



UNIVERSITE Dr. TAHAR MOULAY – SAIDA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT ELECTROTECHNIQUE



N° D'ORDRE :

THÈSE

Présentée par

KERROUCHE Kamel Djamel Eddine

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT LMD en Electrotechnique

Filière : Electrotechnique

Option : Gestion et conversion d'énergie électrique

THEME

Application des FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé au réseau électrique.

Soutenu publiquement, le 08/02/2017 devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Qualité	Grade	Etablissement
1	MILOUD Yahia	Président	Prof.	Université Dr. Tahar Moulay de Saida
2	MEZOUAR Abdelkader	Rapporteur	Prof.	Université Dr. Tahar Moulay de Saida
3	BOUMEDIENE Larbi	Co-rapporteur	MCA	Université Dr. Tahar Moulay de Saida
4	MILOUDI Abdellah	Examineur	Prof.	Université Dr. Tahar Moulay de Saida
5	FELLAH Mohamed Karim	Examineur	Prof.	Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès
6	MAASSOUM Ahmed	Examineur	Prof.	Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès

Année Universitaire 2016-2017

Thèse préparée au Laboratoire de Génie Electrotechnique – Université de Saida

... **Avant-propos** ...

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au Laboratoire de recherche **LGE** (*Laboratoire de Génie Electrotechnique*) du département d'électrotechnique de l'université Tahar Moulay de Saida.

Je tiens d'abord à exprimer ma profonde reconnaissance et sincères remerciements à mes directeurs de thèse, Monsieur **MEZOUAR Abdelkader** et Monsieur **BOUMEDIENE Larbi**, Professeurs à l'université Tahar Moulay de Saida pour leurs encadrements, leurs conseils précieux et leurs encouragements qu'ils n'ont cessés de me prodiguer le long de ce travail. Leurs grandes qualités pédagogiques, leur disponibilité et leur appui scientifique et moral ont été déterminants pour l'achèvement de ce travail.

Je remercie très vivement Monsieur **MILOUD Yahia**, Professeur à l'université Tahar Moulay de Saida pour avoir examiné ce travail et pour l'intérêt qu'il a porté à cette thèse en me faisant l'honneur de présider au jury.

Mes très vifs remerciements vont également à Monsieur **FELLAH Mohammed-Karim** et Monsieur **MASSOUM Ahmed**, Professeurs à l'université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès et Monsieur **MILOUDI Abdellah**, Professeur à l'université Tahar Moulay de Saida pour leur participation à l'évaluation de cette thèse à titre de membre du jury.

Je voudrais remercier très vivement Monsieur **HARTANI Kada** Professeur à l'université Tahar Moulay de Saida, responsable de notre formation doctorale, qui n'a pas hésité de nous soutenir durant toute cette formation doctorale.

Je tiens, également, à exprimer toute ma reconnaissance envers Madame **BELGACEM Kheira**, Maître de conférences à l'université Tahar Moulay de Saida, ainsi que Monsieur **Alex VAN DEN BOSSCHE**, Professeur à l'université de Ghent, Belgique et Monsieur **Jean Michel BRUCKER**, Professeur à EPMI pour m'avoir soutenu et m'aidé dans ce travail.

Que tous les enseignants qui ont contribué à ma formation, depuis la première classe de primaire jusqu'à aujourd'hui, reçoivent ma gratitude, et en particulier, ceux du département de l'Electrotechnique à l'université de Saida.

Je remercie particulièrement mes parents pour tout ce qu'ils ont fait pour moi. Je remercie également ma chère épouse pour sa compréhension et son appui permanent, son soutien et ses mots m'ont toujours aidé à dépasser les moments difficiles.

Finalement, sans citer de noms, que mes amis, mes collègues et le personnel du département d'électrotechnique, de l'université de Saida et du Centre de Développement des Satellites (CDS) à Oran, trouvent ici mes sincères remerciements.

Table des matières

Avant-propos.....
Table des matières.....	i
Table des notations et des symboles	vi
Introduction générale	1

Chapitre I : Etat de l'art sur les systèmes énergétiques et les futurs systèmes éoliens Algériens

I. 1. Introduction.....	11
I. 2. Politique énergétique Algérienne.....	12
I. 3. Vison énergétique Algérienne.....	13
I. 4. Barrières rencontrées dans un projet éolien en Algérie	16
I. 5. Potentiel éolien en Algérie.....	17
I. 5. 1. Vitesse moyenne du vent et l'énergie éolienne.....	19
I. 5. 2. Analyse technique.....	19
I. 5. 3. Analyse économique.....	22
I. 6. Gisement énergétique éolien dans un site Algérien dans les hauts plateaux	25
I. 6. 1. Pylône de mesure	27
I. 6. 2. Représentation des données mesurées du vent	28
I. 6. 3. Extrapolation verticale.....	31
I. 6. 4. Rose du vent.....	33
I. 7. Aspect environnemental de l'installation du système éolien	36
I. 8. Etat de l'art des technologies utilisées et choisies dans le cadre de l'étude.....	37
I. 8. 1. Etat de l'art sur les génératrice et les convertisseurs.....	37
I. 8. 1. 1. Eoliennes à vitesse variable commandées par le stator.....	37
I. 8. 1. 2. Eolienne à vitesse variable basée sur une GADA.....	39
I. 8. 1. 3. Onduleur triphasé à deux niveaux.....	40
I. 8. 1. 4. Structure de l'onduleur triphasé à trois niveaux N. P. C.....	41
I. 9. Conclusion	42

Chapitre II : Modélisation et commande de la partie mécanique du système éolien

II. 1. Introduction	44
II. 2. Modélisation aérodynamique et mécanique	45
II. 2. 1. Loi de Betz.....	45
II. 2. 2. Modèle du vent	47
II. 2. 3. Modèle de la turbine éolienne.....	49
II. 2. 4. Modèle du multiplicateur et l'équation dynamique de l'arbre.....	50
II. 3. Formulation du problème	51
II. 4. Commande de la turbine éolienne	54
II. 4. 1. Réflexion sur les objectifs de la commande dans les systèmes éoliens	56
II. 4. 2. Configuration de la commande.....	56
II. 4. 2. 1. Commande sans asservissement de la vitesse de la turbine.....	57
II. 4. 2. 2. Commande avec asservissement de la vitesse de la turbine	59
II. 5. Commande robuste de la vitesse de la turbine par mode glissant.....	60
II. 5. 1. Commande par mode glissant avec gain adaptatif.....	62
II. 5. 2. Estimateur par mode glissant du couple de la génératrice	63
II. 6. Simulation.....	65
II. 7. Conclusions	74

CHAPITRE III : Modélisation et commande de la partie électrique du système éolien :

III. 1. Introduction	76
III. 2. Modélisation de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	77
III. 2. 1. Modèle de la GADA avec orientation du flux statorique.....	78
III. 2. 2. PLL conventionnelle pour la synchronisation de la GADA avec le réseau électrique....	80
III. 3. MRAS conventionnelle pour estimer la vitesse de la GADA connectée au réseau électrique	81
III. 4. Synchronisation de la génératrice éolienne avec le réseau électrique	83
III. 5. Commande du convertisseur côté réseau	85
III. 6. Commande de la GADA par mode glissant dans un réseau équilibré.....	87
III. 7. Modélisation de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibrée.....	90
III. 7. 1. Technique de séparation des séquences positives et négatives le réseau électrique déséquilibré	90
III. 7. 2. Modèle la GADA avec orientation du flux statorique réseau électrique déséquilibré	93

III. 8. Commande de la GADA par mode glissant dans un réseau déséquilibré	95
III. 9. Circuit de protection contre les défauts électrique à base de Crowbar.....	97
III. 10. Simulation	98
III. 11. Conclusion.....	108

Chapitre IV : Systèmes FACTS et D-FACTS dans le contexte éolien

IV. 1. Introduction.....	111
IV. 2. Contraintes des systèmes éoliens connectés aux réseaux.....	113
IV. 2. 1. Contrainte de puissance injectée et la continuité de production éolienne dans le réseau.....	114
IV. 2. 2. Contrainte de l'instabilité de tension dans un système éolien connecté au réseau.....	115
IV. 2. 3. Contrainte d'interconnexion du système éolien	116
IV. 3. Formulation du problème.....	117
IV. 4. Compensation d'énergie réactive dans les systèmes éoliens	120
IV. 4. 1. Principe de compensation parallèle.....	120
IV. 4. 2. Principe de compensation série.....	120
IV. 4. 3. Type de compensation d'énergie réactive	120
IV. 4. 3. 1. Condensateurs et inductances fixes.....	121
IV. 4. 3. 2. Compensateur synchrone	121
IV. 4. 3. 3. Transformateurs avec prises réglables en charge	122
IV. 5. Systèmes FACTS	122
IV. 5. 1. Compensateurs parallèles à base de thyristors	124
IV. 5. 1. 1. Thyristor Controlled Reactor (TCR).....	124
IV. 5. 1. 2. Thyristor Switcher Capacitor (TSC)	125
IV. 5. 1. 3. Static Var Compensator (SVC).....	125
IV. 5. 1. 4. Thyristor Control Breaking Resistor (TCBR).....	126
IV. 5. 2. Compensateurs parallèles à base de transistor	127
IV. 5. 3. Compensateurs séries à base de thyristors	129
IV. 5. 3. 1. Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)	129
IV. 5. 3. 2. Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR).....	129
IV. 5. 3. 3. Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC).....	130
IV. 5. 4. Compensateurs séries à base de transistor	130
IV. 5. 5. Compensateurs hybrides (série–parallèle) à base de thyristors.....	132
IV. 5. 6. Compensateurs hybrides à base de transistor.....	132
IV. 6. Application des systèmes FACTS dans un réseau électrique Algérien.....	133

IV. 7. Application des systèmes FACTS dans un réseau électrique de distribution	134
IV. 8. Technologie et point de connexion des systèmes FACTSs avec un parc éolien.....	136
IV. 9. Conclusion.....	137

Chapitre V : Application des systèmes D-FACTS parallèles dans un parc éolien raccordé au réseau de distribution

V. 1. Introduction	141
V. 2. Problématique de connexion d'un parc éolien au réseau dans un site Algérien dans les hauts plateaux	142
V. 3. Constitution du parc éolien et l'emplacement du D-FACTS parallèle.....	145
V. 4. Modélisation et commande du D-SVC.....	147
V. 5. Modélisation et commande du D-STATCOM	149
V. 6. Simulation	154
V. 6. 1. Résultats de simulation pour un défaut de court-circuit monophasé à la terre	155
V. 6. 2. Résultats de simulation pour un défaut de court-circuit biphasé.....	159
V. 6. 3. Résultats de simulation pour un défaut de chute de tension dans la source	163
V. 6. 4. Analyse économique des systèmes D-FACTS	166
V. 7. Conclusion.....	170

Chapitre VI : Commande améliorée du D-STATCOM raccordé au réseau Electrique de distribution

VI. 1. Introduction.....	173
VI. 2. Super-condensateur pour les applications de stockages d'énergies	174
VI. 3. Modélisation dynamique d'un super-condensateur à base de Lithium-ion	175
VI. 4. Commande du D-STATCOM par PI classique.....	177
VI. 5. Commande du D-STATCOM par mode glissant.....	179
VI. 6. Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire.....	181
VI. 6. 1. Définitions et propriétés de l'opérateur fractionnaires	181
VI. 6. 2. Approximation de l'opérateur fractionnaires	183
VI. 6. 3. Application du mode de glissant d'ordre fractionnaire	183
VI. 7. Commande du D-STATCOM connecté à un réseau déséquilibré avec mode de glissant d'ordre fractionnaire	185
VI. 8. Simulation	188
VI. 8. 1. Commande du D-STATCOM par PI classique.....	188
VI. 8. 2. Commande du D-STATCOM par mode glissant	195

VI. 8. 3. Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire.....	203
VI. 8. 4. Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire dans un réseau électrique déséquilibré.....	211
VI. 9. Conclusion	221
Conclusion général.....	223
.....	
Bibliographie.....	228
Production scientifique.....	238
Annexes	240

Table des notations et des symboles

I. Paramètres de modélisation de la machine asynchrone à double alimentation :

R_s	Résistances statorique par phase,
R_r	Résistances rotorique par phase,
L_s	Inductance cyclique statorique,
L_r	Inductance cyclique rotorique,
M	Inductance cyclique mutuelle (entre stator et rotor),
σ	Coefficient de dispersion ou (de Blondel),
p	Nombre de paires de pôles,
J	Moment d'inertie ($Kg. m^2$),
f	Coefficient de frottements visqueux ($Nm.s.rad^{-1}$),
T_{em}	Couple électromagnétique,
T_L	Couple de charge,
η_s	Inverse de la constante de temps statorique ($\eta_s = R_s / L_s$),
η_r	Inverse de la constante de temps rotorique ($\eta_r = R_r / L_r$),
T_s	Constante de temps statorique,
T_r	Constante de temps rotorique,

II. Repère :

$\vec{S}_a, \vec{S}_b, \vec{S}_c$	Axes liés aux enroulements triphasés statoriques,
$\vec{R}_a, \vec{R}_b, \vec{R}_c$	Axes liés aux enroulements triphasés rotoriques,
(d, q)	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme),
(α, β)	Axes de référentiel de Park (fixe au stator),
θ	Position angulaire du rotor par rapport au stator,
θ_s	Position angulaire du stator par rapport à l'axe (d) ,
θ_r	Position angulaire du rotor par rapport à l'axe (d) ,

III. Transformations :

s	Opérateur de Laplace,
P	Transformation de Park,
\mathfrak{R}	Transformation de rotation de 90° ,

IV. Grandeurs électriques au stator de la génératrice :

v_{as}, v_{bs}, v_{cs}	Tensions statoriques triphasées,
$V_{abc,s}$	Vecteur des tensions statoriques triphasées,
$v_{\alpha s}, v_{\beta s}$	Tensions statoriques diphasées dans le repère (α, β) ,
$V_{\alpha\beta,s}$	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (α, β) ,
v_{ds}, v_{qs}	Tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{dq,s}$	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
i_{as}, i_{bs}, i_{cs}	Courants statoriques triphasés,
$I_{abc,s}$	Vecteur des courants statoriques triphasés,
$i_{\alpha s}, i_{\beta s}$	Courants statoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
$I_{\alpha\beta,s}$	Vecteur des courants statoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
i_{ds}, i_{qs}	Courants statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,
$I_{dq,s}$	Vecteur des courants statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

V. Grandeurs électriques au rotor de la génératrice :

v_{ra}, v_{rb}, v_{rc}	Tensions rotoriques triphasées,
$V_{r,abc}$	Vecteur des tensions rotoriques triphasées,
$v_{r\alpha}, v_{r\beta}$	Tensions rotoriques diphasées dans le repère (α, β) ,
$V_{r,\alpha\beta}$	Vecteur des tensions rotoriques diphasées dans le repère (α, β) ,
v_{rd}, v_{rq}	Tensions rotorique diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{r,dq}$	Vecteur des tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}	Courants rotoriques triphasés,
$I_{r,abc}$	Vecteur des courants rotoriques triphasés,
$i_{r\alpha}, i_{r\beta}$	Courants rotoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
$I_{r,\alpha\beta}$	Vecteur des courants rotoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
i_{rd}, i_{rq}	Courants rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,
$I_{r,dq}$	Vecteur des courants rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

VI. Grandeurs magnétiques au stator de la génératrice :

$\phi_{as}, \phi_{bs}, \phi_{cs}$	Flux magnétiques au stator,
$\Phi_{abc,s}$	Vecteur de flux magnétiques au stator,
$\phi_{\alpha s}, \phi_{\beta s}$	Flux statoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
$\Phi_{\alpha\beta,s}$	Vecteur de flux statoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
ϕ_{ds}, ϕ_{qs}	Flux statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,
$\Phi_{dq,s}$	Vecteur de flux statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

VII. Grandeurs magnétiques au rotor de la génératrice :

$\phi_{ar}, \phi_{br}, \phi_{cr}$	Flux magnétiques au rotor,
$\Phi_{abc,r}$	Vecteur de flux magnétiques au rotor,
$\phi_{\alpha r}, \phi_{\beta r}$	Flux rotoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
$\Phi_{\alpha\beta,r}$	Vecteur de flux rotoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
ϕ_{dr}, ϕ_{qr}	Flux rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,
$\Phi_{dq,r}$	Vecteur de flux rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

VIII. Grandeurs mécaniques de la génératrice :

ω	Pulsation électrique correspondante à la vitesse de rotation,
ω_s	Pulsation électrique des grandeurs statoriques,
ω_r	Pulsation électrique des grandeurs rotoriques,
ω_g	Pulsation électrique de glissement $(\omega_s - \omega)$,
g	Glissement de la vitesse de rotation $(\omega_s - \omega) / \omega_s$,
f_s	Fréquence électrique des grandeurs statoriques,
f_r	Fréquence électrique des grandeurs rotoriques,
Ω	Vitesse mécanique de rotation (rad / s) ,
N	Vitesse mécanique de rotation (tr / mn) ,

IX. Grandeurs mécaniques de la turbine :

P_{aero}	Puissance aérodynamique (W),
C_p	Coefficient de puissance éolienne,
λ	Vitesse relative,
ρ	Masse volumique de l'air (approximativement 1,225 kg/m ³ à la Pression

	atmosphérique normale et à 15°C),
S	Surface circulaire balayée par la turbine (m^2),
Ω_t	Vitesse de rotation de la turbine (rad / s),
R	Rayon de l'aérogénérateur ou la longueur d'une pale (m),
J	Inertie de pales,
T_m	Couple mécanique sur l'arbre de la GADA, ($N.m$),

X. Grandeurs du D-SVC :

X_{TCR}	Impédance d'une branche inductive,
X_{TSC}	Impédance d'une branche capacitive,
Q_{SV_ind}	Puissance réactive inductive,
Q_{SV_cap}	Puissance réactive capacitive,

XI. Grandeurs du D-STATCOM :

P_{ST}	Puissance active du D-STATCOM,
Q_{ST}	Puissance réactive du D-STATCOM,
i_q	Courant en quadrature du D-STATCOM,
i_d	Courant direct du D-STATCOM,
L_{sh}	Inductance shunt du D-STATCOM,
R_{sh}	Résistance shunt du D-STATCOM,
$v_q PCC$	Tension en quadrature dans le PCC,
$v_d PCC$	Tension directe dans le PCC,
$v_q ST$	Tension en quadrature du D-STATCOM,
$v_d ST$	Tension directe du D-STATCOM,

XII. Nomenclature :

LVRT	Low Voltage Ride Through,
CPU	Cost Per Unit,
PBP	Pay-Back Period,
ROI	Return Of Investment,
PVC	Present Value of Costs,

DPB	Discounted Payback Period,
SPB	Simple Payback Period,
PS	Cost of Power System,
AAR	Average Annual Return,
NPC	Neutral Point Clamped,
MAS	Machine Asynchrone,
MADA	Machine Asynchrone à double alimentation,
GADA	Génératrice Asynchrone à double alimentation,
MCC	Machine à courant continu,
CCM	Convertisseur Coté Machine,
CCR	Convertisseur Coté Réseau,
OND	Onduleur,
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion,
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor,
GTO	Gate-Turn-Off Thyristors /Thyristors commandés à l'ouverture,
MOSFET	Metal-Oxyde-Semiconducteur /Transistors à Effet de Champ,
PI	Proportionnel Intégrateur,
MG	Mode Glissant,
CMG	Commande par Mode Glissant,
CMG à GA	Commande par Mode Glissant à Gain Adaptatif,
CMG OF	Commande par Mode Glissant d'Ordre Fractionnaire,
CA	Courant Alternatif,
FMM	Force Magnéto-Motrice,
MPPT	Maximum Power Point Tracking,
TE	Turbine Eolienne,
PLL	Phase Locked Loop,
MRAS	Modèle de Référence Adaptatif Système,

ACIR	Annulation de la Composante Inverse du Retard,
FACTS	Flexible Alternatif Curent Transmission System,
D-FACTS	Distribution Flexible Alternatif Curent Transmission System,
HTA	Haute Tension A,
HTB	Haute Tension B,
BT	Basse Tension,
PCC	Point Commun de Connexion,
GED	Génération d'Energie Dispersée ou Distribuée,
TCR	Thyristor Controlled Reactor ou Réactances Commandées par Thyristor,
TSC	Thyristor Switcher Capacitor ou Condensateurs Commandés par Thyristor,
SVC	Static VAr Compensator,
TCBR	Thyristor Control Breaking Resistor,
STATCOM	Statique synchronous compensator,
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor,
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor,
SSSC	Static Synchronous Series Compensator,
SPS	Static Phase Shifter,
UPFC	Unified Power Flow Controller,

Introduction générale

Aujourd'hui, l'énergie éolienne est devenue une réalité mondiale inévitable. L'évolution de la capacité de production d'électricité par éoliennes n'a pas cessé d'augmenter depuis 1980. De plus, le potentiel énergétique mondial de cette énergie est estimé à une puissance de 5300 TW, ce qui représente un gisement énergétique important et très encourageant. En se basant sur l'accélération des installations dans cette dernière décennie, l'industrie éolienne est devenue une industrie énergétique mondiale. Cette industrie s'accroît ainsi plus rapidement car on peut désormais s'appuyer sur des techniques fiables et efficaces.

En Algérie, la distribution de l'énergie électrique est en augmentation rapide à cause de l'industrialisation massive et de la croissance démographique. Le besoin de construire de nouveaux équipements (lignes électriques, transformateurs et centrales de productions...) fait prévoir des pressions écologistes et des contraintes économiques, qui rendent difficiles leurs constructions. Dans ce contexte, les nouvelles énergies vertes dite 'renouvelables' sont apparues et prennent peu à peu une place importante dans le marché d'électricité Algérien. La connexion de ces systèmes énergétiques renouvelables au réseau électrique, dans les lieux mal desservis, est aussi une solution bien adoptée pour résoudre le problème à ces contraintes et de la même occasion de fournir une énergie électrique propre. Les systèmes éoliens peuvent donc contribuer à cette solution puisqu'ils produisent de l'énergie propre et perpétuelle.

En Algérie, un programme national ambitieux a été lancé et vise à investir dans le domaine de la production électrique à partir de de l'énergie éolienne pour atteindre 3% de la consommation nationale à l'horizon 2027. Un premier pas a été fait par le groupe SONELGAZ¹ par la réalisation d'un premier parc éolien à Adrar d'une puissance de 10 MW. L'énergie produite par ce parc, qui est opérationnelle depuis 2012, est injectée dans le réseau d'électricité de la wilaya d'Adrar. Pour l'étude de faisabilité d'un futur projet de parc éolien en Algérie, la localisation approximative du site est impliquée à partir d'Atlas de vent et en fonction d'autres considérations comme les contraintes environnementales ou de raccordement au réseau électrique national. La plupart des parcs éoliens connectés au réseau électrique sont contrôlés de manière à fournir leurs puissances maximales et elles se déconnectent lors d'un défaut électrique qui apparaît sur ce dernier.

Entre autre, les principaux objectifs de nos travaux de thèse est d'étudier des technologies et des techniques appropriées, qui aurait pour conséquence de rendre possible la faisabilité de l'installation d'un parc éolien connecté au réseau électrique tout en améliorant de ce fait la productivité et la réduction du coût de cette installation. Pour cette raison, quelques objectifs sont

¹ Société National d'Electricité et de Gaz (SONELGAZ) est un opérateur énergétique spécialisé dans la production d'électricité, la distribution et les services aux clients.

définis dans cette étude par des réglementations et des normes qui sont prises au sérieux par de nombreux pays expérimentés dans ce domaine, imposant les règles nécessaires pour le raccordement des parcs éoliens dans les réseaux électriques.

En Algérie, la première tentative de raccorder les éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique date de 1957, avec l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site des Grands Vents (Alger). Conçu par l'ingénieur français ANDREAU, ce prototype avait été installé initialement à St-Alban en Angleterre. Ce bipale de type pneumatique à pas variable de 30 m de haut avec un diamètre de 25 m fut racheté par SONELGAZ puis démontée et installée en Algérie [Mer-10].

