

République Algérienne Démocratique et Populaire  
*Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique*



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES  
Faculté de Technologie  
*Département d'Electrotechnique*

Thèse présentée par :

**Boudjema Zinelaabidine**

Pour l'obtention du diplôme de :

**Doctorat en Sciences**

**Spécialité : Electrotechnique**

*Option : Commande électrique*

Intitulé de la thèse :

**Etude et commande d'un système de  
production d'électricité renouvelable  
locale (énergie éolienne et  
photovoltaïque)**

*Présentée devant le jury composé de :*

<b>FELLAH Mohamed Karim</b>	Professeur, (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
<b>MEROUFEL Abdelkader</b>	Professeur, (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Rapporteur
<b>MASSOUM Ahmed</b>	Professeur, (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Examineur
<b>BELMADANI Bachir</b>	Professeur, (U.H.B. Chlef)	Examineur
<b>BENACHAIBA Chellali</b>	Professeur, (U. Béchar)	Examineur
<b>MILOUDI Abdellah</b>	Maître de Conférences, (U.T.M. Saida)	Examineur

Soutenue le : 10 / 02 / 2015

---

---

# **Avant-propos**

---

---

L'ensemble des travaux présentés dans cette thèse ont été effectués au sein du laboratoire ICEPS (Intelligent Control and Electrical Power Systems) de l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès.

Je tiens d'abord à exprimer toute ma gratitude et mes sincères remerciements à Monsieur Abdelkader MEROUFEL, Professeur à l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, pour le temps qu'il m'a accordé tout au long de cette thèse, pour ses grandes compétences scientifique, ainsi pour ses conseils, ses remarques toujours constructives et ses remarquables qualités humaines.

Je tiens à remercier Monsieur Mohamed Karim Fellah, Professeur à l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.

Il m'est agréable de pouvoir exprimer mes remerciements en vers les membres du jury examinateurs :

MM. Ahmed MASSOUM, Professeur à l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, Bachir BELMADANI, Professeur à l'Université Hassiba Benbouali de Chlef, Chellali BENACHAIBA, Professeur à l'Université de Béchar et Abdellah MILOUDI, Maître de Conférences "classe A" à l'Université Tahar Moulay de Saida, pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'examiner ce travail.

Mes sincères remerciements vont aussi aux enseignants maîtres assistants de l'Université de Chlef :

Mr Sid Ahmed DEROUAZINE, Mr Elhadj BOUNADJA, Mme Aicha Aissa Boukhtache et Melle Asma Toualbia, pour la précieuse aide qu'ils ont fournis à l'élaboration de cette thèse et leurs conseils judicieux, qu'ils soient infiniment remerciés.

Je souhaite remercier également mes enseignants et collègues de l'Université Hassiba Benbouali de Chlef, chacun avec son nom, pour leurs encouragements incessants pour l'élaboration de ce travail.

Mes remerciements vont également à toute personne ayant aidé, de près ou de loin, directement ou indirectement, à l'aboutissement de ce travail.

Enfin, j'adresse mes remerciements à tous ceux que j'aurais pu omettre de citer et qui de près ou de loin m'ont aidé et soutenu.

Je ne peux terminer sans avoir une pensée pour mes parents, ma petite famille, frères et sœurs. Ils m'ont toujours soutenu et encouragé.

Enfin, je voudrais témoigner tout mon amour à ma femme et ma petite fille ***Ritadje***.

---

---

# Liste des publications

---

---

Les travaux de recherche consignés par la présente thèse ont été concrétisés par plusieurs publications et communications nationales et internationales dont :

## REVUES INTERNATIONALES

- [1] **Z. Boudjema**, A. Meroufel and A. Amari, « *Robust control of a doubly fed induction generator (DFIG) fed by a direct AC-AC converter* », *Przełąd Elektrotechniczny*, Vol 12/a, pp 213–221, 2012.
- [2] **Z. Boudjema** and A. Meroufel, « *Fuzzy logic speed-sensorless control improvement of a doubly fed induction motor drives for low speed operations* », *Majlesi Journal of Mechatronic Systems*, Vol. 1, No. 4, December 2012.
- [3] **Z. Boudjema**, A. Meroufel, E. Bounadja and Y. Djerriri, « *Nonlinear control of a doubly fed induction generator supplied by a matrix converter for wind energy conversion systems* », *Journal of Electrical Engineering*, Vol 4, pp 60–68, 2013.
- [4] **Z. Boudjema**, A. Meroufel and Y. Djerriri, « *Nonlinear control of a doubly fed induction generator for wind energy conversion* », *Carpathian Journal of Electronic and Computer Engineering*, Vol. 6/1, pp 28–35, 2013.
- [5] **Z. Boudjema**, A. Meroufel, Y. Djerriri and E. Bounadja, « *Fuzzy sliding mode control of a doubly fed induction generator for wind energy conversion* », *Carpathian Journal of Electronic and Computer Engineering*, Vol. 6/2, pp 7–14, 2013.
- [6] Y. Djerriri, A. Meroufel, A. Massoum and **Z. Boudjema**, « *A comparative study between field oriented control strategy and direct power control strategy for dfig* », *Journal of Electrical Engineering*, Vol. 2, pp 50–58, 2014.
- [7] E. Bounadja, A. Djahbar, **Z. Boudjema**, « *Variable structure control of a doubly fed induction generator for wind energy conversion systems* », *Energy Procedia (Elsevier)*, Vol. 50, pp 999–1007, 2014.

## CONFERENCES INTERNATIONALES

- [1] **Z. Boudjema**, A. Meroufel and E. Bounadja, « *Robust control improvement of a doubly fed induction generator for wind energy conversion* », 4<sup>th</sup> International Conference on Electrical Engineering, May 07-09, 2012, Algiers, Algeria.
- [2] **Z. Boudjema**, A. Meroufel and E. Bounadja, « *Nonlinear control of a doubly fed induction generator for wind energy conversion systems* », 2<sup>nd</sup> International Conference on Power Electronics and Electrical Drives, December 11-12, 2012, USTO, Oran, Algeria.

---

---

# **Table des matières**

---

---

# TABLE DES MATIERES

<b>Introduction générale</b> .....	01
<b>Chapitre I :       Etat de l’art des systèmes d’énergies renouvelables</b>	
I.1. Introduction.....	07
I.2. Génération d’énergie renouvelable.....	07
I.2.1. Génération de la chaleur.....	09
I.2.1.1. <i>Thermo solaire</i> .....	10
I.2.1.2. <i>Géothermie</i> .....	10
I.2.1.3. <i>Biomasse</i> .....	11
I.2.2. Génération d’électricité.....	12
I.2.2.1. <i>Production éolienne</i> .....	12
I.2.2.2. <i>Photovoltaïque</i> .....	13
I.2.2.3. <i>Hydraulique</i> .....	14
I.2.2.4. <i>Energie de la mer</i> .....	15
I.3. Les énergies renouvelables en Algérie.....	15
I.3.1. Potentiels national des énergies renouvelables.....	16
I.3.1.1. <i>Energie solaire</i> .....	16
I.3.1.2. <i>Energie solaire photovoltaïque</i> .....	17
I.3.1.3. <i>Potentiel éolien</i> .....	18
I.3.1.4. <i>Potentiel de l’énergie géothermique</i> .....	18
I.3.1.5. <i>Potentiel de l’hydroélectricité</i> .....	19
I.3.1.6. <i>Potentiel de la biomasse</i> .....	20
I.4. Transformation de l’énergie du vent et du soleil en électricité.....	20
I.4.1. Conversion de l’énergie photovoltaïque.....	20
I.4.1.1. <i>Type de systèmes photovoltaïques</i> .....	21
I.4.1.2. <i>Avantages et inconvénients d’une installation PV</i> .....	21
I.4.2. Conversion de l’énergie éolienne.....	22
I.4.2.1. <i>Emplacement des parcs éoliens</i> .....	23
I.4.2.2. <i>Taille des aérogénérateurs</i> .....	23
I.4.2.3. <i>Conversion du vent en électricité</i> .....	24
I.4.2.4. <i>Avantages et inconvénients de l’énergie éolienne</i> .....	25
I.5. Systèmes de stockage pour la production d’électricité.....	25
I.5.1. Types de stockage d’énergie.....	26
I.5.2. Energie renouvelable et systèmes de stockage.....	27
I.6. Conclusion.....	28
<b>Chapitre II :       Modélisation et commande de la turbine éolienne</b>	
II.1. Introduction.....	29
II.2. Caractérisation des éoliennes.....	29
II.2.1. Histoire des éoliennes.....	29

II.2.2. Descriptif d'une éolienne.....	30
II.2.3. Les différents types d'éoliennes.....	31
II.2.3.1. Turbines éoliennes à axe vertical (VAWT).....	31
II.2.3.2. Turbines éoliennes à axe horizontal (HAWT).....	32
II.2.4. Principaux composants d'une éolienne.....	33
II.3. Système de régulation et de protection de l'éolienne.....	36
II.3.1. Système de freinage manuel.....	36
II.3.2. Système de freinage automatique.....	36
II.3.2.1. Régulation et freinage par basculement de l'éolienne.....	36
II.3.2.2. Régulation et freinage par gouvernail articulé.....	37
II.3.2.3. Système de régulation aérodynamique.....	37
II.3.2.4. Arrêt par frein à disque automatique.....	38
II.3.2.5. Régulation active par décrochage aérodynamique.....	38
II.4. État de l'art sur les génératrices d'éoliennes à vitesse variable.....	39
II.4.1. Eolienne à vitesse fixe.....	39
II.4.2. Eolienne à vitesse variable.....	39
II.4.3. Système utilisant une génératrice synchrone.....	41
II.4.3.1. Exploitation dans l'éolien.....	41
II.4.3.2. Avantages et inconvénients.....	41
II.4.4. Système utilisant une génératrice asynchrone.....	42
II.4.4.1. Exploitation dans l'éolien.....	42
II.4.4.2. Avantages et inconvénients.....	42
II.4.5. Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation.....	42
II.4.5.1. Principe de la machine asynchrone à double alimentation.....	42
II.4.5.2. Avantages et inconvénients.....	43
II.5. Modélisation mathématique de la turbine éolienne.....	43
II.5.1. Hypothèses simplificatrices.....	44
II.5.2. Modèle aérodynamique.....	44
II.5.3. Modèle de la partie mécanique.....	45
II.6. Stratégie de commande de la turbine éolienne.....	47
II.6.1. Extraction du maximum de la puissance du vent .....	47
II.6.1.1. Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation.....	48
II.6.1.2. Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation.....	55
II.7. Résultats de simulation.....	57
II.7.1. Résultats obtenus de la structure de commande sans asservissement de vitesse..	57
II.7.2. Résultats obtenus de la structure de commande avec asservissement de vitesse..	59
II.8. Conclusion.....	60
 <b>Chapitre III : Commande vectorielle de la GADA</b>	
III.1. Introduction.....	61
III.2. Présentation de la GADA.....	61
III.2.1. Structure de la machine.....	61
III.2.2. Fonctionnement de la GADA dans un système éolien.....	62

III.2.3. Différentes configurations d'un système éolien à base d'une GADA.....	63
III.2.3.1. GADA avec pont à diodes et pont à thyristors.....	64
III.2.3.2. GADA avec pont à diodes et pont à transistors.....	66
III.2.3.3. GADA avec cycloconvertisseur.....	66
III.2.3.4. GADA avec convertisseurs MLI.....	66
III.3. Modélisation de la GADA.....	67
III.3.1. Hypothèses simplificatrices.....	67
III.3.2. Modèle de la GADA dans le repère triphasé.....	67
III.3.3. Modèle de la GADA dans le repère de Park.....	69
III.4. Modélisation des convertisseurs de puissance.....	71
III.4.1. Description des composants du système d'alimentation de la GADA.....	71
III.4.2. Convertisseur côté réseau (CCR).....	72
III.4.2.1. Modèle du bus continu.....	73
III.4.2.2. Modèle de la liaison au réseau dans le repère de Park.....	73
III.4.3. Convertisseur côté génératrice (CCG).....	73
III.5. Stratégie de commande de la GADA.....	74
III.5.1. Méthode directe.....	78
III.5.2. Méthode indirecte.....	78
III.5.2.1. Synthèse du régulateur PI.....	79
III.6. Résultats de simulation.....	81
III.6.1. Test de suivi de consigne et sensibilité aux perturbations.....	81
III.6.2. Test de robustesse.....	84
III.7. Conclusion.....	86
<b>Chapitre IV : Commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA</b>	
IV.1. Introduction.....	87
IV.2. Commande par mode glissant : concepts de base.....	88
IV.2.1. Définition des systèmes à structure variable.....	88
IV.2.2. Structures de la commande par mode glissant.....	88
IV.2.2.1. Structure par commutation au niveau de l'organe de commande.....	89
IV.2.2.2. Structure par commutation au niveau d'une contre-réaction d'état.....	89
IV.2.2.3. Structure par commutation au niveau de l'organe de commande, avec ajout de la commande équivalente.....	90
IV.2.3. Principe de la commande non linéaire à structure variable par mode glissant... ..	91
IV.2.3.1. Systèmes non linéaires à structure variable.....	92
IV.2.3.2. Modes de trajectoire d'une variable d'état.....	93
IV.2.4. Conception de la commande par mode glissant.....	94
IV.2.4.1. Choix de la surface de glissement.....	96
IV.2.4.2. Conditions de convergence.....	97
IV.2.4.3. Calcul de la commande.....	98
IV.3. Phénomène de broutement "Chattering".....	101
IV.4. Application de la commande par mode glissant à la GADA.....	102
IV.4.1. Contrôle des puissances active et réactive de la GADA.....	102

IV.4.2. Détermination des paramètres $k_1$ et $k_2$ .....	104
IV.4.3. Résultats de simulation.....	106
IV.4.3.1. Test de suivi de consigne et sensibilité aux perturbations.....	106
IV.4.3.2. Test de robustesse.....	108
IV.5. Elimination du Chattering.....	109
IV.5.1. Remplacement de la fonction "sign" par une fonction continue.....	109
IV.5.1.1. La fonction saturation "sat".....	110
IV.5.1.2. La fonction "sign + saturation".....	110
IV.5.2. Utilisation d'observateur.....	112
IV.5.3. Système adaptatif flou.....	113
IV.5.4. Solution par des modes glissants d'ordre supérieur.....	113
IV.6. Commande par mode glissant d'ordre 2 de la GADA.....	114
IV.6.1. Modes glissants d'ordre supérieur.....	114
IV.6.1.1. Principe de fonctionnement.....	114
IV.6.1.2. Commande par mode glissant d'ordre 2.....	115
IV.6.2. Commande par mode glissant d'ordre 2 des puissances de la GADA.....	116
IV.7. Commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA.....	118
IV.7.1. Principe de la commande par mode glissant d'ordre 2 flou.....	118
IV.8. Résultats de simulation et discussions.....	120
IV.8.1. Simulation du contrôle des puissances statoriques de la GADA.....	120
IV.8.1.1. Suivi des consignes de régulation.....	121
IV.8.1.2. Sensibilité aux perturbations.....	124
IV.8.1.3. Robustesse.....	125
IV.9. Conclusion.....	127

## **Chapitre V :      Modélisation et commande d'un système de conversion photovoltaïque**

V.1. Introduction.....	128
V.2. Cellule photovoltaïque.....	128
V.2.1. Polarisation de la jonction PN.....	130
V.2.2. Jonction PN sous éclairement.....	130
V.3. Modélisation d'un générateur photovoltaïque.....	131
V.3.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	131
V.3.1.1. Modèle à une seule exponentielle.....	132
V.3.1.2. Modèle à double exponentielle.....	132
V.3.1.3. Modèle d'étude.....	133
V.3.2. Simulation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'une cellule PV.....	134
V.3.3. Association de cellules PV.....	135
V.3.3.1. Association en série.....	135
V.3.3.2. Association en parallèle.....	136
V.3.4. Modélisation du générateur photovoltaïque (GPV).....	138
V.3.5. Caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$ d'un module photovoltaïque.....	139
V.3.6. Caractéristiques $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque.....	139

V.3.7. Influence de l'éclairement sur le fonctionnement du module PV.....	140
V.3.8. Influence de la température sur le fonctionnement du module PV.....	140
V.3.9. Influence de la résistance shunt.....	141
V.3.10. Influence de la résistance série.....	142
V.4. Fonctionnement optimal du GPV.....	142
V.5. Poursuite de point de puissance maximale MPPT.....	143
V.5.1. Hacheur Buck-Boost.....	144
V.5.1.1. <i>Modèle Mathématique équivalent</i> .....	144
V.5.1.2. <i>Le rapport de conversion</i> .....	146
V.5.2. Stratégie de recherche du point de fonctionnement optimal.....	146
V.5.2.1. <i>Algorithme perturbation et observation (P&amp;O)</i> .....	147
V.5.3. Simulation de l'association « GPV-hacheur ».....	148
V.5.3.1. <i>Test de poursuite de la puissance maximale</i> .....	148
V.5.3.2. <i>Influence des paramètres climatiques sur la puissance maximale du GPV</i> .....	149
V.5.3.3. <i>Etude de la robustesse du MPPT</i> .....	150
V.5.3.4. <i>Interprétation des résultats</i> .....	151
V.9. Conclusion.....	151

## **Chapitre VI :            Etude et commande d'un système d'énergie hybride éolien/photovoltaïque**

VI.1. Introduction.....	153
VI.2. Caractérisation et tâche des systèmes hybrides.....	153
VI.2.1. Définition.....	153
VI.2.2. Composants d'un système hybride.....	154
VI.2.3. Description des composants du système hybride.....	154
VI.2.3.1. <i>Le générateur diesel</i> .....	154
VI.2.3.2. <i>Le stockage d'énergie</i> .....	155
VI.2.3.3. <i>Gestion du stockage</i> .....	156
VI.2.3.4. <i>Le régulateur de charge batteries</i> .....	156
VI.2.3.5. <i>Convertisseurs</i> .....	157
VI.2.3.6. <i>Charge</i> .....	157
VI.3. Classification des systèmes hybrides.....	157
VI.3.1. Le régime du fonctionnement.....	157
VI.3.2. La structure du système hybride.....	158
VI.3.3. Etude des structures de systèmes hybrides.....	159
V.3.3.1. <i>Systèmes hybrides avec source d'énergie conventionnelle</i> .....	159
V.3.3.2. <i>Systèmes hybrides sans source d'énergie conventionnelle</i> .....	164
VI.4. Présentation de la configuration étudiée.....	166
VI.4.1. Principe de fonctionnement du système.....	167
VI.4.2. Etude du système.....	168
VI.4.2.1. <i>Unité de stockage</i> .....	169
VI.4.2.2. <i>Fonctionnement de l'éolienne seule avec l'unité de stockage</i> .....	171
VI.4.2.3. <i>Fonctionnement du GPV seul avec l'unité de stockage</i> .....	180

VI.4.2.4. <i>Fonctionnement du système global</i> .....	186
VI.9. Conclusion.....	190
<b>Conclusion générale</b> .....	191
<b>Annexes</b>	
<b>Annexe A : Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique</b> .....	194
A.1. Loi de Betz.....	194
A.2. Production d'énergie mécanique.....	196
<b>Annexe B : La logique floue</b> .....	198
B.1. Principe et définition.....	198
B.2. Théorie des sous-ensembles flous et logique floue.....	198
B.2.1. Théorie des sous-ensembles flous.....	198
B.2.2. Variable linguistique.....	199
B.2.3. Opérations sur les ensembles flous.....	200
B.2.3.1. <i>Union (disjonction)</i> .....	200
B.2.3.2. <i>Intersection (conjonction)</i> .....	200
B.2.3.3. <i>Complémentation</i> .....	200
B.2.3.4. <i>Produit cartésien</i> .....	200
B.2.3.5. <i>Egalité</i> .....	201
B.2.3.6. <i>Inclusion</i> .....	201
B.2.3.7. <i>Relation floue</i> .....	201
B.2.4. Fonction d'appartenance.....	201
B.2.5. Propositions floues.....	202
B.2.5.1. <i>Proposition floues élémentaires</i> .....	202
B.2.5.2. <i>Proposition floues générales</i> .....	203
B.2.6. Raisonnement en logique floue.....	203
B.2.6.1. <i>Implication floue</i> .....	203
B.2.6.2. <i>Inférence floue</i> .....	204
B.2.6.3. <i>Agrégation des règles</i> .....	206
<b>Annexe C : Paramètres de la chaîne de conversion éolienne basée sur une GADA</b> .....	207
<b>Références bibliographiques</b> .....	208

---

---

# Listes des figures et tableaux

---

---

## LISTE DES FIGURES

### **CHAPITRE I :**

Figure I.1 :	Module de génération de l'hydrogène par l'électrolyse de l'eau.	09
Figure I.2 :	Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables.	09
Figure I.3 :	Capacité éolienne cumulée dans le monde (données GWEC).	13
Figure I.4 :	Evolution de la production mondiale de modules photovoltaïques en MW.	14
Figure I.5 :	Carte de l'irradiation journalière en Algérie (mois de juillet).	17
Figure I.6 :	Carte des vents en Algérie.	18
Figure I.7 :	Carte de température des sources thermiques vents en Algérie.	19
Figure I.8 :	Installation d'éoliennes offshore en Mer du Nord.	23
Figure I.9 :	Hauteur du mât en m et puissance en KW.	24

### **CHAPITRE II :**

Figure II.1 :	Eolienne de pompage d'eau ancienne.	30
Figure II.2 :	Conversion de l'énergie cinétique du vent.	31
Figure II.3 :	Exemples de turbines éoliennes à axe vertical.	32
Figure II.4 :	Composants d'une turbine éolienne.	33
Figure II.5 :	Modèles de mâts d'éoliennes à axe horizontal.	34
Figure II.6 :	Vitesse fixe.	40
Figure II.7 :	Vitesse variable.	40
Figure II.8 :	Eolienne utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation.	43
Figure II.9 :	Conversion de l'énergie cinétique du vent.	44
Figure II.10 :	Modèle mécanique de la turbine éolienne.	46
Figure II.11 :	Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne.	47
Figure II.12 :	Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.	47
Figure II.13 :	Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation.	50
Figure II.14 :	Schéma bloc de régulation de la vitesse de rotation.	51
Figure II.15 :	Structure d'un système flou.	52
Figure II.16 :	Schéma bloc de régulation de vitesse à contrôleur flou.	53
Figure II.17 :	Fonctions d'appartenances des différentes variables linguistiques.	54
Figure II.18 :	Contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation.	57
Figure II.19 :	Profil du vent appliqué.	57

Figure II.20 :	Résultats de la commande MPPT avec asservissement de vitesse par PI classique.	58
Figure II.21 :	Résultats de la commande MPPT avec asservissement de vitesse par PI flou.	58
Figure II.22 :	Zoom sur les résultats du MPPT obtenus avec les deux stratégies.	59

### **CHAPITRE III :**

Figure III.1 :	Principe du rotor bobiné.	61
Figure III.2 :	Schéma de principe d'une machine asynchrone à rotor bobiné pilotée par le rotor.	62
Figure III.3 :	GADA avec pont à diodes et pont à thyristors.	64
Figure III.4 :	GADA avec cycloconvertisseur.	65
Figure III.5 :	GADA avec convertisseurs MLI.	66
Figure III.6 :	Représentation de la GADA dans le système triphasé.	67
Figure III.7 :	Repères de référence : statorique $s_{\alpha,\beta}$ , rotorique $r_{\alpha,\beta}$ et tournant $d, q$ .	69
Figure III.8 :	Composants du système d'alimentation de la GADA.	72
Figure III.9 :	Connexion du CCR au réseau électrique.	72
Figure III.10 :	Connexion du CCG au rotor de la GADA.	74
Figure III.11 :	Schéma bloc de la GADA.	77
Figure III.12 :	Schéma bloc de la commande directe de la GADA.	78
Figure III.13 :	Schéma bloc de la commande indirecte de la GADA.	79
Figure III.14 :	Système régulé par un PI.	79
Figure III.15 :	Profils de références des puissances active et réactive imposées dans les simulations.	81
Figure III.16 :	Commande en puissances de la GADA par la méthode directe (test de suivi de consigne).	82
Figure III.17 :	Commande en puissances de la GADA par la méthode indirecte (test de suivi de consigne).	83
Figure III.18 :	Profil de la vitesse de rotation imposée de la GADA (en bleu).	84
Figure III.19 :	Effet de variation de la vitesse de rotation sur la commande en puissances de la GADA.	84
Figure III.20 :	Commande en puissances de la GADA par la méthode directe (test de robustesse vis-à-vis les variations paramétriques).	85
Figure III.21 :	Commande en puissances de la GADA par la méthode indirecte (test de robustesse vis-à-vis les variations paramétriques).	85
Figure III.22 :	Comparaison des écarts sur les puissances active et réactive des deux méthodes de commande de la GADA (test de robustesse vis-à-vis les variations paramétriques).	86

**CHAPITRE IV :**

Figure IV.1 :	Structure de régulation par commutation au niveau de l'organe de commande.	89
Figure IV.2 :	Structure de régulation par commutation au niveau de la contre réaction d'état.	90
Figure IV.3 :	Structure de régulation par ajout de la commande équivalente.	90
Figure IV.4 :	Convergence de la trajectoire d'état vers la surface de commutation grâce à la discontinuité de la commande.	93
Figure IV.5 :	Différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase.	94
Figure IV.6 :	Définition de la fonction « <i>sign</i> ».	100
Figure IV.7 :	Schéma bloc de la commande par mode glissant de la GADA.	106
Figure IV.8 :	Commande par mode glissant en puissances de la GADA (Test de suivi de consigne et sensibilité aux perturbations).	107
Figure IV.9 :	Puissances actives et réactives obtenues de la commande indirecte de la GADA (avant et après les variations paramétriques).	108
Figure IV.10 :	Puissances actives et réactives obtenues de la commande par mode glissant de la GADA (avant et après les variations paramétriques).	108
Figure IV.11 :	Comparaison des écarts sur les puissances actives et réactives des deux méthodes de commande (indirecte avec PI classique et mode glissant) de la GADA (test de robustesse).	108
Figure IV.12 :	Définition de la fonction « <i>sat</i> ».	110
Figure IV.13 :	Définition de la fonction « <i>sign + sat</i> ».	110
Figure IV.14 :	Interpolation de puissance.	111
Figure IV.15 :	La fonction « <i>smooth</i> ».	111
Figure IV.16 :	La fonction « <i>arctangente</i> ».	112
Figure IV.17 :	La fonction « <i>tangente hyperbolique</i> ».	112
Figure IV.18 :	Schéma bloc de la réduction du chattering avec un observateur.	112
Figure IV.19 :	Convergence en temps fini de l'algorithme du Super-Twisting.	116
Figure IV.20 :	Schéma bloc de la commande par mode glissant d'ordre 2 de la GADA.	117
Figure IV.21 :	Fonctions d'appartenance de l'entrée normalisée de la fonction floue.	119
Figure IV.22 :	Fonctions d'appartenance de la sortie normalisée de la fonction floue.	119
Figure IV.23 :	Schéma bloc de la commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA.	120
Figure IV.24 :	Commande par mode glissant en puissances de la GADA (Test de suivi de consignes).	121
Figure IV.25 :	Commande par mode glissant d'ordre 2 en puissances de la GADA	122

	(Test de suivi de consignes).	
Figure IV.26 :	Commande par mode glissant d'ordre 2 flou en puissances de la GADA (Test de suivi de consignes).	123
Figure IV.27 :	Spectre d'harmonique d'une phase du courant statorique.	124
Figure IV.28 :	Effet de variation de la vitesse de rotation sur la commande en puissances de la GADA.	125
Figure IV.29 :	Puissances actives et réactives obtenues de la commande par mode glissant de la GADA (avant et après les variations paramétriques).	126
Figure IV.30 :	Puissances actives et réactives obtenues de la commande par mode glissant d'ordre 2 de la GADA (avant et après les variations paramétriques).	126
Figure IV.31 :	Puissances actives et réactives obtenues de la commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA (avant et après les variations paramétriques).	126
Figure IV.32 :	Comparaison des écarts sur les puissances actives et réactives des trois méthodes de commande par mode glissant (SMC, SOSMC et FSOSMC) de la GADA (test de robustesse).	127

## **CHAPITRE V :**

Figure V.1 :	Phénomène de conduction dans les matériaux semi-conducteurs.	129
Figure V.2 :	Dopage de type N et dopage de type P.	129
Figure V.3 :	Caractéristique d'une jonction PN polarisée.	130
Figure V.4 :	Caractéristique d'une jonction PN sous éclaircissement	131
Figure V.5 :	Caractéristique $I_p(V_p)$ d'une cellule photovoltaïque idéale.	131
Figure V.6 :	Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire (modèle à une exponentielle).	132
Figure V.7 :	Schéma équivalent d'une cellule solaire (Modèle à double exponentielle).	133
Figure V.8 :	Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'une cellule Photovoltaïque.	134
Figure V.9 :	Association en série de $n_s$ cellules PV identiques.	135
Figure V.10 :	Caractéristique $I(V)$ de l'association de $n_s$ cellules identiques en série.	135
Figure V.11 :	Association en parallèle de $n_p$ cellules PV identiques.	136
Figure V.12 :	Caractéristique courant-tension de l'association de $n_p$ cellules identiques en parallèle.	137
Figure V.13 :	Caractéristique courant-tension de l'association de $n_p$ cellules en parallèle, $n_s$ cellules en série dont certaines sont occultées.	137
Figure V.14 :	Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque.	138
Figure V.15 :	Caractéristiques courant-tension $I(V)$ et puissance-tension $P(V)$ d'un module photovoltaïque.	139

Figure V.16 :	Caractéristique courant-tension résultante d'un groupement en série et en parallèle des modules identiques.	140
Figure V.17 :	Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV pour différentes valeurs d'éclairement et une température constante.	140
Figure V.18 :	Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un module PV pour différentes valeurs de température et un éclairement constant.	141
Figure V.19 :	Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un GPV.	141
Figure V.20 :	Influence de la résistance série sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un GPV.	142
Figure V.21 :	Caractéristique $I(V)$ pour une charge résistive variable.	142
Figure V.22 :	Schéma de base d'un hacheur buck-boost.	144
Figure V.23 :	Circuits équivalents du Buck-Boost.	144
Figure V.24 :	L'algorithme de la méthode perturbation et observation P&O.	147
Figure V.25 :	L'influence, en fonction du temps, d'une variation de la charge sur la puissance, la tension et le courant.	149
Figure V.26 :	Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique $P(V)$ pour $T=25^{\circ}\text{C}$ .	149
Figure V.27 :	Influence de température sur la caractéristique $P(V)$ pour $E=1000 \text{ W/m}^2$ .	149
Figure V.28 :	Résultats de simulation pour une variation de température.	150
Figure V.29 :	Déviations du MPP pour une variation de température.	150
Figure V.30 :	Résultats de simulation pour une variation de l'éclairement.	150
Figure V.31 :	Déviations du MPP pour une variation de l'éclairement.	150

## **CHAPITRE VI :**

Figure VI.1 :	Configuration du groupe électrogène.	155
Figure VI.2 :	Classification des systèmes hybrides.	158
Figure VI.3 :	Système hybride avec connexion série.	160
Figure VI.4 :	Système hybride à commutation.	161
Figure VI.5 :	Système hybride à connexion parallèle.	162
Figure VI.6 :	Architecture du système hybride étudié.	167
Figure VI.7 :	Schéma bloc de l'unité de stockage.	171
Figure VI.8 :	Fonctionnement de l'éolienne seule avec l'unité de stockage.	172
Figure VI.9 :	Puissance à stocker ou compenser par le stockage.	173
Figure VI.10 :	Profil du vent utilisé.	178
Figure VI.11 :	Puissance active totale fournie par la GADA.	178

Figure VI.12 :	Puissance active stockée.	178
Figure VI.13 :	Puissance active fournie au récepteur.	179
Figure VI.14 :	Puissance réactive fournie au récepteur.	179
Figure VI.15 :	Fonctionnement du GPH seul avec l'unité de stockage.	180
Figure VI.16 :	Profil d'ensoleillement utilisé.	184
Figure VI.17 :	Puissance active totale fournie par le GPV.	184
Figure VI.18 :	Puissance active stockée.	184
Figure VI.19 :	Puissance active fournie au récepteur.	185
Figure VI.20 :	Puissance réactive fournie au récepteur.	185
Figure VI.21 :	Puissance active totale fournie par le SEH.	188
Figure VI.22 :	Puissance active stockée.	189
Figure VI.23 :	Puissance active fournie au récepteur.	189
Figure VI.24 :	Puissance réactive fournie au récepteur.	189

**ANNEXE A :**

Figure A.1 :	Tube de courant autour d'une éolienne.	194
Figure A.2 :	Coefficient de puissance.	195
Figure A.3 :	Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes.	196
Figure A.4 :	Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné.	197

**ANNEXE B :**

Figure B.1 :	Exemple de fonction d'appartenance.	199
Figure B.2 :	Formes usuelles des fonctions d'appartenance.	202

## **LISTE DES TABLEAUX**

### **CHAPITRE I :**

Tableau I.1 :	Potentiel solaire en Algérie.	17
Tableau I.2 :	Parc de production hydroélectrique en Algérie.	19

### **CHAPITRE II :**

Tableau II.1 :	Comparatif vitesse fixe vs vitesse variable.	40
Tableau II.2 :	Avantages et inconvénients des génératrices synchrones.	42
Tableau II.3 :	Avantages et inconvénients des génératrices synchrones.	42
Tableau II.4 :	Avantages et inconvénients de la génératrice asynchrone double alimentation.	43
Tableau II.5 :	Table des règles de commandes à sept classes.	55

### **ANNEXE B :**

Tableau B.1 :	Conditions d'utilisation de Modus Ponens généralisé.	204
Tableau B.2 :	Conditions d'utilisation de Modus Tollen généralisé.	204
Tableau B.3 :	Les règles sous forme symbolique.	205

### **ANNEXE C :**

Tableau C.1 :	Paramètres de l'éolienne de 1.5 MW.	207
---------------	-------------------------------------	-----

---

---

# **Symboles et Notations**

---

---

# **GLOSSAIRE**

## **1. EN FRANÇAIS**

<b>GADA</b>	<b>G</b> énératrice <b>A</b> synchrone à <b>D</b> ouble <b>A</b> limentation
<b>MAS</b>	<b>M</b> achine <b>A</b> synchrone
<b>MS</b>	<b>M</b> achine <b>S</b> ynchrone
<b>MCC</b>	<b>M</b> achine à <b>C</b> ourant <b>C</b> ontinu
<b>f.e.m</b>	<b>F</b> orce électromotrice
<b>VAWT</b>	<b>V</b> ertical <b>A</b> xis <b>W</b> ind <b>T</b> urbine
<b>HAWT</b>	<b>H</b> orizontal <b>A</b> xis <b>W</b> ind <b>T</b> urbine
<b>CCG</b>	<b>C</b> onvertisseur <b>C</b> oté <b>G</b> énératrice
<b>CCR</b>	<b>C</b> onvertisseur <b>C</b> oté <b>R</b> éseau (ou <b>R</b> écepteur)
<b>MLI</b>	<b>M</b> odulation de <b>L</b> argeur d' <b>I</b> mpulsion
<b>CSV</b>	<b>C</b> ommande à <b>S</b> tructure <b>V</b> ariable
<b>PI</b>	<b>P</b> roportionnel <b>I</b> ntégral
<b>PV</b>	<b>P</b> hotovoltaïque
<b>GPV</b>	<b>G</b> énérateur <b>P</b> hotovoltaïque
<b>SEH</b>	<b>S</b> ystème d'énergie <b>h</b> ybride

## **2. EN ANGLAIS**

<b>GWEC</b>	<b>G</b> lobal <b>W</b> ind <b>E</b> nergy <b>C</b> ouncil
<b>DFIG</b>	<b>D</b> oubly <b>F</b> ed <b>I</b> nduction <b>G</b> enerator
<b>AC</b>	<b>A</b> lternating <b>C</b> urrent
<b>DC</b>	<b>D</b> irect <b>C</b> urrent
<b>IGBT</b>	<b>I</b> nsulated <b>G</b> ate <b>B</b> ipolar <b>T</b> ransistor
<b>GTO</b>	<b>G</b> ate <b>T</b> urn- <b>O</b> ff <b>T</b> hyristor
<b>PWM</b>	<b>P</b> ulse <b>W</b> idth <b>M</b> odulation
<b>MPPT</b>	<b>M</b> aximum <b>P</b> ower <b>P</b> oint <b>T</b> racking
<b>FLC</b>	<b>F</b> uzzy <b>L</b> ogic <b>C</b> ontroller,
<b>SMC</b>	<b>S</b> liding <b>M</b> ode <b>C</b> ontrol
<b>SOSMC</b>	<b>S</b> econd <b>O</b> der <b>S</b> liding <b>M</b> ode <b>C</b> ontrol
<b>FSOSMC</b>	<b>F</b> uzzy <b>S</b> econd <b>O</b> der <b>S</b> liding <b>M</b> ode <b>C</b> ontrol

## NOTATIONS

Liste non-exhaustive des principaux paramètres et variables.

• **Symboles spécifiques à la turbine :**

$V_v$	(m/s)	Vitesse du vent,
$m$	(Kg)	Masse de l'air,
$P_{aer}$	(W)	Puissance aérodynamique de la turbine,
$P_v$	(W)	Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé,
$\rho$	(Kg/m <sup>3</sup> )	Masse volumique de l'air en température ambiante (15°C),
$S$	(m <sup>2</sup> )	Surface circulaire balayée par la turbine $S = \pi.R^2$ ,
$C_p$	(-)	Coefficient de puissance,
$C_{pmax}$	(-)	Coefficient de puissance relatif à l'extraction maximale de puissance,
$\Omega_t$	(rad/s)	Vitesse mécanique de la turbine,
$\Omega_g$	(rad/s)	Vitesse mécanique de la génératrice,
$\Omega_t^*$	(rad/s)	Vitesse de référence de la turbine,
$\Omega_g^*$	(rad/s)	Vitesse de référence de la génératrice,
$R$	(m)	Longueur d'une pale (Rayon de l'éolienne),
$G$	(-)	Gain du multiplicateur,
$\lambda$	(-)	Vitesse relative,
$\lambda_{opt}$	(-)	Vitesse relative optimale,
$\beta$	(deg)	Angle de calage des pales,
$C_g$	(N.m)	Couple mécanique sur l'arbre de la génératrice,
$C_t$	(N.m)	Couple mécanique disponible sur l'arbre lent de la turbine,
$C_{em}$	(N.m)	Couple électromagnétique de la génératrice,
$C_{em}^*$	(N.m)	Couple électromagnétique de référence,
$J_t$	(Kg.m <sup>2</sup> )	Moment d'inertie de la turbine,
$J_g$	(Kg.m <sup>2</sup> )	Moment d'inertie de la génératrice,
$J$	(Kg.m <sup>2</sup> )	Moment d'inertie totale de l'ensemble « turbine + génératrice »,
$f_v$	(N.m.s/rad)	Coefficient dû aux frottements visqueux de la génératrice,
$R_\Omega$	(-)	Régulateur pour l'asservissement de la vitesse mécanique de l'éolienne (PI),
$K_{p\Omega}$	(-)	Composante proportionnelle du correcteur $R_\Omega$ (Boucle vitesse MPPT),
$K_{i\Omega}$	(-)	Composante intégrale du correcteur $R_\Omega$ (Boucle vitesse MPPT).

• **Paramètres de modélisation de la GADA :**

$R_s$	( $\Omega$ )	Résistance statorique par phase,
$R_r$	( $\Omega$ )	Résistance rotorique par phase,
$L_s$	(H)	Inductance cyclique statorique par phase,
$L_r$	(H)	Inductance cyclique rotorique par phase,
$M$	(H)	Inductance cyclique mutuelle (entre stator et rotor),
$l_s$	(H)	Inductance propre d'une phase statorique,
$l_r$	(H)	Inductance de fuite rotorique par phase,
$\sigma$	(-)	Coefficient de dispersion ou (de Blondel),
$p$	(-)	Nombre de paires de pôles,
$J$	(kg.m <sup>2</sup> )	Moment d'inertie,
$f$	(N.m.s/rd)	Coefficient de frottement visqueux,
$C_{em}$	(N.m)	Couple électromagnétique,
$C_r$	(N.m)	Couple de charge,

• **Repères :**

$(s_a, s_b, s_c)$	Axes magnétiques liés aux enroulements triphasés statorique,
$(r_a, r_b, r_c)$	Axes magnétiques liés aux enroulements triphasés rotoriques,
$(d, q)$	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme),
$(\alpha, \beta)$	Axes de référentiel de Concordia (repère de Park fixe au stator),
$\theta$ (rad)	Position angulaire du rotor par rapport au stator,
$\theta_s$ (rad)	Position angulaire du stator par rapport à l'axe $(d)$ ,
$\theta_r$ (rad)	Position angulaire du rotor par rapport à l'axe $(d)$ .

• **Grandeurs électriques au stator :**

$V_{s a, b, c}$	(V)	Tensions statoriques triphasées,
$V_{s d, q}$	(V)	Tensions statoriques diphasées dans le repère $(d, q)$ ,
$V_{s \alpha, \beta}$	(V)	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$I_{s a, b, c}$	(A)	Courants statoriques triphasées,
$I_{s d, q}$	(A)	Courants statoriques diphasées dans le repère $(d, q)$ ,
$I_{s \alpha, \beta}$	(A)	Vecteur des courants statoriques diphasées dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$P_s$	(W)	Puissance active statorique,
$Q_s$	(Var)	Puissance réactive statorique.

- **Grandeurs électriques au rotor :**

$V_{r a, b, c}$	(V)	Tensions statoriques triphasées,
$V_{r d, q}$	(V)	Tensions statoriques diphasées dans le repère $(d, q)$ ,
$V_{r \alpha, \beta}$	(V)	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$I_{r a, b, c}$	(A)	Courants statoriques triphasées,
$I_{r d, q}$	(A)	Courants statoriques diphasées dans le repère $(d, q)$ ,
$I_{r \alpha, \beta}$	(A)	Vecteur des courants statoriques diphasées dans le repère $(\alpha, \beta)$ .

- **Grandeurs magnétiques au stator :**

$\varphi_{s a, b, c}$	(Wb)	Vecteur de flux magnétiques au stator,
$\varphi_{s \alpha, \beta}$	(Wb)	Flux statoriques diphasés dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$\varphi_{s d, q}$	(Wb)	Flux statoriques diphasés dans le repère tournant $(d, q)$ .

- **Grandeurs magnétiques au rotor :**

$\varphi_{r a, b, c}$	(Wb)	Vecteur de flux magnétiques au rotor,
$\varphi_{r \alpha, \beta}$	(Wb)	Flux rotoriques diphasés dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$\varphi_{r d, q}$	(Wb)	Flux rotoriques diphasés dans le repère tournant $(d, q)$ .

- **Grandeurs mécaniques :**

$\omega$	(rad/s)	Pulsation électrique correspondante à la vitesse de rotation,
$\omega_n$	(rad/s)	Pulsation électrique correspondante à la vitesse nominale de rotation,
$\omega_s$	(rad/s)	Pulsation électrique des grandeurs statoriques,
$\omega_r$	(rad/s)	Pulsation électrique des grandeurs rotoriques (Pulsation de glissement),
$g$	(-)	Glissement de la vitesse de rotation,
$f_s$	(Hz)	Fréquence électrique des grandeurs statoriques,
$f_r$	(Hz)	Fréquence électrique des grandeurs rotoriques,
$\Omega$	(rad/s)	Vitesse mécanique de rotation : $\Omega = \omega/p$ ,
$N$	(tr/min)	Vitesse mécanique de rotation : $N = 30 \Omega / \pi$ ,
$N_n$	(tr/min)	Vitesse mécanique nominale de rotation.

- **Transformations :**

$s$	Opérateur de Laplace,
$P$	Transformation de Park : $X_{s a, b, c} \rightarrow X_{s d, q}$ et $X_{r a, b, c} \rightarrow X_{r d, q}$ ,
$Co$	Transformation de Concordia : $X_{s a, b, c} \rightarrow X_{s \alpha, \beta}$ et $X_{r a, b, c} \rightarrow X_{r \alpha, \beta}$ ,

• **Grandeurs de commande de la GADA :**

$P_s^*$	(W)	Consigne de la puissance active statorique,
$Q_s^*$	(Var)	Consigne de la puissance réactive statorique,
$V_{dr}^*, V_{qr}^*$	(V)	Tensions rotoriques de référence dans le repère $(d, q)$ ,
$K_p, K_i$	(-)	Composantes proportionnelle et intégrale du correcteur PI,
$S(X)$	(-)	Surface de glissement d'une variable à réguler,
$S_1$	(W)	Surface de glissement de la puissance active statorique,
$S_2$	(Var)	Surface de glissement de la puissance réactive statorique,
$r$	(-)	Degré relatif de la surface de glissement,
$V_{qr}^n, V_{dr}^n$	(V)	Composantes normales des tensions rotoriques,
$V_{qr}^{eq}, V_{dr}^{eq}$	(V)	Composantes équivalentes des tensions rotoriques,
$K_i, l_i, \rho$	(-)	Gains de la commande par mode glissant d'ordre 2.

• **Symboles spécifiques au système photovoltaïque :**

$I_d$	(A)	Courant directe traversant une jonction PN,
$I_{sat}$	(A)	Courant de saturation,
$T$	(°K)	Température de jonction PN,
$A$	(-)	Facteur d'idéalité
$q$	(C)	Charge élémentaire de l'électron, égale à $1,602 \cdot 10^{-19}$ ,
$K$	(J/°K)	Constante de Boltzmann, égale à $1,381 \cdot 10^{-23}$ ,
$E$	(W/m <sup>2</sup> )	Eclairement,
$E_0$	(W/m <sup>2</sup> )	Eclairement de référence, égal à 1000,
$T$	(°K)	Température,
$T_0$	(°K)	Température de référence, égal à 298,
$I$	(A)	Courant délivré par la cellule PV,
$V$	(V)	Tension délivrée par la cellule PV,
$I_{ph}$	(A)	Courant photo-généré,
$I_{ph0}$	(A)	Courant photo-généré par la diode à 25 °C,
$I_s$	(A)	Courant de saturation de la diode dépendant de la température,
$I_{s0}$	(A)	Courant de saturation de la diode à 25 °C,
$r_s$	(Ω)	Résistance série,
$r_{sh}$	(Ω)	Résistance shunt,
$r_{sh0}$	(Ω)	Résistance shunt de référence donné par le constructeur,

$E_g$	(eV)	Energie de gap du semi-conducteur,
$\alpha$	(-)	Constante liée à la nature du silicium utilisé,
$n_s$	(-)	Nombre de cellules photovoltaïque en série,
$n_p$	(-)	Nombre de cellules photovoltaïque en parallèle,
$V_{co}$	(V)	Tension du circuit ouvert d'une cellule photovoltaïque,
$V_{sco}$	(V)	Tension de l'assemblage de $n_s$ cellule en série,
$I_{cc}$	(A)	Courant de court-circuit d'une cellule,
$I_{scc}$	(A)	Courant de court-circuit du regroupement de $n_s$ cellule en série,
$V_{pco}$	(V)	Tension de l'assemblage de $n_p$ cellule en parallèle,
$I_{pcc}$	(A)	Courant de court-circuit du regroupement de $n_p$ cellule en parallèle,
$I_g$	(A)	Courant d'un générateur photovoltaïque,
$I_{ph, g}$	(A)	Courant photo-généré d'un générateur photovoltaïque,
$I_{s, g}$	(A)	Courant de saturation d'un générateur photovoltaïque,
$V_g$	(V)	Tension d'un générateur photovoltaïque,
$r_{s, g}$	( $\Omega$ )	Résistance série d'un générateur photovoltaïque,
$r_{sh, g}$	( $\Omega$ )	Résistance shunt d'un générateur photovoltaïque,
$V_{opt}$	(V)	Tension optimale d'un générateur photovoltaïque,
$I_{opt}$	(A)	Courant optimal d'un générateur photovoltaïque,
$r_{opt}$	( $\Omega$ )	Résistance optimale d'un générateur photovoltaïque,
$P_{opt}$	(W)	Puissance optimale d'un générateur photovoltaïque,
$D$	(-)	Rapport cyclique d'un hacheur Buck-Boost.

• **Symboles spécifiques au système hybride :**

$P_{stock}$	(W)	Puissance active stockée,
$P_{ext}$	(W)	Puissance extractible de la turbine éolienne,
$P_{récepteur}$	(W)	Puissance fournie au récepteur d'énergie,
$W_{stock}$	(Wh)	Energie stockée,
$W_{stockmax}$	(Wh)	Valeur maximale de l'énergie stockée,
$W_{stockmin}$	(Wh)	Valeur minimale de l'énergie stockée,
$P_{stock}^*$	(W)	Puissance de référence de l'unité de stockage,
$P_{GPV}$	(W)	Puissance totale extractible du GPV,
$P_{SEH}$	(W)	Puissance totale extractible du SEH.

---

---

# **Introduction Générale**

---

---

# Introduction générale

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer il aura fallu la produire, en général, dans des unités de production de grande puissance, la transporter, puis la distribuer vers chaque consommateur. Dans les pays industrialisés, ce système est aujourd'hui très centralisé même si les évolutions de réglementation conduisent à une amorce de décentralisation de la production.

Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel pour les plus répandus, permet d'avoir des coûts de production faibles mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> [1]. En outre, la part du prix du combustible dans le coût de production est prépondérante ce qui engendre, compte tenu du caractère sensible de ces matières premières, des oscillations continues et une instabilité à long terme.

L'énergie de fission nucléaire, qui ne rejette directement pas de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses. Le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux et, pour une part, leur radioactivité reste élevée durant de nombreuses années. De plus, l'accès à cette ressource aux pays en voie de développement nécessite des investissements lourds et un niveau de technicité qu'ils sont souvent loin d'avoir. Enfin, contrairement à une idée couramment répandue, les réserves d'uranium sont, comme celles de pétrole, limitées (moins de 100 ans au rythme actuel de la consommation) [2].

Face à ce dilemme, il s'avère nécessaire de faire appel à des sources d'énergie nouvelles qui seront sans conséquences pour l'homme et l'environnement. C'est ainsi que les pays industrialisés se sont lancés dans le développement et l'utilisation des sources d'énergie renouvelables comme, la biomasse, la géothermie, la marémotrice, l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque. La filière étudiée dans cette thèse est l'énergie éolienne associée au solaire photovoltaïque.

Les systèmes utilisant l'énergie du vent représentent la technologie à plus forte croissance. Parmi ces technologies éoliennes, de nombreux systèmes de différents types ont été conçus et développés tout en prolongeant une expérience dans ce domaine remontant sur plusieurs siècles. De nos jours, la forme la plus connue et utilisée de la technologie éolienne est l'aérogénérateur, une machine qui obtient de l'énergie à partir du

vent pour générer un courant électrique. La chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique intègre différents organes électrotechniques. Afin de maximiser l'efficacité de cette conversion d'énergie, de nombreuses solutions ont été examinées aussi bien au niveau de la génératrice à utiliser que de l'électronique de puissance.

Actuellement, le système éolien à vitesse variable basé sur la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) est le plus utilisé dans les fermes éoliennes terrestres. Son principal avantage, et non des moindres, est d'avoir ses convertisseurs statiques triphasés dimensionnés pour une partie de la puissance nominale de la GADA, ce qui présente un bénéfice économique important par rapport à d'autres solutions possibles de conversion électromécanique (machine synchrone à aimants permanents par exemple). En effet, la GADA permet un fonctionnement sur une plage de vitesse de  $\pm 30\%$  autour de la vitesse de synchronisme, garantissant ainsi un dimensionnement réduit des convertisseurs statiques car ceux-ci sont connectés entre le bobinage rotorique de la GADA et le récepteur électrique.

De nombreux travaux de recherche sur le contrôle et la commande d'éoliennes ont été menés. Grâce à ces travaux, les dernières générations d'éoliennes fonctionnent avec une vitesse variable et disposent d'une régulation des puissances statoriques active et réactive [3]. Afin d'obtenir avec la machine asynchrone à double alimentation des performances semblables à celle de la machine à courant continu, il est nécessaire d'appliquer la commande vectorielle par orientation du flux afin d'assurer le contrôle du flux et celui du courant générant le couple électromagnétique. La commande vectorielle basée sur les correcteurs classiques ne permet plus d'avoir les qualités de réglage exigées. Le problème peut être résolu par un contrôle adaptatif par lequel le contrôleur est forcé à s'adapter à des conditions de fonctionnement très variées ; en exploitant les informations fournies par le générateur en temps réel. Néanmoins ce type de contrôle reste difficile à implanter [4]. Pour cela, nous serons amenés à utiliser de plus en plus les techniques de l'automatique avancée plus compétitives et aptes à surmonter les non linéarités des systèmes et plus adaptées à la résolution des problèmes de robustesse existants [5].

Ces techniques évoluent d'une façon vertigineuse avec l'évolution des calculateurs numériques et de l'électronique de puissance. Ceci permet d'aboutir à des processus industriels de hautes performances. Chaque technique étant la meilleure pour une classe particulière de la commande pour une application donnée, dépendant de la forme des équations d'état du système et selon le but envisagé. Nous pouvons citer à titre d'exemple, la commande floue et la commande à structure variable (CSV) qui, dans la bibliographie du génie électrique, porte le nom de commande par mode glissant, en anglais "Sliding

Mode Control". Ces deux types de commande sont réputés pour être des commandes robustes vis-à-vis les variations paramétriques. L'intérêt récent accordé à ces dernières est dû, essentiellement, à la disponibilité des interrupteurs à fréquence de commutation élevée et des microprocesseurs de plus en plus performants.

Parmi les systèmes les plus prometteurs pour l'utilisation des énergies renouvelables, il y a les systèmes d'énergie hybrides (SEH). Pour les régions isolées ou éloignées, le prix d'extension du réseau électrique s'avère prohibitif et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Le terme « Système d'Énergie Hybride » fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. La combinaison des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne et le photovoltaïque peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels utilisés généralement pour la génération d'électricité dans les régions isolées. Les SEH sont généralement conçus pour répondre à un besoin énergétique allant du simple éclairage jusqu'à l'électrification complète de villages ou de petites îles.

Certaines filières des énergies renouvelables, déjà mûres, peuvent fournir des composants fiables et économiquement rentables pour l'intégration dans les systèmes d'énergie électrique. Cependant, des améliorations dans la conception et le fonctionnement des SEH sont toujours nécessaires pour rendre plus compétitives ces filières technologiques et permettre leur essor.

L'utilisation de plusieurs sources d'énergie dans un SEH doit avoir une incidence profitable sur la production d'énergie, en termes de coût et de disponibilité, étant entendu que le bilan écologique est supposé a priori favorable. Les moyens de production tels que l'éolien, le photovoltaïque etc. présentent des capacités de production incertaines et souvent fluctuantes, non corrélées à l'évolution de la charge. Le but premier d'un SEH est d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible rendre maximale, dans le bilan, la part d'énergie provenant des sources d'énergie renouvelable. Dans tous les cas, la bonne qualité de la puissance doit être garantie par rapport aux normes de sécurité des personnes et d'usage des équipements.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse est une contribution pour une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelables dans un SEH.

### **❖ Objectifs de la thèse**

A la lumière de ce constat, l'objectif principal de cette thèse est de continuer le développement d'activités de recherche fondamentales et appliquées reliés à l'énergie

éolienne et de développer des méthodes de commande optimale pour améliorer le rendement et la production de l'énergie électrique, d'étudier les techniques de commande robustes de la génératrice, susceptibles d'optimiser la production d'une éolienne, en particulier celle utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation afin de l'intégrer dans un système d'énergie hybride.

Nos objectifs principaux peuvent être résumés dans les points suivants :

- ▶ L'amélioration de la commande MPPT classique de la turbine éolienne par l'utilisation de la logique floue ;
- ▶ L'établissement d'un nouveau modèle pour la commande indépendante des puissances active et réactive statorique de la GADA basé sur l'orientation du flux statorique et notamment prenant en compte la résistance de phase statorique ;
- ▶ La conception d'une régulation directe et indirecte par orientation du flux statorique de la GADA, en l'intégrant dans un schéma de simulation dans l'environnement Matlab/Simulink ;
- ▶ La synthèse de plusieurs contrôleurs pour asservir les puissances active et réactive statorique de la GADA, en exploitant des approches différentes. Soit respectivement :
  - La technique linéaire classique basée sur les correcteurs PI ;
  - La technique non linéaire basée sur la régulation par mode glissant d'ordre 1 ;
  - La technique non linéaire basée sur la régulation par mode glissant d'ordre 2 ;
  - La technique non linéaire basée sur la combinaison entre le mode glissant d'ordre 2 et la logique floue ;
  - La commande MPPT du générateur photovoltaïque ;
  - L'intégration des générateurs éolien et photovoltaïque dans un seul système hybride, associé à une unité de stockage d'énergie, dédié à l'alimentation en puissance d'un récepteur local.

### ❖ **Structure de la thèse**

La présente thèse est organisée en six chapitres :

Dans le premier chapitre, après avoir présenté les différentes sources d'énergies renouvelables existantes et les potentiels algériens, nous focalisons notre attention sur la production d'électricité éolienne et photovoltaïque. Différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources solaire et éolienne sont présentées.

Le deuxième chapitre est dédié à la modélisation et la commande de la turbine éolienne. La première partie de ce chapitre met en exergue des notions générales sur l'énergie éolienne. Les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants

constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés. Ensuite, les différentes machines électriques utilisées pour la conversion éolienne seront étudiées afin de montrer les avantages inégalés de la GADA surtout en grande puissance et à vitesse variable. La seconde partie du chapitre est consacrée à la modélisation et la commande de la partie mécanique de l'éolienne. Nous modéliserons d'abord la turbine éolienne ainsi que l'arbre mécanique en décrivant l'utilité du multiplicateur. Ensuite, nous étudierons la commande de la turbine afin de maximiser la puissance captée sans se soucier de la partie électrique. La stratégie MPPT repose sur le principe de l'extraction du maximum de puissance de l'éolienne et de son transfert vers l'utilisateur. Des résultats de simulation seront présentés dans l'objectif de vérifier et valider la stratégie de contrôle.

Le troisième chapitre présentera des généralités sur la GADA, son fonctionnement dans un système éolien suivi par un état de l'art sur la conversion électromécanique à travers cette génératrice et les types de convertisseurs de puissance qui leur sont associés. Puis nous procéderons à la mise en équations de la machine asynchrone à double alimentation. Afin de simplifier les équations de cette machine, nous utiliserons la transformation de PARK. Ensuite, nous présenterons la mise en équations des convertisseurs de puissance de la structure choisie.

Notons que dans ce chapitre, le réglage classique des puissances statoriques active et réactive d'un système éolien à base d'une GADA est présenté. Ainsi, nous aborderons les différentes méthodes d'orientation du flux statorique, à savoir la méthode directe et la méthode indirecte et nous comparerons leurs performances en termes de suivi de consigne, sensibilité aux perturbations et robustesse vis-à-vis les variations des paramètres de la génératrice.

Le quatrième chapitre est divisé en deux principales parties ; la première traitera le réglage par mode glissant classique d'ordre 1 avec surface de commutation non linéaire. Nous présenterons le concept général des systèmes à structure variable avec mode de glissement. Puis, nous aborderons la commande de la GADA par cette technique pour concevoir des régulateurs de puissances statoriques active et réactive, en synthétisant le réglage selon le modèle réduit non-linéaire obtenu par orientation du flux statorique par le biais des tensions d'alimentation. Dans la seconde partie de ce chapitre, une stratégie de commande par mode glissant floue d'ordre 2 sera proposée afin de répondre aux objectifs définis, c'est-à-dire une commande robuste donc augmentant la fiabilité, améliorant le rendement énergétique, et qui avec le peu de broutement qu'elle engendre, limite le stress mécanique sur l'arbre de transmission.

Le chapitre cinq présente la modélisation et la commande de système de conversion photovoltaïque (générateur photovoltaïque (GPV), convertisseur DC-DC) du point de vue de l'estimation de la production d'énergie à partir de données de l'éclairement.

Le dernier chapitre traite le dimensionnement d'un système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelables, PV, éolien et le système de stockage afin d'alimenter un récepteur électrique local de grande puissance. Conséquemment nous avons montré l'intérêt bénéfique d'un système hybride par apport au système d'énergie conventionnelle dédié à l'alimentation en énergie électrique des zones isolées autant que le système de stockage, qui est indispensable dans ce type de systèmes de génération d'énergie électrique.

Cette thèse est parachevée par une conclusion générale dans laquelle sont valorisés les différents développements effectués. Des perspectives pour ce travail sont également envisagées.

---

---

# **Chapitre I**

**Etat de l'art des systèmes d'énergies  
renouvelables**

---

---

## **I.1. Introduction**

Fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, les énergies renouvelables n'engendrent pas ou peu de déchets ou d'émissions polluantes. Elles participent à la lutte contre l'effet de serre et les rejets de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, facilitent la gestion raisonnée des ressources locales, génèrent des emplois. Le solaire (solaire photovoltaïque, solaire thermique), l'hydroélectricité, l'éolien, la biomasse, la géothermie sont des énergies flux inépuisables par rapport aux "énergies stock" tirées des gisements de combustibles fossiles en voie de raréfaction : pétrole, charbon, lignite, gaz naturel [6].

Les énergies renouvelables regroupent un grand nombre de systèmes différents selon la ressource valorisée et la forme d'énergie obtenue. Ces dernières années, les évolutions observées concernent aussi bien l'amélioration des rendements de transformation et la diminution du prix de revient de l'énergie utile produite que la qualité du service énergétique et un confort accru à l'exploitation [7].

Du côté de la ressource, le potentiel des énergies renouvelables pourrait dépasser largement nos besoins, mais leur contribution dans le bilan énergétique dépend des surfaces mises à disposition, des investissements pour leur équipement et de la réduction de nos consommations [7].

## **I.2. Génération d'énergie renouvelable**

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est lié au fait que la matière première (source de l'énergie) n'est pas transportable dans la majorité des cas contrairement aux sources traditionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui est extrait des gisements respectifs et acheminé sans gros problèmes vers les distributeurs ou les usines qui peuvent être éloignées de milliers de kilomètres. Par contre, le lieu de l'extraction de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation. Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives. Par exemple un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographiques les plus régulièrement ventés, les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées, les propriétés de la houle ne sont pas favorables partout sur les mers [8], [9]. Dans les zones où le réseau existe, il est donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous la forme électrique qui est transportable via les lignes électriques.

La production énergétique est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites

de production et de consommation. Cependant, le caractère capricieux des sources renouvelables pose le problème de la disponibilité énergétique et du stockage de masse, actuellement principalement assuré par l'hydraulique.

Parmi les énergies renouvelables, trois grandes familles émergent : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique,...) en sachant qu'à la racine de toutes ces énergies est l'énergie en provenance du soleil transformée ensuite par l'environnement terrestre. Etant donné que l'énergie mécanique est très difficilement transportable, elle n'est utilisable directement que ponctuellement (pompage direct de l'eau, moulins,...). Cette énergie est donc majoritairement transformée en énergie électrique. A l'exception de la biomasse et de l'hydraulique, l'autre inconvénient majeur des énergies renouvelables vient du non régularité des ressources. A l'opposé, les fluctuations de demande en puissance selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément en phase avec les ressources. Par exemple, en hiver il y a un besoin énergétique plus important pour le chauffage et l'éclairage mais les journées d'ensoleillement sont plus courtes. La solution à retenir est certainement la diversification voire le couplage entre plusieurs sources, par exemple du solaire avec l'énergie éolienne.

Le stockage de l'énergie électrique à grande échelle n'est pas pour le moment envisageable même si l'hydrogène synthétisé par électrolyse de l'eau (figure I.1) semble être un débouché privilégié des énergies renouvelables. Ainsi, la pile à combustible fonctionnant à l'hydrogène d'origine renouvelable constituerait une filière entièrement propre et disponible. De plus, stocker l'hydrogène en même temps qu'on produit de l'électricité dans une ferme éolienne ou une centrale solaire permettra d'absorber les surplus de ces énergies capricieuses et d'améliorer considérablement le lissage de la production d'électricité, aspect critique des énergies renouvelables pour les gestionnaires de réseau.

A l'opposé, un couplage des énergies renouvelables (solaire, éolien) avec la pile à combustible résout en très grande partie le problème de la disponibilité de l'énergie.

Des travaux au stade recherche et développement (R&D) sont par exemple en cours sur le stockage d'hydrogène d'origine éolienne en Espagne (Région de Navarre) où la société "EHN", premier promoteur mondial en éolien, s'est associée à la société canadienne "Stuart Energy Systems" [10], spécialisée dans les technologies de l'hydrogène (électrolyseurs,...).

Cependant, cette filière hydrogène, quoique très prometteuse, souffre encore aujourd'hui de sa rentabilité.

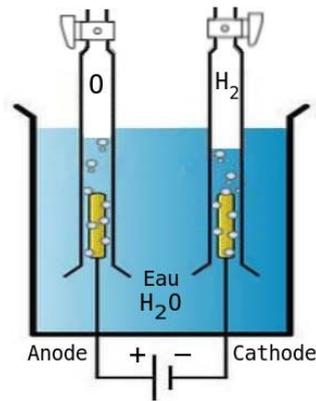


Figure I.1 : Module de génération de l'hydrogène par l'électrolyse de l'eau.

La problématique du stockage s'applique différemment dans les sites isolés et de petites puissances où il est parfaitement envisageable, voire impératif d'associer un élément de stockage de type accumulateur électrochimique ou volant d'inertie.

Toutes les ressources renouvelables sont en forte croissance. La figure (I.2) donne la vue sur la répartition de la production d'électricité entre les différentes sources renouvelables ainsi que leurs prévisions pour les années à venir.

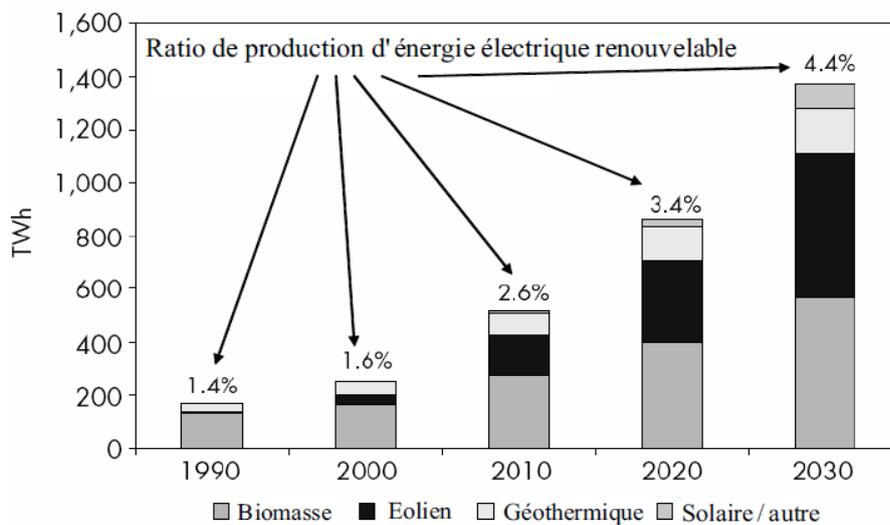


Figure I.2 : Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables [11].

### I.2.1. Génération de la chaleur

Une grande partie de l'énergie consommée par l'humanité est sous la forme de chaleur (chauffage, procédés industriels...). Cette énergie est majoritairement obtenue par la transformation de l'électricité en provenance du nucléaire, gaz ou du pétrole. Il existe des moyens de remplacer ces sources conventionnelles par des sources renouvelables. Une description et quelques commentaires sont proposés dans les paragraphes suivants.

### **1.2.1.1. Thermo solaire**

Une des façons de profiter directement de l'énergie des photons émis par le soleil est le chauffage direct des capteurs thermiques. Ils se comportent comme une serre où les rayons du soleil cèdent leur énergie à des absorbeurs qui à leur tour réchauffent le fluide circulant dans l'installation de chauffage. La température du fluide peut atteindre jusqu'à 60 à 80 °C. Ce système est totalement écologique, très peu cher et la durée de vie de ses capteurs est élevée.

Une autre propriété qui rend ce type des capteurs universels est que l'ensoleillement ne doit pas forcément être direct ce qui signifie que, même dans les zones couverts de nuages (peu denses évidemment) le fonctionnement reste correct. Le grand inconvénient est l'impossibilité de transporter l'énergie ainsi captée à grande distance. Cette source est donc à utilisation locale (principalement chauffage individuel, piscines). En 2003 environ 14000 m<sup>2</sup> de capteurs de ce type ont été en utilisation en Union Européenne avec une croissance annuelle de 22% [12].

Une autre application de la technique thermo solaire est la production d'eau douce par distillation qui est très intéressante du point de vue des pays en voie de développement.

La technologie thermo solaire plus évoluée utilisant des concentrateurs optiques (jeu de miroirs) permet d'obtenir les températures très élevées du fluide chauffé. Une turbine permet alors de transformer cette énergie en électricité à l'échelle industrielle. Cette technologie est néanmoins très peu utilisée et demande un ensoleillement direct et permanent [13].

### **1.2.1.2. Géothermie**

Le principe consiste à extraire l'énergie contenue dans le sol. Partout, la température croît depuis la surface vers le centre de la terre. Selon les régions géographiques, l'augmentation de la température avec la profondeur est plus ou moins forte, et varie de 3 °C par 100 m en moyenne jusqu'à 15 °C ou même 30 °C. Cette chaleur est produite pour l'essentiel par la radioactivité naturelle des roches constitutives de la croûte terrestre. Elle provient également, pour une faible part, des échanges thermiques avec les zones internes de la Terre dont les températures s'étagent de 1000 °C à 4300 °C. Cependant, l'extraction de cette chaleur n'est possible que lorsque les formations géologiques constituant le sous-sol sont poreuses ou perméables et contiennent des aquifères [14].

Quatre types de géothermie existent selon la température de gisement : la haute (> 180 °C), moyenne (> 100 °C), basse (> 30 °C) et très basse énergie. Les deux premiers

types favorisent la production de l'énergie électrique. La géothermie basse énergie permet de couvrir une large gamme d'usages : chauffage urbain, chauffage de serres, utilisation de chaleur dans les processus industriels... La géothermie très basse énergie nécessite l'utilisation des pompes à chaleur et donc une installation particulière [15].

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques. C'est donc une énergie fiable et disponible dans le temps. Cependant, il ne s'agit pas d'une énergie entièrement inépuisable dans le sens où un puits verra un jour son réservoir calorifique diminuer. Si les installations géothermiques sont technologiquement au point et que l'énergie qu'elles prélèvent est gratuite, leur coût demeure, dans certains cas, très élevé.

En 1995 la puissance installée dans le monde était de l'ordre de 7000 MW (il s'agit de production de l'électricité donc de la géothermie grande et moyenne énergie). En 2004 ce chiffre est passé à près de 8500 MW. En Europe, les installations utilisant les pompes à chaleur permettent d'extraire théoriquement environ 1000 MW de puissance sous forme de la chaleur. Ce chiffre augmente chaque année d'environ 50 MW installés [16].

### ***1.2.1.3. Biomasse***

La biomasse désigne toute la matière vivante d'origine végétale ou animale de la surface terrestre. Généralement, les dérivés ou déchets sont également classés dans la biomasse. Différents types sont à considérer : le bois-énergie, les biocarburants, le biogaz.

Le bois-énergie est une ressource très abondante. C'est la ressource la plus utilisée au monde. En Europe, c'est 51% de la part de l'énergie renouvelable qui appartient à ce mode de production d'énergie [17]. Elle se concentre sur l'utilisation destinée au chauffage. On peut utiliser toutes les ressources du bois : les chutes ou déchets de production des industries de transformation du bois (bois d'élagage, le bois forestier provenant de l'entretien des espaces boisés ou le bois de rebut provenant d'emballages, de palettes etc.). L'utilisation va de petites chaufferies individuelles jusqu'à la production de la chaleur industrielle de plus de 15 MW.

Le développement des biocarburants est souvent corrélé aux cycles de variation des prix du baril de pétrole. Aujourd'hui éthanol (betterave, blé...) et biodiesel (colza, tournesol...) offrent des avantages environnementaux appréciables dans le contexte de la lutte contre l'effet de serre. L'Union européenne projette d'atteindre une production de 17 millions de tonnes de biocarburant par an en 2010 par rapport au million produit actuellement.

La principale motivation qui pousse à la production du biogaz est environnementale. La production de l'énergie, peut être vue seulement comme une méthode d'élimination des gaz polluants, mais elle représente une ressource renouvelable très importante. Quelle que soit l'origine, le biogaz non valorisé contribue, du fait de ses fortes teneurs en méthane, à l'effet de serre, mais c'est le bilan global du cycle qui doit être considéré. Il peut être utilisé comme source brute ou après le processus d'épuration injecté dans les réseaux de distribution.

Longtemps le biogaz ne servait qu'à la production de la chaleur. De nos jours la filière carburant ainsi que la génération de l'électricité est en pleine expansion. En 1993, 6 millions de m<sup>3</sup> ont été utilisés dans le monde. 80 % provenait des décharges d'ordure ménagères [18].

L'utilisation du biogaz n'est pas encore à son maximum : une croissance de cette technologie est donc à prévoir.

## **I.2.2. Génération d'électricité**

Une autre famille d'énergies renouvelables est celle où l'énergie produite est directement sous la forme électrique. A l'aide des panneaux solaires ou de génératrices hydrauliques et éoliennes, la puissance électrique peut être récupérée et immédiatement utilisée par un récepteur ou bien transportée vers les réseaux de distribution. Nous donnons ici une description sommaire de chaque ressource énergétique et la façon de produire l'énergie électrique.

### ***I.2.2.1. Production éolienne***

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers.

À la fin de 2013, le total mondial de la puissance installée éolienne atteignait 318,6 GW, en augmentation de 35,6 GW en un an (+12,4 %), dont 11,3 GW pour l'Union européenne ; le marché a connu un net ralentissement, pour la première fois dans l'histoire de l'ère industrielle de l'éolien : les installations en 2012 avaient totalisé 44,2 GW, dont 11,8 GW pour l'UE ; cette baisse du marché est due surtout à l'écroulement du marché des États-Unis (1084 MW contre 13078 MW en 2012), à cause de la reconduction très tardive

du système d'incitation fédéral ; le marché européen a légèrement fléchi en raison de l'adoption par plusieurs gouvernements de nouvelles politiques moins favorables ; par contre, la Chine a représenté à elle seule près de la moitié du marché mondial :16,1 GW. L'Europe a eu en 2013 une part de marché de 34,1 %, derrière le marché asiatique (51,2 % contre 35,6 % en 2012), et loin devant le marché nord-américain qui a chuté à 9,3 % contre 31,4 % en 2012. L'Europe reste cependant en tête pour la puissance totale en fonctionnement : 38,3 % contre 36,4 % pour l'Asie et 22,3 % pour l'Amérique du Nord (voir figure (I.3)) [19].

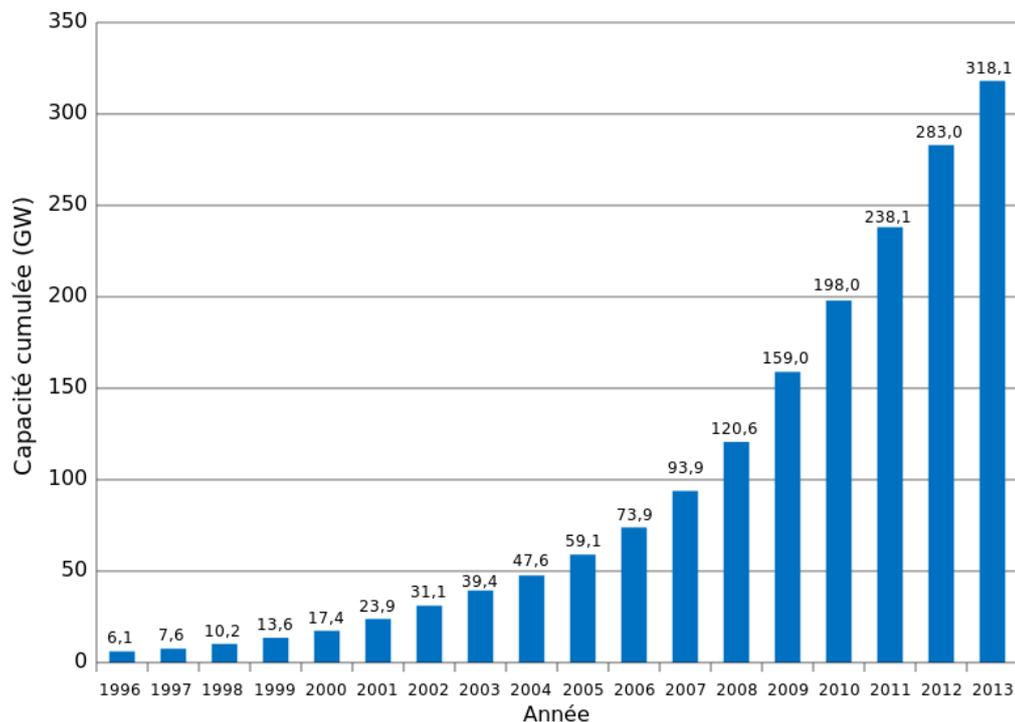


Figure I.3 : Capacité éolienne cumulée dans le monde (données GWEC).

