

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR - ANNABA  
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار – عنابة

Faculté : TECHNOLOGIE

Département : ÉLECTROTECHNIQUE

Domaine : SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Filière : ÉLECTROTECHNIQUE

Spécialité : ÉLECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

## Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème :

**Commande non linéaire d'un générateur synchrone  
à aimants permanent basée sur le mode glissant  
« application éolienne »**

Présenté par : ZENATA TAHER

GHERAIBIA MOHAMED SEIF EDDINE

Encadrant : MEGHNI Billel

Grade Pr

Université Badji Mokhtar

## Jury de Soutenance :

KSENTINI Abedlhamid	MCA	Université Badji Mokhtar	Président
MEGHNI Billel	Pr	Université Badji Mokhtar	Encadrant
SOLTANI Fatma	MCA	Université Badji Mokhtar	Examineur

Année Universitaire : 2023/2024

# *Dédicaces*

Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère;

A mes sœurs;

Aux petits Razim, Tasnim et Abd Raouf;

A tous mes ami(e)s;

Toute la promotion d'électrotechnique 2023/2024;

A tous ceux qui sont chers;

*Taher*

# *Dédicaces*

Je dédie ce modeste travail

A mes chers parents;

A mes frères et mes sœurs;

A tous mes ami(e)s;

Toute la promotion d'électrotechnique 2023/2024;

A tous ceux qui sont chers;

*Mohamed Seif Eddine*

# *Remerciements*

Nous remercions avant tout ALLAH de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce modeste travail.

Nous remercions également notre encadreur **Dr. MEGHNI Billel** qui a accepté de nous encadrer, pour son encadrement de qualité, sa motivation professionnelle, ses conseils précieux et critiques constructives, ses corrections, sa gentillesse et sa patience ainsi pour le temps qu'il a consacré à la réalisation de ce travail.

Nous adressons nos sincères remerciements aux membres du jury qui ont bien voulu nous honorer de leur présence pour juger notre travail.

Notre reconnaissance va également à nos enseignants de la spécialité (EI) pour leurs honorables tâches durant notre période des études.

Merci, à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin pour accomplir ce travail.

## **RESUME**

Ce mémoire traite de la commande non linéaire d'un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) utilisé dans les applications éoliennes. L'objectif principal est de développer et d'implémenter une stratégie de contrôle robuste basée sur la technique du mode glissant pour améliorer les performances et la fiabilité du système de génération éolienne.

L'application de la commande par mode glissant pour un générateur synchrone à aimants permanents dans un contexte éolien est non seulement viable mais aussi avantageuse. Elle permet d'améliorer la performance globale du système en termes de robustesse et de fiabilité, offrant ainsi une meilleure intégration des énergies éoliennes dans le réseau électrique.

**Mot clés :** énergie éolienne, mode glissant, GSAP, MPPT.

# TABLE DES MATIERES

Dédicace	
Remerciement	
Résumé	
Abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
<b>Introduction générale.....</b>	<b>01</b>

## **Chapitre I : Etat de l'art & Description de l'étude**

1.1 Introduction .....	04
1.2 Les systèmes de conversion d'énergie éolienne .....	04
1.3 Evaluation de l'énergie renouvelable dans le monde .....	06
1.4 Capacité des éoliennes en l'Afrique .....	07
1.5 Energie éolienne en Algérie .....	08
1.5.1 Carte des vents en Algérie .....	09
1.5.2 Programme des énergies renouvelables en Algérie .....	09
1.6 Types d'aérogénérateurs .....	12
1.6.1 Aérogénérateurs à axe vertical VAWT .....	12
1.6.2 Aérogénérateurs à axe horizontal HAWT .....	13
1.7 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal .....	15
1.8 Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable .....	16
1.9 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne .....	17
1.10 Conclusion .....	18

## **Chapitre II : Modélisation des éléments constitutifs du système éolien**

2.1 Introduction .....	20
2.2 Modèle de l'éolienne .....	20
2.2.1 Incidence du vent sur la pale .....	20
2.2.2 Modèle de la turbine .....	24
2.2.3 Zones de fonctionnement .....	26

2.2.4 Action du vent .....	28
2.2.5 Loi de Betz – notions théoriques .....	29
2.3 Modèle de l'arbre de transmission (arbre mécanique) .....	30
2.4 Modèle du multiplicateur .....	31
2.5 Schéma bloc du modèle de la turbine .....	32
2.6 Stratégies de commande de la turbine éolienne .....	33
2.6.1 Les différentes zones de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable .....	33
2.6.2 Système de contrôle de l'aéro-turbine .....	34
2.6.3 Méthodes de recherche du point maximum de puissance .....	35
2.7 Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse .....	36
2.8 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanent .....	36
2.8.1 Hypothèses simplificatrices .....	37
2.8.2 Modèle Park de la MSAP .....	37
2.8.3 Simulation de la MSAP .....	41
2.9 Modélisation de convertisseur .....	43
2.9.1 Modélisation de redresseur .....	45
2.9.2 Principe de la commande MLI .....	45
2.9.3 Simulation numérique .....	46
2.10 Conclusion .....	50

### **Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant**

3.1 Introduction .....	52
3.2 Description général de système de contrôle .....	52
3.2.1 Commande d'un convertisseur coté générateur .....	52
3.3. Commande vectorielle de la GSAP par régulateur PI .....	53
3.3.1. Principe de la commande vectorielle .....	53
3.4. Description du système global .....	54
3.4.1 Découplage .....	55
3.4.2 Calcul des régulateurs de courant .....	57
3.4.3 Calcul de régulateur de vitesse .....	59
3.4.4 Avantages et inconvénients du régulateur PI.....	60
3.5 Commande vectorielle de la GSAP par mode glissant d'ordre 1 (SMC 1).....	61
3.5.1 Systèmes à Structures Variables .....	61
3.5.2 Conception de la commande par mode glissant .....	62

3.5.2.1 Choix de la surface de glissement .....	62
3.5.2.2 L'établissement des conditions d'existence .....	63
3.5.2.3 Synthèse de la loi de commande par mode glissant .....	63
3.5.2.4 Application de la commande par mode glissant d'ordre 1 à la GSAP.....	64
3.5.2.5 Avantages et inconvénient de commande par mode glissant d'ordre 1 .....	66
3.6 Commande vectorielle de la GSAP par mode glissant d'ordre 2 (SMC 2).....	67
3.6.1 Description .....	67
3.6.2 Position du problème .....	68
3.6.3 Principe de commande par mode de glissement d'ordre supérieur .....	68
3.6.4 Commande par mode glissant d'ordre 2 (SMC 2) .....	69
3.7 Algorithmes glissants d'ordre supérieur .....	70
3.7.1 Algorithme de Twisting .....	70
3.7.2 L'algorithme du super-twisting .....	72
3.8 Résultats de la simulation et discussions.....	72
3.9 Conclusion .....	84
Conclusion et perspectives .....	86
Annexes .....	87
Bibliographie .....	89

## **ABBREVIATIONS**

**HAWT** : Horizontal Axis Wind Turbine

**VAWT** : Vertical Axis Wind Turbine

**MSAP** : Machine synchrone à aimants permanents

**GSAP** : Génératrice synchrone à aimants permanents

**MATLAB** : The language of technical computing

**MCC** : Les machines à courant continu

**MLI** : Modulations à largeur d'impulsions

**MPPT** : Maximum Power Point Tracking

**MPPs**: Maximum Power Points

**ORC**: Organic Rankine Cycle

**PI** : Correcteur Proportionnel intégrale

**PMSG** : Permanent Magnet Synchronous Generator

**SMC** : Sliding Mode Control

**SOSMC**: Système de Surveillance et d'Optimisation de la Maintenance Conditionnelle

**ST** : Super Twisting

**SMC1** : Sliding Mode Control 1

**SMC2** : Sliding Mode Control 2

**TSR** : Vitesse spécifique ou ration de vitesse

## **LISTE DES TABLEAUX**

<b>Tab I.1:</b> programme des énergies renouvelables 2015-2030.....	<b>10</b>
<b>Tab.A.1. :</b> Paramètres de GSAP.....	<b>87</b>
<b>Tab.A.2. :</b> Paramètres de la turbine éolienne.....	<b>87</b>
<b>Tab.A.3. :</b> Paramètres de batterie et de bus continu.....	<b>87</b>

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure I.1:</b> Chaîne de transmission de la puissance .....	<b>04</b>
<b>Figure I.2:</b> Coefficient de performance des éoliennes en fonction de la vitesse de rotation pour différents modèles de turbines .....	<b>05</b>
<b>Figure I.3:</b> Evolution des capacités électriques renouvelables dans le monde .....	<b>06</b>
<b>Figure I.4:</b> Production d'électricité dans le monde au 1 <sup>er</sup> semestre 2022 .....	<b>07</b>
<b>Figure I.5:</b> Carte des vents en Algérie .....	<b>09</b>
<b>Figure I.6:</b> Aérogénérateur à axe vertical .....	<b>13</b>
<b>Figure I.7:</b> Aérogénérateur à axe horizontal .....	<b>14</b>
<b>Figure I.8:</b> Composants d'une éolienne à axe horizontal .....	<b>16</b>
<b>Figure I.9:</b> Caractéristiques de la puissance éolienne en fonction de la vitesse .....	<b>17</b>
<b>Figure II.1:</b> Éléments caractérisent une pale .....	<b>20</b>
<b>Figure II.2:</b> Direction du vent sur un tronçon de pale .....	<b>21</b>
<b>Figure II.3:</b> Forces appliqués sur un élément de pale .....	<b>22</b>
<b>Figure II.4:</b> Evolution des coefficients de portance $C_L$ et de traînée $C_D$ .....	<b>23</b>
<b>Figure II.5:</b> Système mécanique de l'éolienne .....	<b>24</b>
<b>Figure II.6:</b> Modèle mécanique simplifié de la turbine .....	<b>25</b>
<b>Figure II.7:</b> Illustration des variables d'entrée et de sortie de la turbine .....	<b>26</b>
<b>Figure II.8:</b> Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent .....	<b>27</b>
<b>Figure II.9:</b> Limitation de puissance éolienne .....	<b>28</b>
<b>Figure II.10:</b> Allure du vent .....	<b>28</b>
<b>Figure II.11 :</b> Déplacement du vent en éolienne d'axe horizontal .....	<b>29</b>
<b>Figure II.12:</b> Coefficient de puissance $C_p$ .....	<b>30</b>
<b>Figure II.13:</b> Le Schéma bloc du modèle de l'arbre mécanique .....	<b>31</b>
<b>Figure II.14:</b> Modèle du multiplicateur .....	<b>32</b>
<b>Figure II.15 :</b> Schéma bloc du modèle de la turbine .....	<b>32</b>
<b>Figure II.16 :</b> Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent .....	<b>34</b>
<b>Figure II.17 :</b> Allure des points maximum de la puissance (MPPT).....	<b>35</b>
<b>Figure II.18:</b> Représentation schématique de la MSAP .....	<b>37</b>
<b>Figure II.19:</b> Passage du repère naturel 'abc' du stator au repère 'dq' de Park .....	<b>39</b>

<b>Figure II.20:</b> Représentation schématique de la MSAP dans le repère (d,q).....	<b>40</b>
<b>Figure II.21:</b> Simulation de GSAP sur une charge résistive séparée .....	<b>42</b>
<b>Figure II.22:</b> Topologie d'un redresseur triphasé .....	<b>43</b>
<b>Figure II.23:</b> Topologie de base d'un redresseur de tension .....	<b>44</b>
<b>Figure II.24:</b> Schéma synoptique de la MLI .....	<b>46</b>
<b>Figure II.25:</b> Schéma fonctionnel du Redresseur à commande MLI .....	<b>47</b>
<b>Figure II.26:</b> Tension simple à l'entrée de redresseur MLI .....	<b>47</b>
<b>Figure II.27:</b> Tension simple d'un redresseur à commande MLI .....	<b>48</b>
<b>Figure II.28:</b> Tension composé et courant de phase d'un redresseur à commande MLI .....	<b>49</b>
<b>Figure II.29:</b> Courant redressé et courant à la borne du bus continu .....	<b>49</b>
<b>Figure II.30:</b> Tension et courant de charge .....	<b>50</b>
<b>Figure III.1:</b> Système de conversion éolienne à vitesse variable basé sur MSAP .....	<b>52</b>
<b>Figure III.1:</b> Commande de convertisseur côté générateur .....	<b>53</b>
<b>Figure III.3:</b> Schéma bloc d'une régulation de vitesse de la GSAP commandée par l'orientation du flux .....	<b>55</b>
<b>Figure III.4:</b> Description des couplages .....	<b>56</b>
<b>Figure III.5:</b> Découplage par compensation .....	<b>57</b>
<b>Figure III.6:</b> Commande découplée .....	<b>57</b>
<b>Figure III.7:</b> Commande des courants en deux boucles indépendante .....	<b>58</b>
<b>Figure III.8:</b> Commande de la vitesse .....	<b>59</b>
<b>Figure III.9:</b> Différentes modes pour la trajectoire dans le plan de phase .....	<b>62</b>
<b>Figure III.10:</b> Commande de convertisseur côté générateur (SMC1) .....	<b>65</b>
<b>Figure III.11:</b> Schéma global de réglage par mode glissant.....	<b>66</b>
<b>Figure III.12:</b> Commande de convertisseur côté générateur (SMC2).....	<b>70</b>
<b>Figure III.13:</b> Convergence en temps fini de l'algorithme Twisting .....	<b>70</b>
<b>Figure III.14:</b> Vitesse de vent variable (m/s) .....	<b>73</b>
<b>Figure III.15:</b> Power coefficient $C_p$ .....	<b>73</b>
<b>Figure III.16:</b> Vitesse spécifique $\lambda$ .....	<b>74</b>
<b>Figure III.17:</b> ORC-MPPT basé sur PI .....	<b>75</b>
<b>Figure III.18:</b> ORC-MPPT basé sur SMC1 .....	<b>76</b>
<b>Figure III.19:</b> ORC-MPPT basé sur SMC2 .....	<b>77</b>
<b>Figure III.20:</b> Vitesse mécanique (tr/min) .....	<b>77</b>
<b>Figure III.21:</b> Puissance éolienne extraire (W) .....	<b>78</b>

<b>Figure III.22:</b> Couple éolienne extraire (N.m) .....	<b>79</b>
<b>Figure III.23:</b> Couple électrique de générateur (N.m) .....	<b>79</b>
<b>Figure III.24:</b> Vitesse de vent fixe (m/s).....	<b>80</b>
<b>Figure III.25:</b> Power coefficient $C_p$ .....	<b>80</b>
<b>Figure III.26:</b> Vitesse spécifique $\lambda$ .....	<b>81</b>
<b>Figure III.27:</b> Vitesse mécanique (tr/min) .....	<b>82</b>
<b>Figure III.28:</b> Puissance éolienne extraire (W) .....	<b>82</b>
<b>Figure III.29:</b> Couple éolienne extraire (N.m).....	<b>83</b>
<b>Figure III.30:</b> Couple électrique de générateur (N.m) .....	<b>83</b>
<b>Figure III.31 :</b> Schéma bloc de système de conversion et de régulation pour une éolienne avec commande MLI .....	<b>88</b>

# *Introduction générale*

Les énergies renouvelables ont pris une importance cruciale dans la lutte contre le changement climatique et la dépendance aux combustibles fossiles. Parmi ces sources d'énergie, l'énergie éolienne se distingue par son potentiel immense et sa croissance rapide à l'échelle mondiale. Au cœur des systèmes de conversion de cette énergie, les générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP) jouent un rôle central en raison de leur efficacité, fiabilité et densité de puissance élevée.

Cependant, la commande des modes glissants dans les applications éoliennes présente des défis significatifs en raison des variations non linéaires et des perturbations inhérentes à l'environnement éolien. Pour répondre à ces défis, des techniques de commande avancées sont nécessaires. La commande non linéaire par mode glissant émerge comme une solution robuste et efficace. Cette méthode, fondée sur des principes de contrôle par invariance, permet de gérer les incertitudes et les perturbations, assurant ainsi une performance optimale du générateur même dans des conditions de fonctionnement variables.

Dans ce contexte, notre étude explore l'application de la commande non linéaire par mode glissant pour un générateur synchrone à aimants permanents dans une éolienne. La pertinence de cette approche repose sur sa capacité à maintenir la stabilité et à améliorer l'efficacité énergétique du système, malgré les fluctuations de la vitesse du vent et les variations de charge. Nous examinerons les principes fondamentaux de cette méthode de commande, ses avantages comparatifs par rapport aux techniques classiques, et les résultats obtenus par des simulations et des expériences pratiques.

Ce travail comprend trois chapitres, le premier chapitre introduit l'énergie éolienne en tant que composante clé des énergies renouvelables. Il présente une vue d'ensemble des systèmes de conversion d'énergie éolienne, évalue l'énergie renouvelable à l'échelle mondiale, et se concentre spécifiquement sur la capacité des éoliennes en Afrique, avec un accent particulier sur l'Algérie. Des détails sur les types d'aérogénérateurs (à axe vertical et horizontal) et les principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal sont fournis. Le chapitre explore également les topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable et analyse les avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.

Le deuxième chapitre se concentre sur la modélisation des différents composants d'un système éolien. Il décrit en détail les modèles de l'éolienne, de l'arbre de transmission, et du multiplicateur. Des stratégies de commande de la turbine éolienne et des méthodes de maximisation de la puissance sont discutées. La modélisation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) et du convertisseur est également abordée, avec des simulations numériques pour illustrer les performances des modèles proposés.

Le troisième chapitre traite des techniques avancées de commande non linéaire appliquées à la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP). Il commence par une description générale des systèmes. La commande vectorielle de la MSAP par régulateur PI est expliquée en détail, suivie par l'introduction de la commande par mode glissant d'ordre 1 et d'ordre 2. Les algorithmes glissants d'ordre supérieur, tels que les algorithmes de Twisting et de Super-Twisting, sont également présentés. Enfin, les résultats des simulations sont discutés.

# *Chapitre I*

*Etat de l'art & Description de l'étude*

## 1.1 Introduction

L'énergie du vent ou énergie éolienne est l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement autour du globe. La racine étymologique du terme « éolien » provient du nom du personnage mythologique Éole, connu en Grèce antique comme le maître des vents.

L'énergie éolienne est exploitée par les hommes depuis des siècles. Grâce aux progrès technologiques, elle permet aujourd'hui de produire de l'électricité « verte » sans utiliser de ressources fossiles.

## 1.2 Les systèmes de conversion d'énergie éolienne

Une éolienne marche comme une chaîne de transmission de la puissance. La puissance mécanique de l'air est transformée et puissance mécanique de rotation du rotor, qui est transformée en puissance électrique par le générateur, qui est à nouveau convertie dans une forme facile à transporter par des câbles haute tension. La puissance électrique n'est pas utilisée en tant que telle mais l'électricité est la meilleure manière de transporter de la puissance. On la transformera à nouveau sous forme de puissance thermique (four, chauffage électrique), mécanique (TGV, appareils électro-ménager) ou lumineuse (ampoules, LED).

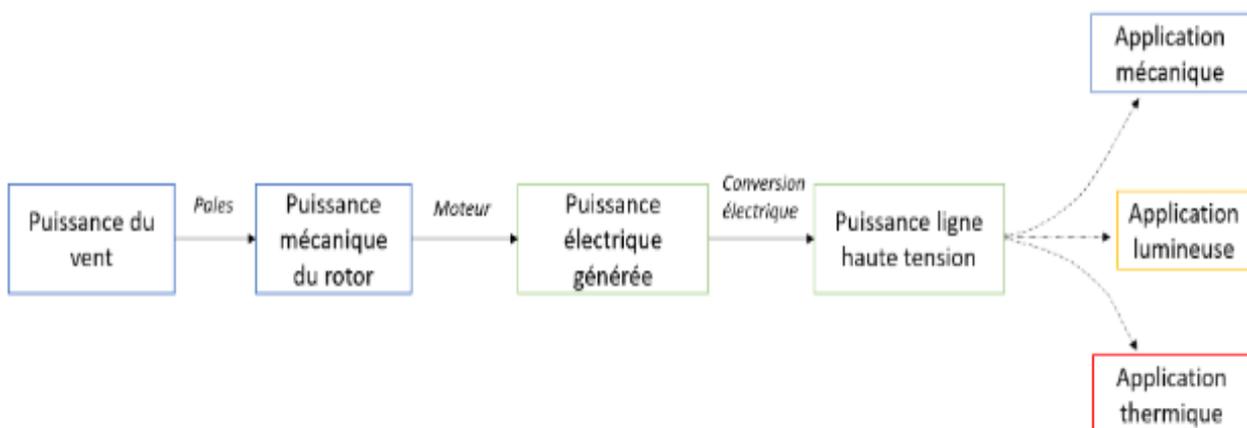


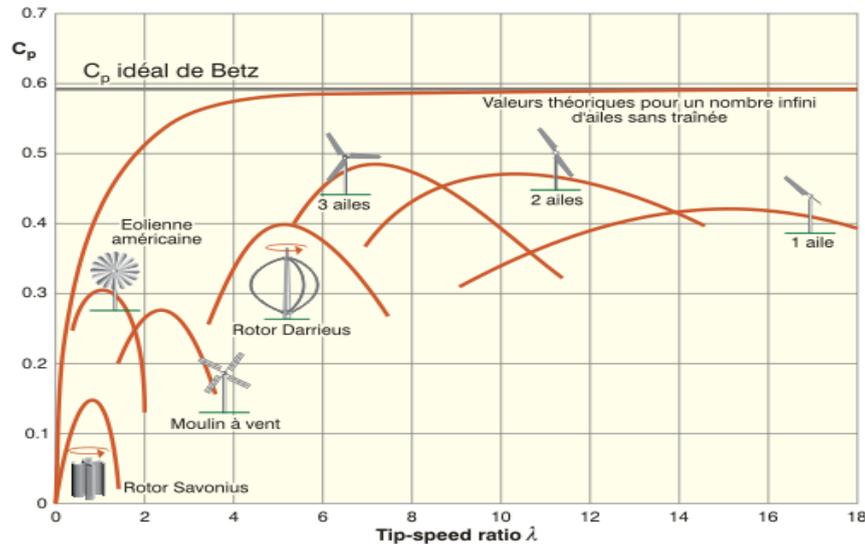
Figure I.1: Chaîne de transmission de la puissance

À chaque étape, il peut y avoir une perte d'énergie, c'est à dire de dissipation.

### Pales:

Au moment de la transmission de puissance de l'air vers les pales, il peut y avoir plusieurs sources de pertes :

- Ce n'est pas vraiment une source de dissipation, mais il faut garder la limite de Betz en tête : on ne peut théoriquement pas extraire plus de 59% de l'énergie du vent. Les éoliennes réelles sont proches de cette limite théorique, mais ne l'atteignent en général pas.



**Figure I.2:** Coefficient de performance des éoliennes en fonction de la vitesse de rotation pour différents modèles de turbines

- Les calculs que nous avons fait, qui permettent d'arriver à la limite de Betz, sont très idéalisés. En réalité, plusieurs facteurs vont réduire l'efficacité réelle :
- Un mauvais alignement de l'éolienne avec le vent incident.
- Les éoliennes qui se « gênent » entre elles : la présence d'une éolienne va ralentir le champ en amont (blocage) et en aval (sillage), réduisant ainsi la puissance potentiellement produite par les autres machines environnantes. C'est pour ça qu'on ne peut pas trop serrer les éoliennes les unes par rapport aux autres. La distance classique dans un parc est 5 fois le diamètre des éoliennes. A cette distance-là, les sillages réduisent la vitesse ambiante d'environ 20%. Même si 20% peut sembler faible, il faut garder en tête que la puissance potentielle est au cube de la vitesse : cela fait une réduction de puissance de presque 50%.

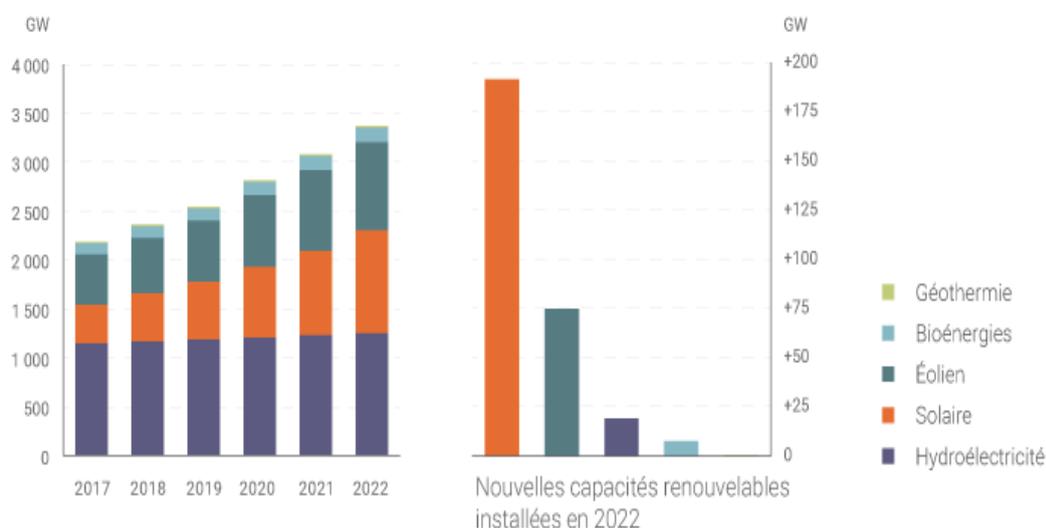
On notera que ce qui a été décrit ici ne sont pas des dissipations au sens de la dissipation thermique des programmes. Cette dernière dans le cas des fluides en mouvement rapide (appelé turbulent) est négligeable.[1]

### 1.3 Evaluation de l'énergie renouvelable dans le monde

À fin 2022, les capacités électriques renouvelables - toutes filières cumulées - dans le monde s'élevaient à près de 3 372 GW, soit 9,6% de plus qu'à fin 2021 selon l'Irena (Agence internationale pour les énergies renouvelables). Si l'hydroélectricité reste la principale filière renouvelable productrice d'électricité, le solaire et l'éolien ont compté pour près de 90% des nouvelles capacités renouvelables installées dans le monde en 2022.

L'Irena précise que « *la croissance significative des énergies renouvelables est toujours concentrée dans quelques pays et régions comme l'Asie, les États-Unis et l'Europe* » (près de 59% des nouvelles capacités renouvelables installées en 2022 ont en particulier été implantées en Asie).

Dans le rapport ci-après mis en ligne en mars 2023, l'Irena regroupe de très nombreuses données sur l'évolution des capacités électriques renouvelables dans le monde entre 2013 et 2022, filière par filière (hydroélectricité avec statistiques séparées sur les STEP, éolien terrestre et offshore, solaire photovoltaïque et thermodynamique, géothermie, biomasse, etc.) et pays par pays.

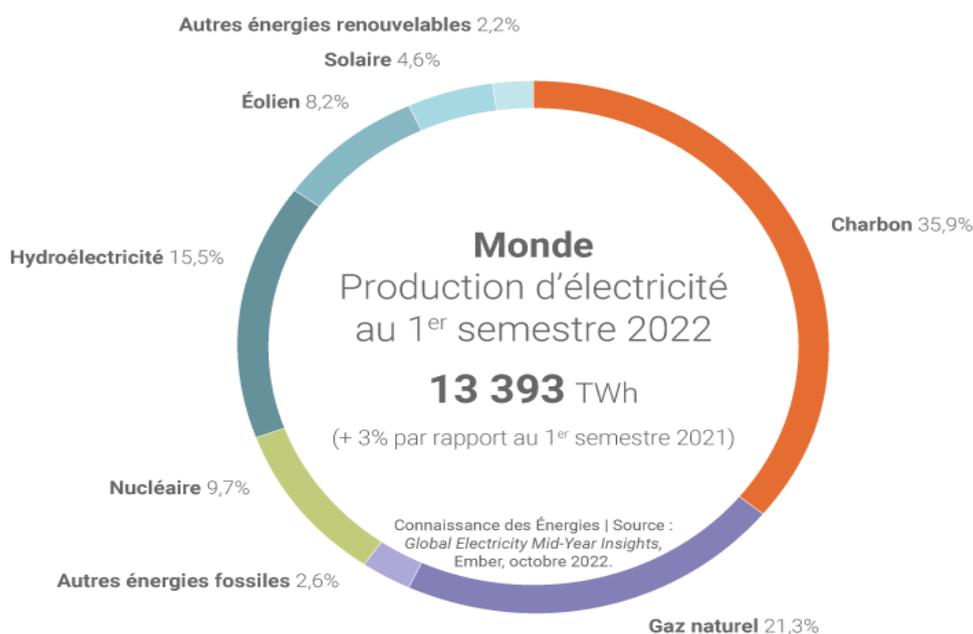


**Figure I.3:** Evolution des capacités électriques renouvelables dans le monde

Pour rappel, toutes les données de capacités installées doivent être rapportées aux facteurs de charge – qui varient sensiblement d'une filière à une autre (mais aussi d'une installation à une autre et d'une période à une autre en fonction des ressources disponibles) – pour connaître in fine la production associée.

La publication détaillée de l'Irena n'inclut toujours pas de données sur la production (ni sur les différents facteurs de charge moyens de chaque filière) mais ces dernières sont accessibles sur le site de l'Agence jusqu'à l'année 2020.

Précisons que les différentes filières renouvelables ont compté pour 30,5% de la production totale électricité dans le monde au 1<sup>er</sup> semestre 2022 (contre 28,3% en 2021), selon les dernières données du think tank Ember. [2]



**Figure I.4:** Production d'électricité dans le monde au 1<sup>er</sup> semestre 2022

### 1.4 Capacité des éoliennes en l'Afrique

Le Conseil mondial de l'énergie éolienne déclare que l'Afrique possède un potentiel éolien de classe mondiale qui, s'il est exploité correctement, pourrait satisfaire à la demande d'énergie du continent et remplacer facilement tout emploi qui serait perdu lorsque les consommateurs passent de l'énergie fossile à l'énergie éolienne.

Le conseil déclare que l'Afrique a exploité seulement 0,01 % de son potentiel éolien, selon un reportage du Southern Times.

Un rapport du conseil observe que 27 pays africains ont suffisamment de potentiel éolien propre pour satisfaire à la totalité des besoins du continent.

« L'Algérie possède les plus grandes ressources, avec un potentiel total de 7.700 gigawatts, ce qui est équivalent à plus de onze fois la capacité mondiale actuelle d'énergie éolienne installée, selon le journal. Quinze autres pays ont des potentiels éoliens techniques de plus de 1.000 gigawatts, notamment la Mauritanie, le Mali, l'Égypte, la Namibie, l'Afrique du Sud, l'Éthiopie et le Kenya. »

Le Kenya a inauguré le plus grand projet éolien d'Afrique dans une région désertique à 600 km au Nord de Nairobi en 2019. Quartz Africa indique que le parc éolien du lac Turkana comprend 365 turbines ayant une capacité de fournir 310 mégawatts d'un coût faible au réseau national du Kenya.

