

**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITÉ IBN KHALDOUN - TIARET**

**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE  
ET SCIENCES DE LA MATIERE**

**DEPARTEMENT DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE**

**ECOLE DOCTORALE : GENIE ELECTRIQUE**

## **Mémoire**

**Pour l'obtention du diplôme de :**

## **Magister**

**Option : *Commande et Analyse des Systèmes Electriques***

***Présenté par : M. BOUAMEUR Houari***

**Ingénieur en Génie Electrique de l'Université Ibn Khaldoun-TIARET-**

## **Thème**

**Contribution à la Commande d'un Système  
Mixte Eolien-Solaire**

**Soutenu devant le jury composé de:**

<b>Dr MESLEM Youcef</b>	Maitre de conférences "A"	Université de Tiaret	Président
<b>Dr BELFEDAL Cheikh</b>	Maitre de conférences "A"	Université de Tiaret	Examineur
<b>Dr SMAILI Atallah</b>	Maitre de conférences "A"	Université de Tiaret	Examineur
<b>Dr ALLAOUI Tayeb</b>	Maitre de conférences "A"	Université de Tiaret	Encadreur

**Année universitaire : 2010-2011**

# Remerciements

*Louange à ALLAH, notre grand seigneur, de nous avoir éclairé le chemin du savoir et de nous avoir donné la bonne volonté et la patience pour l'achèvement de ce travail.*

*Que le salut d'ALLAH soit sur son prophète MOHAMED, notre éducateur et guide dans le bon chemin.*

*J'adresse ensuite mes vifs remerciements et mes sincères gratitudes aux :*

*Dr T. ALLAOUI, mon encadreur, de ses conseils et orientations, lesquels m'ont aidé à aplanir les différents obstacles rencontrés au cours de la préparation de ce mémoire.*

*Dr Y. MESLEM, de m'avoir fait l'honneur d'accepter la présidence du jury.*

*Dr A. SMAILI et Dr C. BELFEDAL d'avoir bien accepté de juger ce travail.*

*Enfin, je tiens par la même occasion à témoigner de la gratitude envers nos enseignants et notre personnel du département de Génie Electrique, et ceux qui de près ou de loin ont bien voulu nous apportés leur aide.*

# *Dédicaces*

*Je dédie ce mémoire à :*

*Ma très chère mère et mon père qui se sont  
sacrifiés tout au long de mes études.*

*Mes frères et mes soeurs.*

*Toute ma famille.*

*Tous mes amis.*

## **Résumé**

Ce travail présente la commande d'un système mixte éolien-solaire pour la production de l'énergie électrique, en basant sur la MADA et les cellules photovoltaïques. Pour aboutir à cet objectif, on a présenté la modélisation et la commande des deux systèmes susdits. La commande vectorielle a été appliquée, pour assurer un découplage entre les deux puissances active et réactive.

Afin d'atteindre le point de fonctionnement à puissance produite maximale, une commande MPPT a été élaborée. Le réglage de système global a été effectué par la synthèse de trois régulateurs : PI, IP, RST .

Les performances des différents régulateurs ont été analysées et comparées en termes de suivi de consigne, robustesse et rejet de perturbations.

Ainsi, une étude sur le système photovoltaïque a été effectuée.

La méthode de couplage entre le système éolien et le système solaire a été effectuée par l'excitation du rotor du MADA par le système photovoltaïque.

**Mots clés:** Energie éolienne, Energie solaire, MADA, Cellule Photovoltaïque, Commande vectorielle, Onduleur, Redresseur, PI, IP, RST

# Notations et symboles utilisés

## I) Notations

### Abréviation et désignation

MATLAB : MAtrix LABoratory (Logiciel de simulation numérique)

MAS : Machine Asynchrone

MADA : Machine Asynchrone Doublement Alimentée

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion

PI : Proportionnel Intégral

IP : Intégral Proportionnel

FTBO : Fonction de Transfert en Boucle Ouverte

FTBF : Fonction de Transfert en boucle Fermée

## II) Symboles

### Symbole et désignation

$E_1$ : Force contre électromotrice	$E_2'$ : Force électromotrice
$f$ : Fréquence des grandeurs statoriques [Hz]	$f_r$ : Fréquence des grandeurs rotoriques [Hz]
$g$ : Glissement de la MAS	$I_r$ : Courant rotorique [A]
$I_s$ : Courant statorique [A]	$J_{turbine}$ : Moment d'inertie de la turbine [Kg.m <sup>2</sup> ]
$J$ : Moment d'inertie total [Kg.m <sup>2</sup> ]	$K_p$ : Gain de l'action proportionnelle
$K_i$ : Gain de l'action intégrale	$l_s$ : Inductance propre d'une phase statorique [H]
$l_r$ : Inductance propre d'une phase rotorique [H]	$L_s$ : Inductance cyclique du stator [H]
$L_r$ : Inductance cyclique du rotor [H]	$L_{so}$ : Inductance homopolaire statorique [H]
$L_{ro}$ : Inductance homopolaire rotorique [H]	$m_s$ : Inductance mutuelle entre deux phases statoriques [H]
$m_r$ : Inductance mutuelle entre deux phases rotoriques [H]	$M_{max}$ : Maximum de l'inductance mutuelle [H]
$M$ : Mutuelle inductance [H]	$N_s$ : Vitesse de synchronisme [tr/mn]
$N_r$ : Vitesse de rotation du rotor [tr/mn]	$n_1$ : Nombre de spires statoriques
$n_2$ : Nombre de spires rotoriques	$\langle P_{max} \rangle$ : Puissance éolienne moyenne extraite par une roue [kw/m <sup>2</sup> ]
$\langle P \rangle$ : Energie cinétique moyenne disponible sur un site éolien [Kwh/m <sup>2</sup> ]	$P_n$ : Puissance nominale de l'éolienne [Kw]
$p$ : Nombre de paire de pôles	$P_u$ : Puissance utile [Kw]
$P_{aer}$ : Puissance aérodynamique	$P_{méca}$ : Pertes mécaniques [w]

$P_s$ : Puissance statorique de la MADA	$R_s$ : Résistance des enroulements statoriques [ohm]
$R_r$ : Résistance des enroulements rotoriques [ohm]	$v$ : Vitesse instantanée du vent [ $\text{ms}^{-1}$ ]
$v'$ : Vitesse fluctuante par rapport à la moyenne [ $\text{ms}^{-1}$ ]	$v_{moy}$ : Vitesse moyenne du vent [ $\text{ms}^{-1}$ ]
$v_o$ : Vitesse du vent pour laquelle le rotor de la turbine commence à tourner [ $\text{ms}^{-1}$ ]	$v_n$ : Vitesse du vent pour laquelle la puissance nominale est atteinte [ $\text{ms}^{-1}$ ]
$v_h$ : Vitesse du vent pour laquelle le générateur commence à fournir de l'énergie [ $\text{ms}^{-1}$ ]	$\rho$ : Masse volumique de l'air
$\omega_s, \Omega_s$ : Vitesse de synchronisme de la MAS [rad/s]	$\omega_r, \Omega_r$ : Vitesse de rotation du rotor de la MAS [rad/s]
$C_{em}$ : Couple électromagnétique [Nm]	$C_u$ : Couple utile [Nm]
$C_{aer}$ : Couple Aérodynamique [Nm]	$C_g$ : Couple de génératrice
$C$ : Couple mécanique [Nm]	$\lambda$ : Ratio de vitesse
$\beta$ : Angle d'orientation des pales [degré]	$\phi_s$ : Flux statorique [Wb]
$\phi_r$ : Flux rotorique [Wb]	$\eta$ : Rendement de la MAS
$\xi$ : Coefficient d'amortissement	$\omega_n$ : Pulsation naturelle
$\sigma$ : Coefficient de dispersion	

# SOMMAIRE

## INTRODUCTION GENERALE

01

<b>Chapitre I</b>	<b>Généralités sur les systèmes éoliens et solaires</b>	
I.1	Introduction	04
I.2	Généralités sur la conversion éolienne	04
I.2.1	Définition de l'énergie éolienne	04
I.2.2	Contexte actuel	05
I.2.3	Différents types d'éoliennes et leurs utilisations	06
I.2.3.1	Eoliennes à axe vertical	06
	a) Traînée différentielle	06
	b) Variation cyclique d'incidence	07
I.2.3.2	Eoliennes à axe horizontal	08
	a) Architecture d'une éolienne à axe horizontal	09
I.2.4	Source d'énergie de l'éolien : le vent	11
I.2.4.1	Origine du vent	12
I.2.4.2	Direction du vent	12
I.2.4.3	Vitesse du vent	13
I.2.4.4	Site éolien	13
I.2.4.5	Gradient du vent	14
I.2.4.6	Présence de la tour	15
I.2.4.7	Turbulence	16
I.2.3	Etude statistique des données du vent	16
I.2.3.1	Définition des paramètres du vent	16
	a) Vitesse moyenne du vent	16
	b) Vitesse moyenne pondérée, vitesse cubique moyenne et variance	17
	c) Facteur de puissance et indice de variation	18
I.2.3	Modèles d'ajustement	18
I.2.3.1	Distribution de Weibull	18
I.2.3.2	Distribution hybride de Weibull	19
I.2.3.3	Distribution de Rayleigh	20
I.2.4	Méthodes d'ajustement	20
I.2.4.1	Méthode des moindres carrées	20
I.2.4.2	Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type	21
I.2.4.3	Méthode de la vitesse moyenne et de la variabilité des vents	22
I.2.4.4	Méthode du maximum de vraisemblance	22
I.2.5	Forme de la distribution de Weibull	23
I.2.6	Aérodynamique de la machine éolienne	23
I.2.6.1	Fonctionnement aéromoteur	24
I.2.6.2	Potentiel énergétique éolien	24
I.2.6.3	Puissance énergétique disponible	25
I.2.6.4	Potentiel énergétique éolien récupérable : théorème de BETZ	25
I.2.7	Types d'éoliennes selon la vitesse	26
I.2.7.1	Les éoliennes à vitesse fixe	27
	a) Les éoliennes à décrochage aérodynamique	27
	b) Eolienne à pâles orientables	27
I.9.2	Les éoliennes à vitesse variable	28
I.3	Généralités sur la conversion solaire	29
I.3.1	Définition	29
I.3.2	Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque	29
I.3.2.1	La cellule photovoltaïque	29
I.3.2.2	Les différents types de cellules	30
	a) Les cellules monocristallines	30
	b) Les cellules poly cristallines	30
	c) Les cellules amorphes	31
I.3.3	Le module photovoltaïque	31
I.3.4	Caractéristiques d'un module	31
I.3.5	Le panneau solaire	32
I.3.6	Le système de stockage	32
I.3.7	Les caractéristiques principales d'une batterie sont	33
I.3.8	Types d'accumulateurs	34
	a) Les accumulateurs au plomb acide	34
	a.1) Composition	34

	a.2) Principe de fonctionnement	35
	b) Les accumulateurs au Nickel-Cadmium	35
I.3.9	Le système de régulation	35
I.3.9.1	Régulation de la décharge	36
	a) Régulation de la charge	36
	b) Régulation de charge série	36
	c) Régulateur de charge série à coupure partielle	37
	d) Régulateur de charge parallèle	37
I.3.10	Le système de conversion	37
I.3.10.1	Variateurs de courant continu à pulsation	37
I.3.11	Conclusion	38
<b>Chapitre II                    Structure à vitesse variable utilisant la MADA et modélisation</b>		
II.1	Introduction	40
II.2	Présentation de la MADA	40
II.2.1	Constitution	40
II.2.2	Etude des quatre quadrants de fonctionnement de la MADA	42
II.2.2.1	Quadrant 1 : Fonctionnement en mode moteur hyposynchrone	42
II.2.2.2	Quadrant 2 : Fonctionnement en mode moteur hypersynchrone	42
II.2.2.3	Quadrant 3 : Fonctionnement en mode générateur hyposynchrone	43
II.2.2.4	Quadrant 4 : Fonctionnement en mode générateur hypersynchrone	43
II.3	Avantages et inconvénients	44
II.3.1	Avantages	44
II.3.2	Inconvénients	44
II.4	Différentes structures éoliennes à vitesse variable et la MADA	45
II.4.1	Structure à énergie rotorique dissipée	45
II.4.1.1	Structure de Kramer	46
II.4.1.2	Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur	46
II.4.1.3	Structure de Scherbius avec convertisseur MLI	47
II.5	Choix de la meilleure structure	48
II.6	Modélisation des différentes parties de la structure de Scherbius	49
II.6.1	Modélisation d'une turbine éolienne	50
II.6.1.1	Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine	50
II.6.1.2	Modélisation de la turbine	51
II.6.1.3	Modèle du multiplicateur	53
II.6.1.4	Equation dynamique de l'arbre	53
II.6.1.5	Graphe informationnel causal du modèle de la turbine (GIC)	54
II.6.1.6	Caractéristique « puissance vitesse » d'éoliennes de grande puissance	55
II.7	Modélisation de la MADA	56
II.7.1	Equations électriques de la machine	57
II-7-2:	Equations mécaniques de la machine	58
II.8:	Modèle de la MADA dans le plan "dq"	58
II.8.1:	La transformation de Park	58
II.8.2:	Modélisation de la MADA dans le repère de PARK	59
II.8.3	Choix du référentiel	60
II.8.3.1	Référentiel lié au stator	60
II.8.3.2	Référentiel lié au rotor	60
II.8.3.3	Référentiel lié au champ tournant	60
II.9	Commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation	61
II.9.1	Stratégie de commande de la MADA	61
II.9.2	Etablissement des angles nécessaires aux transformations	64
II.9.3	Le couple électromagnétique	66
II.9.4	Modélisation de l'onduleur MLI	66
	a) Description	66
	b) Equations de tensions	67
	c) Commande de l'onduleur	69
II.9.5	Modélisation du filtre	69
	a) Description	69
	b) Mise en équations	70
II.11	Conclusion	72
<b>Chapitre III                    Commande de la chaine de conversion éolienne</b>		
III.1	Introduction	74
III.2	Elaboration de l'algorithme de MPPT	75
III.2.1	Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse	75
III.2.1.1	Principe générale	75



III.2.1.2	Conception du correcteur de vitesse	77
III.2.1.3	Le régulateur PI	77
III.2.1.3.1	Définition	77
III.2.1.3.2	Synthèse du régulateur PI	78
III.2.1.3.3	Résultats de simulation	81
III.2.1.4	Interprétation	82
III.2.1.4	Le régulateur IP	82
III.2.1.4.1	Définition	82
III.2.1.4.2	Synthèse du régulateur IP	82
III.2.1.4.3	Résultats de simulation	85
III.2.1.4.3.3	Interprétation	86
III.3	Contrôle des puissances (active et réactive) échangées avec le réseau	86
III.3.1	Les différentes commandes du MADA	87
III.3.1.1	Commande directe	87
III.3.1.2	Commande indirecte	88
III.3.1.3	Commande sans boucle de puissance	88
III.3.1.4	Commande avec boucle de puissance	89
III.4	Synthèse du régulateur PI	90
III.4.1	Résultats de simulation	91
III.4.1.1	Suivi de consignes	91
III.4.2	Régulateurs IP	94
III.4.3	Régulateur RST:	99
III.4.4	Comparaison des trois régulateurs PI, IP et RST	105
III.4.5	Performances	105
III.4.5.1	Résultats et interprétations	106
III.4.6	Robustesse	107
III.5	Conclusion	111
<b>Chapitre IV</b>		
<b>Couplage système éolien-solaire</b>		
IV.1	Introduction	113
IV.2	Système photovoltaïque	113
IV.3	Module solaire photovoltaïque	113
IV.4	Cellules photovoltaïques	114
IV.5	Commande de la chaîne de conversion solaire	115
IV.5.1	Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque	115
IV.5.2	Les caractéristiques énergétiques d'une cellule PV	118
IV.5.3	Le rendement d'une cellule PV	118
IV.5.4	Les caractéristiques électriques d'une cellule PV	119
IV.5.4.1	La courbe courant-tension d'une cellule PV	119
IV.5.4.2	La puissance caractéristique d'une cellule PV	119
	a) La puissance max:	119
	b) Le facteur de forme	120
IV.5.4.3	L'influence de l'éclairement solaire sur le fonctionnement d'une cellule PV	120
IV.5.4.4	L'influence de la température sur le fonctionnement d'une cellule PV	121
IV.5.5	Les régulateurs de charge	123
IV.5.5.1	Les régulateurs séries	123
IV.5.5.2	Les régulateurs shunt	124
IV.5.6	Principe du MPPT	124
IV.6	Le Stockage de l'énergie	125
IV.6.1	Batteries à électrolyte liquide	125
IV.7	Modélisation du panneau solaire	126
IV.8	couplage de système éolien-solaire	127
IV.9	Régulation de la tension au niveau du bus continu	128
IV.9.1	Résultats de simulation	129
IV.10	Conclusion	130
<b>CONCLUSION GENERALE</b>		131

## *Table des figures*

<b>Chapitre 01</b> .....	
Figure 1-1: Conversion de l'énergie cinétique du vent .....	4
Figure 1- 2 : Puissance installée dans le monde .....	5
Figure 1- 3 : Effet du vent sur un corps creux .....	6
Figure 1-4 :Rotor de Savonius.....	6
Figure 1-5 :Principe de l'incidence variable.....	7
Figure 1. 6: Différents types de rotor de Darrieus .....	7
Figure 1- 7:Conféurations à axe horizontal .....	8
Figure 1- 8 : Composants d'une éolienne .....	9
Figure 1 -9 : Eléments d'une nacelle .....	11
Figure 1.10:Exemple d'enregistrement de la vitesse du vent.....	13
Figure 1-11: Différentes approches du vent .....	14
Figure 1 -12 : Variation du facteur de forme K .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b> 23
Figure 1- 13 : Variation du paramètre d'échelle C .....	<b>23</b>
Figure 1- 14 : Comportement d'une pale dans un flux .....	24
Figure 1 -15 : Dégradation successive de l'énergie éolienne avant l'utilisation .....	24
Figure 1 -16 : Billan sur une section de l'hélice.....	25
Figure 1- 17 : génération à puissance électrique variable .....	27
Figure 1- 18 : génération à puissance électrique constante .....	28
Figure 1- 19 : Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mec et de la vent .....	28
Figure 1 -20 : Schéma simplifié d'un système PV .....	20
Figure 1 -21 :Schéma d'une cellule élémentaire .....	30
Figure 1 -22 :Module PV .....	31
Figure 1 -23 :Boite de dérivation.....	<b>32</b>
Figure 1 -24 :Panneau solaire .....	<b>32</b>
Figure 1 -25 :Construction d'un accumulateur monobloc .....	<b>34</b>
Figure 1 -26 :Schéma de principe d'un régulateur de charge série .....	<b>36</b>
Figure 1 -27 : Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle .....	<b>37</b>
<b>Chapitre 02</b> .....	
Figure 2 -1 : Vue éclatée de la MAS à rotor bobiné .....	40
Figure 2 -2 : Les quatre quadrants de fonctionnement de la MADA .....	41
Figure 2 -3 :Fonctionnement en mode moteur hyposynchrone .....	42
Figure 2 -4 : Fonctionnement en mode moteur hypersynchrone .....	42
Figure 2 -5 : Fonctionnement en mode génératrice hyposynchrone .....	43
Figure 2 -6 : Fonctionnement en mode génératrice hypersynchrone .....	43
Figure 2 -7 : MADA avec contrôle du glissement par dissipation d'énergie .....	46
Figure 2 -8 :Structure de Kramer .....	46
Figure 2 -9 : Principe de fonctionnement du cycloconvertisseur.....	47
Figure 2 -10 : Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur .....	47

Figure 2 -11 :Structure de Scherbius avec convertisseur MLI .....	48
Figure 2 -12 :Système mécanique de l'éolienne .....	50
Figure 2 -13 : Modèle mécanique de la turbine .....	51
Figure 2 -14 : Schéma de la turbine éolienne .....	51
Figure 2 -15 : Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse de la turbine.....	52
Figure 2 -16 :Graphe informationnel causal du modèle de la turbine.....	54
Figure 2 -17 :Schéma bloc du modèle de la turbine .....	55
Figure 2 -18 : Caractéristiques puissance-vitesse .....	55
Figure 2 -19 :Stator et rotor de la MADA .....	59
Figure 2 -20 :Schéma bloc du système à réguler .....	63
Figure 2 -21 : Bloc de contrôle à flux orienté.....	64
Figure 2 -22 : Etablissement des angles pour les transformations de PARK .....	65
Figure 2 -23 : Modèle simplifié de la MADA .....	65
Figure 2 -24 : Schéma de principe de l'onduleur à MLI.....	67
Figure 2 -25 : MLI sinus triangle.....	69
Figure 2 -26 : Filtre LC .....	70
<b>Chapitre 03</b> .....	
Figure 3 -1 : G.I.C du modèle de la turbine et de son dispositif de contrôle de la vitesse en boucle fermée.....	76
Figure 3 -2 : Fonctionnement optimal de la turbine.....	76
Figure 3 -3 : Schéma fonctionnel de maximisation de la puissance extraite avec asservissement de vitesse .....	77
Figure 3 -4 : Schéma fonctionnel de maximisation de la puissance extraite avec asservissement de vitesse Par le régulateur PI .....	78
Figure 3 -5 : Schéma fonctionnel équivalent .....	79
Figure 3 -6 : Schéma fonctionnel simplifié .....	79
Figure 3 -7 : Système donnant la fonction de transfert.....	79
Figure 3 -8 : Réponse de la vitesse sans apparition de la perturbation .....	81
Figure 3 -9 : Réponse de la vitesse avec apparition de la perturbation à t=5s.....	81
Figure 3 -10 : Profil moyen du vent appliqué.....	81
Figure 3 -11 : Vitesse mécanique de rotation de la génératrice .....	81
Figure 3 -12 : Schéma fonctionnel de maximisation de la puissance extraite avec asservissement de vitesse par IP ..	83
Figure 3 -13 : Schéma fonctionnel équivalent .....	83
Figure 3 -14 : Schéma fonctionnel simplifié .....	84
Figure 3 -15 : Système équivalent donnant la fonction de transfert.....	84
Figure 3 -16 : Réponse de la vitesse sans apparition de perturbation.....	85
Figure 3 -17 : Schéma de liaison au réseau à travers l'onduleur MLI2 via un transformateur.....	87
Figure 3 -18 : : Commande directe en puissance.....	88
Figure 3 -19 : Schéma bloc de la commande indirecte sans boucle de puissance .....	89
Figure 3 -20 : Schéma bloc de la commande indirecte avec boucle de puissance.....	89
Figure 3 -21 : Schéma régulé par un régulateur PI.....	90
Figure 3 -29 : Système régulé par un régulateur IP .....	94

Figure 3 -23 : Système régulé par un régulateur RST .....	99
---	----

**Chapitre 04** .....

Figure 4 -1 : Schéma d'une cellule élémentaire.....	115
Figure 4 -2 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	116
Figure 4 -3 : Schéma équivalent.....	117
Figure 4 -4 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'une cellule PV au silicium .....	119
Figure 4 -5 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'une cellule PV à température constante en fonction de l'éclairement..	121
Figure 4 -6 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'une cellule PV à éclairement constant en fonction de la température.	122
Figure 4 -7 : Influence de la température-puissance en fonction de la tension $P=f(V)$ .....	122
Figure 4 -8 : Influence de la température-rendement en fonction de l'irradiation.....	122
Figure 4 -9 : Principe d'un régulateur série .....	123
Figure 4 -10 : Principe d'un régulateur shunt.....	124
Figure 4 -11 : Les courbes: de tension et de puissance du système photovoltaïque.....	127
Figure 4 -12 : Excitation de la MADA par un système photovoltaïque.....	127
Figure 4 -13 : Boucle de régulation de la tension .....	128
Figure 4 -14 : Puissance active et réactive statorique avec leurs références.....	129
Figure 4 -15 : Courant statorique avec zoom.....	129
Figure 4 -16 : La tension continue avec un zoom.....	129

## **Introduction générale**

L'énergie électrique est au cœur de nos sociétés qui seraient en peine si elles devaient s'en passer. Sa facilité de transport et surtout sa transformation en une autre forme d'énergie en font un élément désormais indispensable.

En effet, quel appareil domestique ou industriel n'utilise pas d'électricité que ce soit pour faire de l'éclairage, du chauffage, des mouvements de rotation ou de translation, de la transmission de signaux, de l'imagerie médicale et bien d'autres choses encore... la liste est presque infinie en fait. C'est pour cela que la production de l'énergie électrique est importante et qu'il est intéressant de pouvoir trouver des solutions afin d'en produire toujours plus mais de manière plus propre et plus durable.

Des solutions alternatives aux énergies fossiles que sont le charbon, le pétrole et l'uranium sont des voies vers lesquelles nos sociétés doivent s'engager. De plus, la consommation d'énergie, toujours en augmentation, fait réduire les réserves en énergie fossiles et rapproche l'échéance de leur épuisement, ou du moins leur extraction à moindre frais. En effet, pour prendre l'exemple du pétrole, les puits sont désormais beaucoup plus profonds et les gisements plus difficiles d'accès ce qui nécessite plus d'infrastructures et de transformations avant de pouvoir être utilisé comme combustible pour être transformé sous une autre forme d'énergie.

Cet exemple montre qu'un jour viendra où les solutions à base d'énergies renouvelables et alternatives qui sont en ce moment trop coûteuses et peu rentables, se révéleront moins chères que les énergies fossiles. Espérons toutefois que nous saurons développer ces énergies renouvelables avant ce jour.

C'est dans ce cadre qui vient s'insérer notre étude qui porte sur deux des énergies renouvelables en développement en ce moment qui sont les énergies éolienne et solaire. Elle s'articule autour de la commande hybride d'un système mixte éolien-solaire.

Le présent mémoire est constitué de quatre chapitres. Le premier chapitre est consacré à des rappels sur les systèmes éoliens et solaires. Il dresse également un état de l'art sur la conversion électromécanique à travers les différents types de génératrices utilisées et les convertisseurs qui leur sont associés.

---

Dans le deuxième chapitre, nous présentons la modélisation des chaînes de conversion éolienne et solaire à travers les modèles du vent, de la turbine éolienne, de la MADA, des convertisseurs statiques (Hacheur et Onduleur) et du filtre.

Le troisième chapitre traite de la commande de la chaîne de conversion éolienne. Cela revient à faire une étude de simulation sur la commande de la structure de Scherbius avec convertisseur MLI, comprenant trois parties : élaboration de l'algorithme pour maximiser la puissance électrique générée (MPPT), le contrôle indépendant des puissances actives et réactives échangées avec le réseau à l'aide trois régulateurs PI, IP, RST par les trois méthodes de commande directe, indirecte avec boucle de puissance et indirecte sans boucle de puissance.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons la commande de la chaîne de conversion solaire et le couplage des deux chaînes de conversion en vue d'alimenter le dispositif éolien en énergie électrique. Une simulation du modèle global d'une chaîne éolienne sera effectuée nous permettant ainsi de vérifier la viabilité de système photovoltaïque dans un dispositif éolien.

En fin, nous terminons notre travail par une conclusion générale et des perspectives pour le futur.

---

# **Chapitre I :**

## **Généralités sur les systèmes éoliens et solaires**

## I.1 Introduction

Dans le cadre du développement durable, face au double enjeu planétaire posé par l'épuisement prochain des ressources énergétiques fossiles et les problèmes posés vis à vis du respect de l'environnement, de fortes incitations poussent au développement des énergies renouvelables telles que les énergies éoliennes et solaires.

Dans ce chapitre, nous présentons de manière générale les conversions éoliennes et solaires de l'énergie.

## I.2 Généralités sur la conversion éolienne

### I.2.1 Définition de l'énergie éolienne [1]

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (figure 1.1).

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable non dégradée (propre), géographiquement diffusée, et surtout en corrélation saisonnière (c'est en hivers que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée).

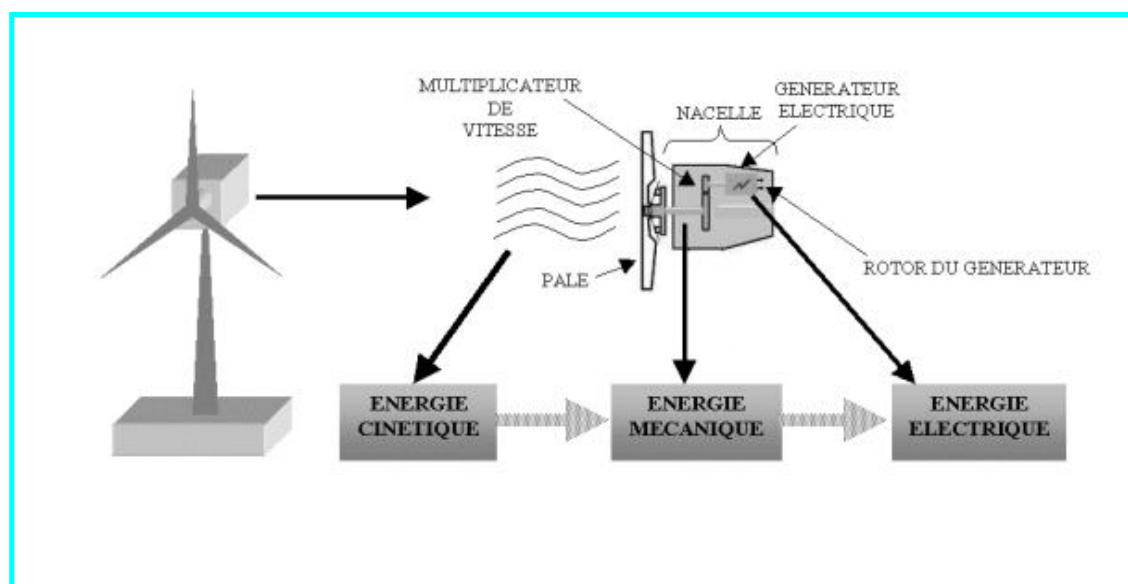


Figure 1.1: Conversion de l'énergie cinétique du vent



### I.2.2 Contexte actuel [2]

Bien que ne pouvant envisager de remplacer totalement les sources traditionnelles d'énergie, l'énergie éolienne peut tout de même proposer une alternative intéressante et renouvelable. Elle s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de CO<sub>2</sub>. Son développement s'est fortement accéléré depuis 1995 avec une progression moyenne de 20% par an dans le monde. Cette progression s'accompagne par une évolution de la fiabilité, de la taille des éoliennes et de leur rendement. Le coût de production du kilowattheure a progressivement baissé pour atteindre un niveau compétitif par rapport aux autres sources d'énergie.

Années	Capacité (KW)	Diamètre du rotor (m)	Coût du KWh (euro)
1980 – 1983	55	15	0.090
1986 – 1988	120	21	0.067
1993 – 1994	400 à 500	37 à 40	0.045
1995 – 1996	500 à 750	40 à 48	0.040
1997 – 1999	600 à 2500	43 à 75	0.030

Tableau 1.1 : Résumé des principales tendances

On remarque à partir de ce tableau, que plus le diamètre du rotor augmente, plus la puissance produite augmente et plus le coût du kilowattheure diminue. Il est donc nécessaire de concevoir des masts de grande hauteur (jusqu'à 60 m pour les éoliennes de plusieurs mégawatts) pour éviter les phénomènes de turbulence, de grand diamètre pour produire le maximum de puissance, et des pales de grandes dimensions.

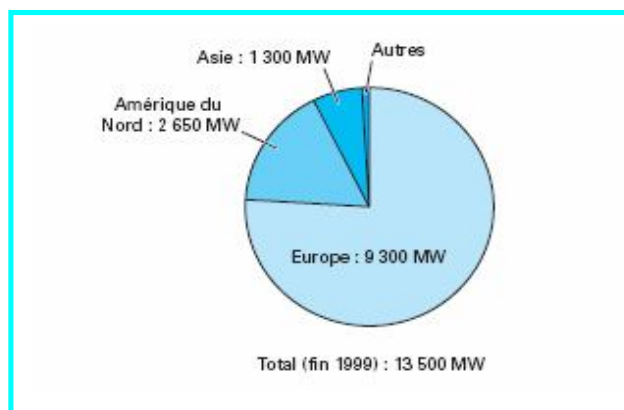


Figure 1.2 : Puissance installée dans le monde

### I.2.3 Différents types d'éoliennes et leurs utilisations [1],[2],[3],[4]

On peut aisément classer les éoliennes en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal.

#### I.2.3.1 Eoliennes à axe vertical

Deux principes différents sont utilisés pour ce type d'éolienne, à savoir la traînée différentielle ou la variation cyclique d'incidence.

##### a) Traînée différentielle

Le principe de mise en mouvement de ce type d'éolienne est identique à celui d'un anémomètre : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes (figure 1.3). Il en résulte donc un couple moteur, que l'on peut utiliser pour entraîner un générateur électrique ou un autre dispositif mécanique tel qu'une pompe.

L'illustration la plus courante de ce type d'éolienne est le rotor de **Savonius** (figure 1.4).

Le fonctionnement est ici amélioré par rapport à l'anémomètre par la circulation de l'air rendue possible entre les deux demi-cylindres, ce qui augmente le couple moteur.

On peut aisément imaginer que, lors du démarrage de ce type de machine (phase d'établissement du vent), les cylindres soient orientés par rapport au vent de telle manière que le couple résultant soit nul. L'éolienne ne pourra donc pas démarrer spontanément.

La superposition de plusieurs rotors identiques, mais décalés d'un certain angle l'un par rapport à l'autre, permet de remédier à ce problème, rendant ainsi la machine totalement autonome. Il est intéressant de noter que ce type de rotor peut être construit à partir de fûts industriels découpés, ce qui rend son implantation aisée dans les pays en voie de développement.

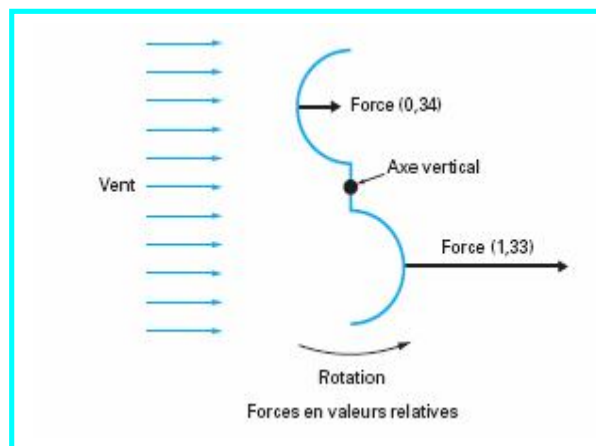


Figure 1.3 : Effet du vent sur un corps creux

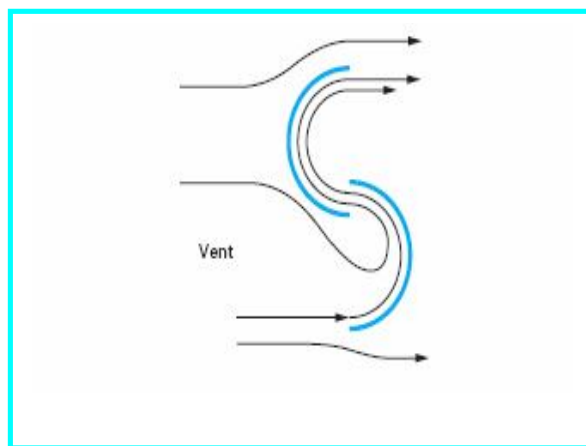


Figure 1.4 : Rotor de Savonius

**b) Variation cyclique d'incidence**

Le fonctionnement est ici basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La combinaison de ces forces génère alors un couple moteur (figure 1.5). En fait, les différents angles auxquels sont soumis les profils, proviennent de la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil (en rotation autour de l'axe vertical) et de la vitesse du vent.

L'illustration la plus courante de ce type d'éolienne est le rotor de **Darrieus**. De tels rotors peuvent être de forme cylindrique, tronconique, parabolique ... (figure 1.6). Le fonctionnement intrinsèque faisant appel à la rotation des pales, cela signifie que l'éolienne ne peut pas démarrer toute seule. Un système de lancement s'avère donc nécessaire, pour lequel différentes solutions ont été essayées par les constructeurs : montage d'une autre éolienne de type Savonius par exemple sur l'axe vertical, utilisation de la génératrice électrique en moteur.

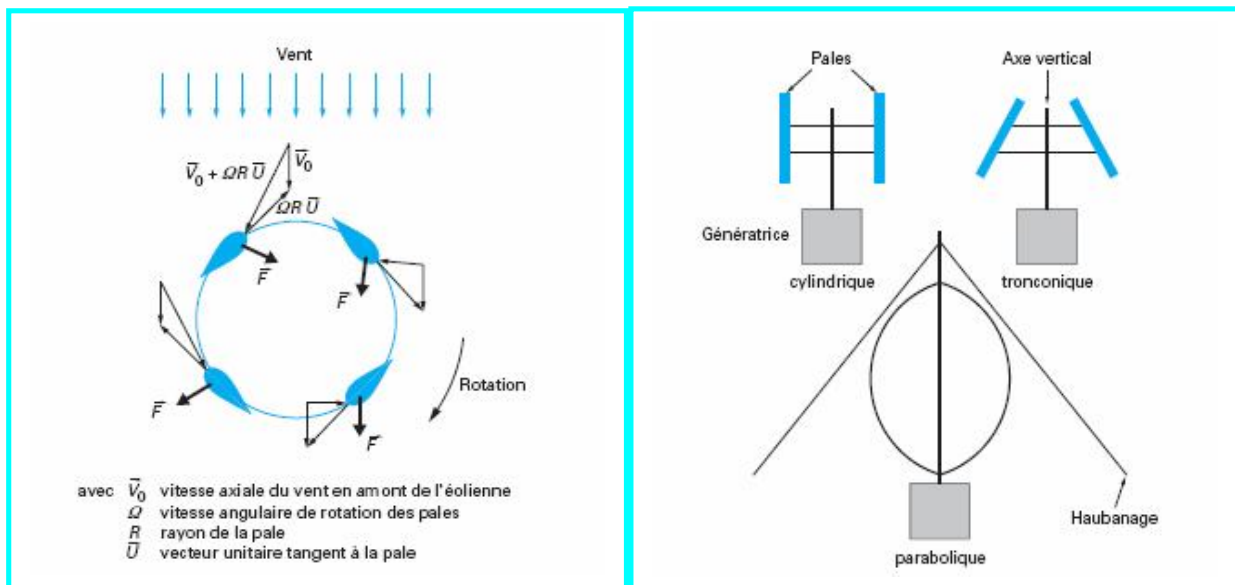


Figure 1.5 : Principe de l'incidence variable

Figure 1.6 : Différents types de rotor de Darrieus

**Remarque :**

Quels sont les avantages et inconvénients des éoliennes à axe vertical ?

Le principal avantage des machines à axe vertical est que le dispositif de génération électrique repose sur le sol, ne nécessitant donc pas l'édification d'une tour.

Par ailleurs, une éolienne à axe vertical fonctionne quelle que soit la direction d'où souffle le vent, permettant de s'affranchir d'un dispositif d'orientation de la machine.

En revanche, le fait qu'une telle éolienne soit érigée près du sol signifie que le capteur d'énergie se situe dans une zone peu favorable (gradient du vent, turbulence due aux accidents du terrain en amont de la machine), ce qui réduit significativement l'efficacité de la machine. Par ailleurs, le principe même de fonctionnement, basé sur des variations incessantes de charge aérodynamique sur les pales, fait que les éoliennes sont très sujettes aux problèmes d'aéroélasticité. Enfin, pour des éoliennes de grande puissance, la surface occupée au sol par le haubannage est très conséquente.

### I.2.3.2 Eoliennes à axe horizontal

Ces machines sont les descendantes directes des moulins à vent sur lesquels les ailes, faites de voiles tendues sur une structure habituellement en bois, ont été remplacées par des éléments ressemblant fortement à des ailes d'avion. La portance de ces ailes placées dans le vent ne sert pas ici à sustenter un aéronef mais générer un couple moteur destiné à entraîner un dispositif mécanique tel qu'une génératrice électrique.

Ces machines présentent généralement un nombre de pales compris entre un et trois et peuvent développer des puissances élevées (plusieurs Mégawatts). Deux types de configuration peuvent être rencontrés :

- les éoliennes « amont », sur lesquelles les pales sont situées du côté de la tour exposé au vent ;
- les éoliennes « aval », sur lesquelles les pales sont situées du côté opposé de la tour exposé au vent.

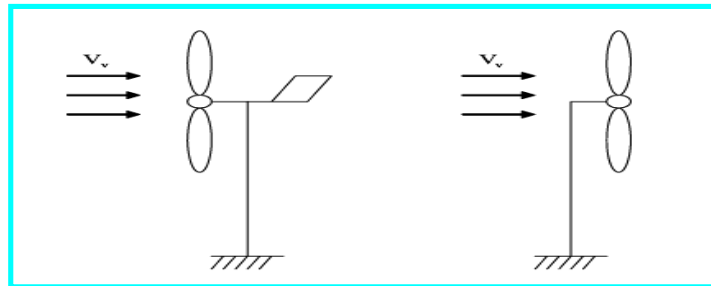


Figure 1.7 : Configurations à axe horizontal (Amont à gauche et Aval à droite)

#### **Remarque :**

Quels sont les avantages et inconvénients des éoliennes à axe horizontal ?

La formule « amont » requiert des pales rigides pour éviter tout risque de collision avec la tour alors que la configuration « aval » autorise l'utilisation de rotors plus flexibles. Par ailleurs, dans le cas d'une machine « amont », l'écoulement de l'air sur les pales est peu perturbé par la présence de la tour.

L'effet de masque est plus important dans le cas d'une machine « aval ». Enfin, une machine « aval » est théoriquement auto – orientable dans le lit du vent, alors qu'une éolienne « amont » doit généralement être orientée à l'aide d'un dispositif spécifique.

On constate néanmoins que la majeure partie des éoliennes de grande puissance adoptent la configuration « amont ».

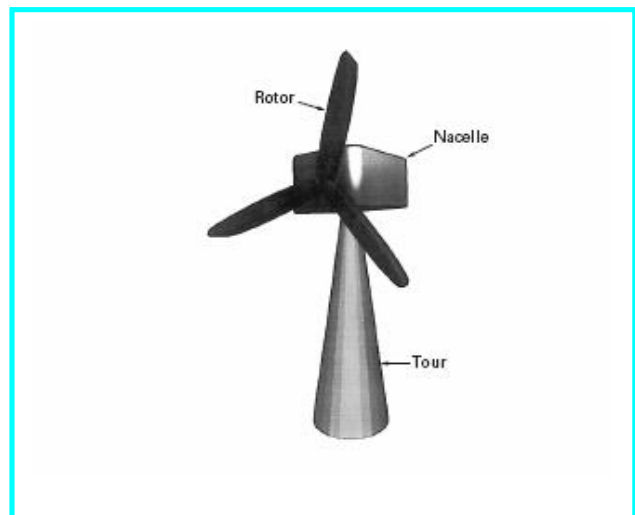
Etant donné la prédominance des éoliennes à axe horizontal dans le monde, la suite de notre travail sera uniquement consacrée à ce type de machines.

### **a) Architecture d'une éolienne à axe horizontal**

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne : le rotor, la nacelle et la tour, comme illustré sur la figure 1.8 pour une machine de type « amont ».

#### **a.1) Rotor**

C'est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. Le rotor est un ensemble constitué des pales (d'un nombre variable) et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle (repère fixe) et le moyeu (repère tournant). Cette installation hydraulique est notamment utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine (pas des pales variables, freinage du rotor ...).



**Figure 1.8 : Composants d'une éolienne**

#### **a.2) Nacelle**

Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine. La figure 1.9 présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants :

- **le multiplicateur de vitesse** : Il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique. En effet, la faible vitesse de rotation de l'éolienne ne permettrait pas de générer du courant électrique dans de bonnes conditions avec les générateurs de courant classiques ;

- **l'arbre secondaire** : qui comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine ;
- **la génératrice** : C'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Différents types de génératrice peuvent être rencontrés ;
- **un contrôleur électronique** : Il est chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble rotor + nacelle face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie et réduire les efforts instantanés sur l'installation. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir ;
- **divers dispositifs de refroidissement** (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau ou d'huile ;
- **un groupe hydraulique** et ses servitudes si nécessaires ;
- **le dispositif d'orientation de la nacelle** : il permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. L'orientation est généralement assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée : cela évite de solliciter constamment les moteurs et permet aussi de bloquer l'éolienne durant les opérations de maintenance. Le dispositif d'orientation comprend un compteur de tours, de manière à éviter de tordre inconsidérément le câble acheminant l'énergie électrique provenant de la génératrice jusqu'au pied de la tour. En effet, l'utilisation d'un collecteur tournant n'est guère envisageable au vu des intensités élevées qui transitent (parfois plusieurs centaines d'ampères). Au bout d'un certain nombre de tours de la nacelle, celle-ci est alors manœuvrée en sens inverse à l'aide des moteurs d'orientation pour dévriller le câble. Celui-ci est généralement muni d'un interrupteur (actionné par la traction du câble résultant de son vrillage) qui empêche toute rotation supplémentaire de la nacelle en cas de défaillance du compteur.

### a.3) Tour

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor + nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble rotor + nacelle de manière à s'adapter au mieux à différents sites d'implantation. Trois grands types de tour peuvent se rencontrer :

- **mât haubané** : il est simple de construction mais s'adresse essentiellement aux machines de faible puissance. Une intervention au niveau de la nacelle nécessite en général de coucher le mât. Il présente toutefois l'avantage de pouvoir soustraire l'éolienne à des conditions météorologiques extrêmes (forte tempête, cyclone). L'emprise au sol du haubanage peut devenir un obstacle à son utilisation ;
- **tour en treillis** : son avantage essentiel est sa simplicité de construction, qui la rend attractive pour les pays en voie de développement. Pour des machines de grande taille, son aspect inesthétique devient un handicap certain ;
- **tour tubulaire** : bien que de construction complexe, elle a la faveur des constructeurs car elle permet d'abriter certains dispositifs de régulation ou de commande et apporte une protection évidente aux personnels chargés de la maintenance qui doivent grimper jusqu'à la nacelle (installation aisée d'une échelle voire d'un ascenseur intérieur). Son aspect esthétique est de plus un atout pour l'intégration visuelle harmonieuse de l'éolienne.