### ***1.2.2.2. Photovoltaïque***

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. Les panneaux solaires actuels sont relativement onéreux à la fabrication malgré la matière première peu coûteuse et abondante (silice) car une énergie significative est nécessaire à la production des cellules. Cependant, de nets progrès ont été faits à ce sujet et on considère aujourd'hui qu'il suffit de 3 à 5 ans pour qu'un panneau produise l'énergie que sa construction a nécessité. Un autre inconvénient est celui de la pollution à la production qui est due à la technologie utilisée. Des progrès

technologiques sont en cours pour rendre l'énergie photovoltaïque plus compétitive. En raison des caractéristiques électriques fortement non linéaires des cellules et de leurs associations, le rendement des systèmes photovoltaïques peut être augmenté par les solutions utilisant les techniques de recherche du point de puissance maximale. Cette dernière caractéristique est assez commune avec la production d'énergie éolienne.

Les panneaux solaires sont très pratiques d'utilisation. L'intégration dans le bâtiment est facile et devient même esthétique. Pour les sites isolés et dispersés qui demandent peu d'énergie, c'est une solution idéale (télécommunication, balises maritimes, etc..).

La technique photovoltaïque malgré sa complexité est aussi en très forte croissance. Fin 2010, les installations photovoltaïques atteignaient une puissance de 3500 MW dans le monde, soit l'équivalent de 35 réacteurs nucléaires. En 2010, les nouvelles installations solaires photovoltaïques avaient fait grandir de 66 % le parc mondial installé en 2009 [20]. La figure (I.4) montre la croissance du marché mondial de cette ressource qui est en très nette progression depuis le début du siècle.

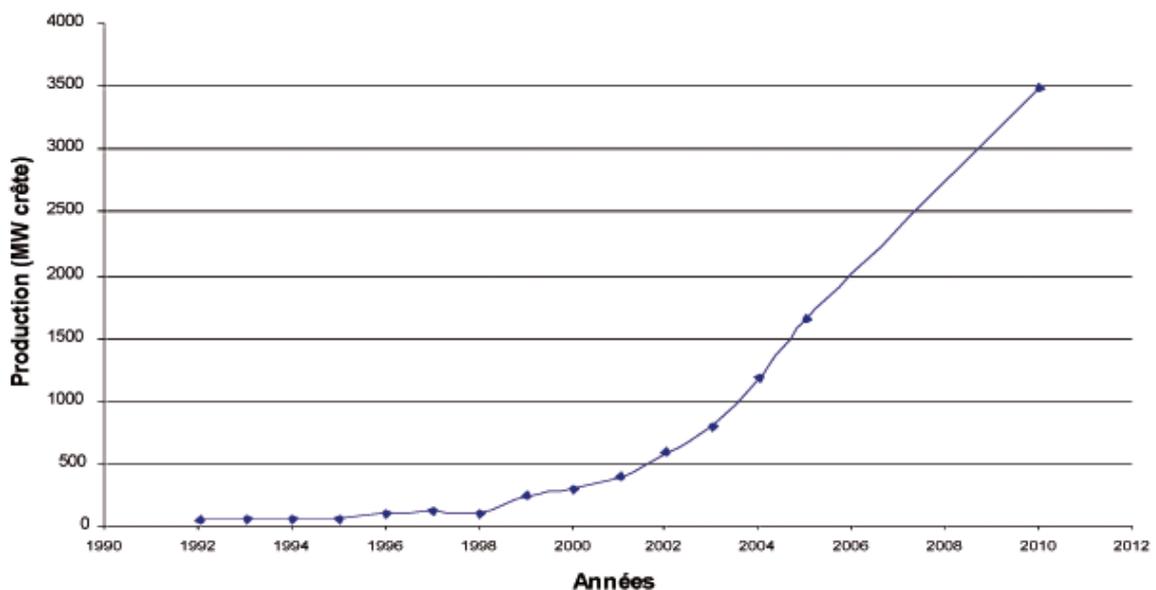


Figure I.4 : Evolution de la production mondiale de modules photovoltaïques en MW [21].

### ***1.2.2.3. Hydraulique***

L'eau, comme l'air est en perpétuelle circulation. Sa masse importante est un excellent vecteur d'énergie. Les barrages sur les rivières ont une capacité importante pour les pays riches en cours d'eau qui bénéficient ainsi d'une source d'énergie propre et stockable. Cette source représentait en 1998 environ 20% de la production mondiale de l'énergie électrique [22]. Certains pays sont déjà saturés en sites hydroélectriques exploitables et ne peuvent pratiquement plus progresser dans ce domaine. Les sites de

petite puissance (inférieures à 10 kW) sont des solutions très prisées dans les applications aux petits réseaux isolés. Une forte stabilité de la source ainsi que les dimensions réduites de ces sites de production sont un grand avantage.

En Europe, en 1999, on comptait environ 10000 MW de puissance hydraulique installée. A l'horizon 2100, cette puissance devrait passer à plus de 13000 MW.

#### ***1.2.2.4. Energie de la mer***

L'énergie des vagues est encore une fois une forme particulière de l'énergie solaire. Le soleil chauffe inégalement les différentes couches atmosphériques ce qui entraîne des vents eux mêmes responsables par frottement des mouvements qui animent la surface de la mer (courants, houle, vagues). Les vagues créées par le vent à la surface des mers et des océans transportent de l'énergie. Lorsqu'elles arrivent sur un obstacle elles cèdent une partie de cette énergie qui peut être transformée en courant électrique [23], [24]. Il existe trois grandes familles de systèmes : rampe de déferlement ou overtopping (Maurice, Maré, Tapchan en Norvège, Wave Dragon en Danemark [25], FWPV...), colonne d'eau oscillante ou OWC (Kvaerner en Norvège, Pico en Açores en Portugal, Islay en Ecosse, Limpet, Osprey...) et puis les flotteurs articulés (Cockerel raft, Pelamis en Ecosse [26]...) ou les flotteurs sur ancrage (Salter duck, AWS en Portugal [27]...). Des projets de recherche sont aussi en cours.

Un des exemples très innovateur est le projet de Système Electrique Autonome pour la Récupération de l'Energie des Vagues (SEAREV) [28], [29].

Une autre façon de la récupérer de l'énergie de la mer est la production grâce à la marée qui est due à l'action de la lune sur les eaux. Les barrages ou des hydroliennes installées dans les endroits fortement touchés par ce phénomène peuvent être une source de l'énergie substantielle comme c'est le cas de l'usine de la Rance ou bien celle d'Annapolis au Canada.

L'énergie en provenance du mouvement des eaux de la mer est une énergie très difficilement récupérable bien qu'elle représente un potentiel immense. Les investissements sont très lourds dans un environnement hostile et imprévisible. Cette énergie est à exploiter dans l'avenir et ne représente qu'une toute petite quantité de l'énergie produite à ce jour par rapport aux autres ressources exploitées.

### **I.3. Les énergies renouvelables en Algérie [30]**

Ces dernières années, l'Algérie a amorcé une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables. Cette vision

s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

### **I.3.1. Potentiels national des énergies renouvelables**

#### ***I.3.1.1. Energie Solaire***

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre

de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 KWh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays (figure (I.5)).

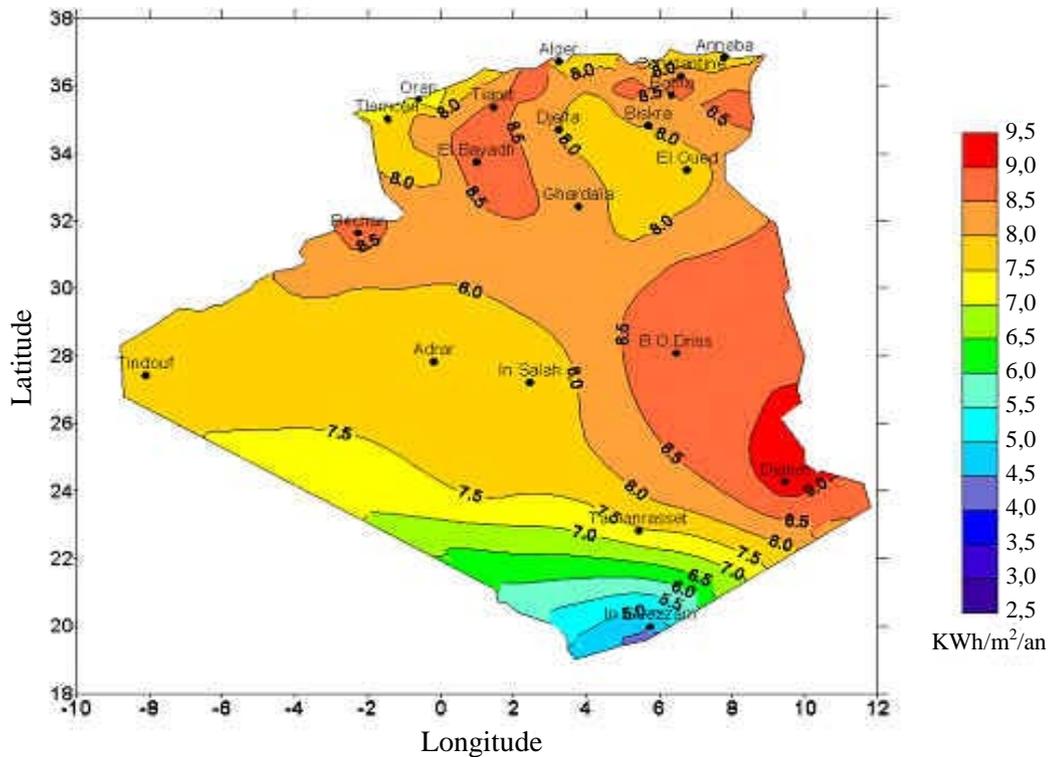


Figure I.5 : Carte de l'irradiation journalière en Algérie (mois de juillet).

Le potentiel solaire en Algérie est illustré dans le tableau suivant :

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée Moyenne d'Ensoleillement (H/an)	2650	3000	3500
Energie Moyenne Reçue (Kwh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie.

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh.

### 1.3.1.2. Energie Solaire Photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron. Outre les avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau

électrique est trop onéreux.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture.

### ***1.3.1.3. Potentiel Eolien***

L'Algérie à un régime de vent modéré (2 à 6 m/s). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage d'eau particulièrement sur les hauts plateaux (figure (I.6)).

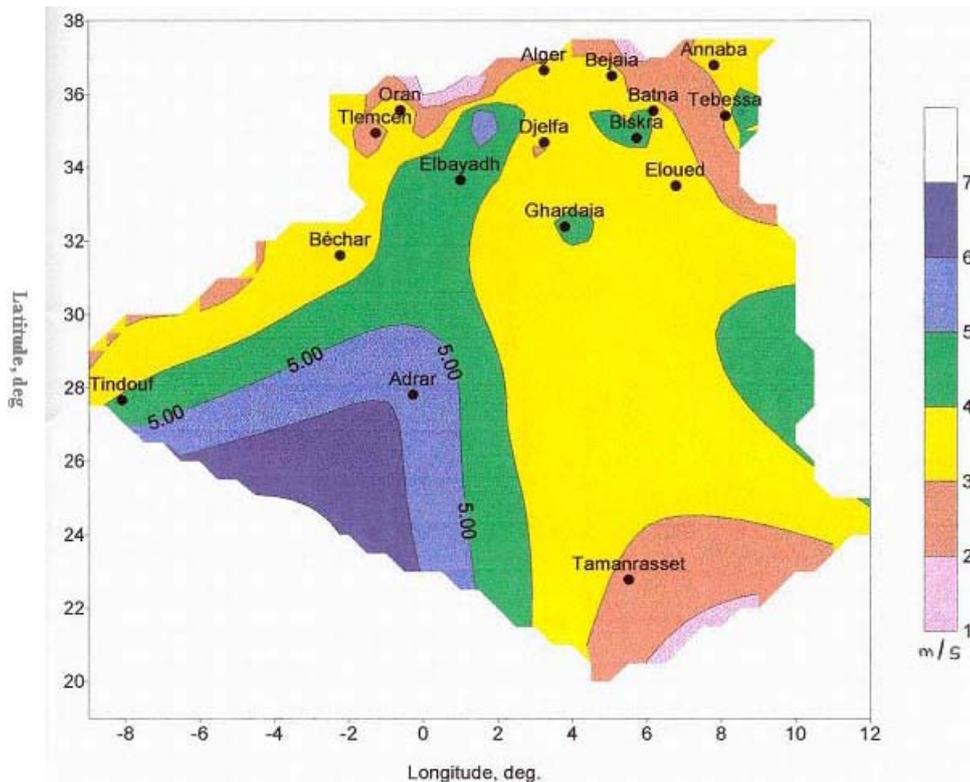


Figure I.6 : Carte des vents en Algérie.

### ***1.3.1.4. Potentiel de l'énergie géothermique***

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis de tracer une carte géothermique préliminaire (figure (I.7)). Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118 °C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5 °C/100 m :

- Zone de Relizane et Mascara ;
- Zone d'Aïne Boucif et Sidi Aïssa ;

- Zone de Guelma et Djebel El Onk.

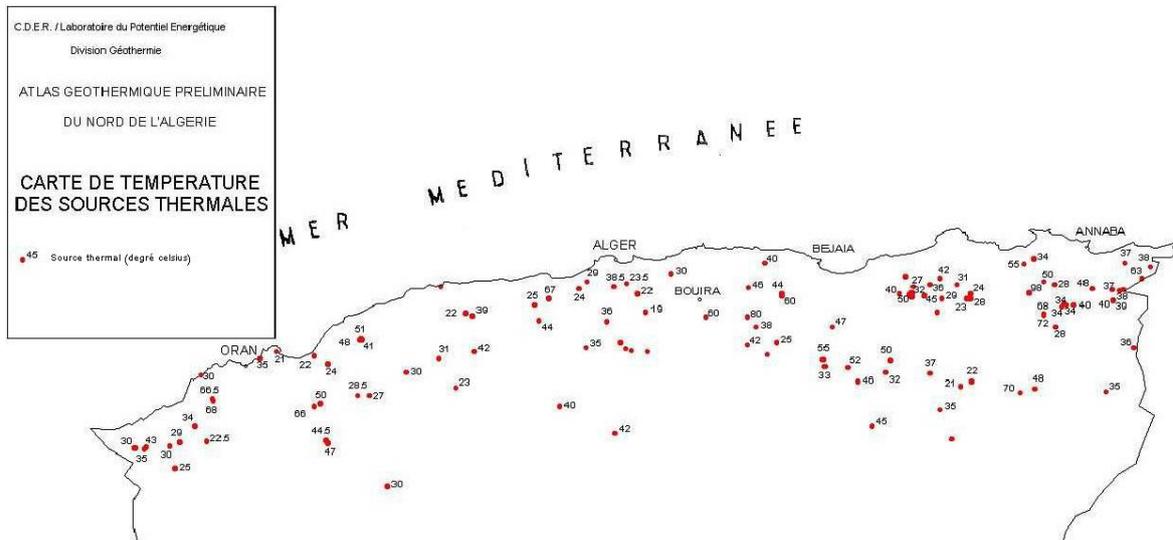


Figure I.7 : Carte de température des sources thermiques vents en Algérie.

### 1.3.1.5. Potentiel de l'hydroélectricité

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m<sup>3</sup>, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m<sup>3</sup>, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation (voir tableau (I.2)).

Centrale	Puissance installée en MW
Darguina	71.5
Ighil Emda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
Souk Eljema	8.085
Tizi Meden	4.458
Ighzernchebel	2.712
Ghrib	7.000
Gouriet	6.425
Bouhanifa	5.700
Oued Fodda	15.600
Beni Behde	3.500
Tessala	4.228

Tableau I.2 : Parc de production hydroélectrique en Algérie.

### **I.3.1.6. Le Potentiel de la Biomasse**

#### **➤ Potentiel de la forêt**

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

#### **➤ Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles**

Cinq millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1,33 millions de TEP/an.

## **I.4. Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité**

A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables (issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse) sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. Les filières étudiées dans ce travail sont l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque.

### **I.4.1. Conversion de l'énergie photovoltaïque**

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière [31]. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension  $I(V)$  non linéaire présentant un point de puissance maximale. La caractéristique  $I(V)$  du GPV dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. De plus, le point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente. Afin d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV, nous introduisons un étage d'adaptation entre le générateur et la charge pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible. Le problème du couplage parfait entre un générateur photovoltaïque et une charge de type continue n'est pas encore réellement résolu. Un des verrous technologiques qui existe dans ce type de couplage est le problème du transfert de la

puissance maximale du générateur photovoltaïque (GPV) à la charge qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors parfois très éloigné du point de puissance maximale (PPM). La littérature propose une grande quantité de solutions sur l'algorithme de contrôle qui effectue une recherche de point de puissance maximale lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique.

#### ***1.4.1.1. Type de systèmes photovoltaïques***

Les systèmes PV sont deux types : autonomes et reliés au réseau [32].

##### **a. Systèmes autonomes**

C'est un système photovoltaïque complètement indépendant d'autre source d'énergie et qui alimente l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries pour stocker l'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique.

##### **b. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau**

Le champ photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur courant continu-courant alternatif (CC-CA). Etant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que vous ne vouliez une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité. L'énergie produite est consommée sur place le surplus étant injecté dans le réseau, qui alimente les maisons de nuit ou pendant les jours sans soleil.

#### ***1.4.1.2. Avantages et inconvénients d'une installation PV [33]***

##### **➤ 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 ;
- 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 %, avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour les faibles demandes d'énergie en régions isolées ;
- 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 1 eV. 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 à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur ;
- 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.

#### **I.4.2. Conversion de l'énergie éolienne [34]**

L'énergie éolienne est utilisée par l'homme depuis très longtemps déjà. Elle remplaça les rames pour faire avancer les navires, elle fut utilisée pour actionner les meules des moulins, elle permet encore le pompage d'eau pour abreuver les bêtes dans les champs. Depuis plus de 100 ans, elle est utilisée pour produire de l'électricité, source d'énergie fondamentale dans notre société actuelle. En effet, on utilise l'électricité pour la plupart de nos activités, que ce soit dans le domaine domestique ou industriel.

Depuis ces dernières années, la production d'électricité par l'énergie éolienne s'est considérablement développée dans le monde entier (figure (I.3)). Ceci est principalement dû à deux raisons :

- Produire une énergie propre ;

- Trouver une source d'énergie durable alternative aux combustibles fossiles.

#### ***1.4.2.1. Emplacement des parcs éoliens***

Les parcs éoliens se situent naturellement là où il y a un niveau de vent suffisant tout au long de l'année pour permettre une production maximale. Les côtes, les bords de mers et les plateaux offrent des conditions intéressantes en terme de vent mais il faut aussi tenir compte de l'impact sur le paysage. Pour ces raisons, lorsque c'est possible, des parcs éoliens offshore sont construits. Ces derniers comportent des dizaines d'éoliennes comme on peut le voir sur la figure (I.8).



Figure I.8 : Installation d'éoliennes offshore en Mer du Nord.

#### ***1.4.2.2. Taille des aérogénérateurs***

Avec le développement récent et le besoin de fournir des puissances croissantes au réseau, les constructeurs et les chercheurs mettent au point des éoliennes de plus en plus puissantes et donc plus grandes, ce que présente la figure (I.9). Pour utiliser le maximum de la force du vent, on cherche à ce que l'hélice balaie une surface où le vent est maximum. Pour cela les éoliennes sont très haut perchées pour ne pas subir les effets de sol qui freinent le vent.

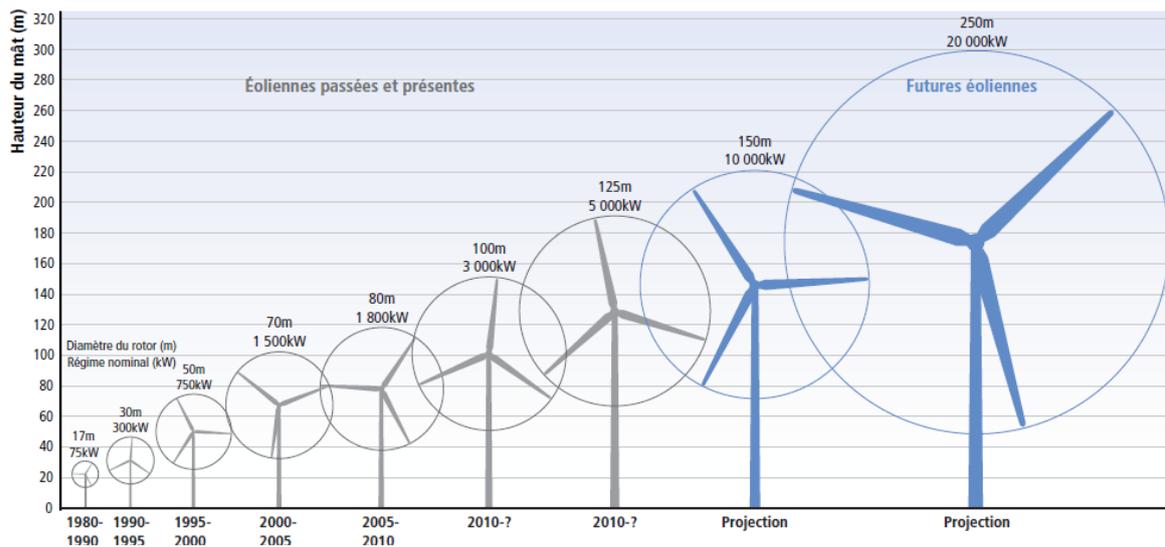


Figure I.9 : Hauteur du mât en m et puissance en KW [35].

Les plus grandes éoliennes commercialisées actuellement possèdent une hélice de plus de 100 mètres de diamètre. Cette hélice est perchée à plus de 100 mètres de hauteur pour produire jusqu'à 4,5 MW [36].

#### 1.4.2.3. Conversion du vent en électricité

Pour obtenir de l'électricité à partir du vent, on retrouve dans les différentes configurations les mêmes éléments de bases, à savoir :

- ✓ Une hélice qui transforme le vent en énergie mécanique ;
- ✓ Une transmission mécanique ;
- ✓ Un générateur électromécanique ;
- ✓ Un système de liaison électrique ;
- ✓ Un régulateur.

Selon l'utilisation et la technologie d'éolienne, certaines de ces parties sont plus ou moins développées. On distingue deux grandes familles d'éoliennes :

- ✓ Les éoliennes autonomes ;
- ✓ Les éoliennes raccordées au réseau.

Ceci va beaucoup influencer le procédé de conversion, notamment l'un des objets de notre étude : y associer ou non une unité de stockage d'énergie. Ce stockage pourra être réalisé au moyen de batteries, d'accumulateurs cinétiques (volant d'inertie) ou autre ...

La conception mécanique peut aussi aboutir à des éoliennes totalement différentes :

- ✓ Axe rotor vertical ;
- ✓ Axe rotor horizontal ;
- ✓ Hélice face au vent ;
- ✓ Hélice sous le vent ;
- ✓ Avec ou sans multiplicateur de vitesse.

Il y a donc une éolienne adaptée à chaque utilisation avec un certain niveau de technologie et donc une robustesse qui peut en dépendre. L'architecture générale des aérogénérateurs peut également dépendre de nombreux facteurs comme le site d'implantation, l'impact sur le paysage, la technologie employée...

#### ***1.4.2.4. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne [37]***

Tous système de production d'énergie a ses avantages et ses inconvénients :

##### ➤ **Avantages**

- non polluante ;
- inépuisable (énergie du vent) ;
- peut être rentable dans les régions éloignées et ventée (sites isolés) ;
- peut-être complémentaire des filières traditionnelles.

##### ➤ **Inconvénients**

- aspect aléatoire (sujette aux variations des vitesses de vent) ;
- bruit des pales ;
- impact visuel ;
- interférences électromagnétiques.

## **I.5. Systèmes de stockage pour la production d'électricité**

Le stockage d'électricité présente plusieurs attraits importants pour la génération, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique. Pour le réseau public, par exemple, une installation de stockage d'énergie est utile pour conserver l'électricité générée durant les périodes creuses de consommation afin de la restituer lors des fortes demandes. Le stockage d'énergie permet de fournir de l'énergie de soutien (back-up) en cas de panne de réseau ; le stockage d'énergie est la seule réponse possible à la perte du réseau d'alimentation électrique. Le stockage d'énergie joue aussi un rôle important dans la génération d'électricité à partir de sources renouvelables [38]. La nature intermittente des

sources renouvelables comme le solaire, l'éolien et les marées rendent nécessaire une forme de stockage.

Cependant, le stockage de l'énergie n'est pas encore largement répandu. La disponibilité et le coût élevé des différentes technologies expliquent en partie cet état de fait. Avant les années 1980, le pompage de l'eau dans les centrales hydrauliques constituait pratiquement le seul système de stockage de l'énergie électrique à grande échelle. Depuis, d'autres systèmes se sont développés et les applications domestiques sont en plein développement mais le coût reste un handicap.

### **I.5.1. Types de stockage d'énergie**

L'électricité doit être consommée au moment même de sa génération. Le réseau électrique doit donc être régulé en permanence et les systèmes de dispatching équilibrent la demande d'électricité et sa production. Disposer d'une réserve d'électricité apparaît comme un atout majeur pour le fonctionnement du réseau. Cependant, le stockage de l'électricité est difficile à maîtriser.

Les deux moyens réalistes de stockage électrique utilisent pour l'un : une bobine (éventuellement supraconductrice) dans laquelle est conservé un courant continu ; pour l'autre : un condensateur aux bornes duquel est conservée une tension continue. Les autres systèmes de stockage passent par une autre forme d'énergie (cinétique, chimique...) : l'énergie doit alors être reconvertie en électricité pour être restituée.

Une batterie rechargeable donne l'illusion de stocker de l'électricité ; en réalité, elle conserve l'énergie sous une forme chimique. Une centrale hydraulique à pompage utilise l'énergie potentielle. Un volant d'inertie conserve l'énergie cinétique. Un système de stockage à air comprimé (CAES, de Compressed Air Energy Storage) conserve une autre forme d'énergie potentielle.

Parmi toutes ces solutions de stockage d'électricité, plusieurs sont déjà disponibles au niveau commercial, d'autres sont encore au stade du développement. Chacune a ses avantages et ses inconvénients.

Pour le stockage à grande échelle, trois technologies sont actuellement disponibles : le stockage par pompage d'eau, par air comprimé et, dans une moindre mesure, dans des grandes batteries [38]. Les batteries, les volants d'inerties et les systèmes de stockage capacitif sont aussi utilisés dans les petites et moyennes installations de stockage d'énergie. Le stockage d'énergie sous forme magnétique à l'aide de bobinage supraconducteur (SMES, de Superconducting Magnetic Energy Storage) est utilisé dans des installations

de petite taille et serait envisageable dans de plus grandes installations mais il a encore un coût élevé [38].

Pour les systèmes isolés de petite puissance qui utilisent des énergies renouvelables, le moyen de stockage habituellement utilisé repose sur la mise en œuvre de batteries. En particulier, les batteries au plomb présentent l'avantage d'une grande disponibilité et celui d'un rapport prix/durée de vie satisfaisant.

### **I.5.2. Energie renouvelable et systèmes de stockage**

Une meilleure efficacité énergétique est une conséquence de l'utilisation du stockage d'énergie. Cependant, le stockage d'électricité peut avoir aussi un effet profond sur l'économie et l'utilité des sources d'énergie renouvelables. L'énergie du vent (éolienne), du soleil (solaire), des marées, des vagues sont toutes des sources intermittentes ou imprévisibles. Ces deux caractéristiques sont un handicap qui rend ce type d'énergie moins convenable aux yeux d'un opérateur de réseau de puissance et moins facile à gérer en grandes quantités. Il y a une limite de la quantité de puissance imprévisible qu'un réseau peut accepter tout en fournissant un bon service.

Si le stockage d'énergie est ajouté à l'utilisation de ces sources renouvelables, la situation devient complètement différente. L'énergie du système éolien ou solaire peut être maintenant utilisée directement ou gardée. La production de ces systèmes est moyennée. Tantôt les pics comme les creux de production sont adaptés par l'unité de stockage. En conséquence, la source d'énergie devient prévisible. Ceci la rend beaucoup plus facile de dispatcher et permet aussi à plus grandes quantités de puissance d'être acceptées sans affecter la qualité de fourniture d'énergie au réseau de puissance.

Toutefois, de nos jours, la combinaison technologie renouvelable et stockage d'énergie a un bilan économique peu rentable. Mais au fur et à mesure que le prix des énergies renouvelables diminue, que celui des combustibles fossiles augmente, et que les avantages des systèmes de stockage d'énergie de grande capacité sont de plus en plus acceptés, l'aspect économique sera sans doute beaucoup plus intéressant.

## **I.6. Conclusion**

Une brève description du domaine des énergies renouvelables a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques chiffres du développement de ces énergies dans le monde ont été exposés dont il a été observé que l'importance donnée à ces derniers est devenue de plus en plus considérable. Dans une deuxième partie, les efforts réalisés par l'état algérien dans le but du développement d'une énergie verte et propre à base des

énergies renouvelables et les potentiels disponibles ont été discutés. Nos travaux portent sur un système hybride éolien-photovoltaïque de grande puissance dédié à un site isolé, c'est pour cela que dans la dernière partie du chapitre, une importance a été donnée à ces deux types d'énergies.

---

---

# **Chapitre II**

## **Modélisation et commande de la turbine éolienne**

---

---

## **II.1. Introduction**

Le vent est une source d'énergie renouvelable, économique, exploitable avec un bon niveau de sécurité et respectueuse de l'environnement. Dans le monde entier, les ressources d'énergie éolienne sont pratiquement illimitées. Les récents développements technologiques dans les domaines des turbines éoliennes à vitesse variable, en électronique de puissance et en commande de machines électriques tendent à rendre l'énergie éolienne aussi compétitive que l'énergie d'origine fossile [39, 40].

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [39]. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes [42].

## **II.2. Caractérisation des éoliennes**

### **II.2.1. Histoire des éoliennes [42]**

Les premières utilisations du vent en tant qu'énergie par l'homme remontent aux moulins à vent. Apparus à l'an 600 tout d'abord en Orient puis en Egypte, les moulins à vent produisaient une énergie mécanique qui servait à moudre les grains mais aussi à pomper l'eau pour irriguer les cultures (figure (II.1)).

Les moulins à vent sont apparus en Europe un peu avant l'an 1000 en Grande-Bretagne et se sont généralisés ensuite au XII<sup>ème</sup> siècle dans toute l'Europe. Ils étaient construits sur le modèle des éoliennes à axe vertical.

Les premières éoliennes ne font leur apparition véritablement qu'à la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle, sous forme expérimentale. C'est Charles F. Bush qui conçoit ce dispositif en premier pour alimenter sa maison en électricité, en 1888. L'éolienne fonctionne avec des pales à axe vertical et plusieurs accumulateurs (batteries) pour stocker l'énergie produite.

Par la suite, le dispositif éolien de Charles F. Bush est repris par le Danois Poul La Cour qui dessine plusieurs éoliennes industrielles dont une qui sera vendue en 72 exemplaires au début du XX<sup>ème</sup> siècle. Ces éoliennes visaient à produire de l'hydrogène en utilisant la force du vent pour la convertir en énergie chimique par un processus d'électrolyse.

Pendant tout le XX<sup>ème</sup> siècle, de nombreux essais seront réalisés. En 1957, Johannes Juul crée une turbine qu'il appellera Gedser et qui sert encore aujourd'hui de modèle aux éoliennes modernes. Aux États-Unis, en Grande-Bretagne et en France seront réalisées des éoliennes dont la puissance pourra aller jusqu'à 1000 kW.



Figure II.1 : Eolienne de pompage d'eau ancienne.

### **II.2.2. Descriptif d'une éolienne**

L'**énergie éolienne** est l'énergie du vent et plus spécifiquement, l'énergie directement tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent. Elle tire son nom d'**Éole** (en grec ancien **Αἰόλος, Aiolos**), le maître des vents dans la Grèce antique [43].

L'énergie éolienne peut être utilisée de trois manières [43]:

- Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour irriguer ou abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin ;
- Transformation en force motrice (pompage de liquides, compression de fluides...);
- Production d'énergie électrique ; l'éolienne est alors couplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif. Le générateur est relié à un réseau électrique ou bien fonctionne au sein d'un système « autonome » avec un

générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie.

Un aérogénérateur, plus communément appelé "éolienne", est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (figure (II.2)).

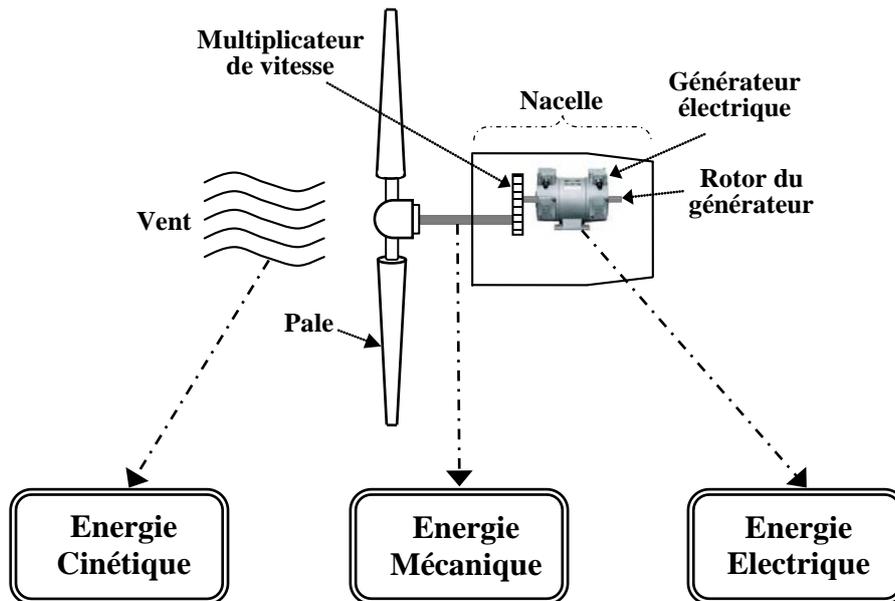


Figure II.2 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.

### II.2.3. Les différents types d'éoliennes

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. Deux grandes familles d'éoliennes existent : les éoliennes à axe vertical et celles à axe horizontal.

#### II.2.3.1. Turbines éoliennes à axe vertical (VAWT)

Ce type d'éolienne se distingue par un axe de rotation vertical par rapport au sol et perpendiculaire à la direction du vent. La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur et la génératrice directement au sol, ce qui rend la maintenance du système plus simple et donc économique [39], néanmoins cette solution impose que l'éolienne fonctionne avec un vent proche du sol, moins fort qu'en hauteur car freiné par le relief.

De par son axe vertical, il y a symétrie de révolution et le vent peut provenir de toutes les directions sans avoir à orienter le rotor. Par contre, ce type d'éolienne ne peut pas démarrer automatiquement, il faut la lancer dès l'apparition d'un vent suffisamment fort

pour permettre la production. La figure (II.3) montre trois modèles d'éoliennes à axe vertical.

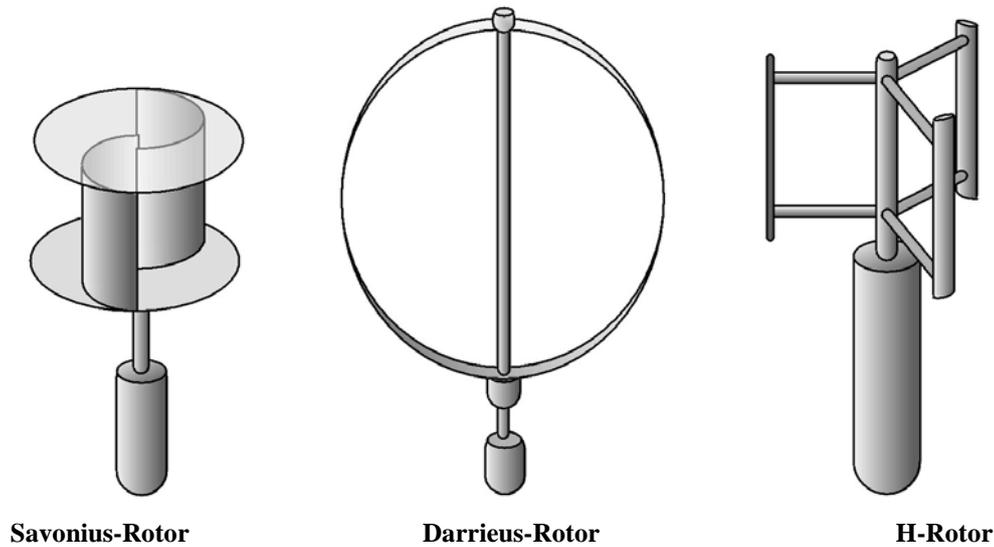


Figure II.3 : Exemples de turbines éoliennes à axe vertical.

En ce qui concerne leur implantation, elles ont une emprise au sol plus importante que les éoliennes à tour car elles sont haubanées sur de grandes distances. En effet, les câbles des haubans doivent passer au dessus des pales. Cela représente un inconvénient majeur pour une implantation sur un site agricole par exemple.

Tous ces inconvénients alliés à la faible efficacité de la conversion d'énergie ont fortement limités le développement de ces éoliennes, laissant place aux aérogénérateurs à axe horizontal.

### **II.2.3.2. Turbines éoliennes à axe horizontal (HAWT)**

C'est de loin la structure la plus répandue de par sa faible emprise au sol et son efficacité énergétique.

Ces éoliennes sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [44].

Ces éoliennes captent le vent en hauteur et loin du sol ; à cette hauteur le vent est beaucoup moins ralenti par le relief. A dimension d'hélice identique, on pourra produire plus de puissance par le biais de cette structure par rapport aux éoliennes à axe vertical.

Un autre avantage, et non des moindres, est l'emprise au sol qui est très faible par rapport aux éoliennes à axe vertical. Ici, seule la tour occupe de la place au sol et contient généralement tous les systèmes de raccordement. Ainsi il n'est pas nécessaire de rajouter un local électrique et l'emprise au sol est vraiment minimale. Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal.

#### II.2.4. Principaux composants d'une éolienne

Une éolienne se compose essentiellement des éléments ci-après (figure (II.4)).

##### ➤ *La tour (mât)*

Permet de placer le rotor à une hauteur suffisante pour permettre son mouvement ou placer ce rotor à une hauteur lui permettant d'être entraîné par un vent plus fort et régulier qu'au niveau du sol. Le mât abrite généralement une partie des composants électriques et électroniques (modulateur, commande, multiplicateur, générateur, etc.). Il est de conception différente selon les dimensions de l'éolienne et selon l'impact souhaité sur le paysage. On rencontre les structures de mâts représentés dans la figure (II.5).

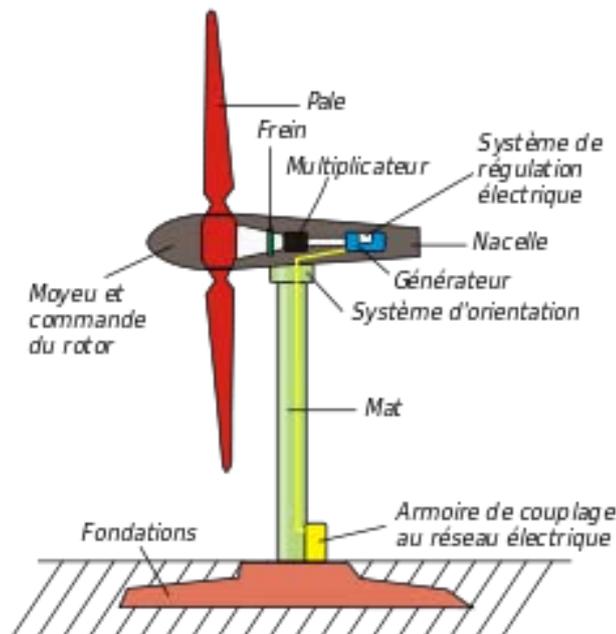


Figure II.4 : Composants d'une turbine éolienne.

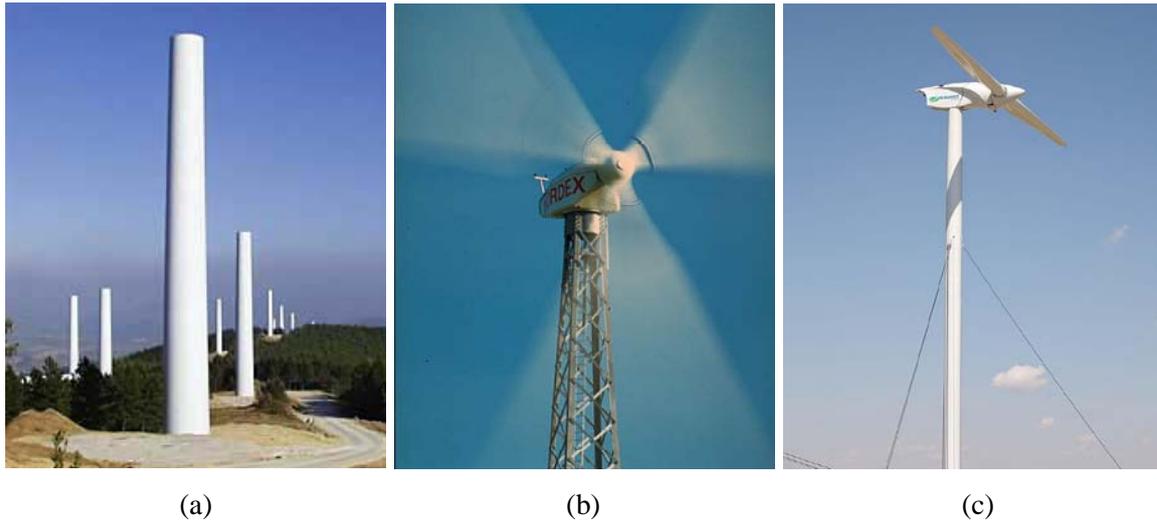


Figure II.5 : Modèles de mâts d'éoliennes à axe horizontal ; a) Mât autoporteur, b) Mât en treillis, c) Mât haubané.

### ➤ *Le rotor*

Partie rotative de l'éolienne placée en hauteur afin de capter des vents forts et réguliers. Il est composé de plusieurs pales (en général trois) en matériau composite qui sont mises en mouvement par l'énergie cinétique du vent. Reliées par un moyeu, ces dernières peuvent en moyenne mesurer chacune 25 à 60 m de long et tourner à une vitesse de 5 à 25 tours par minute. Il est branché directement ou indirectement (via un multiplicateur de vitesse à engrenages) au système mécanique qui utilisera l'énergie recueillie (pompe, générateur électrique...).

### ➤ *La nacelle*

Montée au sommet de la tour : composée d'un carter ou bâti qui enveloppe, protège et relie entre elles l'ensemble des éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur.

### ➤ *Le moyeu*

Un moyeu qui supporte les pales. Lorsqu'elles sont à pas variable, il comporte un mécanisme permettant de faire varier l'angle d'attaque simultanément. On peut également devoir ajuster l'angle des pales fixes, aussi on prévoit toujours une façon de corriger l'installation des pales.

### ➤ *Le générateur électrique*

Un générateur électrique permettant de transformer l'énergie mécanique en énergie électrique qui peut être :

- directement couplé à l'aéromoteur : dans le cas le plus simple, l'hélice est montée directement sur l'axe du générateur électrique (génératrice synchrone) ;
- entraîné par un multiplicateur placé entre l'aéromoteur et le générateur électrique (génératrice asynchrone).

➤ ***Un système d'orientation***

C'est un moteur électrique dans le cas des grandes éoliennes. Il permet à la machine de présenter le rotor au vent quelle que soit sa direction. L'énergie électrique produite est transmise de la partie orientable à la partie fixe de l'aérogénérateur, solidaire du pylône support, par l'intermédiaire d'un dispositif à collecteur associé au pivot ou d'un câble souple qu'il faut dé-torsader périodiquement.

➤ ***Un arbre***

Dit arbre lent entre le rotor et la boîte de vitesse et arbre rapide entre le multiplicateur et la génératrice. C'est une pièce imposante car elle subit des efforts élevés. Pour les éoliennes sans boîte de vitesse (synchrone), il n'y a qu'un arbre unique.

➤ ***Un gouvernail***

Pour les petites machines, dans le cas où l'hélice de la machine fonctionne "au vent" ou des moteurs associés à une girouette et destinés à maintenir la machine face au vent.

➤ ***Un groupe hydraulique***

Qui permet l'orientation des pales et de la nacelle ainsi que le pilotage des freins aérodynamiques.

➤ ***Un frein à disque***

Placé sur l'arbre rapide permet l'immobilisation du rotor lors de la maintenance et palier à une défaillance éventuelle du frein aérodynamique.

➤ ***Armoire de couplage***

Qui transforme l'énergie produite par l'éolienne pour l'injecter dans le réseau de distribution ou charge.

➤ ***Une girouette et un anémomètre***

Situés sur la nacelle fournissent les informations nécessaires pour orienter correctement l'éolienne de façon automatique.

### **II.3. Système de régulation et de protection de l'éolienne**

C'est un élément essentiel de la survie d'une éolienne, afin d'éviter la destruction de l'aéromoteur lorsque le vent est trop violent. Il est nécessaire d'équiper l'éolienne d'un système permettant de diminuer les contraintes mécaniques sur la machine en cas de survitesse du rotor. Ces systèmes peuvent être plus ou moins fins, et plus ou moins automatiques.

La plupart des accidents survenus sur un aérogénérateur sont la cause d'un sous-freinage de ces machines. On cherche donc à installer sur une éolienne au moins deux systèmes de freinage afin de protéger le générateur électrique contre la surproduction et la surchauffe et d'éviter une casse mécanique importante de l'éolienne elle-même.

On appelle « vitesse de régulation » la vitesse du vent à laquelle le mécanisme de régulation est pleinement activé.

#### **II.3.1. Système de freinage manuel**

C'est le moyen le plus simple pour éviter la destruction d'une machine, lorsque le vent atteint une certaine vitesse, un opérateur immobilise l'éolienne, cette immobilisation peut être effectuée de plusieurs manières :

- à l'aide d'un frein ;
- en changeant l'orientation de l'hélice : l'hélice est placée parallèlement au vent ;
- en modifiant le calage des pales afin d'obtenir un couple moteur nul.

#### **II.3.2. Système de freinage automatique**

##### ***II.3.2.1. Régulation et freinage par basculement de l'éolienne***

Le basculement de l'éolienne entraîne une réduction de la surface effective balayée par le rotor. Pour réduire cette surface il faut augmenter l'angle formé par l'axe de rotation du rotor et la direction du vent dominant soit en faisant basculer l'hélice vers le haut soit en le faisant pivoter sur le côté. Lorsque le rotor est "effacé" vers le haut ou sur le côté, le rendement du rotor diminue considérablement et la puissance produite chute rapidement.

Ce dispositif est installé essentiellement sur les petites éoliennes, l'intervention de l'opérateur peut être remplacée et automatisée par action du vent sur une "palette" de commande parallèle et solidaire du plan de rotation de l'hélice. Lorsque la pression du vent sur la palette atteint un certain seuil, celle-ci entraîne la commande d'un frein ou de la mise en drapeau. Cette palette peut être associée à un ressort permettant de replacer l'hélice dans sa position normale lorsque la pression du vent sur la palette diminue. Le passage d'une

position à l'autre peut être progressif et l'angle formé par le plan de l'hélice et le vent dépendra de la pression sur la palette (entre  $0^\circ$  : vitesse nominale et  $90^\circ$  : arrêt de la machine). La modification de cet angle modifie les efforts de l'air sur les pales.

Ce système peut être utilisé uniquement sur des aéromoteurs dont la vitesse de rotation n'a pas à être constante et présente l'inconvénient d'interrompre le fonctionnement de l'aérogénérateur au delà d'une vitesse de vent limite par exemple sur la majorité des éoliennes de pompage pour lesquelles le rendement et la vitesse de rotation ne sont pas importants.

### ***II.3.2.2. Régulation et freinage par gouvernail articulé***

À partir d'un certain niveau de vent, jugé excessif pour la sécurité mécanique de l'éolienne, le gouvernail se replie progressivement et automatiquement en travers de l'axe du vent. Non seulement il freine l'écoulement, ralentissant la vitesse, mais il détourne l'éolienne de la perpendiculaire au vent. Celle-ci devient alors de moins en moins efficace et sa vitesse ne peut augmenter même si le vent force. On parle généralement d'effacement latéral ou de "furling" dans ce cas précis, ceci est très utilisé pour les petites éoliennes car c'est un système très simple à mettre en œuvre.

### ***II.3.2.3. Système de régulation aérodynamique***

#### **➤ Le pas variable**

Le pas variable, aussi appelé "pitch control", est un système de régulation aérodynamique actif. Ce système consiste à faire varier l'angle de calage des pales sur le moyeu à l'aide de vérins hydrauliques autour d'un axe longitudinal pour profiter au maximum du vent instantané et limiter la puissance pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale. La variation de l'angle de calage entraîne une diminution ou une augmentation de la portance de la pale, donc du couple moteur. Un système de contrôle permet de déterminer la meilleure position des pales en fonction de la vitesse du vent et commande le système hydraulique afin d'exécuter le positionnement.

Ce système permet :

- d'arrêter l'éolienne ou en limiter la puissance afin de la protéger des vents violents en plaçant les pales en drapeau et réduisant ainsi la prise au vent ;
- de maximiser l'énergie absorbée par l'éolienne pour la faire démarrer : généralement les pales pivotent de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent de manière à ce que les pales soient toujours positionnées avec un angle optimal par rapport à la direction du vent pour en extraire la puissance maximale.

C'est le système le plus efficace car il permet une régulation constante et presque parfaite de la rotation du générateur en bout de ligne, donc de la puissance, mais c'est un dispositif complexe, qui exige davantage d'entretien.

➤ **Le pas fixe**

La désignation "pas fixe" est impropre car en réalité elle désigne une pale dont le calage est fixe mais le pas varie tout le long de l'envergure de la pale (tout comme le pas variable, la pale est vrillée). Le pas fixe, aussi appelé "stall control", est un système de régulation aérodynamique passif. Les pales de l'éolienne sont fixes par rapport au moyeu de l'éolienne. Ce système empêche les pales, qui sont conçues spécialement pour subir des décrochages, d'accélérer en utilisant l'effet Stall qui agit comme un frein par le décrochage aérodynamique au niveau de la pale du rotor. En effet grâce à sa forme, la pale ne peut plus accélérer même si le vent augmente. Ce type de régulation est utilisé pour la plupart des petites éoliennes car il ne nécessite pas de pièces mobiles ni de système de régulation dans le rotor, c'est un système simple, fiable et moins coûteux mais il engendre des pertes d'efficacité au démarrage et dans les grandes vitesses de vent. L'utilisation de pales à pas fixe implique un seul point de fonctionnement défini par la vitesse de rotation du rotor et par la vitesse du vent.

➤ **Les volets**

Les volets (aérofrein ou flaps) s'ouvrent automatiquement, si la vitesse du vent devient excessive ou si un problème est décelé, et ralentissent les pales ou diminuent leur portance en provoquant un décrochage aérodynamique.

➤ **Les spoilers**

Les spoilers sont encastrés dans le bord d'attaque des pales (freinage aérodynamique). Chaque spoiler est maintenu dans son logement par un ressort de rappel et une masse tarés individuellement en fonction de la position du spoiler sur le bord d'attaque de la pale. À partir d'une certaine vitesse linéaire, la force centrifuge provoque l'éjection de tous les spoilers au même moment modifiant ainsi le profil aérodynamique de la pale.

#### ***II.3.2.4. Arrêt par frein à disque automatique***

Un détecteur de vitesse déclenche, à un certain seuil prédéterminé, un mécanisme automatique d'arrêt complet de l'éolienne. Il ne s'agit plus d'un système de ralentissement, mais bien d'un stoppage complet. Lorsque le vent baisse d'intensité, le frein est relâché et

l'éolienne est de nouveau libérée. Ces arrêts peuvent aussi être déclenchés lorsque l'automate détecte un problème de réseau.

Les éoliennes à pas fixe et régulation Stall comportent souvent, par sécurité, deux freins à disques.

#### **II.3.2.5. Régulation active par décrochage aérodynamique**

Aussi appelé "active stall", ce système est utilisé pour les éoliennes de fortes puissances, il utilise les atouts de la régulation passive et de la régulation active afin de contrôler de manière plus précise la production d'électricité.

### **II.4. État de l'art sur les génératrices d'éoliennes à vitesse variable**

La configuration électrique d'un aérogénérateur a une grande influence sur son fonctionnement. Le fait qu'une éolienne fonctionne à vitesse fixe ou à vitesse variable dépend par exemple de cette configuration [45]. Le contrôle au niveau de cette dernière permet d'optimiser le captage de l'énergie pour les vents faibles et moyens.

#### **II.4.1. Eolienne à vitesse fixe**

Dans le premier cas (figure (II.6)), le générateur tourne à vitesse fixe ou varie très légèrement en jouant sur le glissement de la machine asynchrone (seules les génératrices asynchrones sont utilisées dans ce cas). Deux génératrices asynchrones sont souvent utilisées dans ce type d'éoliennes. Un générateur dimensionné pour des faibles puissances correspondant à des vitesses de vent faibles et un générateur dimensionné pour des fortes puissances correspondant à des vitesses de vent plus élevés. Le problème majeur de cette solution est la complexité du montage qui augmente la masse embarquée. Une autre solution consiste à utiliser un câblage du stator qui peut être modifié afin de faire varier le nombre de pôles. Cette disposition permet également de proposer deux régimes de rotation l'un rapide en journée et l'autre plus lent la nuit permettant de diminuer le bruit.

#### **II.4.2. Eolienne à vitesse variable**

Dans le deuxième cas (figure (II.7)), une interface de puissance adapte la fréquence des courants du générateur à celle réseau et permet ainsi de fonctionner à vitesse variable. Autrement dit, l'introduction de convertisseurs de puissance entre le générateur et le réseau donne lieu à un découplage entre la fréquence du réseau électrique et la vitesse de rotation de la machine électrique.

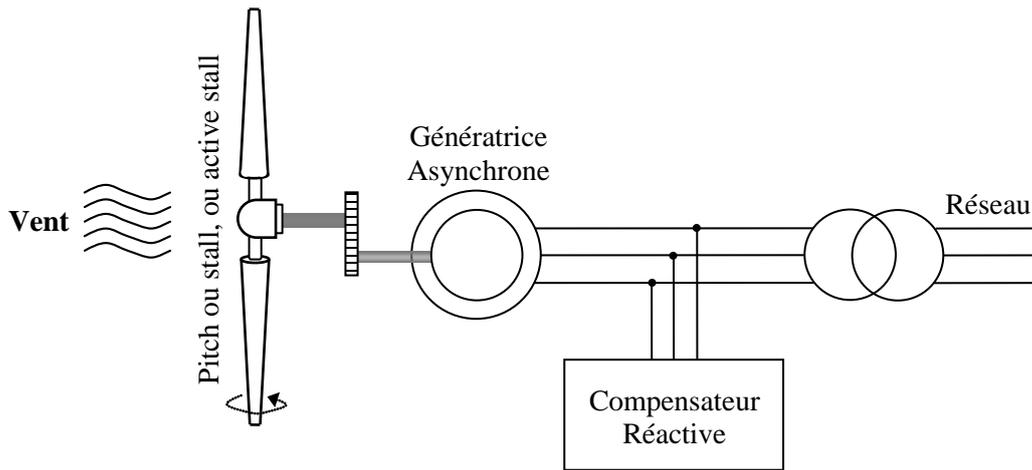


Figure II.6 : Vitesse fixe.

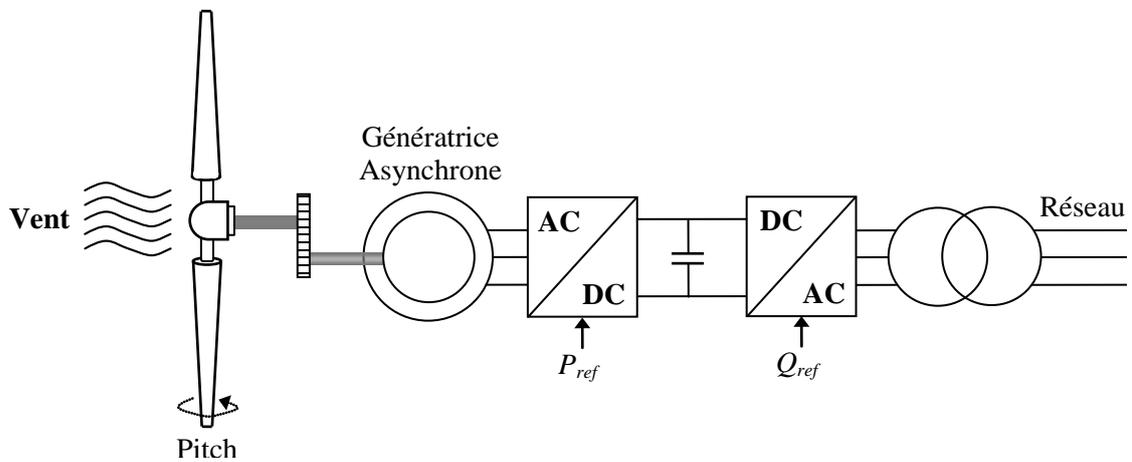


Figure II.7 : Vitesse variable.

Le tableau (II.1) illustre un comparatif simple entre les deux types de fonctionnement.

Fonctionnement à vitesse fixe	Fonctionnement à vitesse variable
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Simplicité du système électrique ;</li> <li>➤ Plus grande fiabilité ;</li> <li>➤ Faible probabilité d'entrée en résonance des éléments de l'éolienne ;</li> <li>➤ Moins cher ;</li> <li>➤ Fonctionnement à vitesse variable (<math>\pm 30\%</math> de la vitesse nominale).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Augmentation du rendement énergétique ;</li> <li>➤ Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance ;</li> <li>➤ Réduction des efforts subis par le train de puissance ;</li> <li>➤ Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.</li> </ul>

Tableau II.1 : Comparatif entre la vitesse fixe et la vitesse variable.

Il y a encore quelques années, pratiquement toutes les éoliennes fonctionnaient à vitesse fixe. Avec la meilleure qualité et la baisse des coûts de l'électronique de puissance,

les éoliennes à vitesse variable sont de plus en plus utilisées. Dans la suite de ce travail, nous ne traiterons que des éoliennes à vitesse variable. En effet l'objectif de cette thèse est d'élaborer des commandes pour la génératrice afin d'augmenter le rendement et la qualité de l'énergie produite. Ce pilotage n'est possible qu'avec une éolienne à vitesse variable.

Trois types de génératrice peuvent être utilisés dans les éoliennes à vitesse variable : la génératrice synchrone, la génératrice asynchrone et la génératrice asynchrone à double alimentation. On donne par la suite les principales caractéristiques de chacun de ces types de machines [3].

### **II.4.3. Système utilisant une génératrice synchrone**

#### ***II.4.3.1. Exploitation dans l'éolien***

Le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Autrement dit, si la génératrice est connectée au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement un sous-multiple de la pulsation des courants statoriques. L'adaptation de cette machine à un système éolien pose des problèmes pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau lors des phases de connexion. Pour ces raisons, on place systématiquement une interface électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation [46], [47].

L'utilisation de génératrices synchrones dans les applications éoliennes à grande puissance est récente. Deux types de génératrices sont utilisés, à bobinage inducteur ou à aimants permanents. Les génératrices synchrones à aimants permanents étaient, jusqu'ici, très peu utilisées principalement pour les raisons suivantes :

- Prix relativement élevé des aimants (constitués de terres rares) ;
- Démagnétisation progressive découlant de l'utilisation de ces aimants en présence de champs magnétiques intenses régnant dans le générateur.

Pour une puissance désirée, on a le choix entre une petite génératrice (à faible nombre de pôles) tournant à grande vitesse, ou une génératrice de grande dimension (présentant un grand nombre de pôles) mais tournant plus lentement.

#### ***II.4.3.2. Avantages et inconvénients***

Le tableau (II.2) résume les principaux avantages et inconvénients des génératrices synchrones.

<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens ;</li> <li>➤ Absence de boîte de vitesse ;</li> <li>➤ Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Machine spécifique ;</li> <li>➤ Prix de l'électronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale ;</li> <li>➤ Grand diamètre de la machine.</li> </ul>

Tableau II.2 : Avantages et inconvénients des génératrices synchrones.

## **II.4.4 Système utilisant une génératrice asynchrone**

### *II.4.4.1 Exploitation dans l'éolien*

L'éolienne dans cette configuration entraîne une génératrice asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance situé sur le circuit statorique. Contrairement à une éolienne à vitesse fixe, les tensions et les fréquences à la sortie de la génératrice ne sont plus imposées par le réseau, ce qui permet de réguler la vitesse de l'éolienne. La commande de l'onduleur permet de garder constante la tension du bus continu.

### *II.4.4.2 Avantages et inconvénients*

Le tableau (II.3) résume les principaux avantages et inconvénients des génératrices asynchrones.

<b>Avantage</b>	<b>Inconvénient</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Electronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale.</li> </ul>

Tableau II.3 : Avantages et inconvénients des génératrices asynchrones.

## **II.4.5. Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation**

### *II.4.5.1. Principe de la machine asynchrone à double alimentation*

Dans cette configuration le stator de la machine asynchrone est connecté directement au réseau et le convertisseur de puissance se trouve sur le circuit rotorique (figure (II.8)). La commande du redresseur permet de contrôler le fonctionnement de la génératrice en imposant la tension des enroulements rotoriques. La commande de l'onduleur permet de maintenir constante la tension du bus continu.

**II.4.5.2. Avantages et inconvénients**

Cette configuration a l’avantage de réaliser des économies sur les convertisseurs de puissance car la puissance transitée par le circuit rotorique est faible par rapport à la puissance statorique dans la configuration classique. Le tableau (II.4) résume les principaux avantages et inconvénients de l’utilisation de cette génératrice.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens ;</li> <li>➤ Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale ;</li> <li>➤ Fonctionnement à vitesse variable (<math>\pm 30\%</math> de vitesse nominale).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Maintenance du multiplicateur ;</li> <li>➤ Commande complexe ;</li> <li>➤ Oscillations mécaniques.</li> </ul>

Tableau II.4 : Avantages et inconvénients de la génératrice asynchrone double alimentation.

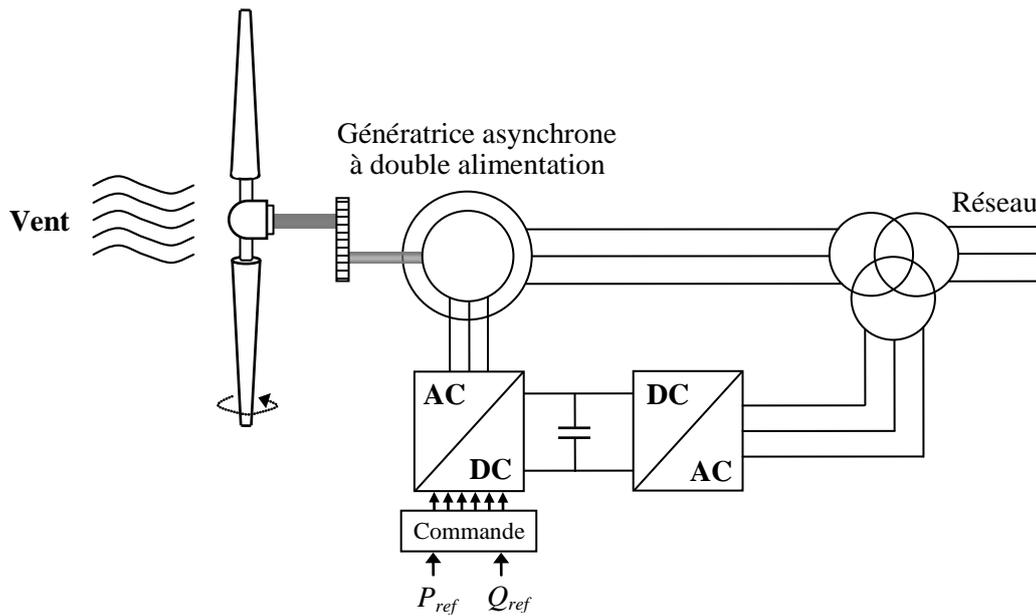


Figure II.8 : Eolienne utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA).

**II.5. Modélisation mathématique de la turbine éolienne**

Le dispositif, qui est étudié ici, est constitué d’une turbine éolienne comprenant trois pales de longueur  $R$ , fixées sur un arbre d’entraînement qui est relié à un multiplicateur de gain  $G$ . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (figure (II.9)).

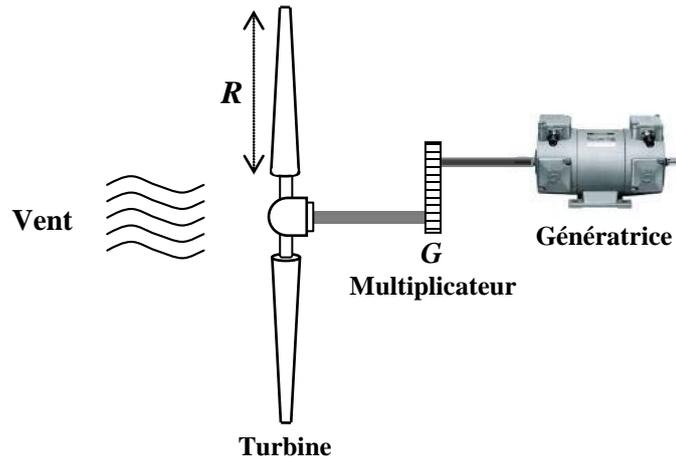


Figure II.9 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.

### II.5.1. Hypothèses simplificatrices

Afin de modéliser la turbine, nous nous appuyerons sur un certain nombre d'hypothèses simplificatrices, qui sont le plus couramment considérées. Ainsi nous supposerons que :

- Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent donc la même inertie, la même élasticité et le même coefficient de frottement par rapport à l'air ;
- Les trois pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support ;
- La répartition de la vitesse du vent est uniforme sur toutes les pales ;
- Le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air est négligeable ;
- Les pertes par frottement de la turbine sont négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté de la génératrice.

### II.5.2. Modèle aérodynamique

A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passant par la section de la surface active  $S$  de la voilure, la puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active  $S$  de l'éolienne est donnée par [48]:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (\text{II.1})$$

Où :

$\rho$  est la densité de l'air (approx.  $1,22 \text{ kg/m}^3$  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 ;

$V_v$  est la vitesse du vent.

Selon la loi de Betz (voir annexe A), cette puissance ne pourra jamais être extraire dans sa totalité [49]. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz :

$$P_{aer} = \frac{16}{27} \cdot P_v = 0,59 \cdot P_v \quad (II.2)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon, le coefficient de puissance maximal théorique est défini comme suit :

$$C_p^{opt} = \frac{P_{aer}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{aer}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} = 0,59 \quad (II.3)$$

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance  $C_p$  de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{eol}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad (II.4)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée dite vitesse relative  $\lambda$ , qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{V_v} \quad (II.5)$$

Où  $\Omega_t$  est la vitesse de la turbine.

Dans le cadre de cette thèse, nous utiliserons une expression approchée du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative  $\lambda$  et de l'angle de calage des pales  $\beta$  dont l'expression a pour origine les travaux d'El Aïmani [50] :

$$C_p = (0,5 - 0,167 \cdot (\beta - 2)) \cdot \sin \left[ \frac{\pi(\lambda + 0,1)}{18,5 - 0,3 \cdot (\beta - 2)} \right] - 0,0018 \cdot (\beta - 3)(\beta - 2) \quad (II.6)$$

Connaissant la vitesse de rotation de la turbine, le couple mécanique  $C_t$  disponible sur l'arbre lent de la turbine peut donc s'exprimer par :

$$C_t = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_v^3}{2 \cdot \Omega_t} \quad (II.7)$$

### II.5.3. Modèle de la partie mécanique

Sur la base des hypothèses simplificatrices mentionnées dans la section (II.5.1), on obtient alors un modèle mécanique constitué de deux masses comme l'illustre la figure (II.10), [51].

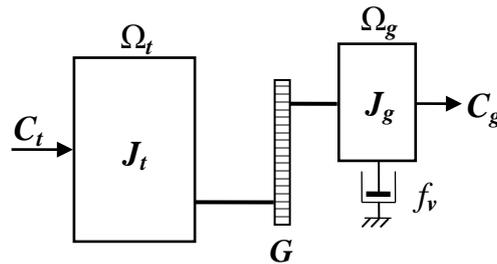


Figure II.10 : Modèle mécanique de la turbine éolienne.

Avec :

$J_t$  le moment d'inertie de la turbine équivalent aux inerties des 3 pales de l'éolienne ;

$J_g$  le moment d'inertie de la génératrice ;

$f_v$  le coefficient dû aux frottements visqueux de la génératrice ;

$C_g$  le couple mécanique sur l'arbre de la génératrice ;

$\Omega_g$  la vitesse de rotation de la génératrice.

Le multiplicateur adapte la vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) à la vitesse de rotation de la génératrice (arbre rapide). Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les deux équations suivantes :

$$C_g = \frac{C_t}{G} \quad (II.8)$$

$$\Omega_t = \frac{\Omega_g}{G} \quad (II.9)$$

D'après la figure (II.10), nous pouvons écrire l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique de la génératrice par :

$$\left( \frac{J_t}{G^2} + J_g \right) \frac{d\Omega_g}{dt} + f_v \cdot \Omega_g = C_g - C_{em} \quad (II.10)$$

Avec  $C_{em}$  le couple électromagnétique de la génératrice.

Le schéma bloc de la figure (II.11) correspond aux modélisations aérodynamique et mécanique de la turbine éolienne. Ce schéma bloc montre que la vitesse de rotation  $\Omega_g$  de la génératrice, donc de la turbine, peut être contrôlée par action soit sur l'angle de calage des pales  $\beta$ , soit sur le couple électromagnétique  $C_{em}$  de la génératrice. La vitesse du vent  $V_v$  est considérée comme une entrée perturbatrice au système.

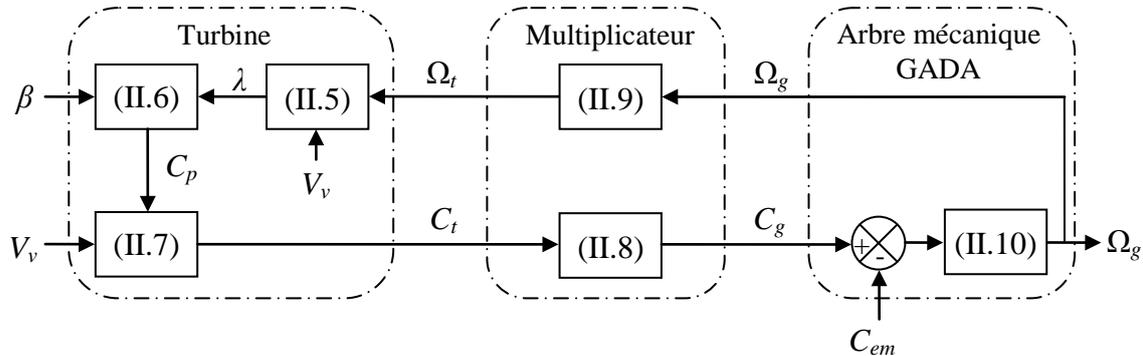


Figure II. 11 : Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne.

## II.6. Stratégie de commande de la turbine éolienne

### II.6.1. Extraction du maximum de la puissance du vent

Le fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable est représenté sur la figure (II.12).

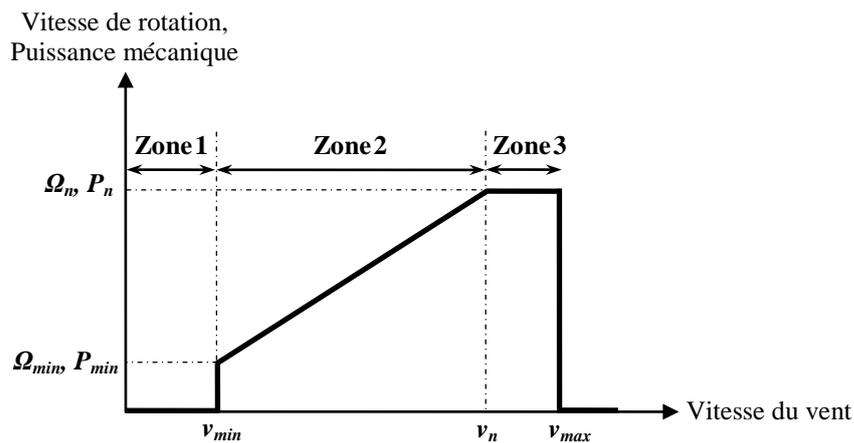


Figure II. 12 : Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

Trois zones principales de fonctionnement peuvent être distinguées :

- Zone 1 : la vitesse du vent est faible, insuffisante pour permettre de démarrer l'éolienne ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro ;

- Zone 2 : le vent atteint une vitesse minimale  $v_{min}$  pour permettre le démarrage. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse nominale  $v_n$  correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique  $P_n$  et de la vitesse de rotation  $\Omega_n$  ;
- Zone 3 : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leur valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne. Ces limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales  $\beta$ ). Dès que le vent a atteint sa valeur maximale  $v_{max}$ , une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéresserons plus particulièrement à des points de fonctionnement de l'éolienne se situant dans la zone 2. En effet, dans cette zone, nous considérerons que l'angle de calage des pales  $\beta$  est constant. Un fonctionnement en zone 3 aurait uniquement pour conséquence une modification de cet angle afin de limiter la puissance mécanique pour éviter toute destruction de l'éolienne.

Dans la Zone 2, il existe différentes stratégies de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la GADA afin de régler la vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite. Ce principe est connu sous la terminologie MPPT. On peut distinguer deux modes de contrôle [50] :

- le contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation ;
- le contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation.

### II.6.1.1. Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation

#### ➤ Principe général

Le vent est une grandeur aléatoire, de nature très fluctuante. La figure (II.11) 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, nous supposons que la machine électrique et son variateur sont idéaux, quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé par la GADA est donc à tout instant égal à sa valeur de référence imposée par la commande.

$$C_{em} = C_{em}^* \quad (II.11)$$

Avec :

$C_{em}^*$  le couple électromagnétique de référence de la GADA.

➤ **Asservissement de la vitesse**

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 section (II.5.3), 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  $C_{em}$  :

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = \frac{1}{J} (C_g - f_v \cdot \Omega_g - C_{em}) \quad (\text{II.12})$$

Où  $J$  est l'inertie totale de l'ensemble « turbine + génératrice », donnée par  $J = \left( \frac{J_t}{G^2} + J_g \right)$ .

Finalement, nous pouvons déduire une structure adéquate de commande qui consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence.

Pour l'application de cette structure de commande nous devons asservir la vitesse. La relation montre que pour avoir un couple de référence il faut avoir une vitesse mécanique de référence, qui dépend de la vitesse de la turbine à fixer, donc nous devons prendre en compte le gain du multiplicateur.

Le couple électromagnétique de référence  $C_{em}^*$  permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence  $\Omega_g^*$  est obtenu par une relation inverse indirecte :

$$C_{em}^* = R_{\Omega} (\Omega_g^* - \Omega_g) \quad (\text{II.13})$$

Avec :

$R_{\Omega}$  le régulateur de vitesse ;

$\Omega_g^*$  la vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer  $\Omega_t^*$  pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, nous avons donc :

$$\Omega_g^* = G \cdot \Omega_t^* \quad (\text{II.14})$$

Avec :

$\Omega_t^*$  la vitesse de référence de la turbine.

Pour un point de fonctionnement donné (vitesse du vent fixe), on souhaite que la puissance mécanique soit maximale, ce qui correspond à la valeur maximale du coefficient  $C_p$ . Celle-ci est obtenue si la vitesse relative  $\lambda$  est égale à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$  (pour  $\beta$  constant et égal à  $2^\circ$ ).

