

Modélisation des stratégies de commande appliquées aux différentes zones de fonctionnement d'une éolienne

Lahoussine Elmahni¹, Lahoussine Bouhouch¹, Rachid Alaoui¹, Ali Moudden²

¹ ERTAIER, ESTA, BP 33/S, 80000 Agadir

² LMTI, FS, BP 8106, 80000 Agadir

elmahni.lah@gmail.com l.bouhouch@uiz.ac.ma r.alaoui@uiz.ac.ma a.moudden@uiz.ac.ma

Résumé : Dans cet article nous nous intéressons à la modélisation d'une turbine d'éolienne à vitesse variable, utilisant une stratégie de commande assurant un contrôle adéquat au fonctionnement, aussi bien lorsque le vent est faible ou fort. Ainsi quatre zones de fonctionnement ont été décrites : la première sans importance capitale puisque la turbine ne produit aucune puissance appréciable, la seconde consiste à maximiser la puissance captée pour des vents faibles en utilisant un contrôle du type MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). La troisième permet de garder la vitesse de rotation constante lorsqu'elle atteint 90 % de sa valeur nominale. La dernière est utilisée en vents forts, pour limiter la puissance fournie en commandant l'angle de calage β des pâles (Pitch).

Mots clés : Eolienne, Modélisation, Simulink, Stratégie de commande, Turbine, Zones de fonctionnement.

1. Introduction

Les algorithmes de commande implémentés dans les parties de commande des turbines éoliennes visent à optimiser la conversion énergétique du système et à réduire les charges mécaniques subies par la structure mécanique de l'éolienne en vue d'allonger la durée de vie du système [1].

Dans ce contexte plusieurs contrôleurs ont été utilisés, tels les contrôleurs développés à partir d'une représentation multi-modèle de la forme Takagi-Sugeno du système [2] ou des contrôleurs basés sur la logique floue [3].

Le fonctionnement d'une éolienne en vent faible ou fort étant découpé en quatre zones, dans cet article nous présentons les stratégies de commande adoptées dans ces différentes zones de fonctionnement. En effet, la puissance éolienne recueillie par la turbine dépend de façon fortement non linéaire de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation de la turbine et de l'angle d'inclinaison des pâles [4].

Ce papier est organisé comme suit : après une brève introduction, nous présentons dans la section 2 les outils d'investigations. La section 3 est consacrée à la modélisation de la turbine. La section 4, quand à elle, elle est réservée à l'étude des différentes stratégies de commande utilisées pour chacune des zones de fonctionnement. Puis, la section 5 expose l'analyse des résultats de simulation obtenus pour chaque zone de fonctionnement. Dans la dernière section, nous validons nos résultats en les comparant avec les données techniques du constructeur. Enfin, pour clore ce papier, nous proposons une liste de perspectives qui permettront de compléter le travail effectué durant nos présentes investigations.

2. Outils d'investigations

Le schéma de la figure 1, simulant la turbine d'éolienne, et les simulations des différents algorithmes de commande utilisés pour chaque zone de fonctionnement sont élaborés sous Matlab/Simulink (r2012a) [5].

La validation des résultats que nous avons obtenus, est réalisée par une étude comparative des relevés expérimentaux concernant l'éolienne de 1.5 MW installée à Schelle dans la région d'Anvers en France. Ses résultats expérimentaux sont effectués par le laboratoire LABORELEC [4].

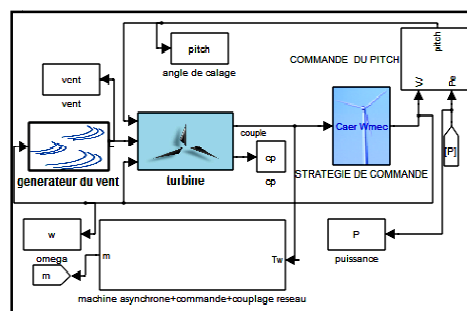


Figure 1 : Schéma simulé sous Simulink.

