contributions des éléments du système au score unique pour les scénarios (A) et (B)	127
4.7	Analyse des principaux contributeurs d'impact dans le système pour le scénario A.	129
A.1	Résumé des dimensions géométriques de la GSAP.	157
D.1	Expressions de φ_α et φ_β en fonction des signes de a et b	166
F.1	Inventaire du cycle de vie du sous-système Aérogénérateur	172
F.2	Inventaire du cycle de vie du sous-système Mât	173
F.3	Inventaire du cycle de vie du sous-système Électronique	174
F.4	Résumé des dimensions du mât.	175

Acronymes

ACV	Analyse du Cycle de Vie
AFPM	Axial Flux Permanent Magnet
BT	Basse Tension
DC	Direct Current
DPC	Direct Power Control
DSC	Direct Speed Control
DSP	Digital Signal Processor
EFM	Elements Finis Magnétiques
ENF	Energy Need Footprint
EnR	Energie Renouvelable
ESC	Extremum Seeking Control
FEM	Force Electro-Motrice
FMM	Force Magneto-Motrice
FEMM	Finite Element Method Magnetics
FP	Facteur de Puissance
FPGA	Field Programmable Gate Array
FSF	Frequency Signal Feedback
GES	Gaz à Effet de Serre
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimants Permanents
HR	Hors Réseau
IPC	Indirect Power Control
ICV	Inventaire de Cycle de Vie
LTI	Linéaire Temps Invariant
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LCIA	Life Cycle Impact Assessment
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTUA	National Technical University of Athens
MCC	Machine à Courant Continu
MLI	Modulation à Largeur d'Impulsion
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MS	Machine Synchrone
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents
OTC	Optimal Torque Control
PAE	Production Annuelle d'Energie

PD3 Pont de Diodes Triphasé
PSF Power Signal Feedback
RA Redresseur Actif
RFA Résultante des Forces Aérodynamiques
RR Raccordé au Réseau
SEPEN Site Expérimental pour le Petit Eolien de Narbonne
SHS Sciences Humaines et Sociales
TSR Tip Speed Ratio
UE Union Européenne
UF Unité Fonctionnelle
UA Uncertainty Analysis
VFD Variable Frequency Drive

Chapitre 1

Le petit éolien

Sommaire

1.1	Introduction au petit éolien	2
1.1.1	Principes généraux de la conversion d'énergie éolienne	2
1.1.2	L'échelle, une question de taille?	5
1.1.3	Architecture d'un système de production d'énergie avec une petite éolienne	5
1.1.4	La mesure de performance des petits aérogénérateurs	6
1.1.5	Etat actuel de la technologie	8
1.2	Le dimensionnement de la chaîne de conversion : un problème complexe	13
1.2.1	Le système aérodynamique	13
1.2.2	La génératrice idéale pour le petit éolien	19
1.2.3	Le système génératrice-convertisseur	21
1.2.4	Les approches actives	25
1.3	L'éolienne Piggott	30
1.3.1	Description et spécifications	30
1.3.2	Performance de l'éolienne Piggott	32
1.4	Conclusion et problématisation	37

1.1 Introduction au petit éolien

Ce chapitre vise à introduire le petit éolien à travers ses principes et l'état actuel de la technologie. On s'appuiera sur cette base pour mettre en lumière les problèmes de dimensionnement et de commande de la chaîne de conversion éolienne. Une revue de littérature permettra de situer l'état de l'art vis-à-vis de ces problématiques. Ensuite, l'éolienne servant de support à ces travaux sera présentée. Enfin, les questions de recherche adressées dans ce manuscrit seront problématisées.

1.1.1 Principes généraux de la conversion d'énergie éolienne

Un aérogénérateur est un système de production d'énergie électrique à partir de l'énergie cinétique du vent. Ce système intègre une chaîne de conversion permettant un transfert d'énergie entre les domaines mécanique et électrique. A ma connaissance, il n'existe pas d'élément de conversion direct entre l'énergie cinétique de l'air et l'énergie électrique. L'énergie cinétique de l'air doit donc être transmise à un solide pour être par la suite convertie en énergie électrique. Ainsi, la chaîne nécessite au minimum deux maillons : un convertisseur aérodynamique et un convertisseur mécano-électrique. En fonction de la forme de la puissance électrique désirée en sortie de chaîne, un ou plusieurs convertisseurs électriques peuvent être ajoutés. Cette chaîne de conversion est représentée sur la Figure 1.1 par une succession de maillons introduisant des pertes à chaque étage de conversion. Explorons alors les différentes formes que peuvent prendre ces maillons.

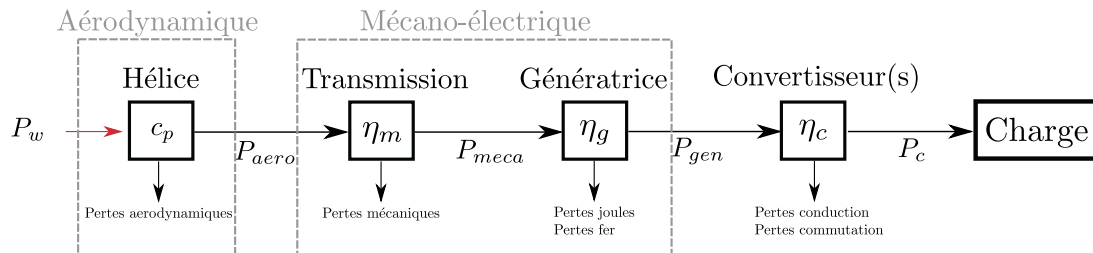


Figure 1.1 – Représentation de la chaîne de conversion de puissance.

Conversion aérodynamique

La puissance véhiculée par une masse de particules d'air s'écrit

$$P_w = \frac{1}{2} \rho_{air} A V_w^3 \quad (1.1)$$

avec ρ_{air} la masse volumique de l'air transporté à la vitesse V_w à travers une surface A .

La conversion aérodynamique de cette puissance s'opère grâce au mouvement relatif entre un solide et la masse d'air. Ce mouvement relatif est à l'origine de deux types de force pouvant être exploitées : la portance et la traînée. La géométrie du profil aérodynamique est donc élaborée en fonction de la force à prioriser pour la récupération d'énergie.

Ainsi, il y a deux grandes catégories d'aérogénérateurs, l'une est basée sur la portance et l'autre sur la traînée. On peut ensuite distinguer les aérogénérateurs qui utilisent un rotor lors de la conversion aérodynamique, les éoliennes et ceux qui n'en n'ont pas, tels



(a) Éolienne Fairwind.
Source : SEPEN.



(b) Éolienne Piggott.
Source : Tripalium.



(c) Aérogénérateur Skysails.
Source : Skysails.

Figure 1.2 – Photographies de différents types d'aérogénérateurs : éolienne à axe vertical (a), éolienne à axe horizontal (b), aérogénérateur volant (c).

que les aérogénérateurs volants (cf. Figure 1.2c). L'axe du rotor d'une éolienne peut être vertical (cf. Figure 1.2a) ou horizontal (cf. Figure 1.2b). Enfin, le rotor d'une éolienne à axe horizontal peut être dos ou face au vent.

Quelle que soit la forme de machine, la Résultante des Forces Aérodynamiques (RFA) permet la mise en mouvement d'un solide, impliquant une vitesse (linéaire ou de rotation). Le produit de la RFA et de la vitesse du solide donne naissance à une puissance, notée P_{aero} .

Le rendement aérodynamique¹ correspond à la fraction de puissance de la masse d'air convertie en puissance aérodynamique et s'écrit

$$c_p = \frac{P_{aero}}{P_w}. \quad (1.2)$$

A l'image du cycle de Carnot pour les engins à combustion, le rendement aérodynamique est plafonné à environ 59% par la limite de Betz, $c_{p(lim)} = \frac{16}{27}$. Ainsi, $c_p < c_{p(lim)}$.

Transmission mécanique

Dans une éolienne, la puissance aérodynamique est canalisée vers une machine électrique via une transmission mécanique. Celle-ci peut être directe ou permettre une démultiplication de la vitesse de rotation des pales. Dans tous les cas, elle introduit des pertes par frottements². Ainsi, on distingue la puissance mécanique P_{meca} de la puissance P_{aero} à travers le rendement mécanique η_m qu'on écrit

$$\eta_m = \frac{P_{meca}}{P_{aero}}. \quad (1.3)$$

Conversion mécano-électrique

Dans une « machine électrique », la puissance mécanique est convertie en puissance électrique à travers une forme intermédiaire d'énergie : l'énergie magnétique [80, p. 34]. En

1. A ne pas confondre avec le coefficient de puissance, tel que définit par la norme IEC 61400-2, qui prend en compte le rendement de toute la chaîne de conversion, des pales jusqu'aux terminaux électriques.

2. En 2024, il n'existe pas à ma connaissance de génératrice d'éolienne montée sur palier magnétique.

chemin, une partie de l'énergie est dissipée sous forme thermique. Ceci donne naissance au bilan de puissance

$$P_{meca} = P_{gen} + P_{th} + P_{mag} \quad (1.4)$$

avec P_{gen} la puissance électrique en sortie de génératrice, P_{th} le flux d'énergie thermique et $P_{mag} = d\mathcal{W}_{mag}/dt$ l'accroissement de l'énergie magnétique \mathcal{W}_{mag} par rapport au temps. Pour rappel, les pertes sous forme d'énergie thermique trouvent leur origine dans deux phénomènes : l'effet d'hystérésis magnétique (pertes par hystérésis) et l'effet joule (pertes joules, pertes par courants de Foucault). On écrit le rendement de la génératrice tel que

$$\eta_g = \frac{P_{gen}}{P_{meca}}. \quad (1.5)$$

La majorité des éoliennes utilise des machines à courant alternatif triphasé de type synchrones ou asynchrones, à vitesse fixe ou variable.

Le raccordement direct des machines sur le réseau impose une rotation à vitesse fixe (au glissement près pour les machines asynchrones). Cependant, ce type de fonctionnement est de moins en moins utilisé car il ne permet pas un rendement aérodynamique optimal sur toute la gamme de vent.

Ainsi, l'utilisation de machines fonctionnant à vitesse variable est préférée, quelle que soit la taille d'éolienne. Ces machines nécessitent un convertisseur électrique pour faire l'interface avec la charge électrique et assurer leur pilotage.

Conversion électrique

La forme de la puissance électrique en sortie de génératrice n'est pas adaptée à l'utilisation finale puisqu'elle dépend du point de fonctionnement de la machine. Au minimum, un étage AC/DC (redresseur) est nécessaire pour convertir la puissance électrique en courant continu. Le redresseur peut être passif (pont de diodes) ou actif (pont à transistors ou thyristors).

Une arborescence des différentes configurations électriques en sortie de redresseur est présentée sur la Figure 1.3. La connexion à un réseau DC peut être directe (a) ou via un étage de conversion DC/DC (b). L'injection de puissance dans un réseau AC passe nécessairement par un étage onduleur (DC/AC). La connexion à celui-ci peut se faire en sortie de redresseur (appelée "back to back" en anglais) (d) ou via un étage intermédiaire DC/DC (c).

Appelons P_c la puissance convertie en sortie du dernier convertisseur électrique et donc en entrée du réseau de charges AC ou DC. Lors de la conversion électrique, des pertes interviennent nécessairement sous la forme d'énergie thermique via l'effet joule à cause des résistances parasites des composants. Des pertes fer peuvent également intervenir dans certains convertisseurs utilisant des matériaux ferromagnétiques dans leurs inductances et transformateurs. Ainsi, le rendement de conversion électrique s'écrit

$$\eta_c = \frac{P_c}{P_{gen}}. \quad (1.6)$$

Ces principes très généraux s'appliquent à toutes les échelles d'éolienne. Il s'agit alors de préciser à quelle échelle correspond le petit éolien et par la suite en quoi il se différencie du grand éolien.

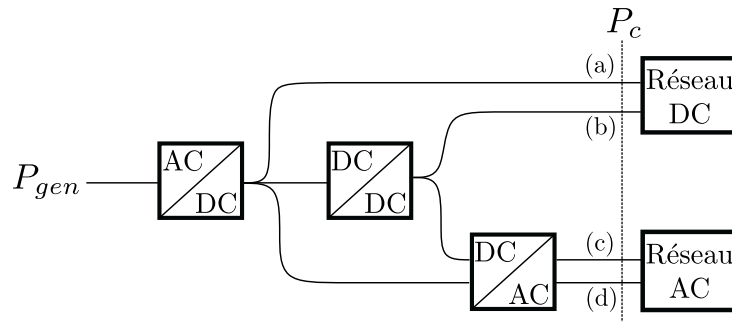


Figure 1.3 – Arborescence des différentes configurations électriques en sortie de redresseur.

1.1.2 L'échelle, une question de taille ?

On trouve deux manières de qualifier l'échelle d'une éolienne : selon ses dimensions géométriques ou bien selon sa puissance de référence P_r ³.

Dimensions La norme internationale sur les petits aérogénérateurs (IEC 61400-2) définit une petite éolienne comme ayant un rotor balayant une surface $A < 200 \text{ m}^2$. Pour une éolienne à axe horizontal, cela correspond à un rotor inférieur ou égal à 16 mètres de diamètre. Cette définition est le fruit d'un consensus entre experts de la filière au moment de la rédaction de la norme. Il n'est pas donné de raison expliquant le choix de la limite de taille du rotor.

Puissance La classification française différencie le micro ($P_r < 1 \text{ kW}$), le petit ($1 < P_r < 36 \text{ kW}$) et le moyen éolien ($36 < P_r < 250 \text{ kW}$) [4]. Au Royaume-Uni, les mêmes catégories (micro, petit, moyen) sont respectivement séparées par des limites de 1.5 kW, 50 kW et 500 kW. Enfin, la classification du NREL aux Etats-Unis divise le petit éolien résidentiel ($P_r < 20 \text{ kW}$) du commercial ($20 < P_r < 100 \text{ kW}$) [93]. Ainsi, l'échelle de l'éolien n'est pas définie de façon consensuelle. On peut alors se demander ce qu'apporte concrètement la segmentation d'échelle de taille de l'éolien.

Du point de vue de l'opérateur du réseau électrique, la segmentation en puissance permet de catégoriser les éoliennes selon la procédure de raccordement. En France, la limite de puissance de raccordement au réseau Basse Tension (BT) est de 36 kW [54]. Ainsi dans ce pays, une petite éolienne est définie comme un système de production d'Energie Renouvelable (EnR) qui peut être raccordé au réseau BT. En ce sens, il est pertinent d'avoir une définition du petit éolien adaptée aux contraintes du réseau BT de chaque pays.

Voyons maintenant les éléments nécessaires au fonctionnement d'un système de production d'énergie avec une petite éolienne.

1.1.3 Architecture d'un système de production d'énergie avec une petite éolienne

La Figure 1.4 présente l'architecture d'un système de production d'énergie éolienne en site isolé. Elle est divisée en trois sous-systèmes : l'aérogénérateur, le mât et la partie

3. Puissance maximale figurant sur la courbe de puissance obtenue selon la norme IEC-61400, pour des vitesses de vent inférieures ou égales à 11 m/s

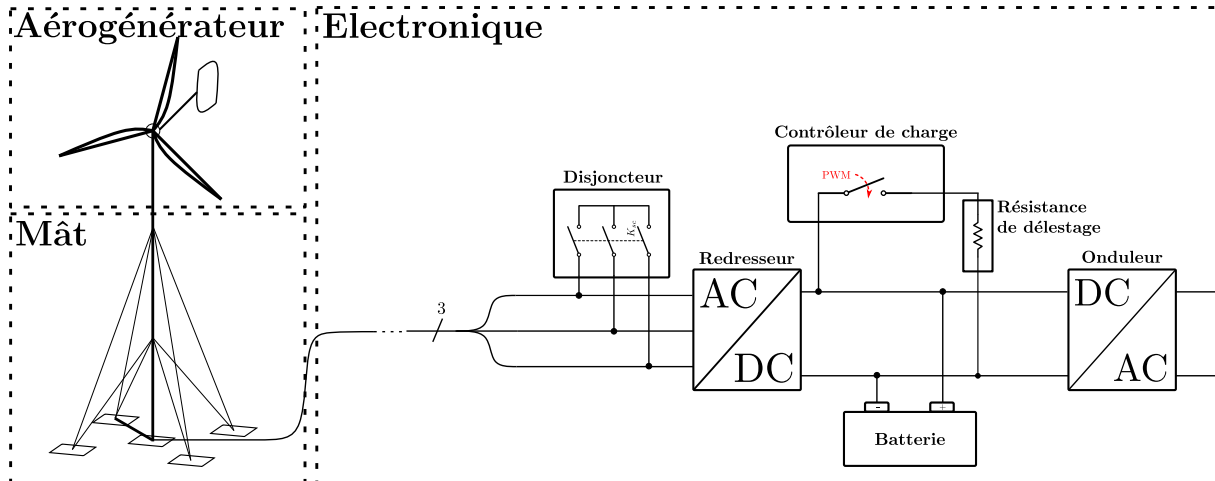


Figure 1.4 – Architecture typique d’un système de production d’énergie éolienne en site isolé.

électronique. L’aérogénérateur comprend le système aérodynamique, qui sera présenté dans la Section 1.3.1 et la génératrice. Le mât haubanné permet d’élever l’aérogénérateur à une hauteur de 12 à 24 m. Comme il ne constitue pas directement un élément de la chaîne de conversion, il ne sera pas traité dans ce chapitre. En revanche, il sera un objet de l’étude technico-environnementale menée au Chapitre 4 au cours de laquelle on cherchera une hauteur optimale écologique du mât. La partie électronique du système comprend des câbles électriques (côtés DC et AC), un disjoncteur, un redresseur, un régulateur de charge avec une résistance de délestage, une batterie et un onduleur.

- Les câbles électriques transportent la puissance sur une distance comprise entre 50 et 100 m, incluant la hauteur du mât.
- Un disjoncteur à trois pôles est utilisé pour arrêter le rotor si nécessaire en appliquant un court-circuit qui freine la génératrice.
- Le redresseur convertit le courant AC en courant DC.
- Le régulateur de charge dévie l’excès d’énergie dans la résistance de délestage pour protéger la batterie de la surcharge.
- L’onduleur convertit la tension DC en tension AC 230 V 50 Hz pour rendre l’usage de l’électricité compatible avec des appareils domestiques.

On retrouve ce schéma électrique classique sur les installations d’éolienne en site isolé [81, p. 184]. Dans le cas des systèmes connectés au réseau, l’installation est composée des mêmes éléments fonctionnels présents sur la Figure 1.4 à l’exception de la batterie [133, p. 10].

1.1.4 La mesure de performance des petits aérogénérateurs

La mesure de performance des éoliennes est cruciale car elle permet par la suite de prédire la production en fonction de la ressource en vent disponible. Cela est utile principalement pour le dimensionnement d’un système en fonction d’un besoin et la prédiction des coûts (économique, environnemental) de l’énergie. L’évaluation de performance des éoliennes est encadrée par la norme IEC61400-12-1 dont l’annexe H est dédiée aux petites éoliennes. La Production Annuelle d’Energie (PAE) est estimée à partir d’une courbe de puissance, un indicateur de performance globale du système.

La courbe de puissance, indicateur de performance globale

Une courbe de puissance générique d'éolienne est proposée sur la Figure 1.5. Elle représente la puissance moyenne électrique produite par la machine pour chaque vitesse de vent. La puissance maximale récupérable associée à la limite de Betz est représentée en pointillés. On distingue trois zones principales d'opération. La première correspond au démarrage de la machine (Zone I), la deuxième est la zone principale de production de puissance (Zone II) et la dernière est une zone de protection où l'on cherche à limiter la production de la machine (Zone III). Les zones sont délimitées par la vitesse de vent d'accroche et la vitesse de vent nominale. L'accroche correspond à la vitesse à partir de laquelle la machine commence à produire de la puissance électrique tandis que la vitesse nominale est la limite à partir de laquelle la machine atteint sa puissance de référence.

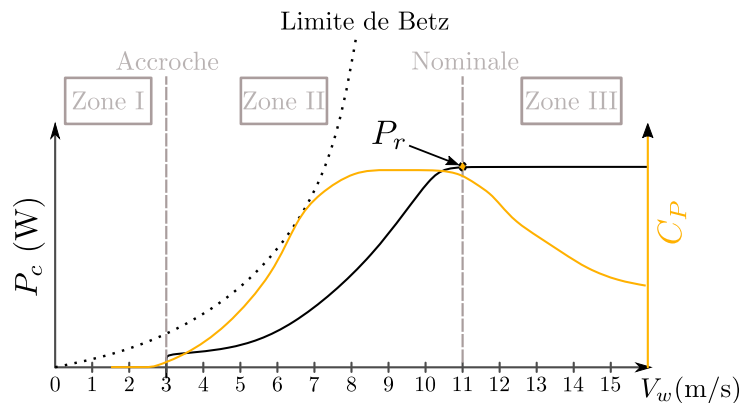


Figure 1.5 – Courbe de puissance générique d'une éolienne (en noir) et ses zones opérationnelles (en gris). Le coefficient de puissance est représenté en orange.

La courbe de puissance représente la puissance en entrée de charge, définie comme P_c dans la section précédente. Ainsi, le coefficient de puissance C_P ⁴ du système est défini par

$$C_P = \frac{P_c}{P_w}, \quad (1.7)$$

et ne peut évidemment pas dépasser la valeur de $c_{p(lim)}$. Le coefficient de puissance est tracé en orange sur la Figure 1.5, par rapport à l'axe de droite. A partir de la courbe de puissance, il est possible d'en déduire la PAE, dont le calcul est détaillé en Annexe E.

Mesure de performance, en pratique

La mesure d'une courbe de puissance en pratique nécessite de réunir des conditions expérimentales et de traitement des mesures précisés dans la norme. On se contentera d'en évoquer ici les aspects les plus importants.

Mesure de vent La vitesse du vent doit être mesurée par un anémomètre calibré, à une distance d'au moins 3 m du rotor pour éviter les turbulences associées à sa rotation. A cause de l'effet de cisaillement⁵, la mesure de vent doit être corrigée pour être ramenée à la hauteur du moyeu de l'éolienne. La connaissance de la loi locale de cisaillement est

4. à ne pas confondre avec le rendement aérodynamique noté c_p

5. Phénomène à l'origine d'un gradient vertical de la vitesse du vent.

donc nécessaire. Une girouette doit être également utilisée pour identifier les secteurs à exclure du traitement de mesure.

Mesure de puissance La courbe de puissance est un indicateur de performance globale dans le sens où elle doit représenter la performance moyenne de l'ensemble du système de génération d'énergie. Ainsi, selon la norme, la puissance doit être mesurée entre le système de génération (incluant les convertisseurs ainsi que les lignes de transmissions) et la charge. Dans le cas des petites éoliennes, la charge peut aussi bien être une batterie connectée à un ensemble de charges, qu'un réseau DC ou AC comme représenté sur la Figure 1.3. La puissance consommée par le système doit également être prise en compte (convertisseurs, protections électriques actives, etc.).

Traitement des données Selon la norme, la base de données doit contenir au moins 60 heures de mesures avec l'éolienne en fonctionnement. Mesurer une courbe de puissance peut ainsi durer de plusieurs semaines sur un site venté à plusieurs mois sur les sites moins ventés. Toutes les mesures (vent, puissance) doivent être échantillonnées avec une fréquence minimale de 1 Hz puis traitées par tranche de 10 minutes pour en extraire les valeurs minimum, maximum, moyenne et écart-type.

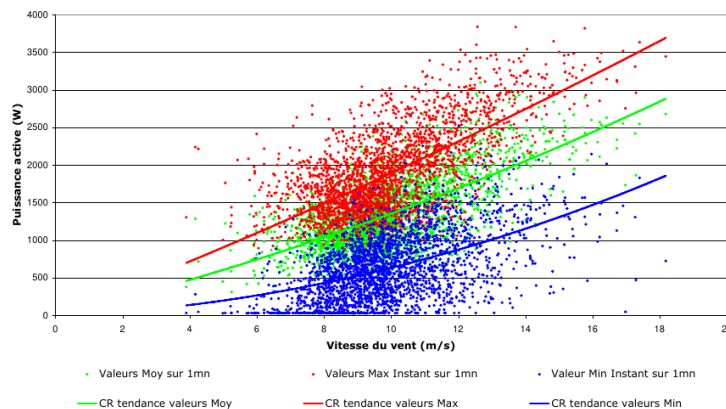


Figure 1.6 – Illustration de la dispersion des mesures de puissance. Source : SEPEN.

On observe sur la Figure 1.6 que les données peuvent être très dispersées. Le filtrage des données est alors primordial pour éliminer les données collectées hors d'un fonctionnement normal de la machine (présence d'un défaut, coupure du réseau, maintenance) ou dans un secteur de la rose des vents exposé aux obstacles. Un exemple pratique de mesures sur le terrain [140] a montré que dans le cas d'une petite éolienne raccordée en direct sur une batterie, la dispersion des mesures pouvait être causée par plusieurs facteurs : échauffement de la génératrice, variations de la tension de batterie, réglage du contrôleur, positionnement de l'anémomètre et réglage du système de protection aérodynamique.

1.1.5 Etat actuel de la technologie

Dans cette section, nous tenterons de dresser le paysage technologique du petit éolien industriel en analysant différents aspects : état du marché, performance, coûts et potentiel de développement.

Etat du marché

En 2016, il y avait 330 constructeurs de petites éoliennes dans le monde [4, p. 69], dont 104 avaient référencé leurs 299 machines dans le catalogue international du petit éolien [111]. Il est très probable qu'en 2024, beaucoup de ces constructeurs aient mis la clé sous la porte suite à l'effondrement du marché du petit éolien en 2013 qui a mis la filière en péril. A titre d'exemple, la puissance installée par an a été divisée par cinq entre 2013 et 2019 aux Etats-Unis [126, p. 24] et par deux entre 2012 et 2013 au Royaume-Uni [145, p. 9]. C'est probablement en partie à cause de la chute du prix du photovoltaïque [23], dont le prix de la cellule a été divisé par 10 entre 2010 et 2020 [74]. En fonction des pays, on peut aussi expliquer cette chute par une baisse des subventions et des tarifs de rachat de l'énergie issue du petit éolien. Depuis 2019, le marché du petit éolien est en croissance, au moins aux Etats-Unis, en Chine, au Danemark et en Italie [126, p. 25]. On ne trouve pas de chiffre pour la France.

La certification

Sur les 299 machines référencées au catalogue, 16 disposaient d'une certification internationale (MSC ou IEC 61400) en 2016 [111]. Il n'est pas étonnant que si peu d'éoliennes soient certifiées tant le processus est contraignant, long et onéreux. A titre illustratif, la certification d'une éolienne peut durer 1 an et coûter plusieurs centaines de milliers d'euros [15]. Ceci peut s'expliquer par la complexité et l'exigence des tests à valider : exigences de conception (61400-2), mesure du bruit acoustique (61400-11/61400-14), performance et qualité de la puissance (61400-12-1/61400-21), tests structurels des pales (61400-23) et de conformité (61400-22). Cependant, la certification peut être un vrai atout pour les constructeurs dans la mesure où elle est gage de fiabilité des machines. Dans certains pays comme l'Angleterre, seules les machines certifiées bénéficient d'un tarif de rachat du kWh sur le réseau. Nous verrons par la suite que certaines éoliennes non certifiées peuvent présenter des performances tout aussi bonnes que des machines certifiées.

Potentiel et enjeux de développement

En 2022, la puissance installée en petit éolien dans le monde était estimée à 1.9 GW [126, p. 24], soit à peu près 0.2% de la puissance totale éolienne installée dans le monde (906 GW en 2022) [69, p. 3]. On pourrait dire que c'est une goutte d'eau dans l'océan. Et pourtant, la ressource adressable par le petit éolien est estimée à 2158 GW sur le continent Américain, dont 152 GW pour l'éolien résidentiel ($P_r < 20$ kW) [93, p. 26], ce qui représenterait le déploiement de 42.8 millions de machines résidentielles et commerciales [93, p. 25]. En 2024, on ne trouve pas de travaux étudiant la ressource adressable par le petit éolien en France.

Pour parvenir à un tel niveau de développement dans notre système économique, le petit éolien devrait produire de l'énergie à un tarif compétitif vis-à-vis des autres sources d'énergie. Seulement, avant de discuter de compétitivité économique, il est impératif de s'interroger sur son empreinte environnementale.

Empreinte environnementale du petit éolien

L’empreinte environnementale de l’énergie désigne les impacts environnementaux associés à la production d’une unité d’énergie. Dans la littérature, il semble y avoir consensus sur le fait que le petit éolien est capable de fournir une électricité à très faible intensité carbone en comparaison avec l’électricité d’origine fossile, tant pour les configurations de production connectées au réseau [8, 107, 164, 179] que pour les configurations hors réseau [56, 165]. Toutefois, les éoliennes de plus grande taille auraient en général un impact environnemental plus faible par unité d’énergie produite [8, 107, 164].

Des efforts sont donc nécessaires pour optimiser l’empreinte de l’électricité produite par les petites éoliennes. Cette empreinte dépend de nombreux facteurs qui influencent à la fois les impacts environnementaux, la production, l’utilisation de l’énergie et ce sur le cycle de vie du système. Il y a donc un enjeu à ce que les impacts du système soient bas et la production d’énergie haute. Pour le petit éolien, cela intervient à trois niveaux différents : la conception du système (hélice, génératrice, mât, électronique), les caractéristiques du site d’installation (distribution du vent, rugosité du terrain, intensité de la turbulence) et l’interaction avec l’utilisateur (adéquation avec le besoin d’énergie, profil de charge, maintenance). Ainsi, l’analyse de l’empreinte environnementale de l’énergie demande une approche systémique sur le cycle de vie. L’ACV est une méthode normée qui vise à l’évaluation et la comparaison des impacts environnementaux des systèmes. Bien que quelques études utilisent l’ACV pour évaluer les impacts du petit éolien [56, 107, 164, 165, 179], il y a un manque de démarche proposant l’optimisation de son empreinte environnementale. En ce sens, il serait intéressant de proposer une approche critique d’optimisation environnementale du petit éolien, prenant en compte les trois échelles évoquées : conception, site et interaction avec l’utilisateur.

Je crois qu’il y a là un levier majeur à actionner pour la filière : s’il est possible de rendre le petit éolien encore plus compétitif qu’il ne l’est déjà du point de vue environnemental, alors il sera plus souhaitable que d’autres énergies de ce point de vue-là. Voyons ensuite comment il se situe du point de vue économique.

Compétitivité économique

La métrique la plus utilisée pour évaluer la compétitivité économique d’un moyen de production d’énergie serait le Levelized Cost Of Energy (LCOE). Il détermine le rapport entre l’ensemble des coûts (installation, maintenance, démantèlement) et l’énergie nette produite, le tout sur le cycle de vie. Cette donnée est compliquée à obtenir de manière fiable et difficilement généralisable car elle dépend beaucoup du type de projet, de la taille de la machine, de la distribution locale du vent et de la durée de vie du système. En 2021, le LCOE du petit éolien était évalué à environ 14.3 ct\$/kWh pour une machine typique de 20 kW [126, p. 43]. On trouve également des chiffres sur le coût des projets à l’installation, qui reflètent cependant moins bien le coût de l’énergie. En 2016, le coût d’un projet était estimé par l’ADEME entre 6300 € (É-U.) et 1500 € (Chine) par kW installé [4, p. 68]. A ce moment-là, c’était environ trois fois le prix du grand éolien. En 2022, Bergey Wind Power (U.S.) annonçait avoir réussi à réduire le LCOE de 21.4 ct\$/kWh à 7.8 ct\$/kWh grâce à son nouveau modèle, la Excel 15 [23]. Comment expliquer une telle baisse ? Nous allons tenter de l’expliquer en analysant la performance des machines sur le marché et les choix technologiques effectués par les constructeurs.

Performance des petites éoliennes industrielles

Une métrique très utilisée pour juger de la performance d'une installation éolienne est le facteur de charge. Il témoigne de la proportion de temps équivalent de production de la machine à pleine puissance dans l'année et s'exprime par

$$F_c = \frac{E_A}{N_h P_r} \quad (1.8)$$

avec E_A la PAE et N_h le nombre d'heures dans une année. Selon le NREL, le facteur de charge des éoliennes résidentielles (<20 kW) devrait passer de moins de 20 % (2016) à plus de 25% (2030) pour une moyenne de vent de 5 m/s au moyeu. En comparaison, celui des moyennes et grandes éoliennes (terrestres) devrait passer de moins de 25 % [93, p. 18] à plus de 30 % sur la même période et dans les mêmes conditions. Ces projections se basent sur deux hypothèses : la diminution de la puissance spécifique⁶ et des avancées technologiques (qui ne sont pas précisées). Pour comprendre ces hypothèses, on peut analyser l'équation 1.8 et se demander comment augmenter le facteur de charge d'une machine en gardant la ressource constante. Comme diminuer le nombres d'heures d'une année ne semble pas une option envisageable, il reste deux options : augmenter la PAE et diminuer la puissance de référence P_r . Or ces deux variables ne sont pas indépendantes puisque la PAE est calculée par rapport à la courbe de puissance dont P_r est un point d'abscisse inférieure ou égale à 11 m/s. A partir de ce constat, deux stratégies se dessinent pour produire plus d'énergie à puissance de référence équivalente, on peut :

1. améliorer la performance globale du système dans la zone II
2. augmenter la surface de rotor en gardant une puissance de génératrice équivalente, ce qui revient à augmenter la surface spécifique.

Pour comprendre comment cela se manifeste en pratique, étudions la performance de deux générations de machines différentes du même constructeur : les Excel 10 et Excel 15 de Bergey Wind Power. On remarque sur la Figure 1.7b que le facteur de charge de la Excel 15 est plus haut de 4 % que celui de la Excel 10 sur la plage la plus fréquente de vitesse moyenne de vent (4-7 m/s) pour le petit éolien. Comment le constructeur est-il donc parvenu à augmenter autant le facteur de charge de ses machines ?

En analysant la Figure 1.7a, on constate que le coefficient de puissance maximal de la Excel 15 est bien supérieur à celui de la Excel 10. Le constructeur est parvenu à augmenter significativement la performance en zone II (stratégie 1), du moins à partir de 4 m/s. A l'issue de 5 ans de recherche et développement, le constructeur explique avoir optimisé les profils aérodynamiques des pales, ce qui peut expliquer en partie ce gain de C_P . En revanche, on remarque que la plage de C_P optimal est bien plus courte pour la Excel 15, si bien qu'à 11 m/s (vitesse de référence pour cette éolienne), le C_P est même inférieur à celui de la Excel 10. La zone III (limitation de puissance) commence donc très tôt pour la Excel 15, ce qui a pour effet de diminuer la puissance de référence P_r à taille de rotor équivalent et donc d'améliorer le chiffre F_c pour les vitesses de vent plutôt basses et moyennes (4-6 m/s). Ceci a pour effet l'augmentation de la surface spécifique (stratégie 2), qui passe de 4.3 m²/kW (Excel 10) à 4.6 m²/kW (Excel 15). On note que $F_c = 21.8\%$ à 5 m/s pour la Excel 15, ce qui est encore loin de la projection attendue par la NREL à horizon 2030 ($F_c > 25\%$).

6. Ratio entre la puissance de référence et la surface balayée par les pales, en (W/m²). L'inverse de la puissance spécifique est la surface spécifique (m²/W).

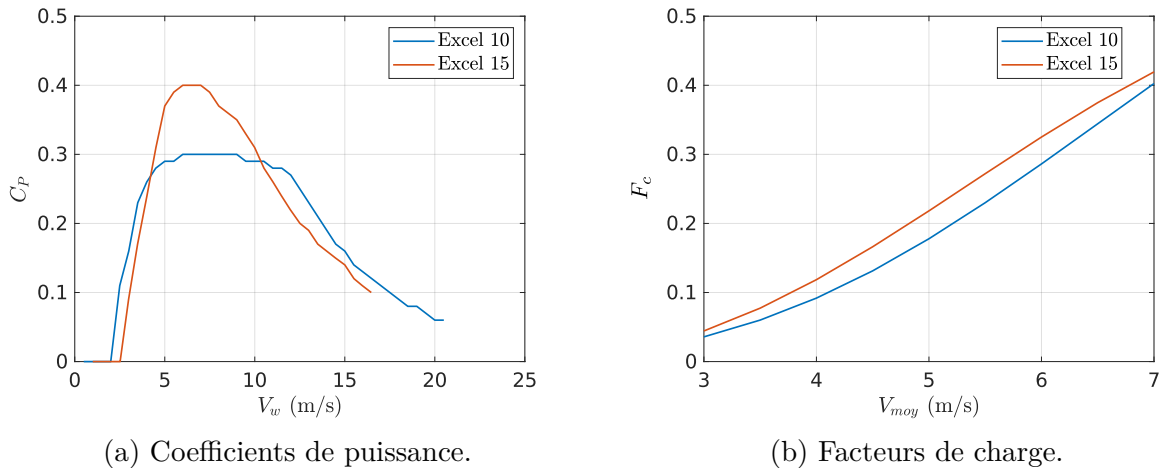


Figure 1.7 – Performance des éoliennes Bergey Excel 10 et Excel 15. Source : NREL.

Comment encore augmenter ce facteur de charge pour arriver aux objectifs de développement ? L'augmentation de la surface spécifique et l'entrée rapide en zone III est une tendance notable adoptée par les constructeurs [62]. Aussi appelée « révolution éolienne silencieuse », cette stratégie permet de gonfler artificiellement le facteur de charge comme nous l'avons montré, tout en limitant l'augmentation des coûts. Cependant, cela ne permet pas d'améliorer la performance de la machine en zone II, ce qui reste le point critique sur lequel jouer à l'aide de choix technologiques dans le processus de design.

Avant d'analyser ces choix dans la section suivante, notons que le facteur de charge est une métrique à utiliser avec précaution car il peut être artificiellement gonflé par la taille du rotor et ne reflète pas réellement de l'efficacité. Pour ces raisons, nous n'utiliserons pas cette métrique dans la suite de ce manuscrit et préférons utiliser le coefficient de puissance et la PAE.

Choix technologiques

Le catalogue international du petit éolien [111] recense des choix techniques employés par les constructeurs. Cependant, les descriptions ne sont pas exhaustives et certains constructeurs ne fournissent que très peu d'information. Il est néanmoins intéressant de dresser quelques statistiques de choix technologiques à partir de ces données.

Système aérodynamique En 2011 il était reporté que 74% des modèles en vente concernaient des machines à axe horizontal [111]. On compte 27 machines à axe vertical au catalogue, le reste étant à axe horizontal dont 44 utilisent des pales à pas variable et 47 un système de protection aérodynamique par effacement. Le décrochage dynamique par délestage électronique est une technologie initialement employée par Southwest Wind Power sur la Skystream. Elle a été adoptée par Bergey sur la Excel 15, ce qui a permis la simplification du système mécanique à l'extrême : pas de pas variable, ni d'effacement.

Génératrice Sur les 299 machines du catalogue, seulement 9 utilisent des génératrices asynchrones, le reste est équipé de Machine Synchrones à Aimants Permanents (MSAP) dont 11 sont à flux axial.

Système électrique Chez les constructeurs en général, il est difficile de trouver des informations sur le système électrique en sortie de génératrice, c'est pourquoi on trouve peu d'information sur le catalogue. Pour aucune des machines équipées de MSAP il n'est mentionné l'utilisation d'un redresseur actif. Le levier de l'optimisation aérodynamique a porté ses fruits chez Bergy Wind Power mais il ne semble pas que celui du redressement actif ait été activé, un pont de diode figurant sur le schéma électrique des onduleurs PowerSync III utilisés par le constructeur. On peut alors se demander pourquoi ce levier d'amélioration de la performance ne serait pas employé. La complexité matérielle inhérente à son implémentation engendre certes une augmentation de coût d'investissement et du risque de panne. Cependant, il a été identifié que les génératrices dimensionnées pour du redressement actif étaient plus légères et donc probablement moins coûteuses que pour du redressement passif [90]. De plus, le développement rapide de la mobilité électrique a probablement déjà effondré les coûts et renforcé la fiabilité des onduleurs embarqués, si bien que le petit éolien pourrait bénéficier de ces avancées pour le redressement actif. Une étude technico-économique serait nécessaire mais est hors du champ de cette thèse. Il semblerait néanmoins que la simple question du coût d'implémentation ne soit pas suffisante à expliquer la non-adoption du redressement actif.

En ce qui concerne la performance, on peut se demander si elle est uniquement limitée par les choix technologiques effectués lors de la conception et sur quels leviers on peut jouer pour l'optimiser. Les choix technologiques ont des répercussions à la fois sur le coût, la performance et les impacts environnementaux du système. En ce sens, le dimensionnement de la chaîne de conversion d'une petite éolienne est un problème complexe. Tentons alors de comprendre les enjeux qui se cachent derrière les choix technologiques et le dimensionnement des différents éléments de la chaîne de conversion.

1.2 Le dimensionnement de la chaîne de conversion : un problème complexe

Une représentation de la chaîne de conversion est donnée sur la Figure 1.8 sur laquelle les différents éléments échangent des flux (en rouge) et des efforts (en bleu) au sens du bond graph [112]. Entre chaque bloc, le produit flux-effort donne la puissance transmise au maillon suivant. Le rendement de chaque élément (cf. Figure 1.1) dépend de son point de fonctionnement (flux-effort). Ainsi, il est essentiel que les points de fonctionnement résultant de l'interaction entre les éléments permettent à chacun de se positionner sur un bon rendement. Il s'agit ici d'un problème d'adaptation d'impédance au sens du bon transfert de la puissance d'entrée vers la sortie (charge) du système. Dans cette section, nous mettrons en lumière les enjeux de dimensionnement de la chaîne de conversion en lien avec les contraintes inhérentes aux systèmes aérodynamique et génératrice-convertisseur.

1.2.1 Le système aérodynamique

Le système aérodynamique a deux objectifs principaux : récupérer le maximum d'énergie dans la zone II et limiter la puissance dans la zone III (cf. Figure 1.5). Explorons les enjeux du dimensionnement du système aérodynamique associés à ces deux objectifs au sein de la chaîne de conversion.

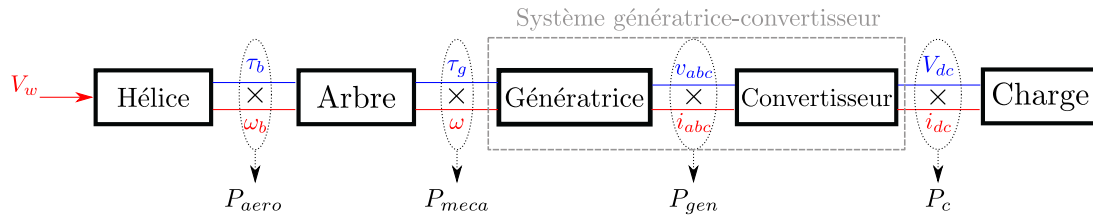


Figure 1.8 – Représentation énergétique du système avec ses flux (rouge) et ses efforts (bleu).

Choix de la forme du convertisseur aérodynamique

Commençons par définir la vitesse spécifique (Tip Speed Ratio, en anglais) notée λ s'écrivant

$$\lambda = \frac{\omega_b R}{V_w} \quad (1.9)$$

avec ω_b la vitesse de rotation des pales (blades, en anglais) et R son rayon. Pour une machine à axe horizontal, il s'agit du rapport entre la vitesse tangentielle en bout de pales et la vitesse du vent.

La Figure 1.9 montre une approximation⁷ des caractéristiques de rendement aérodynamique en fonction de la vitesse spécifique pour plusieurs formes de rotor d'éolienne. On constate que le choix de la topologie du rotor a un gros impact sur la performance.

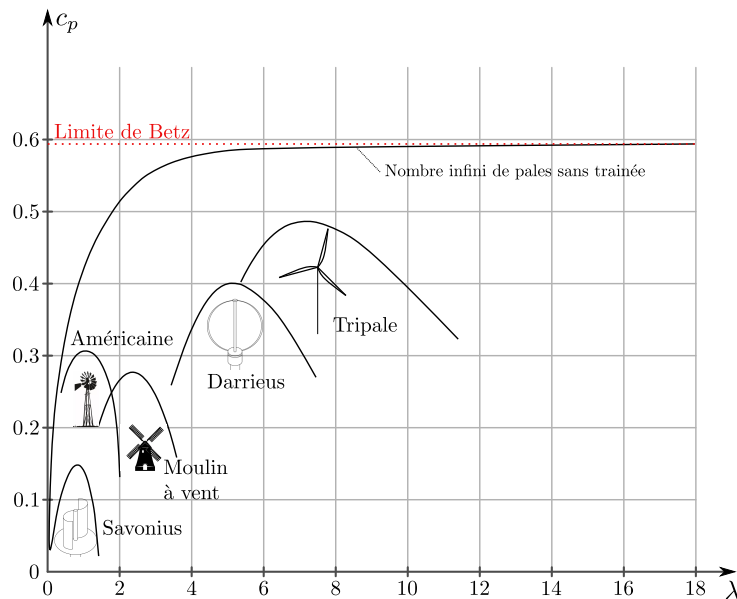


Figure 1.9 – Approximation des caractéristiques de rendement en fonction de la forme du convertisseur aérodynamique. Graphe reproduit à partir de [66, p.101].

Topologie du rotor Le seul modèle présenté d'éolienne à traînée (de forme Savonius) présente un rendement faible et sur une courte plage de vitesse spécifique. Les éoliennes à portance présentent un bien meilleur rendement, en particulier celles qui utilisent un

7. La performance dépend du profil employé. Ainsi, ce graphe ne représente pas une vérité générale. Les courbes des configurations monopale et bipale ont été volontairement retirées du graphique car elles considèrent un design de pale identique quelle que soit la configuration, ce qui n'est pas le cas en pratique.

profil plein de type aile d'avion. Bien qu'elle soit basée sur ce principe, l'éolienne à axe vertical Darrieus n'égale pas les éoliennes à axe horizontal. Cela est principalement dû au fait que chaque pale ne contribue au couple que sur une partie de la rotation. Le couple peut être lissé en augmentant la solidité (taux de remplissage de la surface balayée) mais au détriment du coefficient de performance global [104].

En contraste, la topologie à axe horizontal permet de découpler la position angulaire du profil aérodynamique de sa contribution au couple. En d'autres termes, quelle que soit sa position dans la surface de balayage, le profil contribue de la même manière au couple (toutes conditions égales par ailleurs). Ceci serait entièrement vrai sans la nécessité d'un mât pour soutenir le rotor. En effet, le passage d'une pale devant le mât crée une légère et momentanée baisse de couple, appelée effet d'ombrage (tower shadow effect, en anglais)[53, 44].

Dans la suite de ce manuscrit, on se concentrera sur les aérogénérateurs de type éolienne à axe horizontal tripale.

Optimisation du rendement aérodynamique

Un profil aérodynamique semblable à ceux qui sont utilisés pour les éoliennes à portance est représenté sur la Figure 1.10. La portance (\vec{P}) et la traînée (\vec{T}) sont représentées par deux vecteurs bleu et rouge respectivement. Le rendement aérodynamique du rotor dépend principalement de la faculté du profil à générer de la portance tout en minimisant la traînée tout au long de la pale. Le rapport portance/traînée dépend principalement de l'angle d'attaque noté α , c'est à dire l'angle entre le vent relatif noté V_r et la corde du profil.

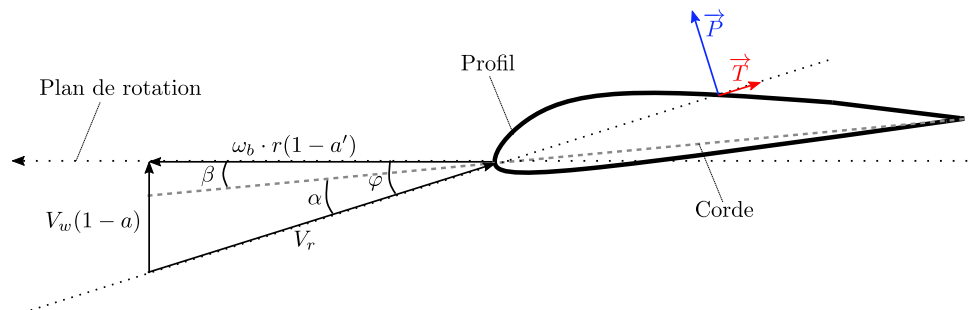


Figure 1.10 – Représentation d'un élément de profil aérodynamique en mouvement par rapport à une masse d'air.

Cet angle d'attaque dépend à la fois de l'angle β et de l'angle d'incidence φ du vent relatif au profil avançant dans le plan de rotation.

Angle d'incidence L'angle d'incidence φ dépend de deux composantes : axiale et tangentielle. Le facteur d'induction dans une de ces deux directions indique le rapport entre la vitesse du vent au niveau du profil et la vitesse du vent à une distance qui rend l'air *hors de l'influence du profil* (aussi appelée vitesse à "l'infini"). La composante axiale de l'angle d'incidence dépend ainsi de la vitesse du vent (V_w) et du facteur d'induction axial (a). La composante tangentielle dépend de la vitesse tangentielle de la pale ($\omega_b r$) et du facteur d'induction tangentiel (a'). En bout de pale ($r = R$), ce qui permet d'écrire

$$\tan(\varphi) \frac{1 - a'}{1 - a} = \frac{V_w}{\omega_b R} = \frac{1}{\lambda}. \quad (1.10)$$

Cette équation met en évidence une relation directe entre l'angle d'incidence et la vitesse spécifique λ . Pour que cette relation soit vraie sur toute la longueur de la pale, il est nécessaire de modifier l'angle β pour chaque section, introduisant ce que l'on appelle un angle de vrille.

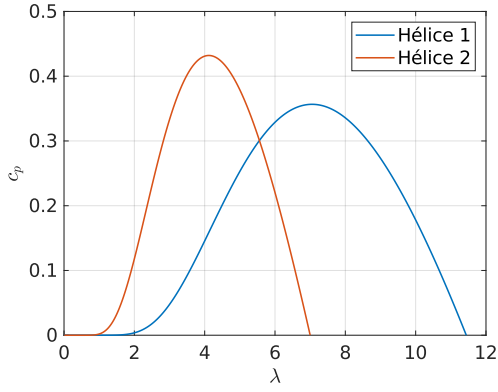
L'angle de calage L'angle β en bout de pale (pour $r = R$) est l'angle de calage (pitch angle, en anglais). Si la pale est montée sur un axe lui permettant de pivoter sur elle-même, alors il est possible d'introduire un pas variable. Le contrôle de ce pas peut être passif via un système de ressorts, ou actif via un actionneur.

Ces éléments d'aérodynamique permettent de mettre en évidence que pour un profil aérodynamique donné et distribué le long d'une pale, il y a deux leviers pour obtenir l'angle d'attaque qui maximise le rendement de l'hélice : la vitesse spécifique λ et l'angle de calage β . Si ce dernier est variable, alors il est possible de tracer le rendement aérodynamique selon les deux dimensions [159].

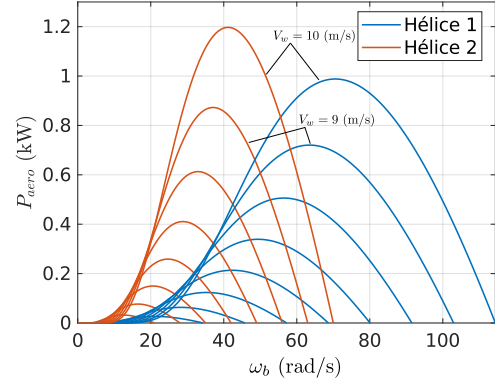
Forme du rendement aérodynamique L'adaptation d'un modèle général pour représenter le rendement aérodynamique [159] a permis de tracer sur la Figure 1.11a le rendement aérodynamique pour deux hélices quelconques ayant un pas fixe. L'hélice 1 présente un dôme plus plat que l'hélice 2, mais son sommet est plus bas. Ainsi l'hélice 1 est moins sensible aux variations de λ que l'hélice 2, donc plus tolérante aux variations de vitesse. La puissance aérodynamique de chaque hélice est tracée sur la Figure 1.11b en fonction de la vitesse de rotation et pour plusieurs vitesses de vent. On constate que l'hélice 2 permet d'obtenir de meilleurs rendements que l'hélice 1 mais son rendement est intéressant sur une plage de vitesse plus restreinte que l'hélice 1. De plus, elle travaille à des vitesses plus faibles donc des couples plus élevés que l'hélice 1. Ceci a des répercussions sur la zone de travail de la génératrice dans le plan couple-vitesse. La génératrice adaptée à l'hélice 2 devra pouvoir encaisser plus de couple, ce qui impose des contraintes de dimensionnement différentes. On commence ici à voir apparaître le lien avec la problématique de dimensionnement de la machine électrique. Comme l'hélice 2 fonctionne sur une plage de vitesse plus réduite, elle est plus sensible aux erreurs de pilotage. On commence par ailleurs à apercevoir le lien avec la problématique de commande. La forme du profil aérodynamique joue sur la forme de la caractéristique de rendement aérodynamique. La forme de ce rendement a des répercussions sur les contraintes de dimensionnement de la machine électrique et sur les contraintes de commandes. Idéalement, le choix du profil aérodynamique s'effectue en connaissance de ces contraintes. Optimiser le profil aérodynamique ne revient donc pas seulement à maximiser le rendement mais aussi à considérer sa plage de fonctionnement en couple et vitesse pour être adapté aux autres contraintes du système : dimensionnement de la machine électrique, de son convertisseur, des possibilités de commande et du système de protection aérodynamique.

La protection aérodynamique

Il y a trois familles de systèmes de protection aérodynamique : l'effacement, le décrochage et la mise en drapeau. L'effacement consiste à briser la perpendicularité de la surface de balayage des pales avec la direction du vent par l'introduction d'un angle



(a) Rendement aérodynamiques de deux hélices différentes.



(b) Caractéristiques de puissance des deux hélices en fonction de la vitesse de rotation et de la vitesse de vent.

Figure 1.11 – Effet de la forme du rendement aérodynamique sur les caractéristiques de puissance d’une hélice.

de lacet. La diminution de la surface réduit de fait la puissance récupérable. D’autres phénomènes aérodynamiques dont on ne parlera pas ici permettent également de réduire la puissance [67]. Un exemple de système de protection par effacement sera donné dans la Section 1.3.1.

Le décrochage aérodynamique consiste à imposer au profil un angle d’attaque prononcé ce qui a pour effet d’augmenter considérablement la traînée et ainsi dégrader le rendement de l’hélice. Il y a deux manières d’augmenter l’angle d’attaque : diminuer (i) l’angle de calage et (ii) la vitesse spécifique. Les hélices à pas variable permettent d’utiliser les deux phénomènes à la fois. Pour diminuer la vitesse spécifique, il suffit de garder une vitesse de rotor quasiment constante à mesure que la vitesse de vent augmente.

La mise en drapeau consiste à réduire l’angle d’attaque en augmentant l’angle de calage des pales. Cette stratégie nécessite un pas de calage variable, ce qui est peu présent dans le petit éolien.

Modélisation du couple aérodynamique optimal

La puissance aérodynamique optimale s’écrit

$$P_{aero(opt)} = P_w c_p(\lambda_{opt}), \quad (1.11)$$

avec λ_{opt} la vitesse spécifique qui maximise le rendement aérodynamique tel que $c_p(\lambda_{opt}) = c_{p(max)}$. En injectant (1.9) dans (1.11) en considérant $\lambda = \lambda_{opt}$, il vient

$$P_{opt} = K_{aero} \omega_b^3 \quad (1.12)$$

avec K_{aero} :

$$K_{aero} = \frac{\rho_{air} A c_{p(max)} R^3}{2 \lambda_{opt}^3}. \quad (1.13)$$

Par conservation de la puissance, le couple exercé sur les pales de l’éolienne peut s’écrire comme la puissance captée par le rotor divisée par la vitesse de rotation ω_b , soit

$$\tau_b = \frac{P_{aero}}{\omega_b}. \quad (1.14)$$

Ainsi, le couple à puissance optimale s'écrit

$$\tau_{b(opt)} = K_{aero}\omega_b^2. \quad (1.15)$$

La relation (1.15) est classiquement utilisée dans les algorithmes de commande basés sur le modèle aérodynamique [79]. Cet aspect sera traité au Chapitre 3.

Enjeux aérodynamiques spécifiques au petit éolien

Les principes aérodynamiques décrits précédemment sont applicables aussi bien au petit qu'au grand éolien à axe horizontal. Cependant, il y a quelques phénomènes aérodynamiques plus spécifiques au petit éolien. Premièrement, la taille du mât économiquement intéressante est limitée à quelques dizaines de mètres [174] ce qui empêche d'aller chercher les vents plus rapides en altitude. Ensuite, les machines se situant généralement proches de la charge (une centaine de mètres tout au plus d'un ou plusieurs bâtiments), elles sont en général plus exposées aux turbulences que les grandes éoliennes. Enfin, les petites hélices fonctionnent pour des valeurs du nombre de Reynolds (Re) plus basses, ce qui peut affecter le rendement aérodynamique [175, p. 9]. Les enjeux associés à ces phénomènes seront discutés dans les paragraphes suivant.

Résistance aux turbulences Il ne semble pas y avoir consensus sur l'effet des turbulences sur la production d'énergie d'une petite éolienne. Certaines études montrent que les turbulences pourraient augmenter la production d'énergie pour les basses vitesses de vent [110, 85]. La production d'énergie pourrait diminuer si la turbulence touche les plus hautes vitesses de vent [110]. Certains constructeurs proposent un facteur de correction pour diminuer la prédiction de production d'énergie de leur éolienne en fonction de l'intensité de la turbulence [153]. Ce qui est certain, c'est que la turbulence introduit des variations de charges aérodynamiques plus importantes [84], générant de la fatigue des structures [125]. Il y a donc un gros enjeu à proposer des designs aérodynamiques performants dans la turbulence et des mécanismes et structures robustes à la fatigue.

Performance pour des Re petits Le nombre de Reynolds Re quantifie l'importance de la viscosité dans le régime d'écoulement d'un fluide. Plus le nombre Re est petit, plus l'effet de la viscosité du fluide domine le régime d'écoulement, ce qui a une influence fondamentale dans le comportement aérodynamique d'une hélice, mais ne sera pas développé ici. On notera seulement que les petites éoliennes fonctionnent pour des Re plus bas ($Re < 5 \times 10^5$) que les grandes machines, ce qui rend la portance plus difficile à générer et la traînée plus forte [175, p. 62]. Ce phénomène introduit une variabilité supplémentaire de la performance aérodynamique, qui ne dépend plus uniquement de l'angle d'attaque, mais aussi de Re . L'enjeu est donc de trouver des profils aérodynamiques performants également pour les Re petits.

Démarrage à basse vitesse Comme évoqué, les petites éoliennes fonctionnent en moyenne avec des vents plus faibles que leurs grandes homologues. Le démarrage de l'éolienne à basse vitesse est donc essentiel pour tirer partie des vitesses de vent très fréquentes en basse altitude (4-6 m/s). Typiquement, une vitesse de démarrage faible est entre 2.5 et 3.5 m/s. Pour démarrer la rotation, le couple exercé sur les pales doit vaincre le couple résistant de la génératrice. Il y a donc à la fois un enjeu à développer un système aérodynamique qui au démarrage génère un bon couple et une machine électrique avec un couple résistant faible.

1.2.2 La génératrice idéale pour le petit éolien

Dans l'idéal, la génératrice d'une petite éolienne devrait rassembler les caractéristiques suivantes :

- **Légèreté** - La masse située en haut du mât doit être minimale pour soulager les contraintes sur la structure du mât. Cela permet d'économiser des matières premières et donc minimiser le coût économique, mais aussi les impacts environnementaux associés à l'extraction et la fabrication de la machine. La machine doit donc avoir le couple spécifique (couple par unité de masse) le plus haut possible. Une faible masse est alors à prioriser sur un faible encombrement.
- **Couple lisse et sans crantage** - Un couple lisse permet de limiter les vibrations et le bruit. L'absence de couple de crantage est essentielle car elle permet de faciliter le démarrage de l'hélice.
- **Efficacité** - Le rendement de la machine est l'un des maillons qui participe au rendement global de la chaîne de conversion et conditionne la récupération d'énergie.
- **Bas coût global** - Pour que le prix de l'énergie produite soit intéressant, il est important de maîtriser les coûts de fabrication mais aussi d'opération de la machine. Le coût global est déterminé par le type et la masse des matériaux mais aussi par la facilité de fabrication et de maintenance.
- **Fiabilité/réparabilité** - La fiabilité de la machine est également d'une importance critique, surtout si elle est la seule source d'énergie dans une zone reculée. La réparation d'une machine sur un mât peut être une opération de maintenance lourde et gagne toujours à être facilitée pour minimiser les coûts économique et environnemental de l'installation.
- **Faible impact environnemental** - Une machine ayant un faible impact environnemental est toujours préférable.

La génératrice idéale serait donc légère, efficace, fiable, facile à construire et à réparer, utilisant des matériaux économiques et à faible impact environnemental. Un compromis entre ces dimensions est inévitable ne serait-ce que parce que les matériaux les moins chers ne sont pas toujours les plus écologiques ni les plus légers.

Choix de la topologie de machine

Nous avons vu que la technologie de machine la plus utilisée dans le petit éolien était la famille des Machine Synchrones à Aimants Permanents (MSAP) (cf. Section 1.1.5). Les MSAPs sont effectivement plus avantageuses que les machines à induction au niveau de la densité de couple⁸, couple massique⁹ et rendement [35]. Ceci permet un encombrement et une masse plus faibles à couple équivalent, ce qui va dans le sens de la machine idéale décrite précédemment. Les MSAPs sont également réputées pour leur fiabilité et leur faible besoin en maintenance dûs à l'absence de balais, ce qui va également dans le sens de la machine idéale.

Sans rentrer dans une comparaison exhaustive, il est intéressant d'identifier les choix topologiques pertinents pour le petit éolien au sein de la famille des MSAPs.

8. Couple par unité de volume.

9. Couple par unité de masse.

Direction du flux On distingue deux familles de ce point de vue : les machines à flux axial ou radial. Les machines à flux axial auraient en général une densité de couple plus forte que les machines radiales mais un couple spécifique moins important [sitapati_performance_2001, 36]. Comme pour l'application éolienne la masse est préférée à l'encombrement, la topologie à flux radial serait la plus adaptée de ce point de vue. La topologie axiale aurait en contrepartie l'avantage de proposer un couple de crantage moins élevé que les machines radiales [103], ce qui en fait un avantage pour le démarrage des petites éoliennes. Cependant le couple de crantage est également très lié au type de bobinage, à la présence d'encoques ferromagnétiques au stator, à la configuration du rotor et ne peut être attribué directement à la direction du flux.

Configuration rotorique On trouve toute une déclinaison de configurations rotoriques dans la famille des MSAPs à flux radial, dont la diversité réside principalement dans le compromis entre quantité d'aimant et quantité de fer [118]. D'un côté du spectre, on trouve la MSAP conventionnelle avec des aimants montés en surface (dite à pôles lisses) qui utilise une grande quantité d'aimants. De l'autre côté du spectre, la machine à réluctance variable assistée par aimants présente de la saillance au rotor pour tirer au maximum partie du couple réluctant. Ces machines sont en général plus lourdes et plus difficiles à fabriquer que les MSAPs à pôles lisses mais permettent de réduire la masse et donc le coût des aimants permanents. Elles ne sont pas répandues dans le petit éolien. Une catégorie intermédiaire dans le spectre est la MSAP à pôles saillants dont les aimants sont enterrés dans le rotor. Les avantages de ces machines sont principalement de bonnes caractéristiques de sur-vitesse avec le défluxage¹⁰ [118], la possibilité d'utiliser du couple réluctant permettant de réduire la masse d'aimant à couple équivalent. En contrepartie, la complexité de la géométrie du rotor de ces machines rend la fabrication plus difficile. La MSAP à pôles saillant n'est cependant pas présente dans les comparaisons récentes de machines pour l'éolien [22, 35] sans que cela ne soit justifié. Dans [92, p. 53] l'optimisation d'une MSAPs pour le petit éolien est menée en considérant trois topologies de rotor dont une est à aimants montés en surface et deux à aimants enterrés. L'étude utilise les éléments finis magnétiques et présente les résultats sous forme de fronts de pareto. Pour chacun des scénarios d'encoques au stator proposés (ouvertes et semi-fermées), la topologie à aimants montés en surface présentait une masse inférieure, une oscillation de couple inférieure et un couple de crantage inférieur ou égal aux autres topologies à aimants enterrés. Ainsi, du point de vue du couple spécifique, de la facilité de fabrication et de la qualité du couple, les MSAPs à pôles lisses semblent être les plus adaptées pour le petit éolien.

Configuration statorique Les enjeux du bobinage des machines électriques sont principalement de maximiser le facteur de bobinage, minimiser la résistance des phases tout en assurant une simplicité de fabrication. Le bobinage peut être concentré sous forme de plusieurs bobines unitaires ou réparties sous formes de brins superposés. Le bobinage concentré permet en général un meilleur facteur de remplissage et moins de longueur de fil inutile à la conversion d'énergie tant pour les machines radiales [144] ou axiales [82]. L'absence d'encoche magnétique (bobinage sans fer) permet d'obtenir un couple de crantage nul dans les machines axiales [61, p. 32]. Ces bobinages sans cœur magnétique ont également l'avantage d'éliminer les pertes fer au stator [61, p. 32], ce qui permet d'atteindre des rendements élevés mais avec la contrepartie de demander une masse d'aimants

10. Réduction du flux dans l'axe de l'inducteur (axe direct).

au rotor plus importante que les stators à encoche. Du point de vue de la masse et de l'encombrement le bobinage concentré semble être le plus adapté au petit éolien. En ce qui concerne la présence de fer au stator, un compromis se dessine entre la qualité du couple (stators sans fer) et la minimisation de la masse d'aimant (stators à encoches).

La MSAP conventionnelle : une topologie adaptée au petit éolien

Des machines non conventionnelles utilisant le principe de la modulation de flux, comme la machine Vernier, pourraient être des bonnes candidates pour le petit éolien. En comparaison avec la MSAP conventionnelle (à pôles lisses), ces machines auraient l'avantage d'avoir une densité de couple plus importante, mais souffrent d'un rendement moins bon à masse équivalente [35]. Dans [92], la machine Vernier est étudiée comme une alternative à la MSAP conventionnelle pour une éolienne de 4.2 kW. A rendement équivalent, la machine Vernier était plus lourde et utilisait plus de deux fois plus d'aimants, résultant en un coût plus élevé que la MSAP. Bien que la recherche sur les machines Vernier continue à proposer des nouvelles topologies de machines pour pallier ces inconvénients, la MSAP conventionnelle semble être technologiquement la machine la plus adaptée pour le petit éolien. On la trouve d'ailleurs dans la grande majorité des petites éoliennes au catalogue international.

Dans ce travail on se concentrera sur une chaîne de conversion contenant une MSAP triphasée conventionnelle (à aimants montés en surface). Le dimensionnement de la machine est contraint par les points de fonctionnement mécaniques de l'hélice d'une part et par les contraintes de fonctionnement électriques du convertisseur d'autre part. Le choix de la topologie de machine et son dimensionnement doivent donc être traités en considérant la génératrice et le convertisseur comme un système.

1.2.3 Le système génératrice-convertisseur

Le système génératrice-convertisseur constitue la clé de voûte du bon transfert de la puissance entre le système aérodynamique et la charge, au sens où il réalise l'adaptation d'impédance. Celle-ci est plus ou moins bonne en fonction de la philosophie d'architecture, du dimensionnement et de la commande du système génératrice-convertisseur. Pour illustrer cela, exprimons le couple électro-magnétique d'une MSAP à pôles lisses [20]

$$\tau_g = \frac{3}{2} p \Phi_f I \cos(\psi) \quad (1.16)$$

avec p le nombre de paires pôles, Φ_f l'amplitude du flux inducteur totalisé par phase, I l'amplitude des courants de phase (courants d'induit). Ici, Φ_f est une constante dépendant de la géométrie et des matériaux de la machine. On note ψ l'angle de déphasage entre les Forces Electro-Motrices (FEMs)¹¹ et ces courants. En régime sinusoïdal et au sens du premier harmonique, le terme $\cos(\psi)$ désigne le Facteur de Puissance (FP) au niveau de la machine. Ces termes seront expliqués plus en détail dans le Chapitre 2. Cette équation simple permet d'illustrer le fait que le contrôle du point de fonctionnement mécanique nécessite le contrôle du courant (amplitude I et phase ψ) dans la machine.

Le choix de l'architecture du système génératrice-convertisseur contraint les possibilités de commande de ces variables (I, ψ), ce qui a des répercussions sur la démarche

11. Tensions induites dans le bobinage statorique par la variation du flux inducteur perçue par l'induit.

de dimensionnement du système. De ce point de vue, on distingue deux philosophies différentes d'architecture : les chaînes passive et active.

La chaîne de conversion passive

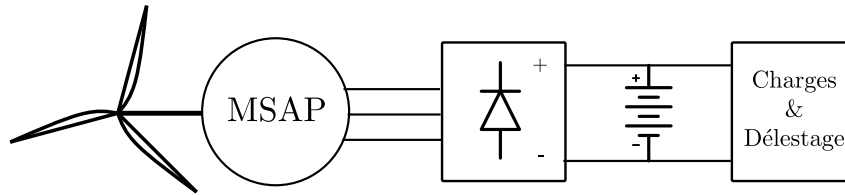


Figure 1.12 – Représentation d'une chaîne de conversion passive connectée à une batterie.

La chaîne de conversion est dite passive quand la génératrice est connectée à un redresseur non commandé (ex : PD3) directement relié à un bus DC de tension fixe comme représenté sur la Figure 1.12 où à une charge. Comme il n'y a pas d'actionneur permettant le contrôle de I et ψ , l'approche vise à imposer une trajectoire à ces variables par le dimensionnement des différents éléments de la chaîne.

L'approche conventionnelle L'approche conventionnelle consiste à dimensionner la machine électrique pour une hélice donnée selon deux critères : le démarrage et la puissance nominale. Au démarrage, la machine doit commencer à produire du couple à partir d'une certaine vitesse de rotation, dépendant directement de la tension de bus DC. On choisit cette vitesse de rotation pour que la vitesse spécifique soit relativement élevée pour un vent de démarrage faible (3 m/s environ). On dimensionne alors la machine à partir de ce critère de démarrage ainsi que de la puissance nominale attendue [94]. Cette méthode est décrite pour les topologies à flux axial dans mon support de cours d'introduction au dimensionnement de machine pour le petit éolien [135]. La méthode est simple et fonctionne bien avec des profils aérodynamiques permettant d'être efficace sur une large plage de vitesses spécifique. Cependant, elle ne permet pas de maîtriser réellement la trajectoire de couple-vitesse de la machine et donc de réaliser finement l'adaptation d'impédance.