Définition des objectifs de l'étude

Ce travail s'articule autour de plusieurs axes de préoccupation du Laboratoire de Génie Electrotechnique (LGE) de Saida, à savoir l'électronique de puissance, l'étude des réseaux électrique et enfin la commande des systèmes électriques et leurs application dans la gestion et la conversion d'énergie électrique.

Les objectifs définis dans cette étude, pour une application de gestion et de conversion d'énergie électrique à base d'un parc éolien raccordé à un réseau électrique, sont les mêmes que ceux des fabricants des éoliennes ; à savoir :

- La qualité de la puissance électrique produite par un parc éolien.
- Les charges mécaniques subies par le train de puissance (fiabilité des systèmes mécaniques).
- Le rendement énergétique du parc éolien.
- La robustesse du système éolien.
- La continuité de production.

La qualité de l'énergie éolienne produite

La totalité des équipements électriques exigent une énergie électrique de bonne qualité. Durant ces dernières années, le nombre des systèmes électriquement alimentés est en forte progression. Cet essor est justifié par l'amélioration des performances des systèmes électriques.

La qualité de l'énergie produite par un parc éolien est un vaste concept qui recouvre à la fois la continuité de la fourniture en électricité, la qualité de l'onde de tension et la qualité des courants.

Les facteurs qui sont susceptibles d'affecter la qualité de l'énergie sont :

- Les fluctuations de tension,
- Le déséquilibre de tension.
- Les chutes de tension,
- Les harmoniques de courants ou de tensions.

Les charges mécaniques d'un système éolien

La fatigue des éléments mécanique du système éolien est principalement liée aux forces externes subies par la fluctuation de ces éléments à leur fréquence de résonance. La gestion d'un système éolien doit permettre de diminuer l'ensemble de ces efforts pour augmenter la fiabilité et donc la disponibilité de l'aérogénérateur et ainsi alléger l'ensemble de ses composants mécaniques.

Les charges principales sont subies par les pales, la tour et le train de puissance. La conception et la gestion de ce système doivent donc prendre en compte la diminution des efforts mécaniques sur ces composants. L'objectif en termes de réduction de charges sera donc de diminuer les conséquences des variations des efforts externes subis par le train de puissance et d'amortir les oscillations de ce même train de puissance.

Le rendement énergétique d'un système éolien

La puissance qui peut être captée par un aérogénérateur est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Ainsi, les variations du vent ont une grande influence sur le potentiel de puissance qu'on peut recueillir dans le système.

En charge partielle, l'objectif est de capter le maximum d'énergie possible. Un rendement énergétique maximal est assuré par un rendement aérodynamique maximal. Ce rendement dépend de la vitesse spécifique (rapport entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent). Pour optimiser la capture d'énergie, la vitesse de rotation du rotor doit s'adapter à la vitesse du vent afin que la vitesse spécifique soit optimale.

En charge totale, l'objectif est de limiter la puissance captée dans le vent à la valeur correspondante à la puissance nominale de la génératrice.

La robustesse du système éolien

Un système éolien robuste doit pouvoir résister aux changements d'environnement interne et externe : variation de paramètres du système, perturbations ou bruits qui parviennent du réseau dont il est connecté.

La continuité de production

Les défauts électriques tels que les chutes de tension sont les perturbations provenant du réseau qui ont davantage d'importance sur les parcs éoliens ces dernières années car ils affectent directement à la continuité de production. Le comportement face aux chutes de tension des parcs éoliens est directement lié à la stabilité des génératrices électriques dont ils sont constitués. La stabilité d'un système de puissance peut être définie comme « *la propriété du système de puissance qui lui permet de rester dans un état d'équilibre en conditions d'opération normale et de retrouver un point d'opération stable suite à une perturbation* » [Ku-94]. Dans le cas d'un parc éolien,

l'instabilité suite à une perturbation telle une chute de tension dans le réseau se manifeste par une brusque chute de tension dans le Point Commun de Connexion (PCC) ce qui induit l'arrêt total de la production éolienne par mesure de sécurité.

Problématique, état de l'art et contribution de l'étude

La problématique majeure induite par l'intégration des parcs éoliens dans le réseau électrique est causée par l'absence de réglage de la tension, imposé par le standard [IEE-03], pour les génératrices à vitesse variable directement connectées aux réseaux de distribution. Notamment, de nos jours, la Génératrice Asynchrone Double Alimentation (GADA) est la génératrice à vitesse variable la plus couramment utilisée dans les parcs éoliens. Pour une même puissance de production, celle-ci permet de réduire les dimensions des convertisseurs de puissance tout en générant une puissance de sortie importante par rapport aux autres technologies de génératrices. Pourtant, la GADA est très sensible aux perturbations du réseau à cause de ses convertisseurs de puissance et plus particulièrement durant des chutes de tensions du réseau. Ces défauts dans le réseau électrique et même à cause de l'éloignement géographique du parc éolien peuvent entraîner des chutes de tensions ou des surtensions au PCC du parc avec le réseau de distribution. Par exemples, ces chutes de tension dans le réseau causent des surintensités dans le circuit électrique du rotor de la génératrice et une surtension du bus continu. Sans protections, cela entraîne la détérioration des convertisseurs de puissance et leurs possibles écroulements [Pen-10].

De ce fait, de nombreux chercheurs ont introduits la notion de stratégie « LVRT » (Low Voltage Ride Through) de la GADA durant les défauts qui affectent le réseau électrique. Cette stratégie « LVRT » peut être catégorisée en deux groupes : une méthode logicielle (software) par l'amélioration de la stratégie de commande et l'autre matérielle (hardware) par l'ajout de protections matérielles et des dispositifs [Joo-08] et [Sch-08]. En effet, à travers une revue sur la littérature disponible, nous monterons un état de l'art des différentes stratégies « LVRT » de ces dernières méthodes (voir Figure 1).

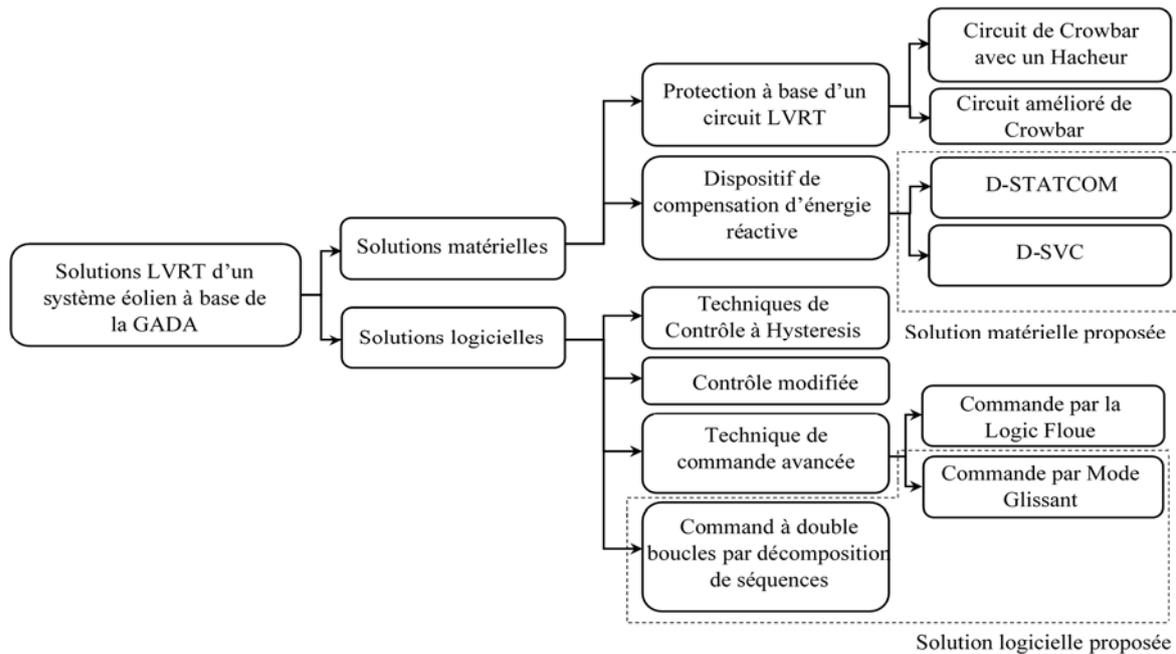


Figure 1 : Catégories des solutions LVRT pour les systèmes éoliens à base de la GADA.

Les solutions matérielles

Dans [How-16] un aperçu de certaines méthodes de l'amélioration de la capacité de LVRT pour différents types de systèmes éoliens basés sur des systèmes de protection avancés contre les défauts électriques. [Man-16] montre une revue d'ensemble de fonctions de protection internes des systèmes éoliens à base de la GADA. Dans [Jus-12] présente un nouveau système de protection contre les courants rotoriques transitoires et améliorant les performances de la GADA lors d'un défaut dans le réseau électrique. Dans [Jus-14] une stratégie de protection est proposée pour la GADA, qui intègre une série de résistances dynamiques dans un bus de Courant Continu (CC) à travers un hacheur et avec une commande de commutation coordonnée.

Dans [Bin-12], un système de transmission en courant alternatif appelé (FACTS) tel que les dispositifs de compensation statique synchrone appelé (STATCOM) est proposé afin d'améliorer la capacité de LVRT pour les systèmes de production d'énergie éolienne à base de la GADA. Dans [Ana-15] un système FACTS parallèle à base d'un D-STATCOM pour GADA pour atténuer les effets des défauts dans le réseau est proposé. Dans [Abd-13] un dispositif FACTS connecté en série avec le réseau appelée Dynamic Voltage Restorer (DVR) pour compenser l'effet de la chute de tension dans la ligne du réseau en cas de défaut est suggéré. Dans [Ram-11] une étude sur l'utilisation du SVC pour l'amélioration de la capacité LVRT pour la GADA est faite.

Les solutions logicielles :

Dans [Toh-16], une analyse complète sur les questions de recherches liées à la modélisation et les commande avancé pour contribuer à l'amélioration de la capacité LVRT des systèmes éoliens avec

GADA est présenté. Dans [Kam-14], un aperçu sur les méthodes basées sur des contrôleurs pour l'amélioration de la capacité LVRT pour différents systèmes de production d'énergie éolienne est représenté. Dans [Ouy-14], une analyse du couplage entre la commande d'excitation et le procédé électromagnétique pour la GADA sous condition de défaut symétrique est proposée. Dans [Moh-11] et [Moh-12], un contrôleur de courant par hystérésis pour l'amélioration de capacité LVRT de la GADA est présenté. Dans [Jus-15], une commande vectorielle modifiée des systèmes éoliens avec la GADA pour satisfaire les exigences de LVRT des opérateurs de distribution ou de transmission est discutée.

Dans [Li-15], une nouvelle méthode basée sur la commande à double boucle par décomposition de séquences pour atténuer les oscillations et d'améliorer la capacité de LVRT de la GADA lors d'un défaut asymétrique du réseau est suggérée. Dans [Sha-11], une commande par mode glissant pour l'amélioration des capacités LVRT des GADAs est étudiée.

A la lumière de ce constat, le travail de recherche présenté dans cette thèse consiste à contribuer à l'amélioration de capacité LVRT, de la stabilité, de la fiabilité et des performances des parcs éoliens à base des GADA raccordés aux réseaux électriques de distribution ou de transport, aux services de réglage de la tension et de la gestion de la puissance active et réactive que les parcs éoliens peuvent proposer aux réseaux. Aujourd'hui, le taux de pénétration des parcs éoliens devient de plus en plus significatif dans le réseau électrique de distribution. Pour cela, nous nous intéressons plus particulièrement aux parcs éoliens connectés au réseau de distribution, qui se trouvent de fait à proximité des charges électrique triphasé non-équilibré ou des charges monophasées.

De ce même contexte de cette thèse, nous allons aussi et dans le but d'optimisation, chercher de développer des solutions logicielles basées sur des algorithmes et des stratégies de commande capable de régler les puissances produite par le parc éolien face aux problèmes qui affecte le réseau électrique de distribution. Puis, l'étude des solutions matérielles basées sur le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive par l'utilisation des dispositifs FACTS/D-FACTS pour améliorer la stabilité des parcs éoliens raccordés aux réseaux électriques est proposée durant les défauts électriques. Ainsi, dans cette étude, nous réaliserons aussi des analyses économiques suivies par des politiques de dimensionnement technico-économiques appliquées dans les parcs éoliens connectés réseaux étudiés.

Organisation de l'étude

Le présent manuscrit a été organisé de manière à ce qu'on suive mieux la démarche utilisée pour atteindre les objectifs de cette thèse. Ceci donne lieu à un découpage de cette thèse en six chapitres, chacun privilégiant un de ces aspects.

Dans le premier chapitre de ce travail de recherche, étant donné l'importance de l'énergie en Algérie, une attention particulière sera portée sur la politique énergétique Algérienne, le marché d'électricité et sa relation avec l'activité économique en Algérie. Il est ainsi possible de mesurer le poids de cette énergie dans la croissance économique en Algérie, d'aboutir les besoins d'une nouvelle vision énergétique et économique. Rappelons que l'Algérie a un potentiel d'énergie renouvelable considérable, notamment l'énergie éolienne. Pour cela, un aperçu sur les gisements énergétiques éoliens en Algérie est présenté par des données de mesures de vent, énergie annuelle avec une analyse économique sur le coût d'énergie et la période de récupération de ces investissements propres. Ainsi, ce programme de la politique énergétique doit être accompagné par le développement continu de la technologie et de l'optimisation de cette énergie éolienne, la recherche de meilleures options concernant la réduction des coûts, l'intégration au réseau électrique, l'amélioration des performances dynamique en matière d'éoliennes et la fiabilité de la production d'électricité injectée aux réseaux électrique. Ensuite, à travers une revue de la littérature disponible, nous dresserons un état de l'art de ces différentes technologies éoliennes. C'est pourquoi, dans ce chapitre un état de l'art sur les technologies utilisées dans les systèmes éoliens à vitesse variable est exposé afin de pouvoir choisir la configuration la plus adéquate pour le cadre de notre travail. En effet, nos travaux seraient essentiellement portés sur la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA) et le convertisseur à trois niveaux de type NPC car ce choix pourrait être justifié par le fait que ces technologies semblaient être les plus rentables et les plus utilisées dans les applications éoliennes connectés au réseau électrique et, notamment, dans le parc éolien qui se situe à Adrar.

Dans le deuxième chapitre, une présentation des processus physiques d'aérodynamiques par leurs modèles mathématiques est établie car c'est une étape très importante dans la commande des systèmes éoliens. En effet, quant à l'élaboration d'une structure de commande, il est important de disposer d'un modèle mathématique représentant fidèlement les caractéristiques du processus comme le modèle du vent appelé FAST en utilisant les paramètres du site choisi dans le premier chapitre du parc éolien choisi. De plus, dans ce chapitre, une étude comparative est effectuée entre la loi de commande suggérée dans le cadre de cette thèse à base du mode glissant à gain adaptatif et une autre technique proposée par la littérature, en utilisant deux modèles de vent, pour but

d'optimiser la production d'énergie et les performances de toute la chaîne de conversion énergétiques éolienne.

Le troisième chapitre introduit la problématique de connexions du système éolien à base de la GADA au réseau électrique du fait de la difficulté à prévoir la production, du risque de déconnexions intempestives des parcs éoliens et d'une dégradation de la qualité de l'électricité. Pour cela, en premier lieu, nous modéliserons la GADA sous un réseau équilibré. Puis, nous nous intéresserons, à la commande de la partie électrique d'une éolienne équipée par cette génératrice. L'objectif fondamental des réseaux électriques est d'assurer aux clients l'énergie électrique avec une parfaite continuité, sous forme de tensions parfaitement sinusoïdales, avec des valeurs d'amplitude, de fréquence préétablies (en fonction du point de raccordement) et moins d'harmoniques dans les courants. Ensuite, nous analyserons les différentes contraintes trouvées après le raccordement du parc éolien au réseau électrique, en cas de déséquilibre de tension de ce réseau, puis nous étudierons les différentes stratégies à mettre en œuvre pour y remédier. Dans ce contexte, nous mettrons en évidence la commande proposée basée sur la théorie de Lyapunov décrite dans l'annexe avec une configuration à double boucle, qui permet d'être robuste à ces types de défauts déséquilibré dans le réseau électrique.

Dans le quatrième chapitre, une introduction aux problèmes de réseau, un état de l'art sur les systèmes FACTS et D-FACTS est présentés. Il explore les divers solutions structurelles apportées par l'électronique de puissance, et ce, tout particulièrement pour la compensation d'énergie réactive. Ce contexte a donné naissance de ce projet FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) dont l'objectif principal est de mieux maîtriser les transits de puissance en gardant les installations existantes. Ce projet apporte des dispositifs nouveaux à base d'électronique de puissance avec de faibles coûts d'installation. Il existe de nombreux dispositifs FACTS destinés à compenser l'énergie réactive : SVC (Static Var Compensator), STATCOM (STATIC COMPensator), à modifier les impédances de lignes : TCSC (Thyristors Controlled Series Compensator) ou la phase de la tension comme les déphaseurs. L'insertion de ces dispositifs repose sur une étude préalable statique aussi bien que dynamique du réseau et du dispositif lui-même.

Dans le cinquième chapitre, la faisabilité de l'installation d'un système éolien dans le site approprié est étudiée, puis, la problématique de la connexion de ce système avec le réseau électrique est discutée afin de trouver une solution qui peut contribuer à satisfaire les principaux objectifs de l'étude. Puis un modèle plus précis de la structure du D-STATCOM et le D-SVC sera mis au point dans le PCC avec le parc éolien. Pour cela, une étude comparative entre deux types de systèmes D-FACTS parallèle D-SVC et D-STATCOM est faite par des simulations, puis, l'aspect économique de ces dispositifs est discuté.

Le dernier chapitre débute par l'introduction des systèmes de stockage pour les applications du réseau électrique. Généralement, le correcteur PI classique utilisés dans la commande du D-STATCOM n'est pas robuste, ce chapitre propose une commande non linéaire et robuste de type mode glissant dans le but de maîtriser le comportement dynamique des courants du D-STATCOM. Puis, cette loi de commande sera optimisée, en introduisant l'opérateur fractionnaire afin d'obtenir une meilleure stabilité du dispositif D-FACTS avec de bonnes performances dans le système étudié. Notamment, une nouvelle structure de commande du D-STATCOM sera testée durant le déséquilibre de la tension du réseau afin d'obtenir de performances améliorées du système éolien.

Les résultats obtenus dans ces simulations nous permettront de conclure sur les méthodes et outils utilisés afin d'apercevoir les perspectives et suites à donner à ce travail.

Enfin, le travail entrepris sera achevé par une conclusion générale et des perspectives pour les futurs travaux de recherches. Nous ajouterons quelques annexes afin que le lecteur étranger au domaine, n'ait pas trop à se reporter à la littérature sur le sujet.

Chapitre I :

Etat de l'art sur les systèmes énergétiques et les futurs systèmes éoliens Algériens

Chapitre I :.....	10
I.1. Introduction	11
I.2. Politique énergétique Algérienne	12
I.3. Vison énergétique Algérienne	13
I.4. Barrières rencontrées dans un projet éolien en Algérie.....	16
I.5. Potentiel éolien en Algérie	17
I.5.1. Vitesse moyenne du vent et l'énergie éolienne	19
I.5.2. Analyse technique	19
I.5.2.1. Energie annuelle produite.....	20
I.5.2.1. Facteur de capacité	21
I.5.3. Analyse économique	22
I.5.3.1. Coût d'énergie	22
I.5.3.2. Période de récupération (Payback).....	23
I.6. Gisement énergétique éolien dans un site Algérien dans les hauts plateaux.....	25
I.6.1. Pylône de mesure	27
I.6.2. Représentation des données mesurées du vent.....	28
I.6.3. Extrapolation verticale	31
I.6.4. Rose du vent	33
I.7. Aspect environnemental de l'installation du système éolien	36
I.8. Etat de l'art des technologies utilisées et choisies dans le cadre de l'étude	37
I.8.1. Etat de l'art sur les génératrice et les convertisseurs.....	37

I.8.1.1.	Eoliennes à vitesse variable commandées par le stator	37
I.8.1.2.	Eolienne à vitesse variable basée sur une génératrice asynchrone à double alimentation	39
I.8.1.3.	Onduleur triphasé à deux niveaux	40
I.8.1.4.	Structure de l'onduleur triphasé à trois niveaux N.P.C	41
I.9.	Conclusion.....	42

I.1. Introduction

À l'heure actuelle, l'épuisement des réserves d'hydrocarbures en Algérie, les fluctuations des prix du pétrole et l'emplacement des gisements énergétiques provoquent l'instabilité de la politique énergétique en Algérie. Par conséquent, le problème qui se pose est : quelle est la meilleure vision pour gérer les ressources disponibles, la meilleure politique pour répondre aux besoins progressifs des divers secteurs économiques et d'accélérer le développement et la croissance en Algérie. Dans la dernière décennie, les besoins énergétiques en Algérie ont augmenté significativement, afin d'améliorer le confort au détriment de préoccupations économiques et environnementales.

L'énergie éolienne en Algérie est une solution qui peut contribuer avec une part significative aux nouvelles sources d'énergie n'émettant pas de gaz à effet de serre. Son exploitation réfléchie permet la production d'électricité propre et renouvelable. Cette énergie renouvelable théoriquement exploitable connaît un essor important vu la diversité des zones exploitables et aux coûts relativement intéressants [Bel-13].

Le but du présent chapitre, est le choix du site approprié pour une installation d'un parc éolien en Algérie. En effet, Himri et al. [Him-09.a] ont utilisé des données de la vitesse du vent sur une période de près de 10 ans afin d'évaluer le potentiel de l'énergie éolienne, dans trois stations aux régions du sud algériennes à l'ouest, à savoir Adrar, Timimoun et à Tindouf. Dans [Mao-11] ont étudié la couche de vent dans sept sites algériens du sud, d'ouest en est, Tindouf, Béchar, Adrar, Ghardaïa, In Amenas, In Salah et Tamanrasset). Dans [Him-08], des données de vitesse du vent recueillies sur une période de près de 5 ans, à partir de trois stations sélectionnées dans le nord de l'Algérie. Ces données ont permis l'étude comparative du potentiel éolien en Algérie. Pour cela, un programme de traitement de données des mesures de la vitesse du vent a été élaboré, qui a permis la détermination de la vitesse moyenne annuelle représentant en général une multitude d'année de mesure horaire de la vitesse du vent. Afin d'augmenter la densité des points de mesure sur le

territoire, les vitesses moyennes annuelles de 05 stations, fournies par l'ONM¹, ont été incluses dans cette étude.

I.2. Politique énergétique Algérienne

Les principales formes d'énergies disponibles en Algérie sont l'électricité, le Gaz Naturel (GN), les produits pétroliers et le Gaz du Propane Liquéfié (GPL), la distribution de ces formes d'énergies est présentée dans la Figure I. 1. Le marché de l'électricité est détenu presque entièrement par la société nationale SONELGAZ. La couverture du pays par le réseau électrique est à 98% (34% en 1970) avec une capacité de 11 325 MW en 2009 [Men-12].

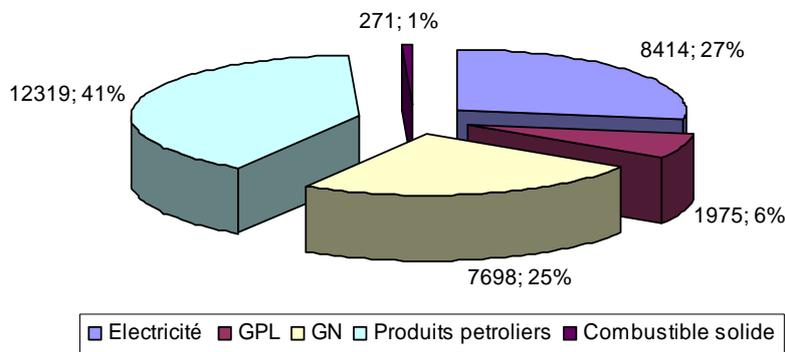


Figure I. 1 : Consommation d'énergie en Algérie par différents produits (1000 TOE) / l'an 2009.

