

*République Algérienne Démocratique et Populaire*  
*Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique*  
*Université Abderrahmane MIRA de Bejaïa*  
*Faculté de Technologie*  
*Département de Génie Electrique*



## *Mémoire de fin d'études*

*En vue d'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique*  
*Option : Energies Renouvelables*

*Thème :*

*Etude et maximisation d'un  
système éolien*

**Présenté par :**

- M<sup>r</sup> ADDOUR Miloud
- M<sup>r</sup> ALLOUTI Lyes

**Members de jury:**

M<sup>r</sup> A. AZIB

M<sup>me</sup> R. ABDELLI

M<sup>me</sup> D. REKIOUA

M<sup>r</sup> K. IDJDARENE

President

Examinatrice

Promotrice

Co-promoteur

***Promotion: 2013***

## ***Remerciements***

***Ce mémoire n'aurait été possible sans l'aide de dieu que nous remercions***

***De nous avoir donné le courage, la volonté nécessaire et la patience***

***Durant toutes ces années d'étude et que grâce a lui ce travail a pu être  
réalisé.***

***Nous remercions très vivement nos encadreurs Mme D. REKIOUA de  
nous avoir proposé le sujet, et de l'aide précieuse qu'elle a toujours bien  
voulu nous apporter et***

***Mr K. IDJD.ARENE d'être présent pour nous tendre la main à chaque  
fois qu'on en a besoin.***

***Nous adressons nos vifs remerciements aux membres de jury  
d'avoir accepté de juger ce travail.***

***Nous tenons aussi à remercier, tous ceux qui nous ont aidés  
de près et de loin a réaliser ce travail.***

***M.ADDOUR***

***L.ALLOUTI***

***Dédicaces***

***Je dédie ce travail à :***

***Ma Grande MERE,***

***Mon PERE qui ne cesse pas de m'encourager (GUERMATA),***

***Ma MERE pour sa tendresse profonde,***

***Mes chers frères et sœurs,***

***La mémoire de mon frère SALAH,***

***Mes proches et mes amis,***

***El Haraka (B.T).***

***M. ADDOUR***

## ***Dédicaces***

***À la mémoire de mon Grand PÈRE***

***À ma Grande MÈRE ;***

***À mes très chers parents qui n'ont pas cessé de croire en moi ;***

***À mes frères et ma sœur ;***

***À toute ma famille ;***

***À tous mes amis ;***

***À tous ceux que j'ai connus durant toutes mes études ;***

***À tous ceux pour qui je compte et qui comptent pour moi ;***

***Je dédie ce travail.***

***L. ALLOUTI***

# Sommaire

## Liste des abréviations

<b>Introduction générale</b> .....	1
------------------------------------	---

## **Chapitre I : Généralités sur l'énergie éolienne**

Introduction.....	3
Historique.....	3
I.1 Définition d'énergie éolienne.....	4
I.2 Constitution d'une éolienne.....	4
I.3 Classification des éoliennes.....	5
I.3.1 Selon l'axe.....	6
I.3.1.1 Eolienne à axe vertical.....	6
I.3.1.2 Eolienne à axe horizontal.....	7
I.3.2 Selon la vitesse.....	8
I.3.2.1 Eolienne à vitesse constante.....	8
I.3.2.2 Eolienne à vitesse variable.....	9
I.4 Intérêt de la vitesse variable.....	9
I.5 Nombre de pales.....	10
I.6 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne.....	11
I.7 Méthode de contrôle mécanique.....	13
I.7.1 Contrôle par décrochage aérodynamique passif « passif stall » .....	13
I.7.2 Contrôle par décrochage aérodynamique actif « actif stall » ou « combi stall » .....	14
I.7.3 Contrôle par angle de calage variable « pitch control ».....	14
I.8 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	15
I.8.1 Avantages.....	15
I.8.2 Inconvénients.....	15
I.9 Chaîne de conversion électromécanique.....	15
I.9.1 Systèmes couplés aux réseaux alternatifs.....	15
I.9.1.1 Machines asynchrones à cage.....	15
I.9.1.2 Machines asynchrones à double alimentation (MADA).....	16
I.9.1.3 Machines synchrones (MS).....	16
I.9.2 Systèmes autonomes.....	16
I.10 Le petit éolien.....	18
I.11 Maximisation de la puissance.....	18
I.11.1 La méthode de perturbation et observation.....	18
I.11.2 La méthode de gradient.....	19
I.11.3 La méthode du rapport de vitesse en bout de pâles (Tip speede ratio).....	20
I.11.4 La méthode de recherche de la montée colline (Hill climb).....	22
I.11.5 La logique floue.....	23
I.11.6 La méthode d'asservissement du signal de puissance (PSF).....	24
I.11.7 La méthode de couple optimal (OTC).....	25
I.12 Chaînes éoliennes à base de MSAP en fonctionnement autonome à puissance maximale.....	25
I.13 Notions théoriques.....	26
I.13.1 Limite de Betz.....	26
I.13.2 Variation de vitesse du vent en fonction de la hauteur.....	27
I.13.3 Coefficient de puissance.....	27
Conclusion .....	28

## Chapitre II : Modélisation des différents constituants de la chaîne éolienne

Introduction.....	29
II.1 Modélisation du générateur éolien.....	29
II.1.1 Modèle du vent.....	29
II.1.2 Modèle de la turbine.....	30
II.1.3 Modélisation de l'arbre de la machine.....	31
II.1.4 Modèle la machine synchrone à aimants permanents.....	31
II.1.5 Modélisation de l'association MSAP-Redresseur commandé.....	34
II.1.5.1 Introduction.....	34
II.1.5.2 Modèle mathématique du redresseur commandé.....	34
II.2 Modèle de la batterie.....	36
II.3 Stratégie de maximisation de la puissance.....	36
Conclusion.....	37

## Chapitre III : Optimisation de la puissance de la turbine éolienne

Introduction.....	38
III.1 Maximisation avec la connaissance de la courbe caractéristique de la voilure.....	38
III.1.1 Résultats de simulation.....	40
III.1.2 Interprétations.....	42
III.2 Maximisation sans la connaissance de la courbe caractéristique de la voilure.....	43
III.2.1 MPPT par la méthode P&O.....	43
III.2.1.1 Résultats de simulation.....	44
III.2.1.2 Interprétations.....	46
III.2.2 MPPT par la méthode d'asservissement du signal de la puissance (PSF).....	46
III.2.2.1 Résultats de simulation.....	47
III.2.2.2 Interprétations.....	49
Conclusion.....	49

## Chapitre IV : Optimisation et commande de la chaîne de conversion

Introduction.....	50
IV.1 Description du système global à étudier.....	50
IV.2 La génératrice synchrone à aimants permanents.....	50
IV.3 Commande du générateur éolien.....	51
IV.4 Principe de la commande vectorielle.....	52
IV.5 Résultats de simulation et interprétations.....	53
IV.5.1 Méthode classique.....	53
IV.5.2 Méthode P&O.....	60
IV.5.3 Méthode PSF.....	66
IV.6 Comparaison des résultats obtenus par les trois méthodes.....	70
IV.7 Le rendement.....	74
Conclusion.....	76

Conclusion générale.....	77
--------------------------	----

## Références bibliographiques

## Annexe

## La liste des abréviations

MADA	machine asynchrone double alimentation ;
MS	machine synchrone ;
MSAP	machine synchrone à aimants permanents ;
GAS	génératrice asynchrone ;
SCEE	système de conversion de l'énergie éolienne ;
MPPT	maximum power point tracking ;
FMM	la force magnétomotrice ;
MATLAB	the language of technical computing;
P&O	la méthode MPPT perturbation et observation ;
PO	le point optimum;
TSR	tip speed ratio;
HCS	hill climb;
PSF	la méthode d'asservissement du signal de la puissance (power signal Feedback);
OTC	optimal torque control ;
$\lambda$	rapport de vitesse ;
$\lambda_{opt}$	rapport de vitesse optimale ;
$C_p$	coefficient de puissance ;
$C_{p\ max}$	coefficient de puissance maximale ;
$V_v$	vitesse du vent [m/s];
$V_0$	vitesse du vent à la hauteur $H_0$ [m/s];
$H$	hauteur de la turbine [m];
$H_0$	hauteur de référence [m];
$P_{turbine}$	puissance de la turbine [W];
$P_{aer}$	puissance aérodynamique [W];
$P_{eol}^{opt}$	puissance optimale de l'éolienne [W];
$P_{aer\ max}$	puissance aérodynamique maximale [W];
$P_n$	puissance nominale [W];
$P_m$	puissance mécanique de la turbine [W];
$P_{max}$	puissance maximale [W];
$C_\Gamma$	le coefficient de couple ;
$\Gamma$	le couple produit par l'éolienne [N.m] ;
$\Omega_t$	la vitesse mécanique de la turbine [rd/s];
$\omega_r$	la vitesse angulaire de la turbine [rd/s];
$\omega_r\ opt$	la vitesse angulaire optimale de la turbine [rd/s];
$\alpha$	l'angle d'incidence [rd];
$\beta$	l'angle d'orientation des pales [rd];
$\rho$	la densité volumique de l'air [Kg/m <sup>3</sup> ];
M	masse d'air [Kg];

R	rayon de l'éolienne [m];
S	la surface balayée par la turbine [m <sup>2</sup> ];
F	la force de l'air [N];
$\Delta E_c$	la variation de l'énergie cinétique [J];
K	nombre d'itération ;
c	un pas (constante) ;
G	gain de multiplicateur de vitesse ;
$T_{em}$	le couple électromagnétique de la machine [N.m];
$T_{eol}$	le couple statique fournie par l'éolienne [N.m] ;
$T_g$	le couple de la génératrice [N.m] ;
$T_{mec\ ref}$	le couple mécanique référence [N.m] ;
$F_m$	coefficient de frottements de la machine [N.m.s/rd];
$F_t$	coefficient de frottements des pales [N.m.s/rd] ;
$J_t$	moment d'inertie de la turbine [Kg.m <sup>2</sup> ] ;
$J_m$	moment d'inertie de la machine [Kg.m <sup>2</sup> ] ;
$V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}$	les tensions des phases statoriques [V];
$I_{sa}, I_{sb}, I_{sc}$	les courants des phases statoriques [A] ;
$\Phi_{sa}, \Phi_{sb}, \Phi_{sc}$	les flux totaux à travers les bobines statoriques [Wb];
$V_{sd}$	tension statorique d'axe direct [V];
$V_{sq}$	tension statorique d'axe quadratique [V];
$I_{sd}$	courant statorique d'axe direct [A];
$I_{sq}$	courant statorique d'axe quadratique [V];
$V_{sabc}$	flux de phases statoriques [Wb];
$I_{sabc}$	courant de phases statoriques [A];
$\Phi_{sq}$	flux statorique d'axe quadratique [Wb];
$\Phi_{sd}$	flux statorique d'axe direct [Wb];
$\Phi_e$	le flux des aimants à travers le circuit équivalent direct [Wb];
$L_{sd}$	inductance cyclique statorique d'axe direct [H];
$L_{sq}$	inductance cyclique statorique d'axe quadratique [H];
$R_s$	résistance statorique [ $\Omega$ ];
p	nombre de paire de pôles de la machine synchrone ;
$\omega$	pulsation des tensions [rd/s] ;
$i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$	les courants d'entrées de redresseur [A];
$V_{Sab}, V_{Sbc}, V_{Sca}$	les tensions d'entrées de redresseur [V];
$V_{dc}$	tension de bus continu [V];
$V_{bat}$	la tension de la batterie [V];
$E_{bat}$	la force électromotrice de la batterie [V] ;
$R_{bat}$	la résistance de la batterie [ $\Omega$ ] ;
$I_{bat}$	le courant de la batterie [A] ;



# **Introduction générale**

## Introduction Générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays émergents auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement.

Le recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel sont les plus répondus pour la production d'électricité, permet d'avoir des coûts de production faibles mais conduit à un dégagement massif de gaz polluants. Ainsi, la production électrique à partir de ces combustibles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> [GER].

Les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures.

Face à ces problèmes, et de façon à limiter l'emploi de centrales nucléaires, plusieurs Pays sont tournés vers une nouvelle forme d'énergie beaucoup plus accessibles et très adaptées à la production décentralisée, les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles.

A titre d'exemple l'énergie éolienne a été l'une des croissances les plus rapides des sources d'énergie dans le monde. Elle joue le rôle de complément aux productions d'énergies classiques.

Au cours des deux dernières décennies il y a eu de nombreux progrès technologiques dans l'industrie éolienne, qui ont fait d'elle une source d'énergie plus fiable et plus rentable. En jours actuels, la production d'énergie éolienne est commercialisable et les systèmes de puissance sont de plus en plus pénétrables en cette dernière.

Le premier chapitre se verra contenir quelques notions fondamentales sur l'énergie éolienne ainsi qu'un état de l'art sera présenté. Il s'agit d'une étude assez détaillée du système

éolien et des différentes structures existantes (les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable et leur constitution). On aborde les différentes définitions des constituants qui rentrent en jeu ainsi que les différents types des génératrices utilisées dans la chaîne de conversion et les différentes architectures possibles.

Dans le deuxième chapitre, nous effectuerons l'étude et la modélisation de la chaîne de conversion avec comme architecture choisie, une machine synchrone à aimants permanents comme génératrice fonctionnant en système autonome.

Le chapitre trois sera consacré à la commande d'une éolienne à vitesse variable. Cette commande a pour but de pouvoir capturer le maximum de puissance possible du vent par la turbine. L'optimisation de cette puissance se fait par la recherche continue de ce point maximal par des techniques dites MPPT (Maximum Power Point Tracking).

La régulation de tout le système fera l'objet du quatrième chapitre. Cette dernière permet de contrôler la génératrice, dans le but de pouvoir capturer le maximum de puissance possible du vent par la turbine. En effet, pour chaque vitesse du vent correspond une vitesse de la génératrice pour laquelle la courbe de puissance de l'éolienne présente un maximum.

Nous terminerons notre travail par une conclusion et des perspectives.

# **Chapitre I :**

## **Généralités sur l'énergie éolienne**

## **Introduction**

Une éolienne est une installation qui convertit la puissance de vent en énergie électrique, donc le maximum d'énergie émis ne dépend pas seulement de la machine mais aussi des limites de la vitesse du vent. D'autre part, elles convertissent l'énergie éolienne en énergie mécanique.

L'électricité produite par les éoliennes est utilisée pour les circuits de charge de batterie, les systèmes de production d'énergie résidentiels, les systèmes de production distribuée, et les grands réseaux de services publics. Les différents éléments des éoliennes sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique ; d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable [NAI].

Dans ce chapitre on va rappeler quelques notions essentielles sur l'énergie éolienne, en faisant une description générale sur différents types d'éolienne ses avantages et inconvénients. Des détails sur la constitution d'une éolienne et les différents composants de la chaîne de production de cette énergie.

## **Historique**

L'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 Eole, connu en Grèce antique comme le dieu des vents. Le terme signifie également « rapide », « vif » ou « inconstant ».

Le début de l'utilisation de l'énergie éolienne remonte approximativement 3000 ans avant JC, dans le cadre de l'utilisation des premiers bateaux à voile. Après, les premiers moulins à vent sont inventés par les Perses, vers 200 avant JC. Cette technique n'est ensuite importée en Europe qu'au XII siècle. Deux siècles après, les célèbres moulins hollandais voient le jour. Ces moulins sont utilisés pour faire tourner des scieries ou fabriquer de l'huile. Mais c'est en Angleterre qu'ont été perfectionnées les formes des ailes. L'Angleterre compte au XIXe siècle environ 10 000 moulins. Depuis les années 1990, le développement technologique des éoliennes a permis la construction des aérogénérateurs [FOU].

## **I.1 Définition d'énergie éolienne**

D'où vient son énergie et de quoi est-elle faite?

Entre les pôles et l'équateur, le Soleil réchauffe le globe terrestre de manière fort inégale. Les écarts de température qui en résultent provoquent des différences de densité des masses d'air qui se traduisent par des variations de pression atmosphérique. Dès lors se crée un vaste mouvement des masses d'air des zones à haute pression vers les zones à basse pression. C'est ce mouvement qui constitue le phénomène général des vents à la surface de la planète. Mais la façon dont les vents s'orientent localement aux quatre coins de la planète obéit encore à d'autres lois très complexes de la dynamique des fluides, aux forces physiques résultant de la rotation de la Terre (force de "Coriolis"), à la présence des océans et des continents et de leurs reliefs respectifs. Ceci explique la très grande variété des vents dominants qui caractérisent les diverses régions et climats du globe, selon les latitudes et longitudes.

Le vent est donc une masse d'air en mouvement qui transforme l'énergie thermique que cette masse a retiré du rayonnement solaire en énergie cinétique. Deux paramètres essentiels caractérisent donc le vent. Le premier, déterminant quant à la quantité d'énergie qu'il est susceptible de fournir, c'est sa vitesse, et le second, c'est la direction de son déplacement.

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable non dégradée, géographiquement diffusée, avec une corrélation saisonnière (en hiver la demande en énergie électrique est proportionnellement croissante à la moyenne des vitesses des vents à cette période).

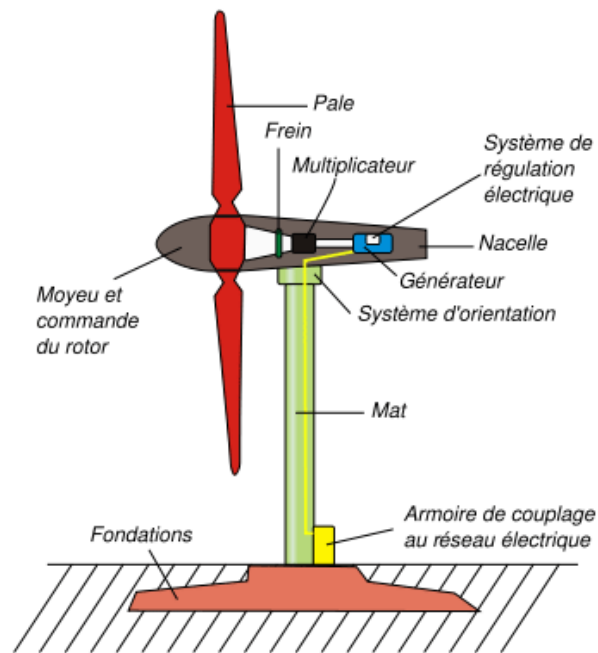
L'énergie éolienne comme son nom l'indique (inconstante), laisse son captage très complexe nécessitant un dimensionnement d'un aérogénérateur d'ordre de dizaine de mètres pour plusieurs méga watt.

## **I.2 Constitution d'une éolienne**

Une éolienne comprend six composants principaux :

- Un rotor servant à convertir de façon aérodynamique l'énergie éolienne en énergie mécanique sur un arbre tournant lentement.
- Une boîte de vitesses servant à accroître la vitesse de l'arbre du rotor pour le générateur.
- Un générateur produisant de l'électricité. Dans certains cas, des générateurs de conception spéciale pouvant fonctionner à la vitesse de l'arbre du rotor sans aucune boîte de vitesses.

- Un système de commande et de protection servant à optimiser le rendement et à conserver la machine en état de fonctionnement dans des limites sécuritaires.
- Une tour qui permet de placer le rotor à une hauteur élevée au-dessus du sol, où la vitesse du vent est supérieure et les effets des obstacles locaux sont moindres.
- Une base qui soutient l'éolienne, quelquefois à l'aide de haubans.



**Figure I.1** : Composition d'une éolienne [POI].

### I.3 Classification des éoliennes

Les génératrices éoliennes peuvent être regroupées selon différentes catégories, et un classement est proposé comme suit :

- La nature du convertisseur électromécanique (machine synchrone, machine asynchrone, machine à courant continu).
- Le type de capteur.
- Le mode de régulation (pitch ou stall régulation).
- La nature de l'accouplement mécanique (présence de multiplicateur de vitesse ou attaque directe).
- Le mode de fonctionnement (vitesse constante ou variable) [MAR].

### I.3.1 Selon l'axe

Il existe différents profils d'éoliennes. On distingue deux grands types : les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal. Que l'éolienne soit du premier ou du deuxième type, il s'agit de générer un couple moteur pour entraîner la génératrice.

#### I.3.1.1 Eolienne à axe vertical

Les pylônes des éoliennes à axe vertical sont courts, entre 0,1 et 0,5 fois la hauteur du rotor. Cela permet de placer tout le dispositif de conversion de l'énergie (génératrice, multiplicateur, etc.) au pied de l'éolienne, facilitant ainsi les opérations de maintenance. De plus, il n'est pas nécessaire d'utiliser un dispositif d'orientation du rotor comme pour les éoliennes à axe horizontal. Cependant, les vents sont faibles à proximité du sol, ce qui induit un moins bon rendement car l'éolienne subit les turbulences du vent. De plus, ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mât subit de fortes contraintes mécaniques. Pour ces raisons, de nos jours, les constructeurs d'éoliennes privilégient les éoliennes à axe horizontal.

Les deux types de structures d'éoliennes à axe vertical les plus répandues reposent sur les principes de traînée différentielle ou de la variation cyclique d'incidence :

- Le rotor de Savonius dont le fonctionnement est basé sur le principe de la traînée différentielle. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble.
- Le rotor de Darrieus est basé sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif.



**Figure I.2.1 :** Type Darrieus.



**Figure I.2.2 :** Type Savonius.



### I.3.1.2 Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur le principe des moulins à vent. Elles sont constituées d'une à trois pales profilées aérodynamiquement. Le plus souvent le rotor de ces éoliennes est tripale, car trois pales constituent un bon compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien ainsi que l'aspect esthétique par rapport aux bipales.

Nous trouvons dans cette famille d'aéromoteurs deux catégories, « onshore » et « offshore », ces termes américains permettent de distinguer si l'éolienne est implantée sur terre ou à la surface de la mer.

- Les éoliennes terrestres dites « onshore » sont installées sur la terre.
- Les éoliennes marines dites « offshore » sont installées en mer.

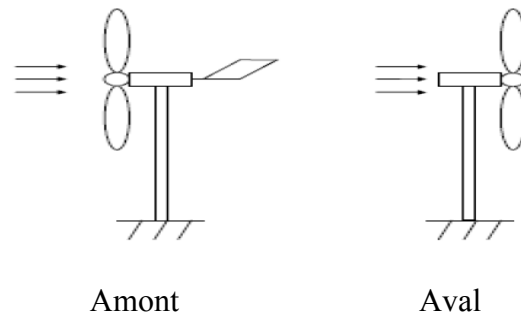


**Figure I.3.1** : les éoliennes offshore. **Figure I.3.2** : les éoliennes onshores.

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important.

Il existe deux catégories d'éoliennes à axe horizontal:

- **Amont** : le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.
- **Aval** : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto-orientable.



**Figure I.4 :** Eolienne en amont et en aval [BOU].

La disposition turbine en amont est la plus utilisée car plus simple et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances : pas de gouverne, les efforts de manœuvre sont moins importants et il y a une meilleure stabilité.

Les pâles des éoliennes à axe horizontal doivent toujours être orientées selon la direction du vent. Pour cela, il existe des dispositifs d'orientation de la nacelle en fonction de cette direction.

Aujourd'hui, l'éolienne à axe horizontal avec un rotor du type hélice, présente un réel intérêt pour la production d'électricité à grande échelle.

### **I.3.2 Selon la vitesse**

#### **I.3.2.1 Eolienne à vitesse constante**

Ce mode de fonctionnement concerne principalement les éoliennes dont la vitesse de rotation est régulée par orientation des pales (pitch control). Généralement, ces éoliennes reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage d'écureuil directement reliée à un réseau d'énergie puissant qui impose sa fréquence (50Hz) aux grandeurs statoriques. Pour assurer un fonctionnement en générateur, il est nécessaire que la vitesse de rotation de la MAS soit au-delà du synchronisme (glissement négatif). Le système d'orientation des pales (pitch control) maintient alors la vitesse de rotation de la machine constante, entraînée au travers d'un multiplicateur, avec un glissement inférieur ou égal à 1% [IDJ].

#### **Avantages :**

- Système électrique plus simple.
- Plus grande fiabilité.
- Peu de probabilité d'excitation des fréquences de résonance des éléments de l'éolienne.
- Pas besoin de système électrique de commande.
- Moins cher.

### **I.3.2.2 Eolienne à vitesse variable**

Pour optimiser la puissance débitée en fonction du vent, il est souhaitable de pouvoir régler la vitesse de rotation de l'éolienne. L'idée est de réaliser un générateur à fréquence fixe et vitesse variable. Le générateur à vitesse variable permet de fonctionner pour une large gamme de vents donc de récupérer un maximum de puissance tout en réduisant les nuisances sonores lors d'un fonctionnement à faible vitesse de vent. En vitesse variable, on règle le système de façon à ce que pour chaque vitesse de vent, l'éolienne fonctionne à puissance maximale. C'est ce qu'on appelle le Maximum Power Point Tracking. La puissance maximale est atteinte pour une vitesse de rotation de la turbine donnée par la caractéristique de l'éolienne.

Dans ces systèmes, la vitesse mécanique de la turbine et la fréquence de la charge sont découplées. Pour obtenir ce découplage, on utilise une interface d'électronique de puissance. De cette manière la turbine tourne à vitesse variable, ajustée de manière optimale à tout instant à la vitesse du vent. Ils ont une majeure efficacité car ils parviennent à maximiser la capture d'énergie du vent disponible.

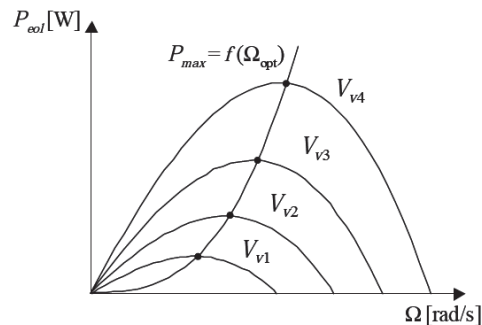
#### **Avantages :**

- Niveau de bruit inférieur à bas régime éolien et un meilleur transfert de puissance vers la charge.
- Une meilleure extraction de l'énergie du vent.
- La vitesse variable représente l'avenir des éoliennes. En effet si la génératrice fonctionne à vitesse fixe, les maximums théoriques des courbes ne sont pas exploités. Mais on voit clairement quand la génératrice fonctionne à vitesse variable, les maximums théoriques sont atteints pour chaque vitesse du vent [ARA].

### **I.4 Intérêt de la vitesse variable**

Si on considère les courbes du coefficient de puissance 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 à une charge, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent ( $\lambda_{opt}$ ). Un système à deux vitesses de rotation est possible mais la vitesse variable électronique apporte beaucoup plus en terme énergétique. La figure I.5 montre que la position du maximum de la courbe 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 [ABD].



**Figure I.5 :** Variation de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.

### I.5 Nombre de pales

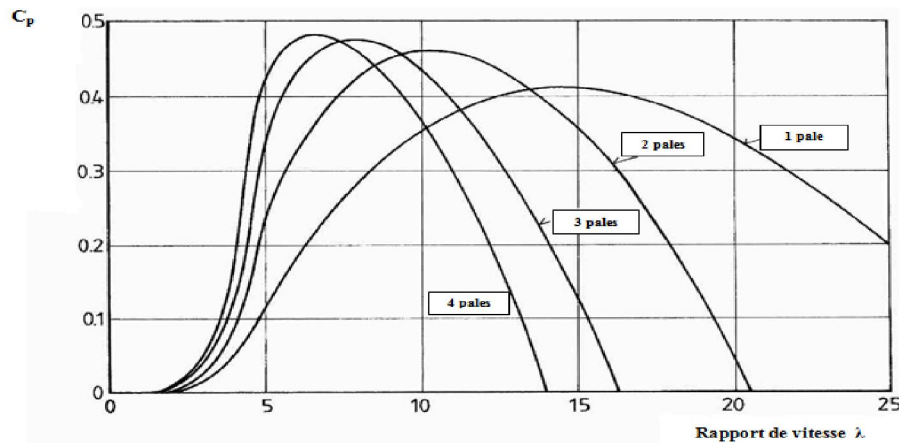
Dans l'optique de réduire les contraintes dues à la précession, les éoliennes modernes ont trois pâles, de sorte qu'une seule pôle est soumise à une précession maximale. Le défaut historique majeur des éoliennes était d'avoir un nombre pair de pâles, de sorte que deux pâles étaient verticales en même temps. Le modèle à deux pâles est celui qui reçoit le plus de contraintes.

La plupart des éoliennes artisanales possèdent deux pâles, car elles sont fabriquées à partir d'une seule longue pièce courbée de bois ou de métal, montée sur un générateur de récupération, tel qu'un alternateur de voiture ou un moteur de machine à laver.

Les rotors à nombre pair de pâles ne nécessitent pas obligatoirement de fixer individuellement chaque pôle sur un moyeu. Aussi, beaucoup d'éoliennes commercialisées ont elles deux pales, car il est plus facile et plus économique d'usiner celles-ci d'un seul tenant.

Les éoliennes à trois pâles, bien plus efficaces et silencieuses, doivent généralement être montées sur place.

Quand une éolienne puissante possède plus de trois pâles, celles-ci sont perturbées par l'air déplacé par la pôle précédente. Le rendement s'en trouve réduit. La figure I.6 montre l'influence du nombre de pale sur la puissance utile présente sur l'arbre :

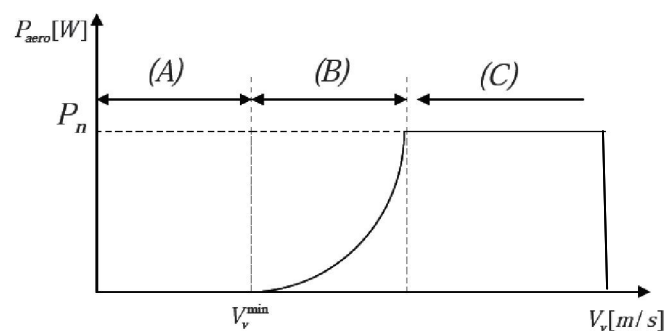


**Figure I.6 :** Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation [GER].

Les vibrations diminuent quand le nombre de pâles augmente. En plus de fatiguer les mécanismes, certaines vibrations sont audibles et provoquent des nuisances sonores. Cependant, les éoliennes possédant moins de pâles, plus grandes, fonctionnent à un nombre de Reynolds plus élevé, et sont par conséquent plus efficaces. Le prix d'une éolienne augmente avec le nombre de pâles, leur nombre optimal semble donc être de trois.

### I.6 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Le dimensionnement en puissance de l'ensemble de la turbine, du générateur et de toute la mécanique de structure (nacelle, mât) associée est défini pour une vitesse du vent nominale au-delà de laquelle il est nécessaire d'écarter la puissance [ABD]. Ainsi, la courbe idéale et typique d'un aérogénérateur a l'allure de celle présentée à la figure I.7 [BEN].



**Figure I.7** La caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent.

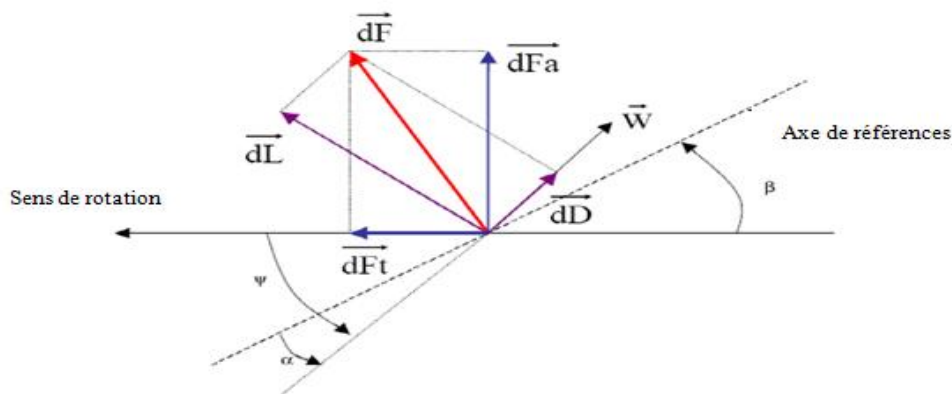
La caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte trois zones distinctes :

- la zone *A*, où  $P_{turbine} = 0$  (la turbine ne fournit pas de puissance) ;
- la zone *B*, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent  $V_v$  ;

- la zone C, où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance  $P_{turbine}$  fournie reste sensiblement égale à  $P_n$ .