L'approche par conception optimale intégrée Le dimensionnement d'une génératrice pour une hélice et une tension de système données a été étudié avec une approche de conception optimale intégrée [156, 163]. Cela consiste à rechercher un design qui minimise une fonction de coût intégrant la masse de la machine et l'énergie récupérée en simulation dynamique sur un cycle de vent. Les auteurs montrent que la méthode est robuste à une variation de paramètres de la distribution de vent [147]. Cependant, les distributions utilisées pour l'optimisation sont peu réalistes car elles considèrent des vitesses de vent moyennes autour de 10m/s et une distribution statistique éloignée de la distribution de Rayleigh, qui est la référence dans le petit éolien. Ceci a donné une machine optimisée pour des vitesses de vent hautes, qui sont très peu probables pour le petit éolien. On constate également que l'approche ne permet de maximiser la puissance que sur une plage restreinte de vitesse de vent due à la faible variation de vitesse de la machine. Enfin, la méthode ne considère pas le démarrage à des faibles vitesses de vent, ce qui rappelons-le, est essentiel pour ces éoliennes situées assez proches du sol. Ainsi cette approche a le mérite de proposer une manière de considérer les dynamiques (mécanique et électrique) du système dans l'optimisation de la machine mais l'inconvénient est qu'elle est en réalité peu

adaptée aux conditions réelles du petit éolien. Elle serait néanmoins très complémentaire avec l'approche décrite ci-dessous.

Le design par optimisation d'inductance Pour une tension de batterie fixe, la variation de vitesse de la MSAP est très liée à son impédance interne combinée à celle des lignes [151, 156]. Notamment, il est mis en évidence que la plage de variation de vitesse de la machine peut être considérablement élargie en augmentant la composante inductive [150]. Ceci est illustré sur la Figure 1.13 présentant l'intersection des courbes couple-vitesse de l'hélice 1 avec les courbes de charge d'une génératrice faiblement inductive (a) et fortement inductive (b). Pour les génératrices faiblement inductives comme les machines axiales, il est possible d'ajouter des inductances en série avec la machine pour obtenir un comportement similaire à une machine fortement inductive [150]. En plus d'élargir la plage de vitesse, cela a pour avantage de rejeter des harmoniques de courant, permettant de réduire le bruit acoustique de la génératrice [151, 95]. Une méthode systématique permet de calculer la valeur des inductances qui contribuent à adapter l'impédance du système éolien passif [91]. Les mêmes auteurs montrent qu'il est possible de dimensionner la machine de manière à réaliser une adaptation *naturelle* d'impédance [92, p. 68]. Ceci est rendu possible par l'utilisation d'une topologie de machine fortement inductive : une MSAP à flux radial, aimants montés en surface et encoches semi-fermées. Pour augmenter la composante inductive mais aussi pour minimiser le coût économique, la masse d'aimants permanents NdFeB a été minimisée le plus possible. Dans ce cas, la tolérance de fabrication des aimants devient non négligeable et peut introduire une erreur significative dans l'adaptation d'impédance. A titre d'exemple, un dixième de millimètre d'épaisseur d'aimant a introduit plus de 5% d'erreur sur le couple [92, p. 64]. Il est important de mentionner que cette dernière approche a été pensée pour une hélice présentant des caractéristiques puissance-vitesse quasiment plates sur une très large plage de vitesse. Les caractéristiques viennent du fabricant dont le nom n'est pas renseigné. Il serait intéressant d'en savoir plus sur le design de pales utilisé qui semble proposer des propriétés bien adaptées au dimensionnement passif grâce à la bonne performance sur une large plage de vitesse.

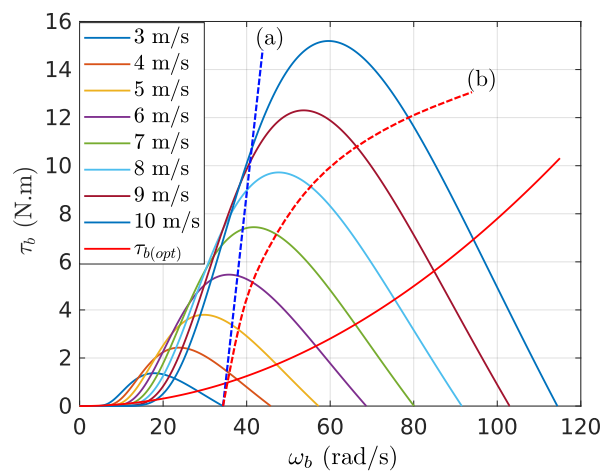


Figure 1.13 – Caractéristiques couple-vitesse de l'hélice 1 pour différentes vitesses de vent. La trajectoire optimale est en rouge continu et les trajectoires imposées par une génératrice faiblement inductive (a) et fortement inductive (b) sont en pointillés.

Le design holistique On parle alors d'approche multicritères, qui considère l'optimisation de plusieurs éléments de la chaîne passive en même temps. Le design holistique inclut justement le dimensionnement des pales en même temps que celui de la machine. L'optimisation sur l'ensemble de la chaîne de conversion électro-mécanique d'une éolienne auto-construite : profil de pales, génératrice, lignes [97] a permis d'améliorer significativement la PAE. Il serait intéressant de combiner cette méthode d'optimisation multi-disciplinaire avec une conception optimale intégrée.

Avantages et inconvénients de la chaîne passive

Fiabilité et coût du système électrique La simplicité matérielle de la chaîne entièrement passive a des avantages certains. L'absence de capteur, calculateur, interrupteur commandé, driver permet de minimiser le coût matériel et le risque de panne de l'étage de conversion électrique. L'argument du coût est souvent mis en avant sans qu'il soit réellement démontré dans les études. La répercussion d'un choix technologique sur le coût du service rendu par un système est un domaine complexe, qui nécessite une modélisation sur le cycle de vie, en incluant des phénomènes tels que les transferts de coût. Dans [90], les auteurs montrent que l'optimisation suivant la méthode d'adaptation d'impédance inductive a mené à une génératrice 30% plus lourde et donc plus onéreuse que la génératrice optimisée pour du redressement actif. Ceci permet de mettre en évidence que l'étude du seul coût de la conversion électrique ne permet pas de conclure sur le coût global du système. De plus, l'étude n'incluant pas la modélisation du coût de l'énergie (LCOE), il n'est pas démontré que la chaîne entièrement passive permette d'améliorer le coût de l'énergie produite par une petite éolienne. On retiendra en somme qu'en termes de coût, la chaîne passive permet à priori de minimiser l'investissement vis-à-vis de l'étage de conversion électrique seulement.

Performance La contrepartie de cette simplicité est qu'il ne semble pas possible de réaliser une adaptation d'impédance parfaite sur toute la plage de fonctionnement de vent avec une telle configuration. Il est possible de comprendre cela en comparant sur la Figure 1.13 les deux formes possibles de trajectoire couple-vitesse (en pointillés) et la trajectoire optimale (en rouge). On observe en effet une trajectoire en forme de droite pour une machine faiblement inductive (a) ou de courbe logarithmique pour une machine fortement inductive (b), ce qui est structurellement incompatible avec la trajectoire quadratique du couple optimal. Les degrés de liberté offerts par cette architecture permettent seulement de :

- décaler horizontalement les trajectoires en modifiant le flux de la machine et la tension de bus DC
- ajuster l'inclinaison de la droite (a) en modifiant la composante résistive
- ajuster la courbure de la trajectoire (b) en modifiant la composante inductive

Par ailleurs, il a été montré qu'un redresseur triphasé à diodes connecté à une source triphasée sinusoïdale et une charge à tension DC constante ne permet en aucun cas que les courants triphasés ne soient ni en phase ni de même forme que les tensions de lignes [52]. Une extension de ces résultats montre que pour une MSAP à FEM sinusoïdales, les courants de phase ne peuvent être ni en phase ni de la même forme que les FEMs [73]. En conséquence, les harmoniques et le déphasage des courants créés par le mécanisme de commutation des diodes dégradent le FP de la machine. Ensuite, il est montré que le transfert de puissance

entre la MSAP et le PD3 est conditionné par l'impédance de la machine. Pour une tension DC fixe, le rendement s'effondre à mesure que la machine accélère, phénomène d'autant plus marqué quand la machine est inductive. Ainsi, dans l'idéal, une machine dimensionnée pour un redresseur passif devrait être faiblement inductive pour maximiser le rendement de conversion. Cependant, nous avons vu que l'effet inductif des machines peut être intéressant pour imposer une certaine trajectoire de couple. De plus, il est montré analytiquement que maximiser le rendement de conversion machine-redresseur est incompatible avec le transfert de puissance maximum [73]. En conclusion, on peut dire que pour la configuration passive, la maîtrise de trajectoire, du facteur de puissance et du rendement de conversion du système machine-convertisseur sont incompatibles.

Dimensionnement robuste complexe Nous avons vu que la simplicité matérielle se payait avec une moindre performance et une complexité de dimensionnement de la machine électrique. En effet, pour être optimal, le processus de dimensionnement doit intégrer une connaissance fine du système aérodynamique et impliquant la maîtrise de tous les paramètres qui influencent l'adaptation d'impédance. Cependant, l'expérience a montré la sensibilité de la production d'énergie à la variation des paramètres du système [162, p.114]. L'influence de variations d'inductance et de résistance de la machine est modérée. En revanche, une variation de tension du bus DC ou du flux rotorique a une influence très forte sur la production d'énergie. Une démarche de conception robuste a montré qu'un dimensionnement passif insensible à ces paramètres était difficilement envisageable [162, p.115].

Complexité mécanique L'absence de contrôle sur le couple ne permet pas de maîtriser la trajectoire de la machine en zone III. Il est donc nécessaire d'implémenter un système de protection mécanique tel que l'effacement ou le décrochage aérodynamique grâce au pas variable passif¹² des pales. Ces systèmes peuvent être à l'origine de pannes mécaniques et entraîner une variabilité dans la production des machines [101].

Harmoniques, vibrations, bruit acoustique Le mécanisme de commutation des diodes introduit des harmoniques de courant dans la machine [73]. Ces harmoniques sont à l'origine d'oscillations de couple [176] qui peuvent augmenter la fatigue mécanique. Elles sont également responsables de bruits acoustiques important, notamment pour les machines à flux axial [95] [150, p. 87].

1.2.4 Les approches actives

Les approches actives utilisent des architectures qui permettent de contrôler au moins une des deux variables I ou ψ via un ou plusieurs actionneurs. Cela permet l'implémentation de stratégies de type Maximum Power Point Tracking (MPPT), ayant pour but de maximiser la production d'énergie dans la zone II. On distingue deux catégories d'algorithmes MPPT : les méthodes directes (basées sur la puissance de sorties) et les méthodes indirectes (basées sur le modèle) [89]. Il y a principalement deux architectures de conversion actives qui sont représentées sur la Figure 1.14 : la conversion DC/DC à la suite d'un PD3 (a) et le redressement actif (b). Les méthodes directes nécessitent de mesurer la tension et le courant en sortie de convertisseur, car elles utilisent la puissance de sortie

12. L'ajustement du pas variable passif se fait généralement avec un système de ressorts.

comme une variable à optimiser. Les méthodes indirectes se basent sur une connaissance du modèle ou une cartographie et ne nécessitent pas la mesure directe de la puissance de sortie, mais plutôt le courant, la tension ou la puissance en entrée de convertisseur. Le traitement des mesures et le pilotage des interrupteurs nécessitent un calculateur tel qu'un micro-contrôleur, représenté par le sigle μ_c . L'implémentation des stratégies MPPT est spécifique au type d'architecture car chacune offre des possibilités de commande différentes, qui seront mises en lumière dans les deux prochains paragraphes.

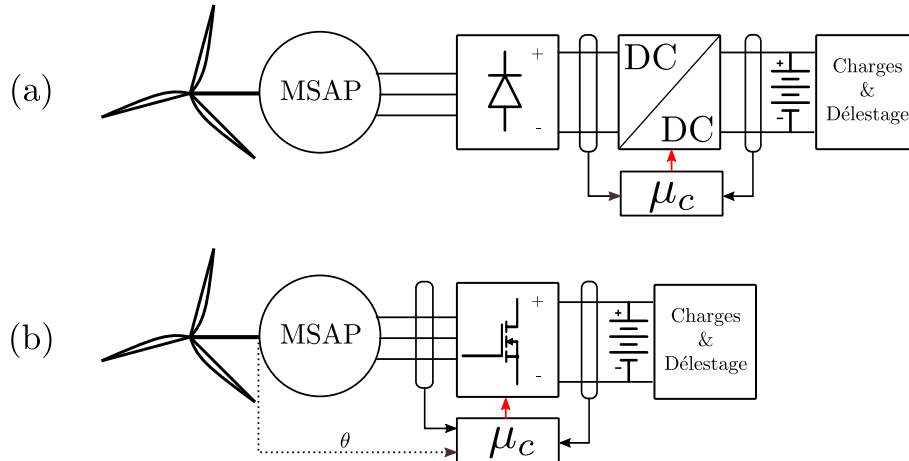


Figure 1.14 – Représentation d'une chaîne de conversion active basée sur (a) un PD3 associé à un convertisseur DC/DC ; (b) un redresseur synchrone à transistors connecté à une batterie.

Possibilités de commande de l'architecture PD3 et hacheur DC/DC

Le hacheur DC/DC peut être de type élévateur ou abaisseur, selon les paramètres de la machine et la tension de batterie. Il est possible de piloter la puissance en sortie de la MSAP en contrôlant le courant en sortie du hacheur avec un seul signal par Modulation à Largeur d'Impulsion (MLI) [114]. Or, comme pour la chaîne entièrement passive, l'utilisation d'un PD3 rend impossible la commande à la fois de la puissance et du FP [73]. Le FP total (incluant harmoniques et déphasage) ne peut être unitaire car la forme et l'amplitude des courants de phase ne peuvent être contrôlés [25]. Ce FP est influencé par l'impédance statorique de la machine, plus la machine est inductive, plus le FP s'effondre [25]. Dans le cas du hacheur élévateur, il dépend aussi de l'inductance série du côté DC. Plus celle-ci est élevée, plus le FP est dégradé [114]. Dans [141], un modèle moyen du système est développé pour contrôler la vitesse de la MSAP à partir du courant en sortie de hacheur. Le modèle montre qu'il n'est pas possible de contrôler précisément le couple moyen de la machine avec cette architecture sans que les paramètres de la machine (résistances, inductances et flux rotorique) ni que sa vitesse ne soient connus. La commande sans capteur de vitesse est possible à partir de la mesure de tension du bus DC [114], mais celle-ci ne permet pas de déterminer précisément la vitesse sans une modélisation fine et complexe [73].

Possibilités de commande du redresseur actif

Le redresseur actif à six interrupteurs commandés répartis en 3 bras et 2 niveaux est considéré comme un convertisseur de type source de tension (Voltage Source Converter, en anglais). En effet, en présence d'une source de tension (batterie ou grande capacité) sur

le côté DC, la configuration du convertisseur (état des interrupteurs) permet d'imposer la tension sur les phases de la machine. Il y a deux philosophies pour piloter ce convertisseur : la commande directe et la commande par MLI. La commande directe consiste à piloter directement l'état des interrupteurs (fermés ou passants). Les principaux avantages par rapport à la commande par MLI sont un meilleur rendement d'onduleur due à la faible fréquence de commutation et une meilleure dynamique de réponse sur le pilotage du couple de la machine [117]. En revanche, la commande directe de couple demande une grande vitesse de calcul, ce qui requiert une implémentation sur Field Programmable Gate Array (FPGA) [30] ou un Digital Signal Processor (DSP). Au contraire, la commande vectorielle peut être implémentée sur un microcontrôleur à quelques euros [48, p. 66]. Comme le petit éolien ne requiert pas une dynamique de couple particulièrement exigeante et que la limitation du coût est primordiale, la commande vectorielle par MLI semble la plus adaptée pour cette application.

Principe de la commande vectorielle La commande vectorielle [26] consiste à contrôler l'angle et l'amplitude du vecteur de flux statorique par l'intermédiaire du pilotage des courants de la machine. La synchronisation de la phase des courants avec la position du rotor permet la maîtrise de l'angle ψ . La commande de l'amplitude des courants tout en gardant la synchronisation avec la position du rotor permet une gestion fine du couple et offre la possibilité de piloter la vitesse de rotation. Ainsi, pour une MSAP idéale à pôles lisses et FEMs sinusoïdales, il est possible de garantir un FP unitaire au niveau de la machine ($\cos(\psi)=1$), ce qui permet de minimiser le courant nécessaire à la production du couple et donc les pertes joules dans la machine. Cette commande nécessite la mesure d'au moins deux courants statoriques et l'information de la position du rotor. Cette dernière peut être mesurée à l'aide d'un capteur ou reconstruite à l'aide d'un observateur [171]. L'utilisation d'un observateur permet de se passer d'un capteur mécanique, ce qui évite des coûts matériels et des risques de panne. Ce serait donc une solution de choix pour le petit éolien. En revanche, cela demande plus de complexité vis-à-vis de la commande de la machine.

La commande sans capteur mécanique Pour des applications de moyenne à haute vitesse de rotation, la commande vectorielle sans capteur mécanique d'une MSAP est généralement obtenue à partir d'un observateur basé sur les FEMs [171, p. 37]. Celles-ci peuvent être reconstruites à partir de l'observation des courants et de la connaissance du modèle de la machine. Une mauvaise connaissance des paramètres du modèle introduit nécessairement une erreur d'observation [17, 28, 157, 171] pouvant nuire aux performances du système. Or, dans le cas des petites éoliennes les paramètres électriques du système ne sont pas toujours bien connus. Par exemple, les tolérances de fabrication peuvent introduire des incertitudes, surtout quand la fabrication manuelle est employée [94]. De plus, certains paramètres tels que la résistance sont affectés par la longueur des lignes qui peut varier d'un site à l'autre. Enfin, les paramètres tels que la résistance ou le flux rotorique peuvent varier pendant l'opération de la machine à cause des variations de température. En ce sens, il serait intéressant de quantifier l'influence de ces variations paramétriques sur la performance d'une petite éolienne pilotée par commande vectorielle sans capteur.

Comparaison des architectures actives

Les deux méthodes actives permettent de contrôler la trajectoire couple-vitesse de la machine électrique pour optimiser le rendement aérodynamique. En revanche, nous avons vu qu’elles ont une différence fondamentale : la possibilité de contrôler les courants de la machine est possible dans un cas (Figure 1.14 (b)) et impossible dans l’autre Figure 1.14 (a)). Ceci a des répercussions sur la performance globale du système et bien d’autres aspects évoqués ci-après.

Performance On trouve assez peu de travaux comparant la performance des deux architectures actives. Dans [114], un PD3 suivi d’un hacheur boost est comparé avec un redresseur actif à transistors piloté par commande vectorielle. Ces travaux mettent en évidence un gain de production énergétique d’environ 5% pour le redresseur commandé, mais cette dernière solution n’est pas mise en valeur à cause de sa complexité. Dans [25], les auteurs comparent les deux architectures et mettent en évidence un gain de rendement de 5 à 10 % du redresseur actif sur une large plage de vitesse.

Vis-à-vis des problèmes soulevés précédemment à propos de la connaissance des paramètres, on peut légitimement se demander : *dans quelle mesure une commande vectorielle sans capteur en présence d’incertitudes paramétriques serait plus performante qu’une solution de redressement passif classique ?*

Connaissance du modèle et robustesse Par robustesse, on désigne ici la capacité du système à produire efficacement de l’énergie en dépit d’une mauvaise connaissance du modèle. Cette mauvaise connaissance peut être sur le modèle aérodynamique ou le modèle de la machine électrique. Dans le cas du PD3 avec hacheur, il a été constaté que la connaissance du modèle aérodynamique ne suffisait pas à trouver une trajectoire adéquate pour maximiser la récupération d’énergie [114]. Ceci est dû aux pertes dans la machine, le redresseur, le hacheur, mais aussi à la variation du FP en fonction des points de fonctionnements. Pour trouver la trajectoire de puissance, il est nécessaire de faire une cartographie complète des points de fonctionnement ou de modéliser l’ensemble de pertes dans la chaîne, ce qui requiert une connaissance fine du modèle complet [166]. Une solution alternative consiste en l’utilisation d’algorithmes de type Perturb and Observe, mais ces algorithmes couramment utilisés pour le photovoltaïque se montrent inadaptés à l’éolien à cause de son comportement très inertiel [114, 83, 99, 3, 89].

En ce qui concerne le redressement actif, une bonne connaissance du modèle aérodynamique sans modélisation des autres pertes peut suffire à trouver une trajectoire de couple-vitesse optimale. En effet, même si le point de fonctionnement optimal aérodynamique reste différent de l’optimal global [43], ces points restent assez proches et causent une différence de puissance négligeable [9]. De plus, la maîtrise fine de la dynamique du couple de la machine permet la mise en place d’algorithmes adaptatifs permettant de retrouver la trajectoire de couple optimale malgré une mauvaise connaissance du modèle aérodynamique et des pertes dans la chaîne [79, 88, 60]. Ces méthodes, initialement développées pour le grand éolien, gagneraient à être adaptées pour le petit éolien avec une commande sans capteur. L’efficacité d’une telle méthode est démontrée en simulation [9] mais l’expérimentation pose problème notamment à cause de la complexité à embarquer la commande sans capteur sur micro-contrôleur. Il est également montré que le pilotage par commande vectorielle d’une éolienne peut être robuste y compris vis-à-vis des incertitudes

paramétriques sur la machine électrique [38, 42], sans que l'influence sur la performance ne soit réellement quantifiée.

Qualité du couple Un système basé sur PD3 souffre de fortes oscillations de couple, même si une conversion DC/DC a lieu en aval. La régulation en courant semble améliorer un peu le problème sans que les gains ne soient très significatifs [176]. La mitigation de ces harmoniques de couple peut passer par différentes architectures de redressement passif, comprenant plus que 6 diodes et des configurations modulaires de machine électrique [51]. Cependant, ceci complexifie grandement le design de la génératrice, sans que le problème ne soit éliminé par ailleurs. En ce qui concerne le redressement actif, la commande vectorielle permet d'assurer un couple lisse sur les MSAPs sinusoïdales sans saillance et des techniques actives de compensation des oscillations de couple existent pour les machines non-sinusoïdales [47].

Influence sur le dimensionnement de machine Le redressement passif, qu'il soit ou non suivi d'un hacheur, ne permet pas le contrôle du FP. Dans [114], le meilleur FP obtenu était de 87%, ce qui implique que 13% du courant ne contribuait pas au transfert de puissance. Ce chiffre est évidemment très spécifique au design de machine et à l'inductance en sortie de hacheur (qui dans ce cas là était nulle). Il permet en revanche d'illustrer que dans ce cas d'architecture, la machine électrique doit nécessairement être surdimensionnée [25]. En ce qui concerne le redressement actif avec commande vectorielle, le dimensionnement de la machine peut être plus optimisé. A titre d'exemple, dans [90], à rendement équivalent, un gain de masse de 30% a pu être fait sur le dimensionnement de la machine en considérant un redresseur actif par rapport au redressement passif. Enfin, le contrôle de l'angle de charge que permet la commande vectorielle offre un degré de liberté supplémentaire dans le dimensionnement du système machine-convertisseur. Cela permet par exemple, de considérer le défluxage sur une partie d'un profil de couple-vitesse pour optimiser la masse de machine et le coût global du système machine-convertisseur [10].

Évaluation de la complexité des approches

En ingénierie, la complexité d'un système peut être jugée par sa complexité structurelle, en quantifiant la quantité et l'hétérogénéité des éléments structuraux [134]. On propose ici de distinguer trois niveaux de complexité : matérielle, logicielle et de dimensionnement. On pourrait évaluer la complexité matérielle par le nombre d'interrupteurs commandés, drivers, capteurs et par la présence d'un micro-contrôleur. On pourrait utiliser la taille (architecture, vitesse, mémoire) du micro-contrôleur nécessaire à l'implémentation de la loi de commande comme une image de la complexité logicielle. Enfin, on pourrait juger de la complexité du dimensionnement par la quantité d'information nécessaire au processus de dimensionnement, au nombre de variables à optimiser, à la nécessité d'une méthode par éléments finis. Tout cela est assez difficile à évaluer car il y a beaucoup de méthodes différentes pour synthétiser la commande et faire le dimensionnement des systèmes. La quantification de la complexité nécessiterait un travail approfondi, qui est hors du scope de cette thèse. En ce qui concerne la complexité matérielle, il est clair que l'approche de redressement actif est plus complexe que l'approche PD3+ DC/DC, qui est elle-même plus complexe que l'approche passive pure.

1.3 L'éolienne Piggott

Le modèle d'éolienne qui sert de support à ma recherche fût inventée dans les années 1990 par Hugh Piggott, un ingénieur écossais fondateur de la société Scoraig Wind Electric. Cette éolienne peut être auto-construite, signifiant qu'elle peut être fabriquée localement avec des outils simples et accessibles. Elle s'inscrit dans un mouvement qui aurait démarré dans les années 1970, rassemblant des milliers d'auto-constructeurs d'éoliennes à travers le monde. La publication par Hugh Piggott de "Windpower Workshop" en 1997 puis "A wind Turbine Recipe Book" [130] en 2009 ainsi que les nombreux cours donnés par Hugh Piggott dans le monde ont permis la diffusion de son design. Les plans proposent une gamme d'éoliennes de 1.2 à 4.2 m de diamètre, annonçant des puissances de référence allant de 200 W à 2 kW. Aujourd'hui, le réseau international Wind Empowerment regroupe plus de 50 organismes impliqués dans la diffusion des pratiques de construction de cette éolienne. On estime que plus d'un millier de ces éoliennes sont aujourd'hui installées dans le monde [98] dont plus de 200 en France grâce au réseau Tripalium.

Dans cette Section, nous décrirons l'éolienne et commenterons ses performances. Le processus de fabrication ne sera pas détaillé.

1.3.1 Description et spécifications

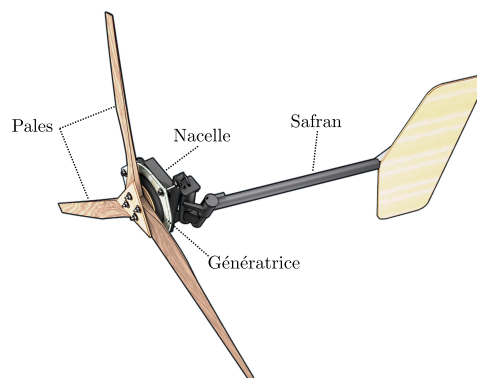


Figure 1.15 – Représentation 3D d'une éolienne Piggott. Source : Tripalium.

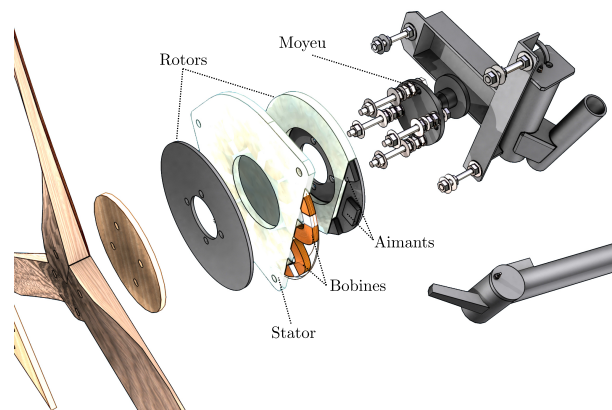


Figure 1.16 – Vue éclatée d'une éolienne Piggott. Source : Tripalium.

Une représentation en trois dimensions de l'éolienne Piggott est donnée sur la Figure 1.15. Les principaux éléments fonctionnels regroupent les pales, la génératrice, la nacelle et le safran. Leur assemblage est détaillé sur la vue éclatée proposée sur la Figure 1.16.

Hélice

L'hélice est composée de trois pales en bois dont l'assemblage solidaire impose un pas de calage constant. Une vrille est donnée aux pales pour permettre un angle d'attaque constant sur toute leur longueur. La forme de la vrille est donnée grâce à une discrétisation de la pale par sections. Le profil aérodynamique des pales présente un intrados plat est une combinaison pour faciliter la construction avec des outils manuels. L'éolienne a été initialement conçue pour fonctionner en connexion directe avec une batterie à travers un redresseur, configuration imposant une vitesse de rotation quasiment fixe. Dans ces conditions, l'absence d'un pas de calage variable impose donc à l'hélice un fonctionnement sur une large plage d'angles d'attaque. Ainsi, la forme du profil, s'inspirant des NACA 4412 et 4415, a notamment été choisie pour sa bonne performance sur cette large plage.

Des essais en soufflerie sur cette hélice ont montré que son rendement aérodynamique pouvait atteindre 33% [71, 96] à 40 % [116] malgré les irrégularités imputées à la construction manuelle.

Nacelle, safran et effacement

La nacelle est faite d'un assemblage de profilés et de tubes en acier faisant le lien entre la génératrice, le mât et le safran. Un moyeu de voiture à roulements coniques permet la jonction avec le rotor. Un tube vertical permet l'emmanchement de la nacelle sur le mât tandis qu'un deuxième tube assure celui du safran. En dessous de la vitesse de vent nominale (zones 1 et 2), l'axe de rotation de la machine est parallèle à la direction du vent. Au dessus de la vitesse nominale (zone 3), le système introduit un angle de lacet, permettant de diminuer la surface du rotor perpendiculaire au vent et donc la puissance aérodynamique. Ce système de protection aérodynamique est connu sous le nom d'effacement. Dans le cas de cette machine, l'effacement passif est rendu possible par le décalage du pivot du safran vis-à-vis de l'axe de rotation ainsi qu'un angle de pivot bien visible sur la droite de la vue éclatée de la Figure 1.16. La représentation de l'effacement vue du dessus sur la Figure 1.17 permet de comprendre le principe du mécanisme d'effacement. Sa modélisation est complexe car elle dépend de nombreux paramètres tels que la masse du safran, sa surface, le décalage d'axe, l'angle du pivot ainsi que de plusieurs phénomènes dont la poussée et la force centrifuge associée à la rotation de l'hélice [11].

Génératrice

La génératrice utilisée pour les éoliennes autoconstruites est constituée de deux disques rotoriques dont les aimants permanents sont collés en surface, tournant de part et d'autre d'un disque statorique. Celui-ci est constitué de bobines de cuivres assemblées dans un composite en résine et fibre de verre. Les bobines sont concentrées et creuses, c'est-à-dire qu'elles ne sont pas bobinées autour d'un matériau ferromagnétique. Chaque aimant du disque rotorique constitue un pôle magnétique pour lequel il existe le dual diamétralement opposé, constituant une paire de pôles. Le flux magnétique des aimants traverse le stator dans la direction de l'axe de rotation, on parle de flux axial. Dans la littérature scientifique, cette topologie de machine est précisément appelée machine

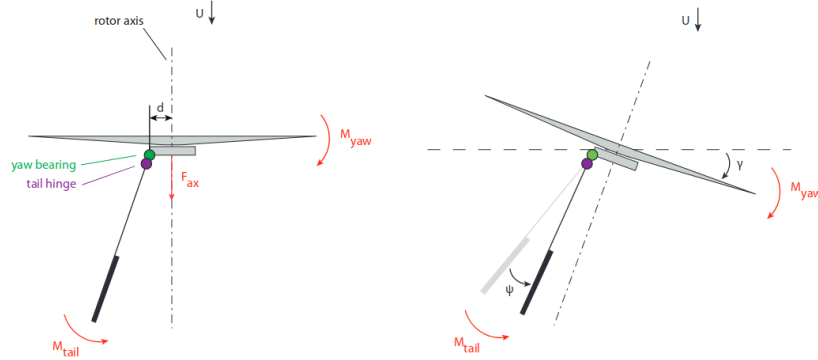


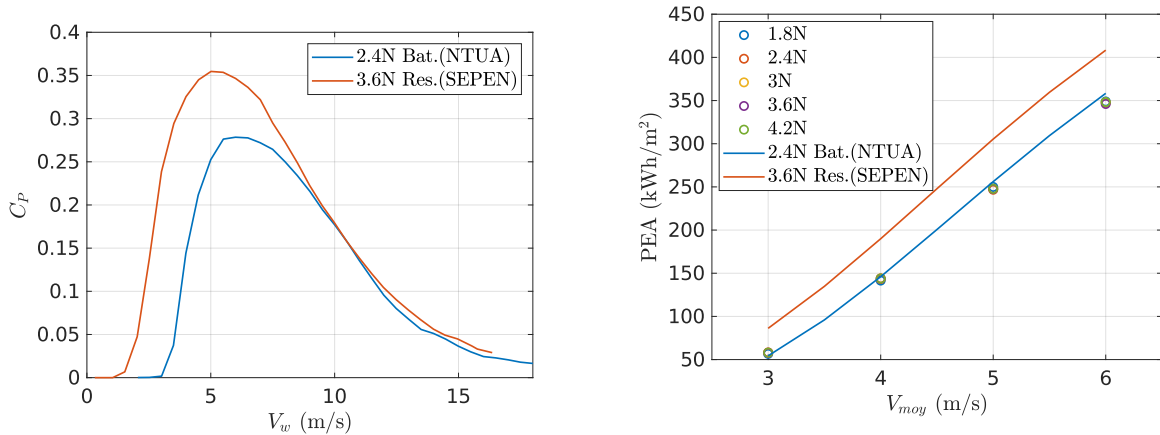
Figure 1.17 – Représentation schématique de l'éolienne sans (à gauche) et avec (à droite) effacement [71].

synchrone à flux axial à aimants permanents montés en surface et bobinage concentré sans cœur magnétique (AFPM with coreless concentrated windings, en anglais). Cette topologie de machine présente l'immense avantage de pouvoir être fabriquée sans outil plus compliqué qu'une perceuse à colonne et une disqueuse. Bien que le processus de construction manuel implique de nombreuses imperfections (mauvais alignements des aimants, disposition des bobines imparfaite) ainsi que des tolérances géométriques élevées (de l'ordre de 1 mm de dégagement mécanique entre stator et rotor), le rendement $\eta_m \eta_g$ de ces machines pourrait atteindre plus de 90 %, comme mesuré dans [98]. Un autre avantage de cette topologie est l'absence d'un couple de crantage, un phénomène qui pourrait nuire au bon démarrage de l'éolienne par vent faible.

1.3.2 Performance de l'éolienne Piggott

Dans cette partie, nous analyserons les performances de l'éolienne Piggott en comparant les différents essais trouvés dans la littérature.

Comparons tout d'abord les performances annoncées par Hugh Piggott en fonction de la taille de machine. La production annuelle d'énergie annoncée dans le manuel [131] a été normalisée par unité de surface de rotor et tracée en fonction de la vitesse moyenne de vent du site. Le résultat est tracé sur la Figure 1.18b. On constate que l'énergie annoncée est proportionnelle à la vitesse de vent moyenne sur une plage de 3 à 6 m/s. Il n'y aurait pas de dispersion parmi les machines : quelle que soit la taille de rotor, l'énergie récupérée par surface équivalente balayée serait identique. Cette prédiction ne tient pas compte du type d'installation (batterie ou injection réseau) ni de la tension du système, ce qui paraît peu réaliste. Il est intéressant de comparer ces projections avec des données issues du terrain, mesurées selon la norme. On constate que la prédiction d'Hugh Piggott est proche de ce qui a été mesuré sur le terrain à la National Technical University of Athens (NTUA) sur une machine 2.4N raccordée en direct sur une batterie de 48V (courbe bleue). La courbe de puissance mesurée par le SEPEN sur une machine 3.6N raccordée au réseau avec un onduleur WindyBoy (SMA) donne une PAE supérieure d'environ 50 kWh/m²/an par rapport à l'éolienne sur batterie. Ces onduleurs permettent le réglage d'une courbe de puissance-tension, qui permet d'optimiser le coefficient de performance en faisant varier la vitesse de la machine. Le C_P est tracé sur la Figure 1.18a pour les deux machines évoquées. On remarque que la configuration raccordée au réseau permet d'atteindre un $C_{P(max)} = 0.355$ ce qui est excellent et n'est pas atteint par la plupart



(a) Coefficient de performance de l'éolienne Piggott, calculé à partir des mesures du SEPEN et de la NTUA.

(b) PAE de l'éolienne Piggott. Les prévisions de Hugh Piggott extraites de [131] sont tracées avec des points. Les données du SEPEN et de la NTUA sont tracées en continu.

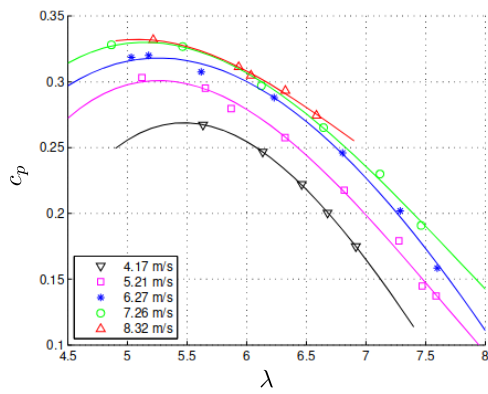
Figure 1.18 – Performance de l'éolienne Piggott.

des machines industrielles. Cependant, cette valeur n'est pas maintenue sur la deuxième partie de la courbe de puissance, à contrario de la Excel 10 (voir Figure 1.7a) dont le C_p est constant sur une large plage de vitesses de vent. Ceci peut être principalement dû à plusieurs facteurs dont la programmation de l'onduleur et le réglage du système d'effacement. Voyons maintenant quelle performance aérodynamique on peut attendre de l'éolienne Piggott.

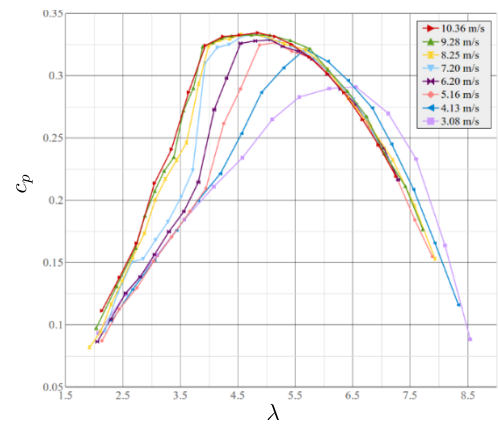
Performance aérodynamique en soufflerie

Trois campagnes d'essais sur des hélices Piggott en soufflerie ont été publiées. En 2012, Nienke Hosman a testé un rotor de 1.8 m de diamètre dans une soufflerie à la Delft University of Technology (DUT) aux Pays-Bas. Deux campagnes d'essais ont eu lieu avec un rotor de 1.2 m de diamètre, l'une en Grèce à la National Technical University of Athens (NTUA) et l'autre au Portugal à l'université de Coimbra. Les courbes de rendement aérodynamique (c_p) issues des trois études sont données sur la Figure 1.19. Elles montrent que le comportement de l'hélice est affecté par la vitesse du vent. A vitesse spécifique équivalente, plus la vitesse de vent est élevée, plus l'hélice est efficace. De même, on observe que le décrochage (partie gauche des courbes en cloche) intervient à des vitesses spécifiques plus faible pour les vents les plus forts. Enfin, on remarque que la vitesse spécifique optimale baisse à mesure que la vitesse du vent augmente. Ces résultats en trois dimensions (c_p, λ, V_w) sont en rupture avec la représentation du rendement aérodynamique classiquement représenté en deux dimensions (c_p, λ).

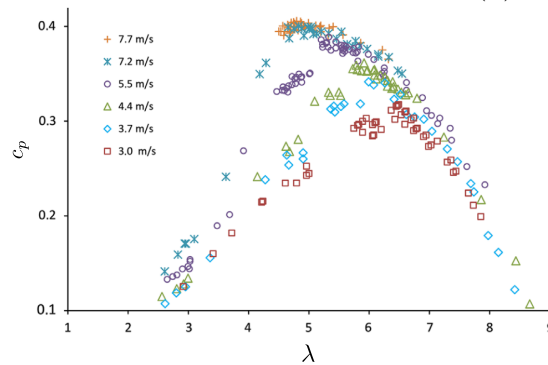
En examinant la Figure 1.19, on observe une bonne coïncidence entre les performances maximales des essais des Figures 1.19b et 1.19a ($c_{p(max)} \simeq 0.33$), significativement inférieurs à l'essai de la Figure 1.19c ($c_{p(max)} \simeq 0.4$). Il est à noter que ce dernier essai était en très bonne correspondance avec la simulation.



(a) Essais à la DUT [71].

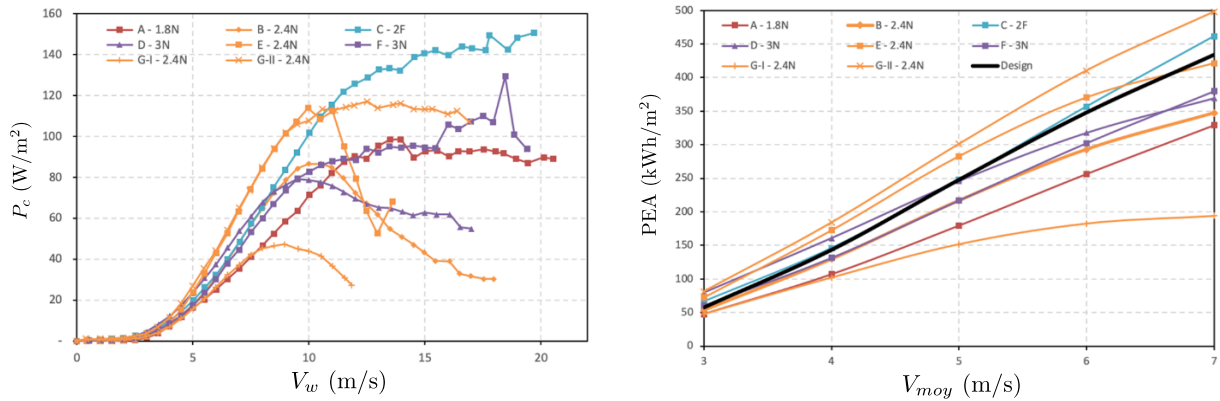


(b) Essais à la NTUA [96].



(c) Essais à l'Université de Coimbra [116].

Figure 1.19 – Performance aérodynamique de l'hélice Piggott testée en soufflerie.



(a) Courbes de puissances des 7 machines testées à Scoraig.

(b) Production d'énergie annuelle des 7 machines testées à Scoraig.

Figure 1.20 – Performance in situ de l'éolienne Piggott sur la presqu'île de Scoraig [101].

Performance in situ

Il est difficile de trouver des données sur la performance des petites éoliennes. Cependant, l'éolienne Piggott échappe à la règle, grâce à la grande communauté¹³ autour de cet objet commun technique et à l'absence de conflit d'intérêt à son sujet. En 2019, 25 courbes de puissance ont été publiées [101] à l'issue d'une collecte de données à travers le monde ainsi qu'une campagne de mesures menée par les auteurs. L'étude montre qu'en moyenne, la production des machines est en accord avec les prédictions de Hugh Piggott.

Cependant, une grande variabilité de la performance des machines est constatée. Les courbes issues de leur campagne de mesures (8 courbes sur les 25) sont données sur la Figure 1.20. L'ensemble des données récoltées lors des essais a permis la mise en évidence de plusieurs symptômes témoignant de cette variabilité. Les auteurs de l'étude proposent des hypothèses pour expliquer ces phénomènes, accompagnées de propositions de résolution des problèmes. L'ensemble causes/hypothèses/propositions est synthétisé sur le Tableau 1.1. La variabilité de performance trouve naissance dans les zones II et III des courbes de puissance.

Variabilité dans la zone II Dans la zone principale de production d'énergie (zone II), deux sources de sous-performance ont été identifiées, l'une d'origine aérodynamique et l'autre est systémique.

La première concerne l'usure du bord d'attaque des pales d'une des machines, entraînant une sous-performance. La baisse de rendement aérodynamique et l'augmentation du volume sonore associés à l'érosion du bord d'attaque avaient effectivement été mis en évidence grâce à des essais en soufflerie [96]. Une réparation du bord d'attaque à la résine permet à la machine de retrouver ses performances initiales.

Le deuxième cas de sous-performance est plus difficile à diagnostiquer. Il se manifeste par une courbe de puissance significativement moins bonne qu'attendue dans la zone II et par conséquent, une production d'énergie décevante. Un indice noté par les auteurs est

13. Le réseau Wind Empowerment regroupe aujourd'hui plus de 50 organisations qui promeuvent le développement de l'éolienne Piggott à travers le monde.

une tension de batterie relativement basse. Ceci aurait pour effet d'imposer une vitesse de rotation trop basse à la machine, forçant l'hélice à décrocher de manière précoce à mesure que la vitesse de vent augmente. Les auteurs ont tenté d'agrèger les données de mesure par tension de batterie mais n'ont pas remarqué de différence significative entre les courbes de puissances. Ils recommandent néanmoins un réglage de l'entrefer de la génératrice pour permettre de retrouver ce qu'ils appellent le "sweet spot", que nous appellerons ici une adaptation parfaite. Les auteurs expliquent que cet ajustement permet une vitesse de rotation plus importante à tension de batterie équivalente, ce qui mène à de meilleurs points de fonctionnement aérodynamiques. Il s'agit bien du fameux problème systémique d'adaptation d'impédance de tous les éléments de la chaîne de conversion entre eux, que nous avons évoqué dans les paragraphes précédents à propos de la chaîne passive.

Variabilité dans les zones II-III On note quatre phénomènes intervenant à cheval sur la zone II et la zone III, dont trois seraient liés au système d'effacement. Pour rappel, ce dernier a pour rôle de réduire le rendement aérodynamique à partir de la vitesse de vent nominale. S'il est mal réglé, l'effacement se déclenche trop tôt ou trop tard, trop faiblement ou trop fortement, résultant en une courbe de puissance plongeante (courbes B,D,E) ou alors montante (courbe C) visibles sur la Figure 1.20a. Parfois, une courbe plongeante est souhaitée quand la priorité est mise sur la fiabilité et non sur la production par vent fort. Comme évoqué précédemment, la modélisation de ce système est complexe due aux nombreux facteurs qui influencent son fonctionnement. De fait, son réglage est très empirique sur l'éolienne Piggott. Les auteurs indiquent que les principaux paramètres de réglage sont la verticalité du mât, l'angle de pivot du safran ainsi que sa masse et sa surface [101]. Un manuel de maintenance rédigé par un groupe de travail du réseau Wind Empowerment¹⁴ indique qu'un effacement intempestif peut aussi provenir d'un mauvais équilibrage des pales [34]. Un dernier phénomène intervenant sur les zones deux et trois consiste en un hystérésis sur la courbe de puissance. Deux hypothèses sont formulées pour tenter d'expliquer cela. La première concerne le rendement de la génératrice : un échauffement dû à une longue production à pleine puissance augmenterait significativement les pertes joules. Ce phénomène ne serait pas présent lors de la montée en puissance (et donc en température) mais exercerait son influence à la redescente en puissance après une longue période au dessus de la vitesse de vent nominale, d'où l'hysteresis. Ce phénomène avait également été mis en avant comme un facteur de dispersion des données de mesures [140]. Une deuxième hypothèse à propos de ce phénomène d'hystérésis évoque la présence de turbulences de natures et d'intensités différentes selon la direction du vent. Un filtrage des données selon la direction du vent pour une même machine montre effectivement tantôt une courbe de puissance montante, tantôt une courbe plongeante.

Enfin, les auteurs des Scoraig Wind Trials [101] proposent une courbe de puissance générique issue de la combinaison des 25 courbes collectées et ayant pour vocation à être utilisée dans des logiciels de modélisation plus macroscopiques tels que HOMER. La synthèse de cette courbe générique intègre tout type de configuration : du système raccordé au réseau avec un MPPT jusqu'aux systèmes en sites isolés quelle que soit leur tension de batterie. De toutes les courbes utilisées, seulement deux sont certifiées IEC61400-12-1. Trois autres ont publié leurs conditions expérimentales et corrigé leurs données comme recommandé dans la norme. Enfin, les auteurs de l'étude ont utilisé la norme comme un guide sans parvenir à réunir toutes les conditions d'essai préconisées. Il n'est donc pas

14. windempowerment.org

1.4. Conclusion et problématisation

Zone	Symptômes	Explications possibles	Résolution proposées
II	Sous-performance. [101] Bruit de pales plus présent.	Bord d'attaque des pales abîmé.[101]	Reconstruction du bord d'attaque avec de la résine [101]. Maintenance des pales plus régulière (manuel WE).
II	Sous-performance. Tension de batterie basse. [101]	Vitesse de rotation trop basse induisant un décrochage des pales.[101]	Augmentation de l'entrefer (leary).
II-III	Phénomène d'hystérésis sur la courbe de puissance	Echauffement de la génératrice et/ou turbulences	-
II-III	Effacement intempestif et brutal	Rotor déséquilibré.	Rééquilibrage des pales. [34]
II-III	Inflexion précoce de la courbe de puissance.	Effacement précoce : safran trop léger, angle de pivot inadapté. [101]	Ajout de masse sur le safran. Correction de la verticalité du mât et/ou de l'angle de pivot du safran.[101]
II-III	Sur-performance. Courbe de puissance montante.[101]	Effacement insuffisant. Angle de pivot du safran inadapté [101] ou un safran trop lourd.	Correction de l'angle de pivot du safran. Correction de la verticalité du mât.[101]

Tableau 1.1 – Résumé des symptômes, explications et résolutions proposées en réponse à la variabilité de performance des éoliennes Piggott.

étonnant de constater une dispersion considérable des données, résultant en une incertitude de l'ordre de 80% autour de la courbe générique de synthèse en zone III. A mon sens, cette représentation générique manque de granularité et devrait être raffinée. Il est néanmoins intéressant de noter que la PAE prédite à l'origine par Hugh Piggott est proche de la PAE issue de la courbe de puissance générique, tracée sur la Figure 1.20b.

Dans cette section, nous avons décrit la topologie et le fonctionnement de l'éolienne Piggott. Nous avons dressé une image de sa performance en s'appuyant sur les essais trouvés dans la littérature. Différentes problématiques venant du terrain ont été soulevées et regroupées par catégorie (aérodynamique, effacement, systémique), mettant en lumière l'aspect fondamentalement interdisciplinaire de ce système. Bien que l'éolienne Piggott soit un modèle auto-constructible et plus *low-tech* que les éoliennes industrielles, ses composants technologiques (MSAP à pôles lisses, système d'effacement passif, redresseur passif) sont représentatifs d'une grande partie des machines industrielles. Son design libre est propice à faciliter sa modélisation, ce qui en fait un objet de choix pour faire de la recherche sur le petit éolien.

1.4 Conclusion et problématisation

En somme, le petit éolien désigne les aérogénérateurs pourvus d'un rotor balayant moins de 200 m². En France, on parle de machine dont la puissance est compatible avec l'injection sur le réseau BT, soit moins de 36 kW. Bien qu'à priori jamais évalué en France, le potentiel de production d'énergie dans le monde avec cette technologie est grand. Cependant, les petites éoliennes souffrent d'une moindre performance que leurs grandes homologues et ce, pour plusieurs raisons. La proximité avec le sol limite l'accès à des hautes vitesses de vent. Les phénomènes aérodynamiques sont plus complexes à maîtriser à petite échelle et pour des basses vitesses de vent en lien avec le nombre de Reynolds. Les turbulences générées par les obstacles peuvent causer des casses mécaniques, ce qui nécessite de la maintenance. Ceci pousse vers des designs simples et robustes, pouvant limiter la performance aérodynamique. La combinaison d'une moindre performance, de coûts d'investissement et de maintenance élevés, font que le prix de l'énergie du petit éolien n'était pas compétitif par rapports aux autres énergies, dont le solaire photovoltaïque. Ceci est probablement à l'origine de l'effondrement de la filière petit éolien dans une grosse partie du monde entre 2013 et 2019. Néanmoins, les études de la littérature montrent que le petit éolien est bien plus vertueux d'un point de vue environnemental que les énergies d'origine fossile, au moins en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre. Ainsi, du

point de vue environnemental, il serait souhaitable de permettre à ce moyen de production d'énergie de se développer. Toutefois, il semblerait que l'empreinte environnementale de l'énergie d'une petite éolienne soit plus importante que pour une grande éolienne. Il y a donc un réel enjeu à rendre le petit éolien plus compétitif du point de vue environnemental. Il faudrait alors augmenter la performance des petites éoliennes d'une part et diminuer leurs impacts environnementaux d'autre part. Seulement, ces aspects sont liés et doivent être traités conjointement par une approche systémique qui n'est pas adressée dans la littérature.

L'enjeu de ce manuscrit de thèse est donc de proposer une approche systémique pour optimiser l'empreinte environnementale de l'énergie produite par une petite éolienne. L'objet technique ayant inspiré cette recherche est l'éolienne Piggott, qui a servi d'objet d'étude pour aborder ce problème. on peut alors se demander si le redressement actif pourrait être un levier d'amélioration de l'éolienne Piggott.

Performance Sur le volet de la performance, nous avons vu que le redressement actif avait été mis en évidence dans la littérature comme étant un levier significatif d'amélioration de la récupération d'énergie. Ceci serait possible notamment grâce à un meilleur rendement du convertisseur, la maîtrise du facteur de puissance et donc un meilleur rendement de la machine, une finesse de pilotage du couple et donc une meilleure poursuite du point de fonctionnement optimal. Puisque la fiabilité mécanique est d'importance première pour le petit éolien, le redressement actif devrait être implémenté sans capteur mécanique de position. Or, la performance d'une commande sans capteur peut être affectée par les incertitudes paramétriques du système, très courantes dans le petit éolien et encore plus quand il est auto-construit comme l'éolienne Piggott. Ainsi, on peut se demander **dans quelle mesure le redressement actif pourrait permettre l'amélioration de la performance de l'éolienne Piggott.** En particulier,

1. Est-il possible d'implémenter un redressement actif sans capteur mécanique sur une éolienne Piggott ?
2. Quel gain de performance peut-on attendre du redressement actif vis-à-vis de la stratégie classique ?
3. Quel serait l'impact des incertitudes paramétriques sur la performance de l'éolienne pilotée avec une commande vectorielle sans capteur mécanique ?

La réponse à ces questions nécessite plusieurs étapes :

- La modélisation du système étudié
- La synthèse d'une stratégie de commande robuste aux incertitudes paramétriques
- L'implémentation sur un banc d'essai
- La comparaison de performances

Ainsi, la modélisation du système et des moyens expérimentaux seront données dans le Chapitre 2. L'émulation de l'éolienne en laboratoire, la synthèse de la commande vectorielle sans capteur, le MPPT et la comparaison de performances seront proposés dans le Chapitre 3.

Impacts environnementaux Il est ensuite judicieux de se demander **si le redressement actif est un levier d'amélioration de l'empreinte environnementale de l'éolienne Piggott.** Cela pose plusieurs questions

4. Quels sont les impacts environnementaux de l'éolienne Piggott ?
5. Quels sont les leviers d'amélioration de l'empreinte environnementale de l'énergie produite ?
6. Quelle est l'empreinte environnementale de l'énergie produite avec un redresseur actif, en comparaison avec la configuration initiale ?

Ces questions seront traitées dans le Chapitre 4.

Enjeux socio-techniques En connaissance de ces informations techniques, il est intéressant de se demander si le redressement actif est souhaitable pour l'éolienne Piggott du point de vue socio-technique. Puisque le remplacement d'un redresseur passif par un redresseur actif est une complexification du système, on tentera de répondre à la question

7. Quels impacts socio-techniques sont causés par la complexification de l'éolienne avec un redresseur actif ?

Ceci sera également traité dans le Chapitre 4 aux côtés des questions environnementales.

Chapitre 2

Modélisation du système génératrice-convertisseur

Sommaire

2.1	Introduction	42
2.2	Architecture du système	43
2.2.1	Système éolien	43
2.2.2	Plateforme expérimentale	44
2.3	Mécanique en rotation	45
2.3.1	Système éolien	46
2.3.2	Banc d'essais	47
2.4	Modélisation de la génératrice	48
2.4.1	Modèle géométrique	48
2.4.2	Modèle magnétique	51
2.4.3	Modèle dynamique	56
2.5	Modèle du redresseur	59
2.5.1	Redresseur actif	60
2.5.2	Contraintes de tension	61
2.6	Validation expérimentale du modèle de la génératrice	63
2.6.1	Modèle magnétique	63
2.6.2	Constante de couple	63
2.7	Conclusion	65

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, la modélisation de la chaîne de conversion active de l'éolienne est entreprise. On cherchera à obtenir :

- Un modèle de commande pour l'émulation du comportement éolien en laboratoire (objectif 1)
- Un modèle de commande de la chaîne de conversion avec un redresseur actif (objectif 2)

Les hypothèses simplificatrices de ces modèles seront énoncées et justifiées.

Les différents éléments du système seront modélisés en suivant la structure de la chaîne de conversion rappelée sur la Figure 2.1, qui servira de fil conducteur à ce chapitre. Un récapitulatif des variables d'énergie intervenant dans la conversion est donné sur le Tableau 2.1. Le premier maillon de la chaîne (l'hélice), a été traité dans la Section 1.2.1.

Dans ce chapitre, nous décrivons en premier lieu l'architecture du système éolien, puis celle de la plateforme expérimentale permettant de reproduire en laboratoire un équivalent de la chaîne de conversion éolienne. Dans la Section 2.3, nous modéliserons la mécanique en rotation tout en mettant en lumière les différences entre le banc d'essais et le système éolien à ce niveau. A ce stade, nous aurons rempli l'objectif 1. Dans la deuxième partie du chapitre, nous nous consacrerons à l'objectif 2 via la modélisation du système génératrice-convertisseur. La modélisation de la GSAP sera traitée dans la Section 2.4 et la modélisation du redresseur dans la Section 2.5. Le comportement de la charge ne sera pas spécifiquement modélisé, considérant qu'elle impose une tension constante.

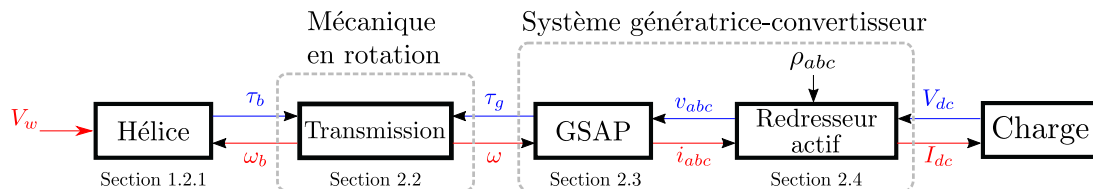


Figure 2.1 – Représentation énergétique du système sous forme de blocs.

Symbole	Grandeur	Type
V_w	Vitesse du vent	Flux
τ_b	Couple de l'hélice	Effort
τ_g	Couple électromagnétique	Effort
ω_b	Vitesse angulaire de l'hélice	Flux
ω	Vitesse angulaire de la génératrice	Flux
ρ_{abc}	Rapports cycliques	Signaux de commande
v_{abc}	Tensions phase-neutre	Efforts
i_{abc}	Courants de phase	Flux
V_{dc}	Tension du bus continu	Effort
I_{dc}	Courant continu en sortie de redresseur	Flux

Tableau 2.1 – Variables du système étudié.

Dans ce travail, la modélisation de la chaîne de conversion est centrée sur un système en site isolé avec un redresseur actif. Le comportement de la chaîne de conversion sera modélisé dans la zone II, qui est la plage d'opération la plus importante pour la production d'énergie.

2.2 Architecture du système

2.2.1 Système éolien

Ici, il s'agit de simplifier l'architecture du système présentée au Chapitre 1 (Section 1.1.3) pour faciliter sa modélisation. Les simplifications suivantes seront faites :

1. Le système d'effacement aérodynamique ne sera pas modélisé car il n'intervient pas dans la zone II.
2. Les éléments de sécurité tels que le contrôleur de charge, la résistance de délestage et le disjoncteur ne seront pas retenus dans la modélisation car ils ne participent pas au transfert d'énergie au cours du fonctionnement normal du système.
3. L'ensemble batterie-onduleur sera modélisé comme une charge à tension Direct Current (DC) constante capable d'absorber la totalité de la puissance produite par l'éolienne.

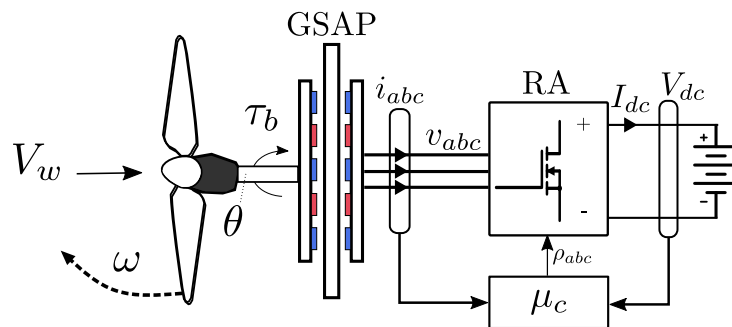


Figure 2.2 – Schéma de l'architecture simplifiée de la chaîne de conversion active.

Suite à ces simplifications, l'architecture retenue pour la modélisation est présentée sur la Figure 2.2 sur laquelle on retrouve les éléments suivant :

- une hélice,
- une transmission mécanique (arbre),
- une GSAP triphasée à flux axial,
- des lignes électriques,
- un redresseur triphasé (actif),
- un bus de tension continue, représenté ici par une batterie à tension constante.

Par soucis de simplicité, les roulements n'ont pas été représentés. Le couple électromagnétique n'a pas été représenté sur la Figure 2.2 car il intervient au sein de la machine électrique.

Ainsi, l'architecture du système éolien a été simplifiée en vue de sa modélisation. Il s'agit maintenant de proposer une architecture de plateforme expérimentale qui permette d'émuler ce système en laboratoire.

2.2.2 Plateforme expérimentale

Un banc d'essais a été développé en vue de la validation expérimentale des travaux présentés dans ce manuscrit. Étant donné la puissance de référence de l'éolienne considérée (500 W), il a été possible de réaliser le banc à échelle 1. La plateforme d'essais permet de répondre aux objectifs suivants :

1. émulation du comportement statique et dynamique d'une éolienne,
2. mesures de rendement du système génératrice-convertisseur,
3. prototypage rapide de lois de commande du redresseur actif,
4. comparaison de performances des redressements actif et passif,
5. mesure de performances de lois de commande sans capteur mécanique,
6. implémentation de commande embarquée temps réel sur cible industrielle,
7. montage de différentes génératrices à flux axial.

Dans cette section, nous détaillerons l'architecture qui permet à la plateforme expérimentale de répondre à ces objectifs.

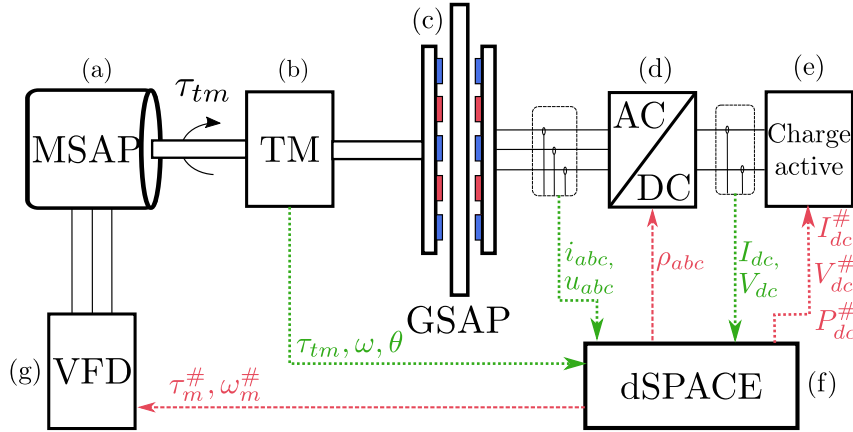


Figure 2.3 – Représentation schématique de la plateforme expérimentale, grandeurs mesurées (vert) et signaux de commande (rouge).

L'architecture de la plateforme expérimentale est schématisée sur la Figure 2.3. Elle est constituée d'un banc équipé de deux machines (a) et (c) accouplées via un couplemètre (b). La première machine (MSAP) (a) entraîne la deuxième (GSAP) (c). La machine d'entraînement est pilotée par un variateur industriel (g) (Variable Frequency Drive (VFD), en anglais) recevant soit une consigne de couple $\tau_m^\#$ soit de vitesse $\omega_m^\#$ envoyée par une interface de prototypage rapide dSPACE (f). La mesure des grandeurs ω, τ_{tm} rend possible le suivi de trajectoires de couple-vitesse par la MSAP. La deuxième machine (c) est une GSAP à flux axial d'éolienne Piggott (modèle 2.4N) prêtée par la société Ti'Eole. Elle est connectée au redresseur (Redresseur Actif (RA) ou PD3 (d)) à travers des lignes de puissance à la sortie desquelles les courants i_{abc} et tensions composées u_{abc} sont mesurés. Le redresseur est relié à une charge active (e) qui peut être pilotée en tension, courant ou puissance. Dans le cadre de cette étude, elle est pilotée pour assurer une tension constante sur le bus DC. Le couplemètre fait l'interface entre les deux machines et assure une mesure de couple, de vitesse et d'angle de l'arbre. Une photographie des machines et du couplemètre est proposée sur la Figure 2.4. Les éléments de la partie électronique du banc d'essais est donné sur la Figure 2.5.

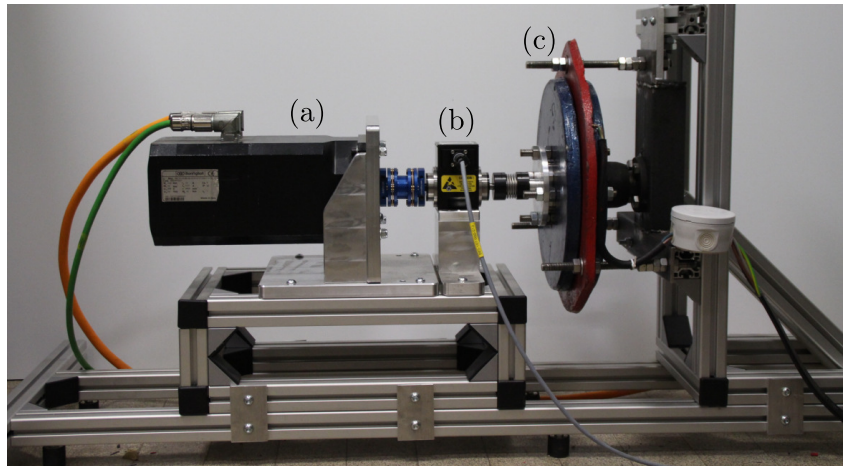


Figure 2.4 – Banc d’essais : Moteur d’entraînement (a), couple-mètre (b), Génératrice (c).

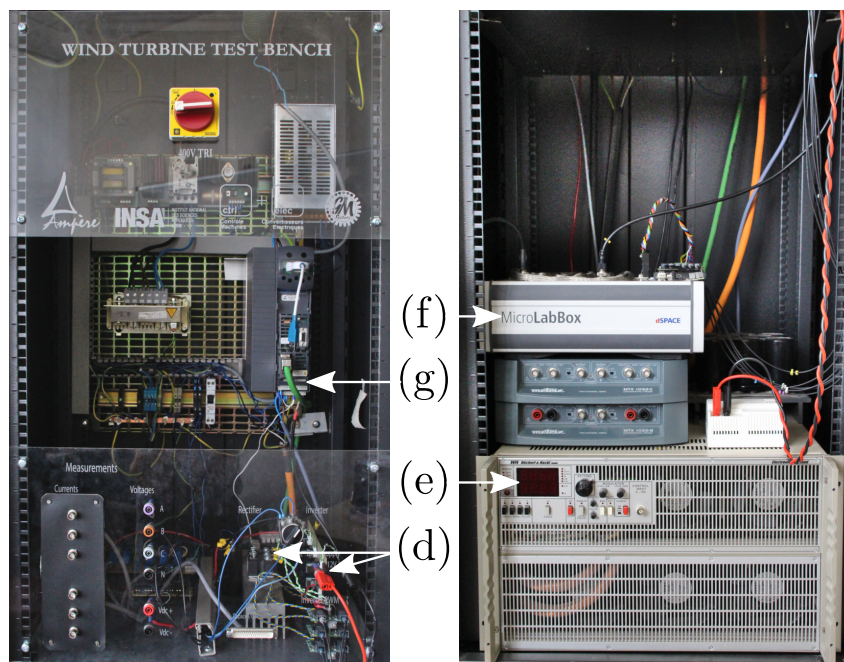


Figure 2.5 – Banc d’essais : Redresseurs (d), Charge active (e), dSPACE MicroLabBox (f), VFD (g).

La plateforme expérimentale étant présentée, la prochaine section propose la modélisation de la mécanique en rotation pour les deux systèmes : éolienne et banc d’essais.

2.3 Mécanique en rotation

Ici, la mécanique en rotation est modélisée à l’aide du formalisme bond graph, qui permet une compréhension visuelle des causalités du système. Cette représentation sera utile pour mettre en évidence les différences entre l’éolienne physique et le banc d’essai.

2.3.1 Système éolien

Le bond graph causal représenté sur la Figure 2.6 propose trois blocs : l'hélice (à gauche), la transmission mécanique (au milieu) et la GSAP (à droite).

Hélice Un nœud de flux commun (jonction de type 1) représente les pales ainsi que leur inertie, (J_b) donnée par un élément I. Le couple appliqué par l'hélice sur la jonction est régi par les lois aérodynamiques et peut être modélisé par une source d'effort modulée (MS_e) [13].

GSAP Un nœud de flux commun représente la GSAP avec son inertie et son coefficient d'amortissement, représentés respectivement par les éléments I : J_g et R : b_g . Le couple électromagnétique τ_g appliqué à sa jonction est modélisé par une source d'effort modulée.

Transmission La connexion mécanique entre les pales et la GSAP est modélisée par un nœud d'effort commun, avec la raideur k_s de l'accouplement mécanique représentée par un élément C. Le couple résultant échangé par les deux jonctions de flux communs est le couple d'arbre noté τ_s . La modélisation des deux sources d'effort sera abordée dans les deux prochaines sections.

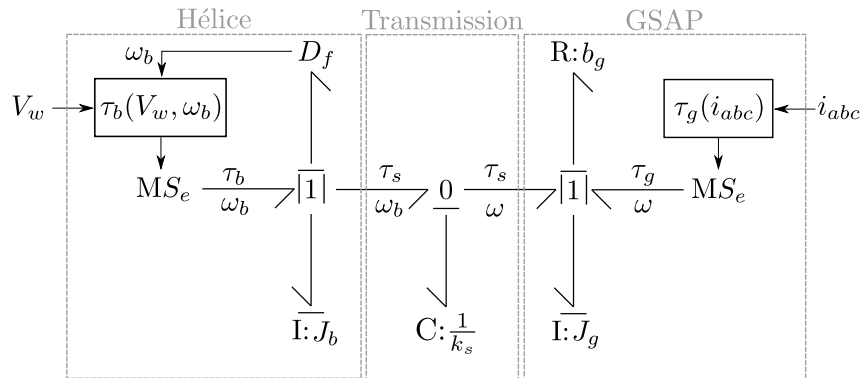


Figure 2.6 – Bond graph causal du système mécanique en rotation (système éolien).

On fera l'hypothèse par la suite d'un rotor parfaitement rigide (pas de déformation des pales ni de l'arbre), justifiée par l'absence de réducteur mécanique et la haute rigidité du bois constituant les pales. Ainsi, $\omega_b = \omega$ vis-à-vis des notations du schéma sur la Figure 2.1. L'équation fondamentale de la dynamique en rotation donne ainsi

$$J \frac{d\omega}{dt} = \tau_b + \tau_g - \tau_f, \quad (2.1)$$

avec τ_b le couple exercé par l'hélice, τ_g le couple électromagnétique appliqué par la génératrice, τ_f le couple de frottements et $J = J_b + J_g$ l'inertie totale de l'ensemble en rotation. Le couple τ_g sera modélisé dans la Section 2.4 consacrée à la génératrice.

Modélisation des frottements Les frottements secs intervenant autour d'une vitesse nulle, leur modélisation est essentielle pour traiter des problématiques de démarrage. Il

n'est cependant pas envisagé de traiter ces problématiques, ainsi seuls les frottements visqueux seront modélisés tels que

$$\tau_f = b_g \cdot \omega_b, \quad (2.2)$$

avec b_g le coefficient de frottements visqueux.