Le réseau électrique en Algérie compte plus de 6,5 millions de clients. Dans les dernières années, la demande d'électricité en Algérie a connu une augmentation rapide, principalement due à l'expansion des activités économiques et la croissance de la population. Par la mesure des courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation appelées courbes de charge sont tracées pour connaître l'évolution des charges au cours du temps (

Figure I. 2) [Ose-14]. Elles permettent aux gestionnaires de réseau électrique de prédire l'évolution de la consommation sur les réseaux électriques et donc, entre autre, de définir les plans prévisionnels de production d'électricité.

¹ L'Office National de la Météorologie (ONM) a été créée le 29 avril 1975, il est devenu un Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC) à vocation scientifique et technique le 25 Août 1998.

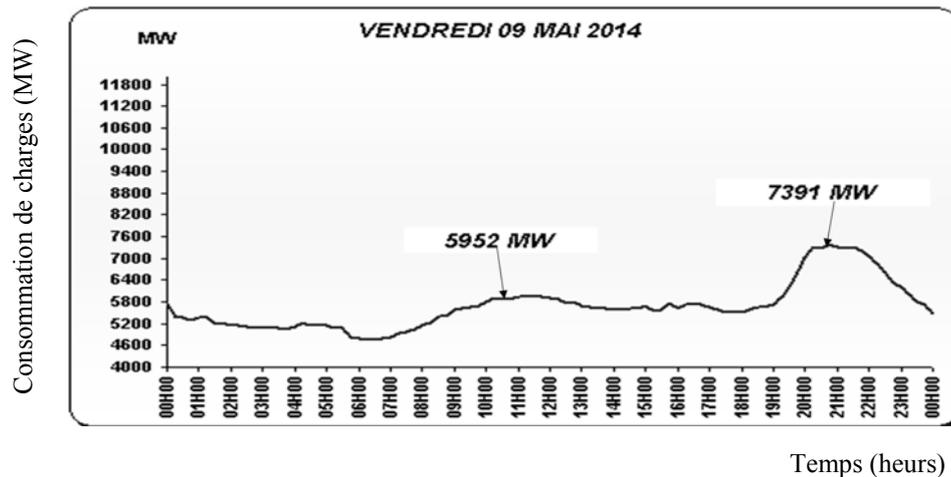


Figure I. 2 : Exemple de consommation de charges en Algérie [Ose-14].

La consommation d'électricité en Algérie est estimée à augmenter fortement ; il devrait atteindre 75-80 T Wh à 2020 et 130-150 TWh en 2030. Par conséquent, l'évolution des modes de vie a un impact dramatique sur la demande d'électricité en Algérie. De ce fait, l'Algérie a opté pour une politique de réduction de la consommation d'énergie comme un objectif majeur. De plus, cette politique vise à éviter la dépendance de l'énergie épuisable basée sur des ressources fossiles, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et leur impact désastreux sur l'environnement. Face à cette situation l'Algérie est engagée dans un processus qui favorise une utilisation plus responsable de l'énergie et d'explorer toutes les ressources énergétiques et de systématiser la consommation optimale.

I.3. Vison énergétique Algérienne

L'Algérie vise à entamer un processus de passage à l'énergie verte par le lancement d'un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Ce programme est basé sur le développement des ressources inépuisables, telles que l'énergie solaire et éolienne ; le potentiel des énergies renouvelables en Algérie est fortement dominé par l'énergie solaire. Il est estimé que seulement un vingtième (1/20) de la surface de Sahara couverte de panneaux solaires pourrait fournir l'ensemble de la planète en électricité. La superficie de l'Algérie est 2, 381,741 km², le Sahara seul représente 84% du territoire et le potentiel de l'énergie solaire d'Algérie représente plus de 60 fois la consommation électrique actuelle de l'union européenne. L'Algérie est confrontée actuellement à une obligation stratégique de la diversification de ses sources d'énergie, non seulement en termes de moyens financiers dont l'objectif n'est pas uniquement d'économiser ses réserves énergétiques, mais aussi de bénéficier le plus rapidement du transfert technologique. L'Algérie ambitionne d'atteindre un taux d'intégration de 6 % de la production de l'énergie électrique à travers l'utilisation de l'énergie solaire en 2015 et prévoit de porter ce chiffre à 10 % en 2027.

Le programme consiste à installer jusqu'à la capacité de production de 22.000 MW de puissance à partir de sources renouvelables sur la période de 2001-2030, dont 12,000 MW sera destinée à répondre à la demande intérieure d'électricité et de 10.000 MW destinés à l'exportation. Le programme prévoit que 40% de l'électricité produite pour la consommation intérieure sera à partir de sources d'énergies renouvelables par 2030. Actuellement, la part de l'électricité renouvelable est très faible. La production d'électricité à partir de sources renouvelables ne représente que 0,006% de la production totale d'électricité. L'objectif est de parvenir à une contribution d'environ 6% de la production d'électricité d'ici à 2015 à travers le photovoltaïque, sources thermales solaires et le vent.

L'engagement du projet DESERTEC Algérien en partenariat avec les Allemands reflète les ambitions algériennes concernant la transition vers l'énergie renouvelable. Ce projet vise à exploiter le potentiel d'énergies renouvelables dans le désert d'Afrique du Nord et le Moyen-Orient grâce à l'installation d'immenses parcs solaires et des parcs éoliens. L'objectif est de satisfaire une partie substantielle des besoins énergétiques du nord de l'Afrique et les pays du Moyen-Orient, et de rencontrer autant que 15% de la demande d'électricité en Europe. L'investissement dans ce grand projet est estimé à 400 milliards d'euros et son achèvement est prévu pour 2050 [Mer-10].

Afin d'améliorer l'efficacité de l'énergie en Algérie, le programme vise de la politique énergétique, vers 2030, 40% de l'énergie électrique seront produites par des sources renouvelables. Pour l'énergie éolienne, une capacité estimée à environ de 516 MW d'être installé sur la période 2012-2022, dont une partie est en construction à Kabertene (70 d'Adrar) [Cde-15]. Ce parc éolien pilote est constituée de 12 éoliennes d'une puissance unitaire de 0.85MW chacune et dont l'énergie produite sera évacuée vers le poste 220/30 KV situé dans la même localité. La Figure I. 3 montre le parc éolien à Kabertene.



Figure I. 3 : Parc éolien à Kabertene d'Adrar [Cde-15].

Les Figure I. 4, Figure I. 5 et Figure I. 6, montrent la production de ce parc durant une période de trois jours dans le mois d'Aout de l'année 2014, les mesures sont prises chaque 20 mn [Era-14].

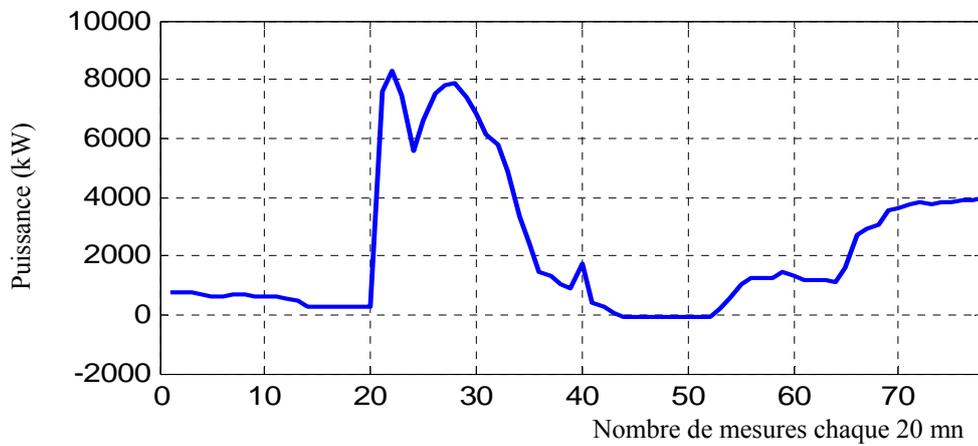


Figure I. 4 : Puissance électrique produite par le parc éolien de Kabertene d'Adrar du 07/08/2014.

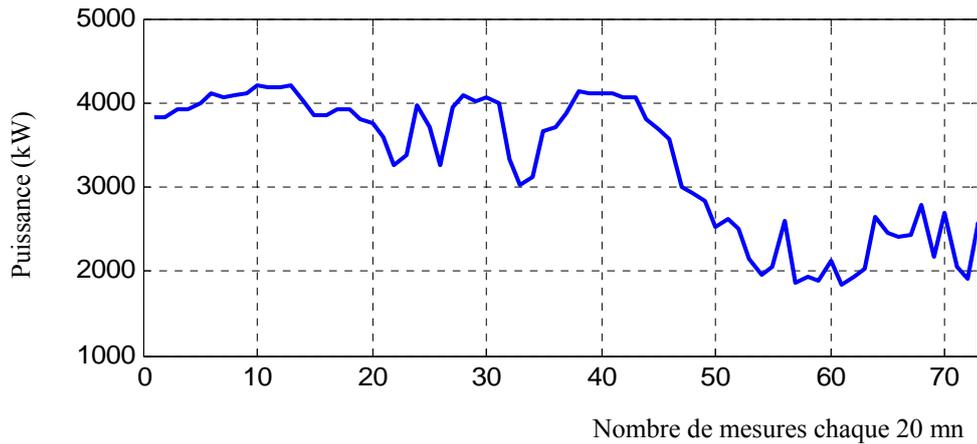


Figure I. 5 : Puissance électrique produite par le parc éolien de Kabertene d'Adrar du 08/08/2014.

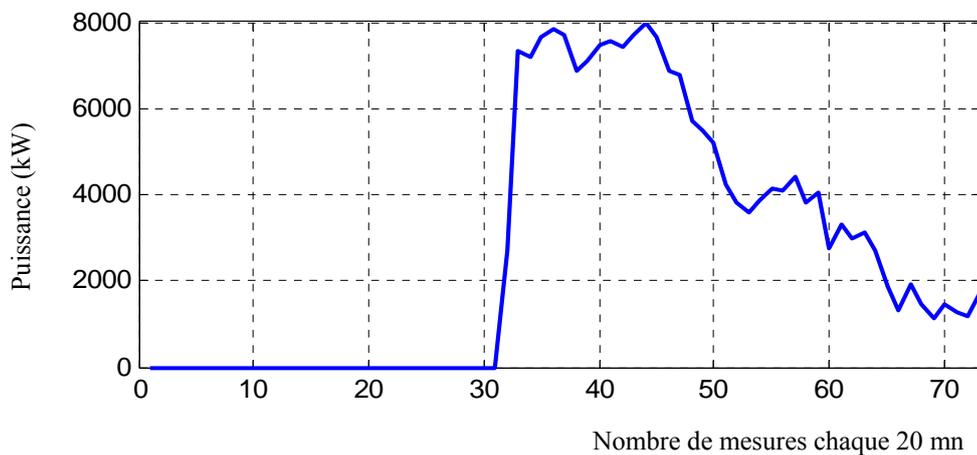


Figure I. 6 : Puissance électrique produite par le parc éolien de Kabertene d'Adrar du 09/08/2014.

D'après ces figures, il est remarquable que durant certaines périodes dans le premier et le troisième jour, le parc éolien est en arrêt à cause de la forte température de cette région qui peut même endommager les génératrices.

I.4. Barrières rencontrées dans un projet éolien en Algérie

En Algérie, l'un des barrières principalement rencontrées lors d'un projet d'énergie renouvelable ou un projet éolien par exemple est l'absence d'un cadre permettant la participation du secteur privé dans la production de l'énergie. Cependant, on trouve aussi des barrières économiques, financières et de planification comme :

- Le surcoût de l'énergie éolienne,

- Les conditions d'investissement exigeantes,

Les barrières techniques :

- La méconnaissance du gisement éolien,
- La méconnaissance des caractéristiques du réseau électrique,

Les barrières causées par le manque de formation et d'information :

- La méconnaissance de l'énergie éolienne,
- Le manque de personnel qualifié,
- Le manque d'expérience du privé,
- Le manque de coordination et d'échange d'expérience à l'échelle nationale, méditerranéenne et africaine,
- La mauvaise et la méconnaissance de planification des projets énergétiques tels que l'éolien.

I.5. Potentiel éolien en Algérie

Cette section traite une méthode pour déterminer la production d'énergie éolienne dans différents sites en Algérie afin de pouvoir choisir un site adéquat pour une installation énergétique efficace et rentable. Ainsi, nous possédons à la fois la vitesse moyenne du vent et la puissance produite par les éoliennes, nous pouvons donc les combiner pour calculer l'énergie produite par ces turbines éoliennes. En définitive, dans ce chapitre cinq emplacements géographiques sélectionnés (altitude, latitude et longitude) sont représentés dans le Tableau I. 1, Figure I. 7 et Figure I. 8 ont été obtenues auprès de l'ONM. Les données géographiques d'autres sites Algériens peuvent être trouvées dans [Ham-09, Che-12, Not-11 et Dia-13.a].

Tableau I. 1 : Cordonnées des stations du territoire national.

Station	Cordonnées		
	Altitude (m)	Latitude (deg)	Longitude (deg)
Région du sud (Sahara)			
Adrar	263	27° 49' N	00° 17' W
Ghardaïa	468	32° 24' N	03° 48' E
Région côtière			
Alger	24	36° 43' N	03° 15' E
Oran	90	35° 38' N	00° 37' W
Région des hauts plateaux			
Tiaret	1 080	35° 37' N	01° 32' E

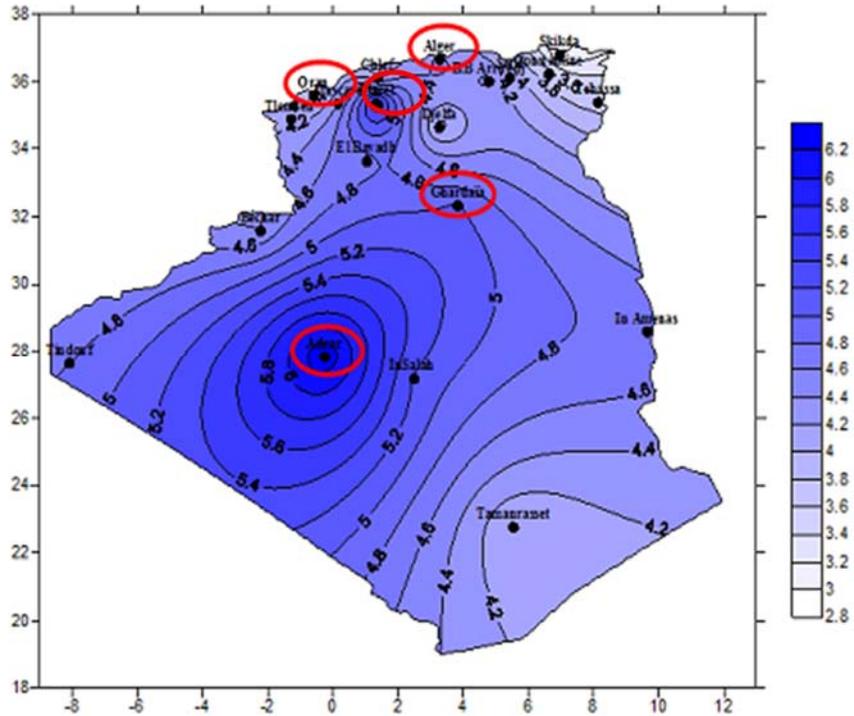


Figure I. 7 : Indentification des emplacements ventés en Algérie [Rac-12].

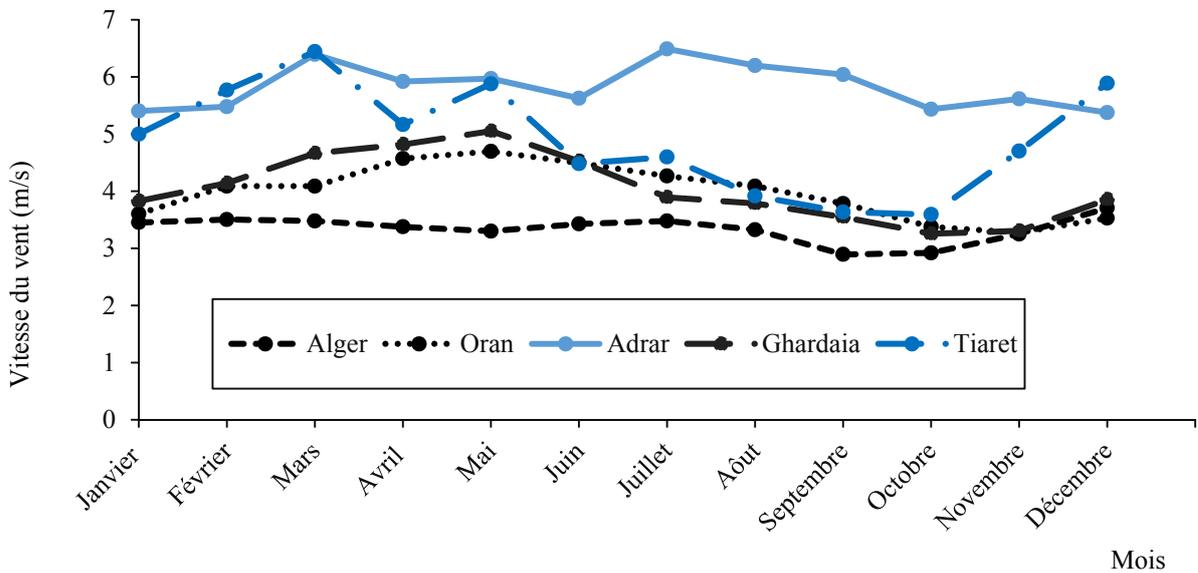


Figure I. 8 : Variation de la vitesse du vent dans les différents emplacements en Algérie à 10 m d'altitude.

Ces données de la vitesse du vent sont recueillies uniquement à 10 m d'altitude, mesurées à l'aide d'un anémomètre de type tasse et une girouette. Cependant, l'action de la vitesse du vent sur la turbine (hauteur de 70 m) très complexe, comprend à la fois des effets déterministes et stochastique variant rapidement la vitesse du vent turbulent. En effet, la vitesse du vent caractérisant ces

variations est généralement mesurée dans la basse atmosphère en utilisant soit des mâts instrumentés ou ballons captifs, qui ne sont pas disponibles dans les stations précédentes [Ett-03].

I.5.1. Vitesse moyenne du vent et l'énergie éolienne

La vitesse du vent est l'aspect le plus important d'une ressource éolienne ; en effet, la variation annuelle à long terme de la vitesse du vent moyenne offre une compréhension de la tendance à long terme de la vitesse du vent et aussi donne la confiance à un investisseur sur la disponibilité de l'énergie éolienne en années à venir [Him-09.b]. La Figure I. 9 montre la vitesse moyenne du vent pendant toute une période de collecte de données de 05 stations dans le territoire national, qui sont considérées dans cette étude. Les données de vent utilisées dans le présent chapitre ont été obtenues à partir de l'ONM.

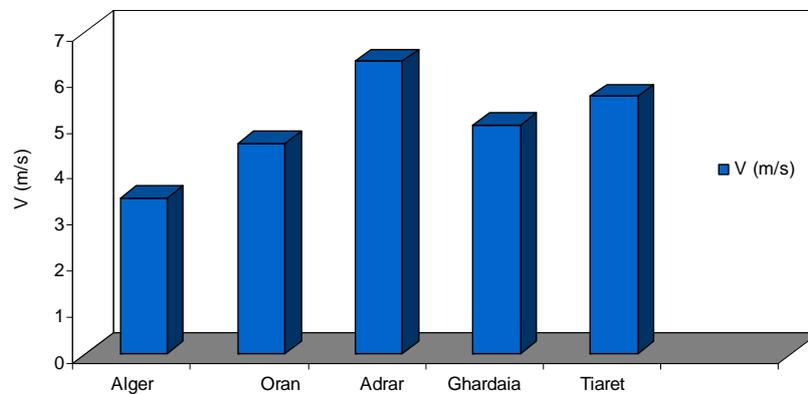


Figure I. 9 : Vitesse du vent annuelle dans les différents emplacements en Algérie.

I.5.2. Analyse technique

Pour la turbine éolienne, la puissance moyenne potentiellement produite est estimée à travers l'équation de Weibull et les caractéristiques de la génératrice utilisée [Abb-12] :

$$\overline{P_s} = \int_0^{\infty} P_s(V) f(V) dV \quad (I. 1)$$

La relation (I. 1), exprime la puissance de la turbine éolienne produite en fonction de la vitesse du vent moyenne V . Pour le calcul de cet intégral, une expression analytique du produit $P_s(V)f(V)$ est requiert. Ainsi, plusieurs modèles d'approximation utilisent les caractéristiques des turbines. Dans ce chapitre, la puissance de la turbine éolienne est modélisée en utilisant la fonction de l'approximation polynomiale [Dia-13.b] :

$$P_s = \begin{cases} 0 & : 0 \leq V \leq v_{in} \\ (a + bV + cV^2)P_r & : v_{in} \leq V \leq v_r \\ P_r & : v_r \leq V \leq v_{out} \\ 0 & : V \geq v_{out} \end{cases} \quad (I. 2)$$

La relation (I. 2), P_r est la puissance nominale de la turbine éolienne. v_{in} , v_{out} et v_r sont, respectivement, la vitesse de démarrage, de l'arrêt et de la vitesse du vent nominale. Les coefficients a , b et c sont :

$$a = K_1(v_{in} K_2 - 4v_{in} v_r K_3) ; b = K_1(4 K_2 K_3 - 3v_{in} - v_r) ; c = K_1(2 - 4 K_3) ; K_1 = \frac{1}{(v_{in} - v_r)^2} ;$$

$$K_2 = v_{in} + v_r ; K_3 = \left[\frac{(v_{in} + v_r)}{(2 v_r)} \right] \quad (I. 3)$$

Les caractéristiques techniques des turbines éoliennes commerciales sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau I. 2 : Les caractéristiques techniques des turbines éoliennes commerciales [Dia-13.a et Dia-09].

Model de la turbine	Caractéristiques						
	Vitesse cut-in (m/s)	Vitesse cut-off (m/s)	Vitesse nominale (m/s)	Puissance (kW)	Hauteur (m)	Diamètre (m)	Surface (m ²)
DEWIN-62	3	25	15	1000	70	62	3019
United Power	4	20	14	1500	70-78,5	82	5281
Nordex N80/2500	4	25	15	2500	60-70-80	80	5027

I.5.2.1. Energie annuelle produite

Dans cette étude, en utilisant la vitesse horaire moyenne, l'énergie de la turbine éolienne est obtenue par l'équation suivante :

$$E_{eol} = \sum_{i=1}^n P_s(V) t \quad (I. 4)$$

Avec n est le nombre d'heures dans une période de temps considéré, t est une heure de durée de temps (dans cette étude pour une année, $n = 8760$ et $t = 1$). L'énergie annuelle dans plusieurs sites en utilisant différents turbine est présentée dans la Figure I. 10.

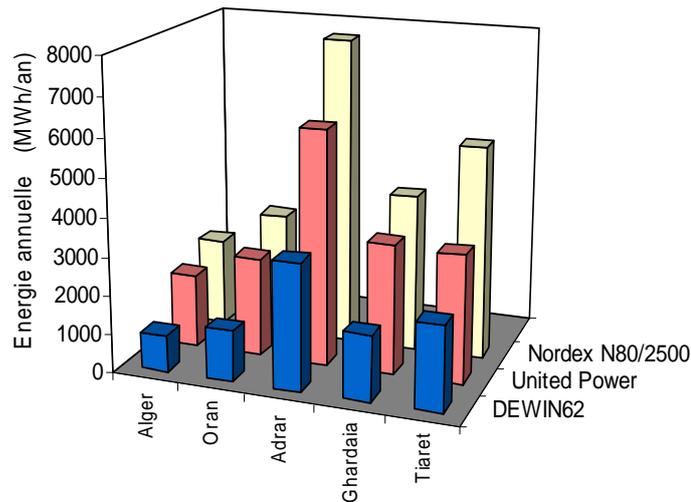


Figure I. 10 : Energie annuelle produite par différentes éoliennes dans plusieurs sites Algérien.