Dans les grandes machines (au-delà de quelques 100 kW), on rencontre deux familles de systèmes de limitation de la puissance aérodynamique : les systèmes « pitch » (à pas variable) dans lesquels on règle l'orientation des pales pour réduire  $C_p$  sensiblement avec  $V_v^3$  et les systèmes « stall » (à décrochage aérodynamique naturel) où les pales ont un profil optimisé pour obtenir le décrochage (chute de  $C_p$  en  $V_v^3$ ) dans ce cas, la courbe de puissance maximale n'est pas parfaitement plate mais présente une « bosse ». Il existe également des dispositifs intermédiaires qualifiés de « stall actif » dans lesquels un très faible réglage de l'angle de calage associé à un profil de pale optimisé permet d'obtenir un compromis entre complexité du système de réglage et qualité de la courbe de puissance obtenue.

Comme le montrent les expressions des forces dans la figure I.8, celles-ci augmentent rapidement avec le vent apparent et la puissance correspondante peut devenir rapidement supérieure à la puissance nominale de la machine. Il faut donc à un moment donné pouvoir limiter le couple. Le réglage du couple, donc de la puissance captée par la turbine, se fait essentiellement par action sur la portance qui dépend principalement de l'angle d'incidence  $\alpha$ , le réglage de la puissance va donc se faire par action sur  $\alpha$ .



**Figure I.8** : Les expressions des forces [LAV].

On peut décomposer la force résultante  $\vec{dF}$  de la manière suivante :

- La portance  $\vec{dL}$ , normale à la direction du vent apparent.
- La force de traînée  $\vec{dD}$ , parallèle à la direction du vent.

On peut aussi la décomposer d'une autre manière :

- La poussée axiale  $\vec{dF}_a$ , perpendiculaire au plan de rotation.

· La poussée tangentielle  $\overrightarrow{dF_t}$ , 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 :

$$\overrightarrow{dF_t} = \overrightarrow{dL} \sin(\Phi) - \overrightarrow{dD} \cos(\Phi)$$

$$\overrightarrow{dF_a} = \overrightarrow{dL} \cos(\Phi) - \overrightarrow{dD} \sin(\Phi)$$

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

Les modules des forces  $\overrightarrow{dL}$  et  $\overrightarrow{dD}$

$$\overrightarrow{dL} = \frac{1}{2} \cdot \rho w^2 \cdot dA \cdot C_L$$

$$\overrightarrow{dD} = \frac{1}{2} \cdot \rho w^2 \cdot dA \cdot C_D$$

Avec :

$dA$  = Surface du « tronçon » de la pale.

$C_L$  = Coefficient de portance (sans dimension).

$C_D$  = Coefficient de traînée (sans dimension).

$w$  : Module du vent apparent.

## I.7 Méthode de contrôle mécanique

Il existe trois méthodes de contrôle. Elles servent principalement à limiter la puissance captée pour les vents forts, mais certaines peuvent également intervenir pour faciliter la mise en rotation de la turbine [BOU].

### I.7.1 Contrôle par décrochage aérodynamique passif « Passive Stall »

Dans le cas de la régulation aérodynamique passive, appelée aussi "**stall control**", les pales de l'éolienne sont fixes par rapport au moyeu de l'éolienne. Elles sont conçues spécialement pour subir des décrochages lors de vents forts. Le décrochage est progressif lorsque le vent atteint sa vitesse critique. Ce type de régulation est utilisé pour la plupart des éoliennes car il a l'avantage de ne pas nécessiter de pièces mobiles et de système de régulation dans le rotor [IDJ].

---

### **I.7.2 Contrôle par décrochage aérodynamique actif « active stall » ou « combi stall »**

Un dernier type de régulation vise à utiliser les atouts de la régulation passive et de la régulation active afin de contrôler de manière plus précise la production d'électricité. Ce système est dit à régulation active par décrochage aérodynamique, "**active stall**". On l'utilise pour les éoliennes de fortes puissances [IDJ].

#### **Avantages**

Il y a possibilité d'adaptation de la turbine aux conditions d'exploitation. Les actionneurs, électriques ou hydrauliques nécessaires, sont de taille réduite, les mouvements de rotation des pales restant de faible amplitude. La possibilité de provoquer un décrochage volontairement facilite les conditions de freinage. Le frein mécanique peut être monté derrière le multiplicateur de vitesse où le couple est plus faible, et il n'est utilisé que comme frein de « parking ».

#### **Inconvénients**

L'énergie nécessaire aux actionneurs doit être transmise au moyeu de la turbine. Si les actionneurs sont électriques, cela nécessite des contacts glissants (bagues/charbons) sujets à l'usure et nécessitant un entretien [BOU].

### **I.7.3 Contrôle par angle de calage variable « Pitch control »**

La régulation active par vérins hydrauliques, dite aussi "**pitch control**", consiste à faire varier l'angle de calage des pales pour profiter au maximum du vent instantané et limiter la puissance pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale.

En général, le système de régulation pivote les pales de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent pour que les pales soient toujours positionnées à un angle optimal par rapport au vent, de façon à extraire la puissance maximale à tout moment. Ce système permet de limiter la puissance en cas de vent fort [IDJ].

#### **Avantages**

La diminution de l'angle d'incidence  $\alpha$  jusqu'à une valeur nulle ou négative limite toutes les forces aérodynamiques sur les pales, ce qui réduit considérablement les efforts à vitesse de vent élevée. Comme la force de poussée axiale est également diminuée, les efforts sur la tour sont réduits. Cet avantage est encore amplifié à vitesse variable puisque l'excès d'énergie pendant une rafale (dont la variation est trop brutale pour que le mécanisme d'orientation puisse compenser les effets) peut être stocké dans l'inertie du rotor par variation de sa vitesse



(si le générateur l'accepte) alors que la puissance transmise reste pratiquement constante. Le frein mécanique n'est alors qu'un frein de « parking ».

### **Inconvénients**

Les actionneurs nécessaires sont de puissance supérieure à celle du cas précédent. L'énergie nécessaire aux actionneurs doit être transmise au moyeu de la turbine. Si les actionneurs sont électriques, cela nécessite également des contacts glissants bagues/charbons sujets à l'usure et nécessitant un entretien [BOU].

C'est pourquoi, dans les chaînes de conversion électromécaniques conventionnelles, on intercale entre la turbine et la génératrice un multiplicateur mécanique à engrenages.

## **I.8 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne**

### **I.8.1 Avantages**

- Non polluante.
- Inépuisable (énergie du vent).
- Peut être rentable dans les régions éloignées et ventée (sites isolés).
- Peut être complémentaire des filières traditionnelles.

### **I.8.2 Inconvénients**

- Aspect aléatoire (sujette aux variations des vitesses de vent).
- Bruit des pales.
- Impact visuel.
- Interférences électromagnétiques [BEL].

## **I.9 Chaînes de conversion électromécanique**

Diverses chaînes de production coexistent pour la production d'électricité par aérogénérateurs. Elles peuvent être très différentes selon que l'on est en forte ou en petite puissance, en fonctionnement à vitesse fixe (ou peu variable) ou à vitesse variable. On peut, par exemple, classer ces solutions par leur fonctionnement couplé ou non au réseau.

### **I.9.1 Systèmes couplés aux réseaux alternatifs**

#### **I.9.1.1 Machines asynchrones à cage**

C'est dans les grandes puissances (au-delà de 100 kW) que l'on rencontre des systèmes reliés au réseau et produisant "au fil du vent". Au départ, le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des génératrices asynchrones

à cage directement couplées au réseau (sans interface électronique de puissance) jusqu'à des puissances dépassant le mégawatt. Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive, et à un démarreur automatique progressif à gradateur ou à résistances permettant de limiter le régime transitoire d'appel de courant au moment de la connexion au réseau. Dans le cas des aérogénérateurs de dimensions importantes (puissance, rayon des pales), la vitesse de rotation est peu élevée, ce que nécessite d'insérer un multiplicateur mécanique de vitesse [ABD].

### **I.9.1.2 Machines asynchrones à double alimentation (MADA)**

La machine asynchrone à rotor bobiné à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hyposynchrone : le stator (ou le rotor) est connecté à tension et fréquence fixes au réseau alors que le rotor (ou le stator) est relié au réseau à travers un convertisseur de fréquence (plus ou moins élaboré). Si la variation de vitesse requise reste réduite autour de la vitesse de synchronisme, le dimensionnement du convertisseur de fréquence (électronique de puissance) peut être réduit. Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant [ABD].

### **I.9.1.3 Machines synchrones (MS)**

Enfin, tout particulièrement dans le cas des entraînements directs (sans multiplicateur mécanique), on utilise des machines synchrones. Leurs performances, notamment en termes de couple massique, sont très intéressantes lorsqu'elles ont un très grand nombre de pôles. Leur fréquence étant alors incompatible avec celle du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose naturellement. C'est pourquoi les machines à entraînement direct sont toutes à vitesse variable. Les génératrices synchrones à entraînement direct sont encore peu nombreuses. Pour des raisons de compacité et de rendement, des génératrices synchrones à aimants permanents apparaissent et devraient prendre une place croissante dans les prochaines années.

## **I.9.2 Systèmes autonomes**

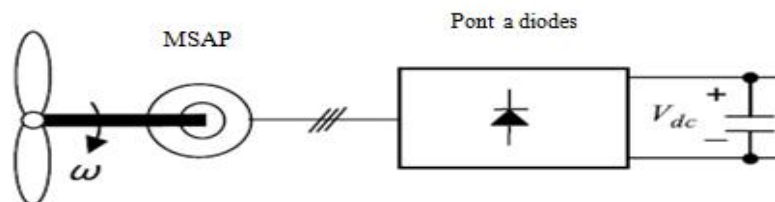
Pour les réseaux de petites puissances en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent

diesel. Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et est auto amorcée par condensateurs. Pour éviter des démarrages trop fréquents du groupe électrogène, ou pour assurer les transitions, des batteries électrochimiques, voir des accumulateurs inertiels, peuvent également être associés via un convertisseur électronique. Les inconvénients principaux de ce type de chaîne sont dus à la rigidité (vitesse faiblement variable par glissement de la GAS), l'absence d'optimisation de puissance et la nécessité d'un multiplicateur de vitesse.

Une autre solution couramment employée consiste à utiliser un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif. Dans le cas des très petites puissances, l'énergie est directement consommée en courant continu. Le bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes de production (éolien, photovoltaïque, pile à combustible...) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur de tels bus.

La figure I.9 montre une solution originale et de faible coût pour associer un aérogénérateur à un tel système. La génératrice est de type synchrone à aimants permanents (entraînement direct comme il s'agit de puissances modestes) débitant directement, à travers un pont de diodes triphasé, sur le bus continu et l'accumulateur électrochimique.

Le débit direct (à travers un simple redresseur en pont à diodes) de la machine synchrone sur une source de tension continue peut surprendre. En fait, c'est grâce à l'inductance d'induit de la machine synchrone de forte valeur que les courants restent proches des formes sinusoïdales et que les rendements de conversion sont corrects. En cas de surcharge de la batterie (trop de tension), un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée en rotation.



**Figure I.9 :** Aérogénérateur à aimants permanents débitant directement à travers un pont de Diodes sur le bus continu [MOH].

## **I.10 Le petit éolien**

Le petit éolien, ou éolien individuel ou encore éolien domestique, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances, de 100 watts à 20 kilowatts, montées sur des mâts de 10 à 35 mètres, raccordées au réseau ou bien autonomes en site isolé. Le petit éolien est utilisé pour produire de l'électricité et alimenter des appareils électriques (pompes, éclairage, ...) de manière économique et durable, principalement en milieu rural. Les petites éoliennes classiques sont généralement à axe horizontal et qui fera objet de notre étude.

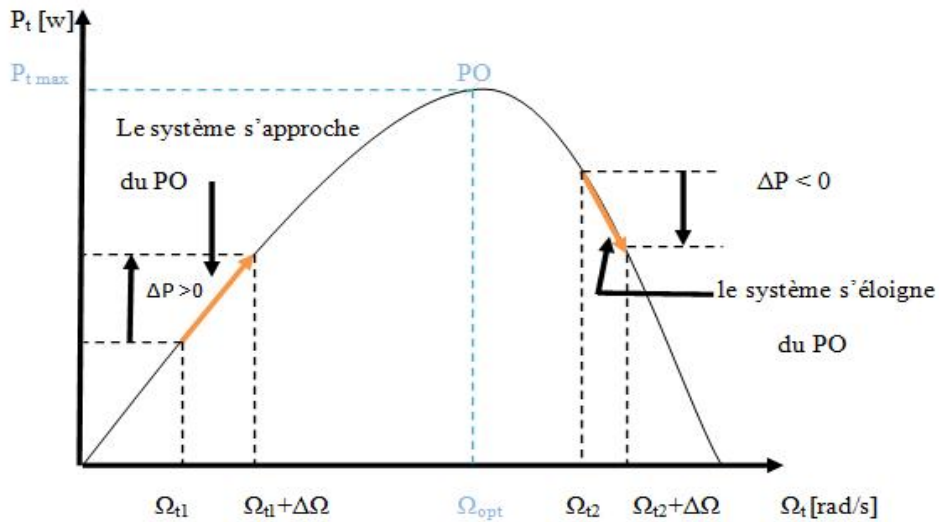
## **I.11 Maximisation de la puissance**

L'énergie éolienne, même si abondante, varie continuellement et comme les changements de vitesse du vent dans la journée. Le montant de la puissance du moteur à partir d'un système de conversion d'énergie éolienne (SCEE) dépend de l'exactitude avec laquelle les points de puissance de pointe sont suivis par la recherche de point de puissance maximale (MPPT) de commande du système de commande quel que soit le type de générateur utilisé. Dans ce qui suit, on donne un aperçu de quelques contrôleurs MPPT utilisés pour l'extraction de la puissance maximale des SCEE.

### **I.11.1 La méthode de perturbation et observation**

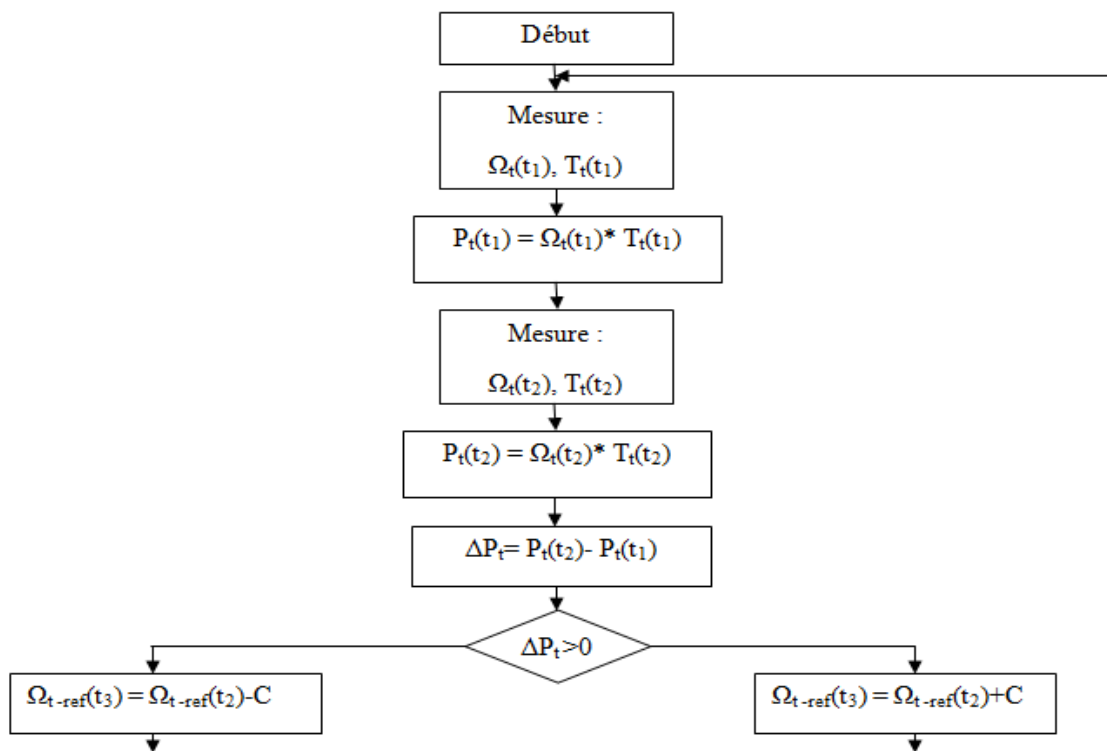
Le principe de la commande MPPT de type P&O se résume dans deux instructions, l'une est de perturber la vitesse de l'éolienne ( $\Omega_t$ ) avec de petite fourchette autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de la puissance  $P_t$ . Ainsi, comme l'illustre la figure I.10 on peut déduire que si une incrémentation positive de la vitesse ( $\Omega_t$ ) engendre un accroissement de la puissance  $P_t$ , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve a gauche du point optimal (PO). Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le point optimal.

En résumé, si suite à une perturbation de vitesse, la vitesse  $P_t$  augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PO.



**Figure I.10 :** Schéma de principe de la méthode P&O [SEL].

La figure I.11 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, ou l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de la vitesse.



**Figure I.11 :** Organigramme de la technique de commande perturbation et observation [SEL].

### I.11.2 La méthode de gradient

La recherche du point optimal par la méthode de gradient est plus simple sans connaître les paramètres  $\lambda_{opt}$  et  $C_{p,max}$  pour chaque vitesse du vent, la référence de vitesse de la turbine est ramenée à son optimum qui donne le maximum de puissance. Pour agir sur la

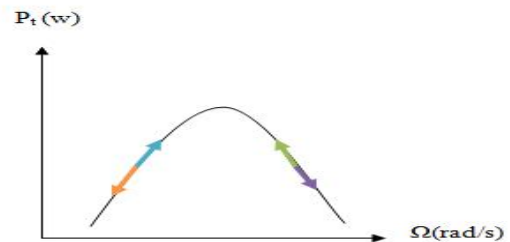
vitesse de rotation de la génératrice, on surveille le sens de variation du rapport  $\left(\frac{dP}{d\Omega}\right)$ . Lorsqu'on atteint le point désiré (maximum de puissance), ce rapport sera nul [SEL].

Mathématiquement, on peut écrire :  $\frac{dPt}{d\Omega t} = \frac{dPt}{dt} \left(\frac{d\Omega t}{dt}\right)^{-1}$

On distingue quatre cas possibles résumés dans le tableau 1 et illustré par la figure I.12.

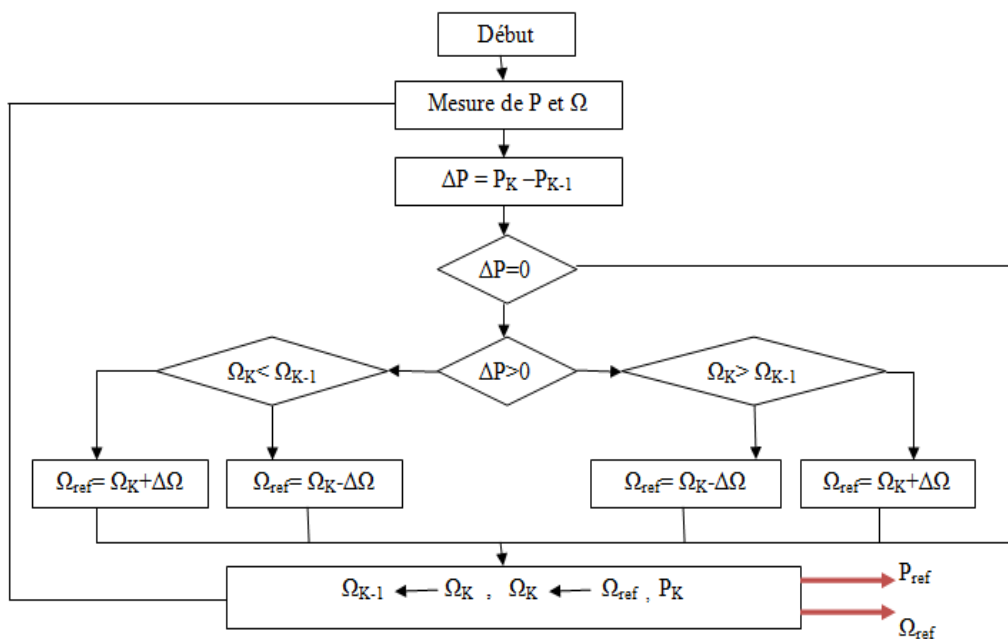
**Tableau 1** : les commandes à effectuer.

$\frac{d\Omega t}{dt} \backslash \frac{dPt}{d\Omega t}$	< 0	> 0
< 0	$\Omega$ ↗ Cas 1	$\Omega$ ↘ Cas 2
> 0	$\Omega$ ↘ Cas 3	$\Omega$ ↗ Cas 4



**Figure I.12** : MPPT par la méthode gradient.

L'algorithme nécessite la connaissance de la puissance et de la vitesse de rotation à chaque instant. Selon les quatre cas possibles décrits dans le tableau 1, à l'itération K on augmente ou on diminue la référence de vitesse  $\Omega_{k+1}$  d'un pas fixe  $\Delta\Omega$ . L'algorithme d'optimisation est illustré par l'organigramme de la figure I.13.



**Figure I.13** : Organigramme de MPPT avec la méthode de gradient [SEL].

### I.11.3 La méthode du rapport de vitesse en bout de pâles (Tip speed ratio)

La puissance produite par une éolienne est donnée par :

$$P_m = \frac{1}{2} * \pi * \rho * C_p(\lambda, \beta) * R^2 * V^3 \tag{I.1}$$

Où  $R$  est le rayon de la turbine,  $v$  est la vitesse du vent,  $\rho$  est la densité d'air,  $C_p$  est le coefficient de puissance,  $\lambda$  est le rapport entre la vitesse du vent et la vitesse de rotation aux bouts des pales,  $\beta$  est l'angle d'inclinaison des pales.

Le tip speed ratio est donné par :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{v} \quad (I.2)$$

Où  $\omega_r$  est la vitesse angulaire de la turbine. La puissance cible optimale d'une éolienne peut être écrite comme [ALL] :

$$P_{max} = K_{opt} \cdot \omega_{r \text{ opt}} \quad (I.3)$$

Ou

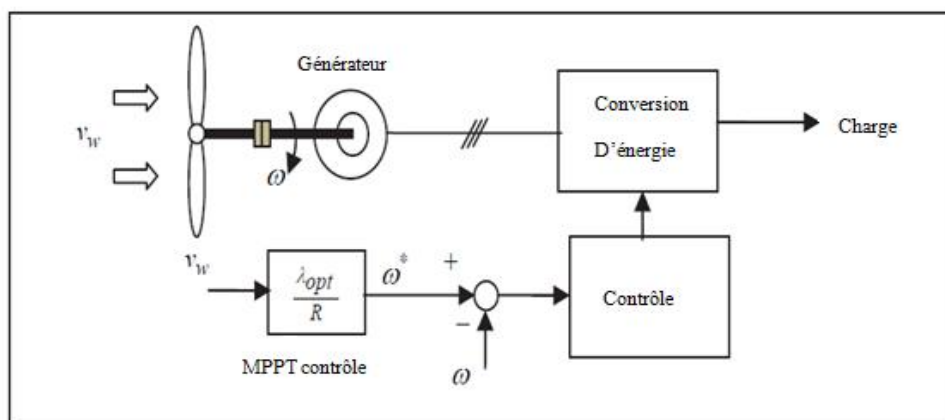
$$K_{opt} = \frac{0.5 \cdot \pi \cdot \rho \cdot C_{p \text{ max}} \cdot R^5}{\lambda_{opt}^3} \quad (I.4)$$

Et

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} \cdot v}{R} \quad (I.5)$$

La puissance pour une certaine vitesse de vent est maximum pour une certaine valeur de vitesse du rotor appelé la vitesse optimale du rotor  $\omega_{opt}$ . C'est la vitesse qui correspond à la vitesse de point optimale  $\lambda_{opt}$ . Afin d'avoir la puissance maximale possible, la turbine devrait toujours fonctionner à  $\lambda_{opt}$ . Ceci est possible en commandant la vitesse de rotation de la turbine de manière à avoir toujours la turbine qui tourne à la vitesse optimale de rotation.

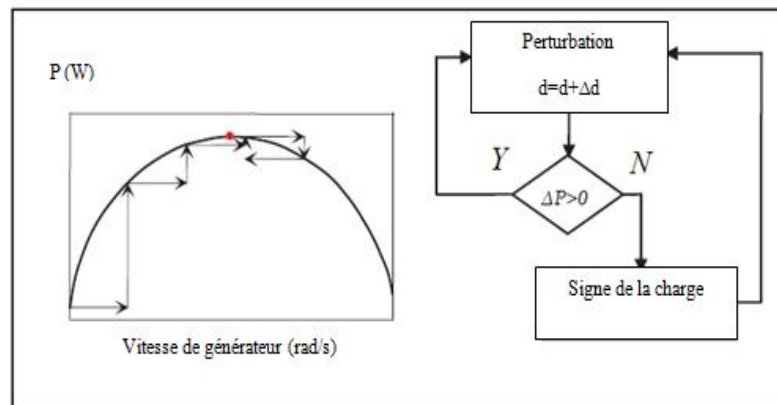
La TSR régule la vitesse de rotation du générateur afin de maintenir le TSR à une valeur optimale au cours de laquelle la puissance extraite est maximale. Cette méthode nécessite à la fois la vitesse du vent et la vitesse de la turbine à être mesuré ou estimé, en plus de nécessiter la connaissance de la TSR optimale de la turbine pour que le système puisse extraire le maximum de puissance possible.



**Figure I.14 :** Commande de rapport de vitesse en de bout de pales.

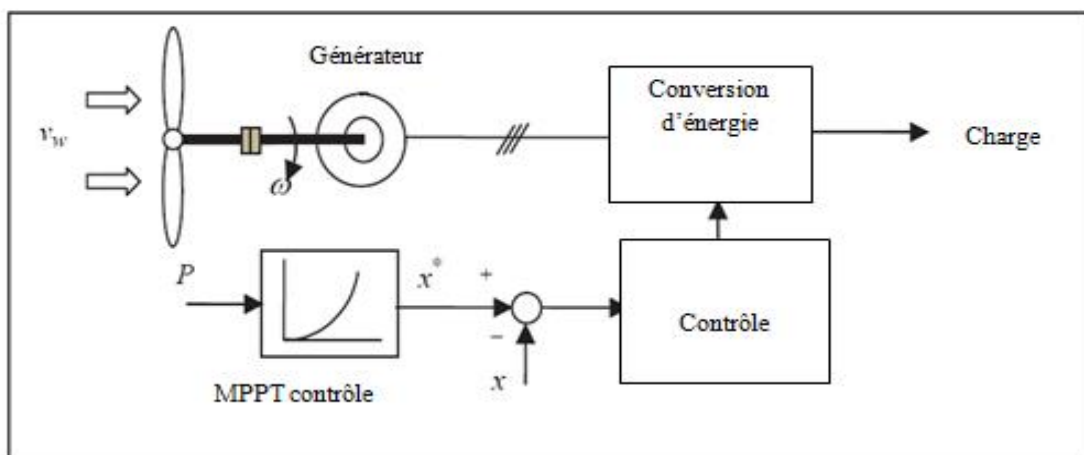
### I.11.4 La méthode de recherche de la montée colline (Hill climb)

L'algorithme de contrôle HCS recherche en permanence de la puissance crête de l'éolienne. Il peut surmonter certains des problèmes communs normalement associée avec les deux autres méthodes. L'algorithme de suivi, en fonction de l'emplacement du point de fonctionnement et relation entre les variations de puissance et de vitesse, calcule le signal optimum souhaité pour entraîner le système à un point de puissance maximale. La figure I.15 montre le principe de l'HCS [MOH].



**Figure I.15 :** Principe Contrôle HCS.

La figure I.16 montre un SCEE avec HCS contrôleur pour la poursuite des points de puissance maximale.



**Figure I.16 :** SCEE avec commande montée colline de recherche.



### **I.11.5 La logique floue**

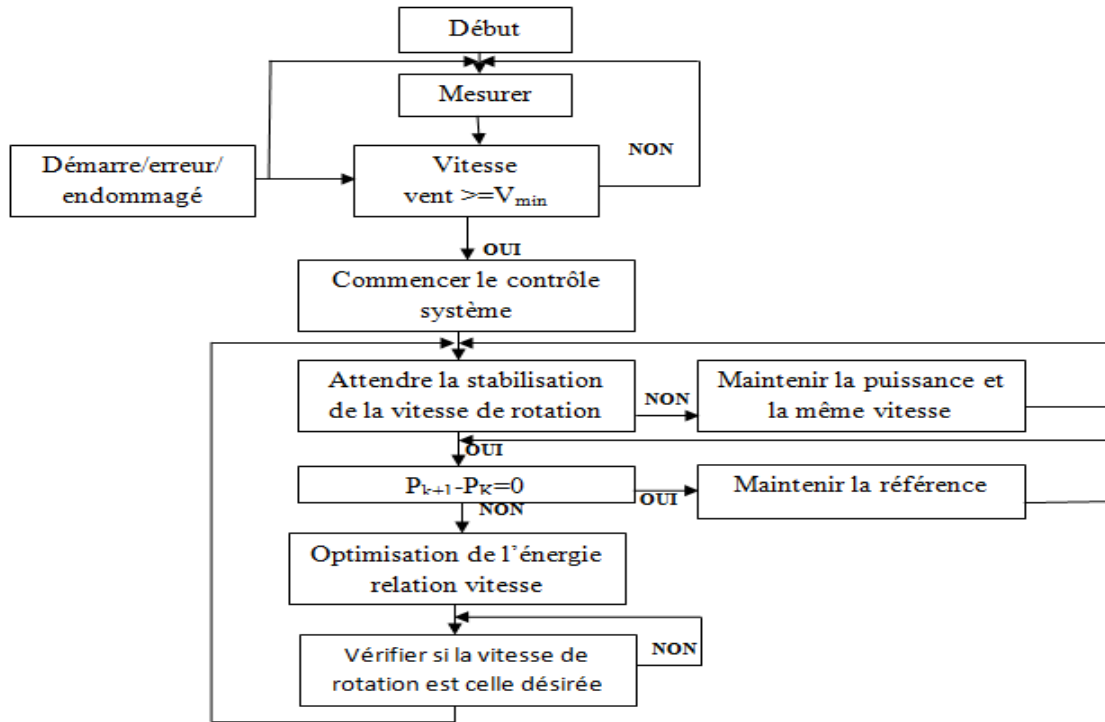
La maximisation de l'extraction de l'énergie éolienne peut être obtenue en utilisant des générateurs électriques à vitesse variable, en collaboration avec des algorithmes de contrôle non linéaires.

Cet article présente une méthode de contrôle de vitesse supplémentaire qui est indépendante de mesure de la vitesse du vent et des caractéristiques des systèmes. L'algorithme est basé sur le comportement dynamique du générateur électrique et utilise la logique floue en tant que non linéaire outil de raisonnement. Cette méthode montre qu'il est possible d'augmenter l'efficacité de la conversion de l'énergie éolienne à vitesse variable et le couple [COS].

#### **Procédé de commande**

L'algorithme de contrôle a pour principal objectif de maintenir le ratio vitesse de pointe, toujours à l'intérieur d'une faible bande passante à proximité de la valeur maximale, indépendamment de l'existence du dispositif de commande de pas « pitch Controller », car il a une faible constante de temps. Ainsi, l'action sur le contrôle de la vitesse est rotation de la turbine et de son comportement dans le temps en raison de l'équilibre entre l'aérodynamique couple, l'énergie du vent et le couple électrique produits par la machine électrique, l'énergie extraite de l'arbre de la turbine.

L'algorithme de contrôle de la figure I.17 est basé sur un contrôleur global qui reçoit toutes les informations, il prépare les entrées variables et il les envoie à son système de commande floue. Ce module traite le comportement des entrées variables et trouve la bonne solution à appliquer dans la vitesse de la turbine éolienne pour atteindre l'objectif principal maximiser le point de fonctionnement pour atteindre une valeur maximale du coefficient de puissance, ce qui augmente la puissance d'extraction. Le procédé commence avec une valeur pour la vitesse du vent.



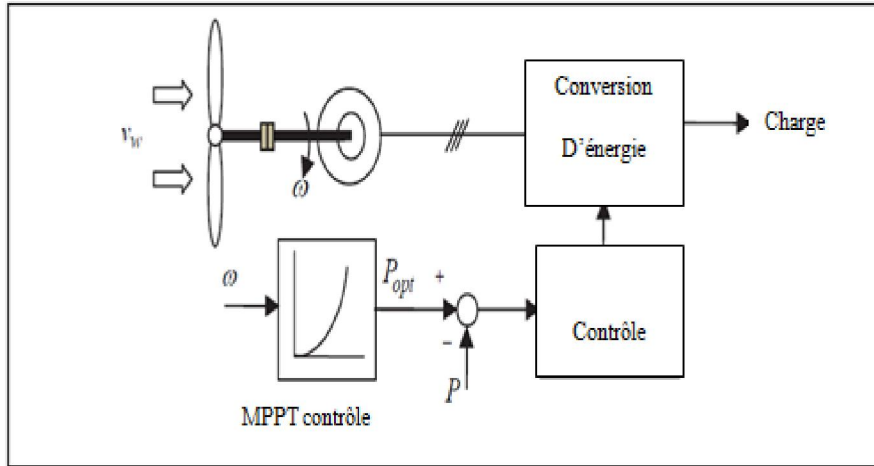
**Figure I.17 :** Structure de l'algorithme d'optimisation du coefficient de puissance [COS].

