



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université AMO de Bouira

Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées

Département Génie Electrique

# Mémoire de fin d'étude en Électrotechnique

*Spécialité : Électrotechnique industrielle*

## Thème

---

Implementation de l'inertie synthétique pour le  
réglage de fréquence d'un générateur eolien a vitesse  
variable

---

Encadré par

— BOUHADA ALI

Réalisé par

— BETRAOUI ABDELRAHMANE

— DJIBIRI AHMED

2023/2024

# *Remerciements*

Tout d'abord, nous tenons à exprimer notre gratitude envers ALLAH, qui nous a accordé la force et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail. Nous remercions également notre promoteur, M. Bouhada Ali, les membres du jury et l'ensemble du personnel de notre département. Enfin, nous adressons nos remerciements à toutes les personnes qui nous ont soutenus tout au long de la réalisation de ce mémoire.

# *Dédicaces*

Nous dédions ce travail à nos familles et nos amis et à toutes les personnes qui nous aime.

Abdou et Ahmed

# Table des matières

<b>Table des matières</b>	<b>i</b>
<b>Table des figures</b>	<b>iv</b>
<b>Liste des abréviations</b>	<b>vi</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>1 Généralités sur les systèmes éoliens connectes au réseau</b>	<b>3</b>
1.1 Introduction . . . . .	3
1.2 Definition . . . . .	3
1.3 Historique de l'énergie éolienne (monde et Algérie) . . . . .	5
1.3.1 Éolienne dans le monde [11] . . . . .	5
1.3.2 L'éolienne en Algérie . . . . .	8
1.4 Constitution d'un système éolien . . . . .	12
1.4.1 Les composants d'un système éolien . . . . .	13
1.4.2 Les différents types d'éoliennes . . . . .	15
1.5 Classification des turbines éoliennes . . . . .	19
1.5.1 Classification selon la taille . . . . .	20
1.5.2 Classification selon la technologie [24] . . . . .	20
1.5.3 Classification selon la configuration . . . . .	21
1.5.4 Classification selon l'application . . . . .	21
1.6 Rendement énergétique d'une éolienne (Théorie de Betz) [26 ,27] . . . . .	21
1.7 Types de fonctionnement des éoliennes . . . . .	24
1.7.1 Une éolienne à vitesse fixe (constant) . . . . .	24

1.7.2	Une éolienne à vitesse variable . . . . .	24
1.7.3	La différence entre les deux vitesses . . . . .	24
1.7.4	Variation de l'angle de calage d'une pale . . . . .	25
1.8	Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne . . . . .	25
1.8.1	La machine synchrone . . . . .	26
1.8.2	Machines synchrones à rotor bobiné . . . . .	27
1.8.3	Machines synchrones à aimant permanent . . . . .	27
1.9	Système d'énergie électrique . . . . .	29
1.9.1	Fonctionnement du système d'énergie électrique . . . . .	29
1.9.2	Réglage hiérarchisé de la fréquence . . . . .	30
1.10	Conclusion . . . . .	34
<b>2</b>	<b>Modélisation et simulation d'une turbine</b>	<b>36</b>
2.1	Introduction . . . . .	36
2.2	Structure générale de la chaîne de conversion étudiée . . . . .	37
2.3	Turbine . . . . .	37
2.3.1	Puissance aérodynamique . . . . .	39
2.3.2	Coefficient de puissance aérodynamique . . . . .	39
2.3.3	Couple aérodynamique . . . . .	40
2.3.4	Modèle de la turbine . . . . .	40
2.3.5	Contrôle de la turbine . . . . .	41
2.3.6	Contrôle en charge partielle . . . . .	43
2.4	Fonctionnement des éoliennes . . . . .	44
2.5	Les régulateurs . . . . .	45
2.5.1	Régulateur de vitesse . . . . .	45
2.5.2	Contrôle en charge pleine . . . . .	46
2.6	Régulateur de l'angle de calage . . . . .	47
2.7	Conclusion . . . . .	47
<b>3</b>	<b>Modélisation de la chaîne de conversion éolienne avec intégration de l'inertie synthétique au réseau</b>	<b>48</b>
3.1	Introduction . . . . .	48
3.1.1	La turbine éolienne et la partie mécanique et la MPPT . . . . .	49

3.1.2	La génératrice synchrone à aimants permanents . . . . .	49
3.1.3	Le convertisseur coté machine et son contrôle (redresseur) . . . . .	49
3.1.4	Le bus continu . . . . .	50
3.1.5	Le réseau et le filtre . . . . .	50
3.1.6	Contrôle du convertisseur coté réseau . . . . .	51
3.2	Simulation et résultats . . . . .	51
3.2.1	sans perturbation . . . . .	51
3.2.2	avec perturbation . . . . .	55
3.3	Interprétation . . . . .	56
3.4	Conclusion . . . . .	57
<b>Conclusion générale</b>		<b>58</b>

# Table des figures

1.1	Conversion de l'énergie cinétique du vent . . . . .	5
1.2	Capacité éolienne installé dans le monde de 2001 à 2023 en(GW) . . . . .	8
1.3	Eolienne de 100 kW de Grand Vent. . . . .	10
1.4	ferme eolienne kaberten d'Adrar. . . . .	11
1.5	Eolienne d'Adrar. . . . .	12
1.6	Éoliennes à axe horizontal . . . . .	14
1.7	Éoliennes à axe horizontal . . . . .	15
1.8	éoliennes à rotation lente . . . . .	16
1.9	éoliennes à rotation rapide . . . . .	17
1.10	Éoliennes à axe vertical . . . . .	19
1.11	Tube de courant autour d'une éolienne [28] . . . . .	22
1.12	Coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse du vent . . . . .	23
1.13	Variation de l'angle de calage d'une pale . . . . .	26
1.14	Eolienne couplée au GSRB connecte au réseau électrique à travers un système de conversion d'énergie . . . . .	27
1.15	Eolienne couplée au GSAP connecte au réseau électrique à travers un système de conversion d'énergie . . . . .	28
1.16	Intégration d'un statisme dans une boucle de régulation de vitesse (en pu). . . . .	30
1.17	Caractéristique statique du réglage primaire de fréquence d'un groupe conven- tionnel. . . . .	32
1.18	Réglage hiérarchisé de fréquence : emploi des différentes réserves suite à un défaut. . . . .	33

2.1	Système de conversion de l'énergie éolienne étudié. . . . .	37
2.2	Schéma d'une Turbine . . . . .	38
2.3	Schéma bloc du modèle de la turbine . . . . .	41
2.4	Zones de fonctionnement d'une éolienne [38] . . . . .	41
2.5	Coefficient de puissance pour différentes valeurs de l'angle de calage $\beta$ en fonction du rapport de vitesse $\lambda$ . . . . .	43
2.6	Puissance captée par la turbine pour différente vitesse de vent en fonction de sa Vitesse de rotation (à $\beta_{opt}=0$ ). . . . .	44
2.7	Optimisation de la puissance extraite pour les éoliennes à vitesse variable .	44
2.8	Schéma bloc du correcteur PI . . . . .	45
2.9	Synthèse du régulateur de la vitesse de rotation. . . . .	46
2.10	Gestion de l'angle de calage (Pleine Charge). . . . .	47
3.1	Schéma global de la chaine de conversion éolienne connectée au réseau . . .	48
3.2	Turbine éolienne et MPPT . . . . .	49
3.3	La génératrice synchrone à aimants permanents . . . . .	49
3.4	Le convertisseur coté machine avec son contrôle vectoriel . . . . .	50
3.5	Modèle du bus continu . . . . .	50
3.6	Modèle du réseau et du filtre . . . . .	51
3.7	Contrôle du convertisseur coté réseau (onduleur) . . . . .	51
3.8	Profil du vent appliqué . . . . .	52
3.9	Vitesse mécanique à la sortie de la turbine (vitesse de la génératrice $G=1$ )	52
3.10	Couple issu de la turbine éolienne . . . . .	52
3.11	Tensions de référence du convertisseur coté machine et leur zoom . . . . .	53
3.12	courants à la sortie de la génératrice et leur zoom . . . . .	53
3.13	Tesion du bus continu et sa référence avec leur zoom . . . . .	53
3.14	Zoom sur la boucle de verrouillage de phase PLL . . . . .	54
3.15	Courants renvoyés vers le réseau et leur zoom . . . . .	54
3.16	la tension renvoyés vers le réseau et leur zoom. . . . .	54
3.17	Schéma Simulink du contrôleur de l'inertie synthétique. . . . .	55
3.18	Variations de la fréquence du réseau pour différentes valeurs de $K_d$ et $K_p$ . .	55



# Liste des abréviations

- WWEA** l'Association mondiale de l'énergie éolienne
- CCG** Convertisseur côté génératrice.
- CDER** Centre de Développement des Energies Renouvelables
- ONM** Office national de la météorologie (Algérie)
- CCR** Convertisseur côté réseau
- GSRB** generator synchrone a rotor bobiné
- DFIG** The doubly-fed induction generator double/ La machine asynchrone à double alimentation
- GWEC** Global wind energy council/ conseil mondial de l'énergie éolienne
- CP** Charge partielle.
- Dq** Repère de PARK.
- EWEA** European Wind Energy Association.
- GSRB** Machines synchrones à rotor bobiné
- GSAP** Générateur synchrones à aimant permanent
- MACE** Machines Asynchrones à cage d'écureuil
- MADA** Machine asynchrone à double alimentations
- MARB** Machines Asynchrones à rotor bobiné
- MLI** (PMW) Modulation de largeur d'impulsions.
- MPPT** Maximum power point tracking /Suivi de point de puissance maximale.
- MS** Machines synchrones
- MSAP** Machine synchrone à aimants permanents.
- PC** Pleine charge.
- PI** Régulateur proportionnel intégrateur.

- PLL** Boucle de verrouillage de phase.
- GW** giga watt
- $C_{elm}$**  Couple électromagnétique de la génératrice
- $C_p$**  Coefficient de puissance aérodynamique.
- $C_q$**  Coefficient du couple aérodynamique.
- $C_{tr}$**  Couple aérodynamique de la turbine.
- f** Fréquence.
- fv** Coefficient de frottements visqueux
- Ia, Ib, Ic** Courants de phases statoriques de la MSAP.
- Idr, Iqr** Composantes des courants injectés au réseau dans le repère dq.
- Ids, Iqs** Courant statorique dans le repère dq de la MSAP.
- $J_g$**  Moment d'inertie de la génératrice.
- $J_{pales}$**  Moment d'inertie des pales de la turbine.
- Ls** Inductance des phases statoriques.
- Pr** Puissance active injectée au réseau par la turbine.
- P<sub>tr</sub>** Puissance aérodynamique de la turbine
- Qr** Puissance réactive échangée entre la turbine et le réseau
- R** Rayon de la turbine.
- Rs** Résistance des phases statoriques de la MSAP.
- Va, Vb, Vc** Tensions de phases statoriques de la MSAP.
- Vdc** Tension à la sortie du redresseur de l'éolienne.
- Vd-on, Vq-on** Composantes de la tension à la sortie de l'onduleur dans le repère dq.
- Vdr, Vqr** Composantes de la tension du réseau dans le repère dq.
- Vd-reg, Vq-reg** Termes de découplage.
- V<sub>eff</sub>** Valeur efficace de la tension du réseau.
- $V_{vent}$**  Vitesse du vent.
- $\beta$**  Angle de calage des pales de la turbine.
- $\Delta V$**  Chute de tension dans la ligne.
- $\lambda$**  Vitesse spécifique.
- $\Omega$  tr** Vitesse de rotation de la turbine.

# Introduction générale

Ces dernières années, les énergies renouvelables ont connu une croissance sans précédent dans le but de réduire au minimum les émissions de carbone [1]. Cependant, ces énergies renouvelables ont posé des défis cruciaux en entraînant une réduction de l'inertie totale du système, car les convertisseurs d'électroniques de puissance qu'elles utilisent ne possèdent pas de comportement inertiel inhérent, contrairement aux machines synchrones conventionnelles (MS) [2]. Par conséquent, une faible inertie contribue à des écarts de fréquence maximaux avec un taux de variation de fréquence (RoCoF : Rate of Change of Frequency) plus élevé, ce qui compromet la stabilité de la fréquence et peut même conduire à des délestages de charge en cas de sous-fréquences des déclenchements de générateurs en cas de sur-fréquences [3], et dans les cas extrêmes, à une perte totale de puissance [4]. La réponse inertielle des énergies renouvelables, dominées par les convertisseurs d'électroniques de puissance, doit donc être considérablement améliorée. La réponse inertielle des éoliennes peut être efficacement améliorée en libérant instantanément l'énergie cinétique stockée dans le rotor pendant une durée limitée, c'est-à-dire de 0 à 10 secondes [5]. Néanmoins, dans une configuration connectée au réseau, le rotor est isolé du réseau électrique par les convertisseurs d'électronique de puissance, ce qui rend presque impossible la fourniture d'un soutien inertiel direct au réseau pendant les transitoires de fréquence, contrairement aux générateurs synchrones traditionnels (GS) [6]. Des stratégies de contrôle appropriées sont nécessaires pour que ces convertisseurs puissent transférer cette inertie synthétique (virtuelle) du rotor au réseau. Par conséquent, les éoliennes fourniront un soutien inertiel et participeront aux services systèmes [7]. Pour étudier la problématique de l'absence de l'inertie dans les systèmes éoliens complètement interfacés, nous avons opté pour le plan de travail suivant : Dans la première partie de ce mémoire, nous allons

vulgariser le principe de l'énergie éolienne, citer les différentes structures utilisées dans l'exploitation du potentiel éolien, expliquer le principe et l'intérêt de la vitesse variable, les différentes solutions de la connexion au réseau ainsi que de la participation au réglage de la fréquence. La deuxième partie quant à elle, abordera les modèles mathématiques de la structure de la conversion éolienne, à savoir, le modèle de la partie mécanique, qui comportera, le modèle de la turbine éolienne, de l'arbre de transmission, de la partie électrique, qui comportera la génératrice synchrone à aimants permanents, du convertisseur côté génératrice, du bus continu, du convertisseur côté réseau, du réseau ainsi que des modes de contrôles dans les différents niveaux. La troisième partie, sera consacrée à l'implantation des différents modèles dans Matlab/Simulink, la simulation des différents scénarii et à l'interprétation des résultats. Enfin nous allons terminer avec une conclusion générale et des perspectives.

# Généralités sur les systèmes éoliens connectés au réseau

## 1.1 Introduction

Avec l'épuisement progressif des énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.) et afin de répondre aux besoins en énergie électrique qui ne cessent d'augmenter massivement ces dernières années, plusieurs sources d'énergie renouvelables sont exploitées, car les populations sont de plus en plus concernées par les problèmes environnementaux. Parmi les énergies renouvelables, on trouve l'énergie éolienne qui est actuellement largement utilisée.

Dans ce premier chapitre, on va tout d'abord définir l'énergie éolienne, puis on va parler un peu sur l'historique de cette énergie et son existence en Algérie ainsi que dans le monde. Ensuite, on va plonger dans le monde des différents types d'éoliennes et ses constituants. Enfin, on va terminer par classifier les turbines éoliennes et les types de fonctionnement des éoliennes.

## 1.2 Définition

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable produite par la force du vent. Cette énergie peut être transformée en énergie mécanique ou électrique en utilisant des éoliennes ou des turbines éoliennes. Les éoliennes peuvent être installées sur terre ou en mer, et sont souvent utilisées pour produire de l'électricité dans les zones rurales ou pour fournir de

l'énergie à grande échelle. L'énergie éolienne est considérée comme une alternative propre aux combustibles fossiles, car elle ne produit pas de pollution atmosphérique ni de gaz à effet de serre. [8]

Un aérogénérateur est un autre terme pour une éolienne, qui est une machine qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Les aérogénérateurs sont souvent utilisés dans des parcs éoliens pour produire de l'électricité à grande échelle. Les aérogénérateurs sont composés d'un rotor avec des pales, qui sont positionnées perpendiculairement au vent. Lorsque le vent souffle, les pales tournent et actionnent un générateur qui produit de l'électricité. Les aérogénérateurs peuvent être de différentes tailles, allant des petites turbines pour l'alimentation d'une maison individuelle aux grandes éoliennes pour la production d'électricité à grande échelle. Les aérogénérateurs sont une forme d'énergie renouvelable, car ils utilisent une ressource naturelle et inépuisable (le vent) pour produire de l'électricité. [9]

L'énergie éolienne est exploitée de trois manières différentes :

- Conservation de l'énergie mécanique : Le vent est employé pour propulser des véhicules tels que les navires à voile ou les chars à voile, pour effectuer des opérations de pompage d'eau (comme les moulins de Majorque ou les éoliennes de pompage utilisées pour l'irrigation ou l'abreuvement du bétail), ou encore pour faire tourner la meule d'un moulin.
- Transformation en force motrice : L'énergie éolienne peut être convertie en force motrice pour des applications telles que le pompage de liquides ou la compression de fluides
- Production d'énergie électrique : Dans ce cas, une éolienne est couplée à un générateur électrique pour produire du courant électrique continu ou alternatif. Ce générateur peut être connecté à un réseau électrique ou bien fonctionner de manière autonome au sein d'un système, pouvant inclure un générateur d'appoint comme un groupe électrogène, des batteries, ou d'autres dispositifs de stockage d'énergie.

L'énergie éolienne trouve des applications dans divers domaines, notamment :

- Propulsion des bateaux : Le vent est utilisé pour propulser les bateaux à voile, offrant une source d'énergie renouvelable et propre pour naviguer sur les océans.
- Pompage : L'énergie éolienne est employée pour le pompage de l'eau, que ce soit pour l'irrigation des cultures, l'abreuvement du bétail ou d'autres besoins en eau.

- Production électrique : Les éoliennes sont largement utilisées pour la production d'énergie électrique à grande échelle. Les fermes éoliennes, composées de nombreuses éoliennes, captent l'énergie du vent et la convertissent en électricité pour alimenter des réseaux électriques ou des installations autonomes.