Dans le monde entier, le vent est l'une des sources les plus économiques, à croissance la plus rapide, de nouvelle production d'électricité, avec une capacité installée de plus de 650 gigawatts. La capacité éolienne installée en Afrique représente moins de 1 % des installations du monde.

Le conseil déclare que le potentiel éolien total de plus de 59.000 gigawatts en Afrique est l'équivalent de 90 fois la capacité mondiale actuellement installée. [2]

### **1.5 Energie éolienne en Algérie**

En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à l'autre. Ce qui est dû principalement, à la diversité de la topographie et du climat. En effet, notre vaste pays se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes.

Concernant le Nord, on remarque que la vitesse moyenne est globalement peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au Nord et Biskra au Sud. Toutefois, la vitesse du vent subit des variations en fonction des saisons qu'il ne faut pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion d'énergie éolienne.

Dans le cadre de l'application du programme des énergies renouvelable '2011-2030', une première ferme éolienne de 10MW a été installée et mise en service en 2014, dans la région de Kaberten dans la wilaya d'Adrar. Cette centrale de production d'électricité, première du genre à l'échelle nationale, est constituée de 12 éoliennes Gamesa de 850 kW de puissance, implantées sur une superficie de 30 hectares.

La réalisation de cette ferme pilote constituait une première phase vers la réalisation des 5 GW d'éolien. [3]

### 1.5.1 Carte des vents en Algérie

Pour installer une éolienne il faut choisir un site où la vitesse du vent fournirait l'énergie nécessaire ; nous devons donc faire des mesures de la vitesse du vent dans plusieurs sites. La Figure I.5 montre un exemple des régions ventées en Algérie d'après les données satellitaires du Laboratoire d'Energie Eolienne du Centre de Recherche en Energies Renouvelables (CDER, Algérie). [3]

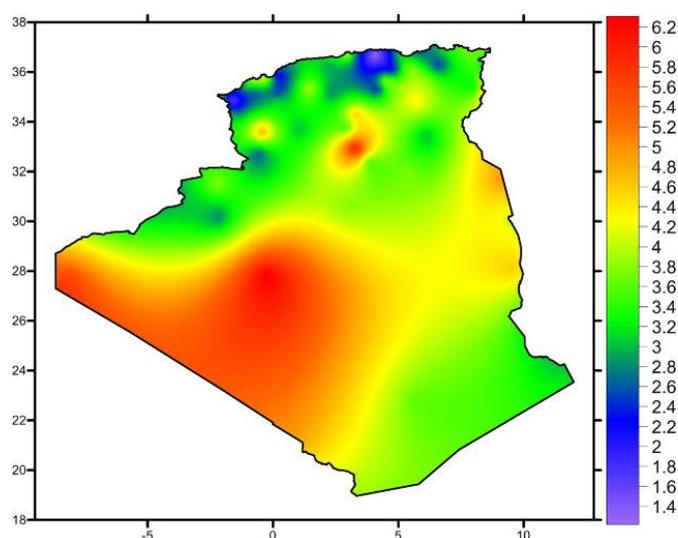


Figure I.5: Carte des vents en Algérie

### 1.5.2 Programme des énergies renouvelables en Algérie

A travers ce programme d'énergies renouvelables, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique.

37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

## Chapitre I : Etat de l'art & Description de l'étude

Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse, en géothermie et en cogénération.

Les projets des énergies renouvelables de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes:

**Première phase 2015 - 2020 :** Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.

**Deuxième phase 2021 - 2030 :** Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable.

La stratégie de l'Algérie en la matière vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables associée à un programme de formation et de capitalisation des connaissances, qui permettra à terme, d'employer le génie local algérien, notamment en matière d'engineering et de management de projets.

### • Consistance du programme de développement des énergies renouvelables

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, répartie par filière comme suit :

Unité : MW	1 <sup>ère</sup> phase 2015-2020	2 <sup>ème</sup> phase 2021-2030	TOTAL
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	-	2000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
<b>TOTAL</b>	<b>4 525</b>	<b>17 475</b>	<b>22 000</b>

**Tab I.1:** programme des énergies renouvelables 2015-2030

### • Mesures incitatives :

Sur le plan réglementaire, le ministère de l'énergie a procédé à l'adoption d'une série de mesures de soutien visant le développement des énergies renouvelables raccordées aux réseaux, à travers la mise en place d'un cadre juridique favorable et d'un Fonds National pour la Maitrise de l'Énergie, pour les Energies Renouvelables et la cogénération, CAS n°302-131 (FNMEERC) qui est alimenté annuellement de 1% de la redevance pétrolière et du produit de certaines taxes (telle que 55% de la taxe sur les activités de torchage).

Le cadre juridique, mis en place en 2013, pendant la 1<sup>ère</sup> phase du lancement du programme national de développement des énergies renouvelables, était basé, notamment, sur le mécanisme des tarifs d'achat garantis (Feed-in Tarif), qui est de moins en moins pratiqué dans les pays développés.

Ce système garanti aux producteurs d'énergie renouvelable de bénéficier de tarifs leur octroyant une rentabilité raisonnable de leur investissement sur une durée d'éligibilité de 20 ans.

Les surcoûts engendrés par ces tarifs seront supportés par le FNMEERC au titre des coûts de diversification.

Dans ce cadre, le décret exécutif n°15-319, modifie et complète, fixant les modalités de fonctionnement du CAS 302-131 a été publié en décembre 2015.

Aussi, d'autres mesures incitatives sont prévues. Il s'agit de :

- Acquisition et mise à disposition des terrains éligibles à l'implantation de centrales des énergies renouvelables ;
- Accompagnement dans tout le processus d'acquisition des autorisations nécessaires ;
- Identification du potentiel de toutes les régions concernées par les énergies renouvelables ;
- La construction de projets pilotes dans chaque filière.
- Création d'organismes et de laboratoires d'homologation et de contrôle de la qualité et de la performance de composants, des équipements et procédés relatifs à la production d'électricité d'origine renouvelable et/ou aux systèmes de cogénération ;
- Accompagnement, par un plan de recrutement et de formation de techniciens, par les instituts de formation professionnelle et l'association des universités et organismes de recherche nationaux dans la recherche et la formation des ingénieurs [4].

### **1.6 Types d'aérogénérateurs**

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui permet de transformer une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Les éoliennes peuvent être à axe vertical ou à axe horizontal [5].

#### **1.6.1 Aérogénérateurs à axe vertical VAWT**

Les éoliennes à axe vertical (Vertical Axis Wind Turbines, VAWT) sont une alternative intéressante aux éoliennes à axe horizontal (HAWT) largement répandues. Les VAWT présentent certains avantages et défis spécifiques, ainsi qu'une histoire et des perspectives d'avenir distinctes.

Les éoliennes VAWT ont un axe de rotation vertical perpendiculaire au sol et des pales disposées autour de cet axe. Il existe principalement deux types de VAWT : les éoliennes à voilure tournante (Darrieus) et les éoliennes à hélice (Savonius). Les éoliennes Darrieus utilisent des pales incurvées, aérodynamiques, tandis que les éoliennes Savonius ont des pales en forme de S ou de coquille. Les VAWT capturent le vent quelle que soit sa direction, contrairement aux HAWT qui doivent s'orienter face au vent.

Les VAWT présentent des avantages environnementaux spécifiques. Leur conception permet de placer la génératrice et les autres composants mécaniques au niveau du sol, facilitant ainsi leur maintenance et réduisant les risques pour la faune. De plus, les VAWT sont généralement moins bruyantes que les HAWT et ont un impact visuel moindre, ce qui les rend plus adaptées aux environnements urbains ou résidentiels.

Les VAWT sont plus flexibles en termes d'installation, car elles peuvent être utilisées dans des zones où le vent est turbulent ou changeant, comme les zones urbaines. Cependant, leur efficacité énergétique est généralement inférieure à celle des HAWT.

Parmi les défis et les inconvénients associés aux VAWT, on trouve leur faible efficacité énergétique, en particulier lorsqu'elles sont comparées aux HAWT. De plus, le coût de production des VAWT est généralement plus élevé en raison de la complexité de leur conception et de leur fabrication.

Enfin, la durabilité des VAWT est souvent limitée par les contraintes mécaniques et les problèmes d'usure des pièces en mouvement [5].



**Figure I.6:** Aérogénérateur à axe vertical

### 1.6.2 Aérogénérateurs à axe horizontal HAWT

Les éoliennes à axe horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine, HAWT) représentent la technologie éolienne la plus répandue et la plus développée à travers le monde. On peut aussi se dire que c'est la plus ancienne, les moulins à vent ayant aussi un axe horizontal.

Elles ont connu un essor significatif au cours des dernières décennies, en raison de l'augmentation du besoin d'énergies renouvelables, d'innovations technologiques et de la supériorité de cette technologie sur ses concurrentes.

Il existe plusieurs types de HAWT, en fonction de la taille, de la puissance et de la conception des pales. Les éoliennes à trois pales sont les plus courantes, car elles offrent un bon équilibre entre performance, stabilité et coût. Les turbines à deux pales, bien que moins courantes, présentent l'avantage d'une masse réduite et d'une installation plus rapide. Les turbines à pales multiples, quant à elles, sont utilisées principalement pour des applications spécifiques ou dans des conditions de vent particulières.

Parmi les différentes configurations de turbines à axe horizontal, on distingue également les turbines à entraînement direct (sans boîte de vitesses) et les turbines à entraînement indirect (avec boîte de vitesses). Les turbines à entraînement direct présentent une plus grande fiabilité et moins de maintenance, tandis que les turbines à entraînement indirect offrent un rendement supérieur.

L'énergie éolienne est une source d'énergie renouvelable basse carbone. Comparée à d'autres formes de production d'énergie renouvelable, comme le solaire ou l'hydroélectricité, l'éolien à axe horizontal présente l'avantage d'un rendement élevé et d'une installation plus facile sur des sites variés, y compris les terres agricoles, les zones industrielles et les espaces maritimes.

Parmi les défis liés à l'utilisation des HAWT, on peut citer l'intermittence de la production d'énergie, due à la variabilité du vent. Cette intermittence peut être partiellement compensée par le développement de systèmes de stockage d'énergie et la diversification des sources d'énergie renouvelable.

Les impacts visuels et sonores des éoliennes peuvent également être considérés comme des inconvénients, bien que les progrès technologiques aient permis de réduire significativement les nuisances sonores. Les risques pour la faune, notamment les oiseaux et les chauves-souris, constituent un autre enjeu environnemental, qui peut être atténué par une planification et une conception adaptée des parcs éoliens.

Les coûts d'installation et de maintenance des HAWT peuvent également représenter un obstacle, bien que les prix aient tendance à baisser avec le développement technologique et l'augmentation des capacités de production. En outre, les coûts de l'énergie éolienne sont de plus en plus compétitifs par rapport à d'autres sources d'énergie, y compris les combustibles fossiles [6].



**Figure I.7:** Aérogénérateur à axe horizontal

### 1.7 Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

Une éolienne à axe horizontal se compose d'un mât, d'une nacelle, d'un rotor, d'une assise en béton et d'une armoire de couplage.

**Le mât** permet de placer le rotor à une hauteur suffisante. Ainsi ce dernier pourra être équipé par une plus grande longueur de pale et être entraîné par un vent plus régulier et plus fort qu'au niveau du sol. Le mât abrite généralement une partie des composants électriques et électroniques (modulateur, commande, multiplicateur, générateur, etc).

**La nacelle** est de la taille d'un container. Montée au sommet du mât, elle abrite les composants mécaniques, pneumatiques, certains composants électriques et électroniques, nécessaires au fonctionnement de la machine. La nacelle peut tourner pour orienter la machine dans la bonne direction ou la mettre en position de repos. La transformation de l'énergie mécanique, fournit par les pâles, en énergie électrique à lieu dans la nacelle.

**Le rotor** est composé de plusieurs pales (en général trois) et du nez de l'éolienne, fixé à la nacelle.

Les éoliennes ont le plus souvent 3 pales, car il s'agit d'un compromis entre différents paramètres :

Le nombre pair de pales entraîne des effets mécaniques indésirables (forces dites de "précession" trop élevées), mais le rendement décroît si le nombre de pales augmente (une pale étant perturbée par la précédente).

Ainsi, le choix de 3 pales offre à la fois des contraintes mécaniques réduites et un rendement élevé. Les petites éoliennes ont toutefois des rotors qui ont parfois deux pales. Celles-ci sont en effet suffisamment petites pour supporter les contraintes de précession et elles peuvent alors profiter d'un meilleur rendement. De plus, elles sont plus simples à concevoir et à réaliser.

**L'assise de béton**, la fondation, permet de fixer de façon rigide l'ensemble de la structure de l'éolienne.

Et enfin **l'armoire de couplage** réalise l'adaptation du courant électrique produit par la nacelle en un courant injectable sur le réseau électrique local [7].

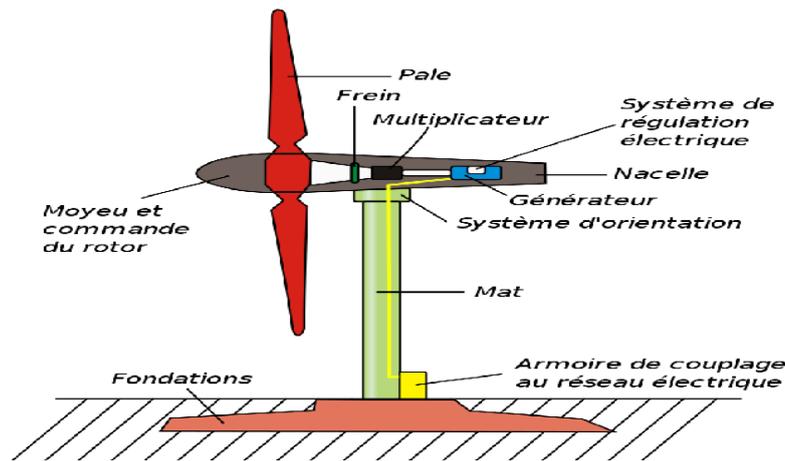


Figure I.8: Composants d'une éolienne à axe horizontal

### 1.8 Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable

Si on considère les courbes du coefficient de puissance en fonction de  $\lambda$ , il apparaît clairement l'importance d'un réglage de vitesse. En effet, si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent ( $\lambda_{opt}$ ). La Figure I.9 montre que la position du maximum de la courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation change avec la vitesse du vent.

Typiquement, un réglage direct ou indirect de vitesse est nécessaire pour bien optimiser les transferts énergétiques. Nous verrons dans ce qui suit différents ensembles convertisseurs-machines utilisés ou utilisables dans la génération éolienne d'énergie. Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparées à celles à vitesse fixe sont les suivants :

- Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément converti.
- Simplicité du système d'orientation des pales. Grâce au contrôle de la vitesse du générateur, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, réduisant la complexité du système d'orientation des pales et son dimensionnement par rapport à la puissance nominale  $P_n$ .
- Réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie.
- Réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente. [8]

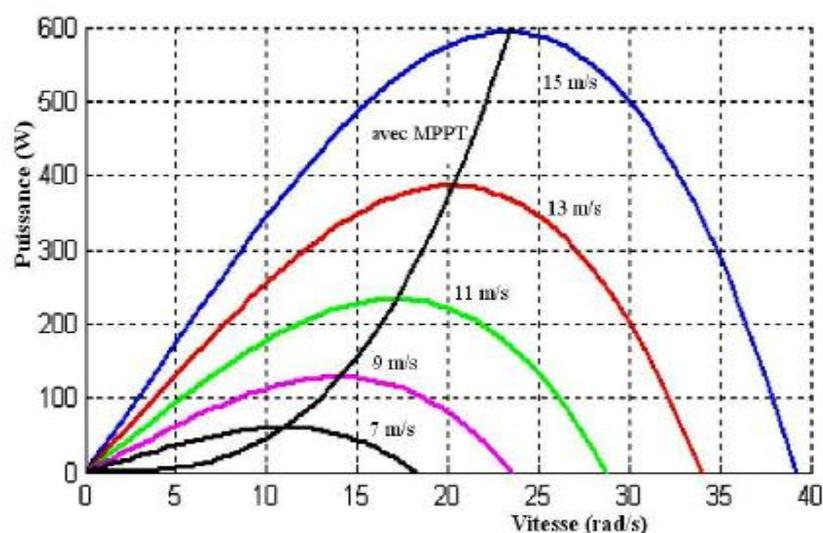


Figure I.9: Caractéristiques de la puissance éolienne en fonction de la vitesse

### 1.9 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

#### Les avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement [9] :

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets radioactifs.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- La période de haute productivité se situe en hiver (vent plus forts), ce qui correspond à la période de l'année où la demande est plus forte.
- C'est l'énergie renouvelable la moins chère à produire [10].
- L'énergie éolienne est une énergie propre, elle n'a aucun impact néfaste sur l'environnement comme les autres sources d'énergie qui ont causé un changement radical du climat par la production énorme et directe du CO<sub>2</sub>.

#### Les inconvénients

Bien que respectueuse de l'environnement et durable, l'énergie éolienne présente plusieurs inconvénients et défis.

- L'impact visuel, ça reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.

- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs [11].
- D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéroturbines [12].
- La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique à cause du vent aléatoire qui provoque l'instabilité de la production.

### **1.10 Conclusion**

Dans ce premier chapitre, nous avons présenté l'état de l'art et description de l'étude de l'énergie éolienne. Nous avons commencé par une description des systèmes de conversion d'énergie éolienne. Ensuite, nous avons présenté la capacité des éoliennes en l'Afrique. Puis nous avons présenté énergie éolienne en Algérie. Aussi en a présenté les Types d'aérogénérateurs. Ainsi les principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal et les topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable. Enfin, nous avons cité les avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.

# *Chapitre II*

*Modélisation des éléments constitutifs du  
système éolien*

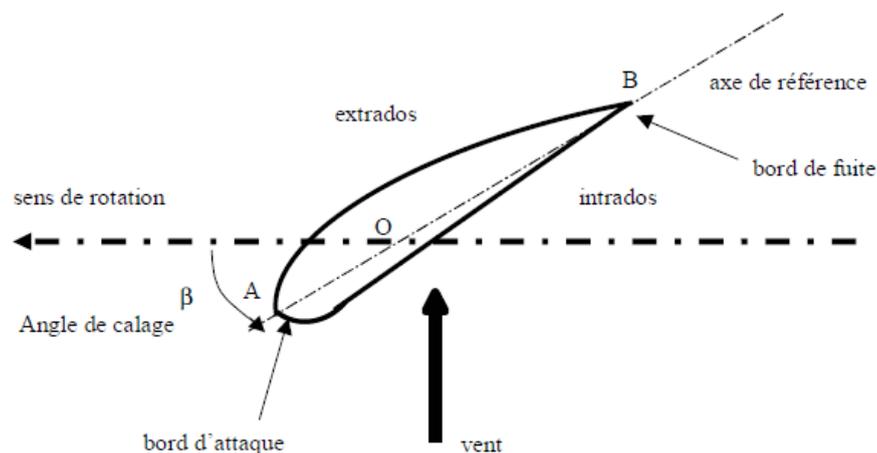
## 2.1 Introduction

Les éoliennes à vitesse variable utilisant une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP), ce choix n'est pas fortuit puisqu'il est basé sur les avantages technologiques et économiques qu'offre la machine synchrone à aimant permanent (MSAP) comparée aux autres machines. Dans ce chapitre, on se propose de modéliser la chaîne de conversion éolienne à vitesse variable qui intègre un générateur synchrone à aimant permanent connecté au réseau électrique à travers deux convertisseurs AC/DC/AC. Dans ce chapitre nous modéliserons de chaque élément indépendamment de l'autre, pour le préparer à la simulation de la chaîne éolienne complète avec les différents algorithmes de commande appliqués au chapitre III. Des modèles analytiques de la turbine éolienne seront réalisés et comparés en utilisant différentes méthodes d'optimisation de puissance.

## 2.2 Modèle de l'éolienne

### 2.2.1 Incidence du vent sur la pale

L'action de l'air en mouvement se traduit par des forces appliquées en chaque point de la surface des pales. Les pales ont un profil aérodynamique spécifique tel que présenté sur le schéma de la figure II.1 : [7]

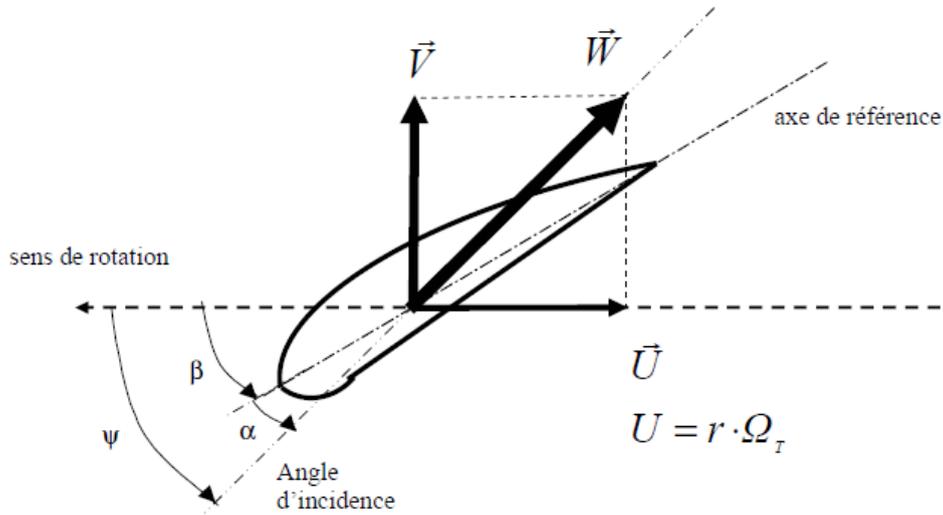


**Figure II.1 :** Éléments caractérisent une pale

On remarque plus particulièrement les éléments suivants :

- extrados : dessus de la pale
- intrados : dessous de la pale
- corde : longueur  $l$  du profil du bord d'attaque au bord de fuite
- angle de calage  $\beta$  (inclinaison de l'axe de référence par rapport au plan de rotation)

Les profils sont généralement de type plan) convexe (l'intrados est plan alors que l'extrados est convexe) ou alors biconvexe (l'intrados et l'extrados sont convexes). Ils sont normalisés et les paramètres sont bien définis.



**Figure II.2 :** Direction du vent sur un tronçon de pale

Du fait de la rotation de la pale, l'élément de pale de largeur  $dr$  situé à une distance  $r$  du moyeu est soumis à la fois au vent incident de vitesse  $V$  et à un vent relatif de vitesse  $U$  dirigée dans le sens contraire de la rotation de vitesse  $\Omega_t$ .

$$U = r \cdot \Omega_t \quad (\text{II.1})$$

Où :  $r$  : est la distance entre l'axe de rotation de la turbine et l'élément de la pale m.

$\Omega_T$  : est la vitesse de rotation de la turbine en rd/s.

La vitesse résultante  $W$  du vent « apparent » s'écrit donc :

$$W = U + V \quad (\text{II.2})$$

La vitesse résultante du vent « apparent »  $W$  fait un angle  $\Psi$  avec le plan de rotation. Cet angle s'écrit :

$$\Psi = \text{artg} \frac{U}{V} \quad (\text{II.3})$$

On introduit alors l'angle d'incidence note  $\alpha$  entre l'axe de référence de la pale et la direction du vent apparent :

$$\alpha = \Psi - \beta \quad (\text{II.4})$$

L'action du vent relatif sur un profil aérodynamique engendre sur la section de pale de largeur  $dr$  et de longueur de corde  $l$  à une distance  $r$  de l'axe de rotation une force résultante :  $dF$

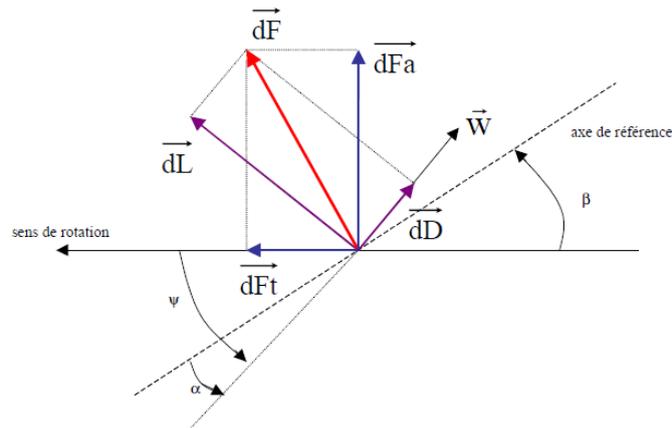


Figure II.3 : Forces appliquées sur un élément de pale

On peut décomposer la force résultante  $dF$  de la manière suivante :

- la portance  $dL$ , normale à la direction du vent apparent.
- la force de traînée  $dD$ , parallèle à la direction du vent.

On peut aussi la décomposer d'une autre manière :

- la poussée axiale  $Df_a$ , perpendiculaire au plan de rotation.
- la poussée tangentielle  $Df_t$ , dans la direction de rotation.

On déduit aisément les expressions de la poussée axiale et tangentielle en fonction de la portance et de la traînée à partir du schéma précédent :

$$Df_t = dL \cdot \sin(\Psi) - dD \cdot \cos(\Psi) \quad (\text{II.5})$$

$$Df_a = dL \cdot \cos(\Psi) + dD \cdot \sin(\Psi) \quad (\text{II.6})$$

C'est le couple résultant de l'ensemble des forces tangentielles qui va provoquer la rotation de la turbine.

Les modules des forces  $dL$  et  $dD$  s'expriment en fonction de deux coefficients, le coefficient de portance  $C_L$  et le coefficient de traînée  $C_D$  :

$$dL = \frac{\rho}{2} W^2 \cdot dA \cdot C_L \quad (\text{II.7})$$

$$dD = \frac{1}{2} \rho \cdot W^2 \cdot dA \cdot C_D \quad (\text{II.8})$$

$$dD = \frac{1}{2} \rho \cdot W^2 \cdot dA \cdot C_D \quad (\text{II.9})$$

Avec :

$dA = l(r) \cdot dr$  : surface de l'élément de pale

$l(r)$  : longueur de la corde à la distance  $r$  de l'axe de rotation

$C_L$  : coefficient de portance (sans dimension)

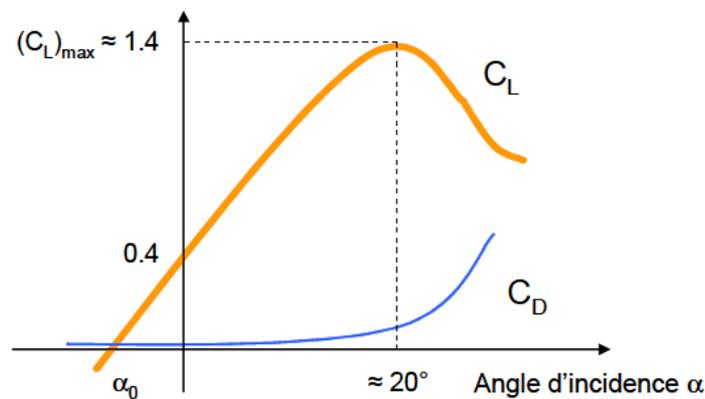
$C_D$  : coefficient de traînée (sans dimension)

$W$  : vitesse du vent apparent [m/s]

Ces coefficients  $C_L$  et  $C_D$  dépendent fortement de l'angle d'incidence  $\alpha$  figure. Pour des angles  $\alpha$  faibles, l'écoulement de l'air le long de la pale est laminaire et est plus rapide sur l'extrados que sur l'intrados. La dépression qui en résulte à l'extrados crée la portance. C'est cette force qui soulève un avion et qui lui permet de voler. Ici, elle « aspire » la pale vers l'avant.

Si  $\alpha$  augmente, la portance augmente jusqu'à un certain point puis l'écoulement devient turbulent. Du coup, la portance résultant de la dépression sur l'extrados disparaît. Ce phénomène s'appelle le décrochage aérodynamique.

Cependant, les concepteurs de pales ne se préoccupent pas uniquement de la portance et du décrochage. Ils prêtent également beaucoup d'attention à la résistance de l'air, appelée aussi dans le langage technique de l'aérodynamique, la traînée. La traînée augmente en général si la surface exposée à la direction de l'écoulement de l'air augmente. Ce phénomène apparaîtra ici pour des angles  $\alpha$  importants.



**Figure II.4 :** Evolution des coefficients de portance  $C_L$  et de traînée  $C_D$

Par ailleurs, on connaît la puissance disponible par dérivation de l'énergie cinétique de la masse d'air traversant la surface  $A$  balayée par la turbine :

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (\text{II.10})$$

Dans cette expression,  $v$  représente la vitesse du vent supposée uniforme et horizontale sur toute la surface  $A$ . On peut en déduire le coefficient de puissance par :

$$C_p = \frac{P_{disp}}{P_T} \quad (\text{II.11})$$

Ce coefficient  $C_p$  est donc bien spécifique à la turbine considérée, il dépend des variables  $v$  et  $\Omega_t$  et du paramètre  $\beta$ . Plus généralement, on regroupe les deux variables pour définir une nouvelle variable  $\lambda$  appelée rapport de vitesse ou « tip speed ratio » (TSR) en anglais.

$$\lambda = \frac{R_T + \Omega_t}{v} \tag{II.12}$$

La puissance captée par la turbine pourra donc s'écrire comme suit :

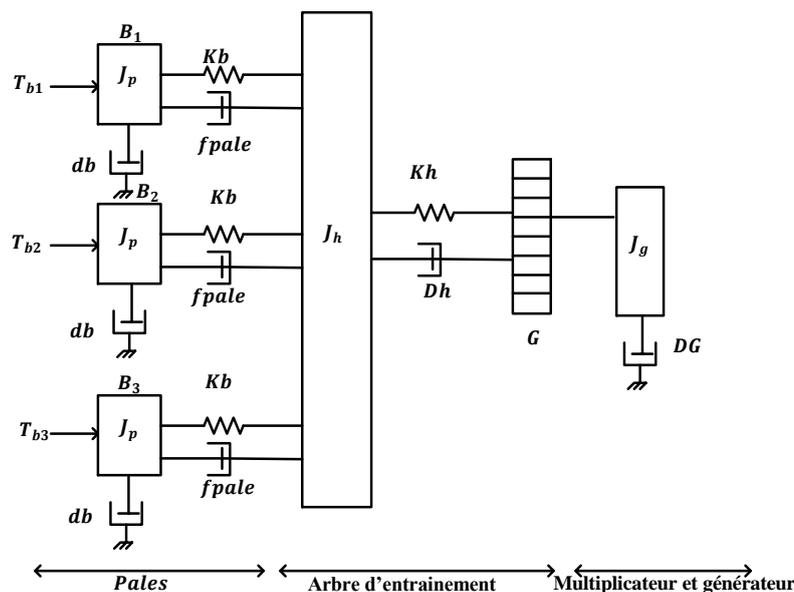
$$PT = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot C_p(\beta, \lambda) \cdot v^3 \tag{II.13}$$

### 2.2.2 Modèle de la turbine

La conversion de l'énergie éolienne est un système complexe qui dépend de différents domaines tel que l'aérodynamique, mécanique, électrique. Alors pour bien comprendre le comportement de la turbine un modèle dynamique est nécessaire mais il faudra que ce modèle prenne en compte plusieurs paramètres ; la vitesse du vent, la dimension, et la forme de la turbine [13].