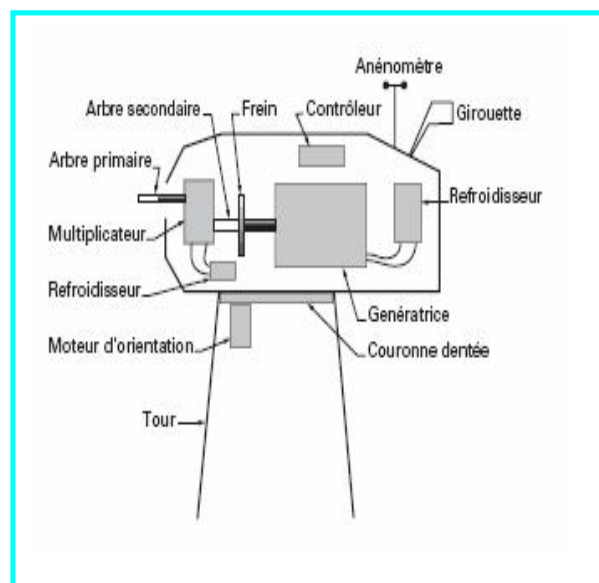


Figure 1.9 : Eléments d'une nacelle

### I.2.4 Source d'énergie de l'éolien : le vent [2],[5],[6]

Avant de considérer le fonctionnement propre de la machine éolienne, il convient de définir la source d'énergie de l'éolien : le vent. Celui-ci peut être modélisé par une simple loi exponentielle jusqu'à des distributions spectrales et spatiales très complexes qui rendent compte de sa phénoménologie turbulente (figures 1.11, 1.12).

La modélisation du vent est primordiale que ce soit :

- définir les conditions de fonctionnement de l'éolienne ;
- définir les sollicitations qui s'appliquent sur les pales ;
- développer et affiner la modélisation du rotor ;
- évaluer le potentiel d'énergie utilisable ;
- fournir une aide pour l'implantation de machines.

La caractérisation du vent sur différents sites a permis de réaliser les bases de données nécessaires à la validation des modèles et au développement de règles de certification (IEC International Electrotechnical Commission) et ce, pour des conditions climatiques variées.

#### **I.2.4.1 Origine du vent**

Du fait que la terre est ronde, le rayonnement solaire absorbé diffère aux pôles et à l'équateur. En effet, l'énergie absorbée à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Cette variation entraîne une différence de température en deux points qui induit des différences de densité de masse d'air provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre.

Ces déplacements sont influencés par la force de Coriolis qui s'exerce perpendiculairement à la direction du mouvement vers l'Est dans l'hémisphère Nord et vers l'Ouest dans l'hémisphère Sud.

On pourrait aisément prévoir la direction des vents dominants si elles n'étaient pas perturbées par les orages, les obstacles naturels ou les dépressions cycloniques.

#### **I.2.4.2 direction du vent**

Le vent souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de la terre. On repère la direction du vent par le côté d'où il souffle. Cette direction nous est indiquée par la *girouette*.

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de la vitesse du vent dominante. Cependant, elle est variable comme la valeur de la vitesse du vent. Pour décrire ces propriétés spatiotemporelles, le diagramme appelé *rose des vents* peut être élaboré. Il se présente comme un diagramme polaire, lequel répertorie l'énergie du vent disponible dans chaque direction en pourcent (parfois c'est la vitesse) et le temps de l'occurrence de chaque direction du vent en pourcent. L'exemple est donné par la figure 1.10.

La rose du vent permet d'avoir une première vue sur la capacité énergétique du site éolien, mais elle est plutôt destinée à l'aide au choix de l'emplacement spatial de la turbine et



principalement pour éviter les obstacles qui peuvent gêner le flux d'air. Des informations supplémentaires peuvent être insérées dans ce graphique comme la turbulence ou la rugosité du terrain.

### I.2.4.3 vitesse du vent

La vitesse du vent est mesurée par des *anémomètres*. Il existe plusieurs types d'anémomètre. On peut les classer en deux catégories : les anémomètres à rotation et les anémomètres à pression. Il existe aussi des anémographes pour enregistrer les variations de la vitesse du vent. Un exemple d'enregistrement est donné dans la figure ci-dessous où nous remarquons bien que la vitesse du vent a un caractère aléatoire : elle varie en fonction du temps.

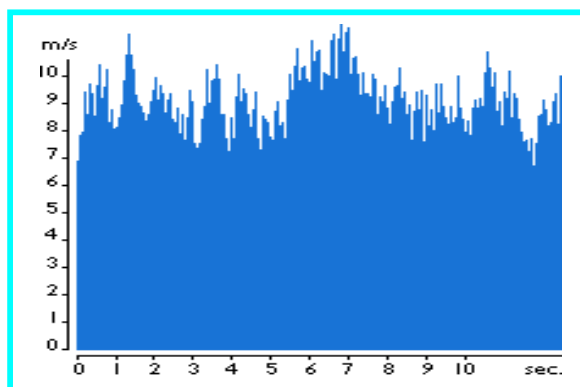


Figure 1.10 : Exemple d'enregistrement de la vitesse du vent

### I.2.4.4 site éolien

Par suite de l'irrégularité des vents, la rentabilité d'une machine éolienne dépendra beaucoup du site sur lequel elle est installée. Le choix géographique d'un site est donc primordial dans un projet de production d'énergie.

En effet, la puissance fournie augmente avec le cube de la vitesse du vent, raison pour laquelle les sites sont d'abord choisis en fonction de la vitesse et la fréquence des vents présents. Un site avec des vents d'environ 30 Km/h de moyenne sera huit fois plus productif qu'un autre site avec des vents de 15 Km/h de moyenne. Une éolienne fonctionne d'autant mieux que les vents sont réguliers et fréquents.

Un autre critère important pour le choix des sites est la constance de la vitesse et de la direction du vent, autrement la turbulence du vent.

En effet, en règle générale, les éoliennes sont utilisables quand la vitesse du vent est supérieure à une valeur comprise entre 10 et 20 Km/h, sans toutefois atteindre des valeurs successives qui conduiraient à la destruction de l'éolienne.

De manière empirique, on trouve les sites propices à l'installation d'éoliennes en observant les arbres et la végétation. Les sites sont intéressants, s'ils sont constamment courbés par les vents.

Les implantations industrielles utilisent une carte de la vitesse des vents ou des données accumulées par une station météorologique proche (la vitesse moyenne, la vitesse moyenne Cubique, la variance qui permettent de déterminer la fonction gamma et la distribution des vents).

Les sites les plus intéressants sont situés sur la mer (il s'agit des offshores), au bord de la mer ou aux sommets des collines et des montagnes bien dégagées. En générale, la vitesse du vent est plus élevée sur les collines que dans les fonds de vallée. Les collines situées près des côtes constituent des sites favorables à l'installation des éoliennes principalement lorsqu'elles sont dénudées et à pente douce et progressive.

#### I.2.4.5 Gradient du vent

La vitesse de référence est généralement la vitesse moyenne  $V_{moy}$  (observée sur dix minutes par exemple) à une hauteur de 10 m ou à la hauteur de la nacelle  $H_0$  en amont de l'éolienne. La façon la plus simple pour déterminer la vitesse en toute position du disque rotor est de considérer un gradient de vent, ne dépendant que de l'altitude  $H$ , sous la forme suivante :

$$V(H) = V_{moy} \left( \frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (1.1)$$

Avec  $\alpha$  coefficient de rugosité du sol, compris entre 0.1 et 0.4.

De ce fait, plus le disque rotor sera placé haut, plus l'énergie susceptible d'être captée sera importante (car proportionnelle au cube de la vitesse) et moins l'éolienne sera affectée par l'effet de rugosité en amont de la machine. Le tableau 1.2 donne les paramètres de rugosité en fonction de l'environnement.

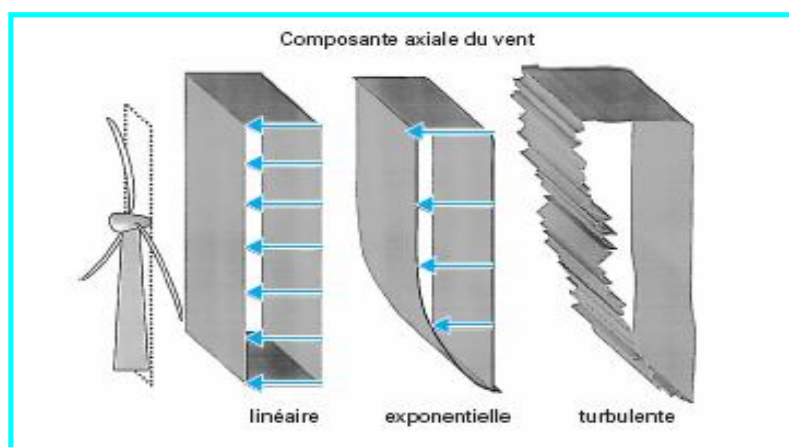


Figure 1.11 : Différentes approches du vent

Nature du sol	Paramètre de rugosité
Surface d'un plan d'eau	<b>0,0002</b>
Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu)	<b>0,0024</b>
Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces	<b>0,03</b>
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de 8 mètres maximum) espacées d'environ 1250 m	<b>0,055</b>
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de 8 mètres maximum) espacées d'environ 500 m	<b>0,1</b>
Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 mètres espacées de 250 m	<b>0,2</b>
Villages, petites villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, forêts et terrains très accidentés	<b>0,4</b>
Grandes villes avec de hauts bâtiments	<b>0,8</b>
Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciels	<b>1,6</b>

Tableau 1.2 : Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement

#### I.2.4.6 Présence de la tour

Dans le cas des éoliennes « aval », la tour provoque un phénomène appelé « masque ». A chaque révolution, la pale perçoit une perturbation aérodynamique qui se traduit donc par :

- un moindre rendement purement aérodynamique ;
- des sollicitations alternées qui peuvent être préjudiciables en terme de durée de vie.

Dans le cas des éoliennes « amont », la tour provoque un effet équivalent mais moindre dit de « barrage ». On peut le prendre en compte en modifiant la vitesse axiale  $V(H)$ , vue par un élément de pale, par :

$$V(X,Y) = V(H) \left[ 1 + \left( \frac{D_t}{2} \right)^2 \frac{Y^2 - X^2}{(Y^2 + X^2)^2} \right] \quad (1.2)$$

Avec  $D_t$  diamètre de la tour à l'altitude  $H$  de l'élément de pale,

$X, Y$  Position axiale (en avant de la tour) et longitudinale de l'élément de pale pour une zone d'influence azimutale de plus ou moins  $30^0$  autour de l'axe vertical de la tour.

### I.2.4.7 turbulence

Pour tenir compte de la nature turbulente du vent, on utilise les données statistiques mesurées. Des modèles stochastiques sont utilisés. On peut ainsi générer une distribution turbulente du vent par un processus gaussien. Le modèle spectral de *Kaimal* par exemple, fournit la densité pour chaque composant de vitesse sous la forme suivante :

$$\frac{S_{k'}(f)}{\sigma_{k'}^2} = \frac{\frac{4L_{k'}}{V_{moy}}}{\left(1 + \frac{6fL_{k'}}{V_{moy}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (1.3)$$

Avec  $f(Hz)$  fréquence ;

$k'$  Indice de la composante de vitesse ;

$S_{k'}(m^2.s^{-1})$  Densité spectrale ;

$\sigma_{k'}(m.s^{-1})$  Déviation standard de la vitesse  $\left(= \int_0^{\infty} S_{k'}(f)df\right)$  ;

$L_k(m)$  Paramètre de la vitesse.

### I.2.3 Etude statistique des données du vent [6],[7]

Il est très important pour l'industrie éolienne d'être en mesure de décrire les variations de la vitesse du vent (traitement statistique). Les fabricants utilisent ces informations pour optimiser la conception des éoliennes dans le but de minimiser les coûts liés à la production d'électricité. Les investisseurs, eux, ont besoin de ces informations afin de pouvoir estimer le revenu lié à la production d'électricité.

La qualité des statistiques d'une station peut être jugée à partir de l'information donnée par l'ensemble des statistiques de la station.

#### I.2.3.1 Définition des paramètres du vent

##### a) I.7.1.1 Vitesse moyenne du vent

La vitesse du vent dans la couche limite atmosphérique peut être considérée comme la somme d'une vitesse moyenne et d'une vitesse de fluctuation. En appliquant l'opération de moyenne sur une période comprise entre dix minutes et une heure, la vitesse moyenne est stable et peut être considérée comme localement stationnaire. Ce qui signifie qu'elle est très peu

Sensible aux variations suffisamment lentes de l'écoulement géostrophique et aux variations très rapides des mouvements turbulents.

La vitesse instantanée dans la couche limite atmosphérique peut s'écrire comme suit:

$$v = v_{moy} + v' \quad (1.4)$$

Où  $v$ ,  $v_{moy}$  et  $v'$  désignent respectivement la vitesse instantanée, la vitesse moyenne et la fluctuation par rapport à la moyenne ( $v'_{moy} = 0$  par définition).

La vitesse moyenne du vent est alors déterminée par l'expression suivante :

$$v_{moy} = \frac{1}{T} \int_{t_0}^T v(t) dt \quad (1.5)$$

Où  $T$  désigne la période sur laquelle est moyennée la vitesse du vent. Cette période est généralement choisie de manière à être indépendante de l'origine  $t_0$ .

Conformément à la recommandation de la Commission des Sciences de l'Atmosphère, cette valeur moyenne est normalisée sur une période de dix (10) minutes dans toutes les stations d'observations météorologiques pour l'installation des éoliennes.

### b) Vitesse moyenne pondérée, vitesse cubique moyenne et variance

Partant des mesures du vent (vitesse et direction), la vitesse moyenne pondérée s'écrit :

$$v_{moy} = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (1.6)$$

Alors, la vitesse cubique moyenne se détermine par :

$$v_{moy}^3 = \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad (1.7)$$

La variance est donnée par :

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - v_{moy})^2 f(v) dv \quad (1.8)$$

Les expressions relatives aux différents modèles sont portées dans le tableau I.3.

$\Gamma$  Étant la fonction gamma donnée par :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-t) t^{x-1} dt \quad (1.9)$$

### c) Facteur de puissance et indice de variation

Par ailleurs, d'autres paramètres utiles à la caractérisation d'un site, du point de vue éolien, doivent être calculés, à savoir :

- le facteur de puissance du vent, donné par (selon la loi de distribution de Weibull) :

$$R_p = \frac{v_{moy}^3}{(v_{moy})^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (1.10)$$

- l'indice de variation donné par (selon la loi de distribution de Weibull) :

$$I_v = \frac{\sigma}{v_{moy}} = \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)^{-1}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1.11)$$

## I.2.3 Modèles d'ajustement

De part la forme des nuages de points obtenus, les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers des modèles associant puissance et exponentielle. Les modèles usuels étant :

- la distribution de Weibull ;
- la distribution hybride de Weibull ;
- la distribution de Rayleigh.

### I.2.3.1 Distribution de Weibull

Les statistiques des données brutes (force et direction du vent) d'une station météorologique peuvent faire ressortir des anomalies telles que la canalisation de l'écoulement donnant de très grandes fréquences d'occurrence dans certains secteurs de direction, le plus souvent dans deux secteurs diamétralement opposés. En outre, les effets d'obstacle importants donnant lieu à de hautes fréquences de vent en dessous de  $1ms^{-1}$  peuvent être mis en relief par ces statistiques.

Les distributions des fréquences de la vitesse moyenne du vent peuvent être représentées de façon satisfaisante en utilisant la loi de distribution statistique de Weibull à deux paramètres.

La fonction de densité de probabilité a pour expression :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (1.12)$$

En assimilant les fréquences aux probabilités, la densité de probabilité  $f(v)$  représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

$k$  et  $c$  sont les paramètres appelés communément les paramètres de Weibull. Le paramètre  $k$  (facteur de forme) est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence alors que  $c$  (facteur d'échelle) détermine la qualité du vent et s'exprime en  $m/s$ .

La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné.

La fonction de répartition est donnée par :

$$f(v \leq v_x) = \int_0^{v_x} f(v) dv = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k\right] \quad (1.13)$$

$$f(v \geq v_x) = \int_{v_x}^{\infty} f(v) dv = \exp\left[-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k\right] \quad (1.14)$$

Cette répartition a cependant la particularité que si  $v$  obéit à une loi de distribution de Weibull à deux paramètres  $k$  et  $c$ , alors  $v^m$  obéit aussi à une loi de distribution de Weibull avec les paramètres  $c^m$  et  $k/m$ .

La vitesse moyenne ainsi que tous les moments d'ordre plus élevé peuvent s'exprimer à l'aide de la distribution de Weibull et de la fonction gamma :

$$\text{- valeur moyenne : } c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (1.15)$$

$$\text{- moyenne du carré : } c^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) \quad (1.16)$$

$$\text{- moyenne du cube : } c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (1.17)$$

On rappelle que la puissance éolienne disponible est proportionnelle à la moyenne du cube de la vitesse du vent.

### I.2.3.2 Distribution hybride de Weibull

La distribution hybride de Weibull est utilisée, lorsque la fréquence des vents calmes enregistrée sur un site donné est supérieure ou égale à 15%. En effet, cette proportion ne peut pas être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation d'un site du point de vue éolien. Cette distribution s'écrit comme suit :

$$f(v) = (1 - ff_0) \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad \text{pour } v > 0 \quad (1.18)$$

$$f'(v) = ff_0 \quad \text{pour } v = 0 \quad (1.19)$$

Où  $ff_0$  représente la fréquence des vents calmes.

### I.2.3.3 Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme  $k$  est égal 2.

Sa densité de probabilité est donnée par :

$$f(v) = 2 \frac{v}{c} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (1.20)$$

#### Remarque :

Toutefois, la distribution classique de Weibull (fonction à deux paramètres) est la plus indiquée. L'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important de propriétés de la distribution, d'où une meilleure caractérisation des sites éoliens. Les expressions de vitesse moyenne, vitesse cubique moyenne et variance relatives aux différents modèles sont portées dans le tableau suivant :

Distribution	$v_{moy}$	$v_{moy}^3$	$\sigma^2$
Weibull	$c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$	$c^2 \cdot \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$
Hybride de Weibull	$(1 - ff_0) \cdot c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$(1 - ff_0) \cdot c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$	$(1 - ff_0) \cdot c^2 \cdot \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$
Rayleigh	$0.886c$	$1.32c^3$	$0.2146c^2$

Tableau 1.3 : Expressions des vitesses moyennes et cubiques moyennes ainsi que les variances selon le modèle utilisé

### I.2.4 Méthodes d'ajustement

Plusieurs méthodes sont utilisées pour l'ajustement des données statistiques (détermination des coefficients  $k$  et  $c$  de Weibull). Nous allons citer les plus fréquemment utilisés.

#### I.2.4.1 Méthode des moindres carrées

C'est une méthode très simple qui après hiérarchisation passe par le calcul de la fréquence cumulée de la distribution de Weibull.



$$f(v \leq v_x) = \int_0^{v_x} f(v)dv = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k\right] \quad (1.21)$$

$$f(v \geq v_x) = \int_{v_x}^{\infty} f(v)dv = \exp\left[-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k\right] \quad (1.22)$$

La relation 1.22 peut être linéarisée en écrivant :

$$\log[-\log f(v \geq v_x)] = k \cdot \log v_x - k \cdot \log c \quad (1.23)$$

Et en posant :

$$Y = \log[-\log f(v \geq v_x)] \text{ et } X = \log v_x \quad (1.24)$$

Il vient :

$$Y = aX + b \quad (1.25)$$

Avec :

$$a = c \text{ et } b = -k \log c \quad (1.26)$$

D'où :

$$c = \exp\left(-\frac{b}{a}\right) \quad (1.27)$$

L'inconvénient de la méthode des moindres carrées, appliquée à un modèle non linéaire, réside dans le fait que le minimum de la variable linéarisée diffère de celui de la variable linéarisée.

#### 1.2.4.2 Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type

Si la vitesse moyenne  $v_{moy}$  et l'écart type  $\sigma$  d'un site sont connus (on peut les estimer à partir de la distribution statistique), le paramètre de forme  $k$  est déterminé en posant l'approximation suivante :

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_{moy}}\right)^{1.086} \quad (1.28)$$

Le facteur d'échelle est alors déterminé par :

$$c = \frac{v_{moy}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (1.29)$$

### I.2.4.3 Méthode de la vitesse moyenne et de la variabilité des vents

Cette approche empirique consiste à estimer le coefficient  $k$ , à partir de la variabilité du vent et de la vitesse moyenne, à savoir :

$$k = 1.05v_{moy}^{0.5} \text{ pour la variabilité du vent faible}$$

$$k = 0.94v_{moy}^{0.5} \text{ pour la variabilité du vent moyenne} \quad (1.30)$$

$$k = 0.83v_{moy}^{0.5} \text{ pour la variabilité du vent élevée}$$

#### Remarque :

Dans ce cas, il faudrait connaître au préalable la variabilité du vent.

### I.2.4.4 Méthode du maximum de vraisemblance

La fonction de vraisemblance appliquée à la distribution de Weibull a pour expression :

$$L_v = \prod_{i=1}^N f(V_i) = \prod_{i=1}^N \frac{k}{c} \left(\frac{V_i}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k\right] \quad (1.31)$$

On prend le logarithme :

$$\log(L_v) = \sum_{i=1}^N \log k - k \sum_{i=1}^N \log c + (k-1) \sum_{i=1}^N \log V_i - \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_i}{c}\right)^k \quad (1.32)$$

$L_v$  est maximale pour  $(\partial L_v / \partial k) = 0$ ,  $(\partial L_v / \partial c) = 0$  et  $(\partial^2 L_v / \partial k^2) < 0$ ,  $(\partial^2 L_v / \partial c^2) < 0$ , soit :

$$\frac{\partial(\log L_v)}{\partial c} = -\frac{k}{c} N + \frac{k}{c} \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_i}{c}\right)^k = 0 \quad (1.32)$$

D'où :

$$c^k = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^k \quad (1.33)$$

Par ailleurs,

$$\frac{\partial(\log L_v)}{\partial k} = \frac{N}{k} - N \log c + \sum_{i=1}^N \log V_i - \frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \log V_i}{c^k} + \frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \log c}{c^k} = 0 \quad (1.34)$$

En utilisant la relation 1.33, il vient :

$$\frac{N}{k} + \sum_{i=1}^N \log V_i = \frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \log V_i}{c^k} = 0 \quad (1.35)$$

D'où :

$$\frac{1}{k} = \left( \frac{1}{c^k} \sum_{i=1}^N V_i^k \log V_i - \sum_{i=1}^N \log V_i \right) * \frac{1}{N} \tag{1.36}$$

$N$  étant le nombre total d'observations non nulles.

Le système 1.33-1.36 peut être résolu par itérations successives en utilisant une méthode d'optimisation telle que celle de Lvenberg-Marquart.

### 1.2.5 Forme de la distribution de Weibull

Les paramètres  $k$  et  $c$  caractérisent la distribution des vents tant au sens qualitatif que quantitatif. Dans la partie suivante, nous montrons la forme de la distribution de Weibull tout en étudiant la variation de ses deux paramètres afin de prouver que la distribution des vents peut varier d'un site éolien à un autre.

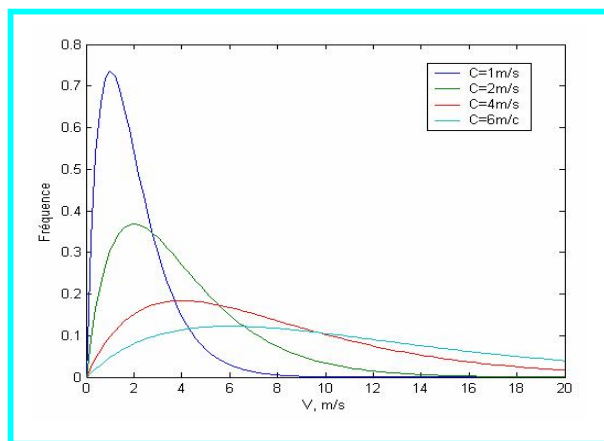


Figure 1.12 : Variation du paramètre d'échelle  $c$ , pour  $k = 2$

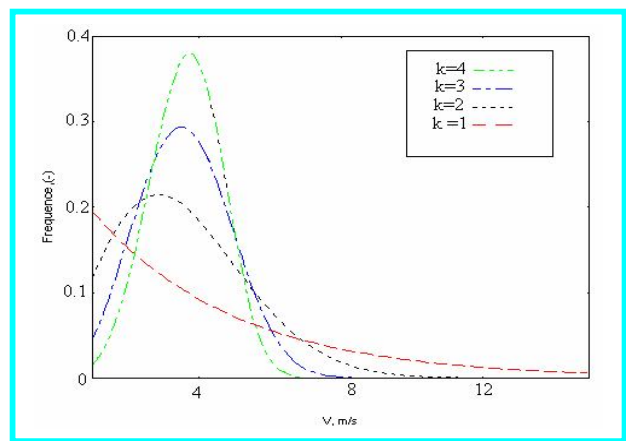


Figure 1.13 : Variation du facteur de forme  $k$ , pour  $c = 4 m / s$

Les figures 1.12 et 1.13 ci-dessus montrent la forme de la distribution de Weibull.

Ainsi, le facteur de forme  $k$  suggère la forme de la courbe. Une valeur élevée de  $k$  implique une distribution étroite des vents concentrés autour d'une valeur, alors qu'une faible valeur de  $k$  implique une distribution des vents largement dispersés.

Le facteur d'échelle  $c$  indique la position du mode de la courbe, comme montré en figure 1.13. Sa valeur est élevée pour des sites ventés et faible pour des sites peu ventés.

### 1.2.6 Aérodynamique de la machine éolienne [2],[3]

Le rotor d'une éolienne fonctionne suivant le même principe que toute autre hélice. Les développements qui vont suivre s'attacheront à préciser les aspects, notations et notions propres à l'univers de l'éolien.

**I.2.6.1 Fonctionnement aéromoteur**

Les modes de fonctionnement d'une hélice peuvent être représentés de la façon suivante (figure 1.14) : Un élément de pale, situé à un rayon  $r$ , est soumis à un flux local de vitesse relative  $\vec{W}$ . Celui-ci engendre un moment  $M$  et une force résultante  $P$ .

Cette force peut se décomposer en une force de traction  $\vec{T}$ , suivant l'axe de l'hélice, et une force dans le plan rotor  $\vec{F}$ , responsable d'un couple  $C = F.r$ . Le domaine A correspond à celui d'une hélice tractrice où l'énergie est fournie par l'élément de pale : c'est le cas des avions. Lorsque la résultante  $\vec{P}$  se situe dans le domaine C, c'est le fluide qui fournit de l'énergie à la pale : on se trouve alors dans le cas d'un fonctionnement aéromoteur caractéristique des éoliennes.

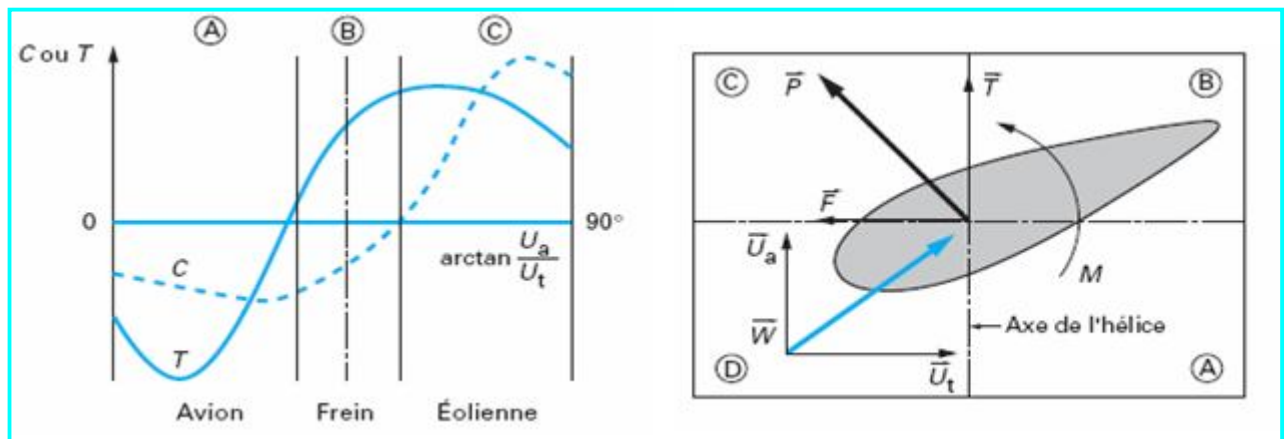


Figure 1.14 : comportement d'une pale dans un flux

**I.2.6.2 Potentiel énergétique éolien**

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 cascade, jusqu'à la sortie de la machine (limite de Betz, seuils de la machine et pertes de conversion). Cette dégradation est représentée

schématiquement en figure 1.15.

En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utile est réellement obtenue en fin de processus, soit à la sortie de l'éolienne.

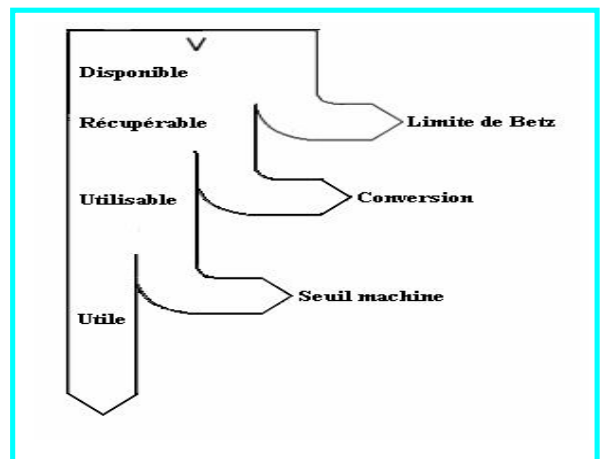


Figure 1.15 : Dégradation successive de l'énergie éolienne avant utilisation

### I.2.6.3 Puissance énergétique disponible

L'énergie cinétique moyenne, disponible sur un site donné, par unité de temps et par unité de surface, due à la vitesse du vent s'écrit :

$$\langle P \rangle = \frac{1}{2} \rho v_{moy}^3 \quad (1.36)$$

La détermination de la vitesse moyenne et cubique moyenne se fait à partir de l'étude statistique de la distribution des fréquences, par classes, de la vitesse du vent. (Équations 1.6 et 1.7).

### I.2.6.4 Potentiel énergétique éolien récupérable : théorème de BETZ

L'énergie cinétique disponible est convertie en énergie mécanique en utilisant une machine à aubes (ou à pales) dite communément éolienne. La vitesse du vent en aval de la roue n'étant jamais nulle, ceci implique que la puissance éolienne disponible n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'hélice.

Soit une masse d'air traversant un disque de surface  $A$ , à une vitesse  $V$  et soient  $V_{am}$  et  $V_{av}$  les vitesses respectives en amont et en aval de la surface, (voir figure 1.16).

L'équation de conservation de la quantité de mouvement permet d'écrire que la force qui s'exerce sur le disque est égale à la variation de la quantité de mouvement, soit :

$$F = \rho \cdot V \cdot A \cdot (V_{av} - V_{am}) \quad (1.37)$$

En appliquant l'équation qui définit l'énergie, comme le produit d'une force par la vitesse, il vient :

$$P = F \cdot V = \rho \cdot A \cdot V^2 (V_{av} - V_{am}) \quad (1.38)$$

Comme par ailleurs, la variation d'énergie cinétique donne :

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V \cdot (V_{av}^2 - V_{am}^2) \quad (1.39)$$

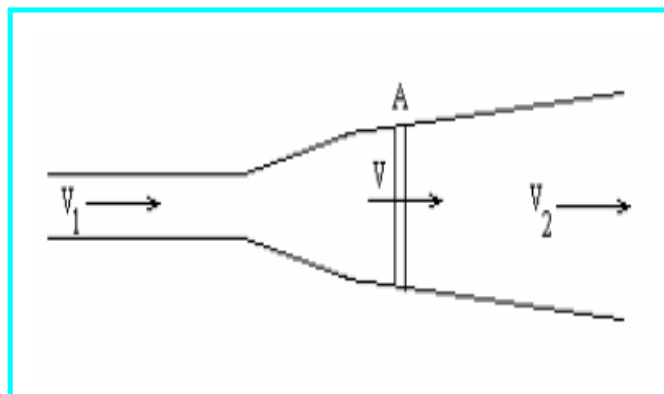


Figure 1.16 : Bilan sur une section de l'hélice

Par identification, il vient :

$$V = \frac{V_{av} + V_{am}}{2} \quad (1.40)$$

En remplaçant V dans l'équation 1.39, on obtient :

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A (V_{av}^2 - V_{am}^2) \left( \frac{V_{av} + V_{am}}{2} \right) \quad (1.41)$$

Le maximum récupéré par la roue est obtenu pour :

$$\frac{\partial P}{\partial V_{am}} = 0 \text{ et } \frac{\partial^2 P}{\partial V_{am}^2} < 0 \quad (1.42)$$

Soit pour :

$$3V_{am}^2 + 2V_{av}V_{am} - V_{av}^2 = 0 \quad (1.43)$$

Equation dont la solution est donnée par :

$$V_{am} = \frac{1}{3} V_{av} \quad (1.44)$$

En remplaçant dans l'équation 1.41, la puissance maximale qui peut être extraite par une roue est égale à :

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \left[ V_{av}^2 - \left( \frac{V_{av}}{3} \right)^2 \right] \left( \frac{V_{av}}{2} + \frac{V_{av}}{6} \right) \quad (1.45)$$

En se référant à l'équation 1.36, on obtient :

$$\langle P_{\max} \rangle = \frac{16}{27} \langle P \rangle \quad (1.46)$$

Enfin, la densité d'énergie moyenne récupérable sur une année  $\langle E \rangle$ , est égale à :

$$\langle E \rangle = \langle P \rangle \Delta t = 0.37 * 24 * 365.25 v_{\text{moy}}^3 \quad (1.47)$$

Soit en  $KWh / m^2$  :

$$\langle E \rangle = 3.25 v_{\text{moy}}^3 \quad (1.48)$$

## I.2.7 Types d'éoliennes selon la vitesse [7]

Sur le marché de l'industrie éolienne, on distingue deux technologies d'éoliennes, du point de vue vitesse de rotation : les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable.

### I.2.7.1 Les éoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. On peut distinguer deux technologies d'éoliennes à vitesse fixe : les éoliennes à décrochage aérodynamique et les éoliennes à pales orientables.

#### a) Les éoliennes à décrochage aérodynamique

Les éoliennes à décrochage aérodynamique (stall) génèrent une puissance électrique variable dont la valeur maximale correspond en général à la puissance nominale de la machine. En dessous de cette valeur, la puissance fournie croît avec la vitesse du vent. Au delà, la puissance fournie décroît avec la vitesse du vent (Figure 1.17).

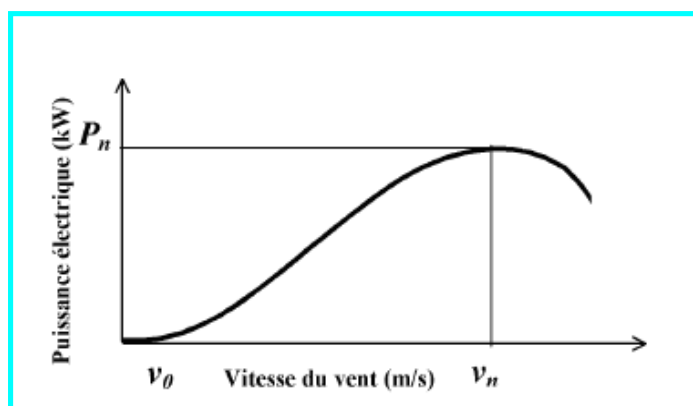


Figure 1.17 : Génération à puissance électrique variable  
(Pales fixes, décrochage aérodynamique)

On définit :

- $P_n$ , la puissance nominale de l'éolienne ;
- $v_0$ , la valeur de la vitesse pour laquelle le rotor de la turbine commence à tourner ;
- $v_n$ , la valeur de la vitesse pour laquelle la puissance nominale est atteinte.

Pour obtenir cette caractéristique de puissance, les pales (fixes) sont conçues avec un profil qui permet d'obtenir une décroissance brusque de la portance à partir d'une vitesse donnée pour laquelle, la puissance doit être diminuée. Au delà de cette vitesse de vent, la puissance diminue très rapidement et un fonctionnement à puissance nominale constante n'est donc pas possible.

#### b) Eolienne à pâles orientables

L'utilisation d'un système d'orientation des pâles permet, par une modification aérodynamique, de maintenir constante la puissance de la machine en fonction de la vitesse du vent et pour une vitesse de vent supérieure à  $v_n$  (figure 1.18).

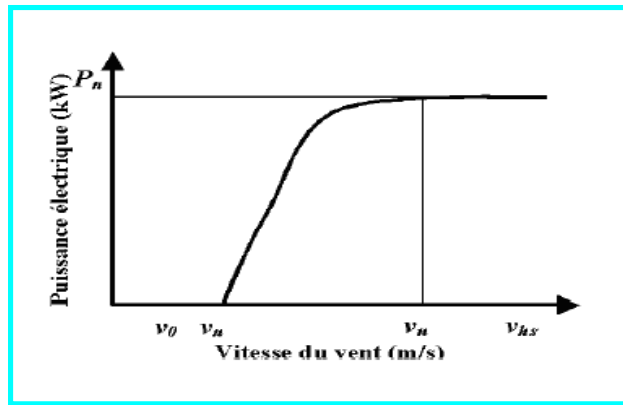


Figure 1.18 : Génération à puissance électrique constante (Pâles orientables)

Avec :

$v_h$ , vitesse pour laquelle le générateur commence à fournir de la puissance ;

$v_{hs}$ , valeur de la vitesse pour laquelle la machine doit être arrêtée.

### 1.9.2 Les éoliennes à vitesse variable

La caractéristique générale de la puissance convertie par une turbine éolienne en fonction de sa vitesse est représentée par la figure suivante :

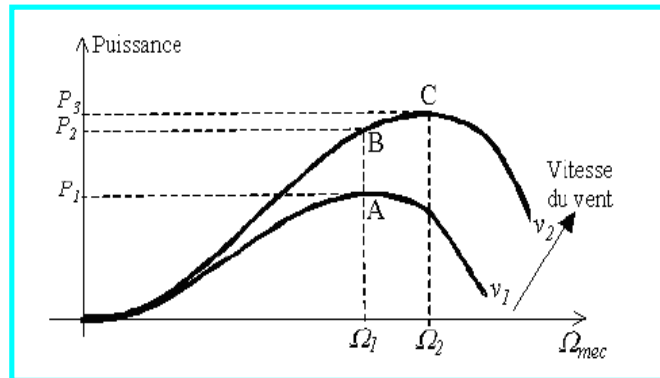


Figure 1.19 : caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et de la vitesse du vent

Pour une vitesse de vent  $v_1$  et une vitesse mécanique de la génératrice  $\Omega_1$ , on obtient une puissance nominale  $P_1$  (point A). Si la vitesse du vent passe de  $v_1$  à  $v_2$ , et que la vitesse de la génératrice reste inchangée (cas d'une éolienne à vitesse fixe), la puissance  $P_2$  se trouve sur la deuxième caractéristique (point B). La puissance maximale se trouve ailleurs (point C). Si on désire extraire la puissance maximale, il est nécessaire de fixer la vitesse de la génératrice à une vitesse supérieure à  $\Omega_2$ . Il faut donc rendre la vitesse mécanique variable en fonction de la vitesse du vent pour extraire le maximum de la puissance générée.



On voit clairement que les éoliennes à vitesse variable ont un grand avantage par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. Ce qui fait que presque toutes les éoliennes sont de nos jours à vitesse variable.

### I.3 Généralités sur la conversion solaire

#### I.3.1 Définition

On appelle conversion solaire, la transformation d'une partie du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque. Cette transformation est réalisée par des cellules photovoltaïques.

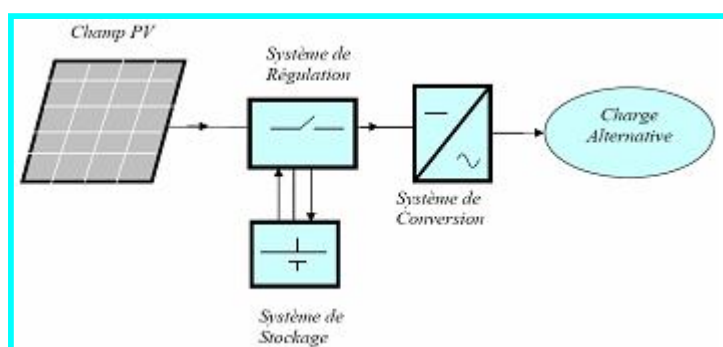


Figure 1.20 Schéma simplifié d'un système photovoltaïque

#### I.3.2 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque

##### I.3.2.1 La cellule photovoltaïque [8], [9]

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photosensible, son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs. La cellule photovoltaïque permet la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque (Becquerel en 1889) une cellule est constituée de deux couches minces de semi-conducteur.

Ces deux couches sont dopées différemment.

- Pour la couche n, apport d'électrons périphériques
- Pour la couche p, déficit d'électrons périphériques.

Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons captée par les électrons périphériques (couche n), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi-conducteur.

Dans la Figure 1-21 un échantillon schématisé d'une configuration de la cellule solaire, elle se compose d'un abri du verre (g), un encapsulant (e), et un métal en arrière contact (m) afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident. La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie ( $h\nu$ ) est supérieure à celle de l'énergie du matériau, a appelée l'énergie de bande gap, le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type-n augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à  $E_g$ , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

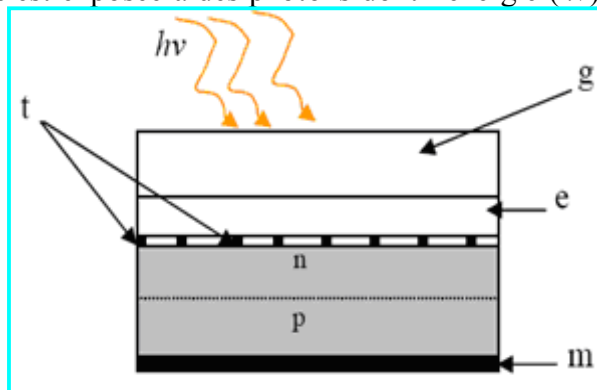


Figure 1.21: Schéma d'une cellule élémentaire

Les cellules les plus répandues actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de .6V).

### I.3.2.2 Les différents types de cellules [8], [9]

Il existe différents types de cellules solaires (ou cellules photovoltaïques), et chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible: de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent.

Il existe trois principaux types de cellules à l'heure actuelle:

#### a) Les cellules monocristallines

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Elles sont en général d'un bleu uniforme.

Les cellules monocristallines sont celles qui ont le meilleur rendement (12%-16%; jusqu'à 32% en laboratoire), mais aussi celles qui ont le coût le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.

#### b) Les cellules poly cristallines

Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellules est également bleu, mais non uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

La conception de ces cellules étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible : 11%-13% (18% en laboratoire).

### c) Les cellules amorphes

Elles ont un faible rendement (8% - 10% ; 13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation tels que des calculatrices solaires ou encore des montres.

### I.3.3 Le module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module Figure 1-22-a. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) Figure 1-22-b, elles sont protégées sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance

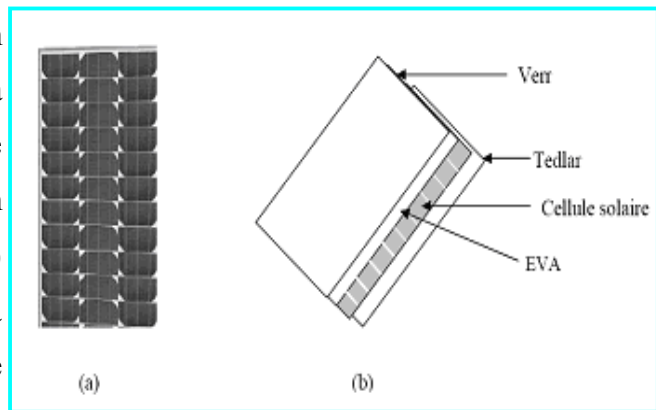


Figure 1-22 Module photovoltaïque

mécanique, et sur la surface arrière d'une ou deux polyéthylènes.

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant 2 diodes antiparallèles. Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre.

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.

### I.3.4 Caractéristiques d'un module [9]

Un module photovoltaïque se caractérise par :

- *La puissance de crête,  $P_c$*  : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>).
- *La caractéristique I/V* : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

- Tension à vide,  $V_{c0}$  : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairage " plein soleil ".
- Courant de court-circuit,  $I_{cc}$  : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairage " plein soleil ".
- Point de fonctionnement optimum,  $(U_m, I_m)$  : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,  $P_m = U_m * I_m$
- Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule :  $V_{c0} * I_{cc}$ .

### I.3.5 Le panneau solaire [8], [9]

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.