L'utilisation de l'énergie éolienne dans ces divers secteurs contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à promouvoir une source d'énergie propre et renouvelable. [10]

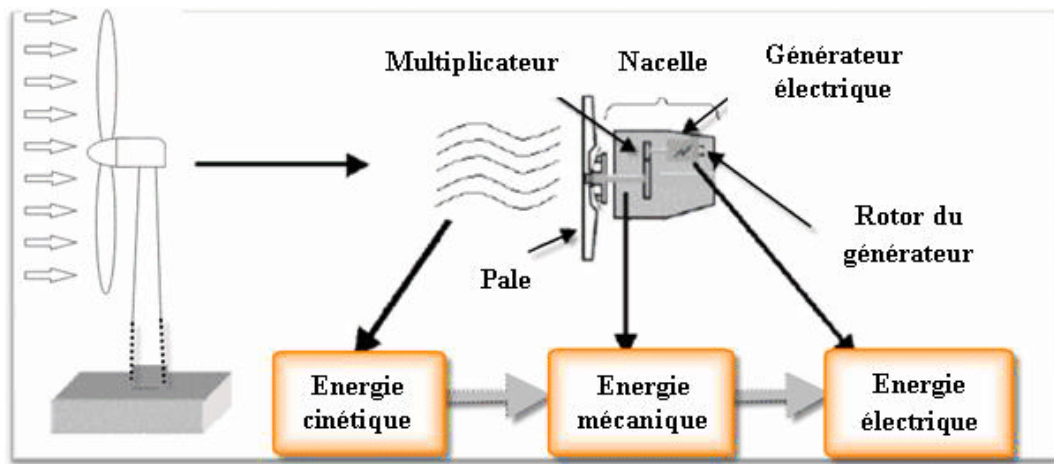


FIGURE 1.1 – Conversion de l'énergie cinétique du vent

## 1.3 Historique de l'énergie éolienne (monde et Algérie)

### 1.3.1 Éolienne dans le monde [11]

Selon les données publiées par l'Association mondiale de l'énergie éolienne (WWEA), un record de 117GW de nouvelle énergie éolienne a été installé dans le monde en 2023 représentant une hausse de 50 % par rapport à l'année précédente, ce qui reflète la résilience de l'industrie, même face à des difficultés prolongées de la chaîne d'approvisionnement et macroéconomiques. Connecter 117 GW de capacité éolienne au réseau électrique en une seule année démontre non seulement la résilience et l'adaptabilité remarquables de l'industrie éolienne, mais montre également que le monde va dans la bonne direction pour lutter contre le changement climatique. Grâce aux 117 GW de nouvelles installations éoliennes, la capacité éolienne cumulée mondiale a franchi le premier jalon de 1 TW en 2023, affichant une croissance annuelle de 13 %.

Sur le marché de l'éolien terrestre, 106 GW ont été injectés dans le réseau l'an dernier, ce qui représente une croissance de 54 % sur 12 mois. Ce jalon marque la première fois que plus de 100 GW de nouvelle capacité éolienne terrestre ont été installés dans le monde entier en une seule année.

Au niveau des pays, la Chine et les États-Unis sont restés les deux plus grands marchés mondiaux pour les ajouts éoliens terrestres, suivis du Brésil, de l'Allemagne et de l'Inde. Ensemble, les cinq principaux marchés représentaient 82 % des nouvelles installations mondiales en 2023, soit 9 % de plus que l'année précédente.

Après deux années de croissance relativement « faible », les installations éoliennes terrestres en Chine ont rebondi en 2023 avec plus de 69 GW mis en service, un nouveau record. Aux États-Unis, malgré la ruée du dernier trimestre, où les promoteurs ont installé plus de nouvelles capacités éoliennes au quatrième trimestre de 2023 que les trois trimestres précédents combinés, seulement 6,4 GW de capacité éolienne terrestre ont été ajoutés pour toute l'année, soit le niveau le plus bas depuis 2014.

Au niveau régional, l'Asie-Pacifique et l'Amérique latine ont enregistré des années record avec plus de 75 GW et 6 GW de capacité éolienne terrestre, respectivement, principalement grâce à une croissance spectaculaire en Chine et au Brésil. Les nouveaux ajouts en Europe et en Afrique et au Moyen-Orient n'ont pas dépassé le record de l'année dernière. Cependant, les deux régions ont connu leurs deuxièmes meilleures années en termes de nouvelles installations éoliennes terrestres.

Le total des ajouts éoliens terrestres en Amérique du Nord a chuté à 8,1 GW l'an dernier, soit 16 % de moins qu'en 2022. Cette baisse est principalement attribuable au ralentissement de la croissance de l'éolien terrestre sur le deuxième marché mondial de l'énergie éolienne (les États-Unis).

Sur le marché offshore, 10,8 GW de nouveaux parcs éoliens offshore ont été mis en service en 2023, portant la capacité éolienne mondiale totale à 75,2 GW, les ajouts d'éoliennes en mer ont augmenté de 24 % par rapport à 2022, faisant de 2023 la deuxième année la plus élevée pour la nouvelle capacité éolienne en mer.

Pour la sixième année consécutive, la Chine est en tête du monde en matière de développement éolien offshore annuel avec 6,3 GW mis en service en 2023, représentant 58 % des ajouts mondiaux et portant le total de ses installations éoliennes offshore à 38



GW, soit 3,7 GW (11 %) de plus que l'Europe, ailleurs dans la région Asie-pacifique, trois marchés ont mis en service de nouvelles capacités éoliennes offshore l'année dernière : Taïwan (Chine) (692 MW), le Japon (62 MW) et la Corée du Sud (4 MW). Grâce à une forte croissance aux Pays-Bas, l'Europe a connu une année record en 2023, avec 3,8 GW de nouvelles capacités éoliennes offshore mises en service sur six marchés. À la fin de 2023, la capacité éolienne offshore totale de l'Europe s'élevait à 34 GW, dont 43 % au Royaume-Uni et 24 % en Allemagne.

Les États-Unis avaient deux projets éoliens commerciaux offshore à grande échelle – Vineyard Wind 1 et South Fork – en construction l'année dernière, mais aucune capacité offshore n'a été entièrement mise en service en 2023, néanmoins, les États-Unis restent le seul marché à exploiter l'éolien offshore en dehors de l'Europe et de la région Asie-pacifique, au total, la Chine a repris la couronne du Royaume-Uni en 2021 et a consolidé sa part de marché mondiale au cours des deux dernières années, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Danemark sont les trois autres marchés qui composent le top 5, comme en 2022. Bien que l'Europe ait renoncé à son titre de plus grand marché éolien offshore du monde en 2022, elle reste le leader mondial de l'éolien flottant. La région a mis en service 37 MW de capacité éolienne flottante l'an dernier, ce qui représente 79 % des ajouts éoliens flottants en 2023 et porte la capacité éolienne flottante totale de la région à 208 MW, soit 88 % des installations mondiales.

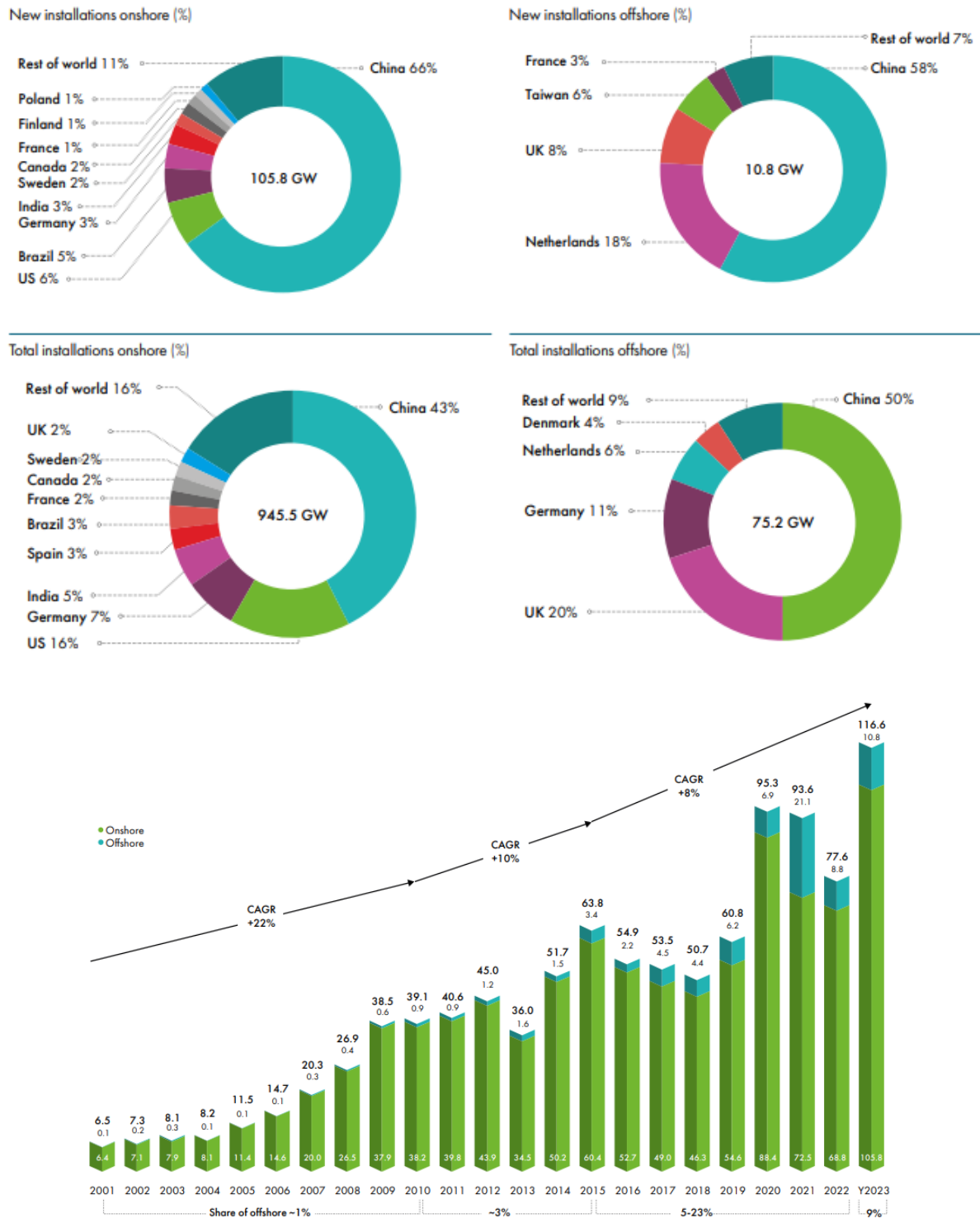


FIGURE 1.2 – Capacité éolienne installée dans le monde de 2001 à 2023 en(GW)

### 1.3.2 L'éolienne en Algérie

En Algérie, la première tentative de raccordement des éoliennes au réseau électrique remonte à 1957, avec l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site de Grand Vent, situé à Alger. Ce prototype, conçu par l'ingénieur français ANDREAU, avait été

initialement installé à St-ALBAN en Angleterre. Il s'agissait d'une éolienne bipale de type pneumatique, dotée d'un pas variable, mesurant 30 mètres de hauteur et ayant un diamètre de 25 mètres. Cette éolienne a été acquise par Electricité et Gaz d'Algérie, puis démontée et réinstallée en Algérie. [12]

Par la suite, plusieurs autres aérogénérateurs de moindre puissance ont été déployés dans diverses régions, principalement pour répondre aux besoins énergétiques des localités éloignées ou difficiles d'accès, comme les stations de relais de télécommunication. Cependant, à cette époque, la technologie éolienne n'était pas encore suffisamment mature, ce qui a parfois conduit à des résultats peu concluants. Il est important de noter que cette situation était similaire à l'échelle internationale.



FIGURE 1.3 – Eolienne de 100 kW de Grand Vent.

Cependant, après le premier choc pétrolier, d'importants investissements ont été dirigés vers la recherche et le développement des éoliennes. L'utilisation de l'énergie éolienne pour produire de l'électricité a alors pris une ampleur considérable, en particulier à partir de la fin des années 80. Les éoliennes modernes sont devenues de plus en plus fiables, performantes et de plus en plus imposantes.

À titre d'exemple, la plus grande éolienne en 1989 affichait une puissance de 50 kW et un diamètre de 15 mètres. En 2014, une éolienne atteignait une puissance de 8 MW avec un diamètre de 164 mètres (VESTAS Offshore), et les mâts pouvaient atteindre parfois plus de 150 mètres dans certaines installations.

En général, les grandes éoliennes sont déployées dans des zones venteuses. Toutefois, en raison de la saturation des sites terrestres exploitables, des éoliennes conçues pour des vents faibles, communément appelées "Low Wind", ont émergé ces dernières années. Ces éoliennes sont caractérisées par des mâts plus élevés, des pales plus grandes et des générateurs électriques plus compacts. [13]

La capacité éolienne mondiale installée a connu une croissance spectaculaire, passant d'environ 6 GW en 1996 à 336 GW en juin 2014. En Algérie, une première ferme éolienne de 10 MW a été mise en service à Adrar en juin 2014, contribuant à hauteur d'environ 5 % à la production d'énergie éolienne locale. Néanmoins, la puissance éolienne totale installée en Algérie demeure actuellement modeste. [14]

Toutefois, le ministère de l'Énergie et des Mines a élaboré un nouveau programme sur les Énergies Renouvelables, prévoyant l'installation d'autres parcs éoliens d'une puissance

totale de 1000 MW à moyen terme (2015-2020) afin d'atteindre 5010 MW d'ici 2030. Ce programme couvre à la fois les installations connectées au réseau électrique et les petites éoliennes, y compris celles destinées à l'approvisionnement en eau ou en électricité des localités isolées. Cette initiative reflète la tendance mondiale où les installations de petites éoliennes ont enregistré une croissance significative, avec environ 806000 unités déployées à la fin de 2012, représentant environ 35 % de l'ensemble des éoliennes installées. En octobre 2015, la ferme pilote de Kaberten affichait les performances suivantes avec une puissance totale installée de 10.2 MW :

- Énergie produite : 19 GWh
- Autonomie : 1900 heures de travail
- Facteur de capacité : 22 %

Il convient de souligner qu'il arrive que la puissance fournie atteigne sa puissance nominale, soit 10.2 MW, tandis que la puissance moyenne consommée par chaque éolienne est d'environ 10 kW. De plus, les enregistrements des vitesses du vent et de la température au niveau de la nacelle ont démontré que lorsque la température ambiante dépasse 46°C, les vitesses du vent sont faibles (inférieures à 5 m/s). Ainsi, l'arrêt des éoliennes à des températures élevées a entraîné une diminution globale d'environ 10%. [15]



FIGURE 1.4 – ferme eolienne kaberten d'Adrar.

La plupart de ces petites éoliennes sont à axe horizontal, équipées d'alternateurs à aimants permanents et munies d'un système d'orientation passif. Toutefois, des éoliennes à axe vertical sont également utilisées, notamment dans les zones urbaines caractérisées par des vents faibles et une turbulence élevée. [15]



FIGURE 1.5 – Eolienne d'Adrar.

Selon le premier Atlas du Vent de l'Algérie établi par l'ONM en 1990, les vitesses du vent les plus élevées, atteignant environ 6 m/s, étaient principalement localisées dans la région d'Adrar. Ces résultats étaient basés sur une analyse statistique des données de vent couvrant jusqu'à 10 années de mesures et ont servi de base pour la création des cartes éoliennes par les chercheurs du CDER (figure 1.5). [16]

Cependant, dans le nouvel Atlas éolien élaboré par l'ONM, il a été mis en évidence que des zones ventées existaient également dans d'autres régions du Sud de l'Algérie, en plus d'Adrar. Les régions de Tamanrasset, Djanet et In Salah ont été identifiées comme ayant un potentiel éolien exploitable. Il convient de noter qu'au moment de la création du premier Atlas, seules 36 stations météorologiques étaient opérationnelles. Pour le dernier Atlas, le nombre de points de mesure a augmenté à 74. Cependant, compte tenu de la vaste superficie du territoire algérien, ce chiffre reste relativement limité. Des efforts sont actuellement déployés pour installer davantage de stations de mesure éolienne, afin de mieux évaluer le gisement éolien en Algérie. [17]

## 1.4 Constitution d'un système éolien

Les aérogénérateurs peuvent adopter diverses configurations, chacune présentant des différences notables. Néanmoins, une éolienne "classique" se compose généralement de

plusieurs composants :

### 1.4.1 Les composants d'un système éolien

Une installation est généralement constituée d'une éolienne, d'une tour avec de solides fondations et d'un ensemble d'équipements électriques pour le stockage de l'énergie produite ou pour gérer la connexion avec le réseau électrique local. La figure (1.6) présente les composantes d'une éolienne.

— **L'éolienne** : L'éolienne est l'élément principal d'un système d'énergie éolienne.

Elle se compose de plusieurs parties, notamment :

**a) Les pales** : Les pales sont la partie la plus visible de l'éolienne. Elles sont conçues pour capter l'énergie cinétique du vent et la transformer en énergie mécanique. Les pales peuvent être en matériaux différents tels que le bois, le métal, le composite ou la fibre de verre. La forme et la longueur des pales dépendent de la taille de l'éolienne, de la vitesse du vent et des performances souhaitées.

**b) La nacelle** : essentiellement le cœur opérationnel de l'éolienne, abritant les technologies nécessaires à la transformation de l'énergie éolienne en électricité utilisable et à son intégration dans le réseau électrique, elle abrite les principaux composants mécaniques et électriques nécessaires au fonctionnement de l'éolienne :

-**Le rotor** : Le rotor est la partie de l'éolienne qui relie les pales à l'axe de rotation. Il se compose d'un moyeu central et de bras qui supportent les pales.

-**L'axe de rotation** : L'axe de rotation est l'axe autour duquel les pales tournent. Il est relié au générateur pour transférer l'énergie mécanique produite par l'éolienne.

-**Le générateur** : Le générateur est l'élément qui convertit l'énergie mécanique de l'éolienne en énergie électrique. Il se compose d'un rotor qui tourne à l'intérieur d'un stator, créant un champ électromagnétique qui génère de l'électricité. Le générateur peut être de différents types, tels que les générateurs à aimant permanent, les générateurs asynchrones ou les générateurs synchrones à courant alternatif.

**c) La tour** : La tour est la structure qui supporte l'éolienne. Elle peut être en acier, en béton ou en composite et peut avoir différentes hauteurs en fonction de la taille de l'éolienne et des conditions locales.

**d) Le système de contrôle** : Le système de contrôle est l'élément qui régule la vitesse de l'éolienne et la quantité d'énergie qu'elle produit. Le système de contrôle

comprend un capteur de vent qui mesure la vitesse et la direction du vent, ainsi qu'un contrôleur qui ajuste la vitesse de rotation des pales de l'éolienne pour maximiser la production d'énergie. Le système de contrôle peut également inclure des dispositifs de sécurité pour éviter les surcharges, les surtensions ou les dysfonctionnements.