Un recours à la modélisation est nécessaire pour contrôler les performances et les caractéristiques voulues. Afin d'attribuer cette modélisation les hypothèses simplificatrices suivantes sont nécessaires :

La partie mécanique de la turbine qui sera étudiée comprend trois pales orientables et de longueur  $R$ . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse  $\Omega_{turbine}$  qui est relié à un multiplicateur de gain  $G$ . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique comme illustré dans la figure suivante :



**Figure II.5:** Système mécanique de l'éolienne

Les trois pales sont considérées à une conception identique et possèdent donc :

- La même inertie  $J_{pales}$ .
- La même élasticité  $K_b$ .
- Le même coefficient de frottement par rapport à l'air  $d_b$ .

Les pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support  $f_{pale}$ . Les vitesses d'orientations de chaque pale sont notées  $\beta_{b1}$ ,  $\beta_{b2}$ ,  $\beta_{b3}$ , chaque pale reçoit une force  $T_{b1}$ ,  $T_{b2}$ ,  $T_{b3}$  qui dépend de la vitesse du vent, qui lui est appliquée. [14] [15].

L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par :

- Son inertie  $J_h$ .
- Son élasticité  $K_h$ .
- Son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur  $D_h$ .

Le rotor de la génératrice possède :

- Une inertie  $J_g$ .
- Un coefficient de frottement  $d_g$ .

Le rotor transmet un couple ( $C_g$ ) à la génératrice électrique et tourne à une vitesse notée  $\Omega_{mec}$ . Si la répartition de la vitesse du vent est uniforme sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée ( $T_{b1} = T_{b2} = T_{b3}$ ) ; l'ensemble des trois pales est considéré comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques [15].

On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses dont la validité (par rapport au modèle complet) a déjà été vérifiée.

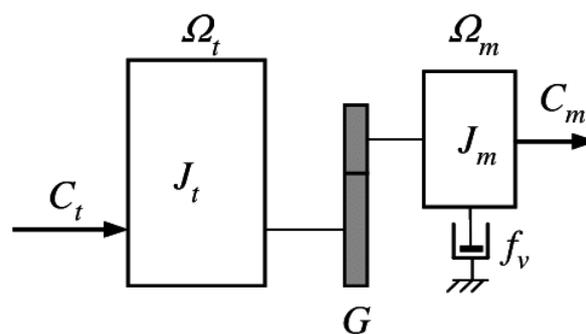


Figure II.6: Modèle mécanique simplifié de la turbine

Où les variables d'entrée et sortie de la turbine éolienne peuvent se résumer dans la figure suivante :

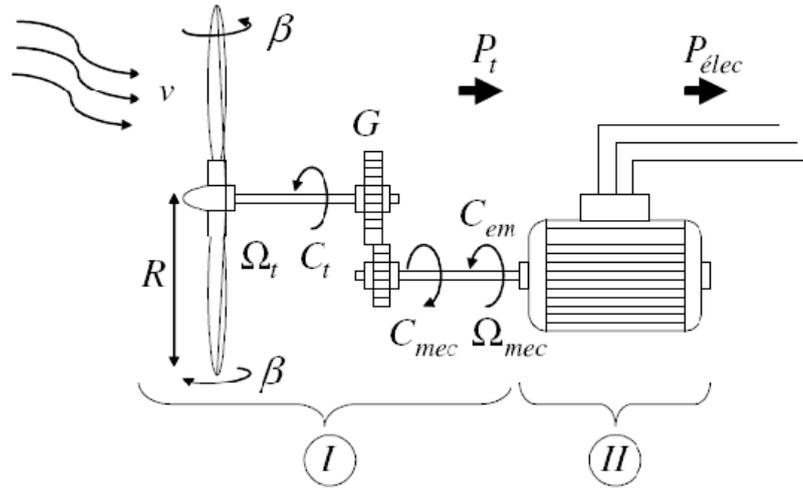


Figure II.7: Illustration des variables d'entrée et de sortie de la turbine

La puissance du vent est définie de la manière suivante :

$$P_v = \frac{1}{2} * \rho * S * v^3 \quad (\text{II.14})$$

Et la puissance aérodynamique au niveau du rotor de la turbine est :

$$P_{aero} = C_p P_v = \frac{1}{2} * C_p(\lambda, \beta) \rho * S * v^3 \quad (\text{II.15})$$

Avec :

$$C_p(\lambda, \beta) = \sum_{i=0}^{n_c} a_i \lambda_i \quad (\text{II.16})$$

$\beta$ : L'angle de calage.

$\lambda$  : Le coefficient de vitesse

réduite est un facteur spécifique des aérogénérateurs :

$$\lambda = \frac{R_t \Omega_r}{v} \quad (\text{II.17})$$

Dans ce travail nous avons appliqué une forme sinusoïdale de  $C_p(\lambda, \beta)$ , où :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.073 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0.058\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}} \quad (\text{II.18})$$

$$\text{Avec : } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^2 + 1}}$$

### 2.2.3 Zones de fonctionnement

La courbe de puissance convertie d'une turbine, généralement fournie par les constructeurs, qui permet de définir quatre zones de fonctionnement pour l'éolienne suivant la vitesse du vent:

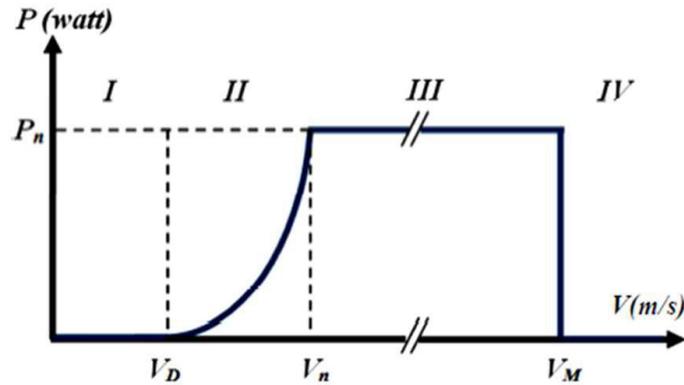


Figure II.8: Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent [16]

$V_D$ : La vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine.

Suivant les constructeurs :  $V_D$  varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance.

$V_n$ : La vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs :  $V_n$  varie entre 11.5m/s et 15m/s en fonction des technologies.

$V_M$ : vitesse du vent au-delà de laquelle il convient d'arrêter l'éolienne pour des raisons de sécurité et protéger l'éolienne contre les vents violents. Pour la grande majorité des éoliennes,  $V_M$  vaut 25m/s.

- **Zone I** :  $V < V_D$ : La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.
- **Zone II** :  $V_D < V < V_n$ : Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.
- **Zone III** :  $V_n < V < V_M$ : La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine  $P_n$ . Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.

En cas de vent fort, les éoliennes modernes contrôlent de manière aérodynamique l'hélice de l'éolienne pour maintenir la puissance nominale entre  $V_n$  et  $V_M$ . C'est ce qu'on appelle le contrôle Actif.

Pour les éoliennes de faible puissance (50 à 500 kW) on utilise l'effet Stall pour limiter la vitesse de rotation lorsque le vent est fort (Stall-regulation) mais ce n'est pas très intéressant lorsque l'on injecte dans le réseau électrique car cette régulation est passive, donc indépendante de la demande électrique. On utilise parfois, pour les éoliennes puissantes, un contrôle actif par effet Stall (active Stall control) mais la plupart des éoliennes de forte puissance utilisent le contrôle par pas variable.

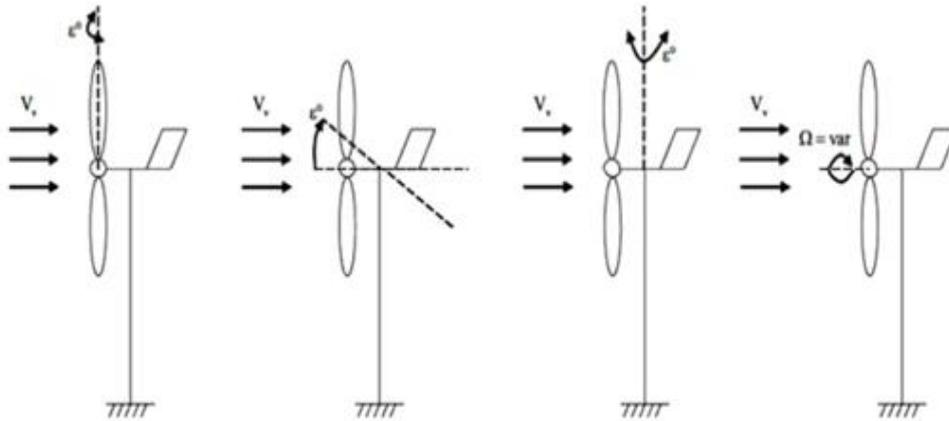


Figure II.9: Limitation de puissance éolienne

- a) Pitch, b) déviation verticale de l'axe de Rotation, c) rotation horizontale de l'axe de rotation, d) vitesse continuellement Variable

### 2.2.4 Action du vent

Evidemment que le vent est source principale d'énergie éolienne, il est nécessaire d'obtenir un modèle mathématique de la vitesse du vent. Ce modèle est donné par la série de fourrier qui représente le vent par une distribution spectrale (superposition de plusieurs harmoniques) [17].

Il est donné par :

$$V_v(t) = A + \sum_{k=1}^i a_k \sin(w_k t) \quad (\text{II.19})$$

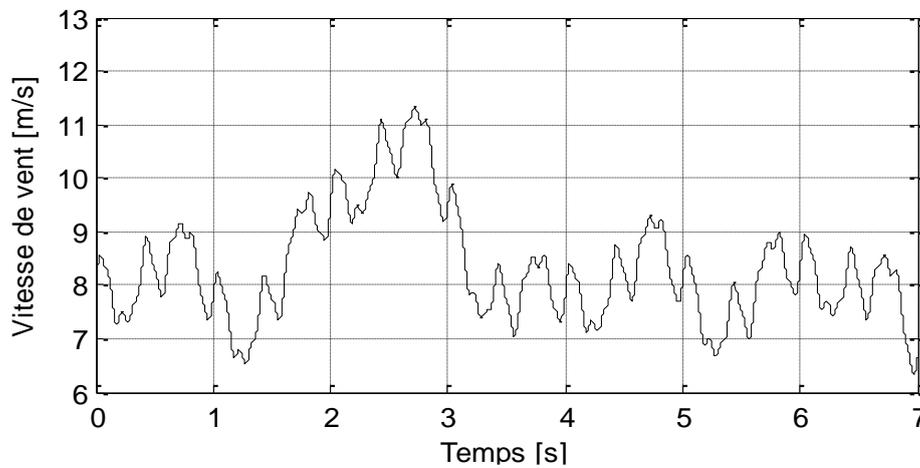


Figure II.10: Allure du vent

**2.2.5 Loi de Betz – notions théoriques**

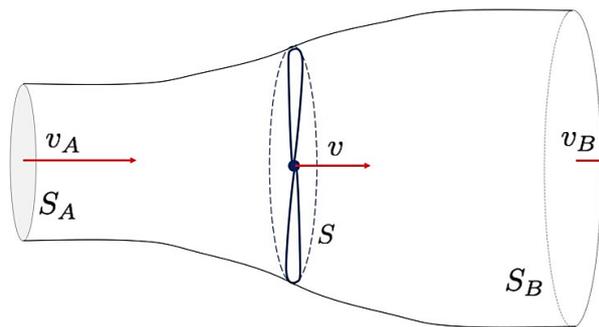
Découverte par l'allemand Albert Betz en 1919, publié dans son livre 'Wind Energie' en 1926, ou il formula la loi de Betz pour la première fois.

Il est sûr que plus l'énergie cinétique du vent captée par l'éolienne est grande, plus petite sera la vitesse du vent sortant par le côté gauche de l'éolienne. Le résultat obtenu dans le cas d'essai de l'extraction de toute l'énergie contenue dans le vent sera nul. C'est la cause que la loi de betz précise qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de 16/27 de l'énergie cinétique du vent [18,19].

Le système de la figure II.11 représente un tube de courant autour d'une éolienne a axe horizontale dont  $V_A$  représente la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur et  $V_B$  la vitesse en avale.

Cette théorie indique que pour obtenir une puissance maximale au niveau du rotor, il faut que le vent en avale  $V_B$  soit égale au tiers du vent en avant  $V_A$ .

$$\frac{V_B}{V_A} = \frac{1}{3}$$



**Figure II.11 : Déplacement du vent en éolienne d'axe horizontal**

Etant donné que l'énergie de l'éolienne est une énergie cinétique, donc :

$$E_{eol} = \frac{1}{2} * m * v_A^2 - \frac{1}{2} * m * v_B^2 \tag{II.20}$$

Supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la vitesse moyenne entre la vitesse du vent non perturbé en avant de l'éolienne et la vitesse du vent après le passage à travers le rotor [5], donc :

$$V_m = \frac{V_A + V_B}{2} \tag{II.21}$$

La masse d'air en mouvement de densité  $\rho$  traverse une surface  $S$  dans une distance  $x$  est :

$$m = \rho * \text{Volume} = \rho * S * x \tag{II.22}$$

Avec :

$$x = V_m * t \tag{II.23}$$

En remplaçant dans l'équation de l'énergie on obtient :

$$E_{eol} = \frac{1}{2} * \rho * S * \frac{V_A+V_B}{2} * t * (v_A^2 - v_B^2) \quad (II.24)$$

Considérant que la puissance est la variation (production ou consommation) d'énergie au cours d'une durée, c'est un débit d'énergie ; Energie = Puissance \* durée.

Il en résulte l'expression de la puissance, absorbée par l'éolienne, suivante :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} * \rho * S * \frac{V_A+V_B}{2} * (v_A^2 - v_B^2) \quad (II.25)$$

Pour le cas théorique où le vent est considéré non perturbé, traversant la même surface sans diminution de vitesse, la puissance extraite théoriquement est alors :

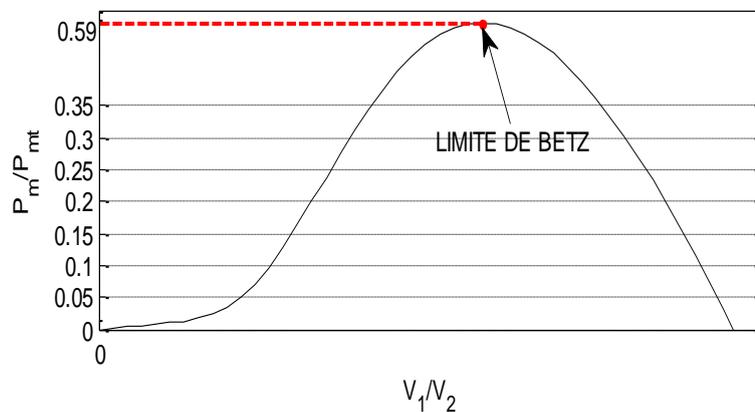
$$P_{eolth} = \frac{1}{2} * \rho * S * v_A^3 \quad (II.26)$$

Ce qui permet d'établir le ratio entre la puissance du vent absorbée par l'éolienne et la puissance totale théoriquement disponible comme suit :

$$\frac{P_{eol}}{P_{eolth}} = \frac{\left(1 + \frac{V_A}{V_B}\right) \left(1 - \frac{V_A}{V_B}\right)^2}{2} \quad (II.27)$$

Ce ratio expose un maximum ; connu par la limite de Betz qui n'est concrètement jamais atteinte car chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance  $C_p$  exprimé en fonction du rapport de la vitesse de l'extrémité des pâles et la vitesse du vent. [14,18]

Le ratio des puissances en fonction du ratio de vitesses désigner par le coefficient de puissance  $C_p$ , permet l'obtention de la courbe illustrée par la figure (II.12).



**Figure II.12:** Coefficient de puissance  $C_p$

### 2.3 Modèle de l'arbre de transmission (arbre mécanique)

Un arbre de transmission, s'il transmet une puissance d'un moteur à une machine ou à un élément de machine.

L'arbre est composé d'une masse correspondante à l'inertie du rotor de la turbine supportant les pales, le moyeu, et une petite inertie représentant le rotor de la génératrice.

Dans le modèle mécanique proposé, l'inertie totale  $J$  est celle de la génératrice  $J_g$  et l'inertie de la turbine ramenée au rotor de la génératrice  $J_t$ .

$$J = J_g + J_t G^2 \quad (\text{II.28})$$

L'évolution de la vitesse mécanique  $\Omega$  dépend du couple appliqué au rotor de la génératrice qui la résultante d'un couple électromagnétique produit par la génératrice  $C_{mec}$ , d'un couple de frottement visqueux  $C_{vis}$  et d'un couple du multiplicateur de vitesse  $C_g$ .

$$C_{mec} = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{II.29})$$

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (\text{II.30})$$

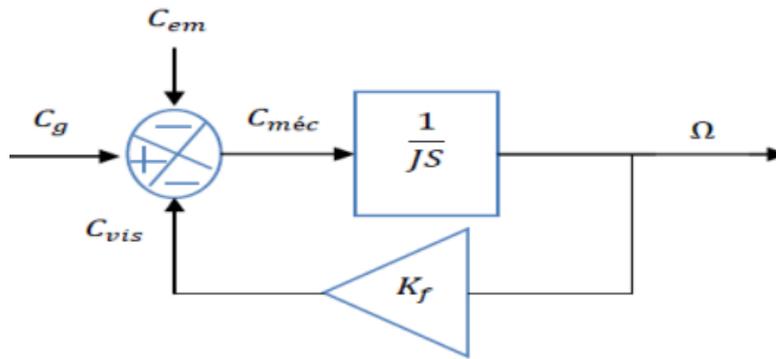
Le couple issu du frottement est modélisé par le coefficient de frottement visqueux  $K_f$  :

$$C_{vis} = K_f \cdot \Omega \quad (\text{II.31})$$

En remplaçant (II.28) et (II.29) dans (II.30), nous avons

$$C_g - C_{em} = J \frac{d\Omega}{dt} + K_f \cdot \Omega \quad (\text{II.32})$$

A partir des équations précédentes le schéma bloc de l'arbre mécanique sont représentés comme suit :



**Figure II.13:** Le Schéma bloc du modèle de l'arbre mécanique

## 2.4 Modèle du multiplicateur

Il est l'élément qui assure la transformation de la vitesse mécanique de la turbine en vitesse de la génératrice, supposé rigide et modélisé par un simple gain [13]. Selon les formules mathématiques suivantes :

- Pour adapter la vitesse de la turbine à celle du générateur :

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{aer}} \quad (\text{II.33})$$

- Pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur :

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (\text{II.34})$$

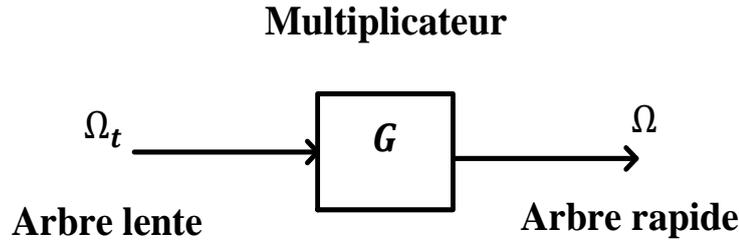


Figure II.14: Modèle du multiplicateur

## 2.5 Schéma bloc du modèle de la turbine

Le modèle mécanique proposé, considère l'inertie totale  $J$ , constituée de l'inertie de la turbine reporté sur le rotor de la génératrice (de la turbine après le multiplicateur), et l'inertie de la turbine après le multiplicateur.

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_m; \quad (\text{II.35})$$

Avec l'équation fondamentale de la dynamique qui permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple  $C_{tot}$  qui s'applique au rotor ;

$$C_{tot} = J \frac{d\omega_{mec}}{dx}; \quad (\text{II.36})$$

Avec :

$$C_{tot} = C_g - C_{em} - C_{mec} = J \frac{d\omega_{mec}}{dx}; \quad (\text{II.37})$$

En appliquant la transformation de Laplace :

$$C_g - C_{em} = JP\omega_{mec} + \omega_{mec}f; \quad (\text{II.38})$$

Donc trouvant l'équation de la vitesse mécanique :

$$\omega_{mec} = (C_g - C_{em}) \frac{1}{J*s+f}; \quad (\text{II.39})$$

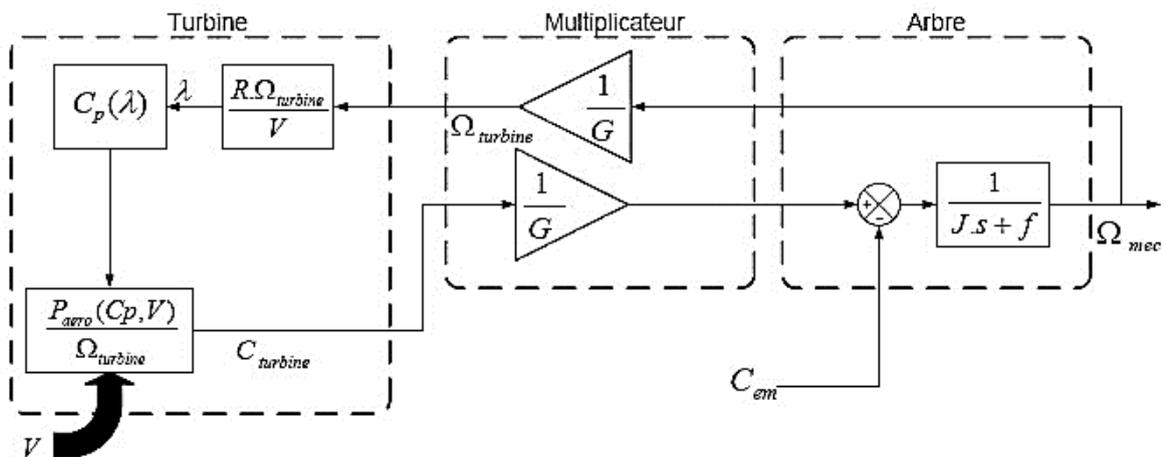


Figure II.15 : Schéma bloc du modèle de la turbine

## **2.5 Stratégies de commande de la turbine éolienne**

En cas de vents violents, la turbine éolienne doit être sécurisée pour éviter les ruptures mécaniques par des stratégies de commande qui permet aussi de délimiter la puissance nécessaire précisé par le dimensionnement de l'arbre de la turbine, dénommée puissance nominale. Cette puissance est obtenue à partir d'une vitesse nominale du vent relatif.

Lorsque la vitesse du vent est supérieure à  $V_n$  la turbine doit modifier ses paramètres afin d'éviter sa destruction mécanique, en faisant de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. La plupart des grandes turbines éoliennes utilise deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice [20].

Citant les deux stratégies de contrôle aérodynamique existent en vue de limiter la puissance extraite, à la valeur nominale de la puissance de la génératrice :

- Le système "pitch" ou "à pas variable" permet de régler la portance des pales en fonction de la vitesse vent afin de conserver une puissance essentiellement constante dans la 3<sup>ème</sup> zone de vitesse.
- Le système de « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste étant donné que la forme des pales entraîne une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse du vent mais la courbe de puissance diminue plus rapidement : il s'agit donc d'une solution passive.

La différence entre les deux systèmes antérieurs est donc particulièrement sensible ce qui concerne les grandes vitesses du vent. Alors que les systèmes régulés par le décrochage reposent sur la conception aérodynamique des pales pour contrôler le couple aérodynamique ou la vitesse de rotation de la turbine à haute vitesse de vent, les systèmes régulateurs à pas variable utilisent une commande de pas active pour les pales. Cela permet aux systèmes à régulation en pas variable d'avoir une puissance de sortie constante supérieure à la vitesse nominale du vent, tandis que les systèmes à régulation à décrochage ne sont pas en mesure de maintenir une puissance de sortie constante dans les vents violents.

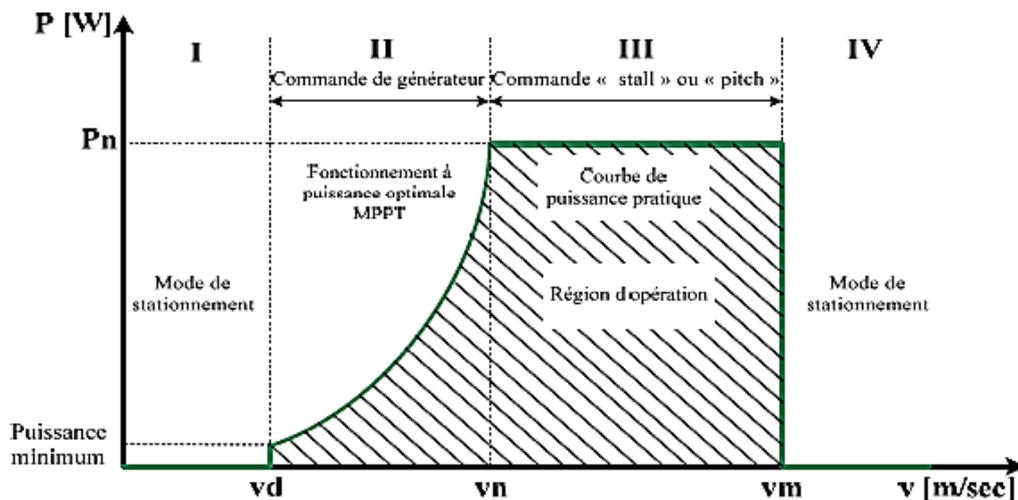
## **2.6 Stratégies de commande de la turbine éolienne**

### **2.6.1 Les différentes zones de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable**

Il est possible de distinguer quatre zones operationnelles [15,18 et 20] :

- la zone I ; ou l'éolienne fonctionne à une vitesse de rotation minimale ce qui engendre une puissance minimum (la turbine ne fonctionne presque pas).

- la zone II ; où la puissance produite par l'arbre dépend de la vitesse du vent  $v$ . Lorsque la vitesse du générateur atteint une valeur seuil, grâce à un algorithme de contrôle, l'extraction de la puissance maximale du vent, est appliqué. Pour obtenir le maximum de puissance, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale, habituellement l'angle de décalage est fixé par  $\beta=0^\circ$ . Ce procédé se poursuit jusqu'à l'obtention d'une certaine valeur de vitesse mécanique.
- la zone III ; où la vitesse de rotation est maintenue constante et la puissance  $P$  fournie demeure égale à  $P_n$ .
- la zone IV ; dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête le transfert de l'énergie afin d'éviter les ruptures mécaniques.



**Figure II.16 :** Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

### 2.6.2 Système de contrôle de l'aéro-turbine

Ce contrôle est assuré d'abord par la boucle de régulation de vitesse étant donné qu'elle est l'élément principal dans la stratégie d'optimisation de la puissance, où la vitesse de rotation est commandée par le couple électromagnétique, et de même par la boucle de régulation de puissance. Ces deux boucles de régulation interviennent pour assurer la limitation de la puissance. [18,21]

Quand la vitesse du vent diminue au-dessous de la vitesse nominale, l'angle de calage se maintient constant à une valeur optimale  $\beta_{opt}$  et la vitesse de rotation de la turbine est alors réglé par la boucle de régulation de la vitesse pour extraire le maximum de la puissance de vent. Dans le cas de rafales de vent, la vitesse de rotation peut augmenter dépassant la vitesse nominale causé par la lenteur du système d'orientation des pales [18].

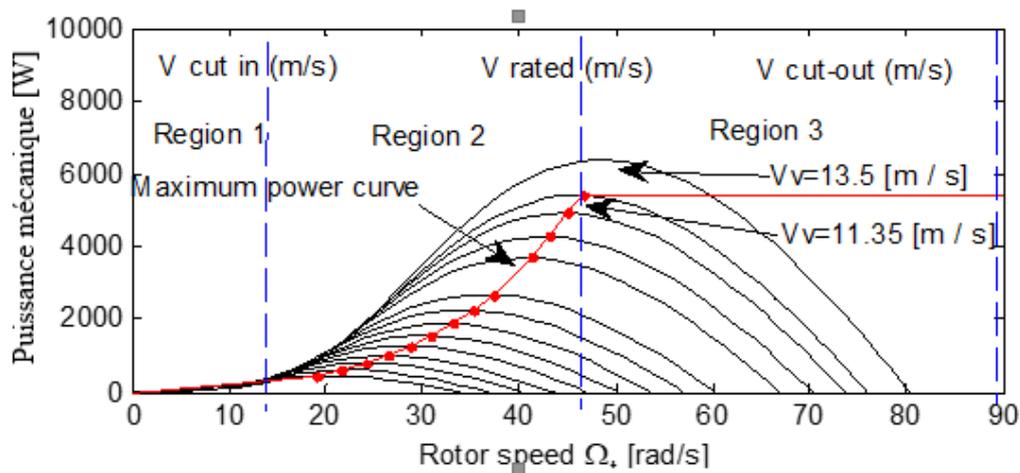
Cependant, la boucle de vitesse rétablit l'augmentation de la puissance nominale de la génératrice en réglant le dispositif d'orientation des pales par action sur le couple électromagnétique, afin de contrôler la vitesse de rotation dans la zone III. [18,21].

### 2.6.3 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

Le rechercher du point de fonctionnement à puissance optimale, nécessite l'étude des caractéristiques aérodynamiques de la turbine. Les méthodes adaptées pour connaître ses caractéristiques sont simple comme la logique floue, mais dans cette étude, supposant que les caractéristiques aérodynamiques de la turbine sont connues parfaitement, et que ces données sont fiables.

La figure suivante illustre la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine, chaque courbe en forme de cloche correspond à une vitesse de vent donnée. Alors, l'ensemble des sommets (points optimaux recherchés) des caractéristiques forment la courbe de puissance optimale. L'équation de cette courbe est donnée par la relation suivante :

$$P_{OPT} = \frac{1}{2} C_{P,OPT}(\lambda_{OPT}) \rho S V_{\vec{v}}^3 \quad (II.40)$$



**Figure II.17 :** Allure des points maximum de la puissance (MPPT)

La commande Maximum Power Point Tracking (MPPT) doit nécessairement être utilisée pour assurer le fonctionnement idéal de la turbine éolienne (fonctionnement dans la zone II), et pour maximiser la puissance électrique générée, l'utilisation de la stratégie de contrôle de couple électromagnétique est plus fiable pour régler la vitesse [13]. Deux approches possibles sont distinguées par la suite :

- En premier, la moins classique ; considération que la caractéristique  $C_p=f(\lambda)$  n'est pas connue.

- Deuxièmement, la plus répondeuse ; supposant que la caractéristique  $C_p=f(\lambda)$  est connue, il est nécessaire de suivre la courbe optimale de puissance pour que l'éolienne fonctionne dans des conditions optimales.

### 2.7 Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

Les techniques d'extraction du maximum de puissance consistent à déterminer la vitesse de la turbine. Cette dernière est influencée par l'application de trois couples : un couple éolien, un couple électromagnétique et un couple résistant. En simplifiant l'ensemble, on regroupe le couple éolien et le couple résistant pour finir par avoir seulement deux couples qui influencent la vitesse mécanique, le couple provenant du multiplicateur  $C_g$  et le couple électromagnétique  $C_{em}$ .