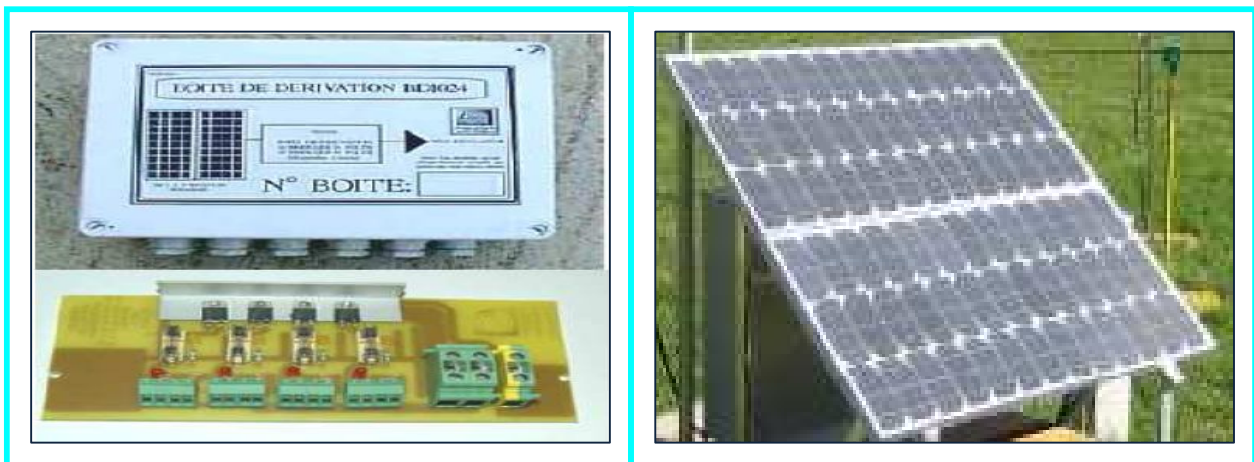


Figure 1-23:Boîte de dérivation



Figure 1-24:Panneau solaire.

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la Figure 1-24. Cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.

### I.3.6 Le système de stockage [9]

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite une unité de stockage pour les raisons ci-dessous :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps).
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur.

### **I.3.7 Les caractéristiques principales d'une batterie**

Un accumulateur se caractérise par :

- *Capacité en Ampère heure* : Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant. Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures. Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que :
- *Rapports de chargement et déchargement* : Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.
- *Température* : Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.
- *La durée de vie* : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année ( ou en nombre de cycles).
- *Profondeur de décharge* : La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages.
- *La profondeur de décharge* : Cependant, affecte même les batteries de cycle profond. plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.
- *La tension d'utilisation* : C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.
- *Le rendement* : C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

- *Le taux d'auto décharge* : L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

**I.3.8 Types d'accumulateurs**

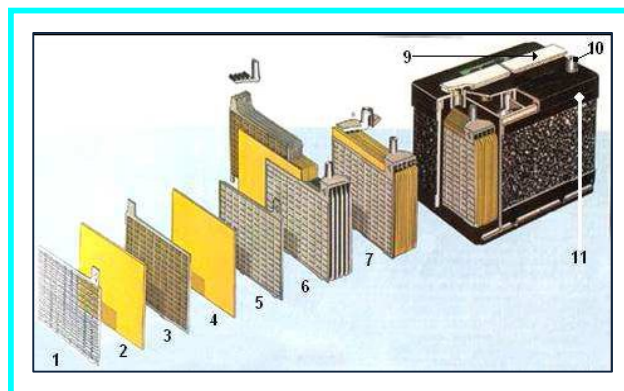
Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont :

**a) Les accumulateurs au plomb acide**

L'accumulateur au plomb acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité.

**a.1) Composition**

Ces accumulateurs sont composés de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.

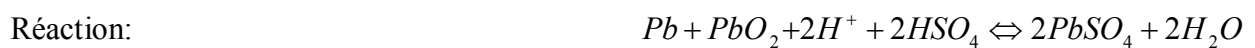


**Figure 1.25:Construction d'un accumulateur monobloc**

- |                       |                        |
|-----------------------|------------------------|
| 1 : Grille.           | 7 : Élément complet    |
| 2 : Séparateur.       | 8 : Pont               |
| 3 : Plaque positive.  | 9 : Rampe de bouchons. |
| 4 : Plaque négative.  | 10 : Borne.            |
| 5 : Barrette.         | 11 : Bac.              |
| 6 : Faisceau négatif. |                        |

### a.2) Principe de fonctionnement

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et une réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale:



### b) Les accumulateurs au Nickel-Cadmium

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb- Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium.

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.
- Pas d'émanations toxiques à partir de l'électrolyte.
- Ne craint pas de gel.

### I.3.9 Le système de régulation [8], [9]

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Leur rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, des petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais afin de mieux atteindre

l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

La régulation de la charge assure deux fonctions principales :

- La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension pré-régler : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulateurs :

### I.3.9.1 Régulation de la décharge

La régulation de la décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension pré-régler bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil

#### a) Régulation de la charge

La régulation de la charge effectuée par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge.

Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb.

#### b) Régulation de charge série

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante :

Tant que la tension aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener, le courant délivré par le panneau charge la batterie à travers un transistor se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance.

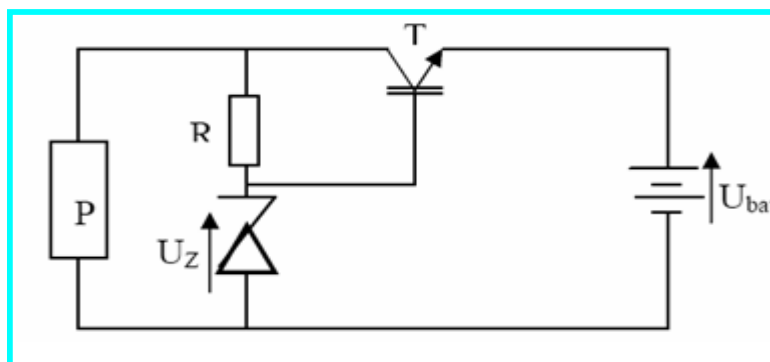


Figure 1.26: Schéma de principe d'un régulateur de charge série



### c) Régulateur de charge série à coupure partielle

Ce type de régulateur permet de fractionner le panneau PV en deux parties. Chacune délivrer une même tension selon le principe suivant : une partie du panneau charge la batterie à travers un régulateur de charge série à coupure tant que l'autre partie est branchée directement pour la charge de la batterie en permanence.

### d) Régulateur de charge parallèle

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant:

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance est faible alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge.

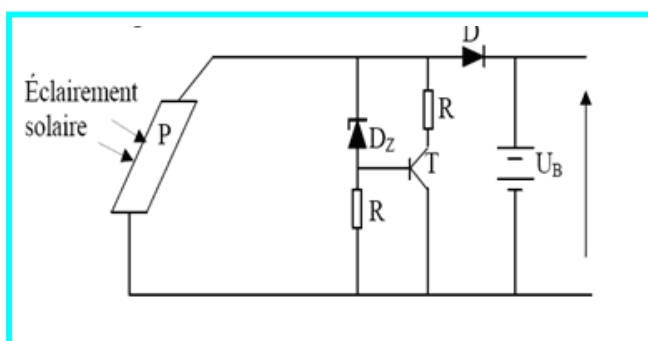


Figure 1.27: Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle

## I.3.10 Le système de conversion

Un convertisseur électrique est un dispositif qui assure la mise en forme de l'onde électrique afin de l'adapter aux besoins d'utilisations.

Dans les systèmes photovoltaïques, les convertisseurs sont :

### I.3.10.1 Variateurs de courant continu à pulsation

Les variateurs de courant continu à pulsation entre dans la catégorie des convertisseurs statiques pour la conversion continue.

Dans les systèmes photovoltaïques, ils sont destinés à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ photovoltaïque correspondant au point de puissance maximum. Le système d'adaptation est couramment appelé MPPT. Son rendement varie entre 90% et 95%.

### **I.3.11 Conclusion**

La production d'énergie électrique à l'aide d'éoliennes et de système photovoltaïque fait appel à des compétences poussées dans des domaines multiples et variés : aérodynamique et météorologie, mécanique, résistance des matériaux, génie électrique et électronique, auxquels s'ajoutent les aspects environnementaux.

Dans ce chapitre nous avons donné une vue d'ensemble des différentes turbines éoliennes utilisées dans l'industrie moderne pour la production d'énergie électrique. Afin d'arriver à une meilleure compréhension du fonctionnement des turbines éoliennes, nous avons décrit de façon explicite les différents éléments constitutifs de la turbine. Nous avons aussi présenté quelques machines utilisées dans les systèmes de conversions éoliennes.

Enfin nous avons décrit de façon explicite les différents éléments qui entrent dans la construction d'un système de captage photovoltaïque dans le but d'appréhender le fonctionnement du dispositif.

Le chapitre suivant traite la modélisation du système de conversion éolienne en vue d'assurer sa commande.

# **Chapitre II :**

**Structures à vitesse variable  
utilisant la MADA et la  
modélisation**

## II.1 Introduction

Intégrée dans un système éolien, la Machine Asynchrone à Double alimentation (MADA) a généralement son stator connecté au réseau et l'énergie rotorique varie selon les différentes structures utilisées. Les convertisseurs utilisés sont alors dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la machine.

Dans ce chapitre, nous présentons les différentes structures éoliennes à vitesse variable basées sur la MADA ; ensuite, nous choisissons la meilleure structure et nous modélisons ses différentes parties.

## II.2 Présentation de la MADA

### II.2.1 Constitution

La figure suivante montre une vue éclatée de la machine asynchrone à cage :

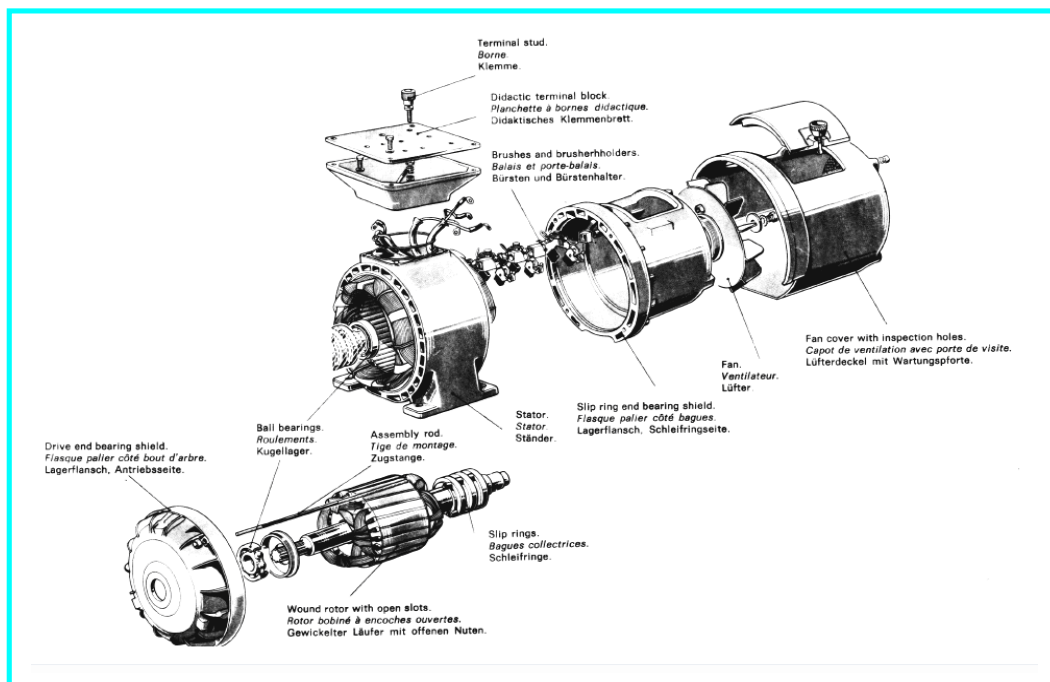


Figure 2.1 : Vue éclatée de la MAS à rotor bobiné

Par comparaison avec la vue éclatée de la MAS à cage d'écureuil, nous voyons bien que les stators sont identiques ; cependant la différence réside au niveau de la construction du rotor.

- Fonctionnement en moteur hyposynchrone :

$$N_r < N_s \Rightarrow g > 0$$

$$P > 0 \Rightarrow P_r > 0$$

- Fonctionnement en moteur hypersynchrone :

$$N_r > N_s \Rightarrow g < 0$$

$$P > 0 \Rightarrow P_r < 0$$

- Fonctionnement en génératrice hypersynchrone :

$$N_r > N_s \Rightarrow g < 0$$

$$P < 0 \Rightarrow P_r > 0$$

- Fonctionnement en génératrice hyposynchrone :

$$N_r < N_s \Rightarrow g > 0$$

$$P < 0 \Rightarrow P_r < 0$$

La figure suivante donne les quatre quadrants de fonctionnement de la MADA connectée au réseau.

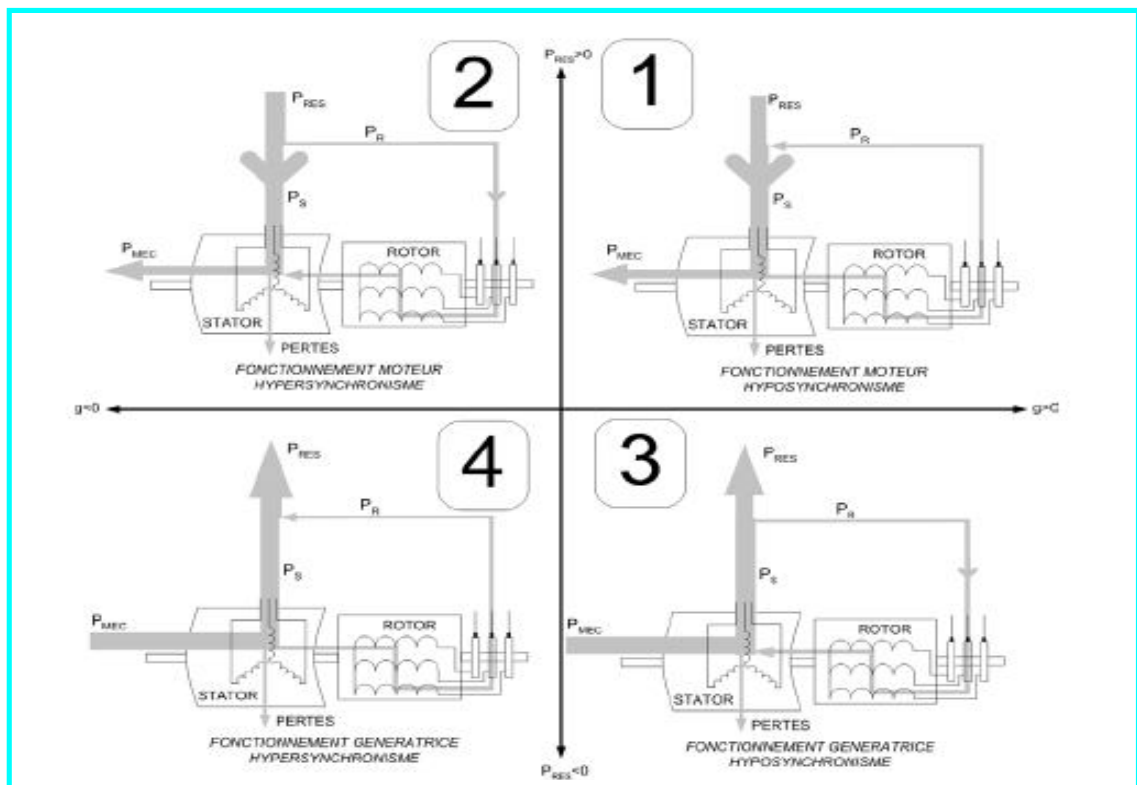


Figure 2.2 : Les quatre quadrants de fonctionnement de la MADA

## II.2.2 Etude des quatre quadrants de fonctionnement de la MADA

### II.2.2.1 Quadrant 1 : Fonctionnement en mode moteur hyposynchrone

La figure suivante montre que la puissance est fournie par le réseau au stator et la puissance de glissement transite par le rotor pour être injectée au réseau. On a donc un fonctionnement en moteur en dessous de la vitesse de synchronisme.

La machine asynchrone à cage classique peut fonctionner ainsi, mais la puissance de glissement est alors dissipée en pertes par effet joule dans le rotor.

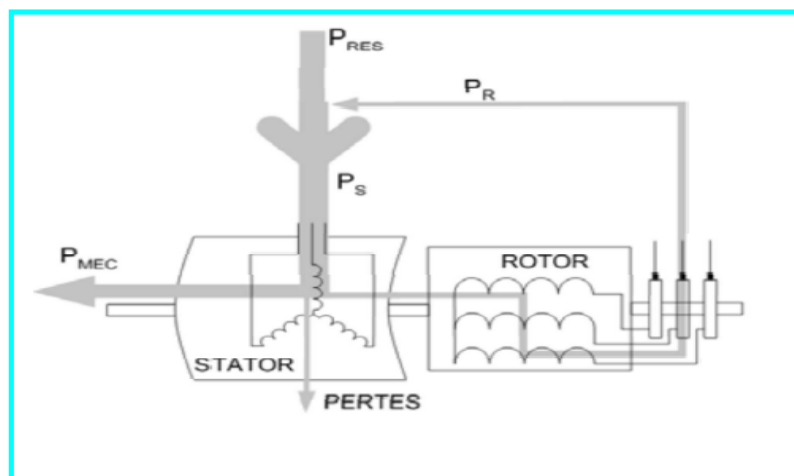


Figure 2.3 : Fonctionnement en mode moteur hyposynchrone

### II.2.2.2 Quadrant 2 : Fonctionnement en mode moteur hypersynchrone

La figure suivante montre que la puissance est fournie par le réseau au stator et la puissance de glissement est également fournie au rotor par le réseau. On a donc un fonctionnement moteur en dessus de la vitesse de synchronisme.

La machine asynchrone à cage classique ne peut pas avoir ce fonctionnement.

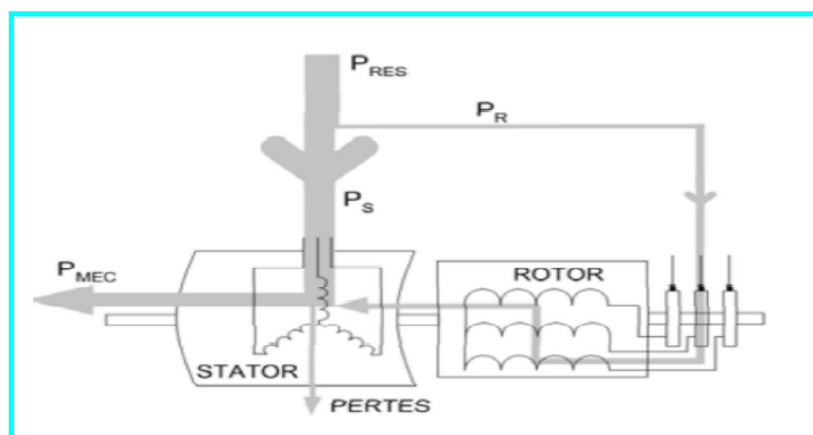


Figure 2.4: Fonctionnement en mode moteur hypersynchrone

### II.2.2.3 Quadrant 3 : Fonctionnement en mode générateur hyposynchrone

La figure suivante montre que la puissance est fournie au réseau par le stator. La puissance de glissement est aussi fournie par le stator. On a donc un fonctionnement générateur en dessous de la vitesse de synchronisme.

La machine asynchrone à cage classique ne peut pas avoir ce mode de fonctionnement.

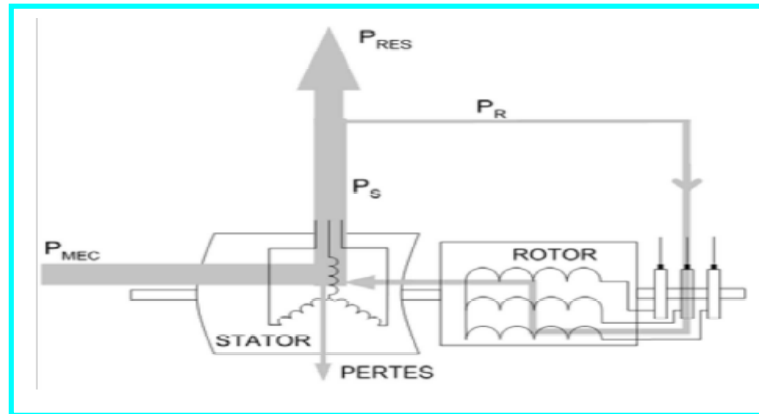


Figure 2.5: Fonctionnement en mode générateur hyposynchrone

### II.2.2.4 Quadrant 4 : Fonctionnement en mode générateur hypersynchrone

La figure suivante montre que la puissance est fournie au réseau par le stator et la puissance de glissement est récupérée via le rotor pour être réinjectée au réseau. On a donc un fonctionnement générateur au dessus de la vitesse de synchronisme.

La machine asynchrone à cage classique peut avoir ce mode de fonctionnement mais dans ce cas, la puissance de glissement est dissipée en pertes joule dans le rotor.

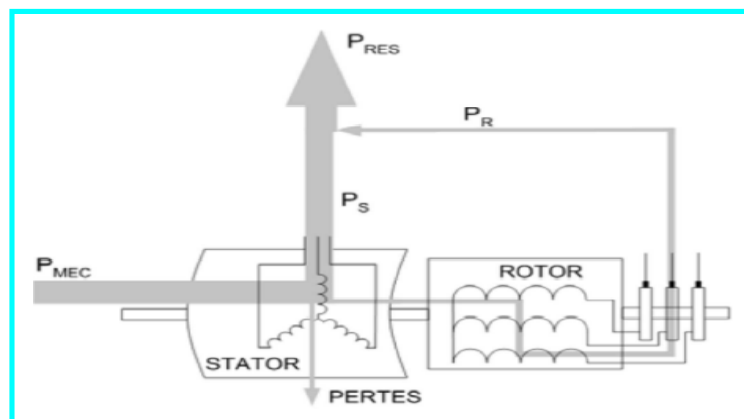


Figure 2.6: Fonctionnement en mode moteur hypersynchrone

## **II.3 Avantages et inconvénients [6]**

### **II.3.1 Avantages**

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable idéale car :

- Il s'agit d'une forme d'énergie indéfiniment durable et propre ;
- Elle ne crée pas de gaz à effet de serre (sauf si l'on considère que ce type d'énergie est intermittent et nécessite l'utilisation de centrales thermiques constamment au ralenti afin de réguler les variations imprévisibles de la production éolienne) ;
- Elle ne nécessite aucun carburant ;
- Chaque mégawattheure d'électricité produite par une éolienne aide à réduire de 0.8 à 0.9 tonne les émissions de CO<sub>2</sub> rejetées chaque année par la production d'électricité d'origine thermique.
- Elle ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs car une éolienne est principalement constituée de métal et de matière plastique ;
- Une éolienne est en grande partie recyclable car construite en acier. Après son temps de fonctionnement (environ 20 ans), elle est entièrement démontable. On peut même si besoin retirer la fondation en béton. Elle n'aura laissé aucun produit contaminant autour d'elle et pourra être facilement remplacée.

### **II.3.2 Inconvénients**

Plusieurs facteurs freinent l'implantation des parcs de production éoliens :

- Les riverains craignent généralement une dégradation de l'aspect visuel des sites concernés, ainsi qu'un impact sur l'écosystème par le bruit des éoliennes ainsi et les interférences électromagnétiques induites par leurs générateurs ;
- Les riverains déplorent le bruit des éoliennes. Le bruit peut être d'origine mécanique ou aérodynamique. Les éoliennes installées actuellement produisent un bruit de 55 dB à leur pied ;
- La réception des ondes hertziennes peut être perturbée, ce qui provoque une image bruitée sur les récepteurs de télévision. Dans ce cas, il est fréquent que la société implantant les éoliennes finance la construction d'un nouvel émetteur de télévision ;
- Des flashes très puissants sont émis toutes les cinq secondes en haut des mats d'éoliennes à la demande de l'aviation civile pour des raisons de sécurité. Ces flashes perturbent la quiétude nocturne de la campagne et sont une pollution lumineuse supplémentaire ;



- Les éoliennes peuvent constituer pour la migration des oiseaux un obstacle mortel. En effet, les pales en rotation sont difficilement visibles par mauvais temps ou la nuit. Les oiseaux peuvent alors entrer en collision avec celles-ci. Plus le parc éolien est dense, plus ce risque est grand. Des feux sur les pales peuvent réduire ce danger. Cependant, aucune étude sérieuse ne semble actuellement avoir démontré la réalité du danger pour les oiseaux. La LPO (Ligue de Protection des Oiseaux) se montre favorable au développement de parcs éoliens si ceux-ci sont construits en suivant ses recommandations. D'après la LPO, les éoliennes n'ont qu'un faible impact sur la biodiversité par rapport à d'autres activités humaines (immeubles allumés la nuit, agriculture, fils électriques ...);
- Les parcs éoliens produisent des interférences avec les radars et en particulier avec les radars météorologiques. En effet, les éoliennes peuvent constituer un obstacle à la propagation de l'onde. Selon la proximité et la densité du parc d'éoliennes, celui-ci peut constituer un blocage majeur à basse altitude, donnant une zone d'ombre dans les données. De plus, comme les pales sont en rotation, le radar enregistre leur vitesse de déplacement, qui est indifférentiable d'une cible en mouvement comme la pluie. Habituellement, on filtre les échos de sol indésirables par leur vitesse Doppler. Dans le cas de précipitations, la vitesse lue sera un mélange entre la vitesse des gouttes et celle des pales, ce qui peut mener à une fausse interprétation des mouvements de l'air. Une étude sur cette possible interférence est donc nécessaire lors de l'examen d'un projet d'éoliennes.

## **II.4 Différentes structures éoliennes à vitesse variable et la MADA [1]**

### **II.4.1 Structure à énergie rotorique dissipée**

Cette configuration à vitesse variable est représentée sur la (Figure 2.7), le stator est connecté directement au réseau et le rotor est connecté à un redresseur. Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO.

Le contrôle de l'IGBT permet de faire varier l'énergie dissipée par le bobinage rotorique et de fonctionner à vitesse variable en restant dans la partie stable de la caractéristique couple/vitesse de la machine asynchrone. Le glissement est ainsi modifié en fonction de la vitesse de rotation de la machine.

Si le glissement devient important, la puissance extraite du rotor est élevée et elle est entièrement dissipée dans la résistance  $R$ , ce qui nuit au rendement du système. De plus, cela augmente la puissance transitant dans le convertisseur ainsi que la taille de la résistance.

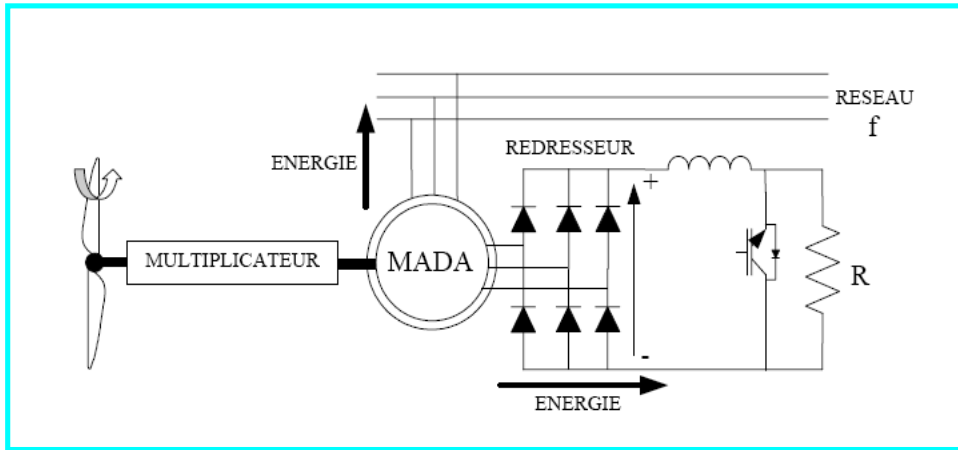


Figure 2.7: MADA avec contrôle du glissement par dissipation d'énergie

#### II.4.1.1 Structure de Kramer

Dans le but de réduire les pertes d'énergie dues à la structure du système précédent, le hacheur et la résistance sont remplacés par un onduleur qui renvoie l'énergie de glissement vers le réseau.

L'ensemble redresseur-onduleur est alors dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Ce système est avantageux s'il permet de réduire la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine. Afin de respecter cette contrainte, le glissement est maintenu inférieur à 30%. L'utilisation de thyristors pour l'onduleur nuit au facteur de puissance, de plus le redresseur est unidirectionnel (transfert d'énergie uniquement du rotor de la machine vers le réseau) donc le système ne peut produire de l'énergie que pour des vitesses de rotation supérieures au synchronisme. Cette solution n'est plus utilisée au profit de la structure de Scherbius avec convertisseurs à IGBT.

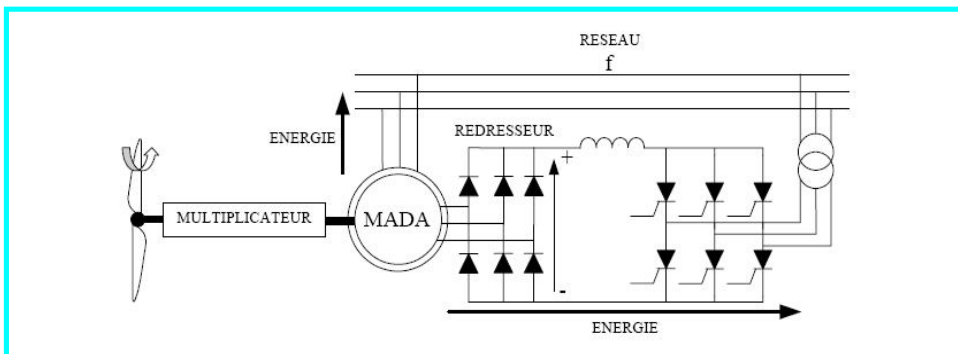


Figure 2.8: Structure de Kramer

#### II.4.1.2 Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur

Afin d'autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'association

redresseur-onduleur peut être remplacée par un cycloconvertisseur, l'ensemble est alors appelé structure de Scherbius (figure 2.10).

La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de Kramer. En effet si la variation du glissement doit rester inférieure à 30% pour maintenir l'efficacité du système, cette variation peut être positive (fonctionnement hyposynchrone) ou négative (fonctionnement hypersynchrone).

Le principe du cycloconvertisseur est de prendre des fractions des tensions sinusoïdales du réseau afin de reproduire une onde de fréquence inférieure (Figure 2.9). Son utilisation génère par conséquent des perturbations harmoniques importantes qui nuisent au facteur de puissance du dispositif. Les progrès de l'électronique de puissance ont conduit au remplacement du cycloconvertisseur par une structure à deux convertisseurs à IGBT commandés en MLI.

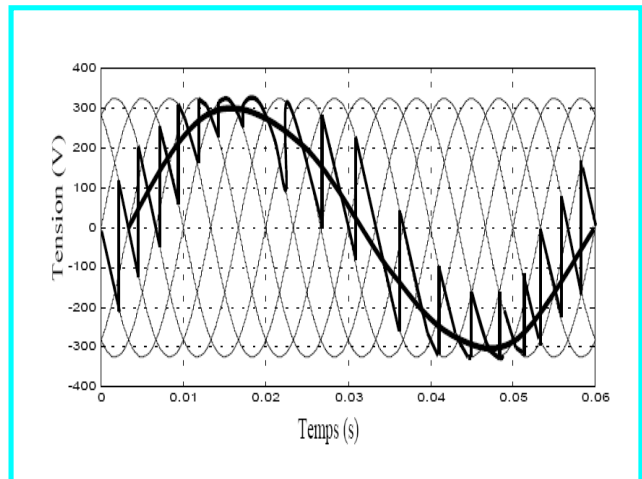


Figure 2.9: Principe de fonctionnement du cycloconvertisseur

#### II.4.1.3 Structure de Scherbius avec convertisseur MLI

La configuration (Figure 2.11) a les mêmes caractéristiques que la structure de Scherbius avec cycloconvertisseur. Toutefois les interrupteurs utilisés ici (transistors IGBT) peuvent être commandés à l'ouverture et à la fermeture et leur fréquence de commutation est plus élevée que celle des GTO. L'utilisation de ce type

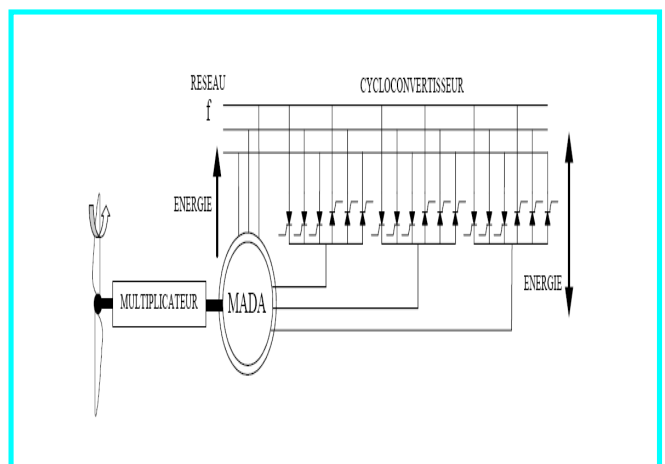


Figure 2.10.: Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur

de convertisseur permet d'obtenir des allures de signaux de sortie en Modulation de Largeur d'Impulsions dont la modularité permet de limiter les perturbations en modifiant le spectre fréquentiel du signal (rejet des premiers harmoniques non nuls vers les fréquences élevées).

La bidirectionnalité du convertisseur rotorique autorise les fonctionnements hyper et hyposynchrone et le contrôle du facteur de puissance côté réseau. Si le glissement reste inférieur à  $\pm 30\%$  autour du synchronisme, le convertisseur est alors dimensionné pour un tiers de la puissance nominale de la machine et ses pertes représentent moins de 1% de cette puissance. De plus, le fonctionnement hypersynchrone permet de produire de l'énergie du stator vers le réseau mais également du rotor vers le réseau.

La puissance totale ainsi produite peut alors dépasser la puissance nominale de la machine et le facteur de puissance de l'ensemble peut être maintenu unitaire. La présence d'un convertisseur à MLI peut toutefois entraîner des  $dv/dt$  importants dans les enroulements rotoriques et faire circuler des courants de fréquences élevés dans ces mêmes enroulements.

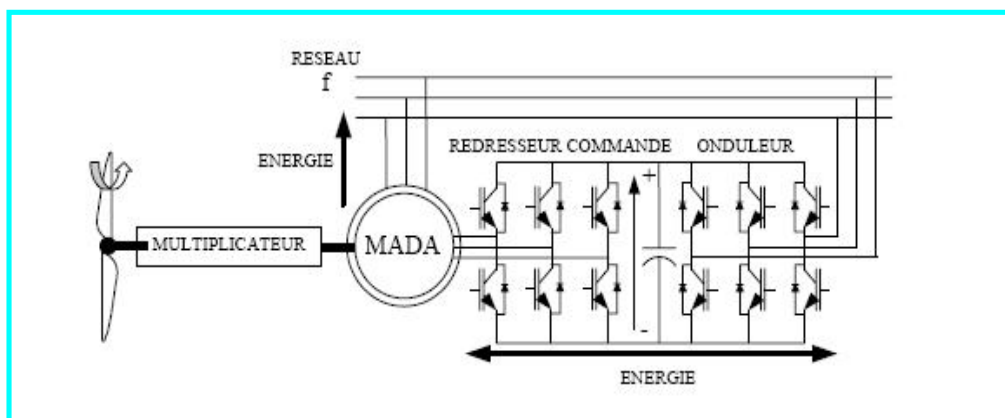


Figure 2.11: Structure de Scherbius avec convertisseur MLI

## II.5 Choix de la meilleure structure

La structure à énergie rotorique dissipée présente un mauvais rendement. En effet, si le glissement devient important, la puissance extraite du rotor est élevée et elle est entièrement dissipée dans la résistance (pertes par effet joule) ; ce qui nuit au rendement du système. De plus, cela augmente la puissance transmise dans le convertisseur ainsi que la taille de la résistance.

La structure de Kramer a remplacé la précédente dans le but de réduire les pertes d'énergie par effet joule. Mais l'utilisation de thyristors pour l'onduleur nuit au facteur de puissance, de plus le redresseur est unidirectionnel (transfert d'énergie uniquement du rotor de la machine vers le réseau), donc le système ne peut produire de l'énergie que pour des vitesses de rotation supérieures au synchronisme.

Cette structure est alors abandonnée au profit de la structure de Scherbius avec cycloconvertisseur. Mais son utilisation génère des perturbations harmoniques importantes qui nuisent aussi au facteur de puissance du dispositif, malgré son avantage par rapport à la précédente. On fait alors appel à la structure de Scherbius avec convertisseur MLI.

Cette structure, de part ses qualités expliquées au II.4.1.3 est la meilleure et la plus utilisée dans la plupart des éoliennes à vitesse variable basées sur la MADA.

Partant de ce constat, nous avons retenu la structure de Scherbius avec convertisseur MLI pour le reste de notre étude.

Le tableau suivant résume les principales caractéristiques des différentes structures de la MADA.

Technologie	Type de MADA	Convertisseur utilisé	Transfert de puissance	Variation de vitesse de rotor
Double alimentation par le rotor et le stator, et dissipation d'énergie	Un seul bobinage au stator et un rotor bobiné	Redresseur pour le contrôle du glissement (Hacheur connecté à une charge résistive)	Transfert unidirectionnel de l'énergie de glissement	Variable 25%
Double alimentation par le rotor et le stator, et récupération d'énergie de glissement	Un seul bobinage au stator et un rotor bobiné	Redresseur à diodes et onduleur à thyristors (Kramer)	Transfert unidirectionnel d'énergie de glissement	Variable 25%
Double alimentation par le rotor et le stator, et récupération d'énergie de glissement	Un seul bobinage au stator et un rotor bobiné	Cycloconvertisseur	Transfert bidirectionnel d'énergie de glissement	Variable 50%
Double alimentation par le rotor et le stator, et récupération d'énergie de glissement	Un seul bobinage au stator et un rotor bobiné	Double convertisseur MLI (Scherbius)	Transfert bidirectionnel d'énergie de glissement	Variable 50%

Tableau 2.1 : Principales caractéristiques des différentes structures de la MADA [6]

## II.6 Modélisation des différentes parties de la structure de Scherbius

Avant d'élaborer toute étude de simulation sur cette structure (en vu de savoir le comportement de ses éléments), il est primordial de connaître avant tout le modèle des différentes parties qui le composent.

Pour cela, nous modélisons successivement :

- la turbine éolienne ;
- la MADA qui est l'élément essentiel ;
- le convertisseur MLI ;
- le filtre LC.

## II.6.1 Modélisation d'une turbine éolienne [7],[10]

### II.6.1.1 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

La partie mécanique de la turbine que nous étudions comprend trois pales orientables et de longueur  $R$ . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse  $\Omega_{turbine}$  qui est relié à un multiplicateur de gain  $G$ . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (figure 2.12).

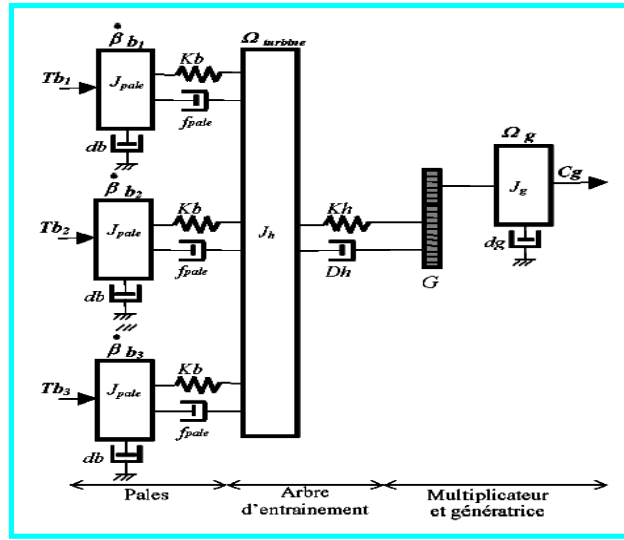


Figure 2.12: Système mécanique de l'éolienne

Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent donc :

- la même inertie  $J_{pale}$  ;
- la même élasticité  $Kb$  ;
- le même coefficient de frottement par rapport à l'air  $db$ .

Ces pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport

au support  $f_{pale}$ . Les vitesses d'orientation de chaque pale sont notées  $\dot{\beta} b_1, \dot{\beta} b_2, \dot{\beta} b_3$ .

Chaque pale reçoit une force  $Tb_1, Tb_2, Tb_3$  qui dépend de la vitesse de vent qui lui est appliquée.

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

- son inertie  $J_h$  ;
- son élasticité  $Kh$  ;
- son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur  $Dh$ .

Le rotor de la génératrice possède :

- une inertie  $J_g$  ;
- un coefficient de frottement  $dg$  ;

Ce rotor transmet un couple entraînant ( $C_g$ ) à la génératrice électrique et tourne à une vitesse notée  $\Omega_{mec}$ .

Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée ( $Tb_1 = Tb_2 = Tb_3$ ) alors on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. De part la conception aérodynamique des pales, leur coefficient de frottement par rapport à l'air ( $db$ ) est très faible et peut être ignoré. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement sont négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté de la génératrice.

On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses (figure 2.13).

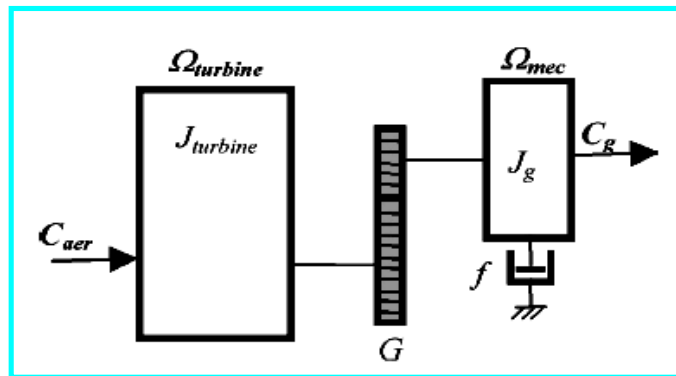


Figure 2.13: Modèle mécanique de la turbine

### II.6.1.2 Modélisation de la turbine

Le dispositif, que nous étudions ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur  $R$  entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain  $G$  (figure 3.8).

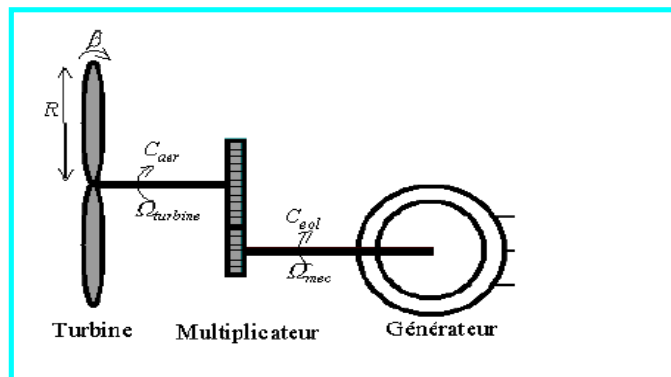


Figure 2.14: Schéma de la turbine éolienne

La puissance du vent ou puissance éolienne est définie de la manière suivante :

$$P_v = \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \tag{2.1}$$

Où :

$\rho$  Est la densité de l'air (approximativement  $1.22 \text{ Kg/m}^3$  à la pression atmosphérique à  $15^\circ \text{C}$ ) ;

$S$  Est la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est déterminé par la longueur de la pale ;  $v$  est la vitesse du vent.

La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors :

$$P_{aer} = C_p \cdot P_v = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \tag{2.2}$$

Le coefficient de puissance  $C_p$  représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine. La (figure 2.15) représente la variation de ce coefficient en fonction du ratio de vitesse  $\lambda$ , et de l'angle de l'orientation de la pale  $\beta$ .

Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine} \cdot R}{v} \tag{2.3}$$

Où  $\Omega_{turbine}$  est la vitesse de la turbine.

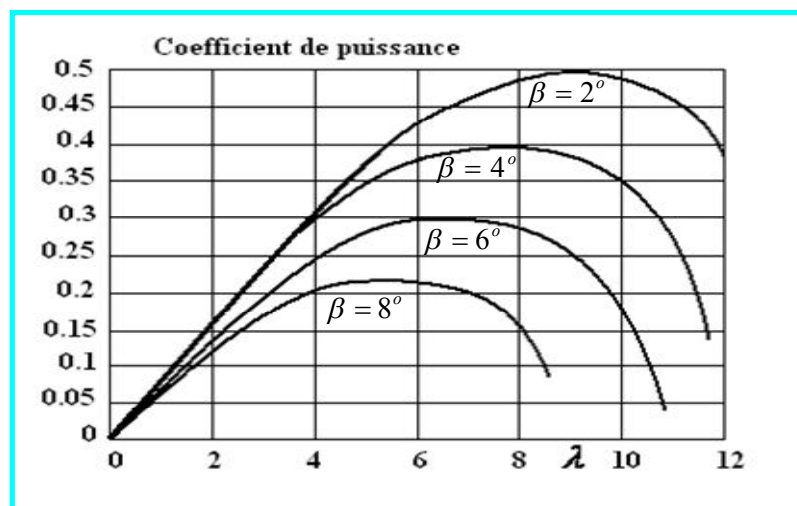


Figure 2.15: Coefficient aérodynamique ( $C_p$ ) en fonction du ratio de vitesse de la turbine ( $\lambda$ )

A partir de relevés réalisés sur une éolienne de 1.5 MW, l'expression du coefficient de puissance a été approchée, pour ce type de turbine, par l'équation suivante :



$$C_p = (0.5 - 0.167) \cdot (\beta - 2) \cdot \sin \left[ \frac{\pi - (\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3 \cdot (\beta - 2)} \right] - 0.00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2) \quad (2.4)$$

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (2.5)$$

### II.6.1.3 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice (Figure 3.8). Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (2.6)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (2.7)$$

### II.6.1.4 Equation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie  $T_{turbine}$  et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale  $J$  constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice.