3. Modélisation de la turbine

Dans le schéma de la figure 1, le bloc turbine est modélisé via sa puissance mécanique produite évaluée par l'équation (1) [6] :

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p \quad (1)$$

Cette puissance dépend de la densité volumique de l'air ρ , du rayon R du rotor, de la vitesse du vent V et du coefficient de puissance C_p . Ce dernier, comme le montre la figure 2, est une fonction non linéaire de l'angle d'inclinaison des pâles β et du rapport λ dépendant de la vitesse de rotation de la turbine ω_r , comme l'exprime l'équation : $\lambda = R\omega_r/V$.

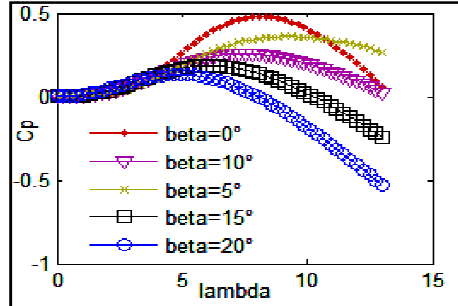


Fig. 2. Evolution de C_p avec λ pour différentes valeurs de β [7].

La valeur maximale théorique possible de C_p est donnée par "BETZ" [4], elle est égale à 0.5926. En pratique $C_{pmax} = 0.48$. Le bloc turbine intègre un bloc $C_p = f(\lambda, \beta)$ qui peut être obtenu de deux manières :

- Par des relevés pratiques consistant à construire, sous Simulink, une tables à trois dimensions qui a pour entrées λ et β et pour sortie C_p [7].
- Par approche numérique des courbes pratiques en utilisant des formalismes de type (2) [6] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4 \right) e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6\lambda \quad (2)$$

Avec : $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3}$ Et $C_1 = 0.5176, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 5, C_5 = 21$ et $C_6 = 0.0068$

4. Stratégies de commande

Avant d'entamer l'objet de notre étude qui est la simulation des stratégies de commande adoptée pour chacune des zones de fonctionnement de la turbine, selon la force du vent, nous allons exposer la théorie qui nous a permis de développer les schémas de simulation pour ces différentes zones de fonctionnement. En effet; selon la vitesse du vent, la caractéristique de fonctionnement de la turbine d'une éolienne peut être divisée en quatre zones différentes, comme l'illustre la figure 3.

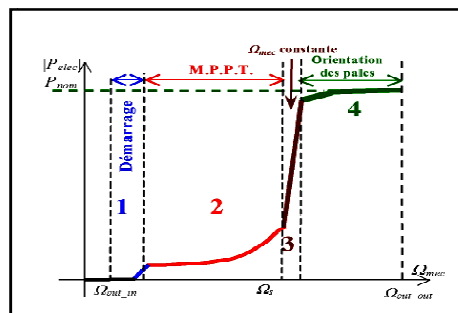


Figure 3 : Caractéristique d'une turbine [4].

Les différentes zones 1, 2, 3 et 4 sont respectivement : zone de démarrage, zone à charge partielle 1, zone à charge partielle 2 et enfin zone à pleine charge.

4.1. Fonctionnement en zone 1

Pour la zone 1 dite zone de démarrage, elle ne sera pas traitée par la suite car elle n'a pas d'importance capitale puisque la turbine ne produit aucune puissance appréciable.

4.2. Fonctionnement en zone 2

Dans la zone 2 dite à charge partielle 1, l'angle de calage β est maintenu à 0 et la vitesse de rotation est fixée à une valeur permettant un ratio de vitesse correspondant au coefficient de puissance maximal C_{pmax} . Dans notre cas, ce coefficient est 0.48 obtenu grâce au contrôle de type MPPT.

Afin de modéliser cette zone, on doit imposer un couple de référence de manière à permettre à la turbine de tourner à une vitesse optimale afin d'extraire le maximum de puissance.

D'après les équations précédentes, on montre que le couple T_w , produit par les pâles de l'éolienne, est donnée par (3), [4] :

$$T_w = \frac{0.5 \cdot \rho \cdot \omega_T^2 C_{pmax} \cdot \pi R^5}{\lambda_{max}^3} = f(u) \quad (3)$$

Suite à cette analyse théorique, nous aboutissons alors au schéma de la figure 4, représentant la commande de la turbine dans cette zone 2 sous l'étude.