### Inconvénient

Les méthodes probabilistes telles que celles basées sur les réseaux de neurones ou la logique floue, elles demandent une longue période d'apprentissage « off-line », ce qui les rend peu pratiques pour être employées dans les applications temps réel [NIC].

### I.11.6 La méthode d'asservissement du signal de puissance (PSF)

Dans le contrôle de PSF, il est nécessaire d'avoir la connaissance de la courbe de puissance maximale de l'éolienne, et de suivre cette courbe par le biais de ses mécanismes de contrôle. Les courbes de puissance maximale doivent être obtenues par le biais de simulations ou off-line (enregistrée) expérience sur les éoliennes individuelles. En cette méthode, la puissance de référence est générée soit en utilisant une courbe de puissance maximale enregistrée ou en utilisant l'équation de puissance mécanique de l'éolienne lorsque la vitesse du vent ou la vitesse du rotor est utilisée comme entrée. La figure I.18 montre le schéma de principe d'un système éolien avec PSF contrôleur pour d'extraction d'énergie maximale [MOH].



**Figure I.18 :** Asservissement du signal de puissance.

### I.11.7 La méthode de couple optimal (OTC)

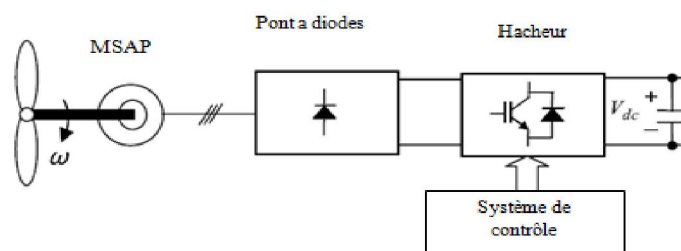
Couple optimal est une variante du premier type, mais qui utilise les valeurs de la caractéristique du couple, mais sa complexité d'implémentation reste équivalente aux méthodes qui utilisent le retour d'information de la puissance, sans performances supplémentaires.

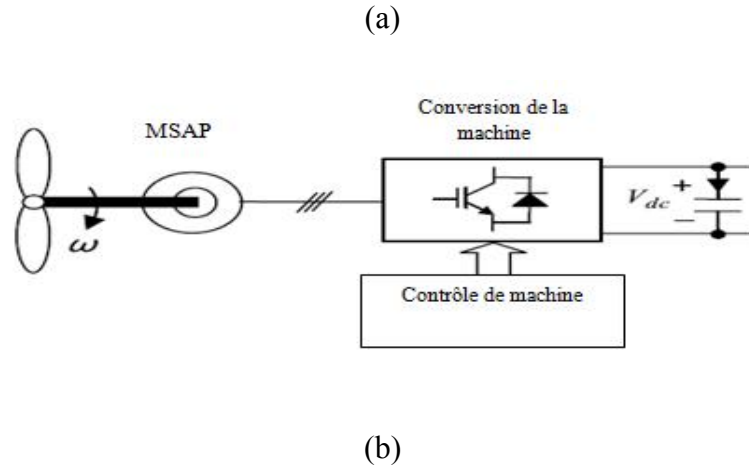
On cite encore quelques méthodes :

« look-up table » : sont les plus utilisées ; ces méthodes demandent la présence d'un capteur ou observateur de vitesse de rotation de la génératrice, en plus d'un tableau préenregistré qui contient les valeurs de la vitesse de rotation optimale du générateur, correspondante à chaque vitesse de vent, pour que la puissance développée soit maximale [DRU].

### I.12 Chaînes éoliennes à base de la MSAP en fonctionnement autonome à puissance maximale

Il ya deux configurations couramment utilisés pour l'optimisation de l'énergie éolienne produite avec des chaînes basées sur les machines synchrones à aimants permanents. Ces configurations sont présentées sur la figure I.19.





**Figure I.19:** Systèmes de conversion d'énergie éolienne basés sur la MSAP [MOH].

## I.13 Notions théoriques

### I.13.1 Limite de Betz

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par Albert Betz, qui suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse  $V_1$  et à l'infini en aval d'une vitesse  $V_2$ . La production d'énergie ne pouvant se faire que par la conversion de l'énergie cinétique du vent, la vitesse  $V_2$  est nécessairement inférieure à  $V_1$ . Il en résulte que la veine de fluides traverse le générateur éolien en s'élargissant. Soit  $V'$  la vitesse au travers de  $S$ , la section balayée par les pales de l'éolienne et  $M$  la masse d'air qui traverse l'éolienne, la variation de l'énergie cinétique  $\Delta E_c$  est :

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} * M * (V_1^2 - V_2^2) \quad (I.6)$$

La puissance aérodynamique de l'éolienne  $P_{aer}$  s'écrit alors :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} * \rho * S * V * (V_1^2 - V_2^2) \quad (I.7)$$

Avec,  $\rho$  la densité volumique de l'air.

Par ailleurs, la force de l'air ( $F$ ) sur l'éolienne est donnée par:

$$F = \rho * S * V' * (V_1 - V_2) \quad (I.8)$$

D'où :

$$P_{aer} = V' * F = \rho * S * V'^2 * (V_1 - V_2) \quad (I.9)$$

En identifiant les équations (1.7) et (1.9), il vient :

$$V' = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (I.10)$$

Et donc :

$$P_{aer} = \frac{1}{4} * (V_1^2 - V_2^2) * (V_1 - V_2) \quad (I.11)$$



**Figure I.20** : Colonne d'air.

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand sa dérivée ( $\partial P_{aer} / \partial V_2$ ) est nulle, soit pour  $V_2 = (V_1 / 3)$ , la puissance est maximale et vaut [MUL] :

$$P_{aer} = P_{aer \max} = C_{p \max} * \frac{\rho * S * V_1^3}{2} = \frac{16}{27} * \frac{\rho * S * V_1^3}{2} \quad (I.12)$$

On peut donc en déduire que même si la forme des pales permet d'obtenir  $V_2 = \left(\frac{V_1}{3}\right)$ , on ne récupère au mieux que 0.593 fois l'énergie cinétique de la masse d'air amont, on écrira alors :

$$P_{aer} = C_p * \frac{\rho * S * V_1^3}{2} \quad (I.13)$$

Où  $C_p$  est le coefficient de puissance de l'éolienne (valeur maximale 0.593). Ce coefficient dépend de la vitesse du vent en amont  $V_1$  du nombre de pales, de leur rayon, de leur angle de calage et de leur vitesse de rotation [BUR].

### I.13.2 Variation de vitesse du vent en fonction de la hauteur

$$\frac{V}{V_0} = \frac{H}{H_0} \quad (I.14)$$

$V_0$  : vitesse en m/s à la hauteur  $H_0$  de référence au-dessus du sol.

$\alpha$  : coefficient caractéristique du lieu entre 0,1 et 0,4.

### I.13.3 Coefficient de puissance

Le coefficient  $C_p$  caractérise le niveau de rendement d'une turbine éolienne. On peut le définir comme le rapport suivant :

$$C_p = \frac{P_m}{P_v} \quad (I.15)$$

Couple produit par l'éolienne [ALL] :

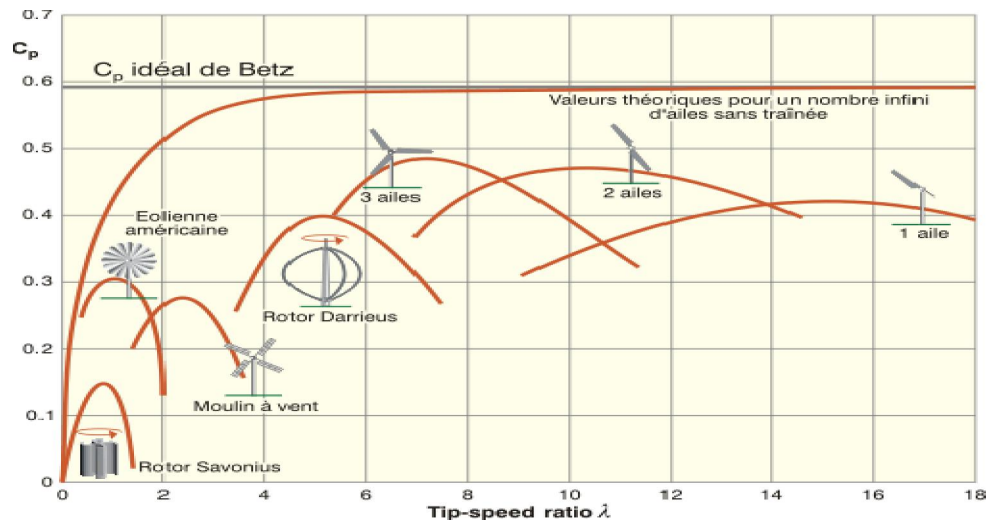
$$\Gamma = \frac{P}{\Omega} = \frac{1}{2} * \frac{C_p * \rho * S * V^3}{\Omega} \quad (I.16)$$

On définit aussi le coefficient de couple  $C_T$  comme :

$$C_T = \frac{C_p}{\lambda} \quad (I.17)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne une grandeur spécifique est utilisée : la vitesse réduite (spécifique)  $\lambda$  qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent est donnée par [ALL] :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{v} \quad (I.18)$$



**Figure I.21** : Le coefficient de puissance en fonction de  $\lambda$  pour différents types d'éoliennes.

### Conclusion

Dans notre étude on s'intéresse à maximiser la puissance d'un système de conversion d'énergie éolienne autonome constitué d'une éolienne à axe horizontal à vitesse variable, une génératrice synchrone à aimants permanents comme convertisseur électromécanique, et un convertisseur d'électronique de puissance débitant sur une charge.

Dans les chapitres qui suivent, nous allons procéder à la modélisation des différents éléments de la chaîne de conversion d'énergie éolienne et la simulation du système globale.

# **Chapitre II :**

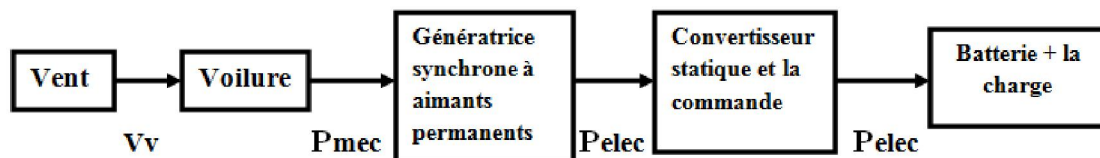
## **Modélisation des différents constituants de la chaîne éolienne**

## Introduction

La modélisation de la chaîne de conversion éolienne est une étape primordiale dans la compréhension du système éolien. Cette étape permet de premier lieu d'abord de comprendre le comportement dynamique et l'interaction électromécanique de la génératrice.

Dans ce chapitre nous allons procéder à la modélisation des différents constituants de la chaîne de conversion d'énergie éolienne, composée d'une partie mécanique et d'une autre électrique, représentée ci-après par un aérogénérateur, notre choix se porte sur une génératrice synchrone à aimants permanents qui a comme rôle de convertisseur électromécanique débitant sur une charge et une batterie par le biais d'une interface d'électronique de puissance.

La modélisation des différents éléments constituant mis en jeu dans la chaîne, a pour but de simuler le comportement du système global.



**Figure II.1 :** Chaîne de conversion d'énergie éolienne débitant sur une charge.

### II.1 Modélisation du générateur éolien

Le générateur éolien, constitué d'une turbine à vitesse variable couplée à une génératrice synchrone à aimants permanents raccordée à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance. La modélisation et la commande de ces différents organes seront développées par suite.

#### II.1.1 Modèle du vent

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du générateur électrique, du convertisseur de puissance et du système de commande. Le vent est la variable d'entrée du système éolien. Sa mesure exacte à la hauteur du moyeu est assez complexe. Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur stochastique définie par des paramètres statistiques. La modélisation du vent a déjà fait l'objet de nombreux travaux et par conséquent, elle ne sera pas détaillée dans ce travail. La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps.  $V_v = f(t)$  [BEL].



## II.1.2 Modèle de la turbine

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passant par la section de la surface active  $S$  de la voileure.

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est fournie par la limite de Betz.

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée: la vitesse réduite (spécifique)  $\lambda$  qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent est donnée par la formule citée dans le chapitre précédent dans (I.18).

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V}. \quad (\text{II.1})$$

Avec:  $\Omega$  la vitesse de rotation des pales (*rad / s*).

$R$  : le rayon de la surface balayée par la turbine (m).

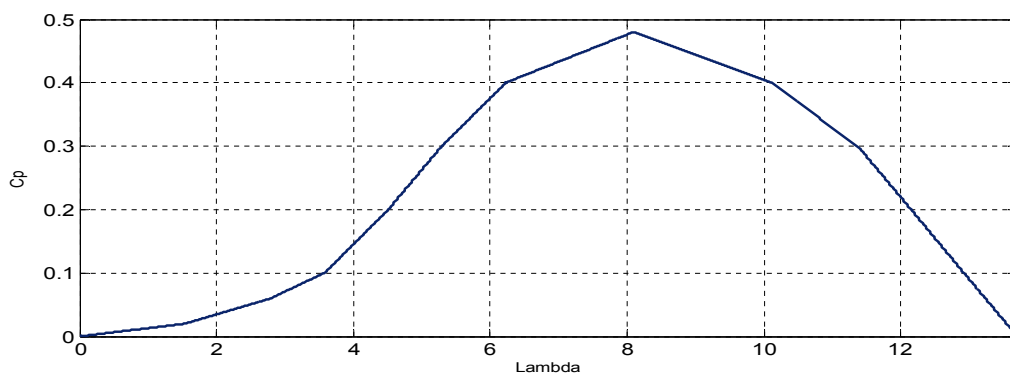
$V$  : la vitesse du vent (m/s).

Pour simuler la turbine, on utilise aussi la relation du couple associée à la caractéristique  $C_p(\lambda)$ . Le couple de la turbine est alors déterminé par la relation suivante :

$$T_t = \frac{1}{2} C_p \rho S \frac{V_v^3}{G \Omega_t} \quad (\text{II.2})$$

Ou :  $S$  est la surface balayée par la turbine ( $S = \pi R^2$ )

La caractéristique de notre turbine est la suivante :



**Figure II.2** : courbe caractéristique de la turbine.

On remarque bien que l'amont de cette courbe a comme coordonnées ( $\lambda_{opt} = 8.1, C_{p-opt} = 0.48$ )

### II.1.4 Modélisation de l'arbre de la machine

Plusieurs modèles mécaniques pour modéliser l'arbre sont proposés dans la littérature. Nous avons adopté un modèle simplifié qui caractérise le comportement mécanique de la chaîne dans son ensemble. L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est donnée par :

$$(J_t + J_m) \frac{d\Omega}{dt} = T_t - T_{em} - (F_m - F_t) \Omega \quad (\text{II.3})$$

Avec :

$J_t, J_m$ : Inerties de la turbine et de la machine, respectivement.

$F_m$ : Coefficient de frottement de la machine

$F_t$ : Coefficient de frottement des pâles

$T_t$ : Le couple statique fournie par l'éolienne

### II.1.5 Modèle de la machine synchrone à aimants permanents

Grâce aux nombreux avantages qu'elle a par rapport aux autres types de machines électriques (robustesse, maintenance, prix), la machine synchrone à aimants permanents est intéressante pour l'utilisation comme génératrice couplée à une turbine éolienne. Le modèle mathématique de la machine synchrone à aimants permanents obéit à certaines hypothèses essentielles simplificatrices [MEI] :

- L'absence de saturation dans le circuit magnétique.
- La distribution sinusoïdale de le  $FMM$  créée par les enroulements du stator.
- L'hystérésis est négligée avec les courants de Foucault et l'effet de peau.
- L'effet d'encoche est négligeable.
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température

Les équations électriques des machines électriques dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.4})$$

Avec:

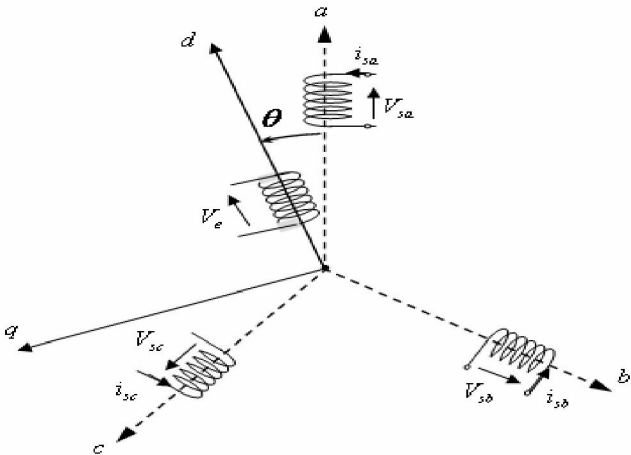
$R_s$ : La résistance des phases statoriques.

$[V_{sa} \ V_{sb} \ V_{sc}]^T$ : Les tensions des phases statoriques.

$[I_{sa} \ I_{sb} \ I_{sc}]^T$ : Les courants des phases statoriques.

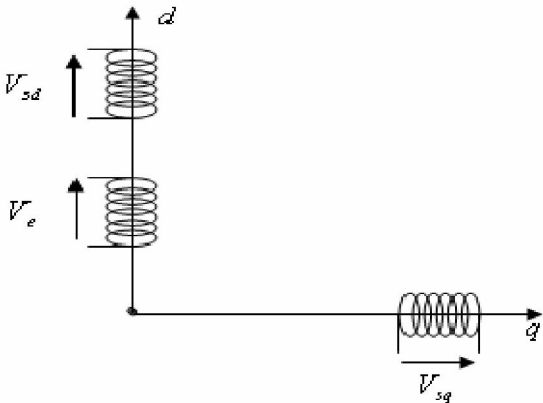
$[\Phi_{sa} \ \Phi_{sb} \ \Phi_{sc}]^T$ : Les flux totaux à travers les bobines statoriques.

Comme les enroulements statoriques sont montés en étoile à neutre isolé (figure II.3), la somme instantanée des courants statoriques est nulle, de sorte qu'il n'y a pas de courant homopolaire. Par conséquent, s'il existe une composante homopolaire de tension ou de flux, elle n'intervient pas dans le couple. Le comportement de la machine est donc représenté par deux variables indépendantes.



**Figure II.3 :** Structure de la génératrice synchrone.

Pour simplifier le système d'équations à coefficients variables, un modèle dans le repère de Park de cette machine (figure II.4) sera utilisé  $V_{sd}, V_{sq}$  et  $I_{sd}, I_{sq}$ . Le repère de Park est en fait un repère diphasé, équivalent du repère triphasé, plus simple à manipuler car les grandeurs électriques évoluent comme des grandeurs continues. On peut passer de l'un à l'autre repère à l'aide de matrices de passage [ALL].



**Figure II.4 :** Développement des enroulements de la génératrice synchrone suivant le système d'axe (dq).

$$[V_{sdq}] = [P(\theta)][V_{sabc}]. \tag{II.5}$$

$$[I_{sdq}] = [P(\theta)][I_{sabc}]. \tag{II.6}$$

Avec:

$P(\theta)$  Matrice de **PARK** est donnée par:

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.7})$$

Après développement des équations ci-dessus, on obtient les équations suivantes :

$$V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d}{dt} \Phi_{ds} - P\Omega \Phi_{sq} \quad (\text{II.8})$$

$$V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d}{dt} \Phi_{sq} + P\Omega \Phi_{sd} \quad (\text{II.9})$$

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs,  $\Phi_{sd}$  et  $\Phi_{sq}$  sont fonctions linéaires des courants  $I_{sd}$  et  $I_{sq}$  :

$$\Phi_{sd} = L_{sd} I_{sd} + \Phi_e \quad (\text{II.10})$$

$$\Phi_{sq} = L_{sq} I_{sq} \quad (\text{II.11})$$

Où:  $\Phi_e$  représente le flux des aimants à travers le circuit équivalent direct.

Les équations de la machine dans le repère de Park sont les suivantes :

$$V_{sd} = R_s I_{sd} + L_s \frac{dI_{sd}}{dt} - L_s P\Omega I_{sq} \quad (\text{II.12})$$

$$V_{sq} = R_s I_{sq} + L_s \frac{dI_{sq}}{dt} + L_s P\Omega I_{sd} + \Phi_e P\Omega \quad (\text{II.13})$$

$$\omega = P\Omega \quad (\text{II.14})$$

Avec :

$I_{sd}, I_{sq}$  : Courants statoriques dans le repère de Park [A].

$V_{sd}, V_{sq}$ : Tensions statoriques dans le repère de Park [V].

$R_s$  : Résistance statoriques [ $\Omega$ ]

$L_s$  : Inductance cyclique statorique [H]

$p$  : Nombre de paire de pôles de la machine synchrone.

$\omega$  : Pulsation des tensions [rad/s]

Les tensions étant les grandeurs d'entrée, on peut exprimer les grandeurs de sortie (les courants) en fonction de celles-ci. On obtient alors :

$$\frac{dI_{sq}}{dt} = \frac{1}{L_s} (V_{sq} - R_s I_{sq} - L_s P\Omega I_{sd} - \Phi_e P\Omega) \quad (\text{II.15})$$

En les exprimant sous forme matricielle, on a :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{pmatrix} = \frac{1}{L_s} \left[ \begin{pmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} R_s & -L_s P \Omega \\ L_s P \Omega & R_s \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 \\ \Phi_e P \Omega \end{pmatrix} \right] \quad (\text{II.16})$$

Le couple électromécanique développé par les machines synchrones à f.e.m. sinusoïdale peut être donné par la relation suivante:

$$T_{em} = \frac{3}{2} P [\Phi_{sd} I_{sq} - \Phi_{sq} I_{sd}] \quad (\text{II.17})$$

$$T_{em} = \frac{3}{2} P [(L_{sd} - L_{sq}) I_{sd} I_{sq} + I_{sq} \Phi_e] \quad (\text{II.18})$$

$$\text{Avec } L_{sd} = L_{sq} = L_s \quad (\text{II.19})$$

Le couple électromagnétique sera :

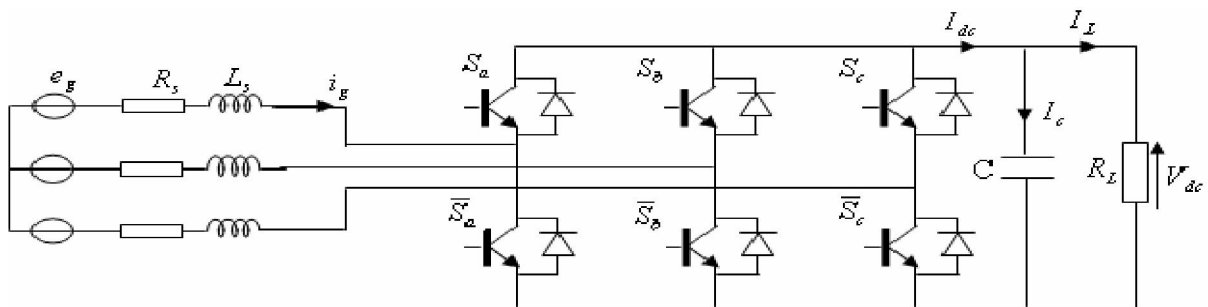
$$T_{em} = \frac{3}{2} P \Phi_e I_{sq} \quad (\text{II.20})$$

## II.1.6 Modélisation de l'association MSAP – Redresseur commandé

### II.1.6.1 Introduction :

Après avoir présenté le modèle de la machine, nous exposerons le système d'entraînement complet où la machine synchrone est associée au redresseur commandé.

La figure (II.5) illustre le schéma de principe de cette association.



**Figure II.5 :** Schéma de l'association MSAP – redresseur commandé.

### II.1.6.2 Modèle mathématique du redresseur commandé

Dans l'étude de l'ensemble commande – machine – redresseur - charge, nous intéresserons uniquement au comportement dynamique des variables électriques et mécaniques de la machine. On peut faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation en modélisant le redresseur par un ensemble d'interrupteurs idéaux: c'est-à-dire résistance nulle à l'état passant, résistance Infinie à l'état bloqué, réaction instantanée aux signaux de commande. Pour le modèle dynamique du système, on va diviser l'étude du convertisseur en trois parties: le coté alternatif, la partie discontinue composée par les interrupteurs et le coté continu. Dans ce contexte, la fonction des interrupteurs est d'établir un lien entre le coté alternatif et le cote continu. Ensuite la liaison entre le coté alternatif et le coté continu au

travers des interrupteurs ; ces interrupteurs étant complémentaires, leur état est défini par la fonction suivante [TOL] :

$$S_j = \begin{cases} +1, \bar{S}_j = -1 \\ -1, \bar{S}_j = +1 \end{cases} \quad J = a, b, c \quad (\text{II.21})$$

Puis les tensions de phase d'entrée et le courant de sortie peuvent être écrits en fonction de  $S_j, V_{dc}$  et les courant d'entrée  $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ .

$$i_{sa} + i_{sb} + i_{sc} = 0 \quad (\text{II.22})$$

Les tensions d'entrée entre phases du redresseur peuvent être décrites par :

$$V_{Sab} = (S_a - S_b)V_{dc} \quad (\text{II.23})$$

$$V_{Sbc} = (S_b - S_c)V_{dc} \quad (\text{II.24})$$

$$V_{Sca} = (S_c - S_a)V_{dc} \quad (\text{II.25})$$

Les équations de tension pour le système triphasé équilibré sans raccordement neutre peuvent être écrites ainsi :

$$V_{Sa} = \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} V_{dc} \quad (\text{II.26})$$

$$V_{Sb} = \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} V_{dc} \quad (\text{II.27})$$

$$V_{Sc} = \frac{2S_c - S_a - S_b}{3} V_{dc} \quad (\text{II.28})$$

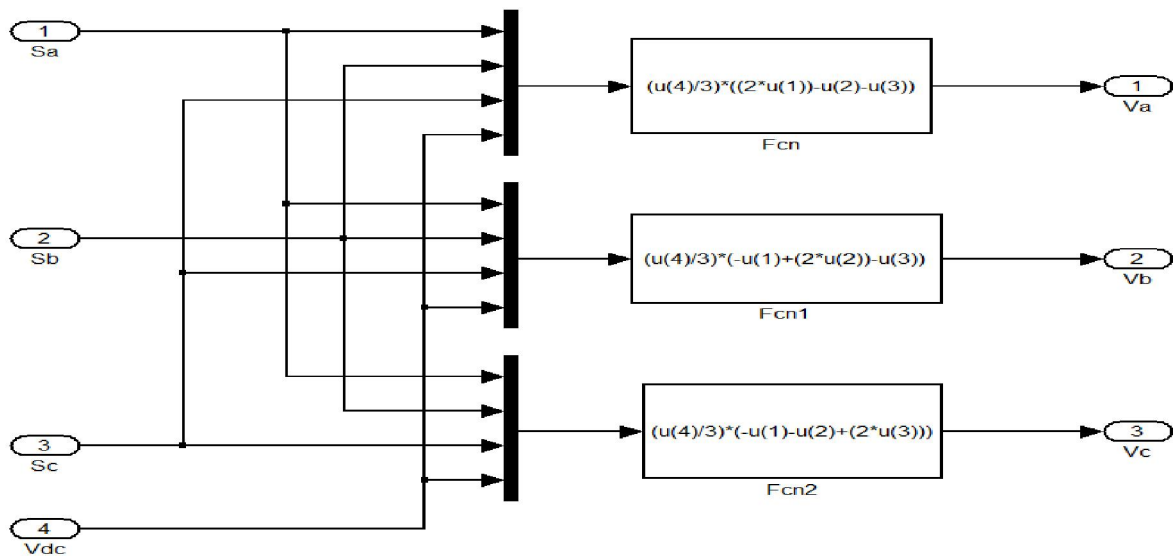


Figure II.6 : Schéma bloc du redresseur.

## II.2 Modèle de la batterie :

Pour le modèle de la batterie on s'est appuyé sur le cas simplifié :

$$V_{bat} = E_{bat} + R_{bat}I_{bat} \quad (II.29)$$

Tel que :

$V_{bat}$  : La tension de la batterie

$E_{bat}$  : La force électromotrice de la batterie

$R_{bat}$  : La résistance de la batterie

$I_{bat}$  : Le courant de la batterie

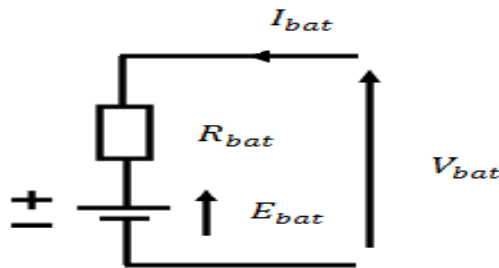


Figure II.7 : Schéma équivalent de la batterie.

## II.3 Stratégie de maximisation de la puissance

Les équations de la puissance électrique et mécanique du système en régime permanent permettent à nouveau la formulation du nouvel objectif principal. Cependant, pour la fonction de la puissance mécanique, une forme plus simple est utilisée. Pour réduire les degrés de liberté du système, la vitesse du vent, seule variable non contrôlable du système, est sortie de la formulation mathématique par l'utilisation d'une forme optimale [REV] :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho S V_V^3 \quad (II.30)$$

Si le rapport de vitesse  $\lambda$  est maintenu à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$ , le coefficient de puissance est toujours à sa valeur maximale  $C_{p\ max}=C_p(\lambda_{opt})$ . Donc, la puissance de l'éolienne est aussi à sa valeur maximale :

$$P_t^{opt} = \frac{1}{2} C_{p\ max} \rho S V_V^3 \quad (II.31)$$

D'autre part, si de l'équation du rapport de vitesses supposé maintenu à la valeur optimale on isole la vitesse de vent pour la remplacer dans l'équation de la puissance mécanique maximale, on obtient l'équation :

$$\lambda_{opt} = \frac{R\Omega}{V_V} \Rightarrow V_V = \frac{R\Omega}{\lambda_{opt}} \quad (II.32)$$

D'où

$$P_t^{opt} = \frac{1}{2} C_{p\ max} \rho S \left( \frac{R \Omega}{\lambda_{opt}} \right)^3 \quad (\text{II.33})$$

On obtient donc une forme analytique de la puissance mécanique maximale de la turbine éolienne en fonction de sa vitesse de rotation  $\Omega$  uniquement.

En considérant que les conditions sont optimales (à puissance optimale) alors l'équation précédente permet le calcul de la valeur du couple optimal :

$$T_t^{opt} = \frac{1}{2} C_{pM} \rho S \left( \frac{R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \Omega^2 \quad (\text{II.34})$$

## Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté la modélisation de la chaîne de conversion d'énergie éolienne basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents. Les modèles présentés permettent de simuler le comportement dynamique de cette même chaîne, pour différents conditions de fonctionnement, afin de développer une architecture qui permet un meilleur transfert d'énergie éolienne. La simulation du système globale sur MATLAB, et les méthodes d'optimisation pour l'extraction de maximum de puissance (MPPT) de la turbine fera l'objet des prochains chapitres.



# **Chapitre III :**

## **Optimisation de la puissance de la turbine éolienne**

## Introduction

L'intérêt de la turbine à vitesse variable réside dans la possibilité de réglage de la vitesse de la génératrice dans le but de pouvoir capturer un maximum de puissance du vent par la turbine. En effet, on trouve pour chaque vitesse du vent une vitesse de la génératrice correspondante pour laquelle la courbe de la puissance de l'éolienne présente un maximum. La maximisation de puissance dans ce contexte passe par la recherche permanente de ce maximum par les techniques de prélèvement énergétiques MPPT. Parmi ces dernières, on distinguera le cas où l'on suppose connue la caractéristique de la voilure de celui où l'on en fait totalement abstraction et où un véritable algorithme de recherche (« tracking ») doit être mis en œuvre.

Dans ce chapitre, on va adopter trois techniques MPPT, classique pour une optimisation avec connaissance de la courbe caractéristique de la turbine, PSF, P&O pour une optimisation qui s'en passera de cette courbe. A noter que le système sera simulé en boucle ouverte et les résultats seront présentés dans ce qui suit.

Finalement, une synthèse comparative multicritère sera proposée pour conclure cette partie.