2.3.2 Banc d'essais

Le système génératrice-convertisseur de cette plateforme expérimentale dispose des mêmes éléments structurels que ceux du système réel. On lui associera donc le modèle présenté dans la Section 2.4. En revanche, il est clair que la mécanique en rotation est différente : dans le système éolien, il s'agit de pales alors que le banc d'essais dispose d'un moteur associé à un couple-mètre et des accouplements. Pour obtenir un comportement représentatif du système réel, il est indispensable de modéliser cette différence en vue de la compenser par la commande. Un bond graph causal du système mécanique du banc d'essais est proposé sur la Figure 2.7.

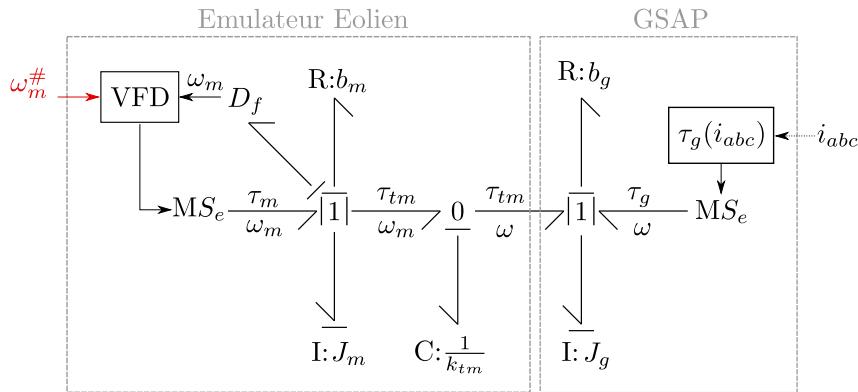


Figure 2.7 – Bond graph causal du système mécanique en rotation (banc d'essais).

En comparant avec le bond graph de la Figure 2.6, l'inertie du moteur J_m diffère de l'inertie des pales J_b , et il existe un coefficient dissipatif supplémentaire b_m dû aux roulements du moteur et du couple-mètre. Le couple τ_m de la MSAP est modélisé avec une source d'effort modulée contrôlée par le VFD. Quant à la MSAP, sa modélisation reste identique au Bond Graph de la Figure 2.6 puisque la machine est à pleine échelle. La raideur k_{tm} du couple-mètre permet la mesure du couple commun τ_{tm} qui reflète le transfert d'énergie mécanique entre les deux machines.

En supposant que la rigidité du couple-mètre et des accouplements est suffisamment élevée pour considérer des vitesses identiques sur les deux machines, on peut écrire $\omega_m = \omega$. Sous cette hypothèse, on considère une seule jonction de flux commun du côté de la MSAP, ce qui conduit de nouveau à une équation dynamique du système équivalent à une seule inertie ($J_g + J_m$) telle que :

$$(J_g + J_m) \frac{d}{dt} \omega = \tau_m + \tau_g - (b_g + b_m) \omega. \quad (2.3)$$

On peut voir que l'équation (2.3) diffère de l'équation (2.1). Ainsi, le couple moteur τ_m devrait être contrôlé pour compenser cette différence d'inertie et de frottements.

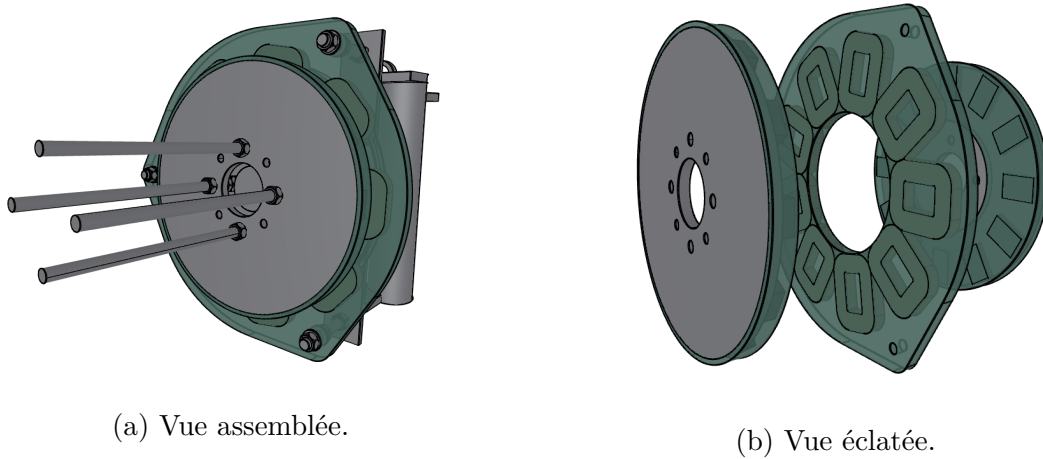


Figure 2.8 – Vue 3D de la génératrice AFPM. Produite par K. Latoufis avec OpenAFPM CAD core.

Ainsi, nous avons modélisé la mécanique en rotation pour le banc d’essais et le système éolien réel. Nous avons constaté des différences paramétriques à compenser par la commande pour obtenir un comportement mécanique similaire entre le banc d’essais et l’éolienne. Dans la prochaine section, il s’agit de modéliser le comportement électromagnétique de la GSAP en vue de sa commande via un redresseur actif.

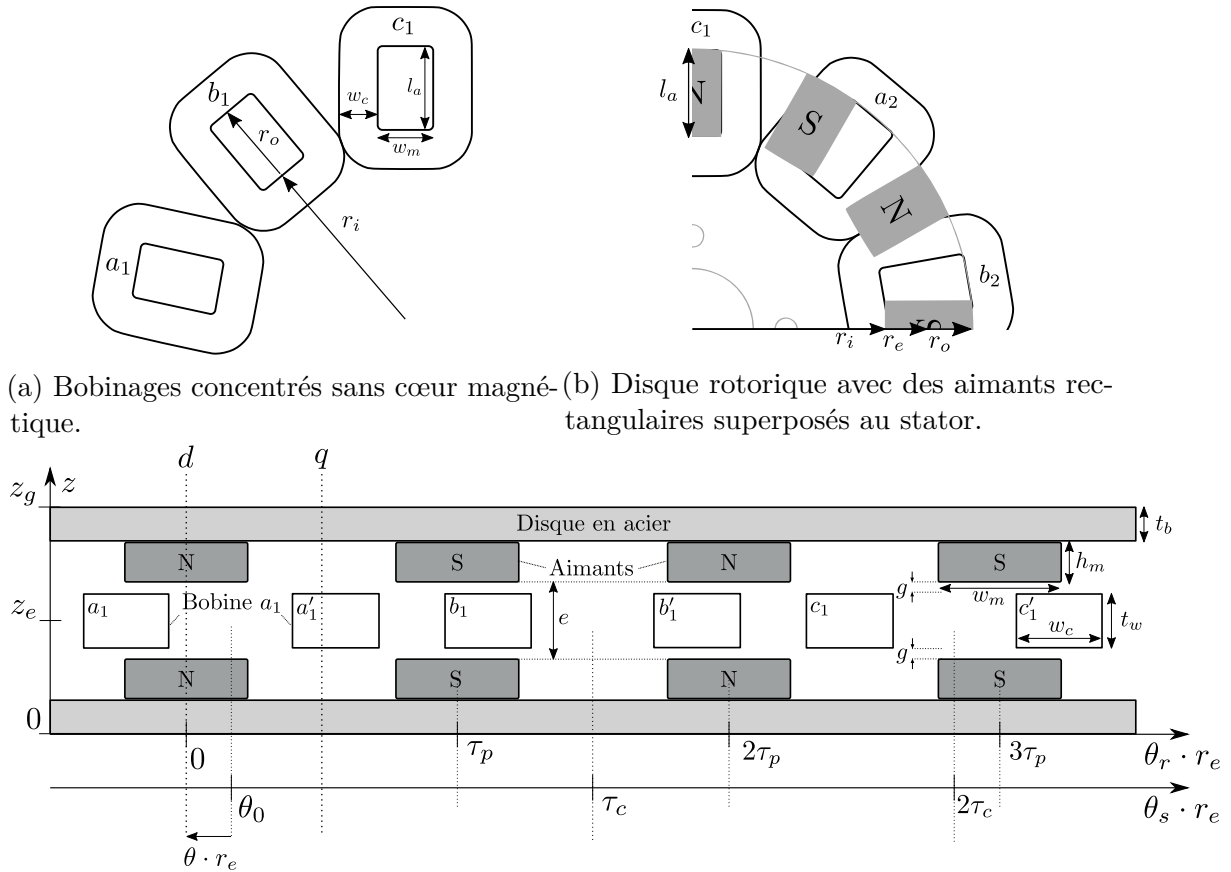
2.4 Modélisation de la génératrice

La génératrice utilisée dans l’éolienne Piggott 2.4N est représentée en 3D sur la Figure 2.8. Pour rappel, c’est une machine synchrone à flux axial à aimants permanents (AFPM, en anglais). Le comportement électromagnétique de cette machine sera modélisé en trois étapes. Premièrement, un modèle géométrique permettra l’implémentation d’un modèle par EFM et le développement de formules analytiques pour calculer les paramètres de la machine. Deuxièmement, un modèle magnétique sera établi, duquel découlera le modèle dynamique de la génératrice, élément clé pour la commande du couple électromagnétique via le redresseur actif. Dans cette optique, la machine électrique sera successivement modélisée dans les repères triphasé, diphasé (repère de Clarke) et diphasé tournant (repère de Park).

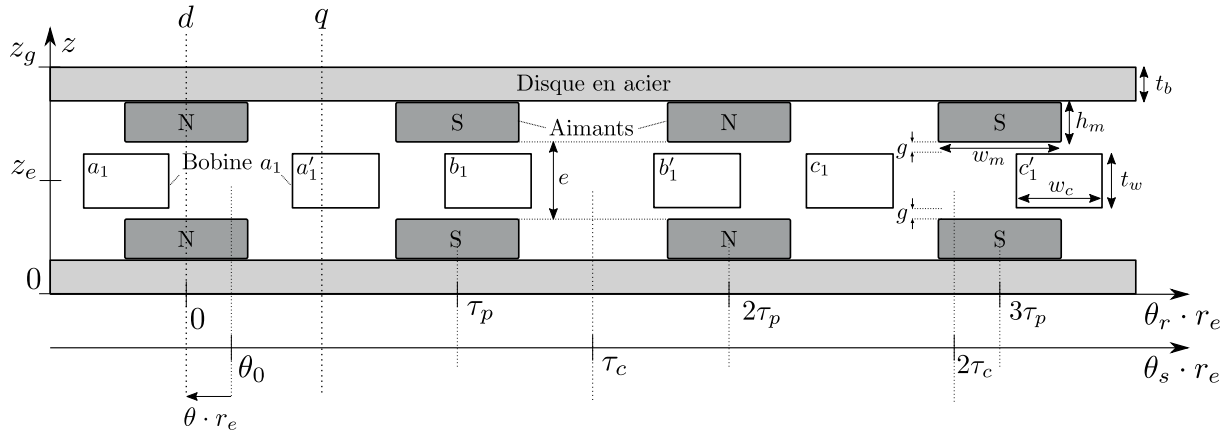
Bien que cette machine soit auto-construite, on montrera ainsi à l’aide de la géométrie, des éléments finis et de l’expérience qu’elle est en bonne adéquation avec un modèle classique de GSAP à pôles lisses.

2.4.1 Modèle géométrique

Dans cette section, nous précisons les paramètres géométriques clés de la machine étudiée. Nous nous servons ensuite de ces dimensions pour déterminer les paramètres du modèle dynamique de la génératrice. Une description générale de la génératrice a été donnée précédemment dans la Section 1.3.1. Pour rappel, il s’agit d’une machine AFPM discoïde à bobinage concentré sans cœur magnétique. Elle est constituée de deux rotors extérieurs et d’un stator intérieur. La Figure 2.9 rassemble les différentes dimensions géométriques de la génératrice, incluant les rotors (Figure 2.9b) et le stator (Figure 2.9a).



(a) Bobinages concentrés sans cœur magnétique. (b) Disque rotorique avec des aimants rectangulaires superposés au stator.



(c) Représentation linéaire d'une coupe circonférentielle d'un tiers de machine au rayon moyen r_e .

Figure 2.9 – Aspects géométriques de la machine à flux axial.

La représentation linéaire d'une coupe circonférentielle de l'assemblage rotor-stator est donnée sur la Figure 2.9c.

Disques

Les disques rotoriques sont en acier pour canaliser le flux magnétique des aimants disposés à leur surface. Il sont suffisamment épais pour ne pas saturer au sein du circuit magnétique ni fléchir à cause des forces d'attraction entre les disques (effet parapluie). On note t_b l'épaisseur d'un disque.

Aimants

Les aimants de la machine étudiée sont en alliage Néodyme-Fer-Bore (NdFeB) de grade N40 dont les dimensions sont identiques pour toutes les génératrices d'éolienne Piggott avec des aimants à base de Néodyme [133]. Ils sont de forme rectangulaire¹, d'une longueur l_a dans le sens du rayon, d'une largeur w_m et d'une épaisseur h_m . La disposition des aimants sur le disque est montrée sur la Figure 2.9b. Les extrémités de leur motif dessinent deux cercles intérieurs et extérieurs de rayons r_i et r_o respectivement, dont la différence donne la longueur active l_a de la machine. Chaque paire d'aimants sur un disque constitue une paire de pôles². Pour p paires de pôles, il y a donc $2p$ aimants par disque.

1. Par soucis de simplicité et pour limiter leur coût.
2. Alternance d'orientation du champ magnétique au rotor.

Le pas polaire τ_p est représenté sur la Figure 2.9c, il désigne l'espacement entre deux pôles (aimants). Au rayon moyen, il s'écrit

$$\tau_p = \frac{\pi r_e}{p} \quad (2.4)$$

avec r_e le rayon moyen tel que

$$r_e = \frac{r_i + r_o}{2}. \quad (2.5)$$

Position angulaire

Soit θ_r et θ_s les positions angulaires absolues au rotor et au stator respectivement, on définit la position angulaire relative θ telle que

$$\theta = \theta_r - \theta_0, \quad (2.6)$$

qui sera appelée *position* dans le reste de ce manuscript. On notera $\theta_s = \theta_0$ au centre de la bobine de référence (a_1). On dit alors que la machine est *alignée* quand la *position* respecte $\theta = 0$, ce qui signifie que l'aimant de référence tel que défini graphiquement sur la Figure 2.9c est aligné sur la bobine de référence.

Bobinage

Le bobinage est composé d'un assemblage de bobines rectangulaires³ réparties uniformément dans le plan statorique. Comme il s'agit d'une machine triphasée, le nombre Q de bobines est divisible par trois. Leur connexion dans l'espace est faite de telle sorte à assurer une alternance des trois phases a , b et c , comme montré sur la Figure 2.9c où les sections de bobines sont annotées. On note a_k et a'_k les deux brins de la $k^{\text{ème}}$ bobine de la phase a . Le pas de bobinage τ_c désigne l'espacement entre deux bobines, au rayon moyen, il s'écrit

$$\tau_c = \frac{2\pi r_e}{Q}. \quad (2.7)$$

La combinaison du nombre de pôles et de bobines qui optimise la production du couple respecte l'égalité suivante [82]

$$k_p = \frac{\tau_p}{\tau_c} = \frac{Q}{2p} = \frac{3}{4} \quad (2.8)$$

avec k_p le facteur de pas (pitch factor, en anglais).

Dimensions des bobines Dans le but de maximiser la surface d'interaction entre le flux magnétique issu des aimants et tout en minimisant la longueur de fil par tour d'enroulement, les dimensions du cœur d'une bobine sont égales à celles des aimants. On note t_w l'épaisseur de la bobine et w_c la largeur d'un brin. En faisant l'hypothèse que le conducteur décrit un arc de cercle de rayon $w_c/2$ aux angles de la bobine, la longueur moyenne d'un tour de fil s'écrit

$$l_{moy} = 2(l_a + w_m) + \pi w_c. \quad (2.9)$$

3. Dans le cas de cette machine, les bobines sont rectangulaires. Elle pourraient aussi être trapézoïdales ou triangulaires. La forme des bobines permet de plus ou moins compacter le stator vers l'intérieur du disque, ce qui présente un compromis notamment entre la compacité, la dissipation de la chaleur, la résistivité du stator et la surface de couplage magnétique.

On note s_c la surface d'un conducteur et d_c son diamètre. Le coefficient de remplissage mesure le taux de remplissage du brin de bobine par du cuivre, il s'écrit

$$k_f = \frac{N_c s_c}{w_c t_w} \quad (2.10)$$

avec N_c le nombre de conducteurs en série par bobine. Pour du bobinage manuel, le coefficient de remplissage est généralement compris entre 0.5 et 0.6 [94].

Résistance de phase En négligeant les conducteurs faisant la connexion entre les bobines, la résistance d'une phase s'écrit

$$R_s = qR_c + R_l \quad (2.11)$$

avec q le nombre de bobines en série par phase, R_l la résistance de ligne entre le stator et le redresseur et R_c la résistance d'une bobine. Celle-ci s'écrit

$$R_c = \frac{\rho_t l_{moy} N_c}{a s_c} \quad (2.12)$$

avec ρ_t la résistivité du conducteur à la température t et a le nombre de conducteurs en parallèle dans une bobine.

2.4.2 Modèle magnétique

A partir de la représentation linéaire de la Figure 2.9c, il est possible de construire un modèle réductant de la machine ainsi qu'un modèle par EFM. Dans cette section, nous nous focaliserons sur la modélisation par EFM pour obtenir les flux et les inductances de la machine. Un modèle réductant de la machine est proposé par ailleurs en Annexe A.

Modélisation EFM

Le modèle de la machine par EFM a été construit à l'aide du programme openAFPM sur le logiciel EFM 2D FEMM. La géométrie implémentée est telle que décrite de la Figure 2.9c, qui correspond à un équivalent linéaire de la machine. La machine est simulée au rayon moyen r_e . La profondeur de simulation est égale à la longueur active l_a de la machine. Une image résultant du calcul de l'induction dans la machine à vide ($i_{abc} = 0$) est donnée sur la Figure 2.10. Considérant que les disques sont suffisamment épais, on fera l'hypothèse suivante,

Hypothèse 2.1. Les disques rotoriques ne sont pas saturés. △

L'hypothèse 2.1 est vérifiée par la simulation EFM, qui indique une induction inférieure au seuil de saturation du fer.

Flux couplés rotoriques

Hypothèse 2.2 (Flux sinusoïdal). La distribution des flux d'origine rotorique couplés au bobinage est sinusoïdalement répartie sur l'angle polaire. △

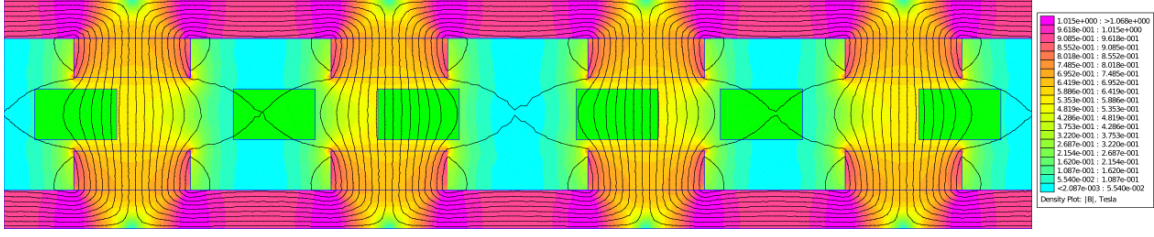


Figure 2.10 – Calcul de l'induction magnétique sur FEMM.

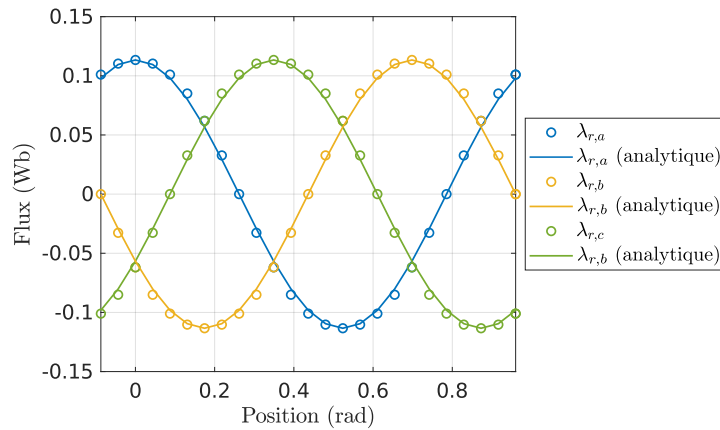
L'Hypothèse 2.2 est couramment employée dans la littérature pour la détermination du flux couplé au bobinage et l'amplitude de la FEM[82]. Elle est valide pour les machines AFPM sans cœur magnétique grâce au large entrefer qui filtre les harmoniques de Forces Magneto-Motrices (FMMs) [61, p. 162].

Ainsi, le flux d'origine rotorique couplé au bobinage triphasé du stator s'écrit

$$\lambda_{r,abc} = \Phi_f \begin{bmatrix} \cos(p\theta) \\ \cos\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

avec θ l'angle mécanique du rotor par rapport au stator et Φ_f la constante de flux couplé rotorique.

Les flux couplés rotoriques calculés par FEMM sont tracés sur la Figure 2.11 avec des points en fonction de la position angulaire. La valeur maximum des flux correspond à Φ_f . Les flux analytiques de l'équation (2.13) sont tracés en ligne continue. On constate que leur distribution est quasiment sinusoïdale.


 Figure 2.11 – Comparaison des flux couplés rotoriques obtenus par EFM avec des sinusoides d'amplitude Φ_f .

Flux couplé statorique

Pour la formulation du flux couplé statorique, nous ferons l'hypothèse suivante,

Hypothèse 2.3. Les bobines sont identiques et réparties uniformément dans l'espace. \triangle

Soit de manière générale λ_{xy} le flux couplé à la phase \mathbf{x} et généré par la phase \mathbf{y} , le flux d'origine statorique couplé au bobinage triphasé s'écrit

$$\lambda_{s,abc} = \begin{bmatrix} \lambda_{aa} \\ \lambda_{ba} \\ \lambda_{ca} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_{ab} \\ \lambda_{bb} \\ \lambda_{cb} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_{ac} \\ \lambda_{bc} \\ \lambda_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

En régime non saturé (cf. Hypothèse 2.1), le couplage magnétique entre les phases fait apparaître la notion d'inductance. Le couplage d'une phase avec elle-même est assuré par l'inductance propre tandis que le couplage d'une phase avec les autres phases est assurée par les inductances mutuelles. On peut ainsi écrire l'équation (2.14) sous la forme

$$\lambda_{s,abc} = L_{abc} i_{abc} \quad (2.15)$$

avec $i_{abc} = [i_a \ i_b \ i_c]^T$ les courants statoriques et L_{abc} la matrice d'inductances. Le neutre étant connecté en étoile, il vient que la somme des courants est nulle

$$i_a + i_b + i_c = 0. \quad (2.16)$$

Les bobines étant identiques, fixes les unes par rapport aux autres et également réparties dans l'espace, la machine étant considérée équilibrée et à pôles lisses, il vient naturellement que les inductances mutuelles sont égales entre elles. Il vient également que toutes les inductances sont indépendantes de la position du rotor. Ceci permet d'écrire la matrice d'inductances telle que

$$L_{abc} = \begin{bmatrix} L_0 & M & M \\ M & L_0 & M \\ M & M & L_0 \end{bmatrix}, \quad (2.17)$$

dont L_0 est l'inductance propre et M l'inductance mutuelle.

En utilisant la relation (2.16) (somme des courants nulle), il est aisé de montrer que

$$\lambda_{s,abc} = L_{abc} i_{abc} = L_s i_{abc} \quad (2.18)$$

avec L_s l'inductance statorique, s'exprimant comme un scalaire telle que

$$L_s = L_0 - M. \quad (2.19)$$

Il n'existe pas de définition analytique claire de L_0 et M pour une machine AFPM à bobinage concentré sans cœur magnétique [61, p. 161]. On peut néanmoins écrire [61, p. 162]

$$L_s = \frac{\lambda_a(\theta) - \lambda_r(\theta)}{i_a(\theta)}. \quad (2.20)$$

D'après (2.13), $\lambda_{r,a}(0) = \lambda_{r,d} = \Phi_f$ dans l'axe direct et $\lambda_{r,a}\left(\frac{\pi}{2}\right) = \lambda_{r,q} = 0$ dans l'axe de quadrature. Les inductances dans les axes d et q s'expriment alors

$$\begin{aligned} L_d &= \frac{\partial \lambda_d}{\partial i_d} = \left. \frac{\lambda_d - \Phi_f}{i_a} \right|_{\theta=0}, \\ L_q &= \frac{\partial \lambda_q}{\partial i_q} = \left. \frac{\lambda_q}{i_a} \right|_{\theta=\pi/2}, \end{aligned} \quad (2.21)$$

avec les flux couplés λ_d et λ_q dans les axes d et q respectivement et i_{dq} les courants appliqués au bobinage dans ces axes⁴. Étant donné que les aimants sont montés en surface et que les aimants ont une perméabilité magnétique similaire à celle de l'air ($\mu_{rec} \simeq \mu_0$), on a en principe $L_d \simeq L_q$ pour ce type de machine.

Hypothèse 2.4. Les inductances dans les axes direct et de quadrature sont identiques. \triangle

Une analyse par EFM en utilisant l'Algorithme 1 présenté en Annexe B a permis de valider cette hypothèse grâce à la détermination des flux couplés λ_{dq} en fonction des courants i_{dq} . Le résultat est tracé sur la Figure 2.12. On constate que la pente de λ_d est légèrement supérieure à celle de λ_q , mais comme la différence est inférieure à 0.5%, il convient de valider l'hypothèse 2.4 en écrivant

$$\frac{\partial \lambda_d}{\partial i_d} = L_d = \frac{\partial \lambda_q}{\partial i_q} = L_q = L_s. \quad (2.22)$$

De même, on constate que

$$\frac{\partial \lambda_d}{\partial i_q} = \frac{\partial \lambda_q}{\partial i_d} = 0, \quad (2.23)$$

ce qui montre l'absence de saturations croisées entre les axes d et q de la machine. Enfin, on constate bien que l'ordonnée à l'origine du flux couplé dans l'axe d correspond à la constante de flux couplé rotorique Φ_f , comme indiqué sur la Figure 2.12a.

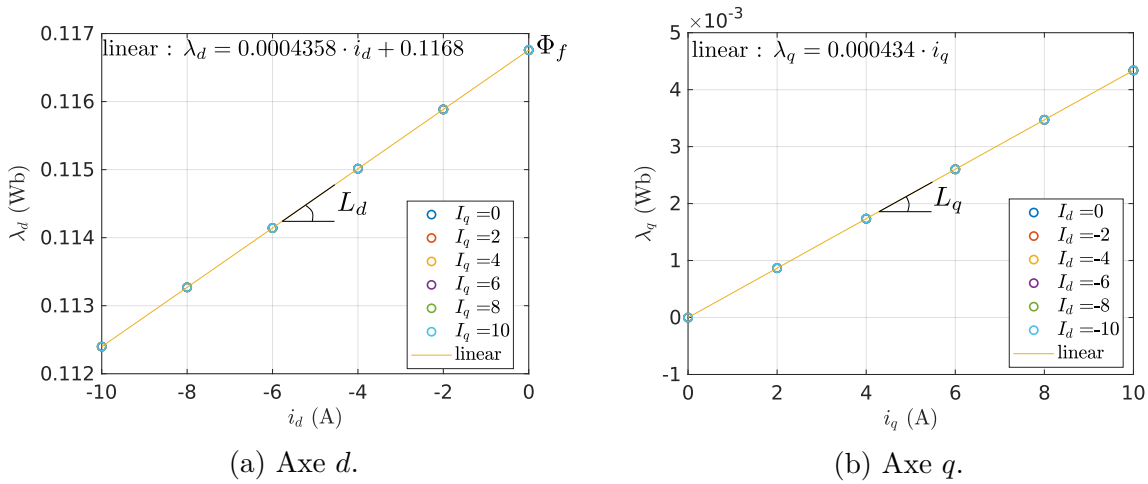


Figure 2.12 – Flux couplés totaux dans les axes direct (d) et de quadrature (q) obtenus par EFM.

Modélisation du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique d'une machine synchrone non saturée peut être formulé ainsi [61, p. 159] [68, p. 586]

$$\tau_g = \frac{3}{2}p(\Phi_f + (L_d - L_q)i_d)i_q. \quad (2.24)$$

Comme $L_s \simeq L_d \simeq L_q$, cela revient à écrire

$$\tau_g = K_\tau i_q, \quad (2.25)$$

4. Ces courants sont définis dans la Section 2.4.3 à l'aide des transformées de Clarke et de Park.

avec K_τ , la constante de couple s'écrivant

$$K_\tau = \frac{3}{2}p\Phi_f. \quad (2.26)$$

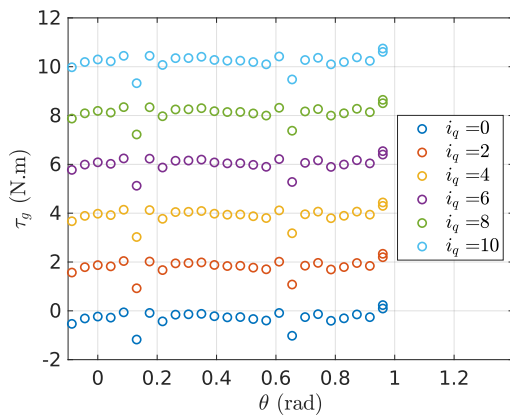
Pour vérifier ce modèle, le couple peut être déterminé à l'aide des éléments finis en utilisant la relation

$$\tau_g = 3F_x r_e, \quad (2.27)$$

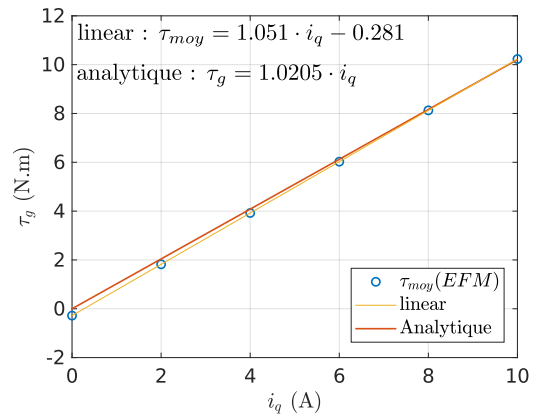
avec F_x la force résultant de l'intégration du tenseur de contraintes de Maxwell sur la surface du bobinage dans la direction x via FEMM.

Remarque 2.4.1. Ici, comme un tiers de machine est simulé (voir Figure 2.9c), la force F_x est multipliée par 3 pour obtenir le couple total de la machine.

De cette manière, le couple a été calculé par EFM pour plusieurs positions angulaires et plusieurs courants grâce à l'Algorithme 1. Le résultat est tracé sur la Figure 2.13a. On remarque une légère oscillation du couple en fonction de la position, présent même à courant nul et ne dépendant pas de l'amplitude du courant. Le motif d'oscillation se reproduit avec exactement un écart d'un pas polaire. Le pic d'oscillation négatif se retrouve exactement quand un aimant est coupé en deux, c'est-à-dire que chaque moitié de l'aimant est à une extrémité du plan de simulation. Il est difficile d'expliquer physiquement la présence de cette oscillation de couple. En l'absence de matériau ferromagnétique au stator, aucun couple réluctant ne devrait intervenir en principe. Il serait intéressant d'étudier les conditions aux limites de la simulation numérique pour comprendre ce phénomène. La moyenne du couple calculé par EFM sur un tiers de rotation (longueur du plan de simulation) est tracée sur la Figure 2.13b, ainsi que le couple calculé avec l'équation (2.25). Le couple moyen est parfaitement linéaire vis-à-vis du courant i_d , cependant une légère ordonnée à l'origine est introduite par les oscillations. On constate que le modèle analytique présente une différence de moins de 2.9% sur la pente du couple en fonction du courant i_q , vis-à-vis du modèle par EFM. On en déduit que le modèle analytique (2.25) représente bien en moyenne le comportement de la machine.



(a) Couple en fonction de la position.



(b) Comparaison du couple moyen sur la rotation (EFM) et du couple analytique.

Figure 2.13 – Calcul du couple par EFM.

Le modèle électromagnétique étant établi, nous comprenons d'après l'équation (2.25) que la maîtrise du couple de la machine nécessite l'asservissement du courant i_q . Ceci peut

être facilité par la connaissance du modèle dynamique, ce qui fera l'objet de la prochaine section.

2.4.3 Modèle dynamique

Avant d'entamer l'écriture du modèle dynamique, une hypothèse sur les pertes fer dans la génératrice peut être émise en lien avec la topologie. En effet, l'absence de cœur magnétique dans les bobines (coreless) permet d'assurer qu'il n'y a pas de pertes fer au stator. Ensuite, le rotor ne voyant pas de variations de champ magnétique significatives (aimants permanents fixés au rotor), les pertes par hystérésis et courants de Foucault au rotor seront négligées. Nous écrivons donc l'hypothèse suivante,

Hypothèse 2.5 (Pertes fer). Il n'y a de pertes fer ni au stator ni au rotor. \triangle

Equations dans le repère triphasé

En appliquant la loi de Lenz-Faraday (convention moteur) combinée à la loi des mailles, la dynamique des flux couplés s'écrit

$$\frac{d\lambda_{abc}}{dt} = v_{abc} - R_s \cdot i_{abc}. \quad (2.28)$$

avec $\lambda_{abc} = \lambda_{s,abc} + \lambda_{r,abc}$ le flux total couplé au bobinage et v_{abc} les tensions phase-neutre. En lien avec l'Hypothèse 2.3 on considère que les résistances de phases sont égales entre elles, R_s est donc un scalaire.

Dynamiques dans le repère abc

En injectant (2.13) et (2.15) dans (2.28), on obtient

$$\frac{di_{abc}}{dt} = \frac{1}{L_s} v_{abc} - \frac{R_s}{L_s} i_{abc} - \frac{1}{L_s} e_{abc}, \quad (2.29)$$

avec e_{abc} les FEMs s'écrivant

$$e_{abc} = \frac{d\lambda_{r,abc}}{dt} = -p\Phi_f\omega \begin{bmatrix} \sin(p\theta) \\ \sin\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix}. \quad (2.30)$$

Formulation dans le repère de Clarke

La transformation de Clarke [37] permet de passer du repère triphasé à un repère diphasé associé à une composante homopolaire, en conservant les amplitudes des vecteurs.

De manière générale, on écrit

$$x_{\alpha\beta o} = \begin{bmatrix} x_{\alpha\beta} \\ x_o \end{bmatrix} = C_l x_{abc} = \begin{bmatrix} C_{l,23} \\ C_{l,o} \end{bmatrix} x_{abc} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} x_{abc} \quad (2.31)$$

avec x_{abc} le vecteur d'une grandeur exprimée dans le repère triphasé, $x_{\alpha\beta}$ son équivalent dans le repère $\alpha\beta$ et x_o sa composante homopolaire associée.

Comme la somme des courants est nulle, on peut écrire $i_o = 0$. Ainsi, en écrivant la puissance électrique dans le repère de Clarke, il vient

$$P_{\alpha\beta o} = \frac{3}{2} v_{\alpha\beta o}^T i_{\alpha\beta o} = \begin{bmatrix} P_{\alpha\beta} \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (2.32)$$

Il vient naturellement que les composantes homopolaires ne participent pas à la conversion d'énergie. Ceci montre que l'énergie du système décrit par (2.29) est entièrement contenue dans les composantes α et β de son équivalent dans le repère de Clarke. Comme le modèle de commande de la machine a pour objectif la maîtrise de la conversion d'énergie, on utilisera par la suite uniquement les composantes α et β de sa représentation dans le repère de Clarke. Comme la transformée de Clarke ne dépend pas du temps, on en déduit que

$$\frac{dC_{l,23}\lambda_{abc}}{dt} = \frac{d\lambda_{\alpha\beta}}{dt}. \quad (2.33)$$

Ainsi, la réécriture de (2.28) dans le repère $\alpha\beta$ donne

$$\frac{d\lambda_{\alpha\beta}}{dt} = v_{\alpha\beta} - R_s i_{\alpha\beta}. \quad (2.34)$$

Les flux couplés dans le repère $\alpha\beta$ s'écrivent

$$\lambda_{\alpha\beta} = \lambda_{r,\alpha\beta} + \lambda_{s,\alpha\beta} \quad (2.35)$$

avec $\lambda_{r,\alpha\beta}$ les flux couplés rotoriques tels que

$$\lambda_{r,\alpha\beta} = C_{l,23}\lambda_{r,abc} = \Phi_f \begin{bmatrix} \cos(p\theta) \\ \sin(p\theta) \end{bmatrix}, \quad (2.36)$$

et $\lambda_{s,\alpha\beta}$ les flux couplés statoriques tels que

$$\lambda_{s,\alpha\beta} = C_{l,23}\lambda_{s,abc} = L_s i_{\alpha\beta}. \quad (2.37)$$

Dynamiques dans le repère $\alpha\beta$

L'injection de (2.36) et (2.37) dans (2.34) donne

$$\frac{di_{\alpha\beta}}{dt} = \frac{1}{L_s}v_{\alpha\beta} - \frac{R_s}{L_s}i_{\alpha\beta} - \frac{1}{L_s}e_{\alpha\beta}, \quad (2.38)$$

avec $e_{\alpha\beta}$ les tensions induites telles que

$$e_{\alpha\beta} = \frac{d\lambda_{r,\alpha\beta}}{dt} = -p\Phi_f\omega \begin{bmatrix} \sin(p\theta) \\ -\cos(p\theta) \end{bmatrix}. \quad (2.39)$$

Formulation dans le repère de Park

La transformation de Park [128] permet d'attacher le repère diphasé $\alpha\beta$ au rotor, donnant le repère dq tournant à la vitesse de synchronisme. Ceci est possible grâce à la connaissance de l'angle de position mécanique du rotor θ . Ainsi l'axe direct d est aligné sur l'axe des aimants permanents et l'axe q est en quadrature (en avance de $\pi/2$ radians électriques) avec l'axe d . On écrira le passage dans le domaine de Park tel que

$$x_{dq} = P(\theta)x_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} \cos(p\theta) & \sin(p\theta) \\ -\sin(p\theta) & \cos(p\theta) \end{bmatrix} x_{\alpha\beta}. \quad (2.40)$$

Les flux couplés dans le repère dq s'expriment ainsi

$$\lambda_{dq} = P(\theta)\lambda_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} \Phi_f \\ 0 \end{bmatrix} + L_s i_{dq}. \quad (2.41)$$

Comme la transformée de Park dépend de la position et donc du temps (pour $\omega \neq 0$), les tensions dans le repère dq s'écrivent en multipliant (2.34) par $P(\theta)$, ce qui donne

$$P(\theta)\frac{d(P^{-1}(\theta)\lambda_{dq})}{dt} = v_{dq} - R_s i_{dq}. \quad (2.42)$$

En développant, on a

$$P(\theta)\frac{d(P^{-1}(\theta)\lambda_{dq})}{dt} = P(\theta)\frac{dP^{-1}(\theta)}{dt}\lambda_{dq} + P(\theta)P^{-1}(\theta)\frac{d\lambda_{dq}}{dt}, \quad (2.43)$$

ce qui après injection de (2.43) dans (2.42) résulte en

$$\frac{d\lambda_{dq}}{dt} = v_{dq} - R_s i_{dq} - p\omega \mathcal{J}\lambda_{dq}, \quad (2.44)$$

avec

$$\mathcal{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}. \quad (2.45)$$

Dynamiques dans le repère dq

En injectant (2.41) dans (2.44), on peut écrire

$$\frac{di_{dq}}{dt} = \frac{1}{L_s}v_{dq} - \frac{R_s}{L_s}i_{dq} - \frac{1}{L_s}e_{dq}, \quad (2.46)$$

avec

$$e_{dq} = L_s p \omega \mathcal{J} i_{dq} + p \Phi_f \omega \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

Le modèle dynamique dans le repère dq peut être représenté dans le formalisme de Kirchhoff comme sur la Figure 2.14.

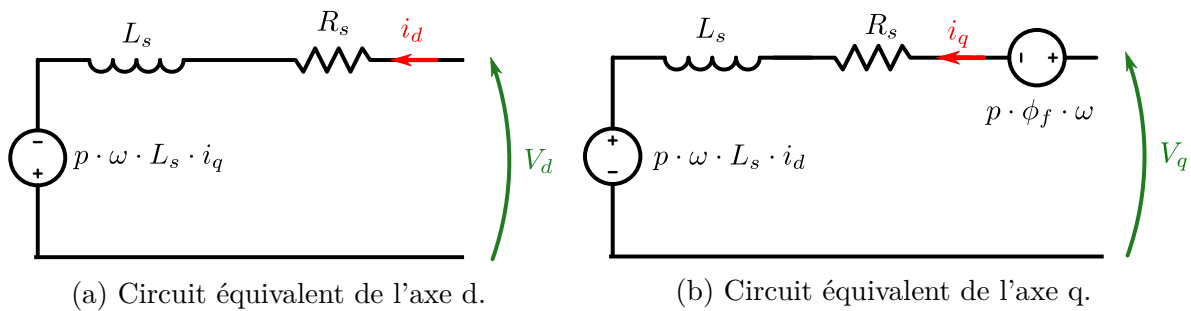


Figure 2.14 – Représentation de Kirchhoff de la PMSG à poles lisses dans le domaine de Park.

Ainsi, nous avons établi le modèle dynamique qui servira à la synthèse de la commande de la génératrice. Comme le redresseur sert d'actionneur pour la commande, il est nécessaire de modéliser son comportement, ce qui est adressée dans la prochaine section.

2.5 Modèle du redresseur

Pour rappel, deux topologies de redressement sont considérées : l'une passive constituée d'un pont de diode triphasé à double alternance (PD3) et l'autre active où les diodes sont remplacées par des transistors commandés par MLI. Les deux configurations sont présentées sur les Figures 2.15 et 2.16. L'objectif du redresseur actif est de permettre le pilotage du couple de la génératrice à travers la maîtrise des courants. D'après (2.29), les courants peuvent être pilotés en agissant sur les tensions de phases. Dans cette section, les tensions de phases seront modélisées du point de vue du redresseur actif. La modélisation système MSAP-PD3 a été exhaustivement étudiée dans la littérature [156, 176, 166, 73, 141]. Le PD3 ne servant que pour la comparaison expérimentale, son comportement ne sera pas modélisé dans ce manuscrit. En revanche, les contraintes sur les niveaux de tension nécessaires au fonctionnement des deux redresseurs seront analysées.

2.5.1 Redresseur actif

Le redresseur associé au schéma équivalent électrique de la génératrice est donné sur la Figure 2.15. Il s'agit d'une structure classique d'onduleur⁵ (convertisseur source de tension à trois bras et deux niveaux). Cette structure permet d'imposer la tension entre chaque phase et le potentiel bas du bus DC grâce au pilotage des transistors. Sur la Figure 2.15, les états des transistors du haut (a, b, c) et du bas (a', b', c') sont notés $s_{abc} = [s_a \ s_b \ s_c]^T$ et $s_{a'b'c'} = [s_{a'} \ s_{b'} \ s_{c'}]^T$ respectivement. On écrira $s_k = 0$ quand le transistor k est ouvert et $s_k = 1$ quand il est fermé.

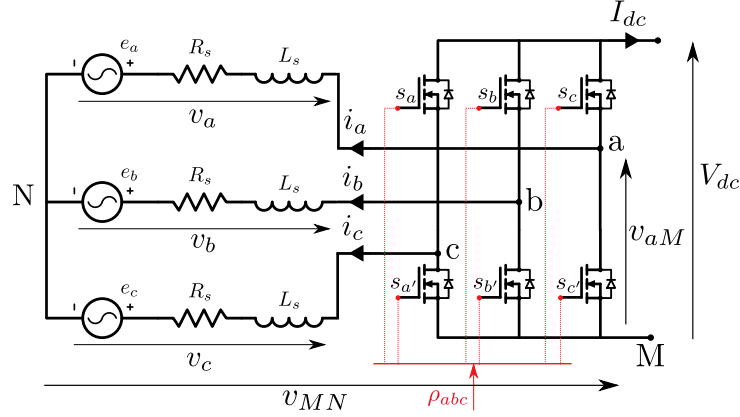


Figure 2.15 – Schéma équivalent électrique du système génératrice convertisseur (convention moteur).

Afin d'éviter de court-circuiter le bus continu via une branche du redresseur, le transistor côté bas est piloté de façon complémentaire au transistor côté haut au sein d'une même branche. La transition entre deux états passe par un « temps mort » pendant lequel aucun interrupteur n'est passant. Ainsi, on a

$$s_{abc} = \overline{s_{a'b'c'}}, \quad (2.48)$$

impliquant que

$$v_{abc,M} = V_{dc} s_{abc}, \quad (2.49)$$

avec $v_{abc,M} = [v_{aM} \ v_{bM} \ v_{cM}]^T$ les tensions entre le point M (masse du bus DC) et les phases (a,b,c) en entrée du redresseur.

Etant donné que le stator est connecté en étoile, que le neutre est flottant et que la machine est équilibrée, de (2.16), il vient que

$$v_a + v_b + v_c = 0. \quad (2.50)$$

D'après la loi des mailles, on a

$$v_{abc} = v_{abc,M} + v_{MN}. \quad (2.51)$$

En injectant (2.51) dans (2.50), il vient

$$v_{a,M} + v_{b,M} + v_{c,M} = -3v_{MN}. \quad (2.52)$$

5. On utilise deux noms pour la même structure de convertisseur en fonction de si cette dernière est utilisée pour faire transiter la puissance vers le bus DC (redresseur) ou vers le système triphasé (onduleur).

A partir des équations (2.49) et (2.52), on peut montrer que [48, p. 50]

$$v_{abc} = s_{abc} \underbrace{\begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}}_M \frac{V_{dc}}{3}. \quad (2.53)$$

Soit les rapports cycliques définis par une valeur comprise dans l'intervalle $[0 \ 1]$ comme étant le rapport entre le temps de commande de l'interrupteur à l'état passant et la période de hachage de cette tension de commande, il est possible d'explicitier les tensions phases-neutre de la machine en modèle moyen comme étant [48, p. 56]

$$v_{abc} = \rho_{abc} M \frac{V_{dc}}{3}, \quad (2.54)$$

avec $\rho_{abc} = [\rho_a \ \rho_b \ \rho_c]^T$ le vecteur des rapports cycliques des tensions de commande appliquées sur les interrupteurs côté haut. Le calcul des rapports cycliques est effectué par un algorithme de MLI. Dans ces travaux, une MLI vectorielle (Space Vector Modulation, en anglais) a été utilisée, permettant de réaliser des tensions de phases sinusoïdales d'une amplitude maximum plus grande que la MLI intersective classique grâce à l'injection d'harmonique via la tension homopolaire [70]. On a dans ce cas

$$V_{RA} < V_{max} = V_{dc}/\sqrt{3} \quad (2.55)$$

avec V_{RA} l'amplitude de la tension de phase-neutre et V_{max} l'amplitude maximale de la tension de phase en régime sinusoïdal telle que $V_{max} \geq V$ avec

$$V = \|v_{dq}\| = \sqrt{v_d^2 + v_q^2}. \quad (2.56)$$

2.5.2 Contraintes de tension

On peut définir le rapport de conversion entre la tension du bus DC et l'amplitude V par la relation

$$m = \frac{V_{dc}}{V}. \quad (2.57)$$

On notera (m_{PD3}) ce rapport de conversion dans le cas du redresseur passif et (m_{RA}) pour le redresseur actif.

Redresseur actif

En considérant une MLI vectorielle et en faisant abstraction de la possibilité de défluxage et de surmodulation⁶, à partir de (2.55) il vient naturellement que

$$m_{RA} > \sqrt{3}. \quad (2.58)$$

La réécriture de (2.42) en régime permanent donne

$$\begin{aligned} v_d^* &= R_s i_d^* - p\omega^* L_s i_q^* \\ v_q^* &= R_s i_q^* + p\omega^* L_s i_d^* + p\Phi_f \omega^*. \end{aligned} \quad (2.59)$$

6. Modulation menant à des tensions v_{abc} non-sinusoïdales.

Il est alors possible de déterminer l'amplitude de la tension de phase pour un point de fonctionnement mécanique donné (ω^*, τ_g^*) en régime permanent, en insérant les équations (2.25) et (2.59) dans l'équation (2.56), ce qui après simplification s'écrit

$$V^* = \sqrt{\left(\frac{2\tau_g^*}{3p\Phi_f}\right)^2 \cdot (R_s^2 + (p\omega^*L_s)^2) + (p\Phi_f\omega^*)^2 + \frac{4R_s\tau_g^*\omega^*}{3}}. \quad (2.60)$$

Notons qu'ici, la possibilité de défluxage est exclue de l'analyse, signifiant que $i_d^* = 0$. Pour déterminer la tension DC minimale permettant d'imposer la trajectoire de couple optimal aérodynamique telle que décrite par (1.15), il suffit résoudre (2.60) en se plaçant au point de fonctionnement nominal $(\omega_n, \tau_{g,n})$:

$$\begin{aligned} \omega_n &= \frac{\lambda_{opt}V_{w,n}}{R} \\ \tau_{g,n} &= -K_{aero}\omega_n^2 + b_g\omega_n \end{aligned} \quad (2.61)$$

avec $V_{w,n}$ la vitesse de vent nominale.

Pont de diodes

Le schéma équivalent électrique du système génératrice-redresseur dans une configuration avec un PD3 est représenté sur la Figure 2.16. Une loi des mailles permet d'écrire

$$U_{ab} = 2V_D + V_{dc} \quad (2.62)$$

avec $u_{ab} = v_a - v_b$ la tension composée entre les phases a et b , V_D la chute de tension aux bornes d'une diode. La mise en conduction d'une diode s'effectue si la condition

$$V_D > V_{th} \quad (2.63)$$

avec V_{th} la tension de seuil de conduction de la diode. En injectant (2.62) dans (2.63), il vient

$$u_{ab} > V_{dc} + 2V_{th}. \quad (2.64)$$

Soit U l'amplitude des tensions composées, il est aisé de démontrer qu'à vide ($i_{abc} = 0$), $U = \sqrt{3}V$. En appliquant le même raisonnement pour les autres tensions composées, il vient que le PD3 commence à conduire quand les tensions composées ont une amplitude plus grande que la tension de bus, c.à.d. pour

$$V_{dc} < \sqrt{3}V + 2V_D \Rightarrow m_{PD3} < \sqrt{3}. \quad (2.65)$$

On constate avec les équations (2.58) et (2.65) que l'intersection des rapports m_{PD3} et m_{RA} est nulle. Pour une même génératrice, on ne pourra donc pas comparer expérimentalement les deux stratégies de conversion avec un V_{dc} identique.

Ainsi, nous avons établi un modèle moyen du redresseur actif en vue de son utilisation en tant qu'actionneur électrique pour piloter les courants de la génératrice. Nous avons mis en évidence la différence de contrainte de tension entre les deux types de redresseur, ce qui met en exergue le besoin de dimensionner un nouveau stator si l'on veut comparer les deux machines pour une même tension de bus DC. Même si le design d'un nouveau stator est une perspective intéressante et relativement abordable, le stator initial sera utilisé pour les comparaisons expérimentales présenté dans ce travail. Ainsi, c'est la tension de bus qui

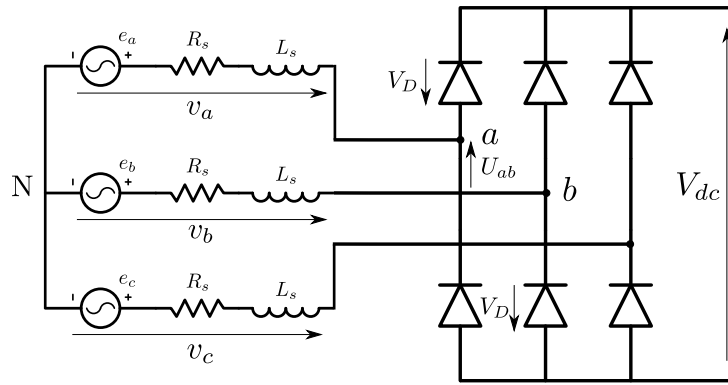


Figure 2.16 – Schéma équivalent électrique du système génératrice-redresseur avec un PD3.

sera adaptée dans la configuration de redressement actif pour permettre d'atteindre des points de fonctionnement mécaniques optimaux via la commande. Comme celle-ci utilisera le modèle établi précédemment, contenant des paramètres (flux, résistance, inductances), il s'agit de vérifier que la nature de ce modèle et sa précision paramétrique sont proches du comportement réel de la génératrice. Ceci est l'objet de la prochaine section.

2.6 Validation expérimentale du modèle de la génératrice

Dans cette dernière section, il s'agit de confronter le modèle établi avec les données issues de l'expérimentation. Le modèle magnétique (flux, inductances) et le couple électromagnétique feront l'objet de comparaisons.

2.6.1 Modèle magnétique

Ici, l'identification du modèle magnétique de la machine a été établie à partir de l'implémentation d'une stratégie proposée dans la littérature [6]. Un résumé de la procédure d'identification est proposé en Annexe C. Les résultats de l'identification sont proposés sur la Figure 2.17. On constate que les flux λ_{dq} sont linéaires vis-à-vis des courants i_{dq} , ce qui montre une absence de saturation magnétique sur ces points de fonctionnement. La pente des flux correspond aux inductances, qui pourront servir pour la commande. On constate tout de même une différence entre L_d et L_q allant jusqu'à 20%, qui n'est pas évidente à expliquer compte tenu des résultats de simulations par EFM n'indiquant pas de saillance.

2.6.2 Constante de couple

Ici, la constante a été identifiée de deux manières, en utilisant la mesure du couple-mètre. Lors de la première expérience, le rotor de la GSAP a été bloqué à l'aide d'un frein électromagnétique intégré dans le moteur d'entraînement de l'autre côté du couple-mètre. Le courant i_q a été asservi à plusieurs valeurs successivement. L'évolution du couple en fonction de i_q est représenté sur la Figure 2.18a. Lors de la deuxième expérience, la machine a été entraînée à une vitesse constante par le moteur (a) et pilotée en mode génératrice ($i_q < 0$) à plusieurs valeurs de courants i_q . Pour les deux expériences, le courant i_d était

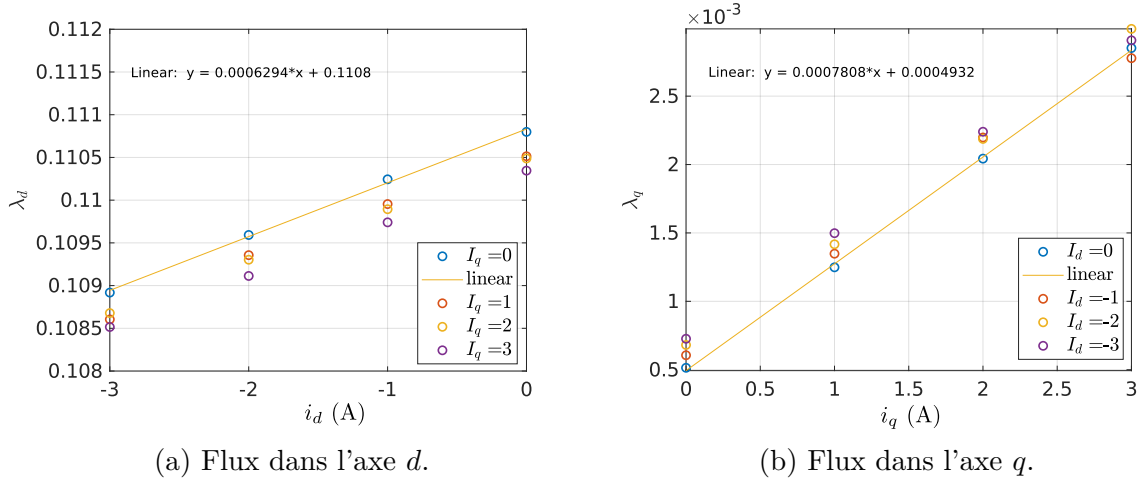


Figure 2.17 – Identification expérimentale du modèle magnétique de la GSAP.

maintenu à zéro. Pour les deux expériences, on constate que le couple est bien linéaire vis-à-vis de i_q , ce qui confirme les modélisations analytique et par EFM. La différence entre la constante de couple K_τ identifiée avec chaque expérience est inférieure à 0.5%. La constante de couple pour l'expérience avec la machine en rotation a été reportée dans le Tableau 2.2 pour permettre la comparaison avec les modèles EFM et analytiques. Les différences entre l'identification par l'expérience et les modèles EFM et analytiques sont de 5% et 2.2% respectivement.

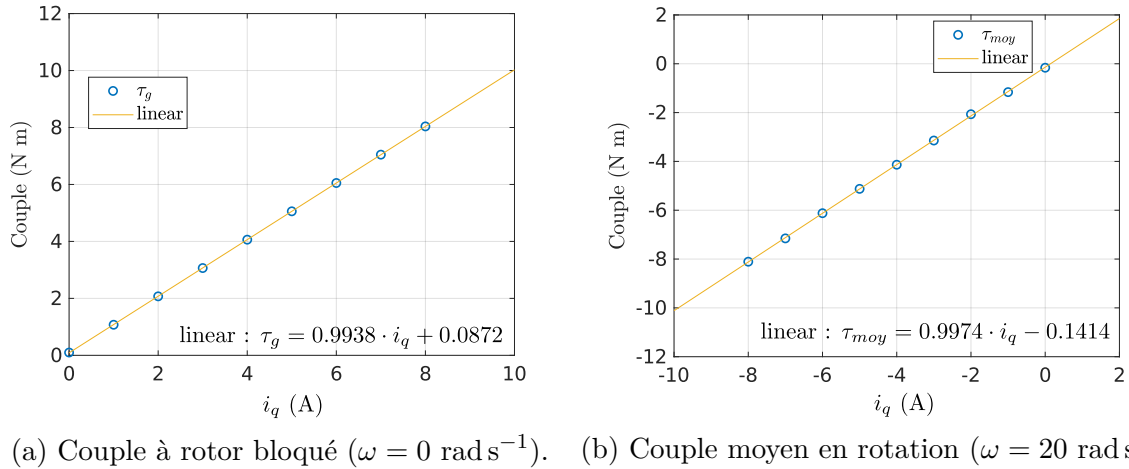


Figure 2.18 – Identification expérimentale de la constante de couple de la GSAP.

Paramètre	Unité	EFM	Analytique	Expérimentation	Ratio
R_s	(Ω)	-	0.14	0.19	- : 0.73 : 1
L_d	(mH)	0.4358	0.4482	0.7808	0.56 : 0.57 : 1
L_q	(mH)	0.434	0.4482	0.6294	0.69 : 0.71 : 1
Φ_f	(Wb)	0.1134	0.1134	0.1108	1.02 : 1.02 : 1
K_τ	(N m A ⁻¹)	1.051	1.0207	0.9974	1.05 : 1.02 : 1

Tableau 2.2 – Récapitulatif des paramètres magnétiques et électriques de la GSAP.

2.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous sommes partis de l'architecture physique de la chaîne de conversion pour obtenir un modèle de commande du système. Nous avons proposé une plateforme expérimentale permettant l'émulation du système réel en laboratoire, dont nous avons modélisé la mécanique en rotation en vue de compenser par la commande ses différences avec le système réel. Une attention particulière a été mise sur la modélisation des paramètres de la machine électrique à partir de sa géométrie. La connaissance de ces paramètres est indispensable à l'utilisation d'un observateur pour la commande vectorielle sans capteur mécanique, qui sera traitée au Chapitre 3. A première vue, le modèle de cette machine est plutôt classique : les flux couplés sont sinusoïdaux, il n'y a de la saillance magnétique ni au rotor ni au stator, les inductances ne dépendent donc pas de la position, on peut calculer une bonne estimation du flux couplé à l'aide d'un circuit réductant simple. En revanche, du fait que le bobinage soit sans cœur magnétique, le calcul des inductances par la voie analytique s'avère complexe et a nécessité l'utilisation des EFM. De même, nous n'avons pas trouvé dans la littérature d'expression du coefficient de distribution pour des bobines concentrées de formes rectangulaires, ce qui mériterait d'avantage de recherche pour améliorer la précision du modèle. L'utilisation d'un coefficient empirique, a néanmoins montré une bonne correspondance avec l'expérimentation. Ce travail a permis d'aboutir à un modèle proche d'un modèle de dimensionnement, qui pourrait être utilisé pour le design d'une machine plus adaptée au redressement actif. Cet aspect est abordé dans les perspectives de modélisation détaillées ci-après.

Perspectives de modélisation

Bien que le modèle de commande obtenu réponde à l'objectif initial : fournir un modèle de commande, je vois plusieurs perspectives à ces travaux de modélisation.

Une nouvelle gamme de génératrices pour l'éolienne Piggott

Nous avons constaté qu'une même génératrice ne peut être pilotée avec un redresseur actif en ayant le même niveau de tension de bus DC que pour une configuration en ponts de diode. Très concrètement, cela signifie que pour pouvoir charger une batterie de tension 24 V, la génératrice Piggott dimensionnée pour la configuration pont de diodes ne sera pas compatible avec le redressement actif. Il serait alors intéressant d'aboutir à un modèle de dimensionnement de génératrice qui permette de prendre en compte les contraintes du redresseur actif. Ceci permettrait de dimensionner un gamme de génératrices d'éolienne Piggott optimisées pour le redressement actif.

Un modèle de dimensionnement du système génératrice-convertisseur

Comme nous avons cherché à obtenir les paramètres de la génératrice en utilisant la géométrie, les schémas réductants et les éléments finis, nous avons abouti à un modèle qui se rapproche d'une modèle de dimensionnement. Pour aboutir à un modèle de dimensionnement de la génératrice, on pourrait raffiner le circuit réductant en prenant en compte les fuites magnétiques via un circuit en 3 dimensions et proposer un modèle thermique. La modélisation des pertes par courants de Foucault ainsi que des pertes mécaniques serait également essentielle.

Couplé à un modèle de dimensionnement du convertisseur, ce modèle permettrait d’optimiser le rendement du système génératrice-convertisseur sur un profil de couple-vitesse donné. Un exemple d’une telle démarche est donné dans [10].

Comme le rendement des points de fonctionnement sont sensibles à la température, il serait intéressant d’associer ce modèle avec un modèle thermique de la génératrice et du convertisseur. La gestion du cyclage thermique est effectivement un verrou identifié dans les démarches d’optimisation des systèmes machine-convertisseur [24, p. 122].

La valorisation de cette recherche pourrait consister en l’intégration du modèle dans le logiciel open source OpenAFPM pour favoriser le design de petites éoliennes basées sur le redressement actif.

Prise en compte des effets du nombre de Reynolds sur la modélisation aérodynamique

Le modèle aérodynamique utilisé dans ce travail est issu du grand éolien [159] et ne prend pas en compte les spécificités aérodynamiques du petit éolien associées aux bas nombres de Reynolds. Nous avons vu au Chapitre 1 que le rendement aérodynamique des petits rotors est sensible au nombre de Reynolds et donc à la vitesse du vent. Ainsi, comme montré sur la Figure 1.19 les caractéristiques $c_p(\lambda)$ de ces machines sont différentes selon la vitesse du vent. De fait, cela a une influence sur la trajectoire de couple optimale à suivre lors du pilotage de la machine. Il serait intéressant d’intégrer cette propriété au modèle aérodynamique pour analyser son impact sur le système.

Vers un modèle de la courbe de puissance de l’éolienne

La modélisation de la courbe de puissance de l’éolienne serait l’aboutissement de toutes ces étapes de modélisation. Elle permettrait de calculer la PAE pour toutes les distributions de vent à partir du seul modèle. Ce calcul pourrait rentrer dans une fonction de coût, permettant le dimensionnement simultané de tous les éléments du système (profil de pales, génératrice, convertisseur). Ce processus de dimensionnement holistique demande de l’optimisation multi-disciplinaire, ce qui pourrait être implémenté avec le code open source openMDAO par exemple.

Pour arriver à la modélisation de la courbe de puissance, il serait nécessaire de prendre le comportement dynamique dans les zones I et III. Cela impliquerait la modélisation du processus de démarrage, qui est complexe [175, p. 104], ainsi que la dynamique du système d’effacement, complexe également [11].

Chapitre 3

Commande de la chaîne de conversion active sans capteur mécanique

Sommaire

3.1	Introduction	68
3.2	Commande de l'émulateur éolien	69
3.2.1	Revue de littérature sur la commande des émulateurs éoliens	69
3.2.2	Loi de commande de l'émulateur	72
3.2.3	Validation expérimentale	73
3.3	Loi de commande avec capteur mécanique	76
3.3.1	Maximum Power Point Tracking (MPPT)	77
3.3.2	Commande vectorielle de la génératrice	79
3.3.3	Résultats expérimentaux	82
3.4	Commande sans capteur mécanique	88
3.4.1	Observateur de courants par modes glissants	90
3.4.2	Filtrage des FEMs et estimation de la vitesse	91
3.5	Commande en présence d'incertitudes paramétriques	92
3.5.1	Réglage de l'observateur de courant en présence d'incertitudes	93
3.5.2	Modélisation de l'erreur d'observation des FEMs	94
3.5.3	Modélisation des erreurs de point d'équilibre sur les courants	96
3.5.4	Résultats expérimentaux	98
3.6	Conclusion et perspectives	103

3.1 Introduction

Au Chapitre 1, nous nous sommes demandé **dans quelle mesure le redressement actif pourrait permettre l'amélioration de la performance de l'éolienne Piggott**. En particulier, nous avons formulé les questions suivantes

1. Est-il possible d'implémenter un redressement actif sans capteur mécanique sur une éolienne Piggott ?
2. Quel gain de performance peut-on attendre du redressement actif vis-à-vis de la stratégie classique ?
3. Quel serait l'impact des incertitudes paramétriques sur la performance de l'éolienne pilotée avec une commande vectorielle sans capteur mécanique ?

Les travaux présentés au Chapitre 2 ont aboutit à un modèle de MSAP à pôles lisses, pour lequel la commande vectorielle sans capteur mécanique est classiquement établie dans la littérature. En ce sens, la réponse à la question 1 ne pose à priori pas de verrou scientifique majeur. En revanche, comme le redressement actif n'a, à notre connaissance, jamais été implémenté sur une éolienne Piggott, la réponse à la question 2 est intéressante pour la communauté. Comme vu au Chapitre 2, même en disposant d'un modèle réductant et par éléments finis, la connaissance des paramètres de la machine est nécessairement imparfaite. Derrière la question 3, se cachent alors deux enjeux phares : celui de la robustesse de la loi de commande et celui de la modélisation de la performance en fonction des incertitudes paramétriques.

Pour aborder ces enjeux dans ce troisième chapitre, il s'agit d'abord de disposer d'un moyen expérimental qui permette de reproduire le comportement d'une éolienne en laboratoire. L'architecture simplifiée de commande du système expérimental est schématisé sur la Figure 3.1, qui sert de trame au chapitre. Dans la Section 3.2, la commande de l'émulateur éolien est proposée puis validée expérimentalement. Le contrôleur éolien est ensuite établi dans la Section 3.3, en vue de maximiser la puissance récupérée par l'éolienne via le pilotage du système génératrice-redresseur. La performance des configurations RA et PD3 sont ensuite comparées expérimentalement. Dans la Section 3.4, la loi de commande est modifiée via l'ajout d'un observateur, permettant de se passer des mesures de vitesse et position du rotor. Afin d'aborder la question 3, la Section 3.5 propose une étude de sensibilité de cette nouvelle loi de commande face aux incertitudes paramétriques du modèle. Suite à cela, les performances de la loi de commande sans capteur mécanique sont comparées à la première loi de commande et ce, pour plusieurs scénarios d'incertitudes sur les paramètres.

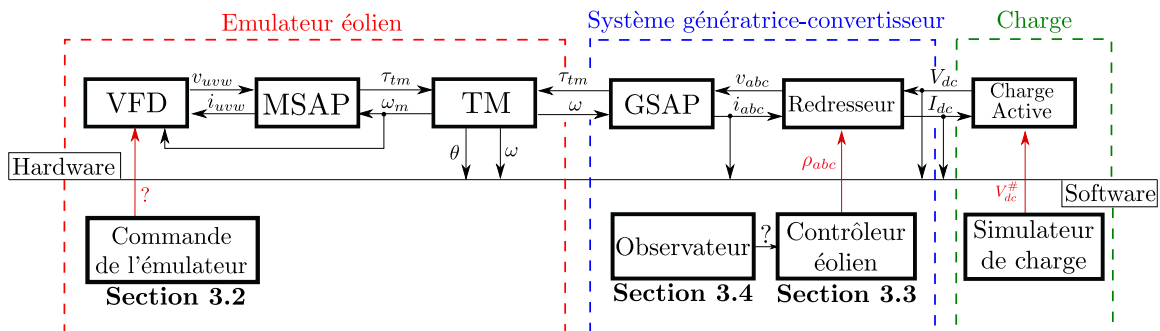


Figure 3.1 – Architecture simplifiée de commande du système expérimental.

3.2 Commande de l'émulateur éolien

Un émulateur éolien est un dispositif expérimental qui permet de reproduire le comportement d'un aérogénérateur en laboratoire. Son utilisation présente plusieurs avantages. Premièrement, elle permet de gagner un temps considérable dans le développement et la comparaison des stratégies de conversion de puissance pour les éoliennes [12, 16], en particulier grâce à la maîtrise des conditions expérimentales. Autre avantage, certains phénomènes inhérents à l'expérimentation peuvent être mis en évidence sur l'émulateur sans risquer d'endommager le système réel [32]. Enfin, le gain de temps et l'accessibilité aux essais (laboratoire plutôt que site d'essai) permettent d'alléger le coût des développements.

La réalisation d'un émulateur éolien implique que certains éléments du système soient remplacés par des actionneurs électromécaniques commandés ou de l'électronique de puissance. Généralement, les pales sont remplacées par une machine électrique commandée pour reproduire le couple aérodynamique. Dans certains cas, la génératrice est même remplacée par un convertisseur de puissance [173]. Le plus souvent, les émulateurs éoliens sont à échelle réduite pour permettre les essais en laboratoire. Dans le cas du petit éolien, il est plus facile de réaliser des émulateurs à pleine échelle. Dans ce travail, une MSAP est utilisée pour entraîner une génératrice d'éolienne Piggott à échelle 1. Il a été mis en évidence au Chapitre 2 que les paramètres du système réel étaient différents du système éolien. Ici, l'objectif est donc de proposer une stratégie de commande permettant de reproduire de manière réaliste les comportements des pales et du système de transmission mécanique en compensant ces différences par la commande.

Une courte revue bibliographique sur la commande des émulateurs éoliens est proposée dans la prochaine section dans le but d'identifier les phénomènes pertinents à prendre en compte ainsi que les méthodes adéquates pour les émuler. La loi de commande de l'émulateur sera ensuite proposée (Section 3.2.2) puis validée expérimentalement (Section 3.2.3).