I.5.2.1. Facteur de capacité

Le facteur de capacité (C_f), est un indicateur très important pour évaluer les performances d'une éolienne. Ce facteur est défini comme le rapport entre l'énergie actuelle produite et l'énergie de la turbine fonctionnant en puissance nominale. La valeur annuelle du facteur de capacité est calculée comme suit :

$$C_f = \frac{E_{eol}}{E_n} \quad (I. 5)$$

Le facteur de capacité pour plusieurs sites en Algérie par différents types d'éoliennes est présenté dans la Figure I. 11.

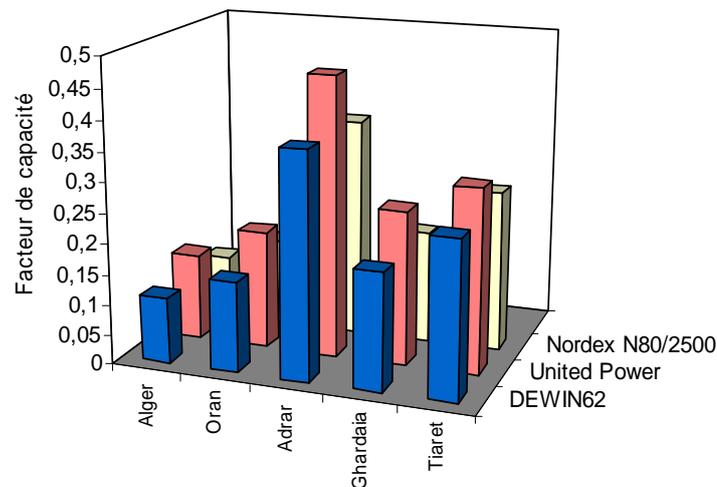


Figure I. 11 : Facteur de capacité pour plusieurs sites en Algérie par différents types d'éoliennes.

I.5.3. Analyse économique

L'étude de faisabilité économique est effectuée en termes de Coût Par Unité (*CPU*), la période de récupération (*PBP*) et le retour d'investissement (*ROI*).

I.5.3.1. Coût d'énergie

L'estimation du *CPU* se fait par l'estimation du coût spécifique par kilowattheure d'énergie produite par la turbine éolienne, qui est exprimée comme la valeur actuelle des coûts (*PVC*) de l'investissement divisé par le flux d'énergie pendant la durée de vie de la turbine (E_{tot}) [Sha-06 et Bag-07]:

$$CPU = \frac{PVC}{E_{tot}} \quad (I. 6)$$

La valeur *PVC* d'électricité produite par an peut être calculée par la formule suivante :

$$PVC = C_i + C_{omr} \left[\frac{1+i}{r-i} \right] \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \right] - S \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \quad (I. 7)$$

D'où C_i est le coût de l'investissement, C_{omr} est le coût d'exploitation, l'entretien et la réparation, i est le taux d'inflation, r est le taux d'intérêt, t est la durée de vie du système éolien (en années) et S est le facteur de la ferraille.

Le coût par unité kWh d'énergie produite par les différents modèles d'éoliennes a été estimé sur la base des hypothèses suivantes [Reh-03] :

- Le coût d'investissement (C_i) comprend le prix de la turbine ainsi que le coût des travaux de génie civil et les câbles de raccordement au réseau (20% des prix),
- Le coût d'exploitation, d'entretien et de réparation ou de maintenance a été considéré à 25% du coût annuel de la turbine (prix de la génératrice / durée de vie),
- Le taux d'intérêt (r) et du taux d'inflation (i) ont été prises à 8% et 6%, respectivement,
- La durée de vie de la machine (t) a été estimée à 20 ans,

Valeur de ferraille S a été prise à 10% du coût d'investissement (machine et les coûts de travaux de génie civil).

Le coût spécifique de la turbine dépend de la puissance nominale, mais il varie selon les fabricants. Ainsi, le choix de ce coût de la turbine spécifique peut être fait en considérant un intervalle de bande (valeurs maximales et minimales). Tableau I. 3 montre le coût spécifique d'éoliennes pour différentes gammes de taille [Him-09.a, Him-08, Dia-13.a, Him-09.b et Dia-13.b]. Comme on peut le remarquer à partir de ce tableau, le coût par kW diminue avec l'augmentation de la taille de la

turbine. Pour la taille de la génératrice en dessus de 200 kW, le coût d'une éolienne peut être pris comme 1 150 \$/kW (la moyenne entre un minimum de 700 \$/kW et un maximum de 1 600 \$/kW).

Tableau I. 3 : Gamme de coûts spécifiques des éoliennes sur la base de la puissance nominale [Gok-09].

Taille de la turbine (kW)	Coût spécifique (\$/kW)	Coût spécifique moyen (\$/kW)
<20	2200-3000	2600
20-200	1250-2300	1775
>200	700-1600	1150

Les résultats de *CPU* dans l'ensemble des sites choisis pour les éoliennes sont indiqués dans la Figure I. 12. On peut observer que *CPU* dépend des spécifiques des coûts de chaque éolienne et des sites caractéristiques du vent (représentée par le facteur de capacité de la turbine).

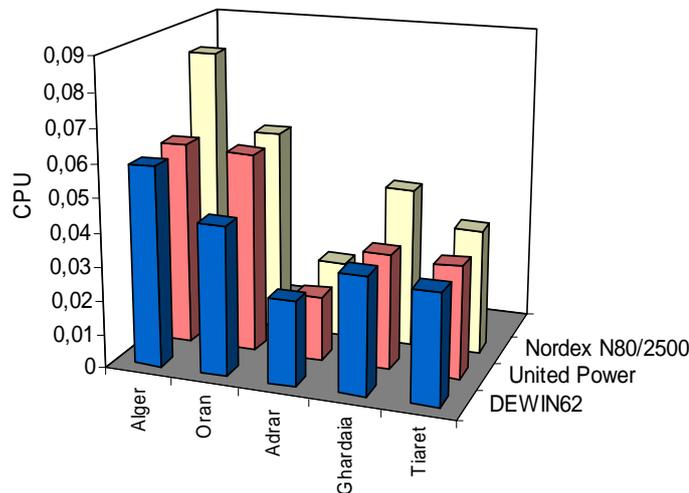


Figure I. 12 : Coût Par Unité (*CPU*) pour plusieurs sites en Algérie par différents types d'éoliennes.

I.5.3.2. Période de récupération (Payback)

La période de récupération ou remboursement (*PBP*) reflète la période nécessaire pour le revenu cumulatif d'un projet de récupérer son investissement par le biais d'un gain annuel. Un investissement plus captivant est avec une période de récupération plus courte. Il y'a deux méthodes de calcul de la période de récupération ; la valeur simple de récupération (*SPB*) et la valeur de récupération actualisée (*DPB*) [Oli-11].

Dans cette étude, la méthode de récupération actualisée est choisie pour déterminer le temps de retour d'investissement d'un projet. Pour les projets énergétiques, le *DPB* peuvent être obtenues par l'expression suivante [Oli-11, Fin-06] :

$$DPB = \frac{C_i}{AAR - C_{omr}} \quad (I. 8)$$

Avec :

$$AAR = E_{an} PS \quad (I. 9)$$

D'où C_i est le coût d'investissement, AAR est la moyenne annuelle du chiffre d'affaires sur la base de la production horaire, C_{omr} est les coûts d'exploitations et de maintenance, E_{an} est la production annuelle d'énergie et PS est le prix auquel l'utilitaire vend de l'énergie pour le consommateur. Dans cette étude, PS est supposé être de 0,108 \$/kWh qui représente 200% le prix de l'électricité payé par le consommateur du secteur domestique en Algérie.

La Figure I. 13 montre la période de récupération en utilisant plusieurs modèles de turbine dans différents sites de production.

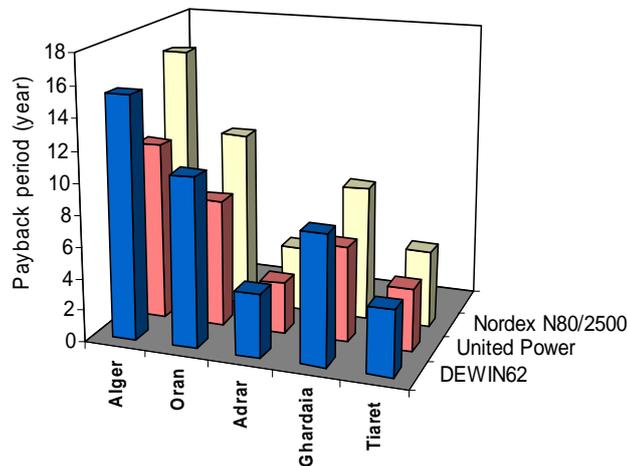


Figure I. 13 : Période de récupération ou payback period (PBP) pour plusieurs sites en Algérie par différents types d'éoliennes.

Les sites d'Adrar et celui de Tiaret sont les plus adéquats pour une installation d'un parc éolien. Dans cette thèse, le choix s'est porté sur le site de Tiaret car le coût du transport, le coût de l'installation de génie civil, peuvent être réduits ainsi que son rapprochement du réseau électrique. L'organigramme ci-dessous résume les étapes utilisées pour le choix optimisé de l'installation d'un parc éolien.

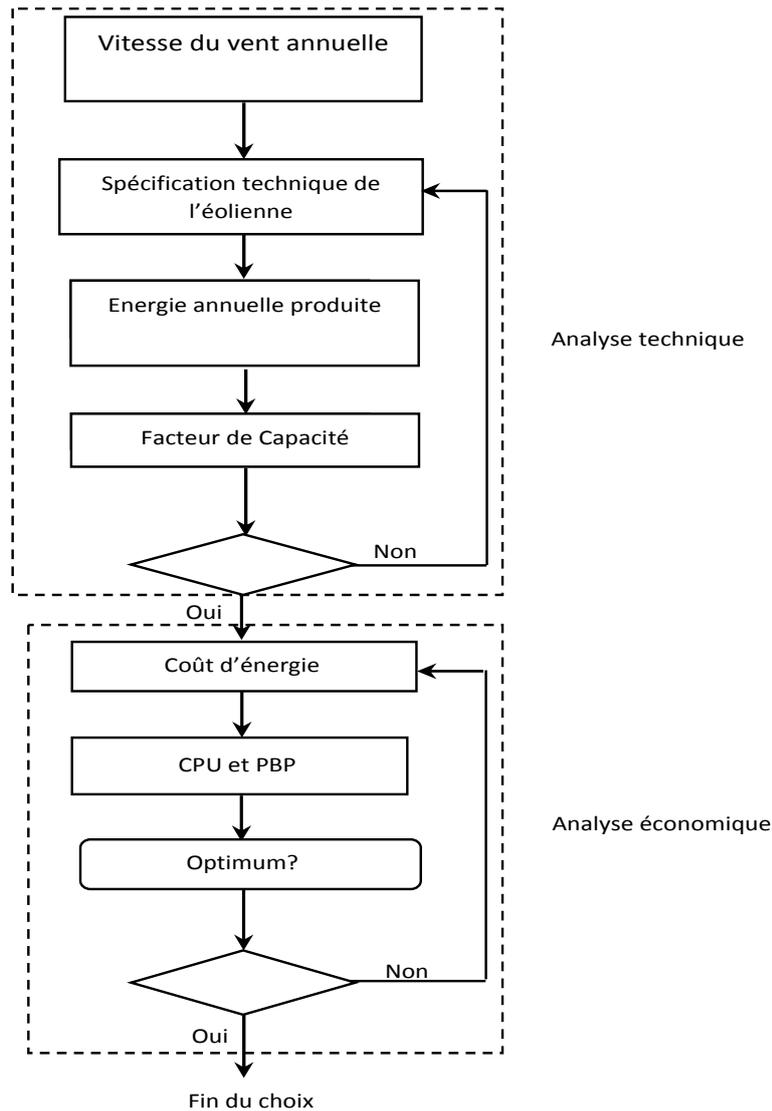


Figure I. 14 : Organigramme du choix optimal d'une installation d'un parc éolien.

I.6. Gisement énergétique éolien dans un site Algérien dans les hauts plateaux

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien choisi. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (un à dix ans) [Bel-10].

Dans ce chapitre, on s'intéresse sur le gisement énergétique éolien d'un site Algérien dans les hauts plateaux. Pour cela, la wilaya de Tiaret qui contient un gisement éolien considérable est choisie comme étude de cas. La Figure I. 15 montre la carte topographique de cette région, plus précisément à Ksar El Chellala (voir Figure I. 16 (b)), qui se trouve à 116 km à l'ouest de Tiaret et à 260 km au sud d'Alger aux hauts-plateaux algériens (zone semi-aride avec un climat sec et rude). Elle est située à 35.21° Nord de latitude, 2.32° Est de longitude et environ 839 m à 1250 m

d'altitude au-dessus du niveau de la mer. Pour des objectifs scientifiques, cette dernière a mis en service un pylône de mesures des paramètres météorologiques (mât de 50 m) au niveau de la station de Ksar El Chellala, wilaya de Tiaret. En utilisant le logiciel WASP, les figures suivantes sont obtenues avec des données d'altitudes prélevées par pas de 100 m, des rugosités du sol digitalisées à partir des cartes de l'INCT² dans des régions de hauts plateaux de surface égale à 30 km².

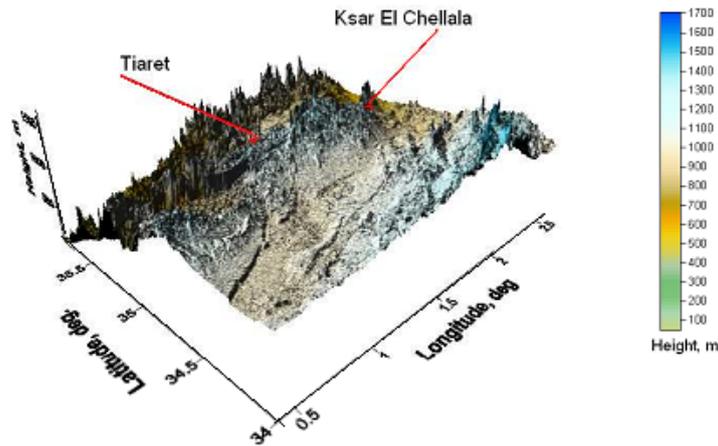


Figure I. 15 : Topographie de la région de Tiaret.

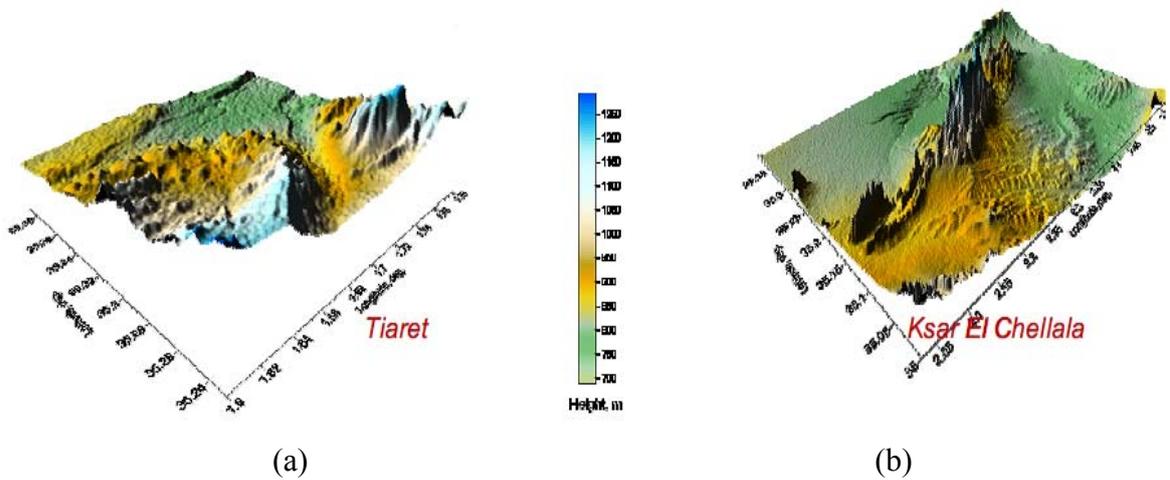


Figure I. 16 : Image topographique : (a) la région de Tiaret, (b) la région de Ksar El Chellala.

Du fait que le site de Ksar El Chellala est plus élevé de 150 m par rapport au site de Tiaret, son potentiel vent de ce dernier est plus important.

² L'Institut National de Cartographie et de Télédétection (INCT) est un SIEGE SOCIAL qui se situe à Alger.

I.6.1. Pylône de mesure

La Figure I. 17 représente la structure du pylône et des capteurs de mesures. Chacun des 05 paliers du mât ainsi que les mâts de 2 et 4 m, disposent d'une station ENERCO comprenant une unité d'acquisition et des capteurs de mesure, à savoir :

- Une sonde de température placée dans un mini abri,
- Un capteur d'humidité placé dans un mini abri (hygromètre),
- Une girouette,
- Un anémomètre.

Les différentes caractéristiques des capteurs de mesures installés sont les suivantes :

- La température : thermorésistante (Pt 100), précision au 1/10 degré,
- L'humidité : sonde à variation capacitive, précision au 1/10 %,
- La direction du vent : Girouette, capteur potentiométrique, plage de mesure 0 à 360°, précision 5°, sensibilité 0.5 m/s,
- La vitesse du vent : capteur à impulsions avec une impulsion par mètre de vitesse de vent, plage : 0.3 à 50 m/s,
- La luminosité : héliographe électronique à fibre optique, résolution : 1/100d'heure,
- L'éclairement infra rouge : en mJ/cm² à l'aide d'un pyrgéomètre,
- L'éclairement diffus : en mJ/cm² à l'aide d'un pyranomètre,
- L'éclairement global : en mJ/cm² à l'aide d'un pyranomètre,
- Le rayonnement direct : mJ/cm² à l'aide d'un pyréliomètre.

Dans cette étude, les mesures utilisées sont effectuées sur une période qui s'étale de janvier 2009 à décembre 2009. Les paramètres de la vitesse, la direction du vent et la température, sont mesurés aux niveaux suivants : 02, 04, 10, 20, 30,40 et 50 mètres du sol.

Il est à noter que :

- Les mesures des différents paramètres sont effectuées au même instant et intégrées sur la même période,
- La période d'intégration des mesures est supérieure à la constante de temps du capteur,
- Une précision de 0.05 m/s pour la mesure de la vitesse du vent,
- Une précision de 0.01°C pour la mesure de la température.

Nous avons utilisé plusieurs périodes de moyenne horaire qui correspondent à :

- Une journée soit de 24 échantillons,
- Un mois de 720 échantillons,
- Une année soit de 8760 échantillons.

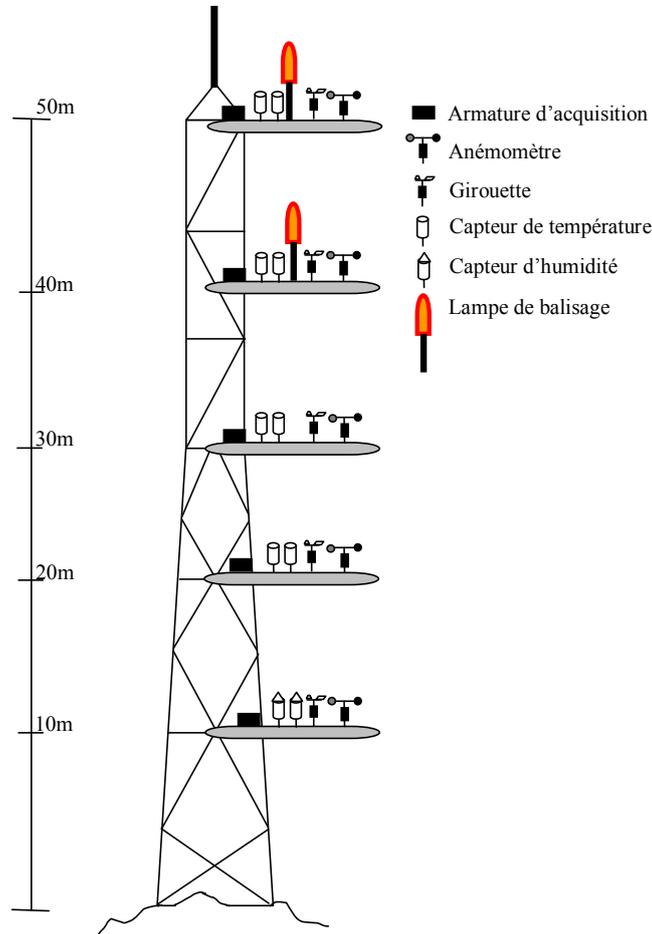


Figure I. 17 : Représentation schématique du pylône de mesure installé à Ksar El Chellala [Che-10].

I.6.2. Représentation des données mesurées du vent

Les mesures sont représentées comme une suite d'observations indexées par le temps, autrement dit une série temporelle. Les séries temporelles que nous considérons ici sont des suites d'observation indicées régulièrement par le temps et des mesures horaires de la vitesse du vent.

Les Figure I. 18 (a), (b) montrent la variation horaire en moyenne de la vitesse du vent sur une année à deux hauteurs (10 m et 50 m) pour le site choisi dans cette étude. Sur ces figures, on se focalise sur la dépendance entre les vitesses mesurées à l'altitude 10 m et celles observées à 50 m.

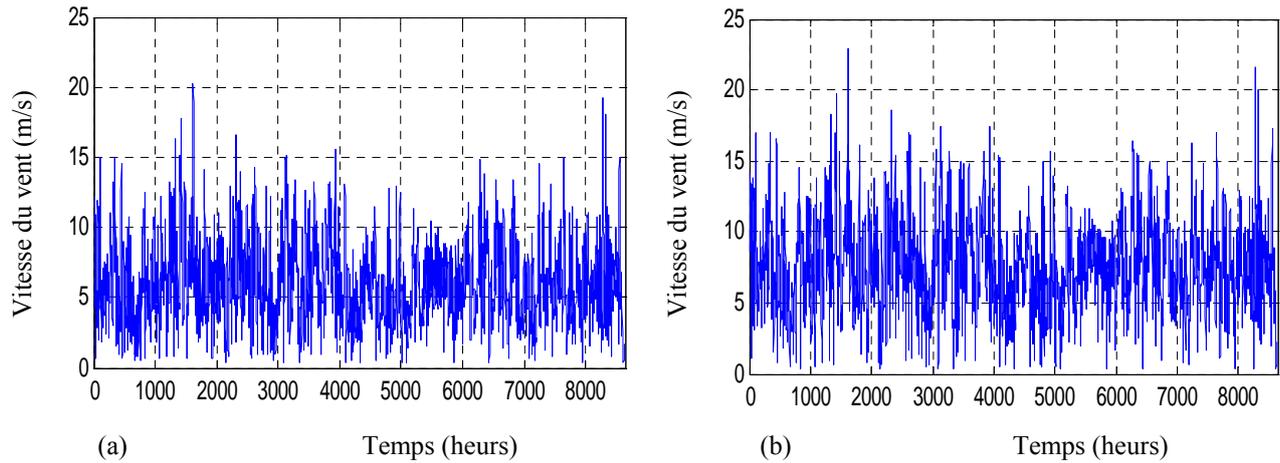


Figure I. 18: Vitesse de vent : (a) 10 m d'altitude, (b) à 50 m d'altitude.