### III.1 Maximisation avec la connaissance de la courbe caractéristique de la voilure

MPPT classique une façon de procéder qui consiste en un pseudo recherche du point maximal de puissance en connaissant la courbe caractéristique de la voilure éolienne à piloter. Cette méthode permet de se rapprocher rapidement de l'optimum à l'aide des mesures simples, internes au convertisseur mécano – électrique, c'est-à-dire sans utilisation de capteur de la vitesse du vent.

La forme en cloche très prononcée qui caractérise la courbe spécifique d'une turbine nécessite un dispositif d'extraction maximale de puissance (MPPT). L'amont de cette courbe représente la puissance maximale extractible. Ce point est localisé par la vitesse réduite optimale  $\lambda_{opt}$  et le coefficient de puissance maximal  $C_{p\ max}$ . La valeur de la vitesse spécifique est donnée par l'équation (II.1) du chapitre précédent.

L'expression de la puissance en fonction de la vitesse de la turbine :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda) S \frac{R^3}{\lambda^3} \Omega_t^3 \quad (III.1)$$

Si on divise cette dernière par la vitesse de rotation, on aura le couple sous :

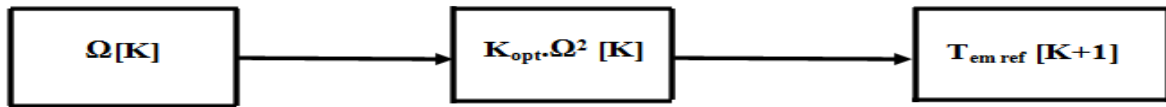
$$T_t = \frac{1}{2} C_p \rho \pi \frac{R^5}{\lambda^3} \Omega_t^2 \quad (\text{III.2})$$

Considérant les conditions optimales le couple aura la forme suivante :

$$T_{em\ opt} = K_{opt} \Omega_t^2 \quad (\text{III.3})$$

$$\text{Avec } K_{opt} = \frac{1}{2} C_p \rho \pi \frac{R^5}{\lambda^3} \quad (\text{III.4})$$

L'algorithme MPPT contrôlé en couple, à l'aide de la vitesse de rotation mesurée, détermine le couple de référence montré par la figure suivante :



**Figure III.1** : Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.

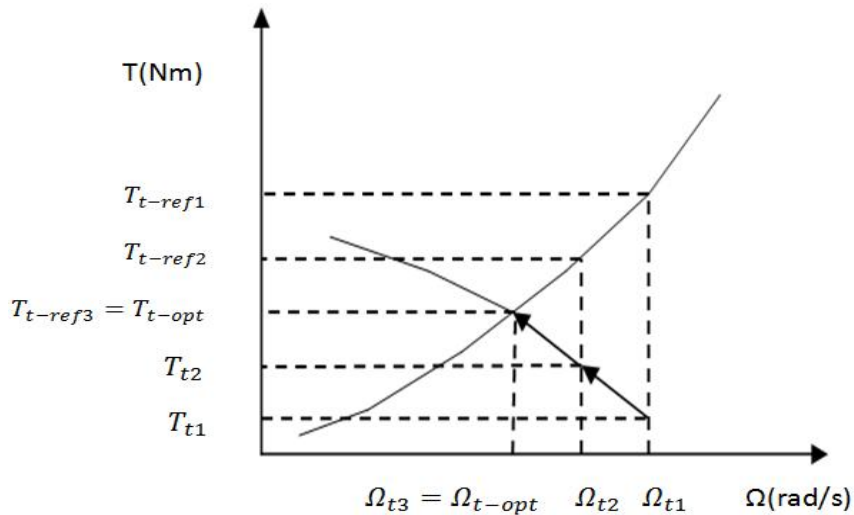
Cette opération à chaque pas de calcul permet de converger vers le point optimal. La figure (III.2) illustre graphiquement ce mode de recherche du point maximal de puissance.

- ✓ La mesure de la vitesse de rotation  $\Omega_t$  engendre le calcul du couple  $T_{em\ ref}$ . Ce couple est appliqué à l'arbre mécanique par la régulation du couple électromagnétique de la génératrice :

$$T_t - T_{em} = J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} + f\Omega_{mec} \quad (\text{III.5})$$

- ✓ Par l'action de ce couple, la vitesse de rotation change selon l'équation mécanique précédente pour atteindre, au pas de calcul suivant la vitesse  $\Omega_t$ ; où de nouveau la nouvelle consigne du couple sera calculée.
- ✓ Après quelques itérations, le processus atteint l'optimum à  $(T_{opt}, \Omega_{opt})$  correspondant à la puissance optimale  $P_{opt}(\lambda_{opt}, C_{p\ max})$ .

A partir de la vitesse du vent mesurée, on détermine la vitesse mécanique de la turbine, en multipliant cette dernière par la valeur du gain dans notre cas 1(attaque direct) on obtient la vitesse mécanique adéquate du rotor de la MSAP ; tangible au couple électromagnétique que devrait développer la machine pour passer à la vitesse optimale.

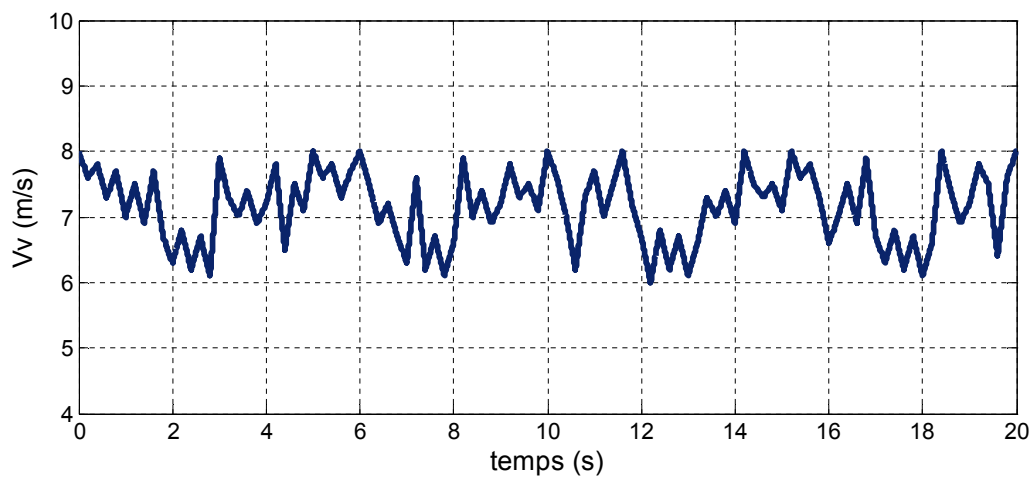


**Figure III.2 :** Convergence vers le point optimal-contrôle en couple [MIR].

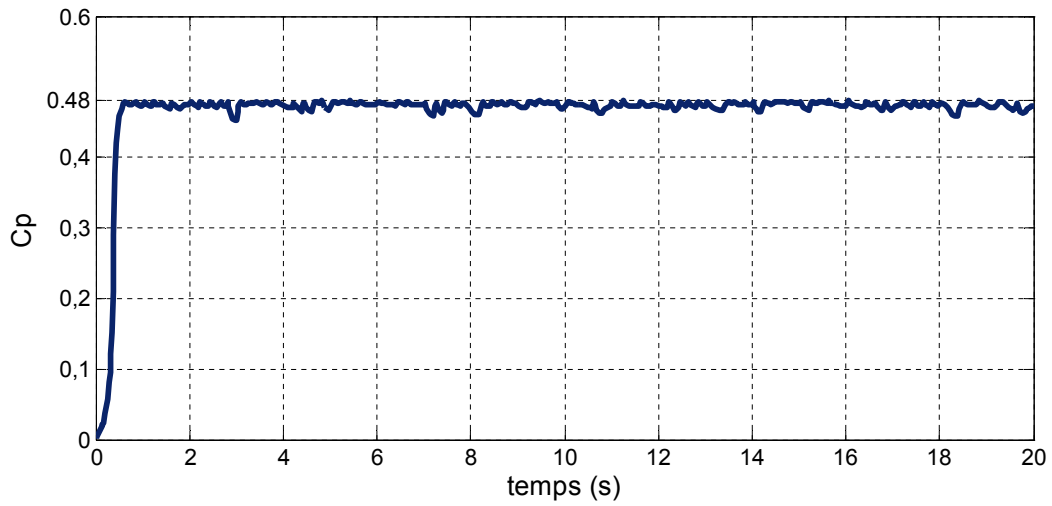
Le couple déduit à partir des conditions optimales ( $C_{p\ max}, \lambda_{opt}$ ) sera utilisé comme référence du couple dans la structure fonctionnelle du modèle de la turbine.

### III.1.1 Résultats de simulation

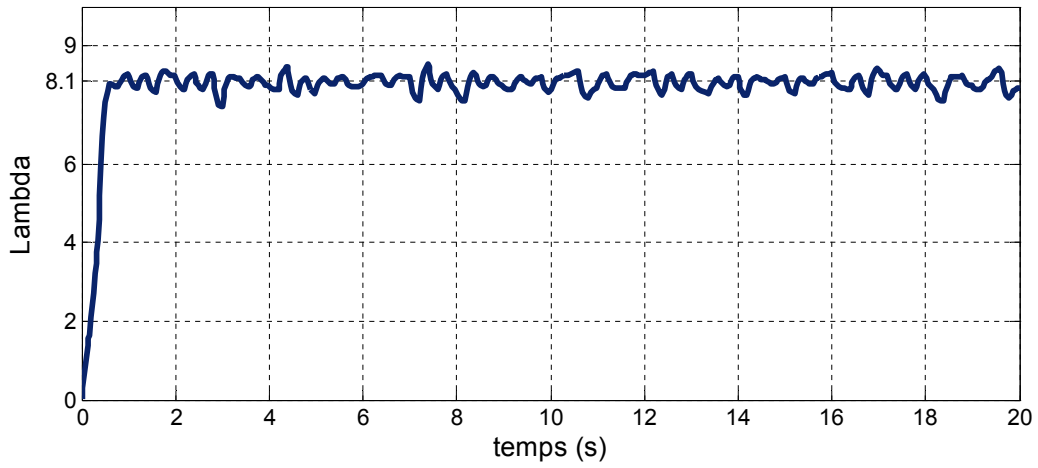
Une simulation de la turbine éolienne est faite. Le couple de référence appliqué est donné par la relation (III.3). On a appliqué un profil de vitesse de vent (aléatoire) représenté dans la figure (IV.4) et qui sera le même pour toute notre étude. Les résultats obtenus sont présentés ci-dessous.



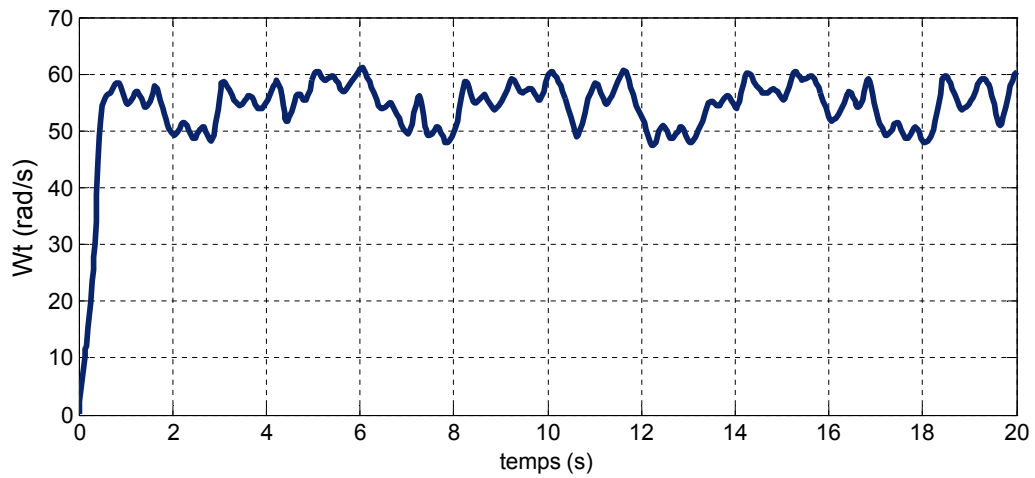
**Figure III.3 :** Le profil du vent appliqué.



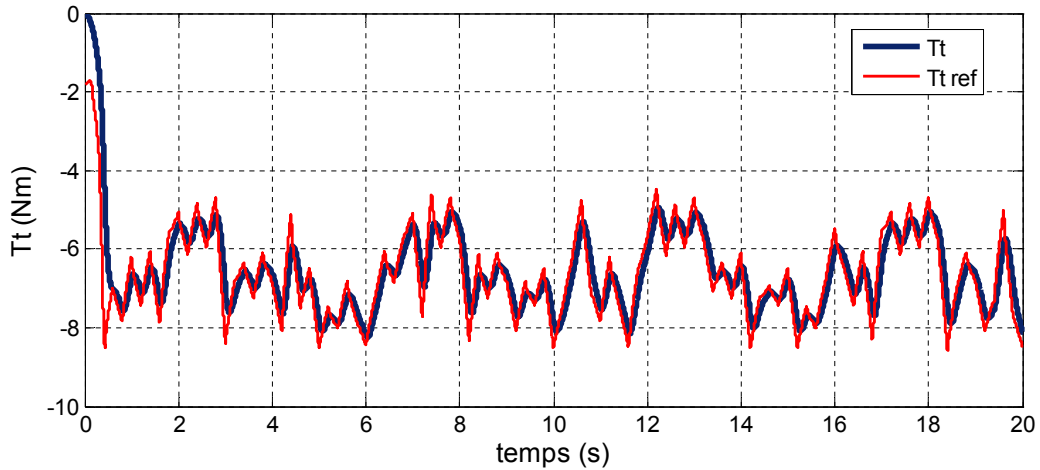
**Figure III.4 :** Le coefficient de puissance ( $C_p$ ).



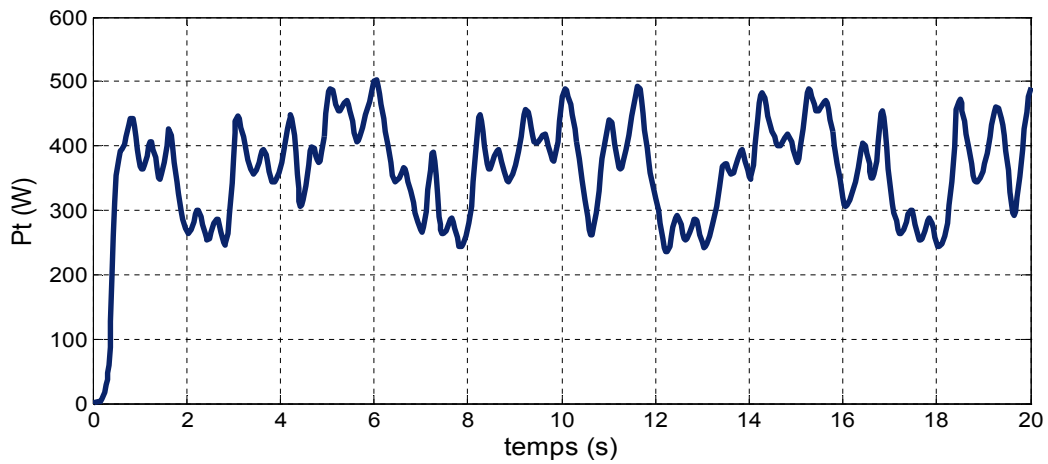
**Figure III.5 :** La vitesse spécifique ( $\lambda$ ).



**Figure III.6 :** La vitesse de la turbine.



**Figure III.7 :** Le couple de la turbine.



**Figure III.8 :** La puissance de la turbine.

### III.1.2 Interprétations

La figure (III.4), représente le coefficient de puissance de la turbine. On remarque qu'il effleure sa valeur théorique maximale ( $C_{p\ max} = 0.48$ ) et cela quelque soit la vitesse du vent appliquée. Cette valeur de  $C_{p\ max}$  correspond à une valeur optimale de la vitesse spécifique ( $\lambda_{opt} = 8.1$ ) représentée sur la figure (III.5). De ce fait ( $C_{p\ max}, \lambda_{opt}$ ), on déduit que la turbine fonctionne en son régime optimal.

La figure (III.6), représente la vitesse de la turbine. On constate qu'elle tend à suivre le profil du vent.

La figure (III.7), représente le couple généré par la turbine et celui de référence. On constate qu'ils suivent les variations de la vitesse du vent appliqué.

La figure (III.8), représente la puissance maximale de la turbine éolienne, comment on peu le prévoir, elle est aléatoire et suit les variations de la vitesse et du couple.

## III.2 Maximisation sans la connaissance de la courbe caractéristique de la voilure

### III.2.1 MPPT par la méthode P&O

En l'absence de toute connaissance des caractéristiques de voilure, des règles de comportement à tenir afin de converger vers le point optimal sont relativement simples à établir. Ces règles dépendent des variations de puissance  $\Delta P$  et de vitesse  $\Delta \Omega$ . Par exemple : « si je mesure une augmentation de puissance ( $\Delta P > 0$ ) suite à une incrémentation positive de vitesse, je dois continuer à accélérer la voilure ( $\Delta \Omega_{ref} > 0$ ). On se situe alors sur la partie gauche de la cloche  $P(\Omega)$ .

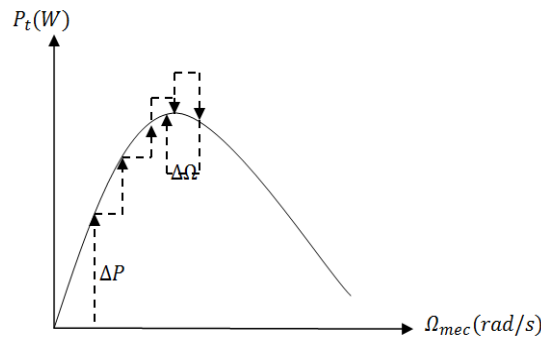


Figure III.9 : principe de fonctionnement de P&O.

A partir de l'existence de ces règles linguistiques, l'utilisation d'un dispositif MPPT (Maximum Power Point Tracking) basé sur le principe des ensembles de perturbation et observation est mise en place et traduit par les équations qui vont suivre :

$$\Delta P = P[K] - P[K - 1] \quad (III.6)$$

$$\text{Si } \Delta P > 0$$

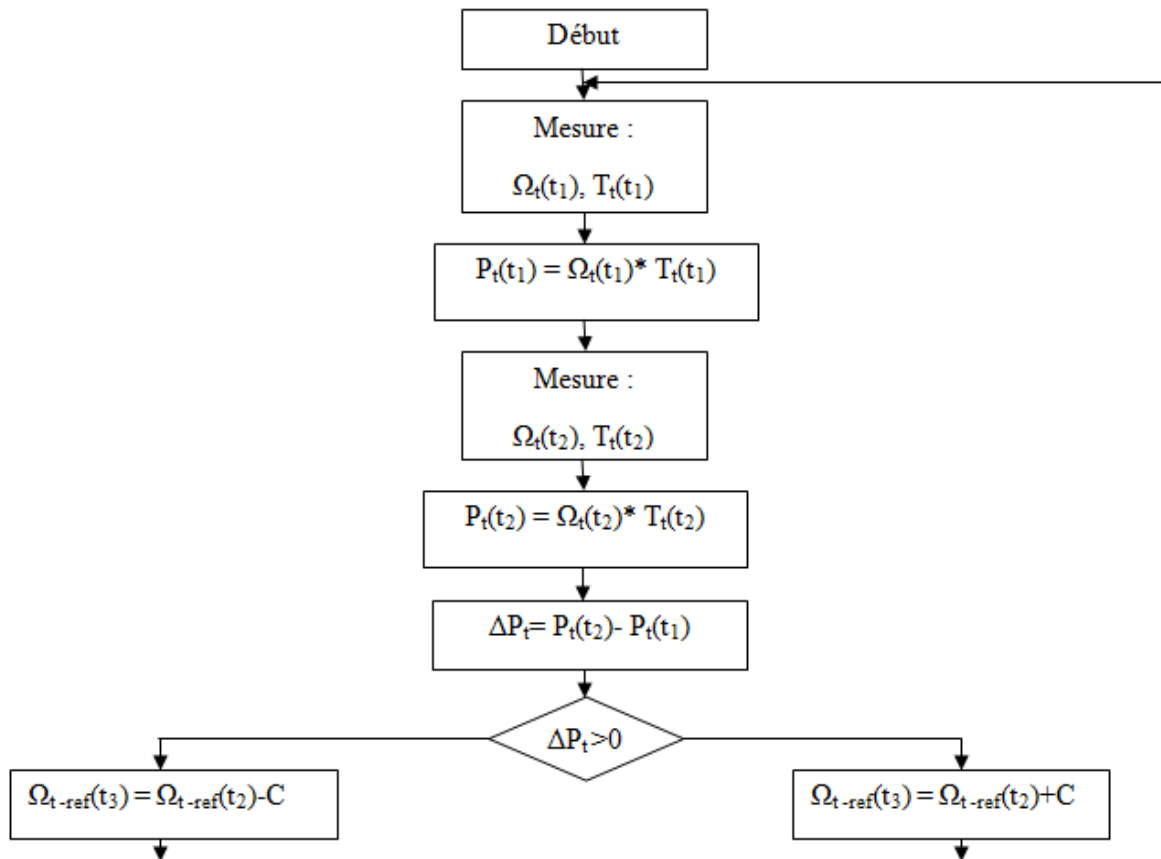
$$\Omega_{ref} = \Omega + c \quad (III.7)$$

$$\text{Si } \Delta P < 0$$

$$\Omega_{ref} = \Omega - c \quad (III.8)$$

$$\text{Enfin et si } \Delta P = 0$$

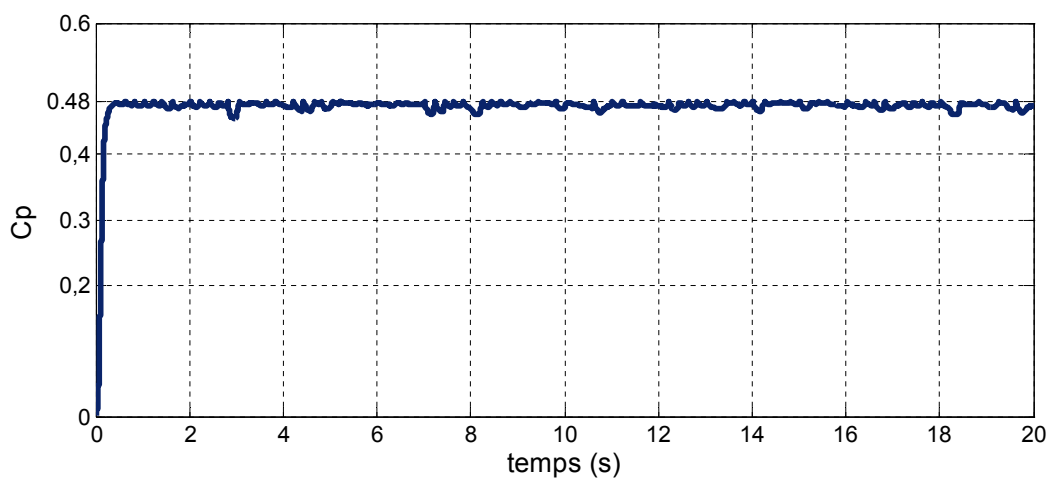
$$\Omega_{ref} = \Omega \quad (III.9)$$



**Figure III.10 :** Organigramme de la technique de commande perturbation et observation.

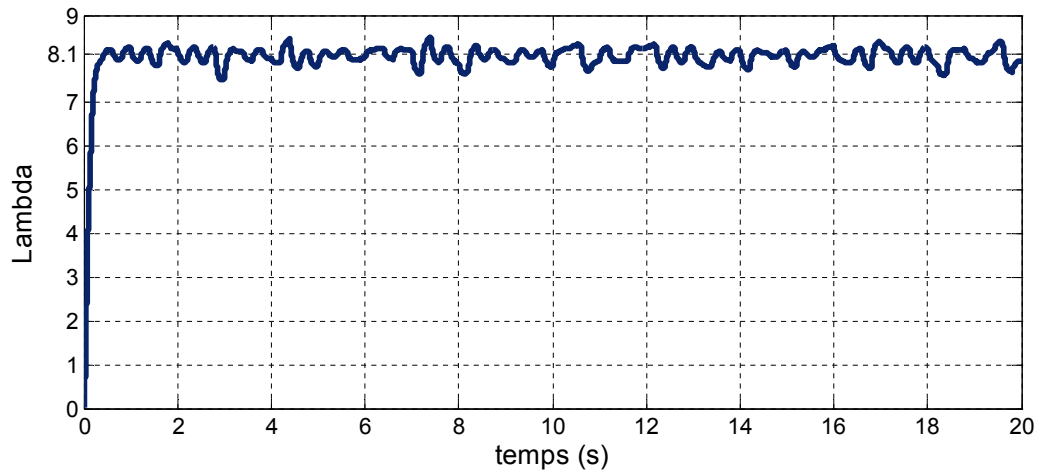
### III.2.1.1 Résultats de simulation

Nous présentons dans ce qui suit les résultats de simulation de la turbine par l'utilisation de la méthode d'optimisation perturbation et observation (P&O) :

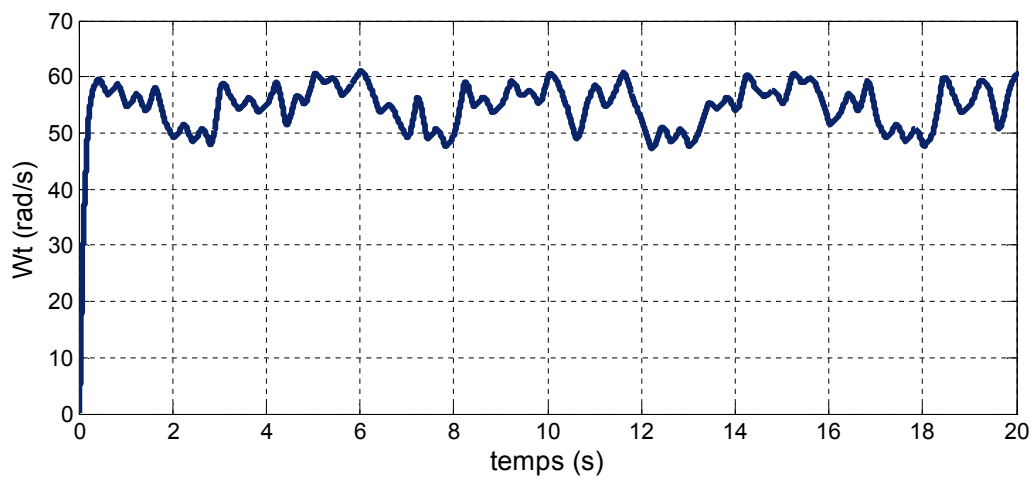


**Figure III.11 :** Le coefficient de puissance ( $C_p$ ).

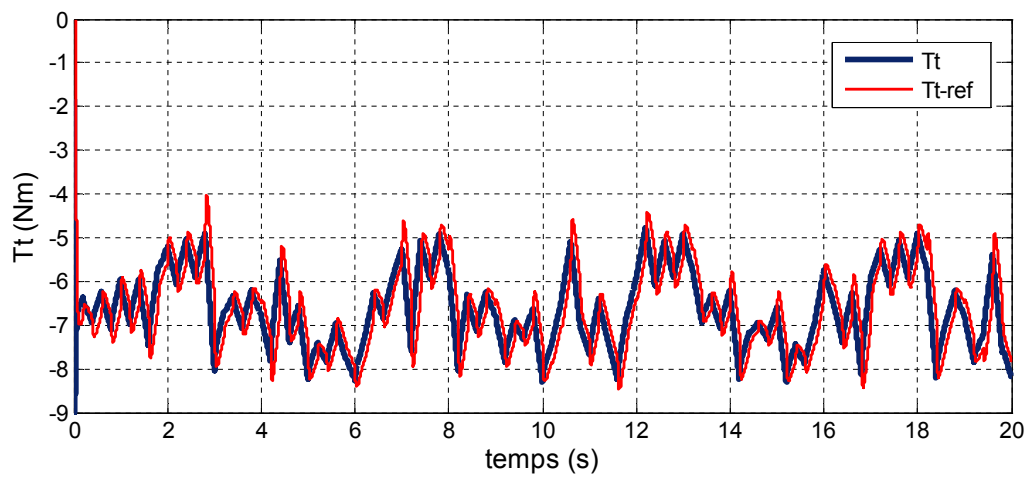




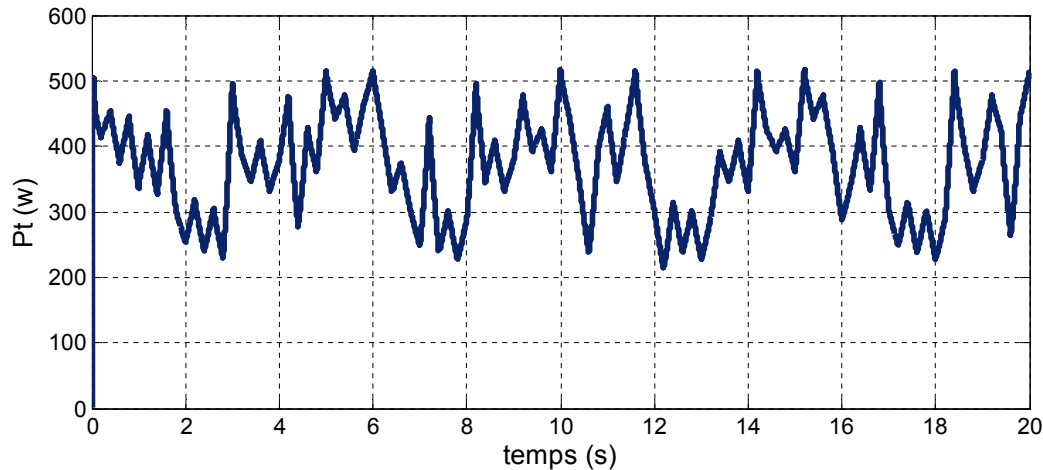
**Figure III.12 :** La vitesse spécifique ( $\lambda$ ).



**Figure III.13 :** La vitesse de la turbine.



**Figure III.14 :** Le couple de la turbine.



**Figure III.15 :** La puissance de la turbine

### III.2.1.2 Interprétations

La figure (III.11), représente le coefficient de puissance. On constate bien qu'il prend sa valeur théorique maximale ( $C_{p\ max} = 0.48$ ) et cela quelque soit la vitesse du vent appliquée. Cette valeur de  $C_{p\ max}$  correspond à une valeur optimale de la vitesse spécifique ( $\lambda_{opt} = 8.1$ ) représentée sur la figure (III.12). De ce fait ( $C_{p\ max}, \lambda_{opt}$ ), on déduit que la turbine fonctionne en son régime optimal.

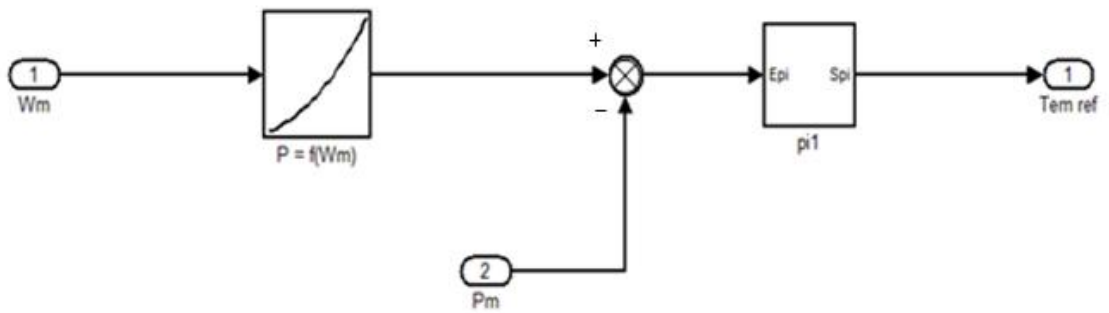
La figure (III.13), représente la vitesse de la turbine. On constate qu'elle tend à suivre le profil du vent.

La figure (III.14), représente le couple généré par la turbine. Ce qui attire notre attention, c'est que ce couple tend à suivre sa référence issue de l'algorithme MPPT (P&O) dans ce cas ; avec un léger retard.

La figure (III.15), représente la puissance maximale de la turbine éolienne.