3.2.1 Revue de littérature sur la commande des émulateurs éoliens

La littérature sur les émulateurs éoliens est relativement fournie, en témoigne cette revue datant de 2023 comprenant 81 références [142]. Dans cette synthèse bibliographique, les auteurs proposent de catégoriser les émulateurs par type de machine d'entraînement (Machine à Courant Continu (MCC), MSAP, etc.). Ici, nous préférons proposer une catégorisation du point de vue de la commande. De cette manière, les *fonctionnalités* permettant de prendre en compte des phénomènes physiques pour l'émulation sont mises en avant, plutôt que *le moyen* technologique pour réaliser ces fonctionnalités.

On trouve deux grandes catégories de phénomènes à prendre en compte dans la commande d'un émulateur éolien : les phénomènes d'origine aérodynamique et ceux d'origine mécanique.

Emulation des phénomènes aérodynamiques

Parmi les phénomènes aérodynamiques, on retrouve notamment les effets

- (1) du rendement aérodynamique,
- (2) de la dynamique du vent,

- (3) du passage des pales devant le mât (tower shadow effect, en anglais),
- (4) de l'angle de lacet,
- (5) de la loi de cisaillement¹ du vent (wind shear effect, en anglais).

La pertinence et la possibilité d'inclure ces phénomènes dans le cadre de ce travail sont discutées ci-après.

(1) Rendement aérodynamique La prise en compte du rendement aérodynamique sous la forme d'une courbe $C_p(\lambda)$ est communément admise dans la littérature [1, 16, 41, 106]. La modélisation du couple éolien en lien avec ce rendement a été traitée au Chapitre 1.

(2) Dynamique du vent La nature variable et dynamique du vent est une difficulté majeure dans la commande des éoliennes et constitue un point central de l'émulation du comportement aérodynamique. D'après le célèbre spectre de Van Der Hoven, la puissance contenue dans la composante horizontale du vent se divise en deux composantes : les basses fréquences (effets saisonniers, diurnes) et les « hautes » fréquences (turbulences à l'échelle de la seconde) [72]. Rappelons que les turbulences sont d'autant plus communes pour les petites éoliennes à cause de leur proximité avec des obstacles et que l'impact sur leur performance est significatif [85, 110]. Du point de vue de la commande d'éolienne, ce sont ces turbulences qui sont intéressantes à reproduire. Dans la littérature, on trouve plusieurs démarches pour l'émulation de la dynamique du vent. Certaines études utilisent des échelons pour modéliser les bourrasques [1, 16, 106]. Cette méthode permet d'évaluer la réaction du système à un changement brutal mais ne suffit pas à modéliser la dynamique du vent sur une longue période. Pour modéliser la turbulence, on peut utiliser des données issues de mesures de terrain ou bien générer des séries temporelles à partir de méthodes stochastiques. Les mesures sont spécifiques au terrain et ne présentent pas toujours les caractéristiques souhaitées alors que les méthodes stochastiques permettent d'ajuster des propriétés comme l'intensité de la turbulence. Les modèles Kaimal et Von Karman sont très utilisés dans la littérature pour approximer la turbulence [59]. Ils sont notamment implémentés dans TurbSim, un programme de référence dans l'éolien établi par le NREL qui permet de générer des profils de vent réalistes [87].

(3) Tower shadow effect Le passage des pales devant le mât est à l'origine d'une oscillation du couple aérodynamique dont la période dépend du nombre de pales [108, 115]. L'amplitude des oscillations de couple dépend notamment de la solidité du rotor, de la forme des pales et de la forme du mât. Cela peut être simulé à l'aide d'un logiciel de mécanique des fluides, ce qui est hors du champs disciplinaire de ce travail. Ce phénomène peut également être estimé à partir de données expérimentales en considérant la vitesse et la position du rotor [44], cependant nous ne disposons pas de telles données pour une éolienne Piggott. De fait, ce phénomène n'est pas pris en compte pour l'émulation du couple éolien dans ce travail.

(4) Angle de lacet Le désalignement de l'éolienne de l'axe de rotation de l'éolienne par rapport à la direction du vent a un effet significatif sur la production du couple [11, 67, 115]. Ce phénomène est d'ailleurs utilisé par le principe d'effacement latéral expliqué au

1. Distribution du gradient de la vitesse du vent.

Chapitre 1 pour protéger l'éolienne des vents trop forts. Comme ce phénomène intervient en zone III (protection) et que la loi de commande de l'éolienne sera synthétisée pour la zone II (MPPT), nous faisons l'hypothèse que l'axe de rotation de l'hélice reste alignée avec la direction du vent.

(5) Cisaillement L'effet de la loi de cisaillement sur le couple aérodynamique est négligeable à l'échelle du rotor de l'éolienne et indépendante de sa taille [44]. En conséquence, elle n'est pas considérée dans ce travail pour l'émulation du couple aérodynamique.

Emulation de la dynamique mécanique

Dans la littérature, il est mis en évidence que l'inertie du système mécanique en rotation a une influence significative sur les performances des éoliennes [161, 122]. Ainsi, pour tester et régler une loi de commande sur émulateur en vue de son transfert sur le terrain, une attention particulière doit être portée sur l'émulation de la dynamique mécanique du système réel. Encore peu de travaux trouvés dans la littérature ne considèrent la compensation de la dynamique mécanique dans l'émulation. Pour illustrer cela, on note que seulement 20% des articles scientifiques analysés dans [142] proposent une compensation d'inertie.

Selon la modélisation établie au Chapitre 2, on a

$$\begin{aligned} (J_g + J_b) \frac{d\omega}{dt} &= \tau_b + \tau_g - b_g \omega, & (\text{éolienne}) \\ (J_g + J_m) \frac{d\omega}{dt} &= \tau_m + \tau_g - (b_g + b_m) \omega. & (\text{émulateur}) \end{aligned}$$

Le problème est de trouver quel couple τ_m doit appliquer le moteur d'entraînement pour que la dynamique de l'émulateur soit identique à celle de l'éolienne. On distingue deux familles de stratégies pour résoudre ce problème, la compensation *directe* et *indirecte* de couple.

Compensation directe

Une première approche consiste en la *compensation directe* de la différence de couple dynamique due à la différence d'inertie entre les deux systèmes, ainsi qu'à la compensation directe des frottements liés au moteur. Ceci peut être fait via la consigne de trajectoire de couple dynamique suivante

$$\tau_m^\# = (J_m - J_b) \frac{d\omega}{dt} + b_m \omega + \tau_b. \quad (3.1)$$

Si la consigne est bien suivie par le contrôleur du moteur d'entraînement, alors $\tau_m = \tau_m^\#$ et l'injection de (3.1) dans (2.3) mène à la dynamique de (2.1). On remarque que cette méthode implique la connaissance des paramètres J_m , J_b et b_m . De plus, le calcul de l'accélération nécessite un dérivateur, qui est sensible au bruit de mesure et peut amener des instabilités dans la compensation [172]. Pour contourner ce problème, l'estimation de la dérivée de la vitesse peut être obtenue telle que

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\tau_m - \tau_g}{J_g + J_m} \quad (3.2)$$

qui s'obtient simplement en isolant l'accélération angulaire dans (2.1) [177]. En injectant (3.2) dans (3.1), on obtient

$$\tau_m^\# = G(\tau_m - \tau_g) + b_m\omega + \tau_b \quad (3.3)$$

avec

$$G = \frac{J_m - J_b}{J_g + J_m}. \quad (3.4)$$

En faisant l'hypothèse que $\tau_m^\# = \tau_m$, la consigne de référence s'écrit alors

$$\tau_m^\# = \frac{\tau_b + b_m\omega - G\tau_g}{1 - G}. \quad (3.5)$$

On remarque que cette génération de trajectoire de couple nécessite la connaissance des paramètres J_m, J_b, J_g, b_m , de la mesure de la vitesse angulaire ω et du couple τ_g . Dans [177], le couple τ_g est déterminé à partir des courants statoriques. En revanche, la compensation des frottements n'est pas réalisée telle que proposée ici avec (3.5), ce qui fausse la dynamique et l'équilibre en régime permanent. Avec cette technique, une erreur sur les paramètres J_m et b_m peut mener à une mauvaise compensation. La compensation indirecte permet de pallier ce problème en n'agissant non plus sur la *cause* (somme des couples) via une inversion directe du système mais en cherchant annuler l'erreur sur la *conséquence* (vitesse) à l'aide d'un contrôleur, ce qui compense *indirectement* la différence de couple. Ceci est expliqué dans la prochaine section.

Compensation indirecte

La compensation indirecte consiste à imposer une trajectoire de vitesse correspondant à la trajectoire qu'aurait eut le système réel en présence des couples τ_b et τ_g . Cette stratégie a été proposée sous le nom de « model speed tracking method » [32]. En intégrant l'équation (2.1) et en isolant la vitesse, on obtient la trajectoire à imposer au système en rotation

$$\omega_m^\# = \frac{1}{J_b + J_g} \int (\tau_b + \tau_g - b_g\omega) dt. \quad (3.6)$$

Cette référence peut être envoyée à un contrôleur de vitesse, qui à travers l'annulation de l'erreur de trajectoire, compense parfaitement le couple dynamique lié à la différence de paramètres mécaniques entre le banc d'essai et le système réel. On remarque que cette loi nécessite uniquement la connaissance des paramètres du système réel (J_g, J_b, b_g) en plus du couple τ_g et de la vitesse ω , ce qui représente un autre avantage par rapport à la méthode directe. Dans ce travail, c'est donc la méthode indirecte qui a été choisie.

Dans cette section, une brève revue bibliographique a permis d'identifier et sélectionner les phénomènes à considérer dans la loi de commande de l'émulateur. Parmi les phénomènes aérodynamiques, le rendement aérodynamique ainsi que la turbulence seront pris en compte. La compensation des différences de paramètres mécaniques sera réalisée avec la méthode indirecte. L'implémentation de la loi de commande de l'émulateur est détaillée dans la prochaine section.

3.2.2 Loi de commande de l'émulateur

En résumé, l'architecture de commande du banc d'essais est composée de deux blocs : la simulation du couple aérodynamique et la génération de trajectoire de vitesse mécanique

selon la méthode indirecte, destinée à émuler la dynamique mécanique du système réel. Le bloc de simulation du couple aérodynamique est détaillé sur la Figure 3.2. Il découle naturellement des équations (1.1), (1.9) et (1.14) qui permettent d'écrire

$$\tau_b = \frac{\rho_{air} A V_w^3 c_p \left(\frac{\omega R}{V_w} \right)}{2\omega}. \quad (3.7)$$

L'étage de compensation de la dynamique mécanique est représenté sur la Figure 3.3. La détermination du couple est faite à partir de l'équation (2.25) via la mesure des courants et les transformées de Clarke et Park détaillées au Chapitre 2. La référence de vitesse est envoyée au variateur industriel (VFD) qui prend en charge le suivi de la trajectoire. Comme le contrôleur est intégré dans le VFD, il ne sera pas détaillé ici. Il est important de noter que la condition initiale $\omega_{m}^{\#(init)}$ de l'intégrateur doit être égale à la vitesse mesurée au moment de l'activation de l'émulation, sans quoi des oscillations peuvent survenir.

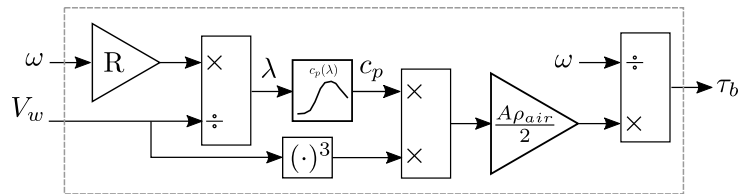


Figure 3.2 – Schéma de simulation du couple aérodynamique.

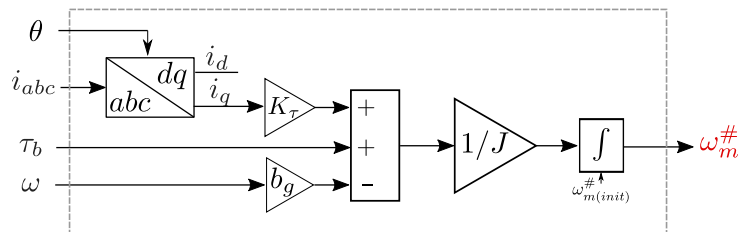


Figure 3.3 – Schéma de la génération de trajectoire de vitesse mécanique.

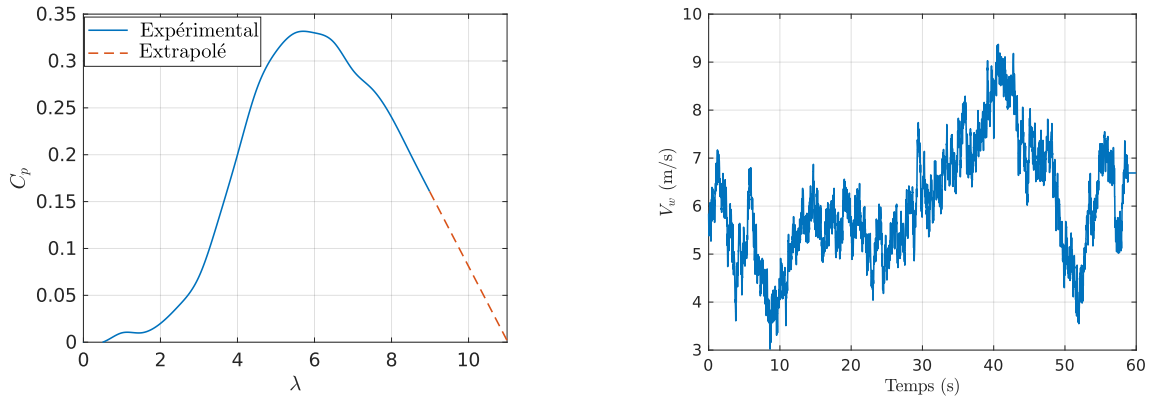
3.2.3 Validation expérimentale

Ici sont présentés les résultats expérimentaux permettant de valider les comportements de l'émulateur en statique et en dynamique.

La courbe de rendement aérodynamique utilisée pour tous les essais est issue de mesures sur site à la NTUA par K. Latoufis, avec qui j'ai collaboré pendant ma thèse. Cette courbe est tracée sur la Figure 3.4a. Le pic de rendement ($c_{p(max)} = 0.33$ pour $\lambda_{opt} = 5.75$) est bien inférieur aux performances des essais en soufflerie présentés au Chapitre 1. Il est donc probablement sous-estimé par rapport au rendement aérodynamique réel. D'après un échange avec K.Latoufis, ce peut être expliqué par le fait que la courbe contienne le comportement du système d'effacement qui introduit un angle de lacet non nul, même dans la zone 2. Comme l'effacement n'est pas modélisé dans ce travail de thèse, il est pertinent d'utiliser une courbe qui inclut son effet sur le rendement aérodynamique.

La série temporelle de vent utilisée pour les essais dynamiques est représentée sur la Figure 3.4b. Elle a été générée avec le logiciel Turbsim (NREL), paramétré avec un

modèle spectral de Kaimal, une vitesse moyenne du vent de 6 m/s, une longueur de rugosité $z_0 = 0.25$, une intensité de turbulence de 20% et une hauteur de mât de 15 m. Ces paramètres, réalistes pour des petites éoliennes à l'échelle domestique, m'ont été fournis par Bertrand Richert, un expert du SEPEN.



(a) Coefficient aérodynamique d'une éolienne Piggott mesuré par la NTUA.

(b) Série temporelle de vitesse de vent turbulent générée avec le logiciel Turbsim (NREL).

Figure 3.4 – Caractéristiques aérodynamiques utilisées pour les expériences sur l'émulateur éolien en laboratoire.

Comportement statique

Le couple aérodynamique en fonction de la vitesse de rotation a été calculé analytiquement avec les équations (1.1), (1.9), (1.14) et tracé sur la Figure 3.5 (lignes pleines). Pour valider que l'émulateur reproduit correctement le couple aérodynamique τ_b au niveau de l'arbre, le couple a été mesuré via le couple-mètre. L'expérience a été menée pour des vitesses de vent faible (5 m/s), moyenne (7 m/s) et élevée (9 m/s). Pour une même vitesse de vent gardée constante, différentes tensions continues ont été imposées par la charge active au niveau du redresseur à diode, menant à différents points de fonctionnements mécaniques. Les points de fonctionnement mesurés (une centaine) sont tracés en orange sur la même figure. On peut constater que les points de fonctionnement de l'émulateur correspondent bien au couple aérodynamique calculé.

Comportement dynamique

La réponse en vitesse de rotation de l'émulateur éolien à une rafale de vent (courbe rouge sur la Figure 3.6-bas) puis à un échelon de couple du générateur (courbe bleue sur la Figure 3.6-bas) a été testée expérimentalement pour deux inerties émulées différentes (sans et avec inertie des pales). Ici, le couple de la génératrice est déduit des courants statoriques. Les trajectoires de vitesses associées sont représentées sur la Figure 3.6-haut et comparées à la simulation. On observe que les trajectoires de vitesse expérimentales sont en accord avec les trajectoires simulées (en lignes pointillées).

La vitesse du vent en fonction du temps est tracée en haut du graphique sur la Figure 3.7. Le couple correspondant et la vitesse de rotation de l'émulateur sous redressement passif avec une tension continue fixe sont tracés pour deux scénarios d'inertie du système. La réponse de l'émulateur sans l'inertie des pales montre que le couple suit la dynamique

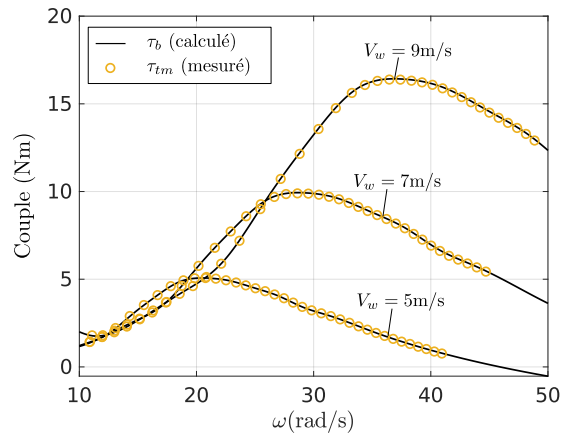


Figure 3.5 – Mesure du couple aérodynamique émulé sur le banc d’essai en conditions stationnaires (vent constant).

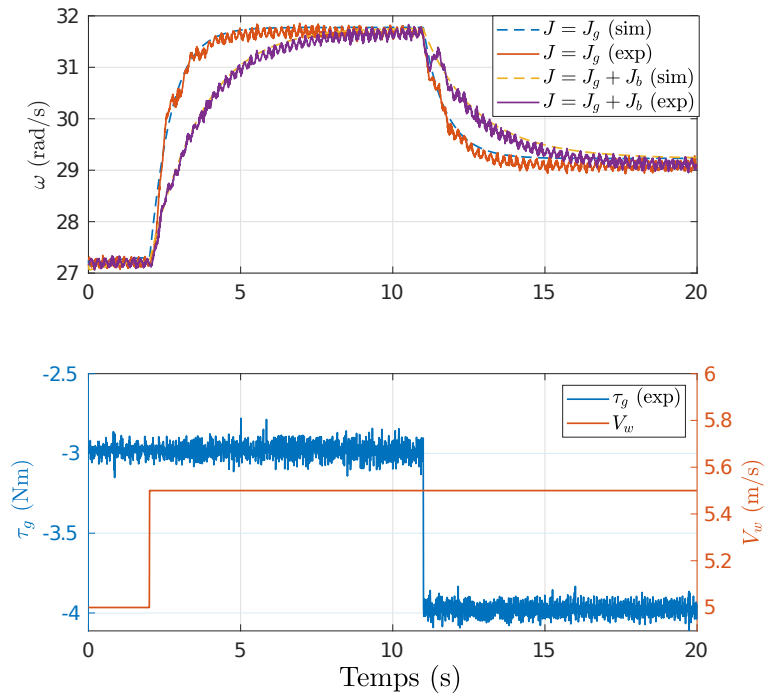


Figure 3.6 – Réponse de l’émulateur à une bourrasque de vent (à $t=2\text{s}$) puis à un échelon de couple (à $t=11\text{s}$) sur la génératrice pour deux valeurs d’inertie différente.

transitoire du vent. Comme on peut s’y attendre, lorsque l’inertie des pales est émulée, le couple aérodynamique est filtré par la plus grande inertie, ce qui se traduit par un couple plus lisse transmis à la génératrice. En conséquence, une influence significative sur la vitesse de rotation peut être observée, ce qui montre des régimes transitoires moins saccadés par rapport à l’expérience sans émulation de l’inertie des pales. Étant donné que la vitesse spécifique (λ) est directement liée à la vitesse de rotation, ce phénomène a une influence directe sur le coefficient aérodynamique de l’éolienne, ce qui affecte l’ensemble de la chaîne de conversion de puissance. Cela souligne l’importance de prendre en compte ce phénomène lors de l’évaluation des performances de puissance avec un émulateur d’éolienne.

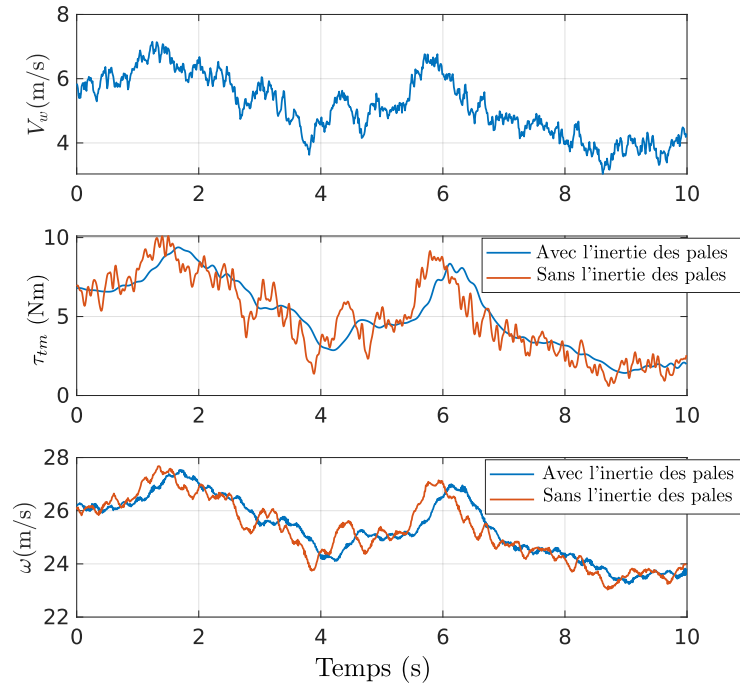


Figure 3.7 – Comportement dynamique de l'émulateur en conditions de vent turbulent pour deux valeurs d'inertie différente.

Les paramètres du banc d'essai et du système réel sont donnés dans le Tableau 3.1. L'inertie des pales a été obtenue à partir d'une analyse du rotor sur un logiciel CAD. L'inertie de la MSAP est issue de la documentation technique du constructeur. Les frottements de la génératrice ont été identifiés à l'aide du couple-mètre.

Symbole	Paramètre	Valeur	Unité
J_m	Inertie de la MSAP	$1.28 \cdot 10^{-3}$	$\text{kg}\cdot\text{m}^2$
J_b	Inertie des pales	0.378	$\text{kg}\cdot\text{m}^2$
J_g	Inertie de la GSAP	0.28	$\text{kg}\cdot\text{m}^2$
b_g	Coefficient de frottements visqueux de la GSAP	0.01	$\text{Nm}\cdot\text{s}/\text{rad}$
R	Longueur d'une pale	1.2	m

Tableau 3.1 – Paramètres mécanique de l'éolienne et de l'émulateur.

Ainsi, la plateforme expérimentale réalise correctement l'émulation du comportement aérodynamique et mécanique de l'éolienne selon la modélisation établie aux Chapitres 1 et 2. Elle a été utilisée pour la validation et la comparaison expérimentale des lois de commandes présentées dans les prochaines sections.

3.3 Loi de commande avec capteur mécanique

Dans la Zone 2 de fonctionnement de l'éolienne, entre le démarrage (Zone 1) et la zone de protection à puissance nominale de l'éolienne (Zone 3), l'objectif est de capter le maximum de puissance de l'énergie cinétique du vent. Un algorithme de suivi du point

de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking (MPPT), en anglais) vise cet objectif en ajustant en temps réel les leviers disponibles (vitesse de rotation, angle de calage des pales, angle de lacet, etc.) en fonction du type d'éolienne. Rappelons que pour l'éolienne étudiée, l'angle de calage est fixe et le safran qui ajuste l'angle de lacet est passif. Dans la prochaine section, une brève revue de littérature est proposée, permettant de sélectionner une stratégie MPPT adaptée à l'éolienne Piggott. La commande vectorielle de la génératrice permettant l'implémentation du MPPT est ensuite détaillée dans le cas où l'éolienne est équipée d'un encodeur.

3.3.1 Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Les stratégies de MPPT sont généralement classées en deux grandes catégories : le contrôle direct de la puissance (Direct Power Control (DPC), en anglais) et indirect de la puissance (Indirect Power Control (IPC), en anglais) [89]. Les stratégies les plus communes au sein de ces deux catégories sont discutées ci-après.

Méthodes DPC

Les méthodes DPC utilisent directement la puissance en sortie de convertisseur P_c en vue de son optimisation en temps réel. On retrouve notamment des algorithmes de type Perturbation et Observation (P&O), qui occupent une grande place dans la littérature [119]. Très utilisées pour les MPPTs photovoltaïques, les méthodes conventionnelles de MPPT P&O adaptées à l'éolien souffrent principalement de problèmes d'instabilité, se traduisant par des vitesses de convergence faibles, des directions de suivi incorrectes pendant les rafales de vent et des oscillations autour du point de puissance maximale [89]. Ces problèmes sont principalement causés par le délai entre la perturbation et la réponse en puissance causés par la forte inertie du rotor. Il est rapporté que la difficulté de réglage de ces algorithmes est de trouver le bon compromis entre la vitesse de convergence et la robustesse de la commande [88]. Les méthodes P&O à pas variable basées sur la logique floue permettent de partiellement régler le problème de la vitesse de convergence et de l'oscillation autour de la puissance maximale [121], mais n'éliminent pas pour autant les erreurs de décisions dans la turbulence [114]. Principalement pour des raisons de stabilité, les méthodes IPC sont préférées pour l'éolien.

Méthodes IPC

Les méthodes de type IPC utilisent des variables intermédiaires (couple, vitesse, tensions) pour optimiser *indirectement* la puissance électrique de sortie.

TSR control Parmi ces méthodes, on retrouve le « Tip Speed Ratio (TSR) control » visant à maximiser le rendement aérodynamique C_p via le pilotage de la vitesse spécifique λ . En fonction de la mesure du vent, la vitesse de la génératrice est asservie pour assurer le suivi de la vitesse spécifique optimale, soit $\lambda = \lambda_{opt}$. Cette méthodologie nécessite un capteur mécanique² pour mesurer la vitesse du vent, ce qui introduit un coût et des fragilités supplémentaires au système. De plus, cette méthode est connue pour imposer des charges dynamiques brusques sur le système de transmission [160]. En effet, le rotor ayant une certaine inertie, le suivi de trajectoire de vitesse impose des à-coups de couple

2. Nous excluons la possibilité d'un LIDAR pour le petit éolien.

importants en conditions turbulentes, qui dépendent du réglage de la dynamique mécanique du système. Enfin, cette méthode optimise le point de fonctionnement aérodynamique, qui est différent du point de fonctionnement optimal de toute la chaîne de conversion dû aux rendements des autres maillons de la chaîne de conversion.

Power Signal Feedback (PSF) et Frequency Signal Feedback (FSF) La méthode PSF est principalement utilisée dans les onduleurs industriels pour le petit éolien, qui sont d'ailleurs en voie de disparition sur le marché [31]. Ces onduleurs ont un étage de conversion DC-DC pour ajuster le niveau de tension en sortie de pont de diode, puis un étage DC-AC pour l'injection du courant sur le réseau. En lien avec cette topologie de convertisseur, la méthode PSF utilise une cartographie $(V_{dc} - P_{dc})$ pré-chargée dans l'onduleur. En fonction de la tension en sortie du pont de diode, une certaine puissance est injectée dans le réseau par l'onduleur. Cette méthode est indirecte car elle n'utilise pas de rétroaction pour optimiser la puissance de sortie, mais bien une cartographie. L'avantage de cette méthode est sa simplicité d'implémentation. En revanche, le réglage de la courbe de puissance n'est pas trivial et nécessite une cartographie qui n'est pas toujours fournie par le constructeur d'éolienne. Il est rapporté que cette méthode est assez lente car elle utilise la tension de bus DC qui est seulement une image de la vitesse de rotation de la machine et dont la dynamique dépend des composants passifs sur le bus DC en sortie de pont de diode. Une méthode alternative mais similaire utilise une cartographie $(f - P_{dc})$ basée sur la mesure de la fréquence f des tensions composées. Cette méthode est notamment utilisée dans les contrôleurs Voltsys³ et permettrait d'améliorer la dynamique de tracking.

Direct Speed Control (DSC) La méthode DSC [32] consiste à contrôler la vitesse de la génératrice selon une consigne générée à partir de la relation entre vitesse et couple optimal aérodynamique. En retravaillant l'équation (1.15), la consigne de vitesse s'écrit

$$\omega^\# = \sqrt{\frac{\hat{\tau}_b}{K_{aero}}}, \quad (3.8)$$

avec $\hat{\tau}_b$ le couple aérodynamique déterminé à partir d'un observateur de couple et K_{aero} le gain de couple optimal tel que défini par l'équation (1.13). Pour se passer de l'observateur, qui nécessite une bonne connaissance des paramètres mécaniques de l'éolienne, il est possible de générer une consigne de vitesse à partir de la mesure de la puissance de sortie, telle que [114]

$$\omega^\# = \sqrt[3]{\frac{P_{dc}}{K_{aero}}}. \quad (3.9)$$

Cette méthode perd un peu en précision sur le tracking aérodynamique par rapport à la première, car elle utilise la puissance en sortie de convertisseur et non la puissance aérodynamique pour générer la consigne. Comme elle utilise la puissance de sortie, cette variante se rapproche de la catégorie DPC. Les méthodes de type DSC offrent en général une poursuite rapide de la vitesse optimale aérodynamique mais avec le même inconvénient des à-coups de couple que la méthode TSR.

Optimal Torque Control (OTC) Une méthode plus simple que le DSC consiste à piloter le couple optimal plutôt que la vitesse. Cette méthode, introduite sous le nom de

3. Voir <https://www.voltsys.com/>.

« contrôleur de suivi du couple » [123], propose de générer la consigne de couple suivant la relation

$$\tau_g^\# = \begin{cases} -K_{aero}\omega^2, & \omega \geq 0 \\ 0, & \omega < 0. \end{cases} \quad (3.10)$$

Pour rappel, le calcul du gain K_{aero} est calculé selon l'équation (1.13)

$$K_{aero} = \frac{\rho_{air} A c_{p(max)} R^3}{2\lambda_{opt}^3}.$$

et nécessite notamment la connaissance des paramètres aérodynamiques ($c_{p(max)}$, λ_{opt}). Cette méthode s'est imposée comme un standard car elle présente l'avantage d'être facile à mettre en œuvre (pas de mesure de vent), facile à régler (gain unique, pas de contrôleur de vitesse) limite les à-coups de couple et bénéficie de preuves de stabilité [79, 122]. Pour ces raisons, c'est cette stratégie qui est choisie pour la loi de commande. D'après l'équation (3.10), l'OTC requiert le pilotage du couple τ_g qui, selon la modélisation de la génératrice dépend du courant i_q (équation (2.25)). Comme le courant i_d ne participe pas au couple (machine à pôles lisses) et que le défluxage n'est pas considéré dans ce travail, les pertes joules peuvent être minimisées en assurant $i_d = 0$. Ainsi, les références de courant permettant d'appliquer la stratégie OTC s'écrivent en combinant les équations (2.25) et (3.10), ce qui donne

$$i_{dq}^\# = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{2K_{aero}\omega^2}{3p\phi_f} \end{bmatrix}. \quad (3.11)$$

Ainsi, une stratégie MPPT a été choisie dont l'implémentation nécessite le pilotage des courants de la génératrice selon les références données par l'équation (3.11). La loi de commande vectorielle permettant la maîtrise des courants est détaillée ci-après.

3.3.2 Commande vectorielle de la génératrice

Ici, l'objectif est de synthétiser une loi de commande permettant de suivre la consigne de couple fournie par l'OTC à travers le pilotage des courants selon l'équation (3.11). L'architecture de commande du contrôleur éolien est proposée sur la Figure 3.8. La chaîne de conversion est représentée sous la forme d'un bloc intitulé « système éolien » avec une entrée de commande (ρ_{abc}), une entrée de perturbation (V_w) et trois sorties mesurées (ω, θ, i_{abc}). Les courants i_{abc} sont projetés dans le repère $d - q$ grâce aux transformées de Clarke et Park puis comparées aux références données par l'OTC. L'erreur est transmise au correcteur de courants qui est chargé de générer la bonne consigne de tensions à l'algorithme MLI via les transformées inverses. Le correcteur est détaillé dans la prochaine section.

Synthèse du correcteur de courants

L'objectif du correcteur est d'imposer les dynamiques des courants de la génératrice en tenant compte des équations (2.46). Notons que, malgré les transformations de Clarke et Park, ce système d'équations reste non linéaire. Cependant, en ayant accès aux mesures des courants et en supposant que la position et la vitesse sont connues, il est possible

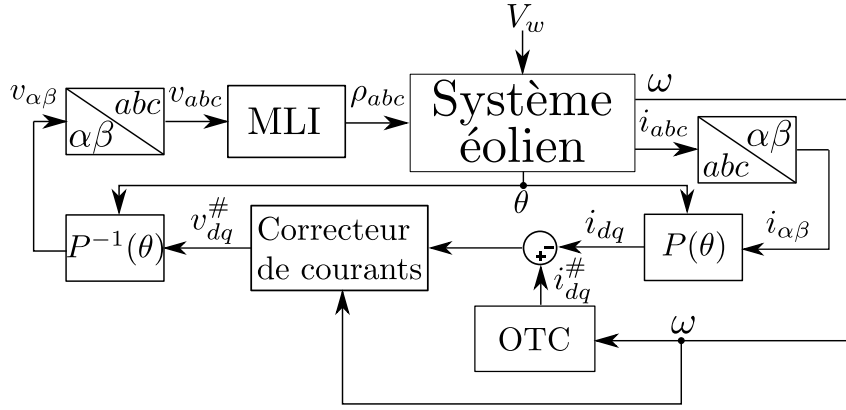


Figure 3.8 – Architecture de commande du contrôleur éolien avec mesures de vitesse et de position.

d'appliquer une commande linéarisante par retour d'état [27]. En choisissant

$$v_{dq} = u_{dq} + p\omega L_s \mathcal{J} i_{dq} + p\Phi_f \omega \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}, \quad (3.12)$$

l'équation (2.46) devient

$$\frac{di_{dq}}{dt} = \frac{1}{L_s} u_{dq} - \frac{R_s}{L_s} i_{dq}. \quad (3.13)$$

Il en résulte un système Linéaire Temps Invariant (LTI) pour lequel les courants i_d et i_q sont indépendants. Cette commande non linéaire linéarisante est aussi découplante. Un des objectifs de commande est de garantir une erreur statique nulle, c'est pourquoi une action intégrale est ajoutée entre le comparateur d'erreur et le processus. Les deux équations de courant étant découplées, on peut écrire la sortie de l'intégrateur pour $k \in \{d, q\}$ telle que

$$\varepsilon_k = \int (i_k^\# - i_k) dt. \quad (3.14)$$

On définit la commande u_{dq} telle que [124, p. 743]

$$u_k = -k_p i_k + k_I \varepsilon_k, \quad (3.15)$$

avec k_p et k_I les gains du retour d'état et de l'action intégrale respectivement. La dynamique du système en boucle fermée s'écrit alors

$$\begin{aligned} \dot{i}_k &= -\frac{R_s}{L_s} i_k - \frac{1}{L_s} k_p i_k + \frac{1}{L_s} k_I \varepsilon_k, \\ \dot{\varepsilon}_k &= i_k^\# - i_k, \end{aligned} \quad (3.16)$$

ce qui, sous forme matricielle donne

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \dot{i}_k \\ \dot{\varepsilon}_k \end{bmatrix}}_{\dot{x}} = \underbrace{\begin{bmatrix} -\frac{R_s + k_p}{L_s} & \frac{k_I}{L_s} \\ -1 & 0 \end{bmatrix}}_{A_{BF}} \underbrace{\begin{bmatrix} i_k \\ \varepsilon_k \end{bmatrix}}_x + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}}_r i_k^\#, \quad (3.17)$$

3.3. Loi de commande avec capteur mécanique

avec $A_{BF} = A - BK$, les matrices A, B, K s'écrivant

$$\begin{aligned} A &= \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & 0 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}, \\ B &= \begin{bmatrix} 1 \\ L_s \\ 0 \end{bmatrix}, \\ K &= \begin{bmatrix} k_p & -k_I \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (3.18)$$

L'implémentation du découplage et du correcteur de courants est schématisée sur la Figure 3.9.

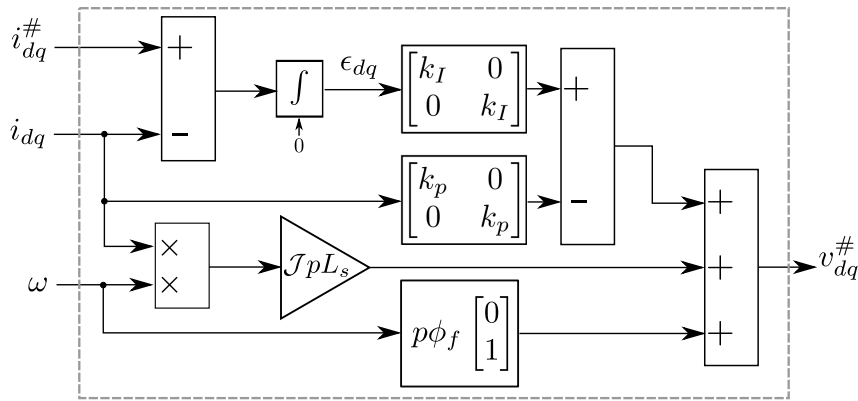


Figure 3.9 – Implémentation du découplage et du correcteur de courants.

Réglage des gains

La dynamique du système en boucle fermée est imposée par les valeurs propres λ de la matrice A_{BF} . La résolution de

$$\det(\lambda I - A_{BF}) = 0 \quad (3.19)$$

revient à écrire

$$a\lambda^2 + b\lambda + c = 0, \quad (3.20)$$

avec a, b, c les coefficients du polynôme caractéristique s'écrivant

$$\begin{aligned} a &= 1, \\ b &= \frac{R_s + k_p}{L_s}, \\ c &= \frac{k_I}{L_s}. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Comme le polynôme est de degré 2, le comportement dynamique est celui d'un système de second ordre dont le polynôme caractéristique s'écrit classiquement sous la forme

$$\lambda^2 + 2\zeta_d\omega_d\lambda + \omega_d^2 \quad (3.22)$$

où les paramètres ω_d et ζ_d sont la pulsation et le coefficient d'amortissement désirés en boucle fermée. Par identification, on a

$$\begin{aligned}\omega_d &= \sqrt{\frac{k_I}{L_s}}, \\ \zeta_d &= \frac{R_s + k_p}{2\sqrt{L_s k_I}}.\end{aligned}\tag{3.23}$$

Ici, la formule d'Ackerman est utilisée pour calculer la matrice K permettant d'imposer les valeurs propres désirés de la matrice A_{BF} . Le choix a été fait d'imposer une dynamique électrique en boucle fermée trois fois plus rapide que les dynamiques en boucle ouverte du système linéarisé données par l'équation (3.13).

Ainsi, la loi de commande qui permet le suivi du couple optimal est établie. Elle a été testée expérimentalement et comparée à la stratégie classique avec un PD3 grâce à l'émulateur éolien. Les résultats expérimentaux sont présentés dans la section suivante.

3.3.3 Résultats expérimentaux

La loi de commande qui vient d'être présentée a été implémentée sur une dSPACE MicroLabBox et testée sur le banc d'essais. L'objectif était d'évaluer la performance de cette première loi de commande et de comparer les résultats avec la performance de la stratégie classique utilisant un redresseur PD3. Pour chaque configuration de redressement (PD3 ou RA), deux types d'essais sont réalisés : une cartographie statique et un essai en conditions dynamiques. Les conditions expérimentales sont détaillées ci-dessous.

Protocole expérimental

Cartographies statiques Comme expliqué dans la Section 3.2 sur l'émulateur, le couple moteur τ_m est contrôlé en temps réel pour appliquer le couple aérodynamique des pales sur la génératrice. Des vitesses de vent constantes allant du démarrage (3 m/s) à la vitesse nominale (10 m/s) par pas de 0,5 m/s sont successivement appliquées. Le couple τ_{tm} et la vitesse de rotation ω sont mesurés par le couple-mètre, ainsi que le courant et la tension V_{dc} et I_{dc} en sortie de redresseur. Toutes les mesures sont échantillonnées à 10 kHz et moyennées sur une période de 5 secondes. La performance en régime stationnaire est alors évaluée à partir de la courbe de puissance $P_c(V_w)$, des points de fonctionnements aérodynamiques $C_p(\lambda)$ et du rendement système génératrice-redresseur s'écrivant

$$\eta = \frac{P_c}{P_{aero}} = \frac{V_{dc} I_{dc}}{\tau_{tm} \omega}.\tag{3.24}$$

Une évaluation de la PAE à partir de la courbe de puissance statique est ensuite calculée pour plusieurs vitesses moyennes de vent au moyen.

Essais en conditions dynamiques Pour ces essais, le cycle de vent turbulent présenté sur la Figure 3.7 est appliqué à l'entrée de l'émulateur. Les mêmes grandeurs que pour les cartographies statiques sont mesurées pendant la totalité du cycle. Le rendement sur cycle η_E est calculé ainsi

$$\eta_E = \frac{\int_0^{T_c} P_c(t) dt}{W_{opt}} = \frac{W}{W_{opt}},\tag{3.25}$$

avec T_c la durée du cycle et W_{opt} la production d'énergie optimale telle que

$$W_{opt} = \int_0^T \frac{1}{2} \rho_{air} A V_w(t)^3 c_{p(max)} dt. \quad (3.26)$$

Cette énergie correspond à un scénario idéal où le rendement aérodynamique resterait toujours optimal ($c_p = c_{p(max)}$) tandis que le rendement du système génératrice-redresseur serait unitaire. Cette définition de η_E permet d'évaluer quelle proportion de l'énergie optimale aérodynamique est convertie en énergie électrique par le système génératrice-redresseur en moyenne sur le cycle.

Conditions d'essais spécifiques au PD3 La GSAP utilisée dans ces travaux est initialement conçue pour être connectée à une batterie de 24V à travers un redresseur PD3. Dans le cas des batteries au plomb, encore majoritairement utilisées pour ce genre d'application, la tension aux bornes de la batterie varie en fonction de plusieurs facteurs (température, courant de charge, état de charge, etc.) [58, p.174]. Nous avons donc réalisé des essais à différentes tensions constantes en sortie de redresseur (22V, 24V, 26V et 28V), imposées par la charge active.

Conditions d'essais spécifiques au RA Nous avons mis en évidence au Chapitre 2 que le redressement actif nécessite une tension côté DC différente du redressement passif pour une même génératrice. En utilisant la formule de l'équation (2.60), la tension minimale $V_{dc(min)}$ pour suivre la loi OTC a été calculée et tracée sur la Figure 3.10 pour deux types de MLI : intersective⁴ et vectorielle. Bien qu'ayant choisi une MLI vectorielle, on constate que la tension de batterie classique de 24 V ne permet pas de suivre la trajectoire imposée par l'OTC. La tension de bus a donc été fixée à 50V, permettant d'assurer l'OTC sur toute la zone 2 (de 3 à 10 m/s).

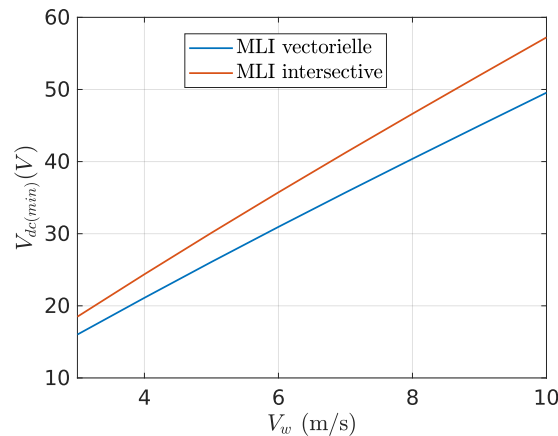


Figure 3.10 – Tension de bus DC minimale pour assurer la loi OTC avec une commande vectorielle pour deux types de MLI.

Cartographie du gain OTC pour le redressement actif

Pour rappel, la loi de commande OTC optimise uniquement la puissance aérodynamique P_{aero} et ne prend pas en compte les pertes dans la suite de la chaîne de conversion.

4. MLI classique telle que définie dans [48, p. 56].

Ainsi, la puissance aérodynamique maximale ne conduit pas nécessairement à la puissance électrique maximale [43]. C'est pourquoi une première expérience pour caractériser la puissance DC en fonction du gain OTC (K) a été réalisée sous redressement actif pour des vitesses de vent faibles, moyennes et élevées (5, 7 et 9 m/s). Les résultats sont représentés sur la Figure 3.11 où chaque courbe de puissance est normalisée par son maximum pour une meilleure lisibilité. On observe que pour les trois vitesses de vent, la puissance maximale est atteinte avec un gain de couple qui est moins important que K_{aero} calculé analytiquement avec l'équation (1.13). Le gain K_{dc} qui maximise la puissance DC s'est avéré être un bon compromis pour les trois vitesses de vent. Il est situé à gauche du K_{aero} sur la Figure 3.11. Ainsi, dans la suite des expériences, la configuration RA sera testée alternativement avec les gains K_{aero} et K_{dc} .

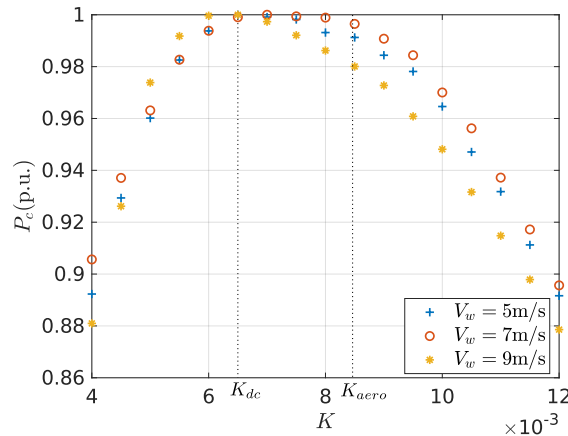
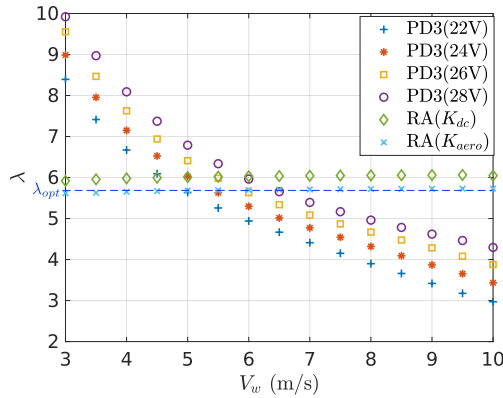


Figure 3.11 – Puissance récupérée en sortie de redresseur en fonction du gain K de la commande OTC pour un vent faible (5 m/s), moyen (7 m/s) et fort (9 m/s).

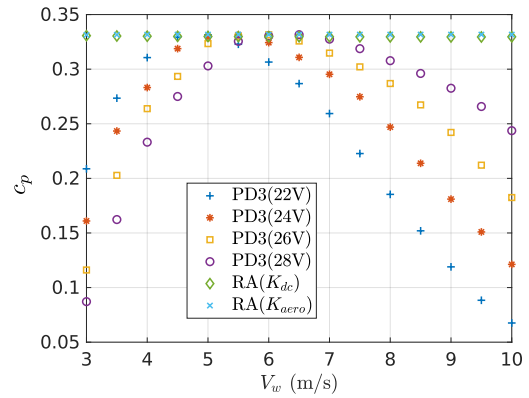
Comportement aérodynamique

Redresseur passif Une éolienne avec une GSAP directement connectée à une batterie via un PD3 fonctionne presque à une vitesse de rotation fixe. Ainsi, à mesure que la vitesse du vent augmente, la vitesse spécifique λ diminue. Cela est bien illustré en conditions statiques par la Figure 3.12a. On peut observer que le λ de démarrage (c'est-à-dire à $V_w = 3$ m/s) est affecté par la tension de la batterie. Une tension de batterie plus élevée conduit à un λ de démarrage plus élevé. En effet, pour commencer à transférer de la puissance, le PD3 doit respecter la condition de mise en conduction (équation (2.65)) qui est vérifiée à des vitesses de rotation plus élevées lorsque la tension DC augmente. Pour chaque tension de batterie, il existe une vitesse de vent pour laquelle le λ est optimal et donc C_p est maximisé. On peut voir sur la Figure 3.12b qu'un faible niveau de batterie (22V-24V) maximise C_p autour des basses vitesses de vent (c'est-à-dire 5 m/s). La vitesse du vent à laquelle C_p est maximisé se déplace vers la droite à mesure que la tension de la batterie augmente. On retrouve ce comportement également en conditions dynamiques : sur la Figure 3.12c, on peut observer que pour les vitesses de vent plutôt basses, ($0s < t < 20s$) $\lambda > \lambda_{opt}$ et pour des vitesses de vent plutôt hautes ($30s < t < 50s$) $\lambda < \lambda_{opt}$. Le rendement aérodynamique associé en conditions dynamiques est tracé sur la Figure 3.12d. On constate que pour le PD3, le rendement aérodynamique est meilleur sur la première partie du cycle (vent faible) que sur la deuxième (vent fort). Cela coïncide bien avec le comportement en statique : c_p est maximisé sur une plage localisée de vitesses de vent.

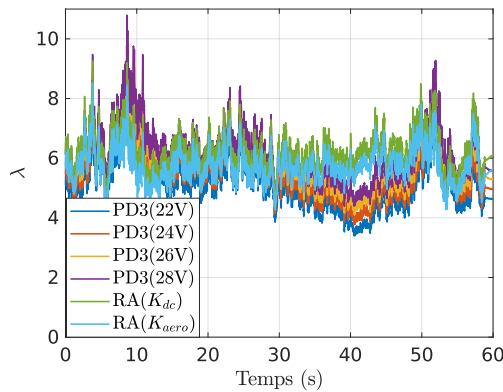
Redresseur actif En observant à nouveau Figure 3.12b, on peut remarquer que K_{dc} et K_{aero} conduisent tous deux à un c_p similaire, très proche de la valeur optimale et ce, pour toutes les vitesses de vent. Sur la Figure 3.12a, on peut voir que le gain K_{dc} conduit à un λ autour de 6, ce qui est supérieur à la valeur de 5.7 obtenue avec K_{aero} . En effet, d'après l'OTC, pour une vitesse de vent donnée, un gain K plus faible entraîne une référence de couple résistant plus faible, conduisant ainsi le rotor à une vitesse de rotation plus élevée. En conditions dynamiques, on observe en effet sur la Figure 3.12c que le réglage K_{dc} mène à un λ plus élevé que pour K_{aero} . On observe également une dispersion plus grande de λ autour de sa moyenne pour le RA, témoignant d'une réponse dynamique légèrement plus lente que pour le PD3.



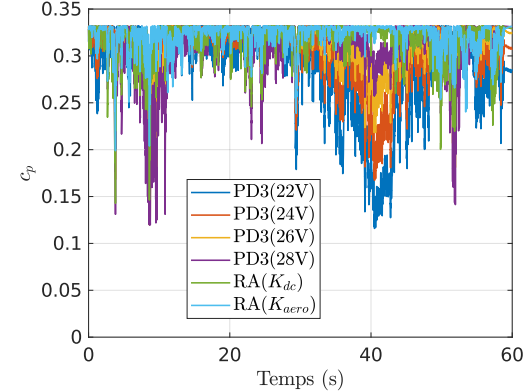
(a) Vitesse spécifique (statique).



(b) Rendement aérodynamique (statique).



(c) Vitesse spécifique (dynamique).



(d) Rendement aérodynamique (dynamique).

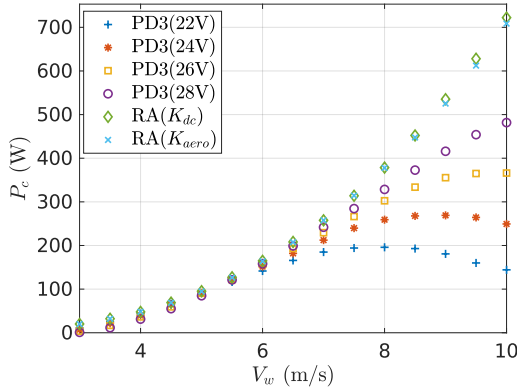
Figure 3.12 – Comparaison des comportements aérodynamiques pour les configurations PD3 et RA en conditions statiques et dynamiques.

Performance énergétique

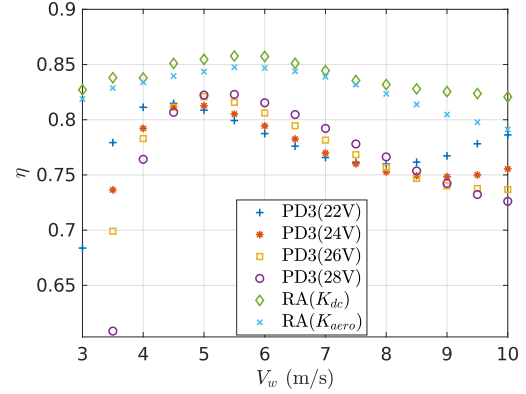
Ici, la performance énergétique du système est étudiée dans les différentes configurations de redresseur. Pour ce faire, les courbes de puissance et le rendement du système génératrice-convertisseur en conditions statiques sont commentés ci-dessous.

Rendement du système génératrice-redresseur Le rendement du système génératrice-redresseur η prend en compte toutes les pertes entre P_{aero} et P_{dc} . Par conséquent, il dépend des points de fonctionnement mécaniques et électriques. On peut observer sur la Figure

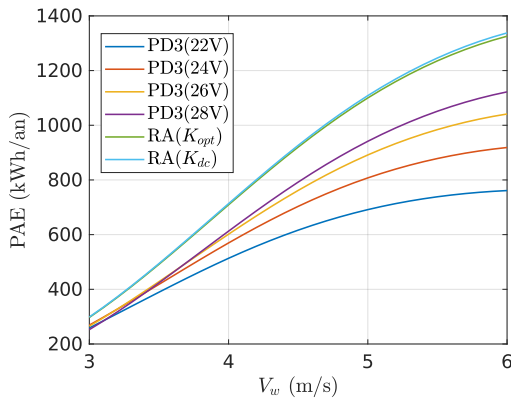
3.13b que la combinaison du contrôle MPPT et du redressement actif conduit systématiquement à un meilleur rendement que pour la configuration PD3. On remarque sans surprise que le gain de couple K_{dc} conduit à un rendement légèrement meilleur, ce qui est plus notable pour les vitesses de vent élevées. La modélisation des pertes (génératrice, redresseur) pourrait fournir plus d'informations pour expliquer ces phénomènes mais est hors du cadre de cette thèse.



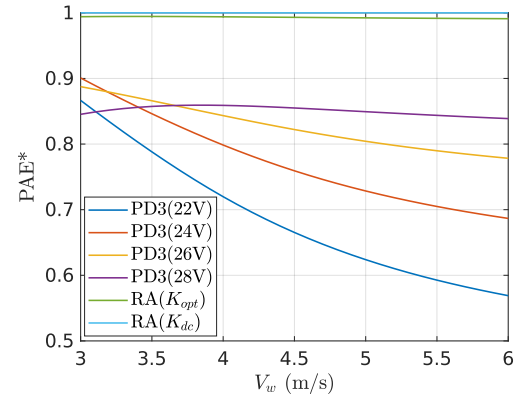
(a) Puissance en sortie de redresseur (statique).



(b) Rendement de la chaîne mécano-électrique.



(c) Production Annuelle d'Énergie (PAE).



(d) PAE normalisée par la production maximale (configuration RA avec $K = K_{dc}$).

Figure 3.13 – Comparaison de performance de la chaîne de conversion dans les configurations PD3 et RA en conditions statiques.

Courbes de puissance et PAE Les courbes de puissance sont tracées dans la Figure 3.13a pour chaque configuration du système. Une estimation de la Production Annuelle d'Énergie (PAE) a été calculée⁵ à partir des courbes de puissance obtenues, en considérant une distribution de Rayleigh et pour différentes vitesses moyennes du vent au moyeu. Seules les vitesses de vent comprises entre 3 et 10 m/s ont été prises en compte dans le calcul de la PAE, il s'agit donc d'une PAE tronquée au sens de la norme IEC. De fait, il est important de mentionner que ce calcul sous-estime la production d'énergie.

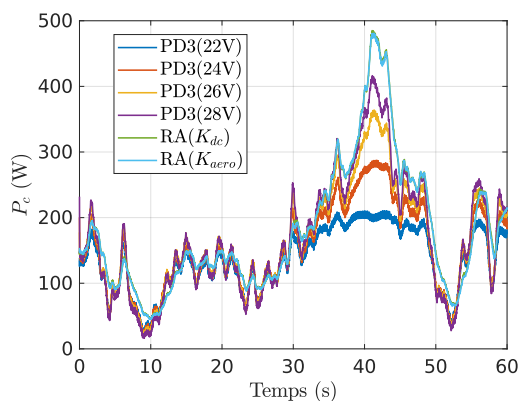
Les résultats du calcul de la PAE à partir des courbes de puissance statiques sont représentés sur la Figure 3.13c. Pour faciliter la comparaison entre les différentes configurations, les ratios par rapport à la PAE du RA(K_{dc}) sont donnés sur la Figure 3.13d.

5. Le calcul de la PAE est expliqué en Annexe E.

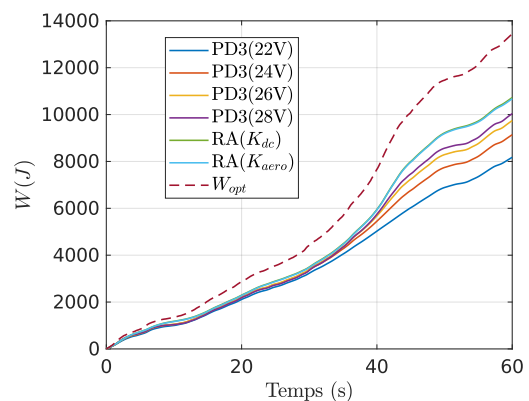
3.3. Loi de commande avec capteur mécanique

La courbe de puissance du RA(K_{aero}) est de 0 à 2% inférieure à celle du RA(K_{dc}), ce qui conduit à une prédiction de l'AEP inférieure de 1% environ. De ce point de vue, on peut dire que la connaissance de K_{dc} n'est pas indispensable pour maximiser la récupération d'énergie en conditions stationnaires. En ce qui concerne la configuration PD3, les courbes de puissance dépendent beaucoup de la tension de batterie. Dans la zone de basse vitesse de vent (entre 4 et 6 m/s), elles sont assez similaires à la courbe de puissance du RA. Pour les vitesses de vent élevées, elles diffèrent davantage les unes des autres. Pour une tension de batterie élevée (28V) avec un PD3, la PAE calculée représente environ 85% de la PAE de la configuration RA, quelle que soit la vitesse de vent moyenne. Pour des tensions de batteries plus faibles, cette proportion est estimée à un peu moins de 60% (22V, 6m/s). Il est intéressant de noter qu'avec une configuration PD3, une batterie qui tend à être dans un état de décharge aura tendance à récolter moins d'énergie qu'une batterie chargée, du moins dans les premières étapes de la charge.

Performances en dynamique La puissance électrique en sortie de redresseur et son intégrale (l'énergie récupérée en sortie de redresseur, notée W) sont tracées respectivement sur les Figures 3.14a et 3.14b pour le cycle de vent turbulent. On constate que la puissance P_c suit des trajectoires similaires sur la première moitié du cycle (pour des vitesses de vent relativement faibles). On note que la puissance est plus régulière pour les configurations RA que pour les configurations PD3. Dans la deuxième partie du cycle, où la vitesse de vent est plus élevée en moyenne, les différences de puissances sont significatives entre les différents scénarios. On ne constate cependant pas de différence visible entre les scénarios RA. En terme d'énergie récupérée, toutes les configurations ont des performances similaires sur la première moitié du cycle puis diverge sur la deuxième partie, qui contient plus de vitesses de vent élevées. L'énergie récupérée sur le cycle par les différentes configurations est synthétisée dans le Tableau 3.2. Sur l'ensemble du cycle, les configurations PD3 ont produit entre 6% (28 V) et 24% (22 V) d'énergie en moins que le meilleur scénario RA (K_{dc}).



(a) Puissance en sortie de redresseur (dynamique).



(b) Energie récupérée sur le cycle.

Figure 3.14 – Comparaison de la performance sur cycle pour les configurations PD3 et RA.

Ainsi, la configuration RA permet des gains significatifs d'énergie par rapport à la configuration classique avec un PD3. Cependant, la configuration présentée dans cette section utilise une loi de commande qui nécessite un encodeur pour récupérer la position et la vitesse. Pour rappel, le choix a été fait de ne pas ajouter de capteur mécanique au

Redresseur	Réglage	η_E	Ratio
PD3	22 V	0.61	0.76 :1
PD3	24 V	0.68	0.85 :1
PD3	26 V	0.72	0.91 :1
PD3	28 V	0.75	0.94 :1
RA	K_{dc}	0.80	1 :1
RA	K_{aero}	0.79	0.99 :1

Tableau 3.2 – Comparaison de l'énergie récupérée sur le cycle de vent pour les différentes configurations PD3 et RA.

design de l'éolienne Piggott, afin de limiter les risques de panne et le coût de la solution de redressement actif. Une évolution de la loi de commande permettant de se passer du capteur mécanique est alors proposée dans la prochaine section.

3.4 Commande sans capteur mécanique

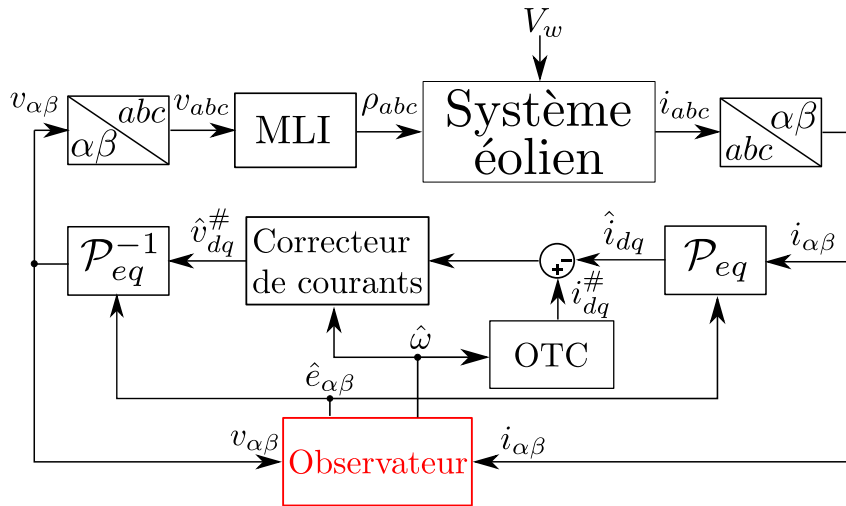


Figure 3.15 – Schéma de commande du contrôleur éolien sans capteur mécanique.

Dans la loi de commande vectorielle présentée précédemment, la position et la vitesse sont utilisées pour la transformation de Park et la linéarisation des dynamiques électriques. Ici, l'objectif est de modifier cette loi de commande en intégrant un capteur logiciel, également appelé observateur, permettant de se passer de l'encodeur.

Il existe deux grandes catégories d'observateurs permettant la commande sans capteur mécanique des machines synchrones [170] : (i) les observateurs basés sur la tension induite (ou FEM) et (ii) les observateurs basés sur la saillance magnétique au rotor. La machine étudiée étant à pôles lisses, un observateur issu de la première catégorie a été synthétisé, dont le principe clé consiste en la reconstruction de la transformée de Park à partir de l'observation des FEMs. Le mécanisme de reconstruction de la transformée de Park à partir des FEMs observées est détaillé dans la prochaine section.

Reconstruction de la transformée de Park

Pour rappel, la transformée de Park s'écrit

$$P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(p\theta) & \sin(p\theta) \\ -\sin(p\theta) & \cos(p\theta) \end{bmatrix}.$$

De même, d'après l'équation (2.39), les FEMs dans le repère $\alpha\beta$ s'expriment

$$e_{\alpha\beta} = -p\Phi_f\omega \begin{bmatrix} \sin(p\theta) \\ -\cos(p\theta) \end{bmatrix}.$$

On constate que la connaissance des FEMs $e_{\alpha\beta}$ permet l'accès à la connaissance des termes $\sin(\theta)$ et $\cos(\theta)$ contenus dans la transformée de Park. Pour extraire ces termes, il suffit de les normaliser par l'amplitude des FEMs s'écrivant

$$|e_{\alpha\beta}| = \sqrt{e_\alpha^2 + e_\beta^2} = p\Phi_f\omega. \quad (3.27)$$

La matrice de Park équivalente est alors donnée par

$$\mathcal{P}_{eq} = \frac{1}{|\hat{e}_{\alpha\beta}|} \begin{bmatrix} \hat{e}_\beta & -\hat{e}_\alpha \\ \hat{e}_\alpha & \hat{e}_\beta \end{bmatrix}, \quad (3.28)$$

avec $\hat{e}_{\alpha\beta}$ les estimations des FEMs. La projection des variables dans le repère de Park estimé $\hat{d} - \hat{q}$ s'écrit

$$\hat{x}_{dq} = \mathcal{P}_{eq}x_{\alpha\beta}, \quad (3.29)$$

$x_{\alpha\beta}$ étant la variable du repère $\alpha\beta$ à projeter dans le repère dq .

Remarque 3.1. Il est à noter que, puisque la transformation est normalisée, la projection n'est pas sensible à une éventuelle erreur sur l'amplitude des FEMs observées. \square

Il existe plusieurs méthodes pour synthétiser l'observateur de FEM, dont le choix dépend d'un compromis entre la dépendance par rapport au modèle et la robustesse associée, la facilité d'implémentation et de réglage [170]. En lien avec ce compromis, un observateur par modes glissants introduit par Utkin [168] a été choisi pour sa robustesse aux incertitudes de paramètres de la machine et aux perturbations ainsi que pour sa dynamique. Dans la prochaine section une introduction aux principes des modes glissants est proposée.

Principes des modes glissants

Introduit par Utkin à la fin des années 70 [167], la commande et l'observation par modes glissants est une technique d'automatique non-linéaire. Elle est fondée sur un principe clé : pour rejoindre une référence il s'agit de garantir *en tout temps* que le signe de la dérivée de l'erreur par rapport à cette référence soit l'opposé du signe de l'erreur. Si cette condition est respectée, alors la grandeur objectif converge vers la valeur de consigne [168]. On appelle *surface de glissement* la zone dans laquelle la grandeur objectif évolue une fois qu'elle a rejoint de façon suffisamment proche la valeur de consigne pour osciller autour d'elle. En théorie, respecter *en tout temps* ce principe impliquerait de changer le signe de la commande à une fréquence infinie (dès que le signe de l'erreur change) une fois la surface de glissement rejointe. En pratique cela n'est pas possible en lien avec les

contraintes d'implémentation sur un système temps réel dont notamment les limites des fréquences d'échantillonnage et de calcul imposées par le calculateur. Cette limitation en fréquence introduit ce qu'on appelle en anglais un "chattering", une oscillation à haute fréquence autour de la valeur de consigne. L'amplitude du chattering dépend du réglage de l'observateur, il peut parfois dégrader la commande. Pour illustrer le principe, considérons le système dynamique défini par

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x) + u \\ e = r(t) - x(t) \\ u = u_0 \text{sign}(e) \end{cases}, \quad (3.30)$$

avec $|f(x)| < f_0$ et $f_0 > 0$. Le signe de la dérivée de l'erreur s'écrit

$$\text{sign}(\dot{e}) = \text{sign}(\underbrace{\dot{r} - f(x)}_{\delta} - u_0 \text{sign}(e)) \quad (3.31)$$

et l'on remarque que

$$u_0 > \delta \Rightarrow \text{sign}(\dot{e}) = -\text{sign}(e). \quad (3.32)$$

Pour déclencher « la phase d'approche » vers la surface de glissement, la constante u_0 doit alors respecter

$$u_0 > f_0 + |\dot{r}|. \quad (3.33)$$

La connaissance de f_0 permet de bien choisir la constante u_0 pour réaliser un compromis entre robustesse et chattering. Le principe énoncé est appliqué dans la section suivante au système de la GSAP. L'observateur est synthétisé en deux étapes : les FEMs sont extraites grâce à l'observation des courants puis filtrées pour en déduire la vitesse et la position.

3.4.1 Observateur de courants par modes glissants

Réécrivons ici les dynamiques des courants dans le repère $(\alpha - \beta)$ d'après (2.38),

$$\frac{di_{\alpha\beta}}{dt} = \frac{1}{L_s} v_{\alpha\beta} - \frac{R_s}{L_s} i_{\alpha\beta} - \frac{1}{L_s} e_{\alpha\beta},$$

Définissons l'observateur de courants tel que [168, p. 266]

$$\frac{d\hat{i}_{\alpha\beta}}{dt} = \frac{1}{L_o} v_{\alpha\beta} - \frac{R_o}{L_o} \hat{i}_{\alpha\beta} - \frac{l_1}{L_o} \text{sign}(\hat{i}_{\alpha\beta} - i_{\alpha\beta}) \quad (3.34)$$

avec $\hat{i}_{\alpha}, \hat{i}_{\beta}$ les courants estimés, l_1 le gain de modes glissants, R_o et L_o les paramètres électriques fournis à l'observateur. La surface de glissement est alors définie par $s_{\alpha\beta} = \hat{i}_{\alpha\beta} - i_{\alpha\beta}$. Dans le cas où les paramètres sont parfaitement connus $R_o = R_s$ et $L_o = L_s$, la dynamique de la surface de glissement s'exprime en soustrayant (2.38) à (3.34) telle que

$$\dot{s}_{\alpha\beta} = -\frac{R_s}{L_s} s_{\alpha\beta} + \frac{1}{L_s} e_{\alpha\beta} - \frac{l_1}{L_s} \text{sign}(s_{\alpha\beta}). \quad (3.35)$$

D'après le principe de η -atteignabilité, la condition

$$s_{\alpha\beta} \dot{s}_{\alpha\beta} \leq -\eta |s_{\alpha\beta}| \quad (3.36)$$

avec $\eta > 0$ garantit que le régime glissant est atteint en temps fini [129, p. 35]. En divisant (3.36) de part et d'autre par $s_{\alpha\beta}$, on obtient la condition

$$\dot{s}_{\alpha\beta} \leq -\eta \text{sign}(s_{\alpha\beta}) \quad (3.37)$$

qui est équivalente à l'inégalité (3.36) pour $s_{\alpha\beta} \neq 0$. Pour assurer la convergence en temps fini de $\hat{i}_{\alpha\beta}$ vers $i_{\alpha\beta}$, le gain l_1 doit alors respecter

$$l_1 > \max(|e_\alpha|, |e_\beta|). \quad (3.38)$$

Il est important de noter que le réglage de l_1 est conditionné par la vitesse de fonctionnement de la machine puisqu'il doit majorer l'amplitude des tensions induites. Conformément à la modélisation du redresseur actif décrite au Chapitre 2, on considérera que les tensions $v_{\alpha\beta}$ sont parfaitement réalisées en boucle ouverte. Comme après un temps fini $\hat{i}_{\alpha\beta} = i_{\alpha\beta}$, en découlent théoriquement les tensions induites $e_{\alpha\beta}$. En pratique, dû au chattering les signaux en sortie de l'observateur ressemblent à des signaux en forme de créneaux d'amplitude $2l_1$ auxquels il faut appliquer un filtre passe-bas pour obtenir la composante fondamentale des tensions induites. On écrira alors les signaux en sortie d'observateur

$$z_{\alpha\beta} = l_1 \text{sign}(\bar{i}_{\alpha\beta}) = e_{\alpha\beta} + \Pi_{HF}. \quad (3.39)$$

Π_{HF} la perturbation due à l'action de commutation à haute fréquence. L'enjeu alors est de filtrer ces signaux, ce qui est détaillé dans la section suivante.