On suppose que la machine électrique et son variateur sont idéaux et quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence.  $C_{em} = C_{em-ref}$

Le couple électromagnétique de référence  $C_{em-ref}$  est obtenu par :

$$C_{em-ref} = C_{ass}(\Omega_{ref} - \Omega_{mec})$$

Où :

$C_{ass}$  : est le régulateur de vitesse.

$\Omega_{ref}$  : est la vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer ( $\Omega_{turbine-ref}$ ) pour maximiser la puissance extraite (II.33) ;  $\Omega_{ref} = G\Omega_{turbine-ref}$ .

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale du ratio de vitesse  $\lambda_{Cpmax}$  (à  $\beta$  constant et égal à 0) permettant d'obtenir la valeur maximale du  $C_p$ , elle est obtenue de l'équation (II.18) :

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{(V \cdot \lambda_{Cpmax})}{R_t}$$

Le correcteur de vitesse doit contrôler la vitesse mécanique à sa valeur de référence et atténuer l'effet du couple éolien qui définit l'entrée perturbatrice.

### 2.8 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanent

La modélisation est la conception d'un modèle mathématique simplifié afin de réduire la machine électrique en un simple système d'équation différentielle. La mise au point du modèle mathématique des machines est une phase nécessaire en prévision de la commande et la simulation de leurs fonctionnements.

La rationalisation des systèmes d'équation s'effectue par un changement de repère des différentes grandeurs triphasées de la MSAP.

Ce changement référentiel consiste à remplacer le système triphasé 'abc' par le système diphasé (d, q), utilisant le repère de Park.

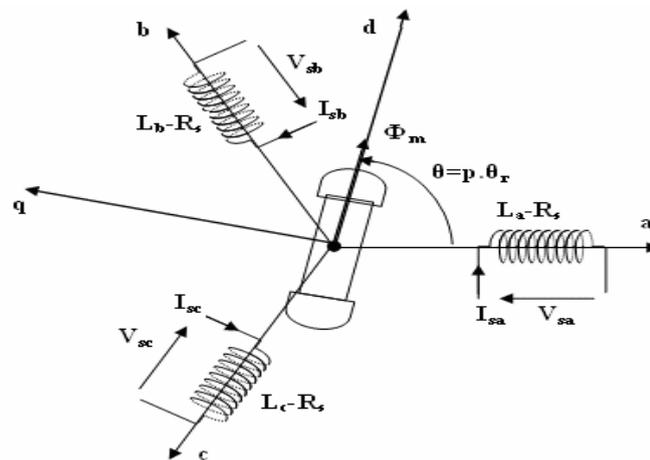
### 2.8.1 Hypothèses simplificatrices

Le système d'équations de la machine synchrone est embrouillé [22], dont sa modélisation est soumise aux hypothèses simplificatrices habituelles suivantes :

- La répartition sinusoïdale des forces magnétomotrices (FMM).
- Le circuit magnétique de la machine non saturé.
- Ne pas tenir compte les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques.
- Les phénomènes d'hystérésis, courants de Foucault et l'effet de peau sont négligés.
- L'effet de la température sur les résistances est négligeable.

### 2.8.2 Modèle Park de la MSAP

La représentation schématique de la machine synchrone à aimants permanents dans l'espace électrique est donnée sur la figure :



**Figure II.18:** Représentation schématique de la MSAP

Pour le système d'axe de référence au stator 'abc' : la phase (a) est choisie de sorte que la force magnétomotrice est maximale avec l'application d'un courant positif maximal à cette phase. Les axes de références de la phase (b) et (c) sont fixés à 120° et 240° en avance de l'axe (a). Donc le flux total dans chaque phase peut être écrit par les équations qui suivent :

$$\begin{cases} \Phi_a = \Phi_f \cos(p\theta) \\ \Phi_b = \Phi_f \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \Phi_c = \Phi_f \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.41})$$

Le système d'axe de référence au rotor d-q est choisi de sorte que le flux de magnétisation est en phase avec l'axe d. L'axe q est fixé à 90° en avance de cet axe. L'angle séparant l'axe du rotor et l'axe du stator représente la position électrique du rotor de la machine  $\theta = p * \theta_r$ .

Le système d'axe de référence au rotor d-q tourne à la vitesse  $\omega = p * \frac{d\theta}{dt}$  tandis que le système d'axe de référence au stator abc reste fixe, où  $\omega$  est la fréquence électrique du système. La relation qui relie la fréquence électrique  $\omega$  et la vitesse de rotation mécanique du rotor  $\Omega$  présentée par l'expression suivante  $\omega = p * \Omega$ , où p est le nombre de paires de pôles de la machine.

Dans le cadre des hypothèses simplificatrices et pour une machine équilibrée les équations de la machine s'écrivent comme suit :

**Equations électriques :**

Les équations générales des tensions s'obtiennent en écrivant la loi de Faraday pour chacun des enroulements en considérant la chute de tension ohmique.

Comme les enroulements rotoriques équivalents à la cage sont en court-circuit, la tension appliquée est nulle :

$$\begin{cases} V_{sa} = R_s I_{sa} + \frac{d\Phi_{sa}}{dt} \\ V_{sb} = R_s I_{sb} + \frac{d\Phi_{sb}}{dt} \\ V_{sc} = R_s I_{sc} + \frac{d\Phi_{sc}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.42})$$

$$\begin{cases} 0 = R_r I_{rd} + \frac{d\Phi_{rd}}{dt} \\ 0 = R_r I_{rq} + \frac{d\Phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.43})$$

Designé par :

$V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}$ ; Les tensions des trois phases statoriques

$I_{sa}, I_{sb}, I_{sc}$ ; Les courants traversant les phases statoriques

$\Phi_{sa}, \Phi_{sb}, \Phi_{sc}$ ; Les flux traversant les enroulements statoriques.

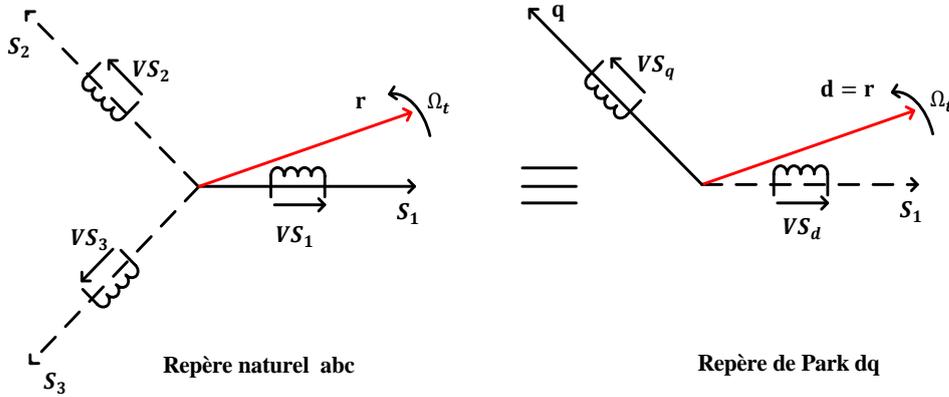
$R_s$  : La résistance des phases statoriques.

Les équations (II.37) peuvent s'écrire sous forme matricielle

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.44})$$

**Passage au repère de Park :**

Etant donné que le modèle dynamique de la machine est difficile à travailler avec, sa simplification se fait par le changement de repère. Cette transformation mathématique engendre la transformation des trois bobines statoriques fixes diphasées de 120° en deux bobines fictives équivalentes déphasées de 90°, situées sur le rotor. Ces bobines fictive (d,q) tournent avec le rotor, produisant le même effet des trois bobines fixes. [13,23]



**Figure II.19:** Passage du repère naturel ‘abc’ du stator au repère ‘dq’ de Park

Cette transformation mathématique est rappelée ci-dessous pour les courants (II.44). Elle est parfaitement définie quel que soit  $\theta$ . Elle est orthogonale et possède une matrice inverse.

$$\begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \\ I_{so} \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.45})$$

Dans ce repère, on obtient un modèle relativement simple où la machine est représentée par deux circuits électriques couplés, l’un suivant l’axe d et l’autre suivant l’axe q.

Les équations des tensions statoriques aux bornes des bobinages équivalents d’axe d et d’axe q s’écrivent :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_d \\ \Phi_q \end{bmatrix} + \theta p \left(\frac{\pi}{2}\right) \begin{bmatrix} \Phi_d \\ \Phi_q \end{bmatrix} \quad (\text{II.46})$$

$$\text{Où : } p(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin -\theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (\text{II.47})$$

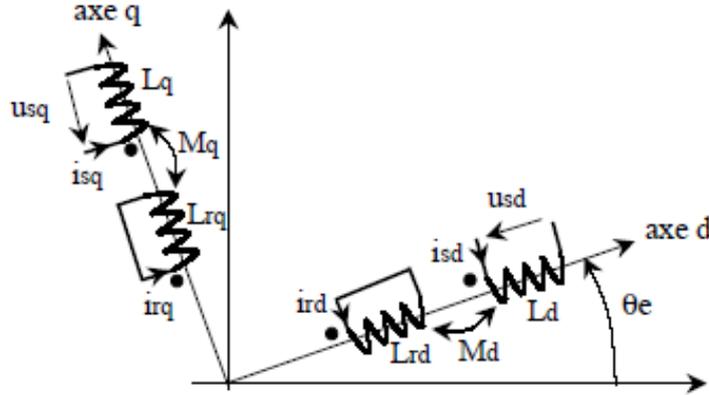
**Équations magnétiques :**

Pour les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs,  $\psi_d$  et  $\psi_q$  sont fonctions linéaires des courants  $I_d$  et  $I_q$ . Comme suit :

$$\begin{cases} \Phi_d = L_d I_d + \Phi_f \\ \Phi_q = L_q I_q \end{cases} \quad (\text{II.48})$$

$L_d, L_q$  Sont les inductances directes, et elles sont supposées indépendantes de  $\theta$ .

$\psi_f$  Représente le flux des aimants.



**Figure II.20:** Représentation schématique de la MSAP dans le repère (d,q)

En substituant l'expression du flux dans l'équation (II.44), on obtient :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \omega p \left( \frac{\pi}{2} \right) \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \quad (\text{II.49})$$

Avec :

$$\omega = p \Omega_t$$

$p$  est le nombre de paires de pôles et  $\Omega_t$  est la vitesse angulaire du rotor.

$e_d, e_q$  sont les composantes directes de la F.E.M. qui dépend de :

$$\begin{cases} e_d = 0 \\ e_q = \omega \Phi_f \end{cases} \quad (\text{II.50})$$

Utilisant la convention génératrice, les courants  $I_d$  et  $I_q$  sont inversés dans le repère de Park figure II.17, donc le modèle mathématique final de la génératrice synchrone à aimants permanent ainsi obtenu s'écrit sous la forme suivante :

$$\begin{cases} V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - \omega L_q I_q \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + \omega (L_d I_d + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{II.51})$$

**Puissance et couple électromagnétique :**

La puissance est exprimée par la relation suivante :

$$P_s = V_d I_d + V_q I_q \quad (\text{II.52})$$

Donc :

$$P_s = R_s(I_d^2 + I_q^2) + (I_d \frac{d}{dt} \Phi_d + I_q \frac{d}{dt} \Phi_q) + \frac{d\theta}{dt} (\psi_d I_q - \Phi_q I_d) \quad (II.53)$$

Où :

- La puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator est représentée par :

$$R_s(I_d^2 + I_q^2)$$

- La variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator par :

$$(I_d \frac{d}{dt} \Phi_d + I_q \frac{d}{dt} \Phi_q)$$

- La puissance électromagnétique par :  $\frac{d\theta}{dt} (\Phi_d I_q - \Phi_q I_d)$

En reconnaissant

$$\omega = p\Omega_t = \omega, \text{ et } P_s = C_{em}\Omega_t \quad (II.54)$$

L'expression du couple électromagnétique peut être exprimé par :

$$C_{em} = p (\Phi I_q - \Phi_q I_d) \quad (II.55)$$

Donc, on peut écrire :

$$C_{em} = p(L_d - L_q)I_d I_q + I_q \Phi_f p \quad (II.56)$$

### Équation mécanique

L'équation de la dynamique de la GSAP est donnée par l'équation de mouvement suivante :

$$C_m - C_{em} - f\Omega_t = J \frac{d\Omega_t}{dt} \quad (II.57)$$

$C_m$  : Le couple moteur appliqué sur la génératrice.

$f\Omega$  : Le couple de frottement.

$J$  : Moment d'inertie total de la machine.

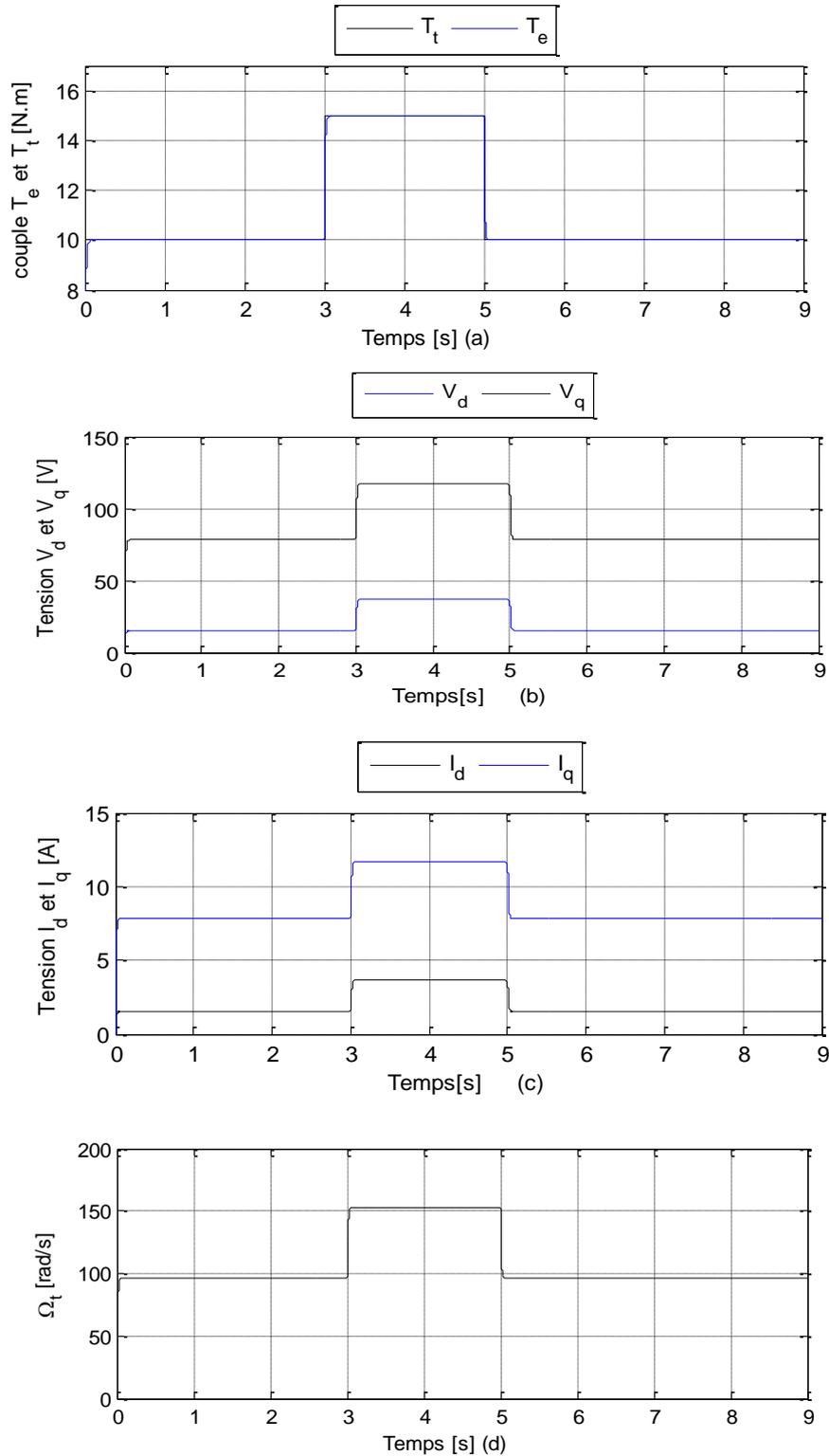
$f$  : Coefficient de frottement visqueux.

### 2.8.3 Simulation de la MSAP

L'étude théorique précédentes est complétée par une simulation numérique, effectuée sous l'environnement Matlab/Simulink. Afin d'avoir une vue plus exacte sur le modèle étudié.

Pour visualiser l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique, l'application d'un couple moteur sous forme d'escalier au générateur alimenté par une charge purement résistive est nécessaire.

Nous avons constaté, d'après la figure II.21 (a, b, c et d) que la variation du couple mécanique (augmentation ou diminution), provoque la même variation dans les courbes de courants, tension et vitesse de rotation. Ce qui montre que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie et la charge alimentée.



**Figure II.21:** Simulation de GSAP sur une charge résistive séparée

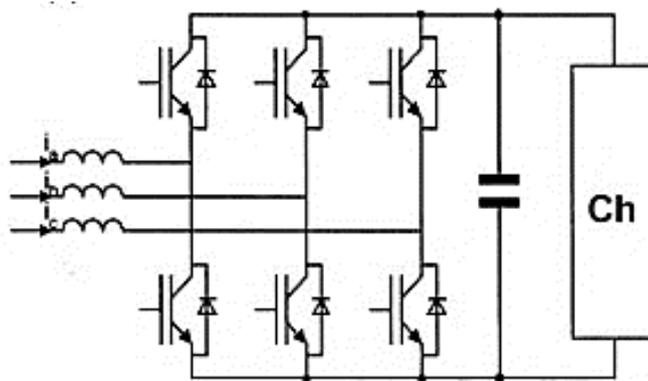
## 2.9 Modélisation de convertisseur

La modélisation vise à établir un lien entre les grandeurs de commande et les grandeurs électriques de la partie alternative et continue du redresseur. Dans cette étude, on considère le cas idéal d'un redresseur triphasé qui est modélisé à l'aide de commutateurs parfaits instantanés.

Pour les besoins domestiques et industriels, le monde moderne à besoin de plus en plus d'énergie électrique continue. La croissance de la consommation de l'énergie électrique continue exige l'utilisation des convertisseurs AC/DC et en particulier les redresseurs triphasés à base de diodes pour alimenter certains équipements. L'utilisation de ce type de convertisseurs donne de bons résultats du point de vue industriel et économique vue que les performances des procédés sont nettement améliorées et le coût de fonctionnement des équipements est clairement diminué, ce qui explique la grande utilisation de ces convertisseurs [24].

Les redresseurs à MLI s'adaptent aux évolutions de la charge et du réseau électrique est ceci sans modifier les installations ce qui leurs donne le privilège d'être appliqué dans plusieurs domaines, exemple les entrainements par machines électriques triphasé, les éoliennes [25].

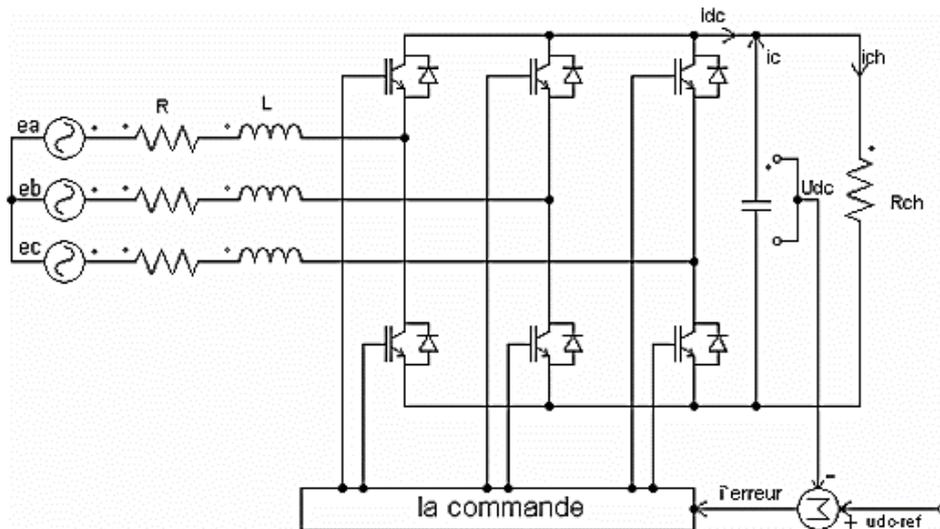
La topologie employée engendre des modifications de la structure interne du redresseur en remplaçant les thyristors par des interrupteurs entièrement commandable à l'ouverture et à la fermeture ; transistors IGBT en anti parallèle avec des diodes. Figure II.22.



**Figure II.22:** Topologie d'un redresseur triphasé

Les redresseurs MLI sont des onduleurs fonctionnant de façon réversible en courant dans le deuxième mode de fonctionnement. Grâce à la commande MLI, ces convertisseurs peuvent prendre des courants sinusoïdaux à partir du réseau alternatif et garantir également un facteur de puissance unitaire.

Le redresseur à MLI de tension, Figure II.23, est simplement un onduleur de tension utilisé à l'inverse permet de produire une tension continue à partir d'un réseau alternatif, mais en absorption sinusoïdale de courant [26].



**Figure II.23:** Topologie de base d'un redresseur de tension

Il fonctionne en gardant la tension du bus continu à une valeur de référence désirée, en utilisant une commande en boucle fermée. Pour accomplir cette tâche, la tension du bus continu  $U_{dc}$  est mesurée et comparée avec une référence  $U_{dc-ref}$ , le signal d'erreur produit de cette comparaison est employé pour commuter les six interrupteurs du redresseur à la fermeture et à l'ouverture. De cette façon, la puissance peut s'écouler dans les deux sens selon les conditions sur la tension du bus continu  $U_{dc}$  mesurée aux bornes du condensateur C [27].

Quand le courant  $i_{ch}$  est positif (fonctionnement redresseur), le condensateur C est déchargé, et le signal d'erreur demande au bloc de commande de plus de puissance de la source alternative. Le bloc de commande prend la puissance de la source alternative en produisant un signal MLI approprié pour les six interrupteurs. De cette façon, un écoulement plus de courant de la source alternative au côté continu, et la tension de condensateur est récupérée. Inversement, quand  $i_{ch}$  devient négatif (fonctionnement onduleur), le condensateur C est surchargé, et le signal d'erreur demande au block de commande pour décharger le condensateur, et la puissance retourne à la source alternative [28].

La commande MLI non seulement peut contrôler la puissance active, mais également la puissance réactive, ce type du redresseur permet la correction du facteur de puissance. En outre, les formes d'onde des courants de la source peuvent être maintenu comme presque sinusoïdales, ce qui réduit la distorsion de la source [27].

### 2.9.1 Modélisation de redresseur

Pour faciliter la modélisation, on applique les hypothèses suivantes :

- Interrupteurs parfaits : la commutation des interrupteurs est instantanée ; la résistance est nulle à l'état passant et infinie à l'état bloqué.
- Sources parfaites : la tension continue, nous donnent le dipôle, est constante et ne varie pas avec la puissance échangée.

Les relations des tensions d'entrée d'un redresseur de façon générale, comme suit :

$$\begin{cases} V_{ab} = (S_a - S_b)U_{dc} \\ V_{bc} = (S_b - S_c)U_{dc} \\ V_{ca} = (S_c - S_a)U_{dc} \end{cases} \quad (\text{II.58})$$

D'où on peut tirer les équations de tension simple :

$$\begin{cases} V_a = (f_a)U_{dc} \\ V_b = (f_b)U_{dc} \\ V_c = (f_c)U_{dc} \end{cases} \quad (\text{II.59})$$

Avec :

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \frac{U_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.60})$$

Donc on obtient :

$$\begin{cases} V_a = \left( S_a - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right) U_{dc} \\ V_b = \left( S_b - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right) U_{dc} \\ V_c = \left( S_c - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right) U_{dc} \end{cases} \quad (\text{II.61})$$

### 2.9.2 Principe de la commande MLI

La qualité de la tension de sortie de l'onduleur dépend fortement de la technologie de contrôle utilisé. En effet, il est impossible pour un onduleur de générer un signal uniquement en sortie Rectangle pur. Si un système de signalisation rectangulaire triphasé est disponible, alors Le contenu harmonique élevé qui ne peut pas être filtré affecte les performances complètement par charge. De nos jours, une nouvelle technique basée sur le découpage de l'onde rectangulaire dénommée la modulation de largeur d'impulsion (MLI), (Pulse Width Modulation, PWM), est largement utilisée pour la commande des onduleurs [29].

Son principe fondamental est la découpe d'une pleine onde rectangulaire (porteuse), Ainsi que la tension de sortie du convertisseur est constituée par une succession de créneaux d'amplitude égale à la tension de son alimentation et de largeur variable.

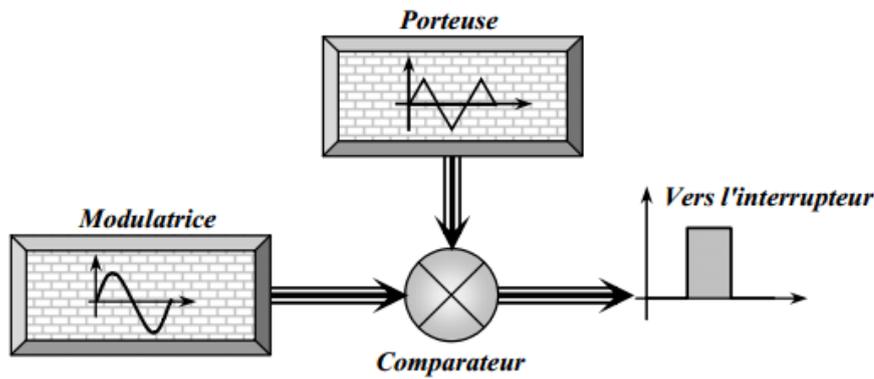


Figure II.24: Schéma synoptique de la MLI

Étant donné que la sortie de l'onduleur de tension n'est pas une onde sinusoïdale pure, donc le courant comprend également des harmoniques qui créent des pertes supplémentaires. La commande PWM est utilisée pour résoudre ces problèmes et a l'avantage de :

- Variation de la fréquence de la tension de sortie.
- Élimination de certaines harmoniques de tension.
- Elle repousse les harmoniques à des fréquences plus élevés.

L'optimisation de la commande MLI est faite par deux caractéristiques fondamentales de cette commande, citant :

- L'indice de modulation,  $m$  défini par le rapport de la fréquence de la porteuse  $F_p$  sur la fréquence de la référence  $F_r$ , donc ;  $m = \frac{F_p}{F_r}$ .
- Le taux de modulation,  $r$  définie par le rapport de l'amplitude de tension de référence  $V_m$ , sur l'amplitude de la porteuse  $V_{pm}$  ;  $r = \frac{V_m}{V_{pm}}$ .
- La modulation est synchrone lorsque,  $m$  est entier et elle est asynchrone dans le cas contraire.