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (2.8)$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée par cet axe. A titre illustratif, pour une éolienne de 2 MW, une pale a une longueur de 39m et pèse 6.5 tonnes. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total ( $C_{mec}$ ) appliqué au rotor :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (2.9)$$

Où  $J$  est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice. Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique  $C_{em}$  produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux  $C_{vis}$ , et le couple issu du multiplicateur  $C_g$ .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (2.10)$$

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux  $f$  :

$$C_{vis} = f.\Omega_{mec} \tag{2.11}$$

### II.6.1.5 Graphe informationnel causal du modèle de la turbine (GIC)

Une représentation globale du modèle de cette turbine utilisant le graphe informationnel causal est montré par la figure 2.16.

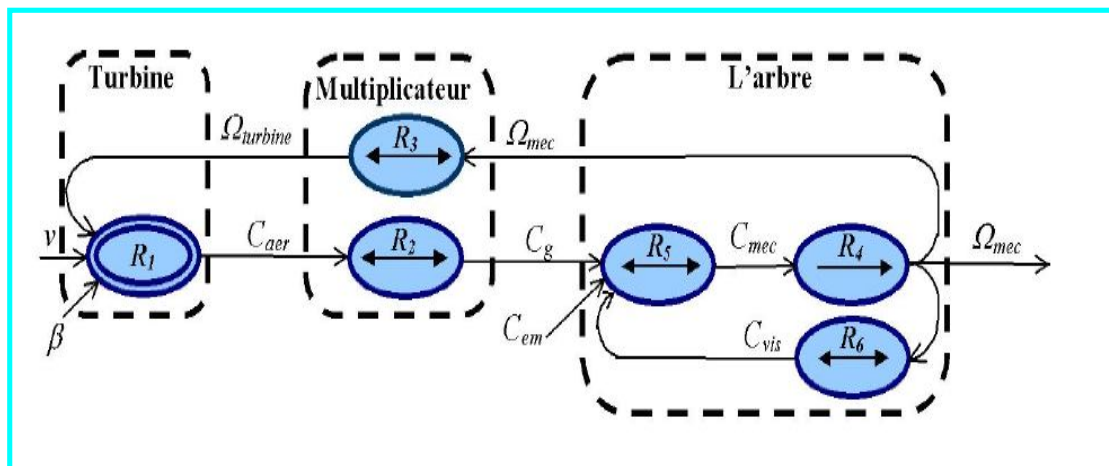


Figure2.16: Graphe informationnel causal du modèle de la turbine

Avec :

$$R_1 = \text{l'équation (2.5)}$$

$$R_2 = \text{l'équation (2.6)}$$

$$R_3 = \text{l'équation (2.7)}$$

$$R_4 = \text{l'équation (2.9)}$$

$$R_5 = \text{l'équation (2.10)}$$

$$R_6 = \text{l'équation (2.11)}$$

Ce graphe illustre les principes de causes à effets des grandeurs qui interviennent au niveau de la turbine. Cette dernière génère le couple aérodynamique (relation  $R_1$ ) qui est appliqué au multiplicateur. Les entrées de la turbine sont la vitesse du vent, l'angle d'orientation des pales, et la vitesse de rotation de la turbine. Le modèle du multiplicateur transforme la vitesse mécanique et le couple aérodynamique respectivement en vitesse de rotation de la turbine et en couple de multiplicateur (relations  $R_4$  et  $R_3$ ). Le modèle de l'arbre décrit la dynamique de

la vitesse mécanique, il a donc deux entrées : le couple du multiplicateur, le couple électromagnétique fourni par la génératrice.

Le GIC montre que la vitesse de la turbine peut être contrôlée par action sur deux entrées : l'angle d'orientation des pales et le couple électromagnétique de la génératrice. La vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système.

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine se déduit aisément du GIC et est représenté par la figure 2.17.

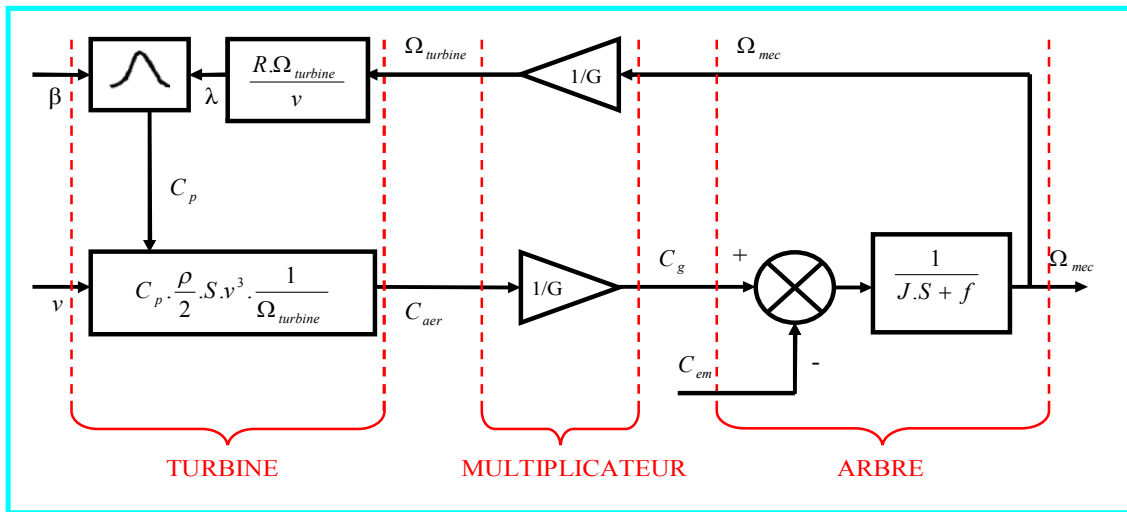


Figure 2.17: Schéma bloc du modèle de la turbine

### II.6.1.6 Caractéristique « puissance vitesse » d'éoliennes de grande puissance

La caractéristique puissance – vitesse d'une éolienne de grande puissance peut se décomposer en quatre zones (voir figure 2.10).

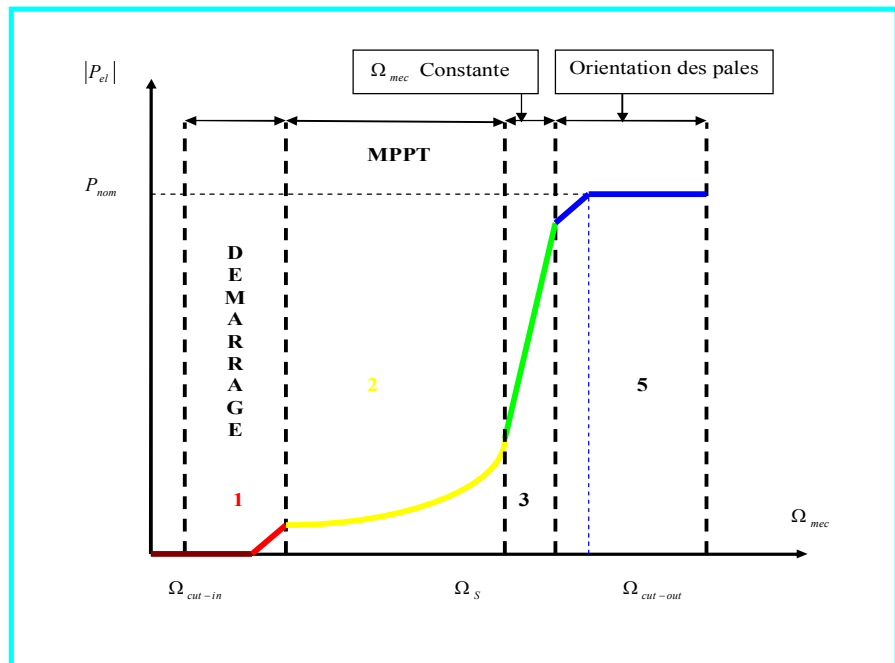


Figure 2.18: Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne de grande puissance

Quatre zones principales de fonctionnement peuvent être distinguées :

- zone 1 : c'est la zone de démarrage de la machine, elle commence lorsque la vitesse mécanique est supérieure à une certaine vitesse  $\Omega_{cut-in}$ .
- Zone 2 : lorsque la vitesse de la génératrice atteint une valeur seuil, un algorithme de commande permettant l'extraction de la puissance maximale du vent est appliqué. Pour extraire le maximum de la puissance, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale, c'est-à-dire  $\beta = 2^\circ$ . Ce processus continue jusqu'à atteindre une certaine valeur de la vitesse mécanique.
- Zone 3 : au delà, l'éolienne fonctionne à vitesse constante. Dans cette zone, la puissance de la génératrice atteint des valeurs très importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominale ( $P_{nom}$ ).
- Zone 4 : Arrivée à la puissance nominale, une limitation de la puissance générée est effectuée à l'aide d'un système d'orientation des pales : pitch control. Au delà de la vitesse  $\Omega_{cut-out}$ , un dispositif d'urgence est actionné de manière à éviter une rupture mécanique.

En pratique, le passage de la zone 2 à la zone est un peu particulier. En effet, la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique  $C_{em}$  en zone 2 et, en zone 4, c'est la puissance qui doit être contrôlée par le dispositif d'orientation des pales. Le système d'orientation des pales a une dynamique bien plus lente que la dynamique électrique de la machine. Ainsi, la lenteur de régulation de l'angle de calage peut entraîner un dépassement de la vitesse de rotation limite lors d'une rafale se produisant pendant un fonctionnement entre les zones 2 et 4. Il est, dans ce cas, intéressant de concevoir une procédure permettant d'anticiper l'action du dispositif d'orientation en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation, dans cette zone 3 intermédiaires. La conception des dispositifs de commande pour chaque zone est expliquée dans le chapitre suivant.

## II-7: Modélisation de la MADA

La machine asynchrone à double alimentation présente un stator analogue à celui des machines triphasées classiques (asynchrones à cage ou synchrone) constitué le plus souvent de tôles magnétiques empilées munies d'encoches dans lesquelles viennent s'insérer les enroulements

### Hypothèses

La machine asynchrone comprend une répartition des enroulements et une géométrie très complexe. Par conséquent, pour une analyse tenant compte de sa configuration exacte il est nécessaire d'adopter des hypothèses simplificatrices [11],[12].

- On suppose les circuits magnétiques non saturés. Les relations entre les flux et les courants sont d'ordre linéaire.

- On considère une densité de courant uniforme dans la section des conducteurs élémentaires, l'effet de peau est donc négligé.
- Le phénomène d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés.
- Les enroulements statoriques et rotoriques sont symétriques et la f.m.m est distribuée sinusoïdalement le long de la périphérie des deux armatures.
- On ne tient compte que du premier harmonique d'espace de distribution de force magnétomotrice de chaque phase du stator et du rotor. L'entrefer est d'épaisseur uniforme (constant), les inductances propres sont constantes. Les inductances mutuelles sont des fonctions sinusoïdales de l'angle entre les axes des enroulements rotoriques et statoriques.

### II-7-1: Equations électriques de la machine

Avec les hypothèses citées ci-dessus, les équations des tensions des phases statoriques et rotoriques qui décrivent le fonctionnement de la machine s'écrivent comme suit:

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d}{dt}[\phi_s] \\ [V_r] = [R_r][I_r] + \frac{d}{dt}[\phi_r] \end{cases} \quad (2.12)$$

$$[V_r] \neq 0 \quad (2.13)$$

Les flux sont donnés par:

$$\begin{cases} [\phi_s] = [L_{ss}][I_s] + [M_{sr}][I_r] \\ [\phi_r] = [L_{rr}][I_r] + [M_{rs}][I_s] \end{cases} \quad (2.14)$$

Avec :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix}, [I_s] = \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix}, [V_r] = \begin{bmatrix} v_{Ar} \\ v_{Br} \\ v_{Cr} \end{bmatrix}, [I_r] = \begin{bmatrix} i_{Ar} \\ i_{Br} \\ i_{Cr} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Et:

$$[R_s] = \begin{pmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{pmatrix} \quad [R_r] = \begin{pmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{pmatrix}$$

$R_s, R_r$  : Résistances des enroulements statoriques et rotoriques.

Les flux sont donnés par:

$$[L_{ss}] = \begin{pmatrix} l_s & M_s & M_s \\ M_s & l_s & M_s \\ M_s & M_s & l_s \end{pmatrix} \quad [L_{rr}] = \begin{pmatrix} l_r & M_r & M_r \\ M_r & l_r & M_r \\ M_r & M_r & l_r \end{pmatrix}$$

$l_s, l_r$  : Inductances de fuites des statoriques et rotoriques.

$M_s, M_r$  : Inductances mutuelles.

La matrice des inductances mutuelles (matrice de couplage rotor-stator) s'écrit:

$$[M_{sr}] = \begin{pmatrix} M_{sr} \cos(\theta) & M_{sr} \cos(\theta + 2\frac{\pi}{3}) & M_{sr} \cos(\theta - 2\frac{\pi}{3}) \\ M_{sr} \cos(\theta - 2\frac{\pi}{3}) & M_{sr} \cos(\theta) & M_{sr} \cos(\theta + 2\frac{\pi}{3}) \\ M_{sr} \cos(\theta + 2\frac{\pi}{3}) & M_{sr} \cos(\theta - 2\frac{\pi}{3}) & M_{sr} \cos(\theta) \end{pmatrix} \quad (2.16)$$

$$[M_{rs}] = [M_{sr}]^t$$

En remplaçant (2.14) dans (2.12), on obtient le système suivant:

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d}{dt}([L_{ss}][I_s]) + \frac{d}{dt}([M_{sr}][I_r]) \\ [V_r] = [R_r][I_r] + \frac{d}{dt}([L_{rr}][I_r]) + \frac{d}{dt}([M_{rs}][I_s]) \end{cases} \quad (2.17)$$

## II-7-2: Equations mécaniques de la machine

Le couple électromagnétique est donné par l'expression générale suivante :

$$C_{em} = p[I_s]^t \frac{d}{dt}([M_{sr}][I_r]) \quad (2.18)$$

Donc, l'équation mécanique de la machine s'écrit:

$$j \frac{d}{dt} \omega = C_{em} - C_r - f_r \cdot \omega \quad (2.19)$$

La résolution analytique dans ce repère est très difficile car le système d'équations est à coefficients variables en fonctions de  $\theta$  (angle de rotation de la machine).

## II.8: Modèle de la MADA dans le plan "dq"

### II.8.1: La transformation de Park

La transformation de Park consiste à transformer les enroulements statoriques et rotoriques en enroulements orthogonaux équivalents, afin d'obtenir un modèle mathématique plus simple que le modèle physique du système.

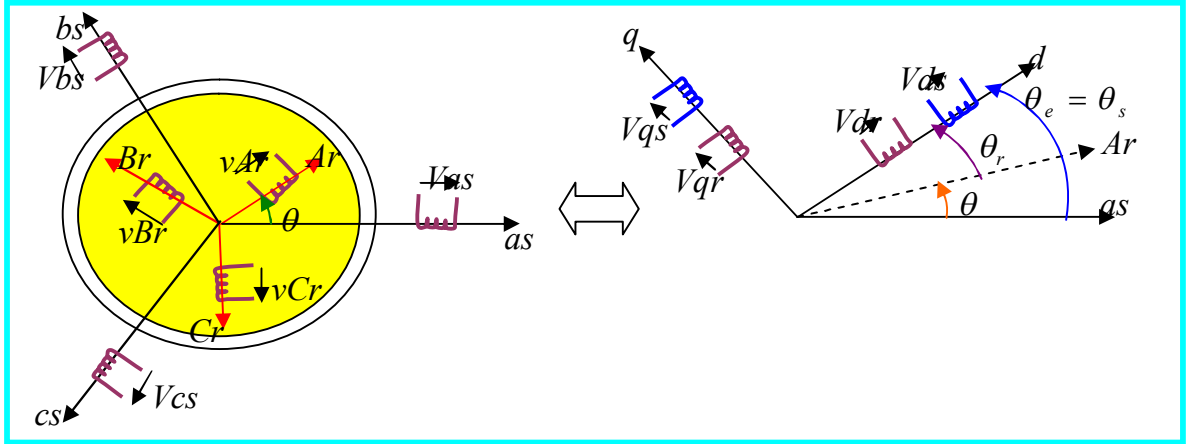


Figure 2.19: Stator et rotor de la MADA.

La matrice de transformation est définie par:

$$P(\alpha) = \begin{pmatrix} \cos(\alpha) & \cos(\alpha - 2\frac{\pi}{3}) & \cos(\alpha - 4\frac{\pi}{3}) \\ -\sin(\alpha) & -\sin(\alpha - 2\frac{\pi}{3}) & -\sin(\alpha - 2\frac{\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

L'angle  $\alpha$  est au choix de l'utilisateur et peut dépendre du temps. Le fait que  $[P(\alpha)]$  soit orthonormée implique que son inverse est égal à sa transposée.

$$[P(\alpha)]^{-1} = [P(\alpha)]^T$$

### II.8.2: Modélisation de la MADA dans le repère de PARK

Les tensions, courants et les flux se transforment de la manière suivante:

$$\begin{cases} [V_{s,dq}] = [P(\theta_s)][V_{s,abc}] \\ [V_{r,dq}] = [P(\theta_s - \theta)][V_{r,ABC}] \end{cases} \quad (2.21)$$

Les relations entre les flux et les courants sont données par:

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \phi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{cases} \quad \begin{cases} \phi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ \phi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{cases} \quad (2.22)$$

Tel que:

$$L_r = l_r - M_r \quad : \text{Inductance cyclique rotorique.}$$

$$L_s = l_s - M_s \quad : \text{Inductance cyclique statorique.}$$

$$M = \frac{3}{2} M_{sr} = \frac{3}{2} M_{rs} \quad : \text{Mutuelles cyclique entre rotor-stator.}$$

Les équations électriques sont:

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} - \omega_e \phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} - \omega_e \phi_{ds} \end{cases} \quad (2.23)$$

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \phi_{dr} - (\omega_e - \omega) \phi_{qr} \\ V_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \phi_{qr} - (\omega_e - \omega) \phi_{dr} \end{cases} \quad (2.24)$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} \omega_e = \frac{d\theta_e}{dt} \\ \omega = \frac{d\theta}{dt} \end{cases} \quad \text{avec : } \theta_e = \theta_s = \theta + \theta_r$$

### II.8.3 Choix du référentiel

#### II.8.3.1 Référentiel lié au stator

$$\frac{d\theta_e}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_r}{dt} = -\frac{d\theta}{dt} = -\omega$$

Ce référentiel est mieux adapté pour travailler avec les grandeurs instantanées.

#### II.8.3.2 Référentiel lié au rotor

Ce référentiel est caractérisé par  $\omega_e = \omega$ . Il est intéressant dans l'étude des régimes transitoires ou la vitesse est supposée constante.

Il se traduit par la condition :

$$\frac{d\theta_r}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_e}{dt} = \omega$$

#### II.8.3.3 Référentiel lié au champ tournant

Ce référentiel est caractérisé par  $\omega_e = \omega_s$ . Dans ce cas les grandeurs statoriques et rotoriques sont connues en régime permanent. Il est donc préférable de travail dans ce repère lors d'une étude de la commande des machines.

Le modèle de la machine asynchrone à double alimentation s'écrit dans le repère de PARK lié au champ tournant comme suit:

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} - \omega_s \phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega_s \phi_{ds} \end{cases} \quad (2.25)$$



$$\begin{cases} V_{dr} = R_r \cdot i_{dr} + \frac{d}{dt} \phi_{dr} - (\omega_s - \omega) \phi_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + \frac{d}{dt} \phi_{qr} + (\omega_s - \omega) \phi_{ds} \end{cases} \quad (2.26)$$

Avec :

$$\begin{cases} C_{em} = P \frac{M_{sr}}{Lr} (\phi_{dr} i_{qs} - \phi_{qr} i_{ds}) \\ \frac{J}{P} \frac{d\omega_m}{dt} = C_{em} - C_r - C_f \end{cases} \quad (2.27)$$

## II.9 Commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation

La commande vectorielle est apparue avec les travaux de Blaschke. Elle n'a cependant pas eu tout de suite un grand essor car les régulations, à l'époque, reposaient sur des composants analogiques, l'implantation de la commande était alors difficile.

Avec l'avènement des microcontrôleurs et des dispositifs permettant le traitement du signal (DSP), il est devenu possible de réaliser une telle commande à un coût raisonnable. Cela a conduit à une explosion des recherches et des applications relatives à la commande vectorielle de la machine Asynchrone.

Le but cherché par la commande vectorielle ici est d'avoir un comportement similaire à ce d'une machine à courant continu en positionnant d'une façon optimale les vecteurs courants et les vecteurs flux résultants. (Ce positionnement est naturel chez les MCC).

### II.9.1 Stratégie de commande de la MADA

Les différentes stratégies de commande de la MADA reposent sur deux approches à savoir:

- a- Une approche basée sur un contrôle du flux en boucle fermée, cette approche est nécessaire lorsque le réseau est instable (tension et flux variable).
- b- Une approche basée sur un contrôle du flux en boucle ouverte, cette approche est utilisée quand le réseau est stable (tension et fréquence constantes) et ce qui est le cas étudié dans le cadre de ce mémoire; et pour pouvoir contrôler la production d'électricité de l'éolienne on va développer une commande indépendante des puissance active et réactive de la MADA qui sont exprimées par les équations suivantes [12].[13].

$$\begin{cases} P_s = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \\ Q_s = V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \\ P_r = V_{dr} I_{dr} + V_{qr} I_{qr} \\ Q_r = V_{qr} I_{dr} - V_{dr} I_{qr} \end{cases} \quad (2.28)$$

Nous utilisons la modélisation diphasée de la MADA, l'orientation du repère de Park est faite de manière à annuler la composante quadratique du flux statorique dans l'intérêt de simplifier les équations, ce qui nous permet d'écrire :

$$\phi_{ds} = \phi_s \quad \text{et} \quad \phi_{qs} = 0.$$

Comme il s'agit d'une MADA de 1,5 MW on peut négliger la résistance statorique et dans l'approche que le réseau est stable, on peut supposer que le flux statorique est constant. On exprime les tensions et les flux statoriques par:

$$\begin{cases} V_{ds} = 0. \\ V_{qs} = \omega_s \cdot \phi_s = V_s. \end{cases} \quad (2.29)$$

La combinaison de (2.22) et (2.28) constitue une simplification importante pour concevoir la commande.

$$\begin{cases} \phi_{ds} = \phi_s = L_s I_{ds} + M_{sr} I_{dr} \\ \phi_{qs} = 0 = L_s I_{qs} + M_{sr} I_{qr} \end{cases} \quad (2.30)$$

A partir des équations précédentes on peut exprimer les courants statoriques en fonction des courants rotoriques:

$$\begin{cases} I_{ds} = \frac{1}{L_s} \phi_s - \frac{M_{sr}}{L_s} I_{dr} \\ I_{qs} = -\frac{M_{sr}}{L_s} I_{qr} \end{cases} \quad (2.31)$$

En remplaçant les courants  $I_{ds}$  et  $I_{qs}$  par leurs valeurs dans le système (2.28), on obtient les puissances statoriques en fonction des courants rotoriques:

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{M_{sr}}{L_s} I_{qr} \\ Q_s = V_s \frac{\phi_s}{L_s} - V_s \frac{M_{sr}}{L_s} I_{dr} \end{cases} \quad (2.32)$$

En supposons que l'inductance  $M_{sr}$  constante, il se voit bien que la puissance active statorique est directement proportionnelle au courant  $I_{qr}$ ; de plus la puissance réactive est

proportionnelle  $I_{dr}$ ; avec un terme de couplage  $\left( V_s \frac{\phi_s}{L_s} \right)$  imposé par le réseau.

Le couple électromagnétique de l'équation de l'équation (2.27) se simplifie à:

$$C_{em} = P \cdot \phi_{ds} \cdot I_{qs} \quad (2.33)$$

Ainsi:

$$C_{em} = -P \frac{M}{L_s} \cdot \phi_s I_{qs} \quad (2.34)$$

Le système (2.22) représentant les flux rotoriques devient:

$$\begin{cases} \phi_{dr} = \left( L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) I_{dr} + \frac{M_{sr} \cdot V_s}{\omega_s \cdot L_s} \\ \phi_{qr} = \left( L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) I_{qr} \end{cases} \quad (2.35)$$

Remplaçant ce système dans les tensions rotorique (2.26), on obtient alors:

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r I_{dr} + \left( L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) \frac{d}{dt} I_{dr} - g \omega_s \left( L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) I_{qr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + \left( L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) \frac{d}{dt} I_{qr} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) I_{dr} + g \frac{M_{sr} V_s}{L_s} \end{cases} \quad (2.36)$$

Cette relation est importante car elle nous permet de contrôler la machine correctement.

En régime statique les termes  $\frac{d}{dt}$  vont disparaître et le système (2.36) devient :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r I_{dr} - g \omega_s \left( L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) I_{qr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) I_{dr} + g \frac{M_{sr} V_s}{L_s} \end{cases} \quad (2.37)$$

Ou: g correspond au glissement de la MADA.

A partir des équations que nous venons de mettre en place nous avons un processus dont les grandeurs de commande sont les tensions rotoriques délivrées par l'onduleur et les grandeurs commandées sont les puissances statoriques active et réactive.

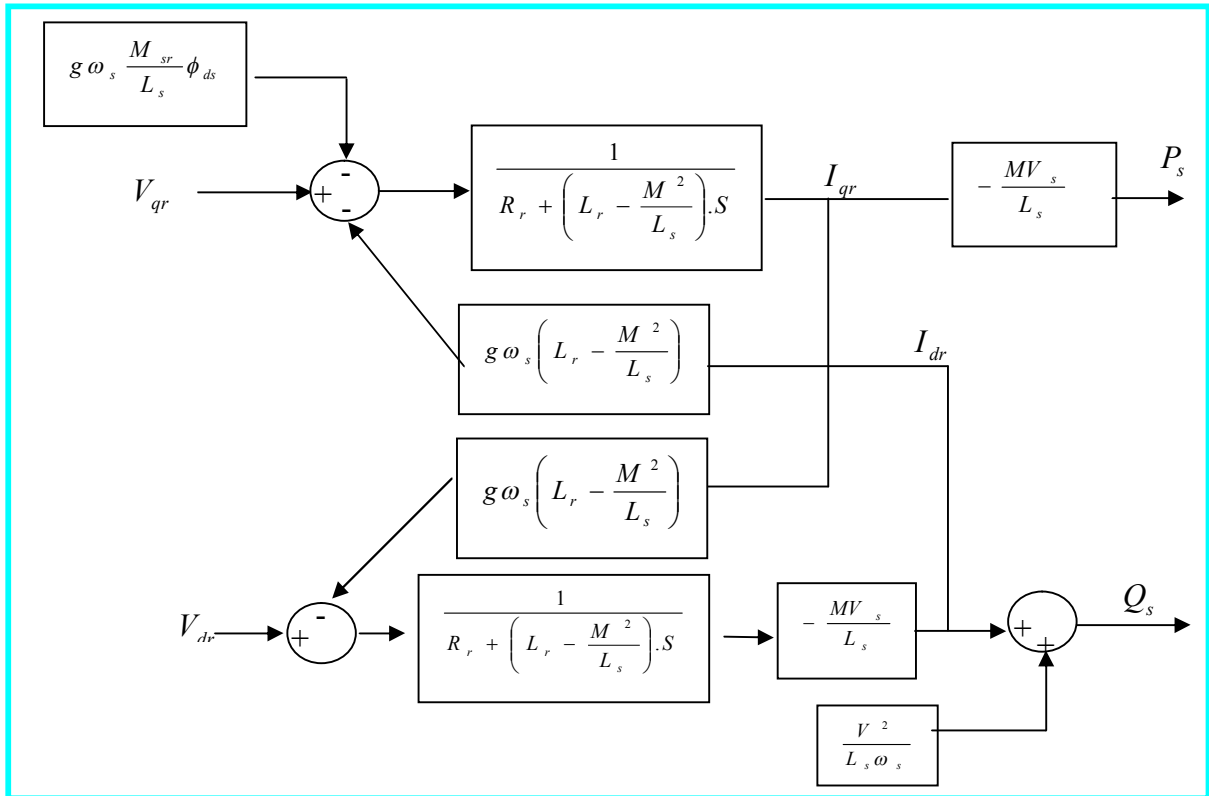


Figure 2.20: Schéma bloc du système à réguler.

Les tensions rotoriques diphasées sont les grandeurs à imposer pour contrôler les courants rotoriques.  $V_{dr}$  et  $V_{qr}$  sont ainsi considérés comme des variables de commande qui sont générées par le bloc de contrôle à flux orienté (Figure 2.5) et les courants rotoriques  $I_{dr}$  et  $I_{qr}$  comme des variables d'état. Les tensions rotoriques sont ainsi fonction des grandeurs de consigne  $P_{ref}$  et  $Q_{ref}$

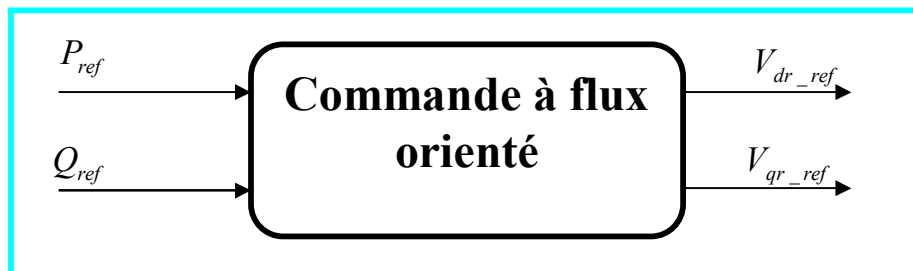


Figure 2.21: Bloc de contrôle à flux orienté.

Il est à noter que les puissances et les tensions sont liées par une fonction de transfert du premier ordre. Du fait du faible couplage entre les axes d et q (glissement faible) il est possible d'établir aisément une commande pour ce système. Ainsi les deux axes pourront être commandés séparément avec leurs propres régulateurs.

Cette commande utilisant les puissances actives et réactives comme des consignes est appelée « Commande en P et Q ».

**II.9.2: Etablissement des angles nécessaires aux transformations**

Afin d’aligner le flux sur l’axe d, il suffit de retrancher de la phase des tensions statoriques  $\theta_s$  la valeur  $\frac{\pi}{2}$ . Cela permettra d’avoir un angle de transformation de Park pour les grandeurs statoriques telles que :

$$\theta_1 = \theta_s + \frac{\pi}{2}$$

Cette méthode (Figure 2.6) est fiable seulement dans le cas où les tensions statoriques sont stables en fréquence avec peu de fluctuations [5].

L’angle  $\theta_m$  étant celui qui forme le rotor avec le stator, l’angle  $\theta_2$  nécessaire aux transformations des grandeurs rotoriques est :  $\theta_2 = \theta_1 - \theta_m$

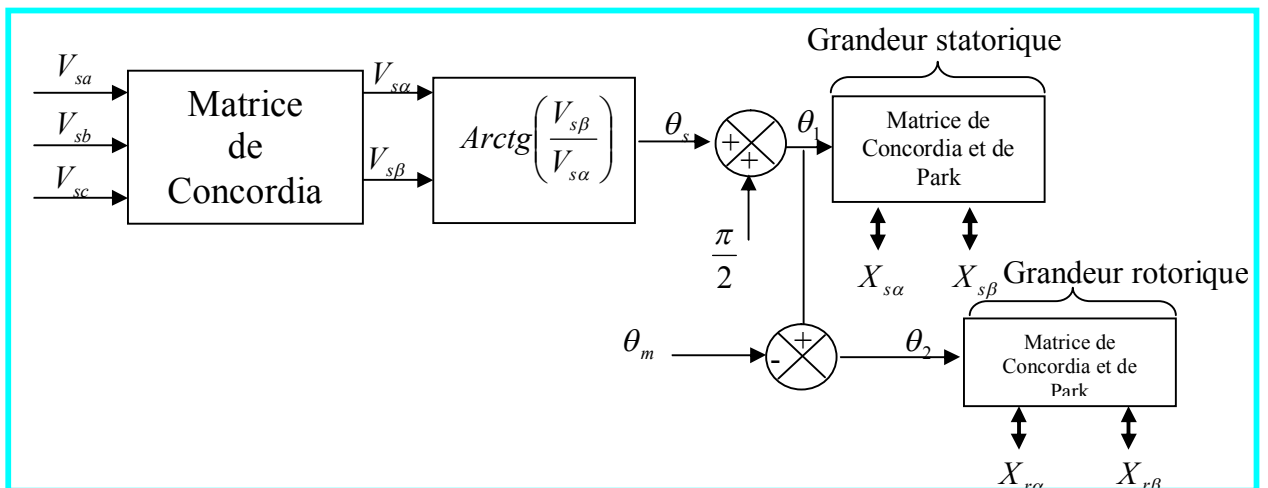


Figure 2.22: Etablissement des angles pour les transformations de Park.

Pour éviter le découplage que se trouve entre les deux boucles de puissances, on propose le schéma simplifier de la machine asynchrone à double alimentation:

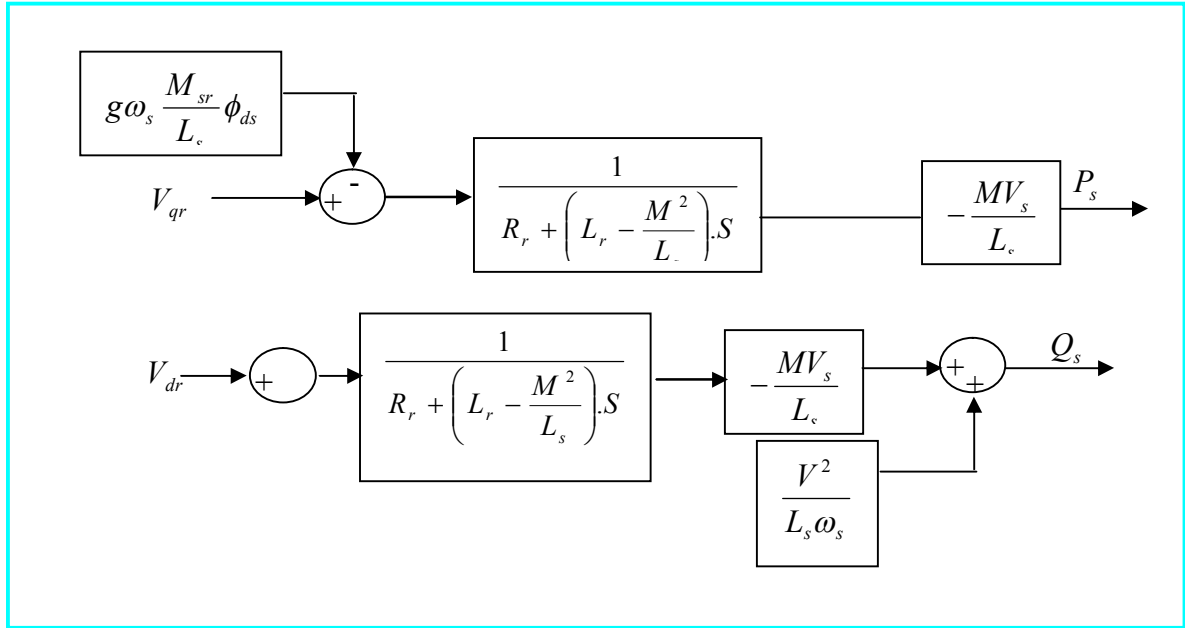


Figure 2.23: Modèle simplifié de la MADA

A partir du modèle précédent apparaissent deux solutions pour effectuer la commande en puissances de la MADA :

- La méthode directe consiste à réguler indépendamment chaque axe pour le contrôle des puissances. Les régulateurs de cette méthode contrôlent directement les tensions rotoriques d'où le nom explicite de ce type de commande.
- La méthode indirecte consiste à réguler indirectement les courants rotoriques. La consigne de ce type de régulation est estimée à partir des puissances de référence et le retour sur les comparateurs sera fait à partir des courants rotoriques directs et quadratures mesurés.

Il est à noter que d'autres configurations (Sans prise en compte des hypothèses simplificatrices) telles que la linéarisation autour d'un point de fonctionnement existent mais les performances obtenues ne sont meilleures qu'avec le modèle simplifié [11], [12].

### II.9.3 Le couple électromagnétique

La puissance instantanée absorbée par la machine est obtenue en faisant les sommes produites de chaque f.é.m et son courant.

$$p(t) = (e_{sd}i_{sd} + e_{sq}i_{sq}) + (e_{rd}i_{rd} + e_{rq}i_{rq}) \quad (2.38)$$

En exprimant les f.é.m en fonction des flux (relation 2.38), la relation précédente devient :

$$p(t) = (\phi_{sd}i_{sq} - \phi_{sq}i_{sd})\omega_s + (\phi_{rd}i_{rq} - \phi_{rq}i_{rd})\omega_r \quad (2.39)$$

En développant la relation 3.33 on constate que :

$$\phi_{sd}i_{sq} - \phi_{sq}i_{sd} = -(\phi_{rd}i_{rq} - \phi_{rq}i_{rd}) \quad (2.40)$$

Dans ces conditions, on obtient deux expressions pour le couple électromagnétique :

$$C_{em} = p(\phi_{sd}i_{sq} - \phi_{sq}i_{sd}) \quad \text{et} \quad C_{em} = p(\phi_{rd}i_{rq} - \phi_{rq}i_{rd}) \quad (2.41)$$

En posant :

$$C_{sd} = p\phi_{sd}i_{sq}, \quad C_{sq} = -p\phi_{sq}i_{sd} \quad \text{et} \quad C_{rd} = p\phi_{rd}i_{rq}, \quad C_{rq} = -p\phi_{rq}i_{rd} \quad (2.41)$$

La relation (2.41) devient alors :

- au stator :

$$C_{em} = C_{sd} + C_{sq} \quad (2.42)$$

- au rotor :

$$C_{em} = C_{rd} + C_{rq} \quad (2.43)$$

**Remarque :**

L'expression (2.42) conduit à la commande vectorielle de la machine dite « à flux statorique orienté » tandis que l'expression (2.43) est utilisée pour la commande dite « à flux rotorique orienté ».

**II.9.4 Modélisation de l'onduleur MLI [11],[13],[15]**

**a) Description**

Le schéma de la figure (2.24) donne le principe de l'onduleur de tension à MLI alimentant une MADA :

- l'onduleur est alimenté par une source de tension E supposée parfaite ;
- il est constitué d'interrupteurs statiques (transistors IGBT)  $T_1, T_1', T_2, T_2', T_3$  et  $T_3'$  montés respectivement en tête bêche (antiparallèle) avec les diodes de récupération  $D_1, D_1', D_2, D_2', D_3$  et  $D_3'$ . Ces diodes ont pour rôle de renvoyer les courants négatifs vers la source ;
- le pilotage de l'onduleur se fait par des fonctions logiques. En effet, les tensions appliquées à la machine se déduisent de la tension d'entrée de l'onduleur E et des signaux logiques caractérisant l'état de chaque interrupteur ;
- les interrupteurs sont commandés de manière complémentaire, c'est-à-dire que si  $T_i$  est fermé alors  $T_i'$  est ouvert.

On peut définir la variable logique  $C_i$  associée à l'interrupteur  $T_i$  d'où :

- Si  $C_i(t) = 1$ , alors  $T_i$  est passant et  $T_i'$  est bloqué
- Si  $C_i(t) = 0$ , alors  $T_i$  est bloqué et  $T_i'$  est passant

Avec  $i = a, b, c$

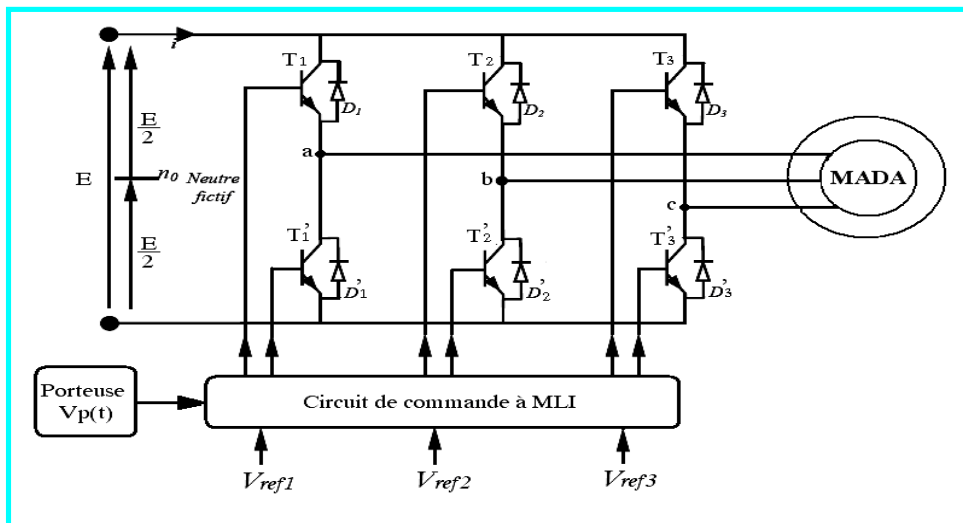


Figure 2.24: Schéma de principe de l'onduleur à MLI

**b) Equations de tensions**

Les interrupteurs fermés imposent des tensions entre les bornes de sortie a,b,c et le point  $n_0$  (neutre fictif) de la source de tension continue :

$$V_{an_0} = \frac{E}{2} \quad \text{Quand } T_1 \text{ est fermé (donc } T_1' \text{ ouvert)}$$

$$V_{an_0} = -\frac{E}{2} \quad \text{Quand } T_1' \text{ est fermé (donc } T_1 \text{ ouvert)}$$

$$V_{bn_0} = \frac{E}{2} \quad \text{Quand } T_2 \text{ est fermé (donc } T_2' \text{ ouvert)}$$

$$V_{bn_0} = -\frac{E}{2} \quad \text{Quand } T_2' \text{ est fermé (donc } T_2 \text{ ouvert)}$$

$$V_{cn_0} = \frac{E}{2} \quad \text{Quand } T_3 \text{ est fermé (donc } T_3' \text{ ouvert)}$$

$$V_{cn_0} = -\frac{E}{2} \quad \text{Quand } T_3' \text{ est fermé (donc } T_3 \text{ ouvert)}$$

Avec :

$$V_{an_0} = \frac{E}{2} C_a$$

$$V_{bn_0} = \frac{E}{2} C_b$$

$$V_{cn_0} = \frac{E}{2} C_c$$

(2.44)



Les tensions composées aiguillées par l'onduleur sont :

$$\begin{aligned} V_{ab} &= V_{an_0} - V_{bn_0} = \frac{E}{2}(C_a - C_b) \\ V_{bc} &= V_{bn_0} - V_{cn_0} = \frac{E}{2}(C_b - C_c) \\ V_{ca} &= V_{cn_0} - V_{an_0} = \frac{E}{2}(C_c - C_a) \end{aligned} \quad (2.45)$$

Les tensions aux bornes du rotor s'écrivent :

$$\begin{aligned} V_a &= \frac{1}{3}(2V_{an_0} - V_{bn_0} - V_{cn_0}) \\ V_b &= \frac{1}{3}(2V_{bn_0} - V_{an_0} - V_{cn_0}) \\ V_c &= \frac{1}{3}(2V_{cn_0} - V_{an_0} - V_{bn_0}) \end{aligned} \quad (2.46)$$

Car le système est équilibré ( $V_{an_0} + V_{bn_0} + V_{cn_0} = 0$ )

On écrit alors les tensions  $V_a, V_b, V_c$  sous forme matricielle de la manière suivante :

$$[V] = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{E}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

### c) Commande de l'onduleur

L'onduleur est commandé par la technique basée sur le MLI (Modulateur de Largeur d'Impulsion) qui consiste à comparer des signaux (voir figure 2.25) :

- l'un triangulaire appelé porteuse, et
- l'autre sinusoïdal nommé référence.

A leurs intersections, des ordres d'allumage ou d'extinction sont envoyés aux interrupteurs correspondants.

L'équation des deux droites donnant la porteuse est définie par :

$$\begin{aligned} X_1(t) &= -V_p + 2 \frac{V_p(t)}{T_p} \\ X_2(t) &= -V_p - 2 \frac{V_p(t)}{T_p} \end{aligned} \quad (2.48)$$

Avec :

- $V_p$  l'amplitude de la porteuse ;

- $T_p$  la période de la porteuse, sachant que sa fréquence est  $f_p = \frac{1}{T_p}$

La référence est un signal sinusoïdal d'amplitude  $V_s$  et de fréquence  $f$  :

$$V_{ref}(t) = V_s \sin(2\pi ft) \quad (2.49)$$

Sachant que sa pulsation est  $\omega = 2\pi f$

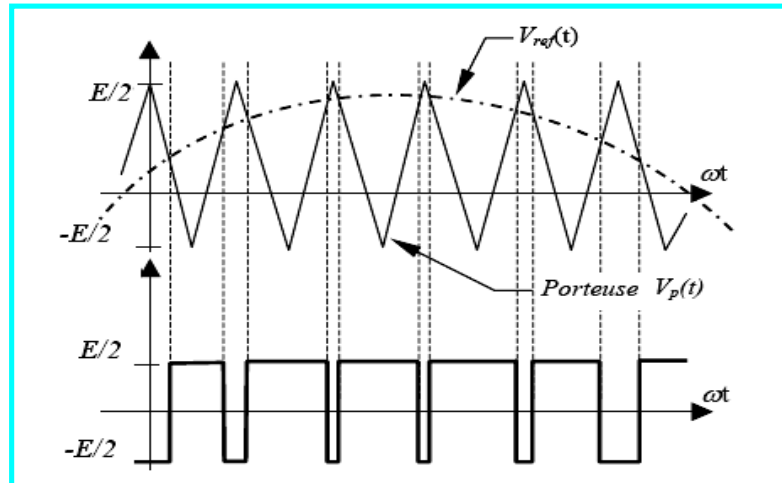


Figure 2.25: MLI sinus triangle

## II.9.5 Modélisation du filtre [2],[19]

### a) Description

Le filtre que nous étudions est donné par la figure (2.26). Il doit être inséré entre le convertisseur MLI<sub>1</sub> et le convertisseur MLI<sub>2</sub> (voir la structure de scherbius 'figure 2.11').