3.4.2 Filtrage des FEMs et estimation de la vitesse

Pour obtenir $\hat{e}_{\alpha\beta}$, les signaux $z_{\alpha\beta}$ doivent être filtrés pour éliminer la composante haute fréquence Π_{HF} . L'observateur détaillé dans [168, p. 267] a des propriétés de filtrage passe-bas et l'avantage de fournir une estimation $\hat{\omega}$ de la vitesse de rotation. Nous proposons une version légèrement modifiée de cet observateur donnée par

$$\begin{cases} \frac{d\hat{e}_\alpha}{dt} &= -\hat{\omega}_e \hat{e}_\beta - l_2(\hat{e}_\alpha - z_\alpha), \\ \frac{d\hat{e}_\beta}{dt} &= \hat{\omega}_e \hat{e}_\alpha - l_2(\hat{e}_\beta - z_\beta), \\ \frac{d\hat{\omega}_e}{dt} &= l_3 [(\hat{e}_\alpha - z_\alpha)\hat{e}_\beta - (\hat{e}_\beta - z_\beta)\hat{e}_\alpha], \end{cases} \quad (3.40)$$

où $\hat{\omega}_e$ est l'estimation de la vitesse de rotation électrique $\omega_e = p\omega$ et $l_2 > 0$, $l_3 > 0$ sont les gains de l'observateur. La convergence de l'observateur est prouvée pour $l_2 > 0$, $l_3 = 1$ et sans incertitude de paramètre [168, p. 267]. La modification par rapport à la structure originale consiste à choisir $l_3 > 1$, ce qui a montré une accélération de la convergence de $\hat{\omega}_e$ vers ω_e . La preuve de convergence pour le cas général reste un problème ouvert.

Ainsi, nous avons à présent un moyen de reconstruire la transformée de Park et la vitesse de rotation de la machine. Comme la stratégie repose sur la connaissance du modèle de la machine, sa performance est susceptible d'être sensible aux incertitudes paramétriques. Ainsi, la loi de commande en présence d'incertitudes est étudiée dans la prochaine section.

3.5 Commande en présence d'incertitudes paramétriques

Dans les sections précédentes, nous avons synthétisé une loi de commande comprenant un observateur de FEM, du correcteur de courants et un étage OTC pour le suivi du couple aérodynamique. Cette loi de commande se base sur des paramètres du modèle. Dans le contexte du petit éolien, ces paramètres peuvent être mal connus pour plusieurs raisons. Dans le cas où la génératrice est fabriquée manuellement, des imperfections sur la géométrie pourraient introduire une incertitude sur les paramètres. De plus, certaines variables qui influencent les paramètres telles que la longueur et la section du câble de transmission sont spécifiques au site d'installation. Cela implique que pour un modèle d'éolienne, il pourrait y avoir différents ensembles de paramètres. Enfin, certains paramètres peuvent également varier pendant le fonctionnement. Typiquement, la résistance du bobinage et les flux couplés sont affectés par la température de fonctionnement. **Cela nous amène à nous demander si et dans quelle mesure, la loi de commande établie plus tôt est affectée par les incertitudes paramétriques.**

Selon la littérature, l'utilisation d'observateurs basés sur des modèles avec des paramètres électriques incorrects conduit inévitablement à des erreurs d'estimation d'angle [17, 28, 157, 171], ce qui a donné lieu à plusieurs travaux. Par exemple, dans [17], les erreurs d'observation d'angle dues à des paramètres d'inductance et de résistance incorrects ont été quantifiées pour un observateur étendu linéaire de FEMs. Dans cette dernière étude, l'erreur sur la résistance s'avère n'avoir aucune influence sur l'estimation d'angle lorsque le courant i_d est maintenu nul. Quant à l'incertitude sur la constante de flux couplé Φ_f , elle n'a aucune influence sur l'estimation d'angle, car elle n'est pas nécessaire dans la synthèse de l'observateur. Cependant, une erreur paramétrique sur Φ_f pourrait entraîner des erreurs d'estimation de vitesse si elle est utilisée sans un schéma de correction adéquat [17]. Ces résultats ont été confirmés avec différentes approches dans plusieurs travaux [28, 157, 178]. Dans [109], une méthode pour réduire l'erreur d'observation due à la saturation d'inductance a été proposée sur la base du concept d'inductance artificielle. La méthode consiste à remplacer la valeur d'inductance connue par une valeur artificielle pour minimiser l'erreur due à la variation de l'inductance réelle par rapport à sa valeur connue d'origine. Dans [181], une méthode efficace de compensation d'erreur de position basée sur un observateur de perturbation est utilisée et montre de très bons résultats face aux variations d'inductance. Ces méthodes abordent le problème de la *variation* des paramètres pendant le fonctionnement et nécessitent une bonne connaissance de l'inductance de l'axe q, mais elles ne sont pas adaptées au problème d'*incertitude* des paramètres. Dans la référence [21], cinq observateurs de FEM pour les MSAPs montées en surface dont un algorithme adaptatif robuste, ont été comparés expérimentalement. Des tests avec une erreur de 50% sur la valeur de l'inductance ont entraîné des erreurs d'estimation de position significatives pour tous les observateurs. Une autre famille de stratégies consiste en l'identification des paramètres. Elle peut être effectuée en ligne [182] et sans capteur mécanique [46]. Pour obtenir les paramètres réels du système, l'identification devrait être réalisée in situ, sans capteur de position et intégrée dans la cible finale (par exemple, micro-contrôleur), ce qui ajoute une complexité logicielle supplémentaire. De plus, certaines méthodes d'identification nécessitent des configurations expérimentales spécifiques qui ne sont pas compatibles avec l'application des éoliennes (par exemple, la vitesse de l'arbre étant imposée par un autre moteur [6]). Enfin, même si une méthode

d'identification des paramètres est intégrée dans le système de commande de l'éolienne, obtenir les paramètres exacts de la génératrice sur l'ensemble des plages de vitesse et de température de fonctionnement n'est pas trivial. Pour les raisons mentionnées ci-dessus, le cas idéal où les paramètres du système sont parfaitement connus est irréaliste. Il est donc nécessaire d'étudier la sensibilité de la solution de commande sans capteur mécanique face aux incertitudes paramétriques.

Pour cela, une condition de réglage de l'observateur de courant pour garantir le régime glissant en dépit des incertitudes est proposée dans la section suivante. Ensuite, une analyse de sensibilité de la loi de commande est proposée pour évaluer l'impact de ces incertitudes sur les performances de la stratégie proposée.

3.5.1 Réglage de l'observateur de courant en présence d'incertitudes

Ici, on cherche à évaluer la sensibilité de l'observateur aux erreurs paramétriques et trouver un réglage qui garantisse le régime glissant malgré les incertitudes paramétriques. Rappelons que d'après la Remarque 3.1, la reconstruction de la transformée de Park est insensible aux erreurs sur la connaissance de la constante de flux couplé Φ_f . On se place alors dans le cas où les paramètres R_s et L_s sont incertains, en définissant les paramètres connus par l'observateur tels que

$$\begin{aligned} R_o &= R_s + \delta_R, \\ L_o &= L_s + \delta_L, \end{aligned} \quad (3.41)$$

avec δ_R, δ_L les incertitudes sur la résistance et l'inductance respectivement.

Hypothèse 3.1. Les incertitudes sur les paramètres sont bornées. △

Définissons alors les bornes paramétriques telles que

$$\begin{aligned} L_o, L_s &\in [L_{min}, L_{max}], \\ R_o, R_s &\in [R_{min}, R_{max}], \end{aligned} \quad (3.42)$$

avec $L_{max} > L_{min} > 0$, $R_{max} > R_{min} > 0$ définis comme les bornes minimales et maximales supposées de l'inductance et de la résistance respectivement.

La soustraction de l'équation (2.38) à (3.34) donne la surface de glissement $s_{\alpha\beta} = \hat{i}_{\alpha\beta} - i_{\alpha\beta}$ dont les dynamiques s'écrivent

$$\dot{s}_{\alpha\beta} = -\frac{R_o}{L_o}s_{\alpha\beta} + \frac{1}{L_s}e_{\alpha\beta} + \frac{1}{L_o}\Pi_{\alpha\beta} - \frac{l_1}{L_o}\text{sign}(s_{\alpha\beta}). \quad (3.43)$$

Ici, le terme $\Pi_{\alpha\beta}$ contient les perturbations dues aux incertitudes des paramètres s'exprimant

$$\Pi_{\alpha\beta} = \frac{R_s\delta_L - \delta_R L_s}{L_s}i_{\alpha\beta} - \frac{\delta_L}{L_s}v_{\alpha\beta}. \quad (3.44)$$

Rappelons ici que lorsque les paramètres sont parfaitement connus, c'est-à-dire $\delta_L = 0$ et $\delta_R = 0$, le terme $\Pi_{\alpha\beta}$ est égal à zéro. Dans ce cas idéal, la condition sur le gain $l_1 > \max(|e_\alpha|, |e_\beta|)$ implique que la condition (3.37) est respectée, conduisant au régime

glissant en temps fini. Cependant, en présence d'incertitudes sur L_s et R_s , cette condition doit être révisée. Lorsque $\Pi_{\alpha\beta} \neq 0$, la condition (3.37) implique que

$$l_1 > \max \left(\left| \frac{L_o}{L_s} e_\alpha + \Pi_\alpha \right|, \left| \frac{L_o}{L_s} e_\beta + \Pi_\beta \right| \right). \quad (3.45)$$

En pratique, la condition décrite par l'Eq. (3.45) n'est pas simple à utiliser en l'état. Par conséquent, nous proposons une autre condition sur l_1 qui est fonction des bornes des paramètres et des points de fonctionnement extrêmes du système. Définissons les amplitudes maximales des tensions et courants de phase et des FEMs dans le repère $\alpha - \beta$ E_{max} , V_{max} et I_{max} telles que

$$\begin{aligned} E_{max} &= \max(|e_\alpha|, |e_\beta|), \\ V_{max} &= \max(|v_\alpha|, |v_\beta|), \\ I_{max} &= \max(|i_\alpha|, |i_\beta|). \end{aligned} \quad (3.46)$$

Condition pour garantir le régime de glissement en présence d'incertitudes

Sous l'Hypothèse 3.1, la condition suivante garantit que (3.37) soit respectée (voir preuve en Annexe D).

$$l_1 > \frac{L_o}{L_{min}} E_{max} + \left(R_{max} \frac{\Delta_L}{L_{min}} + \Delta_R \right) I_{max} + \frac{\Delta_L}{L_{min}} V_{max} \quad (3.47)$$

avec $\Delta_R = R_{max} - R_{min} > 0$ et $\Delta_L = L_{max} - L_{min} > 0$.

Le calcul de l_1 nécessite une connaissance des points de fonctionnement extrêmes E_{max} , V_{max} et I_{max} . Cependant, cela implique de connaître les points d'équilibre du système en boucle fermée en présence d'incertitudes sur les paramètres, ce qui peut être réalisé en modélisant l'erreur d'observation des FEMs due à ces incertitudes. Cette modélisation d'erreur d'observation est proposée dans la prochaine section.

3.5.2 Modélisation de l'erreur d'observation des FEMs

Dans la section précédente, nous avons montré qu'il est possible d'atteindre le régime glissant en temps fini malgré les incertitudes sur l'inductance et la résistance en révisant la condition sur le gain l_1 . Ici, l'impact de ces incertitudes de paramètres sur les FEMs reconstruites par l'observateur est analysé.

Considérant que le gain l_1 respecte (3.47), alors la convergence de l'observateur implique

$$z_{\alpha\beta} = l_1 \text{sign}(s_{\alpha\beta}) = \frac{L_o}{L_s} e_{\alpha\beta} + \Pi_{\alpha\beta} + \Pi_{HF}. \quad (3.48)$$

Grâce aux propriétés filtrantes de l'observateur décrit par l'équation (3.40), les hautes fréquences Π_{HF} sont éliminées. La sortie de l'observateur s'écrit alors

$$\hat{e}_{\alpha\beta} = \frac{L_o}{L_s} e_{\alpha\beta} + \frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} i_{\alpha\beta} - \frac{\delta_L}{L_s} v_{\alpha\beta}. \quad (3.49)$$

On peut écrire l'équation (3.49) en réécrivant $i_{\alpha\beta}$ et $v_{\alpha\beta}$ comme des projections de i_{dq} et v_{dq} , ce qui donne

$$\hat{e}_{\alpha\beta} = \frac{L_o}{L_s} e_{\alpha\beta} + \frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} \mathcal{P}^{-1}(\theta_e) i_{dq} - \frac{\delta_L}{L_s} \mathcal{P}^{-1}(\theta_e) v_{dq}. \quad (3.50)$$

La réécriture de (2.42) avec les dynamiques électriques en régime permanent donne l'expression de v_{dq} à l'équilibre :

$$v_{dq}^* = R i_{dq}^* + p \omega L_s \mathcal{J} i_{dq}^* + e_{dq}^*. \quad (3.51)$$

La substitution des équations (2.39) et (3.51) dans l'équation (3.50) permet alors d'écrire une expression des FEMs estimées à l'équilibre :

$$\begin{cases} \hat{e}_\alpha &= -a \sin(\theta_e) + b \cos(\theta_e), \\ \hat{e}_\beta &= a \cos(\theta_e) + b \sin(\theta_e), \\ a &= p \omega (\Phi_f - i_d^* \delta_L) - \delta_R i_q^*, \\ b &= -i_d^* \delta_R + i_q^* p \omega \delta_L. \end{cases} \quad (3.52)$$

Les étapes menant à l'équation (3.52) sont détaillées en Annexe D.2. À partir des identités trigonométriques, on peut écrire

$$\hat{e}_{\alpha\beta} = \sqrt{a^2 + b^2} \begin{bmatrix} -\sin(\theta_e + \varphi) \\ \cos(\theta_e + \varphi) \end{bmatrix}, \quad (3.53)$$

avec l'angle φ donné à l'état stationnaire par

$$\varphi(i_{dq}^*, \delta_R, \delta_L, \omega) = \begin{cases} -\arctan\left(\frac{b}{a}\right) & \text{si } a > 0, \\ -\arctan\left(\frac{b}{a}\right) + \pi & \text{sinon,} \end{cases} \quad (3.54)$$

comme étant le déphasage entre $\hat{e}_{\alpha\beta}$ et $e_{\alpha\beta}$. Les étapes menant à (3.53) et (3.54) sont détaillées en Annexe D.3.

Ainsi, les équations (3.52) à (3.54) fournissent une description analytique de l'erreur d'observation des FEMs en fonction des incertitudes δ_R , δ_L sur les paramètres R et L . Selon le modèle, les FEMs estimées sont retardées d'un angle de phase φ et présentent également un biais d'amplitude. Comme mentionné précédemment, le biais d'amplitude n'altère pas la transformation de Park. En ce qui concerne le déphasage, il biaise la transformation de Park, conduisant à un référentiel tournant modifié $\hat{d} - \hat{q}$ représenté sur la Figure 3.16.

À partir des équations de (3.52), on constate que le déphasage φ entre le référentiel original $d - q$ et le référentiel de l'observateur $\hat{d} - \hat{q}$ n'est pas constant car il dépend des courants de la machine i_{dq} et de la vitesse de rotation ω .

Comme le contrôleur de courant opère dans le référentiel biaisé $\hat{d} - \hat{q}$, une erreur est introduite dans le contrôle des courants i_{dq} , comme représenté par la projection du courant i sur la Figure 3.16. Par conséquent, une analyse supplémentaire est nécessaire pour déterminer sur quels points d'équilibres des courants réels i_{dq} le système se stabilise.

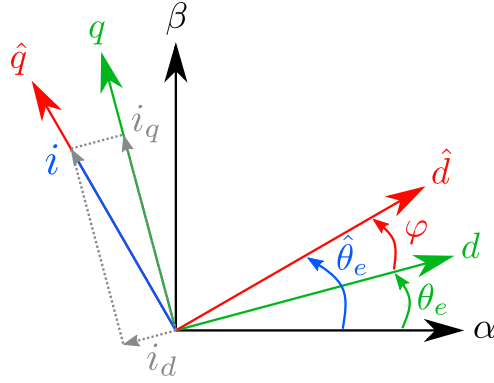


Figure 3.16 – Représentation des référentiels utilisés pour la commande en présence d’une erreur d’observation angulaire φ causée par des incertitudes paramétriques. Le vecteur bleu i représente le courant piloté référentiel $\hat{d} - \hat{q}$ par les contrôleurs de courant, dans le cas où $i_d^\# = 0$.

3.5.3 Modélisation des erreurs de point d’équilibre sur les courants

Dans cette section, l’objectif est de développer un modèle analytique de l’équilibre adopté par les courants réels i_{dq} , étant donné que leurs projections \hat{i}_{dq} sont contrôlées dans le référentiel biaisé $\hat{d} - \hat{q}$.

En écrivant la projection de \hat{i}_{dq} dans le référentiel $d - q$, on obtient

$$\begin{cases} i_d &= \hat{i}_d \cos(\varphi) - \hat{i}_q \sin(\varphi), \\ i_q &= \hat{i}_d \sin(\varphi) + \hat{i}_q \cos(\varphi). \end{cases} \quad (3.55)$$

D’après l’équation (3.55), il est possible de montrer que

$$i_d^2 + i_q^2 = \hat{i}_d^2 + \hat{i}_q^2, \quad (3.56)$$

ce qui signifie que l’amplitude du vecteur de courant est conservée d’un référentiel à l’autre. À partir des équations (3.54) et (3.52), on remarque que la résolution de l’équation (3.55) par rapport à i_{dq} n’est pas triviale. Les hypothèses suivantes permettent de simplifier le problème sans le dénaturer.

Hypothèse 3.2. Les contrôleurs de courants assurent la convergence des courants \hat{i}_{dq} vers leurs références $\hat{i}_{dq}^\#$ dans le repère $\hat{d} - \hat{q}$ sans erreur statique. \triangle

Hypothèse 3.3. La vitesse de rotation ω est non nulle. \triangle

Le cas où ω est très faible ou nulle n’est pas considéré car cela rendrait le système non observable, supprimant l’intérêt de l’analyse.

Hypothèse 3.4. Les valeurs de couple élevées se produisent pour des vitesses élevées. \triangle

Cette hypothèse est valide car, grâce à la stratégie OTC, les courants suivent la trajectoire décrite par l’équation (3.11).

Hypothèse 3.5. Les incertitudes des paramètres δ_L et δ_R sont du même ordre de grandeur que les paramètres L_s et R_s . \triangle

3.5. Commande en présence d'incertitudes paramétriques

Sous les hypothèses 3.2 et 3.5, on peut écrire que $\Phi_f \gg i_d \cdot \delta_L$, sauf dans le cas d'un design de génératrice inhabituel où le flux des aimants permanents serait très faible. Cette condition est vérifiée pour les paramètres de la machine fournis dans le Tableau 2.2 car $\Phi_f \simeq 10^{-1}$ Wb et $L_s \simeq 10^{-3}$ H. Par conséquent, une approximation de a peut s'écrire comme

$$a' = p\Phi_f\omega - \delta_R i_q^* \simeq a. \quad (3.57)$$

Les hypothèses 3.4 et 3.5 permettent d'écrire l'inégalité

$$p\Phi_f\omega > \delta_R i_q^*, \quad (3.58)$$

ce qui signifie que le terme a' de l'équation (3.57) est positif. Compte tenu des mêmes hypothèses, le terme b devrait rester très faible par rapport à a' , ce qui conduit à

$$a' \gg b. \quad (3.59)$$

À partir de cela, on peut supposer que le déphasage φ est faible. Par conséquent, les fonctions trigonométriques peuvent être raisonnablement approximées par le premier terme de leur développement de Taylor. Ainsi, le déphasage φ est donné par

$$\varphi = -\arctan\left(\frac{b}{a}\right) \simeq -\frac{b}{a}, \quad (3.60)$$

et ses projections dans le référentiel trigonométrique peuvent être données par

$$\begin{aligned} \sin(\varphi) &\simeq -\frac{b}{a'}, \\ \cos(\varphi) &\simeq 1. \end{aligned} \quad (3.61)$$

En injectant l'équation (3.61) dans (3.55) et en rappelant l'Hypothèse 3.2 conduisant à $\hat{i}_d = i_d^*$ et en l'absence de défluxage impliquant $i_d^* = 0$, le problème peut être écrit à l'équilibre comme suit

$$\begin{aligned} i_d^* &\simeq \hat{i}_q^* \frac{b}{a'}, \\ i_q^* &\simeq \hat{i}_q^*. \end{aligned} \quad (3.62)$$

En rappelant l'Hypothèse 3.2 ($\hat{i}_{dq} = \hat{i}_{dq}^\#$), la résolution de l'équation (3.62) conduit à une expression simple de i_d^*

$$i_d^* \simeq \frac{\delta_L \hat{i}_q^{\#2}}{\Phi_f}. \quad (3.63)$$

À partir de l'équation (3.62), on peut écrire que $\text{sign}(i_q^*) = \text{sign}(\hat{i}_q^\#)$. En gardant à l'esprit que la norme du courant ne change pas du référentiel $d-q$ au référentiel $\hat{d}-\hat{q}$, une approximation plus précise de i_q^* peut être trouvée en injectant l'approximation de i_d^* trouvée ci-dessus dans l'équation (3.56), ce qui conduit à

$$i_q^* \simeq \text{sign}(\hat{i}_q^\#) \sqrt{\frac{\Phi_f \sqrt{4\delta_L^2 \hat{i}_q^{\#2} + \Phi_f^2} - \Phi_f^2}{2\delta_L^2}} \quad (3.64)$$

Ainsi, les équations (3.63) et (3.64) donnent un modèle analytique de l'équilibre des courants réels i_{dq} en fonction de l'incertitude sur les paramètres et du courant de référence $\hat{i}_q^\#$.

Il est intéressant de noter que, selon le modèle, l'incertitude paramétrique δ_R n'introduit aucune erreur sur i_{dq} . Par conséquent, ce modèle peut être utilisé pour quantifier l'écart du système par rapport aux points de fonctionnement souhaités en fonction de l'incertitude paramétrique δ_L . Il est maintenant possible de calculer les valeurs des points de fonctionnement en présence d'incertitude sur les paramètres pour le réglage du gain l_1 , ce qui est proposé dans l'Annexe D.

3.5.4 Résultats expérimentaux

Dans cette section, la commande active sans capteur mécanique est testée expérimentalement selon plusieurs scénarios d'erreur sur les paramètres R_s et L_s et comparée à la configuration utilisant un encodeur. Ces comparaisons ont lieu en condition statiques (vent stationnaire) et dynamiques (vent turbulent).

Selon l'analyse de l'équilibre des courants, si une mauvaise valeur de l'inductance est fournie à l'observateur ($\delta_L \neq 0$), un angle φ est introduit entre les repères $\hat{d} - \hat{q}$ et $d - q$. Comme les courants sont contrôlés dans le repère $\hat{d} - \hat{q}$, l'erreur de suivi des courants dans ce repère doit rester nulle. En raison du décalage angulaire entre les deux repères, cela doit entraîner une erreur de suivi dans le repère $d - q$ réel. D'après la Figure 3.16, on peut intuitivement que l'erreur de suivi devrait être faible sur l'axe q et plus significative sur l'axe d .

Ainsi, on cherche à évaluer l'impact de cette erreur vis-à-vis de la performance de la loi de commande. Pour cela, cette dernière a été mesurée pour plusieurs scénarios d'erreur sur les paramètres, résumés dans le Tableau 3.3, qui contient également les valeurs des paramètres R_s, L_s utilisés pour les essais. L'inductance L_s a été identifiée via la minimisation de l'erreur d'observation. On remarque un écart d'environ 25 % par rapport à l'inductance L_q identifiée précédemment. Il n'est pas évident d'expliquer cette différence.

Pour chaque scénario d'essai, le même gain $K = K_{aero}$ est fixé pour la loi OTC. Une première série d'essai est réalisée en conditions de vent stationnaire puis une deuxième en conditions dynamiques. Dans cette dernière, la même série temporelle de vent (Figure 3.4b) est utilisée pour tous les essais. Dans les prochaines sous-sections, on analysera les résultats des expériences en termes d'erreur sur les courants, de comportement aérodynamique et de performance énergétique.

Analyse de l'erreur sur les courants

Les erreurs sur les courants $\epsilon_{dq} = i_{dq}^\# - i_{dq}$ sont tracées pour les conditions statiques et dynamiques (Figure 3.17) pour chaque scénario d'incertitude des paramètres. On peut voir que l'erreur est proche de zéro lorsque la valeur correcte de l'inductance est fournie à l'observateur ($\delta_L = 0$). Cependant, lorsque $\delta_L \neq 0$, on peut observer qu'une erreur est introduite. Les erreurs analytiques calculées à partir des équations (3.63) et (3.64) sont tracées en lignes pointillées pour les scénarios ($\delta_L = -0.8L_s$) et $\delta_L = L_s$. Sur la Figure 3.17a, on peut voir que l'amplitude de l'erreur de suivi ϵ_d augmente lorsque la vitesse du vent augmente. En effet, à mesure que la vitesse du vent augmente, le couple aérodynamique augmente, entraînant une augmentation de la vitesse du rotor qui, par le biais de l'OTC (équation (3.11)), augmente l'amplitude de la consigne de courant $i_q^\#$. Selon l'équation (3.63), cela entraîne une augmentation de l'amplitude du courant i_d , malgré le

Essai N°	Configuration	δ_L	δ_R
0	Encodeur	-	-
1	Observateur	0	0
2	Observateur	0	R_s
3	Observateur	L_s	R_s
4	Observateur	L_s	0
5	Observateur	L_s	$-0.8R_s$
6	Observateur	$-0.8L_s$	R_s
	Paramètre	Valeur	Unité
	L_s	1	mH
	R_s	0.19	Ω

Tableau 3.3 – Scénario d’erreurs sur les paramètres.

fait que $i_d^\# = 0$. Il est intéressant de noter qu’un défluxage non désiré se produit dans les cas où $\delta_L < 0$, ce qui est cohérent avec le modèle analytique. Sur les Figures 3.17c et 3.17d, on peut voir que l’évolution de ϵ_{dq} calculée avec le modèle correspond bien aux données expérimentales en moyenne.

Ainsi, les incertitudes paramétriques sont responsables d’erreurs sur les points d’équilibre des courants, qui sont correctement estimées par le modèle analytique et restent modérées. Il est intéressant d’analyser comment ces erreurs se répercutent sur le comportement aérodynamique.

Analyse du comportement aérodynamique

La vitesse spécifique λ et le rendement aérodynamique sont tracés en conditions statiques et dynamiques sur la Figure 3.18 pour les différents scénarios d’incertitude. En examinant la Figure 3.18a, on constate que l’incertitude paramétrique n’a quasiment pas d’influence sur la vitesse spécifique, qui reste proche de $\lambda_{opt} = 5.75$. On remarque tout de même que dans les cas où il y a une erreur sur l’inductance, un λ légèrement plus haut est atteint pour les fortes vitesses de vent. Ceci peut être expliqué par la légère perte de couple due à l’erreur de point d’équilibre sur le courant i_q mis en évidence précédemment. Cette perte de couple entraîne une vitesse d’équilibre légèrement plus haute. Néanmoins, comme la caractéristique $C_p(\lambda)$ est assez plate à son sommet (voir Figure 3.4a, cela ne génère pas de différence notable sur le rendement aérodynamique, qui reste maximal (voir Figure 3.18b). **Une certaine robustesse est donc apportée par la caractéristique des pales, qui garantit que même si une légère déviation de λ est entraînée par l’incertitude paramétrique, le rendement aérodynamique reste maximal.** En dynamique, on n’observe pas de différence notable entre les différents scénarios vis-à-vis de la vitesse spécifique (Figure 3.18d), ni du coefficient aérodynamique (Figure 3.18c). Les mêmes résultats sont présentés sur une fenêtre temporelle plus courte (entre 10 et 12 s) sur les Figures 3.18e et 3.18f, ce qui permet de constater des différences légères de comportement dynamique. On note que le dernier scénario impose au système une vitesse spécifique légèrement plus élevée et permet des fluctuations sur le C_p un peu moins importantes. Ce peut être expliqué par l’erreur de trajectoire de couple due aux erreurs de points d’équilibre sur les courants. Comme le couple réellement appliqué est plus faible ($\epsilon_q < 0$), la loi de commande n’applique plus exactement la référence donnée

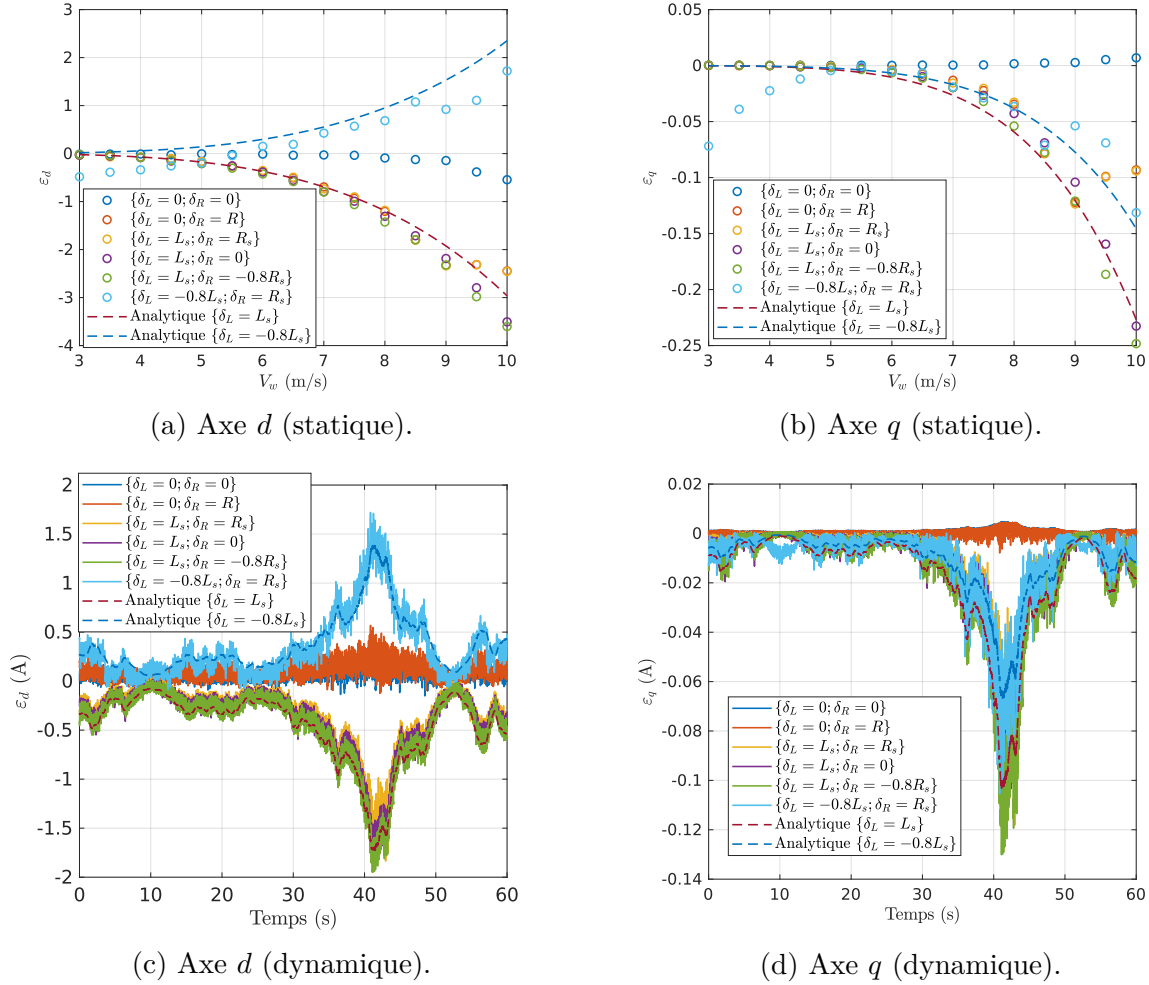


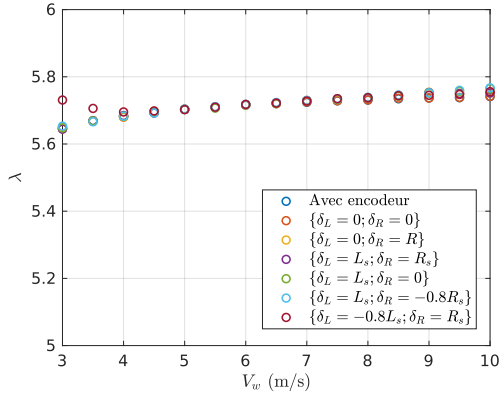
Figure 3.17 – Erreur sur les points d'équilibre des courants : comparaison de l'expérimentation avec le modèle analytique pour les différentes configurations d'erreur δ_R, δ_L en conditions statiques et dynamiques.

par l'OTC ($\tau_g^\# = -K_{aero}\omega^2$) mais bien $\tau_g = -K_{aero}\omega^2 + \varepsilon_q$. De fait, la dynamique du système mécanique est ralentie. Cela peut se réécrire comme une loi OTC modifiée où $\tau_g' = -K'(\varepsilon_q)\omega^2$ où $K' < K_{aero}$. Comme nous l'avons constaté dans la Section 3.3, le gain optimal électrique K_{dc} est inférieur à K_{aero} . En ce sens, l'erreur sur l'inductance pourrait avoir un effet bénéfique sur le réglage du gain, en fonction de quel gain initial K est choisi. Il est intéressant maintenant d'étudier l'impact de ces faibles différences du point de vue de la récupération d'énergie.

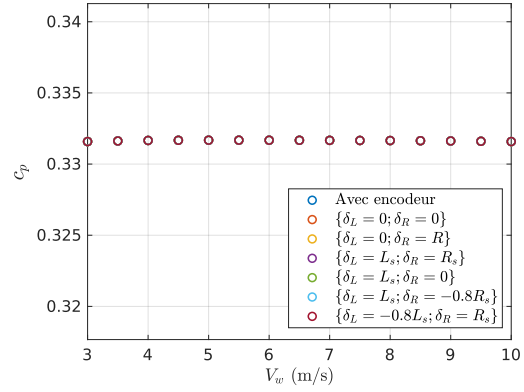
Performance énergétique

Courbes de puissance statiques et rendement Les courbes de puissance mesurées lors des expériences sous vent stationnaire sont représentées sur la Figure 3.19a. Les courbes de rendement associées sont données sur la Figure 3.19b. On constate une très faible différence de puissance entre les différents scénarios, avec une performance légèrement supérieure pour la configuration sur encodeur. L'analyse des courbes de rendement montre que cette configuration est plus efficace que la commande sans encodeur pour les faibles vitesses de vent (+ 10 % pour 3 m/s et +3% pour 5 m/s par rapport au scénario sans

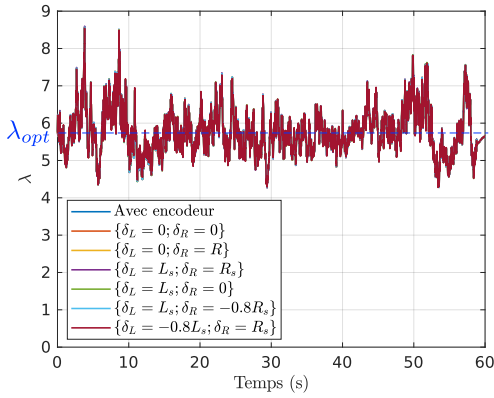
3.5. Commande en présence d'incertitudes paramétriques



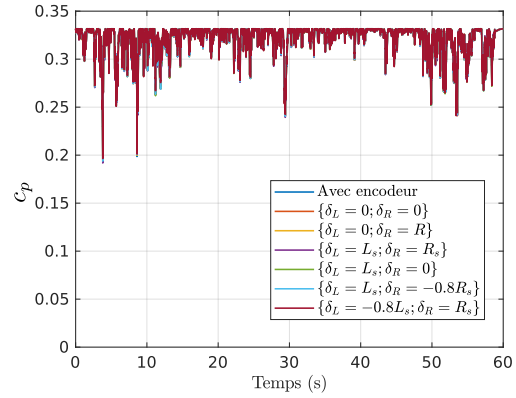
(a) Vitesse spécifique (statique).



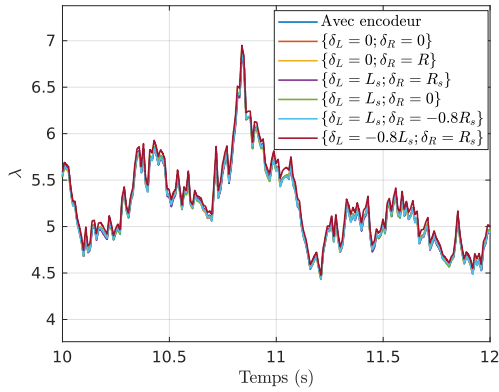
(b) Rendement aérodynamique (statique).



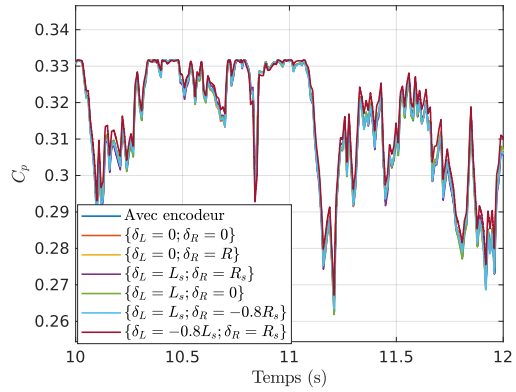
(c) Vitesse spécifique (dynamique).



(d) Rendement aérodynamique (dynamique).



(e) Vitesse spécifique (dynamique, zoom entre 10 et 12 s).



(f) Rendement aérodynamique (dynamique, zoom entre 10 et 12 s).

Figure 3.18 – Comparaison du comportement aérodynamique pour les différentes configurations d'erreur δ_R, δ_L en conditions statiques et dynamiques.

incertitude). Au delà de 7 m/s la différence de rendement est inférieure à 2% tous scénarios d'incertitude confondu. Il est intéressant de noter que l'erreur sur les paramètres affecte assez peu le rendement : la dispersion est limitée à 3% à partir de 3.5 m/s puis inférieure à 2 % à partir de 5 m/s. Comme discuté précédemment, il n'y a en théorie pas de pertes joules additionnelles en lien avec l'erreur sur les points d'équilibre, ce qui explique cette faible dispersion de rendement en mode observateur. Il n'est pas évident d'expliquer ces différences de rendement significatives à basse vitesses liée à l'utilisation de la commande

sans capteur. Voyons maintenant comment ces différences affectent la PAE.

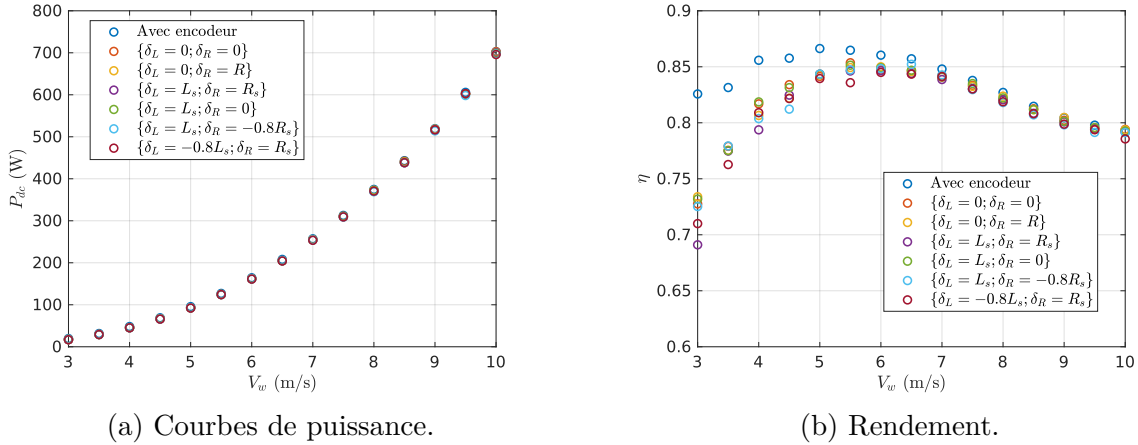


Figure 3.19 – Comparaison des performances pour les différentes configurations d’erreur δ_R, δ_L en conditions statiques.

PAE statique La PAE est tracée sur la Figure 3.20a pour les différents scénarios. Pour faciliter la comparaison, les courbes ont été normalisées par le meilleur scénario (avec encodeur) et tracées sur la Figure 3.20b. On constate une différence maximale de 20 kWh/an entre le scénario encodeur et le pire scénario (n°6) (à 6m/s de vitesse moyenne). Cette différence représente une production d’énergie environ 1.5% inférieure au scénario encodeur. Pour les basses vitesses de vent, la différence relative de PAE est accentuée (entre -3.1% et -3.7% à 3m/s) entre les scénarios avec et sans encodeur. Ce phénomène est cohérent avec la différence de rendement à basse vitesse constatée plus haut. On constate néanmoins que ces différences de puissances et de rendement n’ont en fin de compte pas d’influence significative sur la récupération d’énergie, du moins en condition statiques. Enfin, les incertitudes paramétriques créent une dispersion maximale de 5 kWh environ, ce qui représente moins de 0.5% de différence relativement à la PAE sur encodeur.

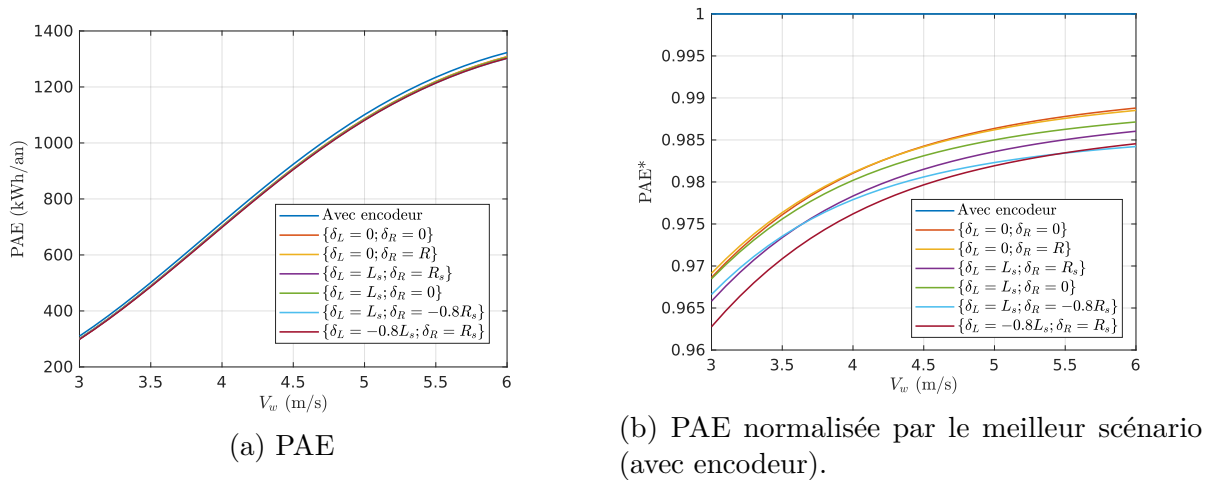


Figure 3.20 – Comparaison de la PAE pour les différentes configurations d’erreur δ_R, δ_L en conditions statiques.

Production d'énergie en conditions dynamiques En examinant la Figure 3.21a, on remarque que malgré les erreurs de points d'équilibre sur les courants, l'incertitude sur les paramètres n'affecte pas la puissance de sortie. En effet, comme mentionné dans (3.56), la norme des courants $\|i_{dq}\|$ reste inchangée. Cela n'entraîne donc pas de pertes de joules supplémentaires mais une légère réduction de la production de couple (cf. équation (3.64)), ce qui n'affecte pas significativement le point de fonctionnement aérodynamique comme discuté dans la sous-section précédente. La production d'énergie W pour chaque configuration de système et scénario d'incertitude des paramètres, ainsi que la production d'énergie optimale W_{opt} , sont tracées sur la Figure 3.21b. La stratégie de commande a permis de récolter 80% de l'énergie disponible W_{opt} malgré les incertitudes des paramètres, toutes configurations confondues. Ceci montre que la loi de commande sans capteur mécanique est robuste aux incertitudes paramétriques de la machine.

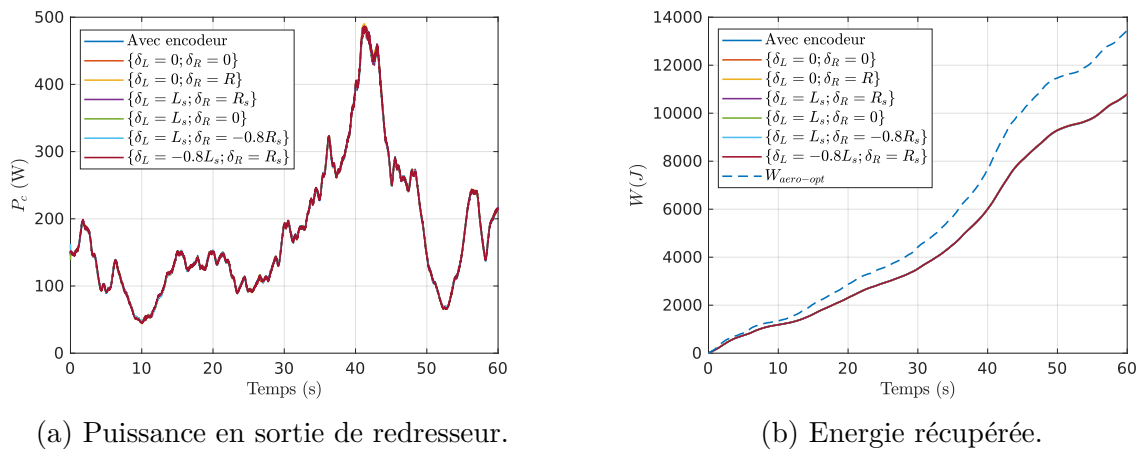


Figure 3.21 – Comparaison des performances pour les différentes configurations d'erreur δ_R, δ_L en conditions dynamiques.

3.6 Conclusion et perspectives

Au cours de ce chapitre, nous avons proposé et validé expérimentalement une stratégie pour reproduire en laboratoire les comportements statiques et dynamiques d'une éolienne. La stratégie tient notamment compte des différences de dynamique mécanique entre le système réel (l'éolienne) et le banc d'essais. Nous avons par la suite synthétisé une première loi de commande active, comprenant une commande vectorielle et un étage MPPT basé sur le principe de l'OTC. Les comparaisons expérimentales montrent que la configuration RA apporte des gains significatifs en terme de récupération d'énergie par rapport au PD3. Elles montrent également que la connaissance du modèle aérodynamique est suffisante pour maximiser la production d'énergie avec l'OTC, le gain optimal électrique K_{dc} n'apportant pas un gain significatif (environ 1% de PAE en plus). En ce qui concerne la loi de commande sans capteur, nous avons montré qu'il était possible de garantir la convergence en temps fini de l'observateur en présence d'incertitudes bornées sur la résistance et l'inductance. Nous avons également montré que ces incertitudes menaient à des erreurs d'observation, dont nous avons modélisé l'influence sur les points d'équilibre des courants. Le modèle établi prédit correctement les points d'équilibre et montre qu'une erreur de 100 % sur les paramètres R_s, L_s ne génère pas d'erreur significative sur le courant i_q et donc sur le couple. Les résultats expérimentaux montrent que la récupération d'énergie est identique sur le

cycle de vent turbulent considéré, quelle que soit le scénario d'erreur paramétrique. Enfin, la PAE de la commande avec observateur est inférieure de moins de 1% à la commande sur encodeur, quel que soit le scénario d'incertitude paramétrique testé ici.

Selon les résultats présentés, on peut qualifier cette loi de commande de robuste vis-à-vis des incertitudes paramétriques sur la génératrice. Cela permet d'envisager l'utilisation du redressement actif sans capteur mécanique pour le petit éolien en utilisant les paramètres donnés par un modèle EFM ou réductant sans craindre que la performance ne soit dégradée. Dans le cas de l'éolienne Piggott, on pourrait utiliser directement les paramètres donnés par le logiciel openAFPM. Suite à notre travail, on peut dire que le réglage de cette loi de commande ne contient plus de difficulté particulière, ce qui va dans le sens de l'appropriation d'une telle solution par l'utilisateur.

Perspectives

Ces conclusions ouvrent des perspectives de recherche qui sont abordées ci-dessous.

Extension du modèle d'erreur sur les points d'équilibre dans le cas du défluxage

Pour aboutir au modèle permettant de déterminer l'erreur sur les points d'équilibre des courants i_{dq} en lien avec les incertitudes paramétriques, l'hypothèse d'une absence de défluxage a été faite ($i_d^\# = 0$). Hors, le défluxage est utilisé dans de nombreuses applications, notamment pour éviter des saturations de tension de commande sur certains points de fonctionnement ou encore permettre la sur-vitesse. Dans le cas de l'éolien, le défluxage pourrait être inclus comme un degré de liberté pour optimiser le dimensionnement de la génératrice pour le redressement actif, comme cela est proposé dans plusieurs travaux [10, 18]. Des résultats préliminaires non présentés ici montrent que le comportement d'une commande sans capteur en présence de défluxage est beaucoup plus sensible aux erreurs paramétriques. Ainsi, il serait intéressant de développer un modèle qui permette d'étudier la robustesse de la loi de commande dans ce cas de figure.

Une nouvelle méthode d'identification sans capteur mécanique

Comme nous avons modélisé l'impact de l'erreur de paramètres de l'observateur sur la performance de la machine électrique, nous pourrions utiliser ce modèle pour construire une nouvelle méthode d'identification paramétrique en ligne et sans capteur mécanique.

Émulation d'un modèle dynamique de batterie

Nous avons mis en évidence que dans la configuration PD3, la production d'énergie était particulièrement sensible à la tension V_{dc} en sortie de redresseur. Or, nous avons considéré que la tension restait constante quelle que soit le point de fonctionnement du système. En pratique, la tension de batterie est sensible aux points de fonctionnements [58]. Il serait intéressant d'émuler le comportement d'une batterie via la charge active grâce à un modèle dynamique de batterie. On pourrait ainsi évaluer plus finement l'impact de l'état de charge et de santé de la batterie sur la performance du système en configuration PD3.

Extension de la loi de commande aux zones 1 et 3

Dans ce qui est présenté ici, seule la zone 2 de fonctionnement de l'éolienne est considérée. Il serait intéressant de compléter cette loi de commande avec la zone 1 (démarrage) et la zone 3 (protection). Notamment, le pilotage en décrochage dynamique dans la zone 3 pourrait permettre de retarder le déclenchement du système d'effacement et de conserver la puissance nominale sur une plage de vent plus étendue en zone 3.

Un MPPT adaptatif

Nous avons vu que le gain OTC qui maximise la puissance de sortie est différent du gain aérodynamique mais que cela ne causait pas de différence significative du point de vue de la récupération d'énergie. Cependant, si le modèle aérodynamique est mal connu, alors cela peut conduire le système à de la sous-performance. La dégradation du bord d'attaque des pales peut par exemple modifier les coordonnées du point $(c_p(\lambda_{opt}))$ [96]. En pratique, le gain OTC optimal est sensible à d'autres paramètres que le seul modèle aérodynamique : intensité de la turbulence [180], évolution de la densité de l'air [9]. Pour s'adapter à ces changements de paramètres et autres incertitudes de modélisation, des méthodes de MPPT basées sur une hybridation des principes DPC et IPC peuvent être utilisées.

Les méthodes de MPPT hybrides permettent à la fois de bénéficier de la stabilité des méthodes IPC tout en palliant les erreurs de modélisation via une couche adaptative. Dans [79], un algorithme d'optimisation permet de régler en temps réel le gain d'un OTC classique. La stabilité asymptotique locale est prouvée mais la convergence vers le gain optimal est très lente, de l'ordre de plusieurs jours. A la suite de ce travail fondateur et sur la base du même principe, une méthode utilisant le principe Extremum Seeking Control (ESC) a été utilisée comme stratégie d'optimisation en ligne pour trouver le gain de couple optimal et l'angle de calage des pales d'une grande éolienne [39]. Cette méthode a été testée expérimentalement sur une grande éolienne et a montré une convergence plus rapide que la méthode originale [105]. Une variante a été proposée sur une petite éolienne mais manque de validation expérimentale en conditions turbulentes [9]. Dans [180], le gain de couple optimal est cartographié en fonction de l'intensité de la turbulence. Une méthode type P&O est alors proposée pour régler le gain de l'algorithme OTC en temps réel en fonction des conditions de turbulence. Cette méthode prometteuse est validée en simulation mais requiert en principe une grande quantité de données expérimentales pour la cartographie. Sous sa forme actuelle, elle ne prend pas en compte la commande de la génératrice ni les pertes associées au système génératrice-convertisseur.

D'après la littérature, il semble que les stratégies hybrides DPC-IPC constituent un bon compromis en terme de stabilité, vitesse et précision de convergence vers la puissance maximale. Ces méthodes avancées de MPPT nécessitent en général une maîtrise fine du couple ou de la vitesse de la génératrice, ce qui est difficilement le cas avec un redresseur passif. C'est sûrement pourquoi on ne les retrouve pas dans les solutions industrielles pour le petit éolien. On remarque par ailleurs que les stratégies hybrides mises en avant dans la littérature manquent de validation expérimentale. Il serait intéressant de mettre au point une méthode hybride et d'étudier le gain que pourrait représenter son utilisation en présence de changements de densité de l'air et de dégradation des pales. Ces phénomènes pourraient être émulés sur le banc d'essais.

Implémentation sur site de test

Les résultats présentés dans cette thèse sont tous issus d'essais sur un émulateur éolien qui présente des limites en termes de réalisme sur le comportement aérodynamique. Des essais sur un site de test permettrait de mesurer une courbe de puissance en conditions réelles. Cette courbe de puissance pourrait être comparée aux courbes existantes en configuration PD3.

Chapitre 4

Analyses technico-environnementale et socio-technique

Sommaire

4.1	Introduction	108
4.2	Etude technico-environnementale	111
4.2.1	Méthodologie de l'ACV	112
4.2.2	Revue de littérature des ACV sur le petit éolien	114
4.2.3	ACV du système éolien	118
4.3	Conclusions, recommandations et perspectives	135
4.4	Etude socio-technique	138
4.4.1	Objectif, cadre et méthodologie de l'étude	138
4.4.2	Marqueurs d'appropriation individuelle	140
4.4.3	L'appropriation collective de l'éolienne Piggott	141
4.4.4	Discussion sur l'effet d'une complexification du système électrique	143
4.5	Conclusion et perspectives socio-techniques	144

4.1 Introduction

La production d'énergie avec une petite éolienne pour répondre aux besoins d'un *sociosystème* (système d'humains en interaction) implique un *système technique* complet dont les éléments ont été présentés au Chapitre 1. On nommera *anthroposystème* le système résultant de l'interaction entre le *sociosystème* et le système technique [152]. L'anthroposystème, est lui-même en interaction avec l'*écosphère*¹. Les interactions entre ces différents systèmes sont représentées sur la Figure 4.1 par des flèches de couleurs. Du point de vue du système technique, on distingue trois types d'entrée (en rouge) venant du *sociosystème*,

- ① les choix géographiques,
- ② les comportements,
- ③ les choix techniques.

En effet, en fonction de leur lieu de vie et de leurs besoins, les humains choisissent la localisation, la nature du système technique et interagissent avec celui-ci via des comportements. Il en résulte des interactions avec l'écosphère ainsi qu'une production d'énergie du système technique en réponse aux besoins du *sociosystème*. Ces échanges sont représentés par deux types de sorties (en bleu) sur le schéma :

- ④ l'énergie fonctionnelle produite en réponse aux besoins,
- ⑤ les échanges de matière et d'énergie avec l'écosphère.

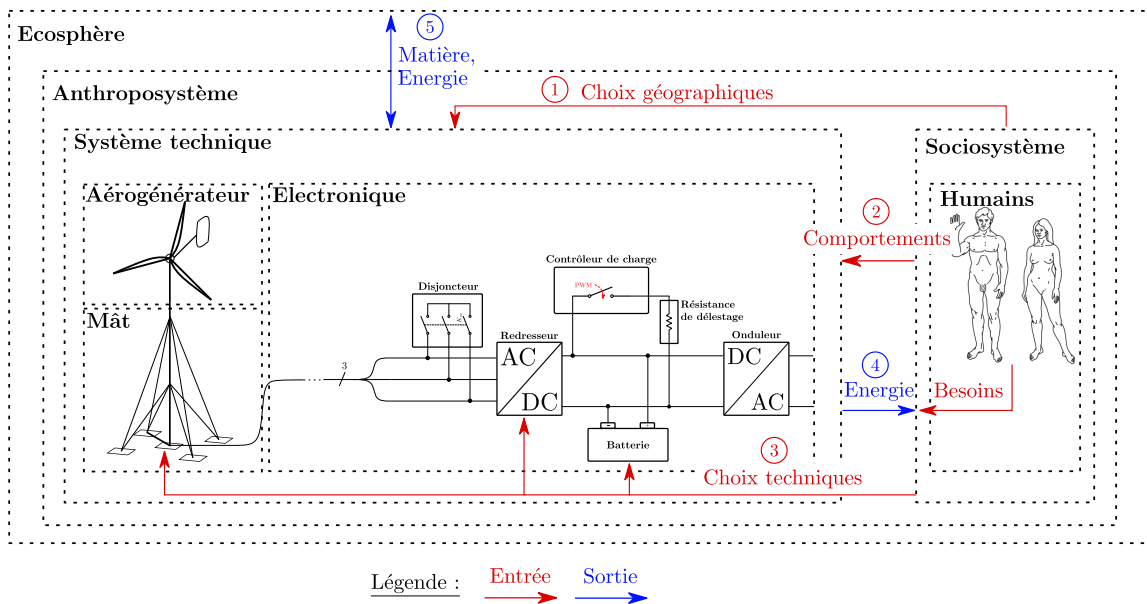


Figure 4.1 – Interactions des systèmes technique, sociosystème et écosphère.

A partir des échanges de matière et d'énergie avec l'écosphère, il est possible de calculer des impacts potentiels sur le milieu.

1. L'écosphère désigne le système « où se déploient les phénomènes biologiques, [...] composé de la Terre (lithosphère, hydrosphère, atmosphère), des organismes vivants (biosphère *stricto sensu*) et du Soleil, source d'énergie nécessaire à la vie (photosphère) » [14, p. 21]

Empreinte environnementale des besoins en énergie (ENF)

On peut définir l'*empreinte environnementale* des besoins en énergie (Energy Need Footprint (ENF), en anglais) comme étant le ratio entre les impacts potentiels de l'anthroposystème sur l'écosphère et l'énergie fonctionnelle.

Couplée à l'ENF, la représentation de la Figure 4.1 permet de se rendre compte que l'empreinte de l'énergie consommée par les utilisateurs (humains) dépend à la fois de la quantité d'énergie dictée par les besoins et des impacts environnementaux. Ceux-ci dépendent de la configuration du système via des choix techniques (technologie employée, dimensionnement), du site de production via des choix géographiques. **On peut alors se demander comment évolue l'ENF en fonction des différentes entrées du système technique.**

Influence des choix géographiques Le lieu d'implémentation du système conditionne la ressource éolienne, la topographie et donc la production d'énergie. Dans la phase de construction du système, la localisation influence également la provenance et le type de matériaux. Enfin, ces choix géographiques peuvent déterminer la connexion ou non au réseau de distribution d'électricité, ce qui implique des *choix techniques* sur le stockage d'énergie, mais aussi des *comportements* vis-à-vis des moments pour consommer l'énergie.

Influence des comportements Les comportements, désignant l'interaction des utilisateurs avec le système technique, peuvent influencer aussi bien la production d'énergie que les impacts de l'énergie fonctionnelle. Par exemple, le moment de la consommation d'électricité (à l'instant de la production ou bien en décalé) peut influencer à la fois l'impact et l'efficacité du système à fournir l'énergie fonctionnelle. Consommer l'électricité en dehors des instants de production impliquerait de stocker puis déstocker l'énergie grâce à une batterie en configuration HR et donc une perte de rendement. Dans le cas où le système serait RR, consommer l'énergie en décalé impliquerait de prélever de l'électricité du réseau, qui a elle-même un certain impact environnemental. Autre exemple de l'influence des comportements sur l'empreinte, la maintenance permet d'allonger la durée de vie du système mais nécessite des apports en énergie et en matières premières.

Influence des choix techniques Certains choix techniques sont faits lors de la conception et du dimensionnement du système. L'influence de ces choix sur l'empreinte de l'énergie fonctionnelle dépend non seulement des impacts des matériaux, processus de fabrication et démantèlement du système, mais aussi des choix géographiques et des comportements. Par exemple, augmenter la hauteur du mât permettrait d'aller chercher des vents plus forts en altitude et donc d'augmenter la production d'énergie. Ce phénomène est évidemment tributaire du lieu géographique qui conditionne la topographie et donc le bénéfice d'aller chercher du vent plus en hauteur. En contrepartie, les quantités de matériaux pour la fabrication du mât seraient plus importantes et pourraient dégrader l'empreinte. Concernant notre étude sur le redresseur, le choix d'un redresseur actif permet d'augmenter la production d'énergie. En revanche, son impact environnemental est peut-être plus élevé qu'un redresseur passif, ce qui pourrait ne pas être avantageux du point de vue de l'empreinte de l'énergie fonctionnelle.

D'après les paragraphes précédents, il apparaît que l'influence des entrées ①,② et

③ du système technique sur l’empreinte de l’énergie fonctionnelle sont couplées à plusieurs niveaux.

On cherchera alors à analyser l’anthroposystème à ces différents niveaux en intégrant les points de vue environnemental et socio-technique. Ce dernier questionne l’interaction entre le sociosystème et le système technique. Quant au point de vue environnemental, il adresse l’interaction entre l’anthroposystème et l’écosphère. Ces deux points de vue sont clarifiés et problématisés ci-après.

Le point de vue environnemental

Le point de vue environnemental sur notre problème repose la question de l’impact des activités humaines sur l’écosphère en général. La production d’énergie est une activité intermédiaire, servant de moyen à la réalisation d’une autre activité. De ce point de vue, on peut dire que l’évaluation des impacts de l’activité *produire de l’énergie* sur l’écosphère est centrale, puisqu’elle conditionne tout autre activité ayant besoin d’énergie. Dans ce travail de thèse, une modification du système technique de production d’énergie avec une éolienne Piggott a été proposée (le redressement actif) suite à quoi, nous cherchons à répondre à plusieurs questions énoncées au Chapitre 1 :

4. Quels sont les impacts environnementaux de l’éolienne Piggott ?
5. Quels sont les leviers d’amélioration de l’empreinte environnementale de l’énergie produite ?
6. Quelle est l’empreinte environnementale de l’énergie produite avec un redresseur actif, en comparaison avec la configuration initiale ?

Pour aborder ces questions, une approche permettant d’évaluer les impacts environnementaux de l’anthroposystème dans ses différentes configurations est nécessaire et fera l’objet d’une partie de ce chapitre. Dans la section suivante, on se propose de faire un état des lieux de la dimension socio-technique pour en clarifier l’axe de travail.

Le point de vue socio-technique²

Commençons tout d’abord par rappeler la question posée au Chapitre 1 :

7. Quels impacts socio-techniques sont causés par la complexification de l’éolienne avec un redresseur actif ?

A ce propos, il s’agit tout d’abord d’interroger le sens pour l’utilisateur d’une éolienne autoconstruite pilotée par un redresseur actif. En effet, ce n’est pas parce qu’une technique est plus efficace qu’elle va être adoptée et utilisée, mais parce que *son usage fait sens socialement* [64]. Dès lors, l’acquisition de savoirs et savoir-faire nécessaires à la construction et l’appropriation de cette éolienne sont-ils des freins ou au contraire des leviers à son adoption (licence libre, autoformation, Do It Yourself (DIY), etc.) ?

Quel rôle joue exactement la complexification de cette éolienne dans son adoption ?

La complexité d’une technique ne s’oppose en effet pas nécessairement à son appropriation. Soit parce que l’acquisition des connaissances (savoirs et savoir-faire) nécessaires à son utilisation est à la portée du plus grand nombre, par un apprentissage autonome (on pensera à la notion d’ « outil convivial » chez I. Illich, 1973)[78] ; soit parce que son usage courant

2. Cette section est issue d’un travail co-écrit avec Laure Dobigny et Jean-François Tréguët.

ne requiert pas une compréhension exhaustive de son fonctionnement. Une connaissance générale (et parfois minimale) du fonctionnement d'une technique peut amplement suffire pour l'utiliser (et éventuellement la réparer) dans la plupart des situations courantes. C'est le cas d'un grand nombre de techniques du quotidien. On peut ensuite se demander :

En quoi l'appropriation de l'éolienne Piggott influence-t-elle les comportements de l'utilisateur et en particulier le load-shifting³ ?

Concernant ces problématiques, une étude sociologique est nécessaire pour comprendre les mécanismes d'appropriation de l'éolienne Piggott par la communauté des utilisateurs et auto-constructeurs de ce système.

Structure du chapitre

Cette introduction nous a permis de proposer un cadre unifié permettant d'étudier le système éolien domestique dans ses différentes dimensions, incluant le comportement de l'utilisateur, les choix géographiques et techniques. Par ailleurs, nous avons soulevé le besoin d'une étude sociologique pour étudier les mécanismes d'appropriation de l'éolienne par l'utilisateur, nécessaire pour comprendre l'impact de la complexification du système sur son adoption.

Dans ce chapitre, nous proposons d'étudier conjointement les points de vue technico-environnemental (Section 4.2) et socio-technique (Section 4.4).

Au sein de l'étude technico-environnementale, une synthèse de la méthode et des enjeux de l'ACV est proposée (Section 4.2.1), suivie d'une revue de littérature à propos des ACV sur le petit éolien (Section 4.2.2). L'ACV de l'anthroposystème est ensuite entreprise à travers la définition des objectifs et du cadre d'étude, la modélisation unifiée de l'énergie fonctionnelle, l'Inventaire de Cycle de Vie (ICV) et l'évaluation des impacts potentiels. Suite à l'analyse des résultats de l'ACV, des recommandations sont formulées (Section 4.3). L'étude socio-technique comprend une réflexion sur l'appropriation de la technique par les usagers à partir de l'étude de la communauté du petit éolien auto-construct en France (Section 4.4). Ceci est suivi d'une discussion sur la possibilité d'appropriation du redresseur actif par la communauté (Section 4.4.4).

4.2 Etude technico-environnementale

Plusieurs outils permettent l'évaluation des impacts potentiels environnementaux d'un anthroposystème. Le choix de l'outil doit être adapté aux objectifs de l'étude. L'ACV est reconnue comme une méthode holistique de par son approche « cycle de vie » permettant une quantification exhaustive des impacts potentiels sur l'environnement [152]. Selon la norme (ISO 14044 :2006), le cycle de vie se définit comme l'ensemble des « phases consécutives et liées d'un anthroposystème, de l'acquisition des matières premières ou de la génération des ressources naturelles à l'élimination finale ». Cette pensée « cycle de vie » permet de prendre en compte les transferts d'impact environnementaux qui peuvent apparaître lors de l'amélioration d'un système, ce qui est précisément le sujet traité dans ce travail de thèse. En ce sens, l'outil ACV apparaît adapté pour traiter ces questions. La méthodologie permettant l'usage de cet outil est résumée ci-après. Les enjeux associés à son utilisation seront par ailleurs soulevés.

3. Comportement de l'utilisateur visant à déplacer dans le temps l'utilisation des charges électriques.

4.2.1 Méthodologie de l'ACV

Selon la norme (ISO 14044 :2006), la mise en œuvre de l'approche ACV nécessite quatre étapes :

- (1) **objectifs et champs de l'étude**,
- (2) **inventaire** de matière et d'énergie sur le cycle de vie,
- (3) **évaluation** des impacts,
- (4) **interprétation** des résultats et recommandations.

L'analyse environnementale proposée dans ce chapitre suivra cette structure. Il semble essentiel de soulever les enjeux associés à chaque étape de la méthodologie avant de l'appliquer.

(1) Objectifs et champs d'étude

Il s'agit de définir clairement la finalité de l'étude ainsi que ses frontières. La finalité peut s'inscrire dans une des deux grandes catégories suivantes [152]

- déterminer quelles phases du cycle de vie d'un anthroposystème sont les plus impactantes
- comparer deux alternatives d'anthroposystème pour répondre à une même fonction.

Selon l'objectif, il est évident que le cadre de l'étude ne sera pas le même. Dans le premier cas, l'ensemble du cycle de vie se doit d'être couvert. Dans le second, des phases du cycle peuvent être omises lors de l'ICV, si ces phases sont similaires aux anthroposystèmes à comparer [152], ou bien si l'objectif est de comparer ces anthroposystèmes seulement sur un ensemble de phases. Dans tous les cas, il s'agit de faire preuve de transparence à propos du champ de l'étude en mentionnant clairement les phases du cycles qui sont prises en compte.

Quel que soit l'objectif, la quantification des impacts vis-à-vis d'une activité implique de définir quantitativement ce que *produit* cette activité et quelle en est la *fonction*. C'est là qu'intervient la notion d'Unité Fonctionnelle (UF) : une métrique quantitative qui reflète à la fois de la *fonction* et de la *quantité* de ce qui est produit par l'activité. Elle se doit d'être adaptée à l'objectif de l'étude, la plus précise possible et mesurable pour permettre la comparaison avec les différentes alternatives de l'anthroposystème [152]. Il est difficile de faire plus clair et plus synthétique que cette dernière référence, on citera donc mot pour mot deux conclusions essentielles vis-à-vis de cette phase de l'ACV :

- « L'ACV est donc une approche relative puisqu'elle base ses résultats d'ICV et d'impacts sur cette unité de référence et toute extrapolation des résultats est à proscrire. » [152]
- « La qualité de l'ACV dépend beaucoup de la rigueur de la réalisation de cette première phase, qui est trop souvent négligée dans la pratique. » [152]

En somme, pour réaliser une ACV, il est donc primordial de définir rigoureusement une UF adéquate avec des objectif et un champ d'étude bien définis, ce à quoi nous nous attacherons dans la première étape de notre étude.