### III.2.2 MPPT par la méthode d'asservissement du signal de la puissance (PSF)

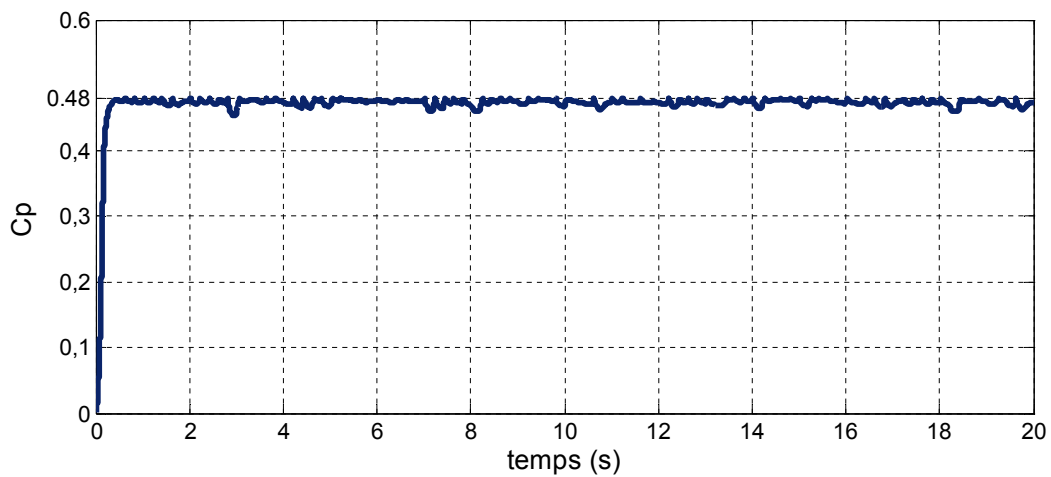
Dans cette méthode comme c'est souligné dans le premier chapitre on a deux manières de faire, soit en utilisant l'équation de puissance mécanique de l'éolienne, ou bien on se réfère à une courbe de puissance maximale enregistrée. Nous nous sommes appuyés sur la deuxième option. La courbe de puissance en fonction de la vitesse mécanique utilisée est obtenue par la simulation de la turbine en question.



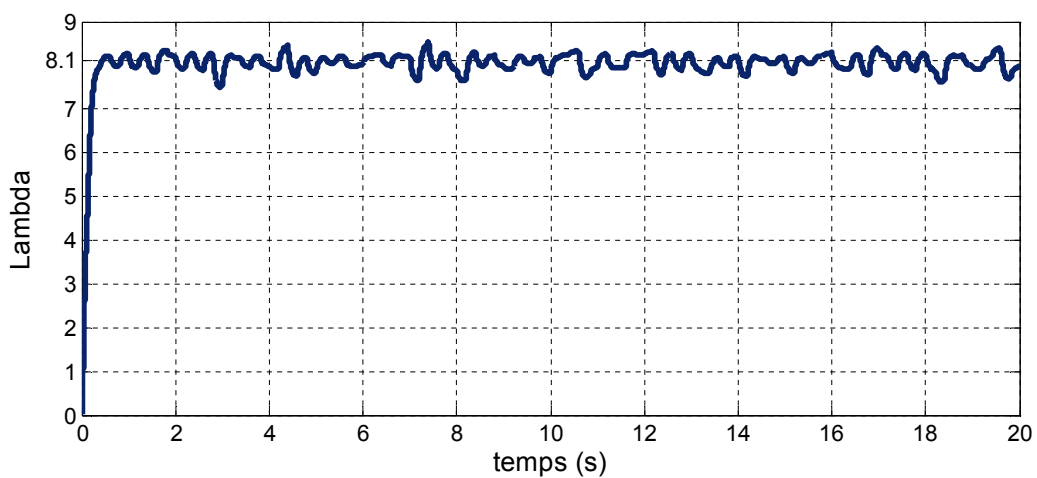
**Figure III.16 :** Schéma de principe de la commande MPPT (PSF).

### III.2.2.1 Résultats de simulation

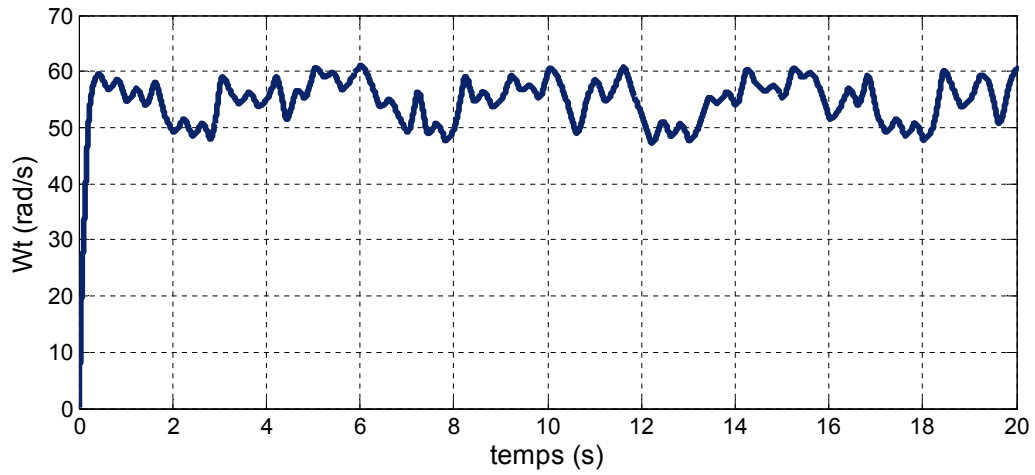
Nous présentons dans ce qui suit les résultats de simulation de la turbine par l'utilisation de la méthode d'asservissement du signal de puissance (PSF) :



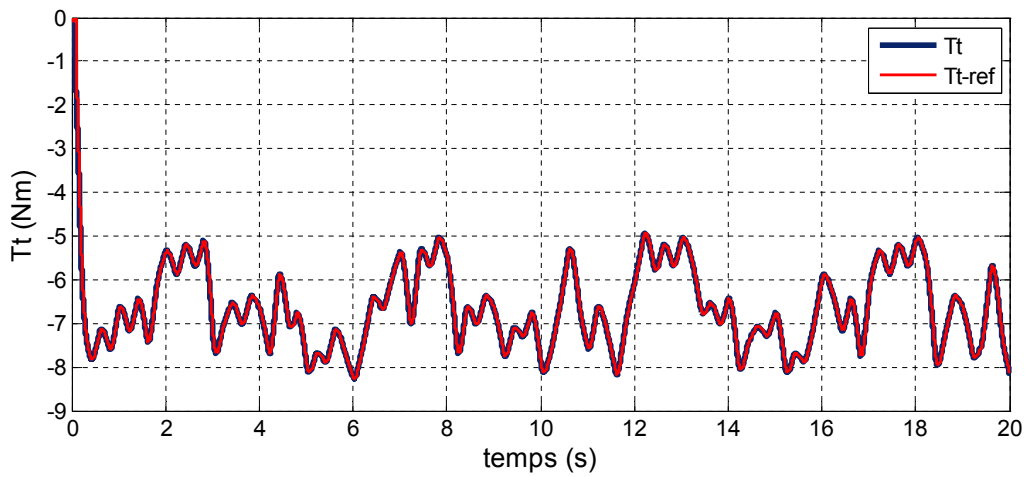
**Figure III.17 :** Le coefficient de puissance ( $C_p$ ).



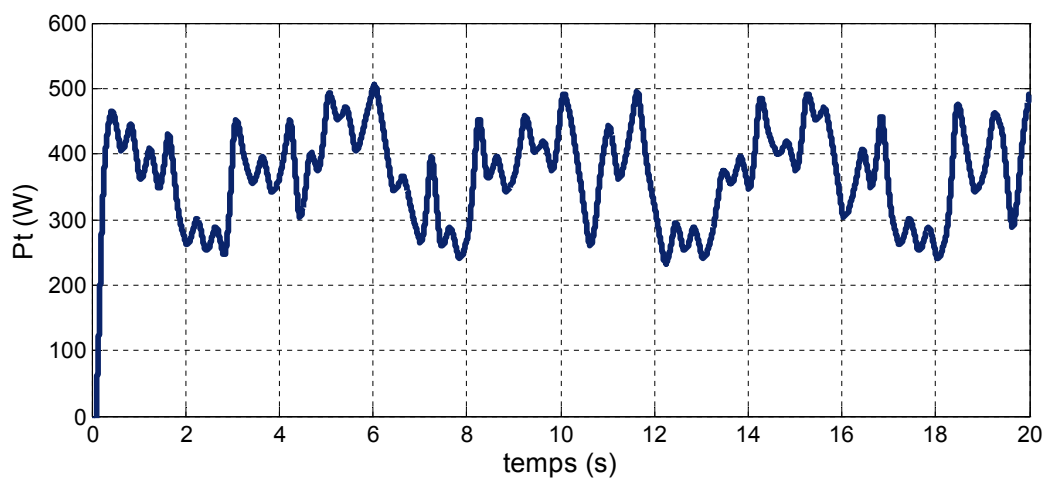
**Figure III.18 :** La vitesse spécifique ( $\lambda$ ).



**Figure III.19 :** La vitesse de la turbine.



**Figure III.20 :** Le couple de la turbine.



**Figure III.21 :** La puissance de la turbine.

### III.2.2.2 Interprétations

La figure (III.17), représente le coefficient de puissance. On constate bien qu'il prend sa valeur théorique maximale ( $C_{p\ max} = 0.48$ ) et cela quel que soit la vitesse du vent appliquée. Cette valeur de  $C_{p\ max}$  correspond à une valeur optimale de la vitesse spécifique ( $\lambda_{opt} = 8.1$ ) représentée sur la figure (III.18). De ce fait ( $C_{p\ max}, \lambda_{opt}$ ), on déduit que la turbine fonctionne en son régime optimal.

La figure (III.19), représente la vitesse de la turbine. Elle varie proportionnellement avec la vitesse du vent.

La figure (III.20), représente le couple généré par la turbine. On voit clairement que ce dernier est nettement superposé sur sa référence issue de la commande MPPT (PSF).

La figure (III.21), représente l'allure de la puissance de la turbine obtenue à partir de la commande MPPT, ce qui signifie qu'elle est le maximum extractible.

### Conclusion

Ce chapitre nous a permis de simuler la turbine éolienne mise en jeu, de ce fait, d'étudier son comportement sans l'associé à la génératrice en appliquant trois méthodes MPPT dans le but d'imposer à la turbine de fonctionner en son point maximale.

Le chapitre suivant sera consacré à l'étude en fonctionnement à puissance maximale du système globale en boucle fermée en utilisant les techniques MPPT étudiées dans ce chapitre.

# **Chapitre IV :**

## **Optimisation et commande de la chaîne de conversion**

## Introduction

Le système de conversion d'énergie éolienne étudié est composé ; d'une turbine éolienne associée à une génératrice à aimants permanents débitant sur une charge passant par un étage d'électronique de puissance.

Contrairement au chapitre précédent, ce chapitre va se consacrer à l'étude du système global, donc les méthodes d'extraction de maximum de puissance qui seront appliquées sont les mêmes, et la turbine devra entraîner la génératrice, et une commande vectorielle est appliquée à cette dernière.

La dernière partie de ce chapitre contiendra l'interprétation et la comparaison des résultats de simulation obtenus.

### IV.1 Description du système global à étudier

Le système étudié est représenté par la figure (IV.1)

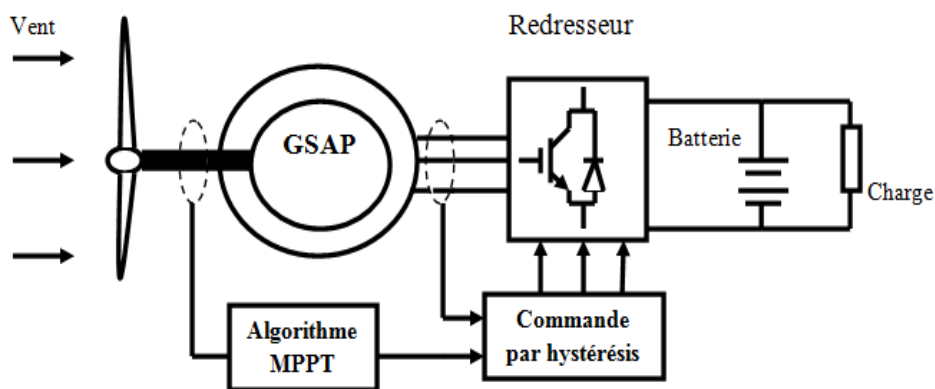


Figure (IV.1) Structure du générateur éolien étudié.

### IV.2 La génératrice synchrone à aimants permanents

Dans les alternateurs à aimants permanents, le champ magnétique créé par les aimants est constant. Ces alternateurs sont beaucoup plus légers que les autres types de générateurs qui utilisent un enroulement de cuivre autour d'un noyau magnétique pour créer le champ magnétique. Les alternateurs à aimants permanents produisent un courant et une tension de fréquence proportionnelle à la vitesse de rotation (qui varie elle-même avec la vitesse du vent dans le cas d'une éolienne). Ainsi, un matériel électrique conçu pour fonctionner à la fréquence du réseau ne peut pas être connecté directement à l'alternateur d'une éolienne. Il est nécessaire de passer par un convertisseur de fréquence, en général, par un redresseur et un onduleur. La tension intermédiaire délivrée par le redresseur étant de nature continue, un stockage d'énergie sous forme de batterie est en outre envisageable [LOP].

### IV.3 Commande du générateur éolien

Le schéma global avec la commande du générateur éolien est représenté à la figure (IV.2). La commande de ce système basée sur deux fonctions, l'algorithmique d'extraction du maximum de puissance (*MPPT*) et le contrôle du bus continue à la sortie de redresseur. Le principe de contrôle des courants par hystérésis est celui qui est utilisé dans le présent travail. Ce type de commande est robuste et facile à mettre en œuvre. Elle possède un bon temps de réponse en régime dynamique, une bonne stabilité et une bonne précision. Le seul paramètre de régulation dans cette commande est la largeur de la bande d'hystérésis.

Il s'agit d'une commande vectorielle en couple, dont le courant d'axe d est maintenu nul pour minimiser les pertes joules. Le courant d'axe q issu de la régulation du couple de la turbine a sa référence.

Cette commande dans le repère réelle est schématisée dans la figure (IV.2). La régulation des courants se fait à l'aide des régulateurs à hystérésis.

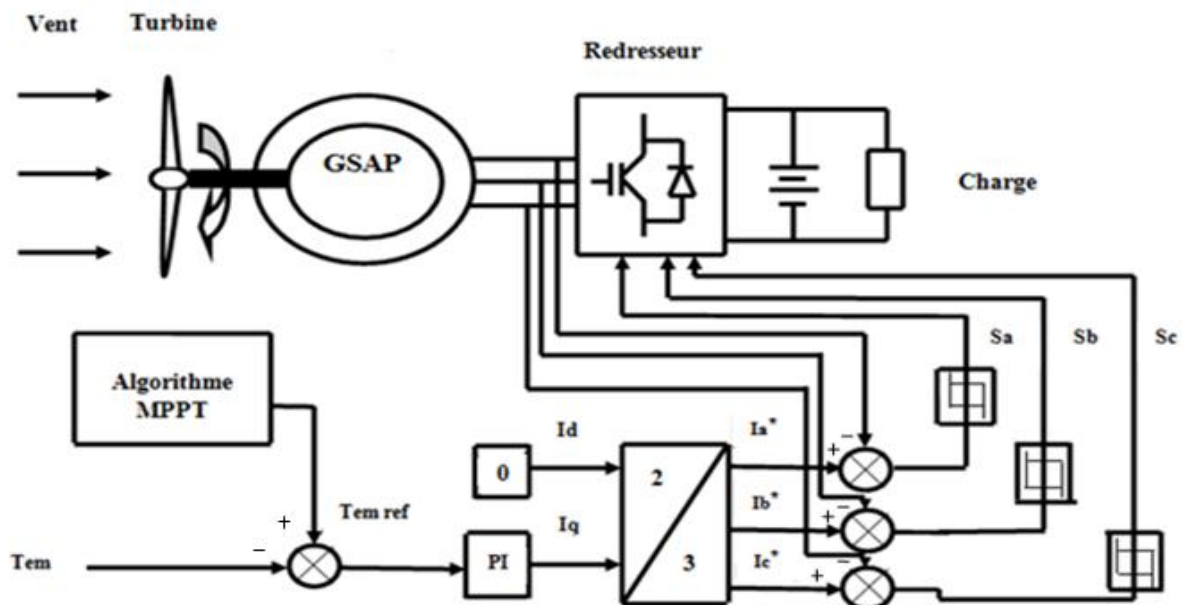


Figure IV.2 : schéma global avec la commande par hystérésis.

Dans ce cas, chaque courant de phase est comparé à sa référence sinusoïdale à l'aide d'un comparateur à hystérésis dont la sortie est liée au circuit de commande des interrupteurs. Les ondulations du courant sont fixées par la valeur de la bande d'hystérésis.

Ce contrôle de courant par hystérésis assure une bonne filature de la consigne. Les ondulations du courant, autour de la valeur désirée au centre de l'enveloppe d'hystérésis, sont fixées par la largeur de cette dernière.



#### IV.4 Principe de la commande vectorielle

Quelque soit le but de la commande (régulation de couple, de vitesse ou de position), il est nécessaire de contrôler instantanément le couple. Ceci peut se faire en agissant sur les courants statoriques réels, soit en agissant sur leurs composantes directes et en quadratures.

Le principe de la commande vectorielle vise à simplifier cela par un choix judicieux du repère d'axe ( $O_d, O_q$ ) qui se traduit dans le cas d'une machine synchrone par le choix d'un repère lié au rotor.

Dans le cas d'une MSAP à rotor lisse, l'expression du couple est donnée par la relation (II.25). Etant donné que le flux rotorique  $\Phi_e$  est fixe, on remarque que ce couple ne dépend que de la composante en quadrature du courant ( $I_q$ ), et il est maximal pour un courant donné, lorsque  $I_d = 0$ . Ainsi, le déphasage entre les courants de phase et les f.e.m de la machine est nul, et le couple électromagnétique est proportionnel aux courants d'alimentation, comme dans une machine à courant continu à excitation séparée. De même la puissance absorbée est optimisée pour  $I_d = 0$  [MES].

Le principe du contrôle des courants par hystérésis est illustré comme suit par la figure (IV.3).

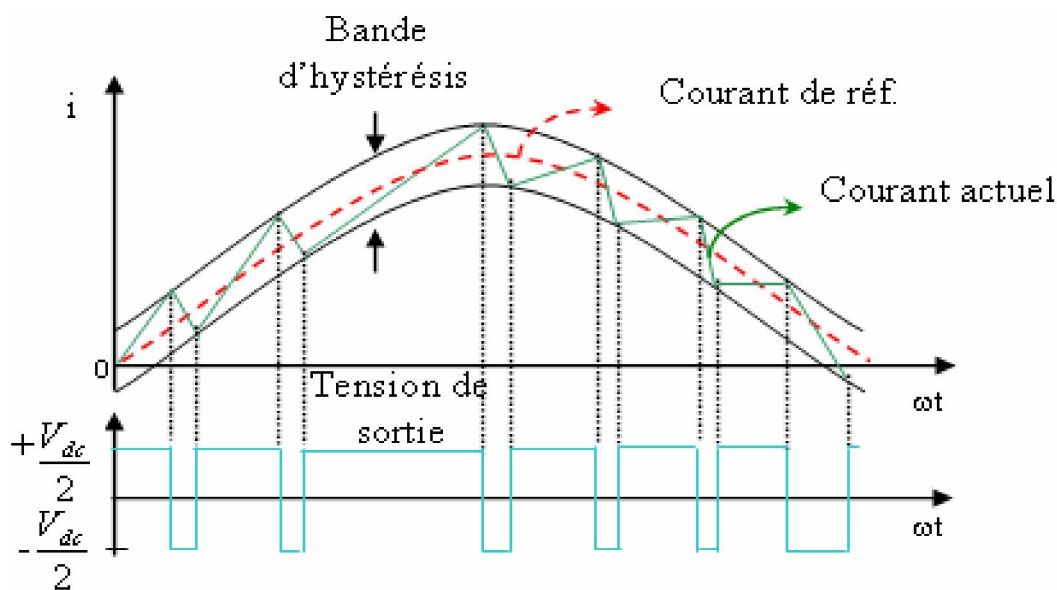


Figure IV.3 : Principe de la commande par hystérésis [BEL].

## IV.5 Résultats de simulation et interprétations

### IV.5.1 Méthode classique :

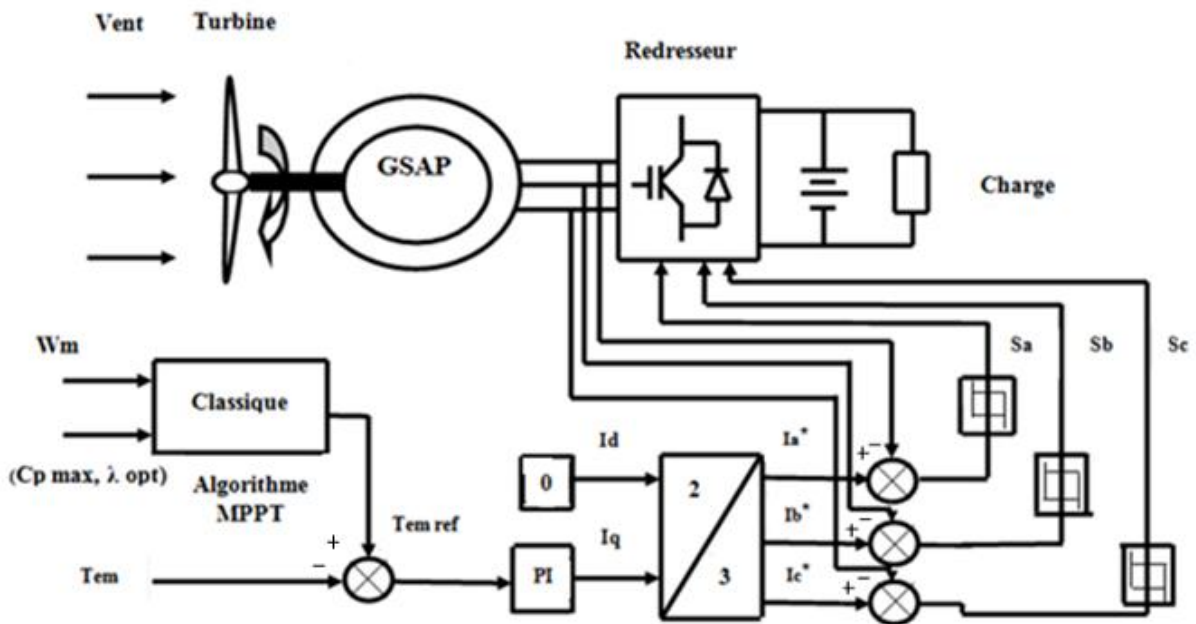


Figure IV.4 : Schéma global avec la méthode MPPT classique.

On a simulé le système global représenté sur la figure (IV.4), sachant que cette simulation est faite pour une connexion de l'éolienne à une charge en parallèle à une batterie et on a obtenu les résultats qui s'en suivent :

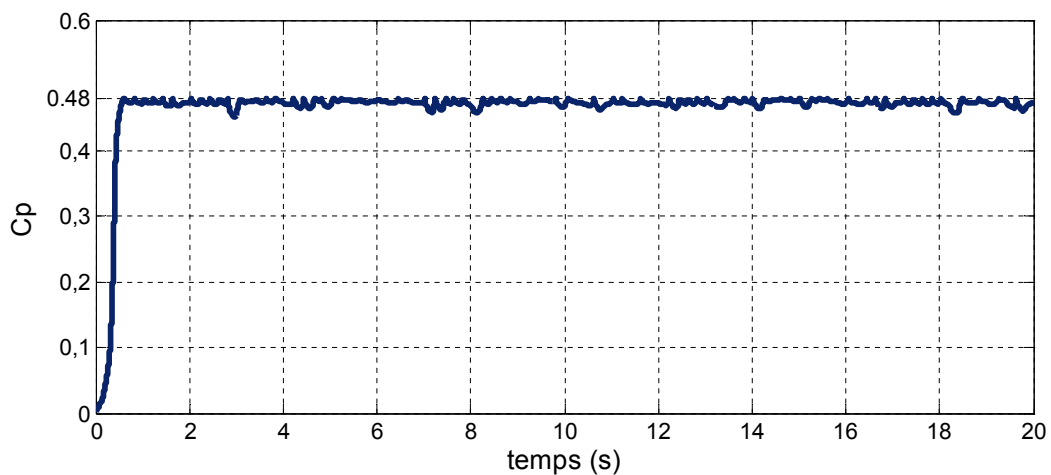
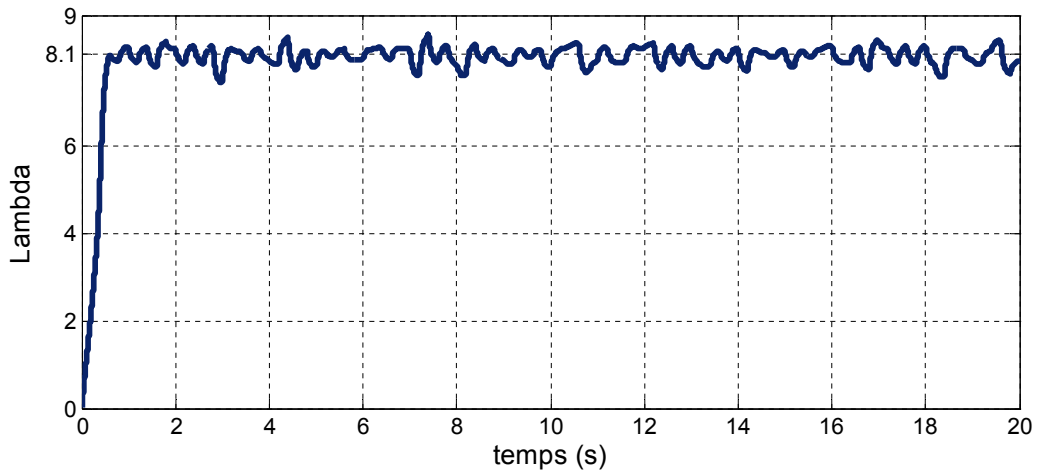
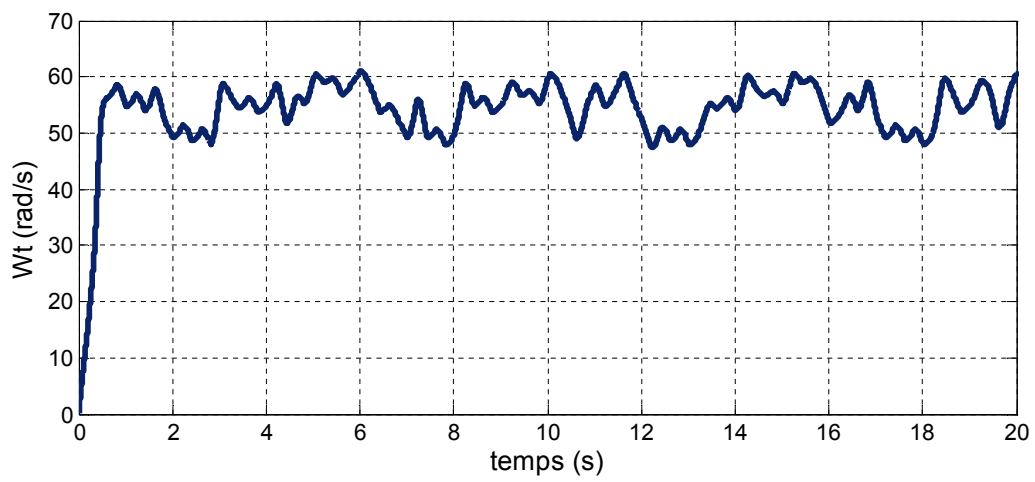


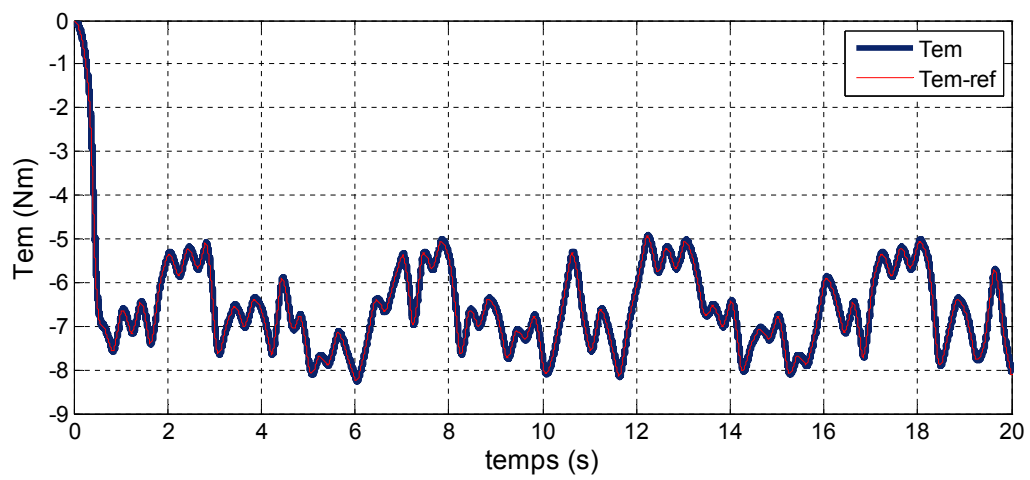
Figure IV.5 : Le coefficient de puissance ( $C_p$ ).



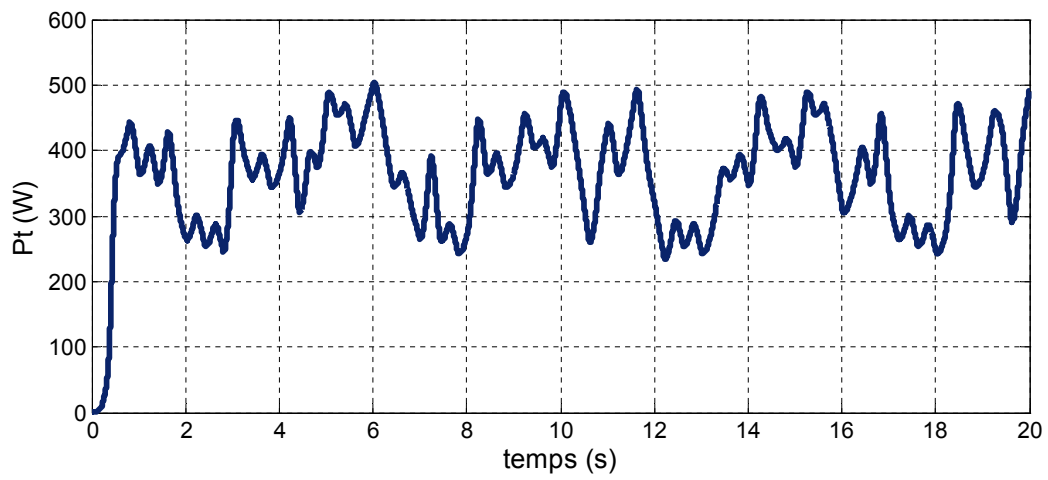
**Figure IV.6 :** La vitesse spécifique ( $\lambda$ ).



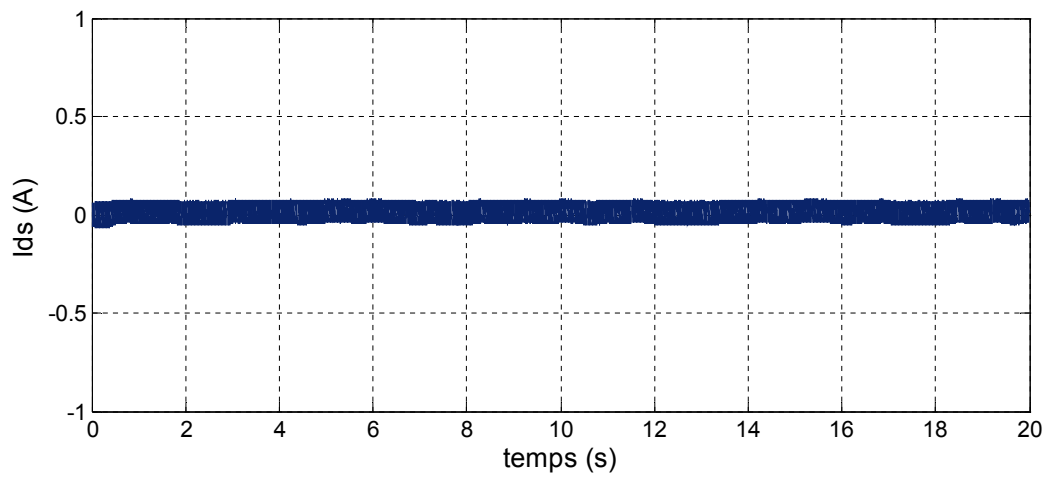
**Figure IV.7 :** La vitesse de la turbine.