La vitesse de rotation de référence de la turbine  $\Omega_t^*$  est obtenue à partir de l'équation (II.5) comme suit :

$$\Omega_t = \frac{\lambda_{opt} \cdot V_v}{R} \tag{II.15}$$

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

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

Nous pouvons facilement déduire le schéma bloc qui présente l'asservissement de la vitesse pour la maximisation de puissance extraite :

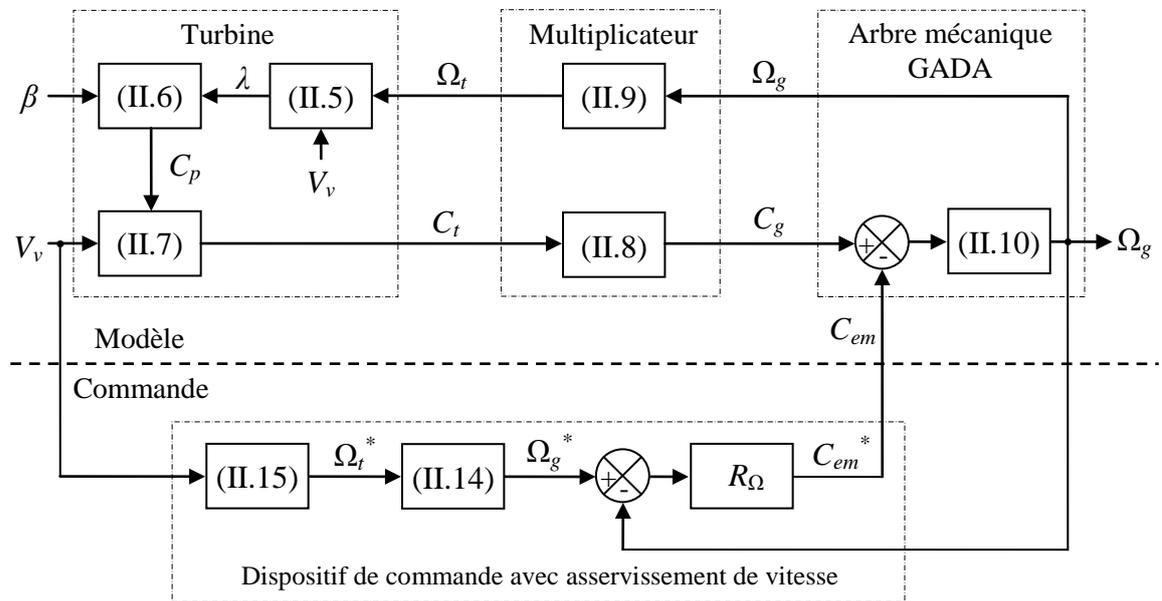


Figure II. 13 : Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation.

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Afin de réaliser cette tâche, deux types de correcteurs ont été utilisés dans ce travail, à savoir ; un correcteur Proportionnel Intégral (PI) classique et un autre de type flou. La conception de ces derniers sera détaillée par la suite.

➤ Réglage de vitesse par régulateur de type PI classique

L'approche la plus classique utilisée dans notre travail consiste à contrôler la vitesse de rotation par un régulateur PI. Dans l'objectif d'annuler l'erreur statique et réduire le temps de réponse tout en conservant la stabilité du système, un correcteur proportionnel intégral est utilisé. Les performances obtenues (stabilité, précision, temps de réponse) sont satisfaisantes pour un tel système électromécanique. Cependant le couple peut présenter un dépassement important qui peut nuire au fonctionnement du système, pour palier à ce problème on utilise une limitation de la référence du couple à la sortie du correcteur, la vitesse à régler se définit à partir de l'équation mécanique, la structure du régulateur de vitesse est montrée sur la figure (II.14).

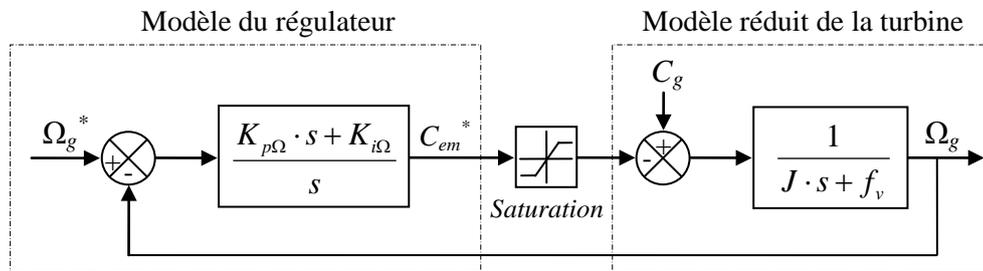


Figure II. 14 : Schéma bloc de régulation de la vitesse de rotation.

Nous pouvons écrire la fonction de transfert en boucle fermée sous la forme mathématique suivante :

$$\Omega_g = F(s) \cdot \Omega_g^* + G(s) \cdot C_g \tag{II.16}$$

Où  $F(s)$  est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse :

$$F(s) = \frac{K_{p\Omega} \cdot s + K_{i\Omega}}{J \cdot s^2 + (f_v + K_{p\Omega})s + K_{i\Omega}} \tag{II.17}$$

Et  $G(s)$  est la fonction de la perturbation :

$$G(s) = \frac{s}{J \cdot s^2 + (f_v + K_{p\Omega})s + K_{i\Omega}} \tag{II.18}$$

Pour baisser l'effet de la perturbation (couple  $C_{em}$ ), nous avons intérêt à choisir une valeur élevée pour le gain  $K_{p\Omega}$ . L'autre gain est choisi de manière à avoir une fonction de transfert du 2<sup>ème</sup> ordre, ayant une pulsation naturelle et un coefficient d'amortissement, déterminés comme suit :

$$\begin{cases} \omega_{n,1} = \sqrt{\frac{K_{i\Omega}}{J}} \\ \xi_1 = \frac{f_v + K_{p\Omega}}{J \cdot 2\omega_{n,1}} \end{cases} \quad (\text{II.19})$$

Donc, pour imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement, nous trouvons :

$$\begin{cases} K_{i\Omega} = \omega_{n,1}^2 \cdot J \\ K_{p\Omega} = 2\xi_1 J \omega_{n,1} - f_v \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

➤ **Réglage de vitesse par régulateur de type logique floue (voir Annexe B)**

Les régulateurs à base de la logique floue sont des candidats idéaux pour la commande de tels systèmes, malheureusement il n'existe pas de méthodes précises pour la détermination de la stratégie de réglage. Cette dernière doit être construite par tâtonnement à l'aide des tests sur le système à régler. D'un autre côté, ces approches présentent une bonne robustesse aux variations paramétriques et aux bruits de mesure, leurs conditions informatiques, le temps d'élaboration et le besoin de la connaissance expert du système, limitent les applications actuelles à une gamme limitée et parfois bien spécifique.

La majorité des régulateurs développés utilisent le schéma simple proposé par Mamdani pour les systèmes mono-variables. Ce schéma est représenté comme suit :

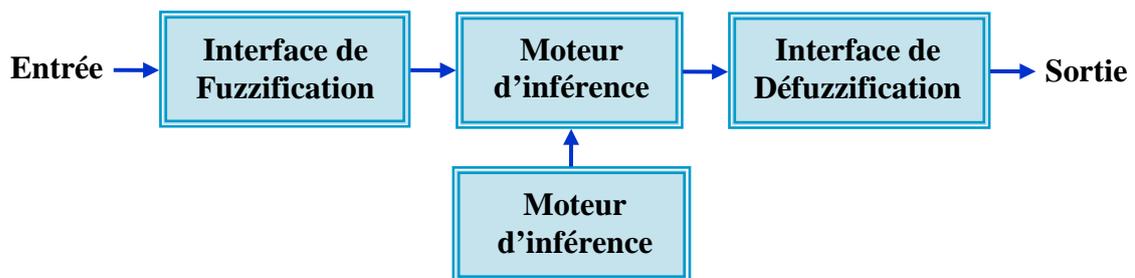


Figure II. 15 : Structure d'un système flou.

Le traitement réalisé par un système d'inférence flou est divisé en trois tâches essentielles [52], [53] :

- **La fuzzification** transforme une valeur numérique de l'entrée en une valeur floue ;
- **L'inférence**, produit l'image de la partie floue issue de la fuzzification par une relation floue  $R$ , généralement construite à partir de règles ;
- **La défuzzification** transforme la partie floue issue de l'inférence en une valeur numérique en sortie. La défuzzification constitue alors une prise de décision.

La mise en œuvre de ces trois étapes de traitement dépend de la nature des sous-ensembles flous utilisés. En d'autres termes, ces sous-ensembles peuvent être de type numérique ou symbolique. De même, la relation floue  $R$  peut être numérique (liant des nombres entre eux), symbolique (liant des symboles entre eux), ou bien hybride (numérique et symbolique). La boucle pour le réglage de la vitesse mécanique de la machine contient un régulateur flou dont les variables linguistiques sont en entrée ; l'erreur et la variation de l'erreur ( $e$  et  $\Delta e$ ) et en sortie ; la variation de la commande ( $\Delta U$ ),  $U$  représente la variation de  $C_{em}$  pour le régulateur de la vitesse [53].

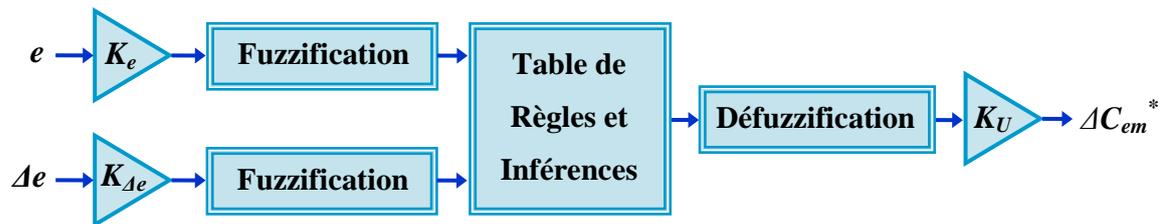


Figure II. 16 : Schéma bloc de régulation de vitesse par contrôleur flou.

Où  $K_e$ ,  $K_{\Delta e}$  et  $K_U$  sont des gains associés à  $e$ ,  $\Delta e$  et  $U$  respectivement. En jouant sur ces gains pour assurer la stabilité et établir les performances dynamiques et statiques désirées. L'intervalle d'intérêt de chaque variable linguistique en entrée et en sortie est subdivisé en trois, cinq ou sept classes pour obtenir respectivement neuf, vingt-cinq et quarante-neuf règles. Dans ce travail nous avons mené pour les variables d'entrées et la variable de sortie un régulateur flou sept ensembles, dans le but de trouver les bonnes performances souhaitées pour le réglage, représenté ainsi par des fonctions d'appartenance comme le montre la figure (II.17).

Les différents ensembles sont notés comme suit :

NG : Négatif Grand ; NM : Négatif Moyen ; NP : Négatif Petit ; EZ : Environ Zéro ;

PP : Positif Petit ; PM : Positif Moyen ; PG : Positif Grand.

Les règles floues permettent de déterminer le signal de sortie du régulateur en fonction des signaux d'entrées. Elles relient les signaux de sorties aux signaux d'entrées par des conditions linguistiques prenant en compte l'expérience acquise par un opérateur humain. Par exemple, si l'erreur et sa variation sont fortement négatives, alors, le signal de sortie doit être également fortement négatif.

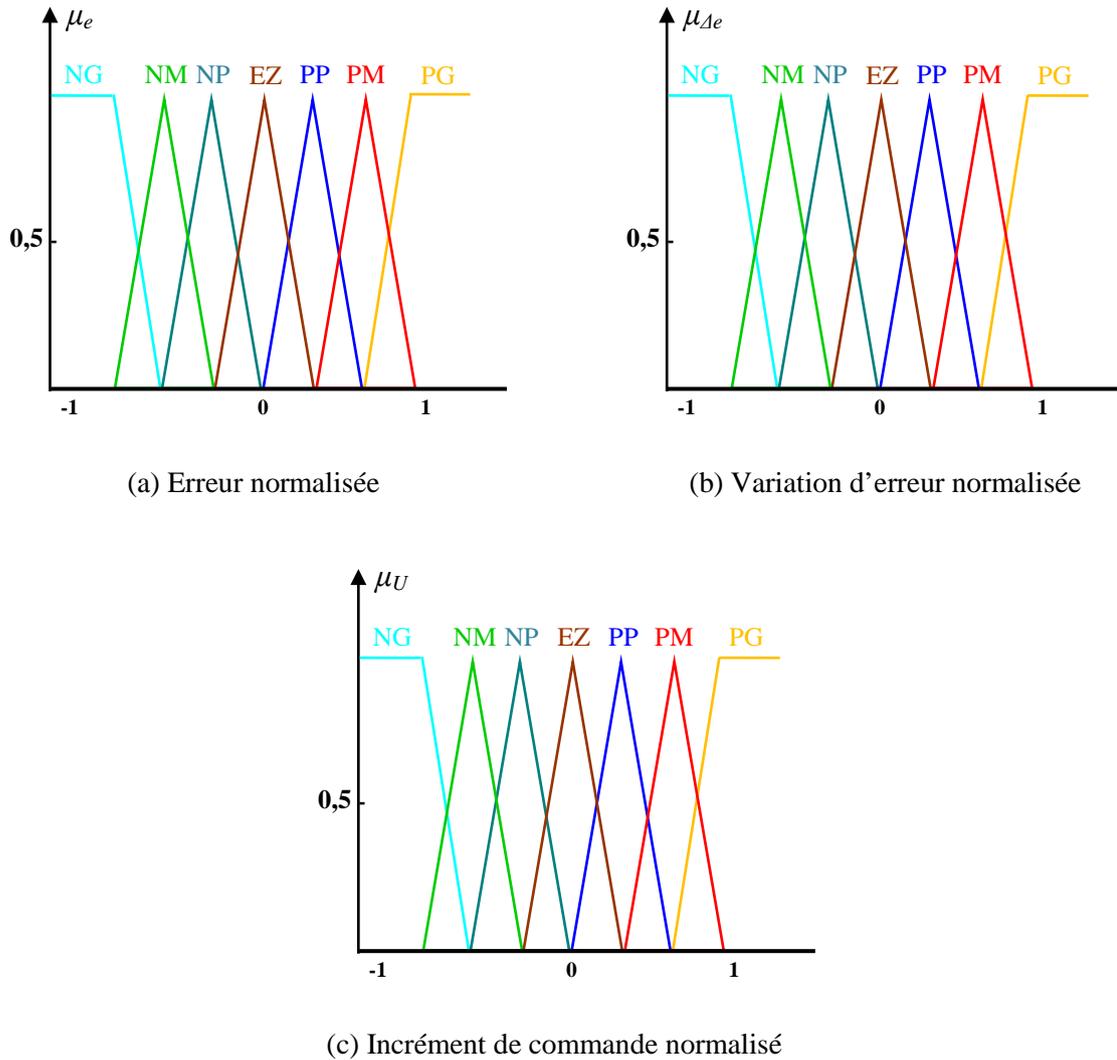


Figure II.17 : Fonctions d'appartenance des différentes variables linguistiques.

Au contraire, si l'erreur et sa variation sont environ zéro, alors, il sera de même pour la commande. Ces considérations sont représentées dans une matrice dite "matrice d'inférence" (tableau II.5).

D'après cette matrice, on peut définir les 49 règles, par exemple :

$R_1$  : Si  $E$  est  $NG$  et  $\Delta E$  est  $NG$  Alors  $\Delta C_{em}$  est  $NG$ .

$R_{19}$  : Si  $E$  est  $PP$  et  $\Delta E$  est  $NP$  Alors  $\Delta C_{em}$  est  $EZ$ .

$R_{41}$  : Si  $E$  est  $PM$  et  $\Delta E$  est  $PM$  Alors  $\Delta C_{em}$  est  $PG$ .

.....

$\Delta e$ $e$	NG	NM	NP	EZ	PP	PM	PG
NG	NG	NG	NG	NG	NM	NP	EZ
NM	NG	NG	NG	NM	NP	EZ	PP
NP	NG	NG	NM	NP	EZ	PP	PM
EZ	NG	NM	NP	EZ	PP	PM	PG
PP	NM	NP	EZ	PP	PM	PG	PG
PM	NP	EZ	PP	PM	PG	PG	PG
PG	EZ	PP	PM	PG	PG	PG	PG

Tableau II.5 : Table des règles de commandes à sept classes.

L'utilisation d'un unique anémomètre sur l'éolienne conduit à utiliser une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est pas représentative de la valeur moyenne de la vitesse du vent apparaissant sur les pales. Ainsi, une mesure erronée de la vitesse du vent conduit à une dégradation de la puissance extraite. Pour cette raison, la plupart des turbines éoliennes installées sont contrôlées sans asservissement de la vitesse de rotation. Ce mode de contrôle est étudié à la section suivante [50].

### II.6.1.2. Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation

Ce mode de contrôle repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent devant les constantes de temps électriques du système éolien, ce qui implique que le couple d'accélération de la turbine peut être considéré comme nul. Dans ce cas, à partir de l'équation (II.10), nous pouvons écrire :

$$\left( \frac{J_t}{G^2} + J_g \right) \frac{d\Omega_g}{dt} + f_v \cdot \Omega_g = C_g - C_{em} = 0 \quad (II.21)$$

De plus, si l'on néglige l'effet du couple dû aux frottements visqueux ( $f_v \cdot \Omega_g = 0$ ) par rapport au couple mécanique  $C_g$ , on peut alors écrire :

$$C_g = C_{em} \quad (II.22)$$

Une estimation de la vitesse de rotation de la turbine, notée  $\hat{\Omega}_t$ , est obtenue à partir de la mesure de la vitesse de rotation de la GADA :

$$\hat{\Omega}_t = \frac{\Omega_g}{G} \quad (\text{II.23})$$

Une mesure précise de la vitesse du vent étant difficile, une estimation de celle-ci, notée  $\hat{V}_v$ , est obtenue à partir de l'estimation de la vitesse rotation de la turbine :

$$\hat{V}_v = \frac{\hat{\Omega}_g \cdot R}{\lambda} \quad (\text{II.24})$$

Le couple de la turbine éolienne peut ensuite être obtenu à partir des estimations de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de la turbine. Il peut s'exprimer par :

$$\hat{C}_t = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot \frac{1}{\hat{\Omega}_t} \cdot \hat{V}_v^3 \quad (\text{II.25})$$

Le couple électromagnétique de référence est alors obtenu à partir de l'estimation du couple de la turbine éolienne :

$$C_{em}^* = \frac{\hat{C}_t}{G} \quad (\text{II.26})$$

Afin d'extraire le maximum de puissance, il faut fixer la vitesse relative à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$  afin d'obtenir le coefficient de puissance maximum  $C_{pmax}$ . Le couple électromagnétique de référence s'exprime donc par :

$$C_{em}^* = \Gamma \cdot \Omega_g^2 \quad (\text{II.27})$$

Où  $\Gamma$  est une constante définie par :

$$\Gamma = \frac{C_{pmax} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{2 \cdot G^3 \cdot \lambda_{opt}^3} \quad (\text{II.28})$$

La figure (II.18) présente le principe du contrôle MPPT de la turbine éolienne sans asservissement de la vitesse de rotation.

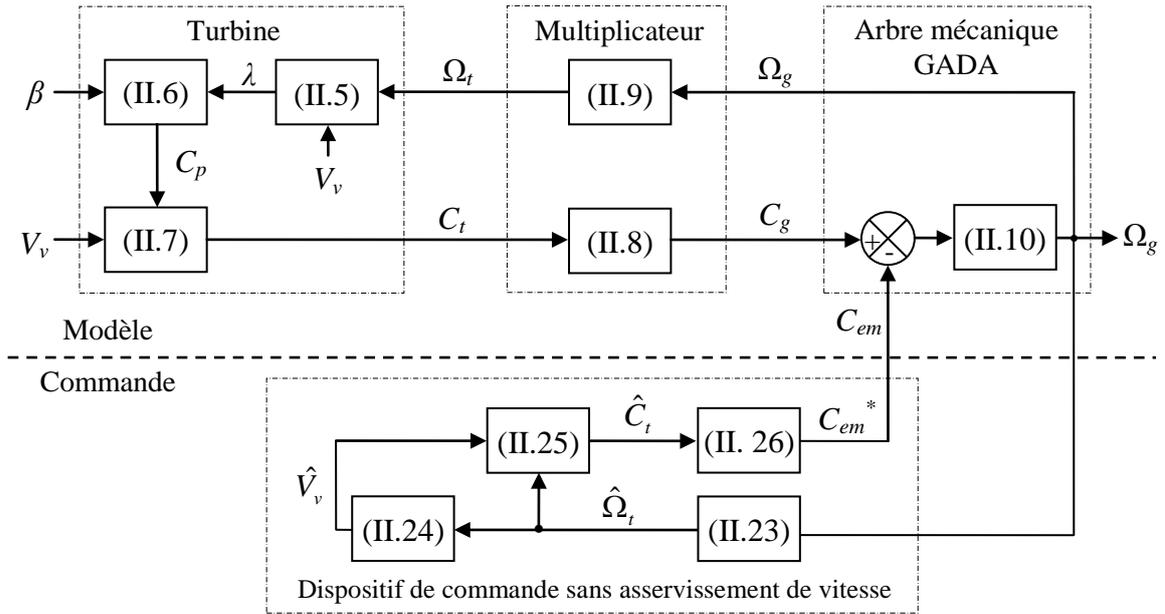


Figure II. 18 : Contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation.

## II.7. Résultats de simulation

Les deux structures de commande MPPT étudiées auparavant ont été simulées par le logiciel Matlab/Simulink, en considérant un profil du vent illustré par la figure (II.19).

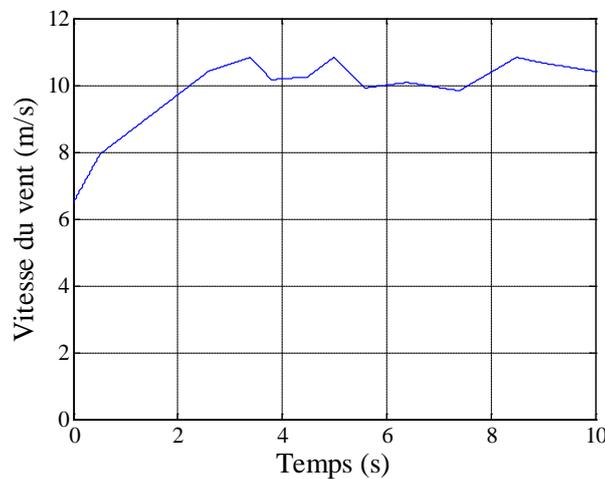


Figure II. 19 : Profil du vent appliqué [50].

### II.7.1. Résultats obtenus du contrôle MPPT sans asservissement de vitesse

Les résultats de simulation relatifs à cette structure montrent que les variations de la vitesse mécanique sont adaptées à la variation de celle du vent mais avec une dynamique lente (figure (II.22)). La puissance aérodynamique est très fluctuante, de fait que le coefficient de puissance et le ratio de vitesse ne sont pas ajustés à leurs valeurs optimales.

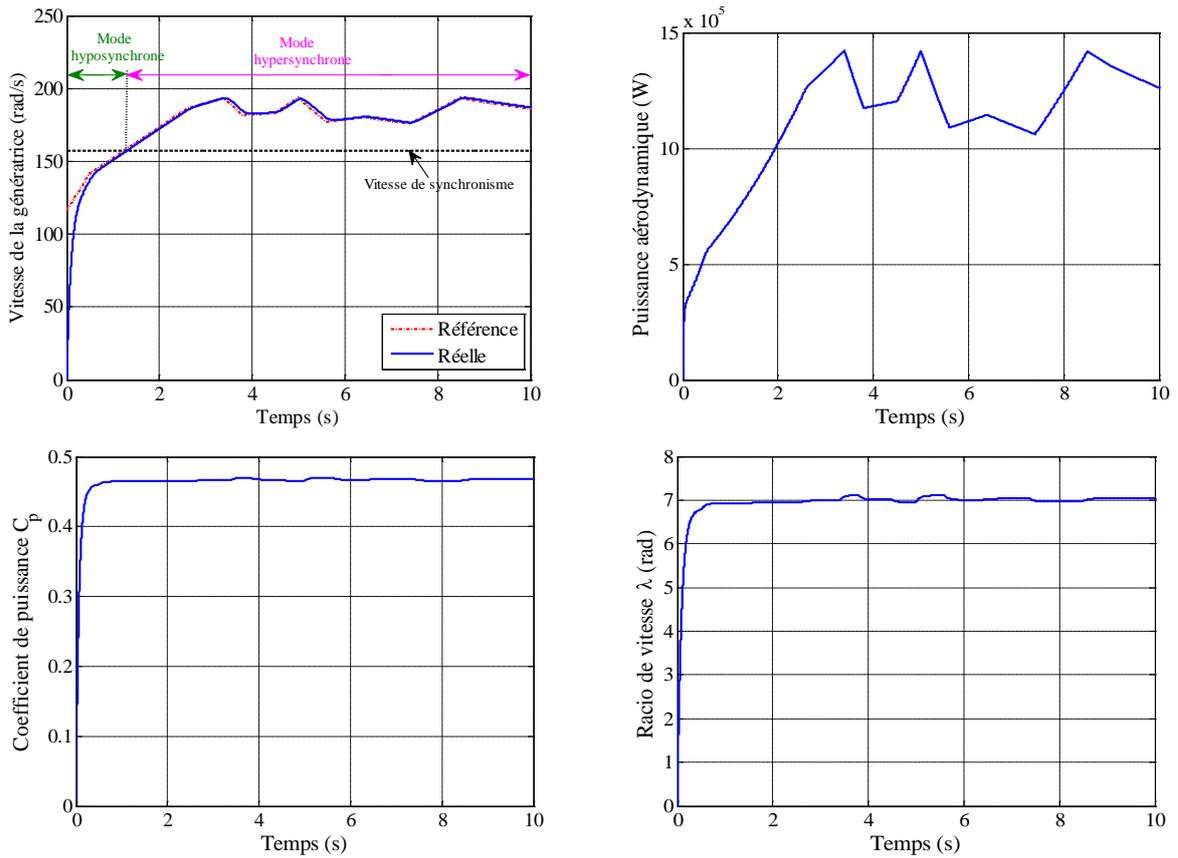


Figure II. 20 : Résultats de la commande MPPT avec asservissement de vitesse par PI classique.

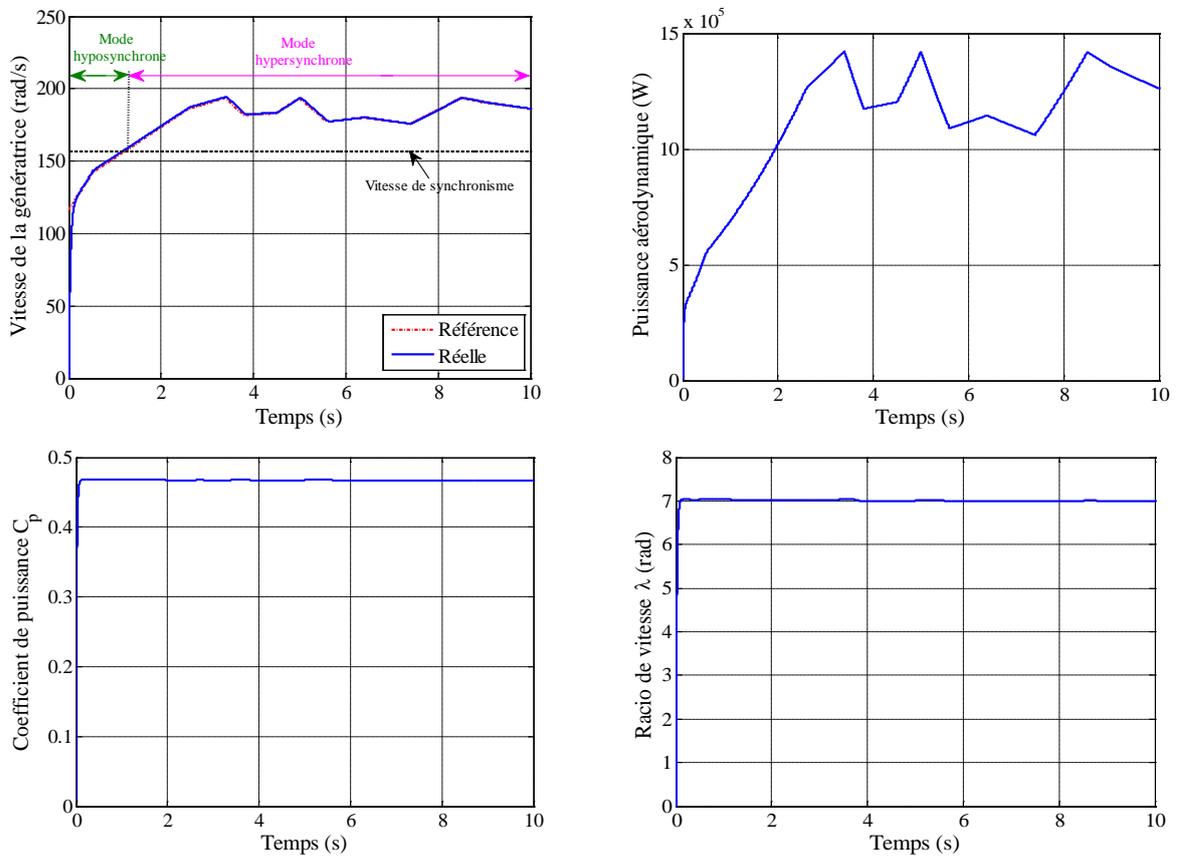


Figure II. 21 : Résultats de la commande MPPT avec asservissement de vitesse par PI flou.

**II.7.2. Résultats obtenus du contrôle MPPT avec asservissement de vitesse**

Dans cet algorithme, l’asservissement de vitesse est réalisé à l’aide des deux types de régulateurs (PI classique et PI flou). Les résultats de simulation pour ces derniers, inhérents à cet algorithme sont montrés respectivement sur les figures (II.20) et (II.21). Ces résultats montrent qu’un meilleur contrôle en boucle fermée de la vitesse est obtenu en régime transitoire et en régime permanent.

Ce contrôle est très dynamique et la puissance aérodynamique obtenue en régime transitoire est donc plus importante. Le coefficient de puissance et le rapport de vitesse sont ajustés à leurs valeurs optimales. Les résultats obtenus montrent les meilleures performances statiques et dynamiques, meilleure poursuite de la consigne contrôlée (vitesse) et un temps de réponse souhaitable offerts par les deux régulateurs.

Afin de résumer ces résultats obtenus avec l’une ou l’autre stratégie de contrôle de vitesse (MPPT), les figures (II.22.a) et (II.22.b) montrent la vitesse mécanique ainsi que sa référence avec les deux régulateurs (B.F) et celle de la stratégie sans asservissement (B.O). Ceux des figures (II.22.c) et (II.22.d) présentent la puissance aérodynamique.

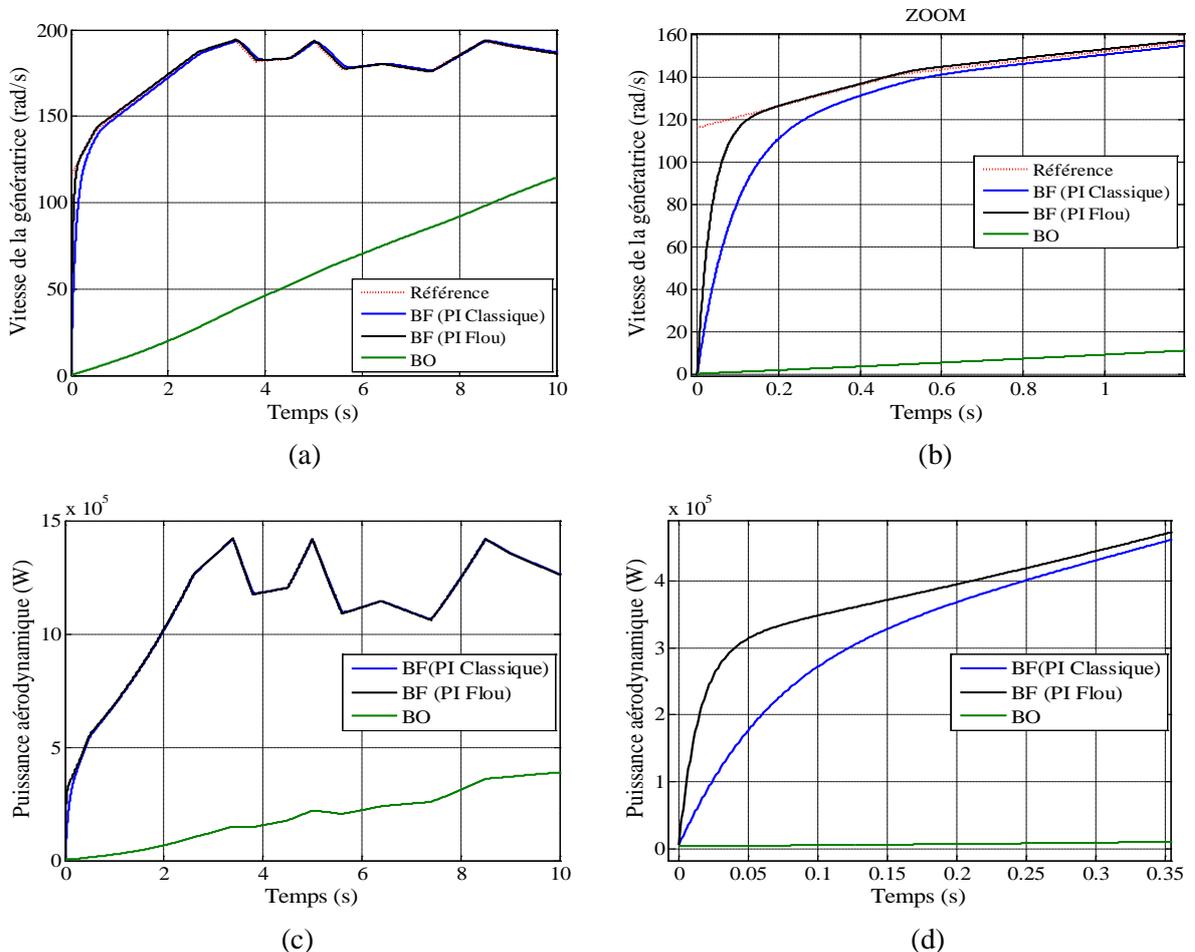


Fig. II.22 : Zoom sur les résultats du MPPT obtenus avec les deux stratégies.

## **II.8. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation et la commande de la turbine éolienne. En premier lieu, nous avons commencé par des généralités sur l'énergie éolienne. Par la suite, nous avons modélisé les organes essentiels constituant la partie mécanique de l'éolienne, à savoir ; les pales, le multiplicateur et l'arbre du rotor. Après, nous avons présenté une stratégie de commande afin de maximiser la puissance extraite du vent. C'est la MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Dans le prochain chapitre, nous intéresserons à la partie électrique du système éolien. Cette partie est constituée d'une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA).

---

---

# **Chapitre III**

## **Commande vectorielle de la GADA**

---

---

### III.1. Introduction

Maintenant que nous disposons d'une modélisation des parties mécaniques de l'éolienne, il nous faut choisir et modéliser la partie électrique. Nous cherchons donc un type de génératrice qui nous permettra de commander indépendamment les puissances active et réactive.

Actuellement, la majorité des projets éoliens de forte puissance reposent sur l'utilisation de la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA). Son circuit statorique est connecté directement au réseau électrique. Un second circuit placé au rotor est également relié au réseau mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Etant donné que la puissance rotorique transitée est moindre, le coût des convertisseurs s'en trouve réduit en comparaison avec une éolienne à vitesse variable alimentée au stator par des convertisseurs de puissance. C'est la raison principale pour laquelle on trouve cette génératrice pour la production en forte puissance. Une seconde raison est la possibilité de régler la tension au point de connexion où est injectée cette génératrice.

Dans ce chapitre, nous débuterons notre étude par la présentation des différentes technologies de la GADA avec leurs dispositifs d'alimentation. Nous exposerons par la suite, les modèles de la GADA et les convertisseurs de puissances associés. Enfin, on terminera le chapitre par la commande vectorielle de cette génératrice.

### III.2. Présentation de la GADA

#### III.2.1. Structure de la machine

Cette machine a un stator identique à celui d'une machine asynchrone à cage ou d'une machine synchrone. C'est le rotor qui diffère radicalement car il n'est pas composé d'aimants ou d'une cage d'écureuil mais d'enroulements triphasés disposés de la même manière que les enroulements statoriques.

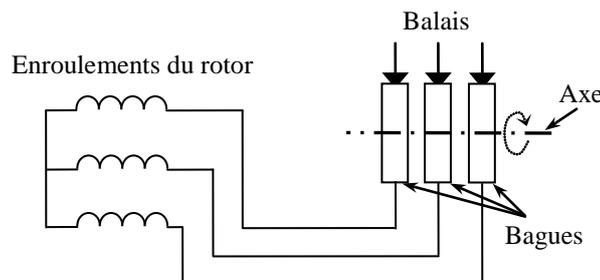


Figure III.1 : Principe du rotor bobiné.

On peut voir sur la figure (III.1) que les enroulements rotoriques sont connectés en étoile et les trois phases sont reliées à un système de contacts glissants (balais bagues collectrices) permettant d’avoir accès aux tensions et courants du rotor.

### II.2.2. Fonctionnement de la GADA dans un système éolien

La structure de conversion étudiée est représentée par la figure (III.2). Elle est constituée d’une génératrice asynchrone à rotor bobiné entraînée par une turbine éolienne.

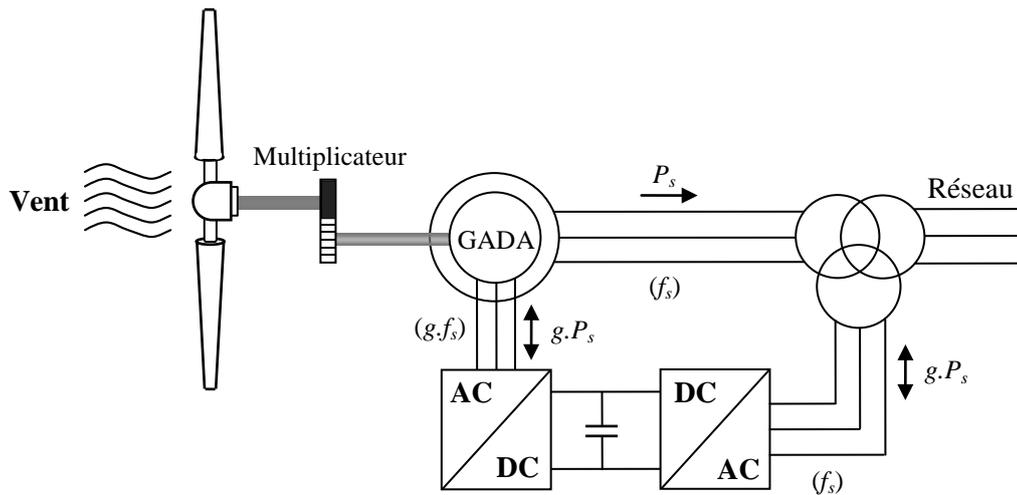


Figure III.2 : Schéma de principe d’une machine asynchrone à rotor bobiné pilotée par le rotor.

Pour expliquer son principe de fonctionnement, on néglige toutes les pertes. En prenant en compte cette hypothèse, la puissance  $P_s$  est fournie au stator et traverse l’entrefer : une partie de cette puissance fournie,  $(1 - g)P_s$ , est retrouvée sous forme de puissance mécanique ; le reste,  $gP_s$  sort par les balais sous forme de grandeurs alternatives de fréquence  $gf_s$ . Ces grandeurs, de fréquence variable, sont transformées en énergie ayant la même fréquence que le réseau électrique, auquel est renvoyée, par l’intermédiaire du deuxième convertisseur. Ce réseau reçoit donc  $(1 + g)P_s$  [50]. Les bobinages du rotor sont donc accessibles grâce à un système de balais et de collecteurs. Une fois connecté au réseau, un flux magnétique tournant à vitesse fixe apparaît au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires dans le bobinage et donc du courant statorique. Lors de la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des forces électromotrices (f.e.m) dans les enroulements rotoriques.

Le rapport entre les f.e.ms créées au rotor et au stator est défini par [54] :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{n_r}{n_s} \cdot \frac{\omega_s - p \cdot \Omega_m}{\omega_s} = m \cdot \frac{\omega_s - \omega_e}{\omega_s} \tag{III.1}$$

Avec :

$n_r$  et  $n_s$  représentent respectivement le nombre de spires des bobinages rotorique et statorique ;

$p$  est le nombre de paires de pôles ;

$m$  est le rapport de transformation rotor/stator équivalent au rapport des nombres de spires rotorique et statorique ;

$\omega_s$  et  $\omega_e$  représentent respectivement les pulsations statorique et électrique de la GADA.

En définissant le glissement par :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_e}{\omega_s} \quad (\text{III.2})$$

L'équation (III.1) devient alors :

$$\frac{E_r}{E_s} = m \cdot g \quad (\text{III.3})$$

Les courants au stator et au rotor sont alors liés comme dans un transformateur parfait :

$$\frac{i_r}{i_s} = \frac{1}{m} \quad (\text{III.4})$$

Donc, le rapport entre les puissances apparentes rotorique  $S_r$  et statorique  $S_s$  s'exprime par :

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{i_r}{i_s} \cdot \frac{E_r}{E_s} = g \quad (\text{III.5})$$

La pulsation au stator (imposée par le réseau) étant supposée constante, il est donc possible de contrôler la vitesse de la GADA en agissant sur la puissance apparente rotorique via le glissement  $g$ .

### II.2.3. Différentes configurations d'un système éolien à base d'une GADA

Au lieu de dissiper la puissance disponible au rotor par effet Joule, on peut récupérer cette puissance en la renvoyant sur le réseau électrique. Ceci améliore le rendement du système. Dans le passé, on utilisait à cet effet des machines tournantes à courant continu ou alternatif (montages Kramer, Sherbius, Rimcoy, etc). De nos jours, on utilise, pour cette récupération, un système statique de conversion d'énergie constitué de convertisseurs de puissance ainsi qu'un transformateur [50]. Le convertisseur est dimensionné pour transiter

seulement la puissance rotorique, (soit environ 30% de la puissance nominale) pour obtenir un glissement maximal et donc la puissance statorique nominale. C'est un compromis qui mène à une meilleure capture de l'énergie éolienne et à une faible fluctuation de la puissance du côté réseau.

Il faut noter que tous les éléments du circuit de récupération (courants du circuit rotorique) ne sont dimensionnés que pour  $g.P_s$ , donc, pour une puissance d'autant plus faible que le glissement maximum désiré est plus faible. Ce procédé est intéressant quand on peut se contenter d'une variation de vitesse réduite.

### II.2.3.1. GADA avec pont à diodes et pont à thyristors

Cette structure, appelée montage Kramer, utilise un pont à diodes et un pont à thyristors (figure (III.3)) [56].

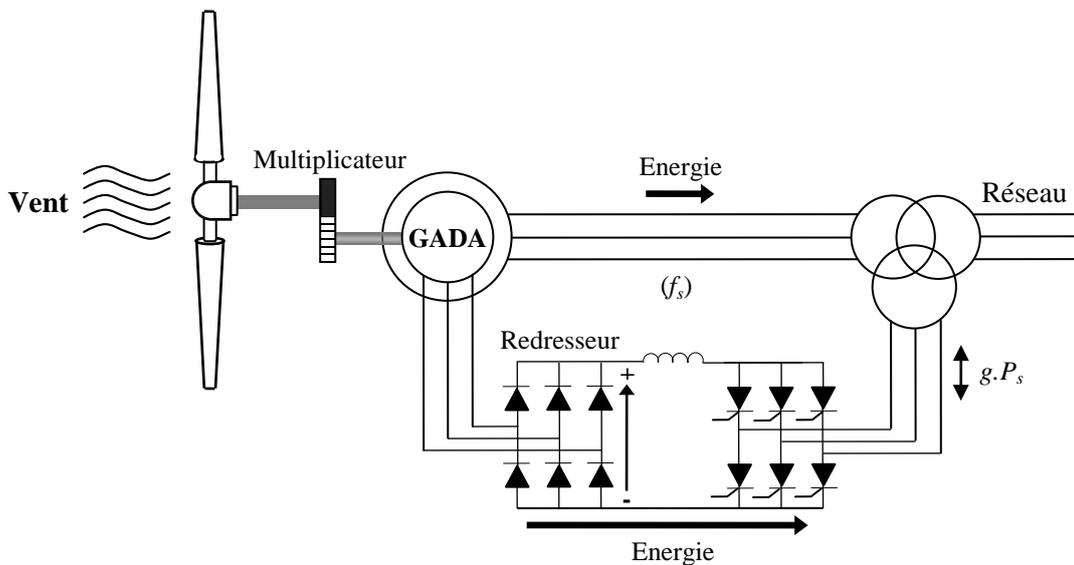


Figure III.3 : GADA avec pont à diodes et pont à thyristors.

Les tensions entre les bagues sont redressées par le pont à diodes. L'onduleur à thyristors applique à ce redresseur une tension qui varie par action sur l'angle d'amorçage des thyristors. Ce dispositif permet de faire varier la plage de conduction des diodes, de rendre variable la puissance extraite du circuit rotorique et donc le glissement de la génératrice asynchrone. Le principal avantage est que l'onduleur est assez classique, et moins coûteux, puisqu'il s'agit d'un onduleur non autonome dont les commutations sont assurées par le réseau.

Cette structure ne permet cependant pas l'asservissement électrique de la vitesse de la GADA. De plus, l'onduleur utilisé injecte des courants harmoniques basses fréquences

d'amplitude importante. Cette injection d'harmoniques multiples de 50 Hz est préjudiciable aux appareillages électriques raccordés sur le réseau. D'autres structures sont alors privilégiées.

### II.2.3.2. GADA avec pont à diodes et pont à transistors

Dans cette structure, on remplace les onduleurs à commutation naturelle à base de thyristors par des onduleurs à commutations forcées et à MLI, constitués de transistors de puissance. Ce type d'onduleur fonctionnant à fréquence de découpage élevée, n'injecte pratiquement pas de courants harmoniques en basses fréquences. Cette structure permet aussi de contrôler le flux de puissance réactive. Par contre, elle ne permet pas d'asservir la vitesse de la GADA étant donné l'utilisation d'un pont de diodes.

### III.2.3.3. GADA avec cycloconvertisseur

Cette structure, connue sous le nom de topologie statique Scherbius [56], structure autorise un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau (figure (III.4)). Cette structure est utilisée pour des valeurs de fréquence rotorique largement inférieures à celles du réseau autrement dit pour des glissements très faibles. Elle permet l'utilisation de thyristors qui sont intéressants d'un point de vue coût.

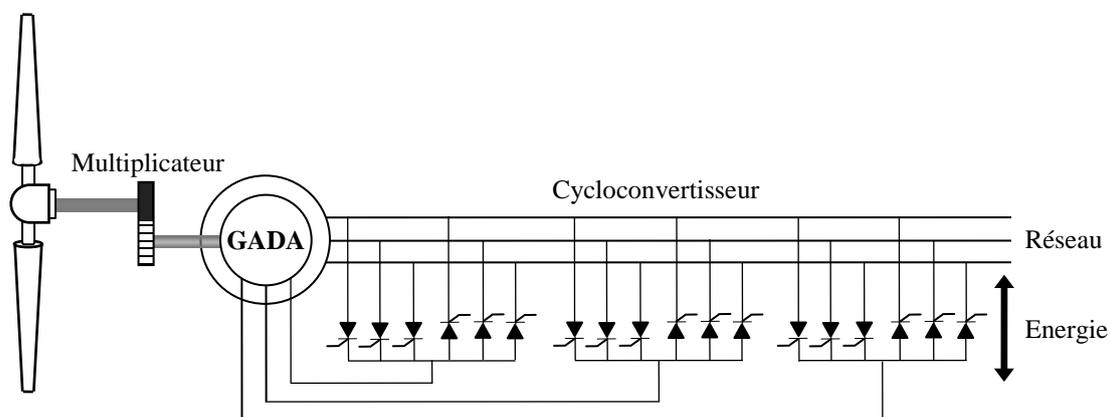


Figure III.4 : GADA avec cycloconvertisseur.

### III.2.3.4. GADA avec convertisseurs MLI

Cette structure utilise deux onduleurs de tension en cascade, équipés d'IGBT et connectés au travers d'un bus continu (figure (III.5)) [56]. Les onduleurs sont commandés en MLI. Ce choix permet d'agir sur deux degrés de liberté pour chaque convertisseur : un contrôle du flux et de la vitesse de la GADA du côté de la machine et un contrôle des

puissances active et réactive transitées du côté du réseau. Les avantages de cette cascade de convertisseurs sont les suivants :

- Le flux d'énergie entre le rotor et le réseau est bidirectionnel. Les limites de ce flux reposent sur la marge de variation de la vitesse de rotation. Celle-ci est imposée par les limites électriques et mécaniques du système ;
- Le fonctionnement autour de la vitesse de synchronisme est adéquat ;
- Il y a une faible distorsion des tensions et courants rotoriques ainsi que les courants statoriques ;
- Le contrôle du couple de la génératrice est indépendant de celui de la puissance réactive injectée par le rotor.

Cette structure de conversion offre un contrôle de quatre grandeurs, à savoir le flux et la vitesse de la génératrice et les flux des puissances transitées au réseau. Cette configuration permet une variation de 100% de la vitesse en utilisant des pâles orientables. Les convertisseurs ne sont dimensionnés que pour seulement 30% de la puissance nominale de la génératrice donc les pertes dans ces derniers sont peu importantes. Cette structure est par conséquent la plus intéressante en termes de coût et de performances. Elle a donc été choisie comme structure de base pour la suite de nos travaux.

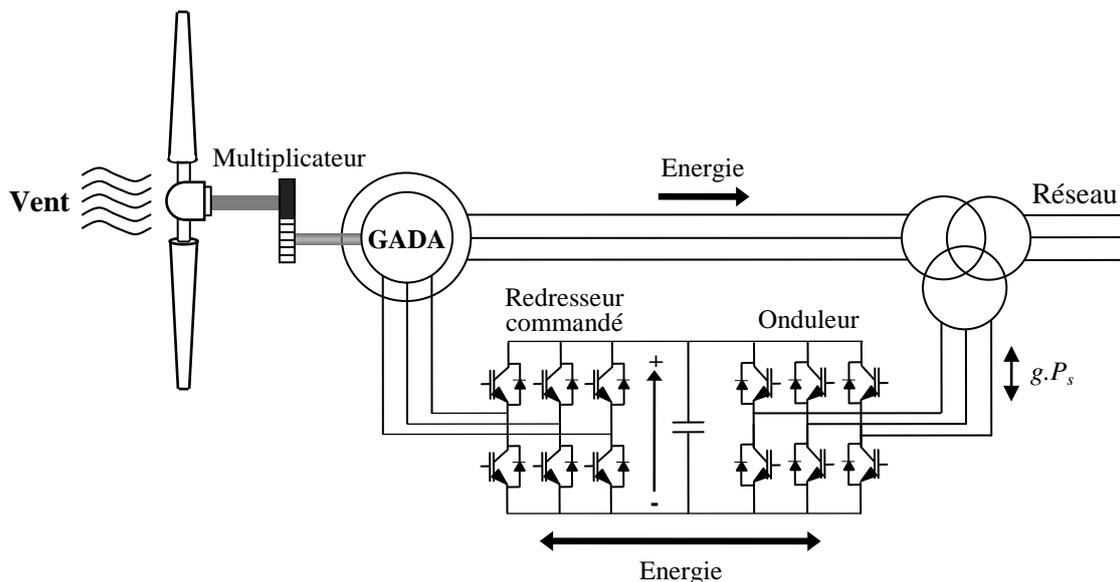


Figure III.5 : GADA avec convertisseurs MLI.

### III.3. Modélisation de la GADA

#### III.3.1. Hypothèses simplificatrices

Le modèle de la GADA adopté dans cette thèse, repose sur les hypothèses simplificatrices classiques suivantes :

- Entrefer constant ;
- Effet des encoches négligé ;
- Distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices d'entrefer ;
- Influences de l'effet de peau et de l'échauffement non prises en compte ;
- Circuit magnétique non saturé et à perméabilité constante ;
- Pas de régime homopolaire puisque le neutre n'est pas connecté.

De ce fait, tous les coefficients d'inductance propre sont constants et les coefficients d'inductance mutuelle ne dépendent que de la position des enroulements.

#### III.3.2. Modèle de la GADA dans le repère triphasé

La représentation schématique d'une machine triphasée asynchrone à double alimentation dans le repère triphasé est donnée par la figure (III.6).

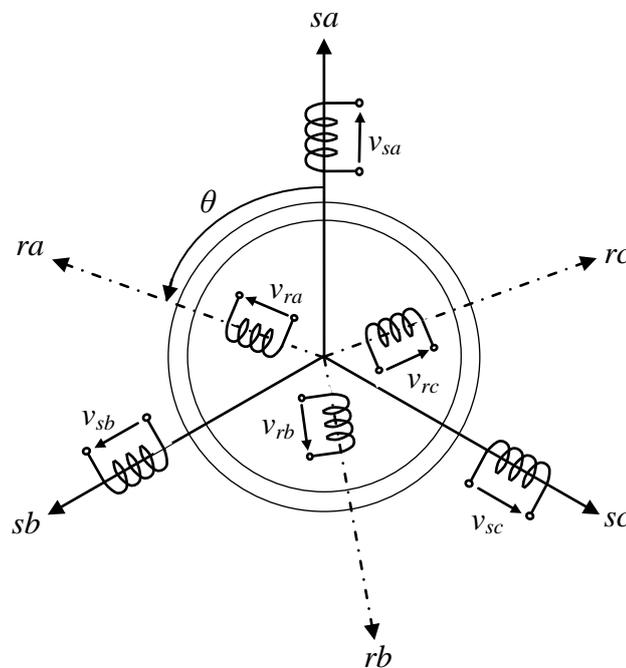


Figure III.6 : Représentation de la GADA dans le système triphasé.

Les trois enroulements du stator sont représentés schématiquement sur leurs axes magnétiques respectifs  $sa$ ,  $sb$  et  $sc$ , ainsi que les trois enroulements du rotor sur leurs axes magnétiques respectifs  $ra$ ,  $rb$  et  $rc$ .

En tenant compte des hypothèses simplificatrices précédentes, les équations des circuits électriques font intervenir des inductances propres et mutuelles permettant de définir les flux en fonction des courants. Elles se présentent sous la forme matricielle comme suit :

- Pour le stator

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.6})$$

- Pour le rotor

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.7})$$

Avec respectivement :

$\varphi_{sa,b,c}$  et  $\varphi_{ra,b,c}$  : les flux statoriques et rotoriques de la machine ;

$v_{sa,b,c}$  et  $v_{ra,b,c}$  : les tensions statoriques et rotoriques de la machine ;

$i_{sa,b,c}$  et  $i_{ra,b,c}$  : les courants statoriques et rotoriques de la machine ;

$R_s$  et  $R_r$  : les résistances des enroulements statorique et rotoriques de la machine.

$$\text{On définit les vecteurs flux suivants : } \bar{\varphi}_{sabc} = \begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} \text{ et } \bar{\varphi}_{rabc} = \begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix}$$

$$\text{et les vecteurs courants suivants : } \bar{i}_{sabc} = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \text{ et } \bar{i}_{rabc} = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix}$$

Les flux statoriques et rotoriques s'expriment alors en fonction des courants en faisant intervenir les différentes inductances :

$$\begin{bmatrix} \bar{\varphi}_{sabc} \\ \bar{\varphi}_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{i}_{sabc} \\ \bar{i}_{rabc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.8})$$

Tel que :  $L_s = l_s - M_s$ ,  $L_r = l_r - M_r$ ,  $M = \frac{3}{2} M_{sr}$

Avec respectivement :

$L_s$  et  $L_r$  : les inductances cycliques statoriques et rotoriques de la machine ;

$M_s$  et  $M_r$  : les inductances mutuelles entre deux phases statoriques et entre deux phases rotoriques de la machine ;

$M$  : l'inductance magnétisante ;

$M_{sr}$  : la valeur maximale de l'inductance mutuelle entre une phase du stator et une phase du rotor.

### III.3.3. Modèle de la GADA dans le repère de Park

Nous allons maintenant décrire la modélisation de la GADA dans un repère tournant biphasé ( $d, q$ ) en utilisant les transformations de Park et de Concordia permettant la conservation des puissances.

La transformation de Park permet de ramener les variables du repère triphasé ( $a, b, c$ ) sur les axes du repère ( $d, q$ ). Les grandeurs statoriques et rotoriques sont alors exprimées dans un même repère comme le montre la figure (III.7). Le produit matriciel définissant la transformée de Park et de Concordia est le suivant :

$$[x_{dq}] = [P(-\Theta)][T_{32}]^T [x_{abc}] \tag{III.9}$$

$$\text{Avec : } [P(\Theta)] = \begin{bmatrix} \cos \Theta & -\sin \Theta \\ \sin \Theta & \cos \Theta \end{bmatrix} \text{ et } T_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

Avec  $\Theta = \theta_s$  pour les grandeurs statoriques et  $\Theta = \theta_r$  pour les grandeurs rotoriques.

En appliquant ces transformations aux tensions et aux flux statoriques et rotoriques,

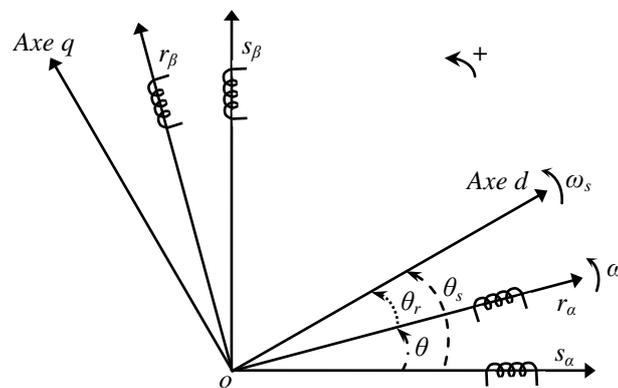


Figure III.7 : Repères de référence : statorique  $s_{\alpha,\beta}$ , rotorique  $r_{\alpha,\beta}$  et tournant  $d, q$ .

nous obtenons le modèle électrique biphasé d'une machine asynchrone (avec  $\omega_s = \dot{\theta}_s$  et  $\omega_r = \dot{\theta}_r$ ).

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d}{dt} \varphi_{sd} - \omega_s \varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d}{dt} \varphi_{sq} + \omega_s \varphi_{sd} \\ V_{rd} = R_r I_{rd} + \frac{d}{dt} \varphi_{rd} - \omega_r \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \frac{d}{dt} \varphi_{rq} + \omega_r \varphi_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

et les équations des flux :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s I_{sd} + M I_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s I_{sq} + M I_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r I_{rd} + M I_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r I_{rq} + M I_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

Avec respectivement :

$V_{sd}, V_{sq}, V_{rd}$  et  $V_{rq}$  : les tensions statoriques et rotoriques directs et en quadrature ;

$I_{sd}, I_{sq}, I_{rd}$  et  $I_{rq}$  : les courants statoriques et rotoriques directs et en quadrature ;

$\theta_s$  : l'angle électrique du champ tournant statorique ;

$\theta_r$  : l'angle électrique du champ tournant par rapport au rotor ;

$\varphi_{sd}, \varphi_{sq}, \varphi_{rd}$  et  $\varphi_{rq}$  : les flux statoriques et rotoriques directs et en quadrature.

$$\text{En posant : } [V] = \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \\ V_{rd} \\ V_{rq} \end{bmatrix}, [I] = \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \\ I_{rd} \\ I_{rq} \end{bmatrix}, [\varphi] = \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix}, [\omega] = \begin{bmatrix} 0 & -\omega_s & 0 & 0 \\ \omega_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\omega_r \\ 0 & 0 & \omega_r & 0 \end{bmatrix}$$

$$[R] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}, [L] = \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix}$$

Nous obtenons donc les expressions suivantes :

$$[V] = [R][I] + \frac{d}{dt}[\varphi] + [\omega][\varphi] \quad (\text{III.12})$$

$$[\varphi] = [L][I] \quad (\text{III.13})$$

et ainsi :

$$\frac{d[I]}{dt} = -\left([L]^{-1}[R] + [L]^{-1}[\omega][L]\right)[I] + [L]^{-1}[V] \quad (\text{III.14})$$

Il nous reste maintenant à décrire l'équation mécanique de la machine sous la forme :

$$C_{em} = C_r + f_v \cdot \Omega + J_g \cdot \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{III.15})$$

Avec :

$C_{em}$  : le couple électromagnétique ;

$C_r$  : le couple résistant ;

$f_v$  : le coefficient de frottement visqueux de la GADA ;

$\Omega$  : la vitesse de rotation de l'axe de la GADA ;

$J_g$  : l'inertie des parties tournantes de la GADA.

Les équations suivantes sont équivalentes et permettent de calculer le couple électromagnétique :

$$\begin{cases} C_{em} = \frac{pM}{L_s L_r - M} (\varphi_{rd} \varphi_{sq} - \varphi_{rq} \varphi_{sd}) \\ C_{em} = \frac{pM}{L_s} (I_{rd} \varphi_{sq} - I_{rq} \varphi_{sd}) \\ C_{em} = pM (I_{rd} I_{sq} - I_{rq} I_{sd}) \\ C_{em} = \frac{pM}{L_r} (\varphi_{rd} I_{sq} - \varphi_{rq} I_{sd}) \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

Avec :

$p$  : le nombre de paires de pôles de la GADA.

### **III.4. Modélisation des convertisseurs de puissance**

#### **III.4.1. Description des composants du système d'alimentation de la GADA**

Comme le montre la figure (III.8), la partie convertisseurs de puissance reliant le rotor de la GADA avec le réseau est principalement constituée par :

- Le convertisseur côté rotor qui permet de contrôler les puissances active et réactive échangées entre le stator de la GADA et le réseau ;
- Un bus continu ;
- Le convertisseur côté réseau qui contrôle la tension (bus continu) et la puissance réactive échangée entre le rotor et le réseau.

Les convertisseurs sont bien évidemment commandés en MLI (PWM).

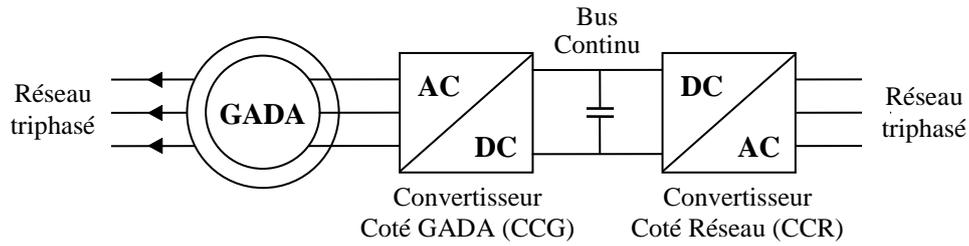


Figure III.8 : Composants du système d'alimentation de la GADA.

### III.4.2. Convertisseur côté réseau (CCR)

L'onduleur de tension représente aujourd'hui un composant essentiel dans les systèmes d'interfaçage avec le réseau. Son utilisation vient du fait qu'il permet entre autre de contrôler les puissances active et réactive échangées avec le réseau. Il peut être utilisé en mode onduleur ou en mode redresseur mais la modélisation reste la même dans les deux cas.

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation de la connexion du CCR avec le réseau électrique via le filtre RL. La figure (III.9) illustre l'ensemble de la liaison au réseau électrique constituée du bus continu du CCR et du filtre d'entrée.

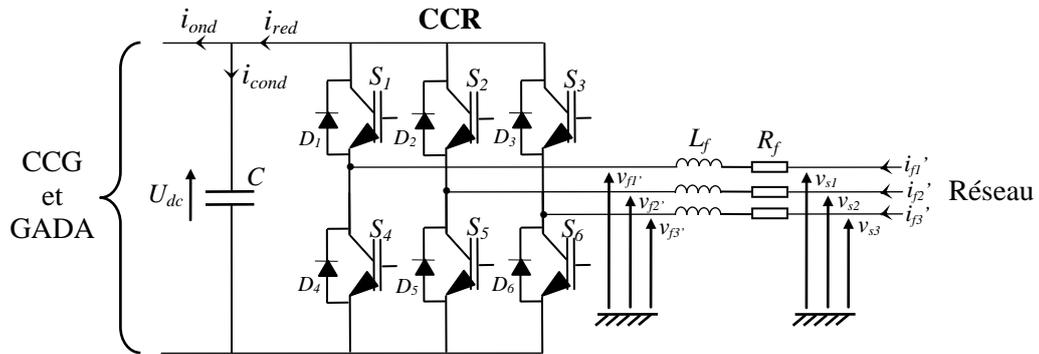


Figure III.9 : Connexion du CCR au réseau électrique.

Avec :

$i_{ond}, i_{red}$  : respectivement les courants modulés par le CCG et le CCR ;

$i_{cond}$  : le courant traversant le condensateur ;

$U_{dc}$  : la tension du bus continu (tension aux bornes du condensateur) ;

$S_i, D_i$  : respectivement les transistors IGBT et les diodes connectées en antiparallèle ( $i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ ) ;

$R_f$  et  $L_f$  : respectivement la résistance et l'inductance du filtre RL ;

$v_{fk}'$  : les tensions simples modulées par le CCR ( $k \in \{1, 2, 3\}$ ) ;

$v_{sk}$  : les tensions simples du réseau électrique ;

$i_{f1}', i_{f2}'$  : les courants circulant à travers le filtre RL.

**III.4.2.1. Modèle du bus continu**

La tension aux bornes du condensateur du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant circulant dans le condensateur :

$$\frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \cdot i_{cond} \tag{III.17}$$

Le courant dans le condensateur est issu d'un nœud à partir duquel circulent deux courants modulés par le CCM et le CCR (figure (III.9)) :

$$i_{cond} = i_{red} - i_{ond} \tag{III.27}$$

**III.4.2.2. Modèle de la liaison au réseau dans le repère de Park**

D'après la figure (III.10), nous pouvons écrire dans le repère triphasé, selon les lois de Kirchhoff, les expressions suivantes :

$$\begin{cases} v_{f1'} = -R_f \cdot i_{f1'} - L_f \frac{di_{f1'}}{dt} + v_{s1} \\ v_{f2'} = -R_f \cdot i_{f2'} - L_f \frac{di_{f2'}}{dt} + v_{s2} \\ v_{f3'} = -R_f \cdot i_{f3'} - L_f \frac{di_{f3'}}{dt} + v_{s3} \end{cases} \tag{III.18}$$

En appliquant la transformation de Park au système d'équations précédent, nous obtenons :

$$\begin{cases} v_{fd} = -R_f \cdot i_{fd} - L_f \frac{di_{fd}}{dt} + \dot{\theta}_s \cdot L_f \cdot i_{fq} + v_{sd} \\ v_{fq} = -R_f \cdot i_{fq} - L_f \frac{di_{fq}}{dt} + \dot{\theta}_s \cdot L_f \cdot i_{fd} + v_{sq} \end{cases} \tag{III.19}$$

**III.4.3. Convertisseur côté génératrice (CCG)**

En suivant la même démarche que précédemment, le modèle en triphasé de la liaison du CCG avec la génératrice s'écrit (voir figure (III.10)) :

$$\begin{cases} v_{r1} = -R_r i_{ond1} - L_r \frac{di_{ond1}}{dt} + v_{ond1} \\ v_{r2} = -R_r i_{ond2} - L_r \frac{di_{ond2}}{dt} + v_{ond2} \\ v_{r3} = -R_r i_{ond3} - L_r \frac{di_{ond3}}{dt} + v_{ond3} \end{cases} \quad (III.20)$$

En appliquant la transformation de Park au système d'équations précédent, nous obtenons :

$$\begin{cases} v_{rd} = -R_r \cdot I_{rd} - L_r \frac{di_{ondd}}{dt} + v_{ondd} \\ v_{rq} = -R_r \cdot I_{rq} - L_r \frac{di_{ondq}}{dt} + v_{ondq} \end{cases} \quad (III.21)$$

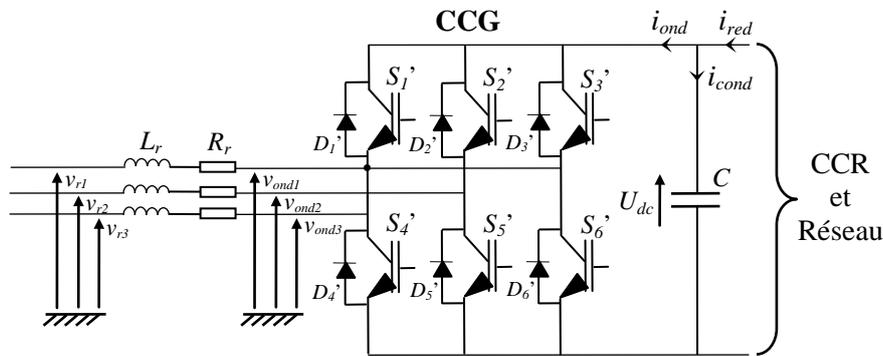


Figure III.10 : Connexion du CCG au rotor de la GADA.

Avec :

$S_i', D_i'$  : respectivement les transistors IGBT et les diodes connectées en antiparallèle ( $i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ ) ;

$R_r$  et  $L_r$  : respectivement la résistance et l'inductance d'enroulement du rotor de la GADA ;

$v_{ondk}$  : les tensions simples modulées par le CCG ( $k \in \{1, 2, 3\}$ ) ;

$v_{rk}$  : les tensions simples du rotor de la GADA ;

$i_{ondk}$  : les courants circulant à travers les enroulements du rotor de la GADA.

### III.5. Stratégie de commande de la GADA

Pour pouvoir contrôler facilement la production d'électricité de l'éolienne, nous allons réaliser un contrôle indépendant des puissances active et réactive en établissant les équations qui lient les valeurs des tensions rotoriques, générées par un onduleur, aux puissances active et réactive statoriques [34].

Nous utilisons la modélisation diphasée de la machine. On oriente le repère  $(d, q)$  afin que l'axe  $d$  soit aligné sur le flux statorique  $\varphi_s$ .

Ainsi :

$$\varphi_{sd} = \varphi_s \quad \text{et} \quad \varphi_{sq} = 0 \quad (\text{III.22})$$

Le couple électromagnétique de l'équation (III.16) s'écrit alors :

$$C_{em} = -p \frac{M}{L_s} I_{rq} \varphi_{sd} \quad (\text{III.23})$$

Et de l'équation (III.11), on obtient :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s I_{sd} + M I_{rd} \\ 0 = L_s I_{sq} + M I_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.24})$$

Si l'on suppose que le réseau électrique est stable, ayant pour tension simple  $V_s$ , cela conduit à un flux statorique  $\varphi_s$  constant. Cette considération associée à l'équation (III.23), montre que le couple électromagnétique  $C_{em}$  est directement proportionnel au courant rotorique en quadrature  $I_{rq}$ .

De plus, les équations des tensions statoriques de la machine se réduisent à :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \omega_s \varphi_s \end{cases} \quad (\text{III.25})$$

Contrairement à la majorité des travaux effectués dans la littérature sur la GADA utilisée dans les systèmes éoliens, il est à noter que dans ce travail, la résistance  $R_s$  de l'enroulement statorique ne sera pas négligée [57]. Ceci est dans le but d'utiliser un modèle de la GADA proche de la réalité.

A l'aide de l'équation (III.24), on peut établir le lien entre les courants statoriques et rotoriques :

$$\begin{cases} I_{sd} = -\frac{M}{L_s} I_{rd} + \frac{\varphi_s}{L_s} \\ I_{sq} = -\frac{M}{L_s} I_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.26})$$

Les puissances actives et réactives statoriques s'écrivent :

$$\begin{cases} P_s = V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq} \\ Q_s = V_{sq} I_{sd} - V_{sd} I_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.27})$$

Ou bien encore, d'après les équations (III.25) et (III.26), par :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} I_{rq} - \frac{V_s^2}{R_s} + \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \\ Q_s = -\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} I_{rd} + \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

Si l'on considère l'inductance magnétisante  $M$  constante, on remarque que l'équation (III.23) fait apparaître que la puissance active  $P_s$  statorique est directement proportionnelle au courant rotorique en quadrature  $I_{rq}$ , à un constant pré  $\left( -\frac{V_s^2}{R_s} + \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \right)$ .

Afin de pouvoir contrôler correctement la machine, il nous faut alors établir la relation entre les courants et les tensions rotoriques qui seront appliqués à la machine.

En remplaçant dans l'équation des flux (III.11), les courants statoriques par l'expression (III.26), on obtient :

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rd} + \frac{M \varphi_s}{L_s} \\ \varphi_{rq} = \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

En remplaçant l'expression des flux rotoriques de l'équation précédente (III.29) par leurs expressions dans l'équation (III.10), on obtient :

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r I_{rd} + \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{dI_{rd}}{dt} - g \omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \frac{dI_{rq}}{dt} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rd} + g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

Où  $g$  correspond au glissement de la machine asynchrone.

A partir des équations que nous venons de mettre en place, nous pouvons établir les relations entre les tensions appliquées au rotor de la machine et les puissances statoriques que cela engendre. Il est donc possible maintenant de décrire le schéma bloc de la machine asynchrone à double alimentation qui sera le bloc à réguler par la suite.

En examinant les équations (III.23) et (III.25), on peut établir le schéma bloc de la figure (III.8) qui comporte en entrées les tensions rotoriques et en sorties les puissances actives et réactives statoriques.

On remarque que les puissances et les tensions sont liées par une fonction de transfert du premier ordre. De plus, du fait de la faible valeur du glissement  $g$ , il sera

possible d'établir sans difficulté une commande vectorielle car les influences des couplages resteront faibles et les axes  $d$  et  $q$  pourront donc être commandés séparément avec leurs propres régulateurs.

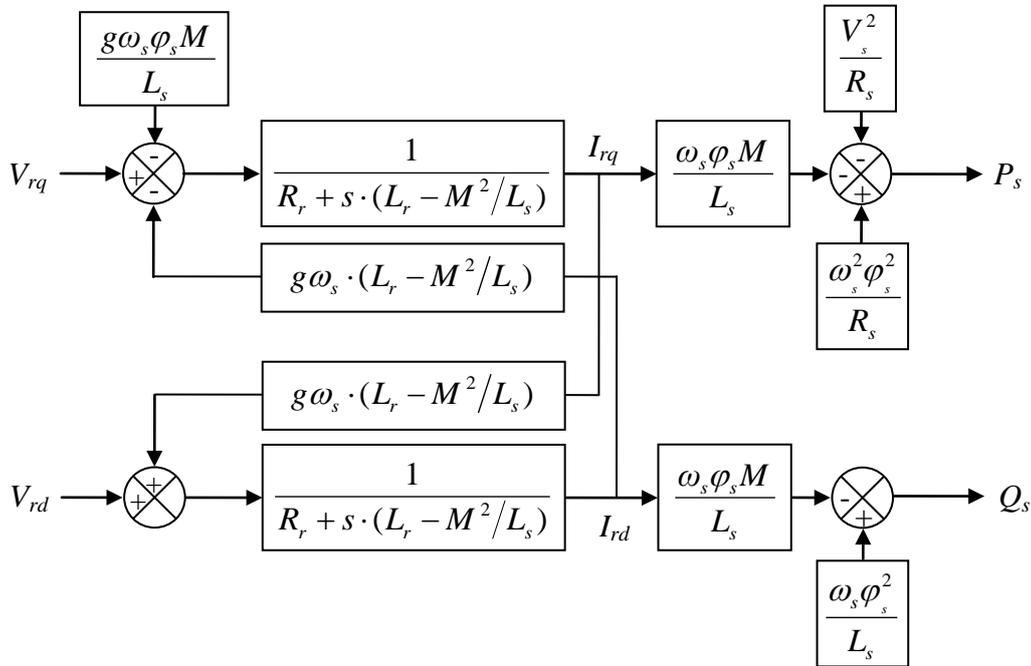


Figure III.11 : Schéma bloc de la GADA.

Ainsi, il apparaît deux solutions pour effectuer la commande en puissance de cette machine [34] :

- 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 les compenser en effectuant un système comportant deux boucles permettant de contrôler les puissances et les courants rotoriques. Cette méthode appelée méthode indirecte découle directement des équations (III.28) et (III.30).

Ces deux méthodes vont être étudiées et simulées dans la suite de ce chapitre. L'intérêt que présente la méthode directe est que sa mise en œuvre est simple, par contre la méthode indirecte a l'avantage de contrôler les courants rotoriques ce qui permettra de faire une protection de la machine en limitant ces courants, mais elle est plus complexe à mettre en œuvre.

### III.5.1. Méthode directe

Pour réguler la machine par cette méthode, nous allons mettre en place une boucle de régulation sur chaque puissance avec un régulateur indépendant tout en compensant les termes de perturbation qui sont présents dans le schéma bloc de la figure (III.11).

Nous négligerons les termes de couplage entre les deux axes du contrôle du fait de la faible valeur de glissement. Nous obtenons alors une commande vectorielle avec un seul régulateur par axe, présentée sur la figure (III.12).

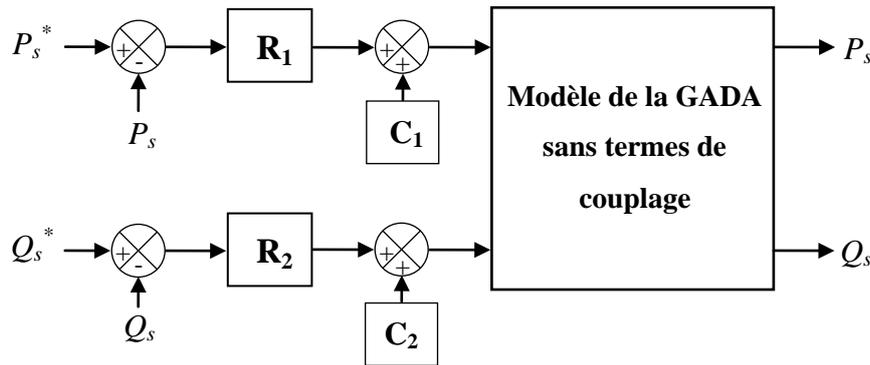


Figure III.12 : Schéma bloc de la commande directe de la GADA.