(2) Inventaire

La phase d'ICV consiste à répertorier tous les flux de matière et d'énergie entrant et sortant du système pour chaque phase du cycle de vie. Cette phase nécessite une collecte minutieuse des données « matière » nécessaires à la construction, l'utilisation et le démantèlement. L'énergie utilisée par le système doit être comptabilisée pour chaque processus intervenant dans le cycle de vie : transport des matériaux et des personnes, processus de fabrication, etc. Ce travail nécessite forcément l'utilisation d'une base de données. Comme les bases de données sont génériques, elles viennent avec leur lot d'incertitudes, qu'il est désirable de prendre en compte lors de l'évaluation des impacts.

Il apparaît alors que les enjeux associés à cette étape reposent sur le choix d'une base de donnée pertinente pour l'étude et un compromis entre exhaustivité et simplicité pour le bilan matière-énergie sur le cycle de vie.

(3) Évaluation

Il est important de rappeler que l'ACV ne permet d'évaluer que des impacts *potentiels* sur l'environnement à l'aide d'*indicateurs*. Les indicateurs sont regroupés en deux familles : les impacts globaux (réchauffement climatique, raréfaction des ressources minières, etc.) et les impacts locaux et régionaux (eutrophisation des rivières, pollution aux micro-particules, etc.). « A ce jour, seul l'impact réchauffement climatique possède un indicateur reconnu par la communauté scientifique » [152]. De ce fait, l'évaluation des impacts est la partie la plus controversée de l'ACV par la communauté scientifique car « elle met en jeu la compréhension des mécanismes d'impacts et l'utilisation de méthodes de caractérisation et d'indicateurs d'impacts pour leur calcul » [152].

L'évaluation des impacts se fait en trois étapes :

1. **la classification** : classer les impacts en différentes *catégories*
2. **la caractérisation** : calcul d'impact pour chaque catégorie
3. **l'évaluation multicritères** : agrégation des impacts en un ou plusieurs scores via la normalisation et la pondération des impacts.

La troisième étape est facultative et contestable par ailleurs car elle pose notamment la question du choix des facteurs de pondération pour chaque impact, qui peut donner une importance plus grande à un impact vis-à-vis d'un autre dans le score final.

(4) Interprétation

La phase d'interprétation nécessite une analyse critique des résultats vis-à-vis de l'objectif initial de l'ACV. La norme recommande d'évaluer leur fiabilité à l'aide d'une analyse d'incertitudes (Uncertainty Analysis (UA), en anglais) et une analyse de sensibilité.

L'UA correspond à la quantification et la propagation des incertitudes des données d'entrées sur l'incertitude des sorties du modèle [76]. Elle répond à la question : « De combien la prédiction est-elle incertaine ? » [155]. Elle peut être implémentée à l'aide de méthodes statistiques telles que les tirages monte carlo [40].

L'analyse de sensibilité donne des informations sur l'importance relative des paramètres d'entrée du modèle et des hypothèses sur les résultats [155].

A l'aide de la synthèse des résultats et l'éclairage de ces deux analyses (incertitudes et sensibilité), des conclusions et recommandations peuvent être données. L'enjeu de cette phase est la réalisation rigoureuse des deux analyses (près de 50% des analyses de sensibilité publiées dans la littérature seraient fausses [155]) et la modération des conclusions face aux incertitudes sur le résultat.

Dans cette partie, nous avons vu qu'il existait un outil de référence, l'ACV, pour estimer les impacts potentiels d'un anthroposystème sur l'écosphère. La qualité de l'analyse dépend de la rigueur d'utilisation de l'outil.

4.2.2 Revue de littérature des ACV sur le petit éolien

La littérature des ACV sur le petit éolien n'est pas très abondante. On trouve plus facilement des études traitant de l'aspect économique, sous forme d'études de marché ou d'analyse technico-économiques [100, 65, 2, 149]. Les études scientifiques s'intéressent en premier lieu à la performance et à la rentabilité de la production d'énergie plutôt qu'à l'impact environnemental du moyen utilisé pour cette production. Dans le système d'économie capitaliste utilisé par nos sociétés modernes, un moyen de production d'énergie qui n'est pas rentable a peu de chances de survie. Néanmoins, le contexte d'urgence écologique tend à faire bouger les lignes. La recherche scientifique sur les impacts environnementaux de la production d'énergie a explosé dans la dernière décennie. On trouve par exemple cette étude encourageante qui montre qu'une augmentation de 1% du coût de l'énergie permettrait une baisse de 5% des impacts d'une éolienne de 3 MW [33]. Sans changer complètement de paradigme, l'étude sort des sentiers battus : la fonction objectif du dimensionnement de l'éolienne n'est plus seulement la performance économique mais également la performance environnementale. A ma connaissance, il n'existe pas encore de démarche similaire pour le petit éolien.

On distingue par ailleurs quelques études de référence sur l'aspect environnemental du petit éolien. Sept d'entre elles (les plus citées, ainsi que la plus récente à ce jour) ont été analysées au cours de ce travail. Une synthèse de ces études est proposée dans le Tableau 4.1.

Cadres d'analyse et méthodologies

Sur les 7 études, seulement deux traitent de système HR impliquant une batterie, le reste s'attache à étudier des configuration RR. La totalité des études utilisent la méthodologie ACV comme outil pour l'analyse environnementale. Trois d'entre elles se restreignent au calcul du potentiel de réchauffement climatique et à l'énergie grise [56, 164, 63]. Les sept études prennent l'énergie produite par l'éolienne comme UF. Cela est justifié par l'hypothèse que toute l'énergie produite par l'éolienne est consommée par l'utilisateur ou bien qu'un kWh injecté sur le réseau évite la consommation d'un autre kWh ailleurs sur le réseau [5], suivant une logique d'ACV conséquentielle. Pour trois études, le calcul de l'énergie produite est fait en utilisant la méthode de la PAE préconisée dans la norme, mais aucune d'elle ne mentionne une courbe de puissance certifiée. Sur l'ensemble des études, seulement trois couvrent toutes les étapes du cycle de vie Extraction (E), Fabrication (F), Transport (T), Opération (O), Fin de vie (EoL). En revanche, les phases (E), (F) et (T) sont couvertes par toutes les études. Le manque de données fiables concernant la phase (EoL) est mentionné dans plusieurs études. Cinq études proposent une analyse de sensibilité. Les facteurs étudiés sont le transport [164], la vitesse moyenne du vent [107,

165], la turbulence [5], le nombre de pannes [165] et le mix électrique utilisé pour la phase de construction [179].

Conclusions principales

Les études s'accordent toutes pour dire que la ressource éolienne est un facteur dominant de l'empreinte environnementale de l'énergie produite. La même conclusion est tirée dans les études technico-économiques. Il est évident que l'empreinte (ratio impact/énergie) est grand si l'énergie produite est faible à cause d'une ressource faible.

Concernant les impacts, les études ayant adressé l'ensemble du cycle s'accordent sur le fait que les phases les plus impactantes sont (E) et (F). L'opération (O) incluant la maintenance aurait un impact négligeable devant les autres phases [164, 165]. Dans les phases (E) et (F), la fabrication de la structure (béton et acier) sont les processus les plus impactants [107, 164, 179]. Pour les systèmes HR, les batteries ont également un impact significatif, dépassant même celui de la structure pour certaines catégories d'impact [56, 165]. En ce qui concerne le Transport (T), son impact est évidemment variable en fonction des moyens de transport utilisés et de la distance parcourue par la matière. L'étude proposant une analyse de sensibilité sur le transport recommande de distribuer géographiquement la fabrication des éoliennes sur le territoire et de favoriser le train [5]. Pour la phase de fin de vie (Eol), les études montrent que sa bonne prise en compte permet d'améliorer considérablement le bilan final, surtout quand du recyclage ou de la réutilisation sont considérés [107, 164, 179].

En ce qui concerne les études comparatives, il y a consensus sur le fait qu'une petite éolienne en site isolé est moins impactante qu'un groupe électrogène [56, 165]. Les études s'accordent également sur le fait qu'augmenter la taille de l'éolienne permet d'avoir une empreinte de l'énergie plus faible [63, 164]. Cela est expliqué par une double pénalité du côté des très petites machines : un gros impact fixe des matériaux de structure couplé à un manque d'optimisation au niveau du design.

Réf.	P_r	Config.	Objectifs	Méthode et outils	Hypothèses principales	Phases	Analyse de sensibilité	Conclusions
[5] (2008)	600W	RR	Evaluer la performance énergétique et environnementale d'un système éolien résidentiel cycle de vie.	ACV	Chaque kWh produit évite la consommation d'un autre kWh sur le réseau. La turbulence ne fait que réduire la production d'énergie	E,T,F	Turbulence	La performance sur cycle est influencée principalement par la ressource éolienne, le site géographique et la quantité de matériaux recyclés utilisée pour la fabrication de l'éolienne. Le milieu urbain est très défavorable vis-à-vis du bilan environnemental sur cycle de vie.
[164] (2009)	4.5MW / 250W	RR	Comparaison de deux systèmes : 4.5 MW et 250 W	ACV. Impact 2002+	Toute l'énergie produite est consommée. 95 % de recyclage.	E,T,F,O,EoL	Distance et type de transport	La petite éolienne a une empreinte plus petite que la grande due à une efficacité énergétique moins bonne. La construction est la phase la plus impactante, suivie du transport. La phase d'opération a peu d'impact.
[56] (2009)	400W	HR	Comparaison GES sur cycle de vie d'une éolienne et d'un groupe électrogène.	ACV	Consommation de 162.5 kWh/mois. 5 éoliennes de 400 W.	E,T,F	-	Le petit éolien permet une réduction de 93 % des GES par rapport à l'utilisation d'un groupe électrogène.
[63] (2014)	400W / 2.5 kW / 5kW / 20kW	RR	Comparaison du potentiel de réchauffement climatique, énergie grise et LCOE quatre petites éoliennes et un groupe électrogène	ACV, CML	Toute l'énergie produite est consommée. Facteur de charge de 20 % pour toutes les éoliennes.	non mentionné	-	Le LCOE est très dépendant de la ressource.
[107] (2018)	1kW / 3 kW	RR	Evaluer les impacts environnementaux des éoliennes à axe vertical et comparer l'empreinte de leur énergie avec le mix électrique italien. Comprendre quels sont les processus qui contribuent le plus aux impacts.	ACV, CML / TEC-LC	Toute l'énergie produite est consommée. 5 % recyclage.	E,T,F,O,EoL	Vitesse moyenne du vent, forme de la distribution de Weibul.	Les phases les plus impactantes sont l'extraction et la fabrication. L'énergie de l'éolienne de 1kW a une empreinte plus grande que celle de 3kW, principalement à cause de la relation non-linéaire entre la quantité de matériaux requise et la puissance installée, ainsi qu'un facteur de charge différent. La forme de la distribution du vent a un impact significatif sur l'empreinte de l'énergie produite. Les matériaux les plus impactants dans la phase de construction sont le béton et l'acier de la structure.
[165] (2019)	900W	HR	Comparaison d'une éolienne Piggott, une génératrice hydroélectrique et un groupe électrogène. Etudier l'influence de la maintenance sur le bilan environnemental.	ACV, Ecoinvent 3.1, CED, CML2	Toute l'énergie produite est comptée.	E,T,F,O	Nombre de pannes. Vitesse moyenne du vent.	La phase la plus impactante est la fabrication avec en particulier les batteries, l'acier et le béton de la structure. La maintenance n'impacte presque pas le bilan environnemental. Le facteur dominant est la ressource éolienne. L'énergie produite par l'éolienne Piggott a des impacts entre 2.4 et 84.5 fois plus faibles que le groupe électrogène.
[179] (2023)	500W	RR	Evaluer l'efficacité de deux systèmes éoliens domestiques (machine Piggott et machine commerciale) et leurs impacts environnementaux sur le cycle de vie. Comparer l'empreinte de leur énergie avec celle du réseau Autrichien.	ACV, ReCiPe midpoint (H) 2016. CED.	Toute l'énergie produite est consommée.	E,T,F,O,EoL	Electricity mixes.	Le mât et les fondations contribuent à la moitié de l'impact GES de l'installation éolienne. Réutiliser un mât existant réduit considérablement les impacts. Le petit éolien peut contribuer à réduire l'empreinte du mix énergétique Autrichien.

Tableau 4.1 – Tableau de synthèse des études environnementales de référence sur le petit éolien.

Angles morts

Suite à cette étude de la littérature, on peut constater plusieurs angles morts d'ordre méthodologique.

Nous avons vu sur le schéma de la Figure 4.1 que les entrées de l'anthroposystème étaient de trois sortes : géographie du site (ressource, topographie, etc.), interaction avec l'utilisateur (consommation, maintenance, etc.), choix technique (design, architecture système, etc.).

Au niveau du site géographique, rappelons que la littérature s'est principalement concentrée sur les méthodologies technico-économiques [2, 149] et les évaluations de marché [100] pour déterminer les conditions dans lesquelles les petites éoliennes sont viables. En particulier, la ressource éolienne est clairement identifiée comme un facteur majeur influençant la performance du cycle de vie des éoliennes et donc les impacts inhérents à la production d'électricité [5, 165] et son LCOE [63].

Au niveau de la conception du système, la recherche s'est principalement concentrée sur l'amélioration de l'efficacité de conversion d'énergie grâce à l'optimisation des pales [7, 97], la correspondance entre les pales et la génératrice [90, 156], la comparaison des topologies de l'électronique de puissance [114, 139] et leur contrôle pour atteindre un suivi efficace du point de puissance maximale [9, 43, 88, 121]. Cependant, l'impact de ces optimisations techniques sur l'empreinte environnementale de l'énergie est très peu étudiée. De plus, il ne semble pas y avoir d'étude sur le petit éolien proposant d'optimiser le dimensionnement dans un but de minimiser l'empreinte environnementale de l'énergie.

Au niveau de l'interaction avec l'utilisateur, rappelons que la maintenance des petites éoliennes n'influencerait pas significativement l'empreinte énergétique [165]. À ma connaissance, l'effet du profil de consommation d'électricité de l'utilisateur (par exemple, la quantité de besoin en énergie, le déplacement des charges) sur l'empreinte énergétique des petites éoliennes n'a pas été couvert dans la littérature. En effet, au niveau de la définition et du calcul de l'UF, il semble qu'aucune étude ne considère la possibilité que l'énergie ne soit pas consommée à l'instant de la production n'est pas envisagée. De même, l'énergie perdue dans le délestage n'est jamais prise en compte, soulignant le manque de connaissance du terrain, ou bien une modélisation volontairement simplifiée.

Ainsi, la question de la minimisation de l'empreinte énergétique des systèmes à base de petit éolien est généralement abordée en ne considérant qu'un des trois niveaux : conception du système, caractéristiques du site et comportement de l'utilisateur. Structurellement, aucune étude ne propose de méthodologie pour comparer les deux configurations HR et RR. A partir de ce constat, il convient de souligner un manque d'approche unifiée permettant d'évaluer l'influence de facteurs sur l'empreinte de l'énergie fonctionnelle en considérant ces trois niveaux et des configurations d'architectures différentes.

A partir de ces constats, les objectifs et le champ d'étude de l'ACV peuvent être définis.

4.2.3 ACV du système éolien

Objectifs et champ d'étude

Le but de ce travail d'ACV est d'être en mesure de **proposer des recommandations pour tendre vers un dimensionnement soutenable des systèmes de production d'énergie à base de petit éolien**. Pour pouvoir formuler des recommandations, il est nécessaire de pouvoir :

- identifier et visibiliser les éléments du système qui ont les plus gros impacts environnementaux
- comprendre comment ces impacts sont influencés par les différentes variables et configurations de l'anthroposystème.

L'éolienne utilisée dans cette étude est une éolienne Piggott [130]. On s'intéressera aux configurations RR et HR.

Unité Fonctionnelle(UF)

L'UF choisie est la consommation de 1 kWh d'électricité AC 230V 50Hz par jour pendant 20 ans sur le continent européen. La valeur de 1 kWh a été fixée sans que cette valeur soit restrictive dans la présente étude.

Le choix de cette UF est justifiée par un scénario de besoins énergétiques proposé dans le manuel de construction de l'éolienne. Il comprend l'utilisation de l'éclairage (176 Wh/jour), d'une radio (30 Wh/jour), d'un ordinateur portable (100 Wh/jour), d'une machine à laver (600 Wh/jour) et d'autres outils électriques (500 Wh/semaine) [131]. Dans le manuel, la consommation de la machine à laver a été supposée en considérant que l'eau est chauffée sans électricité (par exemple, solaire thermique, biomasse, etc.). La tension et la fréquence de l'électricité de l'unité fonctionnelle ont été sélectionnées identiques au réseau européen pour lequel la majorité des appareils courants sur le marché sont compatibles. Comme l'UF correspond à de l'énergie, on l'appelle *énergie fonctionnelle*⁴. Celle-ci est modélisée dans la section suivante.

Modélisation unifiée de l'énergie fonctionnelle

L'énergie fonctionnelle, notée E_n , correspond à la consommation énergétique quotidienne moyenne de l'utilisateur en kWh d'électricité AC. Le modèle énergétique développé ici vise à calculer cette énergie fonctionnelle en tenant compte des chemins énergétiques possibles à l'intérieur du système. Le schéma sur la Figure 4.2 donne une représentation des chemins énergétiques de l'énergie produite (à gauche) à l'énergie fonctionnelle (à droite). Ce modèle est unifié dans le sens où il inclut à la fois des configurations HR et RR avec une seule représentation.

Énergie produite

La production énergétique quotidienne moyenne à la sortie du redresseur est notée E_p . Elle provient de la PAE qui est calculée à partir d'une courbe de puissance de l'éolienne et d'une distribution de Rayleigh. Le calcul de la PAE est détaillé en Annexe E. La courbe

4. L'énergie fonctionnelle répond au besoin énergétique des utilisateurs du système technique.

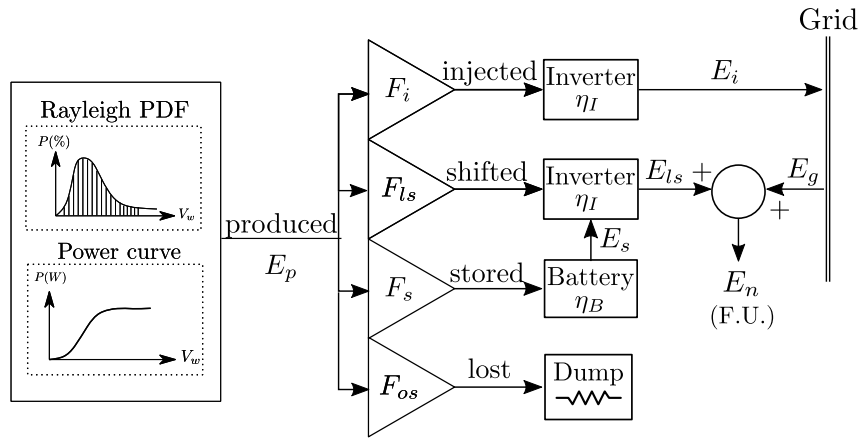
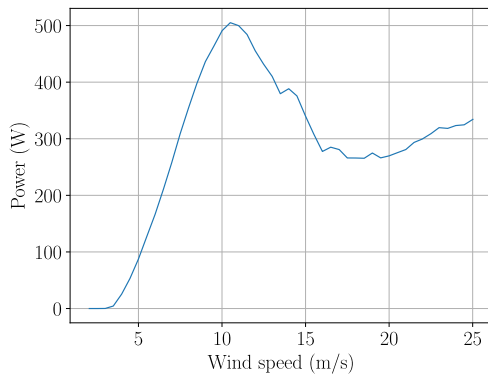
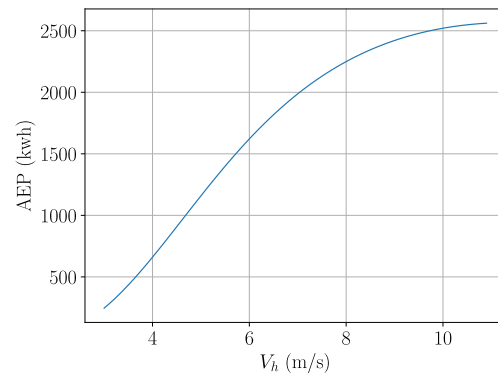


Figure 4.2 – Représentation des différents chemins énergétiques au sein du système. Les valeurs des paramètres sont résumées dans le Tableau 4.2



(a) Courbe de puissance de l'éolienne Piggott fournie par la NTUA.



(b) Production Annuelle d'Énergie (PAE).

Figure 4.3 – Performance de l'éolienne Piggott 2.4N pour différentes vitesses de vent moyenne au moyen.

de puissance utilisée dans ce travail est issu d'une campagne de mesures sur une éolienne Piggott de 2,4 m de diamètre à la NTUA suivant la norme IEC 61400-12-1 et est montrée sur la Figure 4.3a. La PAE correspondant est tracée sur la Figure 4.3b.

Énergie décalée

Toute l'électricité produite localement n'est pas consommée au moment où elle est générée, car cela impliquerait d'ajuster parfaitement les charges en temps réel, ce qui est un défi majeur pour les réseaux en général. Ce phénomène est quantifié dans le modèle par un facteur de load-shifting, F_{ls} , représentant la portion d'énergie consommée directement à l'instant de la production, appelée « énergie décalée ». En configuration hors réseau, un facteur de décalage de charge $F_{ls} = 0$ signifie que toute l'énergie alimentant la sortie de l'onduleur provient des batteries. En configuration connectée au réseau, cela signifie que toute l'énergie produite est injectée dans le réseau et donc que l'UF est entièrement fournie par l'électricité du réseau. Pour les deux configurations, $F_{ls} = 1$ signifie que la totalité du besoin en énergie E_n est satisfaite par la production instantanée de l'éolienne. Cela peut être considéré comme un cas idéal où il n'y aurait pas besoin de stockage par

batterie ni d'électricité du réseau.

Energie stockée et surdimensionnement du système

Hors-réseau Dans un contexte HR, une proportion F_s de l'énergie produite est stockée dans une batterie. Lorsque cette dernière est pleine, l'excès d'énergie est absorbé par la résistance de délestage à travers le contrôleur de charge. Ce phénomène est quantifié par un facteur de surdimensionnement F_{os} qui représente la proportion d'énergie perdue dans le délestage. Le facteur de surdimensionnement peut être ajusté par le concepteur du système pour protéger la batterie contre une décharge permanente qui réduirait sa durée de vie. Cette énergie perdue peut être considérée comme une marge de sécurité qui augmente la probabilité de maintenir la batterie à un état de charge adéquat tout en répondant aux besoins énergétiques. Selon un expert du domaine en France (entreprise Ti'Eole), cette quantité peut atteindre jusqu'à 30% de la production énergétique de l'éolienne. Ici, une valeur moyenne $F_{os} = 0.15$ a été choisie.

Raccordé au réseau En configuration RR, aucune batterie n'est considérée, donc le facteur de stockage est $F_s = 0$. En revanche, l'énergie peut être injectée dans le réseau, sauf en cas de coupure, auquel cas l'onduleur arrêterait l'injection pour des raisons de sécurité. Dans ce cas, le régulateur protégerait l'onduleur en détournant l'énergie produite vers la charge de délestage. La fréquence et la durée de ces événements dépendent de la résilience du réseau local. Dans ce travail, ils seront considérés comme négligeables, de sorte que le facteur F_{os} sera fixé à zéro dans la configuration raccordée au réseau. La proportion d'énergie injectée dans le réseau est quantifiée avec le facteur d'injection F_i , qui est fixé à zéro pour la configuration HR.

Ainsi, l'énergie produite par l'éolienne peut être soit injectée dans le réseau, stockée, décalée (c'est-à-dire consommée directement) soit perdue, ce qui, par conservation, conduit à

$$F_i + F_{ls} + F_s + F_{os} = 1. \quad (4.1)$$

Bilan énergétique

Dans ce modèle, il est considéré que la consommation énergétique quotidienne moyenne E_n de l'utilisateur est parfaitement adaptée à la production énergétique quotidienne moyenne E_p de l'éolienne sur un site spécifique. En d'autres termes, on fait l'hypothèse que le système a été bien dimensionné par rapport au besoin moyen, ou bien que le besoin moyen est bien adapté à la taille de l'installation, selon le point de vue adopté. Ceci permet d'écrire

$$E_n = E_p \eta_I (F_{ls} + F_s \eta_b) + E_g, \quad (4.2)$$

avec E_g l'énergie retirée du réseau, η_I et η_b l'efficacité de l'onduleur et du cyclage de la batterie respectivement. Ce dernier a été fixé à $\eta_b = 0.8$ [81, 86, p. 71]. Quant à l'efficacité de l'onduleur, elle a été fixée à $\eta_I = 0.9$ [5]. En cohérence avec l'hypothèse selon laquelle les besoins énergétiques de l'utilisateur sont adaptés à la production de l'éolienne, on peut écrire

$$E_g = E_i = E_p F_i \eta_I, \quad (4.3)$$

ce qui achève d'unifier les configurations HR et RR vis-à-vis de l'UF dans le modèle.

Métrique	Symbole	Valeurs	
		HR	RR
Facteur de surdimensionnement	F_{os}	0.15	0
Facteur de load-shifting	F_{ls}	0.2	0.2
Facteur d'injection	F_i	0	0.8
Facteur de stockage	F_s	0.65	0
Efficacité du cycle de la batterie	η_B	0.8	-
Jours d'autonomie	N_d	2	-
État de charge minimal	$S_{oC,min}$	0.5	-
Efficacité moyenne de l'onduleur	η_I	0.9	

Tableau 4.2 – Résumé des paramètres d'entrée du modèle énergétique.

Dimensionnement de la batterie

La batterie a été dimensionnée de manière à ce que les besoins énergétiques quotidiens puissent être satisfaits pendant un certain nombre de jours N_d sans décharger la batterie en dessous de l'état de charge minimal acceptable $S_{oC,min}$. La capacité de la batterie C_{bat} (kWh) est dimensionnée selon l'équation suivante :

$$C_{bat} = N_d \frac{E_n}{S_{oC,min}}. \quad (4.4)$$

Ici, une autonomie de deux jours et un état de charge minimal de 50% ont été considérés, ce qui signifie que la batterie est dimensionnée avec $N_d = 2$ et $S_{oC,min} = 0.5$. Un résumé des paramètres d'entrée du modèle utilisés dans cette étude est donné dans le Tableau 4.2.

Inventaire de cycle de vie

L'ICV a été implémenté sur Brightway 2 [120] en utilisant la base de données Ecoinvent 3.8. Les sources de données et la modélisation des phases du cycle de vie sont détaillées ci-dessous.

Sources de données

La principale source de données utilisée pour élaborer l'ICV est le manuel de construction des éoliennes Piggott dans sa version française [131]. Ce manuel est utilisé par le réseau Tripalium⁵ pour enseigner la fabrication et l'installation des éoliennes Piggott lors des ateliers de construction. À moins que cela ne soit précisé explicitement dans le manuel, la masse de chaque partie de l'éolienne et du mât a été calculée à partir de la densité des matériaux et des dimensions géométriques. Quant aux composants électroniques dont les compositions et les masses ne sont pas fournies dans le manuel, leur modélisation dans l'ICV a été élaborée au cas par cas. Le disjoncteur a été pesé en laboratoire et modélisé par un processus Ecoinvent « market for switch ». Le redresseur a été pesé et sa modélisation d'ICV s'est inspirée de [165]. Chaque composant du régulateur de charge open source OSWACC [136] a été pesé et modélisé avec les processus les plus pertinents

5. voir tripalium.org

Sous-système	Éléments	Quantité	Unité
Électronique	Batteries	1.70E+02	kg
	Câbles	9.89E+00	kg
	Onduleur	7.00E+00	kg
	Charge de décharge	1.00E+00	kg
	Hacheur	6.20E-01	kg
	Redresseur	5.14E-01	kg
	Transport	3.51E+02	t.km
Mât	Béton	3.80E+03	kg
	Acier	1.79E+02	kg
	Revêtement en zinc	1.04E+01	kg
	Câble	1.29E+00	kg
	Transport	5.13E+03	t.km
Éolienne	Bois	3.75E+01	kg
	Acier	3.43E+01	kg
	Autre	3.03E+00	kg
	Cuivre	3.00E+00	kg
	Résine	2.70E+00	kg
	Aimants	2.48E+00	kg
	Transport	9.23E+01	t.km

Tableau 4.3 – Inventaire simplifié pour un mât de 12 m avec 5,2 kWh de stockage d’énergie en configuration hors réseau.

de la base de donnée. La résistance de délestage a été pesée et modélisée avec un processus « market for power resistor ». La batterie a été modélisée avec un processus « market for lead-acid batteries ». La masse de batterie a été calculée à partir de la capacité et d’une valeur moyenne de l’énergie spécifique pour les batteries au plomb [86]. Pour rappel, le dimensionnement de la capacité de la batterie est détaillé dans la Section 4.2.3. Pour garantir la possibilité de pics de charge jusqu’à 1 kW, deux unités d’onduleur de 500 W chacune ont été choisies dans les processus « market for inverter ». Enfin, les impacts du kWh moyen de l’électricité européenne ont été calculés avec un processus « market for electricity, low-voltage » (Europe sans la Suisse) à partir de la base de données Ecoinvent. Il a été supposé que l’injection de l’énergie éolienne dans le réseau n’affecterait pas le mix énergétique moyen puisque, d’un point de vue à l’échelle du réseau continental, les quantités d’énergie impliquées à cette échelle résidentielle sont négligeables. Un ICV simplifié détaillant la masse des différentes parties du système technique est donné dans le Tableau 4.3. Plus de détails concernant la modélisation de l’inventaire peuvent être trouvés dans le rapport de stage de François Demichel [49], avec qui la base de ce travail d’ACV a été construite. François a notamment participé à un stage d’auto-construction d’éolienne pour comprendre et documenter les processus de fabrication et la provenance des matériaux autant que possible.

Modélisation du cycle de vie

Les processus utilisés pour modéliser les échanges de matière et d’énergie entre l’écosphère et la technosphère à travers les phases du cycle de vie sont détaillés dans les Tables F.1, F.2 et F.3 en Annexe F. On considère que la fabrication et l’assemblage des matières premières sont réalisés sur le site où l’éolienne est installée. Des processus de marché ont été utilisés pour modéliser les échanges pendant l’Extraction (E), la Fabrication (F) et le Transport (T) des matières premières (par exemple, tubes en acier, bois, fil de cuivre, résine, etc.) nécessaires à la construction et à l’assemblage du système. Des processus de marché européens ont été choisis lorsque cela était possible en relation avec la portée

de l'ACV. Comme on peut le voir dans les Tables F.1, F.2 et F.3, les flux de transport initialement comptabilisés dans chaque processus de marché ont été agrégés par catégorie dans des processus séparés pour évaluer la part des impacts du transport pour chaque sous-système. Comme des outils manuels et de faible puissance sont utilisés pour la fabrication locale de l'éolienne et du mât, l'énergie et les consommables nécessaires au fonctionnement des outils ont été négligés. En ce qui concerne la phase d'Utilisation (U), en dehors de la batterie au plomb (avec une durée de vie supposée de 10 ans), le remplacement des éléments dont la durée de vie serait inférieure à la durée de vie du système (20 ans) n'a pas été pris en compte en raison d'un manque de données principalement pour les dispositifs électroniques. La maintenance de l'éolienne n'a pas été prise en compte car elle a peu d'impact sur le système dans son ensemble [165]. Il a été montré dans la littérature que l'inclusion de la phase de fin de vie comprenant le recyclage et la récupération énergétique pourrait considérablement réduire l'empreinte environnementale d'un système d'éolienne [164]. Cependant, là encore, en raison d'un manque de données, la phase de fin de vie n'a pas pu être incluse dans cette étude. Par souci de cohérence, même si certains éléments auraient pu durer plus de 20 ans (par exemple, béton, mât, câbles, etc.), la totalité de leurs impacts ont été attribués au système.

Extensibilité de l'inventaire

La masse de la batterie a été adaptée en fonction du besoin énergétique quotidien selon le modèle donné dans la Section 4.2.3. Les quantités des éléments du mât ont été adaptées en fonction de la hauteur du mât selon le modèle établi en Annexe F. Les activités de transport dans l'ICV sont également adaptées en fonction de la variation des masses des éléments du mât et de la batterie.

Evaluation des impacts

Dans cette section, la production d'énergie et les impacts environnementaux du système seront étudiés pour deux scénarios de base dans des limites paramétriques définies. Ceci inclura une analyse détaillée des contributions parmi les catégories d'impact et les éléments du système.

Espace paramétrique et scénarios de base

Ici, nous définissons les limites dans lesquelles le système sera analysé. Il a été décidé d'ajouter 6 m à la hauteur maximale du mât présentée dans le manuel (24 m) puisque de telles hauteurs de mât sont proposées sur le marché par certains fabricants. Par conséquent, les hauteurs de mât notées h varieront de 12 m à 30 m dans l'analyse. Il serait économiquement peu pertinent de produire de l'énergie avec des petites éoliennes pour des vitesses de vent moyennes inférieures à 4 m/s à la hauteur de moyeu de l'éolienne [100]. En revanche, un site avec une ressource éolienne de 6 m/s de vitesse de vent moyenne à la hauteur de moyeu peut être considéré comme exceptionnel. Ainsi, les vitesses de vent moyennes à la hauteur minimale de la tour (12 m) allant de 4 m/s à 6 m/s seront considérées. Les longueurs de rugosité⁶ pertinentes pour l'environnement des petites éoliennes ont été sélectionnées, allant de l'herbe rase ($z_0 = 0.01$ m) aux petites constructions et bois éparses ($z_0 = 0.5$ m). Les zones urbaines ont été exclues de l'étude puisque plusieurs travaux ont

6. « hauteur extrapolée à laquelle la vitesse moyenne du vent devient nulle si le profil du vent vertical est supposé subir une variation logarithmique avec la hauteur » [75]

déjà montré la non-pertinence de placer des petites éoliennes dans de tels environnements [5, 65]. À partir de ces limites, un site de base avec une ressource éolienne de $V_r = 4$ m/s à la hauteur de référence ($h_r = 12$ m) et avec une longueur de rugosité moyenne ($z_0 = 0.5$ m) a été défini. Ce type de site est intéressant car la ressource éolienne moyenne est assez basse mais comme la longueur de rugosité est élevée, augmenter la hauteur du mât permet d'atteindre une bien meilleure ressource. Rappelons que d'après plusieurs études de la littérature, la structure du mât et les fondations sont rapportées comme les éléments les plus impactants [107, 164, 179]. Sur ce site de base, définissons alors deux scénarios avec deux hauteurs de mât différentes :

- Scénario (A) : un cas défavorable, avec une hauteur minimale du mât ($h = 12$ m)
- Scénario (B) : un meilleur cas, avec une hauteur de mât augmentée ($h = 18$ m)

Production d'énergie

La variation de la PAE en fonction de la hauteur du moyeu⁷ a été calculée pour différentes conditions de longueur de rugosité. Les résultats sont présentés sur la Figure 4.4. Comme on pouvait s'y attendre, augmenter la hauteur du mât est un véritable levier pour augmenter la production d'énergie. En particulier, pour la longueur de rugosité la plus élevée considérée ($z_0 = 0.5$), augmenter la hauteur du mât de 12 m (scénario A) à 18 m (scénario B) entraîne une augmentation de la PAE de 38 % (voir les points notés A et B sur la Fig. 4.4). Pour les longueurs de rugosité plus faibles, la PAE augmente dans une moindre proportion avec la hauteur du mât. Les résultats indiquent une augmentation de la PAE de 17 % entre 12 m et 18 m de hauteur de moyeu pour $z_0 = 0.01$.

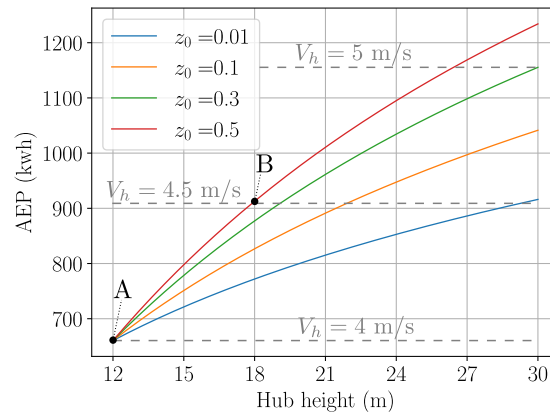


Figure 4.4 – Production annuelle d'énergie de la LMSWT en fonction de la hauteur du moyeu pour plusieurs conditions de longueur de rugosité avec une vitesse de vent moyenne de $V_r = 4$ m/s à $h_r = 12$ m.

Les résultats pour les scénarios A et B sont détaillés dans le Tableau 4.4 pour les configurations HR et RR. Comme prévu, la ressource éolienne est plus élevée à 18 m qu'à 12 m, permettant de répondre à un besoin énergétique plus important pour le scénario B. D'après le modèle énergétique, la configuration RR permet théoriquement de répondre à un besoin énergétique plus important que la configuration HR grâce à une meilleure efficacité du sous-système électronique. Cependant, il est important de souligner que puisque le

7. La hauteur du moyeu est équivalente à la hauteur du mât.

Scénario	A		B		Unité
	HR	RR	HR	RR	
Indicateur	Symbole	Valeurs			
Entrées					
Vitesse moyenne du vent (12 m)	V_r	4			m/s
Longueur de rugosité	z_0	0.5			m
Hauteur du moyeu	h	12	18		m
Sorties					
Vitesse moyenne du vent (moyeu)	V_h	4.00		4.51	
Besoins énergétiques quotidiens	E_n	1.17	1.63	1.61	2.25
Capacité de la batterie	C_{bat}	5.21	-	7.19	-
Score unique EF 3.0	I	1.16	0.93	1.50	1.18
Empreinte des besoins énergétiques (ENF)	ENF	0.135	0.078	0.126	0.072

Tableau 4.4 – Entrées et sorties du modèle énergétique pour les scénarios A et B en configurations HR et RR.

facteur de déplacement de charge considéré ici n'est que de 20 %, alors 80 % du besoin énergétique est injecté puis prélevé du réseau (configuration RR) ou stocké dans la batterie (configuration HR). On note que la capacité de la batterie est plus importante pour le cas B car elle est dimensionnée en fonction du besoin énergétique (qui est plus grand pour le cas B que pour le cas A). Les impacts environnementaux associés aux scénarios A et B seront discutés dans la section suivante.

Calcul des impacts potentiels

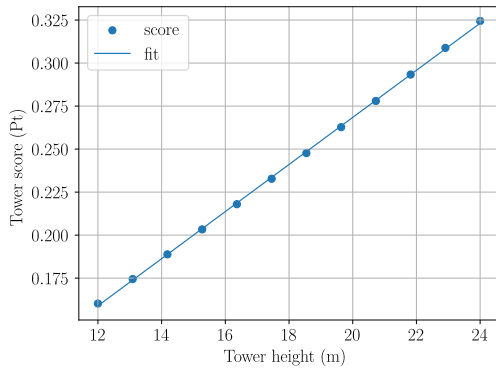
L'évaluation des impacts a été réalisée par le calcul du score unique EF 3.0⁸ pour chaque scénario et est rapportée dans le Tableau 4.4. Le score est plus élevé dans le cas (B) pour les configurations RR et HR. Cela peut s'expliquer par le fait qu'un mât plus haut implique des impacts plus importants, comme cela peut être observé sur la Figure 4.5b. De plus, puisque la batterie est dimensionnée en fonction des besoins énergétiques dans la configuration hors réseau, le scénario (B) nécessite une capacité de stockage plus importante que le scénario (A), ce qui implique également des impacts plus importants comme le montre la Figure 4.5b. Enfin, dans la configuration RR, chaque kWh d'électricité provenant du réseau est responsable de l'ajout de 0,046 mPt aux impacts du système, ce qui contribue également à augmenter le score du scénario (B). En fin de compte, pour les deux scénarios, les scores des configurations RR et HR sont très proches.

Empreinte du besoin énergétique Définissons la métrique « empreinte du besoin énergétique » (ENF, en anglais) (Pt/kWh) comme étant le score unique EF 3.0 divisé par les besoins énergétiques de l'utilisateur sur la durée de vie du système. On l'écrit ainsi

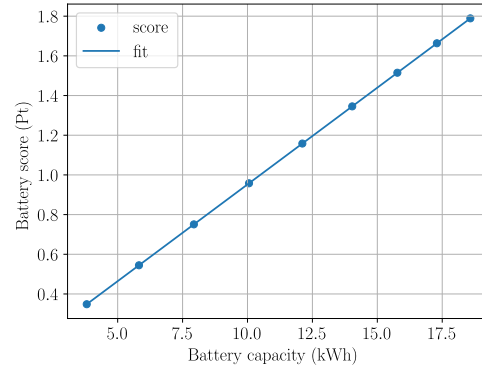
$$ENF = \frac{I}{N_{dl} E_n}, \quad (4.5)$$

avec I le score d'impact (Pt) et N_{dl} la durée de vie du système en jours. Cette métrique est intéressante à calculer car elle évalue l'*efficacité environnementale* d'une configuration donnée pour produire l'UF.

8. L'Union Européenne (UE) propose une méthode de normalisation et agrégation des catégories d'impacts pour le calcul d'un score unique appelé « single overall score » [55]. Il se mesure en points (Pt).



(a) Score du mât en fonction de la hauteur.



(b) Score de la batterie en fonction de sa capacité.

Figure 4.5 – Evolution des scores uniques EF 3.0 de la batterie et du mât.

Le calcul de cette métrique indique que le scénario (B) implique un score plus élevé que pour (A) mais une ENF plus faible. Cela signifie que la configuration (B) est plus *efficace* sur le plan environnemental que (A) pour produire l'énergie fonctionnelle. Cependant, il convient de prendre des précautions avec cette métrique car, dans l'ensemble, le scénario (A) est responsable de moins d'impacts que (B) et donc finalement plus respectueux de l'environnement que (B).

A ce stade, nous n'avons pas donné d'information sur la répartition du score entre les différentes catégories d'impact ni entre les éléments du sous-système. Par la suite, cette répartition est détaillée pour mieux comprendre la constitution de l'empreinte environnementale.

Contribution des catégories d'impact

La contribution des catégories d'impact au score unique est détaillée dans le Tableau 4.5 pour le scénario A dans les configurations HR et RR. En configuration HR, la catégorie Material resources (65.50%) représente presque les deux tiers du score unique, suivie par Ecotoxicity (8.76%), Climate change (5.74%), Energy resources (3.33%) et le Particulate matter (2.92%), totalisant ensemble plus de 80% du score. Quant à la configuration RR, la catégorie Material resources représente presque un tiers du score, suivie par Climate change (15.08%), Energy resources (13.37%), Human toxicity (non-carcinogenic) (9.17%) et Ecotoxicity (8.37%). Ainsi, la répartition du score entre les catégories est significativement différente entre les configurations HR et RR. Pour expliquer cela, un examen détaillé des contributions des éléments du système à chacune des catégories d'impact les plus significatives est nécessaire.

Contributions des éléments du système au score unique

La contribution de chaque élément du système au score unique est détaillée dans le Tableau 4.6. Pour le scénario (A) en configuration RR, le sous-ensemble *Électronique* concentre 76% du score, principalement en raison des forts impacts des batteries (48,9%) et des câbles de transmission (16,75%). Le sous-ensemble *Mât* concentre 15% du score. Il est intéressant de noter que l'impact des revêtements de zinc des haubans (4,06%) est similaire

4.2. Etude technico-environnementale

Catégories d'impact	Score brut		Unité	Contribution au score unique (%)	
	HR	RR		HR	RR
Material resources : metals/minerals	6.38E-01	2.55E-01	kg Sb eq.	65.5	32.46
Ecotoxicity : freshwater	2.25E+05	1.74E+05	CTUe	8.76	8.36
Climate change	2.55E+03	5.42E+03	kg CO2 eq.	5.74	15.08
Energy resources : non-renewable	3.01E+04	9.75E+04	MJ	3.33	13.37
Particulate matter formation	2.24E-04	1.82E-04	disease incidence	2.92	1.56
Acidification	3.07E+01	4.00E+01	mol H+ eq.	2.96	4.78
Eutrophication : freshwater	4.13E+00	2.24E-04	kg P eq.	2.86	3.61
Human toxicity : non-carcinogenic	1.82E-04	4.92E+00	CTUh	2.74	9.17
Photochemical ozone formation : human health	5.68E+01	1.60E+01	kg NMVOC eq.	1.03	2.02
Eutrophication : terrestrial	9.70E-06	7.62E-06	mol N eq.	1.06	1.03
Human toxicity : carcinogenic	1.11E+01	7.57E+01	CTUh	1.13	1.70
Water use	1.17E+03	2.77E+03	m ³ of deprived water	0.75	2.19
Eutrophication : marine	5.32E+00	7.77E+00	kg N eq.	0.70	1.26
Land use	2.40E+02	3.86E+04	pt	0.25	0.40
Ionising radiation : human health	3.12E+04	2.32E+03	kBq U235 eq.	0.26	2.96
Ozone depletion	2.07E-04	3.12E-04	kg CFC-11 eq.	0.02	0.04

Tableau 4.5 – Résumé des contributions des catégories d'impact au score unique EF 3.0 pour le scénario (A).

à ceux de l'acier (3.65%) et du béton (4,03%) respectivement. Quant au sous-ensemble *Aérogénérateur* (10%), il est intéressant de noter que les enroulements de la génératrice (5.82%) ont un impact significativement plus important que l'acier utilisé pour la nacelle (1,30%) et les aimants permanents (1,30%). En excluant les batteries, les contributions des éléments du système au score unique des configurations HR et RR sont très similaires. Il semble que la contribution de l'électricité du réseau (47,08%) en configuration RR soit proche de la contribution des batteries (57.27%) en configuration HR.

Scénarios	A		B	
	HR	RR	HR	RR
Score (pt)	0.97	0.93	1.24	1.19
Éléments	Contributions (%)			
Batteries	57.27	-	61.06	-
Électricité du réseau	-	47.08	-	50.99
Câbles	14.01	17.35	10.82	13.61
Enroulements	5.82	7.21	4.50	5.66
Revêtement de zinc	4.06	5.03	5.84	7.35
Béton	4.03	4.99	3.11	3.91
Acier du mât	3.65	4.52	5.06	6.37
Onduleur	2.52	3.13	1.95	2.45
Câble électrique du mât	2.45	3.04	2.85	3.58
Aimants	1.61	1.99	1.24	1.56
Acier de l'éolienne	1.30	1.60	1.00	1.26
Redresseur	0.86	1.07	0.67	0.84
Autre	2.42	3.00	1.91	2.40

Tableau 4.6 – Résumé des contributions des éléments du système au score unique pour les scénarios (A) et (B)

Analyse des contributions par catégorie d'impact

Les contributions des éléments du système à chacune des cinq catégories les plus conséquentes sont représentées graphiquement sur la Figure 4.6 (HR) et la Fig. 4.7 (RR). De plus, les trois principaux contributeurs pour chaque catégorie sont répertoriés dans le Tableau 4.7. Pour chacune de ces cinq catégories, au moins 60% des impacts sont totalisés

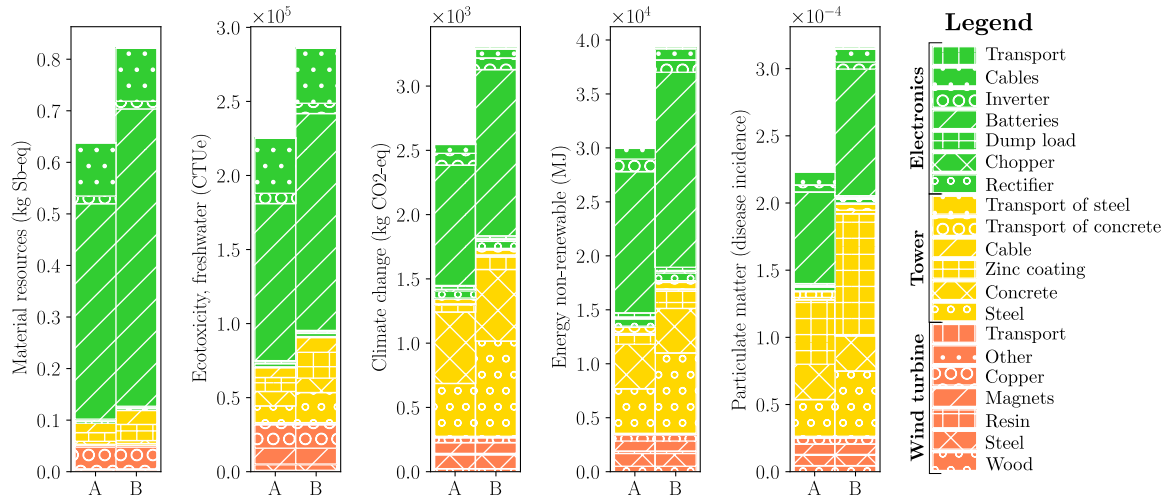


Figure 4.6 – Répartition des impacts entre les éléments du système en configuration HR.

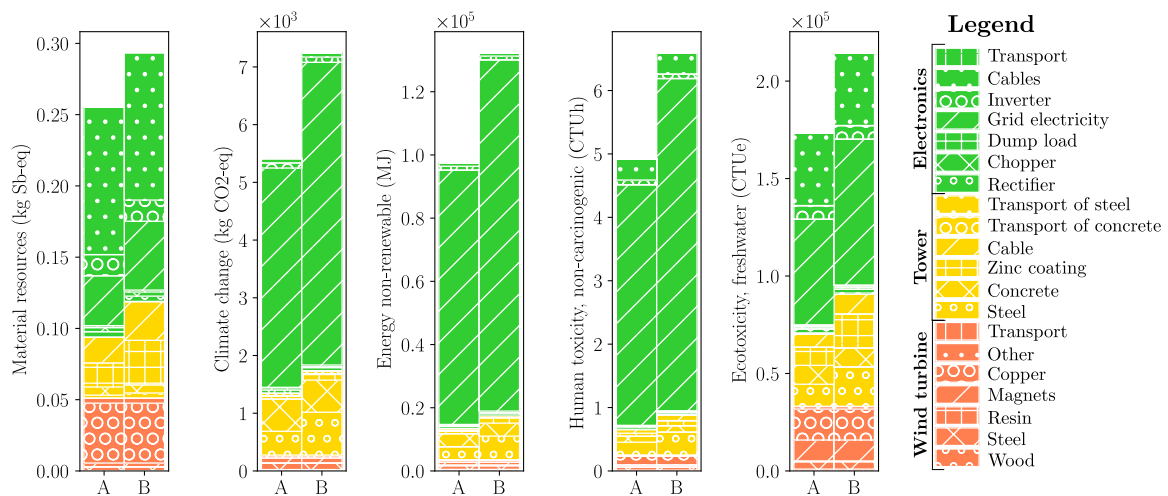


Figure 4.7 – Répartition des impacts entre les éléments du système en configuration RR.

par seulement trois éléments, qui peuvent être l'électricité du réseau ou la batterie, les câbles (électronique), l'acier, le béton, le revêtement en zinc (mât) et les enroulements de cuivre (aérogénérateur). Les batteries ou l'électricité du réseau sont parmi les trois premiers contributeurs pour toutes les catégories d'impacts et occupent la première place pour toutes les catégories sauf une. Cela indique clairement que le dimensionnement de la batterie est un levier potentiel pour réduire les impacts environnementaux d'un système HR. Étant donné que dans la configuration HR, plus l'énergie produite est importante, plus la capacité de stockage nécessaire est grande, les impacts du système dépendront fortement des besoins énergétiques quotidiens de l'utilisateur. Dans une logique similaire, minimiser l'électricité retirée du réseau apparaît comme un levier clé pour réduire les impacts d'un système RR. Un compromis intéressant apparaît entre les deux configurations : le HR tend à offrir une énergie plus intensive en matériaux en raison de la batterie tandis que le RR tend à proposer une énergie plus carbonée, en raison du mix énergétique du réseau européen.

La Figure 4.8 montre la valeur des impacts par unité d'énergie fonctionnelle pour les scénarios A et B en configuration HR et RR. Dans les deux configurations, les impacts par unité d'énergie sont inférieurs dans le cas où le mât est plus haut (B), bien que les

HR									
Mat. resource (%)	Ecotox. : freshwater (%)	Climate change (%)	Energy non-ren. (%)	Particulate matter (%)					
Batteries	65.48	Batteries	47.07	Batteries	36.68	Batteries	43.53	Batteries	30.47
Câbles	16.21	Câbles	16.54	Béton	21.78	Acier de tour	13.76	Revêtement de zinc	21.46
Enroulements	6.58	Enroulements	7.05	Acier du mât	16.11	Béton	13.68	Acier du mât	12.23
Top 3 total	88.27		70.67		74.57		70.97		64.17
RR									
Mat. resource (%)	Ecotox. : freshwater (%)	Climate change (%)	Energy non-ren. (%)	Eutroph. : freshwater (%)					
Câbles	40.51	Électricité du réseau	31.27	Électricité du réseau	70.14	Électricité du réseau	82.59	Électricité du réseau	77.11
Enroulements	16.46	Câbles	21.48	Béton	10.27	Acier du mât	4.24	Béton	6.80
Électricité du réseau	13.71	Enroulements	9.16	Acier du mât	7.60	Béton	4.22	Acier du mât	4.08
Top 3 total	70.68		88.01		91.05		88.00		61.91

Tableau 4.7 – Analyse des principaux contributeurs d’impact dans le système pour le scénario A.

impacts soient plus élevés en absolu. Ceci est valable pour toutes les catégories parmi les 5 les plus importantes, à l’exception de la catégorie Particulate Matter. Cela montre qu’il peut y avoir un intérêt à augmenter la hauteur du mât du point de vue de l’ENF. Dès lors, **on peut se demander s’il existe une hauteur de mât optimale du point de vue de l’ENF**. Comme on considère que le système répond parfaitement au besoin des utilisateurs, **on peut se demander de la même manière s’il existe un besoin optimal pour un site et une configuration donnée**.

Les réponses à ces questions dépendent à priori du load-shifting, de la ressource éolienne, de la longueur de rugosité du terrain et de la configuration du système. En effet, en configuration RR, une moindre utilisation de l’énergie du réseau devrait conduire à un score plus faible. De même, en configuration HR, une utilisation directe de l’énergie sans passer par la batterie améliore le rendement global, ce qui augmente l’énergie fournie à quantité de matière égale et devrait diminuer l’ENF. En ce qui concerne la ressource éolienne et la longueur de rugosité, elles conditionnent le gain potentiel d’énergie quand la hauteur du moyeu augmente et donc l’évolution de l’ENF avec la hauteur de mât.

Ainsi, dans les deux prochaines sections, des analyses de sensibilité sont réalisées sur le modèle pour évaluer comment les impacts environnementaux et l’ENF évoluent en fonction des besoins énergétiques, de la hauteur du mât, des caractéristiques du site (rugosité, ressource éolienne) du load-shifting et ce, pour chaque configuration (HR et RR). Les résultats des analyses de sensibilité sont présentés sur les Figures 4.9 (configuration HR) et 4.10 (configuration RR).

Analyse de sensibilité du score

Besoin énergétique Les résultats présentés sur les Figures 4.9(a) et 4.10(a) montrent que pour un site donné avec une ressource éolienne et une rugosité données, **l’ajustement de la hauteur du mât pour répondre à des besoins énergétiques croissants conduit toujours à une augmentation non linéaire du score d’impact**. En effet, le gain d’énergie dû à l’ajustement de la hauteur du mât est limité par le profil logarithmique de la variation de la vitesse du vent, qui dépend fortement de la rugosité. Cependant, il peut être observé que pour toutes les vitesses de vent, les rugosités et les hauteurs de mât considérées ici, **le score d’impact du système a tendance à augmenter linéairement avec les besoins énergétiques**. Cela peut s’expliquer par les impacts de la batterie (configuration HR) et de l’électricité du réseau (configuration RR) qui sont proportionnels aux besoins énergétiques.

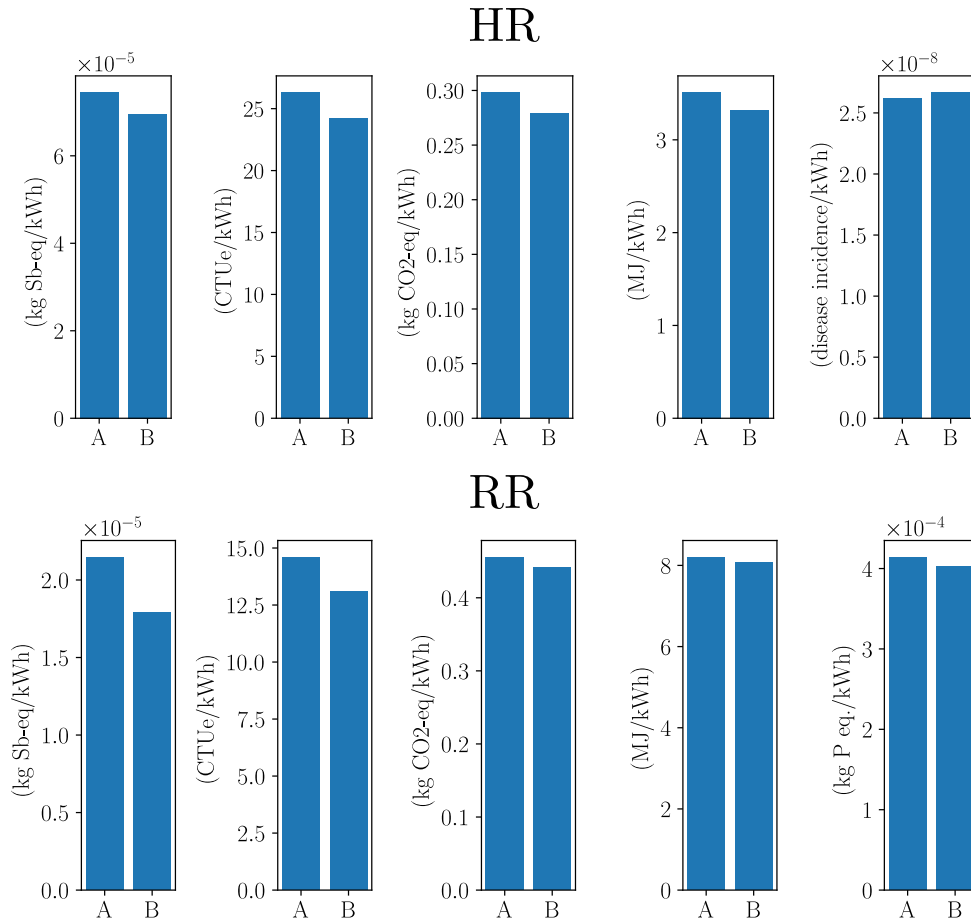


Figure 4.8 – Impacts par unité d'énergie fonctionnelle pour les configurations HR et RR selon les scénarios A et B.

Load-shifting En configuration HR, le load-shifting n'affecte pas la tendance d'évolution du score. Cela peut s'expliquer par le fait qu'il n'est pas directement pris en compte dans la logique de dimensionnement de la batterie. En effet, quel que soit le taux de load-shifting, la batterie est dimensionnée pour stocker les besoins énergétiques pour N_d jours. Comme toute l'électricité produite par l'éolienne sera consommée (aux pertes près), le bilan n'est pas affecté par le load-shifting. Il est intéressant de remarquer que si la durée de vie de la batterie avait été modélisée en fonction du nombre de cycles, alors le load-shifting aurait eu un impact sur la durée de vie et donc sur le score. En configuration RR, l'augmentation du taux de load-shifting réduit considérablement le score d'impact du système. Cela peut être observé sur la Figure 4.10(a). En effet, à mesure que le load-shifting augmente, l'électricité du réseau est remplacée par l'électricité produite par l'éolienne dont l'impact est déjà pris en compte dans les impacts du système. Ainsi, pour un taux de load-shifting de 100 % et une hauteur de mât donnée, les impacts du système deviennent indépendants des besoins énergétiques (du à l'absence de stockage).

Analyse de sensibilité de l'ENF

L'empreinte du besoin énergétique (ENF) est tracée sur la Figure 4.9(b) pour la configuration HR et sur la Figure 4.10(b) pour la configuration RR. Sur ces graphiques, l'ENF est normalisée par l'ENF du scénario (A) en configuration HR. De cette manière, l'ENF peut être facilement comparée entre les scénarios.

Pour une ressource éolienne donnée, la variation de l'ENF avec la hauteur du mât est très sensible à la rugosité et évolue de manière non linéaire. **Pour la plus faible rugosité, l'augmentation de la hauteur du mât conduit systématiquement à une augmentation de l'ENF.** Cela signifie que l'augmentation de la hauteur du mât n'est pas environnementalement efficace dans ce cas. Cependant, **pour des valeurs de rugosité plus élevées, qui sont les plus courantes pour les petites éoliennes, sauf si la ressource éolienne est exceptionnelle, un mât de 12 mètres est toujours loin de l'optimal.** Une carte géographique a été élaborée sur la base de ces résultats, elle peut être consultée sur la Figure 4.11 et en ligne sur un répertoire ouvert [102]. Cette carte est indicative et ne devrait pas remplacer une étude sur le terrain. En effet, la rugosité peut varier selon les saisons et peut être hétérogène sur un même site. Un schéma explicatif des différentes couches logicielles utilisées pour générer la carte est donné sur la Figure 4.12.

Hauteur de mât optimale Les hauteurs de mât qui minimisent l'ENF sont représentées sur la Figure 4.9(c) pour la configuration HR et la Figure 4.10(c) pour la configuration RR. On remarque que **les hauteurs optimales ne sont pas sensibles à la configuration du système (HR ou RR) ni au taux de load-shifting.**

Besoins énergétiques optimaux Les besoins énergétiques optimaux (du point de vue de l'ENF) sont représentés sur la Figure 4.9(d) pour la configuration HR et sur la Figure 4.10(d) pour la configuration RR. **Cette mesure doit être considérée comme un indicateur de ce qui serait un besoin énergétique raisonnable sur un site donné pour une configuration de système donnée.** Au global, une meilleure ressource éolienne tend à augmenter les besoins énergétiques optimaux. Ce phénomène peut être amplifié en configuration HR en augmentant le taux de load-shifting car il rend le système plus économe en énergie (moins de pertes de cycles de batterie), comme discuté ci-dessus. En configuration RR, le besoin énergétique optimal n'est pas sensible au load-shifting car l'efficacité énergétique du système en est indépendante.

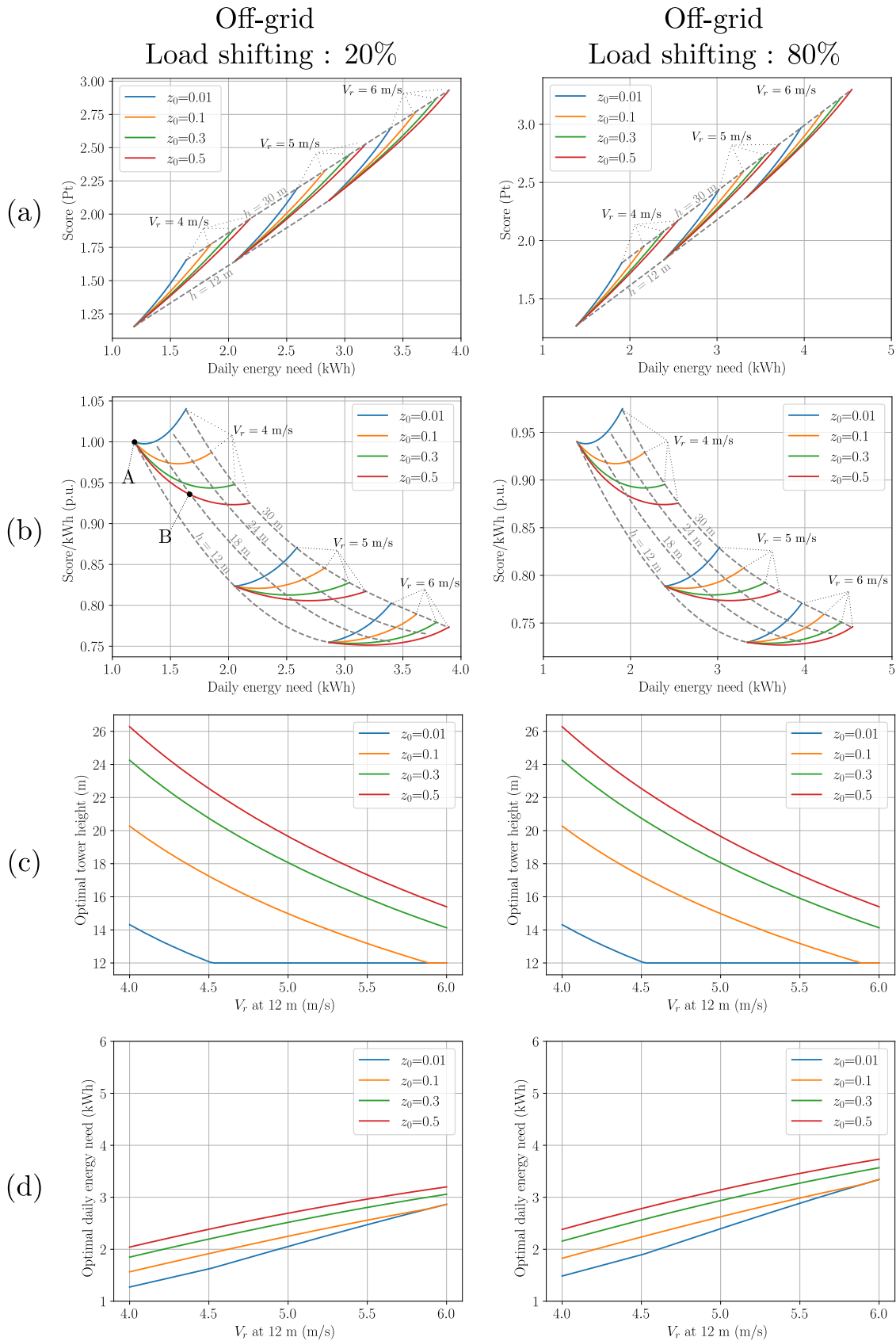


Figure 4.9 – Sensibilité du score d'impact (a), de l'ENF (b), de la hauteur de mât optimale (c) et des besoins énergétiques optimaux (d) par rapport à la ressource éolienne, à la rugosité et au décalage de charge (autonome). Les hauteurs de mât constantes sont représentées par des lignes en pointillés gris.

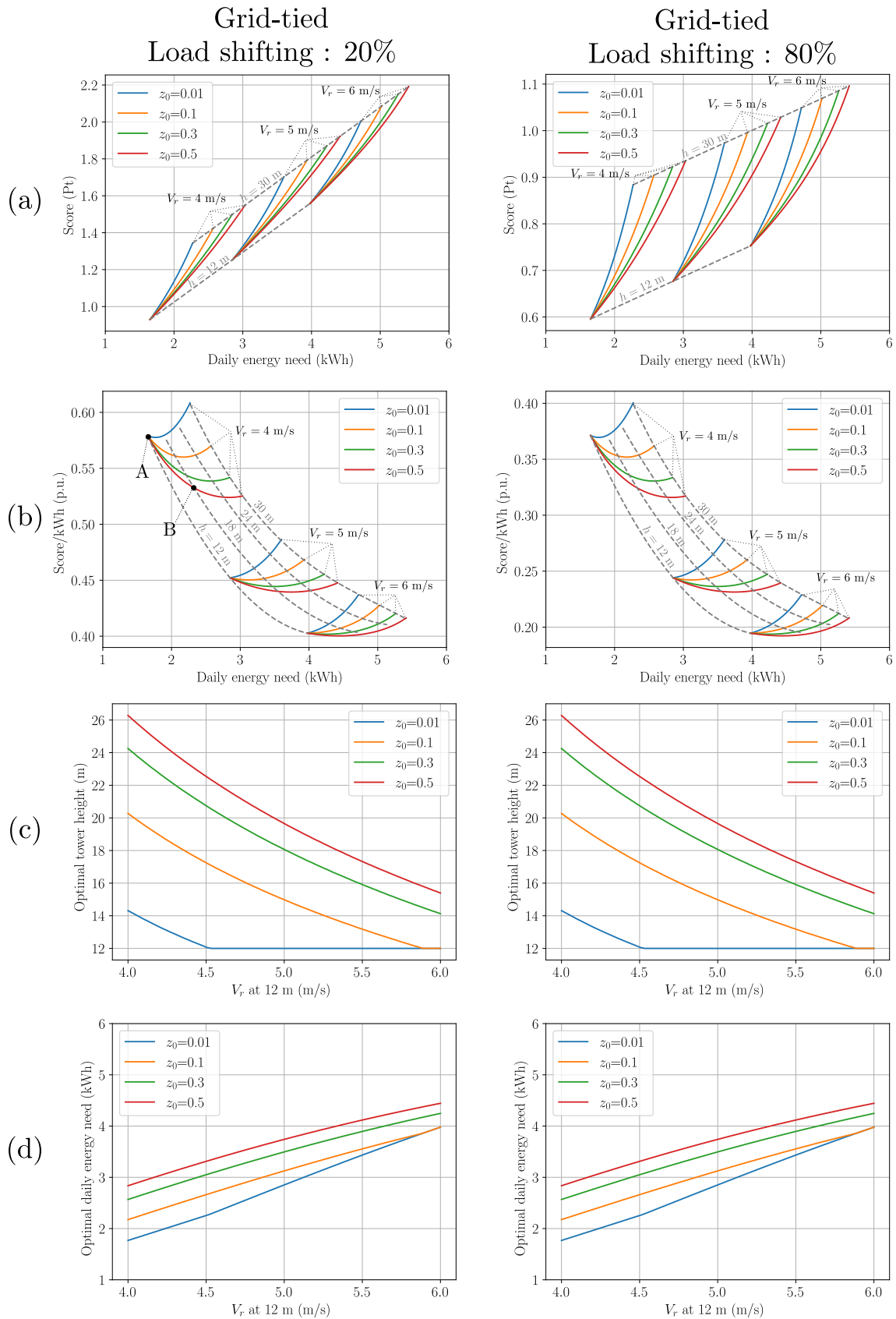


Figure 4.10 – Sensibilité du score d’impact (a), de l’ENF (b), de la hauteur de mât optimale (c) et des besoins énergétiques optimaux (d) par rapport à la ressource éolienne, à la rugosité et au décalage de charge (connecté au réseau). Les hauteurs de mât identiques sont représentées par des lignes en tirets gris.

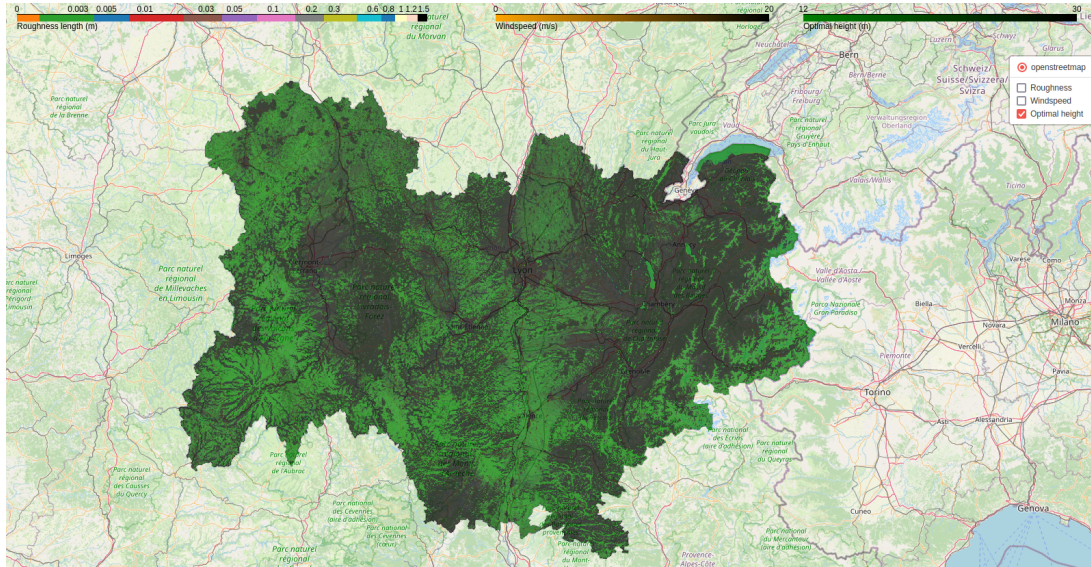


Figure 4.11 – Carte des hauteurs optimales de mât vis-à-vis de l’ENF pour la région Auvergne-Rhône-Alpes. Carte interactive en ligne [102].