**e) Le système de transmission :** Le système de transmission est l'élément qui transmet l'énergie mécanique de l'éolienne au générateur. Le système de transmission comprend un arbre de transmission qui relie l'éolienne au générateur, ainsi que des engrenages et des roulements pour réduire la vitesse de rotation de l'éolienne et augmenter la vitesse de rotation du générateur. Le système de transmission peut également inclure un multiplicateur pour augmenter la vitesse de rotation du générateur par rapport à la vitesse de rotation des pales.

**f) Le système de stockage d'énergie :** Le système de stockage d'énergie est l'élément qui permet de stocker l'énergie produite par le système d'énergie éolienne pour une utilisation ultérieure. Le système de stockage d'énergie peut prendre la forme de batteries, de supra condensateurs ou d'autres dispositifs de stockage.

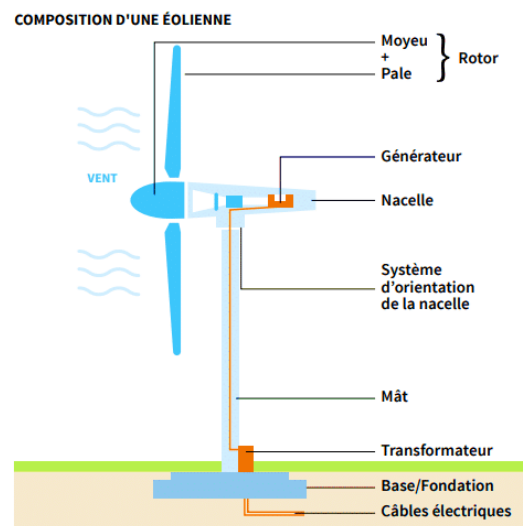


FIGURE 1.6 – Éoliennes à axe horizontal



## 1.4.2 Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes sont classées en deux grandes catégories :

### 1.4.2.1 Éoliennes à axe horizontal

Il s'agit du type d'éolienne le plus courant, dans lequel les pales sont disposées horizontalement, perpendiculairement à l'axe de rotation de la nacelle. Cette configuration est utilisée pour les éoliennes terrestres et marines. Figure (1.7) [18]



FIGURE 1.7 – Éoliennes à axe horizontal

#### 1.4.2.1.1 Éoliennes à rotation lente

Ces éoliennes ont une vitesse de rotation lente, ce qui les rend plus silencieuses et plus adaptées aux zones urbaines. Cependant, elles ont une production d'énergie moins élevée que les autres types d'éoliennes. [19]



FIGURE 1.8 – éoliennes à rotation lente

#### 1.4.2.1.2 Éoliennes rapides[20]

Les pales des éoliennes rapides présentées dans la figure (1.9) sont relativement petites, allant généralement de 2 à 4 pales. La production d'électricité est principalement basée sur l'utilisation de ces machines en raison de leur efficacité, de leur poids et de leur rendement élevé. Cependant, elles ont l'inconvénient de commencer difficilement.

En revanche, les éoliennes à axe horizontal présentent également certains avantages :

- Elles occupent une emprise au sol beaucoup plus réduite par rapport aux éoliennes à axe vertical, ce qui les rend plus adaptées aux espaces limités.
- Cette conception permet de capter le vent en hauteur, où il est généralement plus fort et plus constant par rapport au vent près du sol.
- Le générateur et les appareils de commande sont situés dans la nacelle en haut de la tour, ce qui élimine le besoin d'un bâtiment séparé pour le logement de l'équipement, simplifiant ainsi la conception globale de l'installation.

Aussi quelques inconvénients :

- Le coût de construction est généralement élevé, ce qui peut rendre leur installation onéreuse.

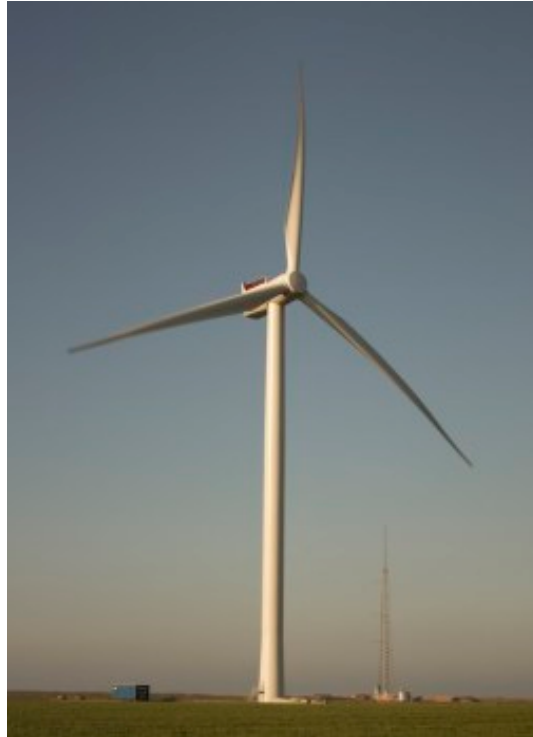


FIGURE 1.9 – éoliennes à rotation rapide

- L'appareillage étant situé au sommet de la tour, cela peut compliquer les opérations d'intervention en cas d'incident.

Malgré ces inconvénients, les éoliennes à axe horizontal restent la norme la plus couramment utilisée de nos jours. Néanmoins, les éoliennes à axe vertical continuent d'être employées pour la production d'électricité dans des zones isolées. Elles sont généralement de faible puissance et destinées à des utilisations permanentes, telles que la charge de batteries.

### 1.4.2.2 Éoliennes à axe vertical

Dans cette configuration, les pales sont disposées verticalement, parallèlement à l'axe de rotation de la nacelle. Cette configuration est généralement moins efficace que l'éolienne à axe horizontal, mais elle est plus adaptée à des environnements urbains ou montagneux, où la direction du vent est plus variable figure (1.8) [21].

#### 1.4.2.2.1 Rotor de Savonius

Depuis les années 1920, de nombreuses variations ont été essayées, dont beaucoup sans succès, mais deux structures ont atteint le stade de l'industrialisation. La figure (1.10) du rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) repose sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts du vent sur chaque face d'un corps creux sont d'intensités différentes, ce qui entraîne un couple moteur qui provoque la rotation de l'ensemble. La circulation d'air entre deux demi cylindres renforce l'effet, ce qui augmente le couple moteur. [22]

#### 1.4.2.2.2 Rotor de Darrieus

La structure la plus courante des éoliennes à variation cyclique d'incidence est celle de Darrieus (un ingénieur français qui a déposé le brevet au début des années 30) illustrée dans la figure (1.10). Leur mécanisme repose sur le fait qu'un profil placé dans un flux d'air présentant des angles différents est soumis à des forces de direction et d'intensité différentes. En conséquence, ces forces créent un couple moteur qui provoque la rotation du dispositif. On obtient ces forces en combinant la vitesse propre de déplacement du profil avec la vitesse du vent. Cela implique que le mouvement du dispositif ne peut pas être initié par lui-même. Quand elle est arrêtée, il est donc nécessaire de lancer l'éolienne à l'aide d'un dispositif complémentaire (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice comme moteur). [22]

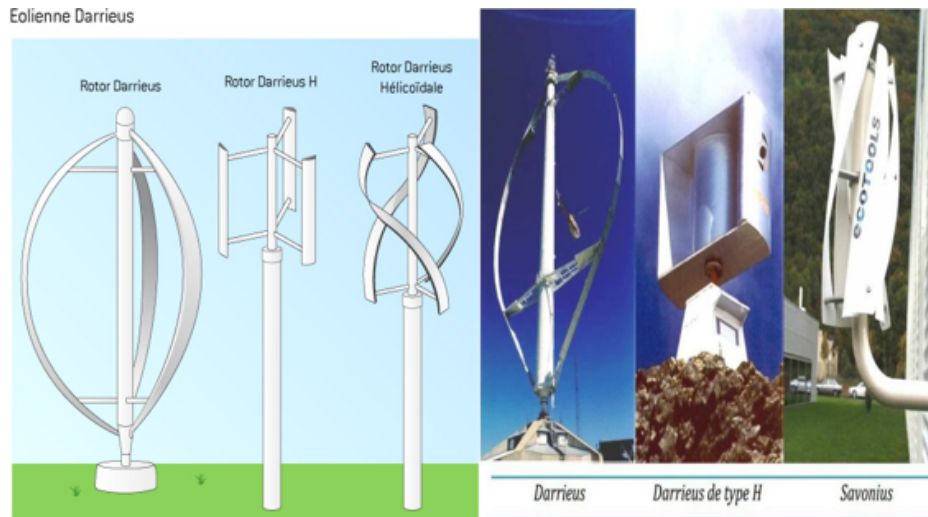


FIGURE 1.10 – Éoliennes à axe vertical

**a) La conception verticale présente plusieurs avantages [22]**

- Tous les composants tels que le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande sont situés directement au sol, ce qui facilite l'accès pour l'entretien et la maintenance.
- L'axe vertical de l'éolienne possède une symétrie de révolution, ce qui signifie qu'elle peut fonctionner efficacement quelle que soit la direction du vent, sans nécessiter d'orientation spécifique du rotor.

**b) Les inconvénients**

- Cette conception est caractérisée par sa simplicité, sa robustesse et son besoin réduit en entretien, ce qui en fait une option fiable pour la production d'énergie éolienne.
- Elles sont généralement moins performantes que les éoliennes à axe horizontal en termes de production d'énergie.
- La conception verticale de ces éoliennes les contraint à fonctionner avec un vent qui est généralement plus faible, car il est freiné par le relief proche du sol.

## 1.5 Classification des turbines éoliennes

Il existe également d'autres types d'éoliennes moins courants, tels que les éoliennes à axe incliné et les éoliennes à deux rotors. Chaque type d'éolienne présente des avantages et des inconvénients, et la configuration appropriée dépend des conditions environnementales

et des objectifs de production d'énergie.

Le tableau 1.1 présente une classification de ces turbines en fonction de la puissance qu'elles génèrent et du diamètre de leurs hélices. Le tableau 1.1 propose une classification similaire en fonction de la puissance et du diamètre des hélices. [23]

Échelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivré
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 Kw
Moyenne	12 à 45 m	40 kW à 1 MW.
Grande	46 m et plus	1 MW

TABLE 1.1 – Classification des turbines éoliennes [23]

Les turbines éoliennes peuvent être classées selon différentes caractéristiques, notamment leur taille, leur technologie, leur configuration et leur application. Voici une classification générale des turbines éoliennes avec quelques exemples de références :

### 1.5.1 Classification selon la taille

- Éoliennes terrestres de petite taille : Par exemple, la référence Enercon E-33 (330 kW) ou Vestas V47 (660 kW). Éoliennes terrestres de taille moyenne : Par exemple, la référence Siemens Gamesa SG 3.4-132 (3,4 MW) ou GE 2.5-120 (2,5 MW).
- Éoliennes terrestres de grande taille : Par exemple, la référence Vestas V150-5.6 MW (5,6 MW) ou Siemens Gamesa SG 11.0-200 DD (11 MW).
- Éoliennes offshore : Les turbines offshore sont généralement de plus grande taille en raison des conditions plus venteuses en mer. Par exemple, la référence MHI Vestas V164-9.5 MW (9,5 MW) ou Siemens Gamesa SG 14-222 DD (14 MW).

### 1.5.2 Classification selon la technologie [24]

- Éoliennes à vitesse constante : Ces éoliennes fonctionnent à une vitesse de rotation constante, indépendamment de la vitesse du vent. Par exemple, la référence Enercon E-126 (7,58 MW).
- Éoliennes à vitesse variable : Ces éoliennes ajustent leur vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent pour optimiser la production d'énergie. Par exemple, la référence Vestas V117 (3,45 MW).

### 1.5.3 Classification selon la configuration

- Éoliennes à axe horizontal : Les éoliennes à axe horizontal sont les plus couramment utilisées, avec un rotor tournant autour d'un axe horizontal. Exemple : Vestas V150-4.2 MW (4,2 MW).
- Éoliennes à axe vertical : Les éoliennes à axe vertical ont le rotor disposé verticalement. Elles peuvent capturer le vent provenant de toutes les directions. Exemple : Urban Green Energy UGE-4K.

### 1.5.4 Classification selon l'application

- Éoliennes pour parcs éoliens terrestres : Ces turbines sont conçues pour être installées sur terre dans des parcs éoliens à grande échelle.
- Éoliennes pour parcs éoliens offshore : Ces turbines sont spécialement conçues pour résister aux conditions marines et sont installées en mer. [25]

## 1.6 Rendement énergétique d'une éolienne (Théorie de Betz) [26 ,27]

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure 1.8 sur lequel on a représenté la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur  $V_1$  et  $V_2$  en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne  $V_1$  et la vitesse du vent après passage à travers le rotor soit :

$$V_{vent} = (V_1 + V_2)/2 \quad (1.1)$$

La masse d'air en mouvement de densité  $\rho$  traversant une surface  $S$  des pales en une seconde est :

$$m = \rho S(V_1 + V_2)/2 \quad (1.2)$$

La puissance alors s'exprime alors par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton).

$$P = m(V_1^2 - V_2^2)/2 \quad (1.3)$$

Soit en remplaçant  $m$  par son expression dans l'équation

$$P = \rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 + V_2^2)/2 \quad (1.4)$$

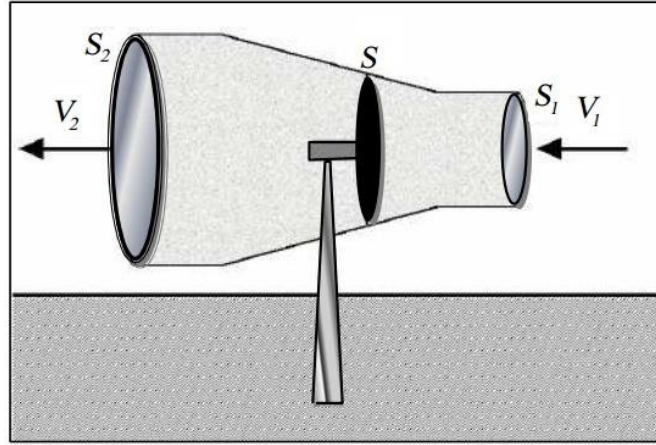


FIGURE 1.11 – Tube de courant autour d'une éolienne [28]



Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface  $S$  sans diminution de vitesse soit à la vitesse  $V_1$ , la puissance  $P_{mt}$  correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \quad (1.5)$$

Le ratio entre la puissance extraite  $P_m$  du vent et la puissance totale théoriquement  $P_{mt}$  disponible est alors :

$$P_m/P_{mt} = \frac{((1 + (V_1/V_2))(1 - (V_1^2/V_2^2)))}{2} \quad (1.6)$$

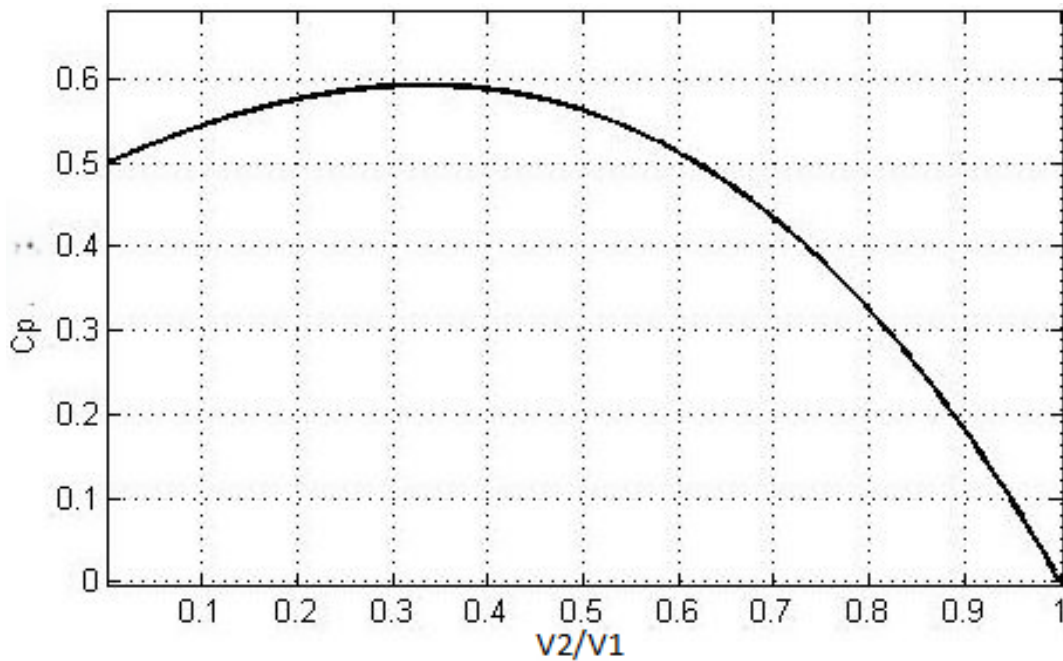


FIGURE 1.12 – Coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse du vent

Le graphe du coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse ( $\lambda$ ) montre la variation de l'efficacité de l'éolienne en fonction de la vitesse de rotation de ses pales par rapport à la vitesse du vent incident.

Les principales caractéristiques de ce graphe sont :

- La limite théorique de Betz ( $C_p \text{ max} = 0,593$ ) représente la valeur maximale que peut atteindre le coefficient de puissance.
- Le coefficient de puissance passe par un maximum pour une valeur optimale du rapport de vitesse, généralement entre 0.4 et 8 selon le design de l'éolienne.
- À faible rapport de vitesse ( $\lambda < 0.4$ ), le coefficient de puissance est faible car les pales tournent trop lentement pour bien capter l'énergie du vent.

- À fort rapport de vitesse ( $\lambda > 0.8$ ), le coefficient de puissance diminue car les pales tournent trop vite et génèrent trop de pertes aérodynamiques.

- La courbe réelle d'une éolienne reste toujours en-deçà de la limite théorique de Betz à cause des imperfections techniques et des pertes

En combinant les équations (1.3), (1.6) et (1.7), la puissance mécanique disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur et s'exprime comme suit [29] :

$$C_v = \frac{P_m}{P_{mt}} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1 \quad (1.7)$$

Avec :  $\lambda = \frac{\Omega_1 R}{V_1}$

Appelée vitesse spécifique ou (Tip-speed-ratio).