Avec  $R_1$  et  $R_2$  sont les régulateurs de puissances, ils ont été choisis de type PI classique.  $C_1$  et  $C_2$  sont des termes de compensation qui ont pour expressions suivantes :

$$\begin{cases} C_1 = g\omega_s \frac{M\varphi_s}{L_s} + \frac{R_r L_s V_s^2}{R_s M \omega_s \varphi_s} - \frac{R_r L_s}{R_s M} \omega_s \varphi_s \\ C_2 = R_r \frac{\varphi_s}{M} \end{cases} \quad (III.31)$$

### III.5.2. Méthode indirecte

Cette technique consiste à reproduire, en sens inverse, le schéma bloc du système à réguler [34]. Nous construisons ainsi un schéma bloc permettant d'exprimer les tensions en fonction des puissances. Nous aboutissons alors à un modèle qui correspond à celui de la machine mais dans l'autre sens. La méthode indirecte va donc contenir tous les éléments présents dans le schéma bloc que la GADA. Nous partons donc de la puissance statorique en fonction des courants rotoriques et des expressions des tensions rotoriques en fonction des courants rotoriques.

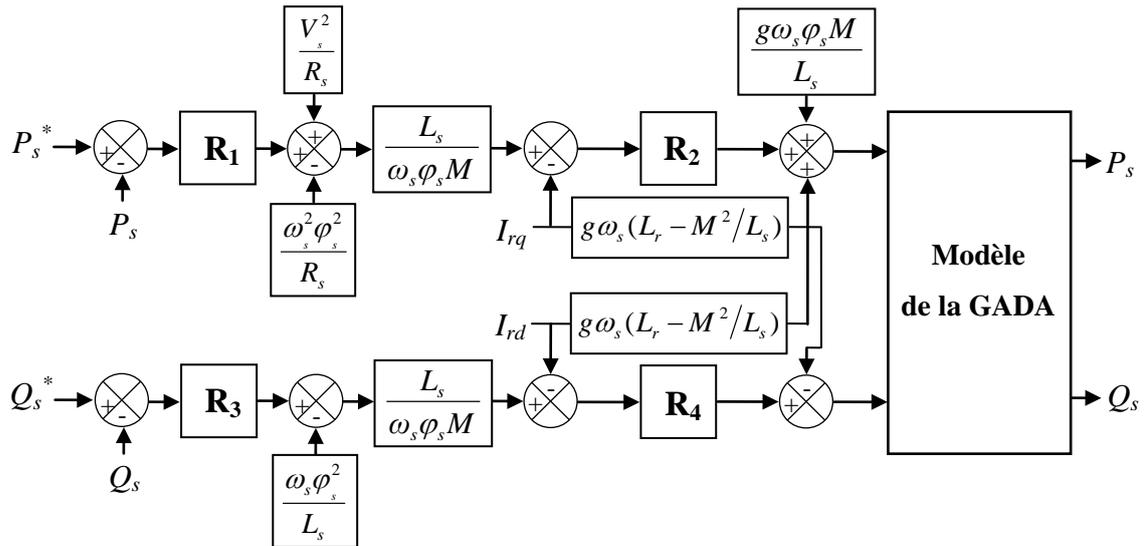


Figure III.13 : Schéma bloc de la commande indirecte de la GADA.

### III.5.1.1. Synthèse du régulateur PI

Le régulateur Proportionnel Intégral (PI), utilisé pour commander la GADA est simple et rapide à mettre en œuvre tout en offrant des performances acceptables. C’est pour cela qu’il a retenu notre attention pour une étude globale du système de génération éolien.

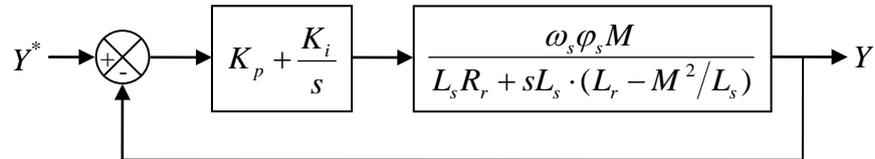


Figure III.14 : Système régulé par un PI.

La figure (III.14) montre une partie de notre système bouclé et corrigé par un régulateur PI, correspondant aux deux régulateurs utilisés dans la figure (III.12).

La fonction de transfert en boucle ouverte (FTBO) avec les régulateurs s’écrit de la manière suivante :

$$FTBO = \frac{s + \frac{K_i}{K_p}}{\frac{s}{K_p}} \cdot \frac{\frac{\varphi_s \omega_s M}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}}{s + \frac{L_s R_r}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}} \quad (III.32)$$

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 :

$$\frac{K_i}{K_p} = \frac{L_s R_r}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)} \quad (\text{III.34})$$

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

$$\text{FTBO} = \frac{K_p \frac{\varphi_s \omega_s M}{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}}{s} \quad (\text{III.35})$$

Ce qui nous donne en boucle fermée :

$$\text{FTBF} = \frac{1}{1 + \tau_r s} \quad \text{avec} \quad \tau_r = \frac{1}{K_p} \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{\varphi_s \omega_s M} \quad (\text{III.36})$$

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 ou les variations de vent sont 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 :

$$K_p = \frac{1}{\tau_r} \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{\varphi_s \omega_s M}, \quad K_i = \frac{1}{\tau_r} \frac{R_r L_s}{\varphi_s \omega_s M} \quad (\text{III.37})$$

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.

Cette même méthode de synthèse des correcteurs est appliquée pour déterminer les gains des correcteurs des deux types de commandes étudiées.

### III.6. Résultats de simulation

Les stratégies directe et indirecte de la commande en puissances de la GADA ont été validées par simulation numérique en utilisant le logiciel Matlab/Simulink. Les paramètres de la génératrice utilisée pour la simulation sont données dans l'annexe C. Afin de comparer le comportement des deux méthodes de commande étudiées, trois catégories de tests ont été effectués, à savoir : suivi de consigne, sensibilité aux perturbations externes et robustesse vis-à-vis les variations paramétriques.

#### III.6.1. Test de suivi de consigne

Ce premier essai consiste à imposer des échelons de puissance active et réactive alors que la machine est entraînée à sa vitesse nominale. La figure (III.15) représente respectivement les profils des puissances statoriques de référence. Nous avons ici des dynamiques appropriées pour les références des puissances afin de tester leur découplage.

Les figures (III.16) et (III.17) représentent successivement, les résultats obtenus de la simulation des deux méthodes directe et indirecte de commande en puissances de la GADA, relatif à ce premier test.

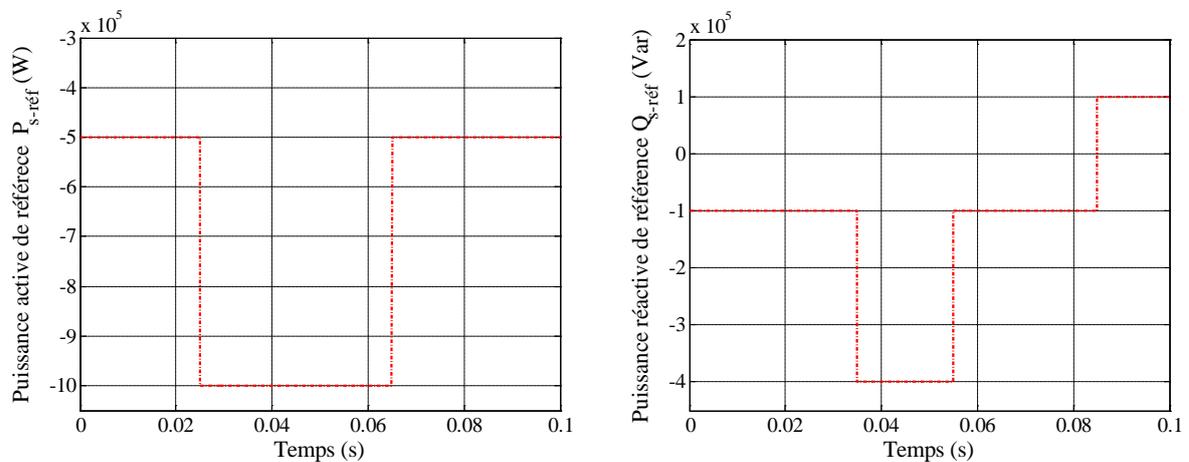


Figure III.15 : Profils de références des puissances active et réactive imposées dans les simulations.

D'après ces résultats, on peut remarquer pour les deux méthodes de commande que les consignes de puissance sont bien suivies par la génératrice aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive. Cependant on observe l'effet du couplage entre les deux axes de commande ( $d$  et  $q$ ) car un échelon imposé à l'une des deux puissances (active ou réactive) induit de faibles oscillations sur la seconde.

Nous pouvons également remarquer que le couple électromagnétique dépend directement de la puissance active. Ceci est traduit par sa forme identique à celle de la

puissance active. Dans ce cas, nous pouvons conclure que la puissance active est une conséquence du couple électromagnétique ; alors que la puissance réactive est une conséquence de l'excitation du circuit rotorique. Nous constatons aussi que les composantes directes du courant statorique et du courant rotorique ainsi que les composantes en quadratures de ces courants présentent les mêmes allures, ce qui reflète l'équation (III.26).

Par ailleurs, les résultats obtenus montrent que les courants statoriques de phases ont des formes presque sinusoïdales, ce qui signifie une bonne qualité d'énergie fournie au récepteur.

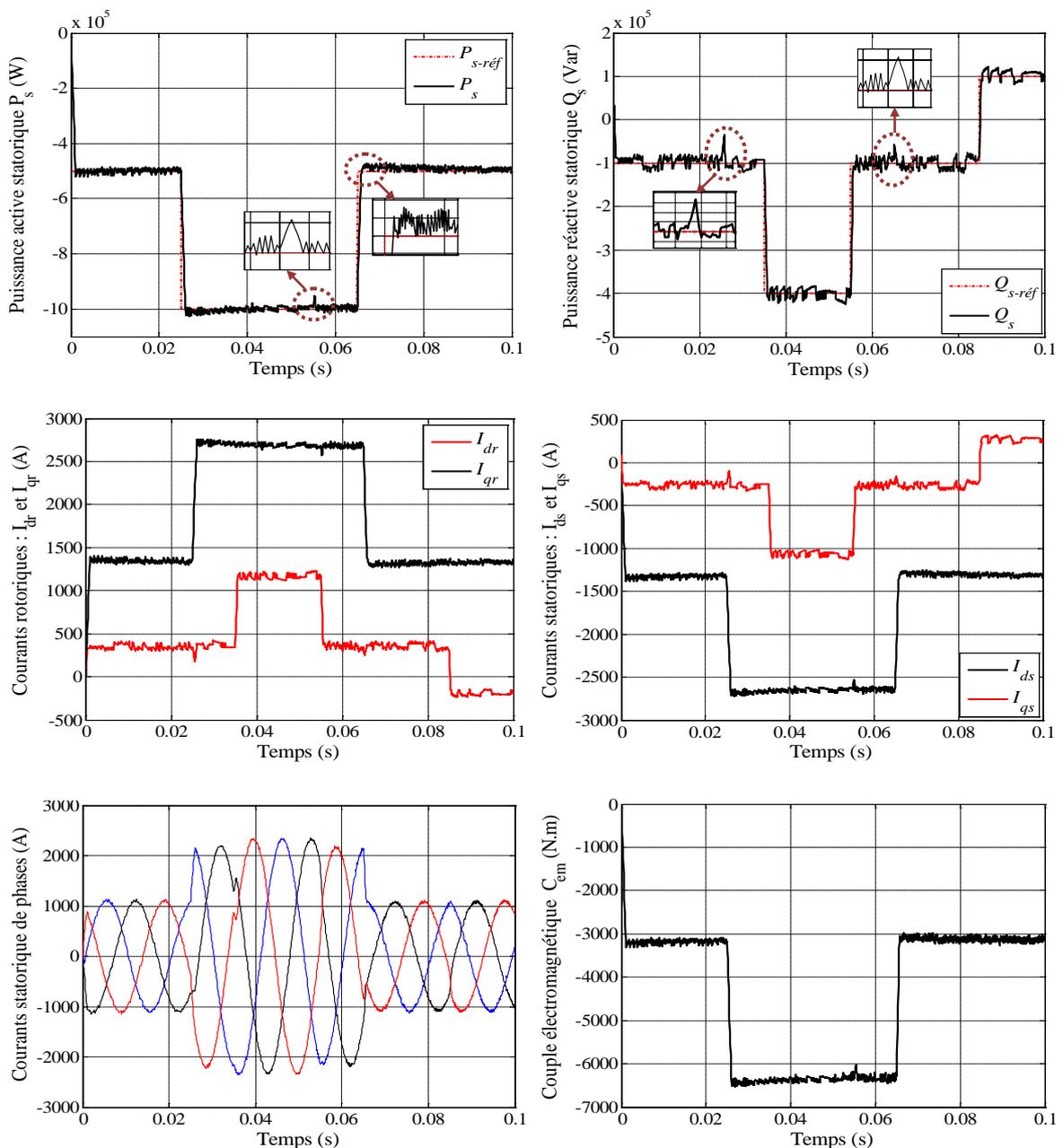


Figure III.16 : Commande en puissances de la GADA par la méthode directe (test de suivi de consigne).

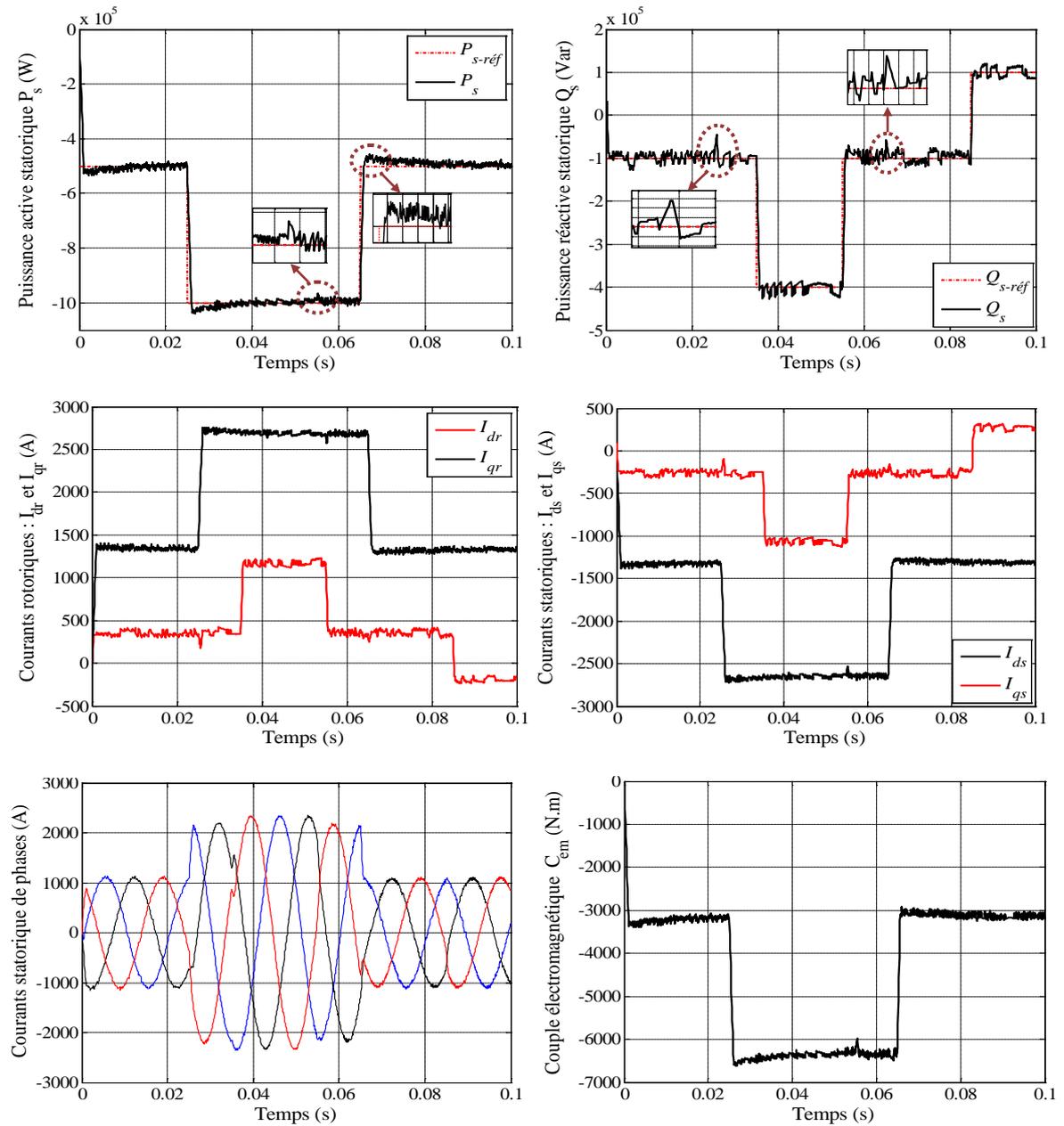


Figure III.17 : Commande en puissances de la GADA par la méthode indirecte (test de suivi de consigne).

### III.6.2. Sensibilité aux perturbations

Cet essai nous permet de vérifier le comportement de la commande en puissances de la GADA par les deux méthodes étudiées, lorsque la vitesse de rotation de la machine varie graduellement de sa valeur nominale à une valeur supérieure à la vitesse de synchronisme. Le profil de la vitesse mécanique imposée de la GADA est illustré par la figure (III.18). Les résultats de simulation obtenus sont exposés dans la figure (III.19).

Cette figure montre que la variation de vitesse de rotation a induit une légère augmentation du temps de réponse des courbes de puissances de la méthode indirecte, car cette dernière tien en compte les termes de couplage qui sont fonction de la vitesse de

rotation de la GADA. Ces termes ont été négligés dans la méthode directe c'est pour cela, l'effet de la variation de la vitesse est presque négligeable par rapport à la méthode indirecte.

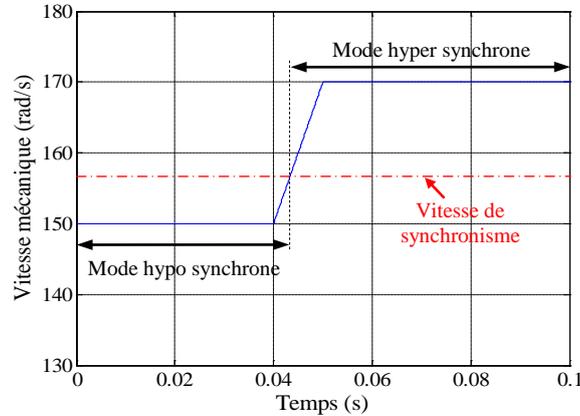


Figure III.18 : Profil de la vitesse de rotation imposée de la GADA (en bleu).

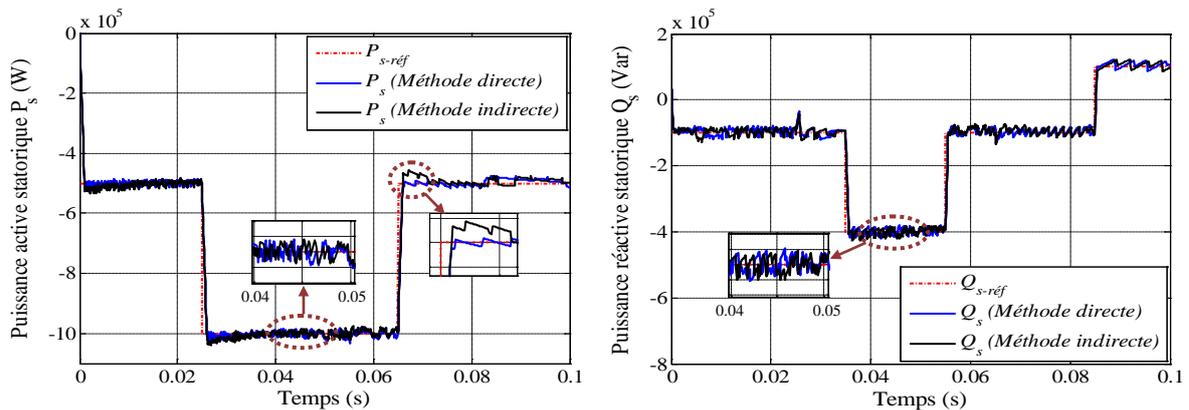


Figure III.19 : Effet de variation de la vitesse de rotation sur la commande en puissances de la GADA.

### III.6.3. Test de robustesse

L'identification paramétrique de la machine ne donne pas lieu à des valeurs exactes et définitives. En plus, ces valeurs (paramètres de la machine) sont souvent liées à l'état d'exploitation de la machine (échauffement, variation de la charge, saturation de circuits magnétiques, forme de l'entrefer, effet pelliculaire, régime défluxé, ... etc.). Pour cela, nous avons pensé qu'il est plus judicieux de tester l'influence d'une éventuelle erreur des paramètres sur les performances de la commande indirecte.

L'essai de robustesse consiste à faire varier les paramètres du modèle de la GADA utilisée. En effet les calculs de correcteurs basés sur des fonctions de transfert dont les paramètres sont supposés fixes. L'identification de ces paramètres est soumise à des imprécisions dues à la méthode employée et aux appareils de mesure.

La robustesse des deux méthodes de commande suite au changement des paramètres de la GADA est testée par les conditions suivantes :

- Résistances  $R_s$  et  $R_r$  multipliées par 2 ;
- Inductances  $L_s$ ,  $L_r$  et  $M$ , divisées par 2 ;
- La vitesse mécanique est supposée fixe et égale à sa valeur nominale.

Les figures (III.20)-(III.22), représentent les résultats obtenus de la simulation des deux méthodes directe et indirecte de commande de la GADA, relatif à ce test.

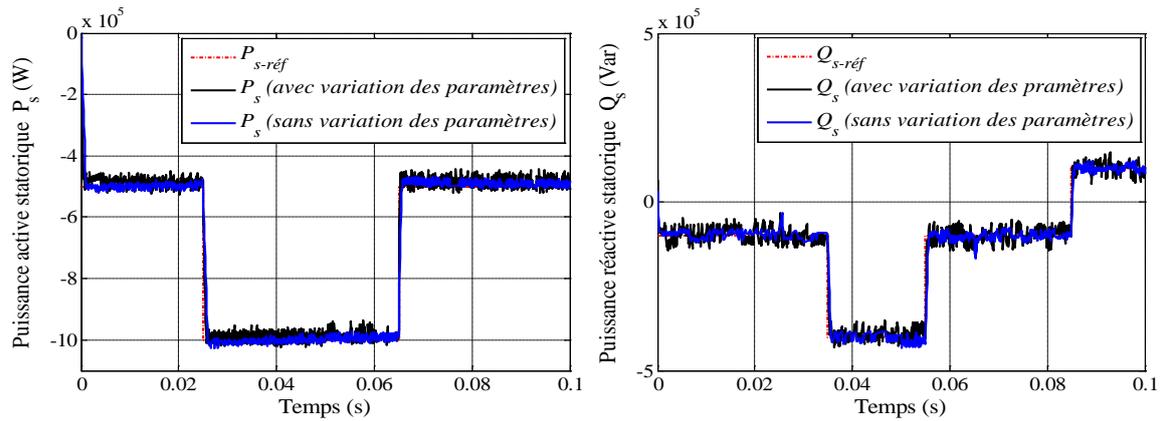


Figure III.20 : Commande en puissances de la GADA par la méthode directe (test de robustesse vis-à-vis les variations paramétriques).

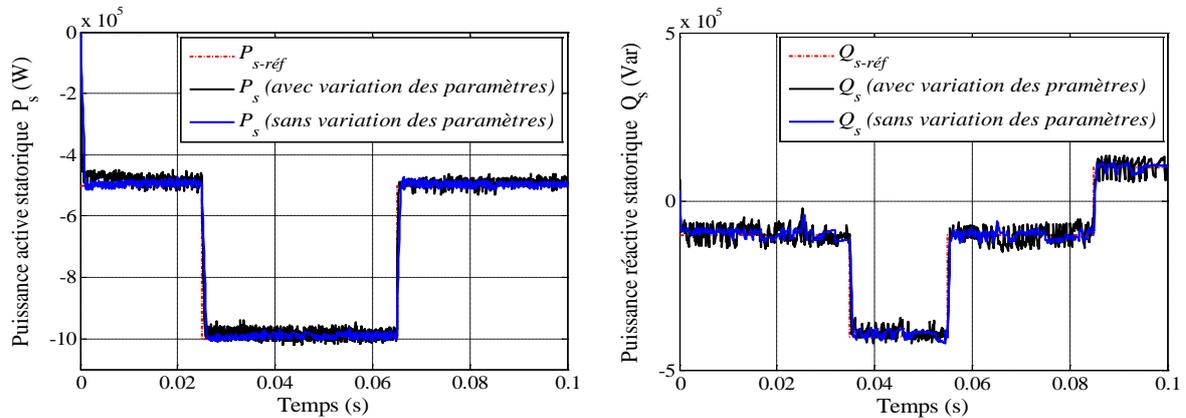


Figure III.21 : Commande en puissances de la GADA par la méthode indirecte (test de robustesse vis-à-vis les variations paramétriques).

D'après ces résultats, on peut remarquer que la variation paramétrique excessive effectuée sur le modèle de la GADA a engendré des effets clairs sur les courbes de puissances actives et réactives des deux méthodes utilisées. Ces effets sont apparus sur les deux régimes de fonctionnement de la GADA : transitoires et permanents. Dans les régimes transitoires, on peut remarquer une augmentation légère des temps de réponses des

courbes de puissances pour les deux méthodes, tandis que dans les régimes permanents, des perturbations ont été générés sur les résultats obtenus, tel que ces effets sont apparues plus importants sur les réponses de la méthode directe par rapport à celles indirecte (voir surtout les courbes des écarts présentés sur la figure (III.22)). Cette différence est due à l'avantage de présence des boucles supplémentaires de régulation des courants rotoriques existantes dans la méthode indirecte, ce qui a contribué à l'augmentation de la robustesse de cette méthode.

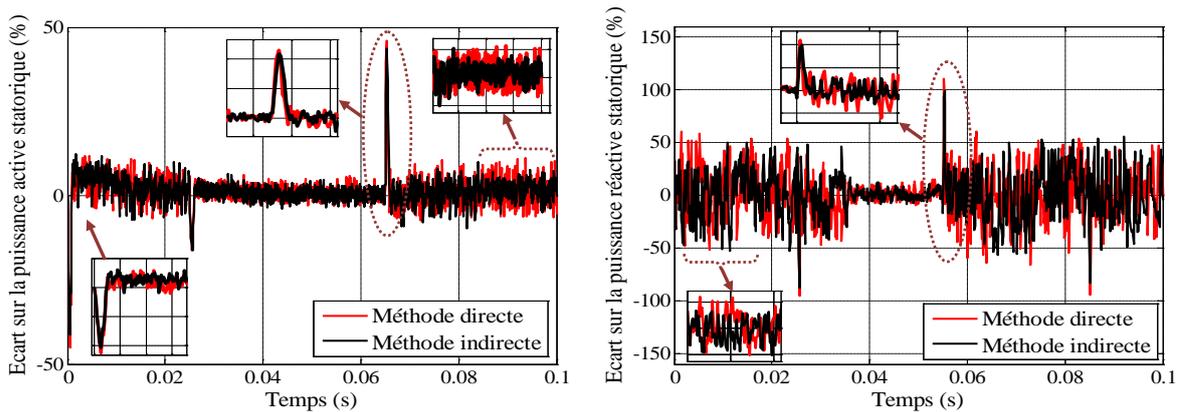


Figure III.22 : Comparaison des écarts sur les puissances active et réactive des deux méthodes de commande de la GADA (test de robustesse vis-à-vis les variations paramétriques).

### III.7. Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation et la commande vectorielle de la GADA a été exposée. La méthode du flux orienté appliquée depuis quelques années à la machine asynchrone à double alimentation reste la méthode la plus répondue. En effet, celle-ci nous permet non seulement de simplifier le modèle de la machine mais aussi de découpler la régulation du couple et celle du flux.

La commande vectorielle de la GADA que nous avons développé présente une poursuite satisfaisante de la référence. Il faut signaler que le régulateur PI ne permet pas dans tous les cas de maîtriser les régimes transitoires, et en général, les variations paramétriques de la machine.

Cependant, il existe des commandes modernes qui s'adaptent mieux avec ces exigences et qui sont moins sensibles et robustes.

Notre prochain chapitre est consacré à l'une de ces commandes qui occupe une large place dans la littérature de la commande des systèmes non linéaire : c'est la commande par modes glissants.

---

---

# **Chapitre IV**

**Commande par mode glissant d'ordre 2  
flou de la GADA**

---

---

## IV.1. Introduction

Dans la formulation de n'importe quel problème de commande, il y a typiquement des anomalies entre le système réel et le modèle mathématique développé pour la conception de contrôle. Cette distinction peut être due à la variation des paramètres de la dynamique du système ou à l'approximation du comportement complexe de système par un modèle. Ceci a mené à un intérêt intense pour l'élaboration des méthodes de contrôle robustes qui cherchent à résoudre ce problème.

Un type de lois de commande robuste, simple à calculer et à mettre en œuvre, même pour des systèmes non linéaires, est la commande par mode glissant. Elle est apparue en Union soviétique pendant les années 60 à partir des travaux sur les commandes à structure variable, c.à.d. des commandes commutant entre plusieurs lois de commande différentes (en général linéaires) en fonction de certains critères [59]. De ce point de vue, une commande par mode glissant se distingue par sa simplicité : le critère de commutation est une surface de glissement divisant l'espace d'état en deux, et les lois de commande dans chaque demi-espace sont des constantes. Cette loi de commande est définie de manière à forcer le système à atteindre un voisinage de la surface de glissement et à y rester, pour tous les modèles de la classe d'incertitudes considérée. Cette commande a 2 principaux avantages. Premièrement, le comportement dynamique du système une fois atteint le voisinage de la surface de glissement est essentiellement conditionné par cette dernière. On dit que le système est en régime glissant. Deuxièmement, ce comportement est non seulement robuste, mais même insensible à la classe d'incertitudes pour laquelle la commande a été réglée.

Cependant, la discontinuité de la commande engendre des oscillations de fréquence élevée une fois atteint le régime glissant, phénomène connu sous le nom de *chattering*. Ce phénomène est le plus grand défaut des commandes par mode glissant, car il peut causer une perte de précision, et surtout une usure prématurée des actionneurs ou du système, en plus de générer un bruit sur des systèmes mécaniques.

Dans la littérature, plusieurs méthodes ont été développées par les chercheurs afin de réduire ce phénomène [59]. Deux nouvelles méthodes appliquées à la commande en puissances de la GADA intégrée dans un système éolien ont été utilisées dans ce chapitre à pour but d'augmenter les performances de la commande par mode glissant, à savoir ; la minimisation de l'effet du phénomène de *chattering* et l'amélioration de la robustesse du système. La première méthode consiste à utiliser la commande par mode glissant d'ordre 2 connue par ces avantages par rapport à celle classique d'ordre 1, tandis que dans la

deuxième, nous nous sommes intéressés à la combinaison entre les commandes par logique floue et mode glissant d'ordre 2, la commande ainsi élaborée porte le nom « commande par mode glissant d'ordre 2 flou ».

Des simulations sont réalisées à la fin du chapitre pour comparer ces méthodes en termes de poursuite de trajectoire, sensibilité aux perturbations et robustesse vis à vis les variations paramétriques.

## IV.2. Commande par mode glissant : concepts de base

### IV.2.1. Définition des systèmes à structure variable

Le terme « *systèmes à structure variable* » apparaît à cause de la structure particulière du *système* ou *régulateur* utilisé, où cette structure change d'une façon discontinue entre deux ou plusieurs *structures*.

► **Définition** : Un système est dit à structure variable s'il admet une représentation par des équations différentielles du type :

$$\dot{X} = \begin{cases} F_1(X,t) & \text{si la condition (1) est vérifiée} \\ \vdots & \vdots \\ F_n(X,t) & \text{si la condition (n) est vérifiée} \end{cases} \quad (\text{IV.1})$$

Où  $X$  est le vecteur d'état et les fonctions  $F_i$  appartiennent à un ensemble de sous-systèmes de classe  $C_1$  au moins, et appelées *structures*. En effet, il y a commutation entre ces *différentes structures* suivant la condition vérifiée.

L'étude de tels systèmes présente un grand intérêt, notamment en physique, en mécanique et en électricité. Cela grâce aux propriétés de stabilité que peut avoir le système global indépendamment de celles de chacun de sous-système  $F_i(X)$  pris seul [4].

Les circuits de conversion de puissance constituent un exemple pratique d'un système à structure variable. En effet, pour chaque position de l'interrupteur, le système est gouverné par un système d'équations différentielles.

### IV.2.2. Structures de la commande par mode glissant

Dans les systèmes à structure variable utilisant la commande par mode glissant, on peut trouver trois configurations de base pour la synthèse des différentes commandes. La première correspond à la structure la plus simple où la commutation a lieu au niveau de l'organe de commande lui-même. On l'appellera, structure par commutation au niveau de l'organe de commande. La deuxième structure fait intervenir la commutation au niveau

d'une contre-réaction d'état. Enfin, la dernière forme est une structure par commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la "commande équivalente". Cette dernière est retenue pour la suite de notre étude.

#### IV.2.2.1. Structure par commutation au niveau de l'organe de commande

Le schéma d'une structure par commutation au niveau de l'organe de commande est donné sur la figure (IV.1). Cette structure de commande est la plus classique et la plus employée. Elle correspond au fonctionnement *tout ou rien* des interrupteurs de puissance associés, dans une grande majorité d'applications, aux variateurs de vitesse. Elle a été utilisée pour la commande des moteurs pas à pas [4].

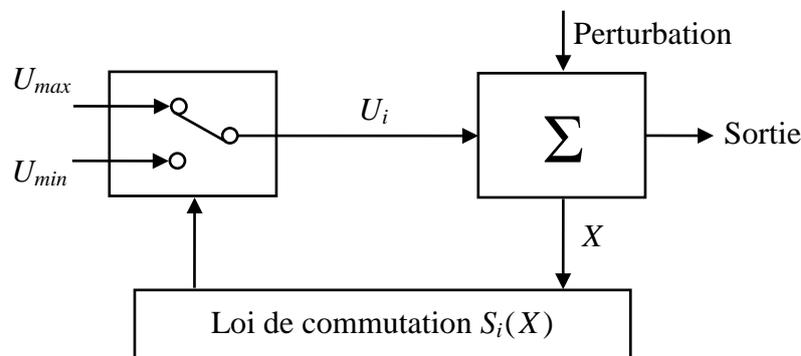


Figure IV.1 : Structure de régulation par commutation au niveau de l'organe de commande.

#### IV.2.2.2. Structure par commutation au niveau d'une contre-réaction d'état

Nous pouvons consulter le schéma d'une telle structure sur la figure (IV.2). D'après des études menées précédemment [4], c'est la structure la moins exigeante au niveau de la sollicitation de la commande. Elle a été mise en œuvre dans la commande des moteurs à courant continu et à aimants permanents, ainsi que dans la commande de machines à induction. Un très bon ouvrage a été consacré à ce type de commande [60]. Cette structure s'appuie sur la commande par contre réaction d'état classique où le réglage de la dynamique du système est réalisé par les gains de réglage. La non linéarité provient de la commutation entre les gains. Donc, on crée une commutation au niveau de la dynamique du système.

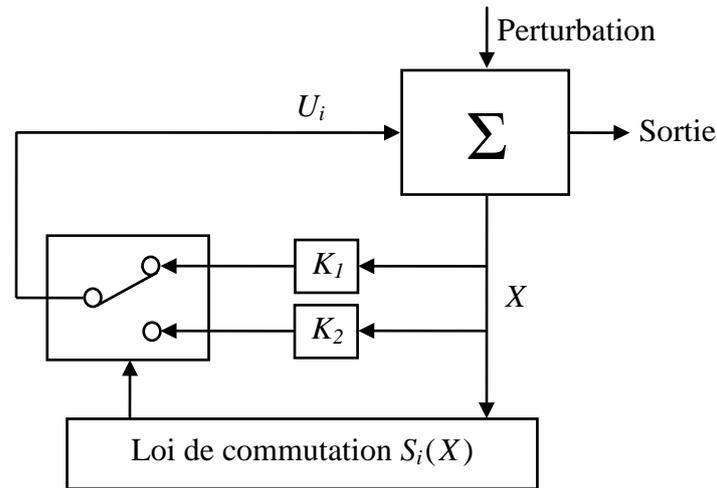


Figure IV.2 : Structure de régulation par commutation au niveau de la contre réaction d'état.

#### IV.2.2.3. Structure par commutation au niveau de l'organe de commande, avec ajout de la commande équivalente

Une telle structure, dont le principe est montré sur la figure (IV.3), présente un réel avantage. Elle permet de pré-positionner l'état futur du système grâce à la commande équivalente qui n'est rien d'autre que la valeur désirée du système en régime permanent [4]. L'organe de commande est beaucoup moins sollicité, mais on est plus dépendant des variations paramétriques du fait de l'expression de cette commande équivalente.

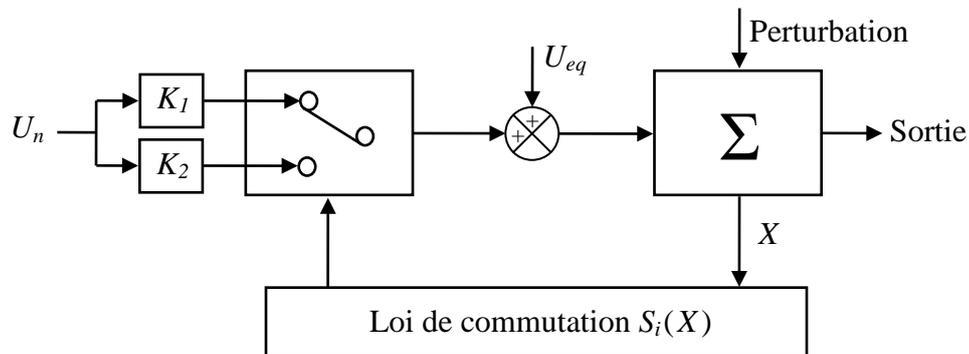


Figure IV.3 : Structure de régulation par ajout de la commande équivalente.

Nous avons basé notre étude sur ce type de configuration de la commande, pour plusieurs raisons :

- une telle structure, de par sa constitution, est très simple et permet de moins solliciter la commande. Il nous semble en effet naturel d'ajouter la commande équivalente pour pré-positionner le système dans un état désiré permanent et stable, et de jouer ensuite

sur le terme de commutation pour assurer la convergence vers cet état et pour y rester ensuite ;

- cette méthode de commande a été déjà abordée dans les travaux antérieurs [61], [62], [63]. Les auteurs mentionnent des résultats très satisfaisants pour des applications robotiques ainsi que des applications utilisant des machines asynchrones ;
- nous avons voulu placer notre étude dans un cas original en utilisant une structure peu connue et peu usitée.

### IV.2.3. Principe de la commande non linéaire à structure variable par mode glissant

Le principe de la commande non linéaire à structure variable par mode glissant est de contraindre l'état du système à atteindre en temps fini une *hyper-surface* (dans l'espace d'état) donnée pour ensuite y rester. Cette hyper-surface étant une relation entre les variables d'état du système, elle définit une équation différentielle, et donc détermine totalement la dynamique du système, pourvu qu'il reste sur cette hyper-surface. L'évolution d'un système soumis à une loi de commande qui le fait rester sur une hyper-surface donnée ne dépend donc plus du tout du système lui-même ou des perturbations auxquelles il peut être soumis, mais uniquement des propriétés de cette hyper-surface. Le système bouclé n'est donc pas seulement robuste vis à vis des incertitudes (propres au système) et perturbations (extérieures au système), mais totalement insensible à ces incertitudes et perturbations, moyennant qu'elles puissent effectivement être rejetées par la commande [58].

La synthèse d'une loi de commande par mode glissant consiste donc à déterminer :

- 1- une hyper-surface en fonction des objectifs de commande et des propriétés statiques et dynamiques désirées pour le système bouclé. La dynamique exigée par l'hyper-surface doit être compatible avec l'amplitude de commande "utile" disponible et la dynamique du système en boucle ouverte. Dans le cas contraire, le système ne pourra pas rester sur l'hyper-surface, et la propriété d'insensibilité aux perturbations sera perdue ;
- 2- une loi de commande discontinue de manière à contraindre les trajectoires d'état du système à atteindre cette hyper-surface en temps fini puis à y rester en dépit des incertitudes et des perturbations.

IV.2.3.1. Systèmes non linéaires à structure variable

Le comportement des systèmes non linéaires possédant des discontinuités peut être décrit formellement par l'équation d'état généralisée :

$$\dot{X}(t) = F(X, t, U) \tag{IV.2}$$

où  $X \in \mathfrak{R}^n$  est le vecteur d'état,  $t$  le temps et  $F \in \mathfrak{R}^p$  est la fonction décrivant l'évolution du système au cours du temps. Cette classe de système possède un terme qui représente, à la fois, la discontinuité et le contrôle :  $U$ .

Historiquement, les premiers régulateurs bâtis sur ce modèle ont été de simple relais. Faciles à mettre en œuvre. Ils ont ainsi amené les automaticiens à développer une théorie qui puisse décrire un tel fonctionnement. Les bases d'une telle théorie ont été posées : il suffit de dire que le comportement du système est décrit par deux équations différentielles distinctes, suivant que l'équation d'évolution du système soit supérieure ou inférieure à l'*hyper-surface* de commutation où :

$$S(X) = (S_1(X) \ S_2(X) \ \dots \ S_m(X)) \tag{IV.3}$$

On a alors :

$$U(X) = \begin{cases} U^+(X, t) & \text{si } S(X, t) > 0 \\ U^-(X, t) & \text{si } S(X, t) < 0 \end{cases} \tag{IV.4}$$

En effet, comme nous l'avons dit précédemment, la commande par mode glissant est un cas particulier de la commande à structure variable appliquée à des systèmes décrits par l'équation suivante (notre étude se limite pour le cas  $p=2$ ) :

$$\dot{X} = \begin{cases} F^+ = F(X, t, U^+) & \text{si } S(X, t) > 0 \\ F^- = F(X, t, U^-) & \text{si } S(X, t) < 0 \end{cases} \tag{IV.5}$$

où  $S(X, t)$  est la fonction de commutation.

$$S_0 = \{X(t) \ / \ S(X, t) = 0\} \tag{IV.6}$$

est la surface de commutation.

En se plaçant dans un espace à 2 dimensions, le principe de la discontinuité de la commande (équation (IV.5)), peut être illustré par la figure (IV.4).

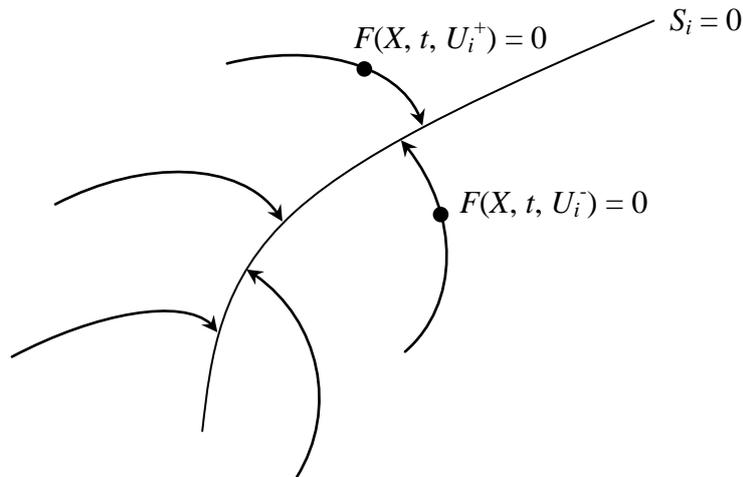


Figure IV.4 : Convergence de la trajectoire d'état vers la surface de commutation grâce à la discontinuité de la commande.

Ainsi, le problème de l'existence du régime glissant se résume à analyser la trajectoire du système, qui ne doit pas s'éloigner de la surface  $S$ . Cela peut-être exprimé par l'équation suivante :

$$\lim_{S \rightarrow 0^-} S > 0 \quad \text{et} \quad \lim_{S \rightarrow 0^+} S < 0 \quad (\text{IV.7})$$

Il s'agit du principe d'attractivité. Des justifications mathématiques complémentaires, pourront être trouvées dans les ouvrages traitant ce type de systèmes non linéaires [60].

#### IV.2.3.2. Modes de trajectoire d'une variable d'état

Dans la commande des systèmes à structure variable avec mode glissant, la trajectoire d'état est amenée vers une surface (hyper-surface) puis, à l'aide de la loi de commutation, elle est obligée de rester au voisinage de cette surface. Cette dernière est dite surface de glissement. Le mouvement, produit le long de cette surface, est appelé mouvement de glissement [60].

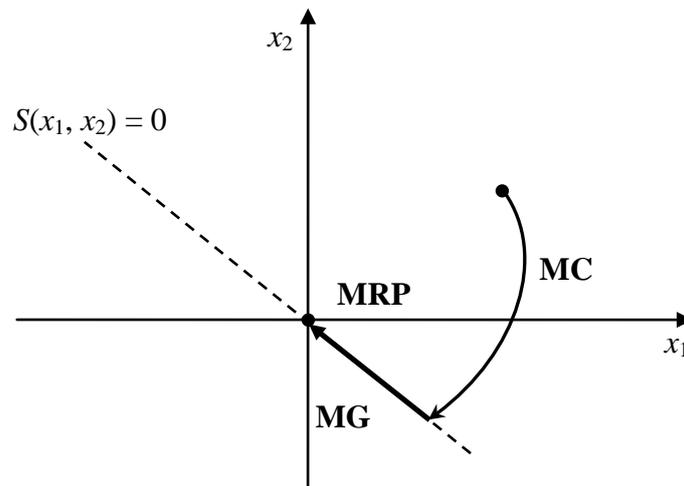


Figure IV.5 : Différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase.

La trajectoire dans le plan de phase (exemple d'un système d'ordre 2) est constituée de trois parties distinctes (figure (IV.5)) [61] :

- Le mode de convergence (MC) : durant lequel la variable à régler se déplace à partir de n'importe quel point initial dans le plan de phase et tend vers la surface de commutation  $S(x_1, x_2) = 0$ . Ce mode est caractérisé par la loi de commande et le critère de convergence.
- Le mode glissant (MG) : durant lequel la variable d'état a atteint la surface de glissement et tend vers l'origine du plan de phase. Dans ce mode, la dynamique est caractérisée par le choix de la surface de glissement  $S(x_1, x_2)$
- Le mode du régime permanent (MRP) : il est ajouté pour l'étude de la réponse du système autour de son point d'équilibre (origine du plan de phase). Il est caractérisé par la qualité et les performances de la commande [4].

#### IV.2.4. Conception de la commande par mode glissant

La conception des contrôleurs par mode glissant prend en compte des problèmes de stabilité et de bonnes performances de façon systématique. Souvent, il est préférable de spécifier la dynamique du système durant le mode de convergence. Dans ce cas, la structure d'un contrôleur comporte deux parties : une première, continue, représentant la dynamique du système durant le mode glissant et une autre, discontinue, représentant la dynamique du système durant le mode de convergence. Cette deuxième est importante dans la commande non linéaire, car elle a pour rôle d'éliminer les effets d'imprécision et de perturbation sur le modèle [4].

La conception de cette méthode de commande peut être divisée en trois étapes principales :

1. Choix de surfaces ;
2. Etablissement des conditions d'existence de convergence ;
3. Détermination de la loi de commande.

Considérons maintenant une classe particulière de système, i.e. les systèmes linéaires vis-à-vis de la commande\*. Leur évolution est décrite par l'équation différentielle suivante :

$$\dot{X}(t) = H(X, t) + B(X, t) \cdot U(t) \tag{IV.8}$$

où  $H \in \mathfrak{R}^n$  est un champ de vecteur ou fonction vectorielle,  $X \in \mathfrak{R}^n$  est le vecteur dont les composantes sont les variables d'état,  $B(X, t)$  est la matrice de commande de dimension  $(n \times m)$ , car  $U \in \mathfrak{R}^m$  est le vecteur de commande tel que chacune de ces composantes  $U_i$ , subit une discontinuité sur une hyper-surface (variété) de dimension  $(n-1)$ . Cela peut être vu comme une réduction de la dimension du problème sur l'hyper-surface  $S_i(X) = 0$ .

Dans ce cas, nous obtenons :

$$U_i(X) = \begin{cases} U_i^+(X, t) & \text{si } S_i(X, t) > 0 \\ U_i^-(X, t) & \text{si } S_i(X, t) < 0 \end{cases} \tag{IV.9}$$

Le régime glissant s'effectue alors sur une variété  $S(X) = 0$  de dimension  $(n \times m)$  qui résulte de l'intersection de toutes les  $m$  "hyper-surface"  $S_i = 0$  avec  $i = 1, 2, \dots, m$ . On peut écrire cette variété sous la forme :  $S(X) = (S_1 \ S_2 \ \dots \ S_m)^T$ .

Si  $S_i$ ,  $U_i^+$  et  $U_i^-$  sont des fonctions continues, dans ce cas-là, et si  $S_i(X) \neq 0$ , les fonctions  $H(X, t)$  et  $B(X, t)$  sont telles qu'il existe une solution unique au problème formulé par l'équation (IV.7). Nous sommes, alors, en présence d'un système à *structure variable* [60].

La fonction de commutation  $S$  sépare l'espace d'état en deux régions représentant des structures différentes. C'est une fonction vectorielle dont les composantes sont des fonctions scalaires représentatives d'une relation algébrique entre deux grandeurs. Elle est définie par l'utilisateur afin d'obtenir les performances dynamiques désirées.

---

\* Cette classe englobe, pratiquement, tous les modèles des systèmes d'Electrotechnique.

**IV.2.4.1. Choix de la surface de glissement**

Le choix du nombre nécessaire de surfaces de glissement ainsi que de leurs formes mathématiques est fonction de l'application et de l'objectif visé. Le procédé le plus judicieux et le plus simple consiste à choisir une surface de commutation égale au vecteur erreur du vecteur d'état, mais ce choix est limité si la grandeur de commande n'apparaît pas directement dans l'équation différentielle de la variable à régler.

Pour le nombre, il faut choisir  $m$  surfaces de glissement pour un vecteur  $U$  de dimension  $m$ . En ce qui concerne la forme de la surface, deux possibilités se présentent ; soit dans le plan de phase ou dans l'espace d'état. Dans le premier cas, on trouve la méthode dite « loi de commutation par contre réaction d'état ». Celle-ci utilise les concepts du réglage par contre réaction d'état pour synthétiser la loi de commutation.

Dans le cas du traitement dans l'espace de phase, la fonction de commutation est une fonction scalaire, telle que la variable à régler glisse sur cette surface pour atteindre l'origine du plan de phase (i.e. convergence de la variable d'état vers sa valeur désirée). Ainsi, la surface  $S(X)$  représente le comportement dynamique désiré du système. J.J. Slotine [59] nous propose une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence d'une variable vers sa valeur désirée :

$$S(X) = \left( \frac{\partial}{\partial t} + \lambda_x \right)^{r-1} \cdot e(X) \quad (\text{IV.10})$$

Avec :

$e(X)$  écart sur les variables à régler ;  $e(X) = X^* - X$  ;

$\lambda_x$  vecteur constante positive qui interprète la bande passante du contrôle désiré ;

$r$  degré relatif, égale au nombre de fois qu'il fait dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

Pour  $r = 1$ ,  $S(X) = e(X)$

Pour  $r = 2$ ,  $S(X) = \lambda_x e(X) + \dot{e}(X)$

Pour  $r = 3$ ,  $S(X) = \lambda_x^2 e(X) + 2\lambda_x \dot{e}(X) + \ddot{e}(X)$

L'objectif de la commande est de garder la surface  $S(X)$  à zéro. Cette dernière est une équation différentielle linéaire dont l'unique solution est  $e(X) = 0$ , pour un choix convenable du paramètre  $\lambda_x$ . Ceci revient à un problème de poursuite de trajectoire, ce qui est équivalent à une linéarisation exacte de l'écart, tout en respectant la condition de convergence.

**IV.2.4.2. Conditions de convergence**

Les conditions de convergence permettant aux dynamiques du système de converger vers les surfaces de glissement. Nous retenons de la littérature deux conditions. Celles-ci correspondent au mode de convergence de l'état de système.

**a. Fonction directe de commutation**

C'est la première condition de convergence, elle est proposée par Utkin [63]. Elle s'exprime sous la forme :

$$\begin{aligned} \dot{S}(X) > 0 & \text{ si } S(X) < 0 \\ \dot{S}(X) < 0 & \text{ si } S(X) > 0 \end{aligned} \tag{IV.11}$$

Cette condition peut être donnée, autrement, par :

$$S(X) \cdot \dot{S}(X) < 0 \tag{IV.12}$$

Dans cette condition, il faut introduire pour  $S(X)$  et sa dérivée  $\dot{S}(X)$ , les valeurs justes à gauche et à droite de la droite de commutation.

**b. Fonction de Lyapunov**

Il s'agit de formuler une fonction scalaire positive  $V(X) > 0$  pour les variables d'état du système, et de choisir la loi de commutation qui fera décroître cette fonction (i.e.  $\dot{V}(X) < 0$ ). Cette fonction est, généralement, utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non linéaires.

En définissant la fonction de Lyapunov par :

$$V(X) = \frac{1}{2} S^2(X) \tag{IV.13}$$

et sa dérivée par :

$$\dot{V}(X) = S(X) \dot{S}(X) \tag{IV.14}$$

Pour que la fonction de Lyapunov décroisse, il suffit d'assurer que sa dérivée est négative. Ceci est vérifié si :

$$S(X) \cdot \dot{S}(X) < 0 \tag{IV.15}$$

L'équation (IV.15) signifie que le carré de la distance vers la surface mesuré par  $S^2(X)$  diminue tout le temps, contraignant la trajectoire du système à se diriger vers la

surface dans les deux côtés. Cette condition suppose un régime glissant idéal où la fréquence de commutation est infinie [64].

**IV.2.4.3. Calcul de la commande**

Une fois la surface de glissement et le critère de convergence choisis, il reste à déterminer la commande nécessaire pour atterrir la variable à contrôler vers la surface et ensuite vers son point d'équilibre en maintenant la condition d'existence du mode glissant.

Pour mettre en évidence le développement des lois de commande par mode glissant, nous considérons le système défini dans l'espace d'état par l'équation (IV.8). Soit :

$$\dot{X}(t) = H(X,t) + B(X,t)U(t) \tag{IV.16}$$

Il s'agit de trouver l'expression analogique de la commande  $U$ . Nous nous occupons du calcul de la commande équivalente, ensuite de la commande attractive.

Lorsque nous sommes dans "le mode glissant", la trajectoire restera sur la surface de commutation. Cela peut être exprimé par :

$$\begin{cases} S(X) = 0 \\ \dot{S}(X) = 0 \end{cases} \tag{IV.17}$$

Nous pouvons donc introduire par dérivation partielle, le gradient de  $S$ , qui est un vecteur pointant de la région où  $S < 0$  vers la région où  $S > 0$ . Dans le cas du régime de glissement, nous obtenons :

$$\dot{S}(X) = \frac{dS}{dt} = \frac{\partial S}{\partial X} \frac{dX}{dt} = \frac{\partial S}{\partial X} \dot{X} = \text{grad}(S) \cdot \dot{X} = G\{H(X,t) + B(X,t) \cdot U(t)\} = 0 \tag{IV.18}$$

Cela traduit le fait qu'en régime glissant, la trajectoire restera sur la surface de commutation, autrement dite, sa dérivée "fonctionnelle" sera nulle. La matrice  $F$  peut-être présentée comme une matrice à  $m$  lignes et  $n$  colonnes :

$$F = \frac{\partial S}{\partial X} = \begin{pmatrix} \frac{\partial S_1}{\partial X_1} & \dots & \frac{\partial S_1}{\partial X_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial S_m}{\partial X_1} & \dots & \frac{\partial S_m}{\partial X_n} \end{pmatrix} \tag{IV.19}$$

Lorsque la surface de commutation est atteinte (équation (IV.17)), nous pouvons écrire  $U = U_{eq}$ . L'équation (IV.18) permet d'introduire un terme appelé *commande équivalente* qui peut être exprimée comme suit :

$$U_{eq}(t) = -(F \cdot B(X,t))^{-1} \cdot F \cdot H(X,t) \quad (IV.20)$$

Les composantes du vecteur commande équivalente ( $U = U_{eq}$ ) sont alors définies comme les valeurs moyennes des composantes du vecteur de commande  $U$  qui maintiennent l'état du système sur la surface de commutation  $S$ . Ce sont des termes continus de la commande.

Les conditions d'existence d'un régime de fonctionnement dit "mode glissant" sont données par deux hypothèses :

1. Le produit de matrice  $(F \cdot B)$  doit être inversible, c'est-à-dire que son déterminant doit être non nul ;
2. Les conditions d'atteinte et de maintien en régime glissant respectent :

$$U_{min} < U < U_{max} \quad (IV.21)$$

$$\dot{S}(X) S(X) < 0 \quad (IV.22)$$

Nous verrons que la deuxième condition servira à obtenir les gains utilisés pour la régulation.

Si maintenant, nous introduisons le terme de la commande équivalente (équation (IV.20)), dans l'équation général (IV.8), l'équation qui régit l'évolution du système en régime glissant est obtenue, soit :

$$\dot{X}(t) = [I - B \cdot (F \cdot B)^{-1} F] \cdot H(X,t) \quad (IV.23)$$

où  $I$  est la matrice identité.

Remarquons que dans l'équation (IV.23), le terme de commande  $U$  n'intervient pas. Seul, les paramètres du système et le gradient de la fonction de commutation sont susceptibles de faire varier l'état du système.

En dehors de la surface de commutation, lorsque le système est en mode de convergence ou (*mode d'approche : Reaching Mode*), nous pouvons écrire l'équation traduisant l'évolution temporelle des variables de notre système. Dans ce mode particulier, on pose  $U = U_{eq} + \Delta U$  ; l'équation d'état conduit au résultat suivant :

$$\dot{X}(t) = [I - B \cdot (F \cdot B)^{-1} F] \cdot H(X,t) + B(t) \cdot \Delta U \quad (IV.24)$$

Pour des raisons de commodité d'écriture, posons  $U_n = \Delta U$ . Dans ce mode, de convergence, la réponse du système est exclusivement assurée par la fonction  $U_n$ . Durant

ce mode particulier, en remplaçant le terme  $U_{eq}$  par sa valeur (IV.20) dans l'équation (IV.18).

Donc, nous obtenons une nouvelle expression de la dérivée de la surface, soit :

$$\dot{S}(X) = F \cdot B \cdot U_n \quad (IV.25)$$

Le problème revient à trouver  $U_n$  pour réaliser la condition d'attractivité IV.22 tel que :

$$S(X) \cdot \dot{S}(X) = S(X) \cdot F \cdot B \cdot U_n < 0 \quad (IV.26)$$

Pour vérifier cette condition, une solution simple est proposée pour  $U_n$  :

$$U_n = K \cdot (F \cdot B)^{-1} \text{sign}(S(X)) \quad (IV.27)$$

où  $K$  est une matrice diagonale à coefficients constants et la fonction scalaire  $\text{sign}$  est représentée sur la figure (IV.6). Le signe de  $K$  est choisi opposé au signe de  $(F \cdot B)^{-1}$ . Le facteur  $(F \cdot B)^{-1}$  est toujours négatif pour la classe de système que nous considérons. Le choix de ce gain est très influant car s'il est très petit, le temps de réponse sera très long, et s'il est choisi très grand, le temps de réponse sera très petit.

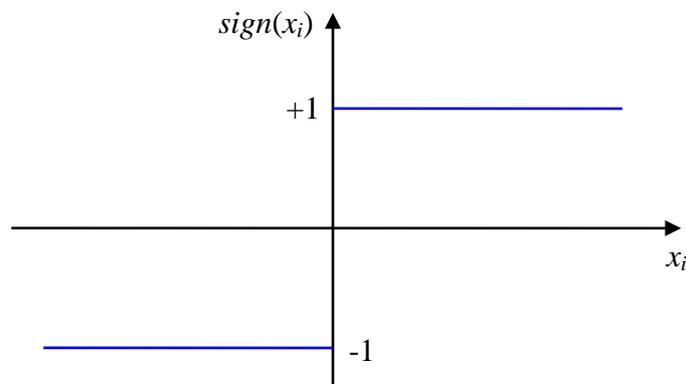


Figure IV.6 : Définition de la fonction « sign ».

Ainsi, le vecteur commande à appliquer au système est obtenu par ajout de deux termes de commande tels que :

$$U = U_{eq} + U_n$$

Dans cette expression, une majorité d'auteurs s'accordent à dire que  $U_{eq}$  représente un terme " *Basse Fréquence* " alors que  $U_n$  représente un terme de " *Haute Fréquence* ". Nous ajoutons donc un terme représentant la valeur désirée en régime permanent (de type *continu*) à un terme commutant permettant d'atteindre ce régime final (de type *discontinu*).

Le vecteur de commande  $U$  permet donc de régler les dynamiques des deux modes de fonctionnement :

- ✓  $U_n$  permet d'influer sur le mode d'approche ;
- ✓  $U_{eq}$  sur le mode glissant.

### **IV.3. Phénomène de broutement " Chattering "**

Un régime glissant idéal nécessite une commande de fréquence de commutation infinie. Évidemment, pour une utilisation pratique, seule une commutation à une fréquence finie est possible, ce qui cause un retard entre la mesure de la sortie et le calcul de la commande, qui peut être amplifié si le système présente naturellement des retards ou des dynamiques négligées. Cela conduit le système à quitter la surface de glissement sans que la commande ne puisse réagir, puis, une fois le signe de la commande inversé, à revenir sur cette surface et passer de l'autre côté, et ainsi de suite. Ainsi, durant le régime glissant, les discontinuités appliquées à la commande peuvent entraîner des oscillations de haute fréquence de la trajectoire du système autour de la surface de glissement. Ce phénomène est appelé broutement ou "Chattering" en anglais. Les principales causes de ce phénomène sont [65] :

- ✓ les retards purs en série avec le système en boucle ouverte (retards inhérents au système, échantillonnage, ...) ;
- ✓ les dynamiques non modélisées des capteurs et des observateurs, qui retardent le moment où le régulateur prend conscience qu'il faut inverser la commande ;
- ✓ les dynamiques non modélisées des actionneurs et autres dynamiques rapides du système, qui retardent le moment où la commande est suffisamment forte pour rapprocher le système de la surface de glissement.

Tous ces phénomènes ont globalement l'effet de retarder l'application effective de la commande permettant de ramener le système sur la surface de glissement à partir du moment où il l'a quitté.

On parle aussi de chattering pour désigner l'oscillation de haute fréquence de la commande (et non plus de la variable de glissement). Une autre cause de chattering, notamment sur la commande, est le bruit de mesure. En effet, une erreur de mesure quand l'état est très proche de la surface de glissement peut entraîner une erreur de signe de la commande, car il se peut que cette dernière croit alors que le système se trouve de l'autre côté de la surface. Ce phénomène est amplifié par la nécessité d'avoir des observateurs ou dérivateurs rapides, donc filtrant peu la mesure.

Les phénomènes de chattering peuvent être si pénalisants que l'utilisation d'une loi de commande par mode glissant peut, dans certaines applications être à proscrire, vu que son utilisation peut dégrader les performances, voire conduire à l'instabilité à cause du chattering sur la sortie. Le chattering de la commande, peut entraîner une usure prématurée des actionneurs ou de certaines parties du système à cause de fortes sollicitations. En excitant les modes propres des dynamiques non modélisées ou des fréquences de résonance du système correspondant aux retards de commutation, cette commande peut provoquer sur les systèmes mécaniques un bruit haute fréquence et des oscillations préjudiciables à leur structure. Sur des systèmes autres que mécaniques, les oscillations engendrées peuvent poser d'autres problèmes (réduction de précision, créations d'ondes électromagnétiques néfastes ou autres ondes amplifiées par le système,...).

#### **IV.4. Application de la commande par mode glissant à la GADA**

Compte tenu des généralités mathématiques que nous venons de décrire, il nous faut maintenant les appliquer à notre cas bien précis de la GADA pour obtenir les réponses souhaitées au niveau des variables de sortie.

L'orientation du flux statorique de la GADA a rendu possible d'agir indépendamment sur les puissances active et réactive statoriques par l'intermédiaire des composantes de la tension rotorique  $V_{dr}$  et  $V_{qr}$  respectivement. Ceci simplifie le modèle de la machine mais il reste non linéaire. Comme le comportement des systèmes non linéaire est beaucoup plus complexe que celui des systèmes linéaires, une commande non linéaire est souvent nécessaire pour avoir de meilleures performances. La commande par mode glissant est une des techniques qui s'adapte aussi bien aux systèmes linéaires qu'aux systèmes non linéaires. Les avantages de la commande par mode glissant sont importants, bien connus et appréciés depuis le début des années quatre-vingt [60]. Ce type de commande permet une très haute précision, une bonne stabilité, une simplicité de conception, un temps de réponse très faible et notamment la robustesse.

##### **IV.4.1. Contrôle des puissances active et réactive de la GADA**

Pour contrôler les puissances active et réactive, nous choisissons un degré relatif (équation (IV.10))  $r = 1$ .

Les expressions des surfaces de contrôle des puissances active et réactive ont pour formes [66] :

$$\begin{cases} S_1 = P_s^* - P_s \\ S_2 = Q_s^* - Q_s \end{cases} \quad (IV.28)$$

Avec :

$P_s^*$  et  $Q_s^*$  sont successivement les consignes des puissances active et réactive.

La dérivée des surfaces est :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* - \dot{P}_s \\ \dot{S}_2 = \dot{Q}_s^* - \dot{Q}_s \end{cases} \quad (IV.29)$$

Le système d'équations (III.28) montre que les puissances active et réactive peuvent être contrôlées respectivement en fonction des courants  $I_{rq}$  et  $I_{rd}$ .

Remplaçant donc dans les équations (IV.29), les puissances  $P_s$  et  $Q_s$  par leurs expressions données par (III.28), on obtient :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* - \frac{\omega_s \psi_s M}{L_s} \dot{I}_{rq} + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \\ \dot{S}_2 = \dot{Q}_s^* + \frac{\omega_s \psi_s M}{L_s} \dot{I}_{rd} - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} \end{cases} \quad (IV.30)$$

Remplaçons les expressions des dérivées de courants  $I_{rd}$  et  $I_{rq}$ , tirées des équations (III.30) dans les équations (IV.30), nous trouvons :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[ V_{rq} - R_r I_{rq} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right] \\ \dot{S}_2 = \dot{Q}_s^* - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} + \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[ V_{rd} - R_r I_{rd} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rq} \right] \end{cases} \quad (IV.31)$$

D'après la théorie du mode glissant, nous remplaçons  $V_{rd}$  et  $V_{rq}$  par  $V_{rd}^n + V_{rd}^{eq}$  et  $V_{rq}^n + V_{rq}^{eq}$  dans les équations (IV.31) :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[ (V_{rq}^n + V_{rq}^{eq}) - R_r I_{rq} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right] \\ \dot{S}_2 = \dot{Q}_s^* - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} + \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[ (V_{rd}^n + V_{rd}^{eq}) - R_r I_{rd} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rq} \right] \end{cases} \quad (IV.32)$$

Durant le mode glissant et en régime permanent, on a :

$$\begin{cases} S_1 = 0, \dot{S}_1 = 0 \text{ et } V_{rq}^n = 0 \\ S_2 = 0, \dot{S}_2 = 0 \text{ et } V_{rd}^n = 0 \end{cases} \quad (IV.33)$$

Nous tirons des équations (IV.32), les expressions des commandes équivalentes  $V_{rd}^{eq}$  et  $V_{rq}^{eq}$  :

$$\begin{cases} V_{rq}^{eq} = \frac{L_s}{\omega_s \varphi_s M} \dot{P}_s^* + R_r I_{rq} - \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) g \omega_s I_{rd} + \frac{g \omega_s \varphi_s M}{L_s} + \frac{L_s (V_s^2 - \omega_s^2 \varphi_s^2)}{\omega_s \varphi_s M R_s} \\ V_{rd}^{eq} = - \frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{\omega_s \varphi_s M} \dot{Q}_s^* + R_r I_{rd} - \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) g \omega_s I_{rq} + \frac{\left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \varphi_s}{M} \end{cases} \quad (IV.34)$$

D'après l'équation (IV.27), les termes discontinus des tensions  $V_{rd}$  et  $V_{rq}$  sont donnés par le système suivant :

$$\begin{cases} V_{rq}^n = k_1 \cdot \text{sign}(S_1) \\ V_{rd}^n = k_2 \cdot \text{sign}(S_2) \end{cases} \quad (IV.35)$$

$k_1$  et  $k_2$  sont des gains positifs qui seront calculé par la suite.

#### IV.4.2. Détermination des paramètres $k_1$ et $k_2$

Ces paramètres sont choisis de façon à :

- ✓ Assurer la rapidité de la convergence ;
- ✓ Imposer la dynamique en mode de convergence et de glissement ;
- ✓ Limiter le courant à une valeur admissible pour un couple maximal.

Si la théorie de stabilité de Lyapunov est utilisée pour assurer l'attractivité et l'invariance de  $S$ , la condition suivante doit être satisfaite :

$$S_1 \cdot \dot{S}_1 < 0 \quad (IV.36)$$

► **Condition 1** : Si  $S_1 > 0$  donc  $\dot{S}_1 < 0$

D'après les équations (IV.30) et (IV.32), nous obtenons :

$$\dot{P}_S^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)} \left[ -k_1 - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right] < 0 \quad (IV.37)$$

Donc :

$$k_1 > - \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s}} \left[ \dot{P}_S^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \right] - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \quad (IV.38)$$

► **Condition 2** : Si  $S_1 < 0$  donc  $\dot{S}_1 > 0$

D'après les équations (IV.30) et (IV.32), nous obtenons :

$$\dot{P}_S^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)} \left[ -k_1 - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right] > 0 \quad (IV.39)$$

Donc :

$$k_1 < - \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s}} \left[ \dot{P}_S^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \right] - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \quad (IV.40)$$

À partir de (IV.38) et (IV.40), nous obtenons :

$$k_1 > \left| \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s}} \left[ \dot{P}_S^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \right] - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right| \quad (IV.41)$$

En utilisant la définition de la surface  $S_2$  et en suivant les mêmes démarches que pour le calcul du gain  $k_1$ , nous obtenons pour le gain  $k_2$  l'expression suivante :

$$k_2 > \left| \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s}} \left[ \dot{Q}_S^* - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} \right] - R_r I_{rd} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} \right| \quad (IV.42)$$

La figure suivante, présente le schéma bloc de la commande des puissances statoriques active et réactive de la GADA par mode glissant.

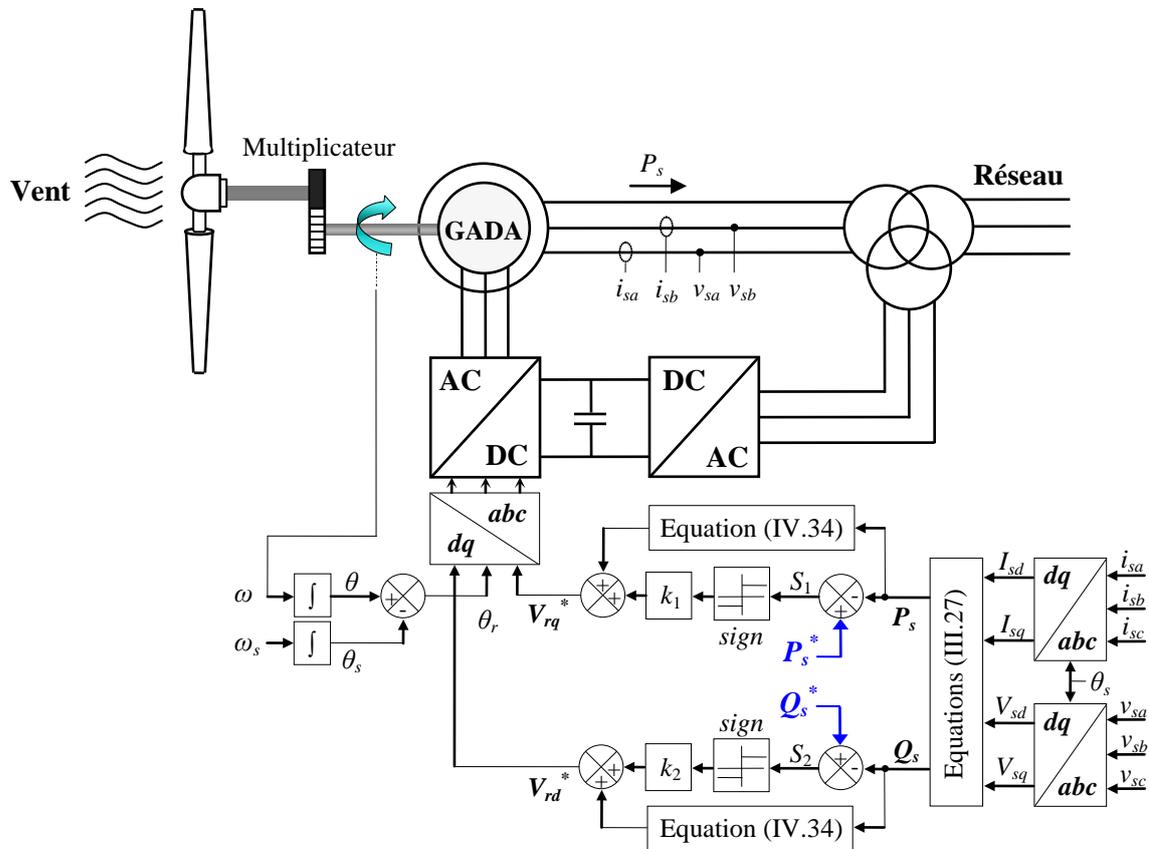


Figure IV.7 : Schéma bloc de la commande par mode glissant de la GADA.

### IV.4.3. Résultats de simulation

La commande par mode glissant des puissances active et réactive statorique de la GADA a été validée par simulation numérique en utilisant le logiciel Matlab/Simulink. Nous avons utilisé le même cahier de charges déjà présenté dans le chapitre précédent. Une comparaison de la commande robuste par mode glissant de la GADA avec la méthode indirecte (par PI classique) utilisée précédemment est établie ici. Les résultats de simulation obtenus sont présentés dans les sections suivantes.

#### IV.4.3.1. Test de suivi de consigne et sensibilité aux perturbations

Ce test consiste à imposer des échelons de puissances active et réactive alors que la machine est entraînée à une vitesse fixe ou variable. Le profil de la vitesse mécanique de la GADA, imposé, est similaire à celui utilisé dans le chapitre précédent (figure (III.18)).

La figure (IV.8) représente les résultats de simulation obtenus relatifs à ce premier test.

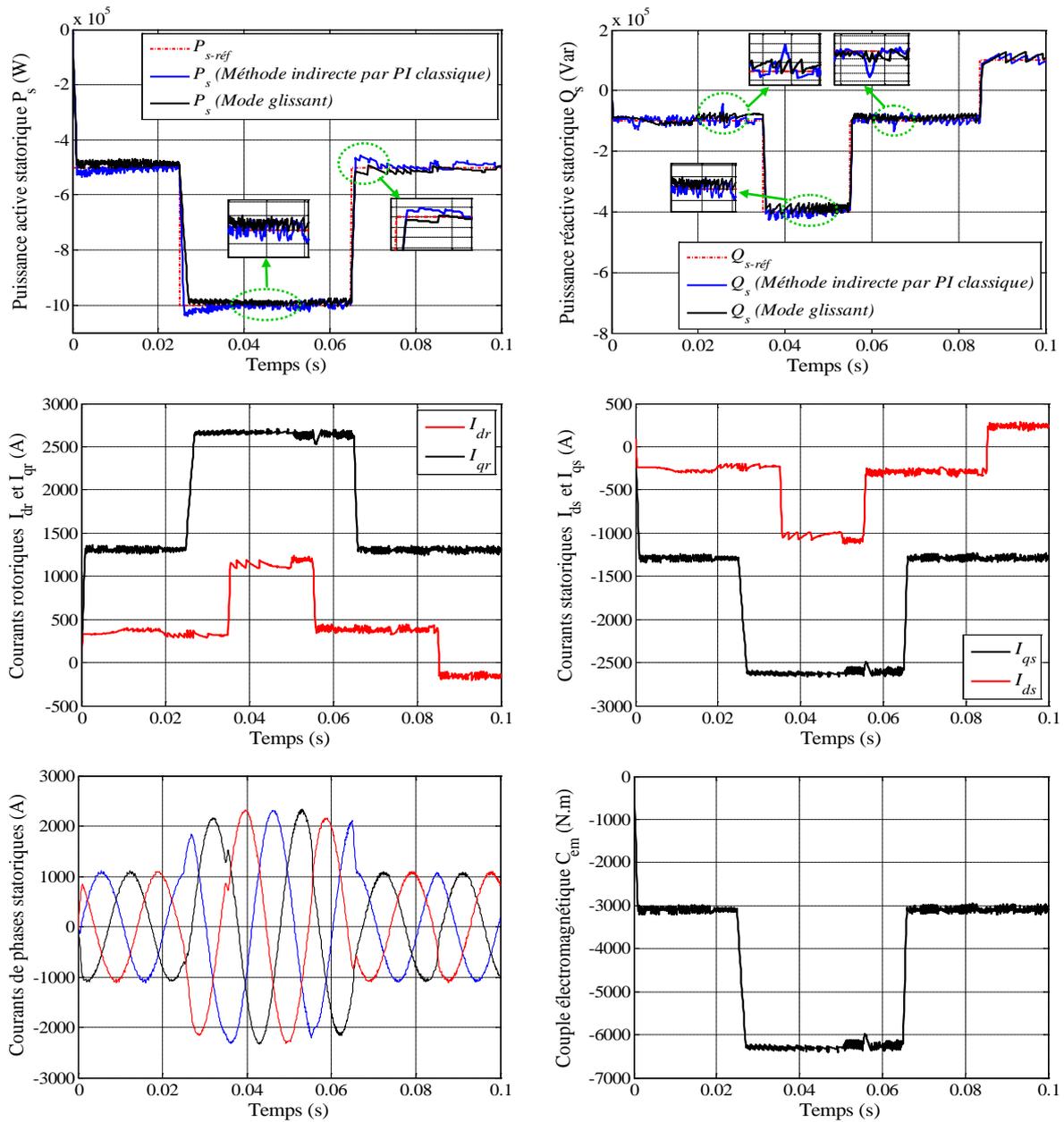


Figure IV.8 : Commande par mode glissant en puissances de la GADA (Test de suivi de consigne et sensibilité aux perturbations).