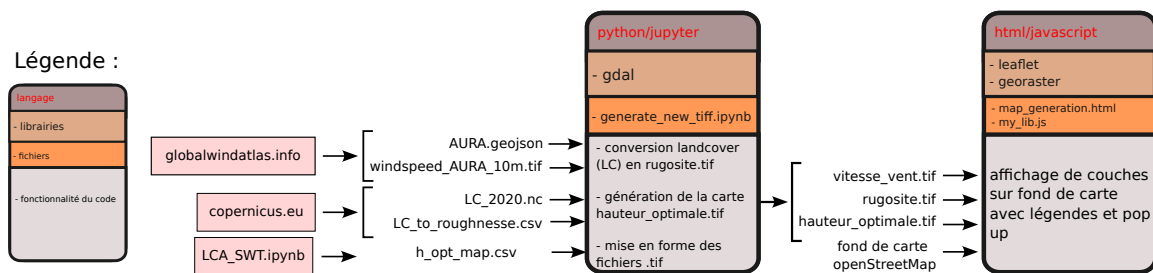


Figure 4.12 – Schéma explicatif des fonctionnalités et couches logicielles pour la génération de la carte.

4.3 Conclusions, recommandations et perspectives

Pour rappel, le but de ces travaux était d'étudier les impacts environnementaux de la production d'électricité d'une éolienne Piggott dans les contextes HR et RR pour pouvoir fournir des recommandations. Le dimensionnement des systèmes de production d'énergie est généralement effectué afin de répondre à un besoin particulier d'électricité sur un site donné, appelé énergie fonctionnelle. Pour ce faire, certains choix techniques clés tels que la hauteur du mât et la capacité de la batterie (pour une configuration HR) sont effectués. Dans ce travail, nous avons étudié en particulier comment l'empreinte environnementale de l'énergie fonctionnelle était affectée par ces choix techniques, par les caractéristiques du site (ressource éolienne, la rugosité) et le comportement utilisateur (load-shifting). Étant donné que la hauteur du mât est une variable de conception relativement facile à adapter pour le concepteur du système, elle pourrait être utilisée pour optimiser son empreinte en suivant des recommandations.

Les conclusions suivantes peuvent être formulées à la suite de ce travail d'ACV :

1. Dans n'importe quelle configuration, un système dimensionné pour les besoins énergétiques les plus bas est toujours le plus respectueux de l'environnement (c'est-à-dire avec le score d'impact le plus bas), mais n'est pas nécessairement le plus efficace sur le plan environnemental (c'est-à-dire avec l'ENF la plus faible).
2. L'extension du mât est un levier pour ajuster la production d'énergie de l'éolienne aux besoins énergétiques de l'utilisateur. Ce levier est intéressant sur le plan environnemental lorsque la longueur de rugosité du site est élevée. Il peut être contre-productif d'un point de vue de l'ENF lorsque la longueur de rugosité est faible.
3. Le load-shifting est un levier clé pour réduire l'ENF pour les petites éoliennes connectées au réseau. Dans le cas d'un système hors-réseau, le load-shifting est un moyen de rendre un système plus efficient.

Sur la base de ces conclusions, certaines recommandations pourraient être faites :

- Étant donné que dans la plupart des cas, les petites éoliennes sont installées dans des zones avec une longueur de rugosité relativement élevée, une hauteur minimale de mât de 18 m est recommandée sauf si la ressource éolienne est excellente (≥ 6 m/s à 10 m). Pour les sites à faible ressource éolienne (≤ 4.5 m/s à 10 m), un mât de 24 m est recommandé sauf si la longueur de rugosité est très faible ($z_0 < 0.1$).
- Le load-shifting doit être considéré comme une priorité lors du dimensionnement d'un système connecté au réseau. Si aucun ou très peu (≤ 20 %) de load-shifting n'est possible, il est moins intéressant d'installer une petite éolienne raccordée au réseau d'un point de vue environnemental, car cela entraînerait une empreinte élevée de l'énergie fonctionnelle.

Discussion sur les impacts des redresseurs

Dans les scénarios d'ICV proposés ici, seul le redressement passif est considéré à partir d'une estimation de sa composition. Une comparaison rigoureuse des deux redresseurs en ACV nécessiterait en premier lieu d'affiner la modélisation du redresseur passif et ensuite de disposer d'un ICV du redresseur actif. Néanmoins, en première approximation, on peut faire l'hypothèse que le redresseur actif utilisé au Chapitre 3 a des impacts similaires à l'onduleur considéré dans l'ICV. Cette hypothèse semble raisonnable dans la mesure où le redresseur actif propose une fonction similaire (conversion AC/DC), avec des composants

similaires (semi-conducteurs, microcontrôleur, drivers, dissipateurs, boîtier, connectiques, câbles) et est dimensionné pour une puissance similaire (1 kW) que l'onduleur considéré dans l'ICV. D'après le Tableau 4.6, l'onduleur présente un score unique environ trois fois supérieur au redresseur. On peut alors intuitivement que l'impact du redresseur actif est supérieur de la même manière à celui du redresseur passif. Par rapport au score total du système, le redresseur et l'onduleur ne représentent chacun pas plus de quelques pourcents de l'impact total (au maximum 3.13% pour l'onduleur en configuration RR pour le scénario le plus pessimiste). Ainsi, il est difficilement imaginable que le remplacement d'un redresseur passif par un redresseur actif n'augmente l'impact du système de plus de quelques pourcents. Au regard des performances mises en évidence au Chapitre 3, mettant en avant un gain de performance de l'ordre de la dizaine de pourcents pour le redresseur actif, il est fortement probable que l'utilisation d'un redresseur actif soit bénéfique du point de vue de l'ENF. Cette conclusion doit cependant être nuancée en raison de l'absence de prise en compte de la fin de vie du système dans cette étude, ainsi que l'absence de données quant à la fiabilité sur le long terme d'une solution de redressement actif pour le petit éolien.

Perspectives de recherche

Cette étude ouvre de nombreuses perspectives notamment au niveau des configurations de stockage d'énergie, du dimensionnement du mât, des scénarios de sources d'énergie, de la modélisation ICV des redresseurs, de la prise en compte de la fin de vie, de la paramétrisation du modèle, l'éco-optimisation de la machine électrique ou encore le couplage technico-économique. Ces perspectives sont développées ci-dessous.

Optimisation des configurations de stockage Nous avons vu qu'en configuration HR, la batterie est responsable d'un pourcentage important de l'impact du système. Il serait judicieux de raffiner ces résultats et d'élargir les scénarios de configuration de système. On pourrait alors inclure une modélisation améliorée du vieillissement de la batterie en intégrant la possibilité d'utilisation de batteries de seconde vie. En supposant que l'utilisateur soit capable de se passer de la marge de sécurité de plusieurs jours de stockage d'énergie, on pourrait aussi modifier la logique de dimensionnement de la batterie en incluant le facteur de load-shifting comme une variable dimensionnante. Cela réduirait considérablement la taille de la batterie, mais introduirait des contraintes fortes sur l'utilisation de l'énergie : réduire la consommation d'électricité quand il n'y a pas de vent. **On pourrait alors étudier l'impact de la sobriété sur l'empreinte de l'énergie fonctionnelle.**

Dimensionnement de mât Selon les résultats de l'analyse de sensibilité sur l'ENF, le mât est un levier pour optimiser l'empreinte de l'énergie. En effet, augmenter sa hauteur permet d'augmenter la production d'énergie. En revanche il a un impact significatif dans la balance des impacts, en particulier au niveau des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) et de la consommation d'énergie primaire d'origine non-renouvelable. Dans cette étude, les dimensions originales du mât proposées dans le manuel de construction ont été utilisées. On pourrait tenter de quantifier le surdimensionnement pour identifier s'il est possible d'optimiser les masses d'acier et de béton. En particulier, on pourrait étudier l'impact de la masse en tête de mât sur le dimensionnement de la structure. L'étude d'un design de mât utilisant des matériaux alternatifs comme le bois serait également intéressant. Comme le mât est une partie visuellement imposante de l'éolienne, il serait intéressant de coupler

l'étude du design du mât à sa perception par le sociosystème.

Scénarios hybrides On pourrait également inclure des scénarios hybrides avec des sources d'énergie renouvelable supplémentaires et la possibilité d'une batterie pour la configuration connectée au réseau et différentes technologies de batterie. Ces scénarios hybrides pourraient offrir une meilleure ENF que les scénarios « pur petit éolien » étudiés ici.

Affinage de la modélisation ICV des redresseurs Une modélisation ICV plus fine des redresseurs (passif et actif) permettrait de donner une meilleure quantification du compromis technico-environnemental entre ces deux solutions.

Fin de vie Il serait intéressant de construire plusieurs scénarios de fin de vie des éoliennes pour étudier comment cela affecterait les conclusions sur la hauteur optimale. En particulier, une enquête auprès des auto-constructeurs et fabricant d'éoliennes pourrait permettre d'établir des hypothèses raisonnables concernant le recyclage, la réutilisation et la valorisation des éoliennes en fin de vie.

Paramétrisation complète du modèle On pourrait élargir la présente étude avec un modèle technico-environnemental entièrement extensible de l'éolienne, où toutes les dimensions de l'éolienne pourraient varier de façon continue. Ce pourrait être un moyen pour trouver notamment des bons compromis entre la hauteur du mât et la taille du rotor d'un point de vue environnemental.

Eco-optimisation du système génératrice-mât Forts d'une étude de mécanique des structures et d'une paramétrisation complète du modèle, on pourrait étudier l'impact du dimensionnement de la génératrice sur l'empreinte environnementale. On pourrait par exemple étudier l'impact du type d'aimants, du rendement et du compromis entre masse d'aimants et masse de cuivre sur l'empreinte environnementale de l'énergie fonctionnelle. Une machine avec un meilleur rendement ou avec des aimants a priori moins polluants que les aimants aux terres rares pourrait ne pas être optimale en termes d'empreinte à cause des répercussions sur la structure. Ces compromis devraient être étudiés pour toutes les applications dans lesquelles la masse de la machine a des répercussions sur la structure mécanique du système.

Couplage à une étude technico-économique L'intégration de la modélisation technico-environnementale à une étude technico-économique pourrait aider les décideurs à identifier des incitations appropriées qui permettraient d'aligner l'optimum économique avec l'optimum écologique.

Dans cette étude technico-environnementale, il a été mis en évidence que le load-shifting et l'adoption d'un redresseur actif pourraient permettre d'améliorer l'empreinte de l'énergie fonctionnelle. Cependant, ces comportements et choix techniques reposent sur un certain rapport de l'Humain à la technique, ce qui motive l'étude présentée dans la prochaine section.

4.4 Etude socio-technique

L'étude socio-technique présentée dans cette section est le fruit d'un travail que j'ai mené en collaboration⁹ avec Baptiste Beguinet¹⁰, supervisé par Laure Dobigny¹¹, Anne Rumin¹² et Jean-François Trégouët¹³.

Dans cette partie, une synthèse¹⁴ du travail original [19] de Baptiste Beguinet, intitulé *Le petit éolien auto-construit en France*, est proposée. Elle est complétée par ma connaissance du réseau Tripalium et mon expérience en tant que formateur de stage d'auto-construction.

La notion d'appropriation

Il convient en premier lieu de définir ce qu'on entend par le terme *appropriation* au sujet des objets techniques. Selon le dictionnaire *Sciences, Technologies et sociétés de A à Z*, « la notion d'appropriation désigne à la fois un processus individuel et collectif (cognitif, culturel et social) dans le rapport aux objets techniques [...] qui met en évidence le rôle actif des usagers dans la construction sociale des technologies et de leurs usages » [29, p. 22]. Les auteurs distinguent ainsi deux échelles d'appropriation, individuelle et collective, qui sont définies ci-dessous.

Appropriation individuelle « L'appropriation individuelle d'une technologie est un processus par lequel l'utilisateur l'intègre à sa vie quotidienne tout en l'adaptant à sa personnalité et à ses besoins. Une appropriation complète suppose a) un apprentissage lui permettant d'acquérir un minimum de maîtrise technique et cognitive (compétence dans l'utilisation); b) l'intégration de la technologie à ses routines et habitudes de vie (insertion de l'objet dans le quotidien, banalisation); c) des usages créatifs (innovation par rapport au mode d'emploi) » [29, p. 22].

Appropriation collective « L'appropriation collective d'un dispositif technique désigne sa mise en œuvre (utilisation, conception, développement) par un groupe ou une catégorie sociale, dans le but d'accroître son autonomie ainsi que sa capacité d'agir (empowerment, en anglais) vis-à-vis des autres composantes de la société. » [29, p. 22].

4.4.1 Objectif, cadre et méthodologie de l'étude

L'objectif était de comprendre si et dans quelle mesure la complexification de l'éolienne Piggott (avec un redresseur actif) pourrait nuire à son appropriation au sens des définitions données précédemment. A cette fin, nous avons cherché à caractériser la communauté

9. Cette opportunité d'intégrer une réflexion interdisciplinaire au sein d'une thèse en sciences pour l'ingénieur est donnée par le format des thèses dites « enjeux » proposées par l'INSA Lyon. La bourse Enjeu Énergie de l'INSA Lyon a permis de financer ce travail de sociologie des techniques, prenant la forme d'un stage de fin d'étude en Sciences Humaines et Sociales (SHS).

10. Étudiant de Master, SciencesPo Lille

11. Professeure associée, Laboratoire ETHICS, Université Catholique de Lille

12. Doctorante, CEVIPOF-Sciences Po

13. Maître de conférences, Laboratoire Ampère, INSA Lyon

14. Comme le veut la déontologie, les idées issues de ce travail sont ponctuées de références et les citations mot pour mot sont entre guillemets.

d'auto-constructeurs d'éoliennes Piggott pour en comprendre les processus d'appropriation. L'étude se restreint au réseau Tripalium qui maille le territoire Français.

Méthodologie

Cette enquête a été menée selon une approche qualitative mêlant observations participantes à des stages d'auto-construction et entretiens semi-directifs. Rappelons que l'entretien semi-directif consiste en « une interaction verbale sollicitée par l'enquêteur/-trice auprès d'un-e enquêté-e, à partir d'une grille de questions utilisée de façon très souple. L'entretien vise à la fois à collecter des informations et à rendre compte de l'expérience de la personne et de sa vision du monde, dans une optique compréhensive. » [132]. Ces entretiens et observations ont servi à l'élaboration d'idéaux-types permettant de décrire la communauté des pilotes¹⁵ d'éolienne, ainsi qu'à la recherche de marqueurs d'appropriation de l'éolienne Piggott aux niveaux individuel et collectif en fonction de ces idéaux-types.

Le stage d'auto-construction : un tremplin vers l'appropriation de l'éolienne Piggott

L'éolienne Piggott peut être considérée comme un objet technique complexe dans la mesure où sa fabrication nécessite une triple expertise : travail du bois, du métal et de l'électricité. Or, selon la définition choisie, une appropriation individuelle complète implique en premier lieu une certaine maîtrise technique et cognitive de l'objet. En ce sens, il est clair que la complexité de l'éolienne Piggott peut constituer un obstacle à l'appropriation individuelle.

Les entretiens effectués révèlent que la perception de cette complexité est « sensible aux expériences précédentes d'auto-construction et au domaine professionnel du pilote » [19, p. 17]. Il est également rapporté que cette perception de complexité « est souvent une construction a priori qui évolue une fois familiarisé avec l'objet en question » [19, p. 17].

Louis¹⁶ rapporte par exemple qu'en « voyant l'éolienne on se dit que c'est possible, en voyant le manuel on se dit qu'on ne va pas y arriver seul. [...] On reprend des maths de base, on se rend compte qu'en utilisant des choses simples on peut faire de belles choses, en passant par des rosaces. Tout le monde prend un niveau en mécanique, en électricité, en soudure, en compréhension du vent. ». Ce témoignage illustre l'encapacitation, qui suite à un stage d'auto-construction, participe à lancer les pilotes aux manettes de leur éolienne.

Cependant, « l'apprentissage ne s'arrête pas lorsque la génératrice est construite. A ce moment, débute une nouvelle phase où les pilotes apprennent à connaître leur machine, anticiper ses défaillances et assurer sa maintenance. Ils apprennent également à anticiper sa production et l'optimiser au vu de leurs besoins. » [19, p. 15]. Ainsi, le stage d'auto-construction constitue un tremplin vers l'appropriation dans la mesure où il initie un changement de perception de cette complexité via la transmission de connaissance de pair à pair. Ayant une durée limitée et ne permettant pas l'expérience du quotidien avec l'éolienne, le stage ne permet pas une appropriation complète de cet objet technique, que

15. Les personnes qui possèdent ou s'occupent d'une éolienne Piggott sont appelés « pilotes » dans la suite de ce manuscrit.

16. Les prénoms ont été changés.



(a) Safran en forme de Gypaète.



(b) Safran en forme de canards.

Figure 4.13 – Personnalisation du safran. Source : Tripalium.

« seule l'expérience dans le temps de la production d'énergie éolienne et de la maintenance de la machine permet » [19, p. 17]. Si le stage ne sert que de « coup d'envoi » qui suggère un premier degré d'appropriation individuel, celui de l'apprentissage de la connaissance technique, comment qualifier si les pilotes s'approprient l'éolienne Piggott selon les autres dimensions ?

L'identification de marqueurs d'appropriation individuelle nous aident à aborder cette question, ce qui est développé dans la prochaine section.

4.4.2 Marqueurs d'appropriation individuelle

Les entretiens ont permis de distinguer des marqueurs indiquant un certain degré d'appropriation individuelle par les pilotes. Ces marqueurs sont regroupés en deux catégories (issues de deux dimensions de la définition) : l'intégration de l'éolienne au mode de vie des pilotes et les usages créatifs qu'ils peuvent en faire.

Intégration de l'éolienne dans le quotidien

La « mise à l'agenda de la maintenance, ritualisée », constitue un premier marqueur qui témoigne de l'intégration de l'éolienne dans le quotidien des pilotes [19, p. 18]. Il est reporté que la maintenance de l'éolienne en tant qu'« attention à la fragilité » [50], participe également à la dimension *apprentissage* de l'appropriation car elle « traduit bien une attention au regard de connaissances techniques spécifiques » [19, p. 18]. La personnification à travers l'attribution d'un nom à l'éolienne est également un marqueur de l'intégration de l'éolienne au quotidien. « En visibilisant sa singularité et en la personnifiant, l'éolienne devient un être vivant, un proche, dont il faut prendre soin » [19, p. 21]. Les comportements des pilotes en termes de consommation d'énergie sont ajustés par rapport à la production de l'éolienne [19, p. 22]. Le load-shifting serait utilisé fréquemment, comme pour Patrice qui explique que « Quand on a le choix, qu'on hésite entre faire quelque chose un jour ou le lendemain, on se dit "il y a du vent, vas-y là, maintenant on a de l'électricité, tu peux souder. C'est bon, y'a pas de soleil mais y a du vent, tu peux y aller" ».

Usages créatifs : art, modifications et détournements

La personnalisation de l'éolienne est courante. Il y a d'abord le safran, qui est différent pour toutes les éoliennes et fait souvent l'objet d'une touche créative, comme montré sur la Figure 4.13. La personnalisation peut servir à fondre l'éolienne dans son environnement, comme pour Marc qui rapporte avoir « fait attention à ce que le tout se fonde dans le paysage, avec une couleur qui tire vers le marron » en lien avec l'église à côté de chez lui. C'est également le cas pour ce safran en forme de gypaète (voir Figure 4.13a), un célèbre oiseau du massif du Vercors où la machine est installée. D'autres personnalisation de l'éolienne d'un point de vue créatif peuvent avoir lieu sur le mât, tel que montré sur la Figure 4.14. Tout comme l'attribution du nom, ces personnalisations créatives vont également dans le sens de la personnification de l'éolienne. Certains pilotes modifient leur installation au-delà de l'aspect créatif, que ce soit au niveau de la tête d'éolienne, du génie civil ou bien du système électrique [19, p. 20]. Enfin, il est rapporté que certains pilotes sont parvenus à détourner une génératrice d'éolienne pour en faire un vélo-générateur ou une hydrolienne [19, p. 25]. Ces deux derniers indicateurs (modifications et détournement) sont à nuancer car ils ne sont pas présents chez tous les pilotes.

Nuances à l'appropriation individuelle

Concernant le génie civil, « plusieurs pilotes décident de couler davantage de béton, craignant que les recommandations du manuel ne soient pas suffisantes. Ces décisions s'appuient davantage sur leur perception subjective du terrain et de ses risques que sur des calculs des forces auxquelles sera soumis le mât » [19, p. 23]. Au sujet de la génératrice et du système électrique, « de nombreux pilotes se trouvent dans l'incapacité de diagnostiquer ce qui pêche précisément » [19, p. 25]. Ils ont ainsi recours au réseau de formateurs pour diagnostiquer les pannes. L'installation électrique serait déléguée à un professionnel pour la moitié des pilotes environ. « Dans ce cas, ils choisissent les composants sur la base de recommandations, sans démontrer un intérêt particulier pour saisir leur fonctionnement » [19, p. 23].

Selon ces marqueurs, on peut affirmer que la communauté des pilotes d'éoliennes Piggott s'approprient leur moyen de production d'énergie. Cette appropriation individuelle est notamment facilitée par les stages, la diffusion d'un manuel de construction, la pratique de la maintenance, la personnification de l'éolienne et l'expérience de l'équilibre production-consommation. Elle est cependant à nuancer : tous ne s'approprient pas l'éolienne de la même manière, ni dans la même mesure. Dans la prochaine section, on s'intéresse aux mécanismes d'appropriation collective. On cherchera ensuite à comprendre les nuances d'appropriation à partir des idéaux-types des pilotes.

4.4.3 L'appropriation collective de l'éolienne Piggott

D'après la définition, l'appropriation collective fait référence à la construction et l'utilisation d'un outil par une communauté en vue de réduire sa dépendance à un système. L'étude socio-technique montre que l'éolienne Piggott en tant qu'outil convivial permet d'accroître l'autonomie des usagers et que ceux-ci se sentent appartenir à des communautés différentes, en fonction du type d'autonomie recherché. Ces aspects sont expliqués dans les deux prochaines sections.



(a) Mât treillis réalisé en bois.

(b) Mât *le petit prince*.

Figure 4.14 – Personnalisation du mât. Source : Tripalium.

Un outil qui favorise des formes d'autonomie dans l'interdépendance

Selon Ivan Illich, les outils qui favorisent l'autonomie sont qualifiés de *conviviaux*, la convivialité renvoyant à « des rapports autonomes et créatifs entre les personnes et des rapports entre les personnes et leur environnement », incarnant une « liberté individuelle réalisée dans l'interdépendance personnelle » [77, p. 24]. Pour les pilotes, la mise en œuvre de l'éolienne Piggott commence quasiment systématiquement par un stage d'auto-construction, qui déjà, favorise l'autonomie des participants. « L'auto-construction, qu'elle soit collective ou non, permet bien à ses pratiquant-es de prendre confiance dans sa capacité d'agir, à la fois en groupe organisé et à la fois en tant qu'individu pour qui les limites du réalisable par soi-même se voient repoussées. » [19, p. 27]. Apprendre avec les autres comment construire un objet qui réduit une dépendance à un système énergétique, cela illustre le principe-même de la convivialité au sens d'Illich. La mise en œuvre de l'éolienne Piggott fait intervenir la notion d'autonomie à plusieurs niveaux : l'auto-construction, l'installation, la maintenance, l'auto-production d'énergie. A plusieurs étages, cette autonomie intègre l'inter-dépendance : dépendre des formateurs et autres participants pour fabriquer son éolienne, d'un manuel pour l'installation, d'assistance pour certaines maintenances. De même, l'association Tripalium est dépendante des retours d'expériences des pilotes pour améliorer le manuel, trouver des lieux de stage. Ainsi, l'éolienne Piggott est mise en œuvre collectivement par une communauté en inter-dépendance, dans le but d'accroître au moins deux formes d'autonomie : savoir-faire et production d'énergie. En ce sens, on peut dire qu'elle est le fruit d'une appropriation collective. Tout comme la dimension individuelle, celle-ci doit être nuancée par l'hétérogénéité constatée au sein de la communauté.

Nuances à l'appropriation collective

D'après l'analyse socio-technique, à minima « être pilote, c'est incarner une autre façon de produire son énergie et ouvrir la voie à des questionnements à ce sujet » [19, p. 33]. Cette identité d'« ambassadeur du petit éolien » [19, p. 31] représente un plus

petit dénominateur commun, qui est complété par différentes visions de l'autonomie au sein de la communauté. Ainsi, pour certains, l'autonomisation dans la gestion de son éolienne est visée en priorité [19, p. 30], alors que pour d'autres c'est l'idée d'une autonomie « davantage politique et économique, que purement technique » [19, p. 32]. En fonction du degré d'autonomie recherché, des nuances à l'appropriation collective sont mises en avant. Premièrement, des pilotes qualifiés de « survivalistes », sont de nature à réduire leur degré de dépendance pour maximiser leur autonomie, dans une perspective catastrophiste. Cette catégorie, très minoritaire, ne participe pas à l'appropriation collective de l'éolienne dans la mesure où l'interaction avec le réseau est quasiment nulle : ils ne participent pas aux stages et ne répertorient pas leur éolienne [19, p. 33]. Une deuxième nuance, pointée dans l'étude comme un risque, est celui de la professionnalisation de la conception et de la recherche sur l'éolienne qui pourrait accentuer une dépendance de la communauté [19, p. 46]. Enfin, il y a une nuance autour du sens du raccordement au réseau d'électricité. Pour certains être relié au réseau c'est être dépendant du système de production d'électricité et pour d'autres l'utilisation de batterie est une dépendance au système de production industriel qui les produit et une source de pollution supplémentaire. Ainsi, selon un pilote, « l'autonomie, c'est choisir sa dépendance ».

Un modèle de la communauté

Au terme de ces deux premières réflexions sur les dimensions de l'appropriation, Baptiste Beguinet conclut que « les conditions de production, conception et diffusion, permettent d'envisager l'éolienne Piggott comme un outil convivial au sens d'Illich. C'est-à-dire un outil dont l'usage ne dégrade pas l'autonomie personnelle en créant une dépendance, ne génère pas de relations de dominations et permet d'élargir la capacité d'action personnelle. » [19, p. 33]. Bien que conviviale, l'éolienne Piggott n'est pas appropriée de la même manière par tous les pilotes. Pour ces nuances au sein de la communauté, quatre profils types ont été construits à partir des entretiens : le « paysan », l'« autonomiste », l'« auto-constructeur » et le « techniciste ». Ce découpage artificiel est un modèle¹⁷ construit dans le but d'évaluer l'effet d'une potentielle complexification du système par un redresseur actif sur l'appropriation de l'éolienne. Bien que non décrits en détails ici, les profils sont représentés sur la Figure 4.15 où ils sont situés selon deux axes. En abscisse, on devine une mesure du degré d'appropriation individuelle entre délégation (à gauche) et usages créatifs (à l'opposé). En ordonnée, on mesure l'importance de la production d'énergie : elle serait symbolique pour les « agriculteurs » et d'importance première pour les « autonomistes ». D'après cette grille de lecture, nous discutons dans la prochaine section de la possibilité d'appropriation du redresseur actif par la communauté.

4.4.4 Discussion sur l'effet d'une complexification du système électrique

Pour les pilotes se situant à gauche de l'axe des ordonnées sur la Figure 4.15, le système électrique est perçu comme une boîte noire. Un changement technologique de boîte noire ne ferait pas de différence vis-à-vis de l'appropriation individuelle [19, p. 42]. Pour ce qui est de la partie droite, assimilée à une meilleure maîtrise technique, deux

17. Chers amis pilotes qui lisez ces lignes, ce modèle « à l'emporte pièce » n'est pas à prendre comme un étiquetage, mais plutôt comme une grille de lecture, qui même imprécise, est un outil précieux pour notre étude. Il ne questionne ni n'évalue en rien la légitimité d'être pilote, quelle qu'en soit la raison.

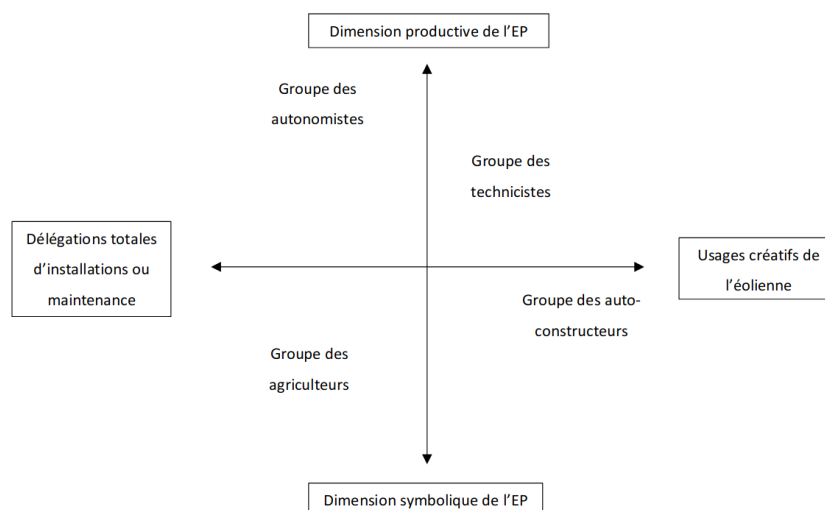


Figure 4.15 – Profils de pilotes selon deux axes. Graphique tiré de [19].

réactions seraient à distinguer. Les « technicistes » ont en général un fort bagage technique et manifestent un intérêt particulier pour l'évaluation des performances et les nouvelles technologies et les performances [19, p. 42]. Il est probable que pour cette catégorie, le redresseur actif soit une brique technologique intéressante et ne constitue pas une barrière à l'appropriation individuelle. En ce qui concerne le groupe des « auto-constructeurs », ils voient l'électronique comme une « une source accrue de dépendances et de risque de défaillances et préfèrent mettre leur expérience empirique au service d'une réduction de la complexité des systèmes » [19, p. 42].

Au sujet de l'appropriation collective, la complexification du système par un redresseur actif pourrait symboliser l'entrée dans une logique de performance d'une part et l'accentuation d'une dépendance technique d'autre part. Ceci pourrait susciter une opposition chez certaines catégories de pilotes pour qui la dimension symbolique est très importante [19, p. 44].

4.5 Conclusion et perspectives socio-techniques

En somme, cette étude socio-technique avait pour objectif de comprendre la communauté des auto-constructeurs d'éolienne dans le but de comprendre les mécanismes d'appropriation en son sein. Nous avons trouvé qu'en dépit d'une apparente complexité, l'éolienne Piggott peut être considérée comme conviviale au sens d'Illich, grâce à des mécanismes qui facilitent son appropriation individuelle et collective. L'appropriation est cependant à nuancer en fonction du profil de pilote et de la vision symbolique attribuée à l'éolienne. Ces profils types de pilotes ont permis de faire une première évaluation de ce que pourrait être l'impact d'une complexification du système par un redresseur actif. L'étude permet de conclure que pour la majeure partie des catégories de pilotes, il est peu probable que cette complexification ne soit ni un frein ni ne participe à l'appropriation individuelle du système. Deux points de vigilance sont soulevés concernant l'appropriation collective. Si le redresseur actif amène une nouvelle couche de dépendance à une recherche professionnelle et institutionnalisée, alors il peut faire l'objet d'une opposition par certaines catégories de pilotes.

Perspectives de recherche

Cette étude socio-technique ouvre des perspectives de collaboration entre sciences pour l'ingénieur et SHS.

Le rôle des formateurs dans l'appropriation Dans notre étude, une partie de la communauté n'a pas été étudiée : les formateurs en auto-construction. Il est clair que leur rôle est central dans l'appropriation individuelle via la transmission de connaissances lors des stages, ou à travers l'assistance aux premières maintenances de la machine. Ils permettent, étape par étape, de casser les barrières de complexité du système pour encapaciter les pilotes. Cependant, il est moins évident de comprendre leur rôle au regard de l'appropriation collective de l'éolienne. L'étude de cet aspect de la communauté pourrait apporter des clés pour comprendre si et comment l'introduction d'une nouvelle complexité dans le système pourrait être facilitée ou non par les formateurs.

Étude de l'appropriation de l'électronique auto-construite Nous avons compris que le système électronique constituait une boîte noire (nuancée de gris) pour une majorité des pilotes. On peut se demander quel degré d'appropriation individuel est nécessaire pour ne pas dégrader l'autonomie des pilotes vis-à-vis de leur installation. L'exemple du contrôleur OSWACC [136] montre que l'électronique auto-construite permet un certain degré d'appropriation individuelle. La remontée de bugs sous formes de « issues » sur des plateformes telles que *Gitlab* ou *Github* témoignent d'une certaine forme d'appropriation collective par la communauté. Il serait alors intéressant d'étudier les mécanismes d'appropriation en lien avec les dispositifs électroniques open source et auto-construits. Cela pourrait être utilisé pour la co-conception d'un redresseur actif auto-construit avec et pour la communauté. On pourrait imaginer utiliser la solution d'électronique de puissance open source et modulaire proposée par OwnTech¹⁸ par exemple.

Étude du lien entre auto-production d'énergie et comportement de consommation Au cours de l'étude, plusieurs entretiens ont suggéré que les pilotes pratiquaient le load-shifting. Autrement dit, leur consommation est flexible et dépend de la production de l'éolienne. La question du lien entre l'auto-production d'énergie et les attitudes de sobriété a été mise de côté et constituent une perspective de ce travail, qui nécessiterait notamment une consolidation via une approche quantitative. On pourrait par exemple évaluer et comparer les taux d'auto-consommation des auto-producteurs en fonction de leur profil, du type d'installation (raccordé réseau, off-grid, solaire, éolien, hybride) et coupler ces données à des entretiens pour comprendre ce qui favorise des attitudes de sobriété.

18. voir www.owntech.org

Conclusion, perspectives et analyse critique

Au terme de ces quatre chapitres, une certaine prise de hauteur est nécessaire pour tenter de dessiner une vue d'ensemble de ce travail. Ceci est l'objet de cette dernière partie du manuscrit. A cette fin, les questions de recherche qui ont guidé ce travail seront rappelées. Nous tenterons d'y répondre à l'aide d'une synthèse de notre approche et de nos différents apports. Au fur-et-à-mesure, nous rappellerons les différentes perspectives de travail identifiées au cours du manuscrit. Enfin, nous prendrons de la distance avec les questions initiales en proposant des perspectives de recherche plus générales.

Conclusion générale

Au cours du premier chapitre, nous avons rassemblé des éléments permettant de problématiser le sujet de la performance et des impacts environnementaux des petites éoliennes. Bien que plus vertueuses que les énergies fossiles pour répondre à un besoin identique, elles sont encore moins performantes et auraient un impact environnemental plus fort que les grandes éoliennes. Suite à une analyse des différents freins à la performance, nous avons identifié un levier d'amélioration technologique qui n'a pas été actionné dans le milieu du petit éolien : le redressement actif. La littérature scientifique à ce sujet promet des gains de rendement intéressants mais pointe une complexité qui est probablement l'origine de la non-adoption de cette solution pour le petit éolien. Pour étudier ce dilemme de conception, *simplicité versus efficacité* qui ressort dans de nombreux systèmes, nous avons choisi l'éolienne Piggott. Bien que complexe dans son ensemble, elle illustre un système pour lequel la simplicité a été privilégiée lors de la conception. C'est sans aucun doute ce qui la rend aussi robuste, facilite sa construction et sa diffusion dans le monde entier. Pour améliorer son efficacité tout en altérant sa simplicité le moins possible, nous avons eu l'idée d'implémenter un redressement actif sans capteur mécanique sur l'éolienne Piggott. Nous nous sommes alors posé les questions suivantes :

1. Est-il possible d'implémenter un redressement actif sans capteur mécanique sur une éolienne Piggott ?
2. Quel gain de performance peut-on attendre du redressement actif vis-à-vis de la stratégie classique ?
3. Quel serait l'impact des incertitudes paramétriques sur la performance de l'éolienne pilotée avec une commande vectorielle sans capteur mécanique ?

Pour traiter ces questions, nous avons établi un modèle du système (présenté au Chapitre 2) que nous avons confronté expérimentalement. La machine électrique a fait l'objet d'une

attention particulière au cours de ce processus, qui, grâce aux éléments finis et à un modèle réluctant, a permis d'aboutir à un modèle proche d'un modèle de dimensionnement (le comportement thermique ayant été laissé de côté). Le modèle dynamique correspond classiquement à celui d'une MSAP à pôles lisses, pour laquelle une commande vectorielle sans capteur mécanique ne présente pas d'obstacle scientifique particulier. Néanmoins, comme cela n'a jamais été fait sur une éolienne Piggott, la preuve de concept est intéressante pour la communauté.

Pour pouvoir faire des essais en laboratoire, nous avons conçu une plateforme expérimentale permettant de reproduire le comportement de l'éolienne à pleine échelle sans soufflerie. Les premiers essais avec une loi de commande utilisant un capteur mécanique montrent des gains significatifs d'énergie par rapport à la solution avec un pont de diodes. Dans le but de se passer du capteur mécanique, nous avons ensuite modifié la loi de commande pour intégrer un observateur, basé sur le modèle de la machine. Nous avons montré qu'en connaissance des paramètres du modèle, la commande sans capteur mécanique est aussi performante que la stratégie qui en utilise un. Du point de vue de la modélisation, nous avons identifié des perspectives

- une nouvelle gamme de génératrices pour l'éolienne Piggott,
- un modèle de dimensionnement du système génératrice-convertisseur,
- prise en compte des effets du nombre de Reynolds sur la modélisation aérodynamique,
- vers un modèle de la courbe de puissance de l'éolienne,

qui sont expliquées au Chapitre 2.

Même si le modèle établi donne une bonne estimation des paramètres, il est (comme tout modèle) imparfait et laisse place à des incertitudes qui pourraient affecter la performance de la loi de commande. Pour aborder ce problème (troisième question), nous avons d'abord cherché à garantir la convergence de l'observateur en dépit des incertitudes. Puis, nous avons modélisé les erreurs de points d'équilibre du système causées par ces incertitudes. Les résultats, analytiques et expérimentaux, révèlent que la stratégie est très peu sensible aux incertitudes paramétriques du point de vue de la récupération d'énergie. Ainsi, la stratégie de redressement actif sans capteur mécanique proposée promet des gains d'énergie significatifs pour le petit éolien et présente l'avantage de conserver sa performance malgré les incertitudes paramétriques. Nous avons proposé des perspectives de travail pour aller plus loin à ce sujet,

- l'extension du modèle d'erreur sur les points d'équilibre dans le cas du défluxage,
- le design d'une nouvelle méthode d'identification sans capteur mécanique,
- l'émulation d'un modèle dynamique de batterie,
- l'extension de la loi de commande aux zones 1 et 3,
- un MPPT adaptatif,
- l'implémentation sur site de test,

qui sont développées à la fin du Chapitre 3.

Nous nous sommes ensuite demandé :

4. Quels sont les impacts environnementaux de l'éolienne Piggott ?
5. Quels sont les leviers d'amélioration de l'empreinte environnementale de l'énergie produite ?

6. Quelle est l’empreinte environnementale de l’énergie produite avec un redresseur actif, en comparaison avec la configuration initiale ?

Nous avons alors cherché à évaluer les impacts environnementaux de l’éolienne Piggott à travers une Analyse de Cycle de Vie. Notre étude a confirmé ce qui était soulevé dans la littérature : les batteries et la structure (acier, béton) sont responsables de la majorité des impacts, alors que les composants électroniques ne pèsent que quelques pourcents de l’impact total. Bien que notre étude présente ses limites (absence d’analyse d’incertitude et de prise en compte de la fin de vie) et sans pouvoir l’affirmer, il semble néanmoins raisonnable de dire que le redressement actif pourrait permettre d’augmenter significativement la production d’énergie sans augmenter significativement les impacts environnementaux. Mais ceci n’est pas le principal résultat de l’ACV. Comme le recommande la méthodologie, nous avons fait des efforts de modélisation sur les sous-systèmes qui représentaient le plus d’impacts. La modélisation du mât nous a alors amené à nous demander comment choisir sa taille et quelle influence elle aurait sur le bilan environnemental. Comme la taille du mât influe sur la récupération d’énergie et que ce phénomène dépend de la topographie et de la ressource disponible, son dimensionnement doit être relié au besoin de l’utilisateur. Ceci nous a amené à construire un cadre de pensée plus général, permettant de considérer les comportements de l’utilisateur¹⁹, les choix géographiques et technologiques comme des variables de sensibilité au modèle d’ACV. Utilisant ce cadre de pensée, nous avons montré qu’en fonction de ces paramètres, il existait un besoin énergétique « optimal »²⁰, au-delà duquel les impacts augmentent de façon exponentielle (en utilisant la hauteur du mât comme levier pour augmenter la production). Ce besoin « optimal » en énergie correspond à une hauteur de mât optimale, que nous sommes parvenus à cartographier pour une région de France. Enfin, nous avons montré que la flexibilité énergétique, modélisée par du load-shifting, peut être un levier considérable pour réduire l’ENF. Suite à ce travail d’ACV, nous avons identifié des perspectives intéressantes

- l’optimisation des configurations de stockage,
- le dimensionnement de mât,
- des scénarios hybrides,
- l’affinage de la modélisation ICV des redresseurs,
- la prise en compte de la fin de vie,
- la paramétrisation complète du modèle,
- l’éco-optimisation du système génératrice-mât,
- le couplage à une étude technico-économique,

qui sont expliquées au Chapitre 4.

Enfin, comme l’éolienne Piggott est auto-construite, elle témoigne d’un certain rapport de l’humain à la technique. En ce sens, nous nous sommes demandés :

7. Quels impacts socio-techniques sont causés par la complexification de l’éolienne avec un redresseur actif ?

19. Nous pourrions dire « utilis’acteur » dans la mesure où nous avons identifié une certaine appropriation de l’objet technique.

20. Optimal du point de vue de l’Energy Need Footprint (ENF). Le besoin optimal du point de vue environnemental est très probablement le plus faible.

Nous avons alors cherché à évaluer l'effet que pourrait avoir la complexification du système (via le redresseur actif) sur son appropriation par la communauté française d'auto-construteurs. Malgré une communauté hétérogène, il semble que l'introduction d'un redresseur actif dans la chaîne de conversion ne soit pas un frein majeur à l'appropriation individuelle de l'éolienne Piggott. En revanche, la réponse est plus nuancée en ce qui concerne l'appropriation collective, en raison d'une potentielle incompatibilité avec des valeurs en opposition avec le macro-système technique, selon les termes de Alain Gras. En ce qui concerne la question du lien entre auto-production et attitudes de sobriété énergétique, les entretiens suggèrent une certaine flexibilité de la consommation énergétique, qu'il faudrait étudier plus en profondeur pour pouvoir en tirer des conclusions. Nous avons soulevé des perspectives de travail sur ce volet socio-technique et en particulier

- l'identification du rôle des formateurs dans l'appropriation de l'éolienne,
- l'étude de l'appropriation de l'électronique auto-construite,
- l'étude du lien entre auto-production d'énergie et comportement de consommation,

qui sont détaillées à la fin du Chapitre 4.

Dans la prochaine section, je propose une analyse critique de ce travail.

Analyse critique

Comme probablement une grande majorité des recherches scientifiques en sciences pour l'ingénieur, nous avons cherché par ce travail à optimiser la performance grâce à une solution technologique. Nous avons tenté de nous démarquer en cherchant à évaluer les conséquences de cette modification technologique sur les impacts environnementaux du système et sur les rapports des humains à l'objet technique. On pourrait critiquer cette démarche en avançant qu'elle ne brise pas le paradigme techno-solutionniste. En effet, dans la mesure où l'amélioration technologique est proposée en premier et par une recherche institutionnalisée, les considérations socio-écologiques n'apparaissent pas comme prises en compte dès le départ.

Il est vrai que nous n'avons commencé ce travail de recherche ni par une ACV du système, ni par une étude sociologique, qui sont arrivées dans un second temps, en parallèle du développement de la solution technique. En revanche, les résultats de cette recherche montrent que la solution technologique proposée, le redressement actif, est un bon « candidat » pour augmenter la performance du système sans dégrader significativement l'impact environnemental ni l'appropriation des utilis'acteurs du système. Peut-être que ce qui a permis de trouver ce bon « candidat » malgré une démarche critiquable, relève de l'intuition, fruit d'une expérience modeste mais singulière que j'ai acquise au contact de l'éolienne, au cours de stages d'auto-construction, des maintenances et des échanges entre pairs à l'occasion des rencontres des réseaux Tripalium et Wind Empowerment.

Le redressement actif n'a encore pas fait ses preuves « dans la vraie vie » du petit éolien et mérite de passer l'épreuve du temps, des tempêtes, des mauvais réglages, des transistors qui grillent et autres avaries. Peut-être ne verra-t-il jamais le jour comme solution auto-construite ou industrielle, car il se révélerait trop fragile ou trop onéreux. La preuve de concept étant faite sur banc d'essais, c'est maintenant à la communauté de s'en saisir et je l'accompagnerai si elle le souhaite.

Concernant l'Analyse de Cycle de Vie, on pourrait la critiquer en disant qu'elle ne tient pas compte de la fin de vie ni des incertitudes. Certes, nous n'avons pas modélisé la fin de vie en invoquant le manque de données à propos de cette phase comme étant une barrière. Le manque de données est réel : la fin de vie de l'éolienne Piggott mérite une étude à part entière pour récolter des données sur le recyclage, la réutilisation et la fin de vie des matériaux. Nous n'avons pas souhaité faire d'hypothèses sur ce qui pourrait être fait pour chaque matériau. On peut en revanche dire que notre étude est plutôt sévère et se rapproche du pire cas (le pire cas pouvant être que la fin de vie se résume à de l'incinération ou la décharge pour tout ce qui n'est pas incinérable). La littérature scientifique montre que la prise en compte de la fin de vie (avec recyclage et réutilisation des matériaux) a de grandes probabilités d'améliorer le bilan environnemental. Ensuite, nous avons utilisé un score unique pour trouver le besoin « optimal » et la hauteur de mât optimale. Cet indicateur est très utile pour l'optimisation mais aussi très critiquable. Comment justifier la pondération et la normalisation des catégories d'impacts ? Faut-il faire peser le dérèglement climatique ou la santé humaine plus fortement que la biodiversité dans le score unique ? A ce sujet, nous avons fait confiance aux recommandations de l'UE par le biais de la méthode EF3.0 pour le calcul de l'indicateur, sans connaître réellement les tenants et les aboutissants des choix qui ont mené à sa définition. Nous avons également fait confiance à la base de données EcoInvent, mais pourquoi celle-ci plutôt qu'une autre ? Il n'est pas certain que parce qu'elle est la plus utilisée, elle soit meilleure qu'une autre. A défaut de pouvoir le justifier, nous nous sommes appuyés sur ces outils pour produire nos résultats. Concernant la prise en compte des incertitudes, il aurait été possible de faire des tirages Monte Carlo pour propager l'incertitude de chaque processus sur le résultat final. La littérature scientifique critique la pratique qui consiste à proposer des intervalles de confiance à partir de la distribution des résultats [169]. La base de données EcoInvent recommande d'afficher les valeurs déterministes et non les moyennes ou médianes issues des tirages, ce que nous avons appliqué. Faute d'expérience et de temps pour nous former davantage sur cet outil, nous ne sommes pas allés plus loin à ce sujet, qui nécessiterait, j'en conviens, une attention plus grande dans de futurs travaux de recherche.

Dans la prochaine partie, des perspectives générales viennent compléter celles évoquées au cours des différents chapitres.

Perspectives générales

De nombreuses perspectives ont été identifiées à chaque étape de ce travail de recherche. Tentons ici dans un premier temps de les mettre sur un même plan. La représentation d'une démarche d'optimisation du système est proposée sur la Figure 4.16. A gauche, un modèle socio-technique réalise des choix techniques, des choix géographiques et modélise des comportements tels que le load-shifting. En parallèle, une heuristique d'optimisation altère les dimensions et les matériaux des différents éléments du système en vue de répondre au besoin énergétique avec un coût environnemental (impacts/kWh) le plus faible possible.

Différents modèles (génératrice, courbe de puissance, mât, load-shifting) interagissent pour aboutir au calcul de l'énergie qui répond au besoin et un calcul Life Cycle Impact Assessment (LCIA) permet de déterminer les impacts environnementaux et donc en déduire l'ENF qui est renvoyée à l'heuristique. Face au résultat, une phase de négociation peut être entamée avec le modèle socio-technique. En effet, si répondre à tel besoin avec tels

choix géographiques et techniques et tels comportements implique des impacts jugés trop importants, alors le besoin ou certains choix doivent être remis en cause.

Cette représentation très simplifiée permet néanmoins de se rendre compte qu'une approche multidisciplinaire est nécessaire si l'on souhaite prendre en compte le système socio-écologique dans la conception. Cette approche est probablement critiquable à maints égards mais constitue néanmoins une perspective plus générale à ce travail. Elle suppose un travail de modélisation conséquent en ce qui concerne les aspects socio-techniques, mais également sur le dimensionnement de structure et de machine électrique guidé par ACV. Comment choisir les matériaux ? Quel poids mettre sur quelle catégorie d'impact ? Comment gérer les incertitudes en lien avec l'ACV dans la boucle d'optimisation ? Un travail de veille méthodologique est notamment nécessaire pour aborder ces questions.

Cette approche pourrait être généralisée pour d'autres types de systèmes contenant des machines électriques, pour lesquels la question de la masse et du choix des matériaux sont critiques. La mobilité électrique en est un exemple et constitue un défi majeur des prochaines décennies.

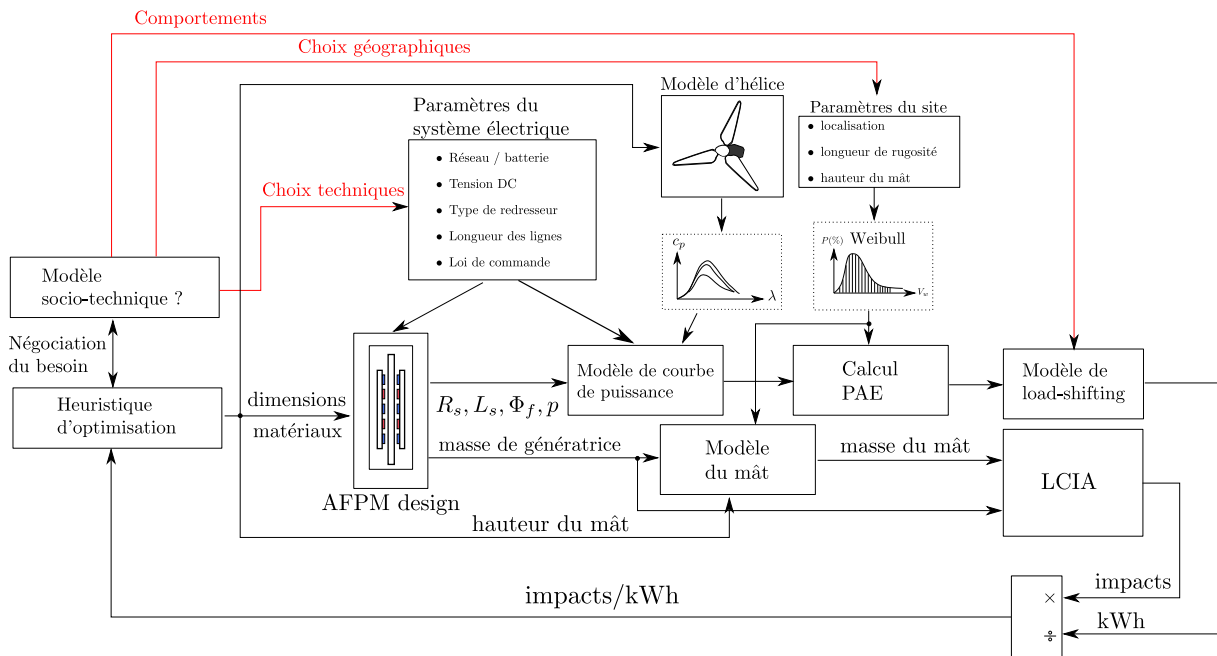


Figure 4.16 – Proposition d'un schéma d'optimisation multidisciplinaire du système.

Enfin, tout ceci ouvre des perspectives d'études intéressantes à la croisée des sciences humaines et sociales et des sciences pour l'ingénieur. Elles pourraient notamment servir à critiquer l'approche présentée ici et en développer de nouvelles, toujours dans le but de trouver une trajectoire soutenable pour l'humanité au sens du donut de K. Raworth.

Annexe A

Modèle magnétique analytique d'une machine synchrone à flux axial à bobinage sans cœur magnétique

A.1 Modèle d'un aimant permanent

Ici, on s'attachera à donner un modèle macroscopique d'aimant dans le formalisme de Kirchhoff. Soit B l'induction magnétique au sein d'un aimant quelconque plongé dans un champ d'excitation magnétique H tel que dessiné sur la Figure A.1a, sa caractéristique $B(H)$ est tracée sur la Figure A.1b. On distingue l'induction rémanente¹ notée B_r , l'excitation coercitive² notée H_c et la droite de retour (en pointillés) dont la pente est la perméabilité de retour notée μ_{rec} . Pour la plupart des aimants permanents à large cycle (NdFeB, SmCo, Ferrite Sr) la perméabilité de retour est proche de la perméabilité du vide ($\mu_{rec} \simeq \mu_0$).

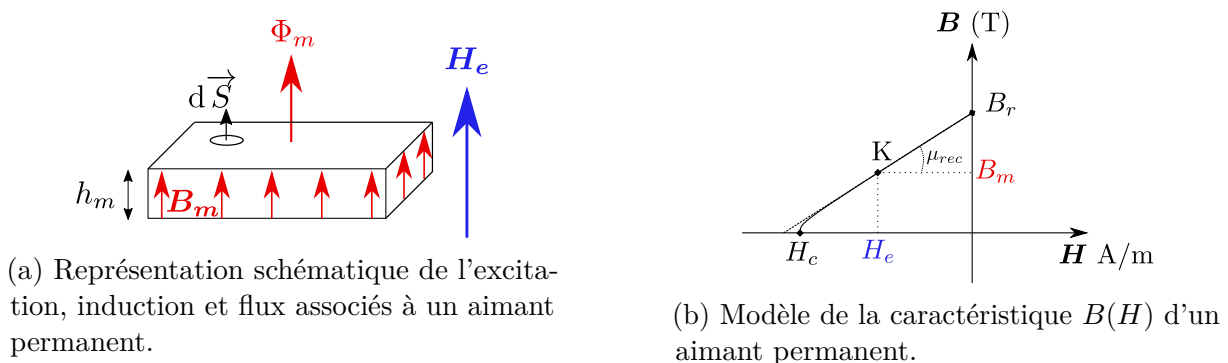


Figure A.1 – Induction et excitation magnétique d'un aimant permanent.

Pour faciliter le traitement du problème de calcul d'induction dans l'entrefer de la machine via le modèle de Kirchhoff, nous ferons les hypothèses suivantes.

Hypothèse A.1 (Induction uniforme). Tous les points géométriques d'un aimant présentent les mêmes caractéristiques $B - H$ pour un point de fonctionnement quelconque

1. Induction présente à excitation magnétique nulle.
2. Valeur d'excitation magnétique nécessaire pour annuler l'induction.

Hypothèse A.2 (Circuit reluctant externe). L'ensemble du circuit magnétique externe à l'aimant peut être caractérisé par une reluctance équivalente [80, p.58]. △

L'Hypothèse A.1 signifie que tous les points géométriques de l'aimant ont la même courbe $B(H)$, qu'ils sont en présence du même champ H et donc qu'ils se positionnent sur le même point de fonctionnement K . Ainsi, on peut écrire l'induction de l'aimant dans la direction de l'aimantation comme étant une droite

$$B_m = \mu_{rec}H_e + B_r, \quad (\text{A.1})$$

en supposant que le point de fonctionnement est suffisamment loin de l'excitation coercitive. En considérant une induction constante à la surface de l'aimant S_m (Hypothèse A.1), on peut écrire le flux magnétique généré par l'aimant tel que

$$\Phi_m = \iint_{S_m} d\Phi_m = \iint_{S_m} \vec{B}_m \cdot d\vec{S}_m \quad (\text{A.2})$$

En supposant que les lignes de champs sont colinéaires avec les vecteurs directeurs des éléments de surface $d\vec{S}_m$, le flux à la surface de l'aimant s'écrit

$$\Phi_m = B_m S_m. \quad (\text{A.3})$$

L'injection de (A.1) dans (A.3) donne

$$\Phi_m = \mu_{rec}H_e S_m + \Phi_r \quad (\text{A.4})$$

avec $\Phi_r = B_r S_m$. Pour obtenir une égalité sous la forme de FMMs on multiplie (A.4) par la reluctance équivalente de l'aimant exprimée par

$$\mathcal{R}_m = \frac{h_m}{\mu_{rec}S_m}, \quad (\text{A.5})$$

ce qui permet d'écrire

$$F_m - \Phi_m \mathcal{R}_m = F_e, \quad (\text{A.6})$$

avec $F_m = \Phi_r \mathcal{R}_m$ la FMM interne de l'aimant et $F_e = h_m H_e$ la FMM appliquée par le circuit externe à l'aimant.

Le circuit équivalent de Thevenin associé à l'Equation A.6 dans le formalisme de Kirchhoff vient naturellement, il est représenté sur la Figure A.2 à côté de son dual équivalent de Norton.

A.2 Circuit réluctant

Pour établir le circuit équivalent réluctant, certaines hypothèses sont nécessaires. En l'absence de matériau ferromagnétique au stator, on fera l'Hypothèse A.3.

Hypothèse A.3. La reluctance du stator est égale à celle de l'air. △

Considérant un entrefer suffisamment grand et en lien avec les hypothèses A.3 et 2.1, nous ferons l'Hypothèse A.4.

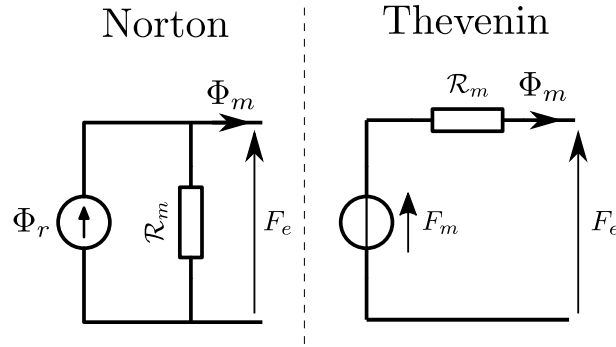


Figure A.2 – Schémas équivalents de Norton et Thevenin d'un aimant permanent dans le modèle de Kirchhoff

Hypothèse A.4. La réluctance des disques rotoriques est négligeable devant la réluctance de l'entrefer. \triangle

Nous considérerons que la fabrication des aimants est sans défaut, donnant place à l'Hypothèse A.5.

Hypothèse A.5. Les aimants de la génératrice sont identiques. \triangle

En considérant que les aimants d'un même disque sont suffisamment éloignés les uns des autres, nous ferons l'Hypothèse A.6.

Hypothèse A.6. Il n'y a pas de fuite de flux entre aimants d'un même disque. \triangle

Le circuit réluctant de la machine proposé sur la Figure A.3 a été établi à partir de la représentation géométrique de la Figure 2.9c et des hypothèses formulées précédemment. Il est composé de p circuits élémentaires correspondant aux p paires de pôles de la machine. On note \mathcal{R}_e la réluctance de l'entrefer telle que

$$\mathcal{R}_e = \frac{e}{\mu_0 S_m} \quad (\text{A.7})$$

avec $e = 2g + t_w$ la taille de l'entrefer.

Remarque A.2.1. Comme c'est la composante du flux des aimants qui est l'objet d'étude ici, l'introduction de FMMs par le bobinage n'a pas été incluse dans l'établissement du circuit réluctant.

A.3 Calcul du flux d'origine rotorique

Par symétrie, il est possible de simplifier le circuit de la Figure A.3 en celui de la Figure A.4 à partir duquel l'expression du flux généré par les aimants dans l'entrefer vient naturellement comme étant

$$\Phi_m = \frac{4F_m}{4\mathcal{R}_m + 2\mathcal{R}_e}. \quad (\text{A.8})$$

En remplaçant F_m, \mathcal{R}_e et \mathcal{R}_m par leurs expressions, et après simplifications on obtient

$$\Phi_m = \frac{\Phi_r}{1 + \frac{e \cdot \mu_{rec}}{2 \cdot h_m \cdot \mu_0}}. \quad (\text{A.9})$$

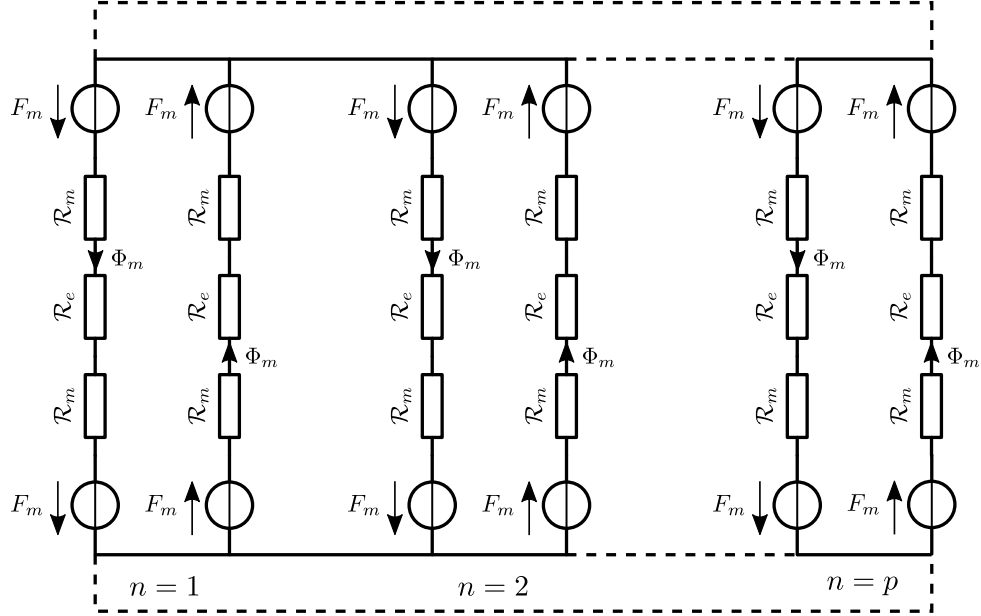


Figure A.3 – Circuit réductant décomposé en p paires de pôles.

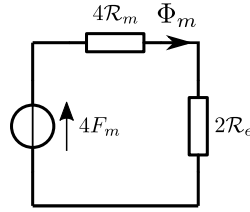


Figure A.4 – Circuit réductant équivalent simplifié.

Le couplage du flux Φ_m avec le bobinage donne la constante de flux couplé rotorique s'écrivant

$$\phi_f = qN_c\Phi_mk_w, \quad (\text{A.10})$$

avec q le nombre de bobines par phase, N_c le nombre de tours de conducteurs en série par bobine, et k_w le facteur de bobinage total, qui mesure l'efficacité du bobinage à convertir l'harmonique principale du flux des aimants en FEM. Le facteur de bobinage est le produit du facteur de distribution³ et du facteur de pas⁴ [61, p. 34]. On trouve dans la littérature des expressions pour les configurations où le facteur de distribution est constant (indépendant du rayon r), qui impliquent des bobines et aimants de formes trapézoïdales [82]. Dans le cas présent, les bobines et aimants sont rectangulaires, ce qui complexifie le calcul. On ne trouve pas à ma connaissance d'expression analytique du facteur de bobinage dans cette configuration. Cependant, une valeur du facteur de bobinage $k_w = 0.95$ montre une bonne correspondance avec l'expérimentation pour cette géométrie [94].

3. Quotient des sommes arithmétique et géométrique des FEM aux bornes de chaque tour de conducteur d'une même phase.

4. Le facteur de pas se calcule à partir du ratio entre le pas polaire et le pas de bobinage. Pour une bobine de pas plein, le pôle occupe le même espace que la bobine et donc le facteur de pas est unitaire.

A.4 Calcul de l'inductance statorique

Comme évoqué dans la Section 2.4, il n'existe pas de définition précise des inductances propres et mutuelles de la machine AFPM sans cœur magnétique. Cependant, une formule semi-analytique issue d'une adaptation du solénoïde multicouche bobiné dans l'air [150, p.35] donne une très bonne approximation de l'inductance statorique, comme montré sur le Tableau 2.2. Il a donc été jugé pertinent de reporter cette formule ici, s'écrivant

$$L_s = \frac{q l_{moy}^2 N_c^2}{t_w} 10^{-7} K_n \quad (\text{A.11})$$

avec K_n la constante de Nagaoka, un facteur de correction lié à la fluctuation du champ magnétique pendant le processus de magnétisation de la bobine [150, p.35]

$$K_n = \frac{1}{1 + 0.9 \frac{l_{moy}}{2\pi t_w} + 0.32 \frac{2\pi w_c}{l_{moy}} + 0.84 \frac{w_c}{t_w}}. \quad (\text{A.12})$$

A.5 Résumé des grandeurs géométriques et magnétiques de la machine

Grandeur	Symbole	Valeur	Unité
Rayon intérieur	r_i	103.2	(mm)
Rayon extérieur	r_o	149.9	(mm)
Dégagement mécanique	g	3	(mm)
Rotor			
Paires de pôles	p	6	(-)
Largeur d'un aimant	w_m	30	(mm)
Longueur active	l_a	46	(mm)
Epaisseur d'un aimant	h_m	10	(mm)
Epaisseur d'un disque	h_r	6	(mm)
Induction rémanente	B_r	1.28	(T)
Perméabilité de recul	μ_{rec}	$1.05 \cdot \mu_0$	(T)
Stator			
Nombre de bobines	Q	9	(-)
Nombre de bobines par phase	q	3	(-)
Epaisseur d'une bobine	t_w	13	(mm)
Largeur d'un brin de bobine	w_c	21	(mm)
Longueur moyenne d'un tour de fil de bobine	l_{avg}	217.9	(mm)
Diamètre du conducteur	d_c	1.5	(mm)
Tours de fil par bobine	N_c	45	(-)
Conducteurs en parallèle	a	2	(-)

Tableau A.1 – Résumé des dimensions géométriques de la GSAP.

Annexe B

Algorithme de calcul des flux couplés et du couple par EFM.

```
Données :  $N_c, l_a, t_w, g, w_m, t_b, w_c, r_o, r_i, q, p, i_{d(max)}, i_{q(max)}, \delta_{i_d}, \delta_{i_q}, \delta_\theta$   
Résultat :  $\tau_g(\theta, i_d, i_q), \lambda_{dq}(i_d, i_q)$   
 $i_d, i_q, \theta, i_{abc} \leftarrow 0;$   
/* Dessin de la machine sur FEMM en position alignée */  
draw_machine();  
tant que  $i_d \leq i_{d(max)}$  faire  
  tant que  $i_q \leq i_{q(max)}$  faire  
     $i_{\alpha\beta} \leftarrow P^{-1}(\theta)i_{dq};$   
     $i_{\alpha\beta 0} \leftarrow \text{extended}(i_{\alpha\beta});$   
     $i_{abc} \leftarrow C_l^{-1}i_{\alpha\beta 0};$   
    tant que  $\theta \leq 2\pi/3$  faire  
      /* Calcul des flux couplés avec FEMM */  
       $\lambda_{abc}(i_d, i_q, \theta) \leftarrow 3 \cdot \text{get\_lambda\_abc}();$   
       $\lambda_{dq}(i_d, i_q, \theta) \leftarrow P(\theta)C_{l,23}\lambda_{abc}(i_d, i_q, \theta);$   
      /* Calcul de la force résultante exercée sur les bobines  
      dans la direction  $x$  via le tenseur de Maxwell avec  
      FEMM */  
       $F_x \leftarrow \text{get\_force\_x}();$   
      /* Calcul du couple à partir de la force */  
       $\tau_g(i_d, i_q, \theta) \leftarrow 3F_x r_e;$   
      /* Déplacement du rotor d'un pas */  
      move_rotor( $\delta_\theta$ );  
       $\theta \leftarrow \theta + \delta_\theta;$   
    fin  
     $i_q \leftarrow i_q + \delta_{i_q};$   
  fin  
   $i_d \leftarrow i_d + \delta_{i_d};$   
fin
```

Algorithme 1 : Extraction de λ_{dq} et τ_g avec FEMM

Annexe C

Procédure d'identification du modèle magnétique de la GSAP

La procédure utilisée pour l'identification de la GSAP dans le Chapitre 2 est issue de la littérature [6]. Cette procédure est également décrite dans [48, p.109]. Elle sera décrite à nouveau ici en d'autres mots, à des fins d'autoconsistance de ce document.

L'objectif de la procédure est l'identification des flux couplés λ_{dq} en régime permanent (ω et i_{dq} constants). Les flux sont calculés à partir du modèle des tensions, de la mesure des courants et de la vitesse. Bien qu'applicable à toutes les Machines Synchrones (MSs), la base théorique de cette identification ne sera écrite que pour les MSAPs.

En régime permanent, l'équation (2.44) s'écrit

$$v_{dq} = R_s i_{dq} + p\omega \mathcal{J} \lambda_{dq}(i_{dq}). \quad (\text{C.1})$$

On peut alors exprimer les flux en régime permanents tels que

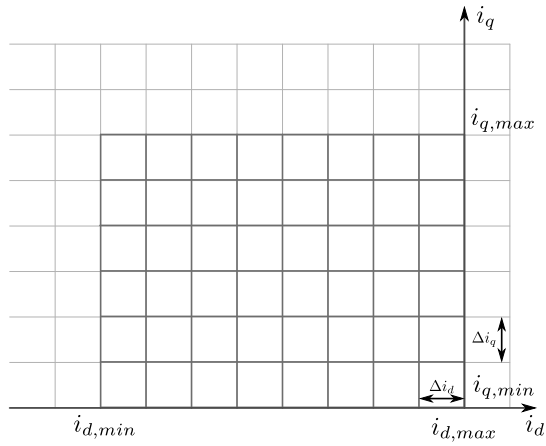
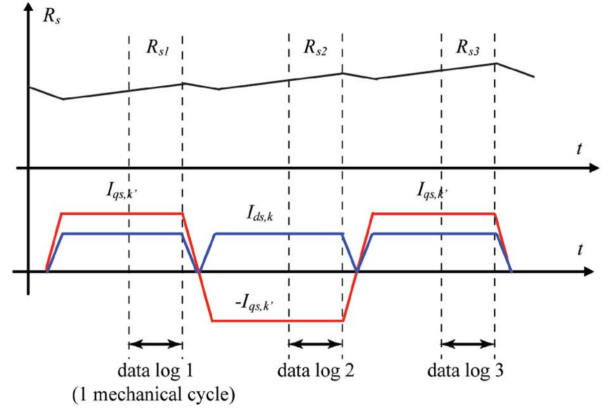
$$\lambda_{dq} = \frac{1}{p\omega} \mathcal{J}^{-1}(v_{dq} - R_s i_{dq}). \quad (\text{C.2})$$

En connaissance de la vitesse ω , il suffit de contrôler les courants i_{dq} pour en déduire λ_{dq} à partir de l'équation (C.2). Une deuxième machine est utilisée pour asservir à vitesse constante la machine à identifier. Il s'agit alors de quadriller le plan $i_d - i_q$ comme présenté sur la Figure C.1a avec des points de mesure. Comme la résistance R_s n'est pas toujours bien connue et peut évoluer au cours du test à cause de l'échauffement de la machine, une procédure en trois points de mesures est proposée pour rendre la mesure insensible à la chute de tension sur la résistance.