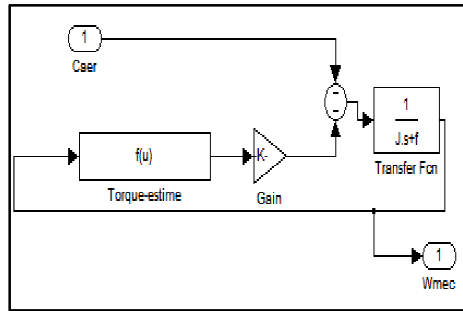


Figure 4 : Commande de la turbine dans la zone 2.

4.3. Fonctionnement en zone 3

Dans la zone 3 dite à charge partielle 2, la vitesse de la turbine ne doit plus être sous le contrôle MPPT, car sa vitesse de rotation peut atteindre environ 90 % de sa valeur nominale, mais elle doit garder sa vitesse constante jusqu'à ce qu'elle atteigne la puissance nominale qui est de 1.5 MW dans notre cas.

Afin d'adopter cette stratégie, un dispositif de commutation, comme l'illustre la figure 5, est mis en place afin de passer du contrôle MPPT vers le fonctionnement en vitesse constante.

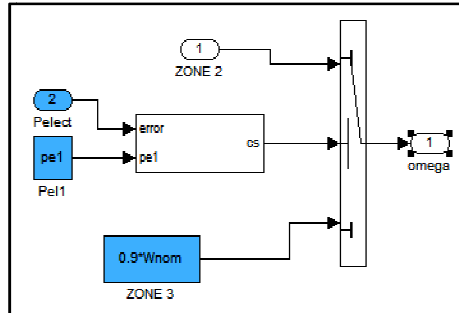


Figure 5 : Schéma de commande en zone 3.

4.4. Fonctionnement en zone 4

Dans cette zone dite pleine charge, nous recherchons à maintenir la production de la puissance à sa valeur nominale en appliquant aux pâles un angle de calage adéquat. Pour cela, et à l'aide d'une "S-function" sous Matlab, nous procédons au stockage de la caractéristique de la turbine dans une table à trois dimensions. Comme le montre l'organigramme de la figure 6a, connaissant les valeurs de C_p et λ (vitesse spécifique), nous pouvons alors déterminer la valeur de β correspondant.

La première étape consiste à encadrer une vitesse spécifique donnée λ_e telle que : $\lambda_{\alpha_i} < \lambda_e < \lambda_{\alpha_{i+1}}$, si la valeur de λ_e n'existe pas dans la table, il faut alors la recalculer par interpolation. Ensuite, connaissant la valeur de C_{pe} , l'étape suivante permet la détermination de β [8]. L'organigramme de la figure 6a, nous conduit alors au schéma de la figure 6b, implémenté sous Simulink.

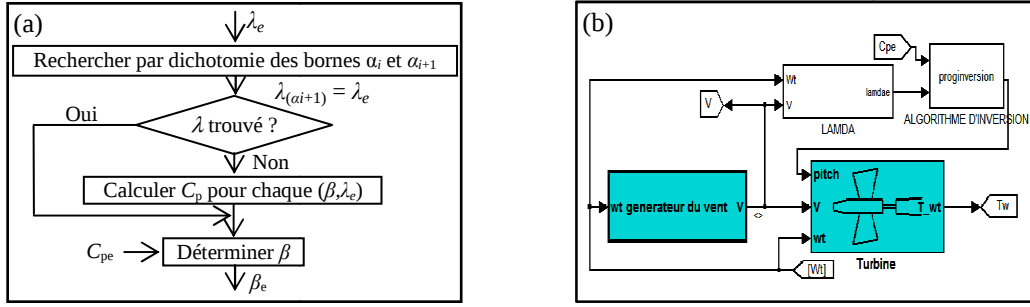


Figure 6 : Organigramme de détermination inverse de β_e [8] et schéma de son implémentation sous Simulink.

5. Résultats et analyse

A l'aide des algorithmes correspondant aux stratégies de commande décrites ci-dessus, pour des vitesses de vent allant de 0 à 16 m/s, nous simulons le fonctionnement d'une turbine de puissance nominale de 1.5 MW, pour les différentes zones étudiées. Ces simulations sont résumées sur les figures 7, 8 et 9.