La fonction de Weibull permet de caractériser la distribution fréquentielle des vitesses de vent sur une période donnée. Cependant, pour l'analyse du potentiel éolien d'un site, cette distribution est utilisée pour une période d'un an ou plus. La fonction de distribution de Weibull (la densité de probabilité d'observer l'occurrence d'une vitesse de vent donnée) est définie par l'équation suivante [Mer-07] :

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \tag{I. 10}$$

La fonction de distribution cumulative associée :

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \tag{I. 11}$$

k : est le facteur de forme de la loi de Weibull, décrivant la distribution de la vitesse des vents.

c : en m/s est le facteur d'échelle de la loi de Weibull, il est relié à la vitesse moyenne par le facteur de forme k .

L'estimation des deux paramètres k et c permet de caractériser la distribution statistique des vitesses de vent sur une période donnée, par conséquent d'estimer la production d'énergie éolienne du site d'emplacement. Il existe plusieurs méthodes permettant de calculer les facteurs k et c de la fonction de Weibull à partir des données brutes de vitesses de vent prises pendant une période. Parmi les méthodes principalement utilisées sont la méthode des moindres carrées (méthode graphique) et la méthode du maximum de vraisemblance. Par conséquent, il est intéressant de connaître la vitesse moyenne du vent à des altitudes plus élevées et extrapoler graphiquement les paramètres k et c (voir annexe A).

Remarque (I. 1) : La régression linéaire peut également être utilisée pour évaluer numériquement la qualité de l'ajustement (le fit) et d'estimer les paramètres de la distribution de Weibull. Donc à partir de la distribution de la loi de Weibull, on peut déduire les vitesses caractéristiques de l'éolienne et de la moyenne d'énergie qu'elle peut produire et la moyenne énergétique du potentiel éolien du site.

Dans notre travail nous avons adopté deux représentations : Dans la Figure I. 19, nous reprenons sous un aspect différent, les mêmes données de la Figure I. 18 (la variation horaire moyenne de la vitesse du vent sur une journée à deux hauteurs 10 m et 50 m) mais sans la variable de temps, en fréquences de vitesse du vent obtenues à l'aide de la distribution de Weibull. Dans la Figure I. 20, nous reprenons ces mêmes données mais en distribution cumulative.

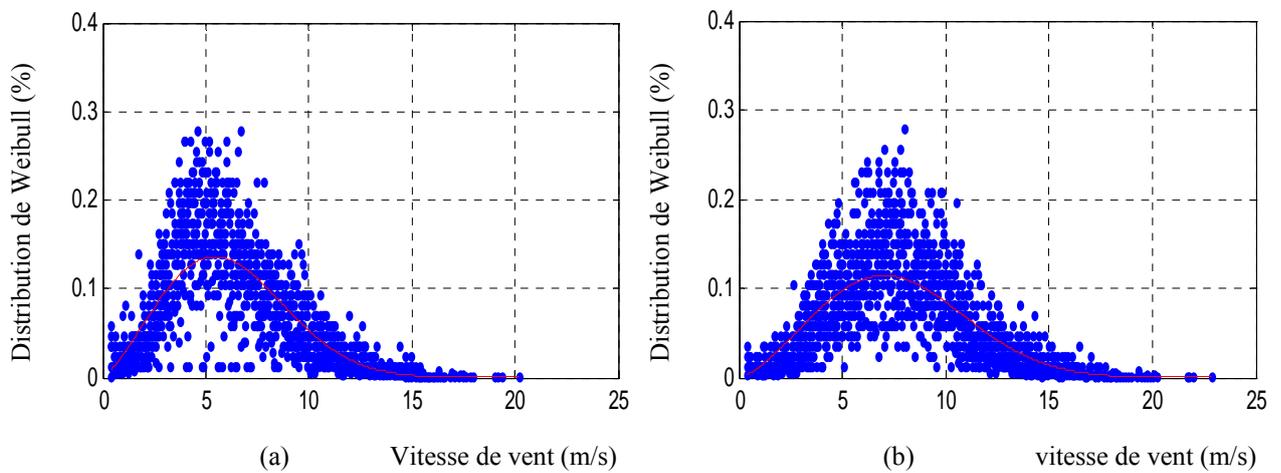


Figure I. 19 : Fonction de densité de probabilité de Weibull : (a) à 10 m d'altitude, (b) à 50 m d'altitude.

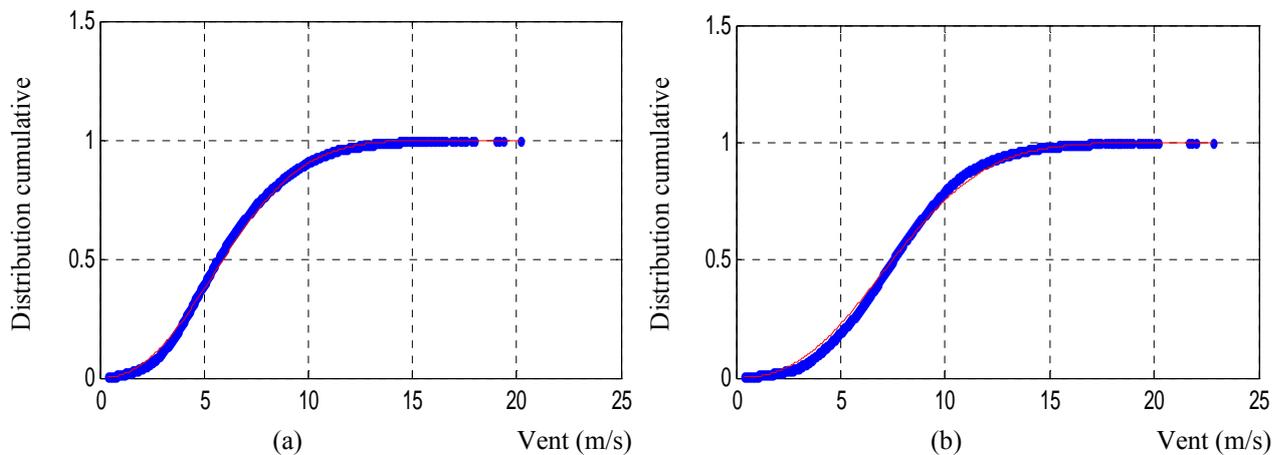


Figure I. 20 : Fonction de distribution cumulative : (a) à 10 m d'altitude, (b) à 50 m d'altitude.

Toute fois les aérogénérateurs sont tous presque installé à des hauteurs supérieures à 10 m (typiquement de 12 à 70 m). Pour cela, il intéressant d'extrapoler verticalement la vitesse du vent obtenue à des altitudes des éoliennes choisies pour cette étude.

I.6.3. Extrapolation verticale

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur.

La Figure I. 21 illustre le nuage de points représentatif de la dépendance entre la vitesse du vent à une hauteur de 10 m avec la vitesse du vent à la hauteur de 50 m. Il est à noter que dans cette figure le nuage relatif au site n'est pas très dispersé et peut donc être assimilé ou représenté par une loi linéarisée.

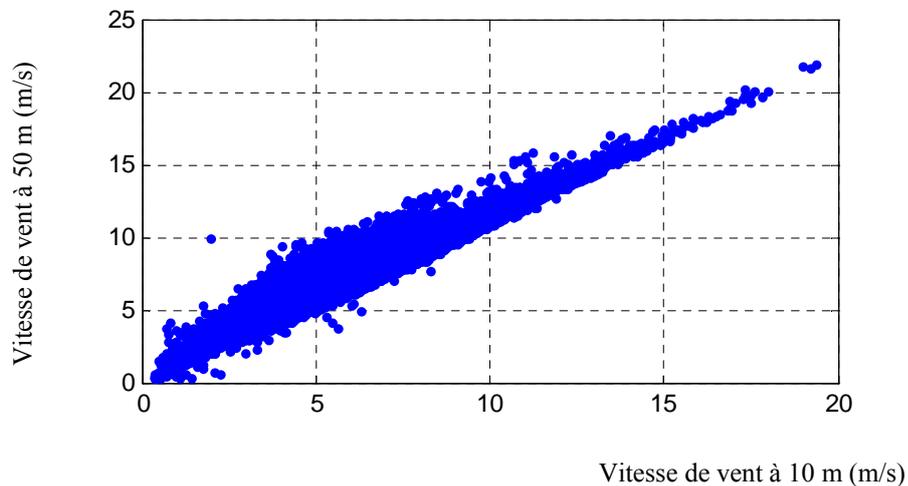


Figure I. 21 : Diagramme de dispersion entre la vitesse du vent à une hauteur de 10 m avec la vitesse du vent à la hauteur 50 m.

Plusieurs expressions ont été présentées dans la littérature [Che-10], dans le cadre de cette thèse on s'intéresse uniquement à la méthode de puissance pour savoir la variation de la vitesse du vent sur le mat de la turbine à une altitude de 70 m, afin de l'utiliser dans les prochains modèles.

Dans cette étude, d'après le résultat obtenu par la Figure I. 21, loi de puissance a été utilisée pour modéliser le profil vertical de la vitesse du vent. Sa forme de base est donnée par [Abb-12] :

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \tag{I. 12}$$

Dans la relation (I. 13), V et V_0 sont, respectivement, les vitesses de vent à des hauteurs de h et de h_0 . α est le coefficient de rugosité ou de cisaillement du vent, caractérisé par la variabilité

saisonnière et journalière. Pour l'estimation des ressources du vent, la valeur moyenne de ce coefficient est généralement utilisée pour prédire la vitesse du vent à des altitudes plus élevées. Les valeurs du coefficient de rugosité sont calculées par la mesure de la vitesse du vent selon l'équation suivante :

$$\alpha = \frac{\ln V - \ln V_0}{\ln h - \ln h_0} \tag{I. 13}$$

La Figure I. 22 montre la variation du coefficient de rugosité pendant une année.

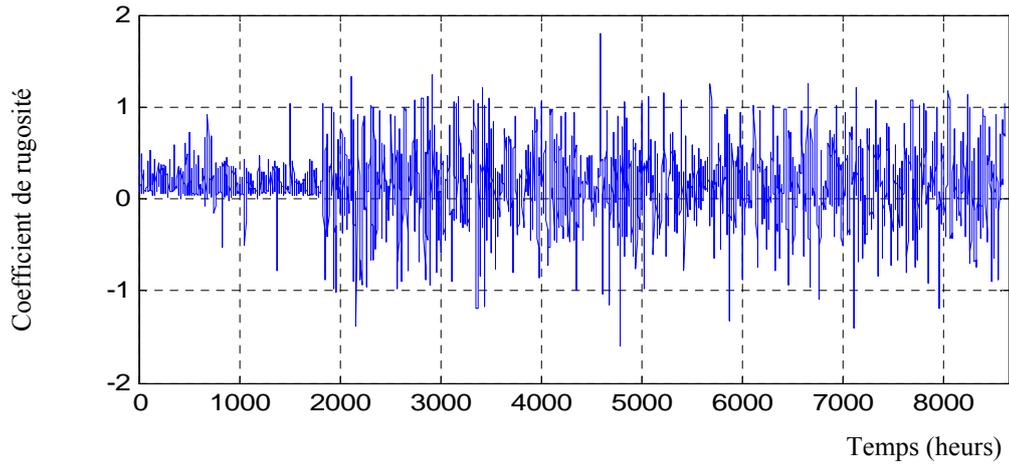


Figure I. 22 : Variation du coefficient de rugosité.

Typiquement, la valeur de α dans le site choisi varie entre 0.1 et 0.32, voir aussi l'annexe A. La Figure I. 23 montre la variation de la vitesse du vent extrapolée à 70 m.

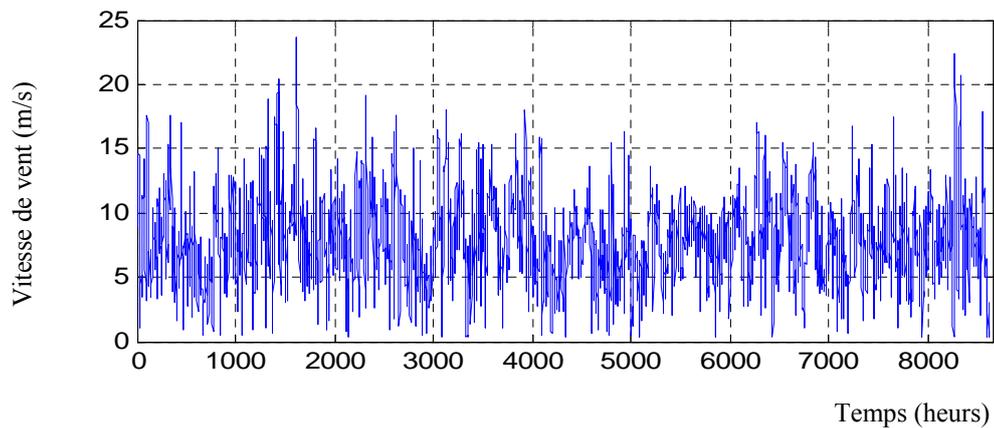


Figure I. 23 : Vitesse de vent extrapolée à 70 m.

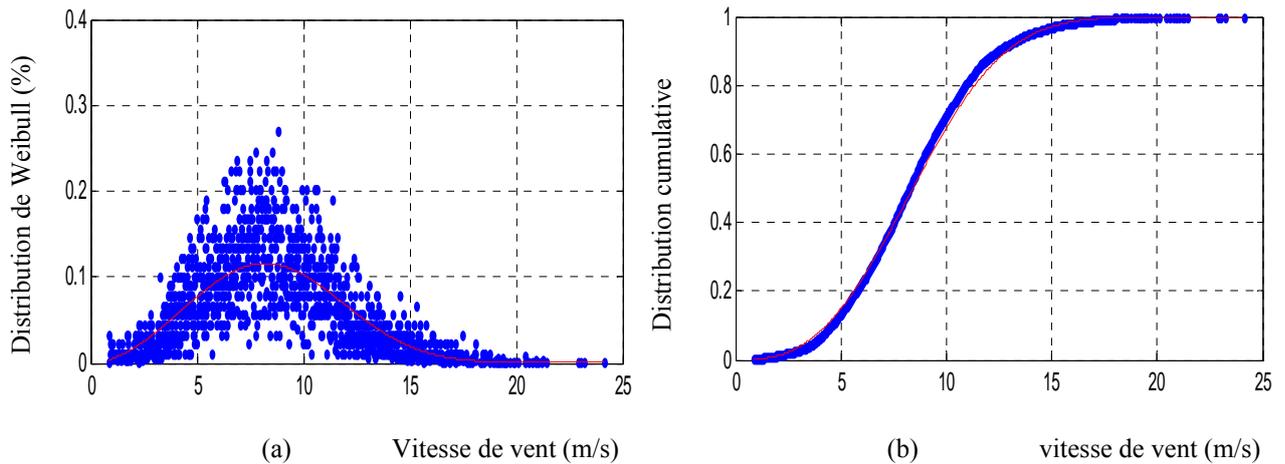


Figure I. 24 : (a) Fonction de densité de probabilité de Weibull à 70 m d'altitude, (b) La fonction de distribution cumulative à 70 m d'altitude.

L'évolution de la distribution annuelle dans le site de Ksar El Chellala présente un régime de vent pouvant atteindre 17 m/s et une probabilité d'occurrence de la vitesse de vent de 8,5 m/s.

Remarque (I. 2) : À titre indicatif, un site avec une vitesse moyenne de vent de 6 m/s est considéré comme exploitable et un site avec une vitesse moyenne de 8 m/s est excellent. De ce fait, le choix de l'emplacement de l'éolienne dans le réseau électrique est lié aux conditions climatiques de cette région et les conditions internes de ce réseau.

I.6.4. Rose du vent

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de la vitesse de vent dominante. Néanmoins, cette direction est variable comme la valeur de la vitesse du vent. Pour cela, les propriétés spatiotemporelles sont décrites sur le diagramme appelé rose des vents qui pourra être élaborée dans cette étude. Ce diagramme est présenté comme un diagramme polaire, dont il répertorie la vitesse du vent disponible dans chaque direction en pourcent et le temps de l'occurrence de chaque direction du vent en pourcent. En utilisant le logiciel WRPLOT View, l'exemple de notre cas d'étude sur ce site choisi est montré dans la Figure I. 25 (a).

La rose des vents permet d'avoir une première vue sur la capacité énergétique du site éolien mais elle est destinée plutôt à l'aide du choix de l'emplacement spatial des éoliennes et principalement pour éviter les obstacles qui peuvent empêcher le flux d'air. Des informations supplémentaires peuvent être insérées dans ce graphique comme la turbulence ou la rugosité du terrain (voir Figure I. 25 (b)).

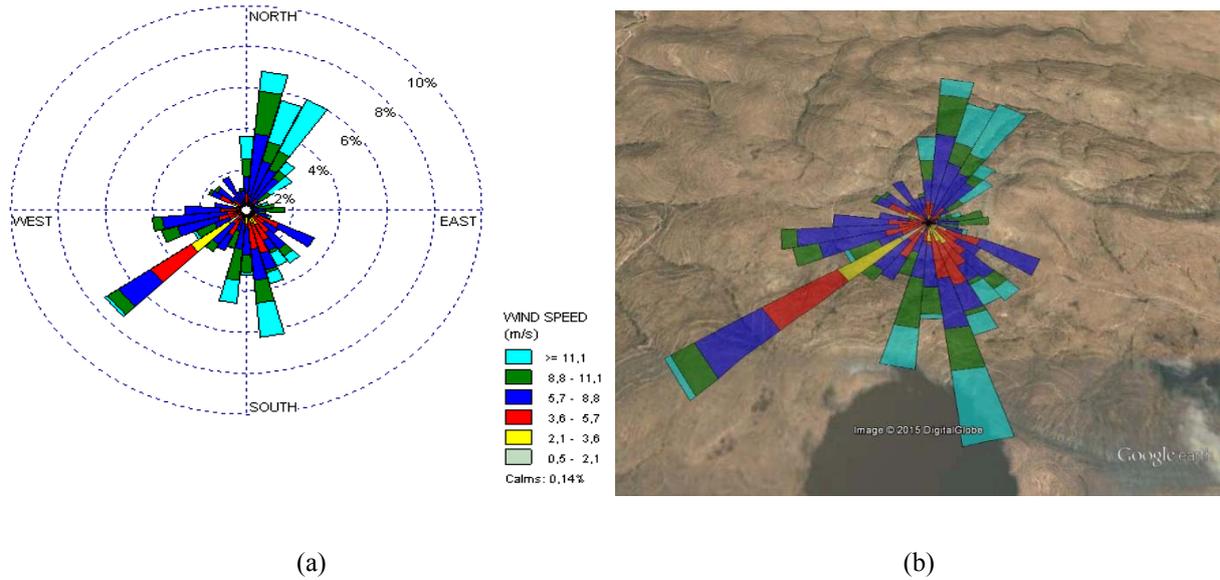


Figure I. 25 : Rose des vents de Ksar El Chellala à 50 m : (a) direction du vent dans un cercle à 4 secteurs, (b) direction du vent sur une image satellitaire.

La direction du vent expressive de Ksar El Chellala est très bénéfique à la prospection d'énergie parce que la quantité d'énergie perdue dans les turbines éoliennes dues aux changements de direction du vent est réduite. La direction du vent la plus dominante est dans le sud-est.

La station météorologique de la mesure du vent était utilisée pour extrapoler ces mesures, pour connaître les potentialités énergétiques du site de l'installation et pour estimer l'énergie réellement récupérée au niveau de mâts de turbines éoliennes. Ces mesures de vent extrapolées sont ainsi distribuées dans 36 directions de vent comme le montre la rose du vent. La production annuelle de l'énergie pour chaque turbine éolienne est calculée comme suit :

$$AEP = \sum_{j=1}^{36} P_s(V) n f_{dir}^j \tag{I. 14}$$

La distribution des éoliennes dans le parc implanté sur le site choisi est montrée dans la Figure I. 26. L'énergie annuelle produite par ces turbines éoliennes et leurs facteurs de capacité, en utilisant plusieurs modèles de turbine, comme il est illustré dans la Figure I. 27 et Figure I. 28, ainsi que la période de récupération ou payback period (*PBP*) du parc éolien proposé est présentée dans la Figure I. 29.

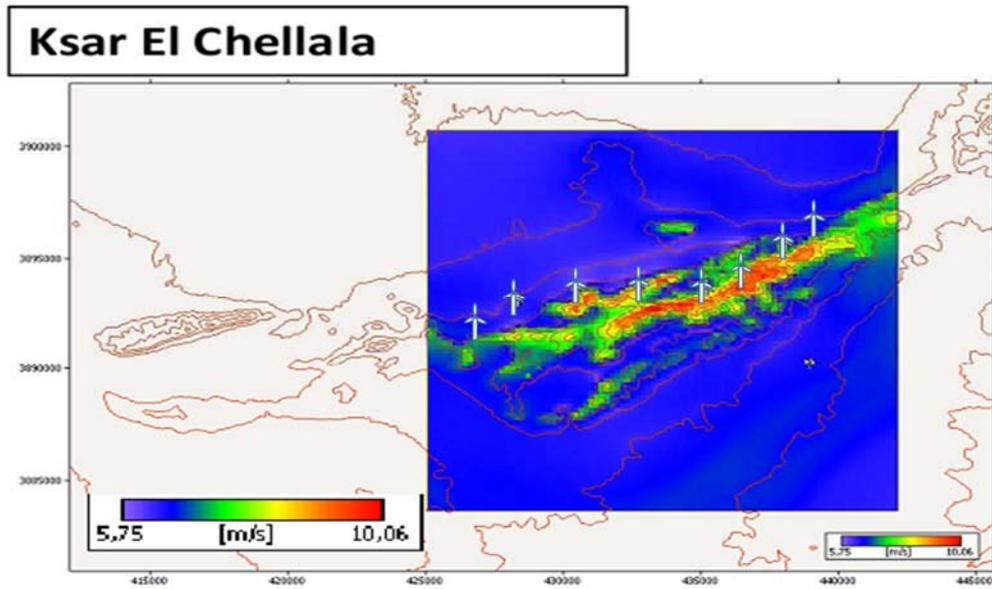


Figure I. 26 : Parc éolien implanté sur le site choisi.

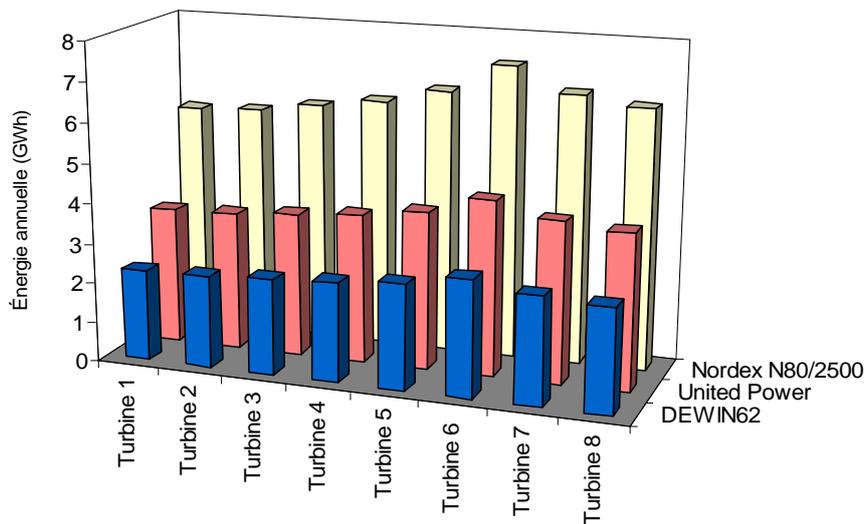


Figure I. 27 : Energie annuelle produite par les 8 turbines éoliennes utilisant plusieurs modèles de turbine.