La procédure est représentée sur la Figure C.1, elle est composée de trois étapes

1. Mode moteur : $i_{q,1}[k] = I_q[k]$
2. Mode générateur : $i_{q,2}[k] = -I_q[k]$
3. Mode moteur : $i_{q,3}[k] = I_q[k]$

avec k un point quelconque de coordonnées $(I_d[k], I_q[k])$ sur le quadrillage. Comme indiqué sur la Figure C.1b, chaque point de mesure est effectuée sur un tour mécanique. Ceci permet l'élimination des phénomènes transitoires de vitesse et le moyennage des irrégularités de la machine.


 (a) Quadrillage du plan dq pour les MSAPs.


(b) Procédure de prise de mesures en trois temps [6].

Figure C.1 – Procédure d'identification décrite dans [6]

A partir de ces trois mesures par point k du quadrillage, les flux sont calculés tels que

$$\lambda_{dq}[k] = \frac{1}{2p\omega} \left(\frac{v_{dq,1} + v_{dq,3}}{2} + \mathcal{J}^{-1}v_{dq,2} \right) \quad (\text{C.3})$$

ce qui permet de compenser la chute de tension due à la résistance statorique. En effet, si les cycles sont espacés régulièrement comme montré sur la Figure C.1b, il en résulte que

$$\begin{aligned} \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} R_{s,2} i_{d,2} d\theta &= \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \frac{R_{s,1} i_{d,1} + R_{s,3} i_{d,3}}{2} d\theta, \\ \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} R_{s,2} i_{q,2} d\theta &= \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left(-\frac{R_{s,1} i_{q,1} + R_{s,3} i_{q,3}}{2} \right) d\theta. \end{aligned} \quad (\text{C.4})$$

Annexe D

Détails des calculs pour l'analyse de sensibilité de l'observateur par mode glissant

D.1 Preuve de l'équation (3.47)

Pour garantir le régime de glissement en temps fini en présence d'incertitude, on peut déduire une condition plus restrictive sur l_1 à partir de l'équation (3.45), s'écrivant

$$l_1 > \frac{L_o}{L_s} \cdot \max(|e_\alpha|, |e_\beta|) + \max(|\Pi_\alpha|, |\Pi_\beta|). \quad (\text{D.1})$$

Trouvons une borne pour les termes de perturbation Π_α et Π_β

$$\begin{aligned} |\Pi_\alpha| &= \left| \frac{R_s \delta_L}{L_s} - \delta_R \right) i_\alpha - \frac{\delta_L}{L_s} v_\alpha |, \\ &\leq \left(\frac{R_s |\delta_L|}{L_s} + |\delta_R| \right) I_{max} + \frac{|\delta_L|}{L_s} V_{max}, \\ &\leq \left(R_{max} \frac{\Delta_L}{L_{min}} + \Delta_R \right) I_{max} + \frac{\Delta_L}{L_{min}} V_{max} = \Pi_{max} \end{aligned} \quad (\text{D.2})$$

En appliquant le même raisonnement pour Π_β , on obtient la même borne Π_{max} , ce qui conduit à $\Pi_{max} \geq \max(|\Pi_\alpha|, |\Pi_\beta|)$. Puisque

$$\frac{L_o}{L_s} e_{\alpha\beta} \leq \frac{L_o}{L_{min}} E_{max}, \quad (\text{D.3})$$

la borne sur l_1 devient naturellement

$$l_1 > \frac{L_o}{L_{min}} E_{max} + \Pi_{max}, \quad (\text{D.4})$$

ce qui prouve la borne donnée par l'équation (3.47).

D.2 Preuve de l'équation (3.52)

Écrivons d'abord la matrice de Park inverse

$$P^{-1}(\theta_e) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & -\sin(\theta_e) \\ \sin(\theta_e) & \cos(\theta_e) \end{bmatrix}. \quad (\text{D.5})$$

En insérant l'Eq. (D.5) dans l'Eq. (3.50), on obtient

$$\begin{aligned} \hat{e}_\alpha &= -\frac{L_o}{L_s} p\phi_f \omega \sin(\theta_e) + \frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} (i_d \cos(\theta_e) - i_q \sin(\theta_e)) \\ &\quad - \frac{\delta_L}{L_s} (v_d \cos(\theta_e) - v_q \sin(\theta_e)), \\ \hat{e}_\beta &= \frac{L_o}{L_s} p\phi_f \omega \cos(\theta_e) + \frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} (i_d \sin(\theta_e) + i_q \cos(\theta_e)) \\ &\quad - \frac{\delta_L}{L_s} (v_d \sin(\theta_e) + v_q \cos(\theta_e)). \end{aligned} \quad (\text{D.6})$$

En factorisant par les termes trigonométriques, on obtient

$$\begin{aligned} \hat{e}_\alpha &= -\sin(\theta_e) \left(\frac{L_o}{L_s} p\phi_f \omega + \frac{\delta_L}{L_s} v_q + \frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} i_q \right) \\ &\quad + \cos(\theta_e) \left(\frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} i_d - \frac{\delta_L}{L_s} v_d \right), \\ \hat{e}_\beta &= \cos(\theta_e) \left(\frac{L_o}{L_s} p\phi_f \omega - \frac{\delta_L}{L_s} v_q + \frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} i_q \right) \\ &\quad + \sin(\theta_e) \left(\frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} i_d - \frac{\delta_L}{L_s} v_d \right). \end{aligned} \quad (\text{D.7})$$

Ceci peut être réécrit comme

$$\begin{aligned} \hat{e}_\alpha &= -a \sin(\theta_e) + b \cos(\theta_e), \\ \hat{e}_\beta &= a \cos(\theta_e) + b \sin(\theta_e), \end{aligned} \quad (\text{D.8})$$

avec

$$\begin{aligned} a &= \frac{L_o}{L_s} p\phi_f \omega - \frac{\delta_L}{L_s} v_q + \frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} i_q, \\ b &= -\frac{\delta_L}{L_s} v_d + \frac{R_s \delta_L - \delta_R L_s}{L_s} i_d. \end{aligned} \quad (\text{D.9})$$

À partir de l'équation (3.51) (dynamiques électriques en régime permanent), on peut écrire

$$\begin{aligned} v_d^* &= R_s i_d^* - p\omega L_s i_q^*, \\ v_q^* &= R_s i_q^* + p\omega L_s i_d^* + p\phi_f \omega. \end{aligned} \quad (\text{D.10})$$

L'injection de l'équation (D.10) dans l'Eq. (D.9) permet de simplifier les termes a et b . Pour le terme a , cela donne

$$\begin{aligned} a &= \frac{L_s + \delta_L}{L_s} p\phi_f \omega - \frac{\delta_L}{L_s} (R_s i_q^* + p\omega L_s i_d^* + p\phi_f \omega) \\ &\quad + \frac{R_s \delta_L}{L_s} i_q^* - \frac{\delta_R L_s}{L_s} i_q^*, \\ &= p\phi_f \omega + \cancel{\frac{\delta_L}{L_s} p\phi_f \omega} - \cancel{\frac{\delta_L}{L_s} p\phi_f \omega} - \cancel{\frac{\delta_L}{L_s} R_s i_q^*} + \cancel{\frac{\delta_L}{L_s} R_s i_q^*} \\ &\quad - \frac{\delta_L}{L_s} p\omega L_s i_d^* - \delta_R i_q^*, \\ &= p\omega (\phi_f - i_d^* \delta_L) - \delta_R i_q^*. \end{aligned} \quad (\text{D.11})$$

Quant au terme b ,

$$\begin{aligned}
 b &= -\frac{\delta_L}{L_s} (R_s i_d^* - p\omega L_s i_q^*) + \frac{R_s \delta_L}{L_s} i_d^* - \frac{\delta_R L_s}{L_s} i_d^*, \\
 &= -\frac{\delta_L}{L_s} R_s i_d^* + \delta_L p\omega i_q^* + \frac{R_s \delta_L}{L_s} i_d^* - \frac{\delta_R L_s}{L_s} i_d^*, \\
 &= -i_d^* \delta_R + i_q^* p\omega \delta_L,
 \end{aligned} \tag{D.12}$$

ce qui termine la preuve de l'équation (3.52).

D.3 Preuve des équations (3.53) et (3.54)

Réécrivons les expressions des FEMs estimées selon l'équation (D.8)

$$\begin{aligned}
 \hat{e}_\alpha &= -a \sin(\theta_e) + b \cos(\theta_e), \\
 \hat{e}_\beta &= a \cos(\theta_e) + b \sin(\theta_e).
 \end{aligned}$$

Chaque FEM peut ainsi s'écrire sous la forme

$$\begin{aligned}
 e &= A \sin(\theta_e) + B \cos(\theta_e) \\
 &= \sqrt{A^2 + B^2} \left(\frac{A}{\sqrt{A^2 + B^2}} \sin(\theta_e) + \frac{B}{\sqrt{A^2 + B^2}} \cos(\theta_e) \right). \\
 &= \sqrt{A^2 + B^2} (\cos(\varphi) \sin(\theta_e) + \sin(\varphi) \cos(\theta_e))
 \end{aligned} \tag{D.13}$$

D'après les formules trigonométriques d'addition d'angle

$$\cos(\varphi) \sin(\theta_e) + \sin(\varphi) \cos(\theta_e) = \sin(\theta_e + \varphi) \tag{D.14}$$

avec l'angle φ s'écrivant

$$\begin{aligned}
 \varphi &= \arctan(B/A) && \text{si } A > 0, \\
 \varphi &= \arctan(B/A) + \pi && \text{sinon.}
 \end{aligned} \tag{D.15}$$

Sachant que

$$\sin(\alpha) = \cos(\pi/2 - \alpha) = \cos(\alpha - \pi/2), \tag{D.16}$$

on peut réécrire l'équation (D.8) comme étant

$$\begin{aligned}
 \hat{e}_\alpha &= |\hat{e}| \sin(\theta_e + \varphi_\alpha) = -|\hat{e}| \sin(\theta_e + \varphi_\alpha + \pi), \\
 \hat{e}_\beta &= |\hat{e}| \sin(\theta_e + \varphi_\beta) = |\hat{e}| \cos(\theta_e + \varphi_\beta - \pi/2),
 \end{aligned} \tag{D.17}$$

avec $|\hat{e}| = \sqrt{a^2 + b^2}$. Les angles de déphasage des FEMs s'écrivent alors

$$\varphi_\alpha = \begin{cases} \arctan \frac{b}{-a} + \pi & \text{si } a > 0, \\ \arctan \frac{b}{-a} & \text{sinon,} \end{cases} \tag{D.18}$$

et

$$\varphi_\beta = \begin{cases} \arctan \left(\frac{a}{b} \right) + \pi & \text{si } b < 0, \\ \arctan \left(\frac{a}{b} \right) & \text{sinon.} \end{cases} \tag{D.19}$$

Sachant que

$$\begin{aligned} \arctan\left(\frac{b}{a}\right) + \arctan\left(\frac{a}{b}\right) &= \pi/2 \quad \text{si } a/b > 0, \\ \arctan\left(\frac{b}{a}\right) + \arctan\left(\frac{a}{b}\right) &= -\pi/2 \quad \text{si } a/b < 0, \end{aligned} \quad (\text{D.20})$$

on peut déduire les expressions de $\varphi_{\alpha\beta}$ en fonction des signes de a et b , ce qui est résumé dans le Tableau D.1. On en déduit que

sign(a)	sign(b)	sign(a/b)	φ_α	φ_β	$\varphi_\beta - \varphi_\alpha$	$\varphi_\alpha + \pi$
+	+	+	$-\arctan\left(\frac{b}{a}\right) + \pi$	$\arctan\left(\frac{a}{b}\right)$	$-\frac{\pi}{2}$	$\varphi_\beta - \frac{\pi}{2}$
+	-	-	$-\arctan\left(\frac{b}{a}\right) + \pi$	$\arctan\left(\frac{a}{b}\right) + \pi$	$-\frac{\pi}{2}$	$\varphi_\beta - \frac{\pi}{2}$
-	+	-	$-\arctan\left(\frac{b}{a}\right)$	$\arctan\left(\frac{a}{b}\right)$	$-\frac{\pi}{2}$	$\varphi_\beta - \frac{\pi}{2}$
-	-	+	$-\arctan\left(\frac{b}{a}\right)$	$\arctan\left(\frac{a}{b}\right) + \pi$	$-\frac{\pi}{2}$	$\varphi_\beta - \frac{\pi}{2}$

Tableau D.1 – Expressions de φ_α et φ_β en fonction des signes de a et b .

$$\hat{e}_{\alpha\beta} = e_{\alpha\beta} \cdot \frac{|\hat{e}|}{p\phi_f\omega} \cdot \exp(j\varphi) \quad (\text{D.21})$$

avec le déphasage entre les FEMs estimées et les vraies FEMs s'écrivant

$$\varphi = \varphi_\alpha + \pi = \varphi_\beta - \pi/2, \quad (\text{D.22})$$

ce qui achève cette preuve. Ainsi, pour que les FEMs estimées soient en phases avec les vraies FEMs, il faut respecter

$$\varphi = 0 \Leftrightarrow \varphi_\alpha = -\pi \Leftrightarrow \varphi_\beta = \pi/2. \quad (\text{D.23})$$

D.4 Méthode de réglage du gain l_1

Ici, une méthodologie étape par étape est donnée pour choisir le gain l_1 de l'observateur par mode glissant, en tenant compte des erreurs supposées sur l'inductance et la résistance.

Choisir des valeurs pour R_o et L_o

Les paramètres R_o et L_o peuvent être calculés analytiquement à partir du modèle de la machine ou obtenus par les EFM, comme proposé au Chapitre 2.

Définir des valeurs pour δ_L et δ_R

Cela doit être fait en évaluant le degré d'incertitude sur L_s et R_s , en fonction de la précision du modèle (par exemple, si la possibilité d'une erreur de 50% sur le paramètre L_o est envisagée, définir $\delta_L = 0.5L_o$).

Définir une valeur pour E_{max}

L'amplitude maximale des FEMs est atteinte à la vitesse maximale du rotor ω_{max} selon

$$E_{max} = p\Phi_f\omega_{max}. \quad (\text{D.24})$$

Dans le cas de l'éolienne, la vitesse maximale se produit à la vitesse spécifique optimale et pour la vitesse de vent nominale $V_{w(nom)}$ selon

$$\omega_{max} = \frac{\lambda_{opt}V_{w(nom)}}{R}. \quad (\text{D.25})$$

Définir une valeur pour I_{max}

Comme expliqué dans la section précédente, la norme du courant est conservée du référentiel $\hat{d} - \hat{q}$ au référentiel $d - q$. Par conséquent, la référence de courant donnée par l'algorithme OTC à la vitesse de vent nominale peut être utilisée pour borner les courants, conduisant à

$$I_{max} \leq \sqrt{(i_d^\#)^2 + (i_q^\#)^2} \leq \frac{2K_{aero}\omega_{max}^2}{3p\Phi_f}. \quad (\text{D.26})$$

L'équation (3.47) peut ensuite être utilisée pour régler l_1 . En pratique, une sur-estimation des incertitudes peut mener à calculer un gain l_1 très grand avec cette méthode. Un trop grand gain l_1 peut nuire à une bonne observation des courants quand ceux-ci sont faibles, en lien avec le chattering. Ainsi, il convient de trouver un équilibre entre la précision du modèle et le réglage d'un grand gain l_1 .

Annexe E

Calcul de la Production Annuelle d'Énergie (PAE) en fonction de la hauteur du moyeu.

Selon la norme, la PAE est calculée comme suit :

$$PAE = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right), \quad (\text{E.1})$$

où N est le nombre de tranches de vitesse du vent, N_h le nombre d'heures dans une année, V_i la vitesse du vent de la tranche numéro i , P_i la puissance correspondante sur la courbe de puissance de l'éolienne et $F(V)$ la distribution cumulative de probabilité de la vitesse du vent. La distribution de Rayleigh est définie par

$$F(V) = 1 - e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_h} \right)^2}, \quad (\text{E.2})$$

où V est la vitesse du vent et V_h est la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu.

Dans ces travaux, on suppose un profil de cisaillement logarithmique du vent dans des conditions neutres atmosphériques telles que

$$V_h = V_r \cdot \frac{\ln \left(\frac{h}{z_0} \right)}{\ln \left(\frac{h_r}{z_0} \right)}, \quad (\text{E.3})$$

avec h la hauteur du moyeu, V_r la vitesse moyenne du vent à la hauteur de référence h_r et z_0 la longueur de rugosité du terrain.

Annexe F

Inventaire de cycle de vie

Sous-groupe	Élément	Partie	Process (Ecoinvent 3.8)	Valeur	Unité	Phases
Bois	Contreplaqué	Couvercle du moule du rotor, gabarits	plywood production-RER	2,40E-03	m ³	E,F
		Enroulement	plywood production-RER	9,10E-03	m ³	E,F
		Disque, triangle et moule central du stator	plywood production-RER	9,36E-03	m ³	E,F
		Moules et enrouleur de bobines	plywood production-RER	2,48E-02	m ³	E,F
		Pales	planing, beam, softwood, u=20%-Europe without Switzerland	2,90E-02	m ³	E
Acier	Matériel en acier inoxydable	Acier inoxydable	steel production, chromium steel 18/8, hot rolled-RER	3,59E+00	kg	E,F
		Travail moyen	metal working, average for chromium steel product manufacturing-RER	3,59E+00	kg	F
	Matériel revêtu de zinc	Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	2,06E+00	kg	E,F
		Travail moyen	metal working, average for steel product manufacturing-RER	2,06E+00	kg	F
		Revêtement de zinc	zinc coating, pieces-RER	5,25E-01	m ²	E,F
	Barre plate	Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	1,85E+00	kg	E,F
	Angle en acier	Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	5,59E+00	kg	E,F
		Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	9,40E-01	kg	E,F
	Tube en acier	Acier, non allié	steel production, converter, unalloyed-RER	2,93E+00	kg	E,F
		Étirage de tuyau	drawing of pipe, steel-RER	2,93E+00	kg	E,F
		Acier, non allié	steel production, converter, unalloyed-RER	1,07E+01	kg	E,F
		Étirage de tuyau	drawing of pipe, steel-RER	1,07E+01	kg	F
		Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	1,03E+01	kg	E,F
	Disques du rotor	Revêtement de zinc	zinc coating, pieces-RER	3,25E-01	m ²	E,F
		Soudage	Soudage	welding, arc, steel-RER	1,90E+00	m
Cuivre	Fil de cuivre	Cuivre, cathode	market for copper, cathode-GLO	2,88E+00	kg	E,F
		Laminage de feuilles	sheet rolling, copper-RER	2,88E+00	kg	F
		Étirage de fil	wire drawing, copper-RER	2,88E+00	kg	F
	Émail	Résine de polyester	polyester resin production, unsaturated-RER	1,29E-01	kg	E,F
		Xylène	xylene production-RER	6,90E-02	kg	E,F
		Électricité, Moyenne tension	market for electricity, medium voltage-FR	1,50E+00	kWh	E,F
Aimants	Aimants en néodyme	Aimant permanent pour moteur	permanent magnet production, for electric motor-RER	2,48E+00	kg	E,F
Résine	Résine isophthalique	Résine pour stator et rotors	isophthalic acid based unsaturated polyester resin production-RER	2,70E+00	kg	E,F
Autre	Fibre de verre	Fibre de verre pour stator et rotors	glass fibre production-RER	6,00E-01	kg	E,F
		Stéatite	Poudre de talc	steatite quarry operation-RoW	7,50E-01	kg
	Câble pour stator	câble, câble à trois conducteurs	cable production, three-conductor cable-GLO	5,00E-01	m	E,F
	Térébenthine	Térébenthine pour pales	market for turpentine-GLO	8,70E-01	kg	E,F
	Acétone	Acétone pour laver les moules	market for acetone, liquid-RER	3,14E-01	kg	E,F
Transport	Transport de l'éolienne	Camion	market for transport, freight, lorry, unspecified-RER	1,75E+01	t km	T
		Train	market group for transport, freight train-RER	9,10E+00	t km	T
		Navire porte-conteneurs	market for transport, freight, sea, container ship with reefer, cooling-GLO	6,57E+01	t km	T

Tableau F.1 – Inventaire du cycle de vie du sous-système Aérogénérateur

Sous-groupe	Élément	Partie	Process (Ecoinvent 3.8)	Valeur	Unité	Phases	
Béton	Béton	Fondation en béton	concrete block production-RoW	3.80E+03	kg	E,F	
Acier	Quincaillerie zinguée	Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	8.14E+00	kg	E,F	
		Travail moyen	metal working, average for steel product manufacturing-RER	8.14E+00	kg	F	
		Revêtement de zinc	zinc coating, pieces-RER	4.05E-01	m ²	E,F	
		Axe en acier	Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	1.61E+00	kg	E,F
	Barre plate	Travail moyen	metal working, average for steel product manufacturing-RER	1.61E+00	kg	F	
		Revêtement de zinc	zinc coating, pieces-RER	2.13E-01	m ²	E,F	
		Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	6.28E+00	kg	E,F	
		Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	7.85E+00	kg	E,F	
	Cornière en acier	Acier, faiblement allié	steel production, low-alloyed, hot rolled-RER	7.03E+00	kg	E,F	
	Acier pour béton armé	Acier d'armature	reinforcing steel production	2.88E+01	kg	F	
		Revêtement de zinc	zinc coating, pieces-RER	4.27E-01	m ²	E,F	
		Tube en acier	Acier non allié	steel production, converter, unalloyed-RER	2.69E+00	kg	E,F
		Étirage de tuyau	drawing of pipe, steel-RER	2.69E+00	kg	F	
	Fil d'acier	Acier non allié	steel production, converter, unalloyed-RER	8.12E+01	kg	E,F	
		Étirage de tuyau	drawing of pipe, steel-RER	8.12E+01	kg	F	
		Acier non allié	steel production, converter, unalloyed-RER	2.46E+01	kg	E,F	
		Étirage de tuyau	drawing of pipe, steel-RER	2.46E+01	kg	F	
		Acier non allié	steel production, converter, unalloyed-RER	1.12E+01	kg	E,F	
		Tréfilage	wire drawing, steel-RER	1.12E+01	kg	F	
		Revêtement de zinc	zinc coating, coils-RER	1.43E+01	m ²	E,F	
Soudage		Soudage	welding, arc, steel-RER	1.00E+00	m	F	
Transport	Transport de structure	Camion	marché du transport, fret, camion, non spécifié-RER	3,29E+02	t km	T	
		Train	groupe de marché pour le transport, fret train-RER	2.53E+01	t km	T	
		Navire porte-conteneurs	marché du transport, fret, mer, navire porte-conteneurs avec refroidissement-GLO	5,06E+01	t km	T	
Câble 48V	Fil de cuivre	Cathode de cuivre	marché du cuivre, cathode-GLO	1.29E+00	kg	E,F	
		Tréfilage	wire drawing, copper-RER	1.29E+00	kg	F	
	Plastique	Polyéthylène	production de polyéthylène, granulés de haute densité-RER	1,42E-01	kg	E,F	
		Extrusion plastique	extrusion, tuyaux en plastique-RER	1.42E-01	kg	F	
		Machine	production de laminoirs-RER	2.12E-11	unité	F	
		Eau potable	marché de l'eau potable-Europe sans la Suisse	1.74E+01	kg	E,F	

Tableau F.2 – Inventaire du cycle de vie du sous-système Mât

Sous-groupe	Élément	Partie	Process (Ecoinvent 3.8)	Valeur	Unité	Phases	
Batterie	Batterie plomb	Batterie, plomb, rechargeable, stationnaire	market for battery, lead acid, rechargeable, stationary-GLO	3.42E+02	kg	E,F	
Résistance	Résistance de dérivation	Résistance, auxiliaires et utilisation de l'énergie	resistor production, auxiliaries and energy use-GLO	1.00E+00	kg	E,F	
Onduleur	Onduleur 500 W	Onduleur, 0.5kW	inverter production, 0.5kW-RER	2.00E+00	pièces	E,F	
Charge	Composants	Condensateurs	market for capacitor, auxiliaries and energy use	1.60E-03	kg	E,F	
Contrôleur (OSWACC)		Résistances, film métallique	market for resistor, metal film type, through-hole mounting	1.23E-02	kg	E,F	
		Résistances, bobinées sur fil	market for resistor, wirewound, through-hole mounting	4.07E-03	kg	E,F	
		Potentiomètre	market for potentiometer, unspecified	6.90E-04	kg	E,F	
		Diodes	market for diode, glass-, for through-hole mounting	3.09E-03	kg	E,F	
		Transistors	market for transistor, auxiliaries and energy use	1.47E-02	kg	E,F	
		Circuits intégrés	market for integrated circuit, logic type	1.59E-03	kg	E,F	
		PCB	PCB	market for printed wiring board, through-hole mounted, unspecified, Pb free	3.40E-02	kg	E,F
			Étain de soudage	tin production, RoW	1.00E-02	kg	E,F
		Radiateur	Aluminium pour radiateur	market for aluminium, primary, ingot	2.08E-01	kg	E,F
			Extrusion d'aluminium	market for impact extrusion of aluminium, 1 stroke	2.08E-01	kg	E,F
			Filetage de radiateur	market for metal working, average for aluminium product manufacturing	2.08E-01	kg	E,F
			Anodisation de radiateur	market for anodising, aluminium sheet	2.08E-01	kg	E,F
		Clips de montage	Acier pour clips de montage de transistor	market for steel, low-alloyed, hot rolled	8.18E-03	kg	E,F
			Formage de clips de montage de transistor	market for metal working, average for steel product manufacturing	8.18E-03	kg	E,F
Boîtier	Boîtier ABS	market for acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer	8.50E-02	kg	E,F		
Connecteurs		Connecteurs	market for electric connector, peripheral type buss	2.65E-02	kg	E,F	
		Commutateur	market for switch, toggle type	1.00E-03	kg	E,F	
Redresseur	Redresseur	Câble de capteur de température	cable production, connector for computer, without plugs	2.00E+00	m	E,F	
		Diode, verre-, pour montage en surface	diode production, glass-, for surface-mounting-GLO	4.00E-02	kg	E,F	
		Cuivre	market for copper, cathode-GLO	4.00E-02	kg	E,F	
		Polycarbonate	market for polycarbonate-GLO	3.90E-02	kg	E,F	
		Radiateur du redresseur	Aluminium, primaire, lingot	market for aluminium, primary, ingot-IAI Area, EU27 & EFTA	3.95E-01	kg	E,F
	Anodisation du radiateur du redresseur	market for anodising, aluminium sheet	1.59E-01	mš	E,F		
	Extrusion d'aluminium	market for impact extrusion of aluminium, 1 stroke	3.95E-01	kg	F		
Câbles	Fil de cuivre	câble, câble à trois conducteurs	market for cable, unspecified	9.43E+00	kg	E,F	
		Câble à un conducteur	market for cable, unspecified	4.60E-01	kg	E,F	
Disjoncteur		disjoncteur à trois pôles	market for switch, toggle type	3.75E-01	kg	E,F	
Transport	Conteneur		marché du transport, fret, mer, navire porte-conteneurs-GLO	2.41E+02	tkm	T	
		Péniche	marché du transport, fret, voies navigables intérieures, péniche-citerne-RER	3.63E-02	tkm	T	
		Train	groupe de marché pour le transport, fret ferroviaire-GLO	5.06E+00	tkm	T	
		Camion	groupe de marché pour le transport, fret, camion, non spécifié-GLO	1.02E+02	tkm	T	
		Véhicule utilitaire léger	groupe de marché pour le transport, fret, véhicule utilitaire léger-GLO	3.13E+00	tkm	T	

Tableau F.3 – Inventaire du cycle de vie du sous-système Électronique

F.1 Extensibilité de l'inventaire pour le mât

L'évolution des dimensions du mât a été modélisée pour permettre l'extension de l'inventaire en fonction de la hauteur du mât. La masse de béton pour les fondations (3800 kg) est surdimensionnée et considérée identique pour toutes les hauteurs de mât. Un résumé des dimensions du mât est donné dans le Tableau F.4. Globalement, les grandeurs qui évoluent avec la hauteur du mât sont la surface de l'acier à galvaniser, les masses des tubes et des haubans. L'interpolation des diamètres et des épaisseurs des tubes a permis d'obtenir une fonction décrivant la masse du tube d'acier en fonction de la hauteur du mât. Le câble électrique reliant la génératrice aux câbles de transmission en pied de mât est également adapté en fonction de la hauteur du mât. Enfin, la surface des haubans à galvaniser a été calculée à partir des dimensions géométriques des câbles en fonction de la hauteur du mât.

Métrique	Symbole	Valeurs			Unité
Longueur du tube de mât	h	12	18	24	m
Diamètre du tube de mât	d_m	88.9	114.3		mm
Épaisseur du tube de mât	e_m	3.2			mm
Longueur du tube de flèche	l_g	6	9	12	m
Diamètre du tube de flèche	d_g	60.3	88.9		mm
Épaisseur du tube de flèche	e_g	2.9	3.2		mm
Diamètre du câble	d_w	6			mm
Facteur de remplissage du câble	k_f	0.51			-
Longueur du câble	l_w	87.6	174.4	295.7	m

Tableau F.4 – Résumé des dimensions du mât.

Bibliographie

- [1] Mohamed E. ABDALLAH et al. “Wind Turbine Emulation Using Permanent Magnet Synchronous Motor”. In : *Journal of Electrical Systems and Information Technology* (sept. 2018), p. 121-134.
- [2] Suzan ABDELHADY, Domenico BORELLO et Simone SANTORI. “Economic Feasibility of Small Wind Turbines for Domestic Consumers in Egypt Based on the New Feed-in Tariff”. In : *Energy Procedia* (août 2015), p. 664-670.
- [3] M.A. ABDULLAH et al. “A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy Systems”. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (juin 2012), p. 3220-3227.
- [4] ADEME, E-CUBE Strategy CONSULTANTS et I Care & CONSULT. *Etude Sur La Filière Éolienne Française : Bilan, Prospective et Stratégie*. 2017, p. 325.
- [5] S R ALLEN, G P HAMMOND et M C MCMANUS. “Energy Analysis and Environmental Life Cycle Assessment of a Micro-Wind Turbine”. In : *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A : Journal of Power and Energy* (1^{er} nov. 2008), p. 669-684.
- [6] Eric ARMANDO et al. “Experimental Identification of the Magnetic Model of Synchronous Machines”. In : *IEEE Transactions on Industry Applications* (sept. 2013), p. 2116-2125.
- [7] Pappu ARUMUGAM, Velraj RAMALINGAM et Kiran BHAGANAGAR. “A Pathway towards Sustainable Development of Small Capacity Horizontal Axis Wind Turbines – Identification of Influencing Design Parameters & Their Role on Performance Analysis”. In : *Sustainable Energy Technologies and Assessments* (avr. 2021), p. 101019.
- [8] Anders ARVESEN et Edgar G. HERTWICH. “Assessing the Life Cycle Environmental Impacts of Wind Power : A Review of Present Knowledge and Research Needs”. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (oct. 2012), p. 5994-6006.
- [9] René AUBRÉE et al. “Design of an Efficient Small Wind-Energy Conversion System with an Adaptive Sensorless MPPT Strategy”. In : *Renewable Energy* (fév. 2016), p. 280-291.
- [10] Judicaël AUBRY, Hamid BEN AHMED et Bernard MULTON. “Sizing Optimization Methodology of a Surface Permanent Magnet Machine-Converter System Over a Torque-Speed Operating Profile : Application to a Wave Energy Converter”. In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (mai 2012), p. 2116-2125.
- [11] Etienne AUDIERNE et al. “Analysis of the Furling Behavior of Small Wind Turbines”. In : *Applied Energy* (juil. 2010), p. 2278-2292.
- [12] Nurhan Rizqy AVEROUS et al. “Development of a 4 MW Full-Size Wind-Turbine Test Bench”. In : *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* (juin 2017), p. 600-609.

-
- [13] Tore BAKKA et Hamid Reza KARIMI. “Wind Turbine Modeling Using the Bond Graph”. In : *2011 IEEE International Symposium on Computer-Aided Control System Design (CACSD)*. Control (MSC). Denver, CO, USA : IEEE, sept. 2011, p. 1208-1213.
- [14] Robert BARBAULT. *Écologie générale : structure et fonctionnement de la biosphère*. 6e éd. Sciences sup. Paris : Dunod, 2008.
- [15] Ian BARING-GOULD et al. “Competitiveness Improvement Project Informational Workshop” (Colorado, USA). 2019.
- [16] P E BATTAIOTTO, R J MANTZ et P F PULESTON. “A Wind Turbine Emulator Based on a Dual Dsp Processor System”. In : (1996), p. 6.
- [17] T.D. BATZEL et K.Y. LEE. “Electric Propulsion With the Sensorless Permanent Magnet Synchronous Motor : Model and Approach”. In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* (déc. 2005), p. 818-825.
- [18] Thiago de Paula Machado BAZZO et al. “Multiphysics Design Optimization of a Permanent Magnet Synchronous Generator”. In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (déc. 2017), p. 9815-9823.
- [19] Baptiste BEGUINET. “Le petit éolien auto-construit en France”. Mém. de mast. SciencesPo Lille, 2023.
- [20] Hamid BEN AHMED et al. “Machines synchrones - Fonctionnement en régime autopiloté”. In : *Conversion de l'énergie électrique* (nov. 2009).
- [21] Alessandro BENEVIERI et al. “Experimental Low-Speed Performance Evaluation and Comparison of Sensorless Passive Algorithms for SPMSM”. In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* (mar. 2022), p. 654-664.
- [22] A. BENSALAH et al. “Large Wind Turbine Generators : State-of-the-art Review”. In : *2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*. 2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM). Alexandroupoli : IEEE, sept. 2018, p. 2205-2211.
- [23] Mike BERGEY. “The Bergey Excel 15 Story”.
- [24] Nicolas BERNARD. *DIMENSIONNEMENT DES MACHINES SYNCHRONES A FREQUENCE OPTIMALE DE CONVERSION Vers une Méthode déterministe de Dimensionnement sur Cycle*. Habilitation à diriger les recherches. 2018.
- [25] Claudio BIANCHINI et al. “Micro Wind Turbine System Integration Guidelines PMSG and Inverter Front End Choices”. In : *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. IECON 2012 - 38th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics. Montreal, QC, Canada : IEEE, oct. 2012, p. 1073-1078.
- [26] F. BLASCHKE. “The Principle of Field Orientation as Applied to the New Transvector Closed-Loop System for Rotating-Field Machines”. In : *Siemens Review* (1972), p. 217-220.
- [27] M. BODSON et al. “High Performance Nonlinear Feedback Control of a Permanent Magnet Stepper Motor”. In : *IEEE Transactions on Control Systems Technology* (1993), p. 5-14.
- [28] Silverio BOLOGNANI, Sandro CALLIGARO et Roberto PETRELLA. “Design Issues and Estimation Errors Analysis of Back-EMF-Based Position and Speed Observer for SPM Synchronous Motors”. In : *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* (juin 2014), p. 159-170.
- [29] Frédéric BOUCHARD, Pierre DORAY et Julien PRUD'HOMME, éd. *Sciences, technologies et sociétés de A à Z*. Presses de l'Université de Montréal, 2015.

- [30] Pieter BOUWER. “Modelling, Design and Implementation of a Small-Scale, Position Sensorless, Variable Speed Wind Energy Conversion System Incorporating DTC-SVM of a PMSG Drive with RLC Filter”. South Africa : Stellenbosch University, 2013.
- [31] Rubén BUFANIO et al. “An Update on the Electronic Connection Issues of Low Power SWTs in AC-Coupled Systems : A Review and Case Study”. In : *Energies* (12 mar. 2022), p. 2082.
- [32] H. CAMBLONG et al. “Experimental Evaluation of Wind Turbines Maximum Power Point Tracking Controllers”. In : *Energy Conversion and Management* (nov. 2006), p. 2846-2858.
- [33] Helena CANET, Adrien GUILLORÉ et Carlo L. BOTTASSO. “The Eco-Conscious Wind Turbine : Design beyond Purely Economic Metrics”. In : *Wind Energy Science* (23 juin 2023), p. 1029-1047.
- [34] Gaël CESA, MARIE-LAURE BRUNEL et JÉRÔME STRASILLA. *Maintenance Manual for "Piggott" Small Wind Turbines*. Wind Empowerment, 2018.
- [35] Hao CHEN et al. “Modern Electric Machines and Drives for Wind Power Generation : A Review of Opportunities and Challenges”. In : *IET Renewable Power Generation* (juil. 2021), p. 1864-1887.
- [36] Yicheng CHEN, P. PILLAY et A. KHAN. “PM Wind Generator Comparison of Different Topologies”. In : *Conference Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting*. Conference Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting. Seattle, WA, USA : IEEE, 2004, p. 1405-1412.
- [37] E. CLARKE. *Circuit Analysis of A-C Power Systems*. 2nd edition. General Electric. John Wiley & Sons, Inc., 1957.
- [38] Maria Letizia CORRADINI, Gianluca IPPOLITI et Giuseppe ORLANDO. “Fully Sensorless Robust Control of Variable-Speed Wind Turbines for Efficiency Maximization”. In : *Automatica* (oct. 2013), p. 3023-3031.
- [39] Justin CREABY, Yaoyu LI et John E. SEEM. “Maximizing Wind Turbine Energy Capture Using Multivariable Extremum Seeking Control”. In : *Wind Engineering* (juin 2009), p. 361-387.
- [40] Stefano CUCURACHI et al. “Implementation of Uncertainty Analysis and Moment-independent Global Sensitivity Analysis for Full-scale Life Cycle Assessment Models”. In : *Journal of Industrial Ecology* (avr. 2022), p. 374-391.
- [41] Nicolaos Antonio CUTULULIS et al. “Real Time Wind Turbine Simulator Based on Frequency Controlled Ac Servomotor”. In : (2002), p. 6.
- [42] Ngoc Dat DAO, Dong-Choon LEE et Sangmin LEE. “A Simple and Robust Sensorless Control Based on Stator Current Vector for PMSG Wind Power Systems”. In : *IEEE Access* (2019), p. 8070-8080.
- [43] Jeroen D.M. DE KOONING et al. “Displacement of the Maximum Power Point Caused by Losses in Wind Turbine Systems”. In : *Renewable Energy* (jan. 2016), p. 273-280.
- [44] Jeroen D.M. DE KOONING et al. “Shaft Speed Ripples in Wind Turbines Caused by Tower Shadow and Wind Shear”. In : *IET Renewable Power Generation* (mar. 2014), p. 195-202.
- [45] John A. DEARING et al. “Safe and Just Operating Spaces for Regional Social-Ecological Systems”. In : *Global Environmental Change* (sept. 2014), p. 227-238.

- [46] R. DELPOUX, M. BODSON et T. FLOQUET. “Parameter Estimation of Permanent Magnet Stepper Motors without Mechanical Sensors”. In : *Control Engineering Practice* (2014), p. 178-187.
- [47] R. DELPOUX, X. LIN-SHI et X. BRUN. “Torque Ripple Reductions for Non-Sinusoidal BEMF Motor : An Observation Based Control Approach”. In : *20th IFAC World Congress*. Toulouse, France, 2017, p. 15766-15772.
- [48] Romain DELPOUX. “Habilitation à diriger les recherches, Modélisation et commandes embarquées génériques de machines synchrones - Avancées et perspectives”. In : (2021), p. 141.
- [49] François DEMICHEL. *Analyse de Cycle de Vie d’une Éolienne Auto-Construite*. Rapport de stage de recherche. INSA Lyon, 2023, p. 31.
- [50] Jérôme DENIS et David PONTILLE. *Le soin des choses. Politiques de la maintenance*. SH / Terrains philosophiques. Paris : La Découverte, 2022. 374 p.
- [51] Antonino DI GERLANDO et al. “Analysis and Test of Diode Rectifier Solutions in Grid-Connected Wind Energy Conversion Systems Employing Modular Permanent-Magnet Synchronous Generators”. In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (mai 2012), p. 2135-2146.
- [52] Antonino DI GERLANDO et al. “Comprehensive Steady-state Analytical Model of a Three-phase Diode Rectifier Connected to a Constant DC Voltage Source”. In : *IET Power Electronics* (nov. 2013), p. 1927-1938.
- [53] D.S.L. DOLAN et P.W. LEHN. “Simulation Model of Wind Turbine 3p Torque Oscillations Due to Wind Shear and Tower Shadow”. In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* (sept. 2006), p. 717-724.
- [54] ENEDIS. *Procédure de Traitement Des Demandes de Raccordement Des Installations de Production En BT de Puissance Inférieure Ou Égale à 36 kVA Au Réseau Public de Distribution Géré Par Enedis*. 2023.
- [55] EUROPEAN COMMISSION. JOINT RESEARCH CENTRE. *Updated Characterisation and Normalisation Factors for the Environmental Footprint 3.1 Method*. LU : Publications Office, 2023.
- [56] Brian FLECK et Marc HUOT. “Comparative Life-Cycle Assessment of a Small Wind Turbine for Residential off-Grid Use”. In : *Renewable Energy* (déc. 2009), p. 2688-2696.
- [57] David FONT VIVANCO et al. “Rebound Effect and Sustainability Science : A Review”. In : *Journal of Industrial Ecology* (août 2022), p. 1543-1563.
- [58] Margot GAETANI-LISEO. “Prise en compte des systèmes de stockage de l’énergie et de leurs dégradations dans la gestion et le dimensionnement des micro-réseaux : influence de la précision des modèles”. Thèse de doct. Université Paul Sabatier - Toulouse III, 21 déc. 2021.
- [59] C. GAVRILUTA et al. “Complete Methodology on Generating Realistic Wind Speed Profiles Based on Measurements”. In : *Renewable Energy and Power Quality Journal* (avr. 2012), p. 1757-1762.
- [60] Azad GHAFFARI, Miroslav KRSTIC et Sridhar SESHAGIRI. “Power Optimization and Control in Wind Energy Conversion Systems Using Extremum Seeking”. In : *IEEE Transactions on Control Systems Technology* (sept. 2014), p. 1684-1695.
- [61] Jacek F. GIERAS, Rong-Jie WANG et Maarten J. KAMPER. *Axial Flux Permanent Magnet Brushless Machines*. 2^e éd. Springer Netherlands, 2008.
- [62] Paul GIPE. *Bergey 15 Installed in Tehachapi—New Era for Bergey*. WIND WORKS. 4 mar. 2021. (Visité le 05/02/2024).

- [63] Keith A. GLASSBROOK et al. "Life Cycle Assessment and Feasibility Study of Small Wind Power in Thailand". In : *Energy for Sustainable Development* (oct. 2014), p. 66-73.
- [64] Alain GRAS. *Fragilité de la puissance : se libérer de l'emprise technologique*. S.l : Fayard, 2003. 310 p.
- [65] Benno GRIESER, Yasin SUNAK et Reinhard MADLENER. "Economics of Small Wind Turbines in Urban Settings : An Empirical Investigation for Germany". In : *Renewable Energy* (1^{er} juin 2015), p. 334-350.
- [66] E. HAU. *Wind Turbines : Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Third, translated edition. Heidelberg : Springer, 2013.
- [67] Kirby S. HECK, Hannah M. JOHLAS et Michael F. HOWLAND. "Modeling the Induction, Thrust, and Power of a Yaw Misaligned Actuator Disk". In : *Journal of Fluid Mechanics* (25 mar. 2023), A9. arXiv : 2209.00111 [physics].
- [68] John HINDMARSH. *Electrical Machines & Their Applications*. 4th ed. Pergamon International Library of Science, Technology, Engineering, and Social Studies. Oxford [Oxfordshire] ; New York : Pergamon Press, 1984. 662 p.
- [69] Hannele HOLTINEN et al. *Annual Report 2022 IEA Wind TCP*. IEA, 2022.
- [70] Joachim HOLTZ, Wolfgang LOTZKAT et Ashwin M KHAMBADKONE. "On Continuous Control of PWM Inverters in the Overmodulation Range Including the Six-Step Mode". In : *IEEE Transactions on Power Electronics* (1993).
- [71] N. HOSMAN. "Performance Analysis and Improvement of a Small Locally Produced Wind Turbine for Developing Countries". Msc Eng. thesis. TU Delft, 2012.
- [72] Isaac Van der HOVEN. "Power Spectrum of Horizontal Wind Speed in the Frequency Range from 0.0007 to 900 Cycles per Hour." In : *Journal of the Atmospheric Sciences* (1^{er} avr. 1957), p. 160-164.
- [73] Matteo F. IACCHETTI et al. "Analytical Evaluation of Surface-Mounted PMSG Performances Connected to a Diode Rectifier". In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* (déc. 2015), p. 1367-1375.
- [74] IEA. *Evolution of Solar PV Module Cost by Data Source, 1970-2020 – Charts – Data & Statistics*. IEA. 2020. (Visité le 22/02/2024).
- [75] IEC. *IEC 61400-2, Wind Turbines. Part 2, Small Wind Turbines*. Geneva, Switzerland, 2013.
- [76] Elorri IGOS et al. "How to Treat Uncertainties in Life Cycle Assessment Studies?" In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* (avr. 2019), p. 794-807.
- [77] Ivan ILLICH. *Tools for Conviviality*. Harper & Row, 1973. 184 p.
- [78] Ivan ILLICH et Hervé KEMPF. *La Convivialité*. Nouvelle éd. Points. Paris : Éditions Points, 2021.
- [79] Kathryn E JOHNSON. "Control of Variable-Speed Wind Turbines : Standard and Adaptive Techniques for Maximizing Energy Capture". In : *IEEE Control Systems* (2006), p. 70-81.
- [80] Marcel JUFER. *Electro-mécanique : Traité d'électricité, d'électronique et d'électrotechnique*. Lausanne : Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1995.
- [81] Ioánnīs Kl KALDÉLLIS. *Stand-Alone and Hybrid Wind Energy Systems : Technology, Energy Storage and Applications*. Woodhead Publishing Series in Energy. Boca Raton (Fla.) : CRC press, 2010.
- [82] M.J. KAMPER, RONG-JIE WANG et F.G. ROSSOUW. "Analysis and Performance of Axial Flux Permanent-Magnet Machine With Air-Cored Nonoverlapping Concen-

- trated Stator Windings”. In : *IEEE Transactions on Industry Applications* (sept. 2008), p. 1495-1504.
- [83] Syed Muhammad Raza KAZMI et al. “Review and Critical Analysis of the Research Papers Published till Date on Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Conversion System”. In : *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Atlanta, GA : IEEE, sept. 2010, p. 4075-4082.
- [84] Anup KC, Jonathan WHALE et Joachim PEINKE. “An Investigation of the Impact of Turbulence Intermittency on the Rotor Loads of a Small Wind Turbine”. In : *Renewable Energy* (mai 2021), p. 582-597.
- [85] Anup KC et al. “An Investigation of the Impact of Wind Speed and Turbulence on Small Wind Turbine Operation and Fatigue Loads”. In : *Renewable Energy* (fév. 2020), p. 87-98.
- [86] Abraham Alem KEBEDE et al. “Techno-Economic Analysis of Lithium-Ion and Lead-Acid Batteries in Stationary Energy Storage Application”. In : *Journal of Energy Storage* (août 2021), p. 102748.
- [87] N. D. KELLEY et B. J. JONKMAN. *Overview of the TurbSim Stochastic Inflow Turbulence Simulator*. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 1^{er} sept. 2005.
- [88] Iñigo KORTABARRIA et al. “A Novel Adaptative Maximum Power Point Tracking Algorithm for Small Wind Turbines”. In : *Renewable Energy* (mar. 2014), p. 785-796.
- [89] Dipesh KUMAR. “A Review of Conventional and Advanced MPPT Algorithms for Wind Energy Systems”. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2016), p. 14.
- [90] C. J. J. LABUSCHAGNE et M. J. KAMPER. “Design Optimisation and Comparison of Non-overlap Winding PM Wind Generators for Active and Passive Battery Charging Systems”. In : *2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*. 2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM). Alexandroupoli : IEEE, sept. 2018, p. 690-696.
- [91] Casper J. J. LABUSCHAGNE et Maarten J. KAMPER. “Wind Generator Impedance Matching in Small-Scale Passive Wind Energy Systems”. In : *IEEE Access* (2021), p. 22558-22568.
- [92] Casper Jeremias Johannes LABUSCHAGNE. “Design and Critical Evaluation of Permanent Magnet Wind Generator Technology for Small-scale Wind Energy Systems”. Stellensbosch University, 2022.
- [93] Eric LANTZ et al. *Assessing the Future of Distributed Wind : Opportunities for Behind-the-Meter Projects*. 1^{er} nov. 2016.
- [94] K.C. LATOUFIS et al. “Axial Flux Permanent Magnet Generator Design for Low Cost Manufacturing of Small Wind Turbines”. In : *Wind Engineering* (août 2012), p. 411-431.
- [95] Kostas LATOUFIS et al. “Acoustic Noise of Axial Flux Permanent Magnet Generators in Locally Manufactured Small Wind Turbines”. In : *IET Renewable Power Generation* (2019), p. 2922-2928.
- [96] Kostas LATOUFIS et al. “Effects of Leading Edge Erosion on the Power Performance and Acoustic Noise Emissions of Locally Manufactured Small Wind Turbine Blades”. In : *Journal of Physics : Conference Series* (1^{er} mai 2019), p. 012010.

- [97] Kostas LATOUFIS et al. “Holistic Design of Small-scale Stand-alone Wind Energy Conversion Systems Using Locally Manufactured Small Wind Turbines”. In : *Journal of Physics : Conference Series* (sept. 2020), p. 042012.
- [98] Kostas C LATOUFIS, Thomas V PAZIOS et Nikos D HATZIARGYRIOU. “Empowering Communities for Sustainable Rural Electrification.” In : *IEEE Electrification Magazine* (2015), p. 11.
- [99] Vladimir LAZAROV, Zahari ZARKOV et Ludmil STOYANOV. “Inertia Influence on MPPT Operation of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator”. In : *Efficacité Énergétique – Sources d’énergies Renouvelables – Protection de l’environnement COFRET’12*. Sozopol, Bulgarie, 2012, p. 7.
- [100] J LEARY. “Finding the Niche : A Review of Market Assessment Methodologies for Rural Electrification with Small Scale Wind Power”. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2020), p. 18.
- [101] Jon LEARY, Hugh PIGGOTT et Robert HOWELL. “The Scoraig Wind Trials – In Situ Power Performance Measurements of Locally Manufactured Small Wind Turbines”. In : *Wind Engineering* (4 juil. 2020).
- [102] Vincent LÉCHAPPÉ et Adrien PRÉVOST. *Sustain 4 SWT - Open Source Framework to Help Sustainable Design Choices for Small Wind Turbine Systems*. 2023.
- [103] H. LI et Z. CHEN. “Overview of Different Wind Generator Systems and Their Comparisons”. In : *IET Renewable Power Generation* (1^{er} juin 2008), p. 123-138.
- [104] Qing’an LI et al. “Effect of Solidity on Aerodynamic Forces around Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbine by Wind Tunnel Experiments (Depending on Number of Blades)”. In : *Renewable Energy* (1^{er} oct. 2016), p. 928-939.
- [105] Hongliang LIU, Fabrice LOCMONT et Manuela SECHILARIU. “Experimental Analysis of Impact of Maximum Power Point Tracking Methods on Energy Efficiency for Small-scale Wind Energy Conversion System”. In : *IET Renewable Power Generation* (fév. 2017), p. 389-397.
- [106] Danilo X LLANO et Richard A MCMAHON. “Maximum Power Point Tracking and Sensorless Control for Permanent Magnet Generators Tested on a Wind Turbine Emulator”. In : *2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications*. 2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’14-ECCE Europe). Lappeenranta, Finland : IEEE, août 2014, p. 1-10.
- [107] Lidia LOMBARDI et al. “Environmental Impacts of Electricity Production of Micro Wind Turbines with Vertical Axis”. In : *Renewable Energy* (déc. 2018), p. 553-564.
- [108] L.A. LOPES et al. “A Wind Turbine Emulator That Represents the Dynamics of the Wind Turbine Rotor and Drive Train”. In : *2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference*. 2005 IEEE 36th Power Electronic Specialists Conference. Recife : IEEE, 2005, p. 2092-2097.
- [109] Kaiyuan LU, Xiao LEI et Frede BLAABJERG. “Artificial Inductance Concept to Compensate Nonlinear Inductance Effects in the Back EMF-Based Sensorless Control Method for PMSM”. In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* (sept. 2013), p. 593-600.
- [110] William David LUBITZ. “Impact of Ambient Turbulence on Performance of a Small Wind Turbine”. In : *Renewable Energy* (jan. 2014), p. 69-73.
- [111] Preben MAEGAARD et Anna KRENZ, éd. *Catalogue of Small Wind Turbines under 50 Kw*. 8th ed. Hurup Thy : Nordisk Folkecenter for Vedvarende Energi, 2016.
- [112] Wilfrid MARQUIS-FAVRE. *Modélisation des systèmes Multiphysiques : cours : 4GM - Parcours Mécatronique et Systèmes*. 1 t. Lyon : INSA Lyon, 2023. 122 p.

-
- [113] Jean-Denis MATHIAS et al. “Exploring Non-Linear Transition Pathways in Social-Ecological Systems”. In : *Scientific Reports* (5 mar. 2020), p. 4136.
- [114] Adam MIRECKI, Xavier ROBOAM et Frederic RICARDEAU. “Architecture Complexity and Energy Efficiency of Small Wind Turbines”. In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (fév. 2007), p. 660-670.
- [115] Ebrahim MOHAMMADI, Roohollah FADAEINEDJAD et Hamid Reza NAJI. “Using a New Wind Turbine Emulator to Analyze Tower Shadow and Yaw Error Effects”. In : *Energy Conversion and Management* (oct. 2018), p. 378-387.
- [116] João P. MONTEIRO et al. “Wind Tunnel Testing of a Horizontal Axis Wind Turbine Rotor and Comparison with Simulations from Two Blade Element Momentum Codes”. In : *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* (déc. 2013), p. 99-106.
- [117] F. MOREL et al. “A Predictive Current Control Applied to a Permanent Magnet Synchronous Machine, Comparison with a Classical Direct Torque Control”. In : *Electric Power Systems Research* (août 2008), p. 1437-1447.
- [118] Shigeo MORIMOTO. “Trend of Permanent Magnet Synchronous Machines”. In : *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering* (mar. 2007), p. 101-108.
- [119] Hossam H.H. MOUSA, Abdel-Raheem YOUSSEF et Essam E.M. MOHAMED. “State of the Art Perturb and Observe MPPT Algorithms Based Wind Energy Conversion Systems : A Technology Review”. In : *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* (mar. 2021), p. 106598.
- [120] Chris MUTEL. “Brightway : An Open Source Framework for Life Cycle Assessment”. In : *The Journal of Open Source Software* (19 avr. 2017), p. 236.
- [121] M. NARAYANA et al. “Generic Maximum Power Point Tracking Controller for Small-Scale Wind Turbines”. In : *Renewable Energy* (août 2012), p. 72-79.
- [122] M. NASIRI, J. MILIMONFARED et S.H. FATHI. “Modeling, Analysis and Comparison of TSR and OTC Methods for MPPT and Power Smoothing in Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Wind Turbines”. In : *Energy Conversion and Management* (oct. 2014), p. 892-900.
- [123] P. NOVAK et al. “Modeling and Control of Variable-Speed Wind-Turbine Drive-System Dynamics”. In : *IEEE Control Systems* (août 1995), p. 28-38.
- [124] Katsuhiko OGATA. *Modern Control Engineering*. 5th ed. Prentice-Hall Electrical Engineering Series. Instrumentation and Controls Series. Boston : Prentice-Hall, 2010. 894 p.
- [125] Andrea ORLANDO, Luisa PAGNINI et Maria Pia REPETTO. “Structural Response and Fatigue Assessment of a Small Vertical Axis Wind Turbine under Stationary and Non-Stationary Excitation”. In : *Renewable Energy* (juin 2021), p. 251-266.
- [126] Alice ORRELL et al. *Distributed Wind Market Report : 2023 Edition*. Pacific Northwest National Laboratory, 2023.
- [127] OXFAM. “Inégalités extrêmes et émissions de CO2 : Pourquoi l’accord sur le climat de Paris doit donner la priorité aux populations les plus pauvres, les moins émettrices et les plus vulnérables”. In : (2015), p. 16.
- [128] R.-H. PARK. “Two-Reaction Theory of Synchronous Machines Generalized Method of Analysis-Part I”. In : *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* (1929), p. 716-727.
- [129] Wilfrid PERRUQUETTI et Jean Pierre BARBOT, éd. *Sliding Mode Control in Engineering*. Control Engineering. New York : M. Dekker, 2002. 409 p.
- [130] Hugh PIGGOTT. *A Wind Turbine Recipe Book*. 2009.

- [131] Hugh PIGGOTT. *Construire une éolienne : plans de construction d'éoliennes à axe horizontal*. Version 2014. Valence : Tripalium, 2014.
- [132] Clément PIN. “L’entretien semi-directif”. In : *LIEPP Methods Brief / Fiches méthodologiques du LIEPP* (3 mai 2023).
- [133] Thomas PLASSARD et al. “Plans de construction d'éoliennes à axe horizontal © HUGH PIGGOTT”. In : (2023).
- [134] Matthew W. POTTS, Angus JOHNSON et Seth BULLOCK. “Evaluating the Complexity of Engineered Systems : A Framework Informed by a User Case Study”. In : *Systems Engineering* (nov. 2020), p. 707-723.
- [135] Adrien PRÉVOST. “Introduction Au Dimensionnement Des Génératrices à Aimants Permanents à Flux Axial Pour Le Petit Éolien”. Engineering school (INSA Lyon, France, <https://hal.science/hal-04274795>). Nov. 2023.
- [136] Adrien PRÉVOST, Clément GANGNEUX et Bastien GARY. *OSWACC - An Open-Source Charge Controller for Small Wind Turbines*. 2018.
- [137] Adrien PRÉVOST et al. “An Emulator for Static and Dynamic Performance Evaluation of Small Wind Turbines”. In : *2023 IEEE 32nd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*. ISIE 2023. Helsinki, Finland : IEEE, 19 juin 2023, p. 1-6.
- [138] Adrien PRÉVOST et al. “Comparaison de Deux Stratégies de Conversion AC/DC Pour Les Éoliennes Équipées de Génératrices Synchrones à Aimants Permanents.” In : *Journées Des Jeunes Chercheurs En Génie Électrique*. Le Croisic, France : GdR SEEDS, 2022.
- [139] Adrien PRÉVOST et al. “Experimental Comparison of Passive and Synchronous Rectification on a Locally Manufactured Small Wind Turbine”. In : *2023 6th International Conference on Renewable Energy for Developing Countries (REDEC)*. REDEC 2023. Zouk Mosbeh, Lebanon : IEEE, 5 juil. 2023, p. 84-89.
- [140] Loïc QUÉVAL, Clément JOULAIN et Christian CASILLAS. “Measuring the Power Curve of a Small-Scale Wind Turbine : A Practical Example”. In : *Proceedings of 1st International E-Conference on Energies*. 1st International E-Conference on Energies. Sciforum.net : MDPI, 14 mar. 2014, p. c011.
- [141] Mohsen RAHIMI. “Modeling, Control and Stability Analysis of Grid Connected PMSG Based Wind Turbine Assisted with Diode Rectifier and Boost Converter”. In : *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* (déc. 2017), p. 84-96.
- [142] Saravanakumar RAJENDRAN et al. “Wind Turbine Emulators—A Review”. In : *Processes* (2 mar. 2023), p. 747.
- [143] Kate RAWORTH. *Doughnut Economics : Seven Ways to Think Like a 21st-Century Economist*. Chelsea Green Publishing, 2017. 322 p. Google Books : 7A41DgAAQBAJ.
- [144] A.M. EL-REFAIE. “Fractional-Slot Concentrated-Windings Synchronous Permanent Magnet Machines : Opportunities and Challenges”. In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (jan. 2010), p. 107-121.
- [145] RENEWABLEUK. *Small and Medium Wind UK Market Report*. 2015.
- [146] Katherine RICHARDSON et al. “Earth beyond Six of Nine Planetary Boundaries”. In : *Science Advances* (15 sept. 2023), eadh2458.
- [147] Xavier ROBOAM, Abdenour ABDELLI et Bruno SARENI. “Optimization of a Small Passive Wind Turbine Based on Mixed Weibull-turbulence Statistics of Wind”. In : *9th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems (ELECTRIMACS'08)*. Québec, Canada, 2008.

- [148] Johan ROCKSTRÖM et al. “A Safe Operating Space for Humanity”. In : *Nature* (sept. 2009), p. 472-475.
- [149] Osvaldo RODRIGUEZ-HERNANDEZ et al. “Techno-Economic Feasibility Study of Small Wind Turbines in the Valley of Mexico Metropolitan Area”. In : *Energies* (5 jan. 2019), p. 890.
- [150] F.G. ROSSOUW. “Analysis and Design of an Axial Flux Permanent Magnet Wind Generator System for Direct Battery Charging Applications”. Msc Eng. thesis. South Africa : University of Stellenbosch, mar. 2009.
- [151] F.G. ROSSOUW et M.J. KAMPER. “Use of Air-Cored Axial Flux Permanent Magnet Generator in Direct Battery Charging Wind Energy Systems”. In : *2007 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems*. 2007 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems. Bangkok, Thailand : IEEE, nov. 2007, p. 1102-1107.
- [152] Patrick ROUSSEAU. “Analyse du cycle de vie (ACV) - Présentation, méthodologie, applications et limites”. In : *Chimie verte* (mai 2022).
- [153] Mick SAGRILLO et Amy TAIVALKOSKI. “Guidelines for Setting Turbulence Intensity and System De-rate in the Wind Turbine Output Calculator”. In : (2010).
- [154] Thierry SALOMON et al. *Manifeste négawatt : en route pour la transition énergétique !* Arles : Actes Sud, 2015.
- [155] Andrea SALTELLI et al. “Why so Many Published Sensitivity Analyses Are False : A Systematic Review of Sensitivity Analysis Practices”. In : *Environmental Modelling & Software* (avr. 2019), p. 29-39.
- [156] B. SARENI et al. “Model Simplification and Optimization of a Passive Wind Turbine Generator”. In : *Renewable Energy* (déc. 2009), p. 2640-2650.
- [157] Markus SEILMEIER et Bernhard PIEPENBREIER. “Impact of Iron Losses and Parameter Errors on Back-EMF Based Sensorless Control of PMSM”. In : *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Dallas, TX, USA : IEEE, oct. 2014, p. 634-640.
- [158] Elizabeth SHOVE. “What Is Wrong with Energy Efficiency ?” In : *Building Research & Information* (3 oct. 2018), p. 779-789.
- [159] J.G. SLOOTWEG et al. “General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations”. In : *IEEE Transactions on Power Systems* (fév. 2003), p. 144-151.
- [160] Dongran SONG et al. “A Comparison Study between Two MPPT Control Methods for a Large Variable-Speed Wind Turbine under Different Wind Speed Characteristics”. In : *Energies* (1^{er} mai 2017), p. 613.
- [161] C TANG et al. “Effects of Inertia on Dynamic Performance of Wind Turbines”. In : *Australasian Universities Power Engineering Conference* (2008), p. 7.
- [162] Duc-Hoan TRAN. “Conception Optimale Intégrée d’une chaîne éolienne « passive » : analyse de robustesse, validation expérimentale”. Institut National Polytechnique de Toulouse - INPT, 2010.
- [163] Duc-Hoan TRAN et al. “Integrated Optimal Design of a Passive Wind Turbine System : An Experimental Validation”. In : *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (avr. 2010), p. 48-56.
- [164] Brice TREMEAC et Francis MEUNIER. “Life Cycle Analysis of 4.5MW and 250W Wind Turbines”. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (oct. 2009), p. 2104-2110.

- [165] A. TROULLAKI et al. “Life Cycle Assessment of Locally Manufactured Small Wind Turbines and Pico-Hydro Plants”. In : *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. 2019, p. 1-6.
- [166] Andoni URTASUN et al. “Modeling of Small Wind Turbines Based on PMSG with Diode Bridge for Sensorless Maximum Power Tracking”. In : *Renewable Energy* (juil. 2013), p. 138-149.
- [167] V. UTKIN. “Variable Structure Systems with Sliding Modes”. In : *IEEE Transactions on Automatic Control* (avr. 1977), p. 212-222.
- [168] Vadim UTKIN, Juergen GULDNER et Jingxin SHI. *Sliding Mode Control in Electro-Mechanical Systems*. 2^e éd. Boca Raton : CRC Press, 2009. 503 p.
- [169] Claudia VON BRÖMSEN et Elin RÖÖS. “Why Statistical Testing and Confidence Intervals Should Not Be Used in Comparative Life Cycle Assessments Based on Monte Carlo Simulations”. In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* (nov. 2020), p. 2101-2105.
- [170] Gaolin WANG, Maria VALLA et Jorge SOLSONA. “Position Sensorless Permanent Magnet Synchronous Machine Drives—A Review”. In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (juil. 2020), p. 5830-5842.
- [171] Gaolin WANG, Guoqiang ZHANG et Dianguo XU. *Position Sensorless Control Techniques for Permanent Magnet Synchronous Machine Drives*. Singapore : Springer Singapore, 2020.
- [172] Li WEIJIE et al. “Investigating Instability of the Wind Turbine Simulator with the Conventional Inertia Emulation Scheme”. In : *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Montreal, QC, Canada : IEEE, sept. 2015, p. 983-989.
- [173] Danilo Henrique WOLLZ, Sergio Augusto Oliveira da SILVA et Leonardo Poltronieri SAMPAIO. “Real-Time Monitoring of an Electronic Wind Turbine Emulator Based on the Dynamic PMSG Model Using a Graphical Interface”. In : *Renewable Energy* (août 2020), p. 296-308.
- [174] D.H. WOOD. “An Improved Determination of the Tower Height That Maximises the Power Output per Unit Cost of a Small Wind Turbine”. In : *Wind Engineering* (mai 2001), p. 191-196.
- [175] David WOOD. *Small Wind Turbines : Analysis, Design, and Application*. Green Energy and Technology. London : Springer London, 2011.
- [176] Y.Y. XIA et al. “Torque Ripple Analysis and Reduction for Wind Energy Conversion Systems Using Uncontrolled Rectifier and Boost Converter”. In : *IET Renewable Power Generation* (2011), p. 377.
- [177] Jianhu YAN, Yi FENG et Jianning DONG. “Study on Dynamic Characteristic of Wind Turbine Emulator Based on PMSM”. In : *Renewable Energy* (nov. 2016), p. 731-736.
- [178] Baiqiang YU et al. “A Compensation Strategy of Flux Linkage Observer in SPMSM Sensorless Drives Based on Linear Extended State Observer”. In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* (juin 2022), p. 824-831.
- [179] Larissa ZAJICEK et al. “Energy Efficiency and Environmental Impacts of Horizontal Small Wind Turbines in Austria”. In : *Sustainable Energy Technologies and Assessments* (oct. 2023), p. 103411.
- [180] Xiaolian ZHANG et al. “An Improved Adaptive-Torque-Gain MPPT Control for Direct-Driven PMSG Wind Turbines Considering Wind Farm Turbulences”. In : *Energies* (22 nov. 2016), p. 977.

- [181] Meiling ZHAO et al. “Effective Position Error Compensation in Sensorless Control Based on Unified Model of SPMSM and IPMSM”. In : *IEEE Transactions on Industrial Informatics* (mai 2023), p. 6750-6761.
- [182] Z. Q. ZHU, Dawei LIANG et Kan LIU. “Online Parameter Estimation for Permanent Magnet Synchronous Machines : An Overview”. In : *IEEE Access* (2021), p. 59059-59084.



FOLIO ADMINISTRATIF
THESE DE L'INSA LYON, MEMBRE DE L'UNIVERSITE DE LYON

NOM : **PRÉVOST**

DATE de SOUTENANCE : **24 septembre 2024**

Prénoms : **Adrien**

TITRE : **Pilotage d'une chaîne de conversion active et analyse de cycle de vie pour le petit éolien**

NATURE : **Doctorat**

Numéro d'ordre : 2024ISAL0076

École Doctorale : **Électronique, Électrotechnique et Automatique de Lyon**

Spécialité : **Automatique**

RÉSUMÉ :

Cette thèse porte sur l'étude d'une chaîne de conversion active pour le petit éolien. Dans sa configuration initiale, l'éolienne étudiée est équipée d'une génératrice synchrone à aimants permanents raccordée à une batterie via un redresseur à diodes. Dans ce travail, nous proposons une modification du système visant à augmenter son efficacité : remplacer le redresseur à diodes par un redresseur actif, tout en questionnant les impacts environnementaux et sociétaux de cette modification.

Dans la première phase du travail, nous avons réalisé un banc d'essais permettant d'émuler le comportement de l'éolienne, afin d'évaluer sa performance en conditions stationnaires et dynamiques. Nous avons ensuite modélisé le système génératrice-convertisseur dans le but de proposer une loi de commande. Pour ce faire, nous avons établi puis validé expérimentalement un modèle réductant et un modèle par éléments finis de la génératrice.

Nous avons ensuite proposé une loi de commande du système avec un redresseur actif qui a montré des gains de performance significatifs en comparaison avec la configuration classique de redresseur à diodes. Nous avons notamment montré que la stratégie pouvait se passer de capteur mécanique de position grâce à un observateur tout en étant robuste aux incertitudes du modèle.

Du point de vue environnemental, une Analyse de Cycle de Vie (ACV) du système a montré que les parties les plus impactantes étaient la structure du mât et les batteries. Nous avons proposé un cadre de pensée unifié pour considérer l'optimisation technico-environnementale du système. Enfin, nous avons étudié la communauté du petit éolien auto-construit en France pour comprendre quel effet pourrait avoir l'introduction d'un redresseur actif sur l'appropriation de l'éolienne.

MOTS-CLÉS : petit éolien, machine synchrone à aimants permanents à flux axial, modélisation, commande vectorielle sans capteur mécanique, Analyse de Cycle de Vie (ACV)

Laboratoire(s) de recherche : **Ampère**

Directeur de thèse : **BRUN Xavier**

Président du Jury : CAUET Sébastien

Composition du Jury :

Rapporteurs :

BAHRI Imen, CAUET Sébastien

Examineur :

WURTZ Frédéric (invité)

Directeur de thèse :

BRUN Xavier

Co-encadrants de thèse :

DELPOUX Romain, LECHAPPE Vincent