D'après ces résultats, on peut remarquer pour les deux types de commandes simulées (commande indirecte par PI classique et celle par mode glissant) que les consignes de puissances sont bien suivies par la génératrice aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive. Cependant on observe que l'effet du couplage entre les deux axes de commande ( $d$  et  $q$ ), observé sur les courbes obtenus de la méthode indirecte par PI classique est considérablement minimisé dans le cas de la commande par mode glissant. D'un autre côté, nous constatons que la variation de la vitesse mécanique de la GADA n'a engendré aucun effet sur les deux types de commande.

IV.4.3.2. Test de robustesse

Dans le but de tester la robustesse de la commande par mode glissant de la GADA, nous avons également étudié l'influence des variations paramétriques sur les performances

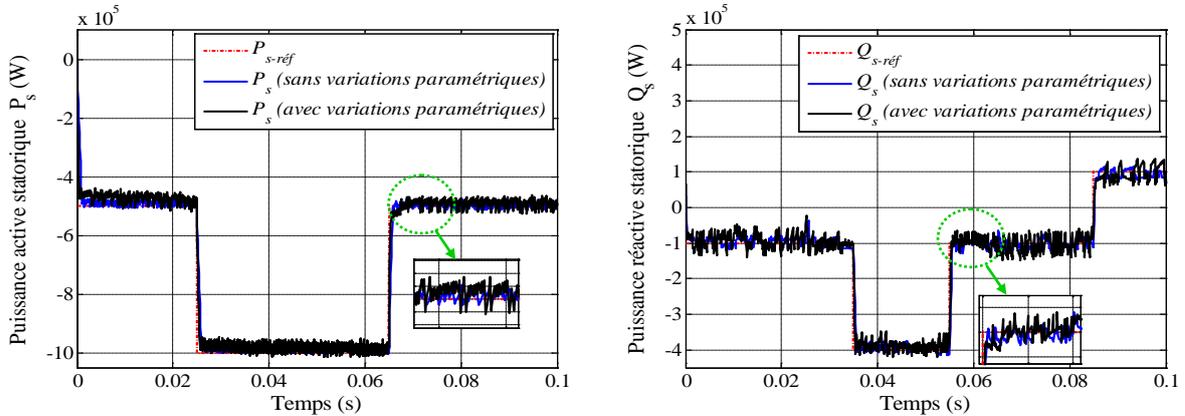


Figure IV.9 : Puissances actives et réactives obtenues de la commande indirecte de la GADA (avant et après les variations paramétriques).

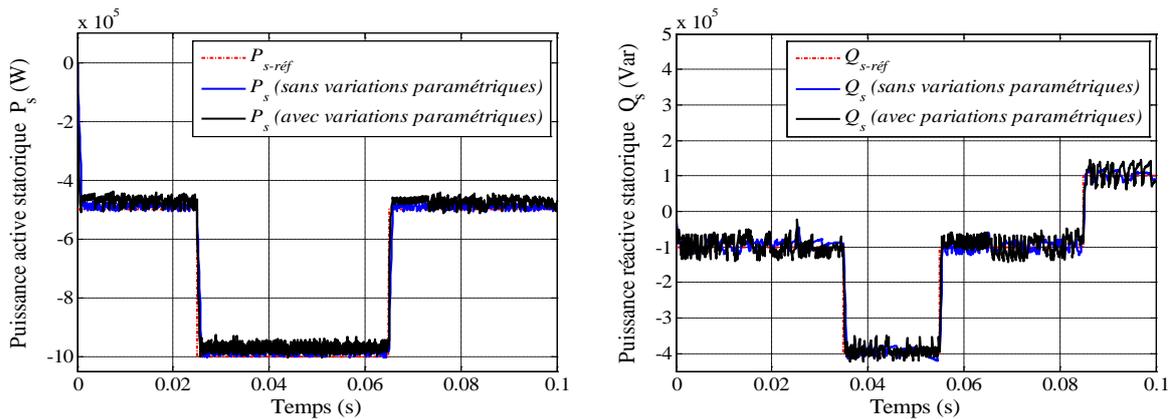


Figure IV.10 : Puissances actives et réactives obtenues de la commande par mode glissant de la GADA (avant et après les variations paramétriques).

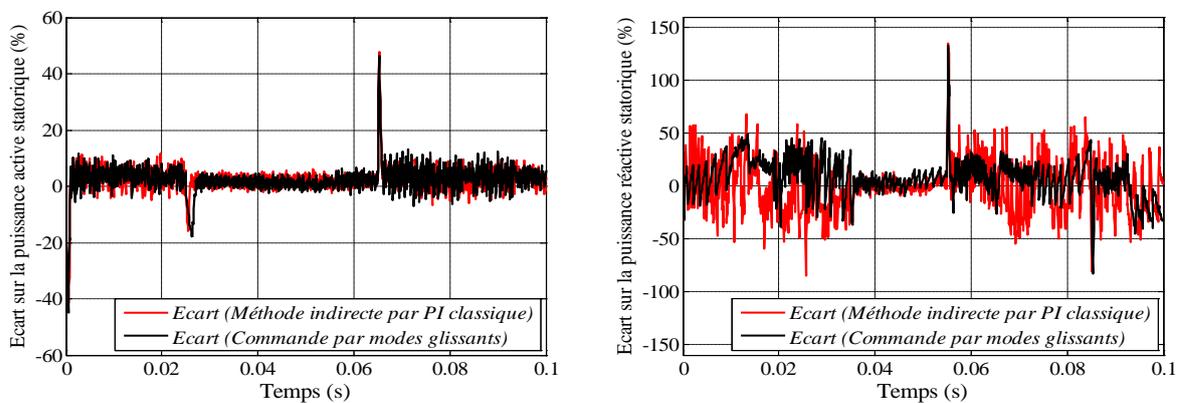


Figure IV.11 : Comparaison des écarts sur les puissances actives et réactives des deux méthodes de commande (indirecte par PI classique et mode glissant) de la GADA (test de robustesse).

de la régulation. Les paramètres du modèle de la GADA ont été variés de la même façon que dans le chapitre précédent. Une comparaison avec la commande indirecte par PI classique est aussi effectuée dans ce test. Les résultats de simulation obtenus sont illustrés sur les figures (IV.9), (IV.10) et (IV.11).

D'après ces résultats, on peut remarquer pour les deux méthodes de commande que les consignes de puissances sont toujours suivies par la génératrice, aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive. Cependant nous constatons que les variations paramétriques ont engendré une légère augmentation de l'erreur statique sur les courbes de puissances (surtout celle de la puissance active) obtenues par les deux méthodes, par contre, ces variations ont présenter un effet considérablement faible (voir figure (IV.11)) sur la courbe de la puissance réactive obtenue de la commande par mode glissant par rapport à celle indirecte.

Enfin, on peut conclure que la commande par mode glissant est apparu plus performante par rapport à celle indirecte par PI classique, néanmoins des perturbations néfastes sont présenté surtout sur les courbes de puissances de la GADA ont réduit la différence entre les deux méthodes. Ces perturbations sont dues essentiellement à la présence du phénomène de chattering lié à la nature discontinue de la commande par mode glissant. A cet effet, dans la prochaine section nous présenterons des solutions dans le but de remédier et/ou diminuer l'effet de ce phénomène.

## IV.5. Elimination du chattering

Afin de réduire ou d'éliminer le phénomène de chattering, de nombreuses techniques ont été proposées. On site dans cette section quelques techniques les plus utilisées.

### IV.5.1. Remplacement de la fonction "sign" par une fonction continue

De nombreuses solutions ont été proposées dans le but de réduire ou d'éliminer ce phénomène. Il existe des méthodes comme celle de la couche limite (*boundary layer*) qui consiste à remplacer la fonction *sign* de la loi de commande par une approximation continue à gain élevé dans un proche voisinage de  $S$  [58], et saturée en dehors de ce voisinage. Le régime glissant qui en résulte n'est plus confiné dans  $S$ , mais dans un proche voisinage de celui-ci. Dans ce cas, le système est dit en régime *pseudo-glissant*. Ces méthodes réduisent la robustesse de la commande. Elles sont paramétrées par une constante positive  $\delta$  réglée pour avoir un bon compromis entre réduction du chattering et conservation de la robustesse. Dans les méthodes présentées ici, plus  $\delta$  est petit, plus

l'approximation tend vers la fonction  $sign$ , et donc meilleure est la robustesse, au détriment de la réduction du chattering.

Les 2 fonctions les plus utilisées sont :

**IV.5.1.1. La fonction saturation "sat"**

Cela consiste à remplacer la fonction  $sign(S)$  par la droite de pente  $1/\delta$  à l'intérieur d'une bande de largeur  $2\delta$  située de part et d'autre de la surface de glissement, la discontinuité étant conservée à l'extérieur de cette bande. Son expression est donnée par :

$$sat(S, \delta) = \begin{cases} sign(S) & \text{si } |S| > \delta \\ \frac{S}{\delta} & \text{si } |S| \leq \delta \end{cases} \quad (IV.43)$$

et représentée avec  $\delta = 1$  sur la figure ci-après.

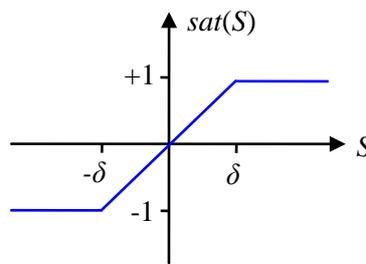


Figure IV.12 : Définition de la fonction « sat ».

**IV.5.1.2. La fonction "sign + saturation"**

On peut combiner la fonction  $sat$  précédente avec la fonction  $sign$ .

$$sat(S, \delta) = \begin{cases} (a+b) \cdot sign(S) & \text{si } |S| > \delta \\ a \frac{S}{\delta} + b \cdot sign(S) & \text{si } |S| \leq \delta \end{cases} \quad (IV.44)$$

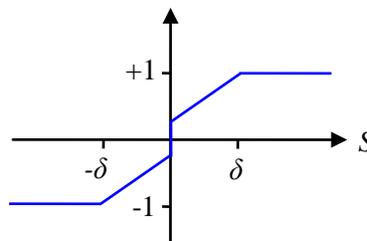


Figure IV.13 : Définition de la fonction « sign + sat ».

avec  $a > 0$ ,  $b > 0$  et  $a + b$  ne dépassant pas l'amplitude maximale de la commande. Elle est représentée avec  $\delta = 1$ ,  $a + b = 1$  et  $b = 0,3$  sur la figure (IV.13). Cela permet de conserver toute la robustesse des modes glissants pour des perturbations d'amplitude inférieure à  $b$  tout en diminuant le chattering par rapport à une commande d'amplitude  $a + b$ . Si l'amplitude de la perturbation est supérieure à  $b$ , la robustesse alors est dégradée comme dans le cas précédent. Cette solution est appropriée si l'on s'attend à des perturbations généralement faibles, mais pouvant être ponctuellement très fortes.

Il existe d'autres approximations moins utilisées, car plus coûteuses en temps de calcul :

- **La loi d'interpolation de puissance**

$$v(S, \delta) = \begin{cases} \text{sign}(S) & \text{si } |S| > \delta \\ (\delta/|S|)^{q-1} & \text{si } 0 < |S| \leq \delta \\ 0 & \text{si } S = 0 \end{cases} \quad (\text{IV.45})$$

avec  $q \in [0, 1[$

- **La fonction pseudo-sign "smooth"**

$$v(S, \delta) = \frac{S}{|S| + \delta} \quad (\text{IV.46})$$

- **La fonction "arctangente"**

$$v(S, \delta) = \frac{2}{\pi} \arctan\left(\frac{S}{\delta}\right) \quad (\text{IV.47})$$

- **La fonction "tangente hyperbolique"**

$$v(S, \delta) = \tanh\left(\frac{S}{\delta}\right) \quad (\text{IV.48})$$

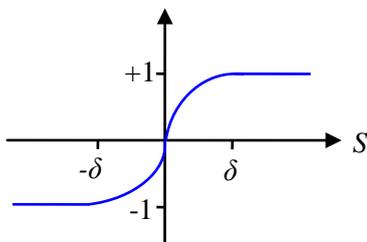


Figure IV.14 : Interpolation de puissance.

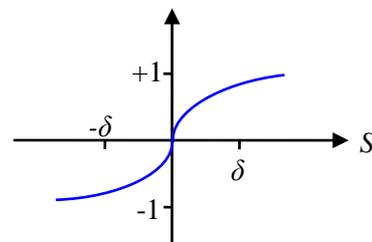


Figure IV.15 : La fonction « smooth ».

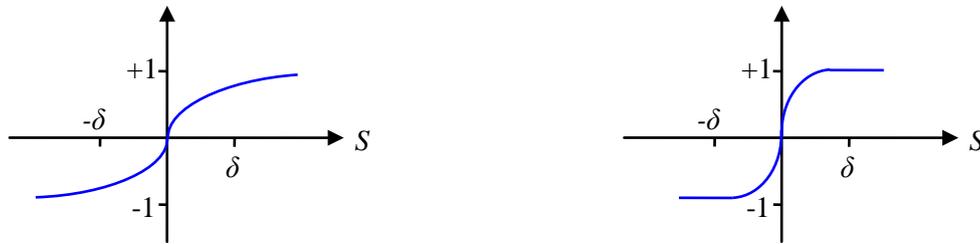


Figure IV.16 : La fonction « arctangente ». Figure IV.17 : La fonction « tangente hyperbolique ».

**Remarque (IV.1) :** Quelque soit la fonction utilisée pour la réduction du phénomène de chattering. Plus les seuils sont augmentés, plus le chattering est réduit, et la précision diminue. Il en résulte un écart statique qui est fonction des seuils utilisés. De plus la robustesse est à étudier, car l'insensibilité vis-à-vis des perturbations extérieures et l'invariance vis-à-vis des imprécisions du modèle cessent d'exister [62].

### IV.5.2. Utilisation d'observateur

Il existe également une méthode pour réduire le chattering basée sur l'utilisation d'observateurs. L'idée de base [58] consiste à générer un régime glissant dans une boucle contenant l'observateur du système au lieu de le générer dans une boucle contenant le système (figure (IV.18)). Vu que l'observateur est indépendant des dynamiques non modélisées, un mode glissant presque idéal prend place dans la boucle fermée de l'observateur, uniquement troublé par la fréquence d'échantillonnage finie (ou par des dynamiques non modélisées ou des retards internes au système s'ils n'ont pas été modélisés). La commande fait donc tendre l'état estimé vers un voisinage proche de l'origine. Mais l'état estimé ne converge vers l'état réel que selon les dynamiques de l'observateur, qui peuvent ne converger qu'asymptotiquement, et ne prendre en compte les perturbations non modélisées que lentement. Cette commande en quelque sorte "fait l'autruche", ne tenant pas compte de l'état réel.

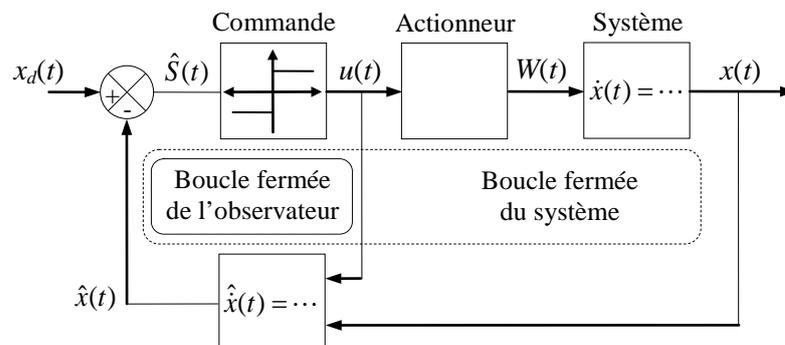


Figure IV.18 : Schéma bloc de la réduction du chattering avec un observateur.

Une autre méthode assez répandue consiste à étendre le système (augmenter son ordre et son degré relatif) en rajoutant un intégrateur devant la commande réelle  $u$ .  $u$  devient alors une variable d'état du système, la nouvelle commande discontinue étant alors  $\dot{u}$ . Commandée par une commande  $\dot{u}$  discontinue,  $u$  est un signal triangulaire, donc Lipschitz, de bande passante beaucoup plus faible qu'un signal discontinu. Cela permet de moins exciter les dynamiques rapides négligées, et d'être moins sensible aux retards. Cette technique permet de réduire efficacement le chattering, mais :

- ✓ la commande ne peut plus compenser les perturbations discontinues, mais seulement les perturbations Lipschitz ;
- ✓ cette méthode nécessite d'estimer une dérivée supplémentaire de la sortie, ce qui peut devenir très difficile voire impossible en pratique sur des systèmes de degré relatif supérieur à 1 ou 2.

#### IV.5.3. Système adaptatif flou

En utilisant le même principe que celui de la couche limite, Lin et Chen ont introduit une bande de transition floue [67]. Le système flou considéré est de type Mamdani, il a la surface de glissement comme entrée et la commande globale comme sortie. La bande de transition ainsi construite est non linéaire. Les trois règles floues utilisées correspondent à la valeur de la fonction *sign*. Le phénomène de chattering est certes éliminé néanmoins la commande permettant la phase d'approche reste difficile à calculer, car les bornes des incertitudes et des perturbations sont généralement inconnues. Dans [68], l'auteur a proposé de faire varier le gain de glissement à l'aide d'un système flou. Ainsi, sa valeur diminue au fur et à mesure que le système s'approche de la surface de glissement. Dans [69], la partie discontinue de la commande avec saturation a été substituée par un système flou adaptatif. Le contrôleur a pour entrée la surface de glissement et délivre en sortie la meilleure approximation de la commande. A l'égard de sa performance, sa convergence dépend de la valeur initiale de la partie ajustable.

#### IV.5.4. Solution par des modes glissants d'ordre supérieur

Les modes glissants d'ordre supérieur ont été introduits pour pallier au problème du chattering tout en gardant les propriétés de convergence en temps fini et de robustesse des commandes par mode glissant classiques. Dans cette approche, le terme discontinu n'apparaît plus directement dans l'expression de la commande synthétisée mais dans une de ses dérivées supérieures ce qui a le mérite de réduire le chattering.

Afin de pallier aux insuffisances et inconvénients de la commande par mode glissant classique (ou d'ordre 1) utilisée dans les sections précédentes pour le contrôle des puissances statoriques de la GADA, une hybridation des deux dernières méthodes (logique floue et mode glissant d'ordre 2) cités précédemment pour l'élimination du phénomène de chattering sera étudiée et appliquée dans la suite de ce chapitre. Cette méthode sera nommée « commande par mode glissant d'ordre 2 flou » ou par abréviation FSOSMC (en anglais : Fuzzy Second Order Sliding Mode Control).

## IV.6. Commande par mode glissant d'ordre 2 de la GADA

### IV.6.1. Modes glissants d'ordre supérieur

Les modes glissants d'ordre supérieur ont été introduit par Emel'yanov [70] et Levantovsky [71]. Ils représentent une extension des modes glissants d'ordre 1 à un degré plus élevé. Cette généralisation conserve la principale caractéristique en terme de robustesse que celle des modes glissants classiques. Ils permettent aussi de réduire leur principal inconvénient : l'effet de chattering au voisinage de la surface de glissement. L'extension des modes glissants d'ordre 1 aux modes glissants d'ordre supérieur est caractérisée par le choix d'une commande discontinue agissant non pas sur la surface de glissement mais sur ses dérivées supérieures.

L'inconvénient principal de la commande par mode glissant d'ordre supérieur réside dans le besoin de connaître les variables d'état et leurs dérivées. Il en résulte alors que pour la synthèse d'un contrôleur par mode glissant d'ordre  $r$ , les fonctions  $(S, \dot{S}, \ddot{S}, \dots, S^{(r-1)})$  sont nécessaires [65].

#### IV.6.1.1. Principe de fonctionnement

Le régime glissant standard agit sur la surface de glissement afin de l'annuler. Un régime glissant d'ordre  $r$  (noté  $r$ -glissant) agit sur la surface et ses  $(r-1)$  premières dérivées successives par rapport au temps. L'objectif est de forcer le système à évoluer non seulement sur la surface mais aussi sur ses  $(r-1)$  premières dérivées successives et à maintenir l'ensemble de glissement à zéro :

$$S = \dot{S} = \ddot{S} = \dots = S^{(r-1)} = 0 \quad (\text{IV.49})$$

où  $r$  désigne le degré relatif du système, qui signifie le nombre minimum de fois qu'il faut dériver la surface, par rapport au temps, pour faire apparaître la commande explicitement.

Il est calculé en déterminant les dérivées successives de  $S$  [65] :

$$\begin{aligned}
 r = 1, \text{ i.e., } \frac{\partial}{\partial u} \dot{S} &\neq 0 \\
 r \geq 2, \text{ i.e., } \frac{\partial}{\partial u} S^i &= 0 \quad (i = 1, \dots, r-1) \quad \frac{\partial}{\partial u} S^r \neq 0
 \end{aligned}
 \tag{IV.50}$$

Afin de conserver la caractéristique d'atténuation de chattering tout en limitant le nombre de capteurs nécessaires pour la mise en œuvre de la commande, dans notre étude, nous nous sommes limités au mode glissant d'ordre 2.

#### **IV.6.1.2. Commande par mode glissant d'ordre 2**

Le but de ce type de contrôleurs est de générer un régime glissant du second ordre sur une surface  $S$  par l'annulation de  $S$  elle-même ainsi que de sa dérivée  $\dot{S}$  en un temps fini ( $S = \dot{S} = 0$ ).

La caractéristique principale de cette stratégie est que la partie discontinue apparaît sur la dérivée de la commande  $\dot{u}$ . Finalement lorsque l'on fait le calcul de la commande du système  $u = \int \dot{u}$ , elle devient continue limitant ainsi le phénomène de chattering.

#### **❖ L'algorithme du Super-Twisting**

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

Cette commande se décompose en un terme algébrique (non dynamique) et un terme intégral. On peut donc considérer cet algorithme comme une généralisation non linéaire d'un PI [58].

L'algorithme du Super-Twisting, à l'instar des autres algorithmes de la même catégorie, nécessite uniquement l'information sur  $S$  et entraîne l'annulation de celle-ci et  $\dot{S}$  en un temps fini. Il permet aussi de construire un dérivateur appelé généralement différenciateur exact [65].

La convergence de cet algorithme est régie par des rotations autour de l'origine du diagramme de phase (appelées aussi Twisting), comme illustré par la figure (IV.19). La loi de commande du Super-Twisting est formée de deux parties. La première  $u_1$  est définie par sa dérivée par rapport au temps, tandis que la deuxième  $u_2$  est continue et en fonction de la variable de glissement. Pour un mode glissant réel, la loi de commande sera donnée par [65] :

$$\begin{aligned} u_{dis} &= -u_1 - u_2 \\ \dot{u}_1 &= \alpha \cdot \text{sign}(S), \quad u_2 = \beta \cdot |S|^{(0.5)} \cdot \text{sign}(S) \end{aligned} \quad (\text{IV.51})$$

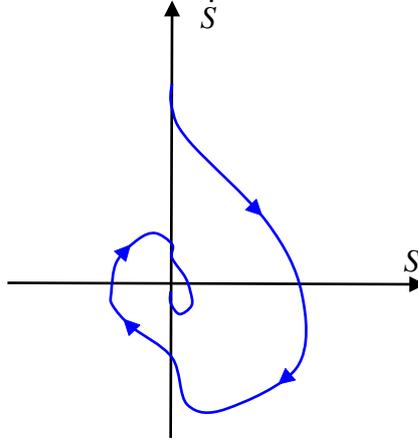


Figure IV.19 : Convergence en temps fini de l'algorithme du Super-Twisting.

#### IV.6.2. Commande par mode glissant d'ordre 2 des puissances de la GADA

La stratégie de commande proposée est basée sur l'algorithme *supertwisting* défini dans la section précédente [56]. Cette stratégie a été utilisée dans certaines applications spécifiques, mais son exploitation dans le contrôle de systèmes à énergie renouvelables, et en particulier les génératrices, est récent.

Dans ce cadre, nous considérons les surfaces définies par les équations (IV.28) :

$$\begin{cases} S_1 = P_s^* - P_s \\ S_2 = Q_s^* - Q_s \end{cases} \quad (\text{IV.52})$$

En se basant sur l'équation (IV.30), nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* - \frac{\omega_s \psi_s M}{L_s} \dot{I}_{rq} + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \\ \ddot{S}_1 = Y_1(t, x) + A_1(t, x) \cdot V_{rq} \end{cases} \quad (\text{IV.53})$$

Et :

$$\begin{cases} \dot{S}_2 = \dot{Q}_s^* + \frac{\omega_s \psi_s M}{L_s} \dot{I}_{rd} - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} \\ \ddot{S}_2 = Y_2(t, x) + A_2(t, x) \cdot V_{rd} \end{cases} \quad (\text{IV.54})$$

Où  $Y_1(t, x)$ ,  $Y_2(t, x)$ ,  $A_1(t, x)$  and  $A_2(t, x)$  sont des fonctions incertains qui satisfont [72]:

$$\begin{cases} Y_1 > 0, |Y_1| > \lambda_1, 0 < K_{m1} < A_1 < K_{M1} \\ Y_2 > 0, |Y_2| > \lambda_2, 0 < K_{m2} < A_2 < K_{M2} \end{cases} \quad (IV.55)$$

En se basant sur l'algorithme de *supertwisting* introduit par Levant dans [72], la commande par mode glissant d'ordre 2 proposée contient deux parties :

$$V_{rq} = v_1 + v_2 \quad (IV.56)$$

Avec :

$$\begin{aligned} \dot{v}_1 &= -k_1 \cdot \text{sign}(S_1) \\ v_2 &= -l_1 \cdot |S_1|^\rho \cdot \text{sign}(S_1) \end{aligned} \quad (IV.57)$$

$$V_{rd} = w_1 + w_2 \quad (IV.58)$$

Avec :

$$\begin{aligned} \dot{w}_1 &= -k_2 \cdot \text{sign}(S_2) \\ w_2 &= -l_2 \cdot |S_2|^\rho \cdot \text{sign}(S_2) \end{aligned} \quad (IV.59)$$

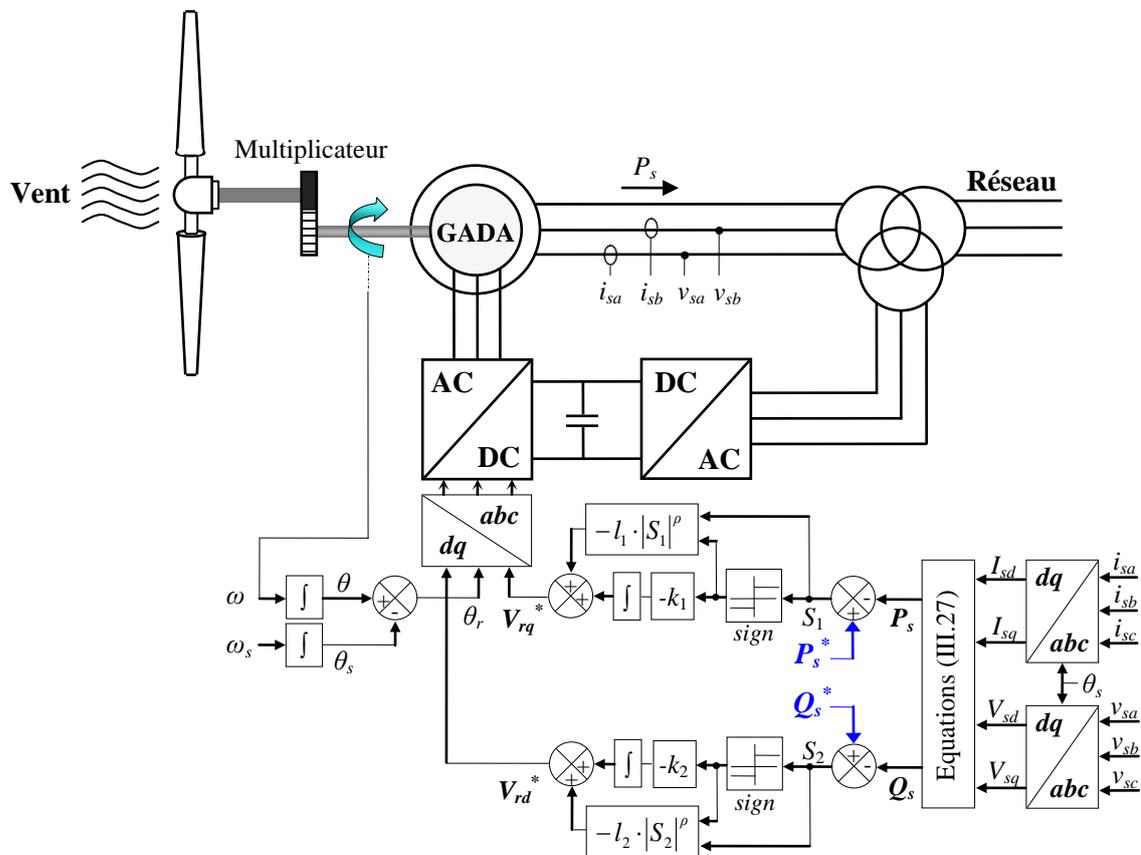


Figure IV.20 : Schéma bloc de la commande par mode glissant d'ordre 2 de la GADA.

Afin d'assurer la convergence des surfaces glissantes vers zero dans un temps fini, les gains de la commande proposée peuvent être choisis comme suit [71] :

$$\left\{ \begin{array}{l} k_i > \frac{\lambda_i}{K_{mi}} \\ l_i^2 \geq \frac{4\lambda_i}{K_{mi}^2} \cdot \frac{K_{Mi} \cdot (k_i + \lambda_i)}{K_{mi} \cdot (k_i - \lambda_i)}; i = 1, 2 \\ 0 < \rho \leq 0.5 \end{array} \right. \quad (IV.60)$$

La figure (IV.20), présente le schéma bloc de la commande des puissances statoriques active et réactive de la GADA par mode glissant d'ordre 2.

## IV.7. Commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA

### IV.7.1. Principe de la commande par mode glissant d'ordre 2 flou

On a vu dans des sections précédentes que l'inconvénient majeur de la commande par mode glissant, réside dans la présence du phénomène de chattering. Parmi les solutions utilisées pour l'élimination de ce dernier est l'utilisation de nouvelles techniques tel que la commande par mode glissant d'ordre 2. Cette dernière a prouvé dans plusieurs travaux et applications de recherches son efficacité dans la minimisation du phénomène en question qui est dû essentiellement à la présence d'un terme de commande discontinu comportant la fonction *sign*.

Dans notre proposition qui permette la combinaison entre la logique floue et le contrôle par mode glissant d'ordre 2, nous appelons le contrôleur résultant de cette combinaison : contrôleur par mode glissant d'ordre 2 flou, celui-ci présente la même structure de commande par mode glissant d'ordre 2 étudiée dans la section précédente, mis à part les fonctions *sign* existantes dans les termes de commandes (équations (IV.57) et (IV.59)), qui seront remplacées par des fonctions floues (voir annexe B). Ces fonctions possèdent une entrée et une sortie, et la base de règle sert à établir une connexion entre les surfaces de glissement  $S_i$  ( $S_1$  ou  $S_2$ ) et les commandes  $U_i$  ( $v_{i=1 \text{ ou } 2}$  ou  $w_{i=1 \text{ ou } 2}$ ).

Ceci est interprété par des règles de la forme : Si-Alors.

- si  $S_i$  est **GN** Alors  $U_i$  est **TG**
- si  $S_i$  est **PN** Alors  $U_i$  est **G**
- si  $S_i$  est **ZE** Alors  $U_i$  est **M**
- si  $S_i$  est **PP** Alors  $U_i$  est **P**

- si  $S_i$  est **GP** Alors  $U_i$  est **TP**

Avec :

**TG** : Très Grand, **M** : Moyen, **P** : Petit, **G** : Grand, **TP** : Très Petit, **GN** : Grand Négatif,

**PN** : Petit Négatif, **ZE** : Egale Zéro, **PP** : Petit positif, **GP** : Grand positif.

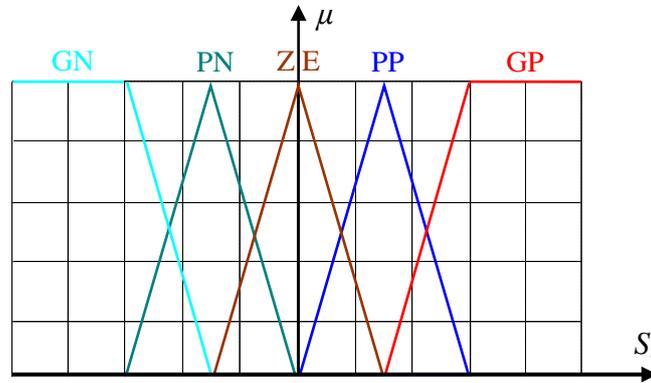


Figure IV.21 : Fonctions d'appartenance de l'entrée normalisée de la fonction floue.

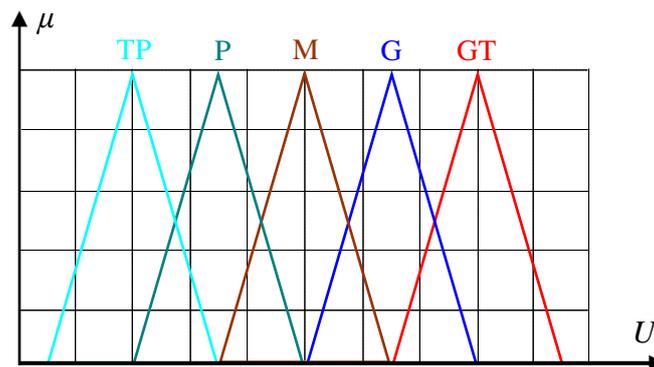


Figure IV.22 : Fonctions d'appartenance de la sortie normalisée de la fonction floue.

Les fonctions floues utilisées ayant une entrée  $S_i$  ( $S_1$  ou  $S_2$ ) de cinq fonctions d'appartenance et une sortie  $U_i$  ( $v_{i=1 \text{ ou } 2}$  ou  $w_{i=1 \text{ ou } 2}$ ) de cinq fonctions d'appartenance qui sont représentées dans les figures (IV.21) et (IV.22) respectivement.

La figure suivante, présente le schéma bloc de la commande des puissances statoriques active et réactive de la GADA par mode glissant d'ordre 2 flou.

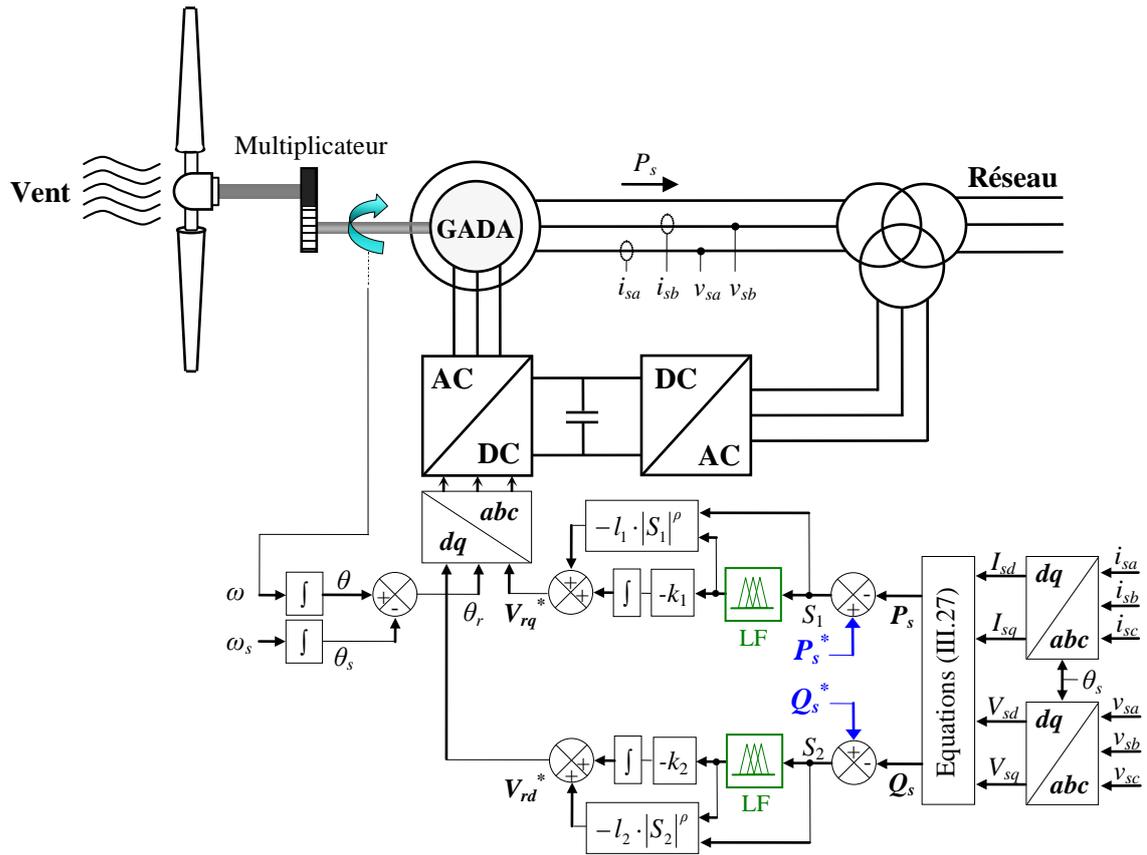


Figure IV.23 : Schéma bloc de la commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA.

## IV.8. Résultats de simulation et discussions

Dans cette section nous allons présenter les résultats de simulation par le logiciel Matlab/Simulink de la commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA. Une comparaison de cette dernière avec la commande par mode glissant d'ordre 2 classique et celle d'ordre 1 est élaborée dans cette section. Les paramètres de la machine utilisée dans la simulation sont similaires à ceux utilisés dans le chapitre précédent.

### IV.8.1. Simulation du contrôle des puissances statoriques de la GADA

Ce paragraphe va permettre de tester et de comparer les performances des différents régulateurs par mode glissant étudiés en simulation, utilisés avec le modèle de la machine asynchrone présenté au chapitre 3. Trois catégories de tests ont été effectués, à savoir : suivi de consigne, sensibilité aux perturbations et robustesse vis-à-vis les variations paramétriques. Les consignes de puissances active et réactive utilisées dans les trois tests sont similaires et identiques à celles utilisées dans les simulations précédentes.

IV.8.1.1. Suivi des consignes de régulation

Le premier essai consiste à réaliser des échelons de puissance active et réactive alors que la machine est entraînée à vitesse fixe.

L'objet principal de ce test est l'étude et la comparaison du comportement des trois types de contrôleurs par mode glissant (SMC, SOSMC et FSOSMC) utilisés dans ce chapitre vis-à-vis le suivi des consignes de régulation proposées et l'effet du phénomène de chattering sur la qualité du courant sortant des enroulements statorique de la GADA.

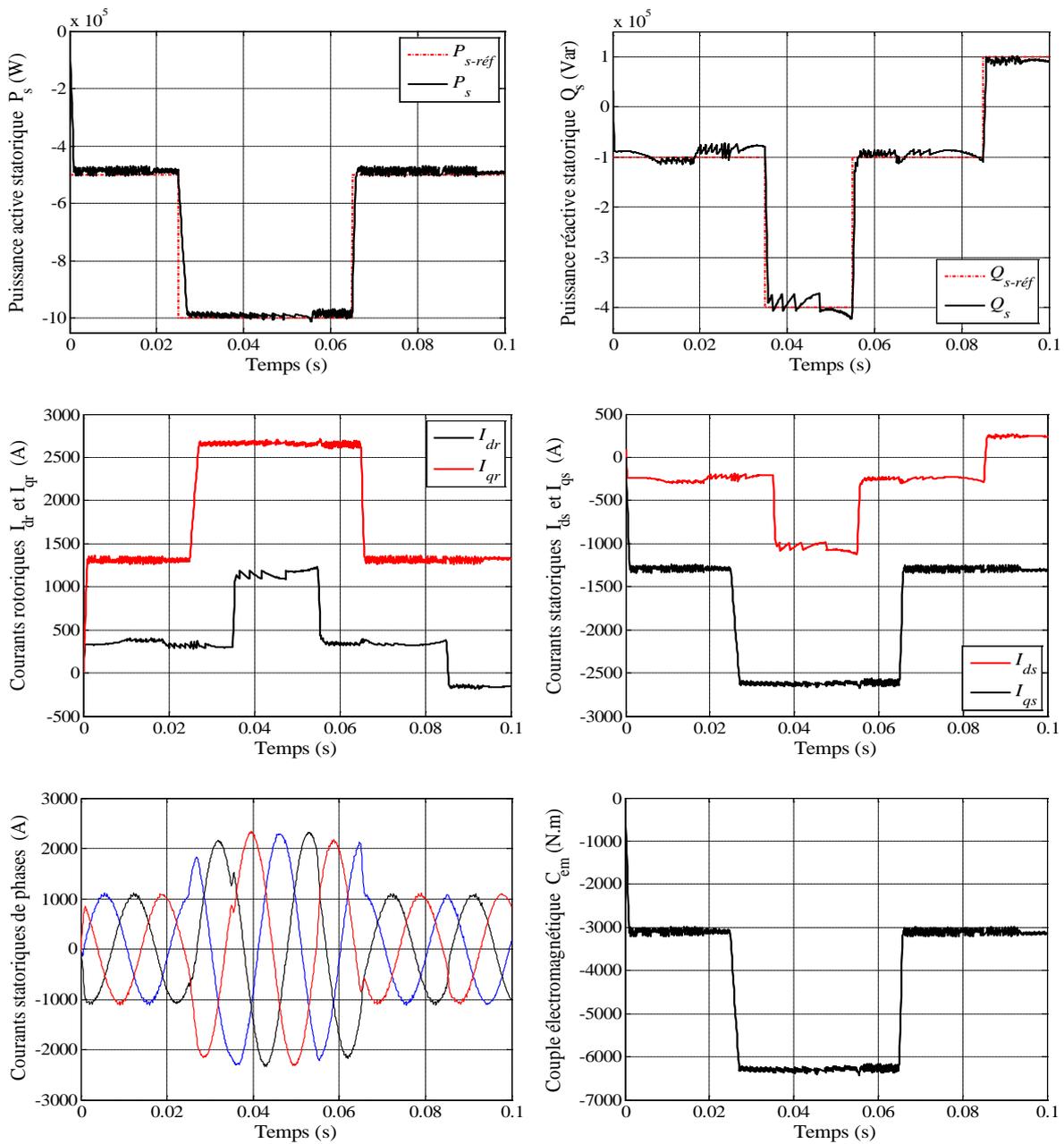


Figure IV.24 : Commande par mode glissant en puissances de la GADA (Test de suivi de consignes).

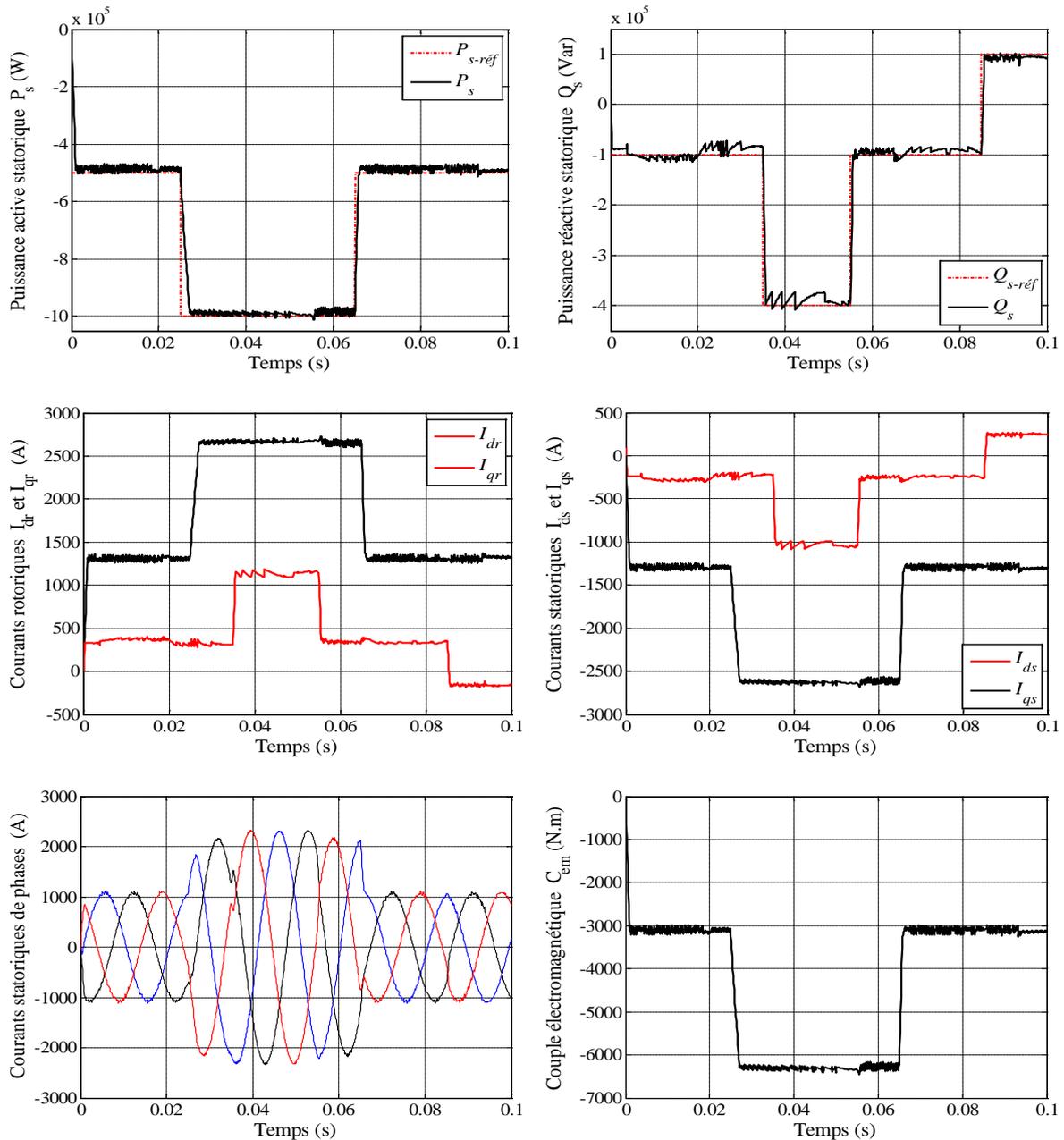


Figure IV.25 : Commande par mode glissant d'ordre 2 en puissances de la GADA (Test de suivi de consignes).

Les résultats de simulation obtenus sont montrés par les figures (IV.24), (IV.25), (IV.26) et (IV.27). Comme le montre ces figures, on remarque pour les trois types de contrôleurs utilisés que les puissances actives et réactives mesurées suivent parfaitement leurs références et avec un découplage presque parfait entre les deux axes  $d$  et  $q$ . Nous pouvons également remarquer que le couple électromagnétique dépend directement de la puissance active. Ceci est traduit par sa forme identique à celle de la puissance active. Dans ce cas, nous pouvons conclure que la puissance active est une conséquence du couple électromagnétique ; alors que la puissance réactive est une conséquence de l'excitation du

circuit rotorique. Nous constatons aussi que les composantes directes du courant statorique et du courant rotorique ainsi que les composantes en quadratures de ces courants présentent les mêmes allures, ce qui reflète l'équation (III.26). Par ailleurs, les résultats obtenus montrent que les courants statoriques de phases ont des formes presque sinusoïdales, ce qui signifie qu'une énergie de bonne qualité est fournie au réseau. Nous pouvons donc considérer que les trois types de contrôleurs ont de bonne performance vis-à-vis ce test.

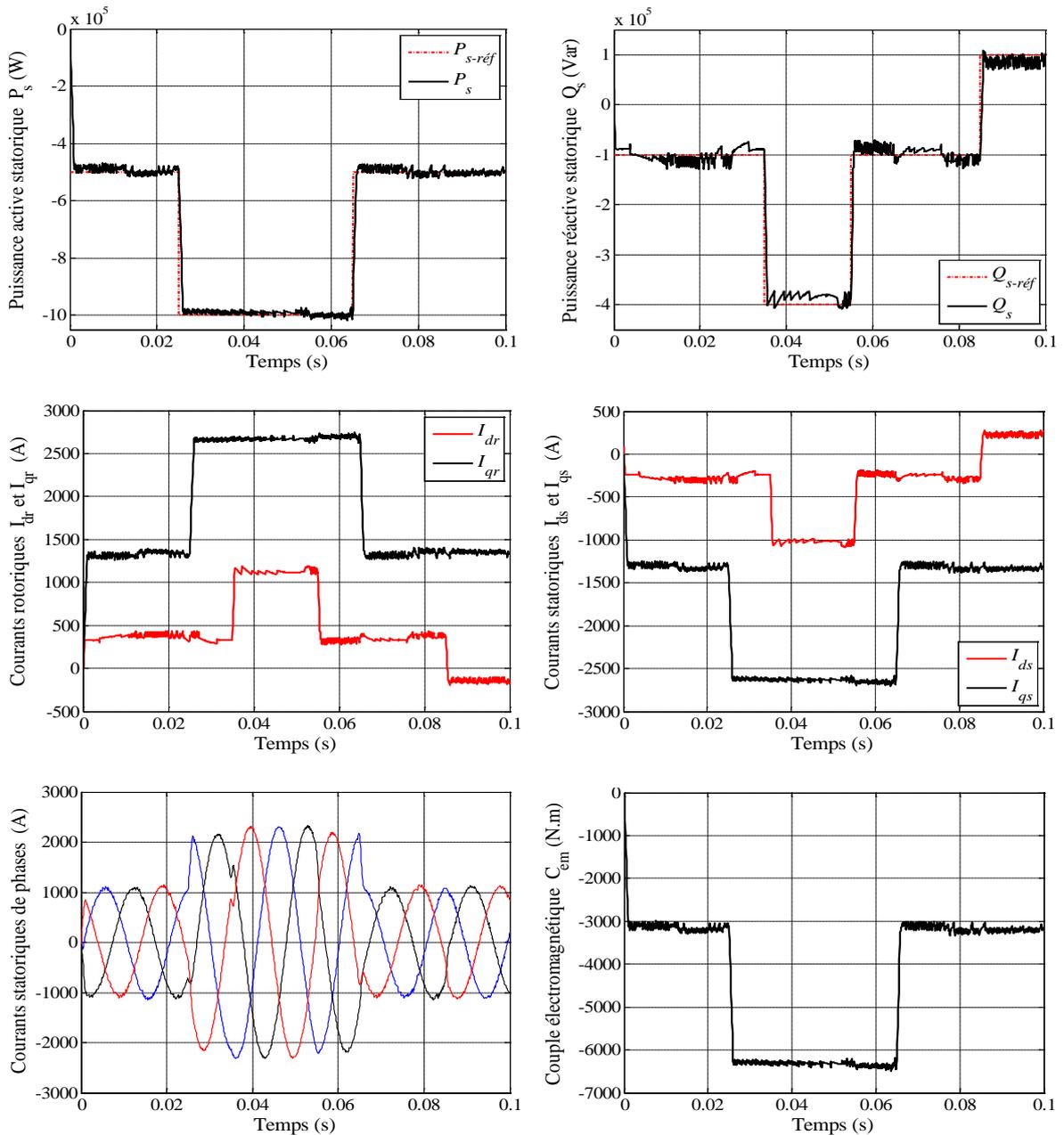


Figure IV.26 : Commande par mode glissant d'ordre 2 flou en puissances de la GADA (Test de suivi de consignes).

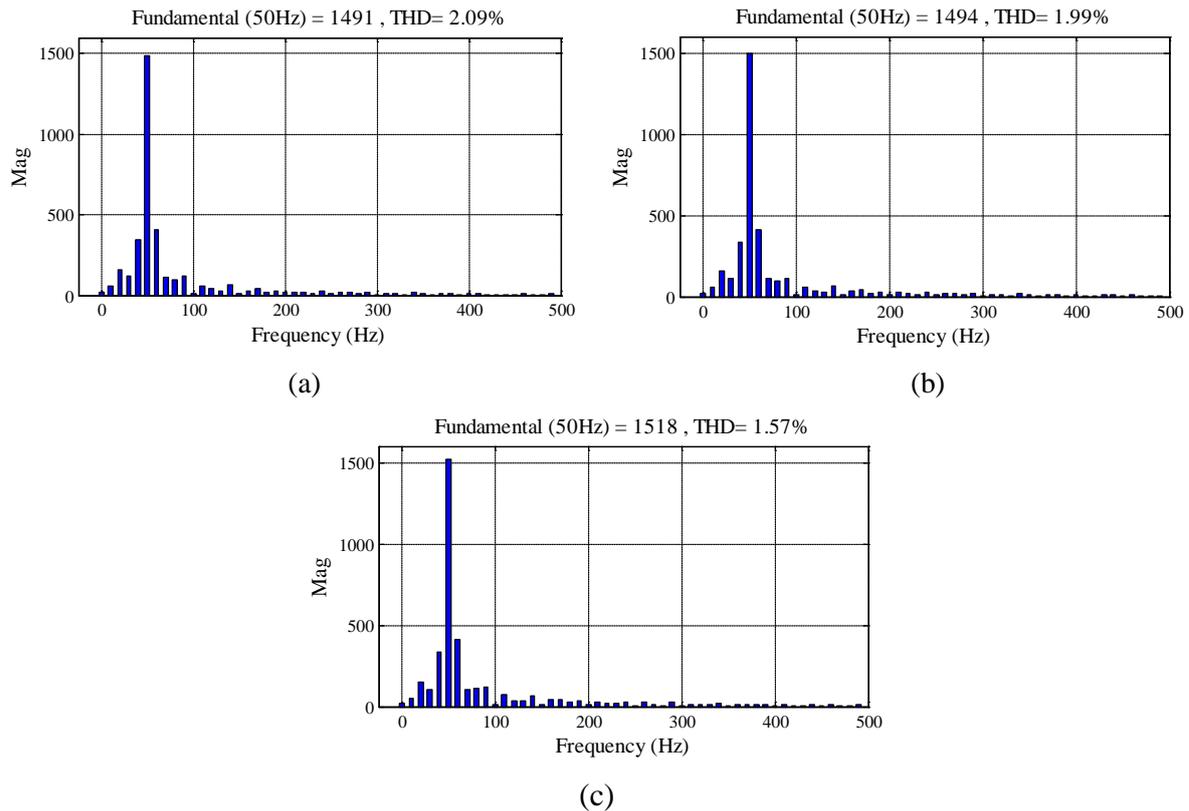


Figure IV.27 : Spectre d'harmonique d'une phase du courant statorique pour :  
(a) : SMC, (b) : SOSMC et (c) : FSOSMC.

D'un autre côté, on remarque d'après la figure (IV.27) qui illustre les spectres d'harmoniques d'une phase du courant statorique de la GADA, des trois types de contrôleurs, obtenu en utilisant la transformée de fourrier rapide (FFT) que le taux d'harmonique (THD) est réduit pour le contrôleur FSOSMC (THD = 1.57%) comparé au contrôleur SOSMC (THD = 1.99%) et celui du SMC (THD = 2.09%). Ces résultats nous permettent de conclure que le contrôleur adopté (FSOSMC) est le plus efficace vis-à-vis la réduction du phénomène de chattering par rapport aux autres contrôleurs.

#### IV.8.1.2. Sensibilité aux perturbations

Cet essai nous permet de vérifier le comportement de la commande en puissances de la GADA par les trois types de contrôleurs par mode glissant étudiées, lorsque la vitesse de rotation de la machine varie. Le profil de la vitesse mécanique de la GADA imposé est similaire à celui utilisé dans le chapitre précédent (figure (III.18)). Les résultats de simulation obtenus sont exposés dans la figure (III.19).

Cette figure montre que la variation de vitesse de rotation a induit un léger effet sur les courbes de puissances, presque similaire pour les trois types de contrôleurs étudiés, tel

qu'ont observé qu'une faible augmentation du temps de réponse est enregistrée sur les courbes des puissances actives et réactives des contrôleurs. Cet effet est instantané et il n'agit pas sur le régime permanent des puissances. Ce résultat est intéressant pour les applications de l'énergie éolienne pour assurer la stabilité et la qualité de l'énergie produite lorsque la vitesse varie.

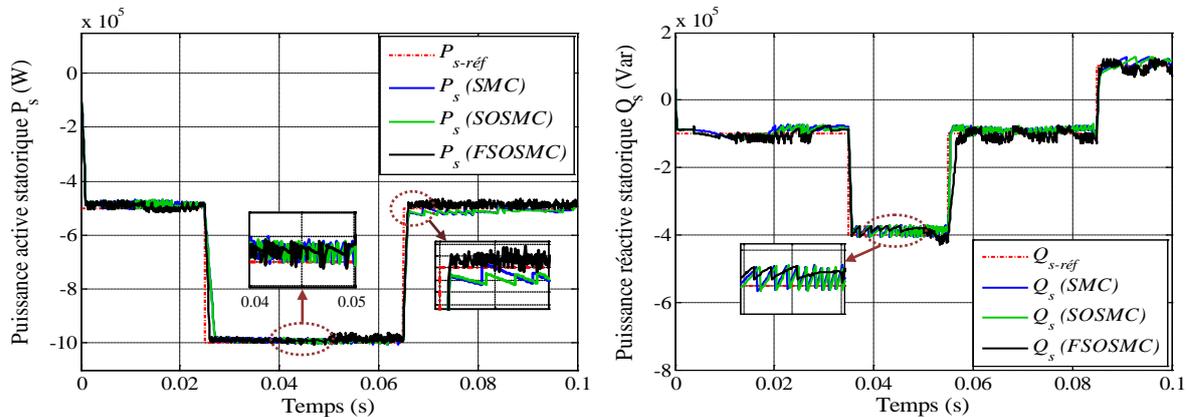


Figure IV.28 : Effet de variation de la vitesse de rotation sur la commande en puissances de la GADA.

#### IV.8.1.3. Robustesse

Dans le but de tester la robustesse de la commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA, nous avons également étudié l'influence des variations paramétriques sur les performances de la régulation. Une comparaison avec les deux autres types de commandes (SMC et SOSMC) est aussi effectuée dans ce test. A cet effet, les paramètres du modèle de la GADA ont été variés de la même façon que dans le chapitre précédent. Les résultats de simulation obtenus sont illustrés sur les figures (IV.29) et (IV.30).

D'après ces résultats, on peut remarquer pour les trois méthodes de commande que les consignes de puissances sont toujours suivies par la génératrice, aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive. Cependant nous constatons que les variations paramétriques ont engendré une légère augmentation de l'erreur statique sur les courbes de puissance réactive obtenues par les trois méthodes, par contre, ces variations ont présenté un effet considérablement faible sur les courbes de la puissance réactive.

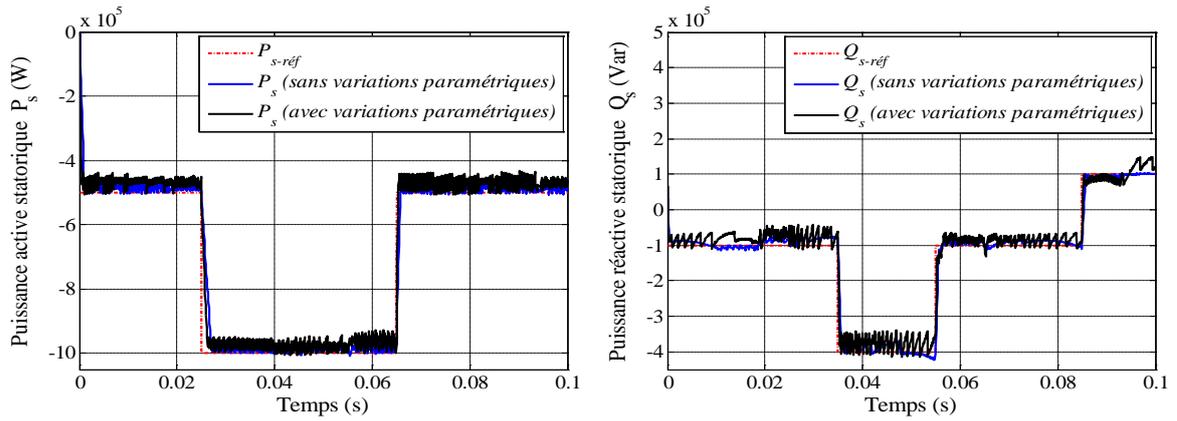


Figure IV.29 : Puissances actives et réactives obtenues de la commande par mode glissant de la GADA (avant et après les variations paramétriques).

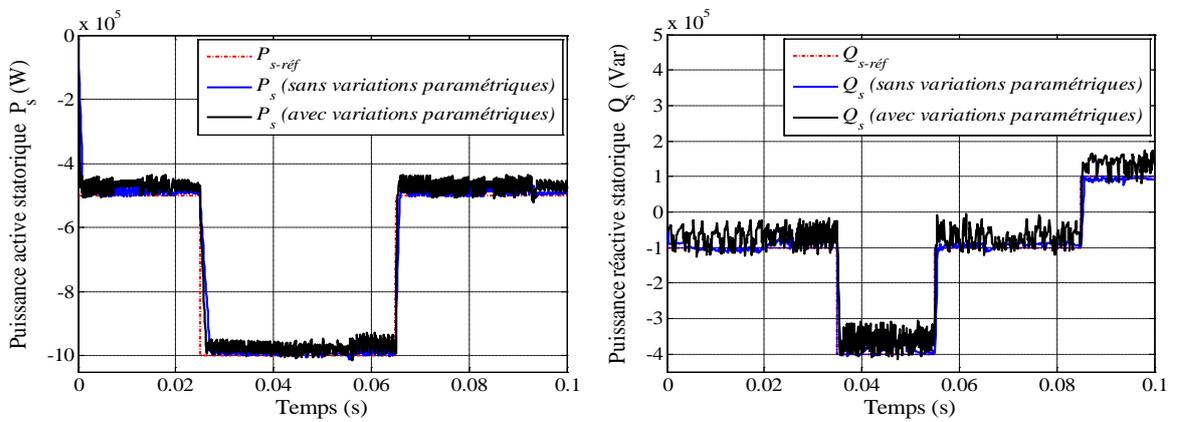


Figure IV.30 : Puissances actives et réactives obtenues de la commande par mode glissant d'ordre 2 de la GADA (avant et après les variations paramétriques).

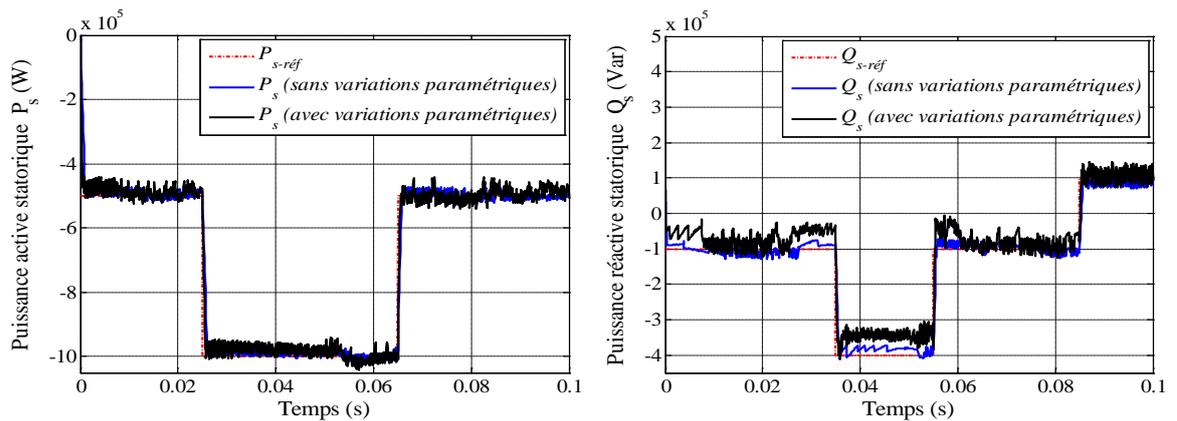


Figure IV.31 : Puissances actives et réactives obtenues de la commande par mode glissant d'ordre 2 flou de la GADA (avant et après les variations paramétriques).

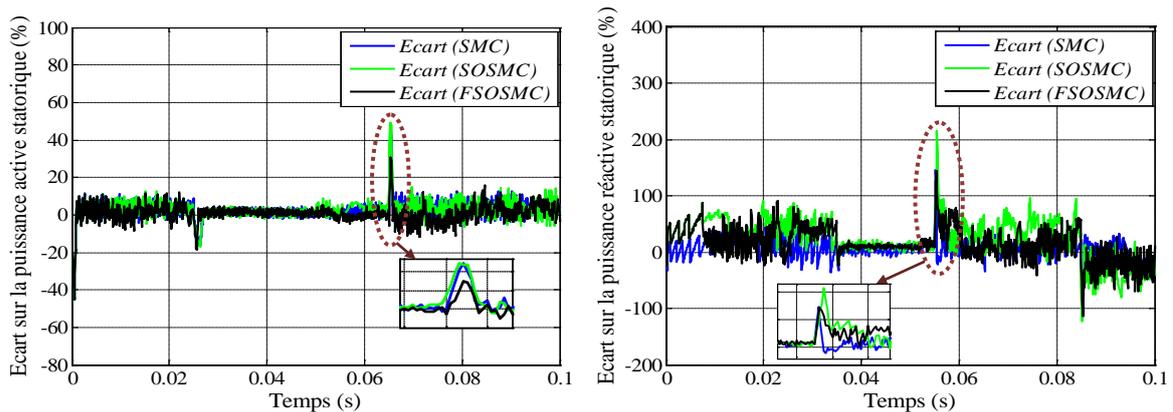


Figure IV.32 : Comparaison des écarts sur les puissances actives et réactives des trois méthodes de commande par mode glissant (SMC, SOSMC et FSOSMC) de la GADA (test de robustesse).

## IV.9. Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'établir la synthèse de trois contrôleurs non linéaires différents pour la commande de la génératrice asynchrone à double alimentation utilisée dans un système éolien. Un contrôleur par mode glissant d'ordre 1 qui a servi de référence de comparaison, un contrôleur par mode glissant d'ordre 2 et un contrôleur par mode glissant d'ordre 2 flou. Le but de ces régulateurs est d'assurer un contrôle robuste de l'échange des puissances active et réactive entre le stator de la machine et le réseau en modifiant l'amplitude et la fréquence des tensions rotoriques. Les techniques employées ont été testées à la fin de ce chapitre par simulations numériques tel qu'il a été observé que les nouvelles méthodes utilisées dans le but de l'amélioration des performances de la commande par mode glissant d'ordre 1 ont réussi à donner les résultats souhaités représentés par la minimisation du phénomène de chattering dans les grandeurs commandées tout en gardant les qualités et les performances désirées du système.

---

---

# **Chapitre V**

**Modélisation et commande d'un  
système de conversion photovoltaïque**

---

---

## **V.1. Introduction**

Ces dernières années, de nombreuses recherches se sont intéressées à l'utilisation des énergies renouvelables notamment l'énergie solaire ; cette dernière constitue une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres : elle est inépuisable, elle peut être produite localement et selon les besoins locaux, elle préserve l'environnement car elle n'émet pas de gaz à effet de serre, ne produit pas de déchets et n'entraîne aucun risque majeur et aucune nuisance significative.

Notre étude porte sur la mise en équations des composants d'un système photovoltaïque (PV) ; à cet effet nous donnerons en premier lieu des notions de base sur les cellules PV, les panneaux solaires, ainsi que l'influence des paramètres externes sur leur comportement. En deuxième partie, nous passerons à la modélisation des composants d'un système photovoltaïque à savoir ; le générateur PV et le convertisseur DC-DC. Après, nous allons nous intéresser à l'établissement d'une commande MPPT du système PV. Une validation du dispositif global (Système PV + commande MPPT) sera réalisée par simulation numérique à la fin du chapitre.

## **V.2. Cellule photovoltaïque**

Son fonctionnement est basé sur les propriétés des semi-conducteurs. C'est le seul convertisseur direct pour transformer la lumière en énergie électrique. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque découvert par A. Becquerel en 1839.

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux.

Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devient libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction), c'est l'énergie du " bande gap ", notée  $E_g$  et exprimée en électron-volt ( $eV$ ) (voir figure (V.1)). Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur, elle va de 1 à 1,8  $eV$  pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1,1  $eV$  pour le silicium cristallin, et de 1,7  $eV$  pour le silicium amorphe [73].

Le rayonnement arrivant sur la cellule solaire sera en partie réfléchi, une autre partie sera absorbée et le reste passera à travers l'épaisseur de la cellule. Les photons absorbés

dont l'énergie est supérieure à la largeur de la bande interdite vont libérer un électron négatif, laissant un " trou " positif. Pour séparer cette paire de charges électriques de signes opposés et recueillir un courant électrique, il faut introduire un champ électrique  $E$ , de part et d'autre de la jonction [74].

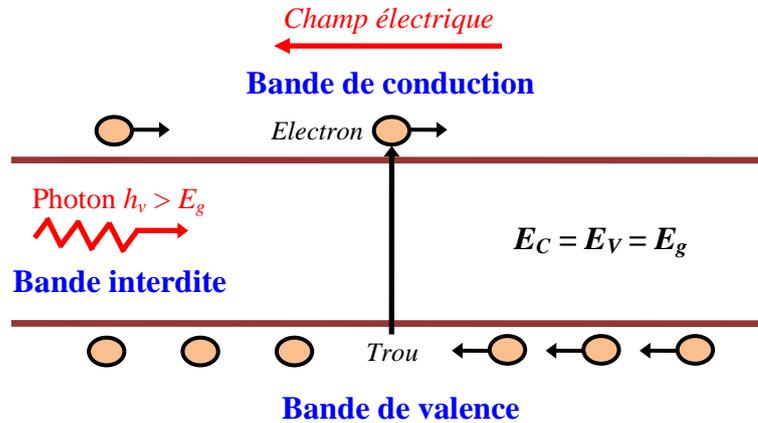


Figure V.1 : Phénomène de conduction dans les matériaux semi-conducteurs.

La méthode utilisée pour créer ce champ est celle du dopage par des impuretés. Deux méthodes de dopage sont possibles (voir figure (V.2)) :

- Dopage type P ;
- Dopage type N.

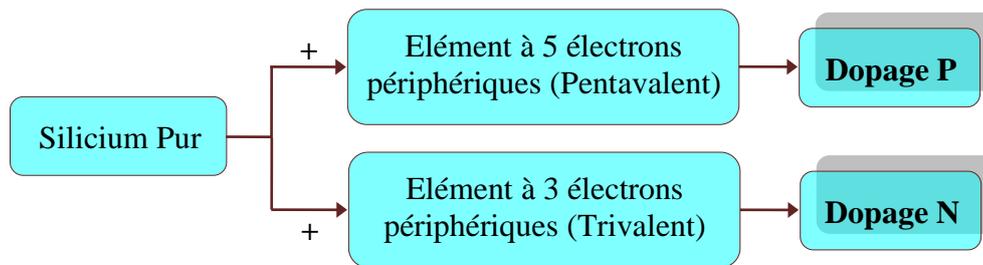


Figure V.2 : Dopage de type N et dopage de type P.

Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type N et type P) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule photovoltaïque [74].

### V.2.1. Polarisation de la jonction PN

En polarisant électriquement une jonction PN à base de Silicium, on obtient la caractéristique statique  $I_d(V)$  représentée sur figure (V.3) [75].

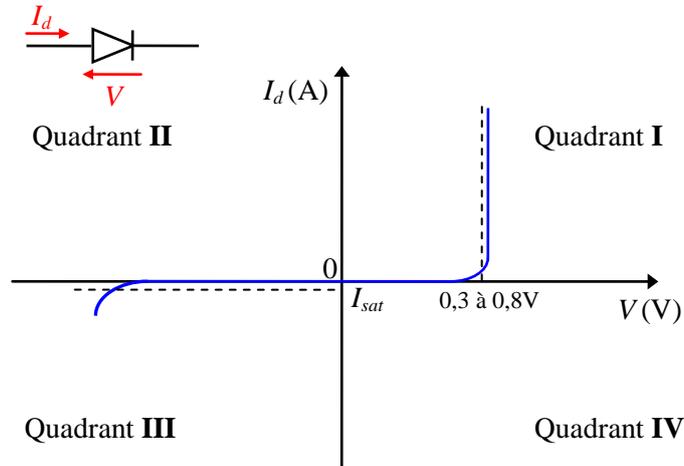


Figure V.3 : Caractéristique d'une jonction PN polarisée.

L'équation qui caractérise le modèle mathématique de la jonction est donnée par :

$$I_d = I_{sat} \left[ \exp\left(\frac{q \cdot V}{A \cdot K \cdot T}\right) - 1 \right] \quad (V.1)$$

Avec :

$I_{sat}$  : courant de saturation ;

$T$  : température de jonction (en °K) ;

$A$  : facteur d'idéalité ;

$q$  : charge élémentaire de l'électron, égale à  $1,602 \cdot 10^{-19}$  C ;

$K$  : constante de Boltzmann, égale à  $1,381 \cdot 10^{-23}$  J/°K.

### V.2.2. Jonction PN sous éclairage

Si l'on soumet une jonction PN de faible épaisseur à un flux lumineux, il en résulte une augmentation du courant inverse de saturation proportionnelle au flux lumineux.

Physiquement, cet effet se traduit de deux manières :

- Dans le quadrant III, le système fonctionne en récepteur, c'est la photo-résistance ;
- Dans le quadrant IV, le système fonctionne en générateur; c'est la cellule photovoltaïque à jonction PN.

Le réseau de caractéristiques est alors donné par la figure (V.4). On s'intéresse

uniquement au quadrant IV pour la réalisation de générateurs photovoltaïques à partir de cellules photovoltaïques. Pour cela, les caractéristiques sont représentées dans un nouveau repère  $I_p(V_p)$  donné par la figure (V.5) où le courant de saturation inverse est compté positivement.

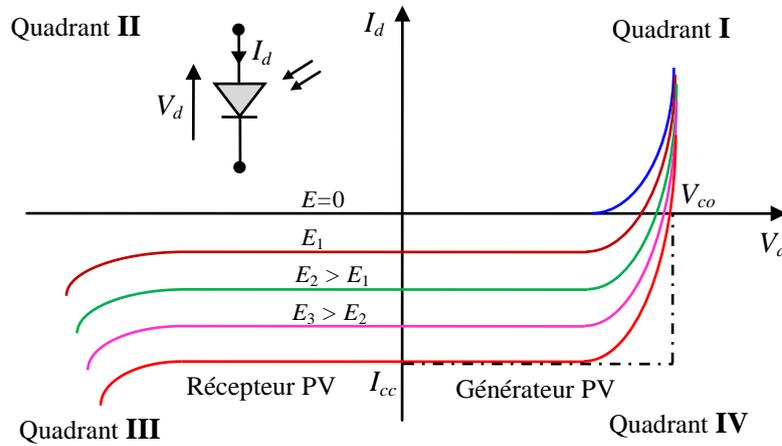


Figure V.4 : Caractéristique d'une jonction PN sous éclairement

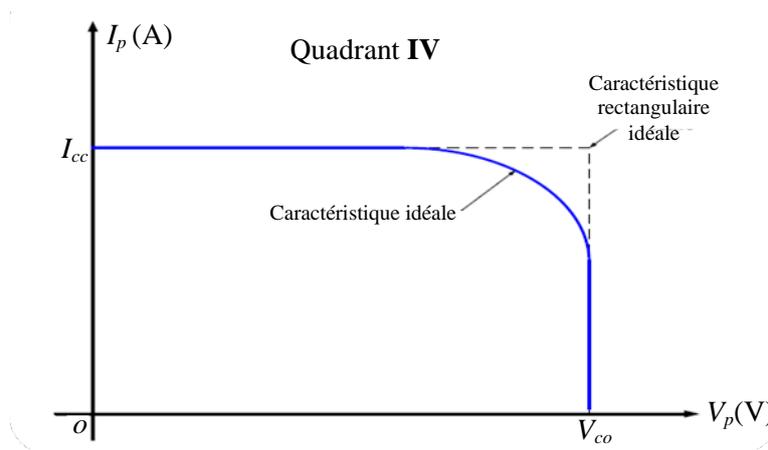


Figure V.5 : Caractéristique  $I_p(V_p)$  d'une cellule photovoltaïque idéale.