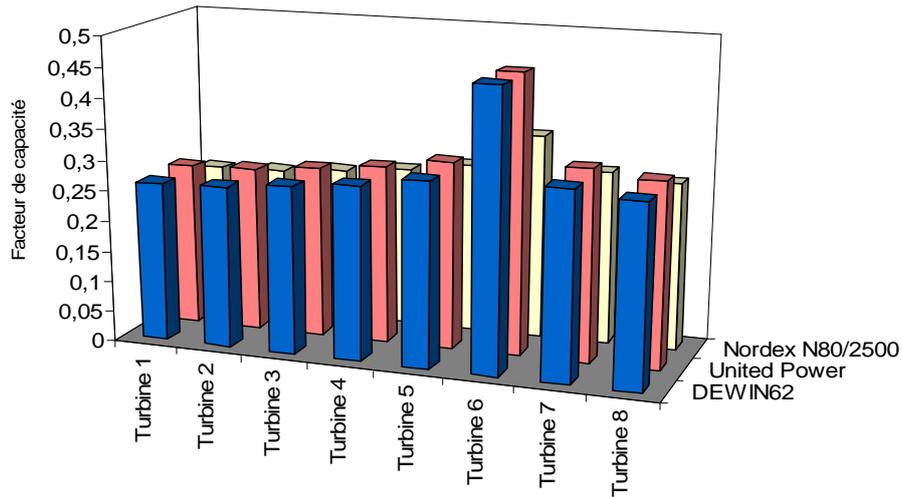


Figure I. 28 : Facteur de capacité pour les 8 turbines éoliennes utilisant plusieurs modèles de turbine.

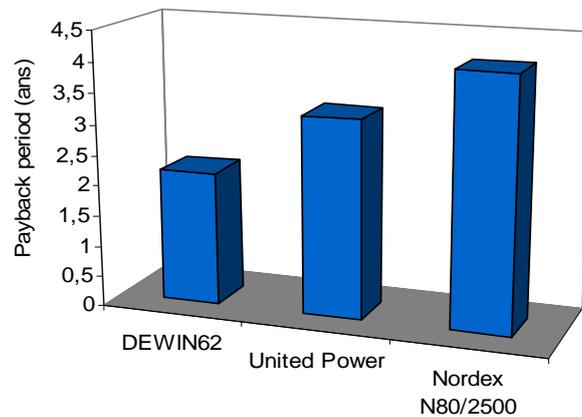


Figure I. 29 : Période de récupération ou payback period (*PBP*) du parc éolien proposé.

Remarque (I. 3) : Le site de Ksar El Chellala peut offrir une période optimale pour un retour d'investissement ou période de récupération.

I.7. Aspect environnemental de l'installation du système éolien

Pour la combustion, l'émission de dioxyde du charbon peut être calculée avec une bonne précision d'une équivalence du charbon contenu dans le combustible. Le calcul des émissions de dioxyde du charbon liées à la consommation énergétique des combustibles comprend cinq étapes [Bel-11] :

- La détermination de la quantité (en tonnes) du carburant consommé pendant un temps,
- Le calcul de la consommation d'énergie à partir de la quantité de carburant consommée,
- Le calcul des émissions potentiels de charbon de consommation d'énergie et les facteurs d'émission de charbon,

- Le calcul du charbon réellement oxydé et les facteurs d'oxydation (de correction pour combustion incomplète),
- La conversion du charbon oxydé en émissions de CO₂.

Sachant que la centrale de production la plus proche de cette région de Tiaret et de type turbine à gaz, le gaz algérien a un Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) PCI=49,6 GJ/t et une masse volumique $\rho=0,78 \text{ kg/m}^3$. Son facteur d'émission de charbon est de l'ordre de 15,5 kg/GJ et son facteur d'oxydation est égal à 99,5 %.

La quantité totale réduite de CO₂ émise par les parcs éoliens de différentes capacités de productions est présentée par la Figure I. 30. D'après cette figure, on remarque que le parc éolien d'une capacité de production de 12 MW (notre cas d'étude) peut contribuer à une quantité de réduction de pollution (émission de CO₂) considérable, qui est bénéfique pour l'aspect environnemental.

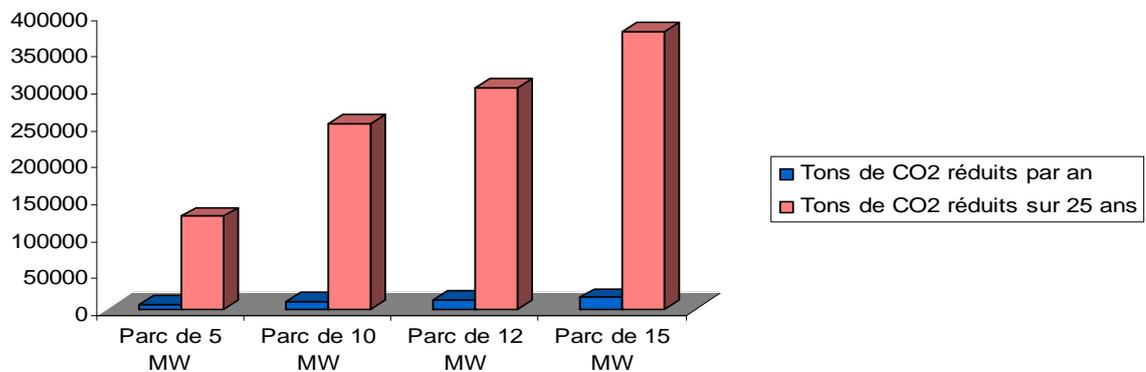


Figure I. 30 : Variation des émissions de CO₂ réduites par différentes capacités de production de parc éolien.

I.8. Etat de l'art des technologies utilisées et choisies dans le cadre de l'étude

Dans cette section un état de l'art sur les technologies et les techniques couramment utilisées dans la littérature afin de pouvoir choisir une technologie de génératrices, de convertisseurs pour le cadre de notre thèse.

I.8.1. Etat de l'art sur les génératrice et les convertisseurs

Les systèmes qui sont fréquemment utilisés pour ce genre de parc éolien, directement couplés au réseau électrique, sont les systèmes éoliens à vitesse variable.

I.8.1.1. Eoliennes à vitesse variable commandées par le stator

Ce système est basé sur la génératrice asynchrone à cage, qui est généralement couplée avec la turbine via un multiplicateur de vitesse (Figure I. 31), tandis que la génératrice synchrone à aimant permanent peut être couplée aussi à la turbine à travers un multiplicateur (Figure I. 32 (a)) ou

couplée directement à la turbine (Figure I. 32 (b)) si la génératrice comporte un nombre de pôles important peut éviter l'utilisation du multiplicateur de la vitesse.

Le fonctionnement à vitesse variable de ces éoliennes est devenu faisable grâce à l'évolution des convertisseurs statiques et de leurs dispositifs de commande. En effet, deux convertisseurs statiques interfacés par un bus continu sont utilisés. La connexion de ces convertisseurs est accomplie au moyen de trois inductances de lissage permettant de diminuer les harmoniques de courant.

Le premier convertisseur assure le contrôle de la puissance générée en agissant sur la vitesse de la génératrice. Ceci permet de limiter le système d'orientation des pales à une fonction de sécurité contre les vents importants. Le second permet avec une commande adéquate de délivrer des courants de fréquence fixe correspondant à celle du réseau électrique, avec la possibilité de contrôler le facteur de puissance (puissance réactive). La puissance nominale de la génératrice détermine alors la puissance maximale que peut fournir l'éolienne.

En revanche, le fonctionnement à vitesse variable de cette technologie d'éoliennes présente plusieurs inconvénients [Ghe-11] :

- Le dimensionnement des convertisseurs utilisés est effectué pour transiter la totalité de la puissance échangée entre la génératrice et le réseau.
- Le dimensionnement des filtres est également réalisé pour transiter la puissance totale. Cela engendre des problèmes de conception, d'encombrement et également une répercussion sur le coût.
- L'augmentation des pertes des convertisseurs de puissance avec l'augmentation de la puissance des éoliennes, ce qui influe sur le rendement du système éolien et cela, sur la plage entière de fonctionnement.

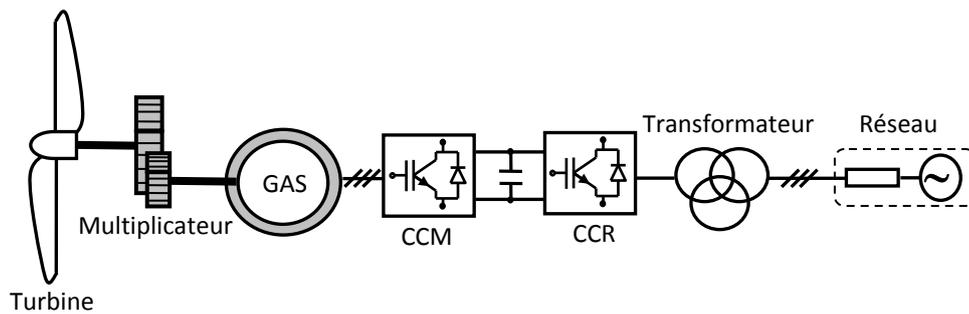
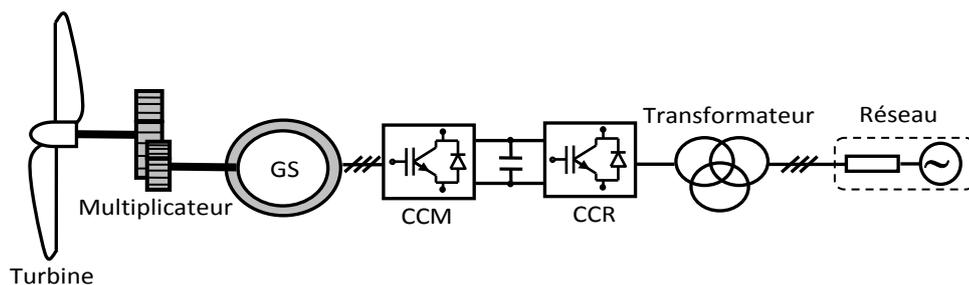


Figure I. 31 : Eolienne à vitesse variable basée sur une Génératrice Asynchrone (GAS).



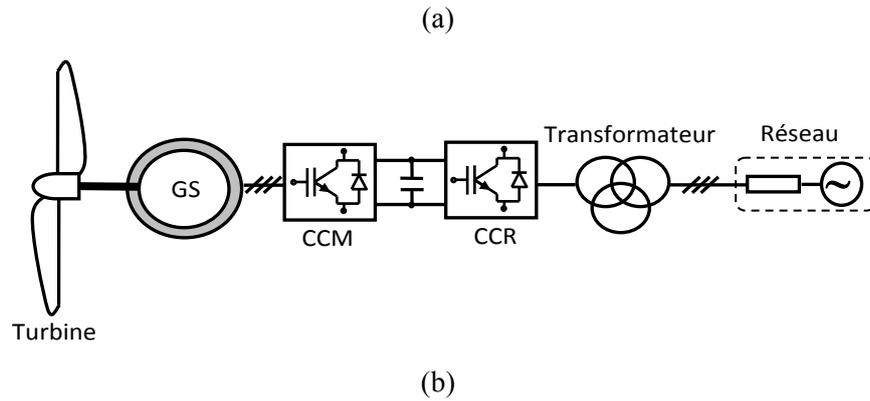


Figure I. 32 : Eolienne à vitesse variable à base de la Génératrice Synchrone (GS) : (a) la génératrice synchrone couplée à la turbine via un multiplicateur, (b) la génératrice synchrone directement couplée à la turbine.

I.8.1.2. Eolienne à vitesse variable basée sur une génératrice asynchrone à double alimentation

Le système éolien à vitesse variable étudié dans cette thèse, basé sur la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA), est illustré à la Figure I. 33. La turbine, via un multiplicateur, entraîne la GADA, laquelle est raccordée au réseau électrique directement par le stator mais également à travers les convertisseurs statiques triphasés à IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) par le rotor. Celui-ci est muni de systèmes bagues/balais. Ces Convertisseurs Côtés GADA et Réseau, notés respectivement Convertisseur Coté Machine (CCM) et Convertisseur Coté Réseau (CCR) dans la suite de cette thèse, sont commandés en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) [Gai-10].

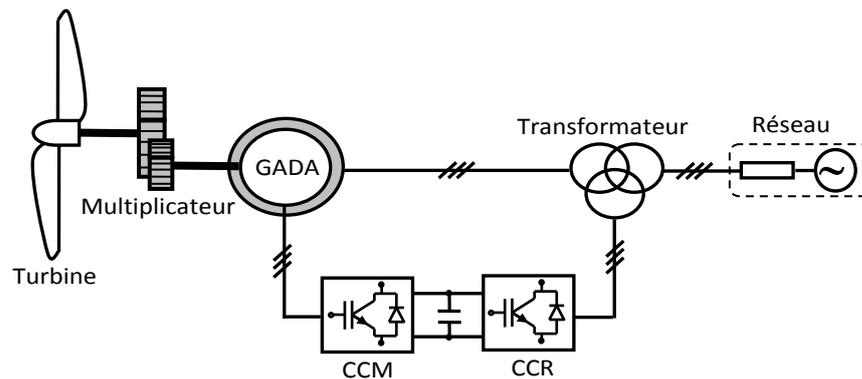


Figure I. 33 : Eolienne à vitesse variable à base de la génératrice asynchrone à double alimentation.

Afin de maximiser la puissance convertie, la vitesse de la turbine doit donc être adaptée par rapport à la vitesse du vent. C'est pourquoi les éoliennes de forte puissance raccordées aux réseaux moyenne et haute tension tel que la GADA fonctionnent de plus en plus fréquemment à vitesse

variable. Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable à base de la GADA comparées aux autres systèmes éoliens à vitesse fixe sont les suivants [Cou-08] :

- Elles augmentent la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance est converti indirectement,
- Elles renforcent la disponibilité et la puissance générée du système,
- Elles nécessitent un système d'orientation des pales simplifié. En effet, la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de vents, l'angle d'orientation des pales devient fixe,
- Elles réduisent les efforts mécaniques de par le fait que lors de variations du vent, la vitesse de la turbine est adaptée. L'élasticité ainsi créée permet d'amoindrir l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée pour ce domaine de fonctionnement,
- Elles réduisent le bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est alors lente,
- Elles permettent une meilleure intégration de l'éolienne dans le réseau électrique.

De plus, cette configuration (GADA) 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 I. 4 résume les principaux avantages et inconvénients de l'utilisation de cette génératrice.

Tableau I. 4 : Avantages et inconvénients des génératrices asynchrones doubles alimentations

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

A partir des avantages du système éolien à vitesse variable basé sur une GADA, cette dernière est retenue pour la suite de notre travail.

I.8.1.3. Onduleur triphasé à deux niveaux

Généralement, les convertisseurs statiques capables de transformer l'énergie électrique d'une source de tension continue en une énergie électrique de type alternative sont des onduleurs

triphasés à deux niveaux. Ces onduleurs sont formés de trois bras indépendants portant chacun deux interrupteurs, composés d'un transistor et d'une diode en antiparallèle et cela permet d'imposer à la génératrice des tensions ou des courants à amplitude et fréquence variables. La Figure I. 34 représente le schéma de principe d'un onduleur triphasé qui alimente le rotor de la GADA. Ainsi, il fonctionne en commutation forcée et qui est conçu souvent à base de transistors. Sa commande peut être réalisée par la technique de Modulation de Largeurs d'Impulsions (MLI).

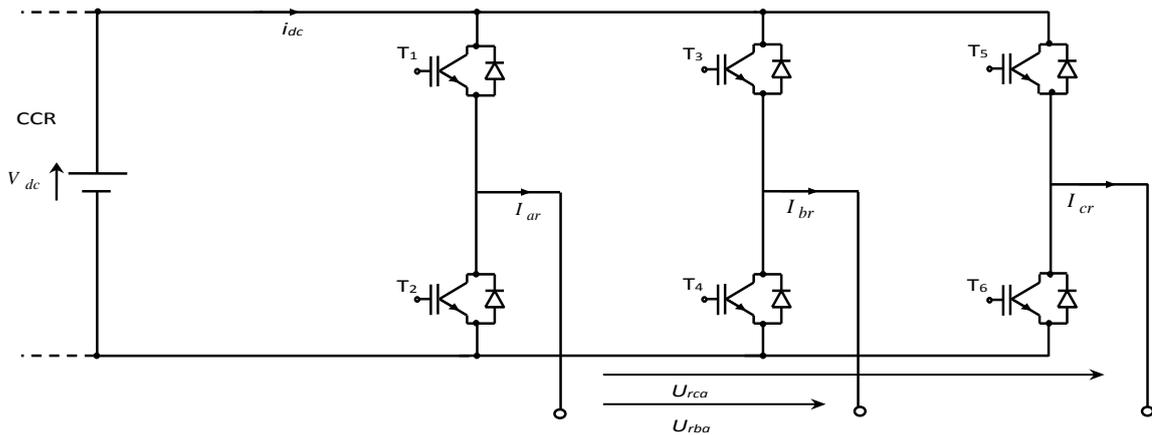


Figure I. 34 : Schéma électrique d'un onduleur triphasé à deux niveaux.

I.8.1.4. Structure de l'onduleur triphasé à trois niveaux N.P.C

L'onduleur triphasé à trois niveaux à structure N.P.C qu'on va étudier dans le cadre de cette thèse, comporte deux sources de tension continue et trois bras chacun a un interrupteur bidirectionnel et deux diodes en antiparallèle DD_{k0} et DD_{k1} , permettant d'avoir le niveau zéro de la tension de sortie de l'onduleur. Cette structure impose l'utilisation des interrupteurs commandables à l'amorçage et au blocage. La structure du N.P.C utilise deux tensions d'entrée : V_{C1} et V_{C2} . Elle consiste à créer un point milieu sur l'étage de tension continue de valeur $(E = V_{C1} + V_{C2} = V_{dc})$, permettant de générer des créneaux d'amplitude $-E/2, 0, +E/2$ dont la combinaison permet d'avoir une onde plus proche de la sinusoïde qu'avec la structure classique d'onduleur à deux niveaux.

Pour une tension d'entrée E , les interrupteurs d'un onduleur à trois niveaux supportent la moitié de la tension supportée par ceux d'un onduleur à deux niveaux.

La Figure I. 35 présente la configuration d'un onduleur triphasé à trois niveaux à structure NPC.

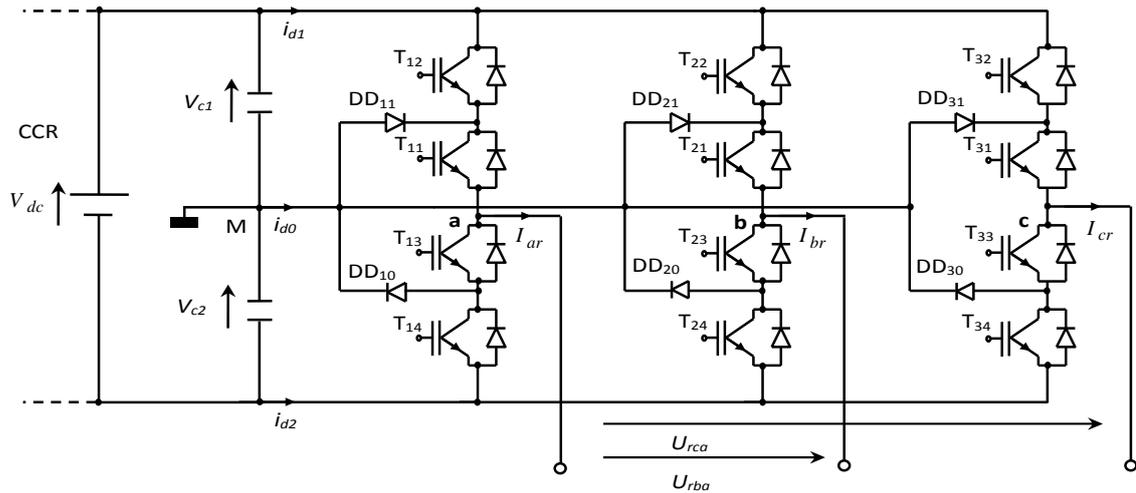


Figure I. 35 : Structure d'un onduleur à trois niveaux de type NPC.

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu sur des possibilités de la production des énergies renouvelables en Algérie, en focalisant davantage sur le potentiel éolien. Nous avons ainsi présenté les différents endroits de ce gisement éolien et ses capacités de production. Les régions les plus ventées sont situées dans la région du sud et dans les hauts plateaux, soit aux environs d'Adrar et Tiaret. Par ailleurs, on remarque une multitude énergétique efficace dans les hauts plateaux (région de Tiaret). Le choix entre ces sites n'aura lieu qu'après l'évaluation technique et économique en utilisant différents systèmes éoliens. L'évaluation économique aura pour objet de déterminer les coûts de chaque système.

Pour cela, nous nous sommes particulièrement intéressés au site pour l'implantation d'un système éolien dans une région des hauts plateaux et plus précisément à Ksar El Chellala, dans le but d'optimiser un meilleur rendement énergétique à mesure du vent. Par conséquent, le problème de la méconnaissance du gisement éolien dans les hauts plateaux est résolu. En définitive, du point de vue énergétique, on conclut que les applications énergétiques deviennent intéressantes, lorsque les éoliennes sont installées à des altitudes supérieures ou égales à 50 mètres du sol.

D'après l'état de l'art sur les systèmes éoliens utilisés dans les parcs éoliens connectés au réseau électrique et le retour d'expérience acquis par le parc éolien qui se situe à Adrar prouve que l'utilisation de la GADA est très bénéfique. Pour cela, dans cette étude, ce type de génératrice est choisi afin d'avoir de bonnes performances dans un parc éolien connecté au réseau électrique.

Dans les prochains chapitres, nous allons évoquer la modélisation globale ainsi que la commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne en prenant en compte ces conditions climatique et contraintes de réseau électrique, tout en utilisant les technologies et les approches décrites dans ce chapitre.

Chapitre II :

Modélisation et commande de la partie mécanique du système éolien

II.1.	Introduction	44
II.2.	Modélisation aérodynamique et mécanique	45
II.2.1.	Loi de Betz	45
II.2.2.	Modèle du vent	47
II.2.3.	Modèle de la turbine éolienne	49
II.2.4.	Modèle du multiplicateur et l'équation dynamique de l'arbre	50
II.3.	Formulation du problème	51
II.4.	Commande de la turbine éolienne	54
II.4.1.	Réflexion sur les objectifs de la commande dans les systèmes éoliens	56
II.4.2.	Configuration de la commande	56
II.4.2.1.	Commande sans asservissement de la vitesse de la turbine	57
II.4.2.2.	Commande avec asservissement de la vitesse de la turbine	59
II.5.	Commande robuste de la vitesse de la turbine par mode glissant	60
II.5.1.	Commande par mode glissant avec gain adaptatif	62
II.5.2.	Estimateur par mode glissant du couple de la génératrice	63
II.6.	Simulation	65
II.7.	Conclusions	74

II.1.Introduction

L'insertion massive de la production des parcs éoliens va engendrer une modification dans le fonctionnement du réseau électrique global. Afin d'anticiper au mieux à ces contraintes, des études préalables sont essentielles, mais il faut pour cela, disposer de la modélisation fiables tant pour le processus de conversion électromécanique que pour la commande de ces systèmes. Pour cela, il existe plusieurs niveaux de modélisation de la turbine et de la génératrice éoliennes. C'est pourquoi, dans un premier temps, nous nous intéresserons au modèle de la turbine en partant par des lois physiques, tel que la loi de Betz, donc un modèle simple sera retenu dans ce chapitre.

Ainsi, un système éolien est défini par son rendement, qui dépend fortement de la puissance contenue dans le vent, par les caractéristiques de la turbine et la capacité de la génératrice à répondre aux fluctuations du vent. Ces différents éléments sont conçus pour optimiser cette conversion énergétique, d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice est indispensable.