Avec  $\Omega_1 R$  vitesse linéaire au bout des pales.

## 1.7 Types de fonctionnement des éoliennes

### 1.7.1 Une éolienne à vitesse fixe (constant)

Une éolienne à vitesse fixe est conçue pour fonctionner à une vitesse de rotation constante, indépendamment de la force du vent. Elle utilise une boîte de vitesses pour connecter le rotor (les pales qui tournent) à un générateur électrique, et la vitesse du rotor est maintenue constante, ce qui permet de produire une quantité d'énergie électrique prédéfinie. [30]

### 1.7.2 Une éolienne à vitesse variable

Peut adapter la vitesse de rotation de ses pales en fonction de la force du vent. Elle utilise un système de contrôle pour régler l'angle d'attaque des pales en temps réel, afin de maximiser l'efficacité de la conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique. [23]

### 1.7.3 La différence entre les deux vitesses

L'utilisation de la vitesse variable permet d'optimiser la production d'énergie éolienne. En effet, les vents ne soufflent pas toujours à la même vitesse, et une éolienne à vitesse fixe ne peut pas s'adapter aux variations de la vitesse du vent.

En revanche, une éolienne à vitesse variable peut ajuster sa vitesse de rotation pour maximiser la production d'énergie électrique en fonction des conditions météorologiques ; cela permet d'augmenter la production d'énergie, de réduire les coûts de fonctionnement et de prolonger la durée de vie de l'éolienne.

En outre, les éoliennes à vitesse variable sont souvent équipées d'un système de freinage, qui peut être utilisé pour ralentir ou arrêter la rotation des pales en cas de besoin ; cela permet de protéger l'éolienne en cas de tempête ou de vent violent, et d'augmenter la sécurité de l'installation.

En somme, l'utilisation de la vitesse variable est une solution efficace pour maximiser la production d'énergie éolienne et améliorer l'efficacité des éoliennes.

#### 1.7.4 Variation de l'angle de calage d'une pale

L'angle de calage d'une pale d'éolienne se réfère à l'angle formé entre le plan de rotation de la pale et le vent relatif. Ce paramètre est important pour maximiser l'efficacité de l'éolienne en fonction des conditions du vent. En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible. En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne permet quatre actions distinctes : le démarrage à une vitesse du vent  $V_d$  plus faible l'optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites  $[V_d, V_n]$  en complément de la vitesse variable dans une plage relativement réduite (1 à 2 voire 1 à 3 pour un rapport  $V_n/V_d$  de l'ordre de 4 à 5) ; la régulation par limitation de la puissance pour  $V \geq V_n$

### 1.8 Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne

La production d'électricité est le domaine principal d'application des turbines éoliennes aujourd'hui. Pour ce faire, l'utilisation d'une machine électrique est essentielle et incontournable. Les générateurs couramment utilisés dans les éoliennes se trouvent généralement dans la nacelle pour les éoliennes à axe horizontal. Différents types de machines électriques

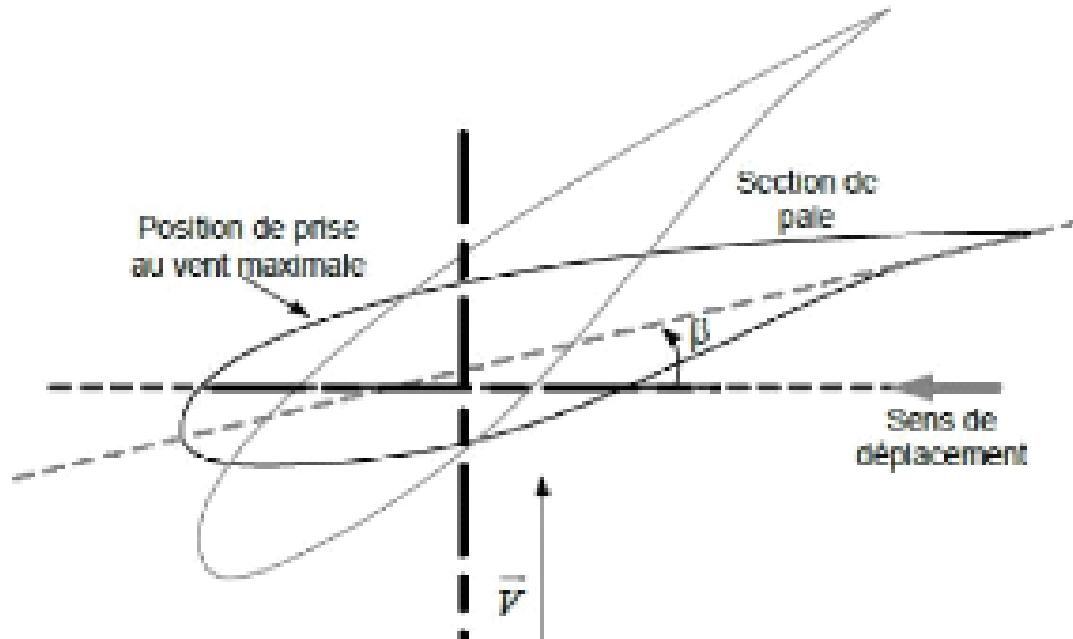


FIGURE 1.13 – Variation de l'angle de calage d'une pale

peuvent être employés pour générer de l'énergie éolienne, et le choix du type de machine dépend de considérations techniques et économiques.

Pour les petites puissances (moins de 20 kW), les générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP) sont prédominants en raison de leur simplicité et de leur coût réduit. Pour les applications de puissance plus élevée, jusqu'à environ 2 MW, les générateurs asynchrones (GAS) sont plus courants et économiques.

### 1.8.1 La machine synchrone

La machine synchrone est constituée de deux composants principaux : le rotor et le stator. Le rotor représente la partie mobile de la machine, tandis que le stator est la partie fixe. Lorsqu'elle fonctionne en mode générateur, le stator est équipé de trois bobinages qui fournissent de l'électricité à une charge externe, tandis que le rotor génère le champ magnétique nécessaire au fonctionnement du générateur.

Le champ magnétique du rotor peut être créé de deux manières différentes : soit en utilisant des aimants permanents placés à la surface du rotor, soit en faisant circuler un courant continu dans un bobinage d'excitation qui est attaché au rotor (cette dernière méthode utilise un électroaimant). En fonction de la configuration du rotor, on distingue

deux types de générateurs synchrones : le générateur synchrone à aimants permanents et le générateur synchrone à rotor bobiné. [31]

### 1.8.2 Machines synchrones à rotor bobiné

La fréquence de la tension produite aux bornes du stator du GSRB (générateur synchrone à rotor bobiné) varie en fonction de la vitesse du rotor, qui dépend à son tour de la vitesse du vent. Étant donné que la vitesse du vent est sujette à des fluctuations, la vitesse de rotation de l'éolienne n'est pas constante. Le champ tournant du rotor est créé par un enroulement alimenté en courant continu (roue polaire) à l'aide d'un redresseur connecté au réseau électrique. [32]

### 1.8.3 Machines synchrones à aimant permanent

Il est important de noter que la connexion directe du GSRB au réseau électrique est impossible en raison de ces variations de fréquence. Par conséquent, une connexion est établie à l'aide d'un système de conversion d'énergie, comme illustré dans la figure 1.14

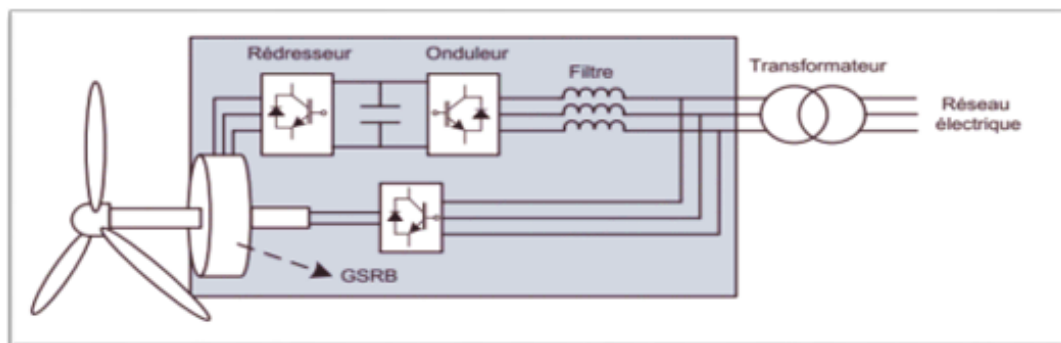


FIGURE 1.14 – Eolienne couplée au GSRB connecte au réseau électrique à travers un système de conversion d'énergie

La fréquence de la tension produite par le GSAP (générateur synchrone à aimants permanents) dépend du nombre de paires de pôles (plus le nombre de paires de pôles est élevé, plus la fréquence de la tension sera basse pour une même vitesse de rotation), cette fréquence dépend également de la vitesse de rotation du rotor, comme expliqué précédemment. Par conséquent, il ne peut pas être directement connecté au réseau électrique. Ce type de générateur utilise un rotor à aimant permanent à plusieurs pôles, ce qui présente l'avantage d'avoir un couple massique élevé. Par conséquent, la machine n'a pas besoin d'utiliser de l'énergie réactive dans le rotor, contrairement à ce qui est illustré dans la figure 1.15.

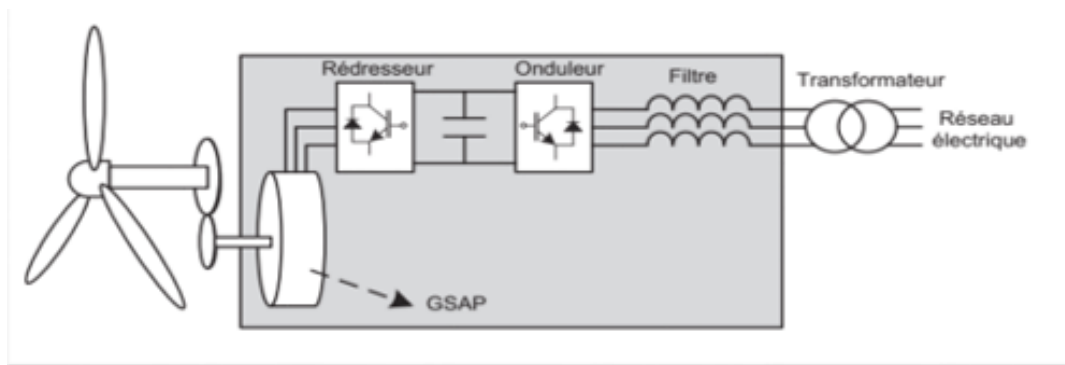


FIGURE 1.15 – Eolienne couplée au GSAP connecte au réseau électrique à travers un système de conversion d'énergie

## Avantages et Inconvénients

La machine synchrone à aimants permanents présente divers avantages et inconvénients par rapport aux autres types de machines électriques, tels que les machines à courant continu, les machines asynchrones et les machines synchrones à excitation électrique [33].

### Avantages

- Rendement élevé et facteur de puissance élevé.
- Grande puissance massique.
- Capacité à fonctionner à des vitesses élevées, voire très élevées.
- Amélioration de la fiabilité.
- Absence de contacts glissants.

## Inconvénients

- Présence d'une ondulation de couple.
- Coût élevé des aimants permanents, ce qui en fait une technologie coûteuse.
- Risque de désaimantation irréversible en cas de dépassement de la température maximale.
- Interaction magnétique due aux changements de structure.
- Pertes par courants de Foucault dans les aimants

## 1.9 Système d'énergie électrique

Un réseau électrique est un système dynamique complexe qui implique de nombreux acteurs et qui est soumis à des limites physiques spécifiques. Son objectif principal est de fournir de manière fiable de l'électricité aux consommateurs tout en garantissant la qualité de l'énergie électrique ainsi que la sécurité des biens et des individus. Pour atteindre ces objectifs, le réseau électrique doit être adéquatement dimensionné et surveillé.

### 1.9.1 Fonctionnement du système d'énergie électrique

Un système électrique peut être caractérisé par sa fréquence et les différents niveaux de tension qui le composent. Le maintien de ces grandeurs à des valeurs prédéfinies garantit la stabilité globale du système. Pour assurer cette stabilité, les producteurs d'électricité centralisés doivent fournir ce que l'on appelle des "services système". Cela signifie qu'ils participent activement à des réglages tels que le maintien de la tension et de la fréquence, conformément aux directives des gestionnaires du réseau de transport auquel ils sont connectés.

De plus, divers dispositifs sont déployés sur l'ensemble du réseau électrique, en particulier sur les réseaux de distribution, pour maintenir la tension électrique à l'intérieur des limites contractuelles. Il est important de noter que les réseaux électriques ne sont pas à l'abri d'aléas, qu'ils soient d'origine naturelle, liés à des problèmes matériels ou dus à des facteurs humains. Dans de telles situations imprévues, le système électrique doit être capable de rétablir rapidement son fonctionnement normal, tout en minimisant les perturbations pour les consommateurs.

### 1.9.2 Réglage hiérarchisé de la fréquence

En fonctionnement normal la fréquence d'un système d'énergie électrique est identique à un instant donné sur l'ensemble du réseau, elle représente la vitesse des groupes de production synchrones – tous les alternateurs tournent à la même vitesse électrique. La stabilité de la fréquence est assurée par l'équilibre entre la production et la consommation. En conséquence, une variation de charge ou de production a donc pour effet de modifier la fréquence du système : une production supérieure à la consommation entraînera une augmentation de fréquence et inversement. Les groupes de productions sont donc régulés pour garantir la stabilité de la fréquence et son maintien à une valeur nominale de référence (50 Hz en Europe). Ce-ci est rendu possible grâce à la constitution de réserves de puissance réparties sur différents groupes de production et aux différents réglages hiérarchisés, intervenant successivement, qui leurs sont associés : les réglages primaire, secondaire et tertiaire figure 1.16.

#### Réglage primaire de fréquence : RPF

Le réglage primaire de fréquence est une action corrective automatisée qui intervient rapidement pour rétablir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, maintenant ainsi la fréquence proche de sa valeur de référence. Ce réglage agit directement sur la vitesse de rotation des alternateurs grâce à des boucles de régulation (comme illustré dans la Figure 1.16). Il est important de noter que, à la fin de ce réglage, la fréquence est légèrement différente de sa valeur de référence.

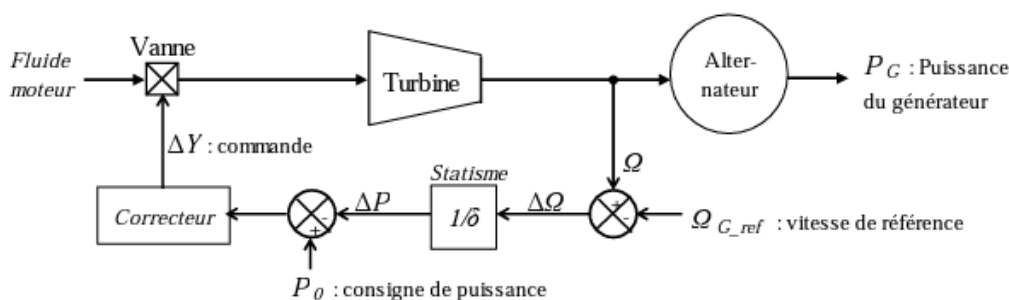


FIGURE 1.16 – Intégration d'un statisme dans une boucle de régulation de vitesse (en pu).



Tous les générateurs des centrales de production conventionnelles connectés au réseau de transport sont tenus de contribuer à ce réglage. Le régulateur de vitesse assure une relation linéaire entre la fréquence et la puissance active générée par le groupe (comme illustré dans la Figure 1.17), conférant ainsi à ce réglage une caractéristique statique. Cette loi de réglage statique est définie par :

$$\frac{(P - P_0)}{P_N} = -\frac{1}{\delta} \frac{(f - f_O)}{f_N} \quad (1.8)$$

$$(P - P_0) = -K(f - f_O) \quad (1.9)$$

$P_0$  : puissance active fournie à la fréquence nominale, MW

$P$  : Puissance fournie par le groupe en mode quasi stationnaire, MW

$P_N$  : Puissance nominale du groupe, MW

$f$  : Fréquence du réseau, Hz

$f_N$  : Fréquence nominale du réseau, Hz

$K$  : « énergie réglant » du groupe, MW/Hz

$\delta$  : statisme du groupe, % : statisme du groupe, %

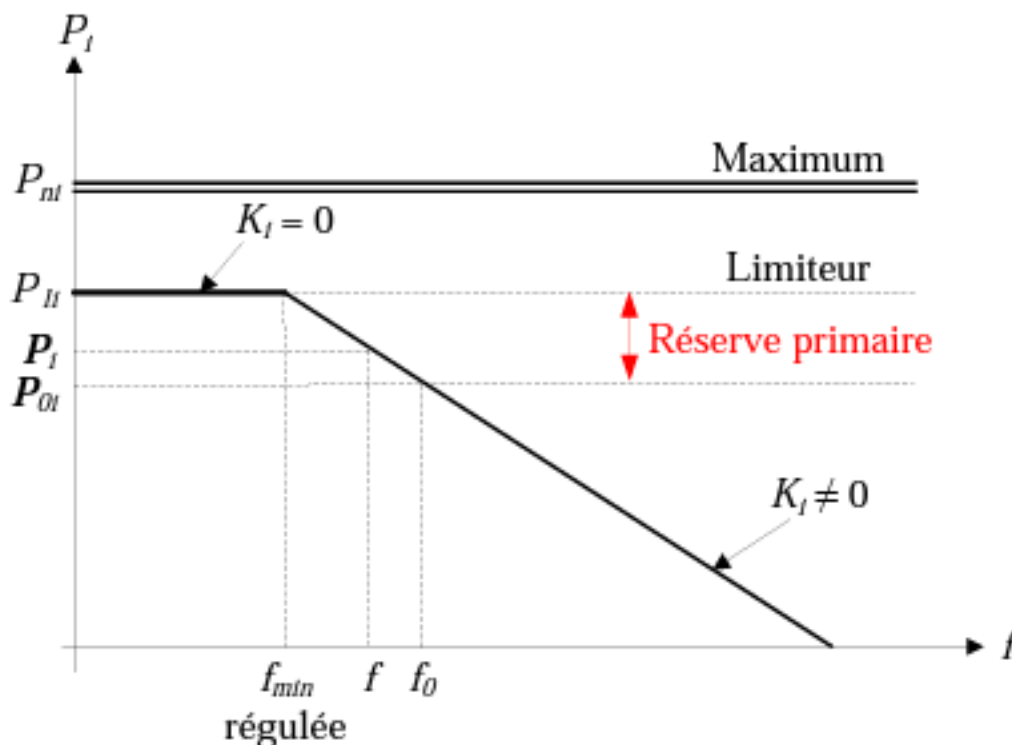


FIGURE 1.17 – Caractéristique statique du réglage primaire de fréquence d'un groupe conventionnel.