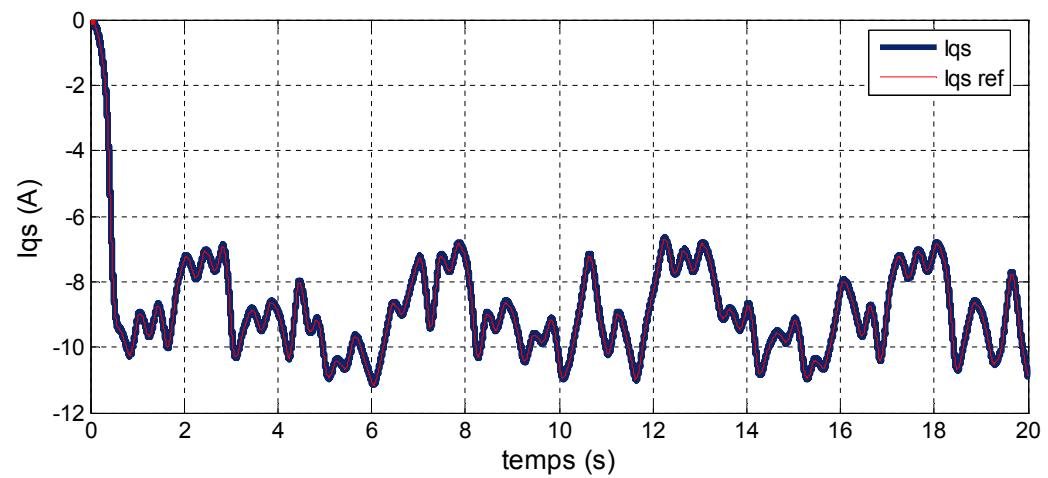
**Figure IV.8 :** Le couple électromagnétique.



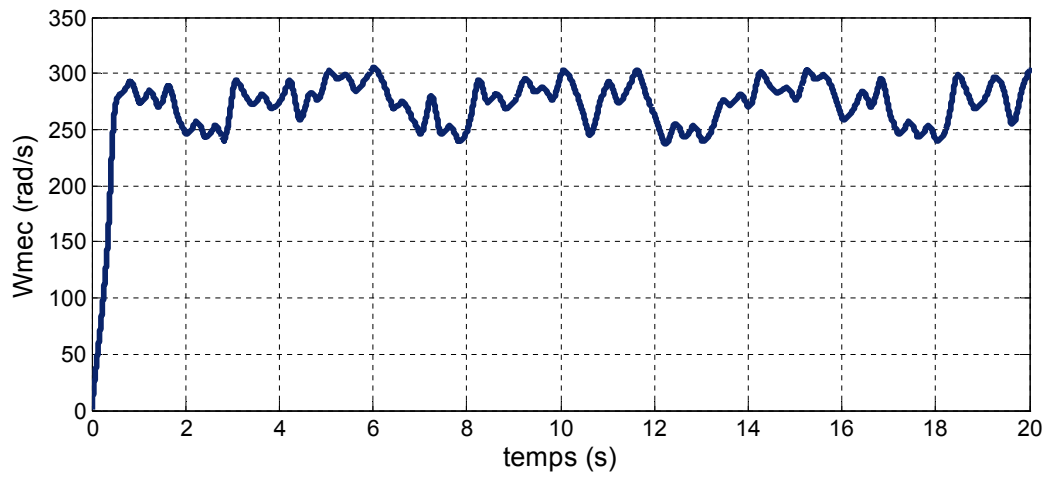
**Figure IV.9 :** La puissance de la turbine.



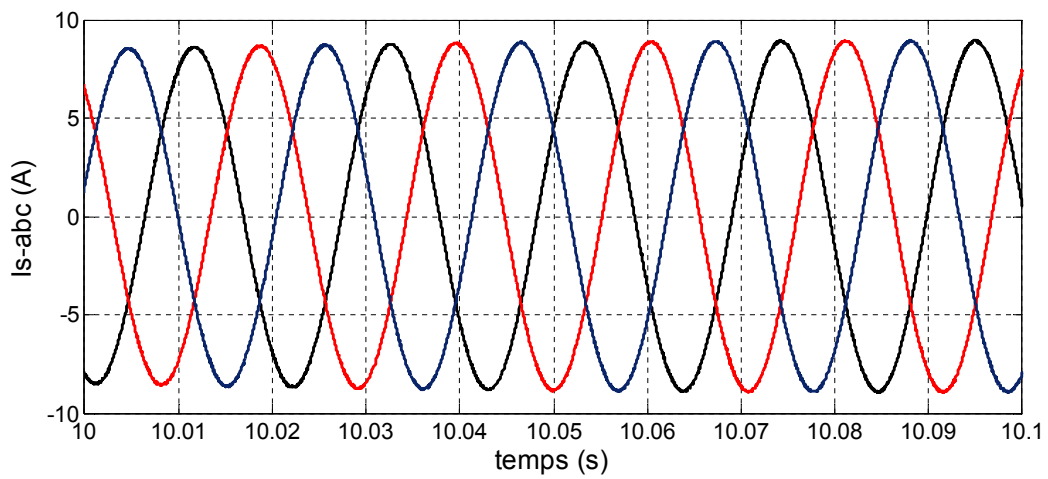
**Figure IV.10 :** Le courant statorique  $I_{ds}$ .



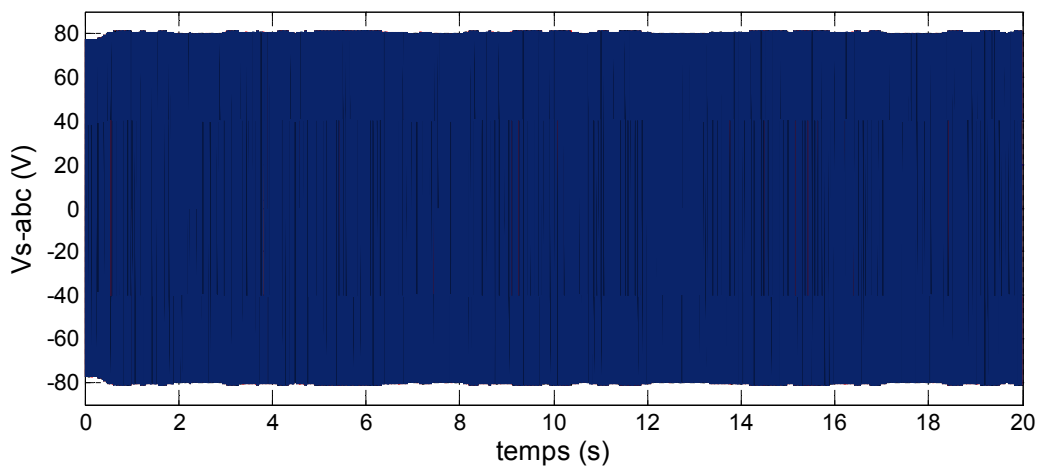
**Figure IV.11 :** Le courant statorique  $I_{qs}$ .



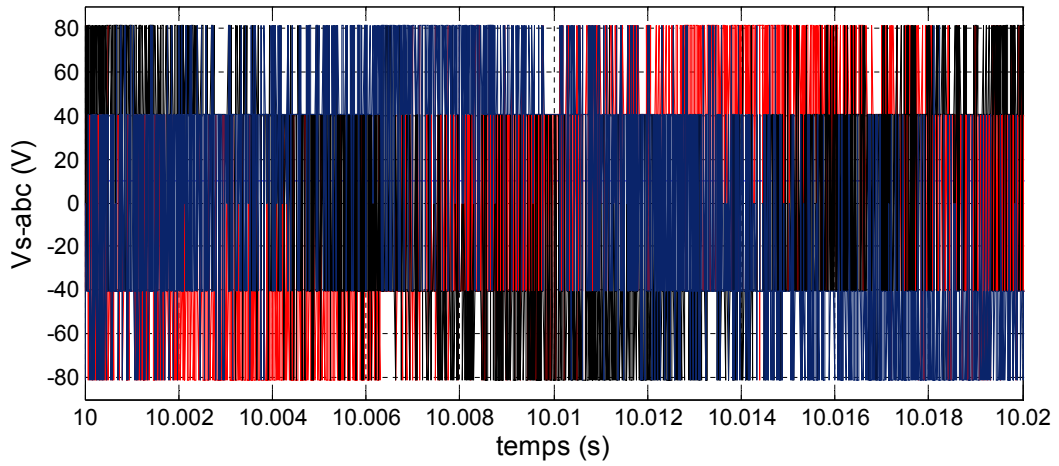
**Figure IV.12 :** La vitesse mécanique de la machine.



**Figure IV.13 :** Les courants de phases de la machine.

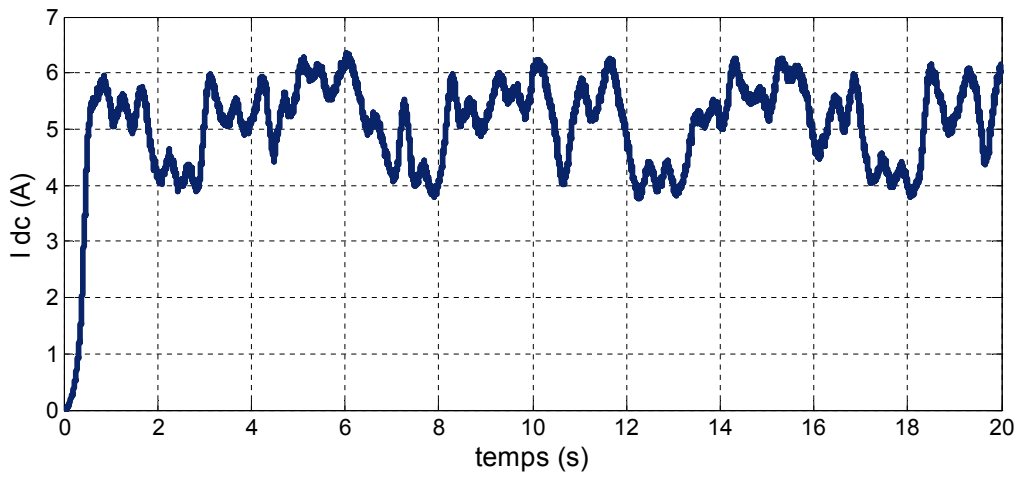


(a)

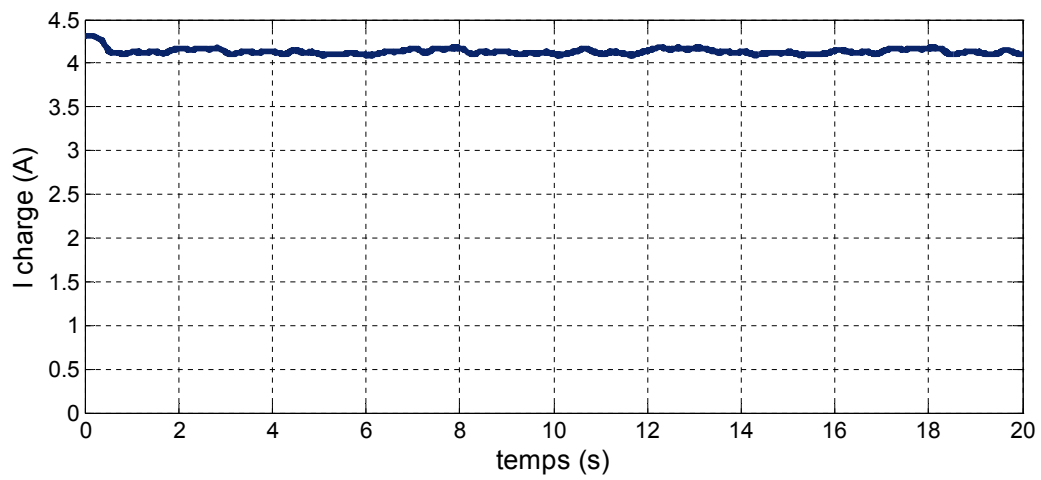


(b)

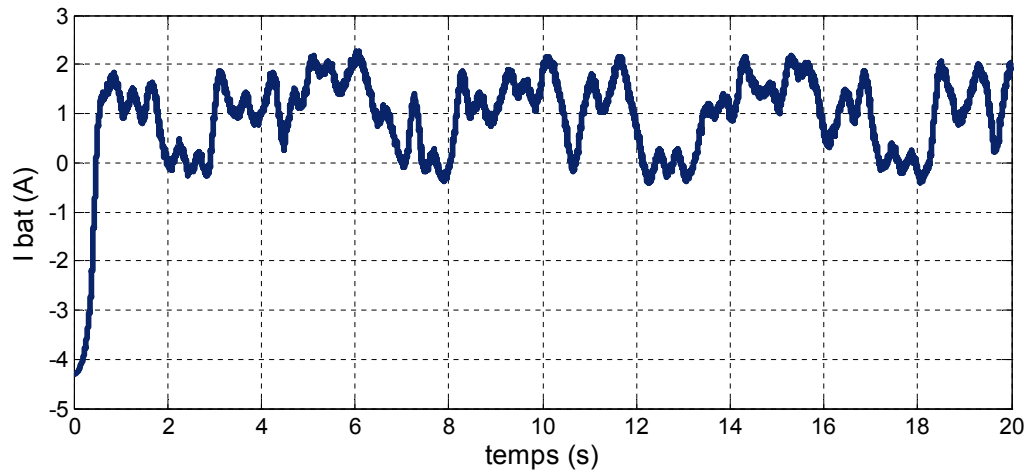
**Figure IV.14 :** Les tensions de phases de la machine.



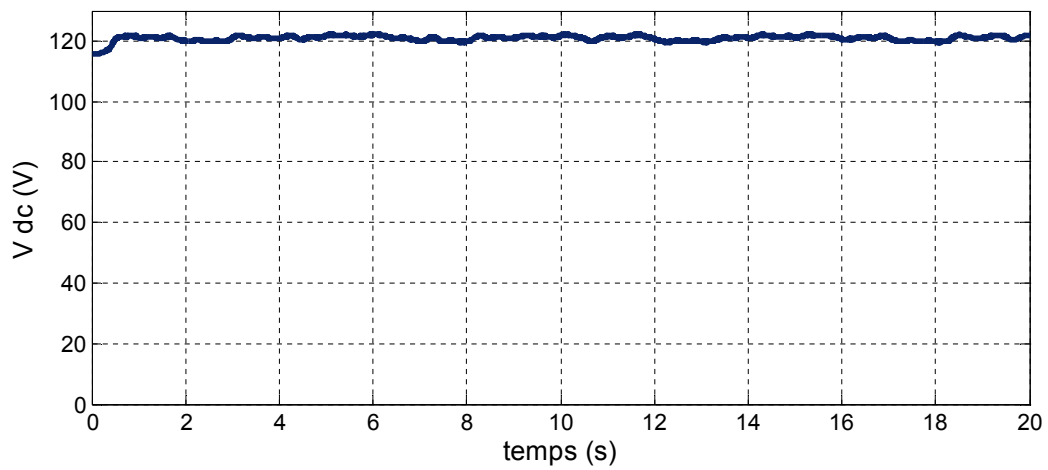
**Figure IV.15 :** Le courant du bus continu.



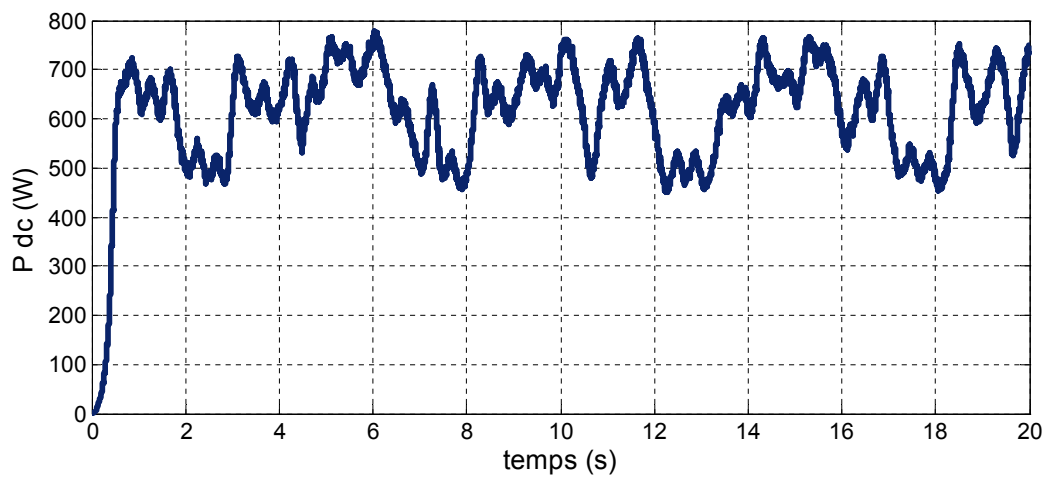
**Figure IV.16 :** Le courant de charge.



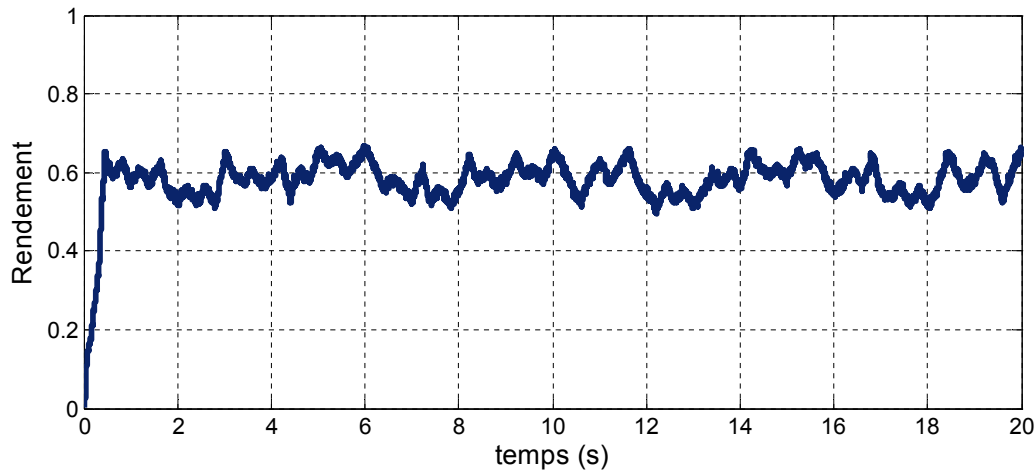
**Figure IV.17** Le courant de la batterie.



**Figure IV.18** : La tension du bus continu (tension de batterie).



**Figure IV.19** La puissance du bus continu.



**Figure IV.20 :** Le rendement du système avec MPPT classique.

### Interprétations

Les figures (IV.5) et (IV.6) : représentent respectivement le coefficient de puissance  $C_p$  et de la vitesse spécifique  $\lambda$  turbine en fonction du temps. On remarque que ces coefficients sont constants même pour la variation de la vitesse du vent.

La figure (IV.7), représente l'évolution de la vitesse de la turbine. On constate qu'elle est proportionnelle à la vitesse de vent.

La figure (IV.8), représente le couple électromagnétique de la machine synchrone à aimants permanents et il apparait clairement qu'il suit sa référence issue de l'algorithme MPPT classique et il prend une allure similaire que celle de ( $I_{qs}$ ).

Les figures (IV.9) et (IV.10), représentent respectivement la puissance de la turbine éolienne et le courant statorique ( $I_{ds}$ ) de la machine, ce dernier est maintenu nul indépendamment du courant suivant l'axe de quadrature ( $I_{qs}$ ).

La figure (IV.11), représente le courant statorique ( $I_{qs}$ ) de la machine. On remarque bien qu'il superposé sur sa référence issue de l'algorithme MPPT classique, cette allure montre l'influence de la variation de la vitesse qui cause une variation du couple électromagnétique.

La figure (IV.12), représente la vitesse mécanique de la machine à aimants permanents.

Les graphes des figures (IV.13) et (IV.14), représentent respectivement les courants et les tensions de phases de la machine à aimants permanents, on remarque bien que la forme des courants est sinusoïdale.



Les figures (IV.15), (IV.16) et (IV.17), représentent respectivement le courant du bus continu, le courant de charge et le courant de batterie. On remarque qu'ils suivent dans leurs évolutions les variations de la vitesse du vent.

La figure (IV.18), représente la tension du bus continu (batterie), cette courbe montre que la tension redressée oscille selon le l'état du fonctionnement de la batterie.

La figure (IV.19) représente la puissance du bus continu, on remarque qu'elle suit la variation de la vitesse du vent.

La figure (IV.20), représente le rendement du système avec la commande par la méthode MPPT classique.

#### IV.5.2 Méthode P&O :

On a simulé le système global représenté sur la figure (IV.21).

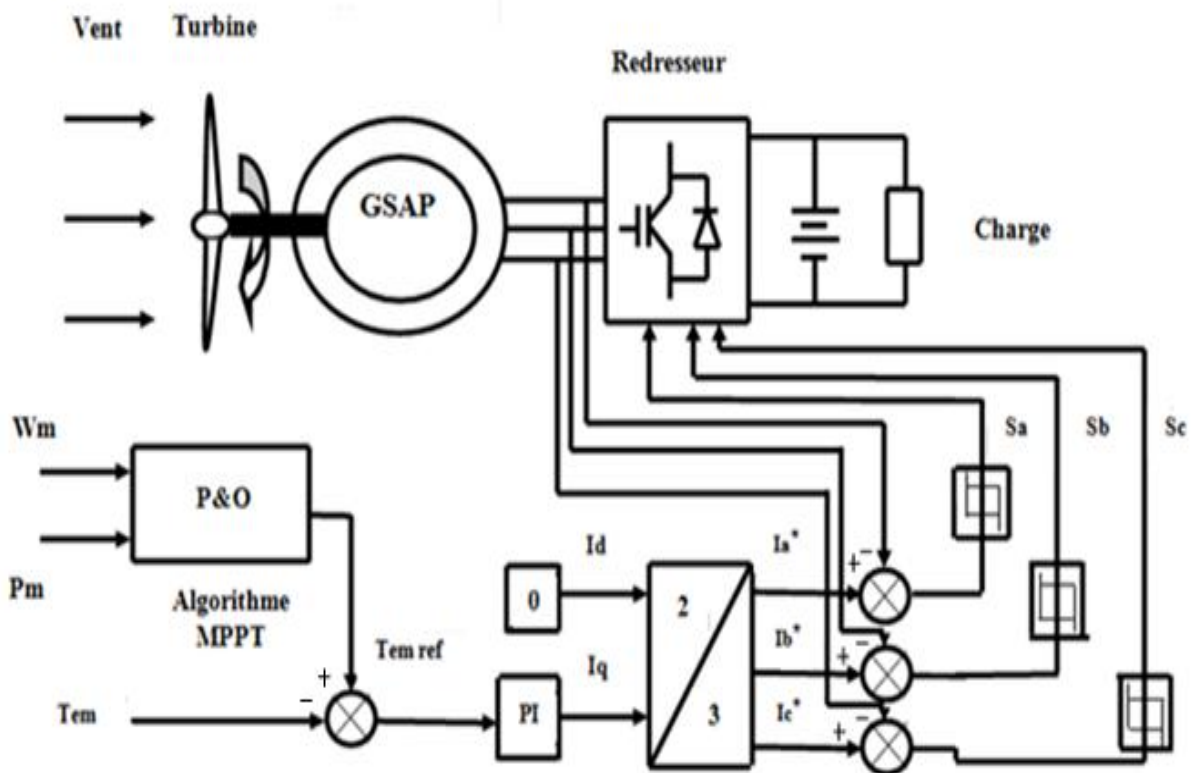
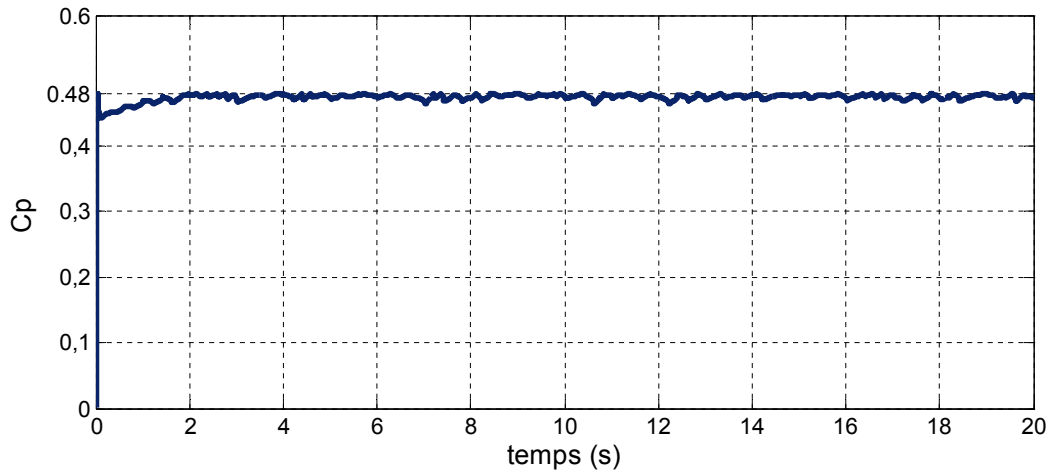
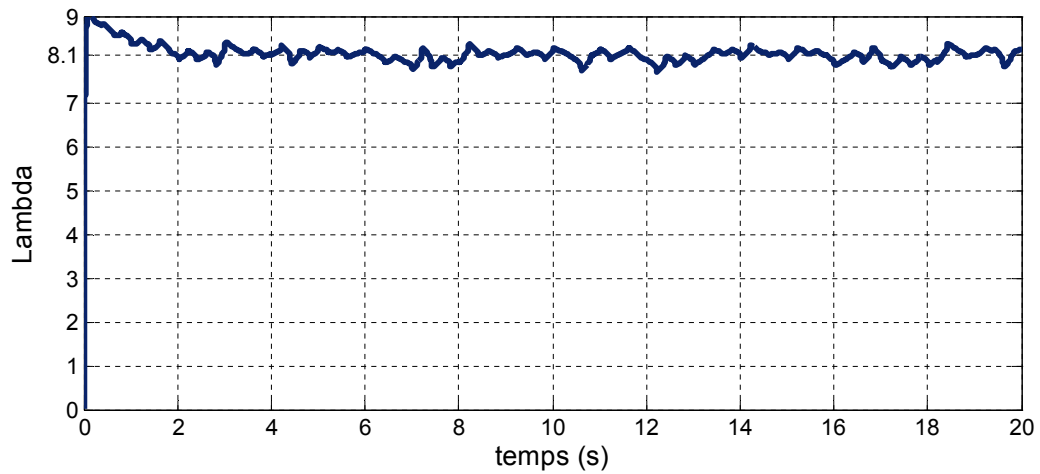


Figure IV.21 : schéma global avec la méthode MPPT P&O.

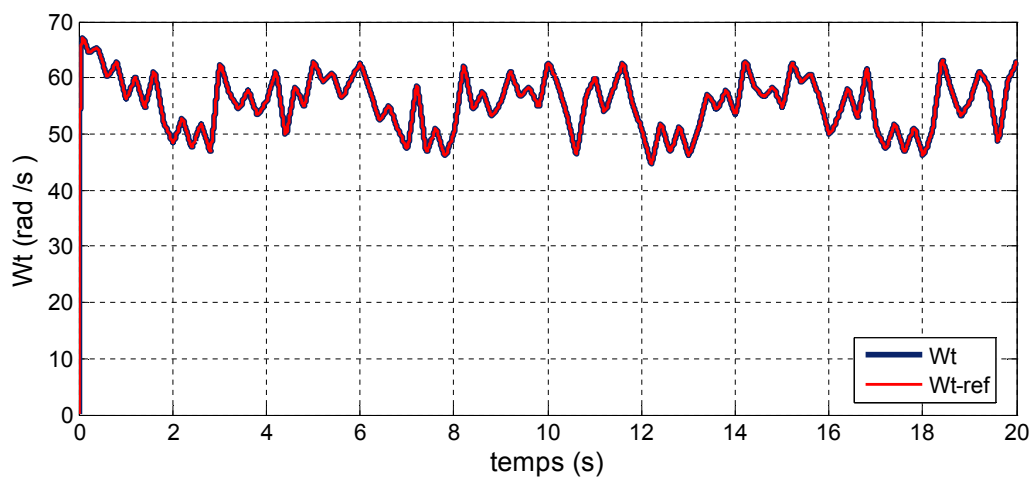
On a obtenu les résultats suivants :



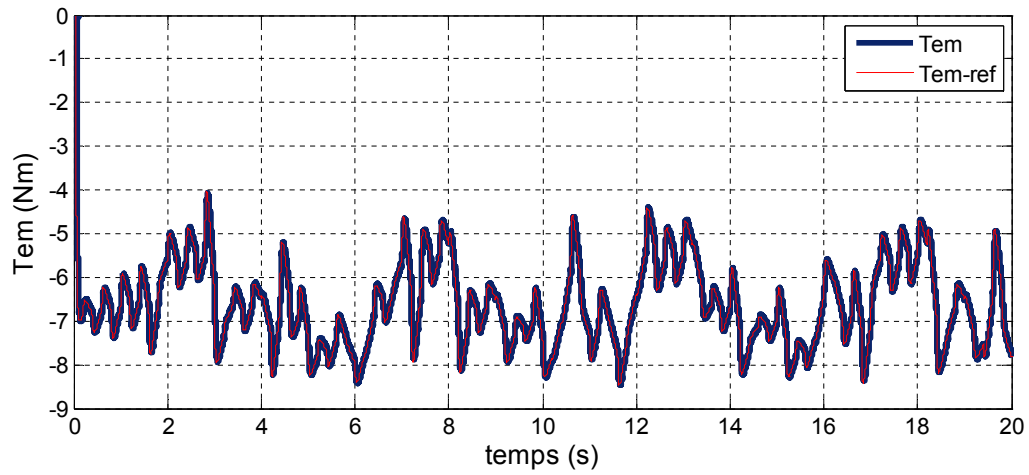
**Figure IV.22 :** Le coefficient de puissance ( $C_p$ ).



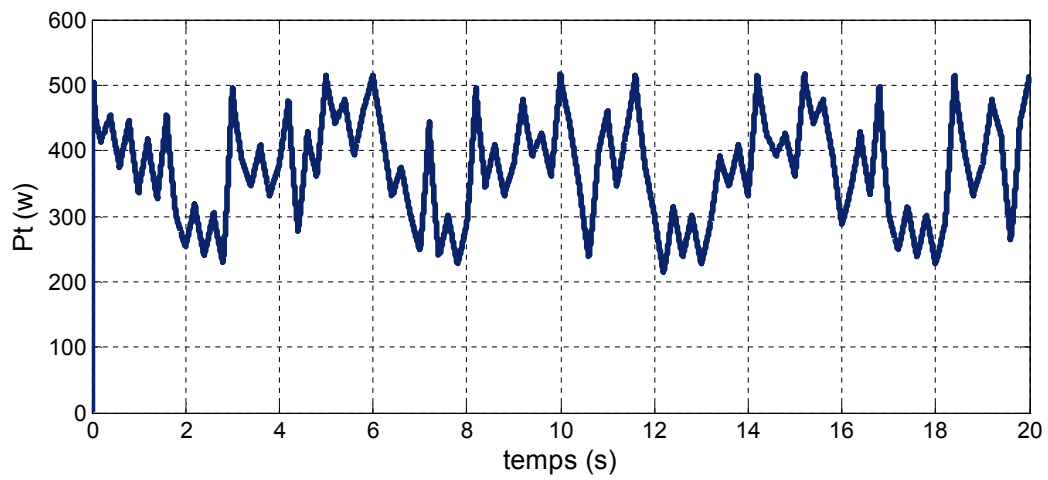
**Figure IV.23 :** La vitesse spécifique ( $\lambda$ ).



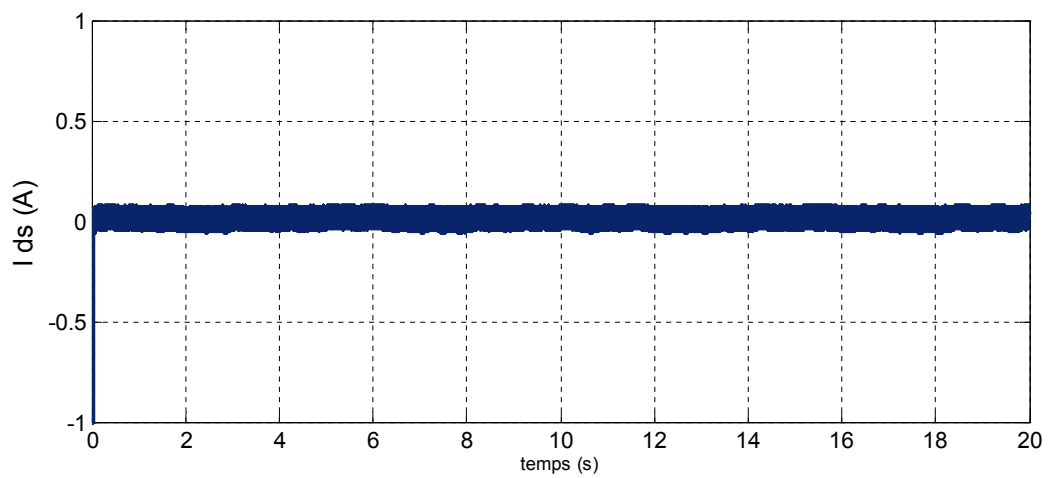
**Figure IV.24 :** La vitesse de la turbine.