### 2.9.3 Simulation numérique

Le redresseur simulé est sous une charge  $R_{ch}$  et  $L_{ch}$  couplé en étoile. Le schéma fonctionnel est défini sous Matlab par la Figure II.25 :

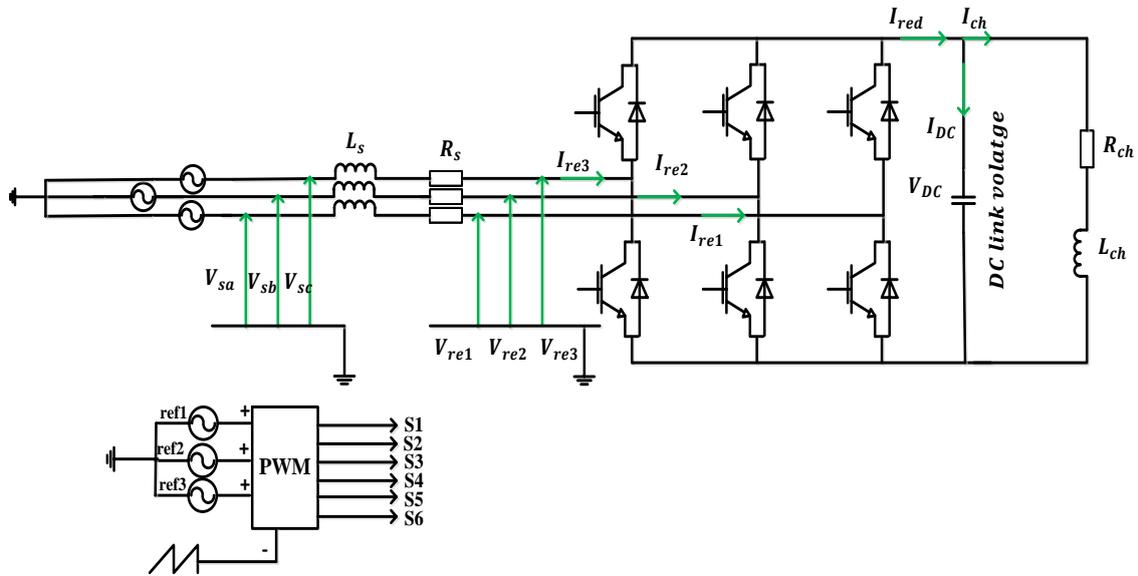


Figure II.25: Schéma fonctionnel du Redresseur à commande MLI

Dont les résultats de simulation sont donnés sur les figures suivantes :

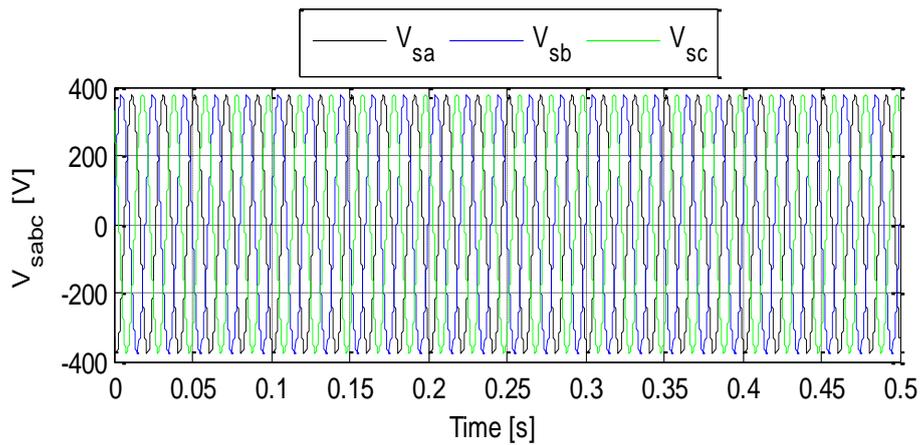
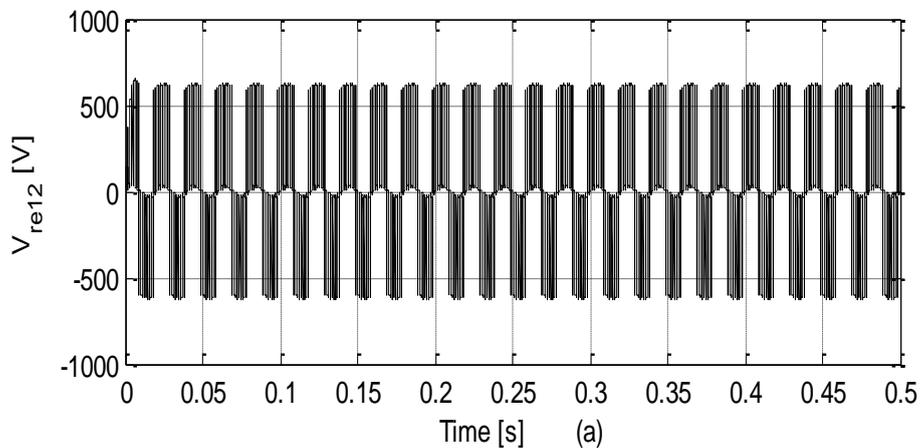


Figure II.26: Tension simple à l'entrée de redresseur MLI



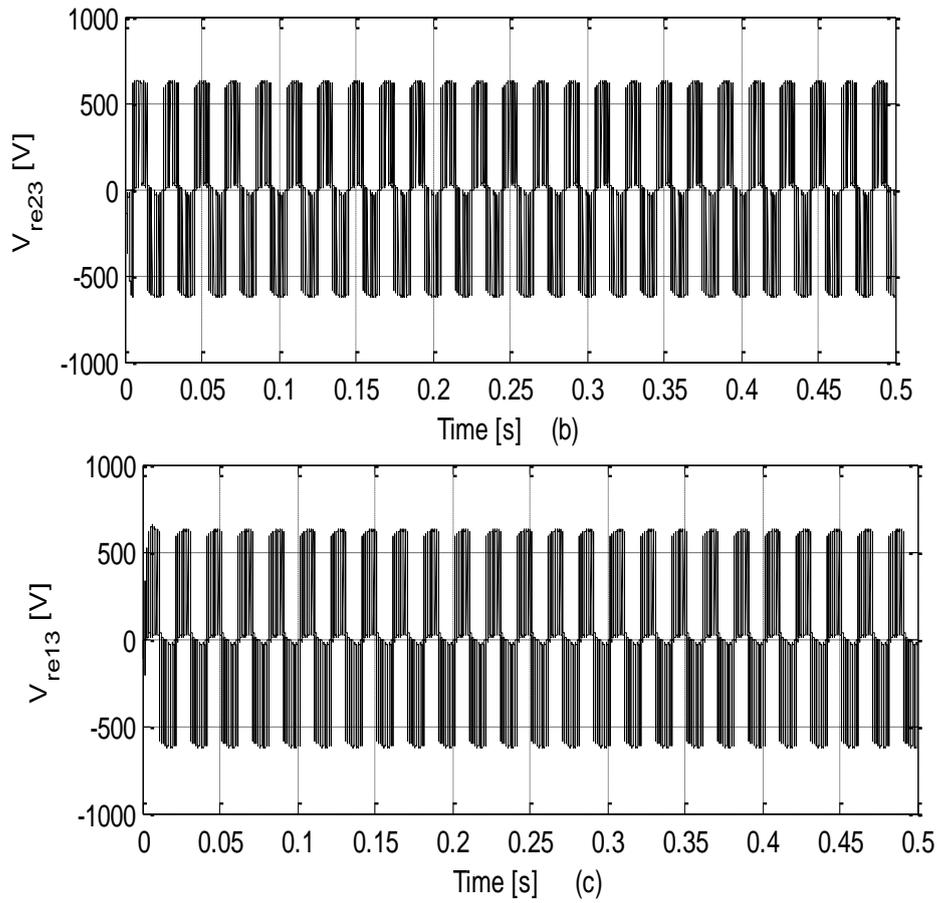
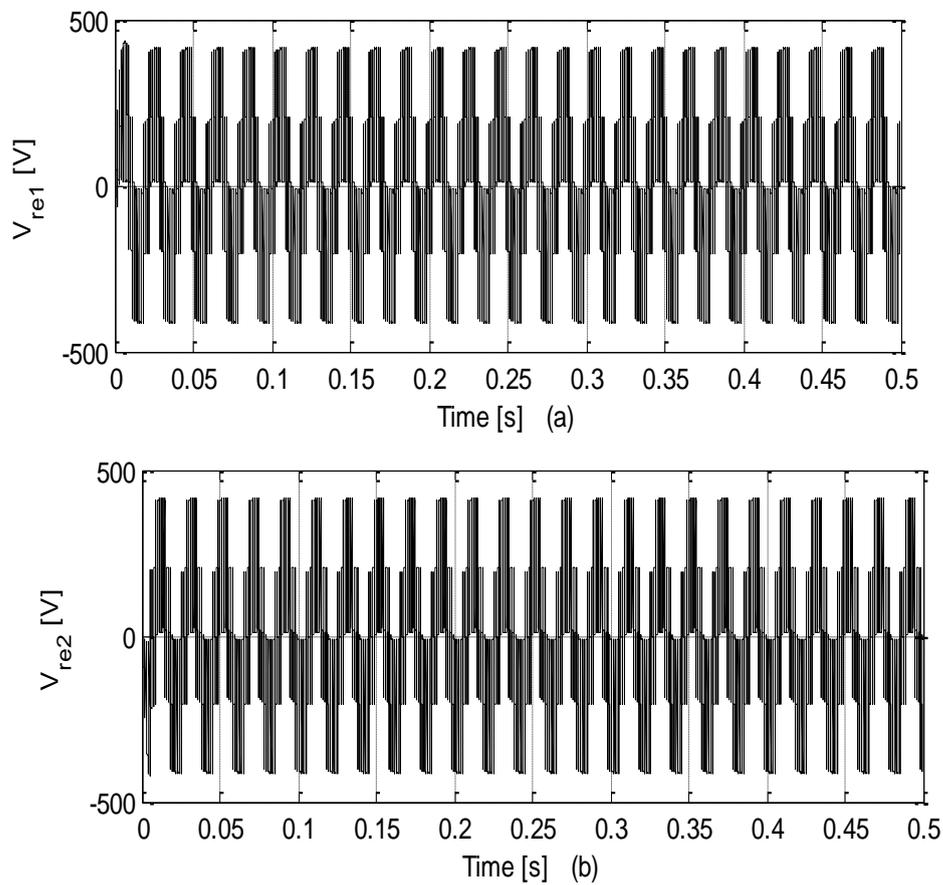


Figure II.27: Tension simple d'un redresseur à commande MLI



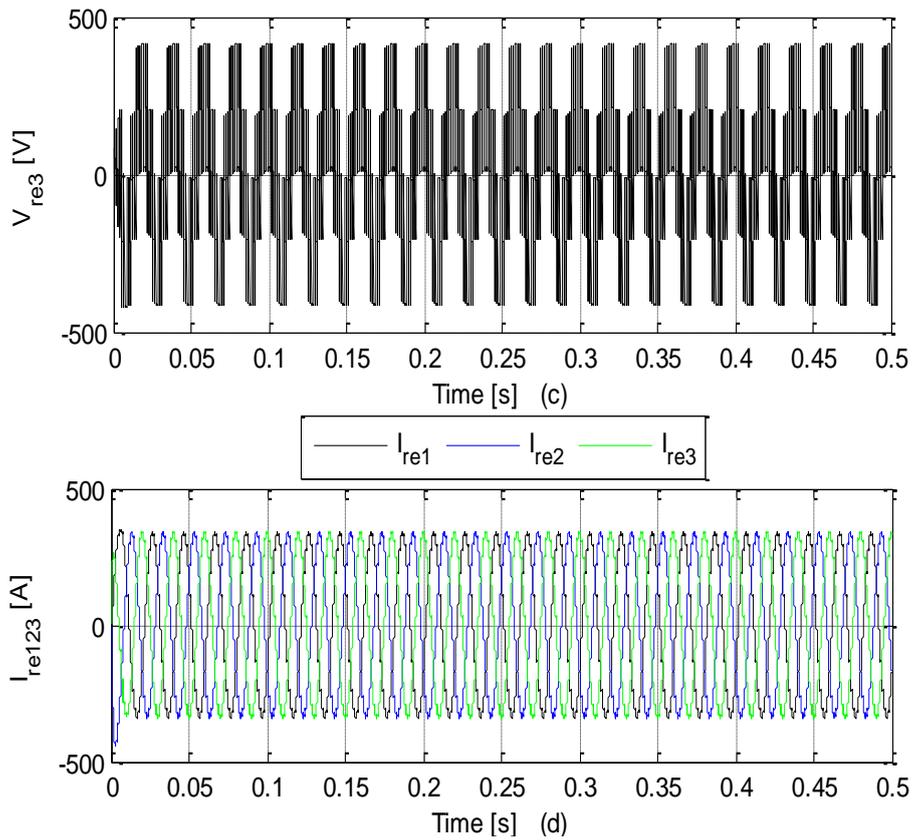


Figure II.28: Tension composé et courant de phase d'un redresseur à commande MLI

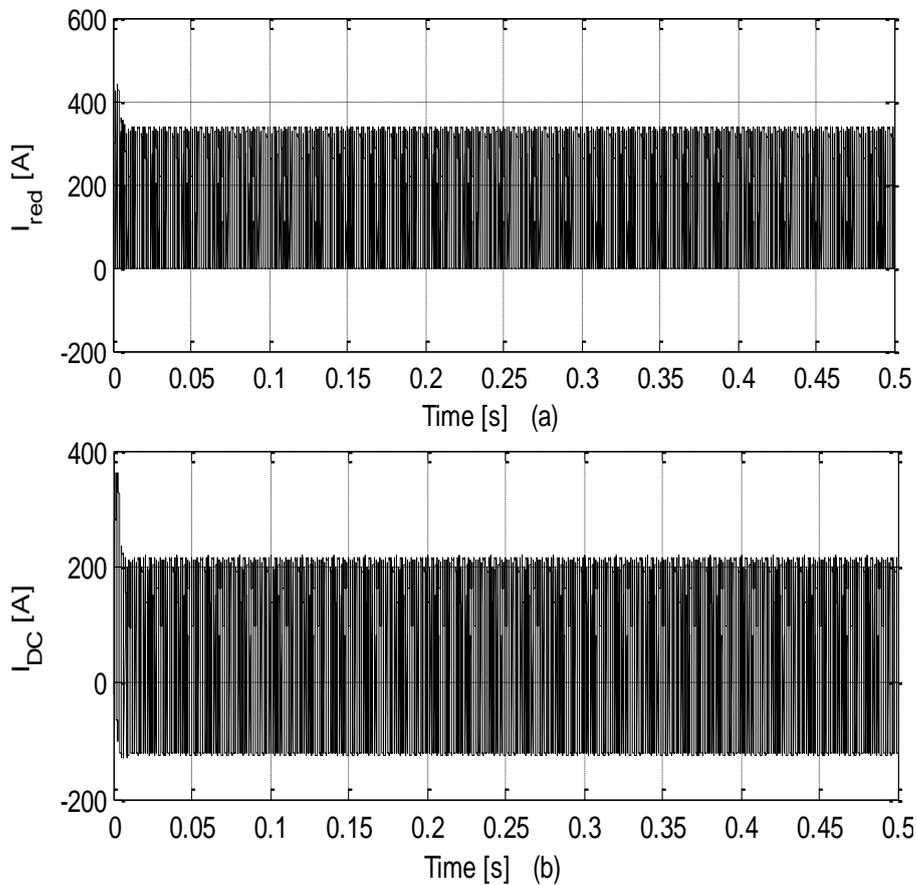
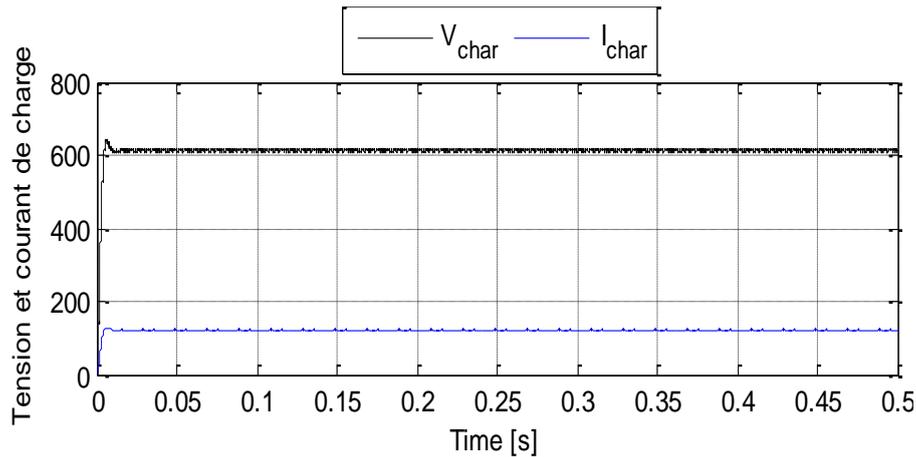


Figure II.29: Courant redressé et courant à la borne du bus continu



**Figure II.30:** Tension et courant de charge

- D'après les résultats obtenus, nous avons constatés que les courants à la sortie du redresseur sont parfaitement constants, ainsi que la tension de charge. Cela implique que ce modèle est adéquat pour notre application. Son contrôle repose sur les deux signaux de porteuse et de référence délivrée par la commande appliquée au niveau de la GSAP.

## 2.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les trois parties essentielles du système de conversion éolienne, la première représente la partie mécanique qui contient la turbine et l'arbre de la génératrice. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous avons étudié la modélisation de la machine à aimant permanent, fonctionnement en génératrice. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi. Nous avons constaté que le modèle de la machine synchrone à aimant permanent est un système à équations différentielles dont les Coefficients sont des fonctions périodiques du temps, la transformation de Park nous a permis de simplifier ce modèle. Des résultats de simulation sont présentés. Dans la dernière partie nous avons présenté le modèle du convertisseur statique, son principe de fonctionnement et la technique de commande MLI.

## *Chapitre III*

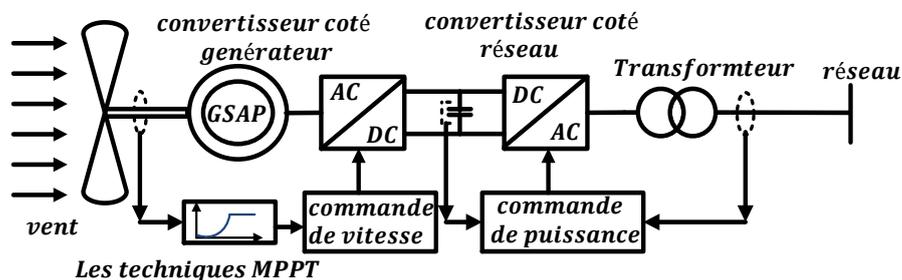
*La commande non linéaire de  
GSAP basée sur le mode glissant*

### 3.1 Introduction

Dans ce chapitre on a présenté l'état d'art, le principe de la conversion de l'énergie éolienne et modélisé les parties essentielles qui sont la turbine, génératrice, et le convertisseur statique, Puis on va à la commande vectorielle de la génératrice synchrone à aimant permanent basé sur le régulateur classique « PI » et les régulateurs de mode glissant d'ordre 1 (SMC1) et d'ordre 2 (SMC2), La dernière partie de ce chapitre montre une contribution à l'optimisation de l'un de ces régulateurs par l'élimination de phénomène de chattering, une étude comparative entre les régulateurs PI, SMC1 et SMC2 ainsi l'interprétation des résultats de simulation obtenus.

### 3.2 Description général de système de contrôle

Le modèle complet de la chaîne de conversion éolienne englobe en outre la turbine et son arbre, la GSAP, un redresseur MLI, un bus continu, un onduleur MLI, un filtre. Ce système est assez compliqué pour la génération des lois de commande qui le gère, néanmoins il suffit de partager en parties le système et ainsi suivre le flux de transfert de puissance de la turbine jusqu'au réseau.



**Figure III.1:** Système de conversion éolienne à vitesse variable basé sur MSAP

#### 3.2.1 Commande d'un convertisseur coté générateur

Dans les systèmes éoliens à vitesse variable basés sur GSAP, trois variables de système doivent être strictement contrôlée [30] :

- La puissance optimale extraite à chaque instant (convertisseur côté générateur).
- La tension du bus DC (convertisseur côté réseau).
- La puissance active et réactive injectée au réseau électrique (convertisseur côté réseau).

## Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant

Le convertisseur côté générateur, commande la vitesse de rotation du générateur pour produire la puissance maximale de sortie par l'intermédiaire du contrôle du couple électromagnétique. La logique de commande proposée du convertisseur côté générateur est représentée sur la Figure III.2. La technique MPPT produit une vitesse de référence puis, une boucle de vitesse génère la composante de courant d'axe  $q$  pour commander le couple et la vitesse de la génératrice à différentes vitesses de vent via une estimation de la valeur de référence ( $I_{dref}, I_{qref}$ ) comme le montre la Figure III.2.

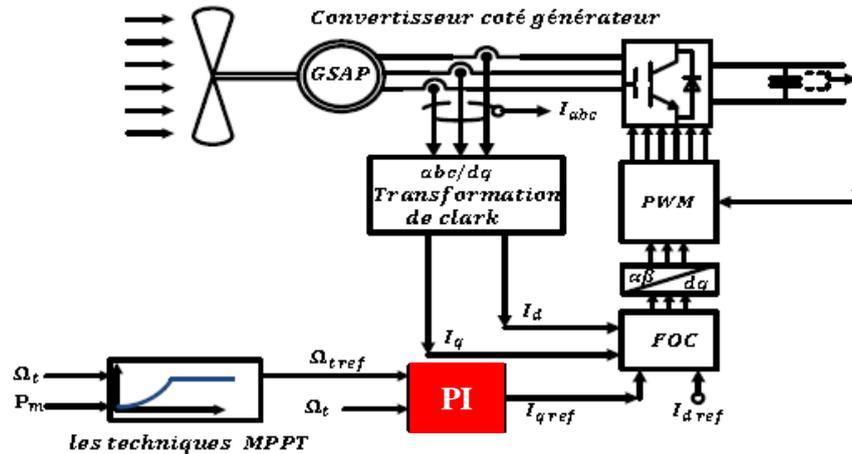


Figure III.2: Commande de convertisseur côté générateur

Le contrôle de convertisseur côté générateur se compose en deux stratégies connexes :

- L'algorithme utilise un contrôleur MPPT pour générer une référence de vitesse optimale à chaque instant.
- La boucle de commande de vitesse sur la base de régulateur PI pour fournir un couple électromagnétique de référence pour la commande FOC de générateur.

### 3.3 Commande vectorielle de la GSAP par régulateur PI

#### 3.3.1 Principe de la commande vectorielle

L'idée fondamentale de cette stratégie est d'assimiler le comportement de la machine synchrone à celui d'une machine à courant continu, c'est-à-dire un modèle linéaire et découplé ce qui permet d'améliorer son comportement dynamique.

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot P [(L_d - L_q) i_d i_q + i_q \psi_f] \quad (III.1)$$

### Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant

Parmi les stratégies de commande, on utilise souvent celle qui consiste à maintenir la composante  $i_d$  nulle. Cette stratégie permet de l'obtention d'une loi de commande simplifiée avec une relation linéaire entre le couple et le courant. On retrouve alors une caractéristique similaire à celle de la machine à courant continu à excitation séparée.

L'expression du couple devient :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot P \cdot \psi_f \cdot i_q \quad (\text{III.2})$$

Comme le flux  $\psi_f$  est constant, le couple est directement proportionnel à  $i_q$ .

Donc :

$$C_{em} = k_t \cdot i_q \quad (\text{III.3})$$

Avec :

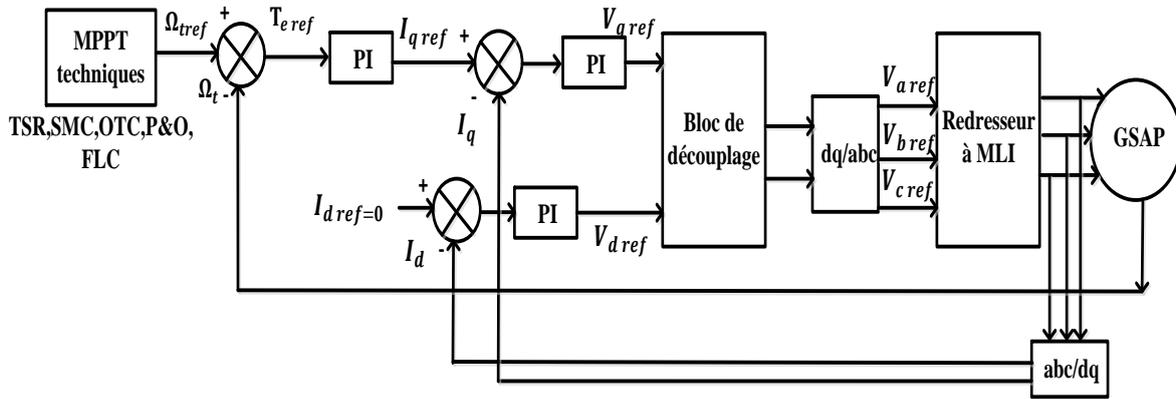
$$K_t = \frac{3}{2} \cdot P \cdot \psi_f \quad (\text{III.4})$$

Nous constatons que l'équation du couple est analogue à celle du couple de la machine à courant continu à excitation séparée et qu'un contrôle indépendant du couple et du flux est établi.

La référence de courant direct  $I_{d\text{ref}}$  est fixée à la valeur de zéro. La référence de courant quadrature  $I_{q\text{ref}}$  à la sortie de régulateur de vitesse consiste la référence de couple  $T_e$ . Les références des courants  $I_d, I_q$  sont comparées séparément avec les courants réels de GSAP. Les erreurs sont appliquées à l'entrée des régulateurs classiques de type PI, en suit un bloc de découplage a été appliqué pour générer les tensions de références  $V_{d\text{ref}}, V_{q\text{ref}}$  et par la transformation de Park, on obtient les références de tensions  $V_a, V_b, V_c$  qui sont les tensions de la commande de redresseur à commande MLI.

#### **3.4 Description du système global**

La commande vectorielle porte en général sur des machines alimentées en tension et régulées en courant sur les axes  $d, q$ . Cette topologie permet une meilleure dynamique dans la commande du couple tout en évitant les inconvénients d'une alimentation en courant. La figure III.3, représente le schéma bloc d'une régulation de vitesse de GSAP alimentée en tension et commandée par orientation du flux (les courants).



**Figure III.3:** Schéma bloc d'une régulation de vitesse de la GSAP commandée par l'orientation du flux

### 3.4.1 Découplage

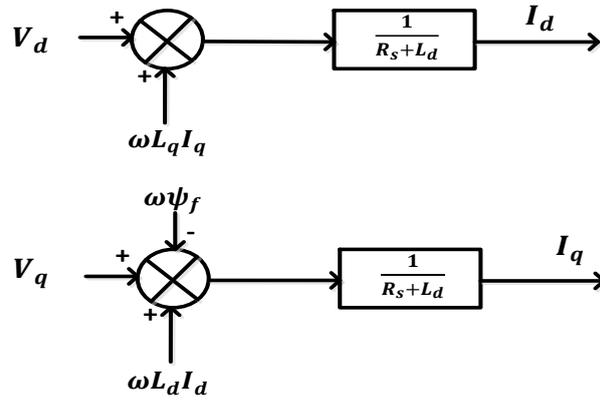
Le système d'équation (II.46) introduit au chapitre précédent présente des non linéarités dues essentiellement à la présence des termes  $I_d, I_q,$  et  $\omega I_d, \omega I_q.$  Pour cette raison nous allons ajouter des termes de découplage afin de rendre les axes  $d$  et  $q$  complètement indépendants.

L'alimentation en tension est obtenue en imposant les tensions de référence à l'entrée de la commande de l'onduleur. Ces tensions permettent de définir les rapports cycliques sur les bras de l'onduleur de manière à ce que les tensions délivrées par cet onduleur aux bornes du stator de la machine soient les plus proches possibles des tensions de référence. Mais, il faut définir des termes de compensation, car, dans les équations statoriques, il y a des termes de couplage entre les axes  $d$  et  $q.$  La compensation a pour but de découpler les axes  $d$  et  $q.$  Ce découplage permet d'écrire les équations de la machine et de la partie régulation d'une manière simple et ainsi de calculer aisément les coefficients des régulateurs [31].

Les équations statoriques comprennent, en effet, des termes qui font intervenir des courants de l'autre axe. Ces équations s'écrivent :

$$\begin{cases} V_d = (R_s + L_d s) I_d - \omega L_q I_q \\ V_q = (R_s I_q + L_q s) + \omega (L_d I_d + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

La figure III.4 représente le couplage entre les axes  $d, q$  :



**Figure III.4:** Description des couplages

À partir de l'équation (III.4), il est possible de définir les termes de découplage qui sont considérés, dans la suite, comme des perturbations vis-à-vis des régulations. Pour ne pas compliquer cette étude, nous considérons le cas de décomposition des tensions comme montré dans la Figure III.4. Dans la première équation, on sépare la tension selon l'axe  $d$  en deux parties.

Alors :

$$\begin{cases} V_d = \hat{V}_d + e_d \\ e_d = -\omega L_q I_q \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

$$\frac{I_d}{\hat{V}_d} = \frac{1}{R_s + L_d} \quad (\text{III.7})$$

La perturbation  $e_d$  est compensée par un terme identique de manière à ce que la fonction de transfert équivalente soit celle indiquée ci-dessus. On peut considérer de manière analogue la deuxième équation et définir :

$$\begin{cases} V_q = \hat{V}_q + e_q \\ e_q = \omega(L_d I_d + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

$$\frac{I_q}{\hat{V}_q} = \frac{1}{R_s + L_q} \quad (\text{III.9})$$

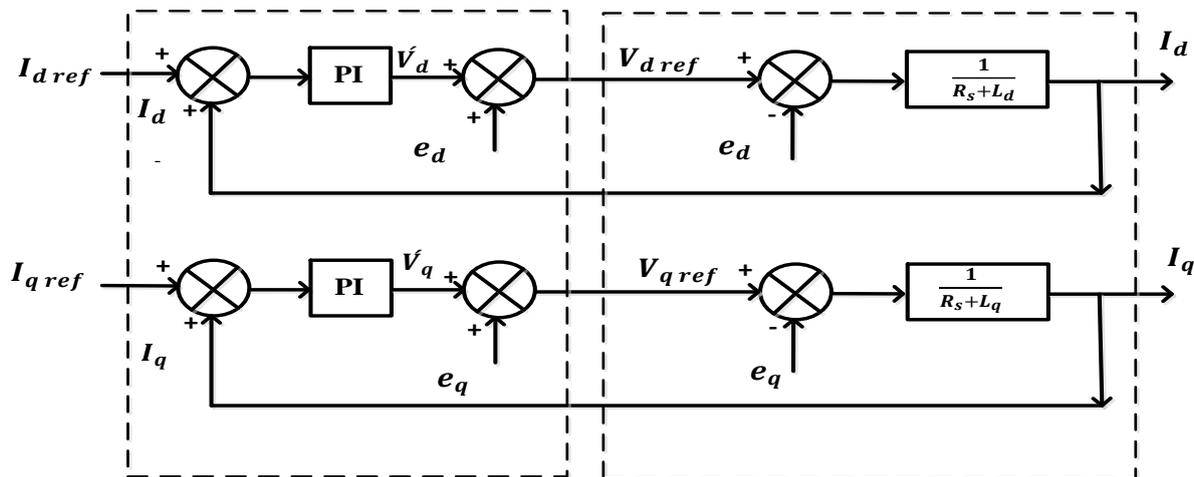


Figure III.5: Découplage par compensation

Les actions sur les axes  $d, q$  sont donc découplées :

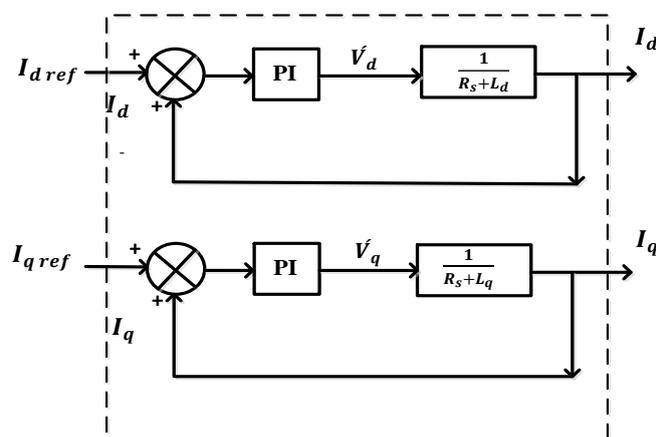


Figure III.6: Commande découplée

### 3.4.2 Calcul des régulateurs de courant

Le schéma de contrôle des courants de la commande vectorielle se réduit à deux boucles distinctes comme l'indique la figure suivante :

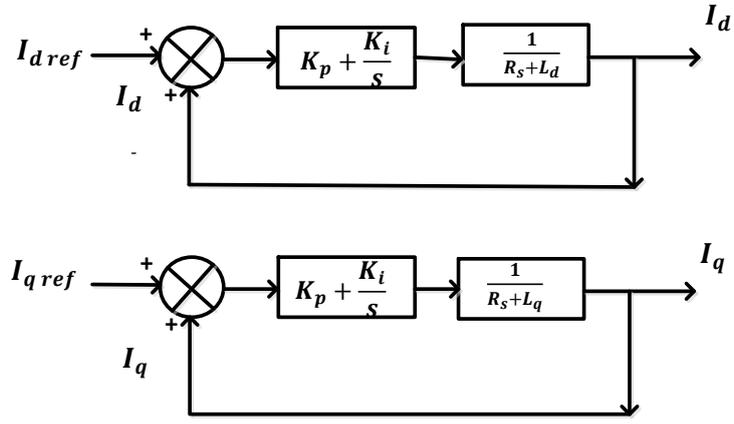


Figure III.7: Commande des courants en deux boucles indépendantes

À partir des équations (III.5), (III.6) et (III.7), on peut écrire les fonctions de transfert suivantes :

$$F_d(s) = \frac{\frac{1}{R_s}}{1+T_d s} = \frac{I_d}{V_{d1}} \quad (\text{III.10})$$

$$F_q(s) = \frac{\frac{1}{R_s}}{1+T_q s} = \frac{I_q}{V_{q1}} \quad (\text{III.11})$$

Les fonctions de transfert en boucle ouverte sont donnée par :

$$FTBO_d = \frac{K_{id}}{s} \left(1 + \frac{K_{pd}}{K_{id}} s\right) \frac{\frac{1}{R_s}}{1+T_d s} \quad (\text{III.12})$$

$$FTBO_q = \frac{K_{iq}}{s} \left(1 + \frac{K_{pq}}{K_{iq}} s\right) \frac{\frac{1}{R_s}}{1+T_q s} \quad (\text{III.13})$$

Les fonctions de transfert des courants en boucle fermée aux expressions suivantes :

$$FTBO_d = \frac{1}{1+\tau_d s} = \frac{I_d}{I_{dref}} \quad (\text{III.14})$$

$$FTBO_q = \frac{1}{1+\tau_q s} = \frac{I_q}{I_{qref}} \quad (\text{III.15})$$

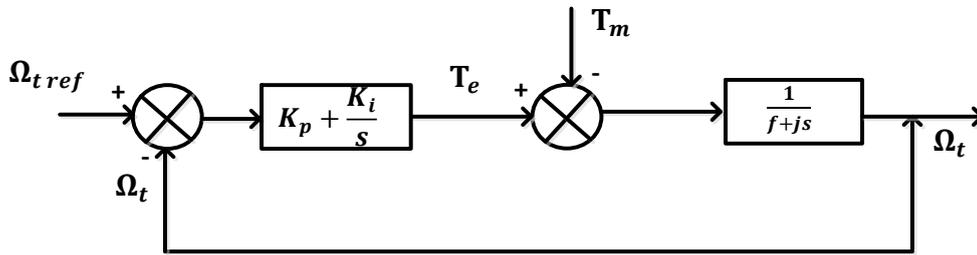
$$\tau_d = \frac{R_s}{K_{id}} \quad (\text{III.16})$$

$$\tau_q = \frac{R_s}{K_{iq}} \quad (\text{III.17})$$

Les boucles de courants correspondent donc à un premier ordre, il suffit de fixer la dynamique du système à travers un choix approprié de  $\tau_d$  et  $\tau_q$ . Celles-ci sont choisies de manière à ce que la constante de temps du système en boucle fermée soit inférieure à la constante de temps en boucle ouverte.