Cette stratégie de réglage introduit deux concepts :

- La réserve primaire.
- L'énergie réglante primaire.

La réserve primaire se réfère à la capacité du système à rétablir l'équilibre entre la production et la consommation lorsque la consommation dépasse la production. Pour cela, le système doit avoir une puissance de réserve suffisante. La réserve primaire d'un groupe de production est donc la différence entre la puissance qu'il fournit à la fréquence nominale, notée  $P_0$ , et sa puissance de limitation (si un groupe participe à plusieurs réglages, sa puissance de limitation est inférieure à sa puissance nominale afin de disposer d'une réserve pour d'autres réglages). L'Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE) recommande une réserve primaire de 3000 MW pour le réseau électrique européen, ce qui permet de compenser la perte de deux des plus grandes centrales (trois tranches nucléaires).

L'énergie réglante, notée  $K$ , correspond à la variation de puissance en fonction de la variation de fréquence. Plus cette "énergie" est élevée, moins la déviation de la fréquence

après le réglage primaire sera importante. L'énergie réglante d'un groupe de production est inversement proportionnelle à son statisme, comme le montre l'équation (2.16). Pour l'ensemble du réseau, l'énergie réglante correspond à la somme des énergies réglantes de chaque groupe de production. En Europe, cette valeur est régulièrement révisée par l'UCTE et est fixée à 21000 MW/Hz depuis 2005 pour l'ensemble du système européen. [33]

$$K = \frac{1}{\delta} \frac{P_N}{f_N} \quad (1.10)$$

### Réglage secondaire de fréquence : RSF

Le réglage secondaire a pour objectif de ramener la fréquence à sa valeur nominale tout en restaurant les échanges de puissance entre les partenaires à leurs niveaux contractuels. Pour cela, un réglage automatique centralisé est effectué dans les centres nationaux de dispatching, et de nouvelles consignes de puissance sont transmises aux groupes de production participants au Réglage Secondaire de Fréquence (RSF). Ces groupes sont sélectionnés en fonction de leur capacité à moduler leur production de manière dynamique et de leur coût. Le RSF est plus lent que le réglage primaire (il prend quelques minutes) et intervient environ une dizaine de secondes après la stabilisation de la fréquence par le réglage primaire. Il permet également aux groupes qui ne participent pas à ce réglage de reconstituer leur réserve primaire en retournant à leur point de fonctionnement initial (voir figure 1.18). [34]

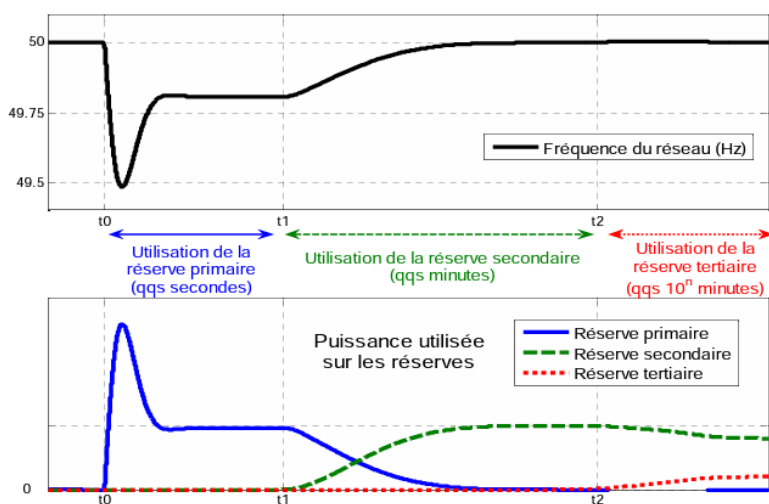


FIGURE 1.18 – Réglage hiérarchisé de fréquence : emploi des différentes réserves suite à un défaut.

## Réglage tertiaire de fréquence : RTF

Le réglage tertiaire est effectué manuellement par les opérateurs du réseau depuis le centre de dispatching. Cette réserve tertiaire a deux objectifs principaux : premièrement, elle permet de compléter le Réglage Secondaire de Fréquence (RSF) si cette réserve s'est révélée insuffisante pour ramener la fréquence à sa valeur nominale ; deuxièmement, elle permet de compenser les différences entre la production et la consommation lors de variations lentes de cet écart. Cette réserve doit être mobilisable dans un délai de 15 minutes.

En résumé, les réserves secondaire et tertiaire doivent être dimensionnées pour faire face aux pointes de consommation, tandis que la réserve primaire doit être capable de répondre aux variations rapides de la fréquence.

## Situation critique : délestage de charge

Lors de situations critiques provoquées par la perte soudaine d'une part importante de la production d'électricité, il est possible que le réglage primaire ne soit pas suffisant pour éviter une chute importante de la fréquence. Dans de tels cas, certaines charges électriques sont déconnectées du réseau électrique afin de stabiliser rapidement le système. Ce processus de délestage est automatique et est géré par des automates programmés en fonction de la sensibilité des charges. Par exemple, les administrations et les hôpitaux ne sont déconnectés qu'en dernier recours, tandis que les zones résidentielles peuvent être affectées en priorité. Dans les régions insulaires où de telles situations se produisent plus fréquemment, la configuration des automates est régulièrement révisée pour éviter d'impacter les mêmes consommateurs à chaque fois qu'un problème survient.

Ces avantages et inconvénients doivent être pris en compte lors du choix d'une machine synchrone à aimants permanents pour une application spécifique, en fonction des besoins techniques et économiques.

## 1.10 Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons parcouru un panorama complet de l'énergie éolienne, de sa nature et ses origines jusqu'à ses applications concrètes dans le monde

et en Algérie. Nous avons aussi examiné les multiples facettes de son exploitation, les diverses technologies utilisées. Ainsi que les composants et types d'éoliennes impliqués en intégrant une compréhension plus ou moins approfondie des machines synchrones.

Ce chapitre établit une base solide pour la suite de notre étude.

# Modélisation et simulation d'une turbine

## 2.1 Introduction

Dans ce chapitre on va modéliser mathématiquement une éolienne connectée au réseau pour un profil de vent donné afin de comprendre son comportement. En fait, une éolienne est un système très complexe, et la construction d'aujourd'hui est un véritable challenge technique.

Des études en souffleries ont été faite afin de traduire le comportement mathématique de ces turbines. Ces études nous a permis d'évaluer la puissance éolienne exacte captée par la turbine et celle transmise à travers l'arbre rapide à la génératrice.

En utilisant une machine synchrone à aimants permanents, nous pouvons nous débarrasser du multiplicateur et de la boîte à vitesse pour des entraînements à attaque directe.

Le modèle qui sera présenté dans ce chapitre est celui d'une turbine de 5 MW. Fabricant espagnol Areva.

## 2.2 Structure générale de la chaine de conversion étudiée

Le système de conversion de l'énergie éolienne étudié est représenté dans Figure 2.1 :

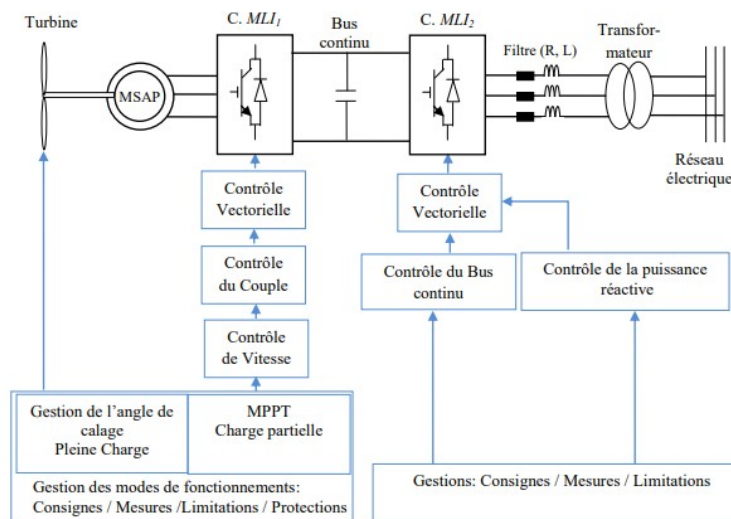


FIGURE 2.1 – Système de conversion de l'énergie éolienne étudié.

Cette structure, en plus d'un générateur synchrone à aimants permanents, comprend également redresseur MLI1, bus DC, onduleur MLI2, connectés au réseau à travers un filtre. Dans la structure de commande, le redresseur MLI1 et l'onduleur à MLI2 sont responsables du contrôle de la génératrice en couple. Ces deux composants (MLI1, MLI2) permettent de contrôler la tension du bus continu, la puissance réactive, et synchroniser l'ensemble à la grille.

Cette structure nous offre la possibilité de découpler le générateur et de gérer son inclusion dans le réseau électrique.

On peut donc opérer l'ensemble en deux parties :

Une partie englobe la turbine et la génératrice commandée par le convertisseur côté génératrice, l'autre partie concerne la connexion au réseau électrique à travers l'onduleur MLI2 jouant le rôle du convertisseur côté réseau. [35,36,37]

Cette étude différenciée par commodité sera détaillée dans la suite de notre travail.

## 2.3 Turbine

La turbine est constituée de trois pales profilées qui peuvent être orientées et ont une longueur  $R$ . Elles sont fixées à un moyeu qui est monté sur un arbre d'entraînement

tournant à une vitesse  $\Omega_{tr}$ . Cet arbre entraîne une génératrice synchrone à grand nombre de pôles dans notre situation, figure 2.2

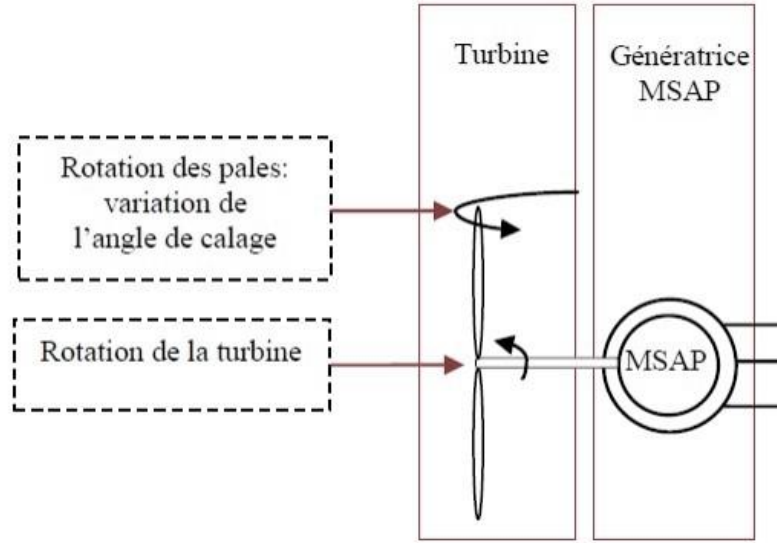


FIGURE 2.2 – Schéma d'une Turbine

Les trois pales ont un moment d'inertie identique  $J_{pales}$  chacune des pales est orientable et reçoit une force  $F_1, F_2, F_3$  qui dépend de la vitesse du vent à laquelle elle est exposée.

- L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par son moment d'inertie  $J_a$ .
- Le rotor de la génératrice possède un moment d'inertie  $J_g$ .
- Le rotor fournit un couple entraînant  $C_{tr}$  à la génératrice électrique et tourne à la vitesse  $\Omega_{tr}$ .

Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales, ce qui entraîne une égalité des forces  $F_1, F_2, F_3$ , alors on peut simplifier la modélisation en considérant les trois pales comme un seul et même système mécanique. Ainsi, on obtient un modèle mécanique comportant deux masses [38]

La transmission mécanique entre la turbine et la génératrice peut être représentée par le système d'équations (2.1). Dans ce cas, l'absence d'un multiplicateur de vitesse s'explique par l'utilisation d'une machine synchrone à aimants permanents qui possède un grand nombre de paires de pôles ( $p = 75$ ) [39].

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{tr} - C_{em} - f_v \Omega_g = J_t \frac{d\Omega_t}{dt} \\ \Omega_{tr} = \Omega_g \\ J_t = J_{pales} + J_g + J_{arbre} \end{array} \right\} \quad (2.1)$$



Avec :  $f_v$  : Coefficient de frottement visqueux

### 2.3.1 Puissance aérodynamique

La puissance aérodynamique  $P_{tr}$  extraite par la turbine en fonction du facteur de Puissance  $C_p$  est donnée par

$$P_{tr} = \rho \cdot S \cdot V_{vent}^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (2.2)$$

Le paramètre  $C_p$  est sans dimension, il exprime la capacité de l'éolienne à extraire l'énergie du vent. Ce paramètre caractéristique de l'aérogénérateur est une fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  et de calage  $\beta$  et est appelé coefficient de puissance.

On définit la vitesse spécifique  $\lambda$  appelé également le ratio de la vitesse de bout de pôle (tipspeed-ratio) comme étant le rapport de la vitesse tangentielle périphérique ( $\Omega_{tr} \cdot R$ ) sur la vitesse instantané du vent  $V_{vent}$  [40].

$$\lambda = \frac{(\Omega_{tr} \cdot R)}{V_{vent}} \quad (2.3)$$

Avec :  $R$  : Le rayon de l'aire balayé par les pâles

$\Omega_{tr}$  : La vitesse de rotation de la turbine.

### 2.3.2 Coefficient de puissance aérodynamique

Le coefficient de puissance  $C_p(\lambda, \beta)$  représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de profil aérodynamique (profils des sections variables sur la longueur). Celui-ci tient compte de la puissance nominale souhaitée, du type de régulation (pitch ou stall) et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable) de l'aérogénérateur, [41]

Ce coefficient se présente sous la forme d'une fonction non linéaire de la vitesse spécifique  $\lambda$  et de l'angle de calage  $\beta$ . La valeur maximale théorique du coefficient de puissance  $C_{pmax}$  est donnée par la limite de Betz [42] :

$$C_{pmax} = 16/27 \approx 0.5926 \quad (2.4)$$

On peut trouver dans la littérature des équations empiriques et non linéaires du coefficient de puissance qui modélisent sa variation par rapport à la vitesse spécifique et l'angle

de calage des pâles, [43]. La formule utilisée dans cette étude est la suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left( \frac{151}{A} - 0.58\beta - 0.02\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{\frac{18.4}{A}} \quad (2.5)$$

$$A = \frac{1}{\left( \frac{1}{\lambda - 0.02\beta} \right) - \left( \frac{0.003}{\beta^3 - 1} \right)} \quad (2.6)$$

### 2.3.3 Couple aérodynamique

Lorsque la turbine tourne par le vent elle va créer une énergie cinétique qui se transforme en puissance mécanique  $P_{tr}$  qui développe un couple moteur  $C_{tr}$  qui tourne le rotor à une vitesse  $\Omega_{tr}$  :

$$P_{tr} = C_{tr} \Omega_{tr} \quad (2.7)$$

OU

$$C_{tr} = \frac{P_{tr}}{\Omega_{tr}} \quad (2.8)$$

En substituant l'expression (2.2) de  $P_{tr}$  dans (2.7) et en tenant compte de (2.3), l'expression du couple aérodynamique peut être présentée sous la forme suivante :

$$C_{tr} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_{vent}^2 C_q(\lambda, \beta) \quad (2.9)$$

Avec

$$C_q(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (2.10)$$

Où

$C_q(\lambda, \beta)$  Le coefficient du couple aérodynamique.

### 2.3.4 Modèle de la turbine

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine peut être déduit facilement à partir des équations précédentes, comme illustré dans la Figure 2.3

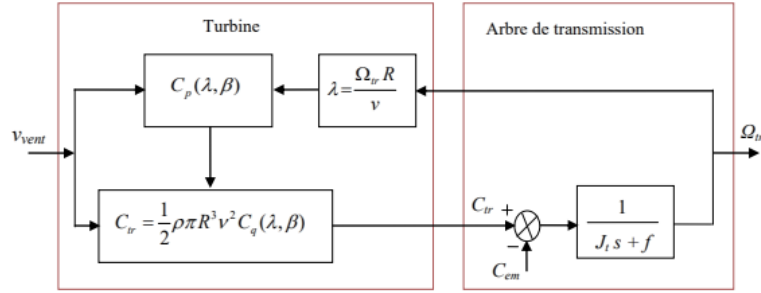


FIGURE 2.3 – Schéma bloc du modèle de la turbine

### 2.3.5 Contrôle de la turbine

La figure 2.4 représente la caractéristique de la turbine éolienne, qui montre la puissance extraite par la turbine à partir du vent en fonction de la variation de la vitesse du vent.

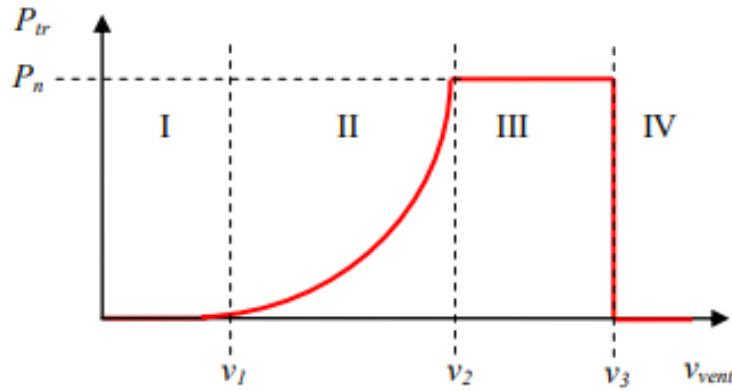


FIGURE 2.4 – Zones de fonctionnement d'une éolienne [38]

**Zone I :**  $v \leq v_1$  :

La vitesse du vent n'est pas suffisante pour faire fonctionner la turbine.