Pour cela, de nombreuses méthodes d'optimisation de la puissance extraite, mieux connus sous l'appellation anglophone Maximum Power Point Tracking (MPPT), ont été présentées dans la littérature [Abd-13, Bou-06, Cam-03, Mun-08 et Ker-14]. Alors, d'après cette littérature, deux types de configurations de commande étaient discutés, pour l'optimisation de la puissance électrique générée, ces différentes commandes : une pour la vitesse et l'autre pour le couple. Si la loi de commande du couple électromagnétique et indirectement la puissance électromagnétique est utilisée, l'angle d'orientation des pales reste fixe, on parle alors de contrôle indirect de la vitesse. Par contre, si une loi de commande de la vitesse est utilisée, une action sur l'angle d'orientation des pales permet de limiter cette puissance et on parle alors d'un contrôle direct de la vitesse [Rog-04, Aim-04 et Gai-10].

Par conséquent, dans ce chapitre, nous illustrerons deux configurations de commande indirecte de la vitesse, qui peuvent être déduites à partir de la modélisation aérodynamique et mécanique de la turbine éolienne. De plus, il convient de mentionner que le présent travail se concentre sur la qualité de l'énergie extraite. De ce fait, ce chapitre propose une configuration de commande par mode glissant, conçue pour la turbine du système éolien. Cette stratégie robuste aux incertitudes de modélisation de la turbine, réduisant les charges dynamiques dans le train de puissance, qui permet aussi d'optimiser le rendement et la production énergétique. Pour ce faire, la commande robuste par mode glissant mise en œuvre proposée utilise un gain adaptatif et un estimateur pour le couple de la génératrice. La stratégie globale ainsi proposée a été validée sur Matlab/Simulink, avec une éolienne tripale de 1.5 MW.

II.2. Modélisation aérodynamique et mécanique

II.2.1. Loi de Betz

Il paraît clair que plus la partie de l'énergie cinétique du vent récupérée par l'éolienne est grande, plus petite sera la vitesse du vent sortant par le côté gauche de l'éolienne (V_2) (Figure II. 1). Si nous tentions de transformer toute l'énergie contenue dans le vent, l'air continuerait son chemin sans aucune vitesse, ce qui, en réalité signifierait qu'il n'arriverait pas à abandonner la turbine éolienne [Bel-10]. Par contre, le résultat serait dans ce cas tout le contraire de ce que nous aurions cherché à obtenir : aucune énergie ne serait transformée du vent, l'entrée de l'air dans la turbine éolienne étant évidemment freinée. Cependant, l'autre cas extrême serait que le vent passerait à travers le tube ci-dessus sans aucune perturbation, mais avec le même résultat : l'énergie produite serait absolument nulle.



Figure II. 1: Déplacement du vent.

Nous pouvons donc penser qu'il doit y avoir une manière d'empêcher le vent qui se trouve entre ces deux extrémités et qui permette de façon bien plus efficace de transformer l'énergie du vent en énergie mécanique. Il y a en effet une réponse très simple à cette question : une éolienne idéale freinerait le vent à 1/3 de sa vitesse originale. Afin de bien comprendre pourquoi, nous devons utiliser la loi physique fondamentale de l'aérodynamique des éoliennes.

La loi de Betz explique que la capacité d'une éolienne de convertir en énergie mécanique est dans la limite de 16/27 (ou 59%) de l'énergie cinétique contenue dans le vent. En supposant que la vitesse du vent traversant la turbine soit égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbée à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers la turbine V_2 , la masse d'air en mouvement traversant la surface des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)}{2} \tag{II. 1}$$

En utilisant la seconde loi de Newton, la puissance est exprimée par :

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \tag{II. 2}$$

Soit en remplaçant m par son expression, on trouve :

$$P_m = \frac{\rho S (V_1^2 - V_2^2)(V_1 + V_2)}{4} \tag{II. 3}$$

Un vent théoriquement non perturbé traversant cette même surface S sans diminution de vitesse donnerait :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \tag{II. 4}$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \frac{V_2}{V_1}\right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \tag{II. 5}$$

En traçant le ratio des puissances en fonction du ratio des vitesses nous obtenons l'allure présentée dans la Figure II. 2. Ce ratio présente un maximum, c'est la limite de Betz. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est spécifiée par son propre coefficient de puissance C_p exprimé en fonction de la vitesse relative montrant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pâles de l'éolienne et la vitesse du vent. D'après la résolution de l'équation (II. 5) on trouve la courbe suivante :

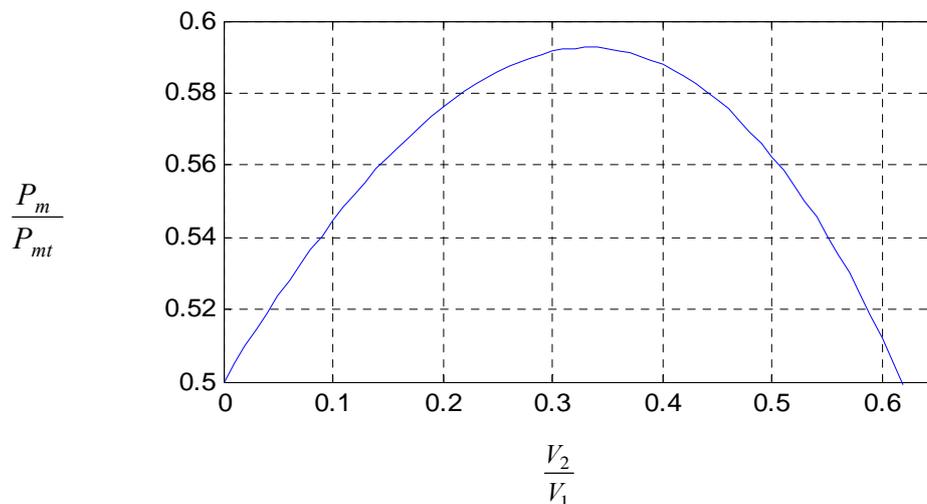


Figure II. 2 : Le coefficient de puissance.

II.2.2. Modèle du vent

Le vent ne peut pas être représenté que par des expressions exclusivement déterministes. La modélisation du vent n'est pas une approche aisée car les variations spatiales vont du kilomètre au centimètre et celles dans le temps de la seconde à des mois ou des heures comme dans le chapitre précédent (Figure I. 22). La vitesse du vent est généralement modélisée par des variations complexes, aléatoires avec deux effets déterministes (vent moyen, tour d'ombre) et des fluctuations stochastiques en raison de la turbulence. Dans ce chapitre, les composantes déterministes et stochastiques sont superposées pour former le modèle de la vitesse du vent suivant [Ker-14] :

$$V(t) = V_0 + \sum_{i=1}^n A_i \sin(\omega_i t + \varphi_i) \quad (\text{II. 6})$$

D'où V_0, A_i, ω_i et φ_i sont, respectivement, la composante moyenne, l'amplitude, la pulsation et la phase initiale de chaque turbulence. Cette forme est très fréquemment utilisée dans les simulations comme il est simple à utiliser et peut montrer le pire des cas.

D'où ρ est la densité de l'air et V est la vitesse du vent.

Dans le cadre de cette thèse, on s'intéressera uniquement aux vents très localisés : Le vent sur l'aire balayée par le rotor durant quelques secondes. En outre, pour prendre en considération la nature turbulente du vent, des modèles stochastiques sont aussi utilisés. Le spectre de turbulence souscrit la répartition d'énergie des fluctuations turbulentes dont l'intégrale est établie par l'intensité de la turbulence. L'intensité de la turbulence est le rapport suivant :

$$I = \frac{\sigma}{V_0}$$

avec la variance :

$$\sigma^2 = \frac{1}{T} \int_0^T V(t) dt$$

Ainsi, une distribution de vent turbulent peut être générée par un processus gaussien. Par conséquent, le spectre de Von Karman et celui de Kaimal la sont les deux modèles notamment utilisés et respectant aux normes déterminées par la Commission Electrotechnique Internationale (CEI/IEC)[Mih-04].

Spectre de Von Karman :

$$\phi(\omega) = \frac{K}{(1 + (T\omega)^2)^{5/6}}$$

Spectre de Kaimal :

$$\phi(\omega) = \frac{K}{|1 + T\omega|^{5/3}}$$

Où K est un paramètre lié à la variance et T détermine la bande passante de la turbulence.

Le simulateur FAST du Laboratoire Américain NREL, qui était décrit dans [Bou-06, Bel-10], souscrit de prendre en compte ces différentes problématiques. L'utilisation de FAST étant compliquée, les algorithmes ont toujours subi une première validation avec un modèle simplifié du vent [Man-05]. De ce fait, on considère pour la surface balayée par le rotor de l'éolienne une répartition uniforme du vent. Cela consiste à considérer un vent équivalent à un point fixe. En effet, ce concept sera utilisé dans les équations de la modélisation de la turbine qui seront déterminées dans la suite de ce chapitre. Ces équations nous permettront de calculer en moyenne le couple effectivement exercé par la turbine. Alors, dans ce contexte, on a utilisé le modèle de vent développé par le Laboratoire de NREL¹ basé sur le filtre de Kaimal dont l'implémentation en Simulink est présentée dans la Figure II. 3 :

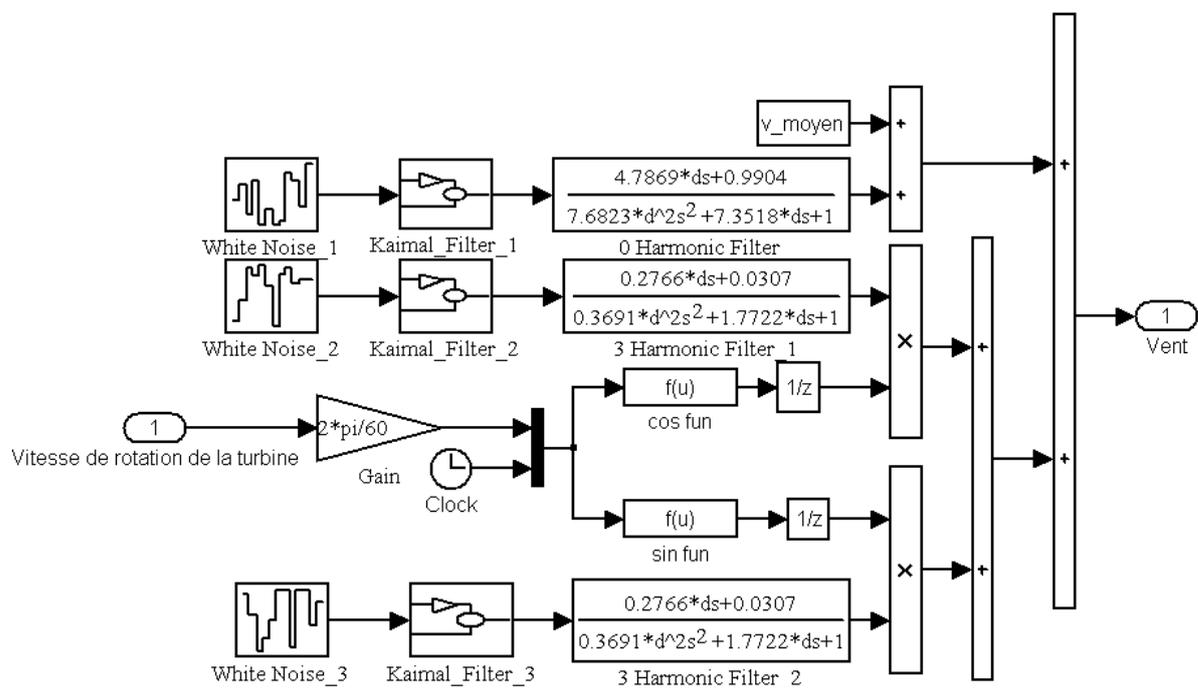


Figure II. 3 : Implémentation en Simulink du modèle du vent.

En se basant sur les caractérisations du site éolien choisi dans le premier chapitre et d'après les mesures prises dans cette région à son altitude (Ksar El Chellala), les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne doit être aussi adapter, tout en prenant en compte les obstacles trouvés dans l'environnement proche.

La puissance cinétique du vent traversant une surface S est donnée par [Aim-04] :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V^3 \tag{II. 7}$$

¹ National Renewable Energy Laboratory (NREL), situé à Golden (Colorado) aux États-Unis est le principal laboratoire national du département de l'Énergie des États-Unis.

II.2.3. Modèle de la turbine éolienne

L'éolienne extrait l'énergie disponible dans le vent et la convertit en puissance aérodynamique, alors, cette puissance est déduite de la puissance du vent par un facteur appelé coefficient de puissance ou le facteur de Betz [Bel-10]. La vitesse du vent appliquée sur les pales de l'éolienne, entraîne sa mise en rotation et crée une puissance aérodynamique sur l'arbre de la turbine, notée P_{aer} , qui est exprimée par [Ack-05] :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V^3 \quad (\text{II. 8})$$

D'où C_p est le coefficient de puissance. En se basant sur les caractéristiques de la turbine, le coefficient de puissance est représenté par l'expression suivante [Sti-08] :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (\text{II. 9})$$

D'où :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \text{ et } \lambda = \frac{\Omega_t R}{V} \quad (\text{II. 10})$$

R : Rayon des pales [m],

λ : Vitesse relative de l'éolienne,

β : Angle d'orientation des pales [°],

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine [rad/s]

En réarrangeant (II. 8), la puissance aérodynamique est décrite comme :

$$P_{aer} = k_t(\lambda, \beta) \Omega_t^3 \quad (\text{II. 11})$$

Avec :

$$k_t(\lambda, \beta) = \frac{\frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S R^3}{\lambda^3} \quad (\text{II. 12})$$

Une expression pour le couple de la turbine est obtenue à partir du rapport :

$$T_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} \quad (\text{II. 13})$$

II.2.4. Modèle du multiplicateur et l'équation dynamique de l'arbre

Nous allons maintenant décrire le couplage mécanique de la turbine présenté par la Figure II. 4, dont le multiplicateur adapte la vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) à la vitesse de rotation de la génératrice (arbre rapide).

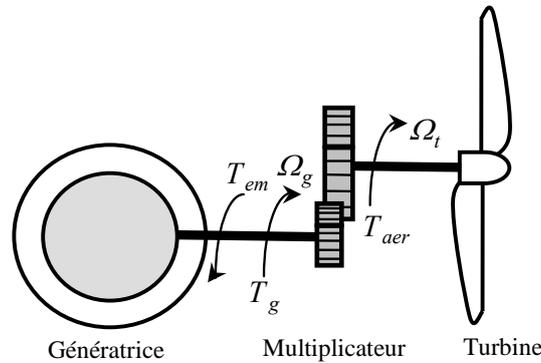


Figure II. 4 : Le couplage mécanique de la turbine éolienne.

La dérivation du modèle mathématique de deux masses à partir d'un modèle de trois masses est présentée dans [Bou-06], ce modèle est démontré de manière plus détaillée dans [Mun-08]. En tenant compte l'hypothèse de ce modèle et en considérant que le multiplicateur est idéal, c'est-à-dire que les pertes mécaniques sont négligeables, il est alors modélisé par les deux équations suivantes [Hei-98] :

$$\begin{cases} T_g = \frac{T_{aer}}{G} \\ \Omega_g = G \Omega_t \end{cases} \quad (II. 14)$$

Où Ω_g, T_g et G sont, respectivement, la vitesse de rotation de la génératrice (l'arbre rapide), le couple de génératrice et le gain du multiplicateur.

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie J_t , et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice J_g [Aim-04].

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g \quad (II. 15)$$

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique sortant du multiplicateur et le couple électromécanique produit par la génératrice, tout en prenant en compte le couple résistant dû aux frottements visqueux :

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = \frac{1}{J} (T_g - T_{em} - f_v \Omega_g) \quad (II. 16)$$

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine se déduit aisément à partir des équations précédentes. Ce schéma bloc du modèle de la turbine est représenté sur la Figure II. 5 :

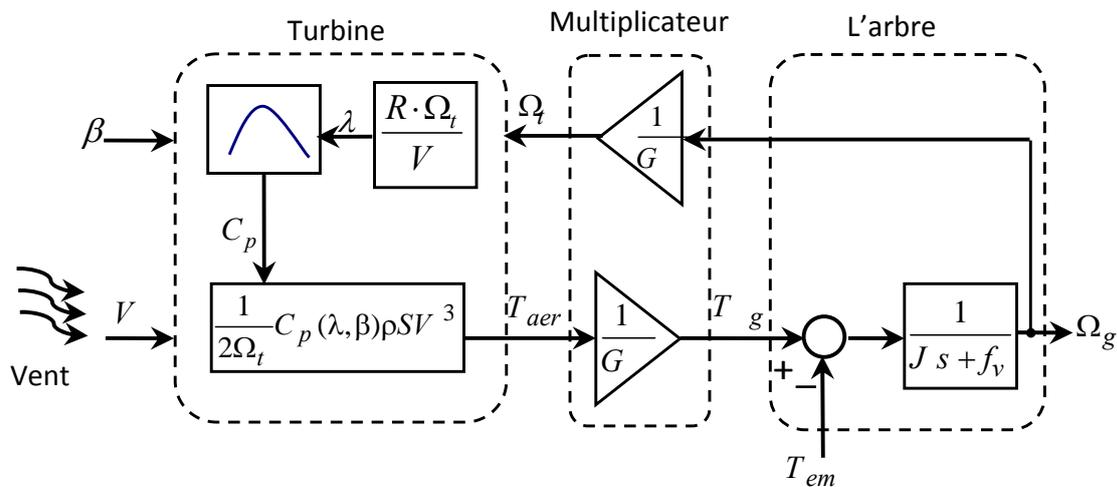


Figure II. 5 : Schéma bloc du modèle de la turbine.

Il est clair que les entrées de la turbine sont la vitesse du vent, l'angle d'orientation des pales et la vitesse de rotation de la turbine. Le modèle du multiplicateur va multiplier la vitesse mécanique et le couple aérodynamique respectivement par un gain. Le modèle de l'arbre de la génératrice décrit la dynamique de la vitesse mécanique, il a donc deux entrées : le couple issu du multiplicateur, le couple électromagnétique fourni par la génératrice. Une fois la modélisation aérodynamique et mécanique est établie, les sections suivantes seront dédiées à la formulation du problème rencontrée au niveau de la turbine éolienne et la possibilité de le résoudre, en choisissant une configuration adéquate d'une commande pour cette dernière.

II.3. Formulation du problème

Comme il a été déjà mentionné dans la section précédente, le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible présente un maximum défini par la limite de Betz. En réalité, cette limite n'est jamais aboutie et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance C_p [Bel-10]. La Figure II. 6 illustre un exemple de courbes de coefficient de puissance d'une éolienne, montrant l'évolution du coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse relative λ pour différentes valeurs de l'angle d'orientation de pales β . Il est notable que sur cette figure, qu'avec un angle $\beta = -2^\circ$, la turbine éolienne peut capturer plus de puissance, mais cela avec plus de mal à démarrer et peut être plus bruyant avec un coefficient de puissance plus pointu. De même, cet angle peut résonner et devenir instable.

Dans ce cas, pour optimiser la puissance générée, il est donc opportun pour la génératrice d'avoir une puissance ou le couple caractéristique suit la ligne maximale $C_{p_{max}}$ avec l'angle de $\beta = 0^\circ$.

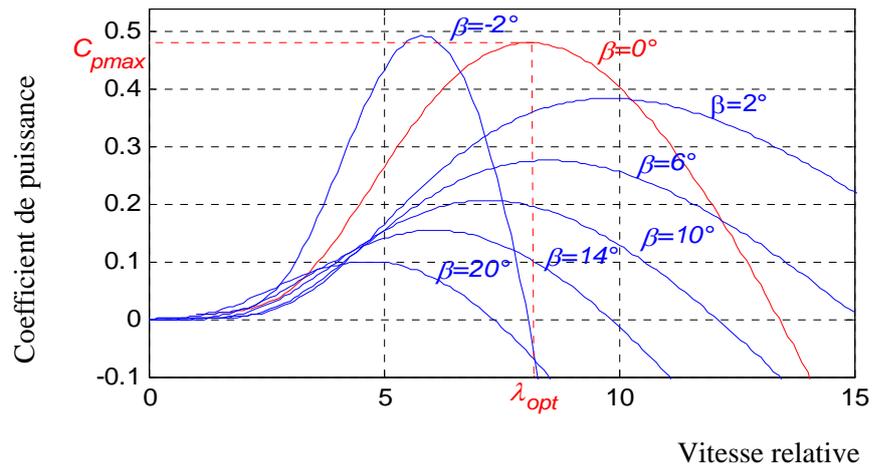


Figure II. 6 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative sous différents angles d’orientation de pales.

La Figure II. 7 illustre un exemple de courbes de puissance d’une éolienne de grande puissance avec un angle de calage $\beta = 0^\circ$. Cette figure montre les caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice pour différentes vitesses de vent. À partir de ces caractéristiques, il apparaît clairement que si la génératrice est entraînée à une vitesse fixe les maxima théoriques des courbes de puissance ne seraient pas exploités. Pour cela, afin de pouvoir optimiser le point de fonctionnement en termes de puissance extraite, il y a lieu d’ajuster la vitesse de rotation de l’arbre de la génératrice en fonction de la vitesse du vent [Ghe-11].

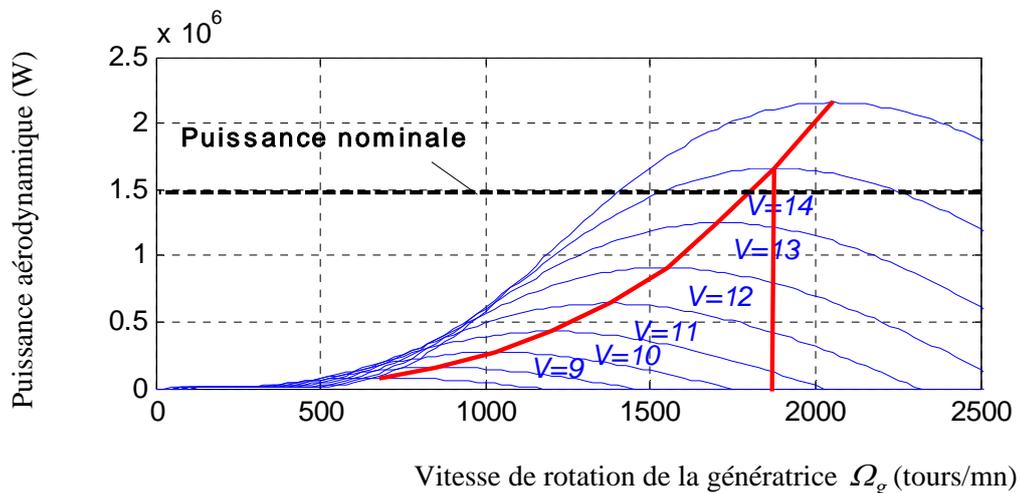


Figure II. 7 : Courbe typique de puissance aérodynamique par une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sous différentes vitesses de vent.

Les caractéristiques typiques donnant la puissance aérodynamique d’un aérogénérateur, fonctionnant à vitesse variable, en fonction de la vitesse de vent est illustrée sur la Figure II. 8. Trois zones de fonctionnement peuvent être distinctes aussi dans cette figure (courbe en rouge).

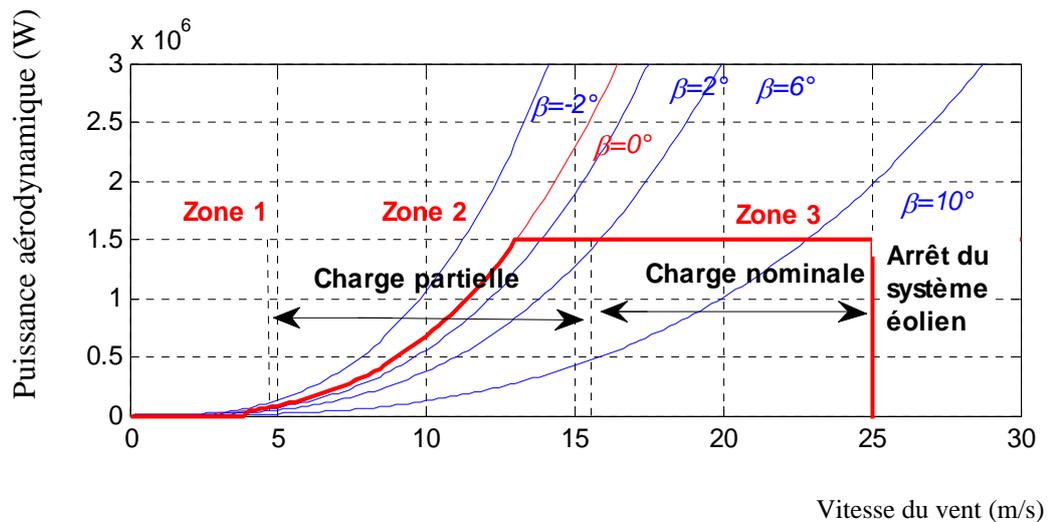


Figure II. 8 : Courbe typique de la puissance aérodynamique par une éolienne en fonction de la vitesse du vent sous différents angles d'orientation de pales.