### 3.4.3 Calcul de régulateur de vitesse

Le régulateur de vitesse permet la détermination du couple de référence afin de maintenir la vitesse constante. En insérant un régulateur PI dans la boucle de vitesse on obtient le schéma de la figure suivante :



**Figure III.8:** Commande de la vitesse

La fonction de transfert du régulateur de vitesse est donnée par :

$$K_p + \frac{K_i}{s} = \frac{K_p}{s} \left( s + \frac{K_i}{K_p} \right) \quad (\text{III.17})$$

La fonction de transfert de la vitesse en boucle ouverte est donnée par ( $T_m=0$ )

$$FTBO_{\Omega} = \frac{K_p}{s} \left( s + \frac{K_i}{K_p} \right) \frac{1}{f+js} \quad (\text{III.18})$$

En adoptant ainsi l'expression de la fonction de transfert de la vitesse en boucle fermée qui est déterminée par:

$$FTBF_{\Omega} = \frac{\Omega_t(s)}{\Omega_{t\text{ref}}(s)} = \frac{K_p \left( s + \frac{K_i}{K_p} \right)}{K_i + (f+K_p)s + js^2} \quad (\text{III.19})$$

On déduit  $K_i$  et  $K_p$  :

$$K_i = j\omega_0^2 \quad (\text{III.20})$$

$$K_p = \frac{2\zeta K_i}{\omega_0} - f \quad (\text{III.21})$$

### **3.4.4 Avantages et inconvénients du régulateur PI**

Un régulateur PI (Proportionnel-Intégral) est souvent utilisé dans les systèmes de contrôle pour les éoliennes.

#### **Les avantages :**

- **Simplicité de conception et d'implémentation :**

Les régulateurs PI sont relativement simples à concevoir et à mettre en œuvre. Leur structure mathématique n'est pas très complexe, ce qui facilite leur intégration dans les systèmes de contrôle des éoliennes.

- **Robustesse :**

Un régulateur PI peut gérer un large éventail de conditions de fonctionnement et de variations dans le système sans nécessiter de réglages constants. Cela le rend robuste face aux perturbations et aux variations de charge, courantes dans les applications éoliennes.

- **Réduction des erreurs stationnaires :**

Le terme intégral du régulateur PI permet de corriger les erreurs stationnaires, c'est-à-dire les déviations persistantes entre la sortie réelle et la consigne souhaitée. Cela est particulièrement utile pour maintenir une performance stable de l'éolienne malgré les variations de vent.

- **Performance améliorée :**

Comparé à un régulateur proportionnel simple, le régulateur PI offre de meilleures performances en termes de rapidité de réponse et de stabilité du système.

#### **Les inconvénients :**

- **Risque d'instabilité :**

Si les paramètres du régulateur PI (les gains proportionnel et intégral) ne sont pas correctement réglés, il peut entraîner des oscillations ou même rendre le système instable. La phase de réglage est donc cruciale et peut nécessiter des essais et erreurs ou des méthodes plus sophistiquées de réglage.

- **Complexité de réglage :**

Trouver les paramètres optimaux pour un régulateur PI peut être un défi, surtout dans un environnement aussi variable que celui des éoliennes. Des conditions de vent changeantes peuvent nécessiter des ajustements fréquents des paramètres du régulateur pour maintenir des performances optimales.

- **Réponse aux perturbations :**

Bien que les régulateurs PI soient bons pour réduire les erreurs stationnaires, ils peuvent parfois avoir des difficultés à répondre rapidement aux perturbations soudaines, comme des rafales de vent. Les systèmes de contrôle plus avancés, comme les régulateurs PID (Proportionnel-Intégral-Dérivé) ou les contrôleurs adaptatifs, peuvent offrir de meilleures performances dans ces situations.

- **Limitation dans la modélisation non linéaire :**

Les régulateurs PI sont basés sur des modèles linéaires et peuvent donc être moins efficaces dans des systèmes hautement non linéaires, ce qui peut être le cas pour certains aspects du fonctionnement des éoliennes.

### **3.5 Commande vectorielle de la GSAP par mode glissant d'ordre 1 (SMC 1)**

#### **3.5.1 Systèmes à Structures Variables**

Dans Les systèmes à structures variables avec mode de glissement, la trajectoire d'état est amenée vers une surface (hyperplan). Puis à l'aide de la loi de commutation, elle est obligée de rester au voisinage de cette surface [32].

La trajectoire dans le plan de phase est constituée de trois parties distinctes :

- ❖ **Mode de convergence (MC)**

C'est le mode durant lequel la variable à régler se déplace à partir de n'importe quel point initial dans le plan de phase, et tend vers la surface de Commutation  $s(x,y)=0$ . Ce mode est caractérisé par la loi de commande et Le critère de convergence.

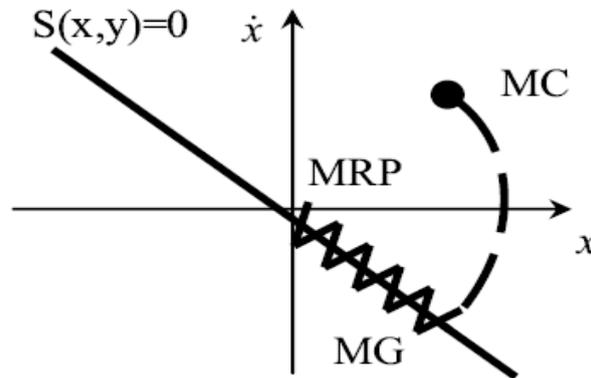
- ❖ **Mode de glissement (MG)**

C'est le mode durant lequel la variable d'état a atteint la surface de Glissement et tend vers l'origine du plan de phase. La dynamique dans ce mode est Caractérisée par le choix de la surface de glissement  $S(x,y)=0$ .

- ❖ **Mode de régime permanent (MRP)**

Ce mode est ajouté pour l'étude de la réponse du système autour du point d'équilibre (origine du plan de phase), il caractérise par la qualité et les performances de la commande. Il est utilisé spécialement pour l'étude des systèmes non Linéaires [32,33].

La figure (III.9) représente les différentes modes pour la trajectoire dans le plan de phase :



**Figure III.9:** Différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase

### 3.5.2 Conception de la commande par mode glissant [34]

La structure de ce contrôleur comporte deux parties : une partie continue représentant la dynamique du système durant le mode glissant et une autre discontinue représentant la dynamique du système durant le mode de convergence. Cette dernière est importante dans la commande non linéaire car elle a pour rôle d'éliminer les effets d'imprécisions et des perturbations sur le modèle. La conception de la commande peut être effectuée en trois étapes complémentaires définies par :

- Choix de la surface.
- L'établissement des conditions d'existence
- Détermination de la loi de commande

#### 3.5.2.1 Choix de la surface de glissement

Le choix de la surface de glissement concerne non seulement le nombre nécessaire de ces surfaces mais également leur forme. En fonction de l'application et de l'objectif visé. En général, pour un système défini par l'équation d'état suivant :

$$[\dot{X}] = [A]. [X] + [B]. [u] \tag{III.22}$$

Où  $[x] \in \mathbb{R}^n$  est le vecteur d'état,  $[u] \in \mathbb{R}^m$  vecteur de commande, avec  $n > m$

J. J. Slotine propose une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence d'une variable vers sa valeur désirée :

$$S(x, t) = \left( \frac{d}{dt} + \lambda \right)^{n-1} e(t) \tag{III.23}$$

$$e(t) = X_{ref}(t) - X(t) \tag{III.24}$$

$\lambda$  : Est une constante positive

$n$  : Est un degré relative, il présente le nombre de fois qu'il faut dériver la surface pour faire apparaître la commande

$S(x)=0$  : est une équation différentielle linéaire dont l'unique solution est  $e(x)$  pour un choix correct du  $\lambda$  gain et c'est l'objectif de la commande.

### 3.5.2.2 L'établissement des conditions d'existence

Les conditions d'existence et de convergence sont les critères qui permettent aux différentes dynamiques du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester indépendamment de la perturbation.

La fonction de LYAPUNOV est une fonction scalaire positive ( $V(x)>0$ ) pour les variables d'état du système. La loi de commande doit faire décroître cette fonction ( $\dot{V}(x) < 0$ ).

L'idée est de choisir une fonction scalaire  $S(x)$  de type énergétique qui admet une dérivée temporelle négative.

Nous définissons la fonction de LYAPUNOV comme suit :

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (\text{III.25})$$

La dérivée de cette fonction :

$$\dot{V}(x) = S(x)\dot{S}(x) \quad (\text{III.26})$$

Pour que la fonction  $V(x)$  puisse décroître, il suffit d'assurer que sa dérivée soit négative [47,48]

$$S(x)\dot{S}(x) < 0 \quad (\text{III.27})$$

### 3.5.2.3 Synthèse de la loi de commande par mode glissant [36]

La structure d'un contrôleur par mode de glissement est constituée de deux parties, une concernant la linéarisation exacte ( $u_{eq}$ ) et l'autre la stabilité ( $u_n$ )

$$u(t) = u_{eq} + u_n \quad (\text{III.28})$$

$u_{eq}$  correspond à la commande proposée par FILIPOV. Elle sert à maintenir la variable à contrôler sur la surface de glissement  $S(x)=0$ . La commande équivalente est déduite, en considérant que la dérivée de la surface est nulle  $\dot{S}(x)=0$ .

La commande discrète  $u_n$ , est déterminée pour vérifier la condition de convergence en dépit de l'imprécision sur les paramètres du modèle du système. Afin de mettre en évidence le développement précédent, on considère le système d'état (III.19). On cherche à déterminer l'expression analogique de la commande ( $u$ ).

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial t} = \frac{\partial S}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} \quad (\text{III.29})$$

En remplaçant (III.22) et (III.27) dans (III.29), on trouve :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial x} \{ [A] \cdot [x] + [B] \cdot u_{eq} \} + \frac{\partial S}{\partial x} [B] \cdot u_n \quad (\text{III.30})$$

Durant le mode de glissement en régime permanent, la surface est nulle, et par conséquent, sa dérivée et la partie discontinue sont aussi nulles. D'où, on déduit l'expression de la commande équivalente

$$u_{eq} = - \left\{ \frac{\partial S}{\partial x} [B] \right\}^{-1} \left\{ \frac{\partial S}{\partial x} [A] [x] \right\} \quad (III.31)$$

Pour que la commande équivalente puisse prendre une valeur finie, il faut que

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial x} [B] u_n \quad (III.32)$$

Durant le mode de convergence, et en remplaçant la commande équivalente par son expression dans (III.27), on obtient la nouvelle expression de la dérivée de la surface :

$$S(x) = \frac{\partial S}{\partial x} [B] U_n < 0 \quad (III.33)$$

Afin de satisfaire la condition, le signe de  $u$ , doit être opposé à celui de  $S(x) = \frac{\partial S}{\partial x} [B]$ . La

forme la plus simple que peut prendre la commande discrète est celle d'une fonction «signe».

$$u_n = K_x \text{sign}(S(x)) \quad (III.34)$$

Le signe de  $k_x$  doit être différent de celui de  $\frac{\partial S}{\partial x} [B]$ .

Cependant, cette dernière génère sur la surface de glissement, un phénomène appelé broutement (chattering), qui est indésirable car il ajoute au spectre de la commande, des composantes à hautes fréquences.

Pour remédier au problème du phénomène de broutement, la fonction «signe» est remplacée par une fonction «disse» [37], continue définie au voisinage des limites des surfaces de glissement.

$$\text{liss} = \tanh(S(x)) = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} = \frac{S(x)}{|S(x)| + \xi} \quad (III.35)$$

### **3.5.2.4 Application de la commande par mode glissant d'ordre 1 à la GSAP [38, 39 et 40]**

Après avoir présenté la théorie de la commande par mode glissant, nous allons analyser dans cette partie le comportement du système commandé par mode glissant.

On reprend l'équation de vitesse mécanique du Générateur synchrone à aimants permanents s'exprime sous la forme

$$\Omega = \frac{P}{J} [(L_d - L_q) I_d I_q + \Psi_f I_q] - \frac{1}{J} C_r - \frac{F}{J} \Omega \quad (III.36)$$

Synthèse de la commande par mode glissant :

On prend les surfaces suivantes :

$$S(\Omega) = \Omega_{ref} - \Omega \quad (III.37)$$

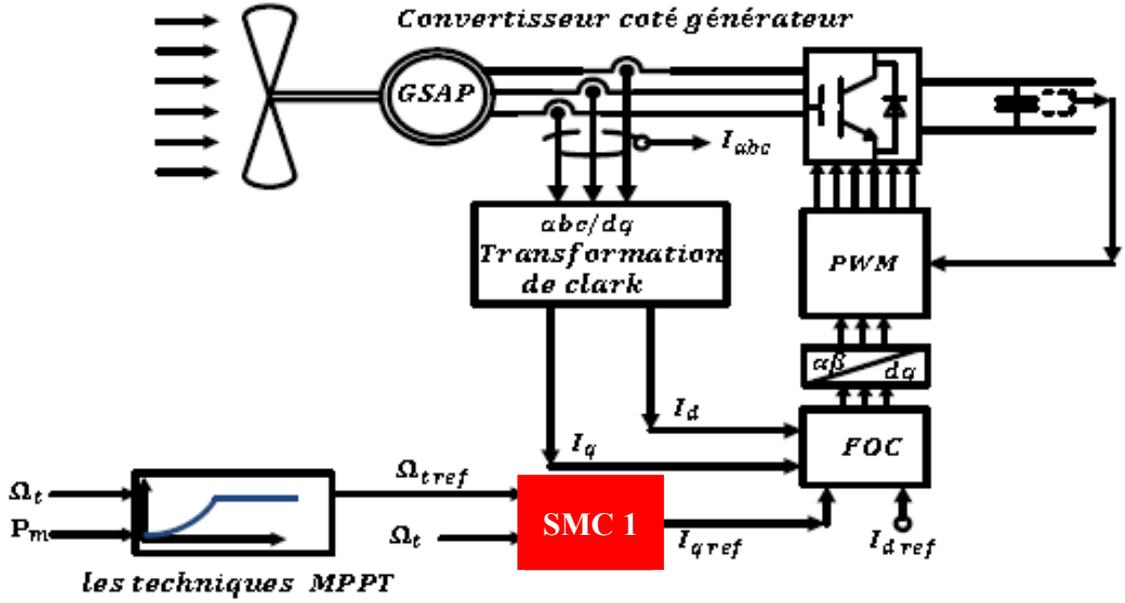


Figure III.10: Commande de convertisseur côté générateur (SMC1)

#### Pour le régulateur de vitesse

L'erreur de la vitesse est défini par

$$e(\Omega) = \Omega_{ref} - \Omega \quad (III.38)$$

Pour  $n=1$ , l'équation de contrôle de la vitesse peut être obtenue à partir de l'équation (III.25) comme suit :

$$\dot{S}(\Omega) = \dot{\Omega}_{ref} - \frac{p}{J} \Psi_f I_q + \frac{1}{J} C_r + \frac{F}{J} \Omega \quad (III.39)$$

Le contrôle du courant  $I_q$  est définie par:

$$I_{qref} = I_q^{ed} + I_q^n \quad (III.40)$$

Dans laquelle

$$I_q^{ed} = \frac{J}{P\Psi_f} \left( \Omega_{ref} + \frac{1}{J} C_r + \frac{F}{J} \Omega \right) \quad (III.41)$$

$$I_q^n = K_\Omega \text{sign}(s(\Omega)) \quad (III.42)$$

$K_\Omega$ : constant positive

La tension de commande  $u_{dref}$  est définie par :

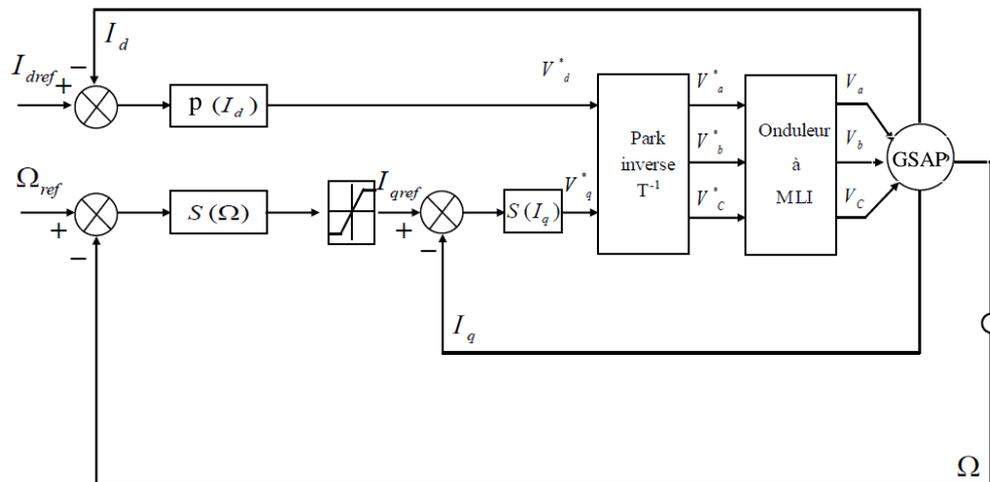
$$u_{dref} = u_d^{eq} - u_d^n \quad (III.45)$$

$$u_d^{eq} = \left( \dot{I}_{dref} + \frac{R_s}{L_d} I_d - \frac{L_q}{L_d} p\Omega I_q \right) L_d \quad (III.46)$$

$$u_d^n = K_d \text{sign}(s(I_d)) \quad (\text{III.47})$$

$K_d$ : constant positive

La figure (III.11) suivante représente le modèle complet de la commande par mode glissant de la machine synchrone à aimants permanents



**Figure III.11:** Schéma global de réglage par mode glissant

### 3.5.2.5 Avantages et inconvénient de commande par mode glissant d'ordre 1 :

Le "mode glissant de premier ordre" est un terme qui peut s'appliquer dans plusieurs contextes techniques, mais il est le plus souvent associé à des méthodes de contrôle et de suivi en ingénierie, particulièrement dans le domaine des systèmes de commande adaptative.

#### Les avantages :

- **Robustesse :**

Réduction de l'incertitude : Le mode glissant de premier ordre est connu pour sa robustesse face aux incertitudes du système et aux perturbations externes. Il peut maintenir la performance même lorsque les paramètres du système varient ou que des perturbations imprévues se produisent.

- **Simplicité de mise en œuvre :**

Facilité de conception : Comparé à des techniques de contrôle plus complexes, le mode glissant de premier ordre est relativement simple à concevoir et à implémenter, ce qui le rend attrayant pour de nombreuses applications pratiques.

- **Réactivité :**

Rapidité de convergence : Cette méthode permet une réponse rapide du système pour atteindre l'état désiré, ce qui est crucial dans les applications nécessitant une dynamique de contrôle rapide.

### **Les inconvénients :**

- **Phénomène de chattering :**

Oscillations indésirables : Le principal inconvénient est le "chattering", une oscillation haute fréquence indésirable qui peut survenir près de la surface de glissement. Ce phénomène peut entraîner une usure prématurée des composants mécaniques et une inefficacité énergétique.

- **Sensibilité aux variations des paramètres :**

Réglage précis nécessaire : Bien que robuste, le mode glissant de premier ordre peut encore être sensible aux variations extrêmes des paramètres du système, nécessitant un réglage fin pour éviter des performances dégradées.

- **Complexité accrue pour la réduction du chattering :**

Techniques de lissage : Pour atténuer le phénomène de chattering, des techniques de lissage ou des modifications de l'algorithme standard (comme le mode glissant de second ordre ou des approches à bande de couche) sont souvent nécessaires, augmentant ainsi la complexité de la solution.

## **3.6 Commande vectorielle de la GSAP par mode glissant d'ordre 2 (SMC 2)**

### **3.6.1. Description**

Le mode glissant 2 améliore le phénomène de chattering puisqu'il est repoussé sur les dérivées d'ordres supérieurs, il cesse alors de présenter les inconvénients suscités. Les principaux avantages de cette commande sont : [41]

- Garder les avantages du régime glissant d'ordre un.
- Suppression du phénomène de Chattering dans la plupart des systèmes.
- Amélioration des performances de la commande en termes de précision.

### 3.6.2 Position du problème

On va considérer un système non linéaire avec la dynamique suivante : [41]

$$\begin{cases} \dot{x} = f(t, x, u) \\ u = U(t, x) \\ S = S(t, x) \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

- $x = [x_1, \dots, x_n]^T \in X$  représente le vecteur état  $X \subset \mathbb{R}^n$ .
- $u \in U \subset \mathbb{R}$  : représente la commande.
- $f$  : est une fonction supposée suffisamment différentiable, mais connue de façon incertaine.
- $t$  : est le temps.
- $S$  : est une fonction différentiable telle que ses  $(r - 1)$  premières dérivées par rapport au temps ne sont fonction que de l'état  $x$  (ce qui signifie qu'elles ne contiennent aucune discontinuité).

### 3.6.3 Principe de commande par mode de glissement d'ordre supérieur

Le régime glissant standard est basé sur l'annulation de la dérivée première par rapport au temps de la surface de glissement soit en  $S$ . Un régime glissant d'ordre  $r$  (noté  $r$ -glissant) agit sur les  $r-1$  premières dérivées successives de la variable de glissement  $S$   $r-1$ . On aura ainsi une précision d'ordre  $r$  sur la convergence du système [41].

Le calcul des dérivées successives de la variable de glissement  $S$  le long d'une trajectoire d'un système discontinu, aboutit pour un ordre donné, à une discontinuité. Il est alors possible de classifier les régimes glissants d'ordre supérieur par le numéro de  $r$  dérivées successives de la surface.  $r$   $S$  Ce numéro est appelé l'ordre de glissement, et il fixe le degré de douceur du système. Le  $r$  ordre du système est déterminé par l'équation :

$$s = \dot{s} = \dots = s^{(r-1)} \quad (\text{III.49})$$

La précédente équation impose une condition "  $r$ -dimensionnel " sur les états du système. L'un des problèmes majeurs pour l'implantation des algorithmes  $r$ -glissant est que le nombre d'informations nécessaires augmente avec l'ordre du régime glissant. Une bonne solution à ce problème sont les modes glissants du second ordre, Twisting et Super Twisting, qui n'ont besoin que de  $S$  comme information d'entrée.

Dans ce mémoire nous donnons plus en détail les algorithmes d'ordre deux (Super Twisting) qui est une techniques utilisée par les chercheurs et implémentée en temps réel sans trop de difficultés.

### 3.6.4 Commande par mode glissant d'ordre 2 (SMC2) [42]

Dans la même partie, la vitesse de référence (le long de laquelle suit les MPPs) est utilisée dans l'entrée du régulateur de vitesse pour générer le composant de courant q-axe. Par conséquent, Un nouvel algorithme SOSMC est proposé pour obtenir le contrôle de vitesse de PMSG pour chaque vitesse de vent afin de maximiser la puissance extraite à la sortie de la turbine. Dans cet algorithme, le phénomène de chattering peut être limité afin d'améliorer les performances du PMSG par rapport au FOSMC classique.

Introduisons la surface de glissement suivante pour la vitesse  $\Omega$ .

$$s_{\Omega_t} = \Omega_{tref} - \Omega_t \quad (III.50)$$

Ensuite, nous avons :

$$s_{\Omega_t} = \Omega_{tref} - \Omega_t = \Omega_{tref} - \frac{1}{J} (T_t + T_e - F\Omega_t) \quad (III.51)$$

Si nous définissons les fonctions  $G_{\Omega_t}$  comme suit :

$$G_{\Omega_t} = \Omega_{tref} - \frac{1}{J} (T_t - F\Omega_t) \quad (III.52)$$

$$\text{Donc : } s_{\Omega_t} = G_{\Omega_t} - \frac{T_e}{J} \quad (III.53)$$

L'algorithme de contrôle proposé qui est basé sur l'algorithme du super twisting (ST) a été introduit par Levant [43].

Les contrôleurs de mode glissant de deuxième ordre contiennent deux parties :

$$I_{sqref} = I_{sqeq} - I_{sqN} \quad (III.54)$$

Où:

$$I_{sqN} = I_1 + I_2 \quad (III.55)$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} I_1 = -N_1 \text{sign}(s_{\Omega_t}) \\ I_2 = N_2 \sqrt{|s_{\Omega_t}|} \text{sign}(s_{\Omega_t}) \end{cases} \quad (III.56)$$

Afin d'assurer la convergence des collecteurs coulissants à zéro en temps fini, les constantes  $N_1$  et  $N_2$  peuvent être choisies comme suit :

$$\begin{cases} N_1 > \frac{\mu_i}{L_g} \\ N_2 \geq \frac{\mu_i (K_i + \mu_i)}{L_g^2 (K_i - \mu_i)} \end{cases} \quad (III.57)$$

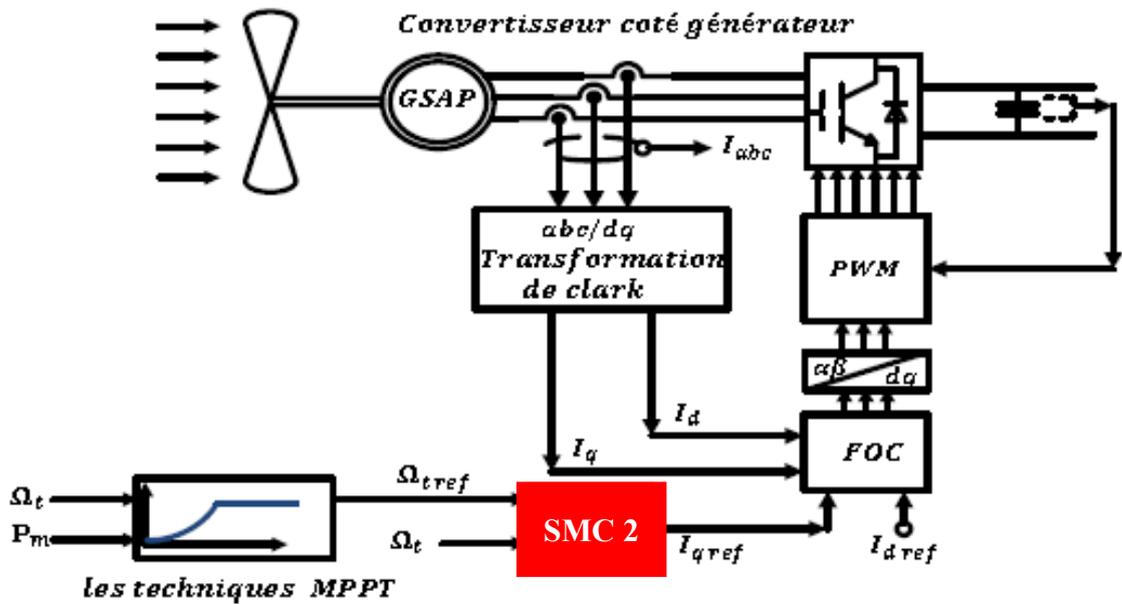


Figure III.12: Commande de convertisseur côté générateur (SMC2)

### 3.7 Algorithmes glissants d'ordre supérieur

#### 3.7.1 Algorithme de Twisting

Cet algorithme a été défini comme le premier contrôleur par mode glissant d'ordre supérieur. Il twiste autour de l'origine du plan de glissement d'ordre deux L'appellation Twisting en raison de sa convergence en temps fini vers l'origine du plan de phase  $(s, \dot{s})$ , avec un nombre infini de rotation. Son principe de fonctionnement est la commutation de l'amplitude de la commande entre deux valeurs,  $V_m$  et  $V_M$  de telle façon que l'abscisse et l'ordonnée soient croisées de plus en plus vers l'origine [44,45].

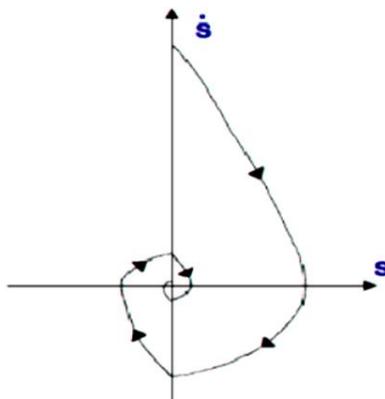


Figure III.13: Convergence en temps fini de l'algorithme Twisting

### Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant

Nous allons reprendre le système  $y_1 = S$  et  $y_2 = S^*$ . Maintenant le problème de la commande est de stabiliser en temps fini le système du deuxième ordre suivant :

$$\begin{cases} \dot{y}_1 = y_2 \\ \dot{y}_2 = \psi(t, x) + \zeta(t, x)\dot{u} \end{cases} \quad (\text{III.58})$$

Où :  $\psi(t, x)$  et  $\zeta(t, x)$  sont des fonctions mal connues mais bornées.

$$\phi > 0, |\psi| \leq \phi, 0 < \Gamma_m \leq \zeta \leq \Gamma_M \quad (\text{III.59})$$

L'algorithme du Twisting pour un degré relatif 1 est défini par la loi de commande suivante :

$$\dot{u} = \begin{cases} -u \text{ si } |u| > 1 \\ -V_m \sin(s) \text{ si } s\dot{s} \leq 0, |u| \leq 1 \\ -V_M \sin(s) \text{ si } s\dot{s} > 0, |u| \leq 1 \end{cases} \quad (\text{III.60})$$

Où  $u$  est une valeur bornée de commande, donné pour  $u \leq 1$ .

L'équation de commande pour un degré relatif 2 est :

$$u = \begin{cases} -V_m \sin(s), \text{ si } s\dot{s} \leq 0, \\ -V_M \sin(s), \text{ si } s\dot{s} > 0. \end{cases} \quad (\text{III.61})$$

Avec les conditions suffisantes assurant la convergence en temps fini sur la variété  $S$  sont : [47]

$$\begin{cases} V_M > V_m, \\ V_m > \frac{4\Gamma_M}{s_0} \\ V_m > \frac{\phi}{\Gamma_m} \\ \Gamma_m V_m - \phi > \Gamma_m V_m + \phi \end{cases} \quad (\text{III.62})$$

Si dans la pratique la dérivée de la surface  $S$  n'est pas mesurable, son signe peut être estimé par le signe de la dérivée de la surface  $s$  dans un intervalle de temps  $\Delta t$ . Lesgn ( $S^*(t)$ ) est calculé par l'expression  $\text{sgn}(S^*(t) - S(t - \Delta t))$ .