**Zone II :**  $v_1 \leq v \leq v_2$  :

Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Il existe différentes méthodes pour optimiser l'énergie extraite, généralement appelées (Maximum Power Point Tracking) (MPPT). Cette zone correspond au fonctionnement dit "à charge partielle (CP)

**Zone III :**  $v_2 \leq v \leq v_3$  :

Lorsque la puissance incidente devient trop importante, la puissance extraite est limitée afin de rester le plus proche possible de la puissance nominale ( $P_n$ ). Cette zone correspond

au fonctionnement dit "à pleine charge (PC)".

**Zone IV :**  $v \leq v \leq v_3$  :

Lorsque la vitesse du vent devient trop grande pour les capacités de l'installation, il faut arrêter l'éolienne donc la puissance extraite est nulle.

Voici les considérations de base :

- $V_1$  : vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Selon les constructeurs,  $V_1$  varie généralement entre 2,5 m/s et 4 m/s pour les éoliennes de forte puissance.
- $V_2$  : vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Selon les constructeurs,  $V_2$  varie généralement entre 11,5 m/s et 15 m/s en fonction des technologies.
- $V_3$  : vitesse du vent au-delà de laquelle il est recommandé de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes,  $V_3$  est de l'ordre de 25 m/s.

Ensuite, nous allons travailler sur l'élaboration de lois de commande pour la zone à charge partielle (CP) et la zone à pleine charge (PC)

### 2.3.6 Contrôle en charge partielle

Dans la zone de fonctionnement à charge partielle (zone II) d'une éolienne à vitesse variable, la commande a pour principal objectif de maximiser la capture de l'énergie éolienne. Comme mentionné précédemment, le coefficient de puissance  $C_p(\lambda, \beta)$  est une fonction non linéaire de la vitesse spécifique  $\lambda$  et de l'angle de calage  $\beta$ . Cette fonction présente un unique maximum  $C_{opt}(\lambda_{opt}, \beta=0)$ , où le rotor peut fournir une puissance aérodynamique maximale. Cela peut être observé sur la figure suivante :

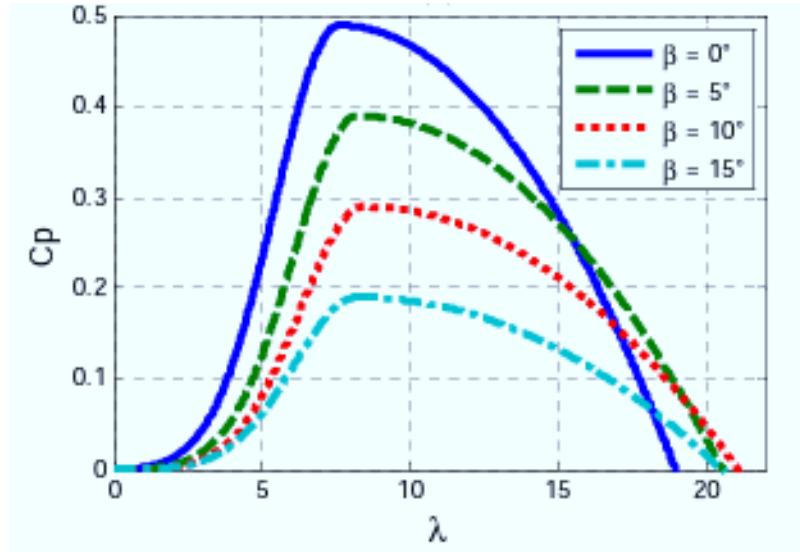


FIGURE 2.5 – Coefficient de puissance pour différentes valeurs de l'angle de calage  $\beta$  en fonction du rapport de vitesse  $\lambda$

Pour extraire cette puissance ( $P_{opt}$ ), la vitesse de la génératrice doit être asservie à sa valeur, optimale, cette valeur est donnée par l'équation suivante :

$$\Omega_{tr} - o_{pt} = \frac{\lambda_{opt} V_{vent}}{R} \quad (2.11)$$

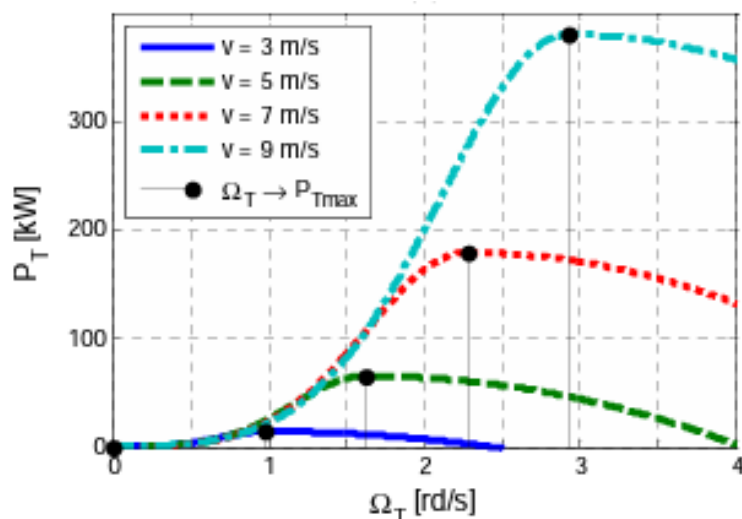


FIGURE 2.6 – Puissance captée par la turbine pour différente vitesse de vent en fonction de sa Vitesse de rotation (à  $\beta_{opt} = 0$ ).

## 2.4 Fonctionnement des éoliennes

La figure (2.7) illustre la différence de fonctionnement en charge partielle entre une éolienne à vitesse fixe et une éolienne à vitesse variable. On peut observer que les éoliennes à vitesse variable permettent d'optimiser la puissance extraite par la turbine sur une grande partie de la zone de fonctionnement en charge partielle en contrôlant la vitesse. La puissance coefficient ( $C_p$ ) est maximisée à un certain angle de pas ( $\beta$ ) pour les éoliennes à vitesse variable, ce qui signifie qu'elles peuvent produire plus d'énergie efficacement dans une gamme de conditions de vent variables par rapport aux éoliennes à vitesse fixe.

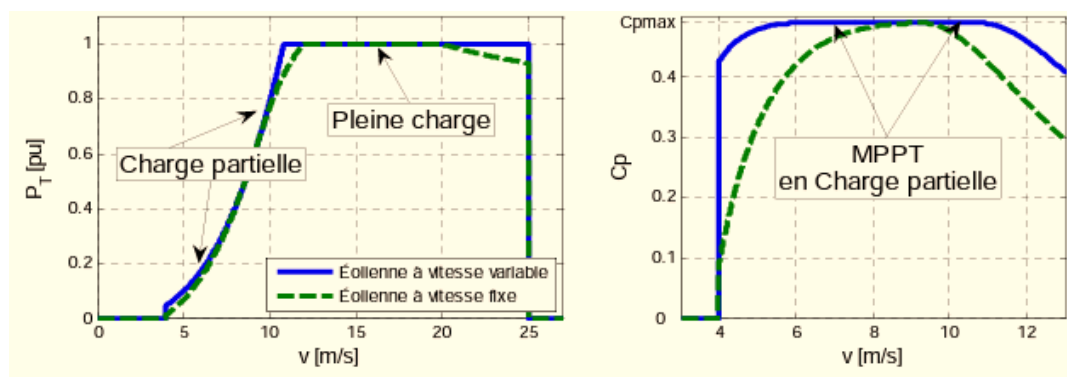


FIGURE 2.7 – Optimisation de la puissance extraite pour les éoliennes à vitesse variable

## 2.5 Les régulateurs

Les régulateurs les plus couramment utilisés dans le domaine des réglages industriels sont les régulateurs classiques de type PI (proportionnel-intégral) ou PID (proportionnel-intégral-dérivé). Ces régulateurs sont privilégiés pour garantir une meilleure précision et un temps de réponse optimal.

$$U(t) = K_p e(t) + K_i \int_t^0 e(t) dt \quad (2.12)$$

$$\frac{U(t)}{e(t)} = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (2.13)$$

Où :  $K_p$  : Gain proportionnel  $K_i$  : Gain intégral A partir de l'équation (2.12) le régulateur PI est représenté comme suit :

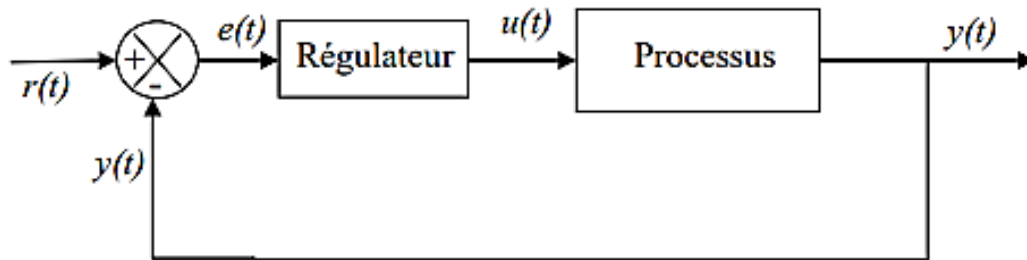


FIGURE 2.8 – Schéma bloc du correcteur PI

### 2.5.1 Régulateur de vitesse

L'optimisation de la puissance extraite par la turbine peut être réalisée en imposant un couple optimal sur la génératrice, selon une méthode décrite dans la référence [40].

Le schéma ci-dessous représente la boucle de synthèse du régulateur (PI)

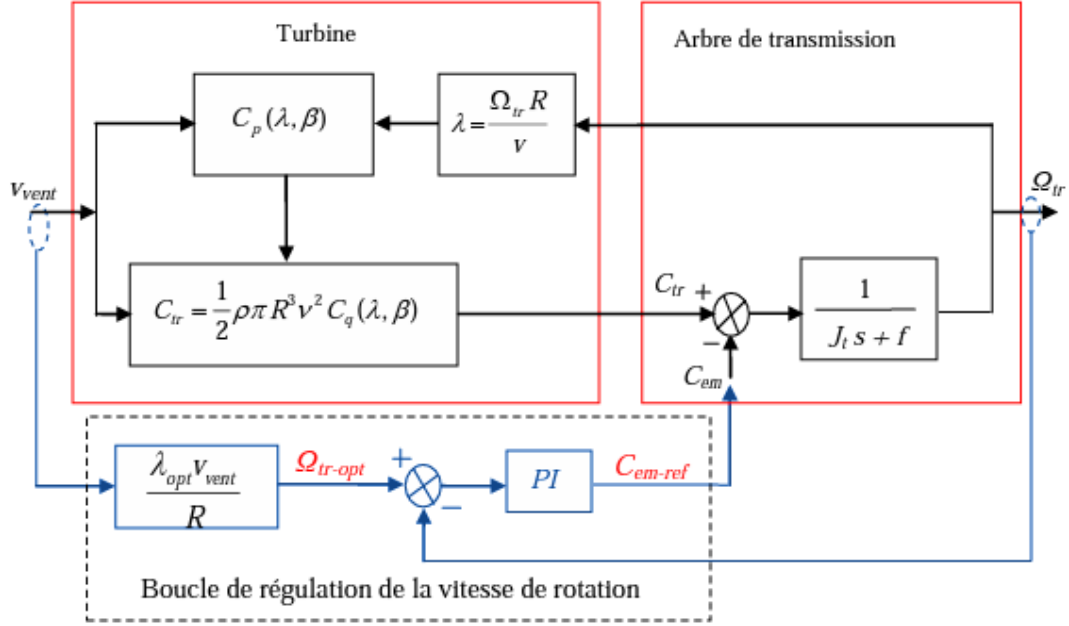


FIGURE 2.9 – Synthèse du régulateur de la vitesse de rotation.

En se référant à l'équation fondamentale de la dynamique (équation 2.1), qui permet de calculer comment la vitesse mécanique évolue en fonction du couple mécanique total appliqué au rotor, il est possible de réguler cette vitesse en utilisant un système de rétroaction approprié. Il est essentiel de générer un couple électromagnétique de référence, ce qui est réalisé à travers le processus de régulation de la vitesse de rotation illustré à la figure 2.9

$$\begin{cases} k_{p-\Omega} = J_t \omega_{n-\Omega}^2 \\ k_{i-\Omega} = 2\zeta \omega_{n-\Omega} - f \end{cases} \quad (2.14)$$

Avec :

$\omega_{(n-\Omega)}$  Constante de temps de la boucle de vitesse.

$\xi$  Coefficient d'amortissement

### 2.5.2 Contrôle en charge pleine

Lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur nominale (Zone III), la turbine est capable d'extraire plus de puissance du vent que ce que la génératrice peut gérer à sa valeur nominale. Dans tels cas, cette puissance excédentaire peut être régulée en ajustant l'angle de calage des pales de la turbine, une opération appelée "contrôle de pas" ou "Pitch control".



## 2.6 Régulateur de l'angle de calage

Le calcul des différentes boucles de régulation pour asservir l'angle de calage est une tâche complexe qui dépend de plusieurs paramètres, comme indiqué dans les références [44] et [45]. Dans ce travail, nous nous limitons à la modélisation du système de régulation de l'angle de calage en utilisant les boucles de régulation qui ont déjà été développées par d'autres auteurs, comme référencé dans [46] et [47].



FIGURE 2.10 – Gestion de l'angle de calage (Pleine Charge).

Les paramètres du régulateur de l'angle de calage des pales sont donnés par l'expression

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{i-\beta} = -5.6.10^{(-7)} \\ k_{p-\beta} = -3.7333.10^{(-5)} \\ \tau = 0.7s \end{array} \right\} \quad (2.15)$$

## 2.7 Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, nous avons franchi une étape cruciale en passant de la théorie à la pratique en modélisant un système éolien à l'aide de MATLAB. À travers des études approfondies en soufflerie, nous avons exploré la chaîne de conversion étudiée, examiné en détail le fonctionnement des turbines et analysé sa puissance aérodynamique. En plongeant dans les mécanismes opérationnels des éoliennes, nous avons enrichi notre compréhension des régulateurs tel que le régulateur de vitesse et le régulateur de l'angle de calage qui jouent un rôle vital dans le fonctionnement optimal de ces systèmes.

Ce chapitre marque une avancée significative vers la concrétisation de nos recherches, en combinant rigueur théorique et expérimentation pratique pour mieux comprendre les défis et les opportunités des systèmes éoliens connectés au réseau.

# Chapitre 3

## Modélisation de la chaîne de conversion éolienne avec intégration de l'inertie synthétique au réseau

### 3.1 Introduction

Dans cette partie nous allons construire les différents modèles et contrôle des différentes parties de la chaîne de conversion éolienne connectée ainsi que l'émulation de l'inertie synthétique pour pallier aux systèmes à faible inertie (les systèmes non conventionnels connectés au réseau)

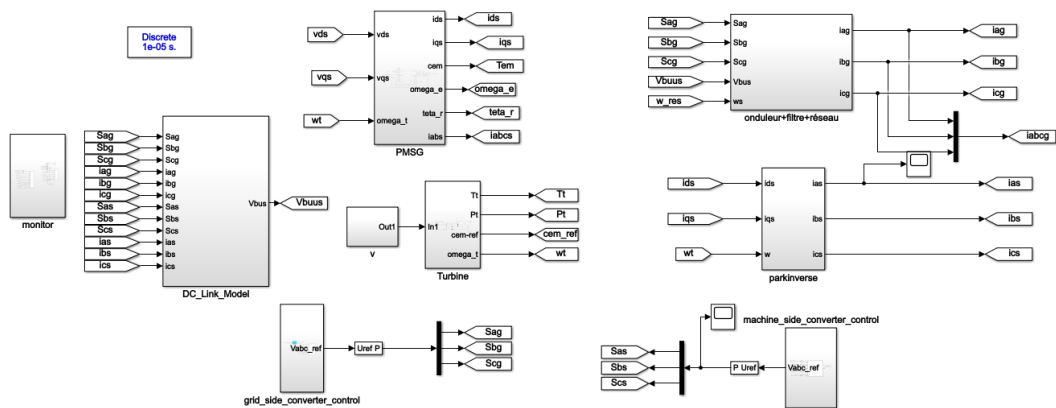


FIGURE 3.1 – Schéma global de la chaîne de conversion éolienne connectée au réseau

### 3.1.1 La turbine éolienne et la partie mécanique et la MPPT

Pour notre simulation nous allons utiliser un modèle à deux masses et une MPPT sans asservissement de vitesse Figure 3.2

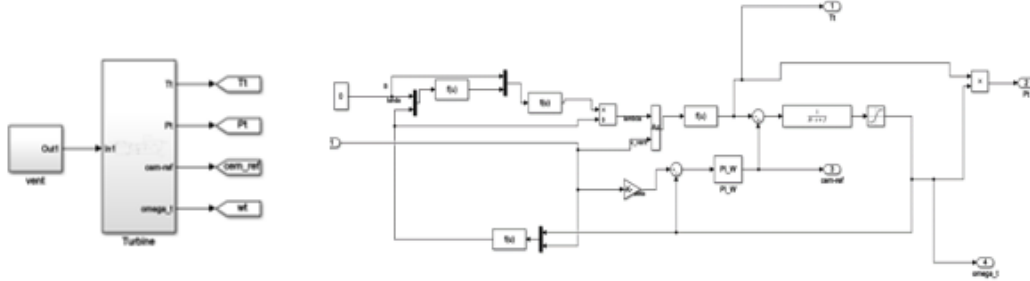


FIGURE 3.2 – Turbine éolienne et MPPT

### 3.1.2 La génératrice synchrone à aimants permanents

La génératrice utilisée pour la simulation est une GSAP de 5 MW avec entrée en vitesse , Figure 3.3

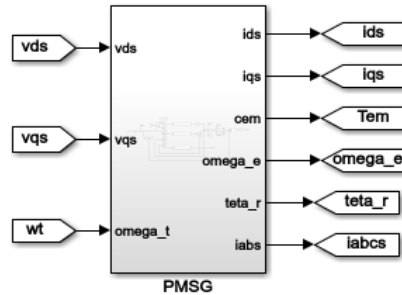


FIGURE 3.3 – La génératrice synchrone à aimants permanents

### 3.1.3 Le convertisseur coté machine et son contrôle (redresseur)

Le convertisseur utilisé dans notre application sert à charger le bus continu. Un contrôle vectoriel est utilisé avec des correcteurs PI, Figure 3.4