Il est constitué de :

- d'une inductance  $L_f$  en parallèle avec
- une capacité  $C_f$ .

Le filtre constitue un quadripôle ayant pour grandeurs d'entrée (délivrées par le redresseur MLI<sub>1</sub>):

- la tension  $U_d$  sensiblement constante;
- le courant  $i$  légèrement ondulé.

Et pour grandeurs de sortie (alimentant l'onduleur MLI<sub>2</sub>):

- la tension  $U$  ;
- le courant  $i_e$ .

**Remarque :**

La capacité  $C_f$  a pour rôle de supprimer les brusques variations de la tension filtrée  $U_f$  à l'entrée de  $MLL_2$  durant les intervalles de commutation, et absorbe le courant négatif restitué (pendant sa phase de charge) à travers les diodes de récupération. Il fournit aussi de l'énergie réactive à la MADA.

L'inductance  $L_f$  permet de rendre sensiblement constant le courant  $i$ , alors que le courant  $i_e$  absorbé par l'onduleur est fortement ondulé.

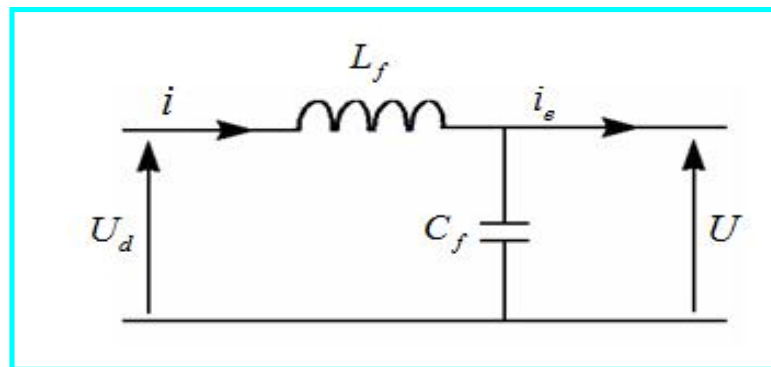


Figure 2.26: Filtre LC

**b) Mise en équations**

Les équations du filtre sont :

$$\frac{di}{dt} = \frac{(U_d - U)}{L_f} \quad (2.50)$$

$$\frac{dU}{dt} = \frac{(i - i_e)}{C_f} \quad (2.51)$$

**Remarque :**

Afin de faciliter le filtrage des harmoniques d'ordre élevées provoquées par le fonctionnement de l'onduleur, on a choisi le filtre passe-bas dont la fréquence de résonance  $f_r$  est loin de la fréquence d'utilisation, afin d'éviter l'interaction entre les fréquences.

La relation qui permet de déterminer les paramètres du filtre est :

$$L_f C_f \omega \gg 1 \quad \text{Cela implique que } C_f \omega = \frac{1}{L_f} \quad (2.52)$$

## **II.11 Conclusion**

Nous avons présenté les différentes structures d'alimentation basées sur l'utilisation d'une MADA, dont les caractéristiques sont résumées dans le tableau 2.1.

Parmi les configurations présentées, la configuration utilisant deux convertisseurs MLI dite « structure de Scherbius » est la solution la plus intéressante dans la mesure où elle offre un contrôle de quatre grandeurs à savoir le flux et la vitesse de la génératrice, et les puissances transitées au réseau (transit bidirectionnel).

L'usage de cette structure dans le domaine des éoliennes conduit à l'élaboration de modèles mathématiques de ses différentes composantes dans le but d'élaborer une étude de simulation. Ces modèles aboutissent à des équations satisfaisantes.

Il faut cependant garder à l'esprit qu'un modèle n'est qu'une image imparfaite de la réalité et ce pour ne point être conduit à des interprétations abusives, car tout modèle a ses limites.

Pour extraire la puissance maximale du vent disponible, on utilise un algorithme de commande qui fait appel au domaine de l'asservissement. Le chapitre suivant est consacré à la conception de dispositif de commande pour l'extraction de la puissance maximale du vent (MPPT) et au contrôle des puissances actives et réactive statoriques.

# **Chapitre III :**

## **Commande de la chaîne de conversion éolienne**

### III.1 Introduction

L'équation (2.2) (voir chapitre II) quantifie la puissance capturée par la turbine éolienne. Cette puissance peut être essentiellement maximisée en ajustant le coefficient  $C_p$ . Ce coefficient étant dépendant de la vitesse de la génératrice (ou encore du ratio de vitesse  $\lambda$ ), l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de maximiser cette puissance. Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice.

Dans cette partie, nous présentons différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique (voir figure 2.18, chapitre II) de manière à maximiser la puissance électrique générée. Ce principe est connu sous la terminologie Maximum Power Point Tracking (M.P.P.T) et correspond à la zone 2 de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne [2].

Dans la structure de « Scherbius avec onduleurs MLI » retenue pour notre étude (voir figure 2.11), de part l'existence du bus continu intermédiaire, le dispositif de commande peut se décomposer en deux parties :

- Pour avoir un fonctionnement à vitesse de rotation donnée correspondant à une vitesse de vent, il faut que la machine impose un couple résistant permettant ce fonctionnement. Etant donné que la puissance est le produit de la vitesse et du couple il suffit d'avoir une référence de puissance qu'il faut suivre pour fonctionner à vitesse optimale. Ainsi une commande vectorielle de la MADA sera réalisée.
- le convertisseur MLI2 permet de contrôler la tension du bus continu et les puissances actives et réactives échangées avec le réseau. Il sert aussi à établir les courants à la fréquence du réseau.

Dans la partie qui va suivre, nous étudions dans un premier temps l'algorithme du MPPT pour l'extraction de la puissance maximale, et dans un second temps la commande vectorielle de la MADA pour le contrôle des puissances actives et réactives statoriques en imposant des références aux onduleurs de tension alimentant le rotor.

Une simulation des différentes combinaisons liant les modes de contrôle et les régulateurs étudiés sera effectuée. Ainsi il sera aisé de les comparer en termes de poursuite de trajectoire, de sensibilité aux perturbations et de robustesse.

## III.2 Elaboration de l'algorithme de MPPT [14], [16]

Pour maximiser la puissance électrique générée, on utilise la structure de commande par asservissement de la vitesse mécanique.

### III.2.1 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

#### III.2.1.1 Principe générale

Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Le G.I.C de la figure (2.16) (chapitre II) montre clairement que les fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance.

Pour cette étude, on suppose que la machine électrique et son variateur sont idéaux et donc, que quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence.

$$C_{em} = C_{em-ref} \quad (3.1)$$

Les techniques d'extraction du maximum de puissance consistent à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Plusieurs dispositifs de commande peuvent être imaginés.

Comme expliqué dans la partie II.6.1.4 (chapitre II), la vitesse est influencée par l'application de trois couples: un couple éolien, un couple électromagnétique et un couple résistant. En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples: le couple issu du multiplicateur  $C_g$  et le couple électromagnétique  $C_{em}$ .

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J} (C_g - f \cdot \Omega_{mec} - C_{em}) \quad (R'_4) \quad (3.2)$$

Le G.I.C du modèle de la turbine se simplifie et une première structure de commande est obtenue en inversant la relation causale propre à l'inertie (figure 3.1).

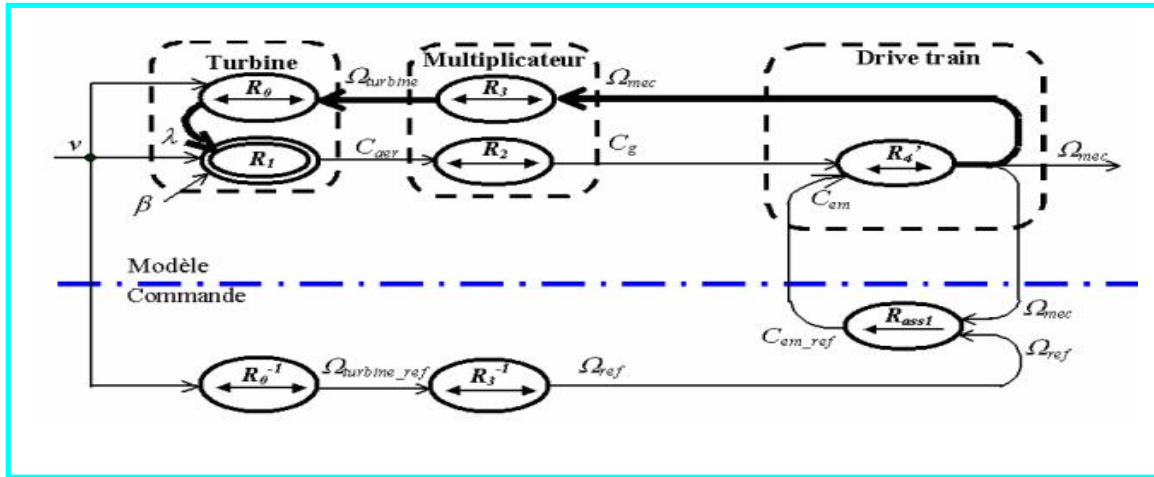


Figure 3.1: G.I.C du modèle de la turbine et de son dispositif de contrôle de la vitesse en boucle fermée

Cette structure de commande consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence. Pour réaliser ceci, les règles d'inversion du G.I.C obligent l'utilisation d'un asservissement de la vitesse.

La relation ( $R_4'$ ) est causale, le couple électromagnétique de référence  $C_{em-ref}$  permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence  $\Omega_{ref}$  est obtenu par une relation inverse indirecte:

$$C_{em-ref} = C_{ass} \cdot (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (R_{ass1}) \quad (3.3)$$

Où:

- $C_{ass}$  est le régulateur de vitesse;
- $\Omega_{ref}$  est la vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer ( $\Omega_{turbine-ref}$ ) pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc:

$$\Omega_{ref} = G \cdot \Omega_{turbine-ref} \quad (R_3^{-1}) \quad (3.4)$$

La référence de la vitesse de la turbine correspond à celle correspondant à la valeur optimale du ratio de vitesse  $\lambda \cdot C_{pmax}$  (à  $\beta$  constant et égal à  $2^0$ ) permettant d'obtenir la valeur maximale du  $C_p$  (figure 3.2).

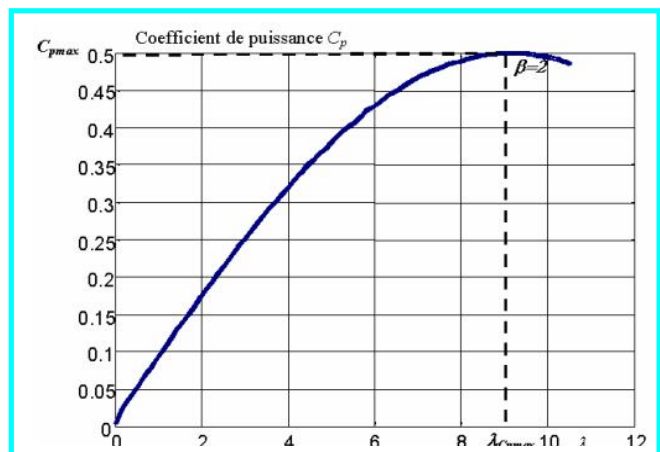


Figure 3.2: Fonctionnement optimal de la turbine



Elle est obtenue à partir de l'inversion de l'équation  $R_0$  :

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{\lambda \cdot C_{p\max} \cdot v}{R} \quad (R_0^{-1}) \quad (3.5)$$

### III.2.1.2 Conception du correcteur de vitesse

L'action du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches:

- il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence;
- il doit actionner l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

La représentation simplifiée sous forme de schéma fonctionnel (schéma bloc) se déduit facilement du G.I.C (figure 4.4).

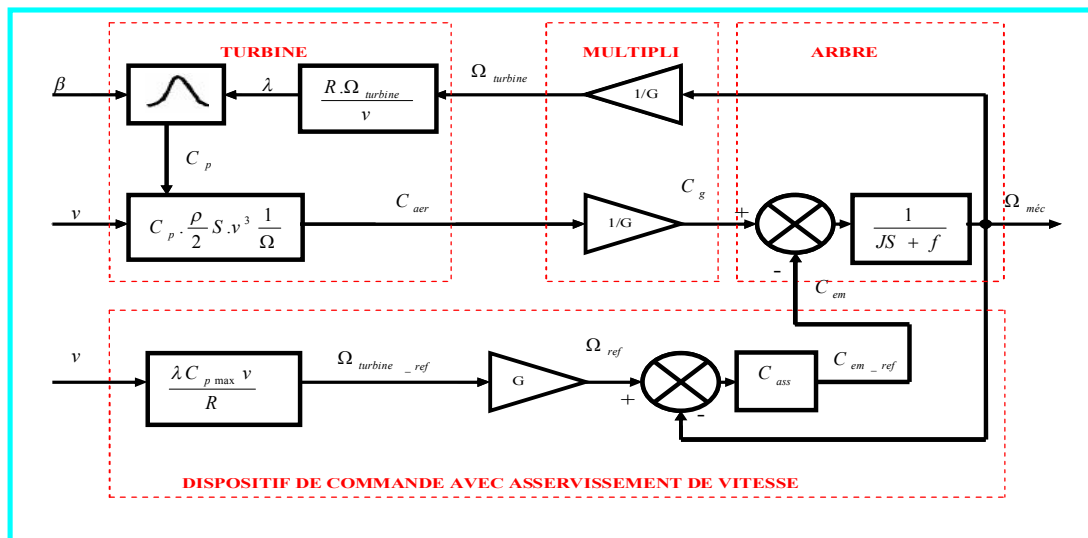


Figure 3.3: Schéma fonctionnel de maximisation de la puissance extraite avec asservissement de vitesse

Où  $C_{ass}$  représente le type de correcteur à intégrer pour asservir de la vitesse.

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Dans la partie qui va suivre, nous détaillons deux types de régulateur:

- le correcteur proportionnel intégral (PI);
- le correcteur intégral proportionnel (IP).

### III.2.1.3 Le régulateur PI [17],[18]

#### III.2.1.3.1 Définition

Le régulateur PI résulte de la combinaison harmonieuse de deux actions:

- une action proportionnelle qui sert à régler la rapidité de la dynamique du système ;

- une action intégrale qui permet d'éliminer l'écart entre la grandeur de consigne et celle que l'on désire asservir.

Sa fonction de transfert est:

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{S} \tag{3.6}$$

### III.2.1.3.2 Synthèse du régulateur PI

En introduisant le régulateur PI à la place de  $C_{ass}$ , on obtient le schéma bloc de maximisation de la puissance extraite avec asservissement de vitesse par un régulateur PI (figure 3.4).

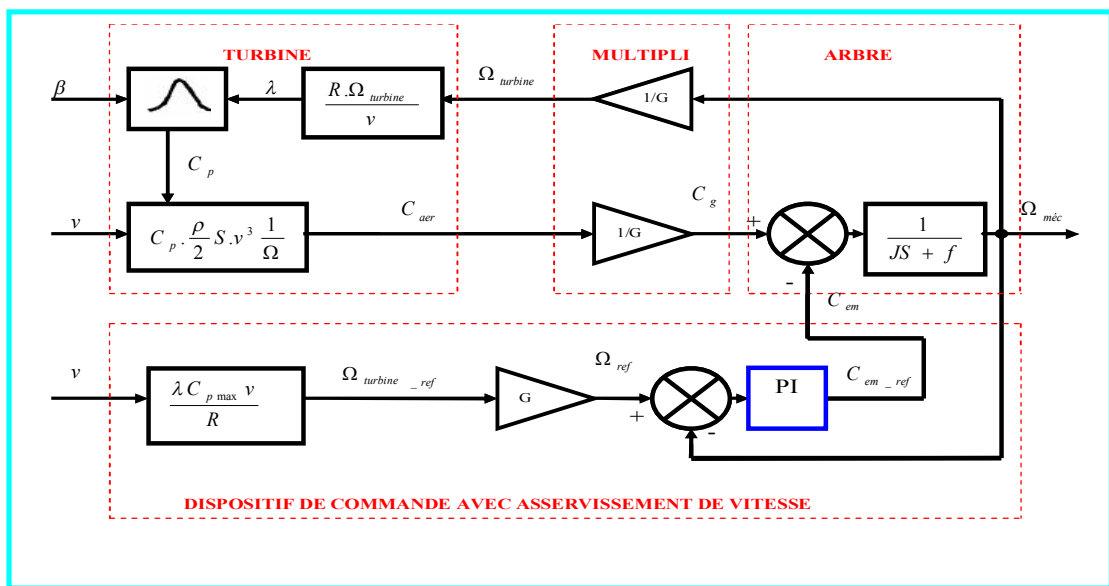


Figure 3.4: Schéma fonctionnel de maximisation de la puissance extraite avec asservissement de vitesse par le régulateur PI

D'après ce schéma fonctionnel obtenu, on a:

$$C_{em\_ref} = \left( K_p + \frac{K_i}{S} \right) (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \tag{3.7}$$

Alors que la relation 3.7 nous donne :  $C_{em} = C_{em-ref}$

De ces deux relations (3.6 et 3.7), on déduit le schéma bloc équivalent suivant :

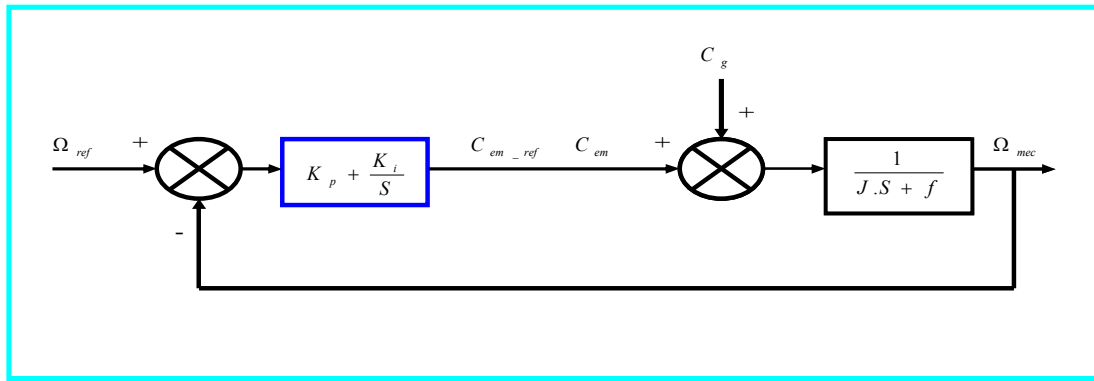


Figure 3.5: Schéma fonctionnel équivalent

On voit bien qu'on a un système à deux entrées ( $\Omega_{ref}$  et  $C_g$ ) et une seule sortie  $\Omega_{mec}$ . A partir de ce schéma équivalent, on établit un schéma fonctionnel simplifié avec une seule entrée ( $\Omega_{ref}$ ) et une seule sortie  $\Omega_{mec}$ . Cela revient à éliminer l'entrée  $C_g$ .

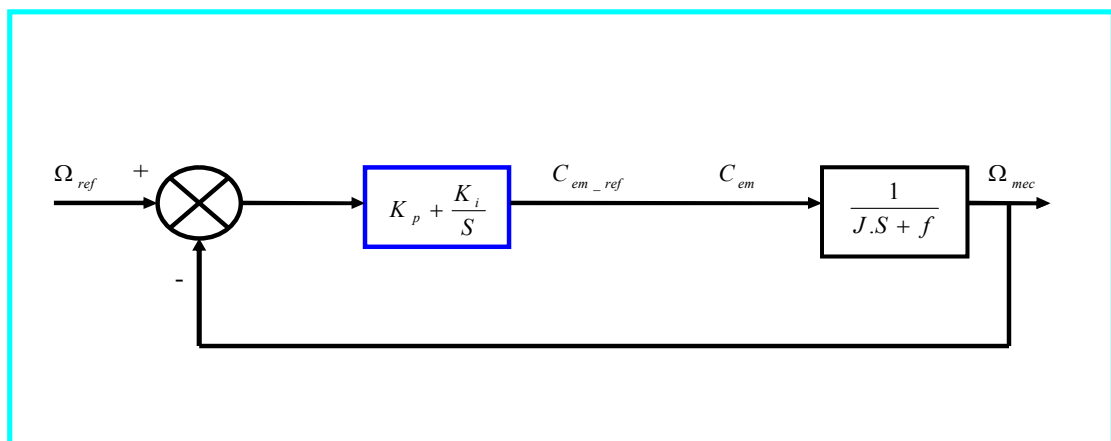


Figure 3.6: Schéma fonctionnel simplifié

En appliquant les règles de l'algèbre des schémas fonctionnels (association des éléments en cascade, et élimination d'une bande de retour), on détermine la fonction de transfert en boucle fermée du système comme suit :

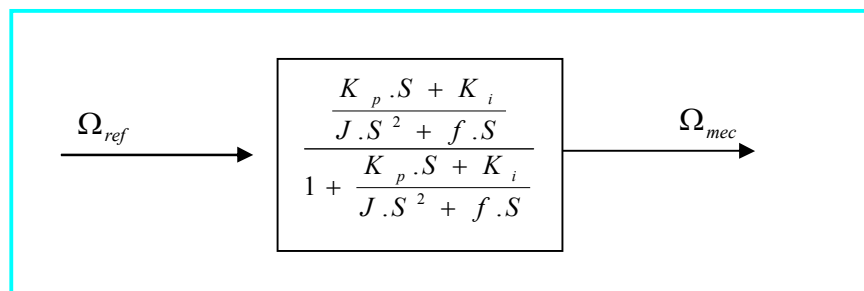


Figure 3.7: Système donnant la fonction de transfert

Ainsi, la fonction de transfert obtenue est :

$$\frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{ref}} = \frac{\frac{K_p \cdot S + K_i}{J \cdot S^2 + f \cdot S}}{1 + \frac{K_p \cdot S + K_i}{J \cdot S^2 + f \cdot S}} = \frac{K_p \cdot S + K_i}{J \cdot S^2 + (K_p + f) \cdot S + K_i} = \frac{\frac{K_p \cdot S + K_i}{J}}{S^2 + \frac{K_p + f}{J} \cdot S + \frac{K_i}{J}} \quad (3.8)$$

L'équation caractéristique du système en boucle fermée est donc :

$$dc(S) = S^2 + \frac{K_p + f}{J} \cdot S + \frac{K_i}{J} \quad (3.9)$$

Par analogie avec l'équation caractéristique du second ordre :

$$dc(S) = S^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_n \cdot S + \omega_n^2 \quad (3.10)$$

On trouve que :

$$\frac{K_p + f}{J} = 2 \cdot \xi \cdot \omega_n \quad (3.11)$$

$$\frac{K_i}{J} = \omega_n^2$$

Donc :

$$K_p = 2 \cdot \xi \cdot \omega_n \cdot J - f \quad (3.12)$$

$$K_i = \omega_n^2 \cdot J$$

Avec :

$\xi$  : le coefficient (taux) d'amortissement

$\omega_n$  : la pulsation naturelle

Notons que :

Le dépassement de la réponse indicielle d'un système de deuxième ordre est une grandeur flexible liée au taux d'amortissement ( $\xi$ ) par la relation suivante :

$$D\% = 100 \cdot \exp\left(-\frac{\pi \cdot \xi}{\sqrt{1 - \xi^2}}\right) \quad (3.13)$$

Pour obtenir un système performant, on a intérêt à réduire au maximum possible le dépassement. La relation exponentielle 3.13 nous montre que le taux d'amortissement  $\xi$  doit être compris entre 0 et 1 ; ainsi plus la valeur de  $\xi$  augmente, plus le dépassement s'amortit (diminue) : on a donc intérêt à avoir une valeur de  $\xi$  allant vers 1.

La réponse indicielle d'un système de deuxième ordre, pour différentes valeurs de  $\xi$  montrera que la valeur optimale de  $\xi$  qui donne un meilleur amortissement du dépassement  $D$  est 0.707. On retient donc cette valeur pour la détermination des paramètres du régulateur ( $K_p$  et  $K_i$ ).

### III.2.1.3.3 Résultats de simulation

a) Afin d'observer la performance du régulateur PI face au comportement transitoire du système de conversion éolienne, nous considérons un échelon de vitesse de 250 rad/s, ensuite on applique une perturbation à l'instant  $t = 5$ s.

Les résultats obtenus par simulation sous l'environnement de **MATLAB** sont les suivants :

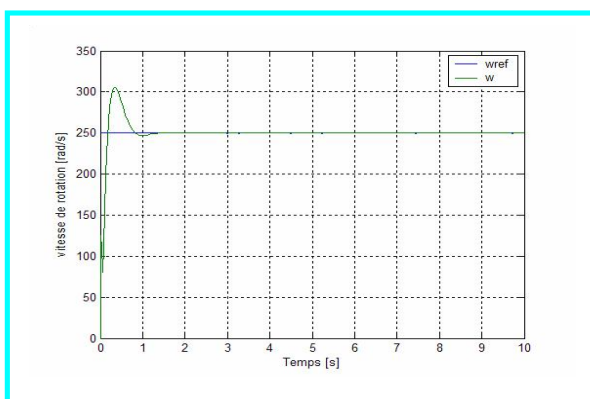


Figure 3.8 : Réponse de la vitesse sans apparition de la perturbation

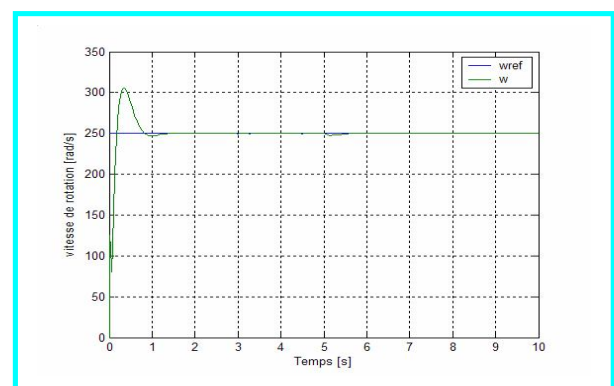


Figure 3.9 : Réponse de la vitesse avec apparition de la perturbation à  $t = 5$ s

b) la technique du MPPT impose que la vitesse de rotation de la génératrice doit suivre à chaque instant la variation de la vitesse du vent : on parle alors de *l'asservissement de vitesse*. Pour montrer cela, on considère que le vent à profil moyen autour de 11 m/s.

Les résultats obtenus sous l'environnement de **MATLAB/Simulink** sont donnés par les figures suivantes :

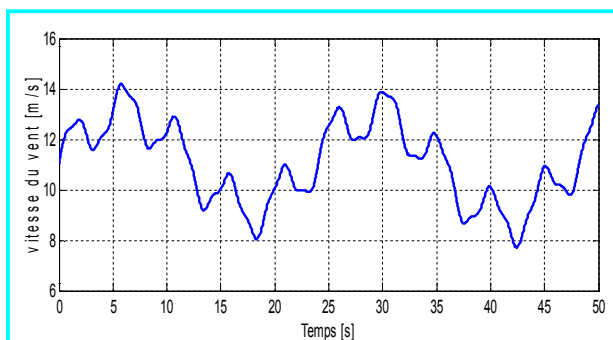


Figure 3.10 : Profil moyen du vent appliqué

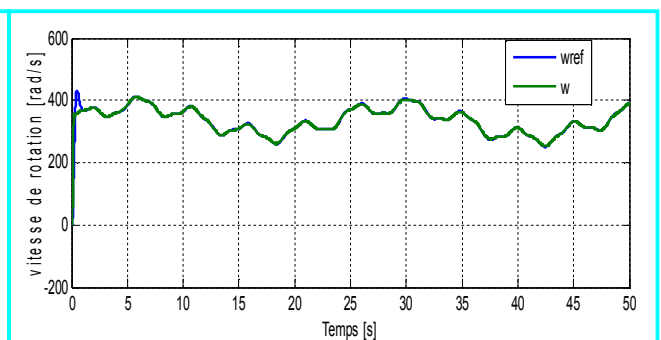


Figure 3.11 : Vitesse mécanique de rotation de la génératrice

### **III.2.1.4 Interprétation**

a) L'allure de la vitesse angulaire de la génératrice nous montre que la réponse est rapide au démarrage, mais présente un grand dépassement. A partir de l'instant  $t = 5s$ , on voit bien que le régime transitoire est peu prononcé, cela implique que le régulateur PI agit vite face aux perturbations.

L'apparition du grand dépassement au démarrage est due à la présence de zéro au numérateur de la fonction de transfert (voir la relation 3.8). Le zéro augmente la rapidité du système mais augmente l'erreur statique. Pour rendre le système plus performant, on a intérêt à réduire au maximum possible ce dépassement ; cela revient à supprimer le zéro au numérateur de la fonction de transfert. C'est dans cette optique, que nous abordons l'étude du régulateur IP dans la partie qui suit.

b) Les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande montrent que les variations de vitesse de la génératrice sont adaptées à la variation de la vitesse du vent. Cependant, lorsque le vent change de profil moyen autour de 11m/s, la réponse de la vitesse présente un dépassement peu prononcé mais nuisible pour la durée de vie de la génératrice. Pour réduire ce dépassement, nous faisons la synthèse du régulateur IP dans la partie qui suit.

### **III.2.1.4 Le régulateur IP [17],[18]**

#### **III.2.1.4.1 Définition**

Cette méthode consiste à réaliser la fonction intégrale du régulateur avant la fonction proportionnelle.

#### **III.2.1.4.2 Synthèse du régulateur IP**

Le schéma fonctionnel de maximisation de la puissance extraite avec asservissement de vitesse par le régulateur IP est donné par la figure suivante :

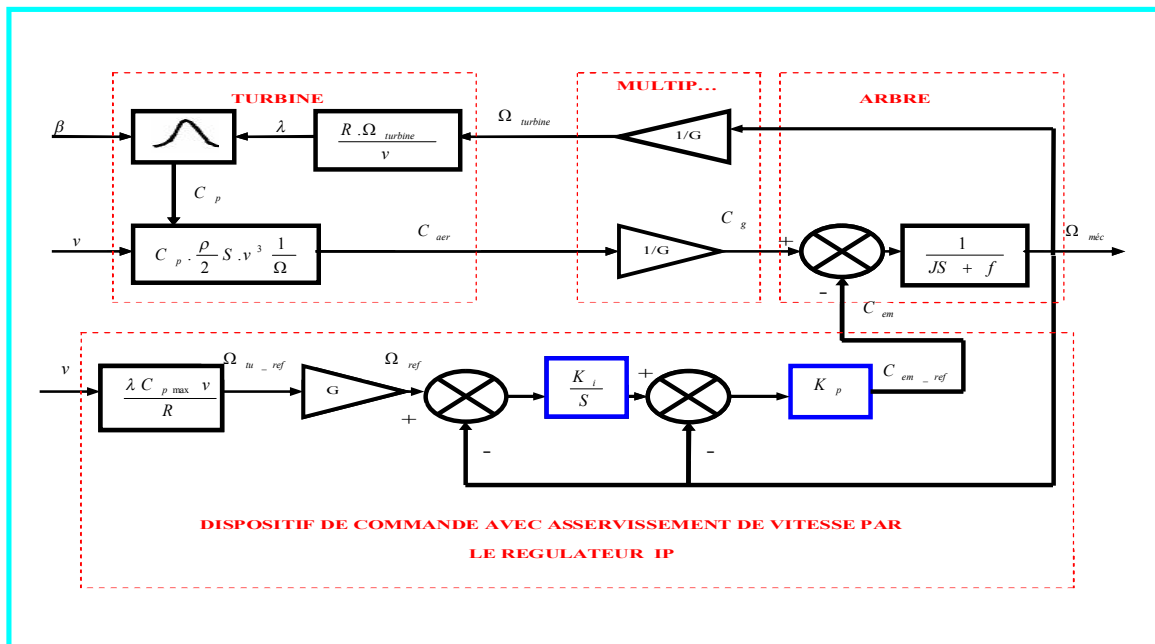


Figure 3.12: Schéma fonctionnel de maximisation de la puissance extraite avec asservissement de vitesse par le régulateur IP

On déduit alors de ce schéma fonctionnel, un schéma bloc équivalent donné par la figure 3.13

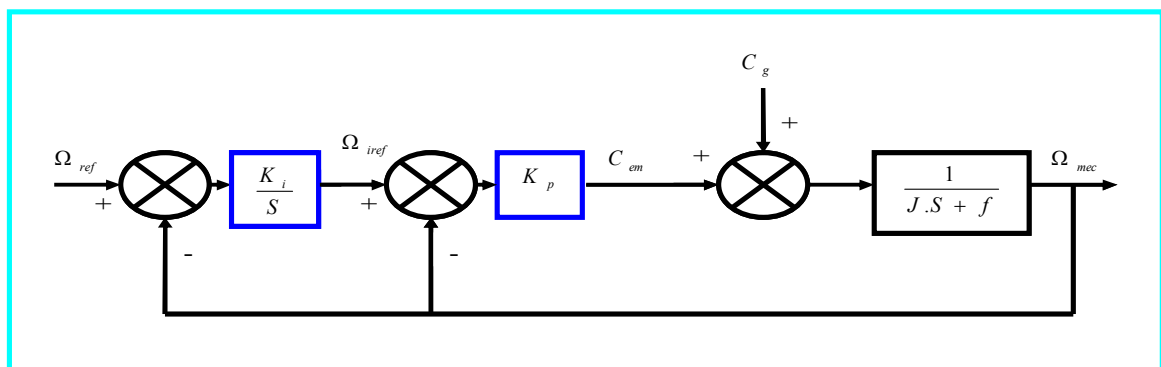


Figure 3.13: Schéma fonctionnel équivalent

A partir de ce schéma équivalent à deux entrées ( $\Omega_{ref}$  et  $C_g$ ), on déduit le schéma fonctionnel simplifié à une seule entrée ( $\Omega_{ref}$ ) donné par la figure 3.14 :

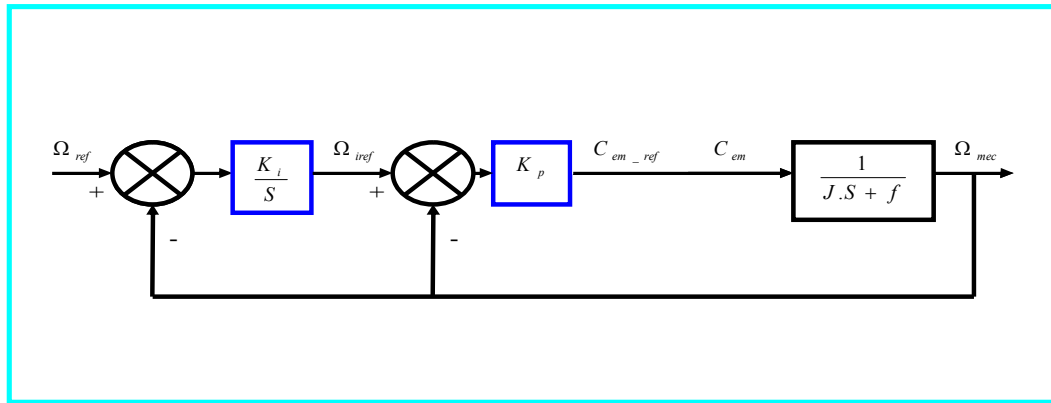


Figure 3.14: Schéma fonctionnel simplifié

Les règles de l’algèbre des schémas fonctionnels nous permettent d’aboutir au système de la figure suivante qui donne la fonction de transfert.

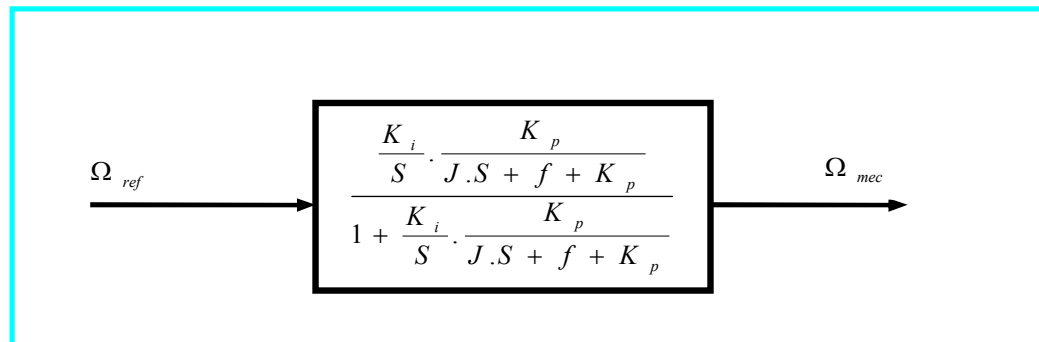


Figure 3.15: Système équivalent donnant la fonction de transfert

De ce fait, la fonction de transfert s’écrit sous la forme suivante :

$$\frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{ref}} = \frac{\frac{K_i}{S} \cdot \frac{K_p}{J.S + f + K_p}}{1 + \frac{K_i}{S} \cdot \frac{K_p}{J.S + f + K_p}} \quad (3.14)$$

De l’équation 4.13, on obtient :

$$\frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{ref}} = \frac{K_i K_p}{J.S^2 + (f + K_p).S + K_i K_p} \quad (3.15)$$

En divisant le numérateur et le dénominateur de cette fraction par  $J$ , on aboutit à :

$$\frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{ref}} = \frac{\frac{K_i K_p}{J}}{S^2 + \frac{f + K_p}{J}.S + \frac{K_i K_p}{J}} \quad (3.16)$$



Où le dénominateur est appelé équation caractéristique du système en boucle fermée :

$$dc(S) = S^2 + \frac{f + K_p}{J} \cdot S + \frac{K_i K_p}{J} \quad (3.17)$$

Par comparaison avec l'équation caractéristique des systèmes fondamentaux de deuxième ordre (relation 3.17), on peut en déduire que :

$$\begin{aligned} \frac{f + K_p}{J} &= 2\xi\omega_n \\ \frac{K_i K_p}{J} &= \omega_n^2 \end{aligned} \quad (3.18)$$

De là, on obtient :

$$\begin{aligned} K_p &= 2\xi\omega_n J - f \\ K_i &= \frac{J\omega_n^2}{K_p} \end{aligned} \quad (3.19)$$

### III.2.1.4.3 Résultats de simulation

a) toujours dans le but d'observer la performance du régulateur IP face au comportement transitoire du système de conversion éolienne. On retient les mêmes valeurs de l'échelon de vitesse (250 rad/s) et de l'instant  $t$  de l'apparition de perturbation (5s).

Pour observer l'effet du régulateur IP sur le dépassement que présente la réponse de la vitesse, on fait une étude comparative entre les deux régulateurs (PI et IP).

Les figures suivantes illustrent les résultats obtenus sous l'environnement de **MATLAB/Simulink** :

b) Toujours dans l'optique d'observer l'asservissement de vitesse, on considère le même profil de vent moyen (autour de 11 m/s). La simulation faite sous l'environnement **MATLAB/Simulink** nous donne les résultats suivants :

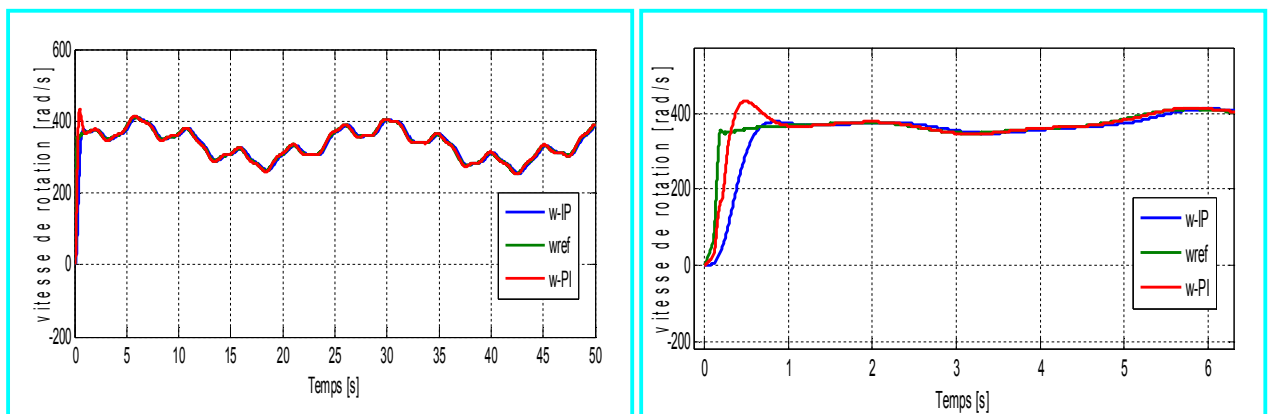


Figure 3.16: Réponse de la vitesse sans apparition de perturbation

### III.2.1.4.3.3 Interprétation

a) Nous remarquons que la réponse de la vitesse donnée par le régulateur IP est moins rapide au démarrage que celle donnée par le régulateur PI, mais présente un petit dépassement. On est donc parvenu à réduire au maximum le dépassement avec le régulateur IP grâce à la suppression du zéro au numérateur.

b) Les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande montrent que les variations de vitesse de la génératrice sont adaptées à la variation de la vitesse du vent. Nous remarquons aussi bien que :

- au démarrage, la réponse de la vitesse avec le régulateur IP (en vert) présente un dépassement très peu prononcé par rapport à celle donnée par le régulateur PI (en bleu).
- lorsque le profil moyen du vent passe autour de 12.5 m/s à  $t = 2s$ , le régulateur IP donne une réponse de vitesse de rotation avec un dépassement presque nul ; alors que la réponse de vitesse donnée par le régulateur PI présente un dépassement non négligeable.

## III.3 Contrôle des puissances (active et réactive) échangées avec le réseau [16],[17],[20]

Pour pouvoir contrôler facilement la production d'électricité de l'éolienne, il est nécessaire d'établir un contrôle des puissances actives et réactives échangées avec le réseau. Dans la structure de Scherbius avec convertisseurs, ce contrôle s'effectue à travers le deuxième onduleur MLI connecté au réseau via un transformateur.

L'avantage de la commande MLI ne s'arrête pas au contrôle de la puissance active, mais la puissance réactive également, permettant à ce type de convertisseur de corriger le facteur de puissance du réseau. Ainsi, la commande MLI nous permet d'avoir une bonne qualité de signal (formes sinusoïdales), ramenant le contenu harmonique vers des fréquences élevées et par la suite, la facilité de filtrage.

Dans cette partie, nous réalisons un contrôle indépendant des puissances actives et réactives échangées avec le réseau, en établissant les équations qui lient les valeurs des tensions rotoriques, générées par un onduleur, aux puissances actives et réactives statoriques.

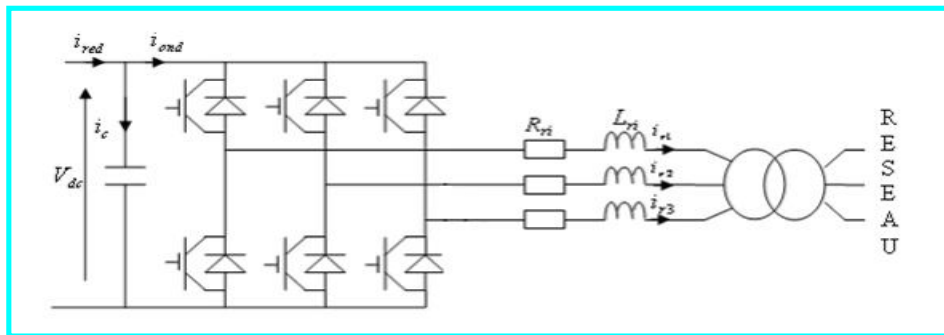


Figure 3.17 : Schéma de liaison au réseau à travers l'onduleur  
MLI2 via un transformateur

### III.3.1. Les différents commandes du MADA

Pour bien étudier les performances de la machine asynchrone à double alimentation avec les différents régulateurs **PI**, **IP** et **RST**, on prend en compte les différentes commandes telles que:

- La commande directe.
- la commande indirecte avec boucle de puissance.
- la commande indirecte sans boucle de puissance.

La première méthode consiste à négliger les termes de couplage et à mettre en place un régulateur indépendant sur chaque axe pour contrôler indépendamment les puissances actives et réactives. Cette méthode est appelée **méthode directe**, car les régulateurs de puissances contrôlent directement les tensions rotoriques de la machine.

La deuxième méthode consiste à tenir compte des termes de couplage et à les compenser en effectuant un système comportant deux boucles permettant de contrôler les puissances et les courants rotoriques. Cette méthode, appelée **méthode indirecte avec boucle de puissance**.

La troisième méthode consiste à tenir compte des termes de couplage et à les compenser en effectuant un système comportant une seule boucle permettant de contrôler les puissances indirectement en contrôlant leurs images (les courants rotoriques). Cette méthode, appelée **méthode indirecte sans boucle de puissance**.

#### III.3.1.1 Commande directe

En prenant en compte les hypothèses simplificatrices précédemment retenues, la commande directe sera réalisée par la mise en place d'une boucle de régulation sur chaque axe (Figure 3.18).