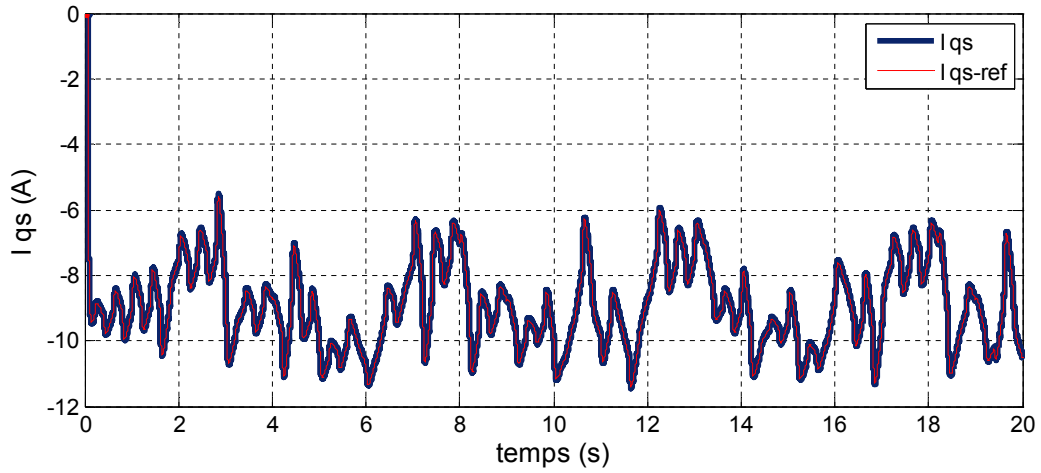
**Figure IV.25 :** Le couple électromagnétique de la machine.



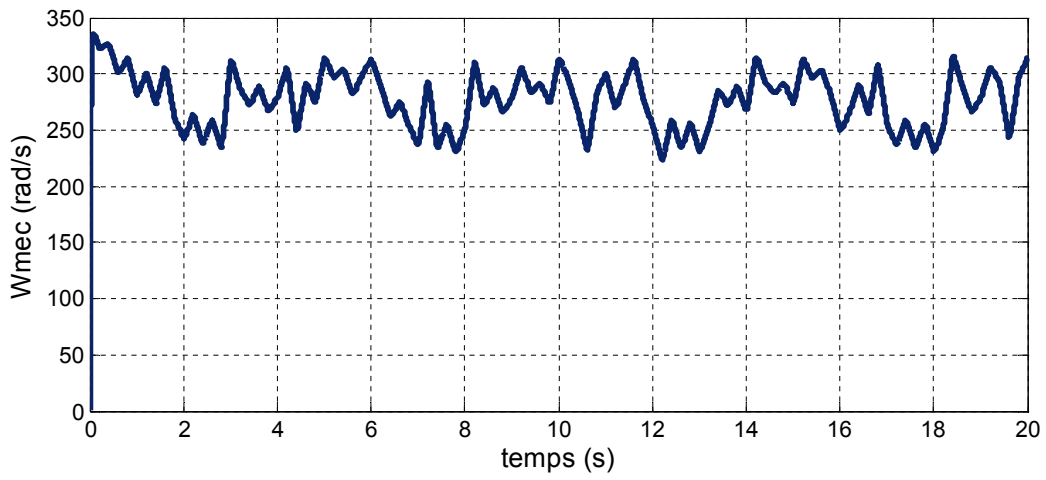
**Figure IV.26 :** La puissance de la turbine.



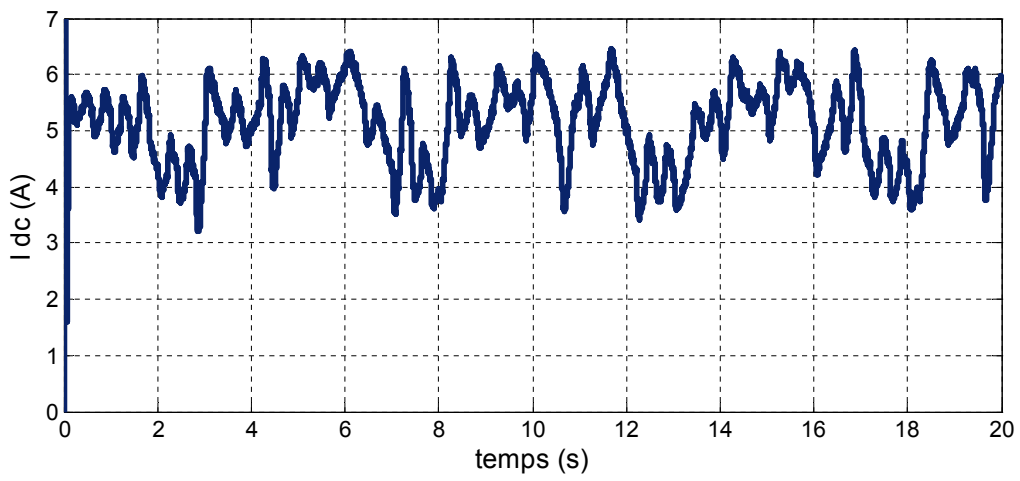
**Figure IV.27 :** Le courant statorique  $I_{ds}$ .



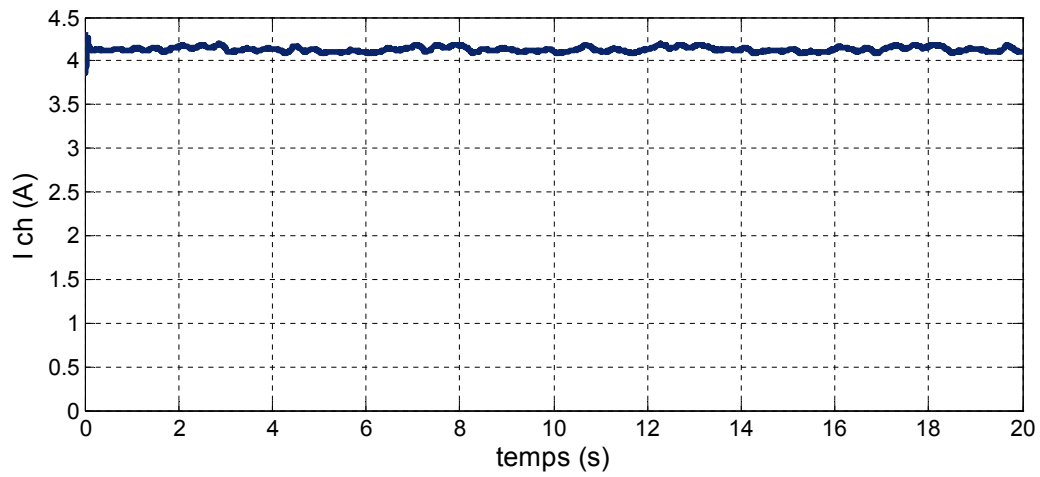
**Figure IV.28 :** Le courant statorique  $I_{qs}$ .



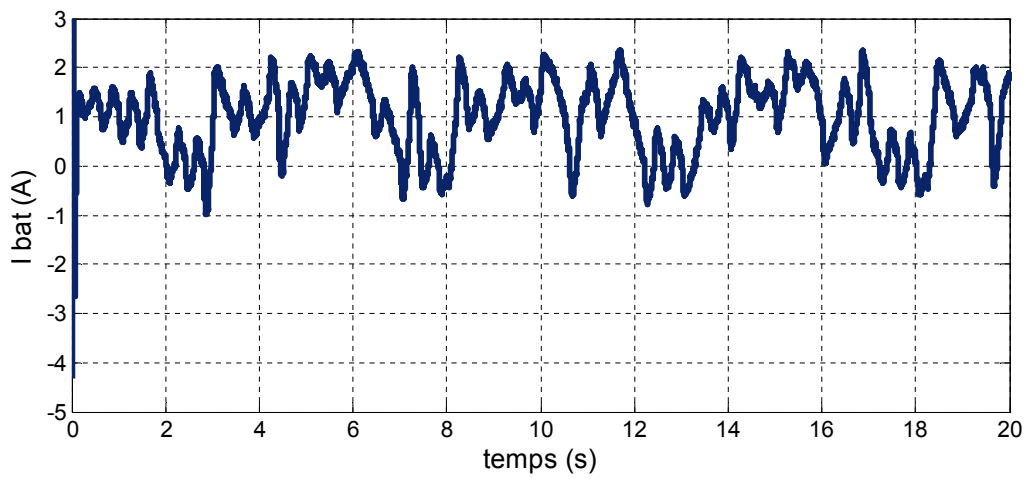
**Figure IV.29 :** La vitesse mécanique de la machine.



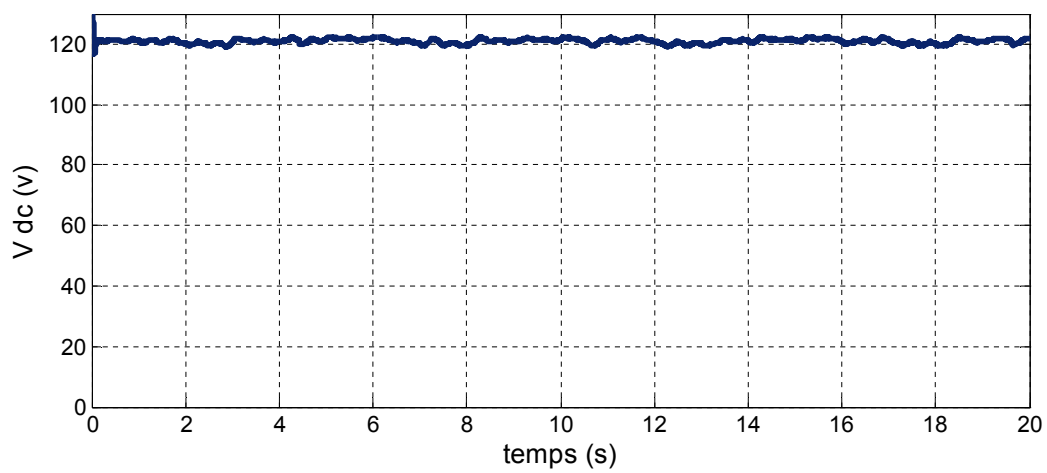
**Figure IV.30 :** Le courant du bus continu.



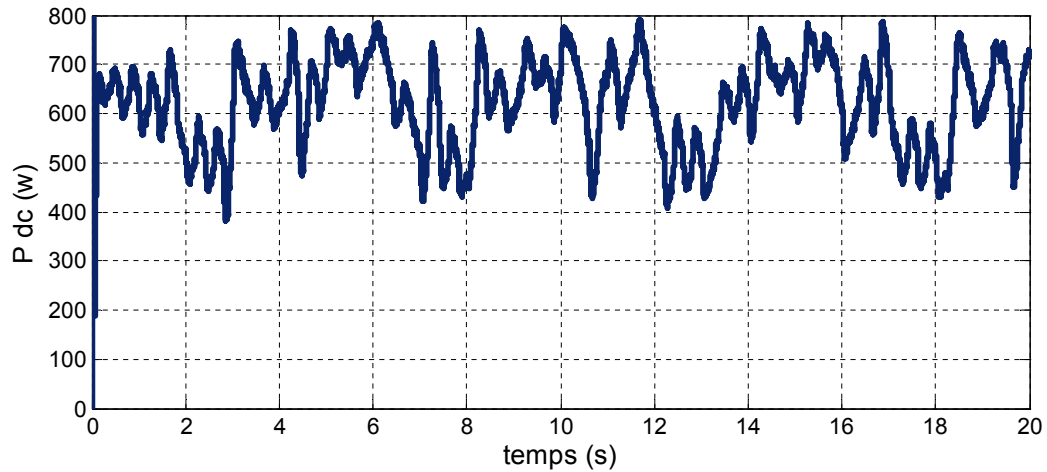
**Figure IV.31 :** le courant de charge.



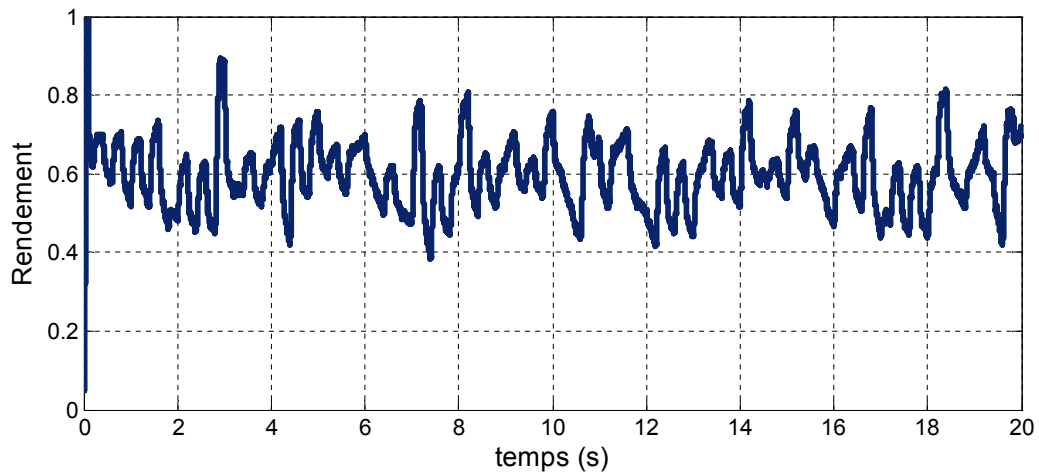
**Figure IV.32 :** Le courant de la batterie.



**Figure IV.33 :** La tension du bus continu (tension de batterie).



**Figure IV.34 :** La puissance du bus continu.



**Figure IV.35 :** Le rendement du système par la méthode P&O.

### Interprétations

Les figures (IV.22) et (IV.23), représentent respectivement l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  et de la vitesse spécifique  $\lambda$  en fonction du temps. On remarque que ces coefficients sont constants malgré la variation de la vitesse du vent.

La figure (IV.24), représente la vitesse de la turbine. On remarque bien que la vitesse de la turbine et sa référence issue de la méthode P&O sont superposées.

La figure (IV.25), montre la forme du couple électromagnétique de la machine. On voit clairement qu'il suit sa référence issue de la méthode P&O.

Les figures (IV.26) et (IV.27), représentent respectivement la puissance de la turbine éolienne et le courant statorique ( $I_{ds}$ ) de la machine.

La figure (IV.28), montre le courant statorique ( $I_{qs}$ ) de la machine. On remarque bien qu'il suit sa référence issue de l'algorithme P&O.

La figure (IV.29), représente la vitesse mécanique de la machine à aimants permanents.

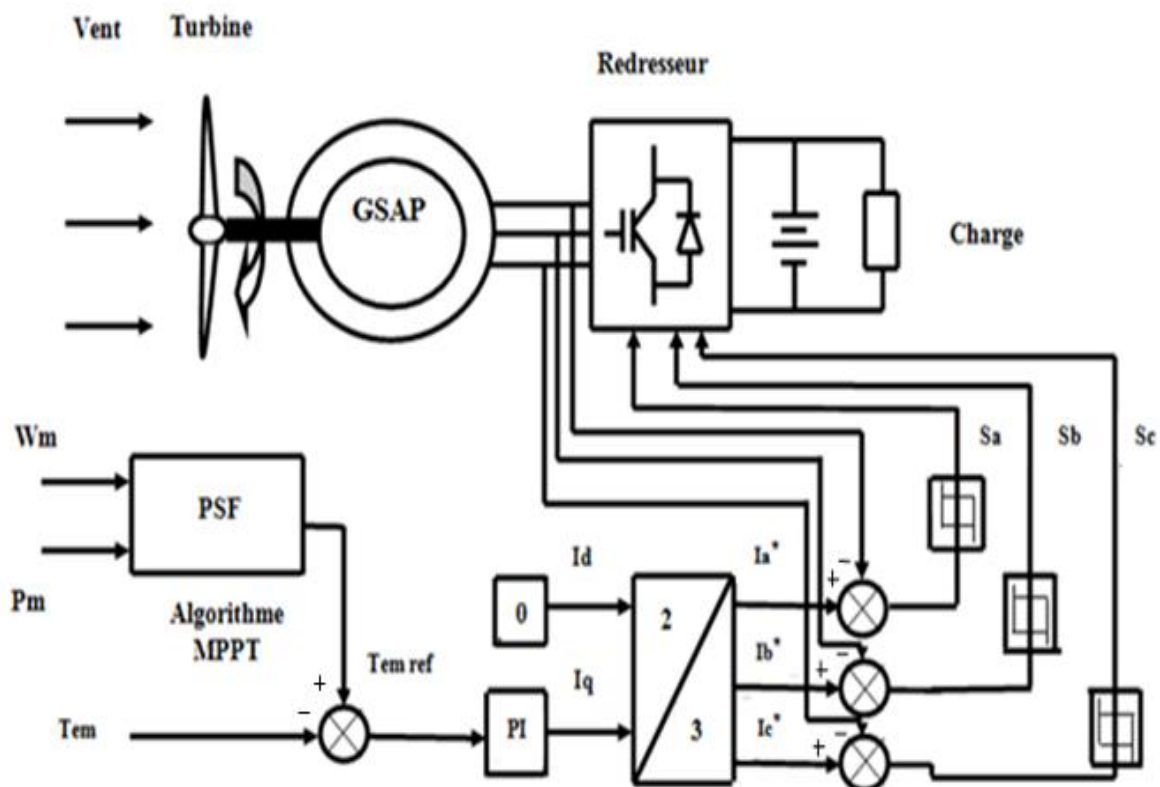
Les figures (IV.30), (IV.31) et (IV.32), représentent respectivement le courant du bus continu, le courant de charge et le courant de batterie. On remarque qu'ils suivent dans leurs évolutions les variations de la vitesse du vent.

Les figures (IV.33) et (IV.34), représentent respectivement la tension et la puissance du bus continu (batterie). On remarque qu'ils suivent dans leurs évolutions les variations de la vitesse du vent.

La figure (IV.35), illustre le rendement du système avec la méthode P&O.

### IV.5.3 Méthode PSF

On a simulé le système global représenté sur la figure (IV.36).



**Figure IV.36 :** Schéma global avec la méthode MPPT PSF.

On a obtenu les résultats qui s'en suivent :

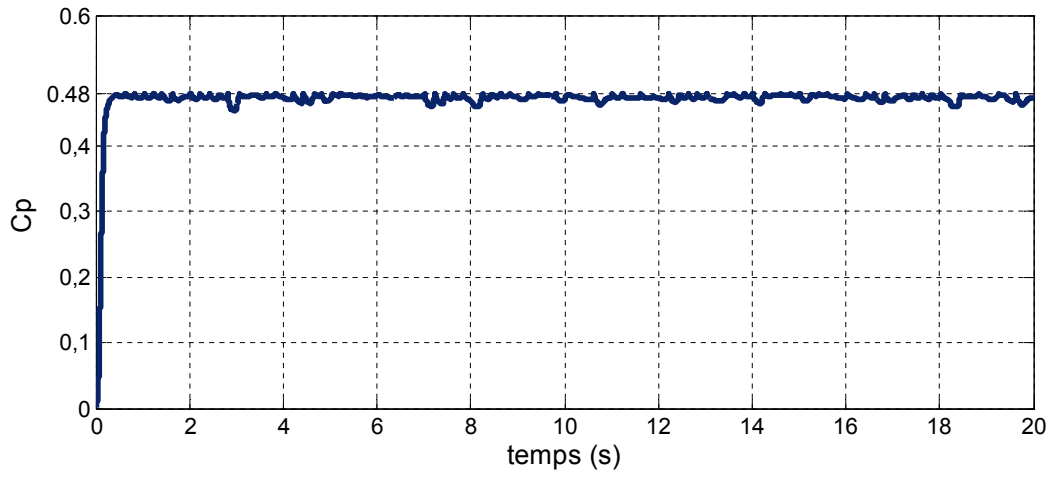


Figure IV.37 : Le coefficient de puissance  $C_p$ .

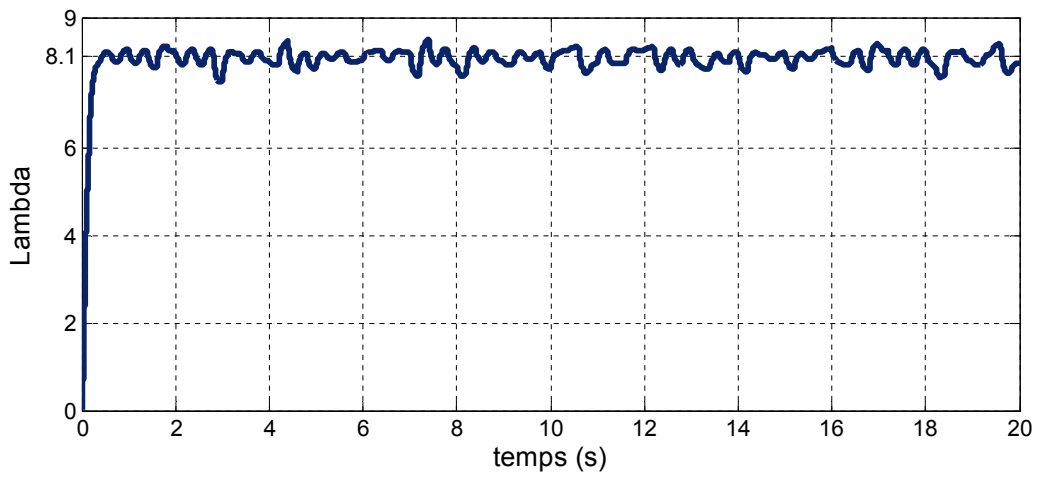


Figure IV.38 : La vitesse spécifique  $\lambda$ .

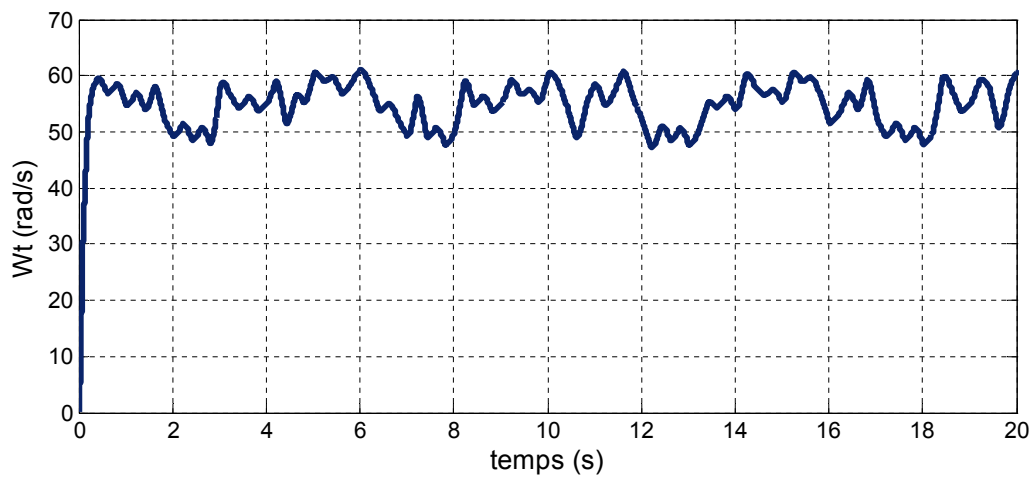


Figure IV.39 : La vitesse de la turbine.



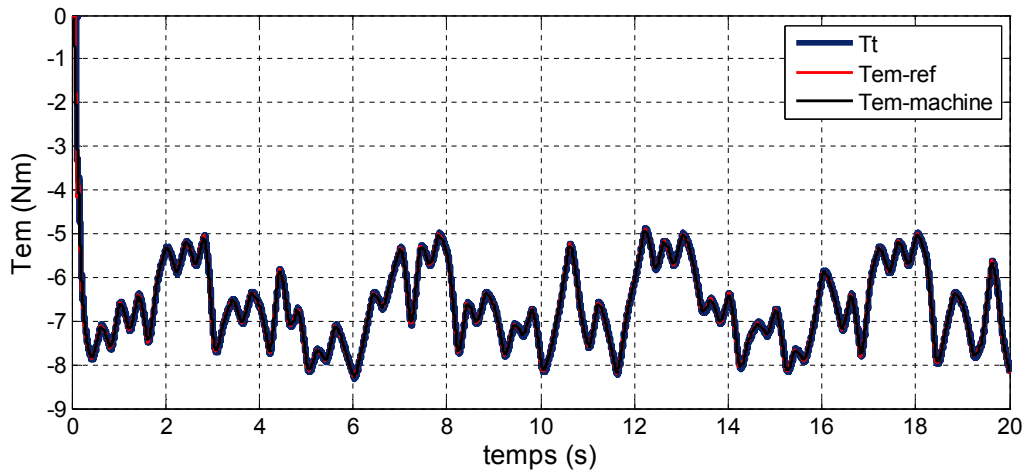


Figure IV.40 : Le couple électromagnétique.

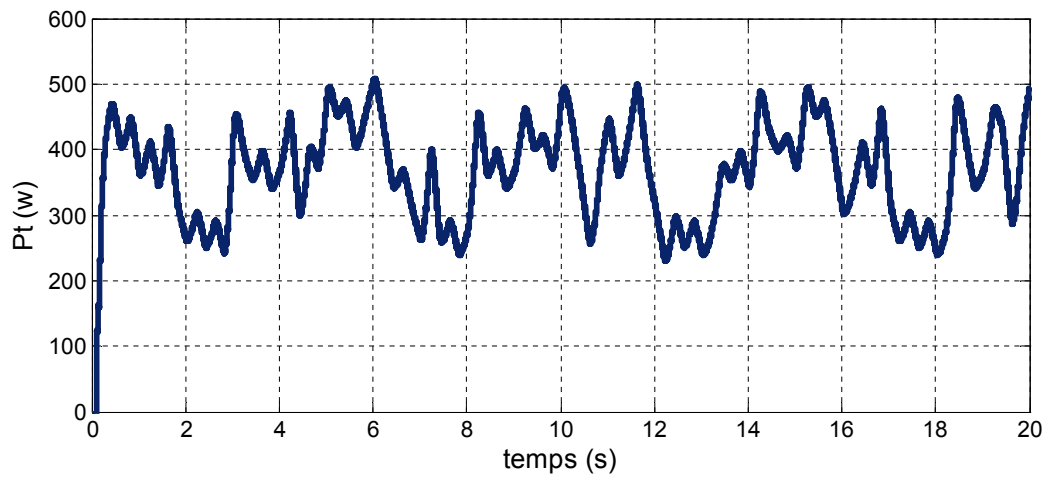


Figure IV.41 : La puissance de la turbine.

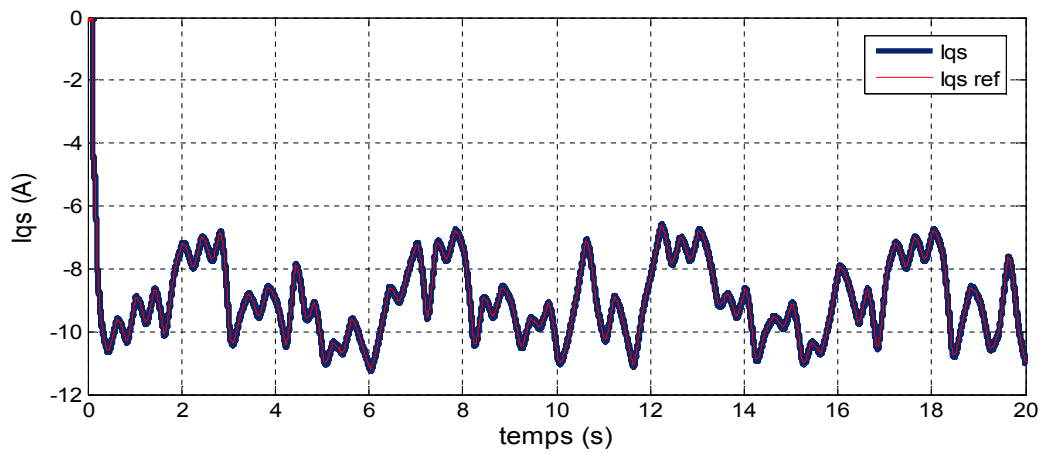
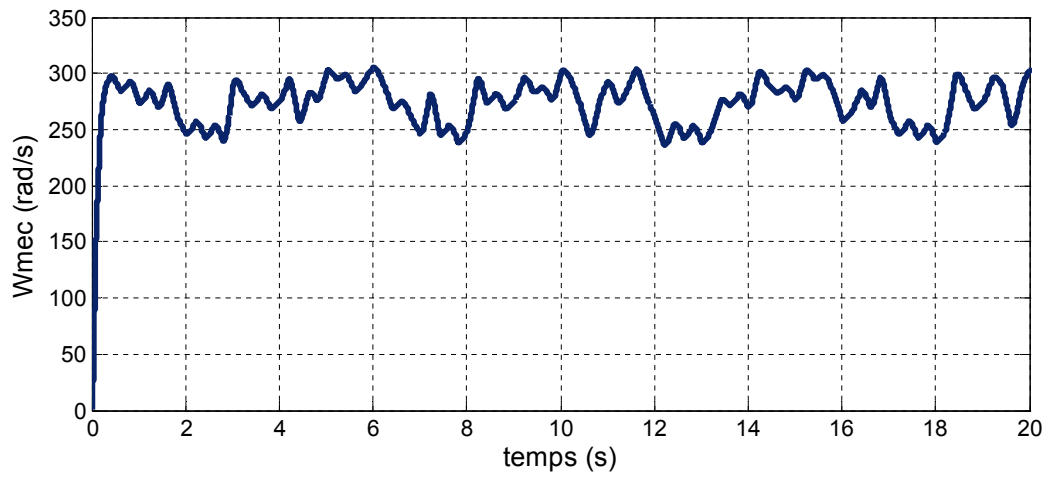
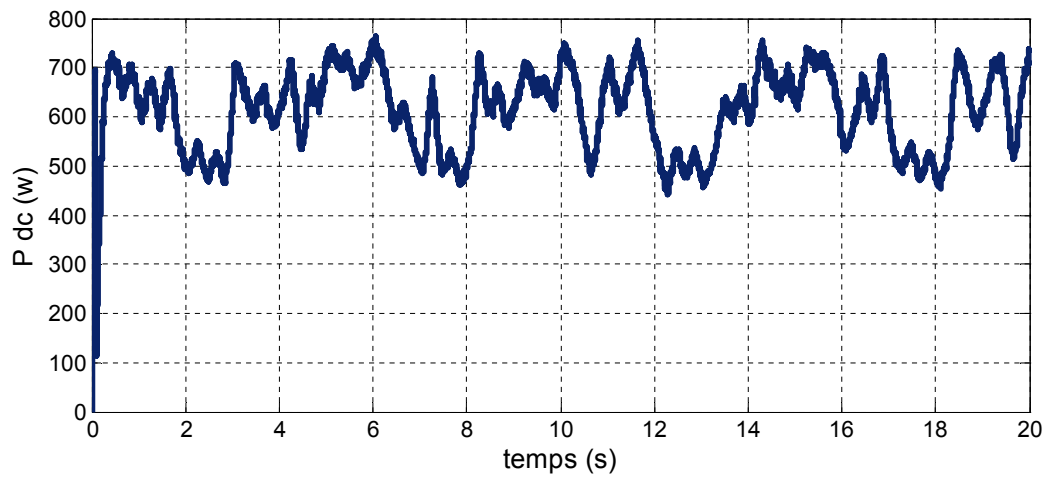


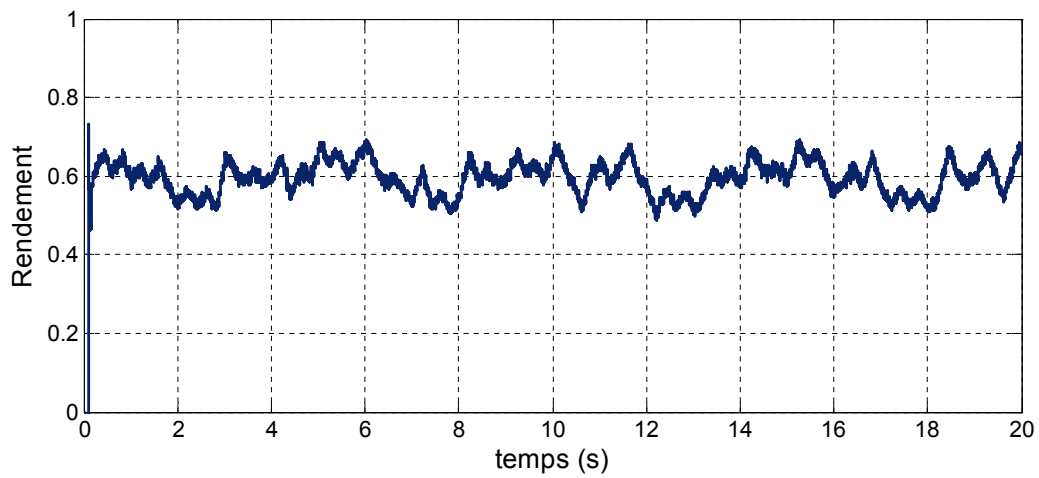
Figure IV.42 : Le courant statorique  $I_{qs}$ .