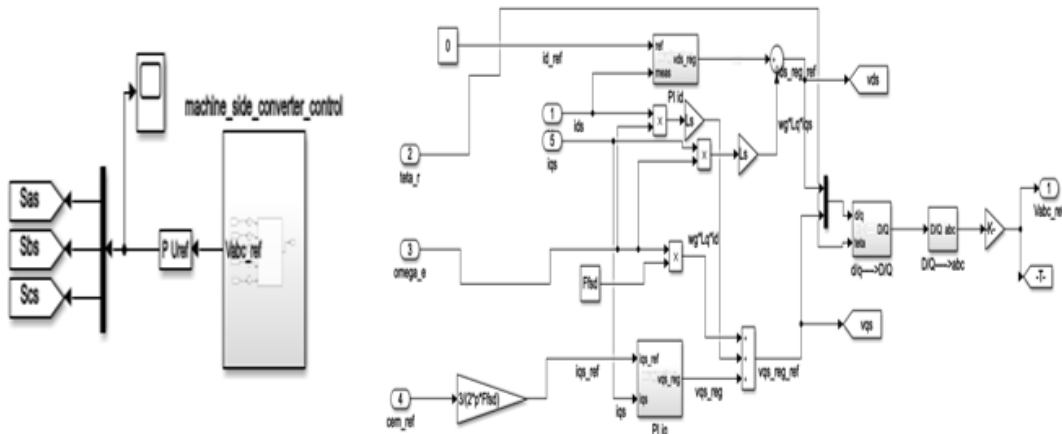


FIGURE 3.4 – Le convertisseur coté machine avec son contrôle vectoriel

### 3.1.4 Le bus continu

Le bus continu constitue un nœud de connexion entre l'étage continu et alternatif, il joue le rôle d'un filtre, Figure 3.5

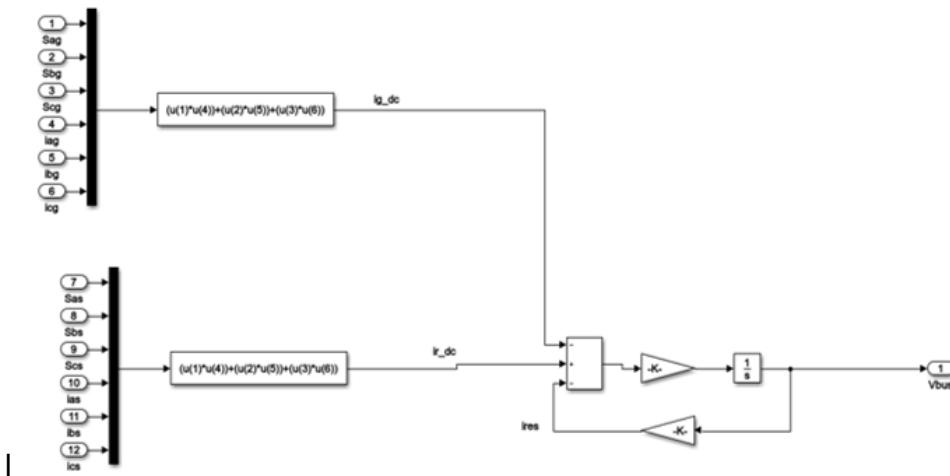


FIGURE 3.5 – Modèle du bus continu

### 3.1.5 Le réseau et le filtre

Pour notre étude nous avons opté pour un modèle du réseau flexible reconstruit sous Matlab/Simulink afin de pouvoir insérer n'importe quelle perturbation réseau et imaginer les différents scénarii, Figure 3.6



suivantes :

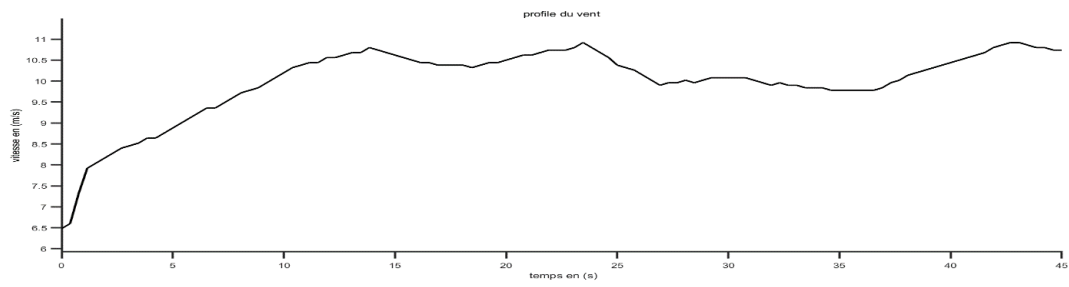


FIGURE 3.8 – Profil du vent appliqué

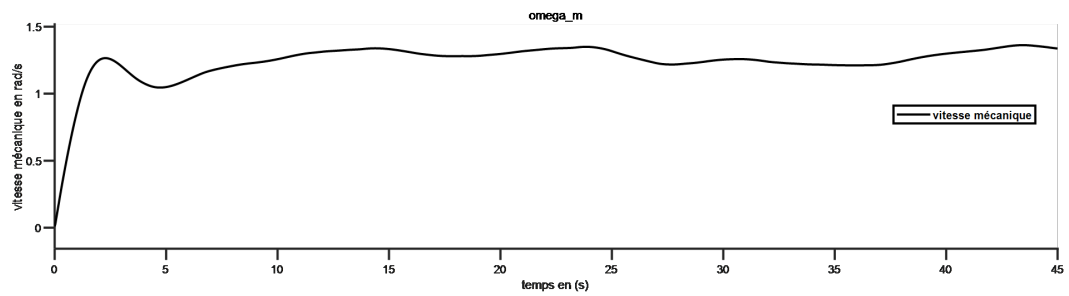


FIGURE 3.9 – Vitesse mécanique à la sortie de la turbine (vitesse de la génératrice  $G=1$ )

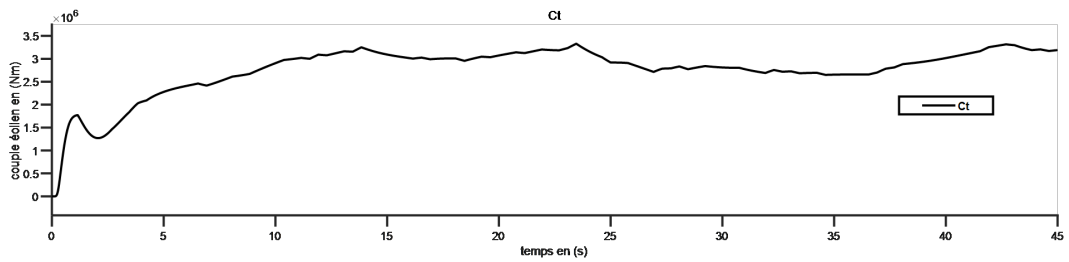


FIGURE 3.10 – Couple issu de la turbine éolienne

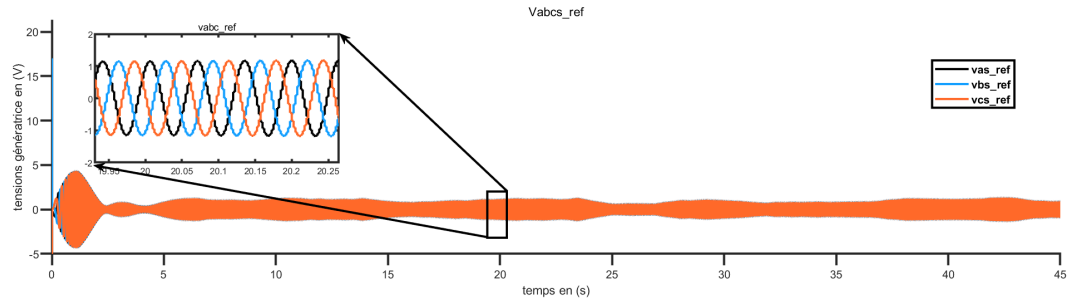


FIGURE 3.11 – Tensions de référence du convertisseur coté machine et leur zoom

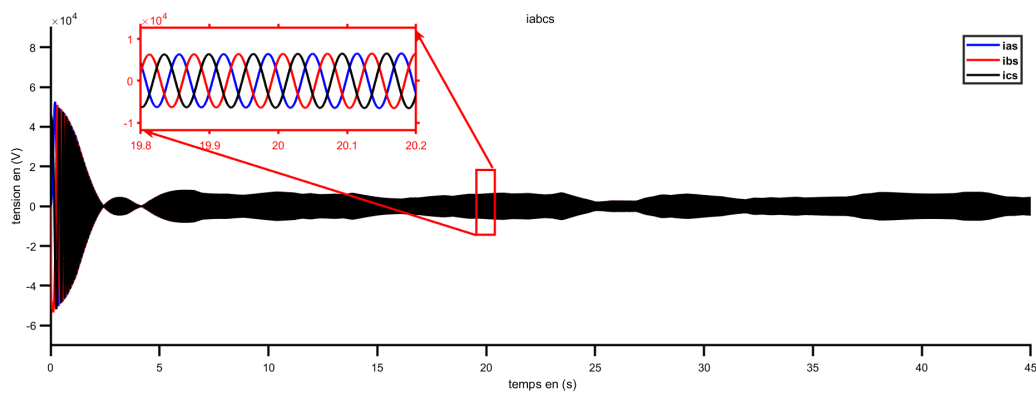


FIGURE 3.12 – courants à la sortie de la génératrice et leur zoom

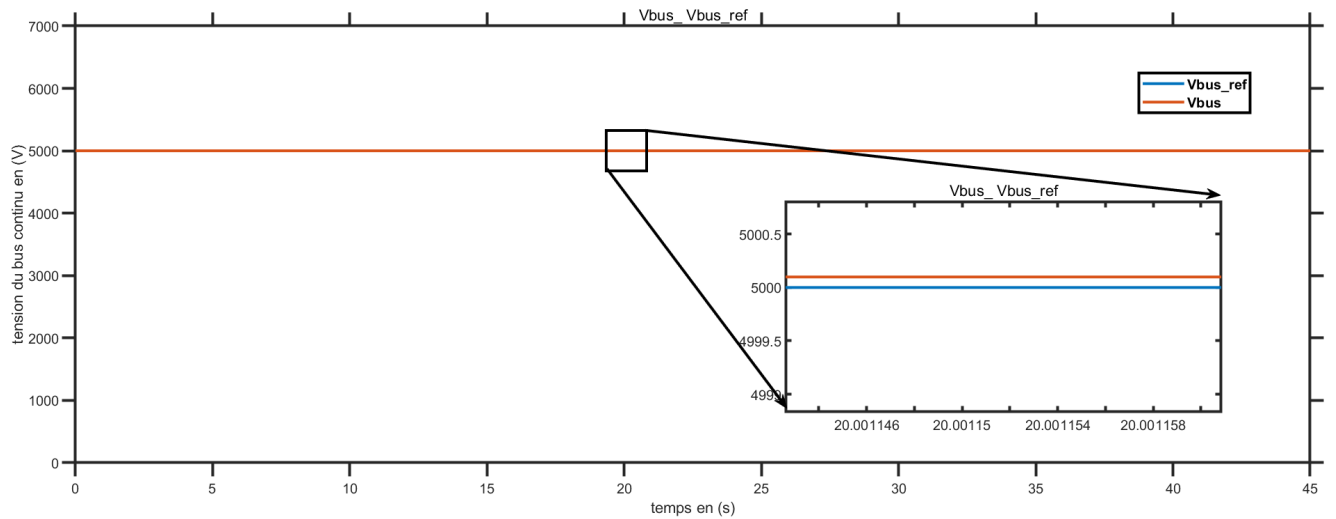


FIGURE 3.13 – Tension du bus continu et sa référence avec leur zoom

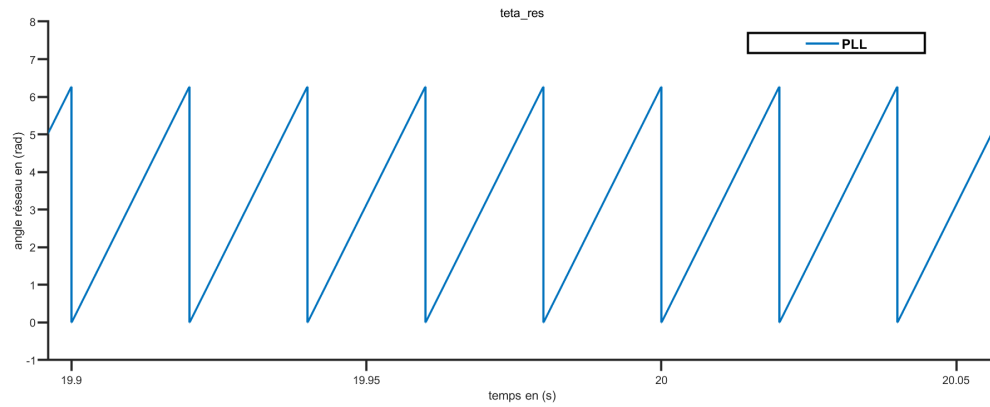


FIGURE 3.14 – Zoom sur la boucle de verrouillage de phase PLL

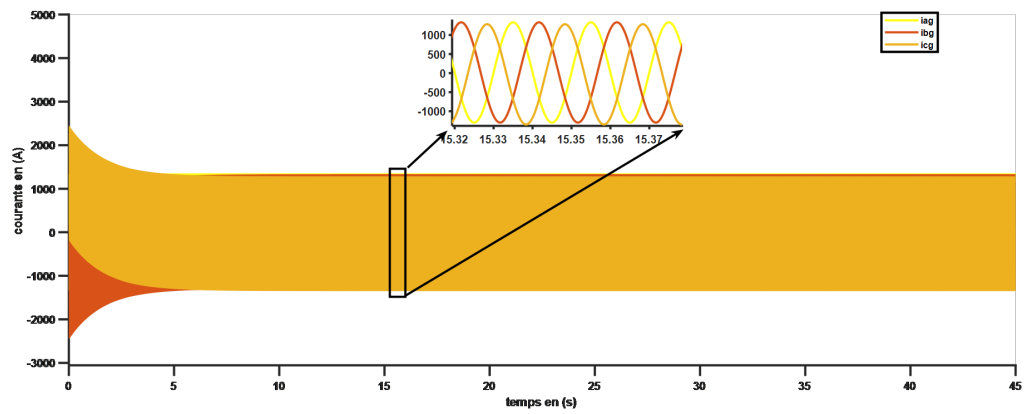


FIGURE 3.15 – Courants renvoyés vers le réseau et leur zoom

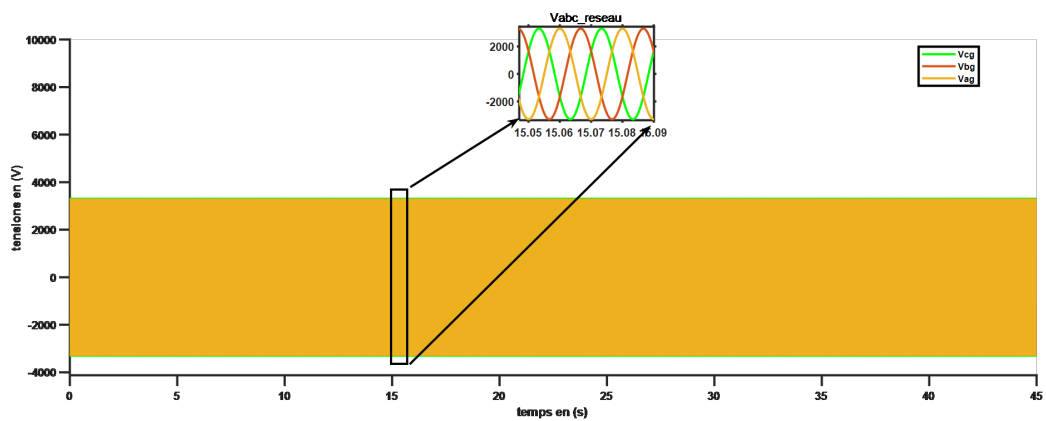


FIGURE 3.16 – la tension renvoyés vers le réseau et leur zoom.



### 3.2.2 avec perturbation

nous allons appliquer dans ce cas une chute de fréquence avec un profil normalisé et nous allons observer le comportement du système avec l'émulation de l'inertie synthétique et son contrôle. L'émulation et le contrôle de l'inertie synthétique est donné par le schéma Simulink de la Figure 3.17 .

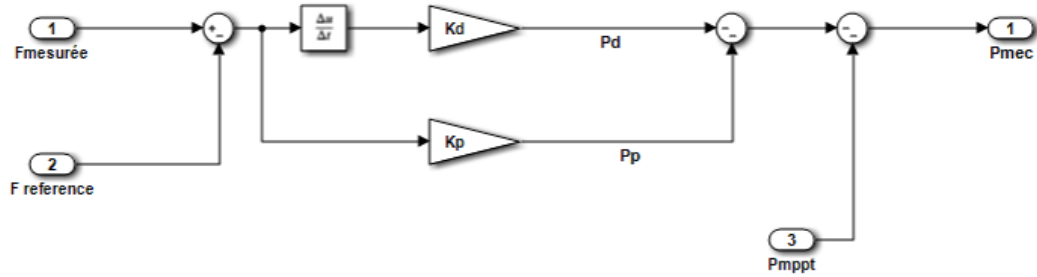


FIGURE 3.17 – Schéma Simulink du contrôleur de l'inertie synthétique.

Nous allons effectuer par la suite des simulations pour différentes valeurs de Kd et Kp (Figure 3.17)

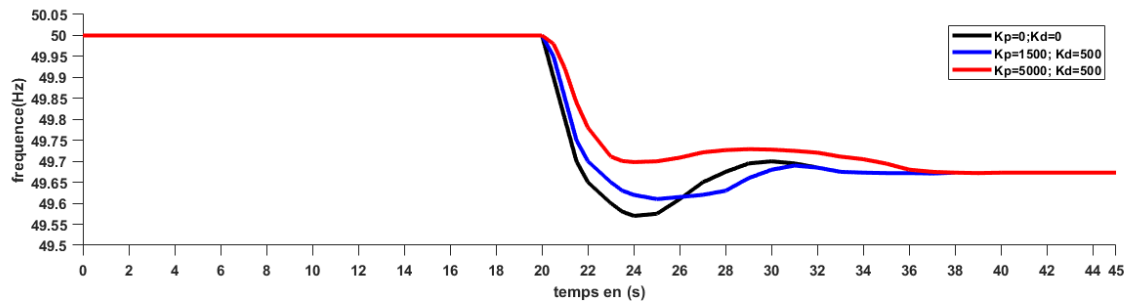


FIGURE 3.18 – Variations de la fréquence du réseau pour différentes valeurs de Kd et Kp.