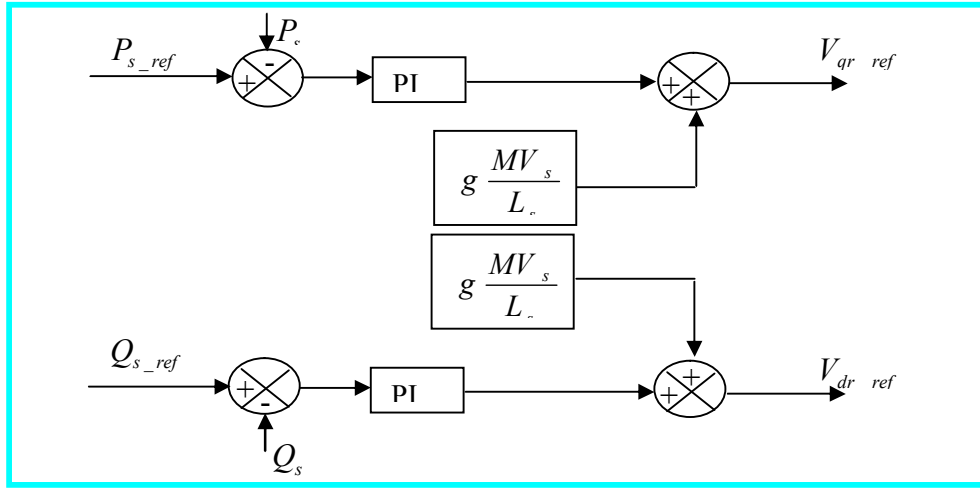


Figure 3.18 : Commande directe en puissance.

### III.3.1.2 Commande indirecte

Elle se base sur les équations régissant le fonctionnement de la machine défini au paragraphe précédent ; tout en gardant les mêmes hypothèses.

En combinant les différentes équations des flux, des tensions rotoriques, des courants et des puissances, nous pouvons exprimer les tensions en fonction des puissances.

On part donc de la puissance statorique en fonction des courants rotoriques et des expressions des tensions rotoriques en fonction des courants rotoriques et on trouve :

$$\begin{aligned}
 v_{rd} &= g\omega_s \left( \frac{L_r - \frac{M^2}{L_s}}{M \cdot v_s} \right) \cdot P - \left[ \frac{R_r + \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{M \cdot v_s} \right] \cdot p \cdot Q + \left[ \frac{R_r \cdot v_s}{M \cdot \omega_s} + \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot \frac{v_s}{M \cdot \omega_s} \right] \cdot P \\
 v_{rq} &= - \left[ \frac{R_r + \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{M \cdot v_s} \right] \cdot p \cdot P - g\omega_s \cdot \left( \frac{L_r - \frac{M^2}{L_s}}{M \cdot v_s} \right) \cdot Q + g\omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \cdot \frac{v_s}{M \cdot \omega_s}
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

### III.3.1.3 Commande sans boucle de puissance

Dans le souci de garantir une bonne stabilité du réseau, nous introduisons une boucle de régulation des courants rotoriques dont les consignes sont directement déduites des valeurs des puissances que l'on veut imposer à la machine. On établit alors le système de régulation donné par la figure suivante.

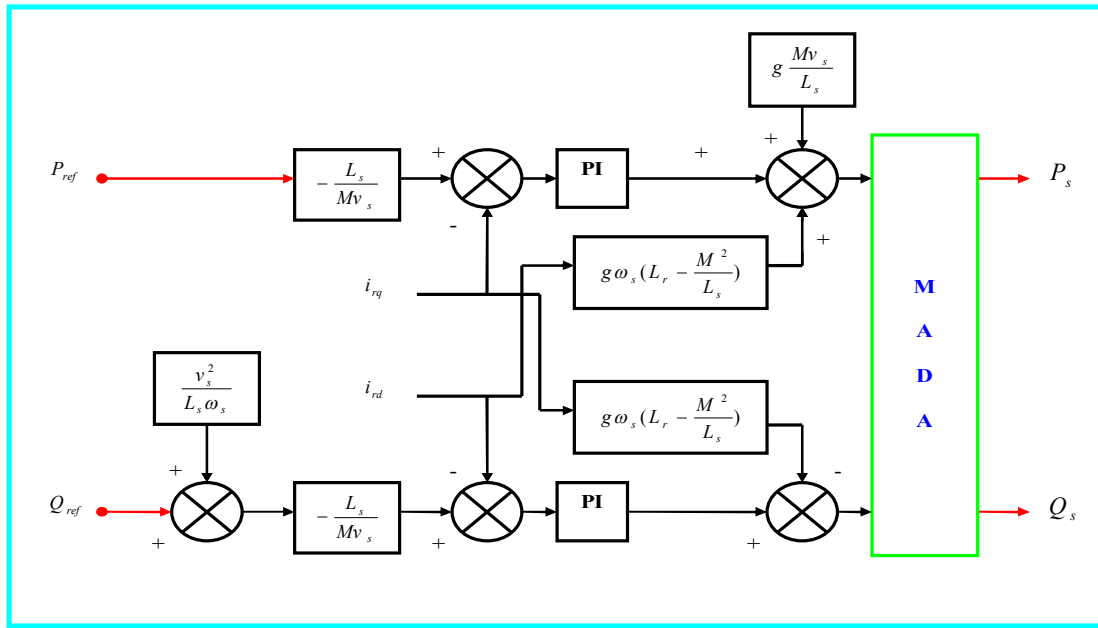


Figure 3.19 : Schéma bloc de la commande indirecte sans boucle de puissance

### III.3.1.4 Commande avec boucle de puissance

Dans le but d'améliorer la commande précédente, nous allons introduire une boucle de régulation supplémentaire au niveau des puissances afin d'éliminer l'erreur statique tout en préservant la dynamique du système. Nous aboutissons au schéma bloc présenté par la figure suivante, sur lequel on distingue bien les deux boucles de régulation pour chaque axe, l'une contrôlant le courant et l'autre la puissance.

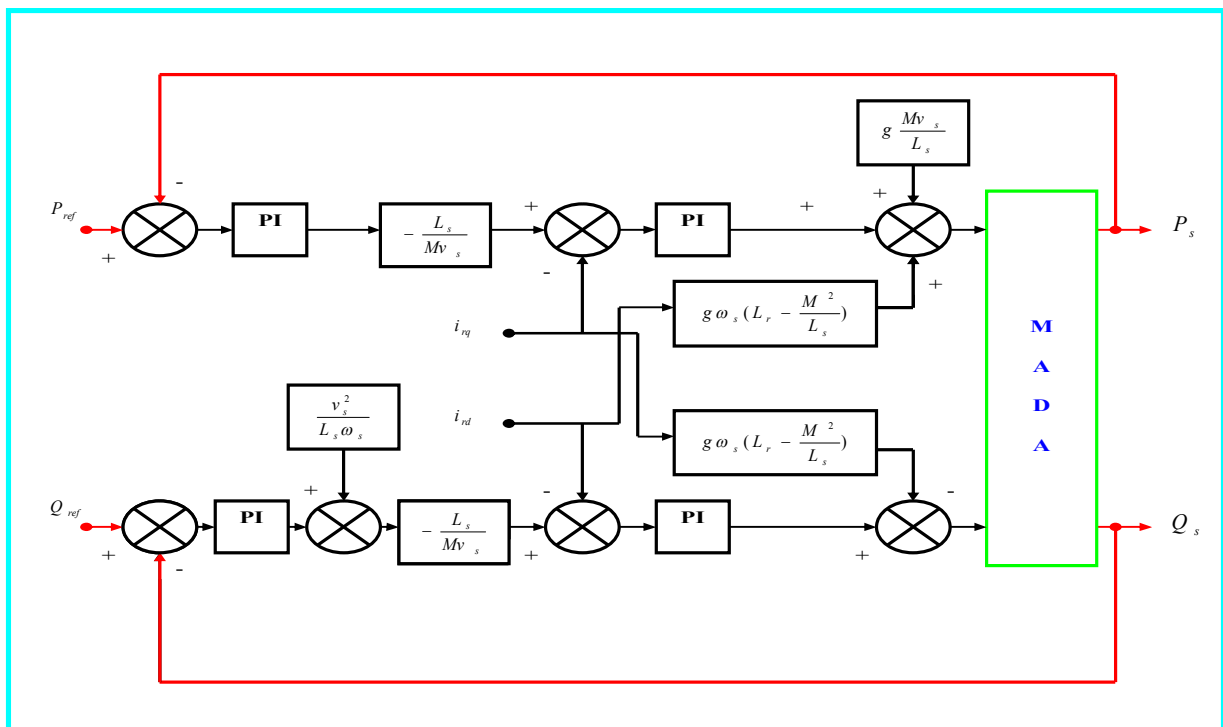


Figure 3.20 : Schéma bloc de la commande indirecte avec boucle de puissance

### III.4 Synthèse du régulateur PI

La rapidité et la simplicité de mise en œuvre du régulateur PI constituent ses principales performances. C'est pour cela qu'il a retenu notre attention pour une étude globale du système de génération éolien.

La figure 3.21 montre une partie de notre système bouclé et corrigé par un régulateur PI dont la fonction de transfert est de la forme  $K_p + \frac{K_i}{S}$ .

La Fonction de Transfert en Boucle Ouverte (FTBO) avec les régulateurs s'écrit de la manière suivante :

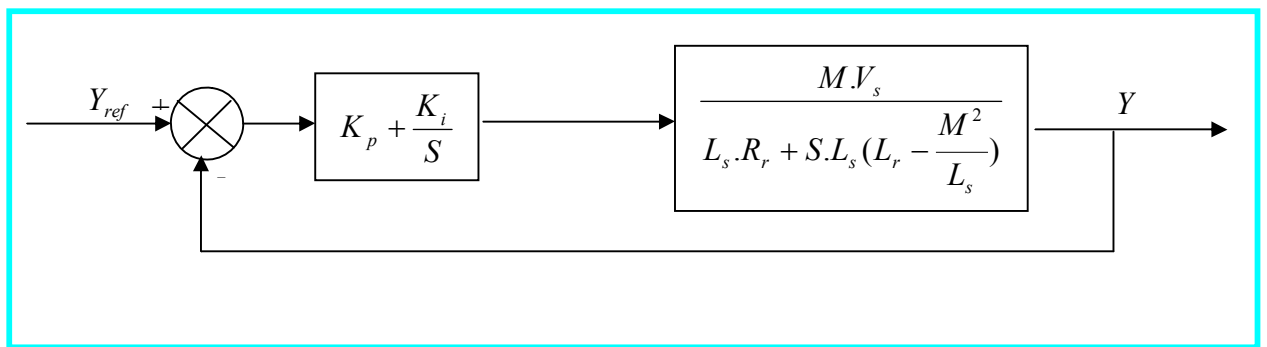


Figure 3.21 : Système régulé par un régulateur PI

$$FTBO = \frac{S + \frac{K_i}{K_p}}{\frac{S}{K_p}} \cdot \frac{\frac{M V_s}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}}{S + \frac{L_s R_r}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}} \quad (3.21)$$

Nous choisissons la méthode de compensation de pôles pour la synthèse du régulateur afin d'éliminer le zéro de la fonction de transfert. Ceci nous conduit à l'égalité suivante :

$$\frac{K_i}{K_p} = \frac{L_s R_r}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)} \quad (3.22)$$

Notons toutefois ici que la compensation des pôles n'a d'intérêt que si les paramètres de la machine sont connus avec une certaine précision ; car les gains des correcteurs dépendent directement de ces paramètres. Si tel n'est pas le cas, la compensation est moins performante.

Si l'on effectue la compensation des pôles, on obtient la FTBO suivante :

$$FTBO = \frac{K_p \frac{Mv_s}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}}{S} \quad (3.23)$$

Ce qui nous donne en boucle fermée :

$$FTBF = \frac{1}{1 + \tau_r S} \text{ avec } \tau_r = \frac{1}{K_p} \cdot \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{Mv_s} \quad (3.24)$$

Avec  $\tau_r$  le temps de réponse du système que l'on se fixe de l'ordre de 10 ms, correspondant à une valeur suffisamment rapide pour l'utilisation faite sur l'éolienne où les variations de vent sont peu rapides et les constantes de temps mécanique sont importantes.

S'imposer une valeur plus faible n'améliorerait probablement pas les performances de l'ensemble, mais risquerait d'engendrer des perturbations lors des régimes transitoires en provoquant des dépassements et des instabilités indésirables.

On peut désormais exprimer les gains des correcteurs en fonction des paramètres de la machine et du temps de réponse :

$$K_p = \frac{1}{\tau_r} \cdot \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{Mv_s} \text{ et } K_i = \frac{1}{\tau_r} \cdot \frac{R_r L_s}{Mv_s} \quad (3.25)$$

Nous avons utilisé ici la méthode de compensation des pôles pour sa rapidité ; il est évident qu'elle n'est pas la seule méthode valable pour la synthèse du régulateur PI.

### III.4.1 Résultats de simulation

#### III.4.1.1 Suivi de consignes

Cet essai consiste à réaliser des échelons de puissances actives et réactives tout en maintenant une vitesse d'entraînement de la MADA constante.

#### Conditions d'essai

- Machine entraînée à 1440 tr/min.
- A t= 1s échelon de puissance active (Pref passe de 1000W à -4000W).
- A t=1,5s échelon de puissance réactive (Qref passe de 2000Var à -2000Var).

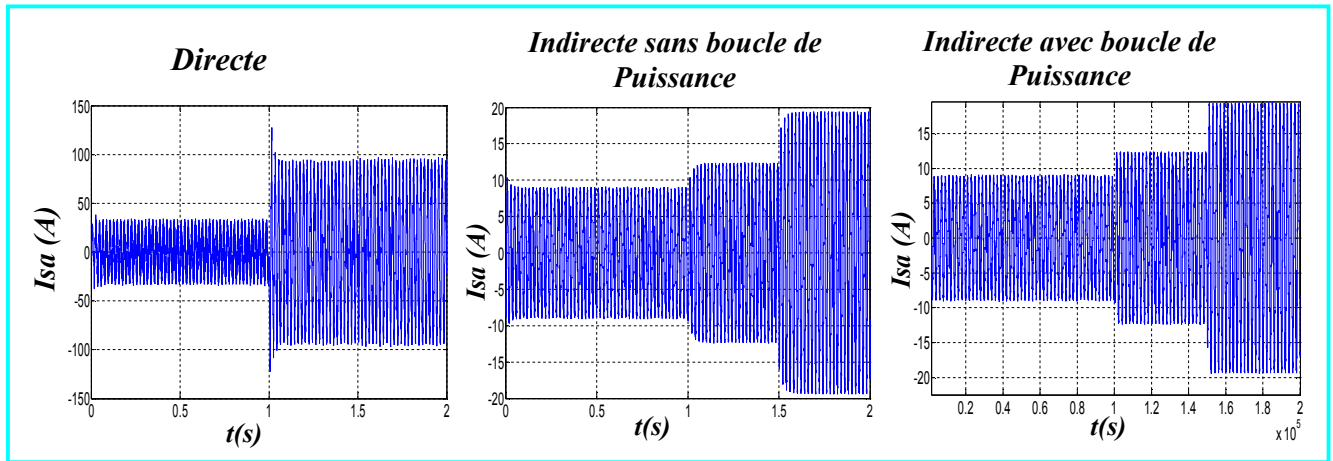


Figure 3.22 - Courant d'une phase statorique (Teste du suivi de consignes).

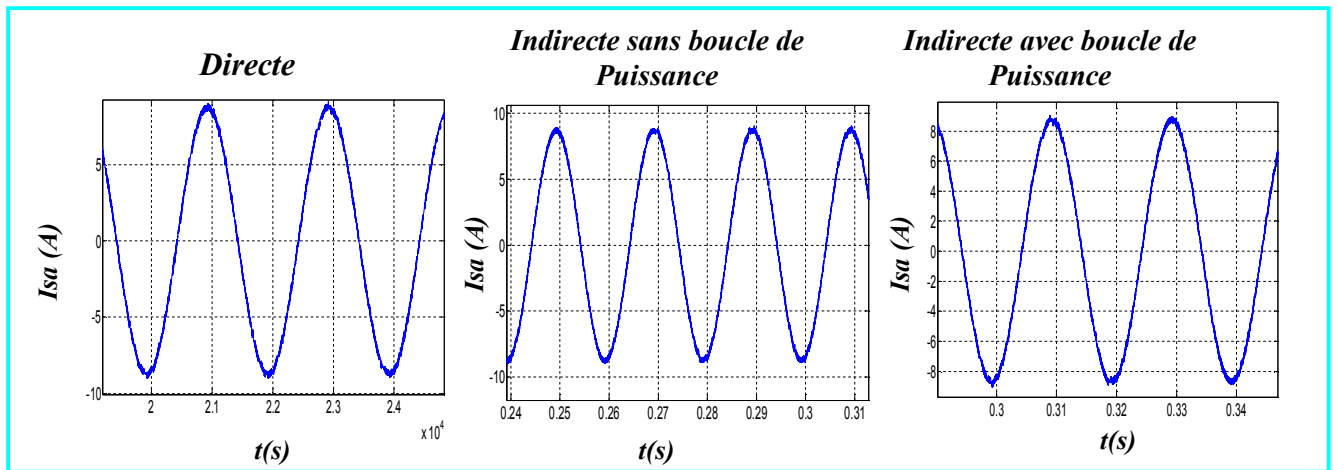


Figure 3.23- Courant d'une phase statorique (Teste de suivi de consigne avec zoom).

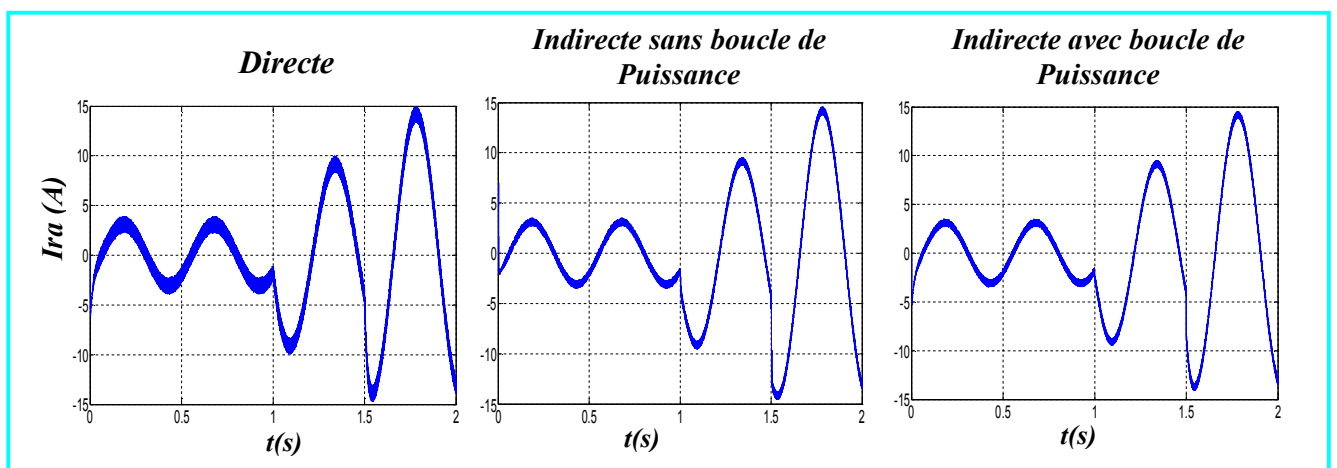


Figure 3.24 - Courant d'une phase rotorique (Teste du suivi de consignes).



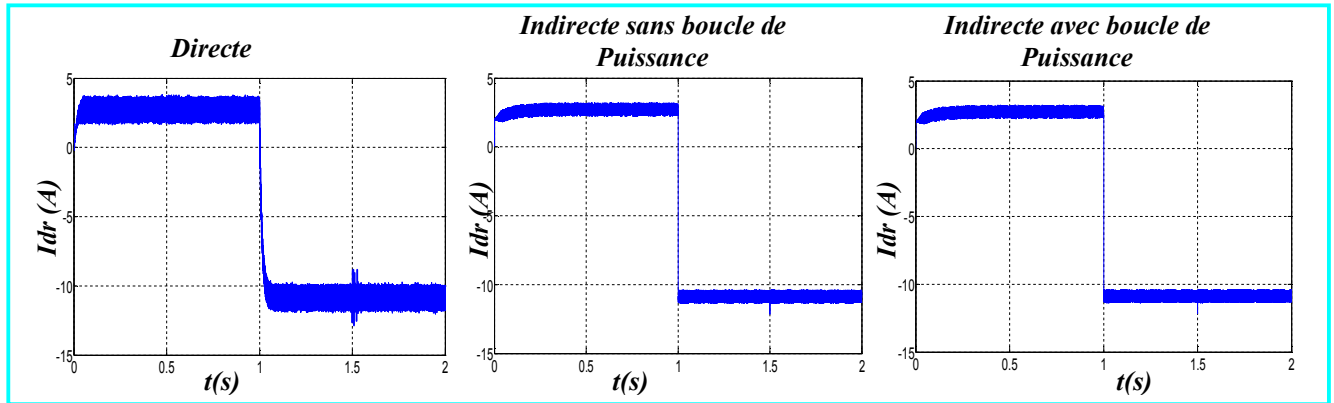


Figure 3.25 – Courant rotorique directe (Teste du suivi de consignes).

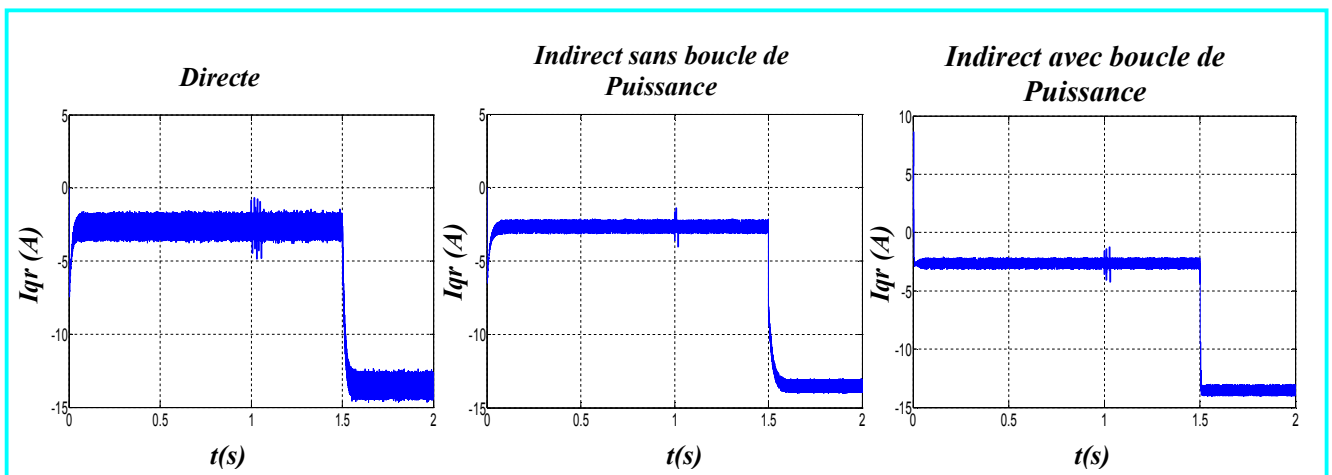


Figure 3.26 – Courant rotorique quadrature (Teste du suivi de consignes).

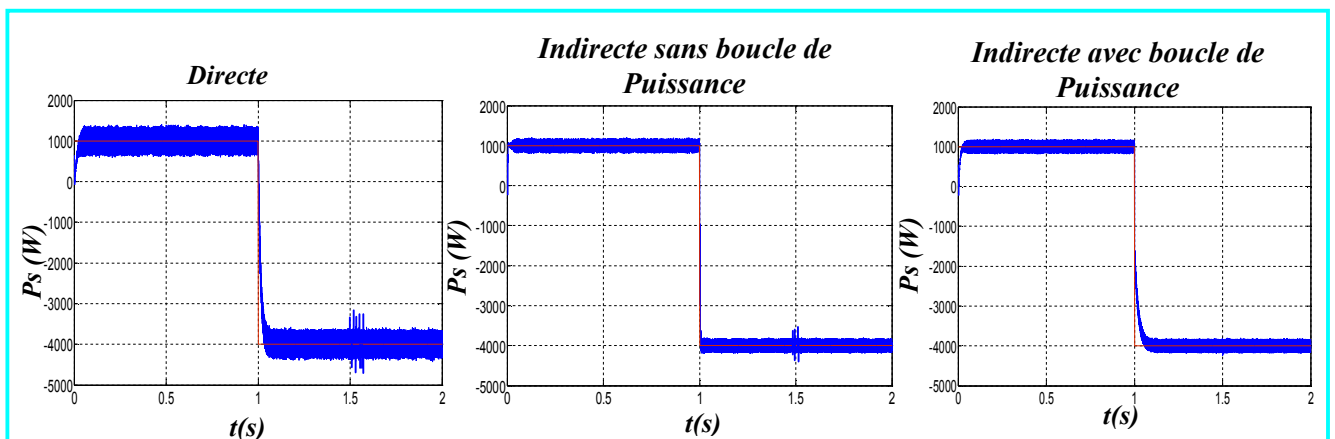


Figure 3.27 – La puissance active (Teste du suivi de consignes).

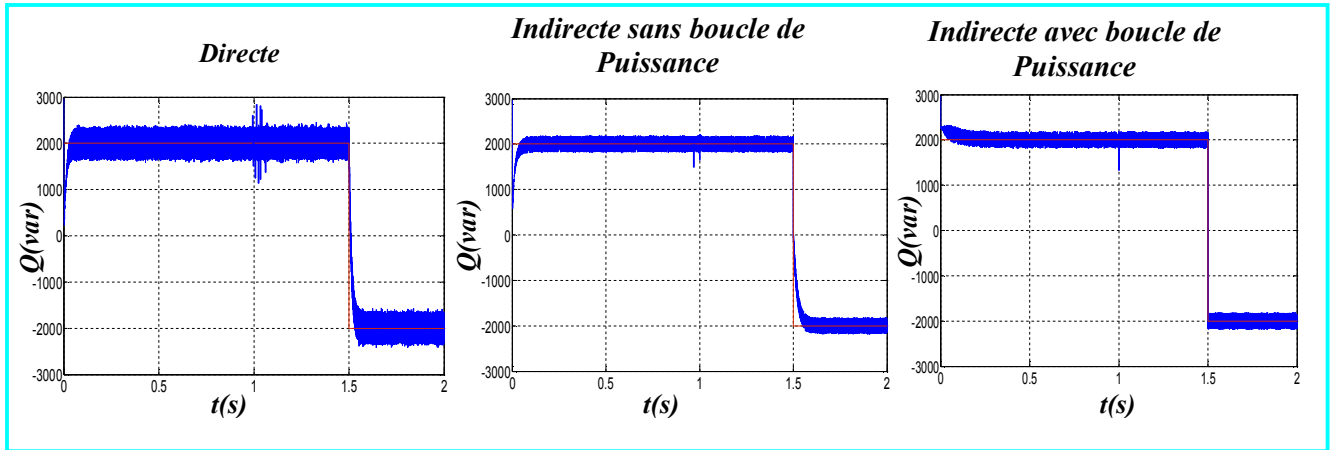


Figure 3.28 – La puissance réactive (Teste du suivi de consignes).

Le but de la régulation précédemment établie étant la commande en puissance active et réactive de la MADA, il devient impératif d'analyser le suivi des consignes imposées (Figures 3.22 à 3.28). A l'instant 1.5s la puissance active varie de la valeur de 1000 W à une valeur -4000 W. Cela provoque une variation de la puissance active  $Q_s$  avec un régime transitoire un peu prononcé qui est dû à l'interaction entre les deux puissances. Ce dernier provoque une variation de la composante de courant  $i_{dr}$  et par suite une variation du courant de source  $i_s$  avec un régime transitoire comme illustré par la figure 3.25 et 3.24.

En examinant l'allure de ces courbes, on remarque Dans cette optique il a été constaté dans le cas des régulateurs PI que la commande directe est plus lente que celles indirectes (sans et avec boucle de puissance). Le suivi de consigne se fait avec un régime transitoire un peu prononcé. Un compromis a eu lieu pour limiter les oscillations autour de la référence. Car une constante de temps plus petite impliquerait une oscillation plus importante.

### III.4.2 Régulateurs IP [18]

Dans cette partie seront utilisés des régulateurs IP. Ces derniers sont analogues aux régulateurs PI sauf que les actions proportionnelles et intégrales sont mises en série contrairement aux régulateurs PI ou ces actions sont mises en parallèle (Figures 3.29 et 3.30 ).

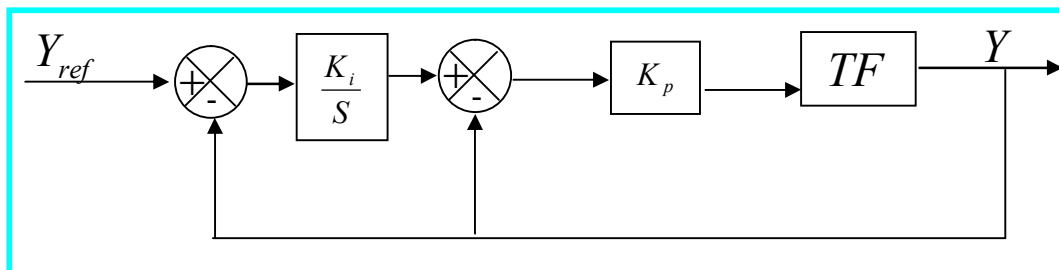


Figure 3.29 – Système régulé par un régulateur IP

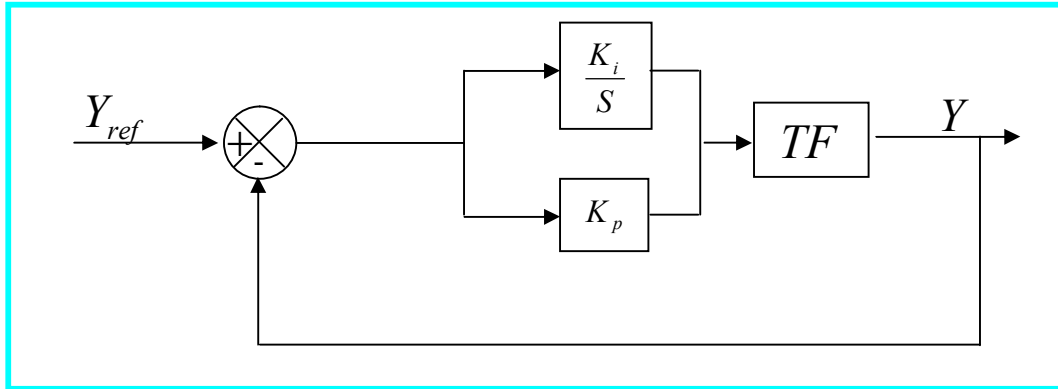


Figure 3.30 Système régulé par un régulateur PI parallèle

Tel que décrit précédemment, la régulation du système se fait d'abord par la simplification de celui-ci en un modèle monovariante. Ainsi le modèle simplifié utilisé pour dimensionner les régulateurs PI le sera pour les régulateurs IP (Figure 3.31).

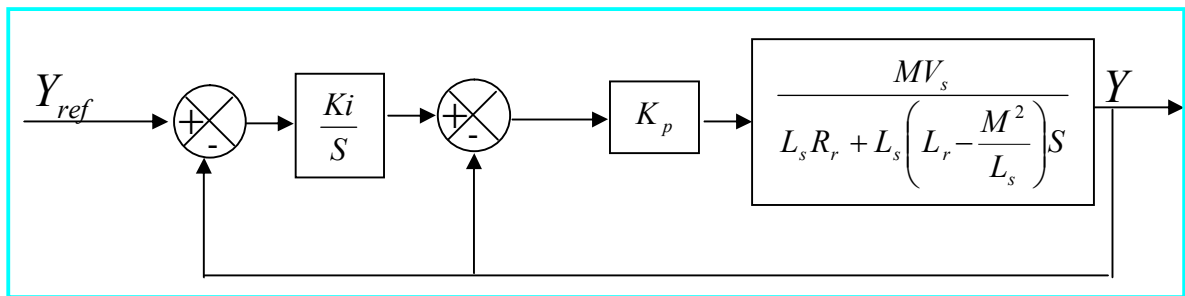


Figure 3.31: Système régulé par un régulateur IP

La fonction de transfert en boucle fermée (FTBF) avec le régulateur IP s'écrit alors :

$$FTBF = \frac{K_p K_i A}{S^2 + (K_p A + B)S + K_i K_p A} \quad (3.26)$$

Tel que :

$$\begin{cases} A = \frac{MV_s}{L_s L_r - M^2} \\ B = \frac{L_s R_r}{L_s L_r - M^2} \end{cases} \quad (3.27)$$

Par identification à un système de second ordre de fonction de transfert :

$$FT = \frac{K \omega_n}{S^2 + 2\xi \omega_n S + \omega_n^2} \quad (3.28)$$

Les gains des correcteurs seront exprimés en fonction des paramètres de la machine comme suit :

$$\begin{cases} K_i = \frac{\omega_n^2}{K_p A} \\ K_p = \frac{2\xi\omega_n - B}{A} \end{cases} \quad (3.29)$$

D’où en remplaçant A et B par leurs expressions respectives on obtient :

$$\begin{cases} K_i = \frac{\omega_n^2 (L_s L_r - M^2)}{K_p M V_s} \\ K_p = \frac{2\xi\omega_n (L_s L_r - M^2) - L_s R_r}{M V_s} \end{cases} \quad (3.30)$$

Le choix de  $\xi$  est fait de manière que le coefficient d’amortissement du système en boucle fermée soit optimal (environ 0.7) [14]. Quant à la dynamique du système ( $\omega_n$ ), elle sera choisie lors de la simulation afin d’avoir les meilleurs performances.

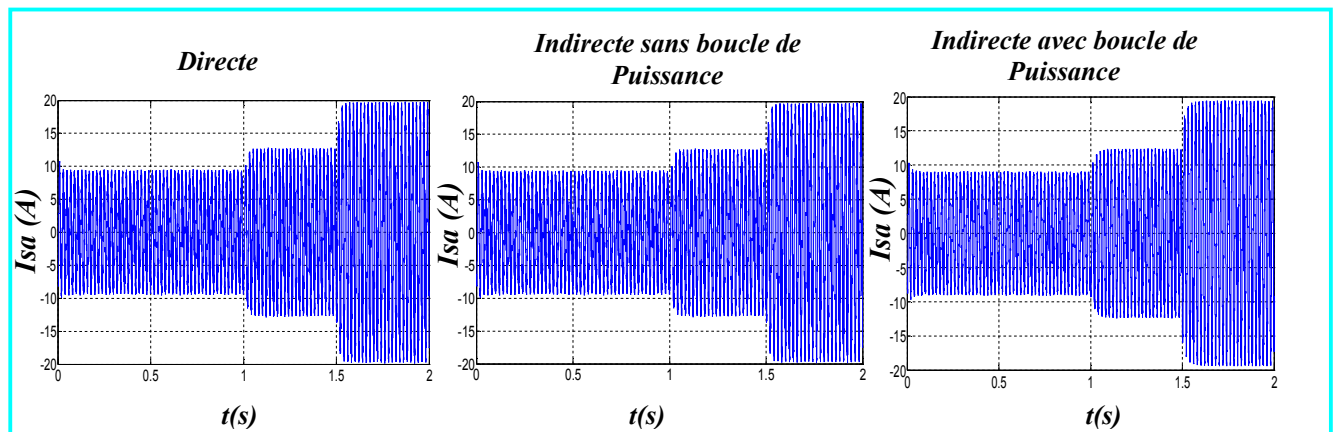


Figure 3.32 Courant d’une phase statorique (Teste du suivi de consignes).

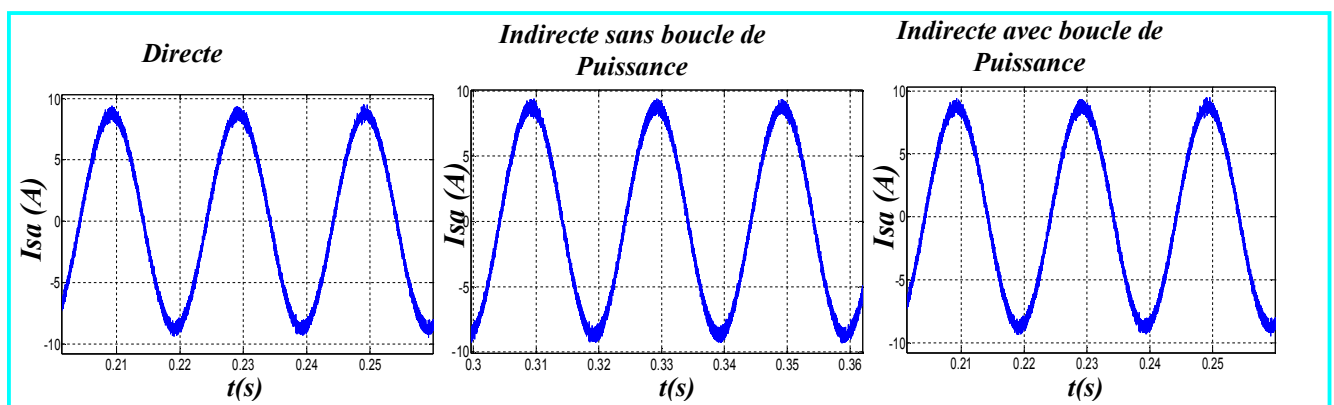


Figure 3.33 - Courant d’une phase statorique (Teste du suivi de consignes).

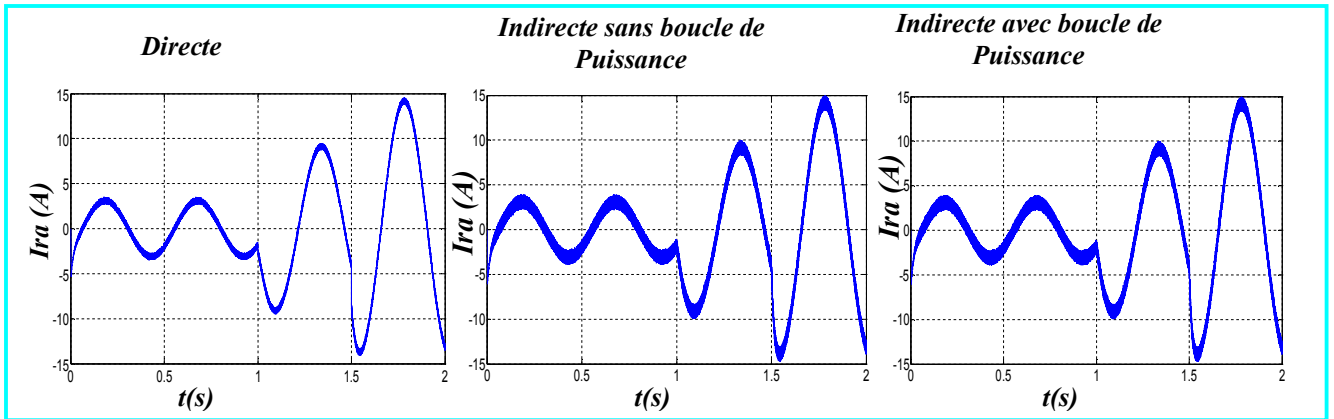


Figure 3.34 Courant d'une phase rotorique (Teste du suivi de consignes).

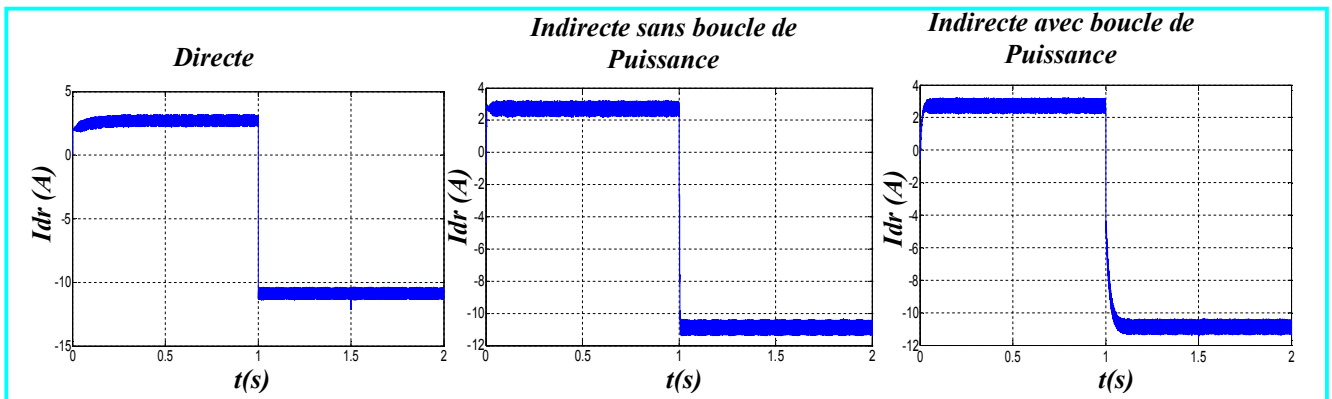


Figure 3.35 - Courant rotorique direct (Teste du suivi de consignes).

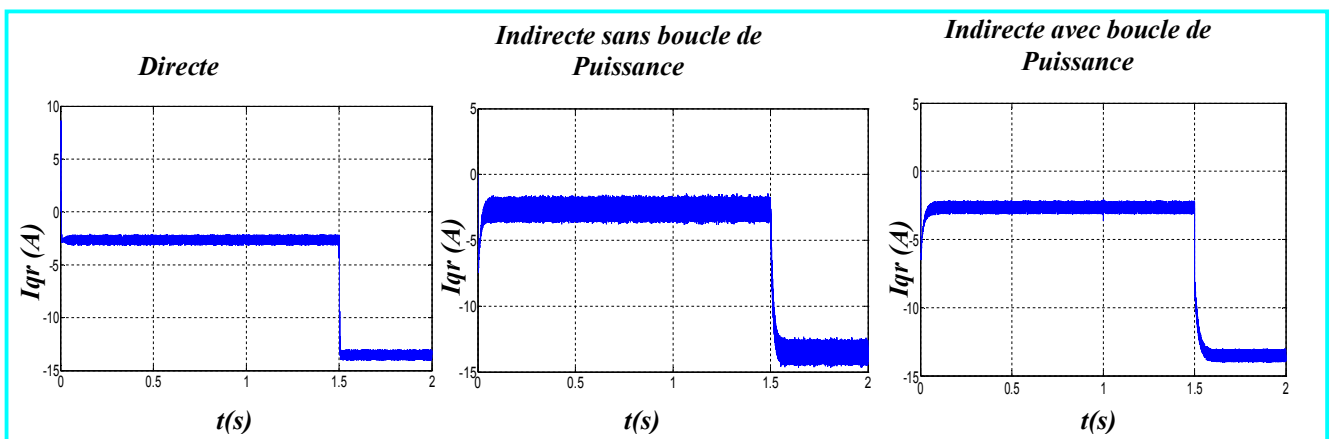


Figure 3.36 - Courant rotorique quadrature (Teste du suivi de consignes).

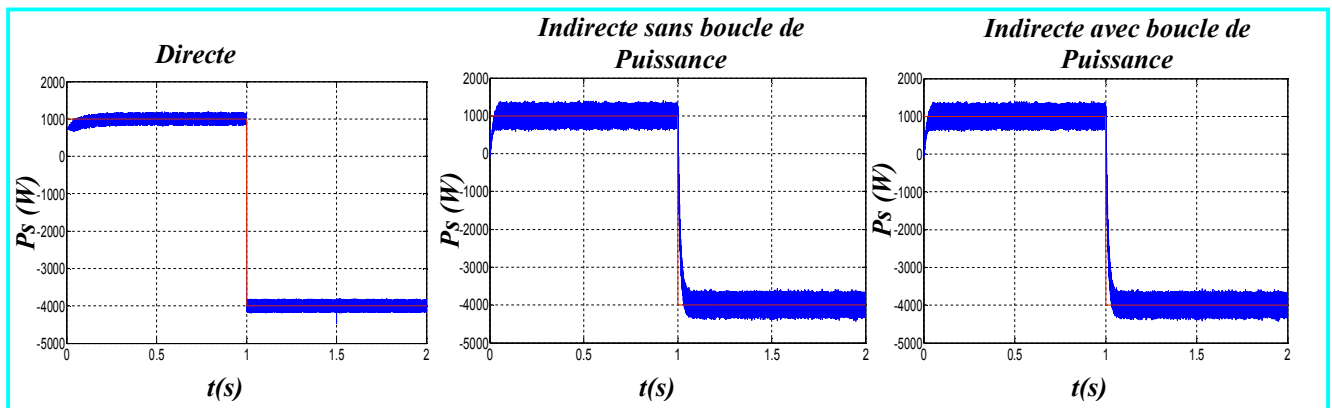


Figure 3.37 – La puissance active (Teste du suivi de consignes).