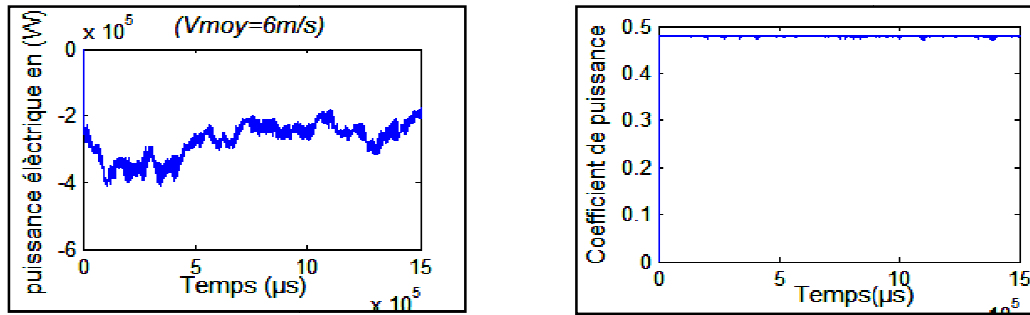


Figure 7 : Evolution avec le temps de la puissance de la turbine et de son coefficient en zone 2.

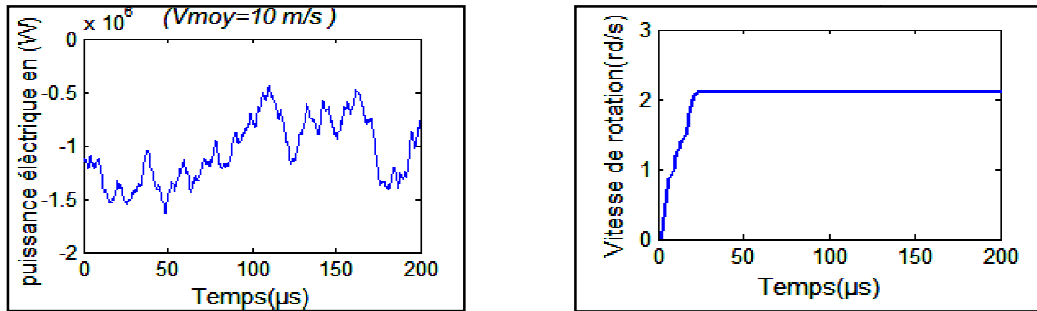


Figure 8 : Variation avec le temps de la puissance de la turbine et de sa vitesse de rotation en zone 3.

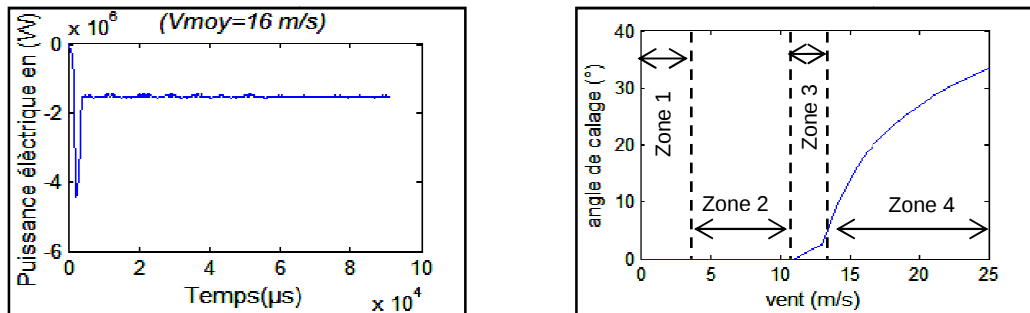


Figure 9 : Evolution avec le temps de la puissance en zone 4 et celle de l'angle de calage avec la vitesse du vent.

Après l'analyse de ces résultats, nous constatons qu'en zone 2, la puissance avoisine 0.25 MW comptée négativement car elle s'oppose à la puissance aérodynamique, C_p tend vers $C_{pmax} = 0.48$ (figure 7) et que l'angle de calage est nul (figure 9). En zone 3, nous remarquons que la vitesse de rotation est régulée à une valeur égale à 2.09 rd/s et que la puissance est autour de -1.2 MW (figure 8), tandis qu'en zone 4 le système limite la puissance à -1.5 MW en agissant sur l'angle de calage (figure 9).