### 3.3 Interprétation

- Le profil du vent appliqué (Figure 3.8), nous permet d'illustrer le caractère variable et aléatoire de la source éolienne. Ce profil est choisi variable mais inférieur à la vitesse du vent optimale (12m/s), pour nous permettre d'utiliser la MPPT.
- La Figure 3.9, illustre la variation de la vitesse de la turbine et de la génératrice en même temps, puisque nous avons une configuration de la chaîne de conversion éolienne sans multiplicateur (boîte à vitesses), cette configuration est aussi appelée à attaque direct. Nous remarquons aussi que la vitesse de la turbine est plus lisse que celle du profil du vent appliqué et présente moins de fluctuations rapides par rapport au profil du vent appliqué, cela est causé par l'énorme inertie de la turbine et de la génératrice jumelées ( $30200000 \text{ kg.m}^2$ ).
- Le couple issu de la turbine avoisine les  $3,5.10^6 \text{ N.m}$ , Figure 3.10.
- Sur la Figure 3.12, nous remarquons que la fréquence des courants de la génératrice sur la sélection autour de 20 s est de 20 Hz, c'est à rappeler que le nombre de paires de pôles de la génératrice est de 75 paires de pôles, ce qui permet à la génératrice de fonctionner même à de petites vitesses du vent.
- Sur la Figure 3.13, nous constatons que la tension du bus continu est bien maintenue à sa valeur de référence (5000 V).
- Pour la PLL de la Figure 3.14, nous remarquons que la phase du réseau est maintenue à sa valeur de référence pour nous permettre de synchroniser les courants de l'onduleur envoyés vers le réseau.
- Et enfin sur la Figure 3.15, nous remarquons que les courants renvoyés vers le réseau sont à fréquence et amplitude constantes (50 Hz et 1230 A)
- Sur la Figure 3.18 on remarque que pour une inertie synthétique basée sur la MPPT  $K_d = 0$  et  $K_p = 0$  l'effet de l'inertie n'affecte pas la fréquence du réseau.
- Pour  $K_d = 1500$  et  $K_p = 500$  on remarque que le Nadir augmente et le RoCoF diminue.
- Pour  $K_d = 5000$  et  $K_p = 500$  on remarque que le Nadir augmente plus et le RoCoF diminue plus que pour les valeurs précédentes

## 3.4 Conclusion

Dans ce troisième chapitre, on a abordé la construction des différents modèles et contrôles des composants de la chaîne de conversion éolienne, ainsi que l'émulation de l'inertie synthétique pour compenser les systèmes à faible inertie. Les principaux éléments discutés dans ce chapitre incluent la partie mécanique de la turbine éolienne, le contrôle du point de puissance maximale (MPPT), la génération d'électricité par une génératrice synchrone à aimants permanents, les convertisseurs côté machine et côté réseau, le contrôle du bus continu, ainsi que la synchronisation des courants de l'onduleur avec le réseau. Ces éléments sont essentiels pour assurer le bon fonctionnement et l'intégration efficace de l'énergie éolienne dans le réseau électrique, en garantissant la stabilité et la qualité de l'énergie produite, les résultats obtenus montrent que la fréquence des courants de la génératrice reste stable même à de faibles vitesses du vent, grâce aux 75 paires de pôles du générateur. De plus, la tension du bus continu est maintenue à sa valeur de référence de 5000 V, assurant ainsi la stabilité du système. En outre, la phase du réseau est maintenue à sa valeur de référence, facilitant la synchronisation des courants de l'onduleur envoyés vers le réseau. Enfin, les courants renvoyés vers le réseau présentent une fréquence et une amplitude constantes (50 Hz et 1230 A), démontrant l'efficacité du contrôle mis en place. Ces résultats soulignent l'importance de la modélisation et du contrôle précis des différents composants de la chaîne de conversion éolienne pour garantir un fonctionnement optimal et stable. Ils mettent en évidence la pertinence de l'utilisation de l'inertie synthétique pour pallier aux systèmes à faible inertie, offrant ainsi des perspectives prometteuses pour l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques.

# Conclusion générale

Dans le cadre de la transition énergétique et de l'intégration croissante des énergies renouvelables dans les réseaux électriques, le développement de solutions innovantes pour assurer la stabilité et la fiabilité du système est devenu primordial. Ce mémoire aborde l'implantation de l'inertie synthétique pour le réglage de fréquence d'un générateur éolien à vitesse variable équipé d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP).

La modélisation du système étudié, comprenant le générateur éolien à vitesse variable avec MSAP et le réseau électrique, a été réalisée. Sur cette base, une stratégie de contrôle basée sur l'inertie synthétique a été proposée, utilisant un contrôleur proportionnel intégrateur (PI) pour moduler la puissance active du générateur en fonction des variations de fréquence du réseau.

Les performances de la stratégie proposée ont été évaluées à travers des simulations numériques dans l'environnement MATLAB/Simulink. Les résultats ont démontré l'efficacité de l'inertie synthétique pour améliorer la réponse en fréquence du générateur éolien et contribuer à la stabilité du système.

En outre, l'utilisation d'un contrôle d'inertie synthétique avec un correcteur Proportionnel Dérivé (PD) supplémentaire dans la boucle externe de puissance peut améliorer la capacité des installations éoliennes basées sur une GSAP complètement interfacée au réseau électrique à participer aux services système. En ajustant les coefficients du contrôleur PD, on peut modifier l'inertie virtuelle et le coefficient d'amortissement. L'augmentation du coefficient dérivé  $K_d$  rend l'inertie virtuelle plus grande, ralentissant ainsi la diminution de la fréquence du réseau. L'augmentation du coefficient proportionnel  $K_p$  améliore l'amortissement de la baisse de fréquence du réseau.

Les contributions principales de ce mémoire résident dans le développement d'une

stratégie de contrôle basée sur l'inertie synthétique pour les générateurs éoliens à vitesse variable, ainsi que dans la validation de ses performances par des simulations numériques. Ces résultats ouvrent la voie à une intégration plus harmonieuse de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques, favorisant ainsi la transition vers un système énergétique plus durable.

Cependant, il convient de noter que cette étude comporte certaines limites. Les simulations ont été réalisées sur un modèle simplifié du système, ne prenant pas en compte toutes les complexités d'un réseau électrique réel. De plus, l'étude s'est concentrée sur un seul type de générateur éolien à vitesse variable, la MSAP.

Les perspectives de recherche future incluent l'extension de l'étude à d'autres types de générateurs éoliens, ainsi que la validation expérimentale de la stratégie proposée sur un banc d'essai à échelle réduite. Il serait également pertinent d'explorer l'intégration de l'inertie synthétique dans un contexte de réseau intelligent, en tenant compte des interactions avec d'autres technologies de stockage et de gestion de l'énergie.

En conclusion, ce mémoire a démontré le potentiel de l'inertie synthétique pour améliorer le réglage de fréquence des générateurs éoliens à vitesse variable et contribuer à la stabilité des réseaux électriques. Les résultats obtenus constituent une avancée vers une intégration plus efficace et fiable des énergies renouvelables, ouvrant ainsi la voie à un avenir énergétique plus durable.

## Bibliographie

- [1] Sajadi A, Strezoski L, Khodaei A, Loparo K, Fotuhi-Firuzabad M, Preece R, Yue M, Ding F, Levi V, Arboleya P, et al. Guest editorial: Special issue on recent advancements in electric power system planning with high-penetration of renewable energy resources and dynamic loads. *Int J Electr Power Energy Syst* 2021;129:106597
- [2] Saha S, Saleem M, Roy T. Impact of high penetration of renewable energy sources on grid frequency behaviour. *Int J Electr Power Energy Syst* 2023;145:108701.
- [3] Tan B, Zhao J, Netto M, Krishnan V, Terzija V, Zhang Y. Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations. *Int J Electr Power Energy Syst* 2022;134:107362
- [4] Liang K, Wang H, Pozo D, Terzija V. Power system restoration with large renewable penetration: State-of-the-art and future trends. *Int J Electr Power Energy Syst* 2024;155:109494
- [5] Lee J, Muljadi E, Srensen P, Kang YC. Releasable kinetic energy-based inertial control of a DFIG wind power plant. *IEEE Trans Sustain Energy* 2015;7(1):279–88.
- [6] Castro LM. Simulation framework for automatic load frequency control studies of VSC-based AC/DC power grids. *Int J Electr Power Energy Syst* 2022;141:108187.
- [7] Yang D, Jin Z, Zheng T, Jin E. An adaptive droop control strategy with smooth rotor speed recovery capability for type III wind turbine generators. *Int J Electr Power Energy Syst* 2022;135:107532
- [8] J. MARTIN « Énergies éoliennes » ; Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie Énergétique pp. B8 585 1- B 8 585 21.
- [9] A. Mirecki. Thèse Doctorat (Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance) de l'institut national polytechnique de Toulouse (2005).
- [10] Global trends in renewable energy investment 2016 [archive], Frankfurt School of Finance & Management, United Nations Environment Programme ET Bloomberg New Energy Finance, 2016.
- [11] Gwec (Global Wind Energy Council)
- [12] E. Hau, Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2nd ed. Springer, 2005
- [13] WindPower Monthly, Low Wind sites special report july 2013
- [14] The World Wind Energy Association, Half-year Report 2014
- [15] programme des Energies Renouvelables, CREG, Adrar, mars 2015
- [16] R. Hamouche, Atlas Vent de l'Algérie, Office National de la Météorologie, Alger, 1990
- [17] Potentiel éolien en Algérie, CREG, Adrar, mars 2015.

- [18] Adrien COURBOIS, " Étude expérimentale du comportement dynamique d'une éolienne offshore flottante soumise à l'action conjuguée de la houle et du vent ", Thèse de doctorat, École Centrale de Nantes, Avril 2013.
- [19] Vincent COURTECUISSÉ, « Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique », Thèse de doctorat, L'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers 2008.
- [20] Kezerli Rouchdi, "Alimentation et Commande d'une MADA connectée au réseau local, en utilisant les convertisseurs multi niveaux". Thèse de Magister, N°d'ordre : 23 /2009-M/EL. Université des sciences et de la technologie « Houari Boumediene » Faculté d'électronique et d'informatique. Algérie.
- [21] O. De Vries, "On the theory of the horizontal axis wind turbine", Ann. Rev. Fluid. Mech. 1983, 15, pp. 77.
- [22] Ameziane Sadek, "Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de générationhybride solaire-éolien ". Thèse de Magister, Soutenu le 01/07/2009. Université de Batna. « Faculté des Sciences de l'Ingénieur ». Département d'Electrotechnique. Algérie.
- [23] << Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne>> Thèse Magister Université Mentouri de Constantine, 2009
- [24] A. Tebbal., M. Sekhri. « Commande prédictive d'un système éolien à base d'une machine synchrone à aimant permanent », mémoire de master, université de Jijel
- [25]"Wind Energy Explained: Theory, Design and Application" par James F. Manwell, Jon G. McGowan ET Anthony L. Rogers.
- [26] Hani Alhamed Aldwaihi, « Commande non linéaire fondée sur la platitude d'un système de production éolien », Thèse de doctorat, option : Génie Electrique de l'Université de Bretagne Occidentale, octobre 2013.
- [27] ROUABHI Riyadh, « Contrôle des puissances générées par un système éolien à vitesse variable basé sur une machine asynchrone double alimentée », Thèse de doctorat, option : Commande Electrique, UNIV de Batna2, Algérie, 2016.
- [28] T.Burton, D.Sharpe, N. Jenkins, E.Bossanyi « Wind Energy Handbook », John Wiley & Sons, 2001.
- [29] Cherfia Naïm, "Conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens ". Thèse de Magister. Soutenu le 07/06/2010. Université Mentouri de Constantine « Faculté des Sciences de l'Ingénieur » Département d'Electrotechnique. Algérie.
- [30] Salma El Aimani, "Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension". Thèse de doctorat, Soutenu le 06/12/2004. Ecole centrale de Lille « Université des Sciences et Technologie de Lille, France ».

- [31] Hani Alhamed Aldwaihi, « Commande non linéaire fondée sur la platitude d'un système de production éolien », Thèse de doctorat, option : Génie Electrique de l'Université de Bretagne Occidentale, octobre 2013.
- [32] ROUABHI Riyadh, « Contrôle des puissances générées par un système éolien à vitesse variable basé sur une machine asynchrone double alimentée », Thèse de doctorat, option : Commande Electrique, UNIV de Batna2, Algérie, 2016.
- [33] S. Bouckaert Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme Thèse de Doctorat, l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, Paris, 2013
- [34] RTE GRTE EDF Contribution des utilisateurs aux performances du RPT Documentation Technique de Référence, Version 3 applicable à compter du 24 avril 2009
- [35] V. Courtecuisse, " Supervision d'une centrale multisource à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique ", Thèse doctorat, Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers, Lille, Novembre 2008.
- [36] Djamel. Ikni, C. M. Camara, A.Payman and B.Dakyo, " Dynamic control of wind energy conversion system ", International conference and exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER'13) to be held at Monaco/France on March 27-30, 2013.
- [37] Dakyo, Djamel. Ikni, " Conversion de l'énergie électrique d'origine renouvelable : impacts sur un réseau électrique interconnecté ou ilote", Colloque International Francophone CIFEM 2012 2-3-4 Mai 2012 Ouagadougou, Burkina Faso.
- [38] Abdenour ABDELLI, " Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive ", Thèse doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, Octobre 2007
- [39] Guy Cuntz, " Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne ", Edissud, Aix-en-Provence, 2001, [www.edisud.com](http://www.edisud.com).
- [40] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, " Éoliennes ", Techniques de l'Ingénieur, BM 4 640.
- [41] B. N. Mobarkah, « Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification 'en ligne' des paramètres », thèse de doctorat de l'Université de Téhéran, Iran. Décembre 2001
- [42] Guangchen Liu, Shengtie Wang, Hong Zhang, and Bo Wang, " Integrated Control Strategy of Multibrid Wind Power Generation System ", 2012 IEEE 7th International Power Electronics and Motion Control Conference - ECCE Asia. June 2-5, 2012, Harbin, China
- [43] J. T. M. S.M MUYEEN, Green Energy and Technology Stability Augmentation of a Grid\_connected wind farm, japan: Springer-Verlag London Limited, 2009
- [44] A.D. Hansen, C.Jauch, P.Sørensen, F.Iov, F. Blaabjergm, " Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIGSILENT ", Risø National Laboratory, Roskilde, December 2003



[45] Sreedhar Reddy Guda, " Modeling and power management of a hybrid wind-micro turbine power generation ", A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree, Montana State university, Bozeman, Montana, July 2005

[46] DUC-HOAN TRAN, " Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne passive : analyse de robustesse, validation expérimentale ", thèse de doctorat de l'université de Toulouse, Septembre 2010.

[47] Alexandre TENINGE, " Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire ", Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, Décembre 2009

# Resume

L'intégration croissante des énergies renouvelables, en particulier de l'énergie éolienne, dans les réseaux électriques pose des défis en termes de stabilité et de réglage de fréquence. Les générateurs éoliens à vitesse variable, bien que présentant des avantages en termes de rendement et de contrôle, ont une inertie intrinsèque limitée, ce qui peut affecter la réponse du système aux perturbations de fréquence. Ce mémoire propose l'implantation de l'inertie synthétique comme solution pour améliorer le réglage de fréquence d'un générateur éolien à vitesse variable. Dans ce mémoire, nous développons une stratégie de contrôle basée sur l'inertie synthétique pour un générateur éolien à vitesse variable équipé d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP). Des simulations numériques sont réalisées dans l'environnement MATLAB/Simulink pour évaluer les performances de la stratégie proposée. Les résultats montrent que l'implantation de l'inertie synthétique améliore significativement la réponse en fréquence du générateur éolien, en réduisant les écarts de fréquence et en améliorant la stabilité du système.

**Mots clés :** inertie synthétique, réglage de fréquence, générateur éolien à vitesse variable, MSAP, stabilité du réseau.

# Abstract

The increasing integration of renewable energy sources, particularly wind energy, into power grids presents challenges in terms of stability and frequency regulation. Variable speed wind generators, while offering advantages in efficiency and control, have inherently limited inertia, which can affect the system's response to frequency disturbances. This thesis proposes the implementation of synthetic inertia as a solution to improve the frequency regulation of a variable speed wind generator. In this work, we develop a control strategy based on synthetic inertia for a variable speed wind generator equipped with a permanent magnet synchronous machine (PMSG). Numerical simulations are carried out in the MATLAB/Simulink environment to evaluate the performance of the proposed strategy. The results show that the implementation of synthetic inertia significantly improves the frequency response of the wind generator by reducing frequency deviations and enhancing system stability.

**Keywords :** synthetic inertia, frequency regulation, variable speed wind generator, PMSG, grid stability

## ملخص:

يشكل الإدراج المتزايد لمصادر الطاقة المتجددة، وخاصة طاقة الرياح، في الشبكات الكهربائية تحديات من حيث الاستقرار وتنظيم التردد. إن المولدات الريحية ذات السرعة المتغيرة، على الرغم من تقديمها مزايا من حيث الكفاءة والتحكم، لديها قصور ذاتي محدود بطبيعتها، مما قد يؤثر على استجابة النظام لاضطرابات التردد. يقترح هذا البحث تنفيذ القصور الذاتي الصناعي كحل لتحسين تنظيم التردد لمولد الرياح ذو السرعة المتغيرة. في هذا البحث، نطور استراتيجية تحكم تعتمد على القصور الذاتي الصناعي لمولد الرياح ذو السرعة المتغيرة المجهز بآلة متزامنة ذات مغناطيس دائم "PMSG" تم إجراء محاكاة رقمية في بيئة "MATLAB/Simulink" لتقييم أداء الاستراتيجية المقترحة. تظهر النتائج أن تنفيذ القصور الذاتي الصناعي يحسن بشكل كبير استجابة التردد لمولد الرياح عن طريق تقليل انحرافات التردد وتعزيز استقرار النظام.

الكلمات المفتاحية: القصور الذاتي الصناعي، تنظيم التردد، مولد الرياح ذو السرعة المتغيرة، استقرار الشبكة PMSG.