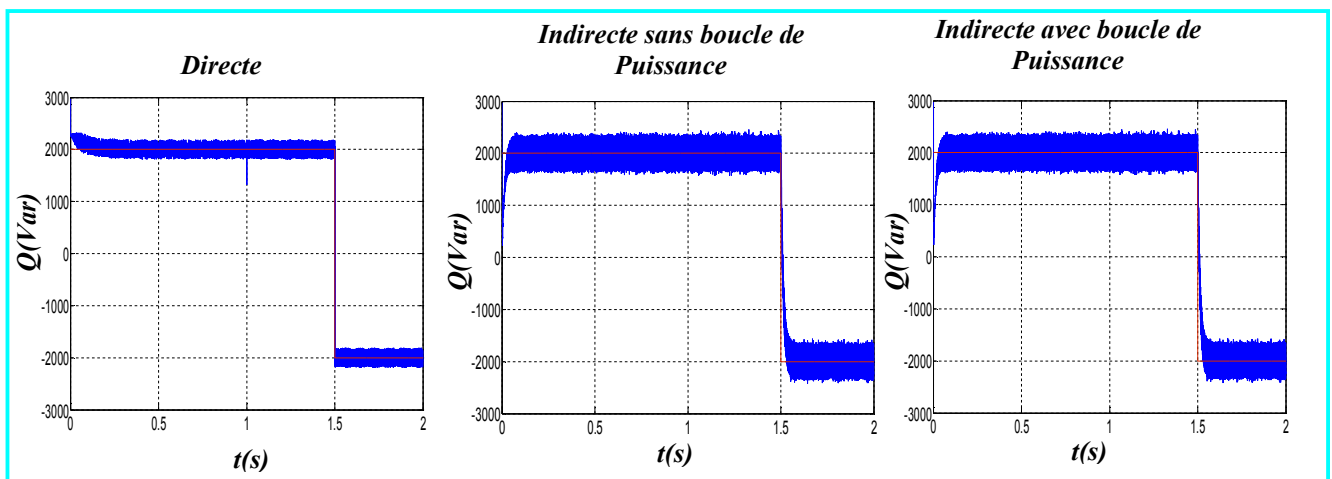


Figure 3.38 – La puissance réactive (Teste du suivi de consignes).

Les régulateurs IP apparaissent être équivalents aux régulateurs PI sur le plan du suivi de consignes. En ce qui concerne le couplage entre les axes directs et quadratures, il est à noter que celui-ci n'apparaît pas dans le cas du régulateur IP. Cependant dans le cas du PI l'influence de couplage est visible. Néanmoins cette influence est moins conséquente dans la commande indirecte et encore plus dans celle avec une boucle de puissance.

### III.4.3 Régulateur RST [18]

Un régulateur de type RST est un régulateur polynomial et se présente comme une alternative intéressante aux régulateurs de type Proportionnel - Intégral. Il permet de mieux gérer le compromis rapidité et performances. Les éléments R, S et T sont des polynômes dont le degré est fixé suivant le degré des fonctions de transfert de poursuite et de régulation en boucle ouverte. Ils sont calculés à l'aide d'une stratégie de placement de pôles robuste. Cette stratégie permet le réglage des performances de l'asservissement à l'aide de seulement deux paramètres de synthèses ( $T_c$ ,  $T_f$ ). Ces paramètres sont respectivement des horizons de commandes et de filtrages à partir desquels sera définie la région où les pôles en boucle fermée seront placés [46].

Soit le système corrigé de la Figure 3.39 de fonction de transfert  $\frac{A}{B}$ .  $Y_{ref}$  Représente la référence de la grandeur à asservir et  $\gamma$  la perturbation. La régulation du système par placement de pôles robuste consiste à placer une fonction de transfert  $\frac{R}{S}$  sur la boucle de retour et une fonction  $\frac{T}{S}$  appliquée à la référence, où R, S et T sont des polynômes. Dans notre cas, les termes A et B s'expriment par :  $A = L_s R_r + L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) S$  et  $B = M V_s$

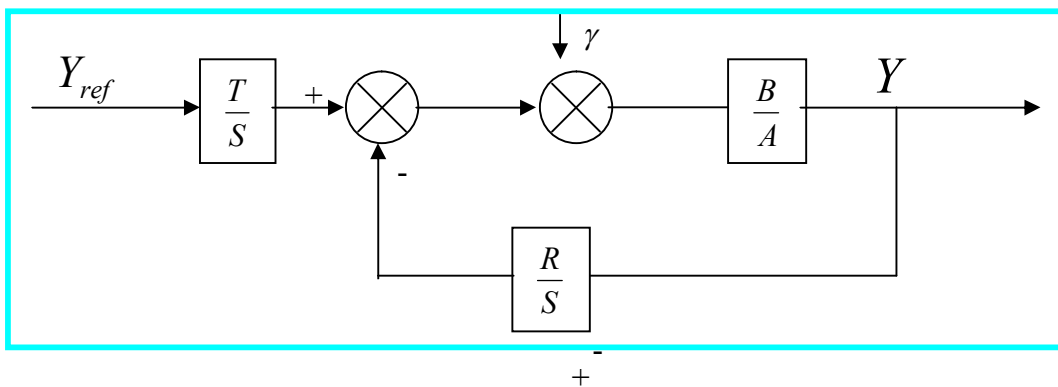


Figure 3.39: Schéma bloc d'un système régulé par un RST

Compte tenu de la structure de régulation choisie, la sortie du système Y en boucle fermée s'écrit :

$$Y = \frac{BT}{AS + BR} Y_{ref} + \frac{BS}{AS + BR} \gamma \quad (3.31)$$

Dans cette écriture, on distingue le transfert en poursuite  $T_{\frac{Y}{Y_{ref}}}$  et le transfert en régulation  $T_{\frac{Y}{\gamma}}$  :

$$T_{\frac{Y}{Y_{ref}}} = \frac{BT}{AS + BR} ; \quad T_{\frac{Y}{\gamma}} = \frac{BS}{AS + BR}$$

Le principe du placement de pôles consiste à spécifier un polynôme arbitraire de stabilité  $D(P)$  (correspondant au dénominateur des fonctions de transfert en poursuite et régulation) et à calculer  $S(p)$  et  $R(p)$  de sorte que conformément à l'équation de Bezout, l'on ait:

$$D = AS + BR$$

Le processus  $\frac{B}{A}$  et le régulateur  $\frac{R}{S}$  étant propres, le degré de  $AS + BR$  est déterminé par celui du produit  $AS$ , ce qui implique donc  $D$  a pour degré:

$$\deg(D) = \deg(A) + \deg(S).$$

La théorie du placement de pôles robuste montre qu'en choisissant un régulateur strictement propre ( $\deg(S) = \deg(R) + 1$ ), le temps de calcul est augmenté, mais il en résulte un filtrage des bruits hautes fréquences et une aptitude à respecter le gabarit performances robustesse du côté hautes fréquences. Cela signifie que si  $A$  est de degré  $n$ , nous avons alors:

$$\deg(D) = 2n + 1 \text{ Soit } \deg(S) = \deg(A) + 1 \text{ et } \deg(R) = \deg(A).$$

Dans le cas de notre modèle de la MADA, on obtient:

$$\begin{cases} A = a_1 S + a_0. \\ B = b_0. \\ D = d_3 S^3 + d_2 S^2 + d_1 S + d_0. \\ R = r_1 S + r_0. \\ S = s_2 S^2 + s_1 S + s_0. \end{cases} \quad (3.32)$$

Conformément à la stratégie du placement de pôles robustes, le degré du polynôme  $D$  nous oblige à placer trois pôles. Ce polynôme est tout d'abord décomposé en produit de deux polynômes  $C$  et  $F$ :

$$D = CF \quad (3.33)$$

Nous définissons ensuite deux paramètres: un horizon de commande  $T_c$  et un horizon de filtrage  $T_f$  (avec  $P_c = -\frac{1}{T_c}$  pole de polynôme de commande  $C$  et  $P_f = -\frac{1}{T_f}$  pole double du polynôme de filtrage  $F$ ).

Le choix de ces pôles est alors basé sur les pôles de la boucle ouverte. Le rôle du pole de commande étant d'accélérer le système, on le choisit de façon arbitraire, 5 fois supérieures au pole du polynôme  $A$ , soit:



$$P_c = 5P_A = -5 \frac{L_s R_r}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)} \quad \text{Et} \quad T_c = -\frac{1}{P_c} = \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{5L_s R_r}$$

Pour accroître la robustesse du régulateur, nous avons tout intérêt à déséquilibrer les horizons  $T_f$  et  $T_c$  de plus, afin de rendre la commande moins sensible aux différents bruits pouvant être amené notamment par les capteurs, nous choisissons  $T_c$  trois fois supérieur à  $T_f$  soit:

$$T_f = \frac{1}{3} \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{5L_s R_r}.$$

Dans l'hypothèse ou les perturbations sont considérées comme constantes par morceaux,  $\gamma$  peut alors être modélisée par un échelon. Dans ce cas, pour que la perturbation soit rejetée, il est nécessaire d'annuler la fonction de transfert en régulation ce qui signifie que le terme

$\frac{SB}{AS + BR}$  doit tendre vers 0. Le théorème de la valeur finale indique alors:

$$\lim_{s \rightarrow 0} S \frac{SB}{D} \frac{\gamma}{S} = 0. \quad (3.34)$$

Pour des raisons de stabilité en régime permanent, le terme  $D(0)$  ne peut pas être nul. Pour que l'équation (3.32) soit valide, il faut que  $S_0 = 0$ . Si on observe alors l'équation (3.32), il reste 4 termes inconnus (2 pour S et 2 pour R). L'équation de Bezout ( $D = AS + BR = CF$ ) permet d'obtenir un système de quatre équations à quatre inconnues ou les coefficients de D sont liés aux coefficients de R et de S par la matrice de Sylvester:

$$\begin{pmatrix} d_3 \\ d_2 \\ d_1 \\ d_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & 0 & 0 \\ 0 & a_0 & b_0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & b_0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} s_2 \\ s_1 \\ r_1 \\ r_0 \end{pmatrix}. \quad (3.35)$$

Il reste maintenant à définir les termes du polynôme T. En régime permanent, l'objectif de la commande est d'obtenir  $\frac{Y}{Y_{ref}} = 1$  soit:

$$\lim_{s \rightarrow 0} \frac{BT}{AS + BR} = 1. \quad (3.36)$$

Or nous avons:  $S_0 = 0$  par conséquent  $T = R(0)$ . Pour dissocier poursuite et régulation, nous cherchons alors à faire dépendre le terme  $\frac{BT}{AS + BR}$  uniquement de C. pour cela, on pose

$T = hF$  (ou h est un réel), nous avons alors:

$$\frac{BT}{AS + BR} = \frac{BT}{D} = \frac{BhF}{CF} = \frac{Bh}{C}$$

Or  $T = R(0)$  soit :  $h = \frac{R(0)}{F(0)}$

Nous avons ainsi toutes les valeurs des coefficients des polynômes constituant la régulation RST.

L'avantage d'utiliser un régulateur de type RST est la possibilité d'améliorer considérablement la qualité du filtrage tout en gérant le compromis entre les performances de la poursuite de trajectoire et celles du rejet de perturbations.

Allié à une stratégie de placement de pôles robustes, le réglage de la loi de commande se résume au choix des horizons de filtrage et de commande ( $T_f, T_c$ ). Cependant, les inconvénients à utiliser ce type de régulateur résident tout d'abord dans son ordre élevé et ensuite dans l'impact peu explicite des paramètres de synthèse sur les performances de l'asservissement.

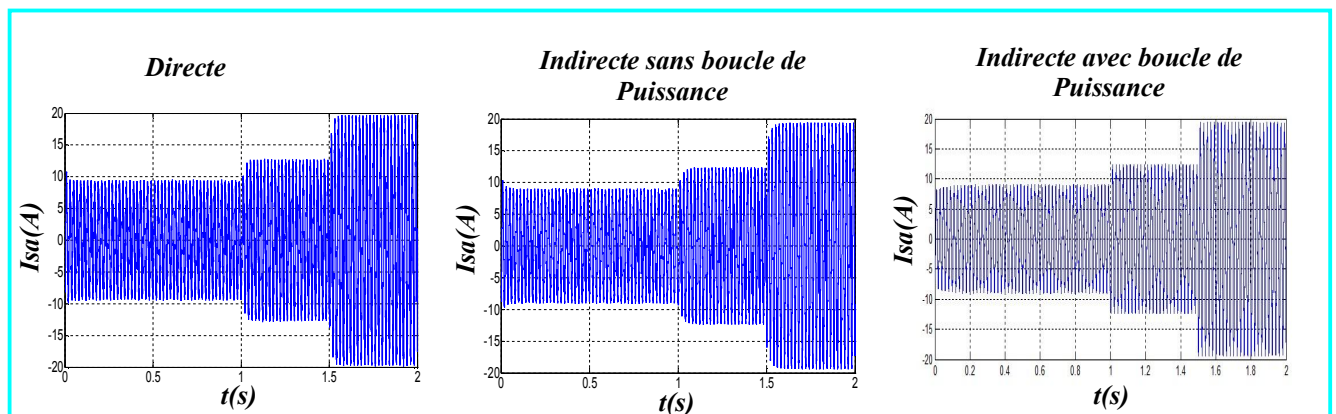


Figure 3.40 – Le courant d'une phase statorique (Teste du suivie de consignes).

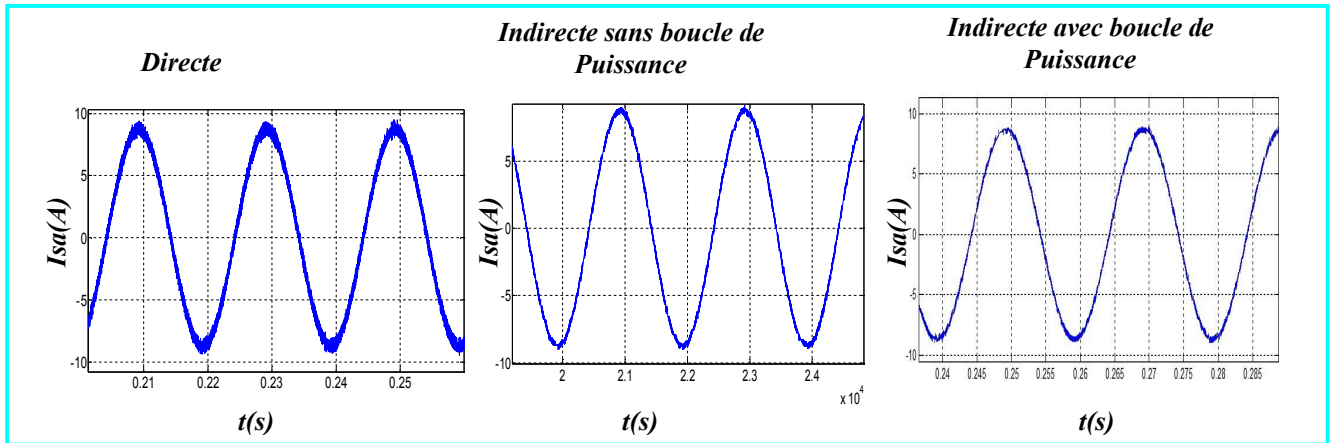


Figure 3.41– Le courant d'une phase statorique (Teste du suivie de consignes avec ZOOM).

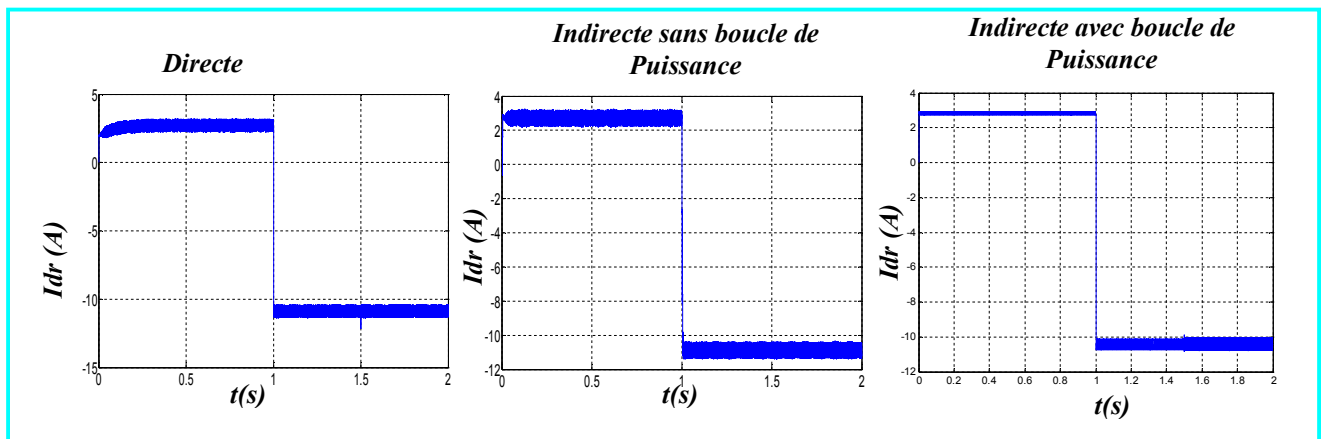


Figure 3.42 – Le courant rotorique direct (Teste du suivie de consignes).

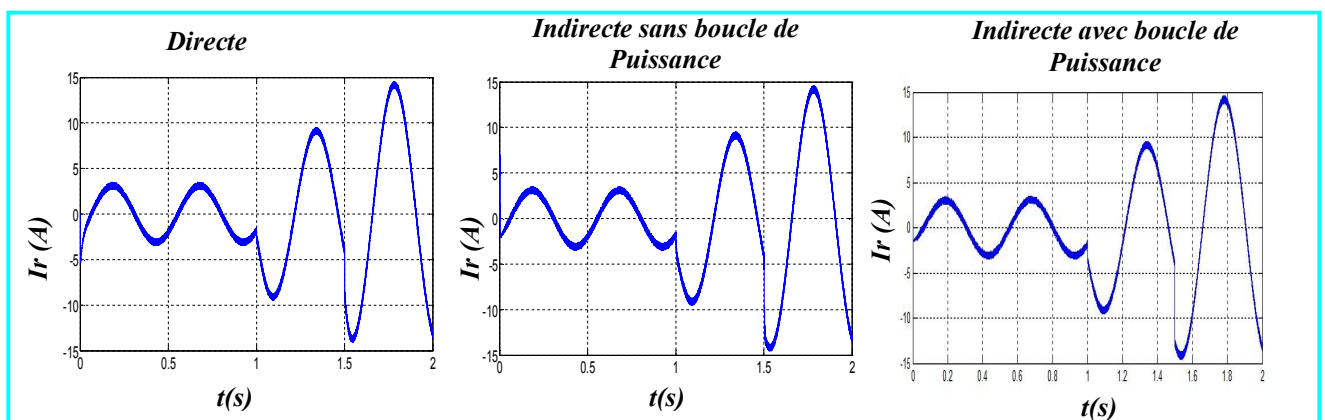


Figure 3.43 – Le courant d'une phase rotorique (Teste du suivie de consignes).

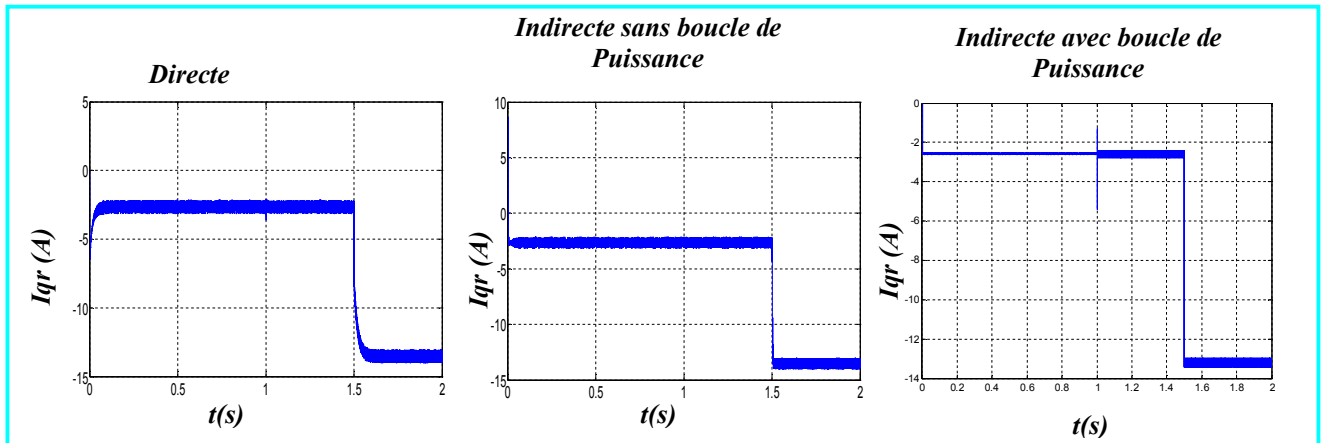


Figure 3.44– Le courant rotorique quadrature (Teste du suivie de consignes).

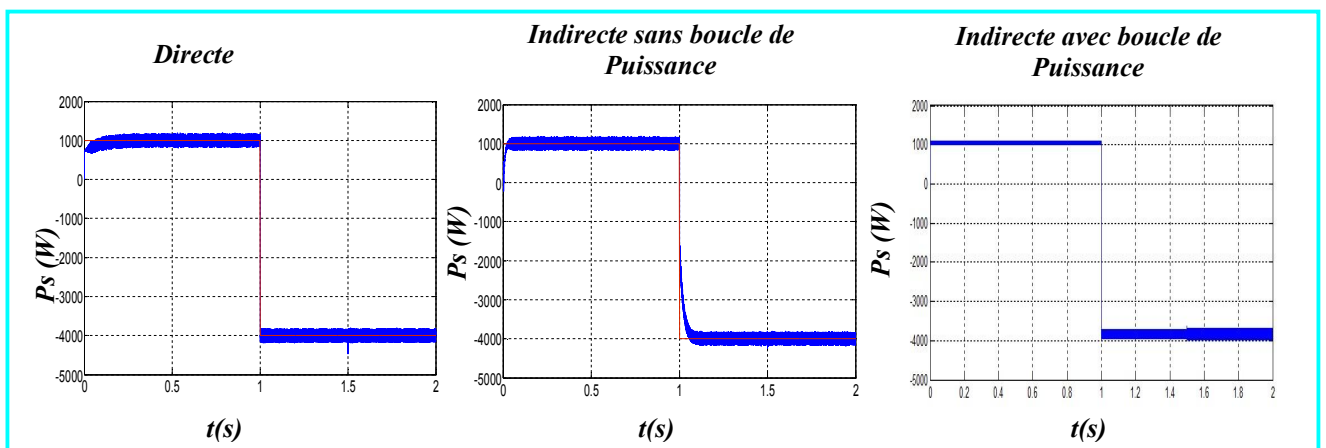


Figure 3.45 – La puissance active (Teste du suivie de consignes).

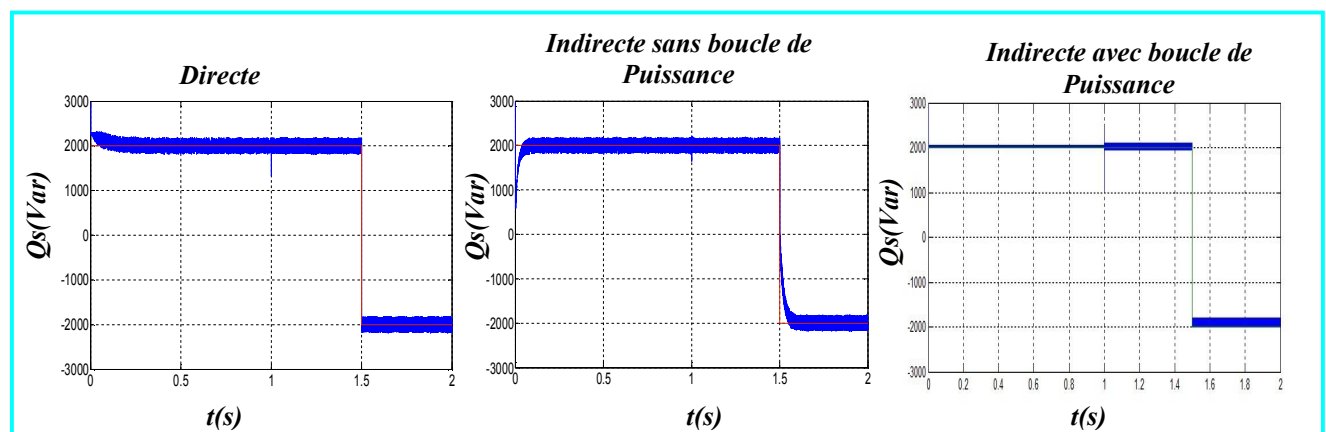


Figure 3.46: La puissance réactive (Teste du suivie de consignes).

Les résultats obtenus montrent que les performances de poursuite de la consigne sont satisfaisantes. On peut constater que dans le ca de régulateurs RST avec la commande

indirecte présente un régime transitoire avec un temps de réponse très court et un dépassement très réduit comparativement à la commande directe.

#### III.4.4 Comparaison des trois régulateurs PI, IP et RST

Dans cette optique il a été constaté dans le cas des régulateurs PI que la commande directe est plus lente que celles indirectes. Le suivi de consigne se fait avec un peu de retard.

En ce qui concerne le couplage entre les axes directs et quadratures, il est à noter que celui-ci n'apparaît pas dans le cas des deux régulateurs IP et RST. Cependant dans le cas du régulateur PI le couplage est visible entre les deux puissances active et réactive et par conséquent entre les deux composants du courant  $i_{dr}$  et  $i_{qr}$ . Néanmoins cette influence est moins conséquente dans la commande indirecte et encore plus dans celle avec une boucle de puissance.

Les résultats des simulations montrent que le contrôleur RST donne une meilleure réponse transitoire pour les deux méthodes, directe et indirecte avec un temps de réponse très court et un dépassement très faible. Ce qui montre que ces contrôleurs assure une minimisation de l'interaction qui existe entre les deux puissances active et réactive.

#### III.4.5. Performances

Cet essai nous permet de vérifier dans quelles mesures les puissances suivent leurs consignes lorsque la vitesse de rotation de la machine varie brusquement.

##### Conditions d'essai

- ✚ à  $t=1$  échelon de vitesse de rotation ( $\Omega$  passe de 1410 tr/min à 1590 tr/min).
- ✚ La puissance active égale à 1000 W.
- ✚  $U_c=800V$ .
- ✚  $f_p=1000$  Hz.

### III.4.5.1 Résultats et interprétations

A travers les résultats obtenus, il est constaté que la machine réagit différemment aux perturbations de vitesse d'entraînement suivant la commande utilisée.

Celle-ci a d'autant plus d'effet pour la commande directe, que pour la commande indirecte pour laquelle l'effet de la perturbation est moins important. Il l'est particulièrement pour la commande à boucle de puissance fermée, car la perturbation est pratiquement annulée avec ce type de commande. Il est constaté dans le cas de la commande directe que les régulateurs IP rejettent plus efficacement les effets de la perturbation de la vitesse. Néanmoins, dans le cas de la commande indirecte les régulateurs PI et RST donnent des résultats probants.

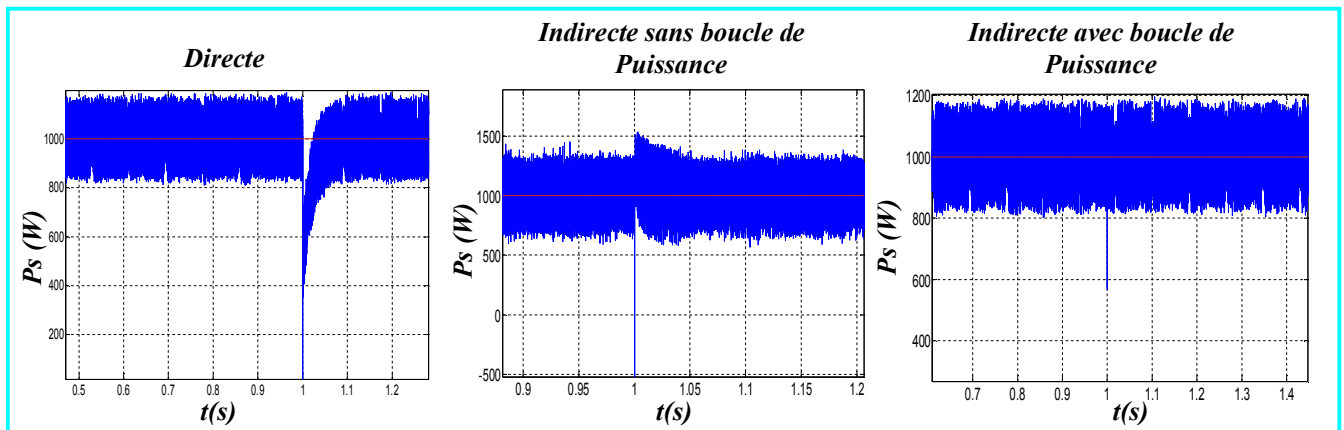


Figure 3.47 Effet sur la puissance active d'une brusque variation de vitesse  
Cas : Régulateur PI

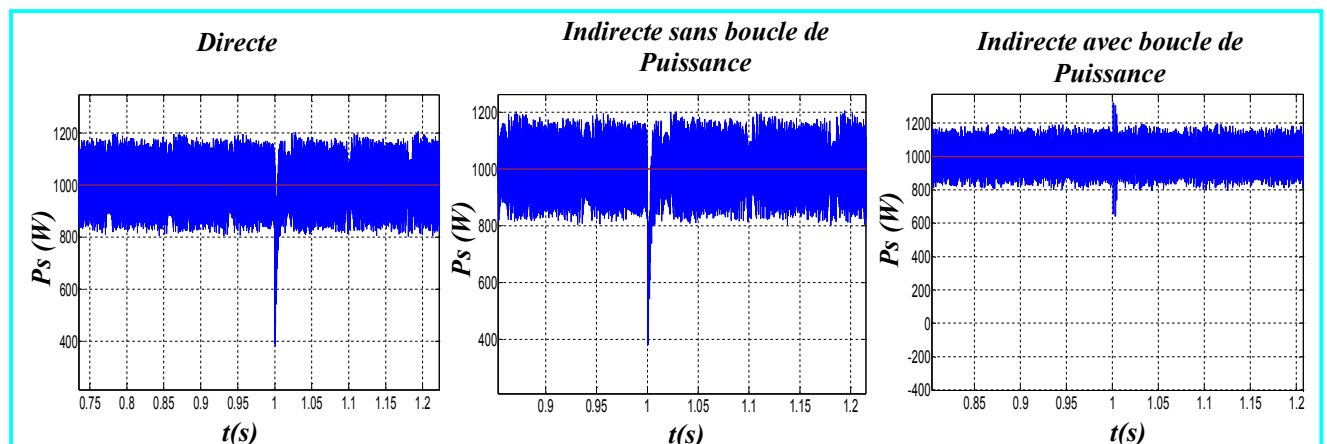


Figure 3.48 – Effet sur les puissances d'une brusque variation de vitesse  
Cas : Régulateur IP

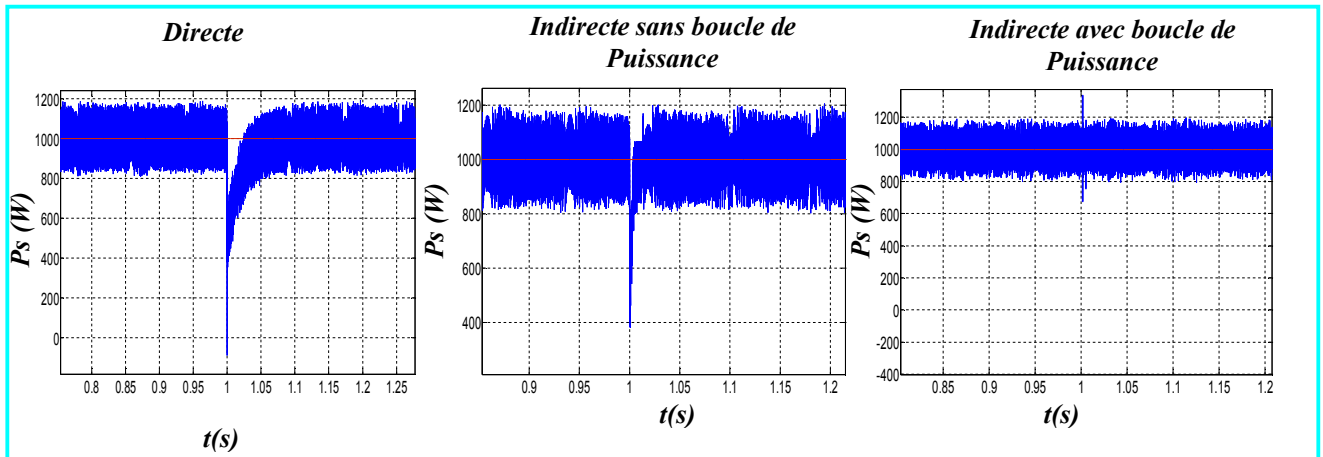


Figure 3.49 – Effet sur les puissances d'une brusque variation de vitesse  
Cas : Régulateur RST

### III.4.6 Robustesse

Cet essai consiste à faire varier les paramètres du modèle de la machine et de voir si la régulation reste dans les limites des contraintes fixées par le cahier des charges. Cette étude est très importante car dans un système réel les paramètres de la machine sont soumis à des variations causées par différents phénomènes physiques (Saturation et échauffement).

Ajoutons à cela que l'identification de ces paramètres est astreinte à des imprécisions dues à la méthode employée ou aux appareils de mesure.

Dans cette optique plusieurs essais de simulation seront réalisés. Ces essais consistent à varier chaque paramètre de la machine indépendamment des autres. Ceci nous permettra de cibler la grandeur pour laquelle les commandes précédemment établies ne sont pas robustes.

Ainsi cette démarche nous incitera à prendre les précautions nécessaires pour le maintien de la grandeur précédemment citée mais aussi l'amélioration de la précision de sa mesure.

#### Conditions d'essais

Afin de faire une analyse objective de la robustesse de la commande, il est impératif de mettre celle-ci dans les conditions les plus défavorables admises par le constructeur. Pour cela les résistances augmentent de 80% et les inductances diminuent de 80% à cause des effets respectifs de la chaleur et de la saturation. La vitesse sera constante égale à 1410 tr/mn et  $f_p = 1000$  Hz.

**Essai 01:**

Un échelon de puissance active constant  $P=2000$  W.

Un échelon de puissance réactive constant  $Q=-3000$  Var.

Une augmentation brusque de la résistance rotorique à  $t=1$ s

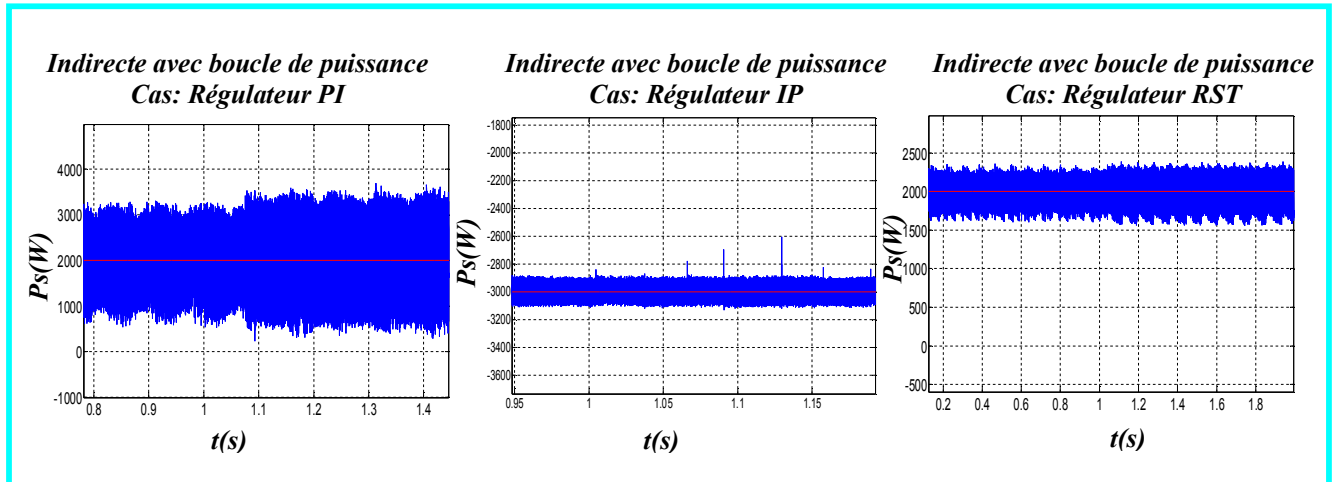


Figure 3.50– Puissances actives statoriques (Teste de robustesse avec Augmentation de la résistance rotorique de 80%).

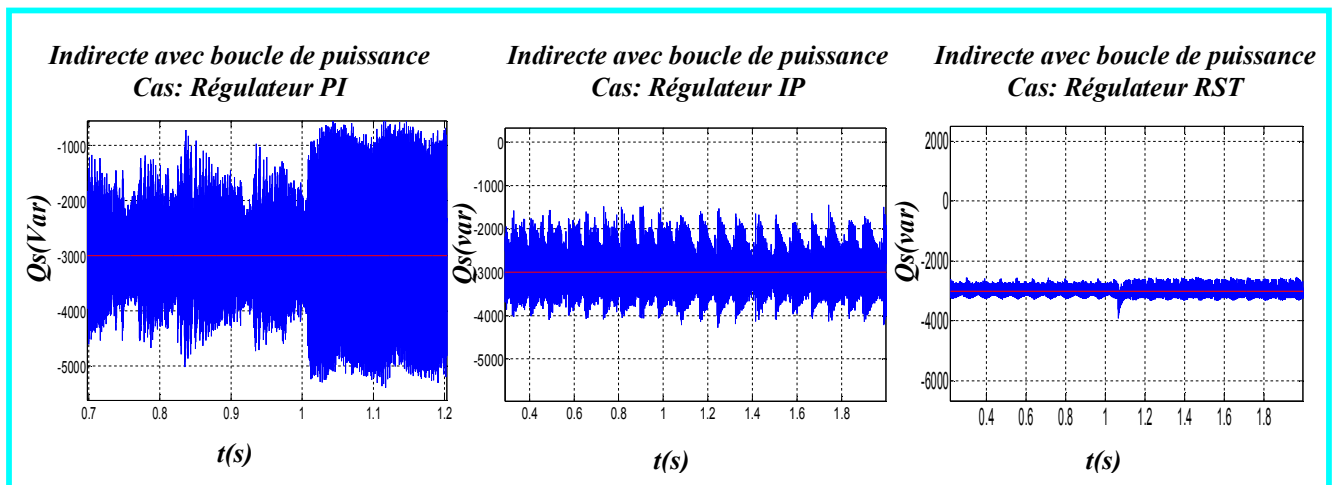


Figure 3.51 – Puissances réactives statoriques (Teste de robustesse avec Augmentation de la résistance rotorique de 80%).



Lors de variation de la résistance et rotorique (Figures 3.50 à 3.51), nous avons constaté un effet sur le suivi des consignes, cet effet présenté par des augmentations importantes sur la bande des ondes de la puissance active dans le cas de l'utilisation de commande PI indirecte avec boucle de puissance, ces oscillations devenues très faibles dans le cas des régulateurs IP et RST.

La variation de la résistance rotorique provoque des oscillations très importantes sur la bande de la puissance réactive dans le cas lors l'utilisation de la commande PI, et n'influee par sur la puissance réactive dans les deux autres commandes IP et RST.

### Essai 02:

Un échelon de puissance active constant  $P=2000$  W.

Un échelon de puissance réactive constant  $Q=-3000$  Var.

Une diminution brusque de la résistance rotorique à  $t=1$ s

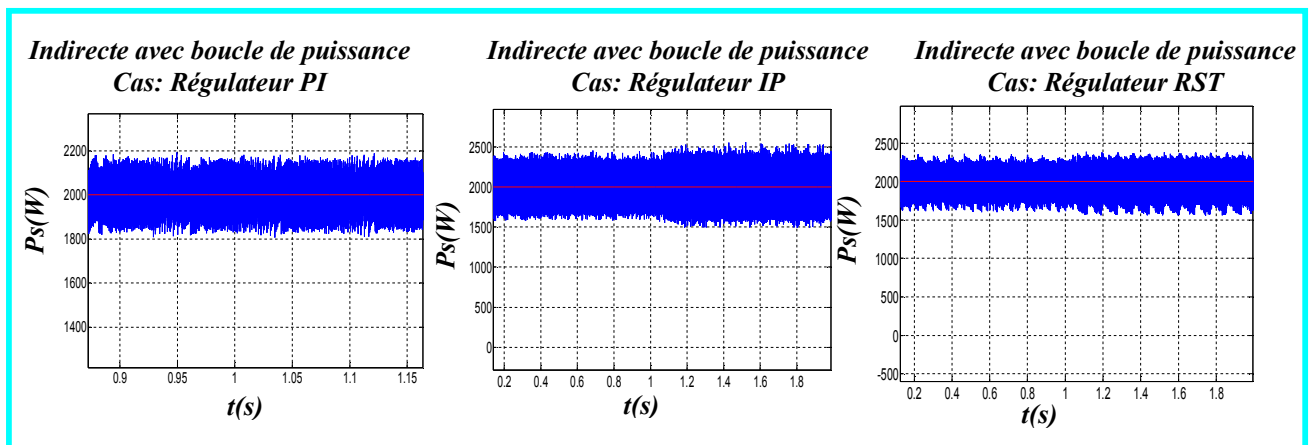


Figure 3.52 – Puissances actives statoriques (Teste de robustesse avec diminution des inductances de 80%)

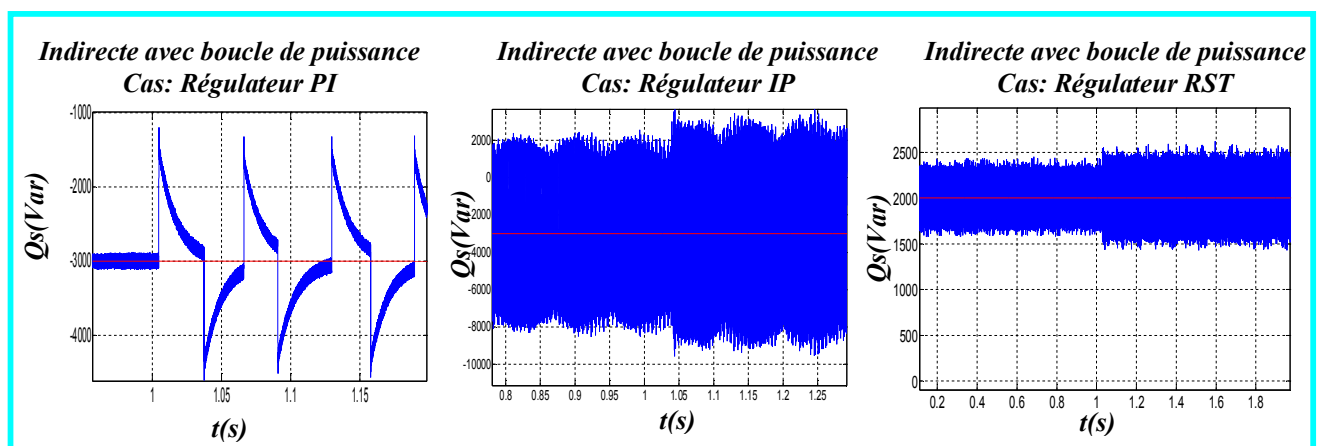


Figure 3.53 – Puissances réactives statoriques (Teste de robustesse avec diminution des inductances de 80%)

Dans le cas de la variation des inductances (Figures 3.52 et 3.53), une erreur statique apparaît dans le suivi de consignes de la puissance réactive lors de l'utilisation de régulateur PI avec la commande indirecte avec boucle de puissance, cette erreur apparaît aussi dans les régulateurs IP et RST avec cette commande, mais à un effet moins dans le cas du régulateur IP. Celle-ci est due au changement des inductances qui fausse l'estimation du courant rotorique à partir des puissances de référence.

Cette erreur apparaît dans l'énergie réactive et non dans l'énergie active en raison du changement avec la même proportion de l'inductance cyclique mutuelle et de l'inductance cyclique statorique.

Ce changement garde le rapport  $\left(\frac{L_s}{MV_s}\right)$  constant et par conséquent n'a pas d'influence sur le résultat de la relation (2.32) qui estime  $I_{qr}$  à partir de  $P_{ref}$ . Si le changement n'avait pas été réalisé avec la même proportion, le rapport  $\left(\frac{L_s}{MV_s}\right)$  aurait été modifié et donc l'estimation d' $I_{qr}$  aurait été faussée.

### III.5 Conclusion

Au terme de ce chapitre, nous avons bien pu remarquer que la commande de la chaîne de conversion éolienne implique la mise en œuvre :

- d'un algorithme d'optimisation de puissance dit MPPT : dans cette partie, on a dimensionné deux types de régulateurs classiques (PI et IP). Le régulateur IP de part ses performances par rapport au régulateur PI a été retenues.
- d'une commande vectorielle de la MADA : dans cette approche nous avons appliqué les deux méthodes directe et indirecte. Les résultats obtenus montrent que la régulation par la méthode indirecte présente des performances meilleures que celles présentées par la méthode directe en termes de temps de réponse et de rejet de perturbation.

Les contrôleurs PI, IP et RST ont été appliqués au réglage d'une MADA utilisée dans une chaîne de conversion éolienne. Les résultats des simulations montrent que les deux derniers régulateurs donnent une meilleure réponse transitoire par rapport au PI avec un temps de réponse inférieur et un dépassement réduit. Ce qui montre que ces contrôleurs assurent une minimisation de l'interaction qui existe entre les deux puissances active et réactive et rejettent les perturbations.

Le régulateur RST va être choisi pour commander le système éolien-solaire qui est constitué d'une MADA excitée par une source photovoltaïque, d'une cascade redresseur –bus continu- onduleur, d'une turbine. Les résultats obtenus par simulation sont satisfaisants.

# **Chapitre IV**

**Commande de la chaîne de  
conversion solaire et couplage  
de système éolien-solaire**

## **IV.1. Introduction**

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté la commande de la chaîne de conversion éolienne, dans le présent chapitre nous nous attachons à la commande de la chaîne de conversion solaire et au couplage des deux systèmes éolien-solaire.