**Figure IV.43 :** La vitesse mécanique de la machine synchrone.



**Figure IV.44 :** La puissance du bus continu.



**Figure IV.45 :** le rendement du système par la méthode PSF.

## Interprétations

Les figures (IV.37) et (IV.38), montrent respectivement l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  et de la vitesse spécifique  $\lambda$  en fonction du temps. On remarque que ces coefficients sont constants malgré la variation de la vitesse du vent.

La figure (IV.39), représente la réponse de la vitesse de la turbine à la vitesse du vent. On remarque que la vitesse de la turbine varie proportionnellement avec la vitesse du vent.

La figure (IV.40), illustre le couple électromagnétique de la machine. On constate que le couple de la turbine et celui de la machine suivent la référence générée par l'algorithme PSF.

La figure (IV.41), montre l'allure de la puissance de l'éolienne.

La figure (IV.42), représente l'allure du courant statorique ( $I_{qs}$ ). On trouve qu'il suit sa référence et à une allure semblable à celle du couple électromagnétique.

Les figures (IV.43), (IV.44) et (IV.45) représentent respectivement la vitesse mécanique de la machine synchrone, la puissance du bus continu et le rendement du système avec la méthode d'asservissement du signal de puissance.

### IV.6 Comparaison des résultats obtenus par les trois méthodes

Afin de comparer les trois méthodes nous avons reporté sur une même figure trois résultats concernant les méthodes MPPT étudiées :

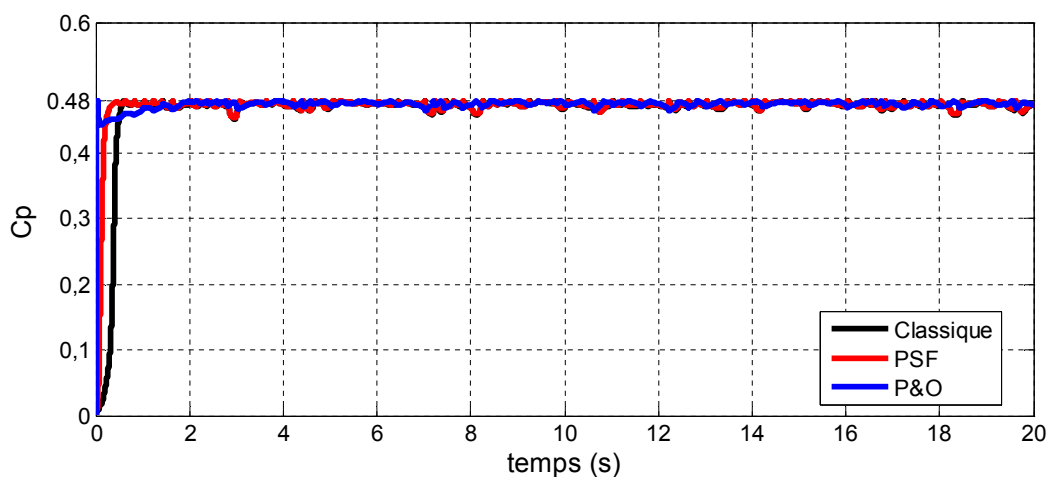


Figure IV.46 : Les coefficients de puissances par les trois méthodes.

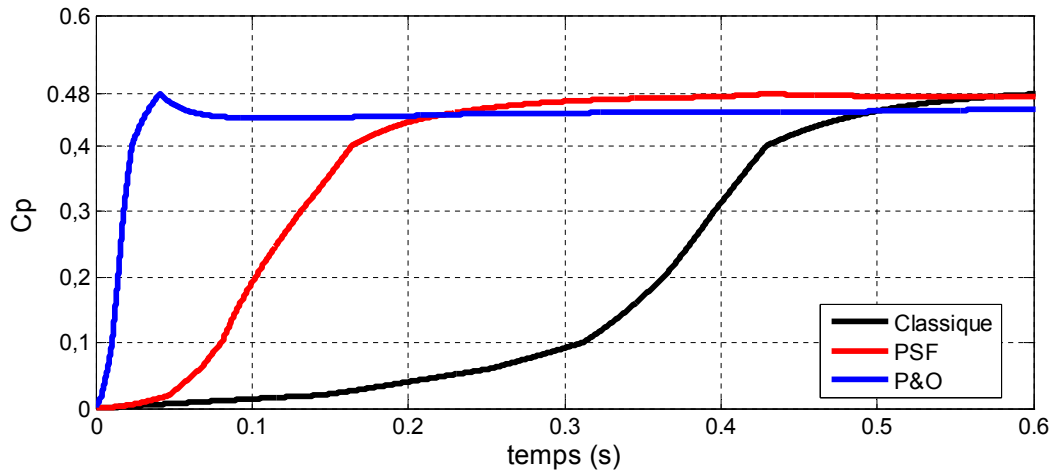


Figure IV.47 : Zoom sur le régime transitoire.

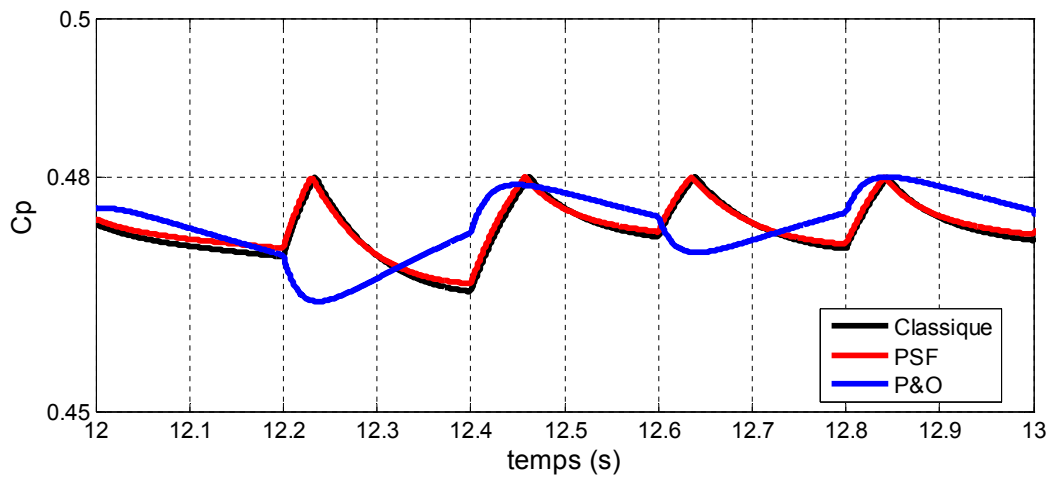


Figure IV.48 : Zoom sur le régime permanent.

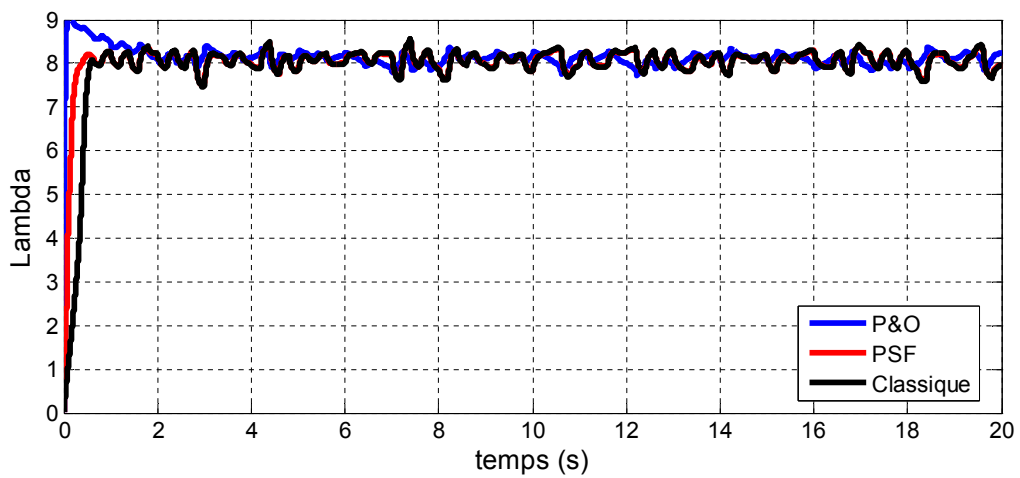


Figure IV.49 : Les vitesses spécifiques par les trois méthodes.

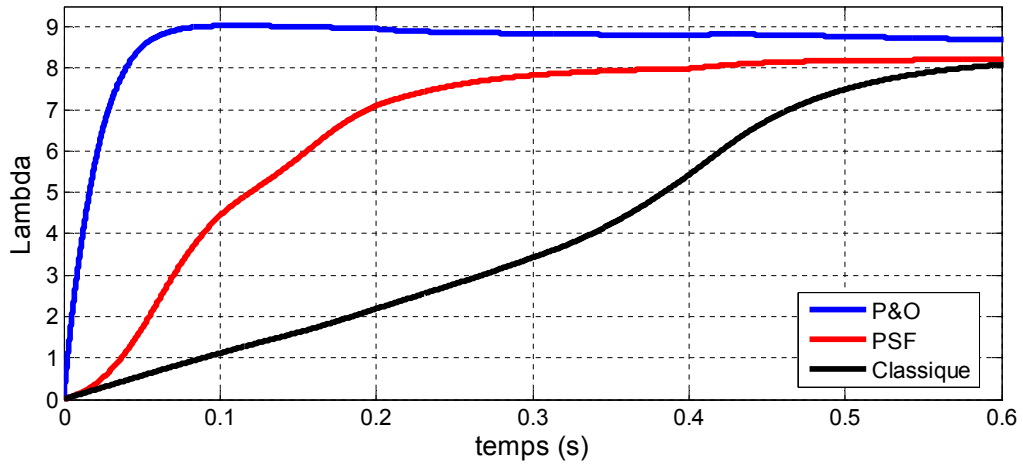


Figure IV.50 : Zoom sur le régime transitoire.

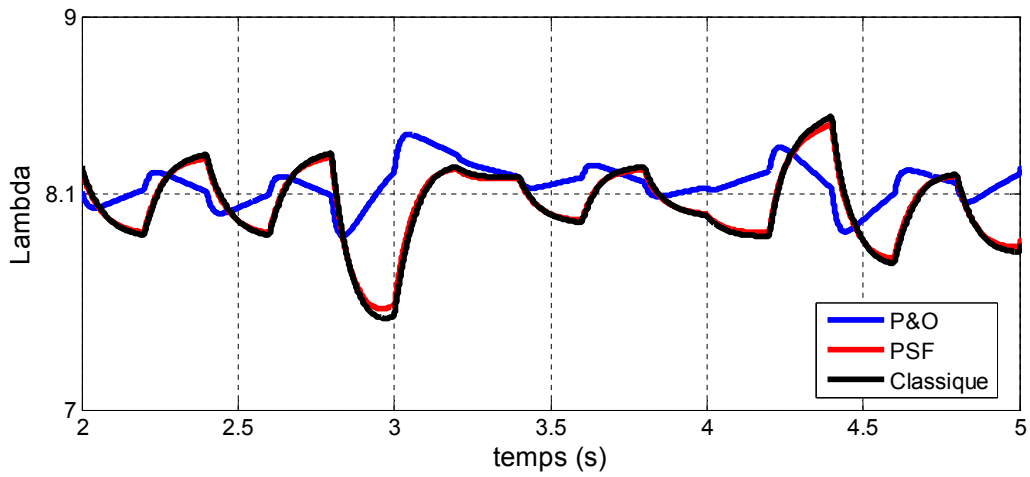


Figure IV.51 : Zoom sur le régime permanent.

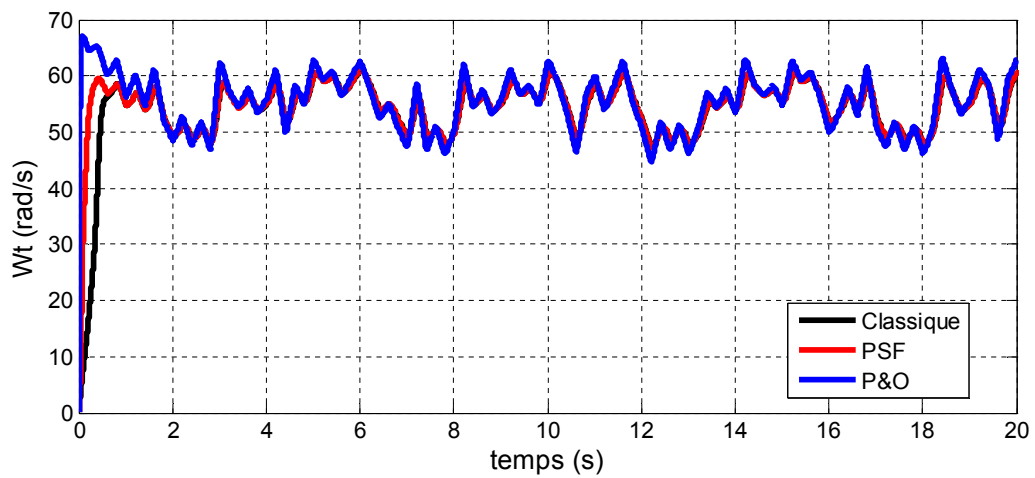


Figure IV.52 : Les vitesses de la turbine par les trois méthodes.

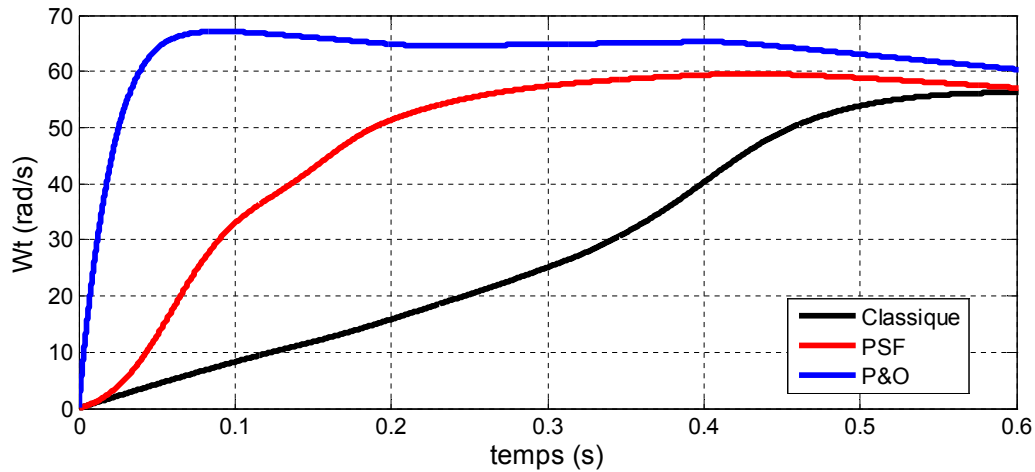


Figure IV.53 : Zoom sur le régime transitoire.

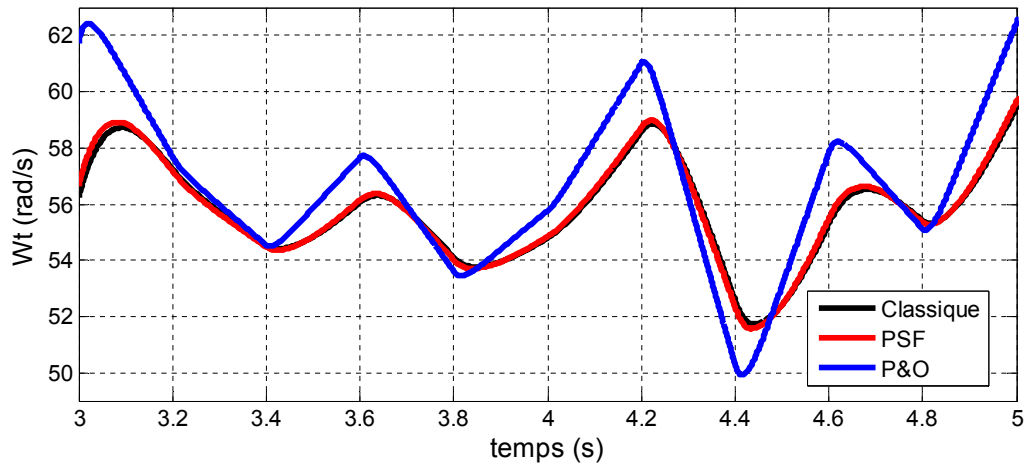


Figure IV.54 : Zoom sur le régime permanent.

### Interprétations

Les figures (IV.46), (IV.49) et (IV.52) illustrent respectivement les coefficients de puissances, les vitesses spécifiques et les vitesses mécaniques de la turbine obtenues par les trois méthodes.

Les figures (IV.47), (IV.50) et (IV.53) représentent respectivement les zooms sur le régime transitoire pour les coefficients de puissances, les vitesses spécifiques et les vitesses mécaniques de la turbine obtenues par les trois méthodes.

Les figures (IV.48), (IV.51) et (IV.54) montrent respectivement les zooms sur le régime permanent pour les coefficients de puissances, les vitesses spécifiques et les vitesses mécaniques de la turbine obtenues par les trois méthodes.

**Tableau IV.1** : Comparaison des trois méthodes.

	Connaissance de la courbe caractéristique	D%	$\tau_r$ (s)
MPPT classique	Oui	5.6	0.5220
P&O	Non	11.5	0.0357
PSF	Non	5.1	0.2676

Avec :

- D : le dépassement de la vitesse spécifique  $\lambda$ .
- $\tau_r$  : le temps de réponse de la vitesse spécifique  $\lambda$ .

L'avantage des méthodes MPPT présentées dans ce chapitre est qu'elles permettent l'optimisation de la puissance extraite par la chaîne de conversion d'énergie éolienne.

A partir du tableau (IV.1), on déduit :

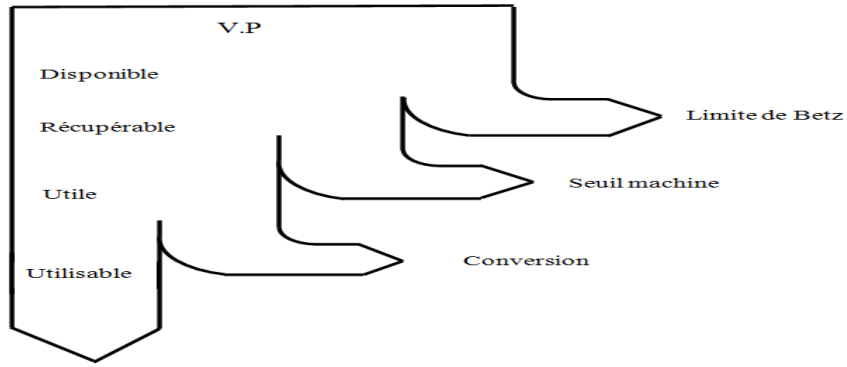
La méthode P&O, bien qu'elle présente un temps de réponse meilleur ( $\tau_r = 0.0357s$ ) par rapport aux deux autres méthodes, elle possède un dépassement plus élevé que les deux autres ( $D = 11.5\%$ ), aussi elle présente des oscillations autour du point maximal de puissance en régime permanent.

Par ailleurs la commande par les méthodes MPPT classique et PSF mettent du temps à recouvrir le point maximal de puissance avec des temps de réponses respectifs ( $\tau_r = 0.5220s$ ), ( $\tau_r = 0.2676s$ ), d'autres part elles présentent des dépassements légèrement meilleurs vis-à-vis de la précédente (( $D = 5.6\%$ ), ( $D = 5.1\%$ )).

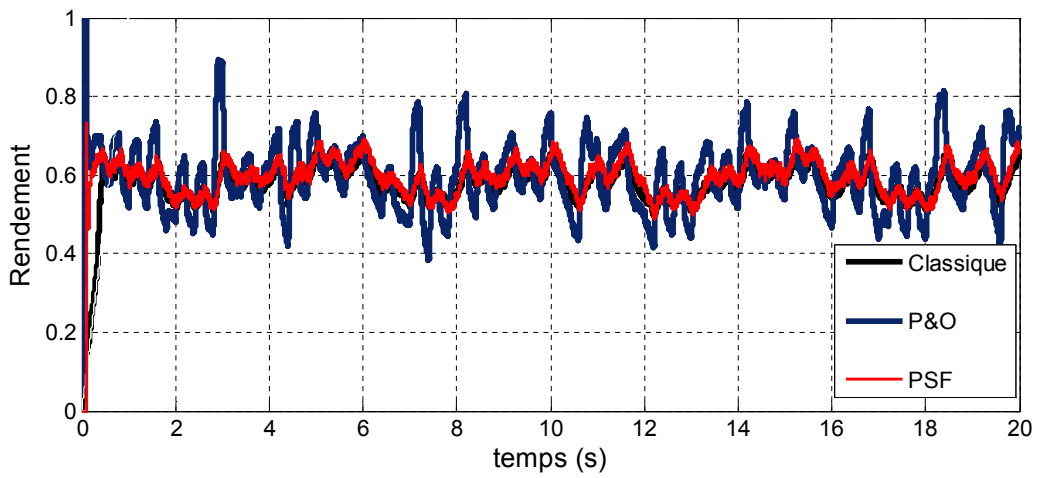
#### **IV.7 Le rendement**

Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique due au vent en énergie mécanique (mouvement de rotation de l'éolienne) l'énergie disponible (potentiel) subit une suite de pertes en cascades, jusqu'à la sortie de la machine, (limite de Betz, seuils machine et pertes de conversion). Cette dégradation de l'énergie est représentée schématiquement en figure (IV.55).

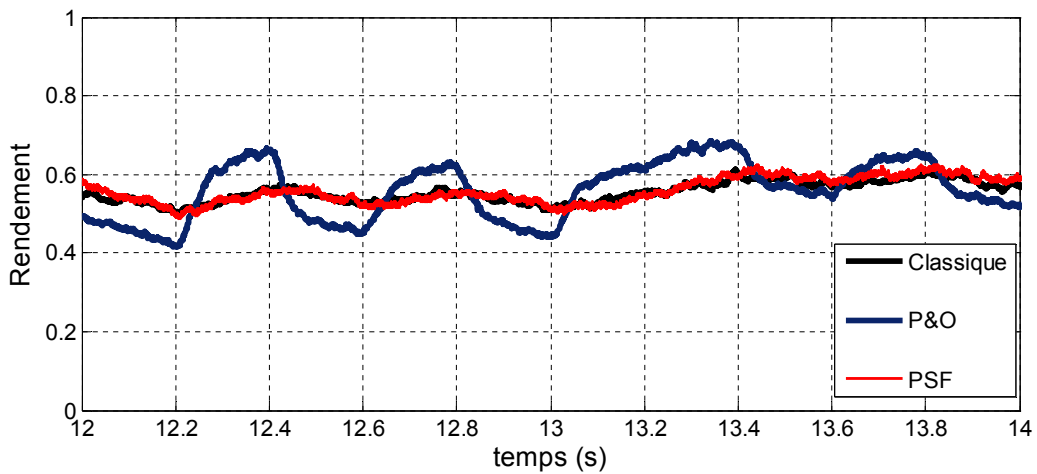
En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utilisable est réellement obtenue en fin de processus [KAS].



**Figure IV.55 :** Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant l'utilisation.



**Figure IV.56 :** Les rendements du système par les trois méthodes.



**Figure IV.57 :** Zoom sur les rendements.



A travers les figures (IV.56) et (IV.57) il apparait clairement la similitude entre le rendement de la méthode classique et celui de la méthode PSF par ailleurs le rendement de la P&O se démarque des deux autres précédents par des ondulations autour de l'optimum.

### **Conclusion**

Nous avons appliqué trois techniques de commande MPPT à un système éolien en boucle fermée. Le principe de chaque commande appliquée à la chaîne de conversion nous a permis d'obtenir des résultats qui sont par la suite comparés, afin de mettre en évidence l'efficacité de chacune d'elle.

# **Conclusion générale**

## Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire, a pour but l'étude des différentes méthodes de maximisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne, en traquant le maximum de puissance qu'on peut extraire d'une turbine éolienne, basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents débitant sur une charge par une interface d'électronique de puissance.

Vue de l'importance de l'énergie éolienne, on s'est intéressé dans l'ensemble des chapitres à la simulation d'un modèle d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne.

Dans un premier temps une brève description sur les systèmes éoliens a été présentée, où on a donné des différents couplages possibles aussi quelques méthodes de recherche de point de puissance maximal.

Dans un second temps nous avons abordés la modélisation des différents constituants du système de conversion d'énergie éolienne étudié, à savoir la turbine, la machine synchrone à aimants permanents, le redresseur et la batterie.

Ensuite, une simulation de la turbine avec différentes MPPT a fait l'objet, qui a pour but de montrer le comportement de la turbine lors de l'imposition d'un couple de référence afin d'optimiser la puissance extraite. Les résultats obtenus sont discutés, et la remarque qui a été à retenir c'est que pour les trois méthodes la turbine fonctionne en son point optimal.

Dans un dernier temps, la simulation de la chaîne globale et une commande vectorielle avec les trois méthodes MPPT étudiées a été établie pour prédire le comportement du système. Les résultats de simulation ont été discutés et comparés afin de montrer les avantages et les inconvénients de chacune des techniques.

En perspective, nous souhaitons étudier d'autres méthodes MPPT et de les implanter sous dSPACE.

## Résumé

L'apport envisagé avec ce travail est de collaborer à la maximisation de puissance d'un système de production éolien isolé de petite taille par trois méthodes MPPT, pour les sites où l'extension du réseau est difficile ou trop coûteuse.

Le système énergétique étudié est couplé à des convertisseurs de conversion des formes d'énergie électrique avec une application au site isolé en utilisant les machines à aimants permanents (*MSAP*). Le modèle de chaîne de production éolienne (machine à aimants, redresseur commandé par hystérésis et commande MPPT) est établi pour optimiser la production d'énergie à partir des données des vitesses du vent.

Une brève comparaison entre les différentes stratégies de commande MPPT appliquées pour transférer une puissance maximale à la charge.

**Mots clés** : énergies renouvelables, maximisation, système éolien, commande MPPT, Machine synchrone à aimants permanents, redresseur.

## summary

The proposed contribution to this work is to work to maximize power production system of small wind isolated by three MPPT methods for sites where grid extension is difficult or too expensive.

The studied energy system is coupled to the converter for converting electric energy forms an application site with isolated using the permanent magnet machines (PMSM). The chain model of wind generation (machine magnets, controlled rectifier and hysteresis control MPPT) is established to optimize the production of energy from wind speed data. A brief comparison between the different control strategies MPPT applied to transfer maximum power to the load.

## Références bibliographiques

- [ABD] A. Abdelli, « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive », thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, France, 2007.
- [ALL] S. Alloune, K. Idjdarene, « Etude de la commande vectorielle de la machine synchrone double étoile », mémoire d'Ingénieur, université A. Mira Bejaia, 2002.
- [ARA] H. Arantzmendi, « Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisés », thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Grenoble, France, 2006.
- [BEL] S. Belakhal, « Conception et commande des machines à aimants dédiées aux énergies renouvelables », thèse de doctorat de l'université de Constantine, 2010.
- [BEN] O. Gergaud, B. Multon, H. Benahmed, « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance », Electrotechnique du futur 2010, Nancy, France.
- [BOU] A. Bouhedda, « Contribution à l'étude de système de commande d'une éolienne », thème de Magister de l'université de Mouloud Mammeri, Tizi ouzou, 2010.
- [BUR] T. Burton, « Wind energy handbook », copyright 2001 by John Wiley & Sons, Ltd Baffins Lane, Chichester West Sussex, PO19 1UD, England.
- [COS] P. Costa, « L'extraction et la conversion de l'énergie éolienne : l'optimisation à la vitesse variable de générateurs et non de contrôle linéaire flou », institut polytechnique de Viana Castelo, Avenida do Atlântico, 4900 Viana do Castelo, Portugal.
- [DRU] M. La Druga, projet de coopération scientifique interuniversitaire (PCSI) financé par l'agence universitaire de la Francophonie (AUF), groupe de recherche en Electrotechnique et Automatique de l'université du Havre, France.
- [FOU] S. Ferrouillat, « Réalisation d'un banc d'essai éolien », 2<sup>eme</sup> année 2010/2011 en génie thermique et énergie à l'université de Grenoble IUT1, France.
- [GER] O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », 2002.

- [IDJ] K. Idjdarene, « Contribution à l'étude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes », thèse de doctorat en cotutelle entre l'université A. Mira de Bejaia Algérie, et l'université de Lille1, France, 2010.
- [KAS] N. Kasbadji, revue des énergies renouvelables, Vol.9 N°3 (2006) 155-163, Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable « Application au pompage dans les hauts plateaux ».
- [LAV] N. Laverdure, « L'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Grenoble, France, 2005.
- [LOP] M. Lopez, « Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée », thèse de doctorat de l'université de Paris-sud 11, France.
- [MAR] J. Martain, « Energie éolienne », Technique de l'ingénieur, Vol. B1360, 1990, rapport ECRIN, 2002.
- [MEI] F. Meibody-Tabar, « Machines synchrones à aimants permanents alimentées par onduleurs de tension ; Modélisation, Commande et Segmentation de puissance », habilitation à diriger des recherche, Nancy, France, 2000.
- [MES] A. Messahli, F. Boumezoued, « Modélisation et Commande d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne », mémoire d'ingénieur, université A. Mira Bejaia, 2006.
- [MIR] A. Mirecki, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petites puissance », thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, France, 2005.
- [MOH] J. Thongam, O. Mohand, « Méthodes de contrôle MPPT de vent de système de conversion d'énergie », département de l'énergie renouvelable STAS Inc2Electric machines identification and control laboratory, departement of applied science, university of Quebec, at Chicoutimi, Quebec, Canada.

- [MUL] B. Multon, «Le génie électrique dans le vent : état de l'art et recherche dans le domaine de la génération éolienne », JCGE'03, Saint-Nazaire, 2003.
- [NAI] C. Naim, « conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens », thème de magister de l'université de Constantine.
- [NIC] C. Nichita, M. Druga, projet de coopération scientifique interuniversitaire (PCSI), financé par l'agence universitaire de la Francophonie (AUF), groupe de recherche en Electrotechnique et Automatique de l'université du Havre, France.
- [POI] F. Poitiers, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne (Machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée aux réseaux) », thèse de doctorat de génie électrique, université de Nantes, France, 2003.
- [REV] Revue des énergies renouvelables Vol.13 N<sup>0</sup>1 (2010) 149-161, « Modélisation et commande d'une génératrice synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne ».
- [SEL] M. Sellah, « Etude et optimisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne », thème d'ingénieur d'état de l'université A. Mira Bejaia, 2011.
- [TOL] A. S. Toledo, « Commande direct et observation des convertisseurs de puissance, application à l'onduleur de tension triphasé », thèse de doctorat de l'école doctorale de L'INPG, 2000.

## Annexe

### Paramètres de la turbine

- ❖ La puissance nominale :  $P_t = 1 \text{ KW}$
- ❖ Rayon :  $R = 1.05 \text{ m}$
- ❖ Le gain de multiplicateur de vitesse :  $G = 1$
- ❖ La vitesse nominale :  $W_n = 65 \text{ rd/s}$

### Paramètres de la machine synchrone

Les paramètres électriques :

- ❖ Rotor est un aimant permanent
- ❖ Nombre de paire de pole :  $P = 5$
- ❖  $R_s = 0.5 \Omega$
- ❖  $L_s = 0.016 \text{ H}$
- ❖ Le flux :  $\varphi = 0.148 \text{ Wb}$

Les paramètres mécaniques :

- ❖  $J = 0.021 \text{ Kg.m}^2$
- ❖  $f = 0 \text{ N.m/rd.s}^{-1}$