En considérant les incertitudes du système et les intervalles de temps entre les croisements Successifs de l'axe des abscisses, il est possible de définir la borne supérieure du temps de Convergence du système [46].

$$T_{tw} \leq T_{M1} + \frac{1}{1 - \theta_{tw}} \sqrt{|y_1 M_1|} \quad (\text{III.63})$$

Où  $y_1 M_1$  est la valeur de la surface  $S$  quand l'axe des abscisses est traversé pour la première fois,  $t_{M1}$  est les valeurs de temps à cet instant. Les expressions  $\Theta_{tw}$  et  $\theta_{tw}$  sont données par les formules suivantes : [47]

$$\begin{cases} \theta_{tw} = \sqrt{2} \frac{\Gamma_m V_m + \Gamma_m V_m}{(\Gamma_m V_m - \phi)} \\ \theta_{tw} = \sqrt{\frac{(\Gamma_m V_m + \phi)}{(\Gamma_m V_m - \phi)}} \end{cases} \quad (\text{III.64})$$

### 3.7.2 L'algorithme du super-twisting

L'algorithme du super-twisting parmi les algorithmes de mode glissant d'ordre 2 les plus utilisés. Cet algorithme ne s'applique qu'aux systèmes de degré relatif 1. Son intérêt réside dans la réduction du chattering, dû à la continuité du signal de commande.

Cette commande se décompose en un terme algébrique et un terme intégral. On peut donc considérer cet algorithme comme une généralisation non linéaire d'un PI. [44]

L'algorithme du Super-Twisting, à l'instar des autres algorithmes de la même catégorie, nécessite uniquement l'information sur  $S$  et entraîne l'annulation de celle-ci et  $S$  & en un temps fini. Il permet aussi de construire un dérivateur appelé généralement différenciateur exact. [48]

La loi de commande du Super-twisting est formée de deux parties. La première  $u_1$  est définie par sa dérivée par rapport au temps, tandis que la deuxième  $u_2$  est continue et en fonction de la variable de glissement. Pour un mode glissant réel, la loi de commande sera donnée par

$$u_{dis} = -u_1 - u_2 \quad (\text{III.65})$$

$$\dot{u}_1 = \alpha \cdot \sin(s), \quad u_2 = \beta |s|^{0.5} \cdot \sin(s) \quad (\text{III.66})$$

## 3.8 Résultats de la simulation et discussions

Afin de mettre en évidence les performances des algorithmes de commande appliquées à la turbine et la génératrice (MPPT, FOC), on a simulé le système sous une vitesse de vent dont la valeur moyenne est de 9m/s, comme illustré dans la figure.III.14. La simulation a été réalisée en utilisant le logiciel Matlab Simulink. Les paramètres du système sont donnés dans l'annexe A. Les performances des trois méthodes de MPPT sont discutées et les résultats de simulation sont résumés. Ensuite, les résultats de simulation de la commande vectorielle FOC basé sur les régulateurs (PI, SMC1 et SMC2) appliquée à la boucle de réglage externe de GSAP sont présentés pour un choix judicieux de régulateur.

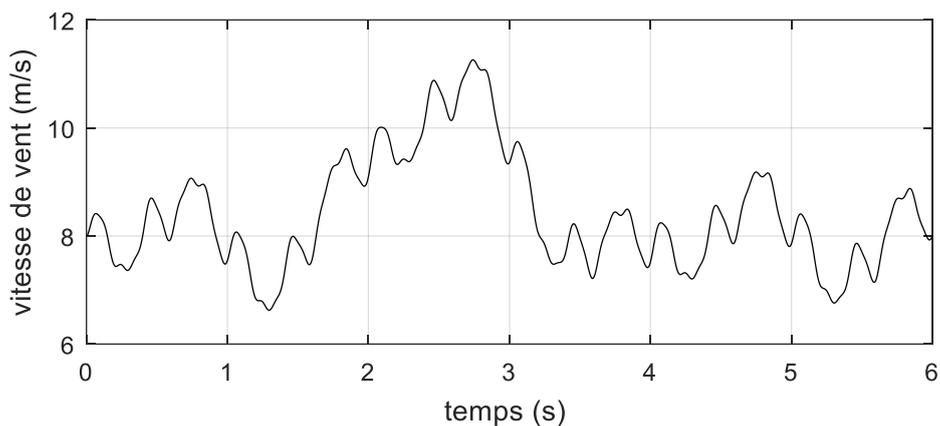


Figure III.14 : Vitesse de vent variable (m/s)

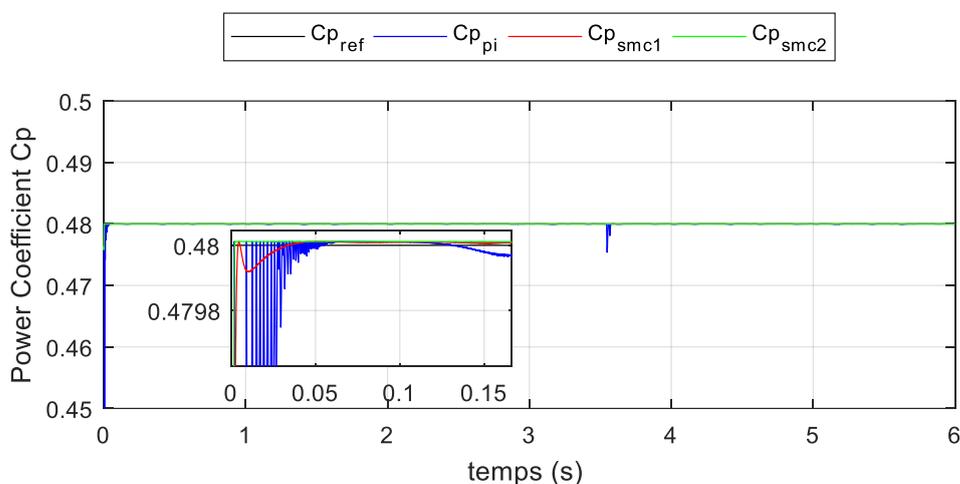


Figure III.15 : Power coefficient  $C_p$

La figure III.15 montre l'évolution du coefficient de puissance ( $C_p$ ) en fonction du temps (en secondes). Quatre courbes sont présentées, correspondant à différents types régulateurs appliqué à la boucle de vitesse de GSAP pour extraire la puissance maximale à chaque vitesse de vent.

### 1. Courbe de Référence $C_p$ :

Elle représente la valeur cible ou idéale que les autres méthodes de contrôle tentent d'atteindre. Cette ligne est plate, suggérant une valeur constante de  $C_p \approx 0.48$ .

### 2. Courbe de régulateur PI $C_{p_{pi}}$ :

Au début, le temps de réponse est en retard, ainsi cette courbe montre des oscillations importantes autour de la valeur de référence avant de se stabiliser. Cela peut indiquer un comportement transitoire où le régulateur PI ajuste le système pour atteindre la valeur cible, mais avec des oscillations initiales significatives.

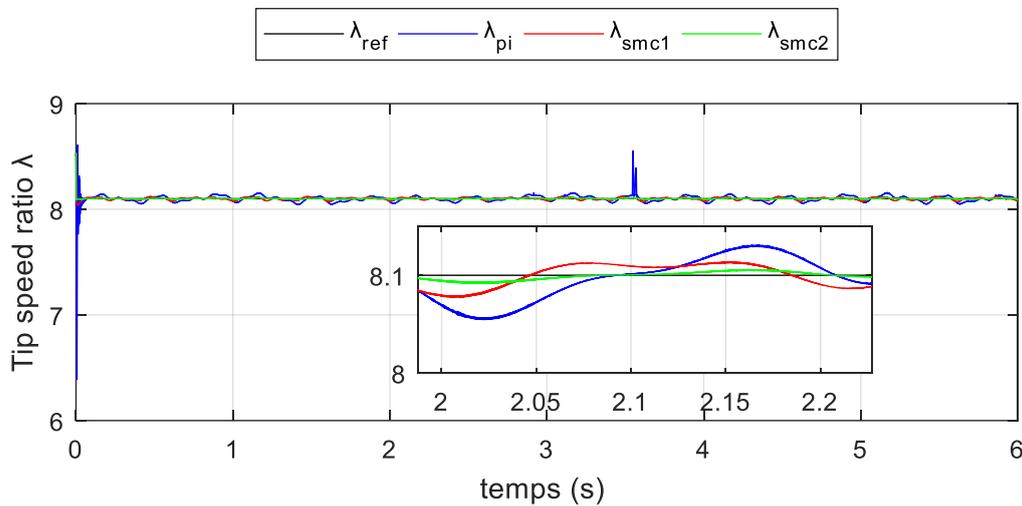
**3. Courbe SMC1  $Cp_{smc1}$  :**

Cette courbe semble avoir un temps de réponse rapide avec des oscillations initiales, mais atteint la stabilité plus rapidement que la courbe PI. Cela suggère que le régulateur SMC1 est plus efficace pour réduire les oscillations transitoires et atteindre la valeur cible plus rapidement.

**4. Courbe SMC2  $Cp_{smc2}$  :**

Cette courbe suit efficacement la courbe de référence  $Cp_{ref}$ . Elle atteint et maintient la valeur cible presque sans oscillation et sans erreur. Cela indique que le régulateur SMC2 est très efficace pour atteindre et maintenir le coefficient de puissance à la valeur désirée.

Cette figure montre que la deuxième régulateur SMC ( $Cp_{smc2}$ ) offre la meilleure performance pour atteindre et maintenir le coefficient de puissance désiré avec une stabilité optimale.



**Figure III.16 :** Vitesse spécifique  $\lambda$

La figure III.16 montre l'évolution du rapport de vitesse spécifique ( $\lambda$ ) en fonction du temps ( $t$ ) pour différents types de régulateurs.

**$\lambda_{ref}$  :** Cette courbe représente la valeur cible ou idéale que les autres régulateur tentent d'atteindre. Cette ligne est plate, suggérant une valeur constante de  $\lambda_{ref} \approx 8.1$ .

**$\lambda_{pi}$  :** Cette courbe semble avoir un temps de réponse retardé avec des oscillations par rapport à la référence  $\lambda_{ref}$ .

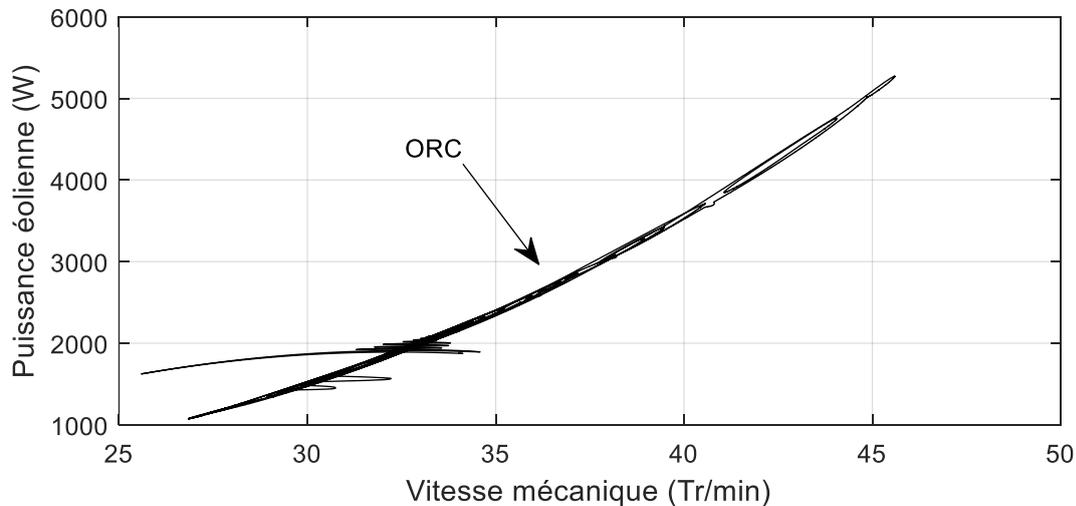
**$\lambda_{smc1}$  :** Cette courbe a également un temps de réponse retardé avec des oscillations, mais elles sont plus douces et restent proches de la référence.

**$\lambda_{smc2}$  :** Cette courbe est la plus proche de la référence avec très peu d'écart, et un temps de réponse rapide suggérant une performance potentiellement supérieure en termes de suivi de la référence sans vibrations.

### Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant

Le régulateur par mode glissant (SMC2) semblent offrir une stabilisation plus rapide et plus douce comparée au contrôleur PI et SMC1.

SMC2 étant potentiellement le meilleur en termes de temps de réponse et de stabilité globale.



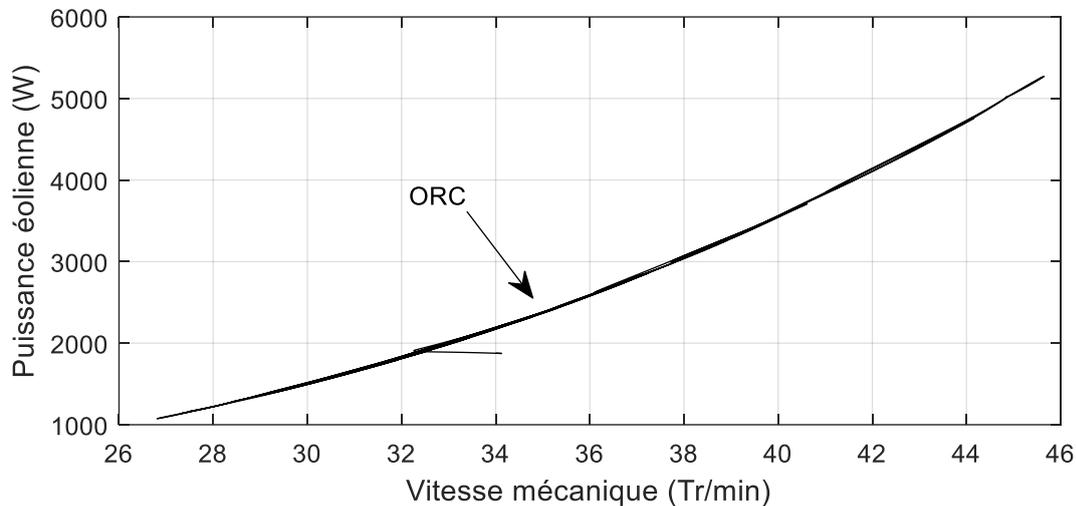
**Figure III.17 : ORC-MPPT basé sur PI**

La figure III.17 illustre la relation entre la puissance éolienne (en watts) et la vitesse mécanique (en tours par minute, Tr/min) pour un système de régulation de la puissance maximum (MPPT) basé sur un régulateur PI (Proportionnel-Intégral) utilisant une méthode appelée ORC (Optimal Rotational Control).

- À des vitesses mécaniques plus basses (entre 25 et 30 Tr/min), la puissance éolienne augmente progressivement mais reste relativement basse, indiquant une efficacité moindre dans cette plage de vitesses.
- À partir de 30 Tr/min, la courbe commence à montrer une augmentation plus rapide de la puissance éolienne avec l'augmentation de la vitesse mécanique. Cela suggère que le système commence à opérer de manière plus efficace dans cette plage.
- Aux alentours de 35 Tr/min, on observe une zone de transition où la courbe se stabilise légèrement, marquant probablement un point optimal ou une région de fonctionnement stable pour la turbine éolienne.
- Au-delà de 35 Tr/min, la puissance éolienne continue d'augmenter de manière plus linéaire avec la vitesse mécanique, jusqu'à atteindre 50 Tr/min. Cela indique que le régulateur PI maintient efficacement la turbine proche de son point de puissance maximale sur une large plage de vitesses.

### Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant

La figure montre que le régulateur PI, en utilisant la méthode ORC, réussit à maintenir une performance optimale de la turbine éolienne en maximisant la puissance extraite sur une large gamme de vitesses mécaniques. La courbe semble être bien lissée, indiquant une régulation stable et efficace.



**Figure III.18 : ORC-MPPT basé sur SMC1**

La courbe de la figure III.18 montre que la puissance éolienne augmente avec la vitesse mécanique de l'éolienne.

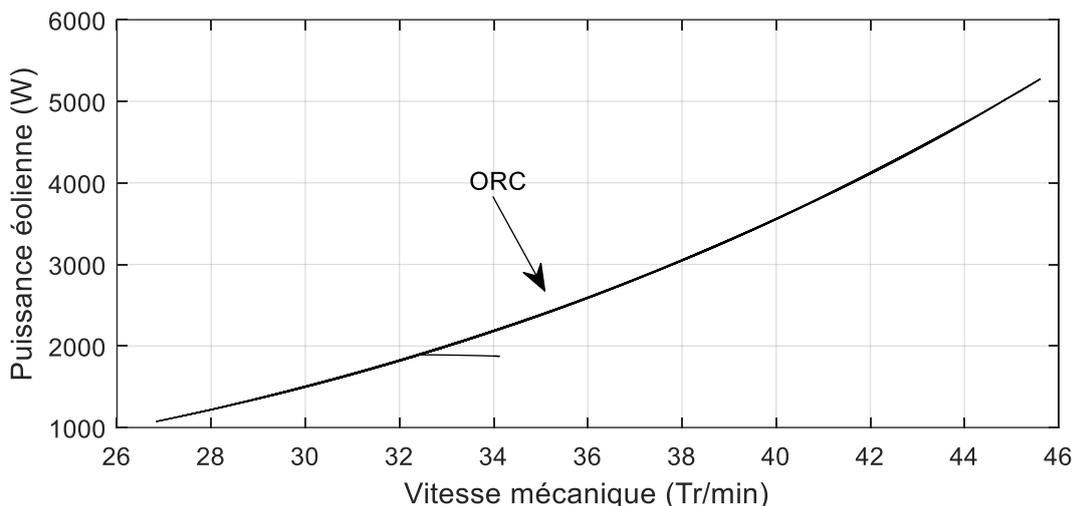
À des vitesses plus basses (autour de 26-30 Tr/min), la puissance augmente de manière plus modérée.

À partir d'une certaine vitesse (environ 34 Tr/min et au-delà), l'augmentation de la puissance devient plus rapide, indiquant une relation non linéaire entre la vitesse et la puissance.

L'annotation "ORC" (peut-être "Optimized Reference Curve" ou similaire) est marquée autour de 34 Tr/min.

Ce point semble indiquer une zone d'intérêt particulier, probablement où l'algorithme de MPPT (Maximum Power Point Tracking) basé sur SMC1 atteint une optimisation significative de la puissance.

Les résultats de cette figure montrent l'importance de l'optimisation de la puissance éolienne en utilisant des techniques avancées comme le MPPT basé sur SMC1. La relation non linéaire entre la vitesse et la puissance, ainsi que le point d'optimisation ORC, indiquent que des ajustements précis peuvent significativement améliorer l'efficacité énergétique d'une éolienne.



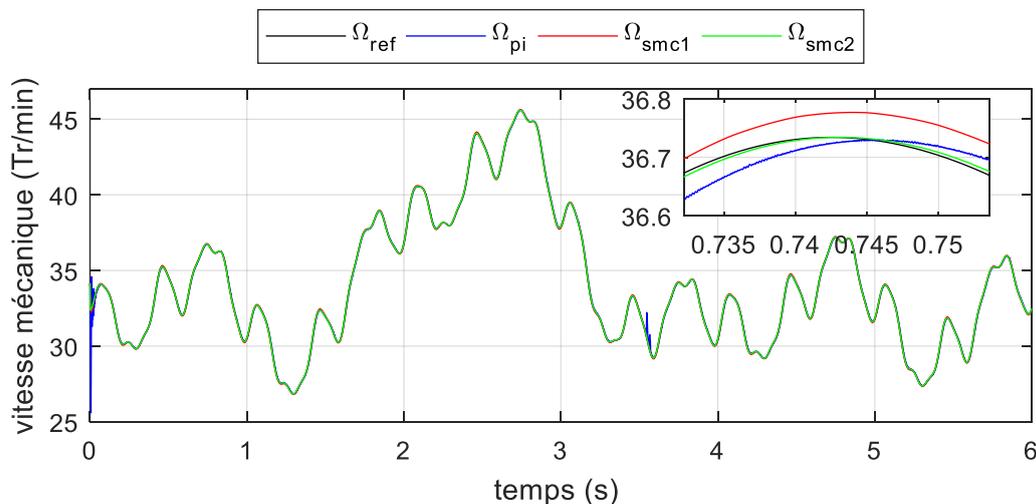
**Figure III.19 : ORC-MPPT basé sur SMC2**

La courbe de la figure III.19 montre comment la puissance éolienne varie en fonction de la vitesse mécanique. Elle est croissante et semble suivre une tendance exponentielle, indiquant que plus la vitesse de rotation est élevée, plus la puissance générée augmente rapidement.

Le point ORC se situe autour de 34 Tr/min et environ 3000 W.

Cette figure montre que le régulateur SMC2 permet d'identifier et de maintenir une vitesse de rotation optimale (point ORC) pour maximiser la puissance extraite de l'éolienne. À ce point, l'éolienne génère une puissance maximale d'environ 3000 W à une vitesse de 34 Tr/min.

En conclusion, cette figure illustre l'efficacité de régulateur SMC2 pour le suivi du point de puissance maximale dans une éolienne, permettant une optimisation de la production énergétique en fonction de la vitesse de rotation du rotor.

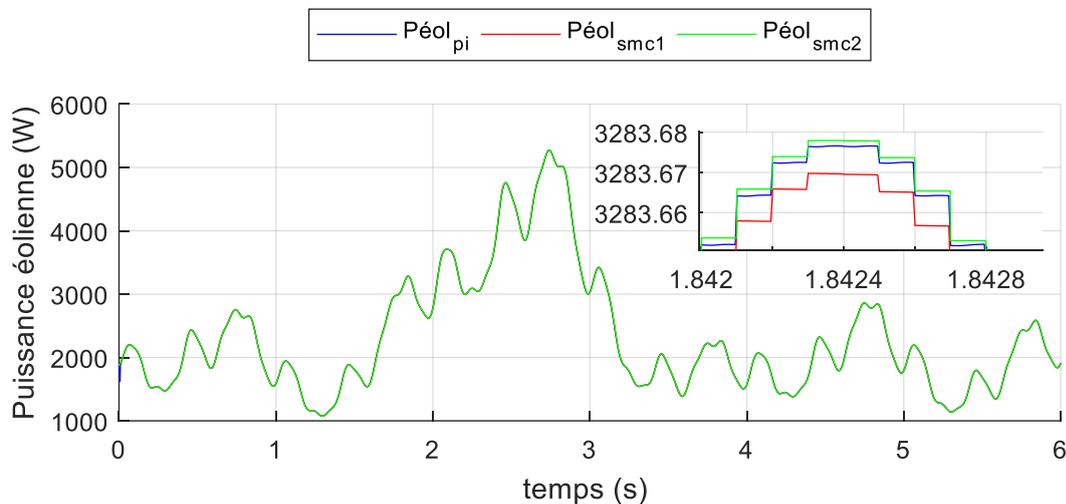


**Figure III.20: Vitesse mécanique (tr/min)**

La figure III.20 montre l'évolution de la vitesse mécanique en tours par minute (Tr/min) en fonction du temps en secondes (s) pour différents régulateurs :  $\Omega_{ref}$ ,  $\Omega_{pi}$ ,  $\Omega_{smc1}$  et  $\Omega_{smc2}$ .

- $\Omega_{pi}$  : correspondant au régulateur PI, semble suivre de près la référence  $\Omega_{ref}$  avec des oscillations réduites.
- $\Omega_{smc1}$  : cette courbe montre une grande quantité d'oscillations. Cela peut indiquer une instabilité ou une sensibilité plus élevée aux perturbations.
- $\Omega_{smc2}$  : cette courbe suit efficacement la référence, avec une réponse plus rapide et moins d'oscillations comparées au régulateur PI.

Le régulateur  $\Omega_{smc2}$  semble offrir une performance optimale en termes de stabilité et de précision par rapport  $\Omega_{pi}$  et  $\Omega_{smc1}$



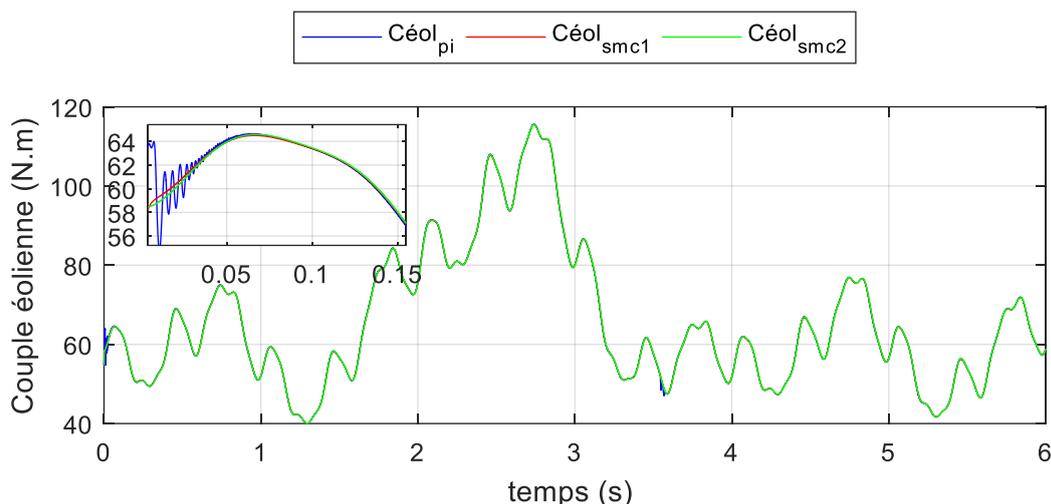
**Figure III.21:** Puissance éolienne extraire (W)

La figure III.21 montre l'évolution de la puissance éolienne extraite (en watts) en fonction du temps (en secondes) pour trois régulateurs :  $P_{éal_{pi}}$ ,  $P_{éal_{smc1}}$ , et  $P_{éal_{smc2}}$ .

- De 0 à environ 1,84 seconde, les deux régulateurs PI et SMC2 montrent des fluctuations de la puissance éolienne extraite, avec des variations d'amplitude et de fréquence.
- Après environ 1,84 seconde, les courbes PI et SMC2 montrent des niveaux de puissance très proches les uns des autres, avec de légères différences contrairement au régulateur SMC1.

Cette figure met en évidence l'efficacité de régulateur (SMC2) par rapport à aux régulateurs PI et SMC1 dans l'extraction de la puissance éolienne.

Le régulateur SMC2 semble offrir une meilleure performance en termes de stabilité et de maximisation de la puissance, ce qui est crucial pour l'efficacité des systèmes d'énergie éolienne.

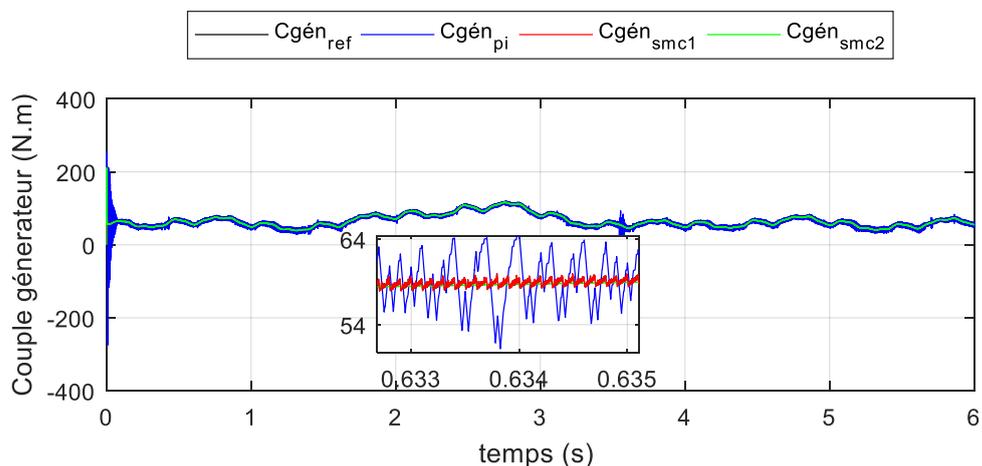


**Figure III.22:** Couple éolienne extraire (N.m)

La figure III.22 montre l'évolution du couple éolien extrait (en N.m) en fonction du temps (en secondes) pour les trois régulateurs PI, SMC1, et SMC2.

On remarque que le régulateur PI présente des oscillations plus importantes initialement comparée aux deux régulateurs SMC, et semble stabiliser autour de 64 N.m assez rapidement. Les régulateurs SMC1 et SMC2 semblent mieux amortir les oscillations initiales, indiquant une réponse plus rapide et moins oscillatoire.

Cela suggère que les régulateurs SMC peuvent être plus efficaces pour extraire plus de couple éolien en s'adaptant plus agressivement aux variations, au prix d'une plus grande variabilité.



**Figure III.23:** Couple électrique de générateur (N.m)

La figure III.23 montre la variation du couple générateur au fil du temps pour différents régulateurs.

On remarque que la courbe ( $C_{gén_{pi}}$ ) présente des oscillations rapides et de grande amplitude, indiquant une réponse moins stable et plus oscillatoire.

La courbe ( $C_{gén_{smc1}}$ ) montre des oscillations beaucoup plus réduites.

### Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant

$C_{g\acute{e}n_{smc2}}$  suit efficacement la trajectoire de référence  $C_{g\acute{e}n_{ref}}$ , suggérant une meilleure stabilité et une réduction des vibrations du couple générateur par rapport aux régulateurs PI et SMC1.

Le régulateur SMC2 semble offrir une meilleure performance en termes de stabilité du couple générateur par rapport aux régulateurs PI et SMC1.

Le régulateur PI présente des oscillations importantes, ce qui pourrait être moins favorable dans des applications où une stabilité élevée du couple est requise.

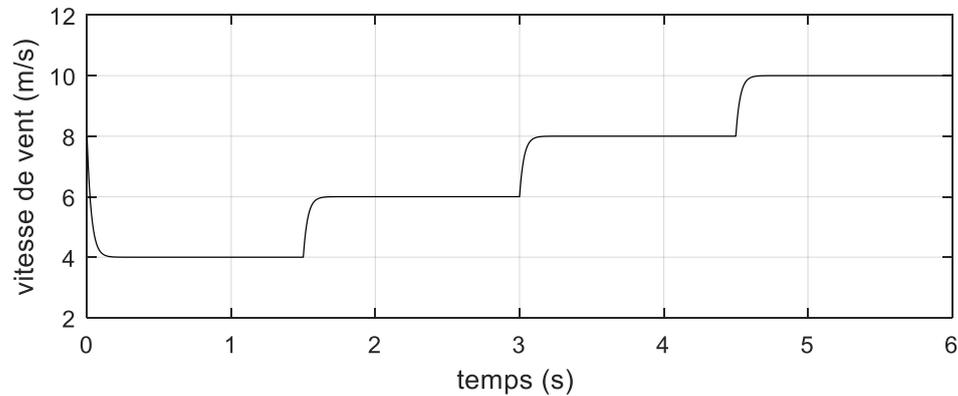


Figure III.24: Vitesse de vent fixe (m/s)

La figure III.24 montre un graphique de la vitesse du vent en fonction du temps.