Avec respectivement :

$I_p$  et  $I_{cc}$  : courants photovoltaïque et de court-circuit ;

$V_p$  et  $V_{co}$  : tensions photovoltaïque et en circuit ouvert.

### V.3. Modélisation d'un générateur photovoltaïque

#### V.3.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Depuis l'invention de la cellule solaire en 1954, plusieurs modèles ont été proposés pour décrire son fonctionnement et son comportement sous différentes conditions

météorologiques (éclairage et température) ; ces modèles ont été affirmés au cours du temps et en fonction des moyens de calcul disponibles. Les modèles les plus utilisés sont :

- ✓ Modèle à une seule exponentielle ;
- ✓ Modèle à deux exponentielles ;
- ✓ Modèle simplifié.

**V.3.1.1. Modèle à une seule exponentielle**

Ce modèle est connu sous l'appellation à une seule diode, car le schéma électrique équivalent de la cellule solaire comporte une seule diode comme le montre la figure ci-dessous [76].

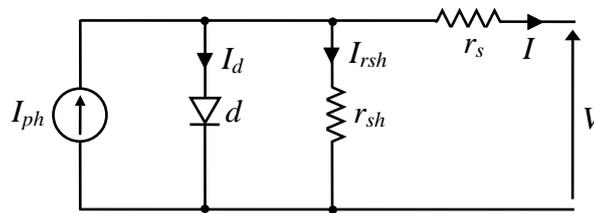


Figure V.6 : Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire (modèle à une exponentielle).

La caractéristique courant-tension est décrite par l'expression suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left[ \exp\left(\frac{q \cdot (V + r_s \cdot I)}{A \cdot K \cdot T}\right) - 1 \right] - \frac{V + r_s \cdot I}{r_{sh}} \tag{V.2}$$

Avec :

$I$  : courant délivré par la cellule PV ;

$V$  : tension délivrée par la cellule PV ;

$I_{ph}$  : courant photo-généré ;

$I_s$  : courant de saturation de la diode dépendant de la température ;

$r_s$  : résistance série, représente les diverses résistances de contacts et de connexions ;

$r_{sh}$  : résistance shunt, caractérise les divers courants de fuite dus à la diode et aux effets de bords de la jonction ;

$T$  : température de la cellule (en °K).

**V.3.1.2. Modèle à double exponentielle**

Le schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque (modèle à double exponentielle) est représenté sur la figure suivante [76] :

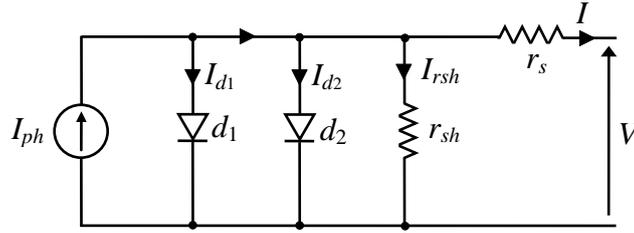


Figure V.7 : Schéma équivalent d'une cellule solaire (modèle à double exponentielle).

Le deuxième terme de l'équation (V.2) n'est rien d'autre que l'expression qui donne le courant de la diode ; il est représenté sous la forme de la superposition linéaire d'un courant de diffusion et d'un courant de génération recombinaison selon l'équation suivante :

$$I_d = I_{s1} \cdot \left[ \exp\left(\frac{q \cdot (V + r_s \cdot I)}{A_1 \cdot K \cdot T}\right) - 1 \right] + I_{s2} \cdot \left[ \exp\left(\frac{q \cdot (V + r_s \cdot I)}{A_2 \cdot K \cdot T}\right) - 1 \right] \quad (V.3)$$

D'où, le modèle à double exponentielle dont la caractéristique courant-tension est décrit par l'expression ci-dessous :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \cdot \left[ \exp\left(\frac{q \cdot (V + r_s \cdot I)}{A_1 \cdot K \cdot T}\right) - 1 \right] - I_{s2} \cdot \left[ \exp\left(\frac{q \cdot (V + r_s \cdot I)}{A_2 \cdot K \cdot T}\right) - 1 \right] - \frac{V + r_s \cdot I}{r_{sh}} \quad (V.4)$$

### V.3.1.3. Modèle d'étude

Pour notre cas, le modèle choisi est celui « à une seule exponentielle », tel que sa caractéristique est décrite par l'expression (V.2) où les paramètres \$I\_{ph}\$, \$I\_s\$ et \$r\_{sh}\$ sont fonction de l'éclairement, de la température et de leurs valeurs de référence respectives (\$I\_{ph0}\$, \$I\_{s0}\$, \$r\_{sh0}\$ à 1 KW/m<sup>2</sup> et 25°C).

#### ❖ Courant photo-généré

Il s'exprime par la relation suivante [76] :

$$I_{ph} = I_{ph0} \cdot \frac{E}{E_0} \cdot \left[ 1 + (T - T_0) \cdot 5 \cdot 10^{-4} \right] \quad (V.5)$$

Avec :

\$E\$ : l'éclairement (\$E\_0 = 1000\$ W/m<sup>2</sup>) ;

\$T\$ : température en °K (\$T\_0 = 298\$ °K) ;

\$I\_{ph0}\$ : courant photo-généré par la diode à 25 °C.

❖ **Courant de saturation de diode**

Il est donné par la relation suivante [76] :

$$I_s = I_{s0} \cdot \left(\frac{T}{T_0}\right)^3 \cdot \exp\left[\left(\frac{q \cdot E_g}{A \cdot K}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (V.6)$$

Avec :

$I_{s0}$  : courant de saturation de la diode à 25 °C ;

$E_g$  : Energie de gap du semi-conducteur.

❖ **Résistance shunt**

Elle est donnée par la relation suivante [76] :

$$r_{sh} = r_{sh0} + (\alpha - 1) \cdot r_{sh0} \cdot \exp\left(-5,5 \cdot \frac{E}{E_0}\right) \quad (V.7)$$

Avec :

$r_{sh0}$  : résistance shunt de référence donnée par le constructeur ;

$\alpha$  : constante liée à la nature du silicium utilisé :

$\alpha = 4$  pour une cellule au silicium cristalline et autre ;

$\alpha = 12$  pour une cellule au silicium amorphe.

**V.3.2. Simulation des caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'une cellule PV**

Les figures ci-dessous représentent les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule photovoltaïque élémentaire, pour une température  $T = 25^\circ\text{C}$  et un éclairement  $E = 1000 \text{ W/m}^2$ .

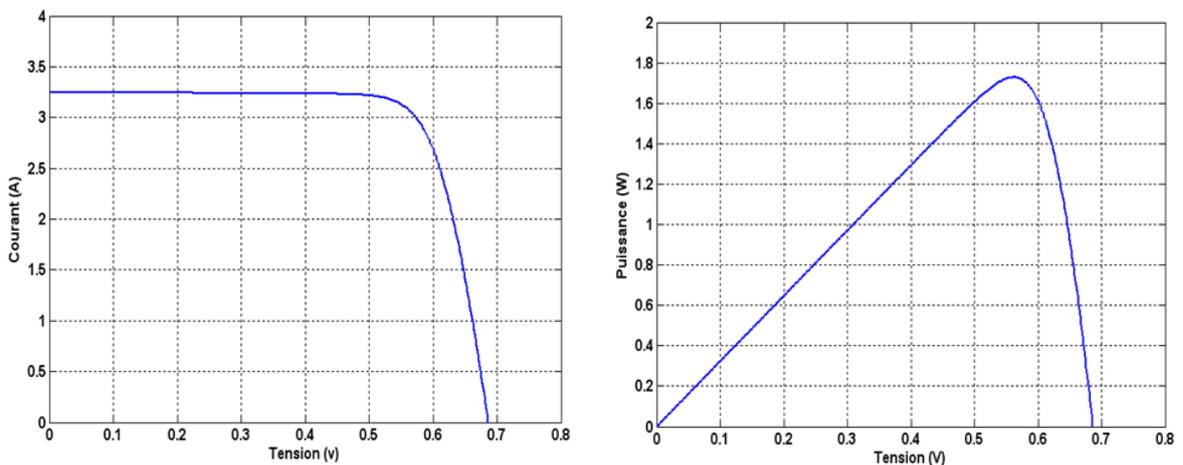


Figure V.8 : Caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'une cellule photovoltaïque.

### V.3.3. Association de cellules PV

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance qui est insuffisante pour la plupart des applications, il est donc nécessaire de faire augmenter cette puissance en faisant associer plusieurs cellules PV dans différents montages. En effet, en associant ces cellules en série et en parallèle, on peut constituer des modules PV qui fournissent la puissance demandée selon les besoins de l'application visée.

#### V.3.3.1. Association en série

L'assemblage se présente sous la forme suivante :

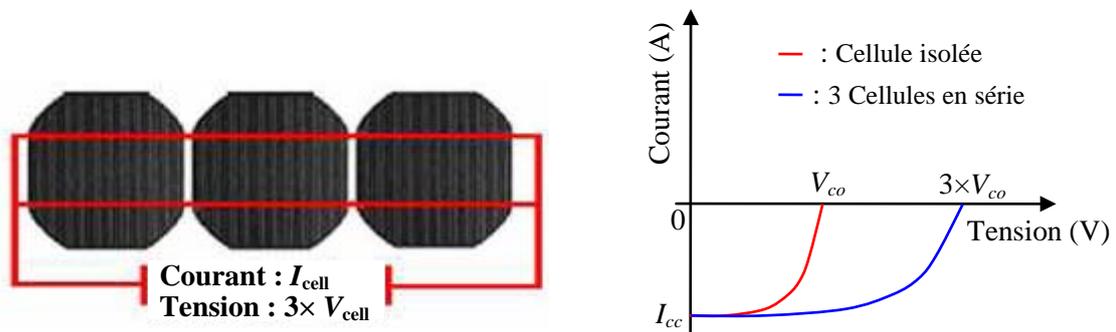


Figure V.9 : Association en série de  $n_s$  cellules PV identiques.

Si on assemble en série  $n_s$  cellules, la tension  $V$  aux bornes de l'assemblage est égale à la somme des tensions délivrées par chacune des cellules.

La caractéristique courant-tension résultante de cet assemblage est obtenue par l'addition des tensions comme on peut le constater dans la figure suivante [76] :

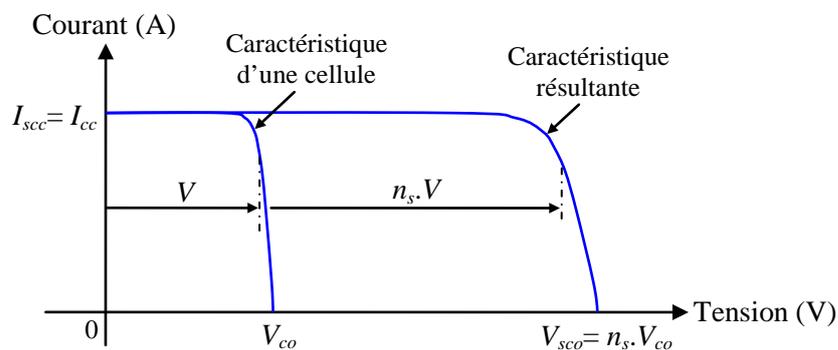


Figure V.10 : Caractéristique  $I(V)$  de l'association de  $n_s$  cellules identiques en série.

Dans la figure qui précède,  $V_{co}$  et  $V_{sco}$  représentent respectivement la tension du circuit ouvert d'une cellule et la tension de l'assemblage de  $n_s$  cellule en série,  $I_{cc}$  et  $I_{scc}$  sont

respectivement le courant de court-circuit d'une cellule et le courant du regroupement. Cependant, si une cellule est occultée (si elle ne reçoit plus qu'une faible partie de l'énergie solaire reçue par les cellules voisines), elle ne peut délivrer qu'un courant limité. Elle fonctionne donc en inverse (comme un récepteur soumis à une tension inverse de celle produite en direct) par rapport aux autres cellules du module qui délivrent un courant supérieur à ce courant limité. En fonctionnant ainsi, un échauffement de la cellule apparaît et peut provoquer son claquage.

Pour limiter la tension inverse maximum susceptible de se développer aux bornes d'une cellule, les fabricants de modules photovoltaïques placent donc une diode parallèle de protection, appelée "diode by-pass".

**V.3.3.2. Association en parallèle**

Dans le cas d'un assemblage en parallèle de  $n_p$  cellules PV, le courant  $I$  de l'ensemble sera égal à la somme des courants produits par chacune des cellules.

L'assemblage se présente sous la forme suivante :

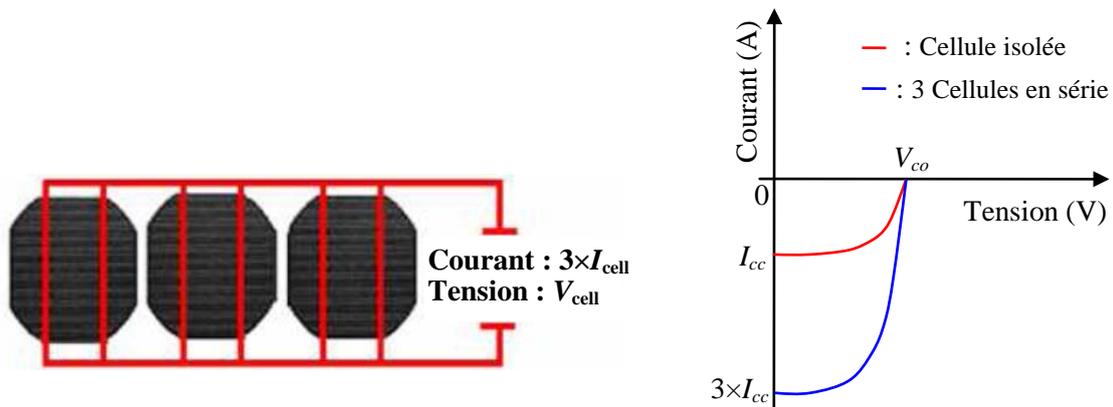


Figure V.11 : Association en parallèle de  $n_p$  cellules PV identiques.

Les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante est obtenue par l'addition des courants comme l'indique la figure (V.11) [76].

Dans cette figure,  $V_{co}$  et  $V_{pco}$  représentent respectivement la tension d'une cellule et la tension de tout l'assemblage ;  $I_{cc}$  et  $I_{pcc}$  étant respectivement le courant de court-circuit d'une cellule et le courant de regroupement. Dans le cas d'une association en parallèle, les cellules délivrent donc la même tension mais elles peuvent fonctionner avec des courants différents.

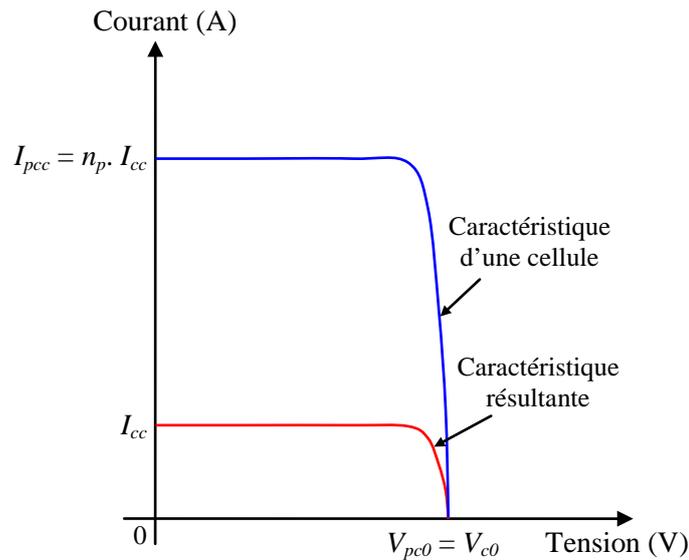


Figure V.12 : Caractéristique courant-tension de l'association de  $n_p$  cellules identiques en parallèle.

Cependant, si une ou plusieurs cellules sont occultées, les autres deviennent réceptrices car la tension de fonctionnement est supérieure à la tension de circuit ouvert. En revanche, dès que des déséquilibres importants apparaissent, l'action de certaines diodes de protection séries ou parallèle modifie notablement l'allure de la caractéristique électrique du générateur photovoltaïque, laissant apparaître des cassures comme l'indique la figure (V.13).

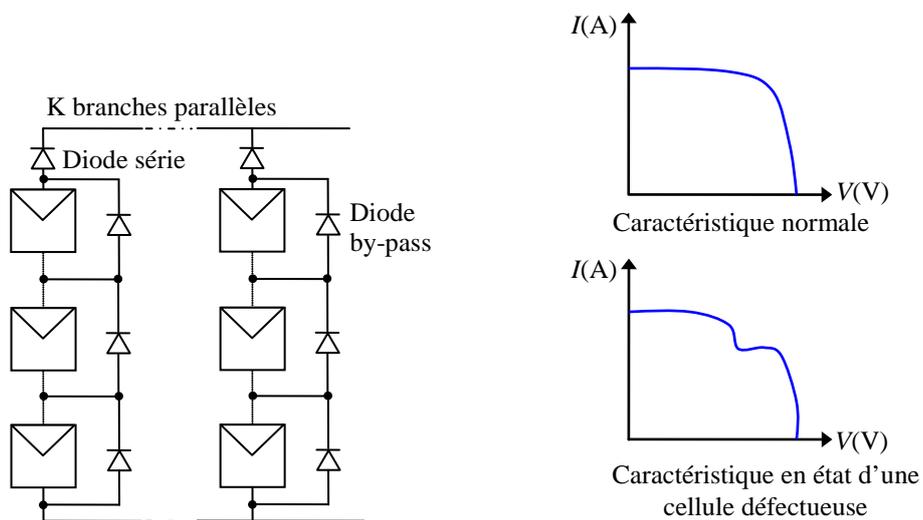


Figure V.13 : Caractéristique courant-tension de l'association de  $n_p$  cellules en parallèle,  $n_s$  cellules en série dont certaines sont occultées.

Donc, en résumé, on peut dire que le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout des diodes de protection, les unes en série pour éviter les courants inverses, les

autres en parallèle, dites diodes by-pass, qui n'interviennent qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée [77].

### V.3.4. Modélisation du générateur photovoltaïque (GPV)

Les études effectuées ont conduit au développement de nombreux modèles de générateurs, parmi lesquels celui schématisé sur la figure suivante :

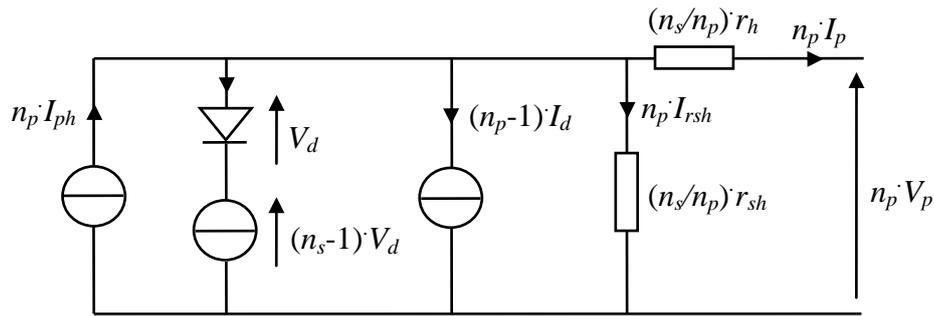


Figure V.14 : Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque.

L'équation donnant la caractéristique courant-tension  $I(V)$  d'un GPV peut être décrite comme suit :

$$I_g = I_{ph,g} - I_{d,g} - I_{rsh,g} \quad (V.8)$$

Avec :

$$I_g = n_p \cdot I_p \quad (V.9)$$

$$I_{ph,g} = n_p \cdot I_{ph} \quad (V.10)$$

$$I_{d,g} = n_p \cdot I_d \quad (V.11)$$

$$I_{rsh,g} = n_p \cdot I_{rsh} \quad (V.12)$$

$$V_g = n_p \cdot V_p \quad (V.13)$$

$$V_{d,g} = n_s \cdot V_d \quad (V.14)$$

$$r_{s,g} = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_s \quad (V.15)$$

$$r_{sh,g} = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_{sh} \quad (V.16)$$

D'où l'expression finale de  $I_g$  :

$$I_g = I_{ph,g} - I_{s,g} \left[ \exp\left(\frac{q \cdot (V_g + r_{s,g} \cdot I_g)}{A \cdot K \cdot n_s \cdot T}\right) - 1 \right] - \frac{V_g + r_{s,g} \cdot I_g}{r_{sh,g}} \quad (V.17)$$

### V.3.5. Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module photovoltaïque

Afin de valider le modèle mathématique d'un GPV, nous allons choisir un exemple de module qui contient 36 cellules en série. Ce module a été simulé par le logiciel Matlab/Simulink avec ( $T = 25^\circ\text{C}$  et  $E = 1000 \text{ W/m}^2$ ). Les caractéristiques courant-tension  $I(V)$  et puissance-tension  $P(V)$  sont montrés dans les figures suivantes.

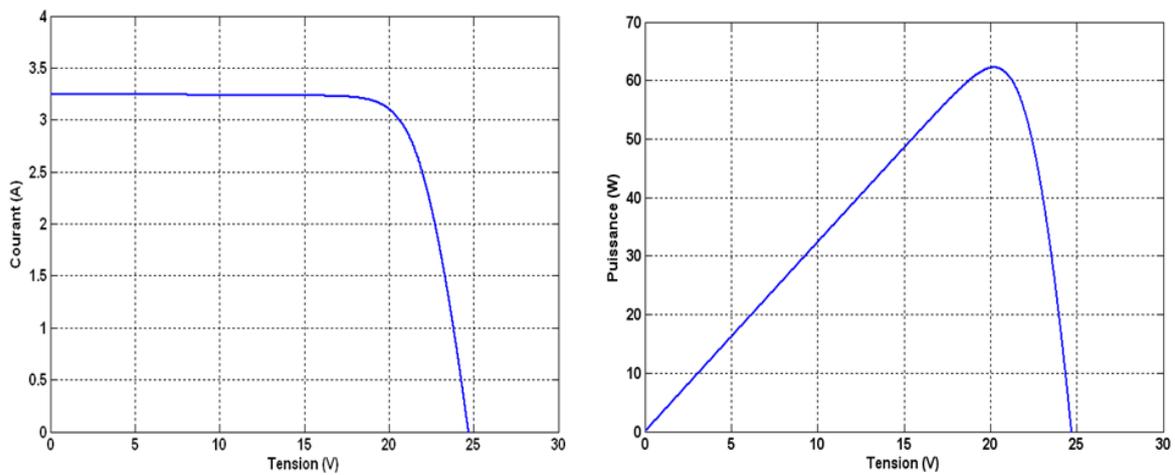


Figure V.15 : Caractéristiques courant-tension  $I(V)$  et puissance-tension  $P(V)$  d'un module photovoltaïque.

### V.3.6. Caractéristique $I(V)$ d'un panneau photovoltaïque

On a simulé une combinaison de 2 modules photovoltaïques, placés en série et en parallèle ( $T=25^\circ\text{C}$  et  $E=1000 \text{ W/m}^2$ ).

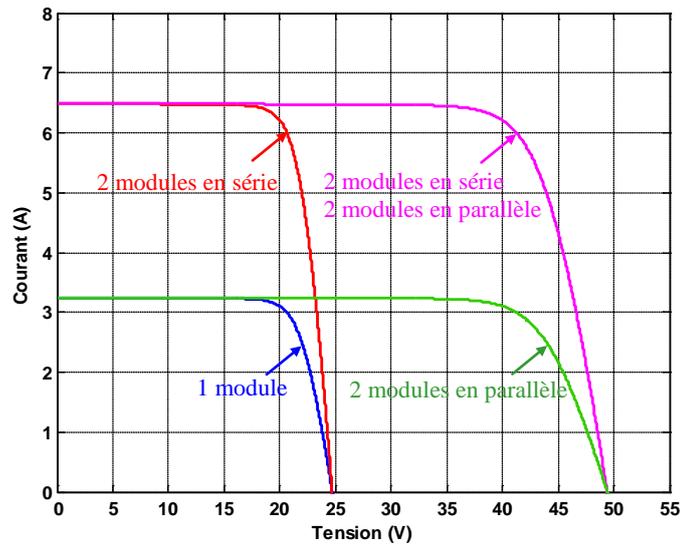


Figure V.16 : Caractéristique courant-tension résultante d'un groupement en série et en parallèle des modules identiques.

### V.3.7. Influence de l'éclairement sur le fonctionnement d'un module PV

La figure (V.17) représente les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un module PV en fonction de l'éclairement et avec une température constante. D'après cette figure on remarque que la tension  $V_{co}$  varie très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant  $I_{cc}$  qui s'augmente fortement avec l'éclairement. D'autre part on remarque que la puissance délivrée par un module PV dépend de l'éclairement qu'elle reçoit.

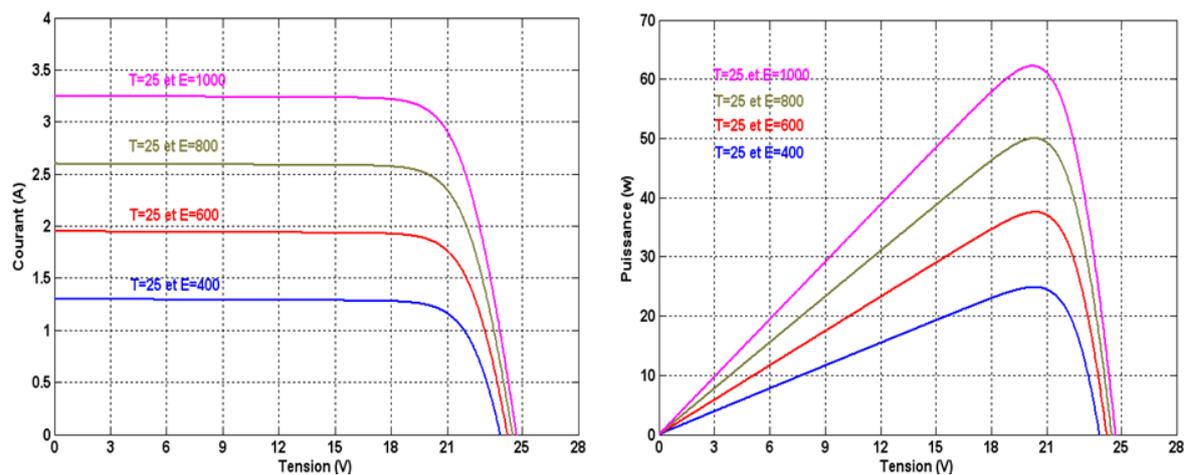


Figure V.17 : Caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un module PV pour différentes valeurs d'éclairement et une température constante.

### V.3.8. Influence de la température sur le fonctionnement du module PV

Les caractéristiques électriques d'une cellule PV dépendent de la température de

jonction au niveau de la surface exposée. La figure (V.18) illustre l'influence de la température sur les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  du module PV.

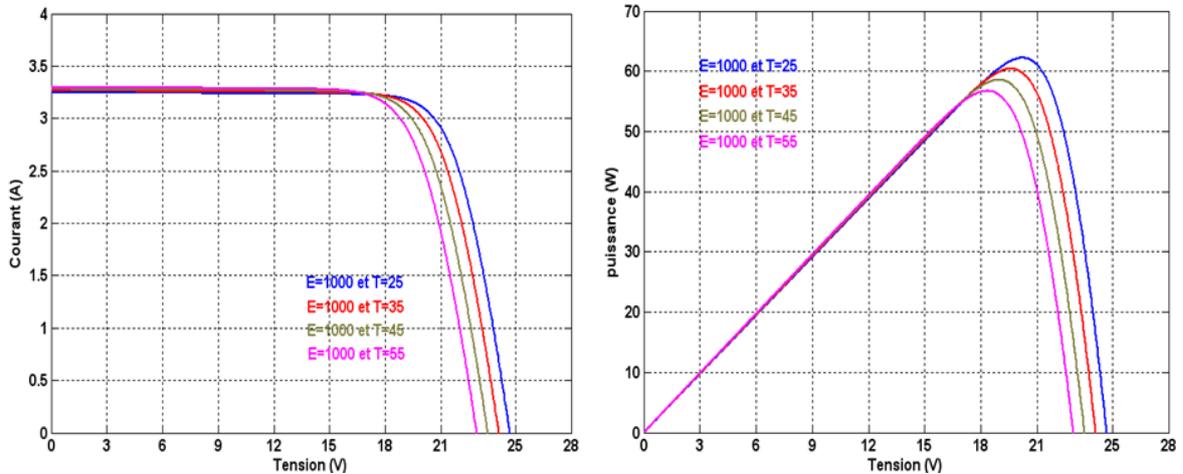


Figure V.18 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un module PV pour différentes valeurs de température et un éclairement constant.

On observe que lorsque la température augmente, la tension du circuit ouvert diminue considérablement alors que le courant du court-circuit augmente légèrement. Donc, il est évident que, plus la température augmente et moins la cellule est performante.

### V.3.9. Influence de la résistance shunt

En faisant varier la résistance parallèle  $r_{sh}$  de 1  $\Omega$  jusqu'à 30  $\Omega$ , on constate que la puissance au point de fonctionnement optimal diminue lorsque la résistance  $r_{sh}$  diminue.

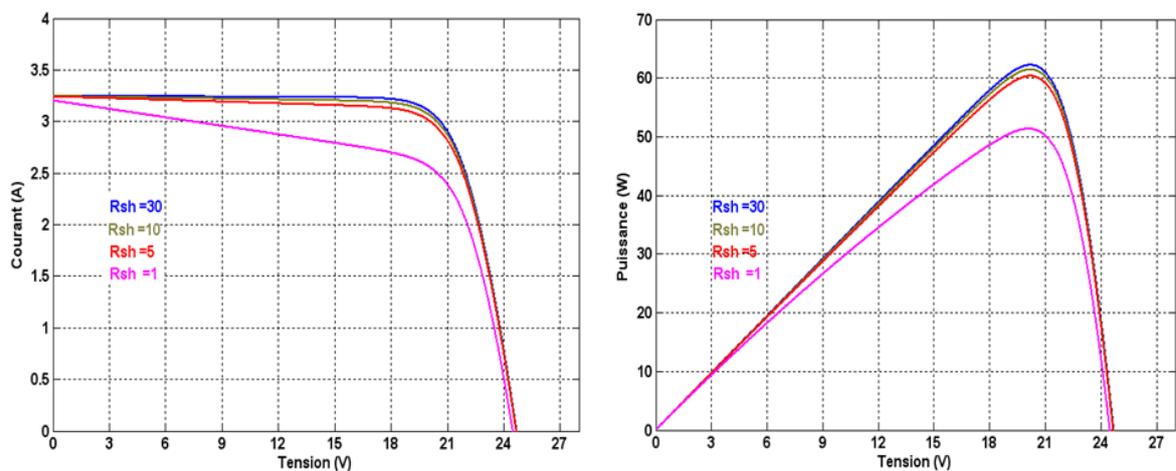


Figure V.19 : Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un GPV.

### V.3.10. Influence de la résistance série

D'après la simulation, la résistance série influe directement sur la puissance du point de fonctionnement optimal. En effet, l'augmentation de la résistance série fait chuter le point de puissance maximale.

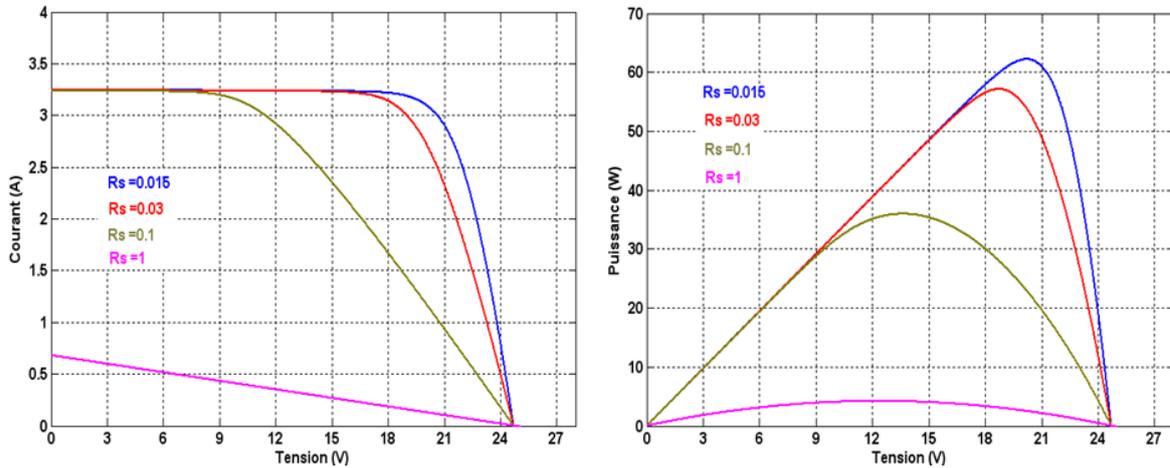


Figure V.20 : Influence de la résistance série sur les caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un GPV.

### V.4. Fonctionnement optimal du GPV

La figure (V.21) représente la caractéristique  $I(V)$  d'un GPV pour un éclairement et une température donnés. On place une charge résistive variable aux bornes du générateur photovoltaïque. La puissance délivrée à cette charge dépendra seulement de la valeur de sa résistance  $r$ . Le point de fonctionnement optimal (MPP) de coordonnées  $(V_{opt}, I_{opt})$  du GPV est défini par l'intersection de sa caractéristique électrique  $I(V)$  avec celle de la droite de charge de pente  $(1/r)$ .

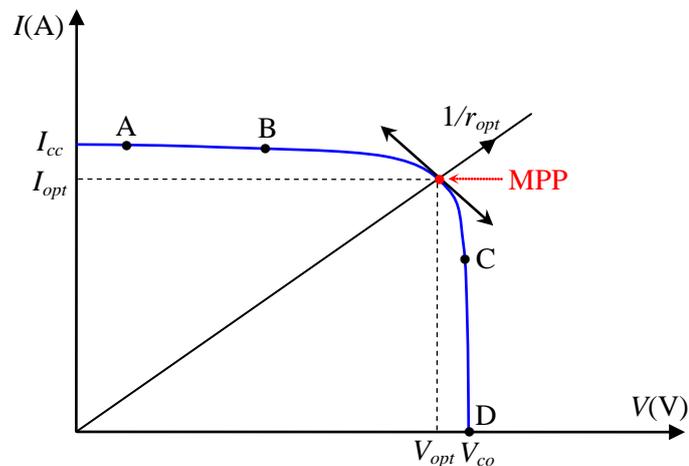


Figure V.21 : Caractéristique  $I(V)$  pour une charge résistive variable.

Seule pour une charge dont la caractéristique passe par le point MPP ( $V_{opt}, I_{opt}$ ) permet d'extraire la puissance optimale, qu'on appelle résistance optimale ( $r_{opt}$ ). Sa valeur est donnée par la relation :

$$r_{opt} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}} \quad (V.18)$$

Si  $r$  est de valeur faible, le GPV travaillera dans la zone (A à B), dans laquelle il se comporte comme une source de courant constant, de valeur égale au courant de court-circuit [78]. Par contre, si  $r$  est élevée, le GPV travaillera dans la zone (C à D), où il se comporte comme un générateur de tension ; sa valeur est presque égale à celle de la tension de circuit ouvert.

Pour assurer le fonctionnement optimal du GPV, un équipement de commande doit être mis entre le GPV et la charge, dont le but est l'adaptation des deux équipements (générateur photovoltaïque - charge) pour un meilleur transfert d'énergie vers la charge. Ce dernier peut augmenter d'une manière significative le rendement en puissance de GPV, nous utilisons pour cela un convertisseur DC-DC (hacheur) menu d'une commande MPPT, ce qu'on appelle poursuite de point de puissance maximale.

## **V.5. Poursuite de point de puissance maximale MPPT**

Pour convertir l'énergie solaire avec un meilleur rendement, il est indispensable de travailler avec un point de fonctionnement à puissance maximale. Le générateur photovoltaïque fournit sa pleine puissance en un point de fonctionnement bien déterminé dans la caractéristique  $I(V)$ . En effet, il serait judicieux de se positionner en ce point précis, mais malheureusement il fluctue dans de larges proportions à cause des variations de la température et de l'éclairement. Pour pallier à ce problème et augmenter le rendement énergétique du système, un dispositif électronique basé sur un convertisseur DC-DC est intercalé entre le générateur photovoltaïque et la charge. Le maintien de ce point de fonctionnement au point de puissance maximale est assuré par le contrôle continu du rapport cyclique de ce convertisseur de puissance. Néanmoins, ce dispositif nécessite beaucoup d'attention que ce soit sur l'aspect dimensionnement, contrôle ou asservissement afin d'éviter l'instabilité du système [78].

Le convertisseur DC-DC étudié est le hacheur série-parallèle 'dévolteur-survolteur' ou 'Buck-Boost converter' car il a été démontré que la poursuite du point optimal basée sur la configuration du convertisseur de ce type a un meilleur rendement et donc une utilisation

plus efficace des modules solaires que dans le cas des hacheurs dévolteurs ou survolteurs [78].

### V.5.1. Hacheur Buck-Boost

Un convertisseur Buck-Boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité inverse. Son schéma de base est représenté sur la figure (V.22).

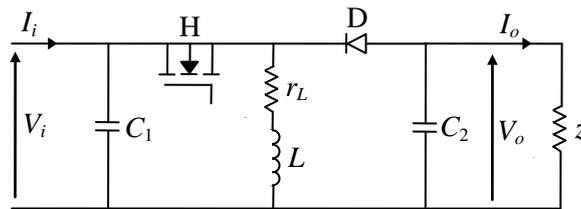


Figure V.22 : Schéma de base d'un hacheur Buck-Boost.

En premier temps, lorsque H est fermé, la tension de la source est appliquée aux bornes de l'inductance  $L$  où elle se charge d'énergie jusqu'au début de la deuxième phase de fonctionnement, puis H s'ouvre et la tension de l'inductance se trouve appliquée à la charge où son courant circule dans le sens inverse des aiguilles d'une montre à travers la diode  $D$  et ainsi la tension de sortie sera négative.

#### V.5.1.1. Modèle mathématique équivalent

La figure (V.23) montre les deux schémas équivalents du convertisseur Buck-Boost pour les deux périodes de fonctionnement.

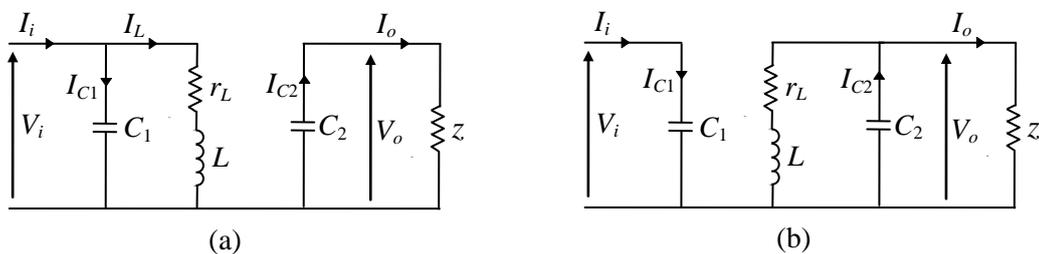


Figure V.23 : Circuits équivalents de Buck-Boost, (a) : H fermé, (b) : H ouvert.

En appliquant les lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents précédents, on obtient :

❖ Pour la première période  $D.T_s$  :

$$\begin{cases} I_{C1} = C_1 \cdot \frac{dV_i}{dt} = I_i - I_L \\ I_{C2} = C_2 \cdot \frac{dV_o}{dt} = -I_o \\ V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_i - r_L \cdot I_L \end{cases} \quad (\text{V.19})$$

❖ Et pour la deuxième période  $(1-D) \cdot T_s$  :

$$\begin{cases} I_{C1} = C_1 \cdot \frac{dV_i}{dt} = I_i \\ I_{C2} = C_2 \cdot \frac{dV_o}{dt} = -I_o - I_L \\ V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_o - r_L \cdot I_L \end{cases} \quad (\text{V.20})$$

On applique la relation (V.21) sur les systèmes d'équations (V.19) et (V.20) pour trouver une représentation dynamique approximée valable pour les deux intervalles de temps [79].

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle \cdot T_s = \frac{dx}{dt_{(D)T_s}} \cdot D \cdot T_s + \frac{dx}{dt_{((1-D)T_s)}} \cdot (1-D) \cdot T_s \quad (\text{V.21})$$

Où  $\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle$  est la valeur moyenne de la dérivée de  $x$  sur une période  $T_s$ .

Donc on trouve :

$$\begin{cases} C_1 \cdot \frac{dV_i}{dt} \cdot T_s = D \cdot T_s \cdot (I_i - I_L) + (1-D) \cdot T_s \cdot I_i \\ C_2 \cdot \frac{dV_o}{dt} \cdot T_s = -D \cdot T_s \cdot I_o + (1-D) \cdot T_s \cdot (-I_o - I_L) \\ L \cdot \frac{dI_L}{dt} \cdot T_s = D \cdot T_s \cdot (V_i - r_L \cdot I_L) + (1-D) \cdot T_s \cdot (V_o - r_L \cdot I_L) \end{cases} \quad (\text{V.22})$$

En arrangeant les termes des équations précédentes, on obtient la modélisation dynamique du hacheur Buck-Boost :

$$\begin{cases} I_L = \frac{1}{D} \cdot \left[ I_i - C_1 \cdot \frac{dV_i}{dt} \right] \\ I_o = -(1-D) \cdot I_L - C_2 \cdot \frac{dV_o}{dt} \\ V_i = \frac{1}{D} \cdot \left[ -(1-D) \cdot V_o + r_L \cdot I_L + L \cdot \frac{dI_L}{dt} \right] \end{cases} \quad (\text{V.23})$$

Comparé aux convertisseurs Buck et Boost, les principales différences sont :

- La tension de sortie est de polarité inverse de celle d'entrée ;
- La tension de sortie peut varier de 0 à  $\infty$  (pour un convertisseur idéal).

#### **V.5.1.2. Le rapport de conversion**

D'après la relation (V.23), on peut définir le rapport entre la tension d'entrée  $V_i$  et la tension de sortie  $V_o$  d'un hacheur comme suit :

$$M(D) = \frac{V_o}{V_i} = -\frac{D}{1-D} \quad (\text{V.24})$$

Grâce à cette dernière expression, on peut voir que la tension de sortie est toujours négative (le rapport cyclique  $D$  variant entre 0 et 1), et que le convertisseur survolteur-dévolteur travaille en deux modes ; abaisseur de tension pour  $D$  inférieur à 0,5 et élévateur de tension pour  $D$  supérieur à 0,5. C'est pour cela qu'on le qualifie de Buck-Boost.

Les valeurs des composants du hacheur utilisé dans ce travail sont calculées comme suit [79] :

$$L = \frac{V_i - r_L \cdot I_L}{2 \cdot \Delta I_L} \cdot D \cdot T_s \quad (\text{V.25})$$

$$C_1 = \frac{I_i - I_L}{2 \cdot \Delta V_i} \quad (\text{V.26})$$

$$C_2 = -\frac{I_o}{2 \cdot \Delta V_o} \cdot DT_s \quad (\text{V.27})$$

#### **V.5.2. Stratégie de recherche du point de fonctionnement optimal**

Plusieurs algorithmes de poursuite du point de puissance maximale MPPT « Maximal Power Point Tracking » ont été développés afin d'assurer le contrôle continu du rapport cyclique ' $D$ ' du hacheur pour maintenir le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque au point de puissance maximale (MPP) [78].

Les méthodes les plus importantes sont les suivantes :

- ✓ La méthode de la dérivée de la puissance ;
- ✓ La méthode de comparaison de phase ;
- ✓ La méthode de la cellule pilote ;
- ✓ La méthode 'perturber et observer'.

V.5.2.1. Algorithme perturbation et observation (P&O)

La méthode de P&O est une approche largement répandue dans le domaine des techniques MPPT, due à sa simplicité. Elle exige seulement des mesures sur la tension de sortie du GPV et son courant de sortie. Comme son nom l'indique, cette méthode fonctionne par la perturbation de la tension  $V$  du système par l'augmentation ou la diminution de la tension du générateur en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance du GPV.

L'organigramme de l'algorithme P&O est représenté sur la figure (V.24). Cet algorithme est conçu de sorte qu'il fonctionne sur un ordinateur et donc à chaque cycle de l'algorithme,  $V$  et  $I$  sont mesurés pour calculer  $P(k)$ . Cette valeur de  $P(k)$  est comparée avec celle de  $P(k-1)$ .

Si la puissance de sortie a augmenté depuis la dernière mesure, la perturbation de la tension de sortie continuera dans la même direction que celle qui a été prise au dernier cycle.

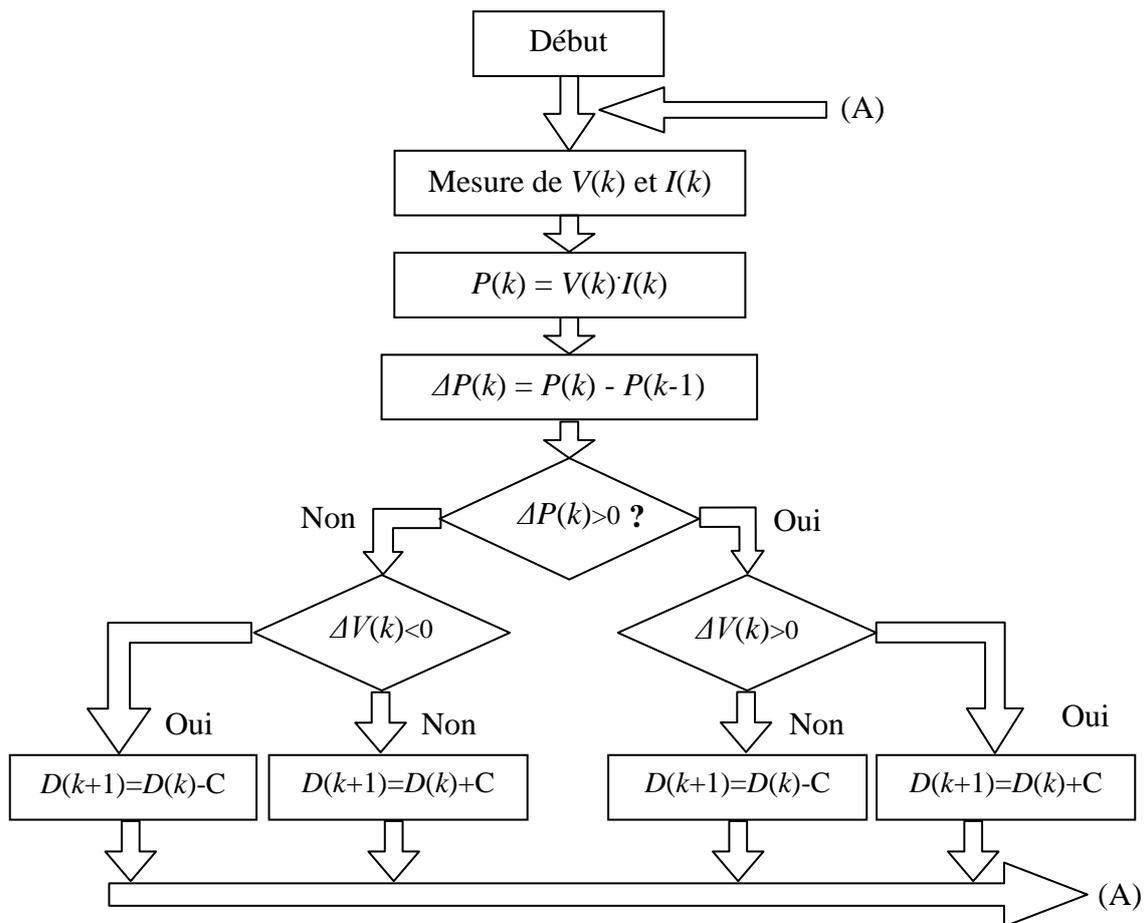


Figure V.24 : L'algorithme de la méthode perturbation et observation P&O.

Si la puissance de sortie a diminué depuis la dernière mesure, la tension  $V$  du GPV est perturbée dans la direction opposée de celle de l'itération précédente.

Dans cet algorithme, la tension  $V$  du panneau oscille autour de la tension optimale  $V_{opt}$ , ce qui cause une perte de puissance qui dépend du pas de perturbation. Si ce pas est grand, le système répond rapidement à des changements brutaux de l'ensoleillement mais on aura une augmentation des pertes d'ondulations ; par contre, si ce pas est faible, ces ondulations sont réduites mais le système répond lentement à des changements brutaux des conditions de fonctionnement. Le pas idéal est déterminé expérimentalement en fonction des besoins.

Dans notre travail, on a choisi le pas de variation du rapport cyclique  $\Delta D = 0,001$ .

La figure suivante donne l'organigramme de cet algorithme.

### **V.5.3. Simulation de l'association « GPV-hacheur »**

Pour poursuivre le point de puissance maximum lors d'une variation de la température, de l'éclairement et surtout de la charge, on adopte l'algorithme perturbation et observation. Le dispositif MPPT est réalisé avec un hacheur dévolteur-survolteur et le GPV est un module PV qui contient 36 cellules en série. La simulation est réalisée avec le logiciel Matlab/Simulink.

Pour qu'on puisse extraire les paramètres du GPV, on le fait fonctionner dans les conditions standard de fonctionnement ( $T = 25^\circ\text{C}$  et  $E = 1000 \text{ W/m}^2$ ). Ces paramètres sont la tension de circuit ouvert  $V_{co}$ , le courant de court-circuit  $I_{cc}$  et aussi le point de fonctionnement ( $V_{opt}, I_{opt}$ ).

- MPP ( $V_{opt} = 20.21 \text{ V}$ ,  $I_{opt} = 3.07 \text{ A}$ ) ;
- La puissance optimale  $P_{opt} = 62.20 \text{ W}$  ;
- La résistance optimale  $r_{opt} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}} = 6,58 \Omega$  ;
- Le courant de court-circuit  $I_{cc} = 3.2484 \text{ A}$  ;
- La tension de circuit ouvert  $V_{co} = 24.931 \text{ V}$ .

#### **V.5.3.1. Test de poursuite de la puissance maximale**

Pour ce test, on effectue deux essais, avec et sans l'algorithme MPPT.

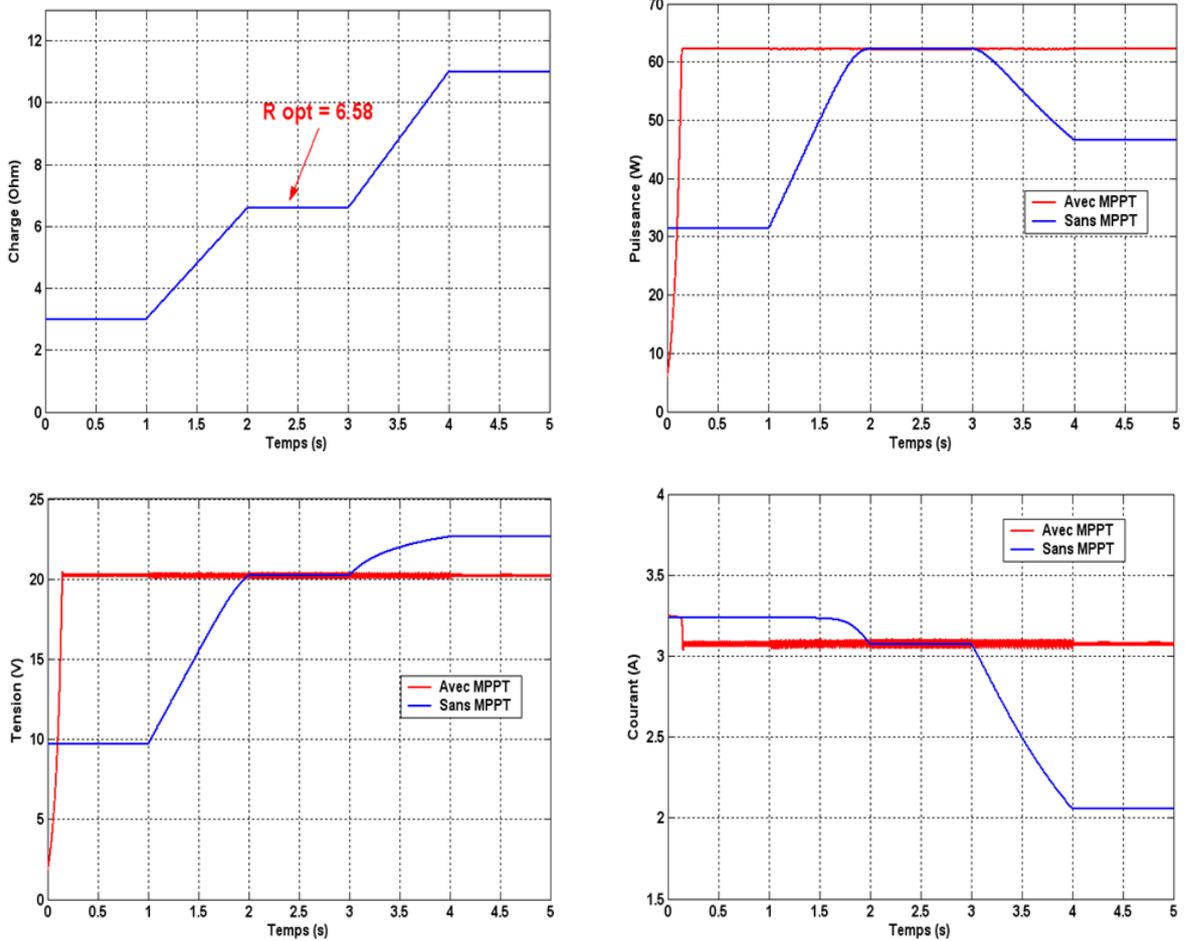


Figure V.25 : L'Influence, en fonction du temps, d'une variation de la charge sur la puissance, la tension et le courant.

V.6.3.2. Influence des paramètres climatiques sur la puissance maximale du GPV

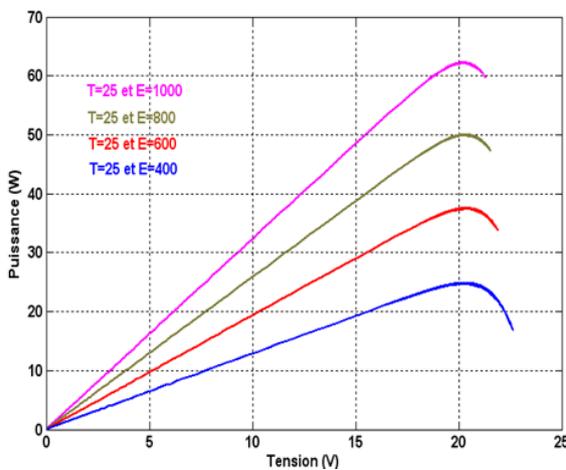


Figure V.26 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique  $P(V)$  pour  $T=25^{\circ}\text{C}$ .

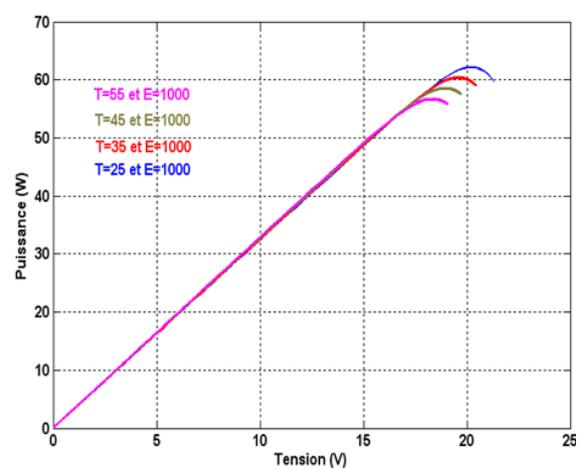


Figure V.27 : Influence de température sur la caractéristique  $P(V)$  pour  $E=1000 \text{ W/m}^2$ .

**V.5.3.3. Etude de la robustesse du MPPT**

Afin de valider le fonctionnement du MPPT sur le GPV, on procède par l'introduction des variations sur les différentes grandeurs intervenantes sur le fonctionnement de MPPT. Pour cela, nous avons introduit des échelons pour quelques grandeurs entre deux instants  $t_1 = 1s$  et  $t_2 = 3s$ .

❖ **Variation de la température**

On suppose une augmentation de la température de 25°C à 50°C entre les instants  $t_1 = 1s$  et  $t_2 = 3s$ , les résultats de simulation sont représentés sur les figures (V.28) et (V.29).

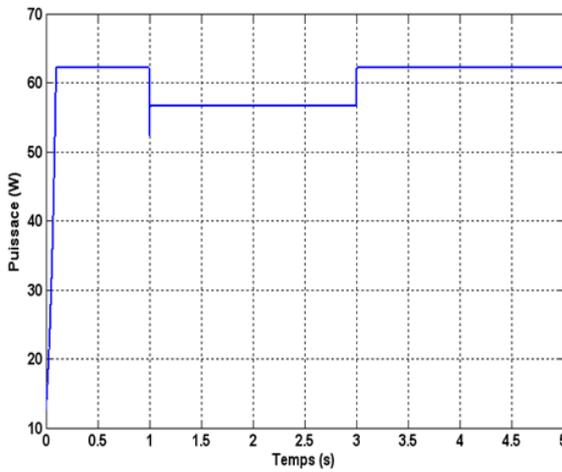


Figure V.28 : Résultats de simulation pour une variation de température.

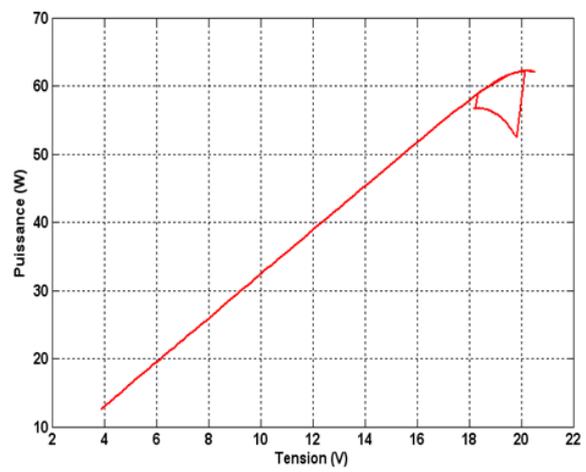


Figure V.29 : Déviation du MPP pour une variation de température.

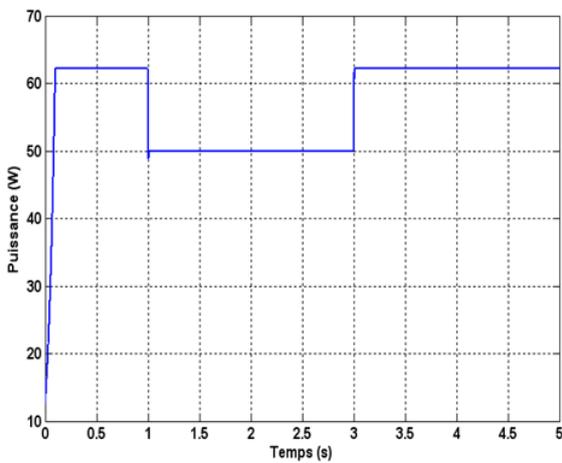


Figure V.30 : Résultats de simulation pour une variation de l'éclairément.

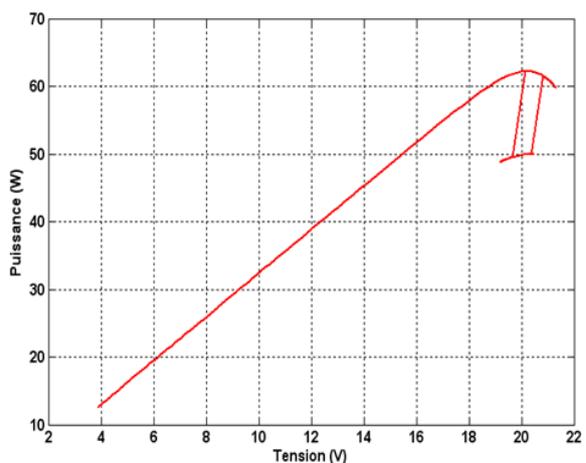


Figure V.31 : Déviation du MPP pour une variation de l'éclairément.

### ❖ Variation d'ensoleillement

On suppose une diminution de l'éclairement de 1000 à 800 W/m<sup>2</sup> entre les instants  $t_1 = 1$  s et  $t_2 = 3$  s. Les résultats de la simulation sont présentés sur les figures (V.30) et (V.31).

#### **V.5.3.4. Interprétation des résultats**

La figure (V.25) montre, qu'après un régime transitoire qui dure 0,2 s, c'est le temps de réponse de l'algorithme P&O, toutes les grandeurs de sortie du GPV oscillent autour de leurs valeurs optimales, ce qui implique qu'on ne peut jamais avoir la valeur exacte de la puissance optimale à cause de ces oscillations.

On constate aussi que, malgré le changement de la charge, notre MPPT a conservé les valeurs optimales du GPV, donc un bon rendement par rapport à un GPV sans MPPT.

Les figures (V.26) et (V.27) montrent que la puissance maximale diminue avec la diminution de l'éclairement et l'augmentation de la température.

Nous remarquons aussi que la puissance débitée par le GPV avec MPPT est supérieure à celle obtenue sans MPPT.

La figure (V.28), montre que l'augmentation de la température implique une diminution de la puissance maximale, ce qui provoque un déplacement du point de puissance maximale (figure (V.29)). Une fois la température se stabilise, la puissance revient à son état initial.

La figure (V.30), montre l'effet de diminution de la puissance, causée par une diminution de l'ensoleillement, ce qui engendre une déviation du point de puissance maximale MPP (figure (V.31)). Une fois l'ensoleillement se stabilise, la puissance revient à son état initial.

## **V.6. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques et leur modèle mathématique en se basant sur un circuit électrique simple équivalent, constitué d'une source de courant, d'une diode et des résistances. Ainsi, le générateur photovoltaïque (GPV) a été défini comme un système constitué de cellules photovoltaïques, puis nous avons établi son modèle mathématique.

A travers des résultats de simulation numériques, nous avons constaté que le fonctionnement du GPV dépend fortement des conditions climatiques.

Nous avons également montré l'intérêt d'utiliser par les consommateurs de cette énergie, les GPV menu d'un contrôleur MPPT.

Pour notre application nous avons choisi un convertisseur DC-DC de type survolteur dévolteur, utilisé comme interface entre le GPV et la charge, commandé par un contrôleur MPPT, par la méthode perturbation & observation.

Différents résultats de sortie du GPV, pour différentes valeurs d'ensoleillement et de température ont été obtenus en simulant avec et sans contrôleur MPPT. Ces résultats confirment le bon fonctionnement du GPV avec un contrôleur MPPT, qui permet d'extraire le maximum de puissance du GPV.

Le chapitre suivant fera l'objet de l'étude et la commande d'un système hybride éolien/photovoltaïque.

---

---

# **Chapitre VI**

**Etude et commande d'un système  
d'énergie hybride éolien/photovoltaïque**

---

---

## **VI.1. Introduction**

Le prix d'extension du réseau électrique pour les régions isolées et éloignées s'avère prohibitif et excessif ainsi que le surcoût d'approvisionnement en carburant augmente radicalement avec l'isolement. Le recours aux systèmes d'énergie hybrides fait signe aux systèmes de génération d'énergie électrique par combinaison de plusieurs types de sources. La combinaison des sources d'énergies renouvelables comme le photovoltaïque, l'éolienne, la biomasse et des petites centrales hydrauliques peut constituer un complément ou une alternative aux sources d'énergies classiques (groupes électrogènes diesels en général) destinés généralement pour alimentation électrique des régions isolées [78].

Les énergies renouvelables sont économiquement fiables et rentables pour l'intégration dans les systèmes de production d'énergie électrique, cependant, des améliorations dans la conception et le fonctionnement des systèmes hybrides sont toujours nécessaires pour rendre plus compétitives ces filières technologiques et permettre leur progression.

L'insertion des diverses sources d'énergies dans un système hybride doit avoir une conséquence profitable et bénéfique sur la production d'énergie, en terme de coût et disponibilité, aussi bien que le bilan écologique est présumé favorable. Les moyens de production d'énergies renouvelables représentent des capacités de production variables, incertaines et souvent intermittentes et fluctuantes, non corrélées à la demande de charge. L'objectif d'un système hybride est d'assurer la demande de charge et d'optimiser sa production afin de combler l'énergie demandée par la charge durant la période d'intermittence et tout en maintenant la qualité d'énergie fournie.

Dans le présent chapitre, on s'intéresse particulièrement à l'étude et la commande d'un système d'énergie hybride totalement renouvelable (pas de sources classiques), associé d'une unité de stockage. Le système choisi combine les deux types d'énergie renouvelable étudiés en détail dans les chapitres précédents, qui sont l'énergie éolienne et photovoltaïque.

## **VI.2. Caractérisation et tache des systèmes hybrides**

### **VI.2.1. Définition**

Le système d'énergie hybride (SEH) est un système qui combine et exploite différentes sources d'énergies disponibles et facilement mobilisables. Ce type de système

associe au moins deux technologies complémentaires, une source classique, qui est généralement un générateur diesel et une source ou plus d'énergie renouvelable en vue d'obtenir et de maintenir une production énergétique continue et durable.

Les systèmes hybrides sont souvent autonome vis à vis des grands réseaux interconnectés et fréquemment utilisés dans les régions isolées. Ces systèmes seront conçus dans l'intention d'économiser le carburant et la baisse de prix obtenue par la génération hybride doit au moins couvrir l'investissement envisagé d'énergie renouvelable et les autres composants auxiliaires du système.

Les performances d'un SEH (le rendement et la durée de vie) sont influencées d'une part par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, leurs types, l'architecture etc., et d'autre part par le choix de la stratégie de fonctionnement. Quelques paramètres permettant d'évaluer ces performances sont : l'économie de carburant, le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc.

### **VI.2.1. Composants d'un système hybride**

Les principaux composants d'un système hybride sont généralement les générateurs éoliens, photovoltaïques et générateurs diesels. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie renouvelable comme l'énergie hydraulique, géothermique, l'énergie contenue dans l'hydrogène (pile à combustible). Les éléments de conditionnement et de conversion d'énergie et le système de stockage d'énergie.

### **VI.2.2. Description des composants du système hybride**

Les générateurs photovoltaïque et éolien ont été décrits aux chapitres précédents. Nous allons définir les autres composants possibles des systèmes hybrides.

#### **VI.2.2.1. Le générateur diesel**

Dans le cas des installations à sources d'énergie renouvelables autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels. Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone (figure (VI.1)). La fréquence du courant alternatif à la sortie est imposée par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel [80]. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder la vitesse du moteur et la vitesse du générateur constante. La fréquence du réseau (ou charge) est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

Les réseaux du courant alternatif avec générateur diesel et analogue à ceux interconnectés, fournissent à leurs charges, deux formes d'énergie, active et réactive. L'énergie active se transforme au sein de l'outil de production en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... Par contre l'énergie réactive sert principalement à alimenter les circuits magnétiques des moteurs électriques et autotransformateurs etc... En effet, cette forme d'énergie n'est pas consommée, mais les courants associés à la puissance réactive augmentent les pertes du système.

Quand un nombre élevé de générateurs diesels sont connectés au réseau, d'abord sont reliés à un bus à courant alternatif (CA) et puis le réseau, dans ce cas un système de commande est intégré pour la distribution correcte de la puissance fournie par les générateurs diesels. Le système de commande le plus répandu est le système numérique.

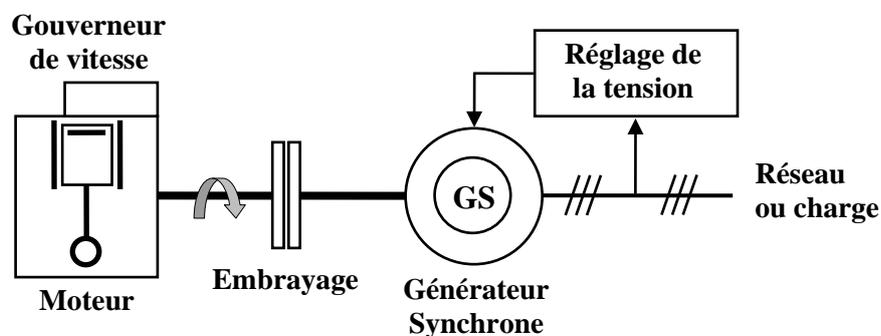


Figure VI.1 : Configuration du groupe électrogène.

### **VI.2.2.2. Le stockage d'énergie**

Le stockage d'énergie est un facteur clé dans un système hybride en site isolé ou pour une utilisation autonome. Dans la plus part des cas, le stockage au moyen de batteries représente la technologie la plus rentable. Les batteries utilisées sont habituellement des batteries à plomb-acide. La technologie des batteries à plomb-acide bénéficie de leurs faibles coûts par rapport à d'autres technologies et une maturité étayée par un retour d'expérience conséquent, car cette technologie est la plus ancienne.

La nécessité du stockage est essentielle à chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis du rapport d'énergie externe. Le stockage d'énergie répond au besoin de la demande de charge pour une durée relativement longue, qui peut aller d'un jour à des semaines.

A cause de la nature stochastique des ressources renouvelables, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge de batteries à laquelle un accumulateur est soumis dépend de son

type. La durée de vie des batteries est fortement liée à l'état de charge, au nombre de cycles de charge/décharge, à la température, aux phénomènes de corrosion, condition d'utilisation, etc....

### **VI.2.2.3. Gestion du stockage**

Des types de stockage sont utilisés dans les systèmes hybrides : le stockage à court terme et le stockage à long terme.

La stratégie de stockage à court terme « Peak Chaving Starategy » permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge, cette stratégie réduit également le nombre de cycles de démarrage/arrêt des générateurs diesels, en conséquence la réduction de la consommation de carburant. On trouve principalement des systèmes à stockage inertiel dont le développement se marie actuellement à l'utilisation de machines rapides. Et de par leur dynamique est plus rapide que celle des batteries, les super capacités s'estimant désormais jusqu'à 1800 F présentent un intérêt incontournable [79].

Le stockage à long terme « cycle charge strategy » est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue, notamment quand l'énergie renouvelable est insuffisante [79], cette stratégie permet d'améliorer l'équilibre énergétique et de réduire les cycles démarrage/arrête des générateurs diesels et donc la consommation du carburant. Avec cette stratégie, le générateur diesel est arrêté jusqu'à ce que le système de stockage atteigne un niveau maximal. Une fois ce seuil est atteint, le générateur diesel redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que le système de stockage atteigne son niveau maximal et le cycle se répète continuellement.

### **VI.2.2.4. Le régulateur de charge batteries**

Le régulateur est un dispositif de contrôle de la charge et de la décharge profonde du parc batteries. Ce dispositif se trouve au cœur du système de génération d'énergie, il est indispensable pour protéger les batteries contre de probables surcharges afin d'éviter que la tension dépasse un certain seuil, si on laisse durer ce phénomène, les batteries deviendront surchargées, ce qui accélère la corrosion des plaques à plomb, fera perdre de l'électrolyte et endommage les plaques à plomb, par contre la protection contre les décharges profondes, le régulateur empêche les batteries d'être vidées pas plus de 60% à 70% de leurs charges.

### **VI.2.2.5. Convertisseurs**

L'énergie utilisée en industrie et chez les particuliers provient particulièrement du réseau électrique triphasé. Dans un système hybride, les convertisseurs ont pour fonction de charger les batteries et de transformer le courant continu (CC) en courant alternatif (CA) et vice-versa. Les convertisseurs souvent rencontrés sont les redresseurs, onduleurs et hacheurs.

Les redresseurs sont des dispositifs à bas prix et de bon rendement. Ils réalisent dans les systèmes hybrides, la conversion CA/CC pour charger les batteries.

Les onduleurs transforment le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en mode autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec une source à CA.

Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leurs propres fréquences à la charge. Les onduleurs non autonomes exigent une source à CA pour fonctionner.

Les hacheurs permettent de réaliser la conversion CC/CC comme exemple adapté la tension entre deux sources.

### **VI.2.2.5. Charge**

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Ils existent deux types de charges, les charges résistives et les charges inductives. Les charges résistives contiennent les ampoules à incandescence, chauffe-eau, certains chauffages électriques etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de l'énergie réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci les variations transitoires de la tension et de courant durant les changements dans le fonctionnement du système.

## **VI.3. Classification des systèmes hybrides**

Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi. Dans la suite sont présentées les classifications les plus répandues.

### **VI.3.1. Le régime du fonctionnement**

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés au réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime

isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière, etc.

### **VI.3.2. La structure du système hybride**

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet – une centrale tout entière.

Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, etc.

La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle, etc.

Une généralisation de la classification présentée est illustrée sur la figure (VI.2).

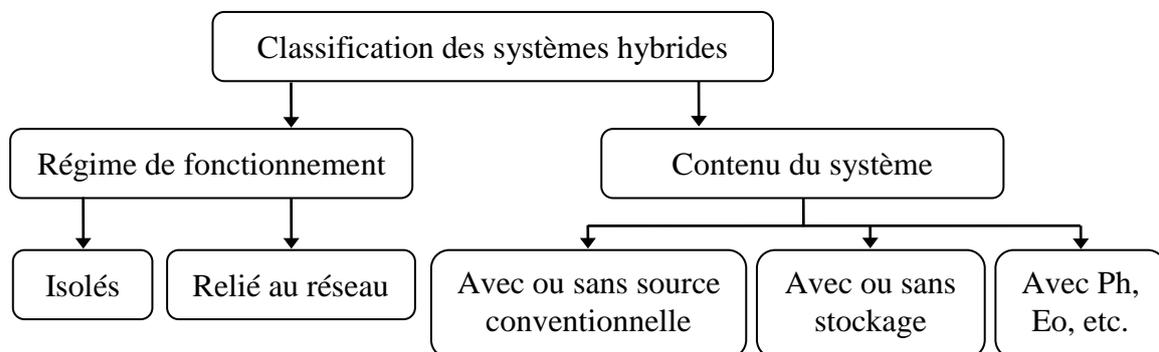


Figure VI.2 : Classification des systèmes hybrides.

### **VI.3.3. Etude des structures de systèmes hybrides**

#### **VI.3.3.1. Systèmes hybrides avec source d'énergie conventionnelle**

##### **❖ Systèmes photovoltaïque/source conventionnelle**

Ce type de système hybride est utilisé le plus souvent dans des sites qui se caractérisent par un climat chaud où le potentiel solaire est important.

L'objectif de ces systèmes lorsqu'ils travaillent en mode autonome, est d'alimenter sans interruption une maison, un bâtiment de logements ou administratif ou un village. D'autres systèmes alimentent des centres de recherche ou sont également connectés au réseau électrique.

Les systèmes autonomes contiennent souvent des batteries mais aussi d'autres dispositifs de stockage. Les batteries et le système photovoltaïque produisent du courant continu. Par contre, les moteurs diesel peuvent entraîner des générateurs continus ou alternatifs. Le plus souvent les consommateurs demandent du courant alternatif ; on distingue alors différentes structures de systèmes selon le type de la machine électrique couplée avec le moteur diesel. Ces structures ont été décrites et classifiées selon le type de flux énergétiques par [81]. Chaque configuration, ses avantages et inconvénients sont présentés maintenant.

La première configuration est la connexion série. Dans ce cas, le générateur diesel est connecté sur le bus de courant continu. La connexion peut être directe (dans le cas d'un générateur de courant continu) ou à travers un redresseur. L'installation photovoltaïque et la batterie sont aussi liées à ce bus. Le consommateur est alimenté par un onduleur. Le schéma de principe d'un système hybride avec une telle configuration est présenté sur la figure (VI.3).

Dans cette configuration, le générateur diesel peut alimenter la charge à travers les convertisseurs électroniques ou charger la batterie. D'après la stratégie de gestion du système hybride, l'énergie produite par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou passer par la batterie. Les avantages de cette structure de système sont :

- Un dimensionnement facile du générateur diesel ;
- Un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif ;
- La mise en marche du générateur diesel n'est pas liée avec une interruption de l'alimentation électrique ;

- Grâce à l'onduleur, le consommateur peut être alimenté avec une tension, dont la forme du signal, la valeur et la fréquence sont convenables.

Les inconvénients sont :

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel. C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir la charge maximale possible ;
- La batterie doit avoir une grande capacité ;
- Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur ;
- Une avarie éventuelle de l'onduleur provoque une coupure totale de l'alimentation électrique.