## **IV.2. Système photovoltaïque**

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont "bombardés" par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être "arrachés/décrochés" : si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau.

L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons "décrochés" créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique: c'est l'effet photovoltaïque.

L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique. Le terme photovoltaïque vient du grec "phos, photos" qui désigne la lumière et de "voltaïque", mot dérivé du physicien italien Alessandro VOLTA, connu pour ses travaux sur l'électricité. [8] [9]

## **IV.3. Module solaire photovoltaïque [21]**

Le module photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles assemblé pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une photopile élémentaire ne génère pas suffisamment de tension : entre 0,5 et 1,5V selon les technologies. Il faut donc toujours plusieurs photopiles en série pour générer une tension utilisable.

Un module photovoltaïque ne génère aucun déchet en fonctionnement, son coût de démantèlement est très faible et ses coûts d'exploitation sont quasi nuls. La durée de vie d'un tel module est supérieure à 20 ans.

Les modules se distinguent en fonction des technologies de silicium qu'ils utilisent:  
Silicium monocristallin: les capteurs photovoltaïques sont à base de cristaux de silicium encapsulés dans une enveloppe plastique.

Silicium poly cristallin: Les capteurs photovoltaïques sont à base de poly cristaux de silicium, notablement moins coûteux à fabriquer que le silicium monocristallin, mais qui ont

aussi un rendement un peu faible. Ces poly cristaux sont obtenus par fusion des rebuts du silicium de qualité électronique.

Silicium amorphe: les panneaux "étalés" sont réalisés avec du silicium amorphe au fort pouvoir énergisant et présentés en bandes souples permettant une parfaites intégration architecturale.

Le tableau suivant présente les rendements typiques et théoriques que l'on peut obtenir avec ces différentes technologies.

Technologie	Rendement typique (%)	Rendement théorique (%)
Monocristallin	12-16	24
Polycristallin	11-13	18,6
Amorphe	5-10	12,5

**Tableau 4.1 : Rendement des différentes technologies.**

#### **IV. 4. Cellules photovoltaïques**

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photo-sensible, son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs à base de silicium (SI), de sulfure de cadmium (CdS) ou de tellure de cadmium (CdTe). Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque.

En effet, une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi-conducteur. Ces deux couches sont dopées différemment:

- Pour la couche N, apport d'électrons périphériques.
- Pour la couche P, déficit d'électrons.

Ces deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N) leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi-conducteur (figure 4.1). L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux.

Une couche anti-reflet est ensuite déposer sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée.

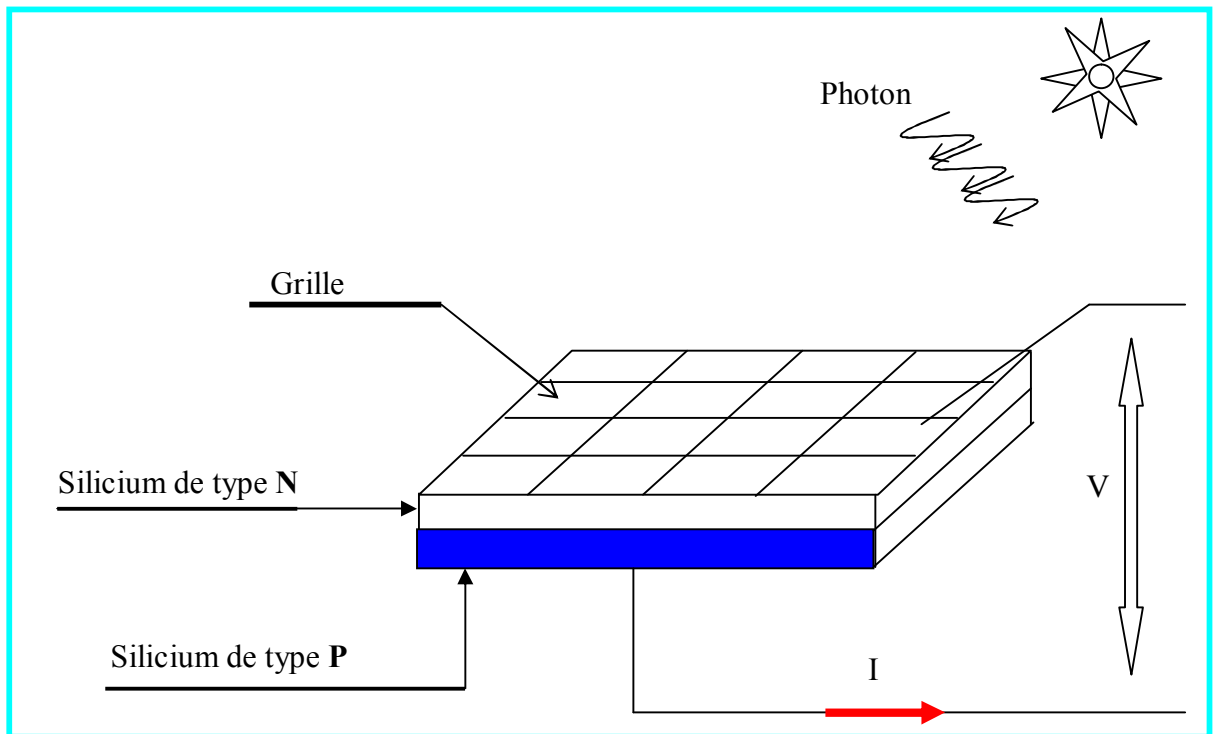


Figure 4.1:Schéma d'une cellule élémentaire

## IV.5. Commande de la chaîne de conversion solaire

Contrairement à la commande de la chaîne de conversion éolienne, la commande de la chaîne de conversion solaire est relativement simple car elle ne nécessite que la commande des convertisseurs statiques utilisés et la régulation de la tension présente au niveau du bus continu. La technique de commande par modulation de largeur d'impulsion présentée au chapitre III est utilisée pour la commande des convertisseurs statiques.

Pour la régulation de la tension continue nous utiliserons un régulateur RST.

### IV.5.1 Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le modèle mathématique associé à une cellule se trouve à partir de celui d'une jonction PN.

On y ajoute le courant  $I_{ph}$ , proportionnel à l'éclairement, ainsi qu'un terme modélisant les phénomènes internes. Le courant "I" issu de la cellule s'écrit alors:

$$I = I_{ph} - I_{sc} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot (U + R_s \cdot I)}{K \cdot T}} - 1 \right) - \frac{U + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (4.1)$$

$$I_d = I_{sc} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot (U + R_s \cdot I)}{K \cdot T}} - 1 \right) \quad (4.2)$$

Avec:

$I_{ph}$ : photocourant, ou courant généré par l'éclairement (A).

$I_{sc}$ : courant de saturation de la diode (A).

$R_s$ : résistance série ( $\Omega$ ).

$R_{sh}$ : résistance shunt ( $\Omega$ ).

K: constante de Boltzmann ( $K=1,38 \cdot 10^{-23}$ ).

q: charge de l'électron ( $q=1,602 \cdot 10^{-19}$ ).

T: température de la cellule ( $^{\circ}K$ ).

On peut déduire de cette expression un schéma équivalent, comme le montre la figure (4.2):

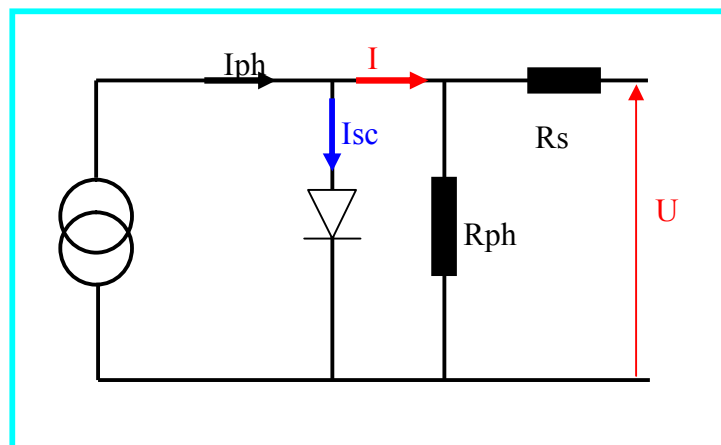


Figure 4.2 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

La diode modélise le comportement de la cellule dans l'obscurité. Le générateur de courant modélise le courant "I<sub>ph</sub>" généré par un éclairement.

Enfin, les deux résistances modélisent les pertes internes:

Résistance série  $R_s$  : modélise les pertes ohmiques du matériau.

Résistance shunt  $R_{sh}$  : modélise les courants parasites qui traversent la cellule.

Idéalement, on peut négliger  $R_s$  et  $I$  devant  $U$ , puis travailler avec un modèle simplifié:



$$I = I_{ph} - I_{sc} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot U}{K \cdot T}} - 1 \right) - \frac{U}{R_{sh}} \quad (4.3)$$

Comme la résistance shunt est beaucoup plus élevée que la résistance série, on peut encore négliger le courant dévié dans Rsh. On obtient:

$$I = I_{ph} - I_{sc} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot U}{K \cdot T}} - 1 \right) \quad (4.4)$$

Le schéma équivalent de la figure (4.3) correspondant est de la cellule idéale:

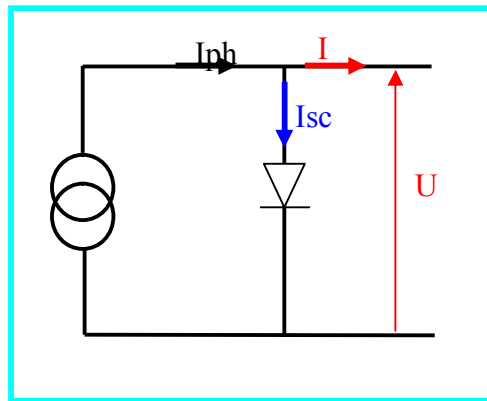


Figure 4.3: Schéma équivalent

Le rendement énergétique et définit quant à lui comme le rapport entre cette puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur le module photovoltaïque.

Si S est la surface de ce module, et E l'éclairement en W/m<sup>2</sup>, le rendement énergétique s'écrit:

$$\eta = \frac{P_m}{E \cdot S} \quad (4.5)$$

P<sub>m</sub> est la puissance maximum mesurée dans les conditions STC (Standard Test Conditions), c'est-à-dire sous un spectre AM1.5, une température de 25°C, et un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Le rendement d'une cellule photovoltaïque est dans le cas général assez faible, de l'ordre de 10 à 20%. Des rendements plus importants ont été obtenus à l'aide de nouveaux matériaux (en laboratoire, l'arséniure de gallium AsGa donne des rendements supérieurs à 25%) ou de techniques expérimentales (technologies multicouches), souvent difficiles et coûteuses à mettre en œuvre.

Cependant, le matériau photovoltaïque le plus utilisé est le silicium, qui représente une solution économique. Pour de telles cellules, le rendement énergétique ne dépasse pas les 15%.

D'après les caractéristiques courant-tension et puissance-tension, on peut déduire d'autres paramètres:

- Le courant de court circuit  $I_{cc}$ , soit le courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle. En pratique ce courant est très proche du photocourant  $I_{ph}$ .
- La tension de circuit ouvert  $V_{co}$ , soit la tension qui apparaît aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul.
- Entre ces deux extrêmes, il existe un optimum donnant la plus grande puissance  $P_{max}$  ou MPP (Maximum Power Point).
- Le facteur de forme qui indique le degré d'idéalité de la caractéristique, soit le rapport:

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (4.6)$$

#### IV.5.2 Les caractéristiques énergétiques d'une cellule PV

L'exposition des matériaux semi conducteur à la lumière du soleil, crée un échauffement de ce matériaux ce qui traduit en une énergie thermique si l'électron revient à son état initial, ces électrons libres créent une tension électrique aux bornes de la cellule photovoltaïque (L'énergie électrique).

Alors l'équation énergétique d'une cellule photovoltaïque s'écrit comme suit:

$$E_{\text{électrique}} = E_{\text{lumineuse}} - E_{\text{thermique}} \quad (4.7)$$

Avec:

$E_{\text{électrique}}$  : L'énergie disponible aux bornes de la cellule PV (tension-courant).

$E_{\text{lumineuse}}$  : L'énergie incidente (flux lumineux).

$E_{\text{thermique}}$  : Les pertes thermiques (par convection, rayonnement et conduction).

#### IV.5.3 Le rendement d'une cellule PV

Le rendement d'une photopile est le rapport entre l'énergie électrique (Wh ou J) qu'elle fournit et l'énergie du rayonnement (visible ou invisible à l'œil, lumineux ou solaire) (Wh ou J) reçue ou incidente, c'est-à-dire le rapport:

$$\eta = E_{\text{électrique}} / E_{\text{lumineuse}} \quad (4.8)$$

## IV.5.4 Les caractéristiques électriques d'une cellule PV

### IV.5.4 .1 La courbe courant-tension d'une cellule PV

La courbe caractéristique d'une cellule PV représente la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule PV depuis le court-circuit (tension nulle correspondant au courant maximum produit) jusqu'au circuit ouvert (courant nul pour une tension maximale aux bornes de la cellule).

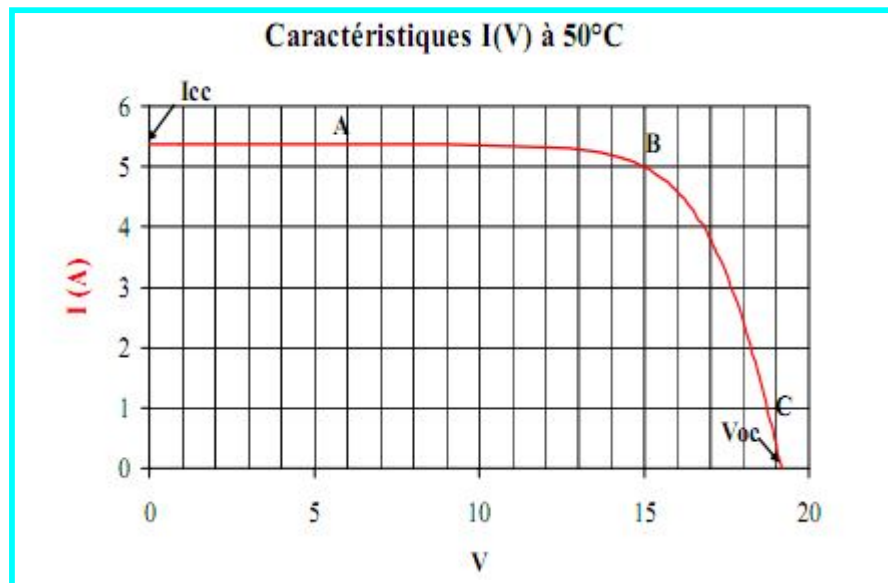


Figure 4.4 Caractéristiques  $I=f(V)$  d'une cellule PV au silicium

### IV.5.4 .2 La puissance caractéristique d'une cellule PV

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc..), la puissance électrique  $P(W)$  disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni  $I$  par une tension continue donnée  $V$

$$P = V.I. \quad (4.9)$$

$P(W)$  : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

$U(V)$  : Tension mesurée aux bornes de la cellule PV.

$I(A)$  : Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV.

#### a) La puissance max:

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximum  $P_{max}$  idéale correspondrait donc à la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  multipliée par le courant de court-circuit  $I_{cc}$  (c'est-à-dire à la surface du rectangle OABC):

$$P_{\max \text{ idéale}} = V_{co} \cdot I_{cc} \quad (4.10)$$

$P_{\max \text{ idéale}} (W)$  : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

$V_{co} (V)$  : Tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV.

$I_{cc} (A)$  : Intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV.

En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule PV est plus "arrondie", et la tension au point de puissance maximum VPmax est inférieur à la tension de circuit ouvert VCO, de même que le courant fourni IPmax est inférieur, pour cette même tension, au courant de court-circuit ICC.

### b) Le facteur de forme

On appelle facteur de forme "f" le rapport entre la puissance maximum fournie par le cellule Pmax, dans des conditions d'éclairement, de température et de vitesse de circulation de l'air ambiant donnés, et le produit du courant de court-circuit ICC par la tension de circuit ouvert VCO (c'est-à-dire la puissance maximale d'une cellule idéale):

$$FF = P_{\max} / (V_{co} \cdot I_{cc}). \quad (4.11)$$

$FF$  : Facteur de forme.

Le facteur de forme "f" est l'ordre de 70% pour une cellule de fabrication industrielle.

### IV.5.4.3 L'influence de l'éclairement solaire sur le fonctionnement d'une cellule PV

L'énergie électrique produit par une cellule photovoltaïque dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. La figure suivante représente la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes. On remarque également que le courant est directement proportionnel au rayonnement, et la tension n'est pas dégradée lorsque la lumière baisse.

La figure (4.5) montre l'influence de l'éclairement sur une cellule photovoltaïque.

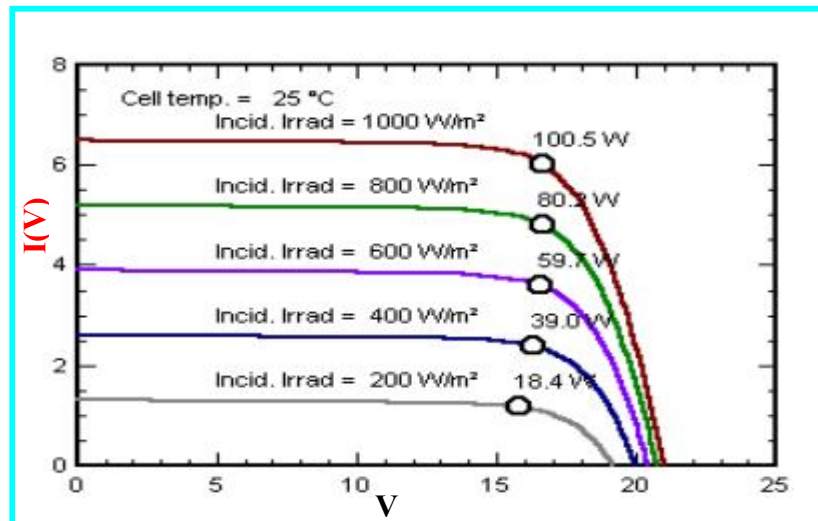


Figure 4.5 Caractéristiques  $I=f(V)$  d'une cellule PV à température constante en fonction de l'éclairement

#### IV.5.4 .4 L'influence de la température sur le fonctionnement d'une cellule PV

La température est un paramètre important puisque les cellules sont exposées au rayonnement solaire, susceptible de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique : elle se dissipe sous forme de chaleur. C'est pourquoi la température d'une cellule est toujours plus élevée que la température ambiante.

Pour estimer la température de cellule  $T_c$  à partir de la température ambiante  $T_a$ , on peut utiliser la formule de correction suivante:

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800}(TUC - 20) \quad (4.12)$$

Avec  $E_m$  : éclairement moyen (en  $W/m^2$ ).

$TUC$  : Température d'utilisation de cellule ( $^{\circ}C$ ).

Les courbes suivantes représentent l'évolution du courant et de la tension en fonction de la température de jonction de la cellule, les autres conditions extérieures restant fixes:

Lorsque la température augmente, la tension diminue alors que le courant augmente.

Dans le cas de cellules au silicium, le courant augmente d'environ  $0,025 \text{ mA/cm}^2 \cdot ^{\circ}C$  alors que la tension décroît de  $2,2 \text{ mV/}^{\circ}C$ . La baisse globale de puissance est d'environ de  $0,4\% /^{\circ}C$ . Ainsi, plus la température augmente et moins la cellule est performante.

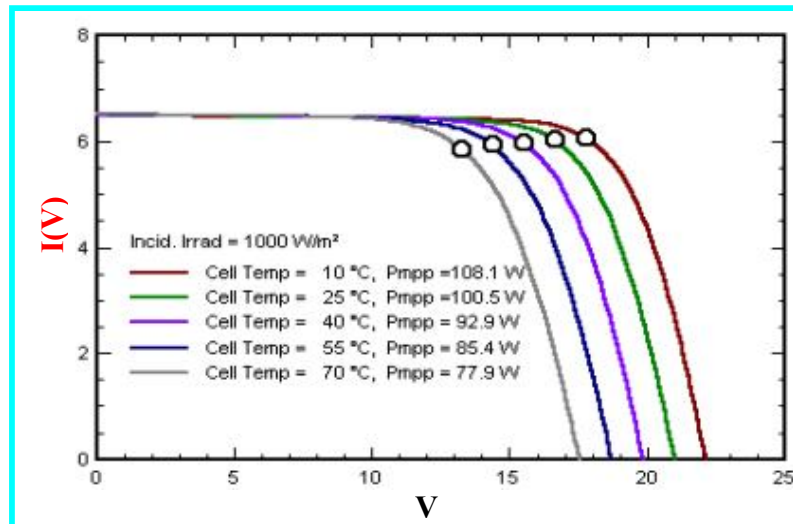


Figure 4.6 Caractéristiques  $I=f(V)$  d'une cellule PV à éclairment constant en fonction de la température

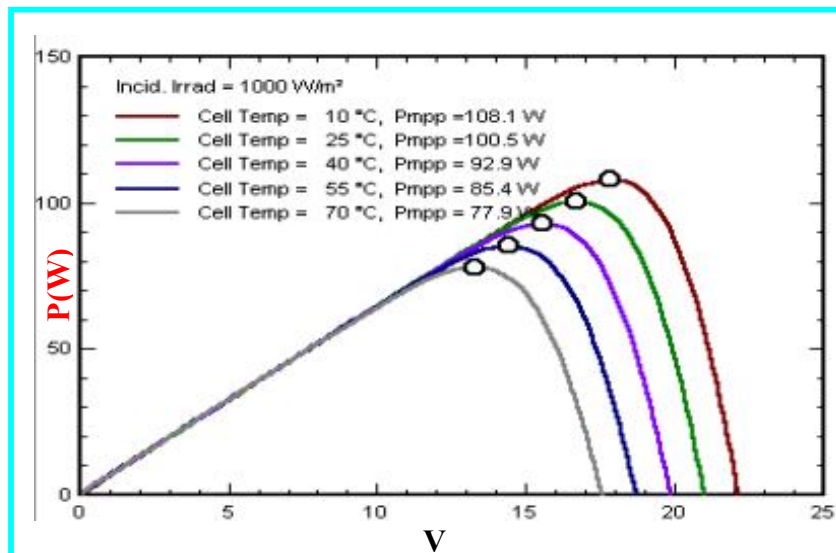


Figure 4.7 Influence de la température-puissance en fonction de la tension  $P=f(V)$

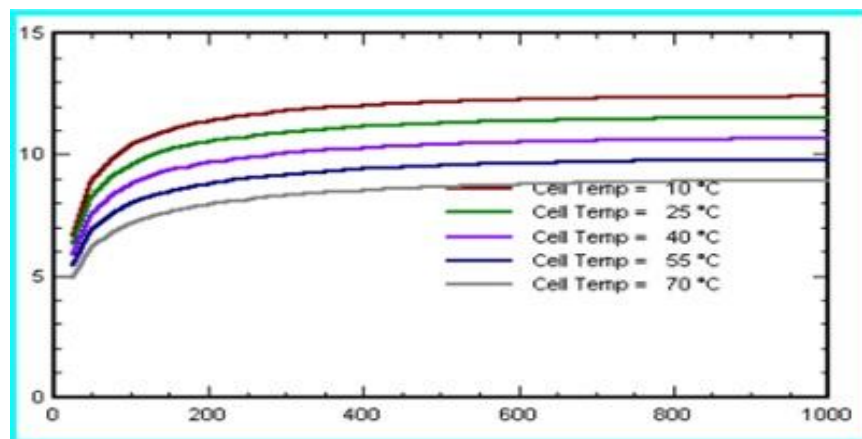


Figure 4.8 Influence de la température-rendement en fonction de l'irradiation.

### IV.5.5 Les régulateurs de charge

Plusieurs types de régulateurs peuvent être utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Le régulateur contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaires) et décharges profondes (utilisateurs). Il doit assurer la surveillance et la sécurité de l'installation.

Les régulateurs de charge se caractérisent en trois groupes principaux:

- Les régulateurs séries, qui incorporent entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge.
- Les régulateurs shunts, dont l'interrupteur court-circuite le générateur solaire en fin de charge.
- Les régulateurs à recherche de point de puissance maximum (MPPT ou Maximum Power Point Tracking), qui utilisent un circuit électrique spécial permettant de soutirer en permanence du champ de capteur sa puissance maximale.

#### IV.5.5.1 Les régulateurs séries

##### a) Principe du circuit

La figure 4.9 illustre le principe d'un régulateur série :

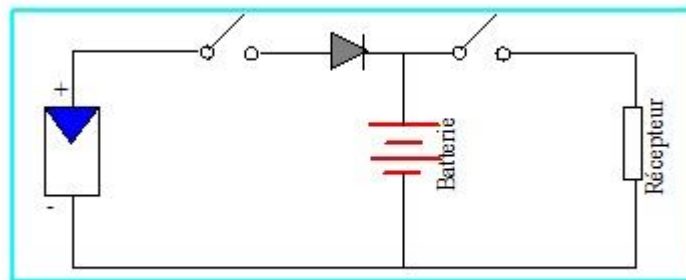


Figure 4.9 Principe d'un régulateur série

L'interrupteur de charge est ici en série avec la batterie. Il s'ouvre lorsque la fin de charge est atteinte.

\*)**Avantage:** tension aux bornes de l'interrupteur plus faible.

\*)**Inconvénients par rapport au type shunt:** l'interrupteur ajoute une chute de tension supplémentaire entre les panneaux et la batterie.

### IV.5.5 .2 Les régulateurs shunt

#### b) Principe du circuit

La figure 4.10 illustre le principe d'un régulateur shunt :

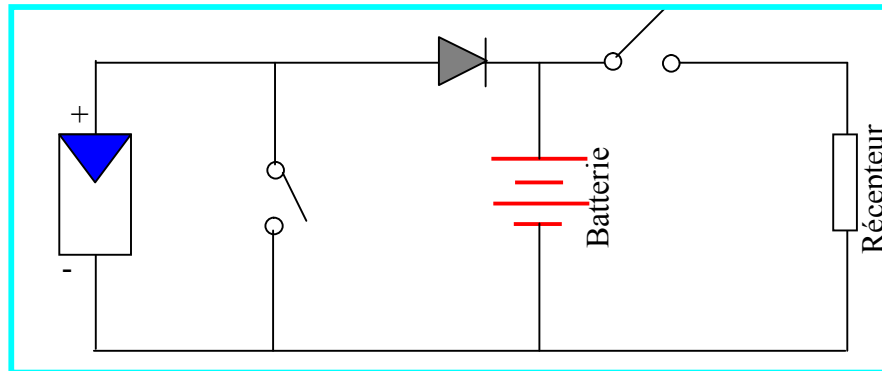


Figure 4.10 Principe d'un régulateur shunt

Tout le courant du panneau passe dans la batterie. Lorsque le seuil de coupure est atteint, tout le courant passe dans l'interrupteur. Il faut ajouter impérativement une diode entre cet interrupteur et la batterie pour ne pas la court-circuiter. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau.

#### \*) Inconvénients

- Aux bornes de l'interrupteur apparaît la tension du panneau, il peut donc y avoir des problèmes de protection contre les surtensions.
- Dissipation thermique de l'interrupteur peut être élevée à grand courant.

Les régulateurs à recherche de point de puissance maximum

### IV.5.6 Principe du MPPT

Les régulateurs MPPT sont conçus pour extraire des panneaux solaires la puissance maximum disponible. Cela permet donc de récupérer un maximum d'énergie quels que soient la température et l'ensoleillement. Les tensions et courants sont mesurés en permanence de manière à déduire la puissance extraite du panneau. La puissance ainsi obtenue est comparée avec la puissance de l'instant précédent. La tension aux bornes des panneaux est ensuite augmentée ou réduite suivant le résultat de la comparaison.



**\*)Avantage:** Travailler dans une grande plage de température et donc cela permet de récupérer l'excès de tension en hiver.

**\*)Inconvénients:** L'investissement devient rentable si l'on connaît bien les pertes associées au MPPT et à la conversion DC/DC.

## **IV.6 Le Stockage de l'énergie**

Le stockage de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques autonomes est en général assuré par des batteries, composants utilisés dans la majorité des cas. Seules quelques applications utilisant l'énergie au fil du soleil comme par exemple du pompage ou de la ventilation peuvent se passer d'accumuler l'énergie; aussi, bien connaître les batteries, est un élément essentiel au succès des systèmes autonomes. Dans ces systèmes le stockage d'énergie représente environ 13 à 15% des investissements initiaux mais sur une durée d'exploitation de vingt ans. Ce coût peut atteindre 50% des frais totaux; il est donc primordial d'essayer de réduire ce prix en augmentant la durée de vie de ce composant.

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en générale de type plomb-acide, deux électrodes de plomb et d'oxyde de plomb plongées dans un électrolyte composé d'acide sulfurique dilué.

Il existe deux types de batteries au plomb:

- Batterie à électrolyte liquide
- Batterie à électrolyte stabilisé

### **IV.6.1 Batteries à électrolyte liquide**

La batterie est considérée comme un récipient où s'alternent plaques positives et négatives séparées par des entretoises isolantes. Ce récipient est fermé par un bouchon pour éviter au maximum la corrosion interne.

#### **\*) Avantages**

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être

dimensionnés pour des applications de puissances allant du milli Watt au Méga Watt.

- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

#### **\*) Inconvénients**

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15% (soit entre 10 à 15MW/Km<sup>2</sup> par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure 1eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

### **IV.7 Modélisation du panneau solaire**

Le modèle de la simulation du système photovoltaïque est basé sur les équations Mathématiques (4.1) et (4.2), ainsi que le schéma équivalent de la cellule figure (4.3).

Les résultats de notre modèle solaire sont présentés sur la figure (4.11)

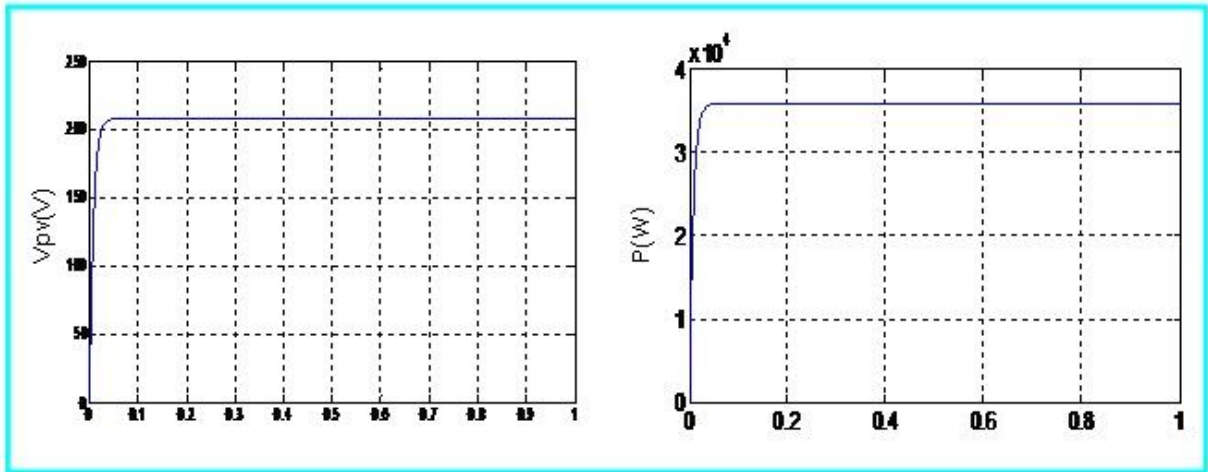


Figure (4.11) Les courbes: de tension et de puissance du système photovoltaïque

### IV.8 Couplage de système éolien-solaire

Pour assurer une autonomie d'alimentation en énergie électrique du dispositif éolien, il y a lieu de le coupler avec une source d'énergie électrique. La figure (4.12) nous montre la structure d'un système mixte éolien solaire.

L'excitation de la MADA a été effectuée par le décharge du condensateur aux bornes du convertisseur MLI qui lui-même alimente à travers le réseau.

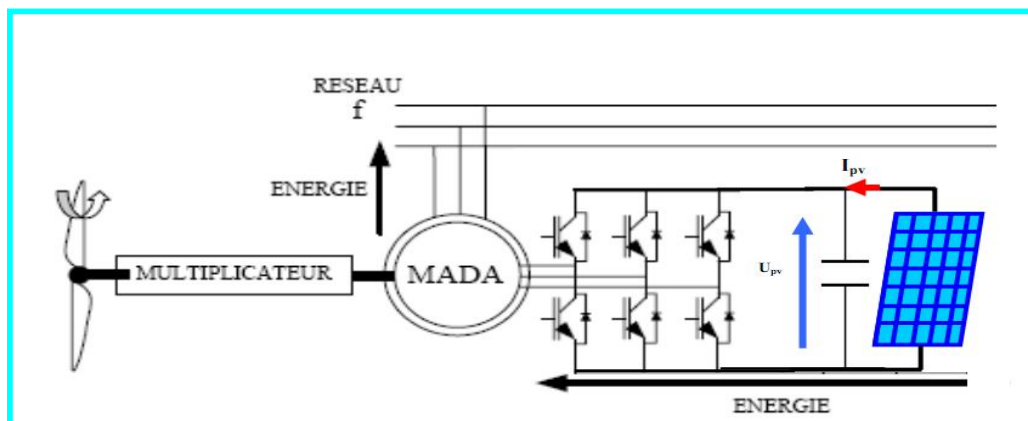


Figure 4.12 Excitation de la MADA par un système photovoltaïque

## IV.9 Régulation de la tension au niveau du bus continu

La figure (4.13) montre la boucle de régulation de la tension aux bornes du bus continu.

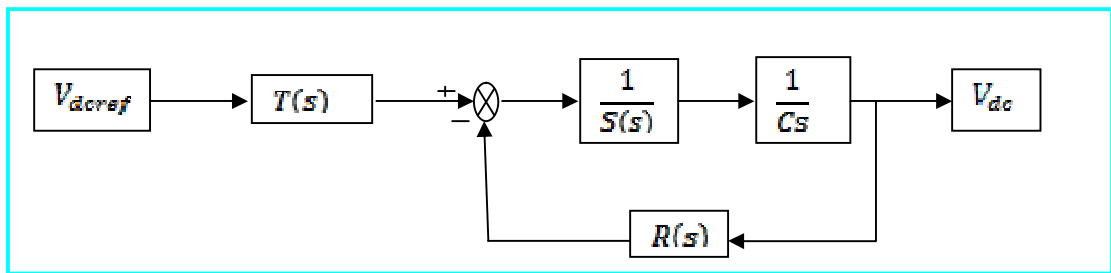


Figure 4.13 Boucle de régulation de la tension

Avec  $R(s)$ ,  $S(s)$  et  $T(s)$  sont des polynômes du premier ordre :

$$\begin{cases} R(s) = r_0 \\ S(s) = s_0 \\ T(s) = t_0 \end{cases} \quad (\text{IV-1})$$

La fonction de transfert en boucle fermée s'écrit :

$$\frac{V_{dc}}{V_{dc\_ref}} = \frac{T(s)}{Cs.S(s) + R(s)}. \quad (\text{IV-2})$$

Avec  $C$  la capacité du condensateur du bus continu.

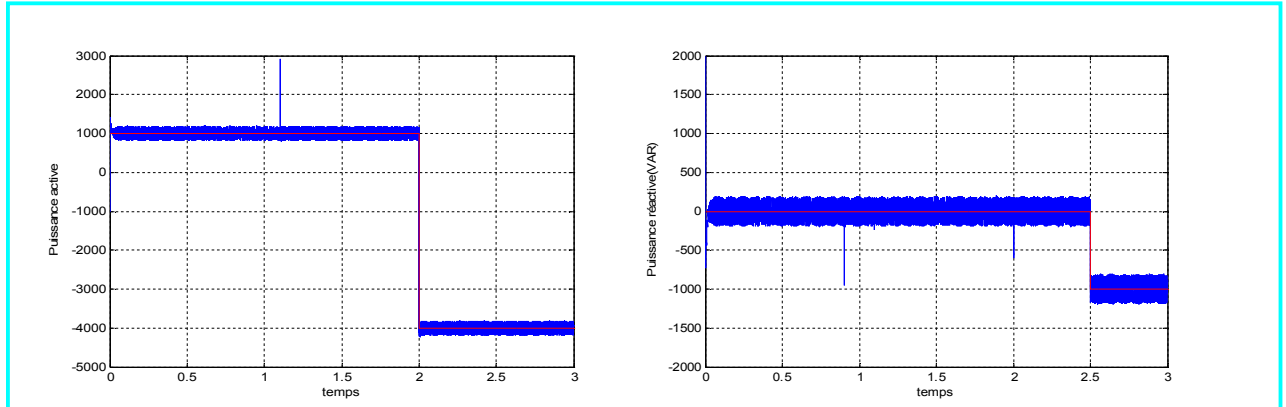
L'identification de la fonction de transfert du système en boucle fermée avec celle d'un deuxième ordre nous permet d'écrire :

$$\begin{cases} T(s) = \omega_n^2 \\ R(s) = 2\xi\omega_n s + \omega_n^2 \\ S(s) = \frac{s}{C} \end{cases}$$

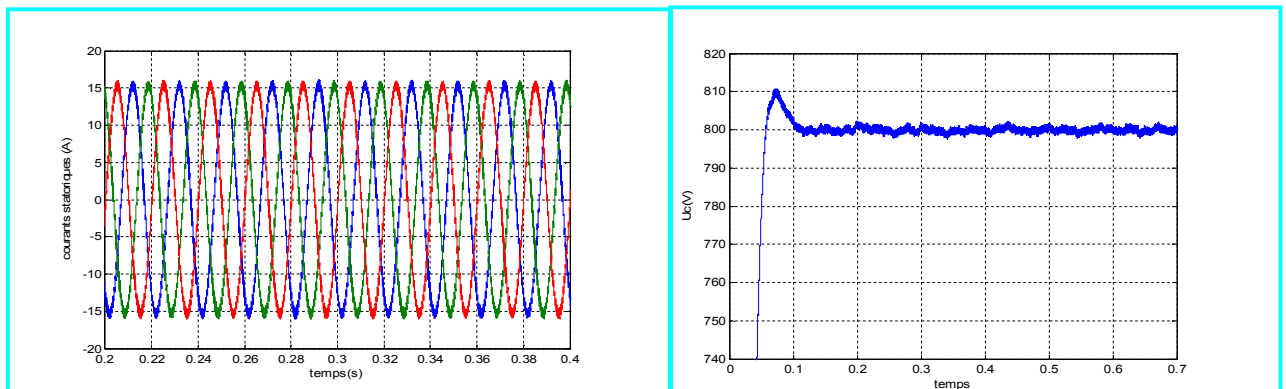
Un utilisant la méthode d'emplacement des pôles, on calcule aisément les paramètres du régulateur de tension.

**IV.9 .1 Résultats de simulation**

Les résultats de simulation obtenus sous l'environnement MATLAB/SIMULINK sont exposés ci-dessous :



**Figure 4.14 Puissance active et réactive statorique avec leurs références**



**Figure 4.15 courant statorique avec zoom**

**Figure 4.16 La tension continue avec un zoom**

On remarque que les résultats restent identique comparativement aux celui obtenu dans le cas de la conversion éolienne tout seule, on peut constater que le système mixte proposé prévale un fonctionnement autonomie dans les sites isolés.

## **IV.10 Conclusion**

Dans ce chapitre une association énergie éolienne-solaire, à été adaptée dont le but d'extraire un maximum de puissance du système éolienne, ainsi que une autonomie d'alimentation en énergie électrique.

## **Conclusion générale**

Le travail effectué dans ce mémoire a pour objectif la commande d'un système mixte éolien-solaire.

Afin d'atteindre cet objectif, le premier chapitre nous a permis d'avoir une vision générale sur les systèmes éoliens et solaires. Nous pouvons retenir de ce chapitre une description des éléments essentiels utilisés dans les systèmes éoliens et solaires. Il dresse également un état de l'art sur les différentes associations machines électriques-convertisseurs statiques pouvant être accouplé à une éolienne.

Dans le deuxième chapitre nous nous sommes intéressés à la modélisation de la chaîne de conversion éolienne. Il présente les concepts fondamentaux de la modélisation de la turbine éolienne, de la MADA, des convertisseurs statiques utilisés et du filtre LC.

Le troisième chapitre présente la commande de la chaîne de conversion éolienne. On a pu montrer à partir du modèle continu équivalent du processus et commande, que la commande de la structure de scherbius nécessite :

- l'élaboration de l'algorithme du MPPT pour optimiser la puissance électrique générée par la MADA.
  - d'une commande vectorielle de la MADA : dans cette approche nous avons appliqué les deux méthodes directe et indirecte. Les résultats obtenus montrent que la régulation par la méthode indirecte présente des performances meilleures que celles présentées par la méthode directe en termes de temps de réponse et de rejet de perturbation.
  - Les contrôleurs PI, IP et RST ont été appliqués au réglage d'une MADA utilisée dans une chaîne de conversion éolienne. Les résultats des simulations montrent que les deux derniers régulateurs donnent une meilleure réponse transitoire par rapport au PI avec un temps de réponse inférieur et un dépassement réduit. Ce qui montre que ces contrôleurs assurent une minimisation de l'interaction qui existe entre les deux puissances active et réactive et rejettent les perturbations.
  - le contrôle des puissances (active et réactive) échangées avec le réseau à bus infini à travers l'onduleur MLI2. Après avoir montré le modèle pour le contrôle indépendant des puissances, on a pu constater que la commande indirecte présentait plusieurs avantages par rapport à la commande directe.
-

Le dernier chapitre présente la commande de la chaîne de conversion solaire et le couplage des systèmes éoliens et solaires pour une autonomie d'alimentation en énergie électrique du dispositif éolien dans les sites isolés.

Enfin, ce travail est un prolongement des études réalisées sur les applications des énergies multi sources et à besoin d'une continuation dans plusieurs directions.

D'après les résultats obtenus, il serait intéressant d'envisager les perspectives et les suggestions suivantes:

- Etude de la chaîne de conversion éolienne associée à la commande DPC optimisée.
  - Introduire la MADA dans un système éolien prenant en compte les vitesses élevées du vent pour appliquer la stratégie de réglage mécanique de la vitesse en utilisant l'une des deux techniques, le "Pitch control" ou le "Stall control".
  - L'optimisation de système photovoltaïque par des techniques d'intelligence artificielle.
  - L'intégration de système mixte au réseau basse tension.
  - Réalisation pratique des stratégies de contrôle proposées.
- 
-



# **Bibliographie**

## A. Ouvrages et Articles

- [1] : Adam Mirecki, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005
- [2] : Frédéric Poitiers, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne », Thèse de doctorat, Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes, 2003
- [3] : Phillipe Leconte, Marc Rapin, Edmon Szechenyi, « éoliennes », Technique de l'ingénieur, BM 4640-1
- [6] : Nachida kasbadji Merzouk, « Evaluation du gisement énergétique éolien, contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie », Thèse de doctorat, Université Abou bekr Belkaid de Tlemcen, 2006
- [8] : Belhadj, Mohamed, « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome », Mémoire de magistère. Institut des sciences exactes de Bechar. 2008.
- [9] : Metkemeyer, Didier Mayer & Rudolf, « L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour un système photovoltaïque isolé », Thèse de doctorat. Collège doctoral de paris. 2006.
- [10] : Salma El Aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de doctorat, Université des sciences et technologies de Lille 1
- [11] : Jean-Pierre Fanton, « Génie Electrique », ISBN 2-7298-1113-3
- [12] : F.Lucas, P.Charruault, « Les machines électriques F3 », ISBN 2-206-00362-7, 1987
- [13] : H.FOCH, F.FOREST, et T.MEYNARD, « Onduleurs de tension : Structures, Principes et Applications », Techniques de l'ingénieur, D 3 176.
- [15]: Noui Samir, « Etude et réalisation d'un onduleur à MLI commandé par DSP. Application à l'alimentation d'un onduleur à trois niveaux », Mémoire d'ingénieur d'Etat, Ecole Militaire polytechnique, 2004
- [16]:: A.Sarinar Toled, « Commande directe et observation des convertisseurs de puissance : Application à l'onduleur de tension triphasé », Thèse de doctorat, Institut national Polytechnique de Grenoble (France), 2000
- [17]: Armand Boyette, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », Thèse de doctorat, Université Henry Poincaré (Nancy 1), 2006
- [18]: P.DE LARMINAT, "Automatique, commande des systèmes linéaires", Editions, HERMES.
-

[19]: Merracki Farid, « Alimentation et commande d'une machine asynchrone à double alimentation (application à l'énergie éolienne) », Mémoire de magister, Ecole National Polytechnique (Alger), 2007

[20]: Moussa Siddo Abdoulaziz, S.N.Ibrahim, « Etude du générateur asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne », Mémoire d'ingénieur d'Etat, Ecole Nationale Polytechnique (Alger), 2007

[21]: Francis Labrique, Guy Segulier, Robert Bausière, « Les convertisseurs de l'électronique de puissance », Deuxième édition, Volume 4

## **B. Sites internet**

[4] : « Comment fonctionne une éolienne », [www.eole.org/comment\\_fonctionne\\_une\\_eolienne.htm](http://www.eole.org/comment_fonctionne_une_eolienne.htm)

[5] : « A l'étape de la maturité : l'énergie éolienne », [www.compagnons-eole.be](http://www.compagnons-eole.be)

[7] : « Analyse des projets de centrale éolienne », [www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

[14] : Site de vestas (Constructeur d'aérogénérateur), [www.vestas.dk](http://www.vestas.dk)

---