6. Etude comparative

Afin de valider les résultats obtenus pour les zones 2, 3 et 4, concernant les variations de la puissance fournie par l'éolienne étudiée avec la vitesse du vent, nous comparons sur la figure 10 la caractéristique de la puissance simulée avec celle relevée expérimentalement. Sur cette même figure, nous représentons l'écart entre ces deux courbes, ce qui montre la bonne corrélation entre la mesure et la simulation pour toutes les zones de fonctionnement allant de 0 à 16 m/s.

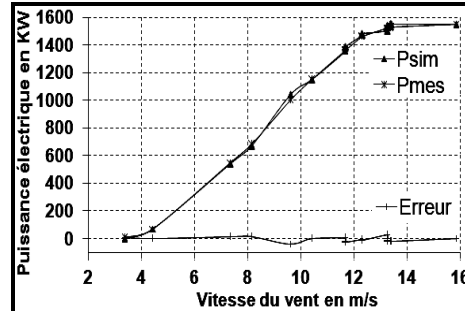


Figure 10 : Comparaison des caractéristiques pratique et simulée de la puissance de l'éolienne étudiée.

7. Conclusion

Dans ce travail nous avons modélisé les stratégies de commande d'une éolienne à vitesse variable afin de maximiser le rendement aérodynamique lorsque le vent est faible, tout en régulant le pitch pour préserver les éléments de l'aérogénérateur pour les vents forts.

Les résultats obtenus sont validés par comparaison des simulations aux mesures effectuées par le constructeur.

Enfin, nos perspectives permettant de compléter le présent travail, sont les suivantes :

- La modélisation de la commande de la génératrice de type machine synchrone à aimant permanent, bien adaptée aux éoliennes vu ses avantages, notamment son fonctionnement à vitesse variable pour toutes les plages de la vitesse du vent et sans utiliser de multiplicateurs.
- La modélisation de l'onduleur et son couplage au réseau électrique.
- La réalisation d'un banc d'essai pratique en implémentant les commandes dans un système éolien réel.

Nomenclature

Symbole :	Nom (Unité)	Symboles grecs
T_w	Couple (N.m)	β Angle de calage des pâles (° ou rad)
V	Vitesse (m/s)	λ Coefficient de vitesse
C_p	Coefficient de puissance	ω_r Vitesse de rotation de la turbine (rad/s)
P	Puissance (W)	ρ Densité volumique de l'air (Kg.m^{-3})
R	Rayon des pâles (m)	Exposant, Indices
		i, a, e, p

Références

- [1] W.E. Leithead, S. De La Salle, D. Reardon, Role and objectives of control for wind turbines, *IEE Proceedings-C*, Vol. 138, No. 2, pp. 135-148, 1991.
- [2] F. Lescher, P. Borne, J. Yun Zhao, Commande LQG multi-modèle d'une turbine éolienne à vitesse variable, *Revue e-STA*, Vol. 2, 4ème trimestre, pp. 1-7, 2005.
- [3] E.S. Abdin, W. Xu, Control design and dynamic performance of a wind turbine induction generator unit, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol 15, n° 1, pp. 91-96, March 2000.
- [4] S. Elaimani, Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension, *Thèse de Doctorat*, Université des Sciences et Technologie de Lille, 2004.
- [5] MATLAB Simulink, Dynamic system simulation software, *SimPowerSystems User's Guide*, The Maths Works Inc., 1994-2013.
- [6] O. Belghazi, M. Cherkaoui, Pitch angle control for variable speed wind turbines using genetic algorithm controller, *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, Vol 39 n° 1, pp. 6-10, 2012.
- [7] L. Elmahni, Conception d'un simulateur dédié à la génération éolienne, *Rapport du Diplôme des Etudes Supérieures Approfondies (DESA)*, ENSA Agadir, 2008.
- [8] V. Roetz, Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux : Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire, *Thèse de Doctorat*, Centre National Technologique de Lille, 2004.