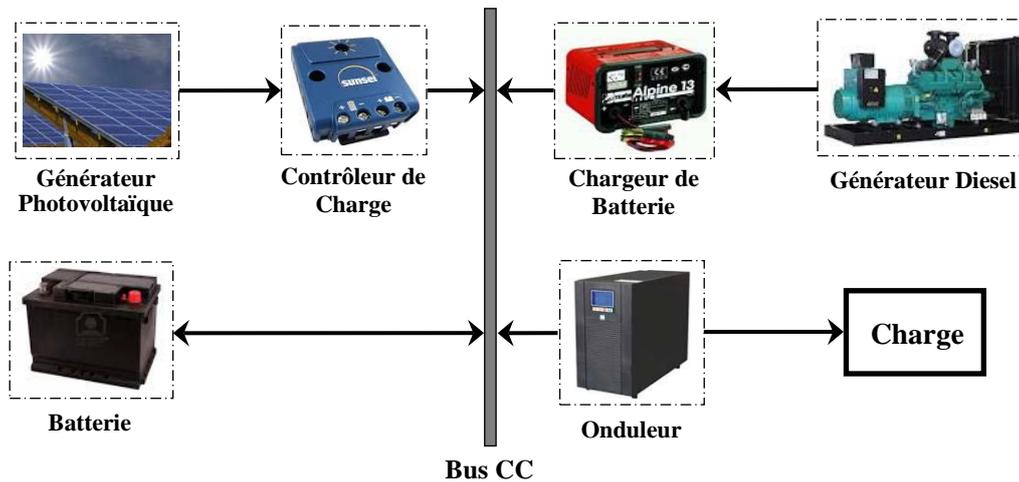


Figure VI. 3 : Système hybride avec connexion série.

Des systèmes de ce type ont été étudiés par différents auteurs [82], [83], [84].

La deuxième configuration possible est à commutation. Elle est souvent utilisée malgré quelques inconvénients. Le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par l'installation photovoltaïque et la batterie via l'onduleur. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. Le générateur diesel peut charger la batterie par l'intermédiaire d'un redresseur. La gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride. Le schéma du système est présenté sur la figure (VI.4).

Les avantages de cette configuration sont :

- Le système possède un rendement plus haut, parce que le générateur diesel peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de la consommation de fuel ;
- L'onduleur peut assurer au consommateur la tension demandée en forme et valeur ;
- Une avarie de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel.

Les inconvénients sont :

- L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources ;
- Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation maximale du système. De cette façon, ils fonctionnent avec un moindre rendement lors les périodes de faible charge ;
- Une construction complexe.

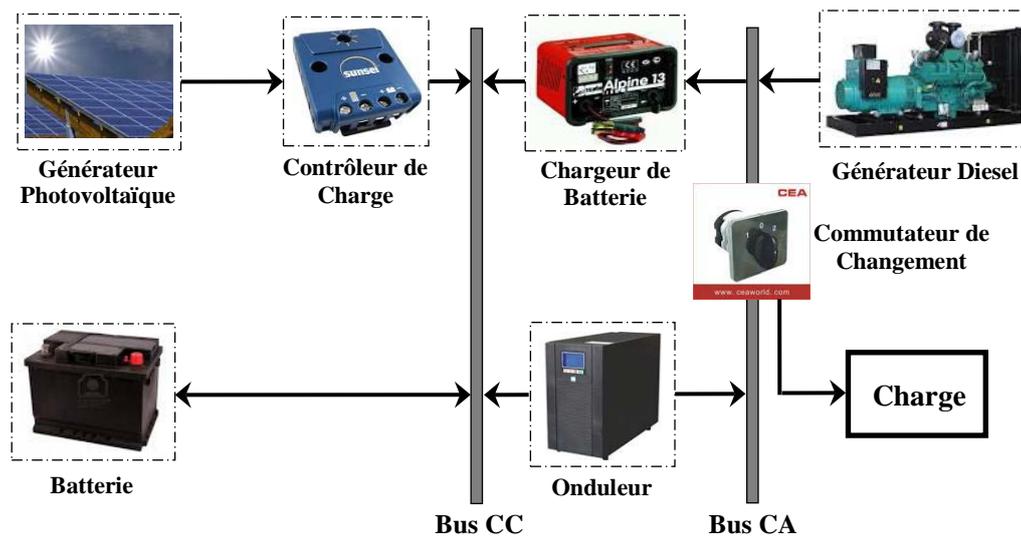


Figure VI.4 : Système hybride à commutation.

Un tel système fut étudié par [85].

La dernière configuration d'un système hybride photovoltaïque/source conventionnelle est à connexion parallèle. Ici le générateur diesel est interconnecté sur le bus de courant alternatif. L'installation photovoltaïque et la batterie sont liées sur un autre bus de courant continu. Les deux bus sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Il peut travailler soit comme redresseur, lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe dans le chargement de la batterie, soit comme onduleur, quand la charge (ou une part d'elle) est satisfaite par les panneaux

photovoltaïques et/ou la batterie. De cette façon, la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément. Le schéma d'un tel système hybride est représenté sur la figure (VI.5).

Les avantages de cette configuration sont :

- Les composants du système ne doivent pas être dimensionnés pour la charge totale, parce que le consommateur peut être alimenté par les deux sources en même temps ;
- Un meilleur rendement, parce que les sources fonctionnent avec une puissance plus proche de leur puissance nominale. De plus il n'y a pas une conversion de l'énergie produite par le générateur diesel ;
- Diminution du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système hybride ;
- Une avarie du convertisseur électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge.

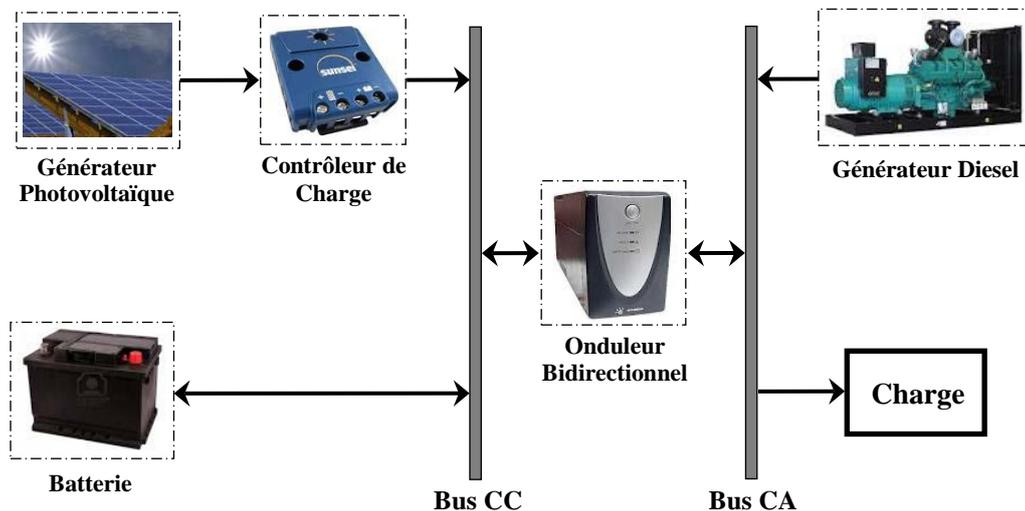


Figure VI.5 : Système hybride à connexion parallèle.

Les inconvénients de la configuration sont :

- Le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système ;
- Le convertisseur électronique doit fournir une tension sinusoïdale, pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ;
- Le personnel, qui s'occupe du fonctionnement correct du système, doit être qualifié ;
- Les batteries vieillissent rapidement (pas de chargeur) ;
- Le bus continu est plus difficile à contrôler.

Des systèmes hybrides avec une telle structure ont été étudiés par [86, 87, 88].

La plupart des publications sur ces systèmes suppose que la source conventionnelle d'énergie est un générateur diesel. [89] étudia des systèmes dans lesquels une turbine à gaz, normalement fonctionnant au gaz naturel, utilisait du méthane produit à partir de biomasse.

#### ❖ **Systèmes éolien/source conventionnelle**

Les recherches sur les systèmes hybrides éolien/diesel se distinguent des études sur les systèmes hybrides photovoltaïques car les éoliennes sont capables de produire du courant alternatif identique à celui produit par le générateur diesel. De cette façon il n'y a pas une grande diversité des configurations du système hybride.

Ces systèmes sont plus répandus sur les îles, où les brises de mer et le vent favorisent l'utilisation de l'énergie éolienne pour la production d'électricité. Des études ont été réalisées sur des systèmes installés sur des îles de diverses tailles – petites comme les îles Canari [90], en passant par des îles moyennes comme la Corse [91] et Canada [92], jusqu'aux grandes îles comme l'Angleterre [93].

Certaines publications concernent des systèmes hybrides existants et présentent des résultats de mesures [93, 94].

Lorsque le système hybride fonctionne en régime autonome, il comprend souvent un stockage qui peut être idéal [95], classique par batteries [94], [96] ou innovant par utilisation d'un électrolyseur et d'une pile à combustible avec stockage d'hydrogène [97], [98].

#### ❖ **Systèmes photovoltaïque/éolien/diesel**

La mise en place d'un tel système a pour objectif de diversifier les sources d'énergie renouvelables. On recherche ainsi une diminution plus significative de la quantité de fuel consommé puisque les sources renouvelables peuvent se compléter et fournir une plus grande quantité d'énergie.

Une partie des travaux est orientée vers des systèmes installés [99, 100] ou vers la conception de nouveaux systèmes [101]. On trouve aussi des études d'interconnexion de systèmes dans le réseau électrique, dans l'état de New York [102] ou en Arabie saoudite [103].

Le stockage peut être sous forme de batteries [104], de réservoir d'hydrogène avec électrolyseur et pile à combustible [105] ou d'une combinaison des deux [106].

Les logiciels commerciaux de simulation disponibles sont : HOMER, HYBRID2 et SOMES. Des travaux ont été également réalisés sur des études économiques [100, 107],

une analyse du carburant non consommé [108] ou des émissions polluantes évitées [99], sur l'évolution de différentes grandeurs [106, 103] ou sur la composition harmonique de la tension [109].

### **VI.3.3.2. Systèmes hybrides sans source conventionnelle**

Ces systèmes hybrides fonctionnent surtout en mode autonome dans des sites où l'approvisionnement en carburant diesel ou le raccordement au réseau électrique est difficile, voire même impossible. Dans la suite de ce paragraphe sont présentées quatre configurations de système hybride avec ou sans stockage.

#### **❖ Systèmes hybrides photovoltaïque/stockage**

L'installation photovoltaïque doit être raccordée avec une autre source d'énergie, pour qu'il soit possible de satisfaire la charge durant la nuit ou par temps nuageux.

Ces systèmes alimentent soit des maisons [110], soit des villages [111]. Certains travaux traitent de modélisation et d'analyse [112], d'autres de dimensionnement optimisé des composants du système [110]. Le critère d'optimisation le plus souvent utilisé est la probabilité de perte d'alimentation [113].

Des algorithmes pour le suivi du point de puissance maximale ont été développés à partir de la logique floue par [114]. La production photovoltaïque d'hydrogène est également étudiée par électrolyseur par [115] et par différentes technologies par [116].

Le stockage est parfois idéal [110], un banc de batteries [110], un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène [117] ou une combinaison de deux dispositifs de stockage différents comme électrolyseur et batterie [118] ou électrolyseur et super condensateur [119]. L'utilisation de super condensateurs est de conception très récente et sont utilisés pour un stockage très court avec une réactivité de quelques dixièmes de secondes, tandis que l'électrolyseur et le réservoir d'hydrogène permettent un stockage plus important en terme de quantité stockée mais plus lent [120].

[110] étudie un système hybride alimentant un ensemble d'habitations en parallèle avec le réseau électrique. Il surmonte ainsi les surtensions en bout de lignes électriques et les manques d'alimentation lors des coupures du réseau.

Différent logiciels ont été utilisés dans les études : MATLAB [118, 119] et ESRA [113].

❖ **Système hybride éolien/stockage**

L'interconnexion du dispositif de stockage avec un générateur éolien peut avoir deux objectifs possibles : soit un rôle de tampon lorsque le système fonctionne en parallèle avec le réseau électrique, le dispositif permet alors de lisser les variations rapides de la puissance électrique en provenance de l'éolienne [121], soit un rôle de stockage à plus long terme, en régime autonome pour permettre l'alimentation du consommateur lors de périodes de faible vitesse du vent [122]. Le réseau électrique peut être de grande taille, cas des Etats-Unis [123], ou de faible taille (réseau insulaire) [124].

Comme pour les autres systèmes précédemment présentés, ils peuvent alimenter soit un ménage [125], soit un bâtiment (hôtel) [126] et même un village [127].

Les modes de stockage étudiés peuvent être une batterie [127], un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène [126], une combinaison des deux [122], un stockage par air comprimé [123], des aimants supraconducteurs [49] ou une combinaison d'un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène et un super condensateur [121].

Lorsque le système opère en parallèle avec le réseau électrique, la stratégie de gestion de la puissance joue un rôle important [124].

Sur le plan économique, certains auteurs se contentent de donner les prix des divers organes du système [123, 124], d'autres approfondissent l'analyse économique en calculant le prix de kilowattheure produit [126, 127].

L'analyse du comportement du système hybride peut être réalisée à partir d'algorithmes de programmation dynamique [129] ou de logiciels commerciaux comme MATLAB [126, 128] ou SIMNON [125].

❖ **Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage**

L'inconvénient majeur des deux systèmes hybrides précédemment décrits est le manque de diversité de l'alimentation parce que la ressource primaire utilisée est unique. Cela induit plusieurs désavantages comme par exemple le surdimensionnement des éléments dont l'objectif est d'assurer une alimentation continue, ce qui va se traduire par un investissement initial élevé (et donc limiter le développement de ces systèmes) et une augmentation du prix de kilowattheure produit. Ces inconvénients peuvent être limités ou même éliminés par l'incorporation d'une seconde source d'énergie [130].

Les études concernent des systèmes existant [131], des bancs d'essais [132] ou des travaux théoriques. La plupart des travaux concerne l'optimisation de la configuration du système hybride selon divers critères : probabilité minimale de perte de charge [133], cout

minimal du kilowattheure produit [134], ou combinaison de ces deux critères [135]. Les procédures d'optimisation utilisent soit des algorithmes génétiques [136], soit des méthodes heuristiques [135] ou de surfaces [133] ou encore des logiciels commerciaux tels que HOMER [134], HYBRID 2 [137], MATLAB [138], PSCAD/EMTDC [139] et ARENA v10 [132] ou v12 [134].

Comme pour les autres systèmes hybrides, ils peuvent assurer l'alimentation des cellules 3G d'opérateurs mobiles [140], des ménages [129] ou des villages [141]. Ils fonctionnent le plus souvent en régime autonome [129, 137], mais il existe des travaux sur des systèmes connectés au réseau électrique [131, 133].

Les dispositifs de stockage sont plus souvent des batteries [131, 133], parfois un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène [137] ou une combinaison de batterie et stockage d'hydrogène [130].

#### ❖ **Systèmes hybrides photovoltaïque/éolien sans stockage**

Ce type de système hybride s'utilise très rarement, parce qu'il n'assure pas une sécurité d'alimentation, il manque soit une source conventionnelle soit un dispositif de stockage. Pour cette raison, les recherches sur ces systèmes sont rares. On a pu trouver des travaux sur un système existant [142] utilisé dans un but éducatif en Northern Iowa, Etats-Unis ; un projet de système hybride pour le réseau électrique d'une île Croate [143], une estimation des performances [144].

[143] se basent sur l'hypothèse d'une complémentarité des énergies du vent et soleil. De cette façon, le système fournira toujours de puissance dans le réseau électrique insulaire. Son argumentation est d'ordre économique. L'étude théorique de [144] utilise la convolution probabiliste.

### **VI.4. Présentation de la configuration étudiée**

La finalité de ce travail est d'évaluer les performances d'un système hybride à base d'énergie renouvelables éolienne et photovoltaïque. Nous allons donc étudier un système complet composé des éléments suivants :

- un générateur éolien comme source d'énergie renouvelable principale ;
- un générateur photovoltaïque comme deuxième source d'énergie renouvelable ;
- un bus continu ;
- un récepteur d'énergie électrique simulant la consommation de l'utilisateur final (réseau ou charge) ;

- une unité de stockage d'énergie.

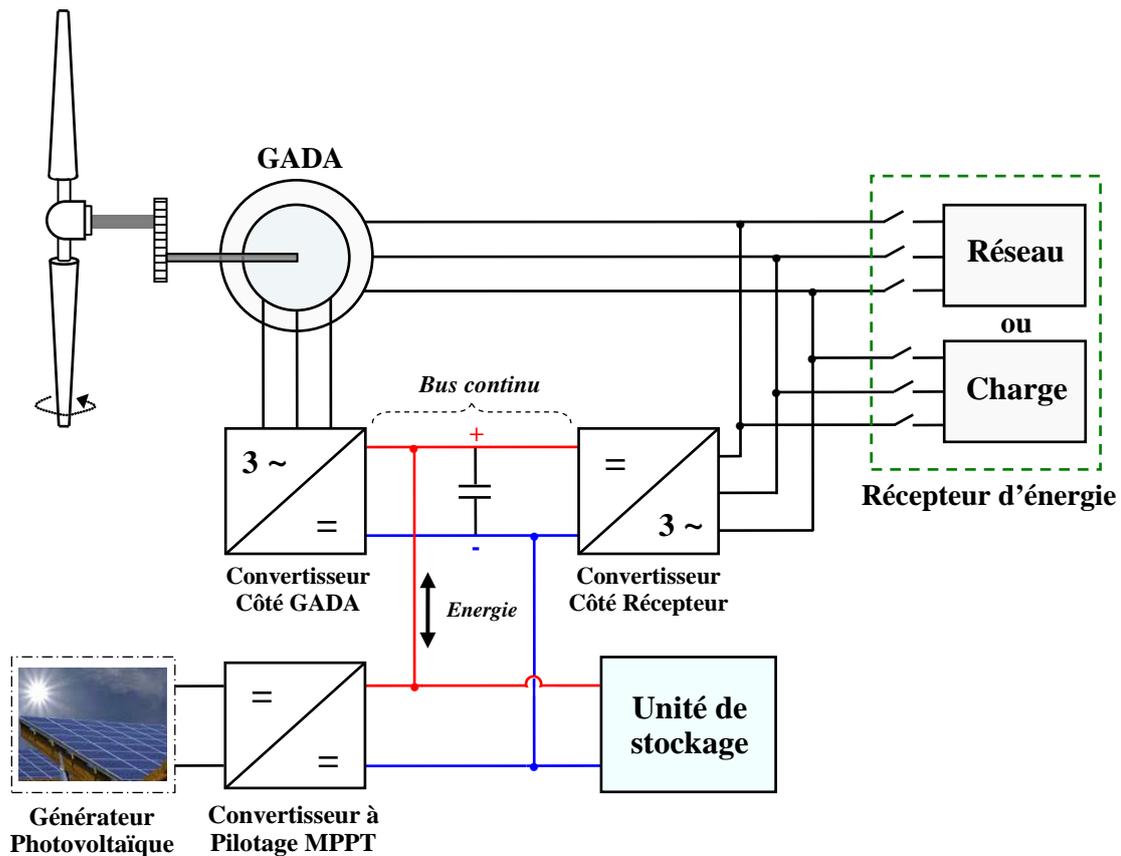


Figure VI.6 : Architecture du système hybride étudié.

Nous allons maintenant pouvoir assembler les différents modèles développés précédemment afin d'obtenir notre système de conversion d'énergie hybride proposé présenté à la figure (VI.6). Notre but principal est de modéliser puis simuler le comportement de ce système vis-à-vis des conditions climatiques variables.

#### VI.4.1. Principe de fonctionnement du système

Les performances d'un SEH sont influencées par le choix de la stratégie de fonctionnement. La priorité est la fourniture de l'énergie demandée par l'utilisateur à partir de l'énergie produite par le SEH. Le système de stockage est inséré dans le but de garantir la fourniture d'une puissance stable au réseau électrique (cas de système de production lié à un réseau stable) ou la fourniture de l'énergie demandée par la charge dans les périodes critiques (manque ou absence du vent et/ou du soleil) en cas du fonctionnement autonome. Nous avons donc ici deux types de fonctionnement possibles de notre système de figure (VI.6) qui sont :

- le fonctionnement du système en relation avec le réseau électrique de forte puissance ;
- le fonctionnement autonome (lié à une charge isolée de grande puissance).

Le fonctionnement du système lié au réseau électrique est simulé par un récepteur de puissance constante par contre dans le fonctionnement autonome, nous considérons un récepteur de puissance variable.

Nous allons par la suite simuler les deux types de fonctionnement de notre système proposé.

#### **VI.4.2. Etude du système**

Notre but est de faire étudier le fonctionnement du système en relation avec un récepteur d'énergie électrique (réseau ou charge) dans les différentes conditions climatiques.

Par ailleurs, pour alimenter en tension continue le convertisseur coté rotor, il faut mettre en œuvre un redressement, à partir de la tension du stator. Une des contraintes majeures pour une GADA réside dans le fait que la puissance au rotor est bidirectionnelle selon que l'on est en fonctionnement hyper ou en hypo synchrone. Le convertisseur coté récepteur doit donc être capable de faire transiter l'énergie électrique dans les deux sens en fonctionnement permanent. Il doit donc être bidirectionnel en courant. C'est principalement pour cette raison que nous mettons en œuvre un redresseur à Modulation de Largeur d'Impulsions et pas un pont de diodes classique.

Nous allons donc créer un bus de tension continue reliant le convertisseur coté rotor à celui connecté au récepteur. Ce bus est entièrement géré par ce dernier et possède une capacité de filtrage suffisante permettant d'avoir une tension stable et fixe quel que soit le fonctionnement de l'ensemble.

Il est judicieux d'utiliser ce bus et le convertisseur coté récepteur (réversible en puissance) afin de pouvoir échanger de l'énergie entre le système de stockage et le récepteur (cas du réseau électrique). L'intérêt est de pouvoir compenser et lisser la puissance produite au récepteur en utilisant les éléments déjà mis en œuvre dans notre système.

### **VI.4.2.1. Unité de stockage**

Comme nous l'avons vu dans le premier chapitre, le stockage d'énergie électrique peut être réalisé de différentes manières pour répondre à des exigences en termes de durée et de puissance.

Ici nous nous intéressons plus particulièrement à un stockage hybride qui sera l'association d'un stockage à long terme qui permettra à l'ensemble de produire le plus longtemps possible la puissance exacte demandée par le récepteur et d'un stockage à court terme afin de lisser au mieux la puissance produite en fonction des fluctuations rapides du vent.

Ainsi, il sera possible d'avoir un système de stockage pouvant à la fois emmagasiner une grande quantité d'énergie tout en ayant une dynamique de réponse rapide afin de pouvoir lisser toutes les variations instantanées de puissance.

#### **VI.4.2.1.1. Connexion du stockage**

Il faut d'abord définir comment et à quel niveau peut se faire l'échange d'énergie entre l'unité de stockage, le récepteur et la génératrice. Pour en savoir plus, regardons les différents procédés de stockage et les conversions qu'ils effectuent. Nous reprenons ici toutes les formes de stockage envisageables pour nos générateurs renouvelables [112].

- **Pour le court terme**

- Super condensateur, fonctionnant à partir d'un bus de tension continue avec un hacheur et connexion avec un redresseur/onduleur sur le récepteur ;
- Volant d'inertie, entraîné par une machine asynchrone pilotée par un variateur électronique utilisant un redresseur/onduleur.

- **Pour le long terme**

- Batterie, alimentée à partir d'un bus de tension continue avec un hacheur et une connexion au récepteur via un redresseur/onduleur;
- Air comprimé, fonctionnant avec une machine à courant continu pilotée par un hacheur alimenté par un bus de tension continue et une connexion au récepteur avec un redresseur/onduleur ;
- Pile à combustible et électrolyte, redresseur/onduleur pour la connexion au récepteur et fonctionnement avec un hacheur à partir d'un bus de tension continue.

Dans chacun des cas, même si la forme de stockage change radicalement, on passe toujours par un étage de tension continue. Ceci est donc très intéressant car cela veut dire

que si l'on peut déjà avoir un bus de tension continue capable d'échanger de l'énergie avec le récepteur, il sera simple d'y connecter un de ces dispositifs de stockage qui se comportera comme une source continue au niveau du bus.

Nous allons alors utiliser le bus de tension continue de notre système éolien et de redresseur MLI afin d'effectuer le raccordement de l'unité de stockage et assurer ainsi l'échange d'énergie avec le récepteur et la génératrice.

#### **VI.4.2.1.2. Modélisation de l'unité de stockage**

Il est donc possible, au vu de ces remarques, de considérer les dispositifs de stockage comme des sources de tension continue avec des capacités, des puissances et des temps de réponses différents en fonction de leurs principes de fonctionnement.

Ces sources possèdent trois paramètres importants pour leur exploitation qui sont la valeur de l'énergie et de la puissance qu'elles sont capables de fournir ou emmagasiner ainsi que leurs temps de réponse.

On peut donc en faire une modélisation précise en considérant ces dispositifs de stockage comme des sources continues contrôlées en puissance avec une mesure de puissance et d'énergie ainsi que des limites sur l'énergie stockée. Le niveau d'énergie disponible dans cette unité de stockage sera contrôlé en temps réel. Il faudra aussi se fixer des limites et prévoir les conditions de fonctionnement lorsque ces limites seront atteintes.

Nous allons modéliser un système de stockage hybride alliant une unité à court terme ayant un temps de réponse court et une unité à long terme ayant un temps de réponse plus long. Nous modélisons cet ensemble par une seule source de tension. Cette unique source de tension sera contrôlée en tension afin de pouvoir commander la puissance de charge et de décharge en fonction de la consigne qui sera générée par le système de contrôle global. L'ensemble ainsi créé permet d'allier les avantages des deux solutions : temps de réponse court et capacité importante du stockage.

Pour que le fonctionnement soit réaliste, il faut bien sûr choisir la capacité maximale d'énergie et la puissance en rapport avec les conditions climatiques du site (vent et ensoleillement) sur lequel on veut installer le SEH. Le dimensionnement de l'unité de stockage sera détaillé par la suite. En fonction des différents modes de stockage, le volume et le coût de ce dispositif, à capacité égale, ne sont pas les mêmes.

#### **VI.4.2.1.3. Contrôle de l'unité de stockage**

La modélisation utilisée est présentée sur la figure (VI.7). On y distingue la source

de tension contrôlée par le régulateur de puissance, la mesure de puissance et le calcul d'énergie.

Pour la gestion de l'énergie, on se fixe un seuil maximal qui correspond à la taille de l'unité de stockage et un seuil minimal à ne pas dépasser pour ne pas endommager les éléments de l'unité. En effet, si l'on utilise des batteries par exemple il ne faut pas faire des décharges profondes car elles entraînent des dégradations des plaques internes des éléments ; par contre, dans le cas d'un stockage à air comprimé, on peut vider complètement le réservoir sans contrainte.

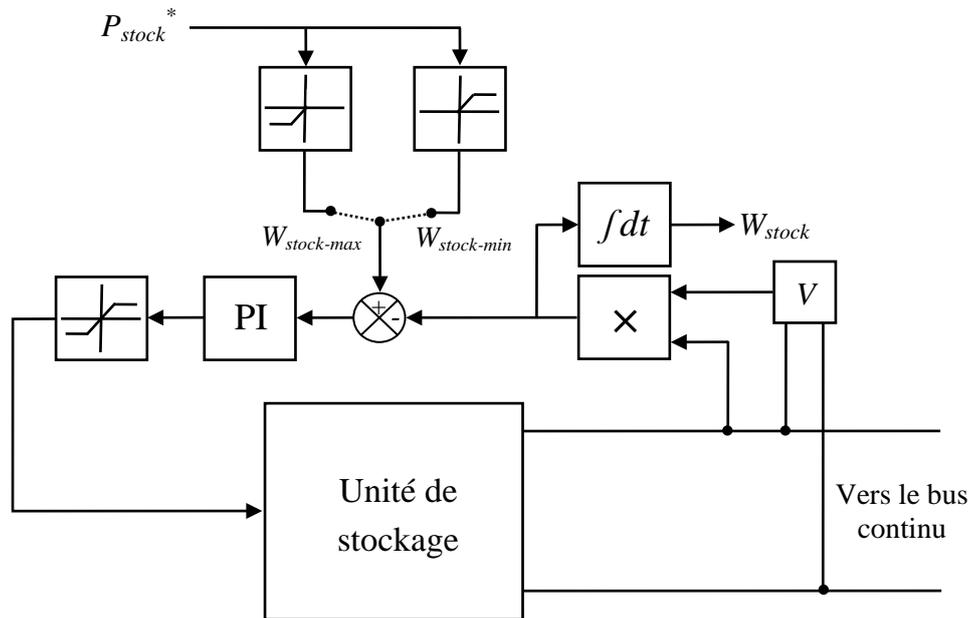


Figure VI.7 : Schéma bloc de l'unité de stockage.

L'information de seuil maximum d'énergie de l'unité de stockage sera aussi utilisée pour l'établissement de la puissance de référence de la génératrice lors du contrôle global du système détaillé dans les sections suivantes.

Afin de faciliter l'étude du système hybride global, nous allons détailler notre système et étudier chaque source d'énergie renouvelable seule, avec l'unité de stockage.

#### **VI.4.2.2. Fonctionnement de l'éolienne seule avec l'unité de stockage**

Cette situation correspond en pratique à une absence de soleil (période de nuit ou existence de nuages) et présence d'une vitesse de vent suffisante pour entrainer la turbine éolienne. Le schéma correspondant à ce cas est illustré par la figure (VI.8).

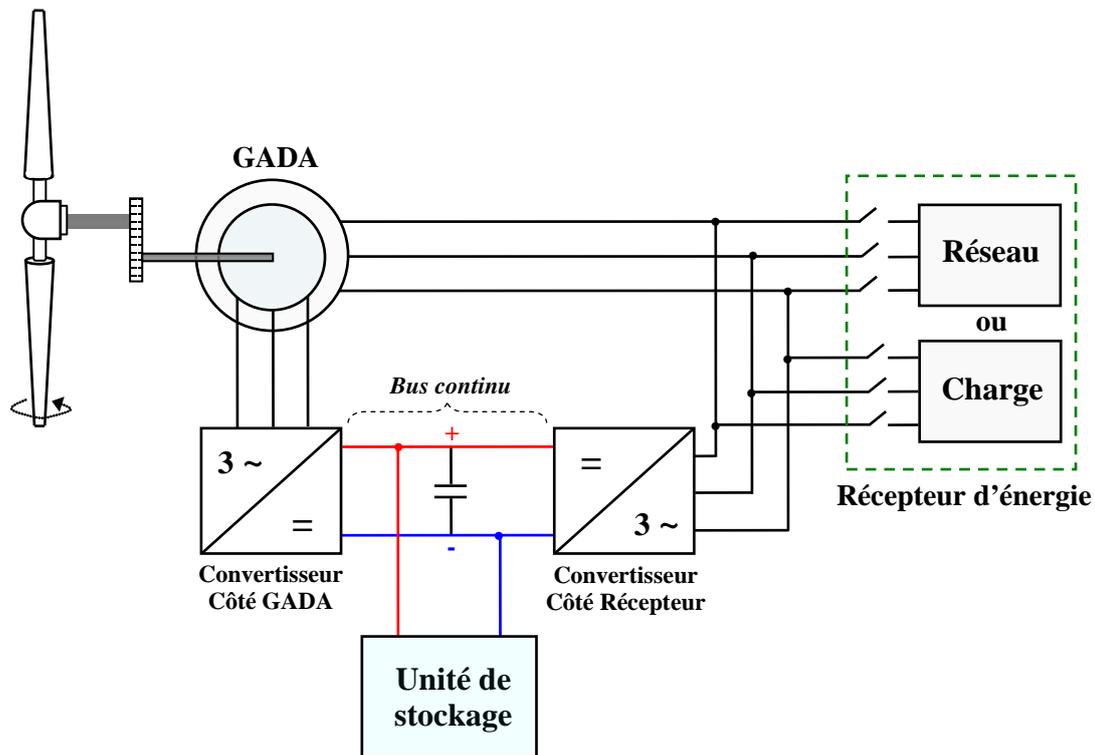


Figure VI.8 : Fonctionnement de l'éolienne seule avec l'unité de stockage.

#### VI.4.2.2.1. Dimensionnement de l'éolienne et du stockage

En pratique et afin de pouvoir dimensionner l'unité de stockage, il faut déjà avoir fait une étude approfondie des vents sur différents sites potentiels d'implantation et choisir celui qui est le plus favorable à l'exploitation du potentiel éolien. En effet, il est opportun de choisir un site où le vent est présent de manière soutenue et régulière [112].

##### a. Taille de l'hélice

Nous allons tout d'abord choisir la taille de l'éolienne en fonction de la production que l'on aimerait avoir. Nous choisissons ici une éolienne de grande puissance pour notre étude et aimerions pouvoir produire une puissance de l'ordre de 750 kW au récepteur (puissance maximale demandée). Cette puissance nous permet de déterminer la taille de l'éolienne et en particulier le diamètre de l'hélice.

En outre, nous savons que pour produire une puissance de 750 kW au récepteur, il nous faudra certainement, dans le pire des cas, produire jusqu'à 1.5 MW afin de recharger l'unité de stockage lorsque le vent sera fort (750 kW pour le récepteur et 750 kW pour le rechargement de l'unité de stockage). Il va donc nous falloir une hélice d'une éolienne de 1,5 MW, ce qui nous donne un diamètre de l'ordre de 35,25 m.

**b. Puissance de la génératrice et du stockage**

Nous voulons pouvoir fournir au récepteur une puissance maximale égale à 750 kW. La génératrice devra être au minimum dimensionnée pour cette puissance. Cependant, du fait de la présence du stockage, qui est là pour nous aider à maintenir la production durant les périodes de faible vent, il faut prévoir de pouvoir recharger l'unité de stockage.

Donc, pendant les périodes de fort vent, la génératrice fournira 750 kW au récepteur et rechargera l'unité de stockage avec l'excédent de puissance disponible. Il nous reste maintenant à déterminer la puissance maximale que la génératrice devra fournir pour recharger l'unité de stockage. Cette dernière est calculée par l'équation suivante :

$$P_{stock} = P_{éol} - P_{récepteur} \tag{VI.1}$$

Avec  $P_{éol}$  est la puissance extractible de la turbine éolienne.

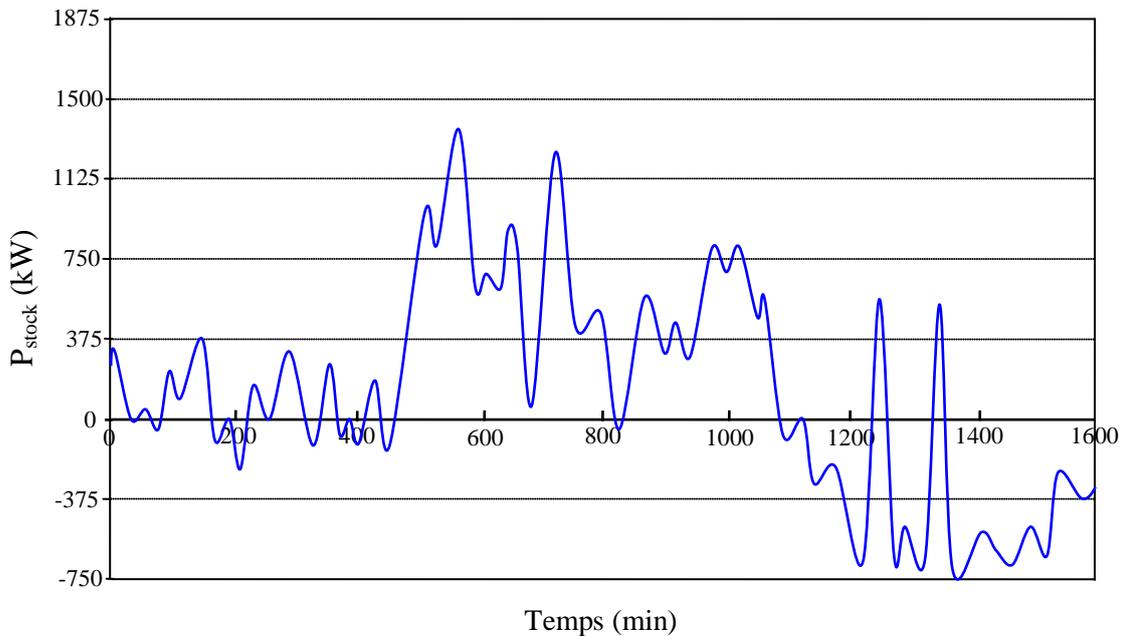


Figure VI.9 : Puissance à stocker ou compenser par le stockage.

Afin de mieux comprendre la procédure de stockage, nous allons tracer un exemple de l'évolution de la puissance qui sert au dimensionnement de l'unité de stockage en retirant 750 kW à la puissance extractible du vent. Ceci correspond à la puissance excédentaire ( $P > 0$ ) ou déficitaire ( $P < 0$ ) qui devrait être stockée ou récupérée de l'unité de stockage. La courbe est présentée en figure (VI.9).

Cette courbe va nous permettre de déterminer la puissance nominale de l'unité de stockage. On peut séparer les phases de charge (puissance positive) et décharge (puissance

négative). Nous nous intéressons à la valeur maximale de la puissance de l'unité de stockage sur des périodes de durées suffisantes pour avoir une puissance de valeur raisonnable.

Ici, on remarque que la puissance passe au-dessus de 750 kW mais seulement pendant quelques minutes ce qui n'est pas exploitable en terme d'énergie. Par contre, on remarque que la valeur de 750 kW permettrait de couvrir toutes les périodes où l'on doit décharger l'unité de stockage et la plus grande partie des périodes où l'on charge celle-ci. Cette valeur est donc un bon compromis dans notre cas.

Ce résultat, 750 kW, était prévisible car si l'on veut effectivement pouvoir maintenir la puissance fournie au récepteur constante, quel que soit le vent, il faut que le stockage soit capable de fournir les 750 kW de puissance récepteur lorsque le vent est nul.

Par contre si l'on avait eu une dynamique de vent présentant de moins grandes variations de puissance il aurait été possible de réduire la puissance de l'unité de stockage et ainsi diminuer d'autant celle de la génératrice.

Nous pouvons maintenant choisir la puissance nominale de la génératrice qui sera de 750 kW (pour le récepteur) + 750 kW (pour recharger le stockage), soit 1,5 MW.

Le dimensionnement de cette génératrice en kVA, pour tenir compte de la puissance réactive aussi, devra faire l'objet d'une autre étude. Effectivement, en fonction de ce que l'on veut fournir comme puissance réactive au récepteur, la puissance de la GADA sera différente. Nous fixerons la consigne de puissance réactive à zéro dans les simulations et prenons ainsi une GADA de 1,5 MW.

### **c. Capacité du stockage**

Maintenant que nous avons défini les puissances nominales de la génératrice et du stockage, il nous faut déterminer la capacité énergétique de l'unité de stockage. Pour ce faire, nous allons déterminer l'énergie  $W_{stock}$  qui doit être stockée ou déstockée en intégrant par rapport au temps la puissance qui correspond au stockage.

$$W_{stock} = \int P_{stock} dt \quad (VI.2)$$

Avec :

$$P_{stock} = P_{éol} - P_{récepteur} \quad (VI.3)$$

La capacité de l'unité de stockage est calculée en mesurant l'amplitude de la courbe de l'évolution de l'énergie de stockage par rapport au temps :

$$\text{capacité en Wh} = W_{\text{stock max}} - W_{\text{stock min}} \quad (\text{VI.4})$$

#### **d. Puissance des convertisseurs statiques**

Maintenant que nous disposons des puissances nominales de l'unité de stockage et de la génératrice, nous allons pouvoir déterminer la puissance du convertisseur coté récepteur et celle du convertisseur alimentant le rotor de la GADA.

L'unité de stockage ayant une puissance maximale égale à 750 kW, et étant destinée à fournir la puissance nécessaire au récepteur pendant les périodes de faible vent, il va donc nous falloir un convertisseur côté récepteur de 750 kW de puissance.

Pour ce qui est du convertisseur alimentant le rotor de la GADA, nous avons vu au chapitre III que la puissance de glissement véhiculée par ce convertisseur correspond à 30% de la puissance nominale de la machine pour des vitesses de fonctionnement de  $\pm 30\%$  de la vitesse de synchronisme.

Ainsi, avec une génératrice de 1,5 MW, un convertisseur de seulement 500 kW permet de produire la puissance nécessaire, quelle que soit la vitesse de rotation de l'éolienne.

#### **e. Contrôle des puissances actives et réactives de la génératrice**

Le but premier d'un système éolien est de produire de l'énergie électrique nécessaire pour la fournir au récepteur. Pour ce faire, nous allons utiliser le stockage pour faire tampon entre les périodes de forts et faibles vents.

C'est pour ces raisons que notre éolienne doit capter au mieux la puissance disponible dans le vent pour la fournir au récepteur et stocker l'éventuel surplus. Ainsi, la génératrice doit produire toute la puissance maximale qu'il est possible d'extraire du vent, puissance qui est déterminée en permanence en fonction de la vitesse du vent et qui est égale à la puissance fournie par la turbine.

Cette référence de puissance active doit être limitée par la puissance nominale de la génératrice afin de ne pas la surcharger. Dans le cas d'un trop fort vent, la génératrice sera commandée à la valeur nominale permettant ainsi de produire au récepteur la puissance active de référence et de recharger l'unité de stockage.

La puissance active de référence pour la GADA sera différente si l'unité de stockage a atteint sa limite maximale car à ce moment-là on a simplement besoin de fournir de l'énergie au récepteur et la génératrice sera donc commandée pour produire la puissance requise au récepteur.

Si la limite minimale du stockage est atteinte, c'est que la génératrice ne fournit pas assez de puissance car le vent est trop faible et là on ne peut rien y faire. La puissance fournie au récepteur sera la puissance de la génératrice et celle demandée par le récepteur risque de ne pas être satisfaite. Ce cas correspond donc à la limite basse de notre système de stockage.

Pour la puissance réactive, elle peut être réglée à la guise du gestionnaire du récepteur et être donc ajusté en fonction des conditions d'utilisation de ce dernier pour faire de la compensation d'énergie réactive ou du contrôle de tension au point de raccordement. A noter qu'ici la puissance réactive peut tout aussi bien être positive ou négative grâce à la commande en double alimentation de la machine asynchrone par le convertisseur connecté au rotor de celle-ci.

#### **f. Contrôle de la puissance stockée**

La puissance instantanée de l'unité de stockage dépend de la puissance produite par la génératrice et de la puissance fournie au récepteur. Le stockage doit être contrôlé afin de garantir la puissance produite au récepteur.

Ainsi, la puissance de référence de l'unité de stockage, notée  $P_{stock}^*$ , est la différence entre la puissance produite par la GADA et la puissance à fournir au récepteur. C'est donc bien l'unité de stockage qui s'adapte pour réagir aux différentes conditions de production de la génératrice en compensant les fluctuations de puissance.

$$P_{stock}^* = P^* - P_{récepteur} \quad (VI.5)$$

Ici, la référence peut être positive ou négative en fonction que l'on charge ou décharge l'unité de stockage. Il faut aussi tenir compte de la puissance nominale de cette unité et ainsi limiter la puissance de référence.

De plus, la puissance de référence peut être modifiée en fonction de l'état de charge de l'unité de stockage. Effectivement lorsque l'on a atteint la charge maximale, on interdit la charge. Il est alors seulement possible de décharger l'unité et la référence de puissance de la puissance de la génératrice est modifiée pour être égale à la puissance produite au récepteur.

Lorsque l'on a atteint le niveau de décharge maximal, seule la charge de l'unité de stockage est autorisée et la génératrice continue à fournir ce qu'elle peut au récepteur. On se trouve dans une situation où l'on risque de ne pas garantir la puissance demandée par le récepteur.

#### **VI.4.2.2.2. Résultats de simulation**

Les résultats présentés ici ont été obtenus à partir d'une modélisation effectuée à partir du logiciel Matlab/Simulink.

Nous effectuons les simulations sur des durées courtes mais suffisamment grandes pour obtenir les régimes permanents de toutes les parties du système de conversion d'énergie. Si notre système est capable de répondre convenablement avec des temps réduits, il le fera forcément pour des temps plus grands.

Nos simulations sont faites pour une puissance d'éolienne de 1,5 MW ayant une hélice de 35,25 m de diamètres et nous faisons fonctionner l'ensemble du système afin que la puissance fournie au récepteur soit au maximum égale à 750 kW. Ainsi, la puissance de l'unité de stockage est de 750 kW.

La simulation est faite avec un profil de vent qui permet de fournir en permanence la puissance demandée par le récepteur, grâce à l'unité de stockage.

Les courbes présentées dans les figures suivantes montrent l'évolution du fonctionnement du système illustré par la figure (VI.8).

- La figure (VI.10) présente l'évolution de la vitesse du vent en m/s en amont de l'éolienne.
- La figure (VI.11) illustre la puissance active produite par la GADA. Avec notre convention, cette puissance est négative car la puissance est transmise au récepteur. Elle est limitée à 1,5 MW, la puissance nominale de la génératrice.
- La figure (VI.12) correspond à la puissance de l'unité de stockage. Cette puissance peut être positive ou négative en fonction des conditions de vent qui permettent la charge ou la décharge. Elle est limitée à 750 kW.
- La figure (VI.13) montre la puissance active fournie par l'ensemble du générateur éolien (éolienne + stockage). Elle est maintenue égale à celle demandée par le récepteur.
- La figure (VI.14) représente la puissance réactive injectée au récepteur par l'ensemble. Ici nous nous sommes fixés une consigne nulle.

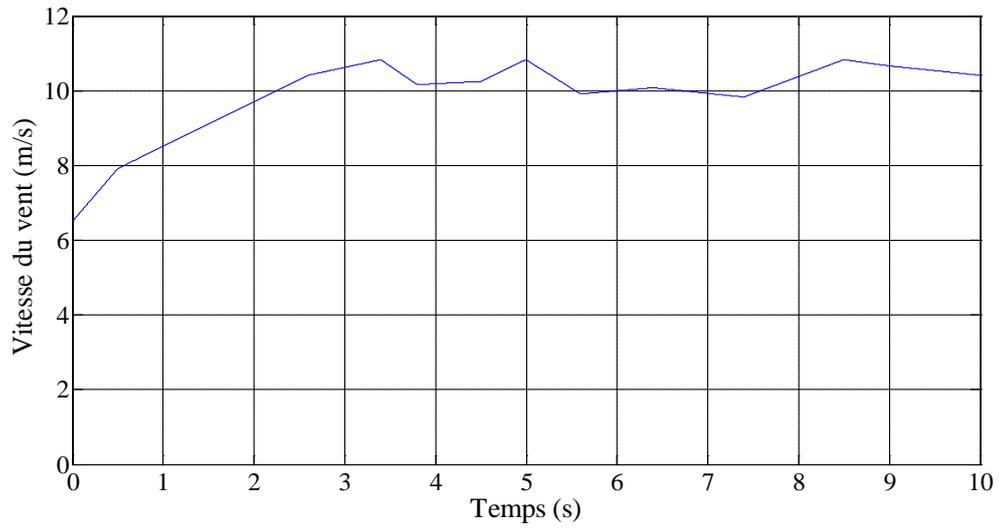


Figure VI.10 : Profil du vent utilisé.

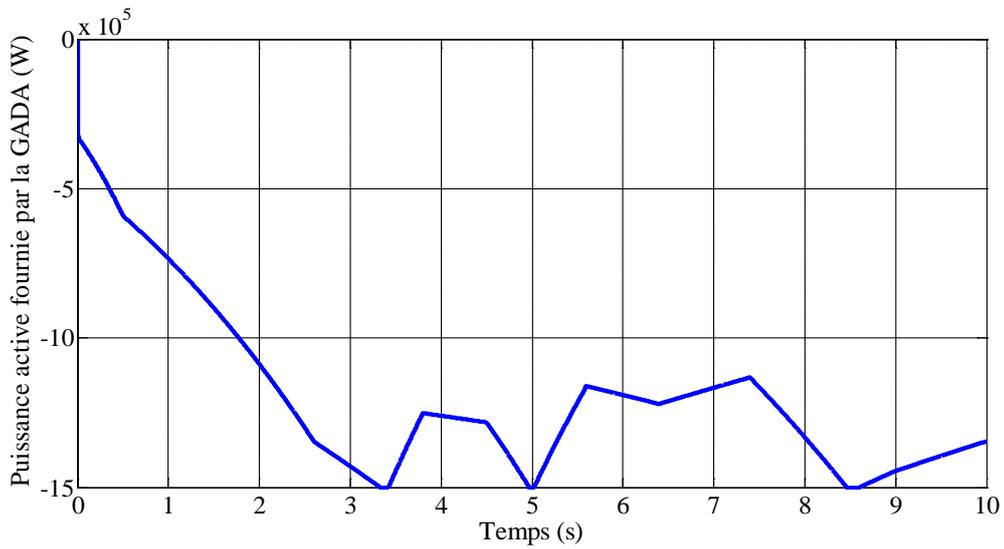


Figure VI.11 : Puissance active totale fournie par la GADA.

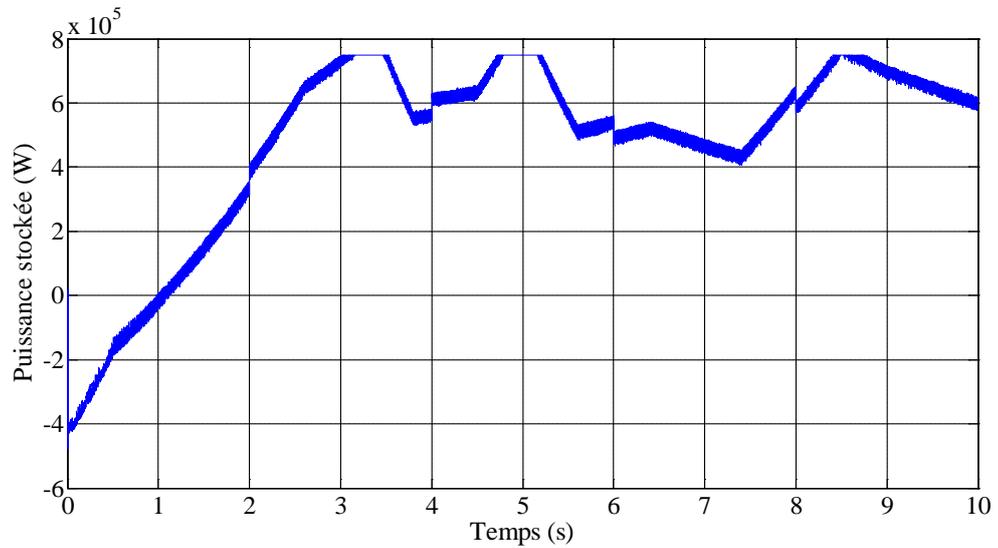


Figure VI.12 : Puissance active stockée.

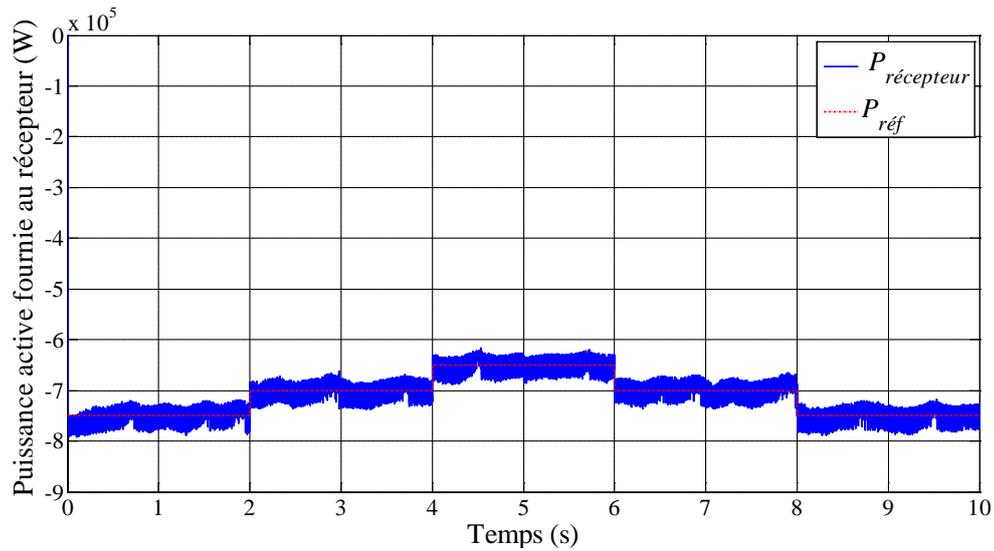


Figure VI.13 : Puissance active fournie au récepteur.

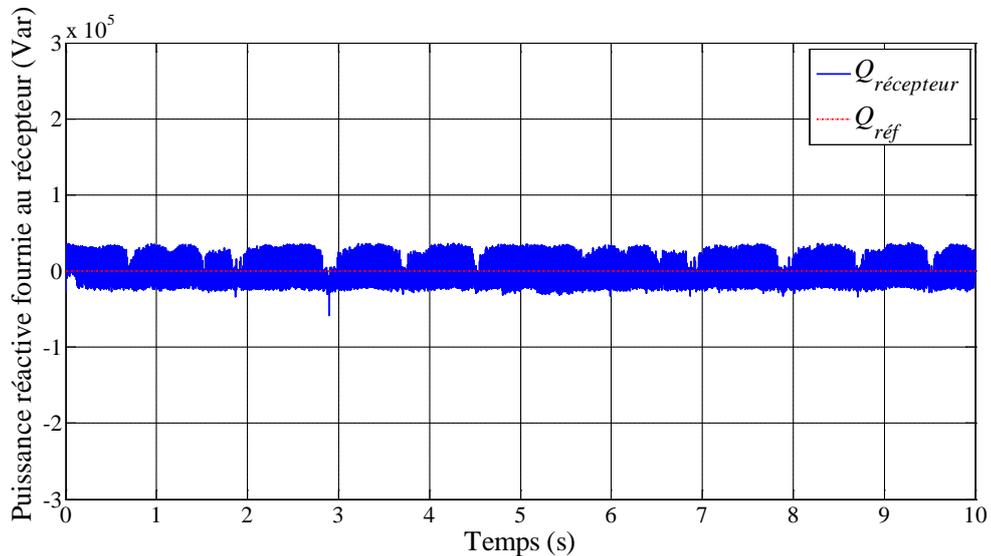


Figure VI.14 : Puissance réactive fournie au récepteur.

On remarque que la puissance fournie au récepteur suit parfaitement sa consigne, grâce à l'unité de stockage. Effectivement, si l'on regarde les moments où le vent est faible, on s'aperçoit que la puissance produite par la génératrice est inférieure à celle demandée par le récepteur. C'est donc l'unité de stockage qui compense ce manque de puissance.

Si l'on n'avait pas eu l'unité de stockage, la puissance fournie au récepteur n'aurait pas pu être maintenue sur toute la durée du fonctionnement. Elle est utile sur la moitié du temps environ. Sur l'autre moitié du temps elle n'est pas utile mais se recharge en utilisant l'excédent de puissance du vent.

Si l'on avait installé une éolienne sans stockage pour avoir la puissance demandée par le récepteur, pendant les périodes de fort vent nous n'aurions produit que cette puissance alors qu'avec l'unité de stockage on emmagasine la puissance qui n'aurait pas été exploitée pour la restituer ultérieurement.

On remarque d'après la figure (VI.11) que la puissance active de la GADA est bien limitée à la puissance nominale de 1,5 MW pour les vents forts. On peut voir que dans ces mêmes périodes, la puissance de l'unité de stockage est limitée à 750 kW car la génératrice produit 750 kW au maximum pour le récepteur et 750 kW pour recharger l'unité de stockage.

#### **VI.4.2.3. Fonctionnement du GPV seul avec l'unité de stockage**

Cette situation correspond à la période de la journée (présence du soleil) et à des périodes d'arrêt de l'éolienne (absence du vent, panne, ..., etc). Le schéma correspondant à ce cas est illustré par la figure (VI.15).

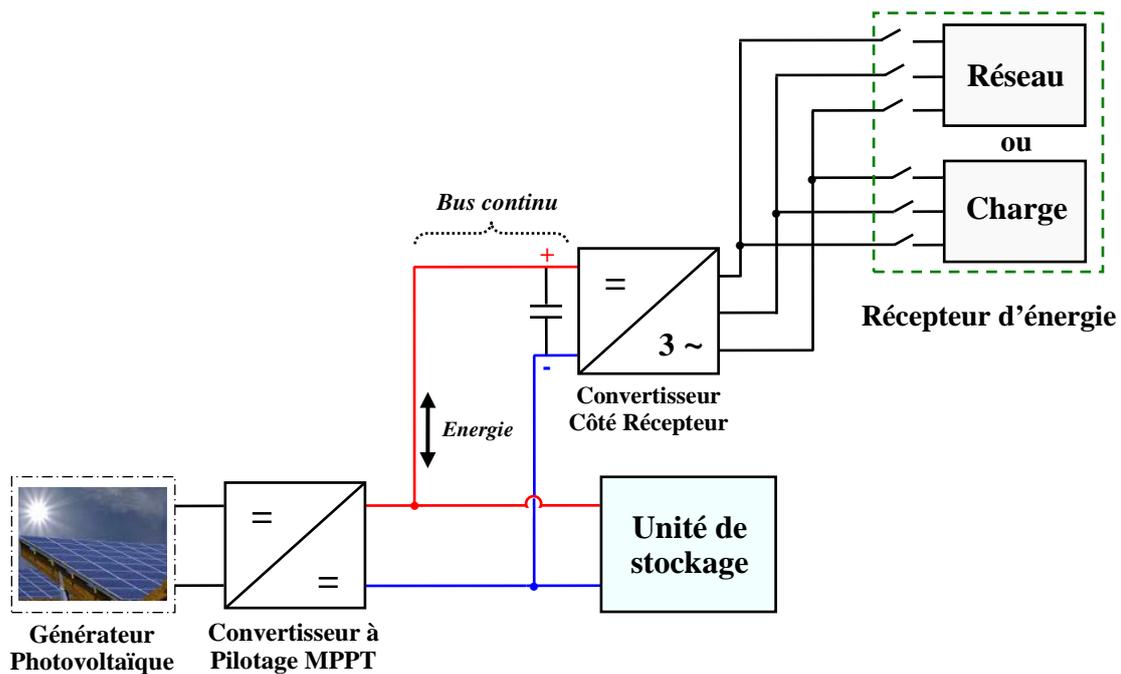


Figure VI.15 : Fonctionnement du GPV seul avec l'unité de stockage.

#### **VI.4.2.3.1. Dimensionnement du GPV et du stockage**

Contrairement au cas de l'éolienne qui exige une étude approfondie des vents sur le site d'implantation, le cas du GPV est plus facile à implanter car la présence du soleil dans les journées est presque assurée en permanente sauf pour les périodes de présence des nuages ou des cas d'éclipses où l'ensoleillement se dégrade mais il ne sera jamais nul.

**a. Taille et puissance du GPV et du stockage**

Nous allons tout d'abord choisir la taille du GPV utilisé en fonction de la production que l'on aimerait avoir. Nous choisissons ici un GPV de grande puissance pour notre étude et aimerions pouvoir produire au récepteur la même puissance produite par l'éolienne, c'est-à-dire de l'ordre de 750 kW (puissance maximale demandée). Cette puissance nous permet de déterminer la taille du GPV et en particulier le nombre de cellules.

En outre, nous savons que pour produire une puissance de 750 kW au récepteur, il nous faudra certainement, dans le pire des cas, produire jusqu'à 1.5 MW afin de recharger l'unité de stockage lorsque l'ensoleillement sera fort (750 kW pour le récepteur et 750 kW pour le rechargement de l'unité de stockage). Il va nous falloir un GPV de 1,5 MW, ce qui nécessite un nombre de modules égal à 52, avec chaque module contient 36 cellules.

Nous voulons pouvoir fournir au récepteur une puissance maximale égale à 750 kW. Le GPV devra être au minimum dimensionnée pour cette puissance. Cependant, du fait de la présence du stockage, qui est là pour nous aider à maintenir la production durant les périodes de faible ensoleillement, il faut prévoir de pouvoir recharger l'unité de stockage.

Donc, pendant les périodes de fort ensoleillement, le GPV fournira 750 kW au récepteur et rechargera l'unité de stockage avec l'excédent de puissance disponible. Il nous reste maintenant à déterminer la puissance maximale que le GPV devra fournir pour recharger l'unité de stockage. Cette dernière est calculée par l'équation suivante :

$$P_{stock} = P_{GPV} - P_{récepteur} \quad (VI.6)$$

Avec :  $P_{GPV}$  est la puissance totale extractible du GPV.

Nous pouvons maintenant choisir la puissance nominale du GPV qui sera de 750 kW (pour le récepteur) + 750 kW (pour recharger le stockage), soit 1,5 MW.

Nous fixerons la consigne de puissance réactive à zéro dans les simulations et prenons ainsi un GPV de 1,5 MW.

**b. Capacité du stockage**

Maintenant que nous avons défini les puissances nominales du GPV et du stockage, il nous faut déterminer la capacité énergétique de l'unité de stockage. Cette dernière est déterminée de la même manière que dans le cas précédent (voir équation (VI.2)).

**c. Puissance des convertisseurs statiques**

Maintenant que nous disposons des puissances nominales de l'unité de stockage et du GPV, nous allons pouvoir déterminer la puissance du convertisseur coté récepteur.

Le GPV ayant une puissance de maximale égale à 1,5 MW, et étant destinée à fournir la puissance nécessaire au récepteur (puissance maximale égale à 750 kW) pendant les périodes de présence d'ensoleillement, l'excédent sera stocké, il va donc nous falloir un convertisseur côté récepteur de 750 kW de puissance.

**d. Contrôle des puissances active et réactive du GPV**

Le but premier d'un système photovoltaïque est de produire de l'énergie électrique nécessaire pour la fournir au récepteur. Pour ce faire, nous allons utiliser le stockage pour faire tampon entre les périodes de forts et faibles ensoleillement.

C'est pour ces raisons que notre GPV doit capter au mieux la puissance disponible dans le soleil pour la fournir au récepteur et stocker l'éventuel surplus. Ainsi, le GPV doit produire toute la puissance maximale qu'il est possible d'extraire du soleil, puissance qui est déterminée en permanence en fonction de l'ensoleillement et qui est égale à la puissance fournie par le GPV.

Cette référence de puissance active doit être limitée par la puissance nominale du GPV afin de ne pas la surcharger. Dans le cas d'un trop fort ensoleillement, le GPV sera commandée à la valeur nominale permettant ainsi de produire au récepteur la puissance active de référence et de recharger l'unité de stockage.

La puissance active de référence pour le GPV sera différente si l'unité de stockage a atteint sa limite maximale car à ce moment-là on a simplement besoin de fournir de l'énergie au récepteur et le GPV sera donc commandé pour produire la puissance requise au récepteur.

Si la limite minimale du stockage est atteinte, c'est que le GPV ne fournit pas assez de puissance car l'ensoleillement est trop faible et là on ne peut rien y faire. La puissance fournie au récepteur sera la puissance du GPV et celle demandée par le récepteur risque de ne pas être satisfaite. Ce cas correspond donc à la limite basse de notre système de stockage.

Pour la puissance réactive, elle peut être réglée à la guise du gestionnaire du récepteur et être donc ajusté en fonction des conditions d'utilisation de ce dernier pour faire de la compensation d'énergie réactive ou du contrôle de tension au point de raccordement.

**e. Contrôle de la puissance stockée**

La puissance instantanée de l'unité de stockage dépend de la puissance produite par le GPV et de la puissance fournie au récepteur. Le stockage doit être contrôlé afin de

garantir la puissance produite au récepteur.

Ainsi, la puissance de référence de l'unité de stockage, notée  $P_{stock}^*$ , est la différence entre la puissance produite par le GPV et la puissance à fournir au récepteur. C'est donc bien l'unité de stockage qui s'adapte pour réagir aux différentes conditions de production du GPV en compensant les fluctuations de puissance.

$$P_{stock}^* = P^* - P_{récepteur} \quad (VI.7)$$

Ici, la référence peut être positive ou négative en fonction que l'on charge ou décharge l'unité de stockage. Il faut aussi tenir compte de la puissance nominale de cette unité et ainsi limiter la puissance de référence.

#### **VI.4.2.3.2. Résultats de simulation**

Les résultats présentés ici ont été obtenus à partir d'une modélisation effectuée toujours à partir du logiciel Matlab/Simulink.

La simulation est faite avec un profil d'ensoleillement qui permet de fournir en permanence la puissance demandée par le récepteur, grâce à l'unité de stockage.

Les courbes présentées dans les figures suivantes montrent l'évolution du fonctionnement du GPV.

- La figure (VI.16) présente l'évolution de l'ensoleillement en  $W/m^2$ . La température est supposée constante et égale à  $25^\circ C$ .
- La figure (VI.17) illustre la puissance active produite par le GPV. Avec notre convention, cette puissance est négative car la puissance est transmise au récepteur. Elle est limitée à 1,5 MW, la puissance nominale du GPV.
- La figure (VI.18) correspond à la puissance de l'unité de stockage. Cette puissance peut être positive ou négative en fonction des conditions de l'ensoleillement qui permettent la charge ou la décharge. La puissance est limitée à 750 kW.
- La figure (VI.19) montre la puissance active fournie par l'ensemble « GPV + stockage ». Elle est maintenue égale à celle demandée par le récepteur.

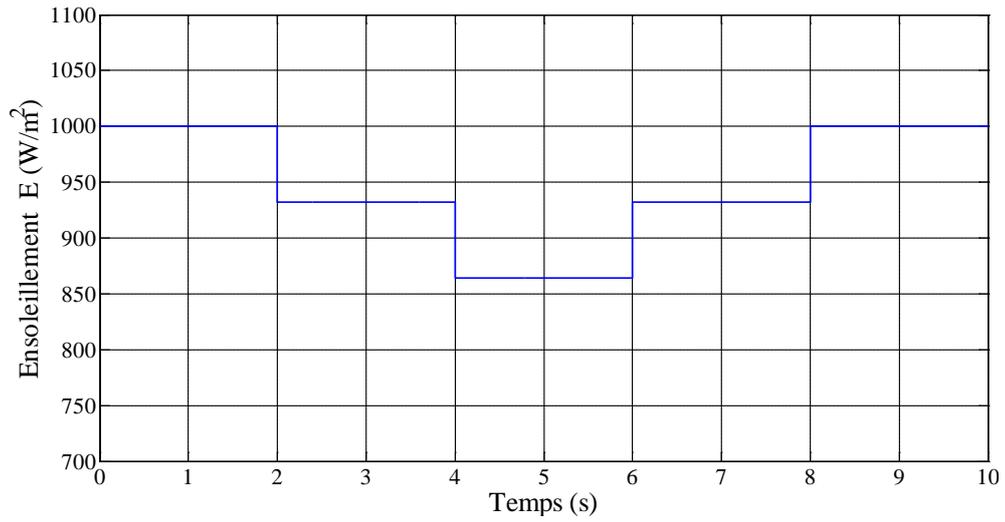


Figure VI.16 : Profil d'ensoleillement utilisé.

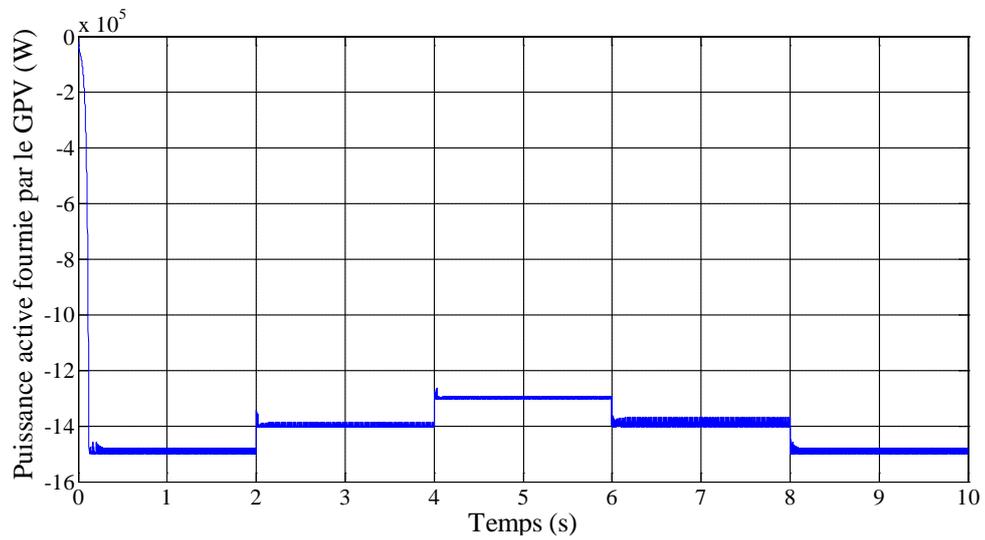


Figure VI.17 : Puissance active totale fournie par le GPV.

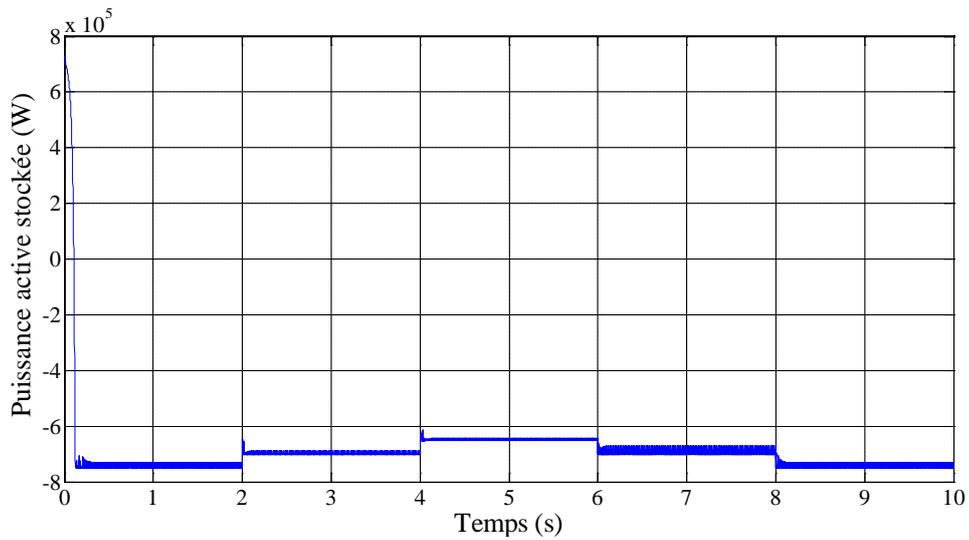


Figure VI.18 : Puissance active stockée.

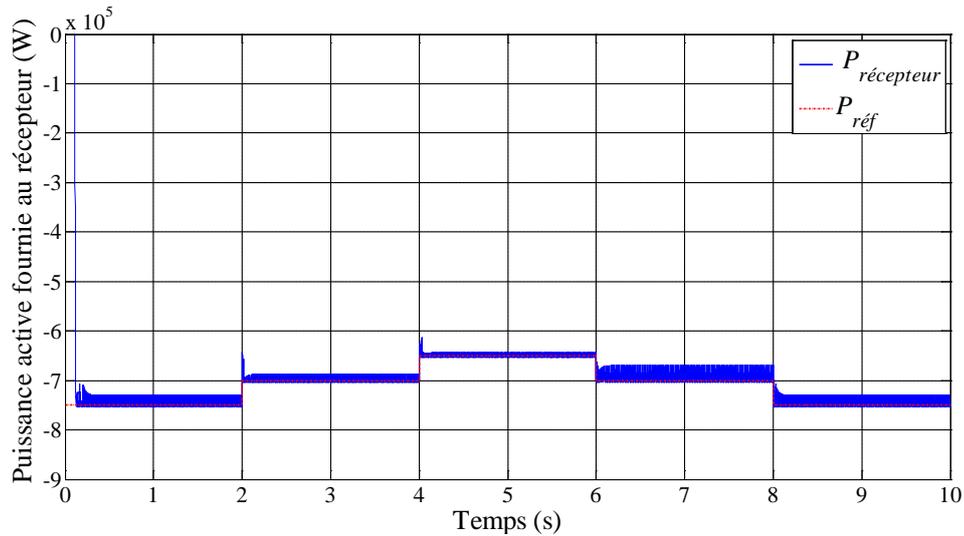


Figure VI.19 : Puissance active fournie au récepteur.

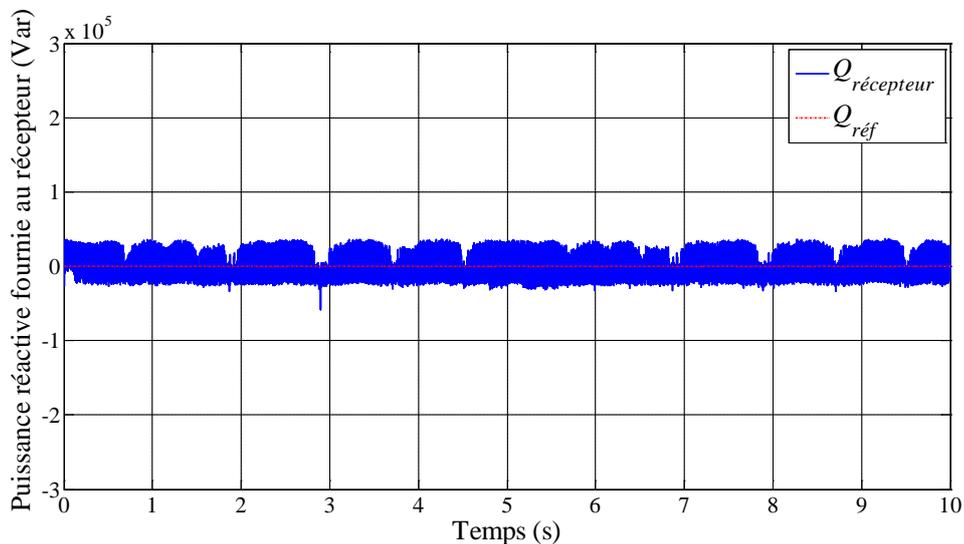


Figure VI.20 : Puissance réactive fournie au récepteur.

On remarque que la puissance fournie au récepteur suit parfaitement sa consigne, grâce à l'unité de stockage. Effectivement, si l'on regarde les moments où l'ensoleillement est diminué, on s'aperçoit que la puissance produite par la génératrice est inférieure à celle demandée par le récepteur. C'est donc l'unité de stockage qui compense ce manque de puissance.

Si l'on avait installé un GPV sans stockage pour avoir la puissance demandée par le récepteur, pendant les périodes de fort ensoleillement nous n'aurions produit que cette puissance alors qu'avec l'unité de stockage on emmagasine la puissance qui n'aurait pas été exploitée pour la restituer ultérieurement.

On remarque la figure (VI.19) que la puissance active de la GADA est bien limitée à la puissance nominale de 1,5 MW pour les ensoleillements forts. On peut voir que dans ces mêmes périodes, la puissance de l'unité de stockage est limitée à 750 kW car la génératrice produit 750 kW au maximum pour le récepteur et 750 kW pour recharger l'unité de stockage.

#### **VI.4.2.4. Fonctionnement du système global (éolienne + GPV + unité de stockage)**

Cette situation correspond bien sûr à la période de la journée (présence du soleil) avec présence du vent suffisant pour l'entraînement de l'éolienne. Le schéma correspond à ce cas est le même illustré par la figure (VI.6).

##### **VI.4.2.4.1. Dimensionnement des éléments du SEH étudié**

Dans ce cas de fonctionnement (système global), le dimensionnement des sources d'énergie renouvelables (éolienne et GPV) reste le même sans aucun changement, nous proposons de modifier seulement la taille de l'unité de stockage.

###### **a. Taille et puissance des éléments du SEH**

On propose ici que la taille de l'éolienne et celle du GPV restent les mêmes (1,5 MW pour chacun), la puissance fournie par le système global sera donc doublée, alors que celle demandée par le récepteur reste la même. Pour profiter de la disponibilité de cette quantité de puissance, la solution que nous avons proposée est d'augmenter la taille de l'unité de stockage qui sera donc le triple de la taille précédente, c'est-à-dire 2,25 MW.

Il nous reste maintenant à déterminer la formule de la puissance à fournir par le SEH pour recharger l'unité de stockage. Cette dernière est calculée par l'équation suivante :

$$P_{stock} = P_{SEH} - P_{récepteur} \quad (VI.8)$$

Avec :  $P_{SEH}$  est la puissance totale extractible du SEH.

###### **b. Puissance des convertisseurs statiques**

Maintenant que nous disposons des puissances nominales de l'unité de stockage et des générateurs renouvelables, nous allons pouvoir déterminer la puissance du convertisseur côté récepteur.

Le GPV ayant une puissance maximale égale à 1,5 MW et étant destinée à fournir la puissance nécessaire au récepteur (750 kW) pendant les périodes de présence d'ensoleillement, l'excédent sera stockée, il va donc nous falloir un convertisseur côté récepteur de 750 kW de puissance. La même chose pour le cas du générateur éolien, mais

le convertisseur côté récepteur ne peut pas fonctionner dans les deux sens au même temps, c'est pour cela, la puissance de ce convertisseur reste la même, c'est-à-dire 750 kW.