La courbe montre une série de changements brusques dans la vitesse du vent à des moments spécifiques, indiquant des variations soudaines et significatives.

Ces variations peuvent être le résultat de rafales de vent ou de changements dans les conditions météorologiques.

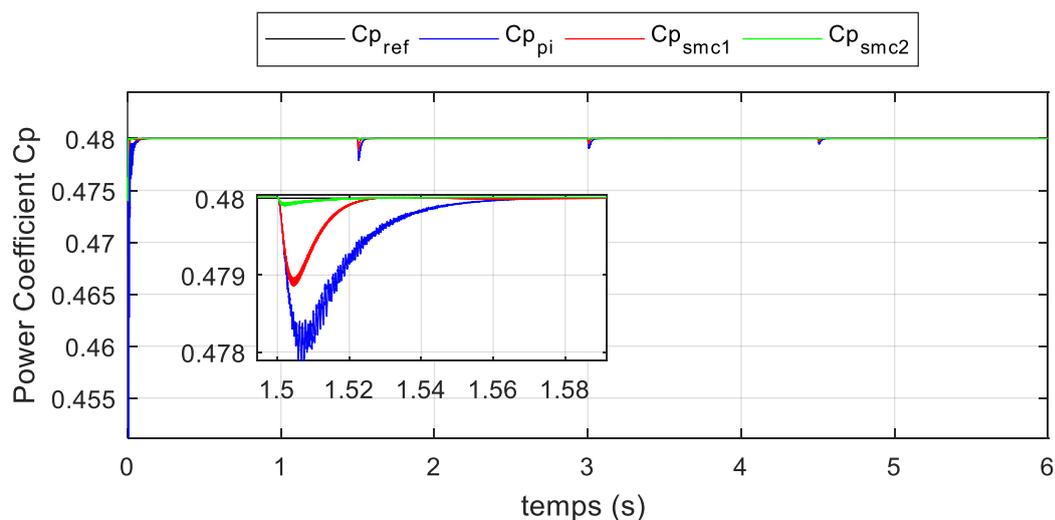


Figure III.25: Power coefficient  $C_p$

La figure III.25 présente l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  en fonction du temps (en secondes).

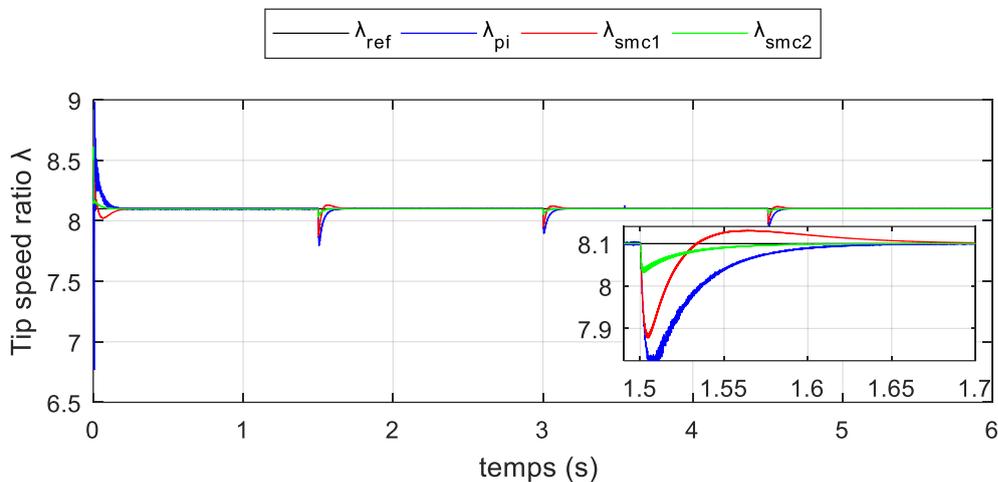
### Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant

**La courbe ( $C_{pi}$ )** : montre une variation importante autour de 1,5 secondes, avec une chute significative du coefficient de puissance, suivie d'oscillations avant de se stabiliser progressivement. Cela suggère que ce régulateur est moins efficace et moins stable par rapport à  $C_{smc2}$ .

**La courbe ( $C_{smc1}$ )** : montre une légère baisse du coefficient de puissance autour de 1,5 secondes, mais elle récupère rapidement et se stabilise mieux que  $C_{pi}$ . Cela indique que ce régulateur est plus performant que  $C_{pi}$  mais moins que  $C_{smc2}$ .

**La courbe ( $C_{smc2}$ )** : reste très proche de la courbe de référence  $C_{pref}$  tout au long de la simulation, indiquant une excellente performance et une stabilité presque parfaite.

Alors  $C_{smc2}$  est le régulateur le plus stable et performant pour maintenir le coefficient de puissance proche de sa valeur optimale.



**Figure III.26:** Vitesse spécifique  $\lambda$

La figure III.26 représente la vitesse spécifique  $\lambda$  (ou rapport de vitesse de pointe) en fonction du temps.

**La courbe ( $\lambda_{pi}$ )** : montre des oscillations et des dépassements notables avant de stabiliser. Cela peut indiquer une réponse moins amortie et plus lente en comparaison aux autres régulateurs.

**La courbe ( $\lambda_{smc1}$ )** : réagit rapidement mais avec un dépassement initial significatif. Ce régulateur est très réactif mais peut introduire des oscillations transitoires.

**La courbe ( $\lambda_{smc2}$ )** : offre une performance supérieure en termes de stabilité avec moins de dépassements et une réponse rapide. Ce régulateur semble le plus performant parmi les trois pour suivre la référence  $\lambda_{ref}$ .

Le régulateur SMC2 ( $\lambda_{smc2}$ ) semble offrir le meilleur compromis en termes de rapidité et stabilité avec des perturbations minimales et un suivi précis de la référence.

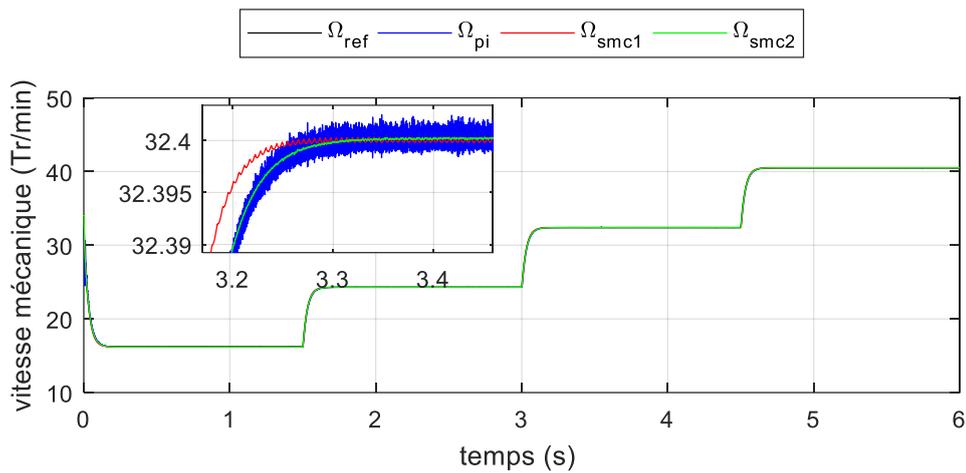


Figure III.27: Vitesse mécanique (tr/min)

La figure III.27 montre l'évolution de la vitesse mécanique (en tours par minute) en fonction du temps (en secondes) pour différents régulateurs.

$\Omega_{ref}$  : la courbe représente la vitesse de référence, c'est-à-dire la vitesse cible que les régulateurs doivent suivre. On observe trois paliers de vitesse : initialement à 20 tr/min, passant à environ 32.39 tr/min autour de 3 secondes, puis à 40 tr/min autour de 5 secondes.

$\Omega_{pi}$  : la courbe montre la réponse du régulateur PI. On remarque qu'elle suit bien la référence avec un certain retard et des oscillations autour de la valeur de consigne, en particulier lors de la transition à 32.39 tr/min.

$\Omega_{smc1}$  : la courbe monte rapidement vers la consigne, mais il semble qu'elle présente un certain dépassement initial avant de se stabiliser.

$\Omega_{smc2}$  : la courbe suit exactement la courbe de référence, avec des paliers bien marqués et sans oscillation visible, suggérant une réponse plus précise et sans dépassement.

Le régulateur  $\Omega_{smc2}$  semble être le plus performant parmi ceux présentés.

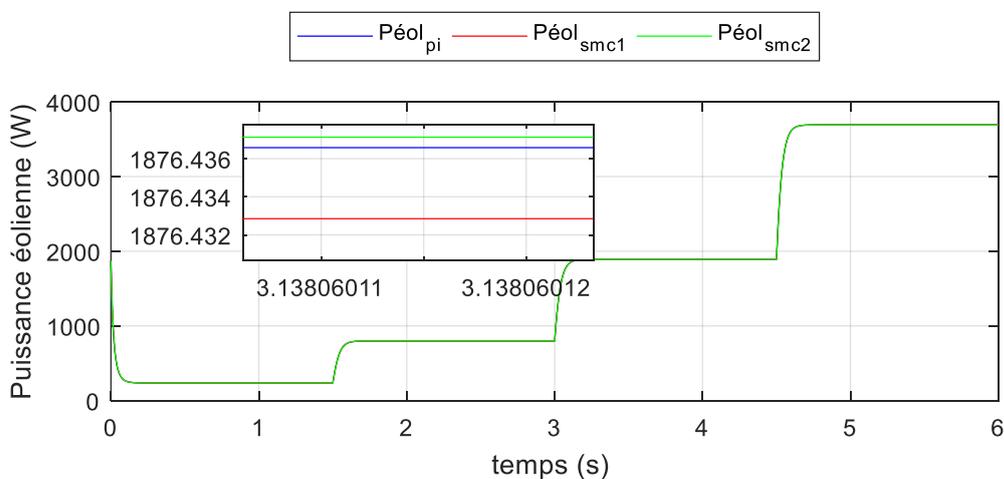


Figure III.28: Puissance éolienne extraire (W)

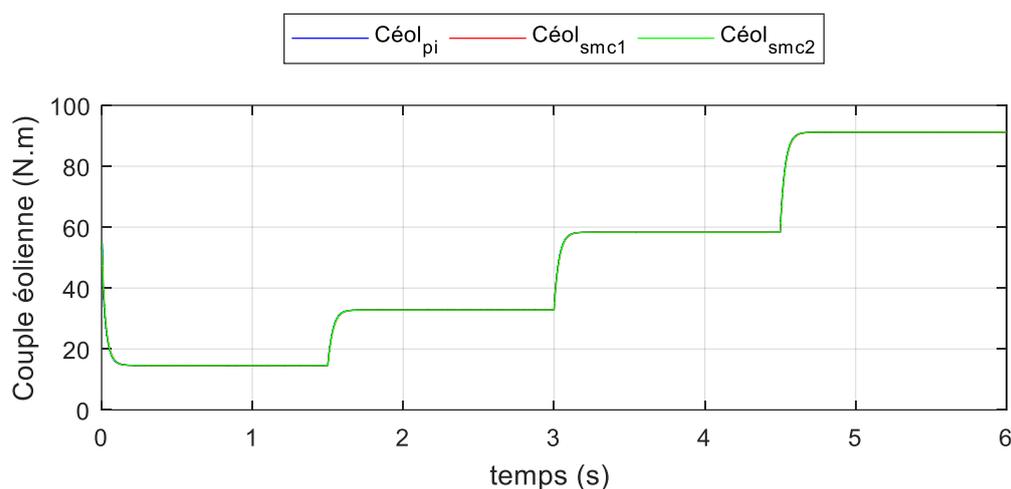
La figure III.28 montre la puissance éolienne extraite en watts (W) en fonction du temps (s).

**Péol<sub>pi</sub>** : cette courbe semble avoir une puissance éolienne à la valeur de 1876.432 W.

**Péol<sub>smc1</sub>** : cette courbe présente une puissance éolienne à la valeur 1876.434 W.

**Péol<sub>smc2</sub>** : cette courbe présente une puissance éolienne de 1876.436 W.

Le régulateur SMC2 présente la puissance éolienne la plus performante.

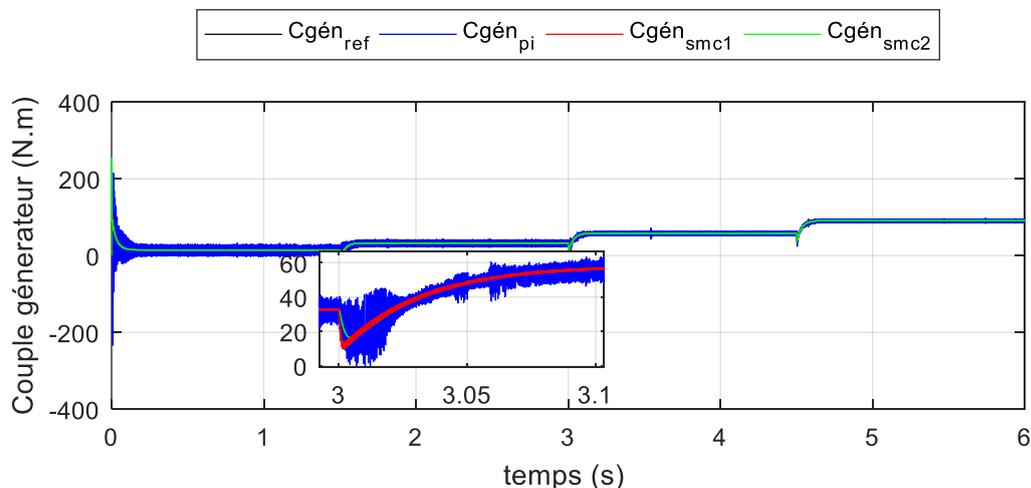


**Figure III.29:** Couple éolien extraire (N.m)

La figure III.29 montre l'évolution du couple éolien extrait (en Newton-mètre, N.m) en fonction du temps (en secondes, s) pour différents régulateurs.

On remarque la superposition des courbes PI, SMC1 et SMC2.

Les courbes PI, SMC1 et SMC2 montrent une performance claire avec des changements de couple éolien bien définis et stables, suggérant une bonne maîtrise du système sous les variations de la consigne de couple.



**Figure III.30:** Couple électrique de générateur (N.m)

### Chapitre III : La commande non linéaire de GSAP basée sur le mode glissant

La figure III.30 montre l'évolution du couple électrique du générateur (en N.m) en fonction du temps (en secondes).

**Cgén<sub>pi</sub>** : la courbe montre une réponse oscillante avec une certaine amplitude, indiquant peut-être une lente stabilisation après la perturbation.

**Cgén<sub>smc1</sub>** : la courbe montre une réponse rapide avec moins d'oscillations avec une stabilisation plus rapide et immédiate après perturbation.

**Cgén<sub>smc2</sub>** : montrent des réponses plus rapides et plus précises, avec moins d'oscillations.

Les régulateurs SMC1 et SMC2 semblent offrir une meilleure performance par rapport au régulateur PI.

SMC2 semble être le plus performant parmi les trois.

Les régulateurs (SMC) sont plus efficaces pour réguler le couple du générateur électrique dans ce contexte.

### **3.9 Conclusion**

Ce chapitre souligne l'efficacité et la pertinence des approches de commande non linéaire basées sur le mode glissant (SMC 2) pour améliorer la performance des systèmes de conversion d'énergie éolienne, offrant ainsi des perspectives prometteuses pour le développement futur de technologies durables.

## *Conclusion et perspectives*

Dans ce travail, nous nous sommes intéressés à l'étude du Commande non linéaire d'un générateur synchrone à aimants permanent basée sur le mode glissant.

La commande non linéaire des générateurs synchrones à aimants permanents basée sur le mode glissant présente des avantages significatifs pour les applications éoliennes. Ce type de commande est particulièrement adapté aux systèmes éoliens en raison de sa robustesse face aux perturbations et aux variations des conditions de fonctionnement. La méthode du mode glissant permet de stabiliser efficacement le système, tout en garantissant une performance optimale dans des conditions dynamiques et incertaines.

L'intégration des GSAP dans les systèmes éoliens offre plusieurs bénéfices, notamment une meilleure densité de puissance, une maintenance réduite et une efficacité accrue. En utilisant la commande par mode glissant, on peut améliorer encore ces avantages en assurant une réponse rapide et précise du système aux variations du vent, ce qui est crucial pour maximiser la capture d'énergie et la stabilité du réseau.

En conclusion, la commande non linéaire basée sur le mode glissant (SMC2) pour les générateurs synchrones à aimant permanent dans les applications éoliennes représente une approche prometteuse et efficace. Elle permet d'optimiser la performance des générateurs éoliens en assurant une régulation robuste et adaptative face aux défis environnementaux, tout en contribuant à une production d'énergie renouvelable plus stable et efficace.

A la lumière des observations et des résultats présentés peut être poursuivi et complété par des perspectives pouvant contribuer à l'amélioration de l'ensemble de la chaîne de conversion éolienne. Nous envisageons l'adaptation du modèle développé et les stratégies de commande sur des aérogénérateurs de puissances plus importantes. Il serait intéressant d'étudier la robustesse de la stabilité des lois de commande par rapport à la variation des paramètres physiques de l'ensemble éolienne.

De point de vue d'observation du système éolien, d'autres techniques d'intelligences artificielles telles que les réseaux **neuro-flous** peuvent être testées pour observer le système éolien.

## ANNEXE A : Paramètres de la chaîne éolienne

Tab.A.1. :Paramètres de GSAP

Paramètres	Valeur
Puissance nominale	$P_e = 10 \text{ kw}$
Résistance statorique	$R_s = 0.00829\Omega$
Inductance direct statorique	$L_d = 0.174 \text{ mH}$
Inductance quadrature statorique	$L_q = 0.174 \text{ mH}$
Flux d'aiment	$\psi_m = 0.071 \text{ wb}$
Nombre de pair de pole	$n_p = 6$
Inertie Totale	$J_t = 0.089 \text{ kg.m}^2$
Force de frottement	$f = 0.005 \text{ N.m}$

Tab.A.2. :Paramètres de la turbine éolienne

Paramètres	Valeur
Rotor de la turbine	$R_t = 2 \text{ m}$
Air density	$\rho = 1.225 \text{ kg.m}^3$
L'angle de calage	$\beta = 0^\circ$
La vitesse spécifique optimale	$\lambda_{opti} = 8.1$
Coefficient de puissance maximale	$C_{p \text{ max}} = 0.48$

Tab.A.3. :Paramètres de batterie et de bus continu

Paramètres	Valeur
Tension nominale de bus continu	$V_{dc} = 800 \text{ V}$
Capacité de bus continu	$C = 0.0091 \text{ F}$
Puissance nominale de batterie	$P_{bat} = 3800 \text{ W}$
Tension nominale de bus continu	$V_{bat} = 400 \text{ V}$
SOC initial	50%

ANNEXE B :

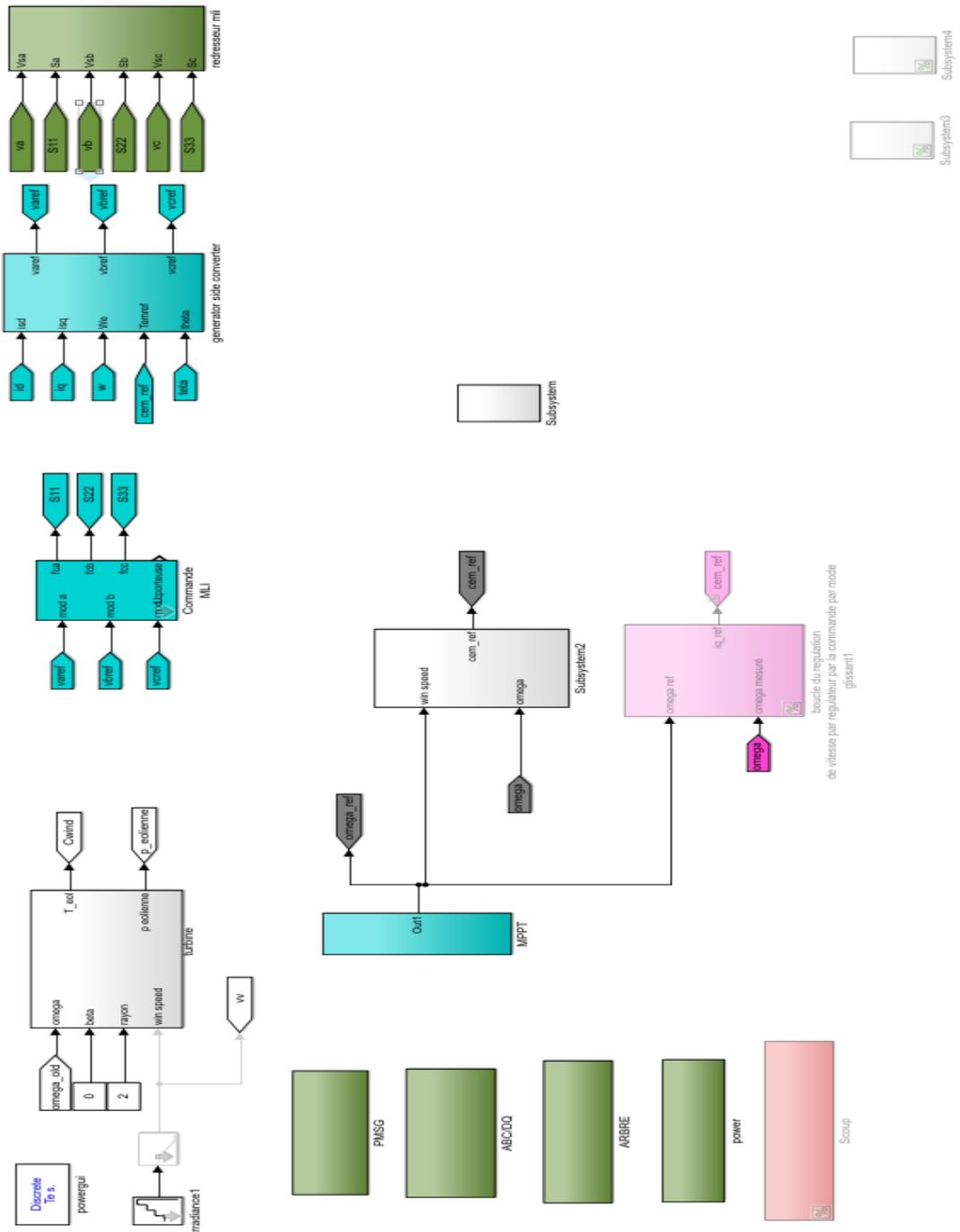


Figure III.31: Schéma bloc de système de conversion et de régulation pour une éolienne avec commande MLI

[1] <http://dspace.univ-tiaret.dz>.

[2] <https://www.connaissancedesenergies.org>.

[3] <https://www.cder.dz>.

[4] <https://www.energy.gov.dz>.

[5] <https://www.discoverthegreentech.com>.

[6] <https://energie-eolienne.jimdofree.com>.

[7] Adel Fellous. Les Systèmes de Contrôle et de Freinage des Eoliennes - Mémoire de master - Ecole nationale polytechnique – 2016.

[8] Senani Fawzi. La Machine Asynchrone à Double Alimentation : Stratégies de Commande et Applications - Thèse doctorat - Université des Frères Mentouri de Constantine 1-2018.

[9] Ghedamsi, Kaci. Contribution à la modélisation et la commande d'un convertisseur direct de fréquence. Application à la conduite de la machine asynchrone. Thèse de Doctorat de l'ENP, Algérie, 2008.

[10] Bourillon, Christophe. Wind energy-clean power for generations. Renewable Energy, 1999, vol. 16, no 1-4, p. 948-953.

[11] <http://www.wwindea.org>.

[12] M. Etxaide B. Kortabarria. Dosierra : Energia elikoa. In Elhuyar, Vol. 133-134 ;1998.

[13] F. Louar, thèse de Doctorat, « Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion d'Énergie éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent », Année 2016.

[14] M. Lopez, « Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée », Thèse de doctorat, Ecole Doctorale, Université Paris sud 2011.

[15] Guy Cuntty, « Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne », Edissud, Aix-En-Provence, 2001.

- [16] Nicolas Laverdure. Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005.
- [17] S. Hamecha, Thèse de magister, « Etude et commande d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent » Université de Tizi Ouzou, 2013.Français.
- [18] M. Mesaoud, Thèse de magister, « contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent » Université de Batna, 12/02/2008.
- [19] Dr. Gary L. Johnson, « Wind Energy System », Chapter4-Wind Turbine Power, Nov, 2001.
- [20] P. Leconte, M. Rapin, E. Szrchenyi, « Eoliennes », Technique de l'ingénieur, BM 4640.
- [21] S. El-Aimani, thèse de Doctorat, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension » Ecole Central de Lille. Co-habilité avec l'université des sciences et technologies de Lille 1,06/12/2004.
- [22] Bettayeb, Adel Azzedine, Thèse de doctorat, « Pertes à haute fréquence dans les rotors des machines synchrones à aimants alimentées par onduleur de tension ». 2010. Supélec.
- [23] H. Bensaadi, thèse de Doctorat, « CONTRIBUTION À LA COMMANDE D'UN AEROGENERATEUR BASÉ SUR UN GSAP » Laboratoire d'Electrotechnique
- [24] N.Belhaouchet, Thèse de Doctorat, « Fonctionnement à la fréquence de commutation constante des convertisseurs de puissance en utilisant des techniques de commande avancé, application : amélioration de la qualité de l'énergie » Université Ferhat Abbas Sétif Juillet 2011.
- [25] S.Nia Ahmed, Thèse de Doctorat «Contribution à l'étude théorique et expérimentale d'un filtre réactif parallèle à commande analogique et numérique temps réel» de l'Institut National Polytechnique de Lorraine (INPL), Lorraine, 1996.
- [26] A. Saidi Et T. Rachedi, Mémoire de master, « contrôle direct de puissance d'un redresseur triphasé à MLI » Université de Tizi Ouzou, 2016.
- [27] A. Boulahia, Mémoire de Magister « Etude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Energie Electrique » Université de Constantine, 2009.
- [28] N. Adjimi Et W. Belaidi, Mémoire de Master, « Modélisation et commande d'un onduleur MLI » université Oum El-Bouaghi, 2009.

- [29] S. Dechoucha Et O. Bourezg, Mémoire de master, « Conception des techniques MLI dédiées à la commande des convertisseurs DC/DC et DC/AC à base du microcontrôleur PIC18F4431 » Université de M'sila, 2017.
- [30] Munteanu, Iulian, Bratcu, Antoneta Iuliana, Cutululis, Nicolaos-Antonio, et Al. Optimal control of wind energy systems: towards a global approach. Springer Science & Business Media, 2008.
- [31] Boussak, M. Et Pilioua-Sendo, R. Commande vectorielle sans capteur mécanique avec l'estimation de la position initiale des servomoteurs synchrones à aimants. 16<sup>ème</sup> journées Tunisiennes d'Électrotechnique et d'automatique, Hammamet Tunisie, 1996, vol. 8.
- [32] E.Slotine and W, "Applied nonlinear control ", Parentice hall Englewood Cliffs. New Jersey 1991.
- [33] M.Ahmed, F.M.Karim, M.Abdelkader and B.Abdelber, "Input output linearization and sliding mode control of a permanent magnet synchronous machine fed by a three levels inverter" , Journal of electrical engineering, VOL .57, N<sup>o</sup>.4,2006,205-210.
- [34] O.Hjini, T.Kaneko, and H.Ohsawa, "A new controller For PMSM Servo drive Based on the sliding mode approach with parameter adaptation", IEEJ Trans. IA, Vo.123 N<sup>o</sup>6,2003.
- [35] A.Massoum, M.K.Fellah, A.Meroufel, P.Wira and B.Bellabes, "Sliding mode control for a permanent magnet synchronous machine fed by a three levels inverter using a singular perturbation decoupling ", Journal of electrical & electronics engineering V.5 Istanbul University.2005.
- [36] F.Boudjima, "Commande par mode de glissement application aux convertisseurs statiques", Thèse de doctorat université Paul Sabatier de Toulouse, 1991.
- [37] K.Paponpen and M.Konghirun, "Speed Sensorless Control of PMSM Using An Improved Sliding Mode Observer With Sigmoid Function", ECTI tran. On electrical electronics, and communications Vol.5, N<sup>o</sup>1,February 2007.
- [38] Y.Li, and J.Son and J.Lee, "MSM Speed Controller Using Switching algorithm of PD and sliding Mode Control", ICROS-SICE International Joint Conference 2009 August 18-21, 2009, Fukuoka, International Congres Center, Japan.
- [39] S.H.Chang, P.Y.Chen, Y.H Ting, and S.W.Hung, "Robust current control-based sliding mode control with simple uncertainties estimation in permanent magnet synchronous motor

drive system" IET Electric Power Application, 2010, Vol.4, Iss.6, pp. 441-450.

[40] A.G.Aissaoui, M. Abid, A. Tahour, A.C. Magherbi, "Sensorless Control Of Permanent Magnet Synchronous Motors", 2<sup>nd</sup> International Conference on Electrical System Design & Technologies, Hammamet Tunisia, Nov 8-10, 2008.

[41] S. Benahdoug, «Commande par mode glissant d'ordre supérieur application à un réseau électrique», Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, 2006.

[42] B. Meghni, D. Dib, Ahmad Taher Azar, S. Ghodelbourk and A. Saadoun, " Robust Adaptive Supervisory Fractional Order Controller for Optimal Energy Management in Wind Turbine with Battery Storage", 2017, pp 179-180.

[43] A. Bouyekni, R. Taleb, Z. Boudjema and H. Kahal, «A New Direct Power Control Applied to Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Applications», The 2<sup>nd</sup> 26 et al. International Conference on Applied Automation and Industrial Diagnostics, ICAAID 17), Djelfa on 16-17 September 2017, Algeria,

[44] V. Bregeault, «Quelques contributions à la théorie de la commande par modes glissants», Thèse de Doctorat, École Centrale de Nantes, 2010.

[45] I. Deghboudj, «Commande des systèmes non linéaires par mode glissant d'ordre supérieur», Thèse de Magister, Université de Constantine 1, 2013.

[46] W. Perruquetti and J. P. Barbot, «Sliding mode control in engineering», Marcel Dekker, Inc, New York, 2002.

[47] A. Levant «Arbitrary-order sliding modes with finite-time convergence», in Proc. of the 6th IEEE Mediterranean Conference on Control and Systems, Alghero, Italy, 1998.

[48] A. Hemdani, M.W. «Dagbagi, M. Naouar, L. Idkhajine, I.S. Belkhodja and E. Monmasson, 'Indirect Sliding Mode Power Control for Three Phase Grid Connected Power Converter», IET Power Electronics, Vol. 8, N°6, pp. 977 - 985, 2015.