### **c. Contrôle des puissances active et réactive de la génératrice**

Le but premier de notre système global est de produire de l'énergie électrique nécessaire pour la fournir au récepteur. Pour ce faire, nous allons utiliser le stockage pour faire tampon entre les périodes de forts et faibles vent et ensoleillement. C'est pour ces raisons que notre SEH doit capter au mieux la puissance disponible dans le soleil et le vent pour la fournir au récepteur et stocker l'éventuel surplus. Ainsi, le SEH doit produire toute la puissance maximale qu'il est possible d'extraire du vent et du soleil, puissance qui est déterminée en permanence en fonction des conditions climatiques et qui est égale à la puissance fournie par le SEH.

Cette référence de puissance active doit être limitée par la puissance nominale du SEH afin de ne pas la surcharger. Dans le cas d'un trop fort vent et/ou ensoleillement, le SEH sera commandé à la valeur nominale permettant ainsi de produire au récepteur la puissance active de référence et de recharger l'unité de stockage.

La puissance active de référence pour le SEH sera différente si l'unité de stockage a atteint sa limite maximale car à ce moment-là on a simplement besoin de fournir de l'énergie au récepteur et le SEH sera donc commandé pour produire la puissance requise au récepteur.

Si la limite minimale du stockage est atteinte, c'est que le SEH ne fournit pas assez de puissance car les conditions climatiques sont trop faibles et là on ne peut rien y faire. La puissance fournie au récepteur sera la puissance du SEH et celle demandée par le récepteur risque de ne pas être satisfaite. Ce cas correspond donc à la limite basse de notre système de stockage.

Pour la puissance réactive, elle peut être réglée à la guise du gestionnaire du récepteur et être donc ajustée en fonction des conditions d'utilisation de ce dernier pour faire de la compensation d'énergie réactive ou du contrôle de la tension au point de raccordement.

### **d. Contrôle de la puissance stockée**

La puissance instantanée de l'unité de stockage dépend de la puissance produite par le SEH et celle fournie au récepteur. Le stockage doit être contrôlé afin de garantir la puissance produite au récepteur.

Ainsi, la puissance de référence de l'unité de stockage, notée  $P_{stock}^*$ , est la différence entre la puissance produite par le SEH et la puissance à fournir au récepteur. C'est donc bien l'unité de stockage qui s'adapte pour réagir aux différentes conditions de production du SEH en compensant les fluctuations de puissance.

$$P_{stock}^* = P^* - P_{récepteur} \quad (VI.5)$$

#### VI.4.2.4.2. Résultats de simulation

La simulation est faite avec les mêmes profils de vent et d'ensoleillement qui permettent de fournir en permanence la puissance demandée par le récepteur, grâce à l'unité de stockage.

Les courbes présentées dans les figures suivantes montrent l'évolution du fonctionnement du SEH.

- La figure (VI.21) illustre la puissance active produite par le SEH. Avec notre convention, cette puissance est négative car la puissance est transmise au récepteur. Elle est limitée à 3 MW, la puissance nominale du SEH.
- La figure (VI.22) correspond à la puissance de l'unité de stockage. Cette puissance peut être positive ou négative en fonction des conditions climatiques (ensoleillement et vent) qui permettent la charge ou la décharge. La puissance est limitée à 2,25 MW.
- La figure (VI.23) montre la puissance active fournie par le SEH. Elle est maintenue égale à celle demandée par le récepteur.

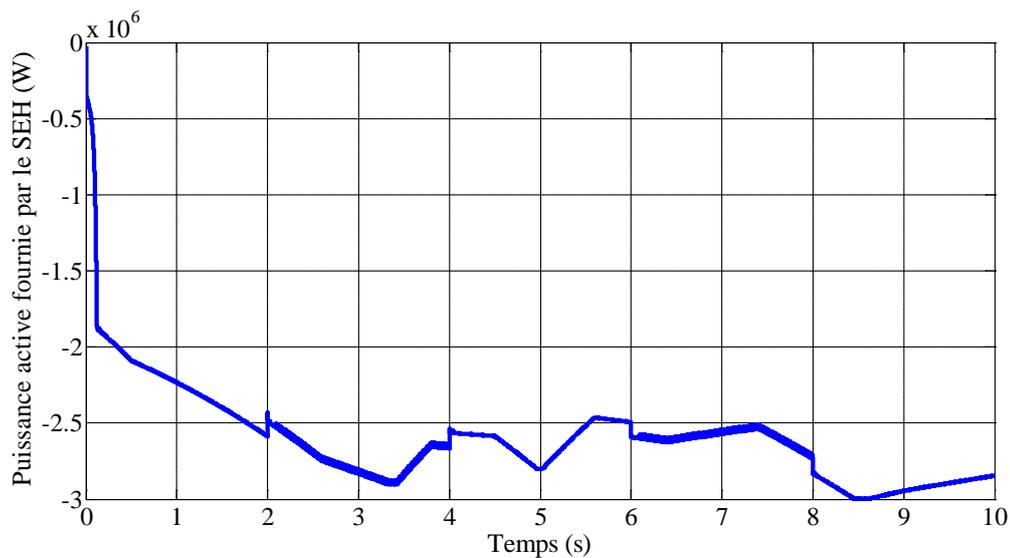


Figure VI.21 : Puissance active totale fournie par le SEH.

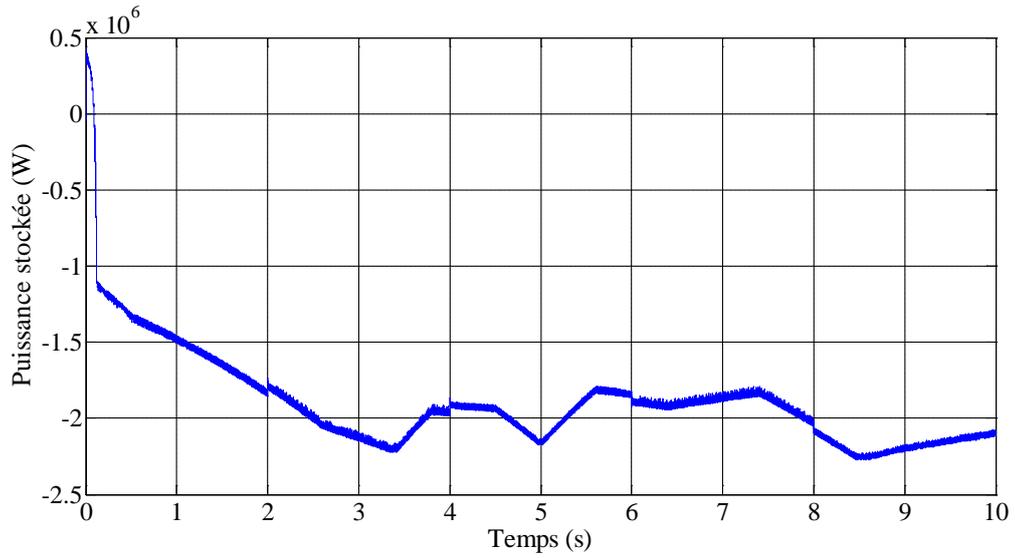


Figure VI.22 : Puissance active stockée.

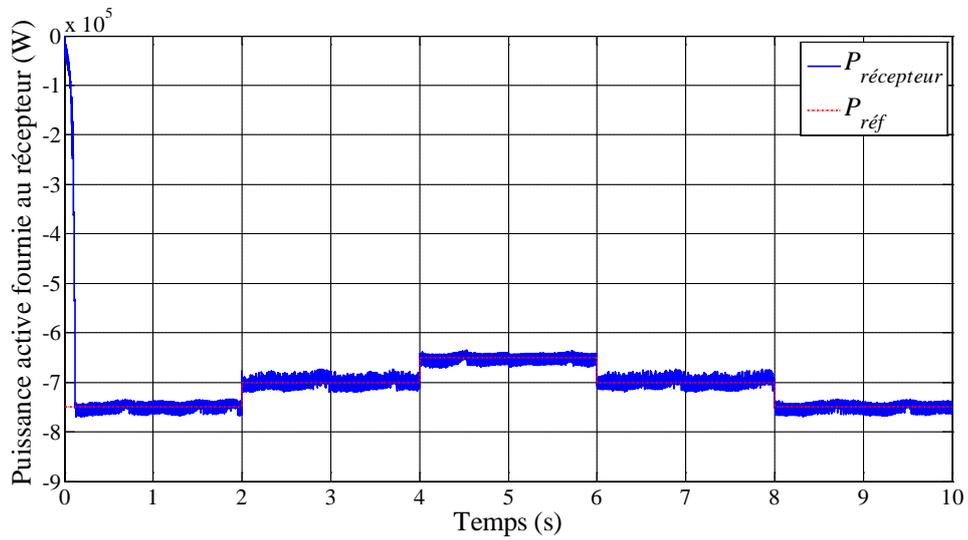


Figure VI.23 : Puissance active fournie au récepteur.

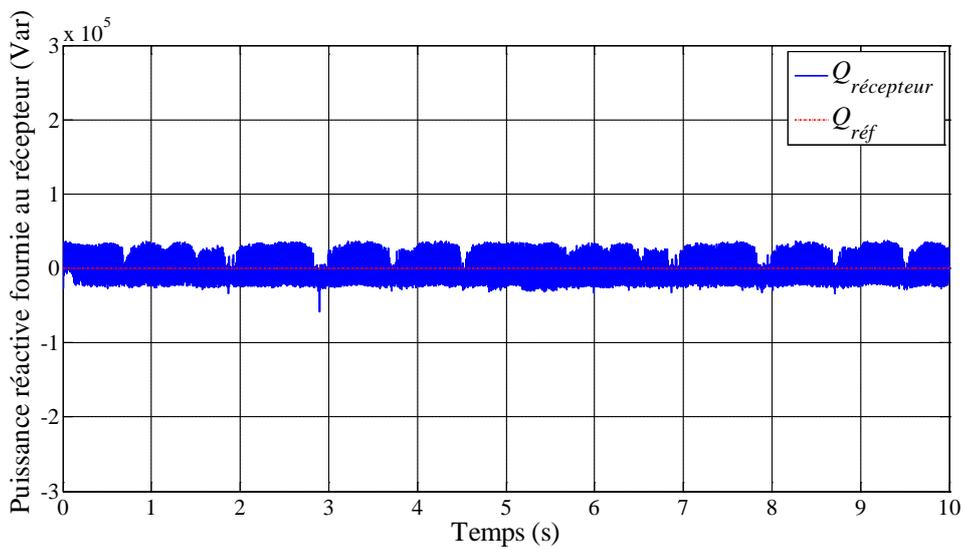


Figure VI.24 : Puissance réactive fournie au récepteur.

On remarque que la puissance fournie au récepteur suit parfaitement sa consigne grâce à l'unité de stockage. Si l'on avait installé un SEH sans stockage pour avoir la puissance demandée par le récepteur pendant les périodes de fort vent ou/et ensoleillement, nous n'aurions produit que cette puissance, alors qu'avec l'unité de stockage on emmagasine la puissance qui n'aurait pas été exploitée pour la restituer ultérieurement.

On remarque d'après la figure (VI.21) que la puissance active du SEH est bien limitée à la puissance nominale de 3 MW pour des conditions climatiques forts. On peut voir que dans ces mêmes périodes, la puissance de l'unité de stockage est limitée à 2,25 MW car le SEH produit 750 kW au maximum pour le récepteur et 2,25 MW pour recharger l'unité de stockage.

## **VI.5. Conclusion**

Dans ce chapitre, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes hybrides ont été données, ainsi que les différents types d'architectures existants, les outils dimensionnement des systèmes hybrides composés d'un champ PV, éoliennes et le système de stockage d'énergie, une attention particulière a été consacrée à ce type sources et au stockage. Egalement les problèmes et les stratégies de commande habituelles de ce genre de systèmes ont été présentés.

Nous avons dimensionné un système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelable, PV et éolien et le système de stockage en utilisant une méthode simple basée sur les puissances des différents organes du système.

Le système de conversion d'énergie solaire en électricité, et le système de stockage d'énergie sont connectés à un bus CC. L'interconnexion entre le bus à CC et le bus à CA sur lequel sont raccordé l'éolienne et le récepteur, est réalisée à travers un convertisseur bidirectionnel (CC/CA, CA/CC). L'étude de ce système hybride pour alimenter un récepteur autonome de grande puissance a été réalisée. Nous avons montré l'intérêt bénéfique d'un système hybride doté d'une unité de stockage qui est indispensable dans ce type de systèmes de génération d'énergie électrique.

---

---

# **Conclusion Générale**

---

---

# Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse concernent, d'une façon générale, l'étude, la modélisation et la simulation d'un système de production d'électricité décentralisée couplé au réseau et capable d'un fonctionnement autonome, à partir de ressources renouvelables mixtes (éolienne et photovoltaïque) avec système de stockage d'énergie.

Deux objectifs principaux ont été ciblés au début de ce travail : le premier porte sur la commande en puissance d'un système éolien à base d'une GADA. Le second objectif concerne l'association à ce système, un générateur photovoltaïque et une unité de stockage d'énergie afin de réaliser un système d'énergie hybride capable d'alimenter un récepteur autonome et d'offrir une possibilité pour ces derniers de participer aux services système et contribuer à l'amélioration de la qualité d'énergie.

Dans le premier chapitre (état de l'art), après avoir présenté les différentes sources d'énergies renouvelables existantes et les potentiels algériens, nous avons focalisé notre attention sur la production d'électricité éolienne et photovoltaïque. Différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources solaire et éolienne sont présentées.

Dans le deuxième chapitre, les concepts fondamentaux de la conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique ont été rappelés dans une première partie. Les différentes structures de conversion éolienne utilisant les machines électriques ont été présentées et analysées en termes d'avantages qu'elles procurent. La structure utilisant la machine asynchrone à double alimentation présente le meilleur avantage en termes de production de puissance élevée, en fonctionnement à vitesse variable, tout en réduisant le dimensionnement des convertisseurs statiques.

La seconde partie du chapitre a été consacrée à la modélisation et la commande de la partie mécanique de l'éolienne. Les modèles analytiques des différents organes mécaniques constituant le système éolien ont été établis en adoptant le schéma bloc. Cette modélisation se démarque principalement par l'approche différente qui a été faite de la partie mécanique qui fait appel aux calculs d'aérodynamique pour déterminer les relations liant la vitesse du vent, le couple et la vitesse de la turbine. Afin de commander le système éolien, deux stratégies de contrôle ont été détaillées. La stratégie MPPT permet de fournir un maximum de puissance active produite au réseau électrique grâce au fonctionnement à vitesse variable de la GADA. Puis, dans notre travail on a réalisé le bloc MPPT par deux régulateurs (PI classique et PI flou) dont l'objectif était d'analyser leurs performances en terme de poursuite. Les résultats obtenus de la stratégie MPPT ont montrés que les deux

régulateurs donnent presque des résultats similaires. Cependant, le régulateur flou s'est montré le plus efficace avec un temps de réponse petit par rapport au PI classique.

La modélisation et la commande de la partie électrique de l'éolienne était l'objet du troisième chapitre. La commande indépendante des puissances active et réactive a été étudiée et deux méthodes, directe et indirecte, ont été proposées. Cette dernière a été retenue dans ce travail pour le contrôle des courants rotoriques et puissances active et réactive statorique de la GADA. Cette stratégie de contrôle a été validée par simulation avec un modèle de la GADA qui prend en compte la résistance statorique. Nous avons établi une comparaison par simulation entre les deux méthodes de commande en termes de ; suivi de consignes, sensibilité aux variations de la vitesse du vent et robustesse vis-à-vis les variations paramétriques.

Le quatrième chapitre est divisé en deux principales parties ; la première a traité le réglage par modes glissants classique d'ordre 1 avec surface de commutation non linéaire. Nous avons présenté le concept général des systèmes à structure variable avec mode de glissement. Puis, nous avons abordé la commande de la GADA par cette technique, pour concevoir des régulateurs de puissances statoriques active et réactive, en synthétisant le réglage selon le modèle réduit non-linéaire obtenu par orientation du flux statorique par le biais des tensions d'alimentation. Dans la seconde partie de ce chapitre, une stratégie de commande par mode glissant d'ordre 2 flou a été proposée afin de répondre aux objectifs définis, donc une commande robuste augmentant alors la fiabilité, améliorant le rendement énergétique, et qui avec le peu de broutement qu'elle engendre, limite le stress mécanique sur l'arbre de transmission. Les résultats de simulations obtenus ont montré l'efficacité et les performances de la commande proposée par rapport aux autres méthodes utilisées (mode glissant d'ordre 1 et mode glissant d'ordre 2).

Le chapitre cinq a présenté la modélisation et la commande de système de conversion photovoltaïque (générateur photovoltaïque (GPV), convertisseur DC-DC) du point de vue de l'estimation de la production d'énergie à partir de données de l'éclairement.

Le dernier chapitre a traité le dimensionnement d'un système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelable, PV, éolien et le système de stockage afin d'alimenter un récepteur électrique de grande puissance. Conséquemment nous avons montré l'intérêt bénéfique d'un système hybride par apport au système d'énergie conventionnelle dédié à l'alimentation en énergie électrique des zones isolées autant que le système de stockage, qui est indispensable dans ce type de systèmes de génération d'énergie électrique.

Face à ces observations et aux résultats obtenus, des perspectives intéressantes sont envisageables :

- Etablissement d'un modèle de la GADA plus réaliste prenant en compte la saturation magnétique ;
- L'étude du comportement du système hybride face aux éventuels défauts sur le récepteur électrique pour assurer la stabilité et la continuité du service ;
- Adaptation et implémentation en dSPACE de systèmes de contrôle pour la commande en temps réel du SEH.

---

---

# **Annexes**

---

---

# Annexe (A)

## A. Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique [41]

### A.1. Loi de Betz

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure (A.1) sur lequel on a représenté la vitesse du vent  $V_1$  en amont de l'aérogénérateur et la vitesse  $V_2$  en aval.

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne  $V_1$  et la vitesse du vent après passage à travers le rotor  $V_2$  soit  $\frac{V_1+V_2}{2}$  la masse d'air en mouvement de densité  $\rho$  traversant la surface  $S$  des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2)}{2} \quad (\text{A.1})$$

La puissance  $P_{aer}$  alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_{aer} = \frac{m \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{A.2})$$

Soit en remplaçant  $m$  par son expression dans (A.1) :

$$P_{aer} = \frac{\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{A.3})$$

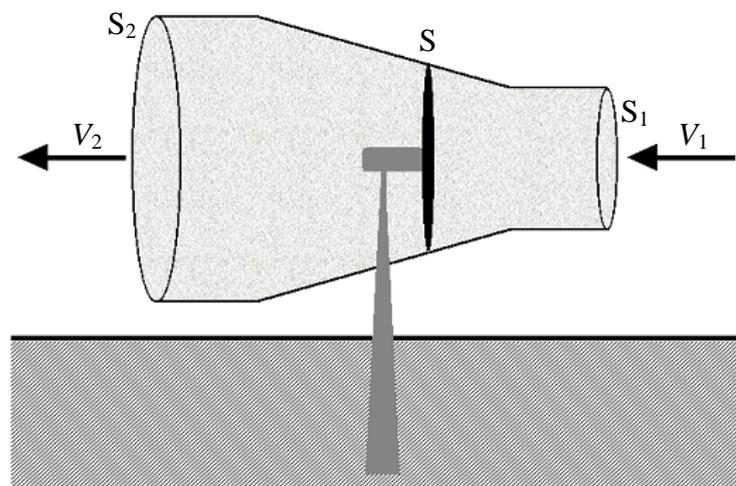


Figure A.1 : Tube de courant autour d'une éolienne.

### Annexe (A)

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

$$P_v = \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} \quad (\text{A.4})$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_{aer}}{P_v} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{A.5})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (figure (A.1)), on s'aperçoit que le ratio  $P_{aer}/P_v$  appelé aussi coefficient de puissance  $C_p$  présente un maxima de  $16/27$  soit  $0,59$ . C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative  $\lambda$  représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

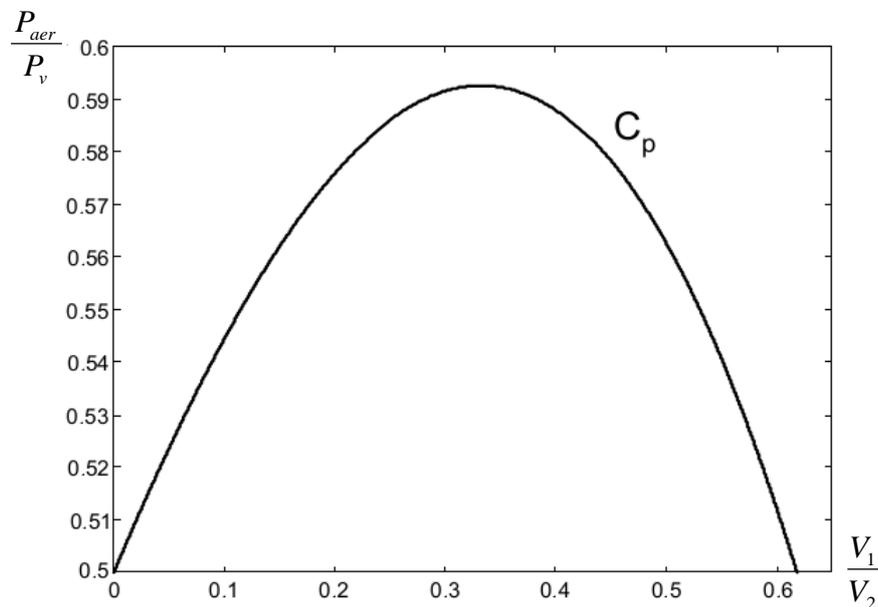


Figure A.2 : Coefficient de puissance.

## Annexe (A)

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance (figure A.3) atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts.

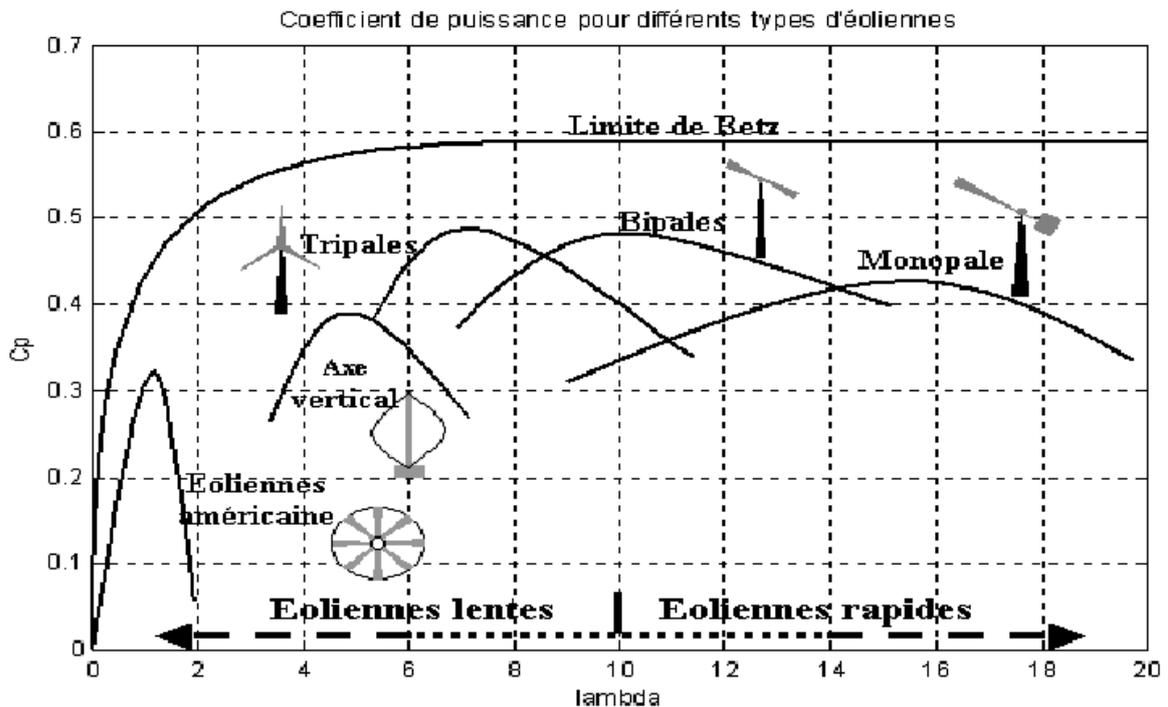


Figure A.3 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes.

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance (figure A.3) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au-dessous d'une vitesse de vent de 3 m/s.

### A.2. Production d'énergie mécanique

En combinant les équations (A.1), (A.4) et (A.5), la puissance mécanique  $P_{aer}$  disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$P_{aer} = \frac{P_{aer}}{P_v} \cdot P_v = C_p \cdot P_v = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3 \quad (A.6)$$

## Annexe (A)

$R$  : rayon de l'aérogénérateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent (figure (A.4)).

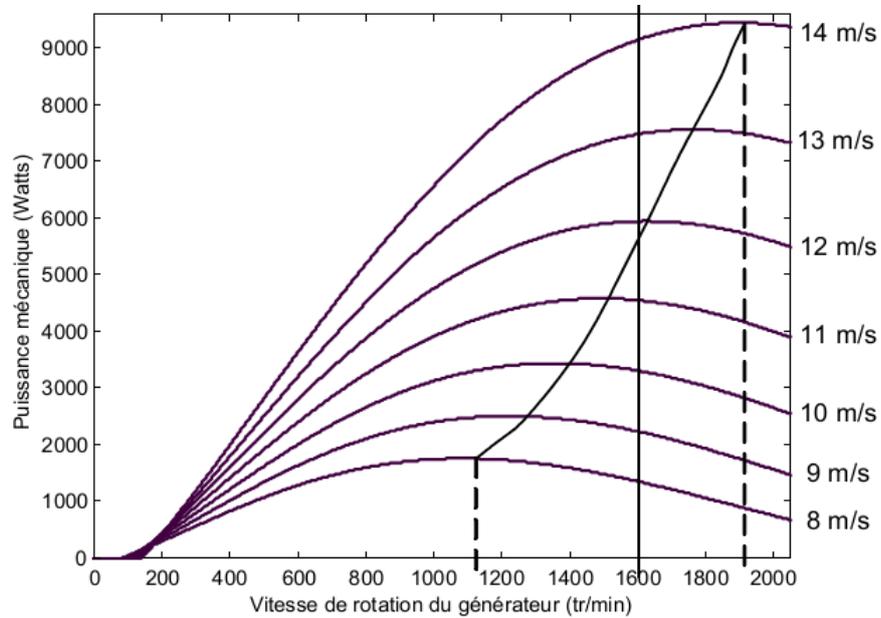


Figure A.4 : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné.

Au vu de ces caractéristiques, il apparaît clairement que si l'éolienne et par conséquent la génératrice fonctionne à vitesse fixe (par exemple 1600 tr/min sur la figure (A.4)) les maxima théoriques des courbes de puissance ne sont pas exploités. Pour pouvoir optimiser le transfert de puissance et ainsi obtenir le maximum théorique pour chaque vitesse de vent, la machine devra pouvoir fonctionner entre 1100 et 1900 tr/min pour cet exemple.

# Annexe (B)

## **B. La logique Floue [145]**

### **B.1. Principe et définition**

La logique floue repose sur la théorie des ensembles flous développée par Zadeh en 1965, est une technique pour le traitement de connaissances imprécises et incertaines. Elle permet de prendre en considération des variables linguistiques dont les valeurs sont des mots ou expressions du langage naturel, telle que grand, petit, lent, rapide, ...etc.

On présente un exemple simple pour comprendre l'intérêt de la logique floue sur la logique classique.

Exemple : dans la logique classique, une vitesse peut être qualifiée par le terme « faible » ou « élevée ».

Dans la logique floue, des échelons d'appréciations intermédiaires de la variable vitesse sont possibles, la « vitesse » devient une variable linguistique dont les valeurs sont par exemple : « très faible », « faible », « moyenne », « élevée », « très élevée ». Une vitesse de 1000 tr/min par exemple dans la logique classique correspond au seul ensemble moyen, alors que dans le modèle flou, elle appartient à la fois aux ensembles « faible » et « moyenne ».

### **B.2. Théorie des sous-ensembles flous et logique floue**

Selon George Contor (1845-1918), un ensemble est défini par ses éléments. En 1965, Lotfi A. Zadeh élaborera une nouvelle théorie [146].

Il constata que dans le monde qui nous entoure, un ensemble n'a pas de limite nette à partir desquelles on peut dire d'un élément appartient ou non à cette ensemble. Ce fut pour cette raison qu'une nouvelle théorie à vue le jour et porte le nom « théorie des sous-ensembles flous».

#### **B.2.1. Théorie des sous-ensembles flous**

##### **Définition**

Sur un univers de discours U, un sous-ensemble flou A est défini par la donnée d'une fonction  $\mu_A(x)$

$$\begin{aligned} \mu_A : U &\rightarrow [0, 1] \\ x &\rightarrow \mu_A(x) \end{aligned} \tag{B.1}$$

## Annexe (B)

On définit le sous-ensemble flou  $A$  comme suivant :  $A = \{(x, \mu_A(x)) / x \in U\}$ , où :  $\mu_A(x)$  est une fonction caractéristique d'appartenance qui prend ces valeurs dans l'intervalle  $[0,1]$ . Elle indique le degré d'appartenance de l'élément  $x$  à  $A$ , ainsi  $x$  au  $U$  pourrait :

- Ne pas appartenir à  $A$        $\mu_A(x) = 0$
- Appartenir un peu à  $A$        $\mu_A(x)$  est voisin de 0
- Appartenir assez à  $A$       entre 0 et 1
- Appartenir fortement à  $A$       est voisin de 1
- Appartenir à  $A$        $\mu_A(x) = 1$

$$A = \sum_{i=1}^n \frac{\mu_A(x_i)}{x} \quad (B.2)$$
$$A = \int_x \frac{\mu_A(x_i)}{x}$$

Si  $U$  est discret, on peut représenter l'ensemble  $A$  par :

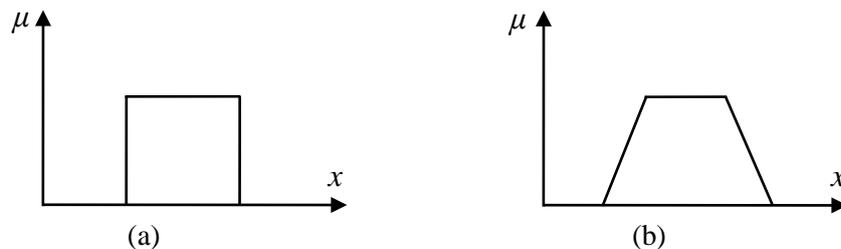


Figure B.1 : Exemple de fonction d'appartenance ; (a) Logique classique, (b) Logique Floue.

### **B.2.2. Variable linguistique**

La description d'une certaine situation, d'un phénomène ou d'un procédé contient en générale des expressions floues comme [145, 146].

- Quelques, beaucoup, souvent ;
- Chaud, froid, rapide, lent ;
- Grand, petit, ...etc.

Une variable linguistique est généralement décomposée en un ensemble de termes, qui couvrent tout son domaine de variation. Elle sera représentée par un triplé  $(x, T(x), U)$  dans lequel :

$x$  : est le nom de variable linguistique ;

$T(x)$  : ensemble des termes de variable linguistique ;

$U$  : l'univers de discours.

## Annexe (B)

### **B.2.3. Opérations sur les ensembles flous**

Soient  $A$  et  $B$  deux ensembles flous dans  $U$  ayant respectivement  $\mu_A$  et  $\mu_B$  comme fonction d'appartenance, l'union, l'intersection et la complémentation des ensembles flous sont définis à l'aide de leur fonction d'appartenance.

#### **B.2.3.1. Union (disjonction)**

L'union de deux ensembles flous  $A$  et  $B$  de  $U$  est l'ensemble flou constitué des éléments de  $U$  affectés de plus grand de leurs deux degrés d'appartenance, elle est définie comme l'ensemble flou :  $C = A \cup B$  ( $A$  ou  $B$ ), tel que :

$$\forall x \in U \quad \mu_C(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)) \quad (\text{B.3})$$

L'opérateur max est commutatif et associatif :

$$\begin{aligned} \mu_C(x) &= \max[\mu_A, \mu_B, \mu_C] \\ \mu_C(x) &= \max[\max[\mu_A, \mu_B], \mu_C] \\ \mu_C(x) &= \max[\mu_A, \max[\mu_B, \mu_C]] \\ \mu_C(x) &= \max[\max[\mu_A, \mu_C], \mu_B] \end{aligned}$$

#### **B.2.3.2. Intersection (conjonction)**

L'intersection de deux ensembles flous  $A$  et  $B$  de  $U$  est l'ensemble flou constitué des éléments  $U$  affectés du plus petit de leurs deux degrés d'appartenance.

Elle est définie comme l'ensemble flou :  $D = A \cap B$  ( $A$  et  $B$ ), tel que :

$$\forall x \in U \quad \mu_D(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)) \quad (\text{B.4})$$

L'opérateur min est commutatif :

$$\mu_D(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)) = \min(\mu_B(x), \mu_A(x)) \quad (\text{B.5})$$

#### **B.2.3.3. Complémentation**

La fonction d'appartenance  $\mu_{\bar{A}}$  du complément d'un ensemble flou  $A$  est définie tel que :

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad (\text{B.6})$$

#### **B.2.3.4. Produit cartésien**

Soient  $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$  des ensembles flous dans  $U_1 \times U_2 \times \dots \times U_n$  respectivement le produit cartésien de  $A_1, A_2, \dots, A_n$ , est un ensemble flou dans l'espace produit de  $x_1, x_2, \dots, x_n$  ayant pour fonction d'appartenance :

## Annexe (B)

$$\mu_{A_1 \times A_2 \times \dots \times A_n} = \min(\mu_{A_1}(x_1), \mu_{A_2}(x_2), \dots, \mu_{A_n}(x_n)) \quad (\text{B.7})$$

### **B.2.3.5. Egalité**

$$\text{On dit que } A \text{ et } B \text{ sont égaux si et seulement si : } \mu_B(x) = \mu_A(x) \quad (\text{B.8})$$

### **B.2.3.6. Inclusion**

$$\text{On dit que } A \subset B \text{ si et seulement si } \mu_B(x) \leq \mu_A(x) \quad (\text{B.9})$$

### **B.2.3.7. Relation floue**

Soient  $U_1, U_2, \dots, U_n$  des univers de discours, une relation floue est un ensemble flou dans  $U_1 \times U_2 \times \dots \times U_n$  exprimé comme suit :

$$R_{U_1 \times U_2 \times \dots \times U_n} = \{(x_1, x_2, \dots, x_n), \mu_R(x_1, x_2, \dots, x_n) / (x_1, x_2, \dots, x_n) \in U_1 \times U_2 \times \dots \times U_n\} \quad (\text{B.10})$$

#### • **Composition de deux relations floues**

Soient les deux relations floues  $R_1$  dans  $U_1 \times U_2$  et  $R_2$  dans  $U_2 \times U_3$ . On définit la composition (*sup\**) de  $R_1$  et  $R_2$  notée  $R_1 \circ R_2$  par \* :

$$R_1 \circ R_2 = \{(U_1, U_3) \sup (\mu_{R_1}(U_1, U_2) * \mu_{R_2}(U_2, U_3)) / u_i \in U_i\} \quad (\text{B.11})$$

Où (\*) représente une loi de composition pouvant être min, produit, ...etc.

## **B.2.4. Fonction d'appartenance [145, 146]**

Afin de pouvoir traiter numériquement les variables linguistiques, il faut les soumettre à une définition mathématique à base de fonctions d'appartenance qui montrent le degré de vérification de ces variables aux différents sous-ensembles.

Les représentations graphiques des fonctions d'appartenances les plus utilisées sont illustrées dans la figure B.2, leurs expressions analytiques sont définies de la manière suivante :

➤ **la fonction triangulaire**, définie par trois paramètres  $a, b$  et  $c$ , soit :

$$\mu(x) = \max\left(\min\left(\frac{x-a}{b-a}, \frac{c-x}{c-b}\right), 0\right) \quad (\text{B.12})$$

➤ **la fonction trapézoïdale**, définie par quatre paramètres  $a, b, c$  et  $d$  soit :

$$\mu(x) = \max\left(\min\left(\frac{x-a}{b-a}, 1, \frac{c-x}{c-b}\right), 0\right) \quad (\text{B.13})$$

## Annexe (B)

- **la fonction en cloche**, définie par deux paramètres,  $x_0$  qui détermine la position du sommet ( $\mu = 1$ ) et  $a$  qui impose la largeur du domaine, soit :

$$\mu(x) = \frac{1}{1 + \left(\frac{x - x_0}{a}\right)^2} \quad (\text{B.14})$$

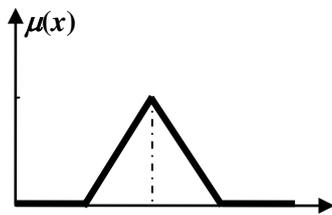
- **la fonction gaussienne**, définie par deux paramètres  $\sigma$ ,  $x_0$ , soit :

$$\mu(x) = \exp\left(-\frac{(x - x_0)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right) \quad (\text{B.15})$$

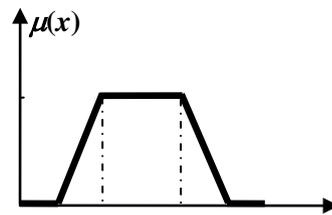
- **la fonction sigmoïde**, définie par deux paramètres  $a$ ,  $x_0$ , soit :

$$\mu(x) = \frac{1}{1 + \exp(-a \cdot (x - x_0))} \quad (\text{B.16})$$

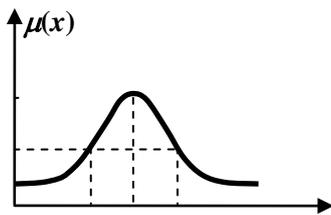
On notera que la forme rectangulaire correspond exactement à la logique classique, et que le triangle peut être considéré comme un cas particulier du trapèze, si les deux sommets qui correspondent aux valeurs  $a$  et  $c$  coïncident.



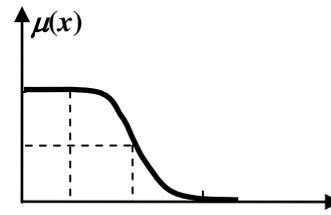
a. forme triangulaire



b. forme trapézoïdale



c. forme cloche



d. forme sigmoïde

Figure B.2 : Formes usuelles des fonctions d'appartenance.

### **B.2.5. Propositions floues**

#### ***B.2.5.1. Proposition floues élémentaires***

Une proposition floue élémentaire est définie à partir d'une variable linguistique ( $V, X, T_v$ )

## Annexe (B)

par la qualification « $V$  est  $A$  », pour une caractérisation floue  $A$ , appartient à  $T_y$ .

### ***B.2.5.2. Proposition floues générales***

Une proposition floue générale est obtenue par la composition de propositions floues élémentaires « $V$  est  $A$  », « $W$  est  $B$  » pour des variables linguistiques  $V, W, \dots$

Plus généralement, on peut construire des propositions floues par conjonction, disjonction ou implication, par exemple de la forme «Si  $V$  est  $A$  et  $W$  est  $B$  alors  $U$  est  $C$  » (Si la taille est moyenne et le prix est peu cher, alors l'achat est conseillé).

### **B.2.6. Raisonnement en logique floue**

Les ensembles flous sont des éléments importants de la représentation des connaissances imparfaitement définies, pour raisonner sur telles connaissances, la logique classique ne suffit pas et on utilise une logique floue, lorsque les connaissances sont imprécises, vagues et éventuellement incertaines.

Après avoir exposé la répartition des valeurs mesurées en ensemble flous et défini les opérations sur ces ensembles, nous allons maintenant introduire le raisonnement flou et avoir comment un régulateur peut être exécuté sur la base des règles floues.

Avec l'unique schéma de raisonnement (Si les conditions sont remplies, Alors la conclusion est validée) et les trois opérateurs Et, Ou et Non, on peut déjà prendre un grand nombre de décisions logiques. On produit aussi une nouvelle information (une décision) à partir d'informations anciennes.

Le raisonnement flou fait appel à trois notions et étapes fondamentales:

- Implication floue ;
- L'inférence floue ;
- L'agrégation des règles.

#### ***B.2.6.1. Implication floue***

L'implication floue donne une information sur le degré de vérité d'une règle floue. En d'autre terme, on quantifie la force de véracité entre la prémisse et la conclusion.

Considérons par exemple les deux propositions floues : « $x$  est  $A$  » « $y$  est  $B$  » où  $x$  et  $y$  sont des variables floues et  $A$  et  $B$  des ensembles floues de l'univers de discours  $U$ .

Ainsi que la règle floue : Si « $x$  est  $A$  » Alors « $y$  est  $B$  ».

L'implication floue donne alors le degré de vérité de la règle floue précédente à partir des degrés d'appartenance de  $x$  à  $A$  (prémisse) et de  $y$  à  $B$  (conclusion).

## Annexe (B)

On notera implication : opérateur *imp* (équivalent à l'opérateur Alors). Les normes d'implication les plus utilisées sont :

- **La norme Mamdani** 
$$\text{imp}(\mu_A(x), \mu_B(y)) = \min(\mu_A(x), \mu_B(y))$$
 (B.17)

- **La norme Larsen** 
$$\text{imp}(\mu_A(x), \mu_B(y)) = (\mu_A(x) \times \mu_B(y))$$
 (B.18)

### **B.2.6.2. Inférence floue**

Le problème tel qu'il se pose en pratique n'est généralement pas de mesurer le degré de véracité d'une implication mais bien de déduire, à l'aide de fait et de diverses règles implicatives, des événements potentiels.

En logique classique, un tel raisonnement porte le nom de Modus ponens (raisonnement par l'affirmation).

$$\text{Si } P \Rightarrow q \text{ vrai, } \quad \text{Et } P \text{ vrai, } \quad \text{Alors } q \text{ vrai}$$

#### ➤ **Modus Ponens généralisé**

De façon générale, les conditions d'utilisation de Modus Ponens généralisé sont montrées par le tableau suivant :

	<i>Prémisse</i>	<i>Conclusion</i>
Règle floue	Si $x$ est $A$	Alors $y$ est $B$
Fait observé	Si $x$ est $A'$	
Conséquence	$y$ est $B'$	

Tableau B.1 : Conditions d'utilisation de Modus Ponens généralisé.

#### ➤ **Modus Tollen généralisé**

Ce principe se résume comme le montre le tableau suivant :

	<i>Prémisse</i>	<i>Conclusion</i>
Règle floue	Si $x$ est $A$	Alors $y$ est $B$
Fait observé	$y$ est $B'$	
Conséquence	$x$ est $A'$	

Tableau B.2 : Conditions d'utilisation de Modus Tollen généralisé.

Annexe (B)

$A'$  et  $B'$  sont les ensembles flous constatés dans le cas que l'on traite et ne sont pas nécessairement strictement égaux à  $A$  et  $B$ .

$B'$  est l'ensemble flou résultant de  $A'$  par l'application de l'implication. (MPG)

$A'$  est l'ensemble flou résultant de  $B'$  par l'application de l'implication. (MTG)

Les informations disponibles pour déterminer la conséquence sont donc d'une part celles relatives à la règle quantifiée par l'implication floue  $\mu_{B/A}(x, y)$ , d'autre part celles relatives au fait observé, quantifiées par la fonction d'appartenance  $\mu_A$ .

Les règles d'inférences peuvent être décrites de plusieurs façons :

- Linguistiquement

On écrit les règles de façon explicite comme dans l'exemple suivant :

**Si** la température est élevée **Et** la vitesse est faible **Alors** la tension est grande positive.

- Symboliquement

Il s'agit en fait d'une description linguistique où l'on remplace la désignation des ensembles flous par des abréviations.

- Par matrice d'inférence

Elle rassemble toutes les règles d'inférences sous forme de tableau. Dans le cas d'un tableau à deux dimensions, les entrées du tableau représentent les ensembles flous des variables d'entrées (température :  $T$  et vitesse  $V$ ). L'intersection d'une colonne et d'une ligne donne l'ensemble flou de la variable de sortie définie par la règle. Il y a autant de cases que de règles.

Les règles que décrit ce tableau sont (sous forme symbolique).

U		T			<b>Si T est F et V est F alors U = Z ou</b>
		F	M	E	<b>Si T est M et V est F alors U = P ou</b>
V	F	Z	P	GP	<b>Si T est E et V est F alors U = GP ou</b>
	E	Z	Z	P	<b>Si T est F et V est E alors U = Z ou</b>

Tableau B.3 : Les règles sous forme symbolique.

Dans l'exemple ci-dessus, on a représenté les règles qui sont activées à un instant donné par des cases sombre :

**Si T est M et V est F alors U = P ou**

**Si T est E et V est F alors U = GP**

Il arrive que toutes les cases du tableau ne soient pas remplies, on parle alors de règles d'inférences incomplètes. Cela, ne signifie pas que la sortie n'existe pas, mais plutôt que le degré d'appartenance n'est nul pour la règle en question.

## Annexe (B)

Il s'agit maintenant de définir les degrés d'appartenance de la variable de sortie à ses sous-ensembles flous. On a présenté les méthodes d'inférence qui permettront d'y arriver. Ces méthodes se différencient essentiellement par la manière dont vont être réalisées les opérateurs (ici « et » et « ou ») utilisés dans les règles d'inférence.

Les trois méthodes d'inférence les plus usuelles sont : *Max-min*, *Max-produit* et *Somme-produit*.

### ❖ **Méthode d'inférence *Max-min***

Cette méthode réalise l'opérateur « Et » par la fonction « Min », la conclusion « Alors » de chaque règle par la fonction « min » et la liaison entre toutes les règles (opérateur « ou ») par la fonction « max ». La dénomination de cette méthode, dite max-min ou « implication de Mamdani » est due à la façon de réaliser les opérateurs « Alors » et « Ou » de l'inférence.

La fonction d'appartenance résultante correspond au maximum des deux fonctions d'appartenance partielles puisque les règles sont liées par l'opérateur « Ou ».

### ❖ **Méthode d'inférence *Max-produit***

La différence par rapport à la méthode précédente réside dans la manière de réduire la conclusion « Alors ». Dans ce cas, on utilise le produit.

On remarque que les fonctions d'appartenances partielles ici ont la même forme que la fonction d'appartenance dont elles sont issues multipliées par un facteur d'échelle vertical qui correspond au degré d'appartenance obtenu à travers l'opérateur « Et ». On l'appelle également « implication de Larsen ».

### ❖ **Méthode d'inférence *Somme-produit***

Dans ce cas, l'opérateur « ET » est réalisé par le produit, de même que la conclusion « Alors ». Cependant, l'opérateur « OU » est réalisé par la valeur moyenne des degrés d'appartenance intervenant dans l'inférence.

D'autres méthodes ont été élaborées, ayant chacune une variante spécifique. Néanmoins, la méthode Max-Min est de loin la plus utilisée à cause de sa simplicité.

### ***B.2.6.3. Agrégation des règles***

Lorsque la base de connaissance comporte plusieurs règles, l'ensemble flou inféré  $B'$  est obtenu après une opération appelée agrégation des règles. En d'autres termes, l'agrégation des règles utilise la contribution de toutes les règles activées pour en déduire une action de

## Annexe (B)

commande floue. Généralement, les règles sont activées en parallèle et sont liées par l'opérateur « ou ».

On peut considérer que chaque règle donne un avis sur la valeur à attribuer au signal de commande, le poids de chaque avis dépend de degré de vérité de la conclusion.

# Annexe (C)

## C. Paramètres de la chaîne de conversion éolienne basée sur une GADA

Les paramètres de la turbine éolienne de 1.5 MW basée sur une génératrice asynchrone à double alimentation, sont illustrés dans le tableau suivant :

Paramètre	Symbol	Valeur
► <u>Grandeurs mécaniques</u> :		
Rayon de l'éolienne	$R$	35.25 m
Gain du multiplicateur de vitesse	$G$	90
Inertie de l'arbre	$J$	1000 kg.m <sup>2</sup>
► <u>Grandeurs électriques</u> :		
Résistance d'enroulement du stator	$R_s$	0.012 $\Omega$
Résistance d'enroulement du rotor	$R_r$	0.021 $\Omega$
Inductance d'enroulement du stator	$L_s$	0.0137 H
Inductance d'enroulement du rotor	$L_r$	0.0136 H
Mutuelle inductance cyclique	$M$	0.0135 H

Tableau C.1 : Paramètres de l'éolienne de 1.5 MW.

---

---

# **Références Bibliographiques**

---

---

## Références bibliographiques

- [1] Site Internet d'Electricité de France, [www.edf.fr](http://www.edf.fr)
- [2] O. GERGAUD, « *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur* », Thèse de doctorat, École Normale Supérieure de Cachan, 2002.
- [3] B. Brice, « *Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur* », Docteur de l'Université de Bretagne Occidentale sous le sceau de l'Université Européenne de Bretagne, 2010.
- [4] A. Mezouar, « *Décomposition et réduction de modèles des procédés électromécaniques : application à la commande des machines asynchrones* », Doctorat en Electrotechnique, université Djillali liabès, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Département d'Electrotechnique, 2006.
- [5] J. J. Slotine, « *Sliding controller design for nonlinear systems* », Int. J. of Cont. Vol. 4, No. 02, pp. 421–434, 1984.
- [6] [www.energiesrenouvelables.org](http://www.energiesrenouvelables.org)
- [7] Bruxelles Environnement : [www.bruxellesenvironnement.be](http://www.bruxellesenvironnement.be)
- [8] [www.cetmef.equipement.gouv.fr](http://www.cetmef.equipement.gouv.fr)
- [9] Surfouest : Prévisions de Houle. <http://surfouest.free.fr>
- [10] Stuart Energy Station. [http://www.stuartenergy.com/main\\_our\\_products.html](http://www.stuartenergy.com/main_our_products.html)
- [11] World Energy Outlook 2002. IEA Publications.
- [12] Le baromètre du solaire thermique. Systèmes solaires n°163. Octobre 2004. EurObserv'ER.
- [13] Solar Power Towers. <http://www.wipp.ws/science/energy/powertower.htm>
- [14] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie. <http://www.ademe.fr>
- [15] Centre d'Information sur l'Energie et l'Environnement. <http://www.ciele.org>
- [16] Baromètre de la géothermie. Systèmes solaires n°156. Août 2003. EurObserv'ER.
- [17] Wood Energy Barometer. Systèmes solaires n°158. Décembre 2003. EurObserv'ER.
- [18] Association Hespul. <http://www.hespul.org>
- [19] [http://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie\\_éolienne](http://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie_éolienne). Dernière consultation, le 27/09/2014.
- [20] [www.planetoscope.com](http://www.planetoscope.com)
- [21] <http://www.vincotte-info.com/photovoltaïque.htm>. Dernière consultation, le 27/09/2014.
- [22] Systèmes solaires n°140. 2000. EurObserv'ER
- [23] [www.waveenergy.dk](http://www.waveenergy.dk)
- [24] [www.europa.eu.int/comm/energy\\_transport/atlas/htmlu/wavint.html](http://www.europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/wavint.html)
- [25] [www.wavedragon.net](http://www.wavedragon.net)
- [26] Ocean Power Delivery Limited. <http://www.oceanpd.com>

- [27] [www.waveswing.com](http://www.waveswing.com)
- [28] [www.satie.ens-cachan.fr/php/projdeta.php?id\\_proj=48](http://www.satie.ens-cachan.fr/php/projdeta.php?id_proj=48)
- [29] Ecole Centrale de Nantes : [www.ec-nantes.fr](http://www.ec-nantes.fr)
- [30] Site de la Ministère de l'Energie et des Mines : [www.mem-algeria.org](http://www.mem-algeria.org)
- [31] S. Petibon, « *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques* », Thèse de doctorat université Toulouse, 2009.
- [32] D. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff, « *Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools PV Horizon* », Canada, 2001.
- [33] <http://energies-renouvelables.consoneo.com>
- [34] A. Boyette, « *Contrôle–commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne* », Thèse de Doctorat, Université de Nancy I, France, 2006.
- [35] [www.notre-planete.info](http://www.notre-planete.info). Dernière consultation, le 27/09/2014.
- [36] [www.enercon.de](http://www.enercon.de) ; constructeur d'éolienne.
- [37] [www.les-energies-renouvelables.eu](http://www.les-energies-renouvelables.eu)
- [38] M. Lopez, « *Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée* », Thèse de Doctorat, Université Paris 11, France, 2008.
- [39] S. Mathew, « *Wind Energy : Fundamentals, Resource Analysis and Economics* », Springer, Germany, 2006.
- [40] Z. Chen and F. Blaabjerg, « *Wind Energy - The World's Fastest Growing Energy Source* », IEEE Power Electronics Society Newsletter, 3, 15-18, 2006.
- [41] F. Poitiers, « *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne* », Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole polytechnique de Nantes, France, 2003.
- [42] [www.info-eolien.com](http://www.info-eolien.com)
- [43] <http://fr.wikipedia.org>
- [44] O. De Vries, « *On the theory of the horizontal axis wind turbine* », Ann. Rev. Fluid. Mech, 15, pp. 77-96, 1983.
- [45] H. Camblong, « *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable* », Thèse de Doctorat, ENSAM, 2003.
- [46] B. Raison et al., « *L'énergie électrique éolienne, Partie I: Présentation générale et approche probabilistique* », Revue Internationale de Génie Electrique, vol. 5/3-4, pp.405-484, 2002.
- [47] A. S. Neris, N. A. Vovos and G. B. Giannakopoulos, « *A variable speed wind energy conversion scheme for connection to weak AC systems* », IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 14, n°1, pp. 122-127, March 1999.
- [48] A. Mirecki, « *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance* », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2005.

- [49] Danish Wind Industry Association : [www.windpower.org](http://www.windpower.org)
- [50] S. El Aimani, « *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension* », Thèse de doctorat de l'école centrale de Lille, France, 2004.
- [51] J. Usaola, P. Ledesma, J. M. Rodriguez, J. L. Fernandez, D. Beato, R. Iturbe, J. R. Wihelmi, « *Transient stability studies in grids with great windpower penetration. Modelling issues and operation requirements* », 2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, September 7-12, 2003, Dallas (USA), CD.
- [52] E. H. Rabaa, « *Génération automatique et optimisation de systèmes à inférence floue* », Thèse Doctorat de l'Université Paris IIX Val de Marne, 2003.
- [53] F. Hamidia, « *contribution à la modélisation et à la commande neuro-floue de machines électriques* », Thèse de Doctorat ENP, Alger, 2013.
- [54] A. Gaillard, « *Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service* », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2010.
- [55] A. Gaillard, « *Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service* », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2010.
- [56] B. Beltran, « *Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur* », Thèse de Doctorat de l'Université de Bretagne Occidentale, France, juin 2011.
- [57] Z. Boudjema, A. Meroufel, A. Ahmed, « *Robust control of a doubly fed induction generator (DFIG) fed by a direct AC-AC converter* », *Przeegląd Elektrotechniczny Journal*, Vol 12a, pp. 213-221, 2012.
- [58] V. Bregeault, « *Quelques contributions à la théorie de la commande par modes glissants* », Thèse de Doctorat, École Centrale de Nantes, France, 2010.
- [59] A. Hazzab, « *Commande des systèmes par logique floue, réseaux neurones et algorithmes génétiques* », Thèse de doctorat, USTO, 2006.
- [60] J. J. Slotine, « *Sliding controller design for nonlinear systems* », *Int. J. of Cont.* Vol. 4, No. 02, pp. 421–434, 1984.
- [61] C. C. Chan, H. Q. Wang, « *New scheme of sliding mode control for high performance induction motor drives* », *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, Vol. 143, No. 03, pp.177–185, 1996.
- [62] A. Gayed, « *Contribution à la commande par mode de glissement d'une machine synchrone à aimants permanents* », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 1996.
- [63] C. M. Dorling, A. S. Zinober, « *Two approaches to hyperplane design in multivariable variable structure systems control* », *Int. J. of Cont.* No. 44, pp. 65–82, 1986.
- [64] V. I. Utkin, « *Variable structure systems with sliding modes* », *IEEE Trans. On Aut. Cont.*, Vol. AC–22, pp. 212–222, 1977.
- [65] M. Manceur, « *Commande robuste des systèmes non linéaires complexes* », Thèse de doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne, France, 2012.
- [66] W. S. Lin and C. S. Chen, « *Robust adaptive sliding mode control using fuzzy modelling for a class of uncertain mimo nonlinear systems* », *IEE on Control Theory and Applications*, 149(3) :193–201, 2002.

- [67] S. Hajri, « *Commande dynamique par mode glissant Application à la robustification des systèmes complexes* », Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologie de Lille, 1997.
- [68] N. Noroozi, M. Roopaei and M. Z. Jahromi, « *Adaptive fuzzy sliding mode control scheme for uncertain systems* », *Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation*, 14(11) : 3978–3992, 2009.
- [69] S. V. Emelyanov, S. K. Korovin and L. V. Levantovskiy, « *A drift algorithm in control of uncertain processes* », *Pob. Control Info. Theory.*, 15(6) :425–438, 1986.
- [70] L. V. Levantovsky, « *Second order sliding algorithms : their realization* », *Dynamics of Heterogeneous Systems*, pages 32–43, 1985.
- [71] S. Benelghali, « *On multiphysics modeling and control of marine current turbine Systems* », Thèse de Doctorat, Université de Brest, 2009.
- [72] A. Levant and L. Alelishvili, « *Integral high-order sliding modes* », *IEEE Trans. Automatic Control*, vol. 52, n°7, pp. 1278-1282, July 2007.
- [73] F. Bouchafaa, « *Etude et commande de différentes cascades à onduleur neuf niveaux à structure NPC. Application à la conduite d'une MSAP* », Thèse de doctorat, ENP d'Alger, Algérie, 2006.
- [74] O. Amrani, D. Rekioua, « *Etude et identification des différents modèles électriques photovoltaïques* », International conference ICEA'06, Sidi Bel Abbes, 22-23 Mai 2006.
- [75] D. Pellion, « *Modélisation, fabrication et évaluation des photodiodes à avalanche polarisées en mode Geiger pour la détection du photon unique dans les applications astrophysiques* », Thèse de doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, France, 2008.
- [76] M. Zandi, « *Contribution au pilotage des sources hybrides d'énergie électrique* », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 2010.
- [77] K. Agroui, A. Belghachi et S. Kadri, « *Caractérisations Electriques et Thermiques d'un Module PV au Silicium Multicristallin en Milieu Contrôlé et sur Site Saharien* », *Revue des Energies Renouvelables, ICPWE Energies Photovoltaïque et Eolienne*, Tlemcen, 20-22 Décembre 2003, pp. 19-25, 2003.
- [78] M. Bencherif, « *Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension* », Thèse de doctorat, Université de Tlemcen, Algérie, 2014.
- [79] L. Abbassen, « *Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque* », Mémoire de magister, Université de Tizi Ouzou, Algérie, 2011.
- [80] I. Kamwa, B. Saulier, « *Modélisation, simulation et régulation d'un réseau éolien/diesel autonome* », Rapport N°IREQ 4340, Varennes, Canada, 1989.
- [81] B. Wickert, C. V. Nayar, W. B. Lawrance, « *Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification* », *International Journal of Renewable Energy Engineering*, vol. 1, n. 1, pp. 7-17, 1999.
- [82] G. M. Tina, C. Brunetto, S. Gagliano, S. Petino, M. Guerra, R. Schioppo, A. Candio, « *Monte Aquilone hybrid Photovoltaic-Diesel power generation system testing site-experimental tuning of subsystem models* », 20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6 –10 June 2005, Barcelona, Spain, pp. 2319-2322, 2005.
- [83] M. Muselli, G. Notton, P. Poggi, A. Louche, « *PV-hybrid power systems sizing incorporating battery storage: analysis via simulation calculations* », *Renewable Energy*,

- vol. 20, pp. 1-7, 2000.
- [84] M. Ashari, C. V. Nayar, *An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)–diesel–battery hybrid power system* », *Solar Energy*, vol. 66, Issue 1, pp 1-9, may 1999.
- [85] J. Munoz, L. Narvarte, E. Lorenzo, « *First operating year of two village PV-diesel plants in the south of Morocco* », 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 3462-3465, 2004.
- [86] S. M. Shaahid, M. A. Elhadidy, « *Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic + diesel + battery) power systems in hot climates* », *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1741–1753, 2003.
- [87] R. Oldach, J. Bates, A. Derrick, D. Gantulga, S. Hasnie, N. Enebish, « *PV hybrid system for a remote village in Mongolia* », 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 3540-3543, 2004.
- [88] W. Klinghammer, K. Norenberg, « *Wide-scale village electrification with PV hybrid power systems in western China-experience gained* » 21<sup>st</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4-8 September 2006, Dresden, Germany, pp. 3023-3026, 2006.
- [89] S. Rana, R. Chandra, S. P. Singh, M. S. Sodha, « *Optimal mix of renewable energy resources to meet the electrical energy demand in villages of Madhya Pradesh* », *Energy Conversion and Management*, vol 39, issues 3-4, pp 203-216, 1998.
- [90] J. A. Carta, J. Gonzalez, C. Gomez, « *Operating results of a wind-diesel system which supplies the full energy needs of an isolated village community in the Canary Islands* » *Solar Energy*, vol. 74, pp. 53–63, 2003.
- [91] G. Notton, C. Cristofari, P. Poggi, M. Musseli, « *Wind hybrid electrical supply system : behaviour simulation and sizing optimization* », *Wind Energy*, vol. 4, pp. 43-59, 2001.
- [92] P. K. Katti, M. K. Khedkar, « *Alternative energy facilities based on site matching and generation unit sizing for remote area power supply* », *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 1346–1362, 2007.
- [93] A. J. Bowen, M. Cowie, N. Zakay, « *The performance of a remote wind-diesel power system* », *Renewable Energy*, vol. 22, pp. 429–445, 2001.
- [94] J. Lukuyu, « *Wind-Diesel Microgrid System For Remote Villages in Kenya* », IEEE, North American Power Symposium (NAPS) 9-11 September 2012, pp. 1-6, 2012.
- [95] R. Sebastian, R. Pena-Alzola, J. Quesada and A. Colmenar, « *sizing and simulation of a low cost flywheel based energy storage system for wind diesel hybrid systems* », 2<sup>nd</sup> IEEE Energycon Conference & Exhibition, 2012/Future Energy Grids and Systems Symp, pp. 495-500, 2012.
- [96] R. Sebastian, R. Pena-Alzola, « *study and simulation of a battery based energy storage system for wind diesel hybrid systems* », 2<sup>nd</sup> IEEE Energycon Conference & Exhibition, 2012/Future Energy Grids and Systems Symp, pp. 563-568, 2012.
- [97] E. Muljadi, C. Wang, M. H. Nehrir, *Parallel Operation of Wind Turbine, Fuel Cell, and Diesel Generation Sources* », IEEE-Power Engineering Society General Meeting Denver, Colorado June 6–10, 2004.
- [98] R. S. Garcia, D. Weisser, « *A wind-diesel system with hydrogen storage: Joint optimisation of design and dispatch* », *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 2296–2320, 2006.
- [99] A. Khelif, L. Fatnassi, « *The hybrid power stations* », 20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar

- Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain, pp. 2947-2951, 2005.
- [100] N. Phuangpornpitak, S. Kumar, « PV hybrid systems for rural electrification in Thailand », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, pp. 1530–1543, 2007.
- [101] J. G. McGowan, J. F. Manwell, C. Avelar, C. L. Warner, « *Hybrid wind/PV/diesel hybrid power systems modeling and South American applications* », *Renewable Energy*, vol 9, Issues 1-4, pp. 836-847, 1996.
- [102] J. Baghdadchi, D. S. Varmette, « *Wind-Based Hybrid Power Systems In Rural Western New York* », WINDPOWER Conference Proceedings, Portland, Oregon June 2-5, 2002.
- [103] M. A. Elhadidy, « *Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems* » *Renewable Energy*, vol. 26, pp. 401–413, 2002.
- [104] J. L. Bernal-Agustin, R. Dufo-Lopez, D. M. Rivas-Ascaso, « *Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions* » *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 2227-2244, 2006.
- [105] A. Steinhüser, R. Kaiser, F. Kosack, N. Reich, P. Adelman, « *Photovoltaics and fuel cells for a decentralised power supply at “Rappenecker Hof”* », 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 2278-2280, 2004.
- [106] R. Dufo-Lopez, J. L. Bernal-Agustin, « *Multi-objective design of PV–wind–diesel–hydrogen–battery systems* », *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 2559-2572, 2008.
- [107] A. G. Bhave, « *Hybrid solar-wind domestic power generating system-a case study* » *Renewable Energy*, vol. 17, pp. 355-358, 1999.
- [108] J. T. Pinho, R. G. Araújo, « *Wind-PV-diesel hybrid system for the electrification of the village of Sao Tome-municipality of Maracana-Brazil* » 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 3511-3514, 2004.
- [109] A. U. Brito, M. A. B. Galhardo, W. N. Macedo, J. T. Pinho, « *Power quality analysis of a small PV-wind-diesel hybrid system in the countryside of the state of PARA-BRASIL* » 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 3515-3518, 2004.
- [110] G. Mulder, F. De Ridder, D. Six, « *Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels* », *Solar Energy*, vol. 84, pp. 1284-1293, 2010.
- [111] I. Vosseler, E. Ramirez, X. Vallve, J. M. Carreras, « *PV hybrid village electrification in Spain-6 years experience with multi-user solar hybrid grids* », 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 3361-3364, 2004.
- [112] A. Zahedi, « *Development of an electrical model for a PV-battery system for performance prediction* », *Renewable Energy*, vol. 15, pp. 531-534, 1998.
- [113] A. Fragaki, T. Markvart, « *Stand-alone PV system design- Results using a new sizing approach* », *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 162–167, 2008.
- [114] Th. F. El-Shatter, M. N. Eskandar, M. T. El-Hagry, « *Hybrid PV/fuel cell system design and simulation* », *Renewable Energy*, vol. 27, pp. 479-485, 2002.
- [115] R. D. McConnell, J. B. Lasich, C. Elam, « *A hybrid solar concentrator PV system for the electrolytic production of hydrogen* », 20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6–10 June 2005, Barcelona, Spain, pp 167-170, 2005.
- [116] G. J. Conibeera, B. S. Richards, « *Acomparison of PV-electrolyser and photoelectrolytic technologies for use in solar to hydrogen energy storage systems* », *International Journal of*

Hydrogen Energy, vol. 32, pp. 2703 – 2711, 2007.

- [117] S. Busquet, P. Leroux, M. Albuissou, P. Gatt, L. Menard, D. Mayer, R. Metkemeijer, « *PV/fuel cell hybrid systems performance analysis and possible improvements* », 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 2426-2429, 2004.
- [118] S. Islam, R. Belmans, « *Grid independent PV fuel-cell hybrid system-optimal design and control strategy* », 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 3311-3314, 2004.
- [119] M. Uzunoglu, O. C. Onar, M. S. Alam, « *Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications* », Renewable Energy, vol. 34, pp. 509–520, 2009.
- [120] P. Thounthong, S. Rael, B. Davat, « *Analysis of supercapacitor as second source based on fuel cell power generation* », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, issue 1, pp. 247-255, 2009.
- [121] T. Zhou, « *Commande et Supervision Energetique d'un Generateur Hybride Actif Eolien incluant du Stockage sous forme d'Hydrogene et des Super-Condensateurs pour l'Integration dans le Systeme Electrique d'un Micro Reseau* », PhD thesis, Ecole Doctorale SPI 072, L2EP a l'Ecole Centrale de Lille, 2009.
- [122] G. Zini, P. Tartarini, « *Wind-hydrogen energy stand-alone system with carbon storage: Modeling and simulation* », Renewable Energy, vol. 35, pp. 2461-2467, 2010.
- [123] P. Denholm, « *Improving the technical, environmental and social performance of wind energy systems using biomass-based energy storage* », Renewable Energy, vol. 31, pp. 1355–1370, 2006.
- [124] E. Kasseris, Z. Samaras, D. Zafeiris, « *Optimization of a wind-power fuel-cell hybrid system in an autonomous electrical network environment* », Renewable Energy, vol. 32, pp. 57–79, 2007.
- [125] M. T. Iqbal, « *Modeling and control of a wind fuel cell hybrid energy system* » Renewable Energy, vol. 28, pp. 223–237, 2003.
- [126] D. A. Bechrakis, E. J. McKeogh, P. D. Gallagher, « *Simulation and operational assessment for a small autonomous wind-hydrogen energy system* », Energy Conversion and Management, vol. 47, pp. 46–59, 2006.
- [127] M. R. Nouni, S. C. Mullick, T. C. Kandpal, « *Techno-economics of small wind electric generator projects for decentralized power supply in India* », Energy Policy, vol. 35, pp. 2491–2506, 2007.
- [128] J. Shi, Y. J. Tang, L. Ren, J. D. Li, S. J. Chen, « *Application of SMES in wind farm to improve voltage stability* », Physica C, vol. 468, pp. 2100-2103, 2008.
- [129] M. Korpaas, A. T. Holen, R. Hildrum, « *Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system* », Electrical Power and Energy Systems, vol. 25, pp. 599–606, 2003.
- [130] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche, « *Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions* », Applied Energy, vol. 85, pp. 968–987, 2008.
- [131] K. Sopian, M. Z. Ibrahim, W. R. Wan Daud, M. Y. Othman, B. Yatim, N. Amin, « *Performance of a PV–wind hybrid system for hydrogen production* », Renewable Energy,

vol. 34, pp. 1973-1978, 2009.

- [132] M. Dali, J. Belhadj, X. Roboam, « *Hybrid solar-wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode : Control and energy management – Experimental investigation* », Energy, vol. 35, pp. 2587-2595, 2010.
- [133] O. Ekren, B. Y. Ekren, « *Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using response surface methodology* », Applied Energy, vol. 85, pp. 1086–1101, 2008.
- [134] S. K. Nandi, H. R. Ghosh, « *Prospect of wind-PV–battery hybrid power system as an alternative to grid extension in Bangladesh* », Energy, vol. 35, pp. 3040-3047, 2010.
- [135] B. Y. Ekren, O. Ekren, « *Simulation based size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage under various load and auxiliary energy conditions* », Applied Energy, vol. 86, pp. 1387–1394, 2009.
- [136] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, K. Kalaitzakis, « *Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms* », Solar Energy, vol. 80, pp. 1072–1088, 2006.
- [137] D. J. Lew, C. D. Barley, L. T. Flowers, « *Hybrid Wind/Photovoltaic Systems for households in Inner Mongolia* », International Conference on Village Electrification through Renewable Energy, New Delhi, 3-5 March, 1997.
- [138] D. B. Nelson, M. H. Nehrir, C. Wang, « *Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems* », Renewable Energy, vol. 31, pp. 1641–1656, 2006.
- [139] V. Azbe, R. Mihalic, « *Distributed generation from renewable sources in an isolated DC network* », Renewable Energy, vol. 31, pp. 2370–2384, 2006.
- [140] I. F. Bitterlin, « *Modelling a reliable wind/PV/storage power system for remote radio base station sites without utility power* », Journal of Power Sources, vol. 162, pp. 906–912, 2006.
- [141] A. Hamzeh, M. Kaadan, « *Schemes for Photovoltaic-wind electrification in rural areas of Syria* », 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp. 3499-3502, 2004.
- [142] R. Pecen, M. D. Salim, A. Zora, « *A LabView Based Instrumentation System for a Wind-Solar Hybrid Power Station* », Journal of Industrial Technology, vol. 20, n 3, 2004.
- [143] N. B. Urli, M. Kamenski, « *Hybrid photovoltaic/wind grid-connected power plants in Croatian renewable energy program* », Renewable Energy, vol. 15, pp. 594-597, 1998.
- [144] G. Tina, S. Gagliano, S. Raiti, « *Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment* », Solar Energy, vol. 80, pp. 578–588, 2006.
- [145] F. Hamidia, « *Contribution à la modélisation et à la commande neuro-floue de machines électriques* », Thèse de Doctorat ENP, Alger, 2013.
- [146] A. Bouafia, J. P. Gaubert, F. Krim, « *Predictive direct power control of three-phase PWM rectifier using space-vector modulation (SVM)* », IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 25, no. 1, pp. 228-236, Jan. 2010.

**ملخص:**

التنمية المستدامة والطاقات المتجددة تستقطب الآن اهتمام العديد من فرق البحث العلمي. تطوير أنظمة الطاقة الهجينة التي تعتمد على الرياح و الطاقة الشمسية تمثل استثمارا كبيرا في بحوث التكنولوجيا. هذه النظم التي تنتج الكهرباء من الرياح والشمس يمكن أن تكون بديلا تكنولوجيا و اقتصاديا لمختلف مصادر الطاقة غير المتجددة.

الهدف من أطروحتنا يتفرع الى قسمين، القسم الأول يهتم بدراسة تقنيات السيطرة القوية على المولدة، القادرة على تعظيم إنتاج طاقة الرياح وخاصة باستخدام المولدة اللامتزامنة مزدوجة التغذية. مع تعظيم الاستفادة، فإننا لا نعني فقط تحسين نوعية الطاقة وكفاءة استخدامها ولكن أيضا تقليل الأحمال الميكانيكية، الأمر الذي تنتج عنه امكانية تصنيع توربينات هوائية أخف وزنا وبالتالي تحسين الإنتاجية. للقيام بذلك، اكتشفنا مساهمة أوضاع الإنزلاقات التقليدية ثم ذات الرتبة العليا الغامضة في تلبية دفتر الشروط المحدد. الهدف الثاني يكمن في دراسة و محاكاة النظام الهجين الذي يستعمل الرياح و الشمس، مع وحدة تخزين، لتغذية متلقي محلي. بعد نمذجة وتصميم ما تبقى من مختلف الهيئات الأساسية للنظام الهجين، تم اختبار النظام ككل بواسطة عمليات محاكاة رقمية التي سمحت بالمصادقة على التقنيات المقترحة. و مع ذلك فإنها لم تصل بعد إلى حد الكمال مما يمهد الطريق أمام آفاق مستقبلية مثيرة للاهتمام.

**الكلمات المفتاحية:**

طاقة متجددة، مولدة لامتزامنة مزدوجة التغذية، طاقة هوائية، وضع انزلاق ذو رتبة عليا، منطلق غامض، ضوئية، نظام هجين، تخزين.

**Résumé :**

Le développement durable et les énergies renouvelables suscitent aujourd'hui l'intérêt de plusieurs équipes de recherche. Le développement des systèmes d'énergie hybrides éolienne/photovoltaïque représente un grand investissement dans le domaine de la recherche technologique. Ces systèmes qui produisent de l'énergie électrique à partir du vent et du soleil peuvent constituer une alternative technologique et économique aux différentes sources d'énergies épuisables.

L'objectif de nos travaux de thèse est scindé en deux parties, la première consiste à étudier les techniques de commande robustes de la génératrice, susceptibles d'optimiser la production énergétique d'une éolienne, en particulier celle utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation. Par optimisation, nous entendons non seulement améliorer la qualité de l'énergie produite et le rendement énergétique mais aussi diminuer les charges mécaniques de fatigue ; ce qui aurait pour conséquence de rendre possible la fabrication d'aéroturbines plus légères améliorant de ce fait la productivité. Pour ce faire, nous avons exploré l'apport des modes glissants classiques puis d'ordre supérieur flous pour répondre au cahier des charges fixé. La deuxième partie du travail traite l'étude et la simulation du système hybride éolien/photovoltaïque avec unité de stockage, alimentant un récepteur local. Après avoir modélisé et dimensionné le reste des différents organes constituant le système hybride, l'ensemble a été testé par des simulations numériques qui ont permis la validation des techniques proposées. Elles restent cependant perfectibles ouvrant ainsi la voie à des perspectives intéressantes.

**Mots clés :**

Energie renouvelable, génératrice asynchrone à double alimentation (GADA), énergie éolienne, mode glissant d'ordre supérieur, logique floue, photovoltaïque, système hybride, stockage.

**Abstract :**

Sustainable development and renewable energies are now attracting interest by several research teams. The development of hybrid wind/solar power systems represents a large investment in technology research. These systems that produce electricity from wind and sun can be a technological and economical alternative to the various sources of exhaustible energy.

The aim of our thesis is divided in two parts, the first is to study the techniques of robust control, generator, can optimize the production of wind, especially using a doubly fed induction generator. By optimization, we mean not only improve the quality of energy and energy efficiency but also reduce mechanical fatigue loads; which would have the effect of making it possible to manufacture aero turbines lighter thereby improving productivity. To do this, we explored the contribution of conventional sliding mode and fuzzy higher order to meet the specifications set. The second part was to study and simulation of wind/ PV hybrid system with storage unit feeding a local receiver. After modeling and design of the rest of the various constituent parts of the hybrid system, the all system has been tested by numerical simulations that allowed the validation of the proposed techniques. However, they still perfectible paving the way for interesting prospects.

**Key words :**

Renewable energy, doubly fed induction generator (DFIG), wind power, high order sliding mode, photovoltaic, hybrid system, storage.