D'après la figure ci-dessus, l'éolienne doit être exploitée selon les trois zones, qui relient la vitesse du vent, la vitesse maximale de la génératrice admissible et la puissance désirée. Ces trois principales zones de fonctionnement sont :

Zone 1 : la génératrice démarre lorsque sa vitesse dépasse une vitesse seuil sous le vent assez fort pour que la production d'énergie soit profitable vis-à-vis de l'énergie de fonctionnement.

Zone 2 : cette zone est appelée charge partielle (partial load). Pour extraire le maximum de la puissance, avec une commande qui vise à faire varier la vitesse de rotation de la turbine de telle sorte qu'on reste aux alentours de λ_{opt} , en fixant l'angle d'orientation de pales à une valeur minimale, par conséquent le coefficient de puissance à une valeur maximale.

Zone 3 : dans cette dernière zone, appelée charge nominale (full load). Pour maintenir la puissance constante, avec une commande qui vise à modifier l'angle d'orientation de pales (pitch control).

En dépassant une certaine vitesse, une mise en drapeau est effectuée pour éviter une rupture mécanique, en actionnant un dispositif d'urgence. Dans ce cas pour l'éolienne à vitesse variable permettant de produire un maximum de puissance, en exploitant mieux l'énergie contenue dans le vent, on ne considère que les deux zones dans son domaine de fonctionnement en charge partielle et en charge nominale (Figure II. 8).

Si la vitesse du vent dépasse la valeur tolérée par le système éolien, ce dernier procède à l'arrêt afin de se protéger contre les rafales.

II.4. Commande de la turbine éolienne

On a constaté dans le schéma bloc de la Figure II. 5 que la vitesse de la turbine peut être commandée par action sur deux entrées : le couple électromagnétique de la génératrice et l'angle d'orientation des pales. Ainsi, la vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système, de nature très fluctuante. Par conséquent, le couple électromagnétique nous permet de réaliser une commande de la vitesse de rotation afin de maintenir la vitesse relative de l'éolienne à une valeur proche de sa valeur optimale λ_{opt} , où la turbine capte l'énergie maximale du vent [Poi-03]. Cette vitesse relative étant dépendante de la vitesse de rotation de la génératrice (ou encore du coefficient de puissance). Néanmoins, lorsque le vent devient trop important (rafale) il faut limiter la puissance captée par l'éolienne [Bou-06, Rog-04 et Boy-06]. En effet, pour les vitesses de vent importantes, la priorité est de limiter cette conversion énergétique, en fonctionnant à charge nominale (zone 3). En outre, en contrôlant ainsi la vitesse de rotation de la génératrice, la conversion énergétique est optimisée car le coefficient de puissance de l'éolienne est alors égal à sa valeur optimale $C_{p\max}$. Cette commande est réalisée pratiquement en conservant un angle d'orientation de pales fixe qui ne peut être effectif que pour les faibles vitesses de vent (en général $< 12\text{m/s}$). A noter que certains constructeurs utilisent des angles négatifs de très faible valeur que nous ne prendrons pas en compte. Dans la zone 2, on a, en général, recours à un type de commande fondée sur une simple caractéristique permanente de couple en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice à des différentes vitesses de vent, comme le montre la Figure II. 9 ; le lieu géométrique correspondant aux points de puissance maximale est également représenté dans cette figure en ligne rouge. Il est donc primordial d'étudier le rôle de la configuration de la commande et de comprendre ces effets en fonctionnement à charge partielle. Autrement dit en dessous de la puissance nominale car les éléments de l'aérogénérateur sont dimensionnés autour de cette dernière, et ils ne peuvent donc pas supporter des grandeurs supérieures à certaines limites. C'est pour cela dans cette zone de fonctionnement, de nombreuses configurations de commande de l'éolienne a pour principaux objectifs de maximiser l'énergie capturée du vent, minimiser les efforts subis par le dispositif d'entraînement, tout en agissant sur la partie mécanique ou électrique. Comme mentionné précédemment, le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ est une fonction non linéaire de la vitesse relative λ et de l'angle de calage β qui possède un seul maximum $C_{p\max}(\lambda_{opt}, \beta_{opt})$ (Figure II. 6). C'est ainsi que, la valeur maximal du coefficient de puissance ($C_{p\max}$) est obtenu afin d'extraire le maximum de la puissance éolienne uniquement à la vitesse relative optimale λ_{opt} [Dav-08, Bou-06]. Il est donc nécessaire de concevoir une configuration de commande adéquate qui satisfait les objectifs désirés, tout en permettant d'optimiser le couple (donc la puissance électrique générée) et en ajustant la vitesse de rotation de la génératrice à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent considérée comme une entrée perturbatrice.

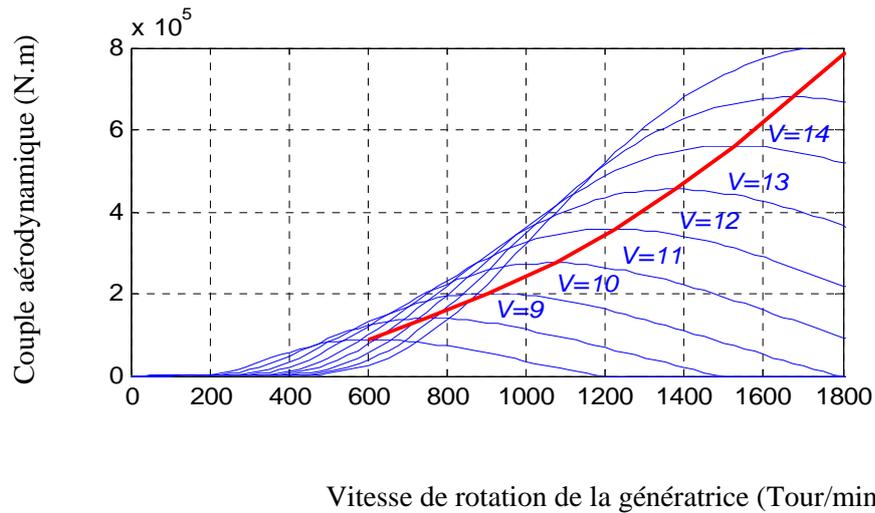


Figure II. 9 : Courbe typique du couple aérodynamique par une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sous différentes vitesses de vent.

Dans la pratique, la plupart des configurations de commande de l'éolienne sont basées sur les pertes du système en régime permanent ou la puissance aérodynamique de la turbine et la puissance électrique de la génératrice sont égales. Pourtant, en réalité, la vitesse du vent varie régulièrement dans le temps et les hypothèses précédentes ne seront plus valables. Par conséquent, en régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer} diminuée des pertes (représentées par les frottements visqueux et l'inertie des masses tournantes) est convertie directement en puissance électrique fournie par la génératrice :

$$P_g = P_{aer} - P_{pertes} \tag{II. 17}$$

Le diagramme de conversion de puissance dans la turbine éolienne est montré dans la figure ci-dessous :

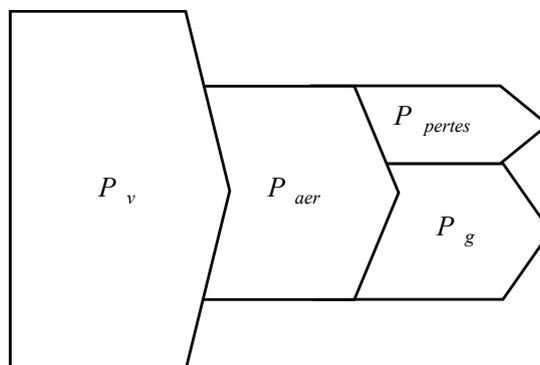


Figure II. 10 : Diagramme de conversion de puissance éolienne.

Il est alors possible, avec une commande adéquate destinée au système éolien, d'extraire n'importe quelle puissance tant que le vent le permet avec une hypothèse valable qu'il n'est pas loin de la réalité.

II.4.1. Réflexion sur les objectifs de la commande dans les systèmes éoliens

Principalement, pour s'assurer que la vitesse de rotation de la turbine ou de la génératrice est mieux contrôlée, la configuration de la commande destinée aux systèmes éoliens à vitesse variable doit également prendre en compte les critères de commande définis en introduction: optimiser cette conversion énergétique, améliorer la qualité d'énergie extraite, réduire les charges dynamiques dans le train de puissance, robuste et peut offrir de bonnes performances à ce système éolien de fort puissance fonctionnant à vitesse variable. La problématique liée à ce dernier objectif sera traitée lors du chapitre concernant la configuration de la commande. Pourtant, on peut rajouter d'autres objectifs comme suit [Cam-03, Pen-10] :

- Accroissement de la plage de fonctionnement, particulièrement pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément extrait,
- Simplicité du système d'orientation des pales. Grâce à la commande de la vitesse de rotation de la génératrice, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, minimisant la complexité du système d'orientation des pales et son dimensionnement par rapport à la puissance nominale P_n ,
- Minimisation des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des brusques variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance extraite peut être affaiblie,
- Minimisation du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente.

Pour atteindre ces objectifs, plusieurs configurations de commande de la vitesse de rotation peuvent être suggérées dans la prochaine section.

II.4.2. Configuration de la commande

Pour la première stratégie ne correspond qu'à la zone 2 de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne de grande puissance. Cette approche connue sous la terminologie MPPT, est distincte en deux configurations de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la génératrice afin de contrôler sa vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite :

- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.
- Le contrôle avec asservissement de la vitesse mécanique.

Pour l'étude de ces configurations de commande, on supposera que la génératrice et ses convertisseurs électriques sont idéaux : quelle que soit la puissance mécanique transmise par la turbine, le couple électromagnétique développé par la génératrice est donc à tout instant égal à sa valeur de référence imposée par la commande. Dans ce cas de fonctionnement, l'angle d'orientation de pales est fixe ($\beta = 0$).

II.4.2.1. Commande sans asservissement de la vitesse de la turbine

Nous présenterons dans cette configuration de commande sans asservissement de la vitesse de la turbine, une méthode d'optimisation MPPT comme définis en [Ghe-11, Aim-04]. Cette méthode repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de l'arbre de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine :

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = 0 = (T_g - T_{em} - f_v \Omega_g) \quad (\text{II. 18})$$

Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($f_v \Omega_g = 0$), on obtient :

$$T_g = T_{em} \quad (\text{II. 19})$$

A la sortie du multiplicateur, avec une estimation du couple de la turbine, on peut aisément déterminer le couple électromagnétique de référence [Pen-10] :

$$T_{em}^* = \frac{\hat{T}_{aer}}{G} \quad (\text{II. 20})$$

Le couple de la turbine peut être déterminé à partir de la connaissance de la vitesse du vent estimée et de la vitesse de la turbine :

$$\hat{T}_{aer,opt} = \frac{1}{2\Omega_t} C_p \rho S \hat{V}^3 \quad (\text{II. 21})$$

La vitesse de la génératrice permet l'estimation de la vitesse de la turbine $\hat{\Omega}_t$ à partir de la relation suivante :

$$\hat{\Omega}_t = \frac{\Omega_g}{G} \quad (\text{II. 22})$$

En supposant que l'angle d'orientation des pales β reste constant, la vitesse du vent peut être estimée comme suit :

$$\hat{V} = \frac{R \hat{\Omega}_t}{\lambda_{opt}} \quad (\text{II. 23})$$

En regroupant les équations précédentes, on obtient une relation globale de cette configuration de commande :

$$T_{em}^* = \frac{C_p}{\lambda^3} \frac{\rho \pi R^5}{2} \left(\frac{\Omega_g}{G} \right)^2 \quad (\text{II. 24})$$

Pour avoir le maximum de la puissance extraite, il faut maintenir la vitesse relative à sa valeur optimale λ_{opt} , qui correspond au maximum du coefficient de puissance $C_{p,max}$ (Figure II. 6). Le couple électromagnétique de référence doit alors être contrôlé à la valeur suivante :

$$T_{em}^* = \frac{C_p}{\lambda_{opt}^3} \frac{\rho \pi R^5}{2} \left(\frac{\Omega_g}{G} \right)^2 \tag{II. 25}$$

La représentation sous forme de schéma blocs de cette configuration de commande est illustrée dans la figure suivante :

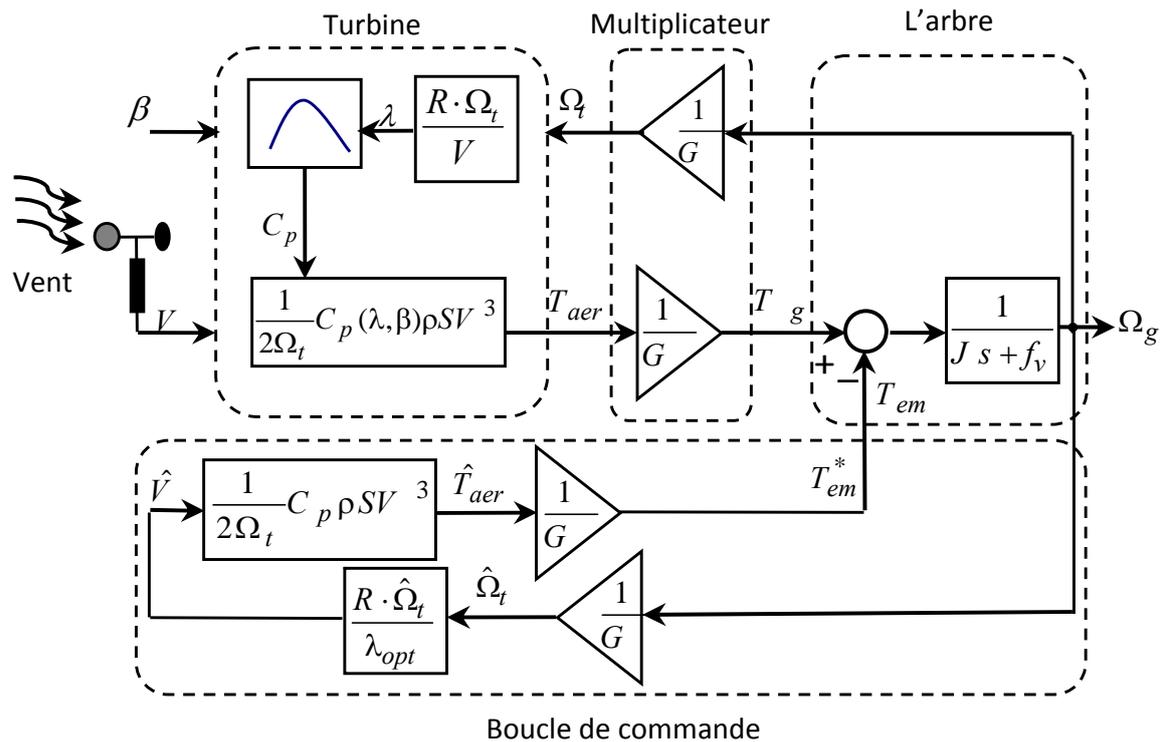


Figure II. 9 : Schéma de principe de la commande sans asservissement de la vitesse de la turbine.

Comme dans [Ker-13, Mun-08], la technique MPPT basée sur l'estimation de la vitesse du vent peut donner des valeurs incertaines dans le cas de modifications aérodynamiques, tels que les variations de la densité de l'air (ρ). En plus, du fait que la vitesse varie très rapidement, moins de puissance électrique extraite est obtenue en régime permanent, le coefficient de puissance n'est pas maintenu à sa valeur maximale. Cependant, en régime permanent, une erreur entre la vitesse de rotation de la génératrice et celle de référence apparaît, ce qui n'est pas très significatif en pratique. Cette configuration vise à maintenir l'éolienne opérationnelle au sommet de sa courbe C_p en négligeant l'effet du train de puissance et les variations aérodynamiques.

Dans la suite de ce chapitre, cette commande avec une boucle d'asservissement, servira de base et sera améliorée afin d'atteindre l'objectif d'optimisation du rendement énergétique.

II.4.2.2. Commande avec asservissement de la vitesse de la turbine

Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Le Schéma bloc du modèle de la turbine dans Figure II. 5 montre clairement que les fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations du train de puissance.

Cette seconde configuration de commande consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence. Dans ce contexte, on considère que le couple électromagnétique développé et sa référence sont égaux à tout instant, en supposant que la machine électrique et son convertisseur statique sont idéaux.

$$T_{em} = T_{em}^* \tag{II. 26}$$

D'après la relation (II. 16) il est clair que la vitesse de la génératrice est régit par l'action de deux couples, le couple sortant du multiplicateur T_g et le couple électromagnétique T_{em} . Cette relation montre aussi que pour avoir un couple de référence il faut avoir une vitesse de génératrice de référence. Pour appliquer cette configuration de commande on doit asservir la vitesse par un régulateur de type Proportionnel-Intégral (PI). Par suite, la vitesse de rotation de génératrice de référence Ω_g^* , qui dépend de la vitesse de la turbine, est obtenue par l'équation (II. 14) comme suit :

$$\Omega_g^* = G \Omega_t^* \tag{II. 27}$$

La dépendance de la vitesse de la turbine avec la valeur optimale de la vitesse relative (II. 10), fait intervenir constamment la courbe du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative et de l'angle d'orientation de pales ($C_p = f(\lambda, \beta)$) (Figure II. 6). La vitesse de la turbine à fixer pour maximiser la puissance extraite est obtenue à partir :

$$\Omega_t^* = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \tag{II. 28}$$

On peut facilement déduire le schéma bloc de cette configuration de commande qui présente l'asservissement de la vitesse pour la maximisation de la puissance extraite :

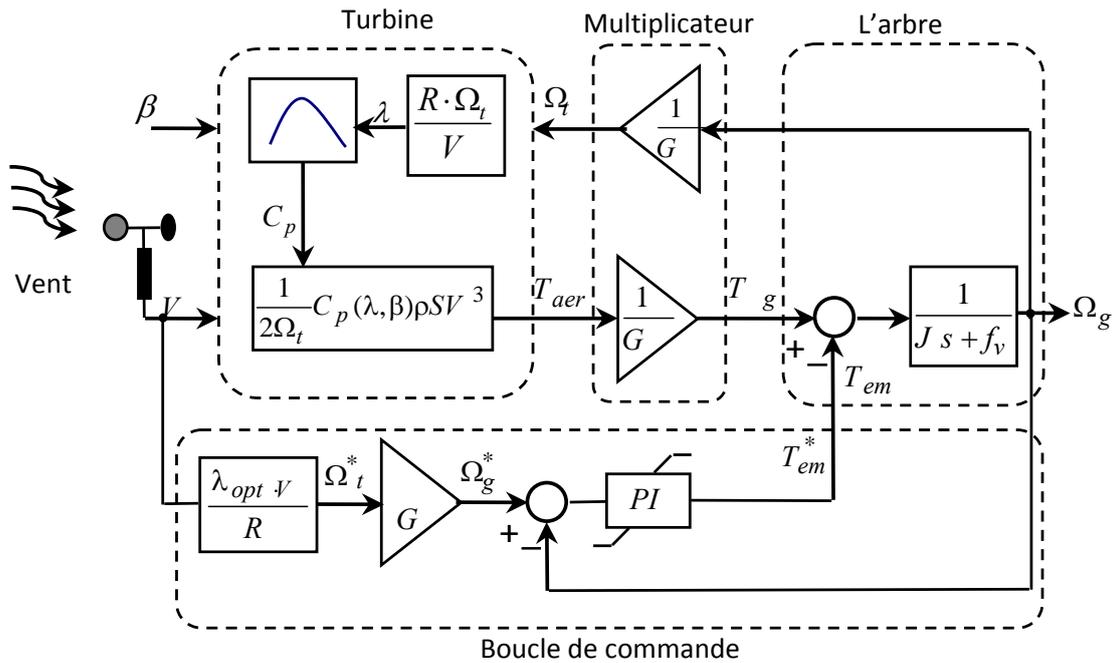


Figure II. 12 : Schéma de principe de la commande avec asservissement de la vitesse de la turbine.

D’après le schéma block ci-dessus, la configuration de commande de la turbine éolienne basée sur l’asservissement de la vitesse est mise en œuvre. Un correcteur de type PI est choisi pour une étude comparative, dont nous trouvons sa conception détaillée dans [Aim-04]. Toutefois, dû à des conditions de fonctionnement stochastiques et à d’inévitables incertitudes inhérentes au modèle du système. Tandis que le régulateur de vitesse PI est basé sur une approche par linéarisation approchée [Bel-10]. De telles configurations de commande se réhabilitent par un système aux performances affaiblies et par une mauvaise fiabilité. Afin de remédier à ces contraintes, une configuration de commande non linéaire et efficace est proposée dans la prochaine section, en se basant sur la théorie de Lyapunov.

II.5. Commande robuste de la vitesse de la turbine par mode glissant

Dans cette section, nous allons présenter un contrôle à structure variable basé sur la théorie de Lyapunov. Ce contrôle est basé sur une commande en mode glissant robuste et dynamique. En effet, le contrôle par mode glissant est une approche robuste, non linéaire et efficace, puisqu’il assure aux systèmes dynamiques une propriété d’insensibilité aux incertitudes une fois que les systèmes dynamiques sont basés sur des modes glissants [Bel-10]. Il a déjà été appliqué dans le cas des éoliennes à base de génératrices asynchrones [Bat-04]. Dans [Chen-13, Sou-14], cette commande a été proposée pour la régulation de la puissance électrique dans les systèmes éoliens à vitesse variable.

Pour la configuration de la commande par le mode glissant, on suppose que le modèle de la turbine éolienne soit contrôlable et observable, cette configuration de commande se compose de trois étapes principales suivantes [You-99] :

- Sélection de la surface de glissement.
- Etude de l'existence et de la condition de convergence.
- Détermination de la loi de commande.

A partir de l'équation (II. 10), la vitesse optimale de l'arbre de turbine est définie comme :

$$\Omega_{t,opt} = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \quad (\text{II. 29})$$

Selon le modèle du multiplicateur, la vitesse de référence d'arbre de générateur est :

$$\Omega_g^* = G \Omega_{t,opt} \quad (\text{II. 30})$$

Ensuite, la surface de glissement proposée est la première erreur de suivi de dynamique qui est égale à l'erreur entre la valeur réelle et la référence de vitesse :

$$S(\Omega_g) = e(\Omega_g) = \Omega_g - \Omega_g^* \quad (\text{II. 31})$$

A partir de (II. 16), la dérivé de la surface de glissement (II. 31) est :

$$\dot{S}(\Omega_g) = \frac{1}{J} (T_g - T_{em} - f_v \Omega_g) - \dot{\Omega}_g^* \quad (\text{II. 32})$$

L'expression de dérivé de la surface de glissement (II. 32) est réécrite sous la forme :

$$\dot{S}(\Omega_g) = F + D T_{em} \quad (\text{II. 33})$$

D'où :

$$F = \frac{1}{J} (T_g - f_v \Omega_g) - \dot{\Omega}_g^*, \quad D = -\frac{1}{J} \quad (\text{II. 34})$$

Afin d'assurer la stabilité du système, la fonction de Lyapunov est considérée comme :

$$V = \frac{1}{2} S(\Omega_g)^2 \quad (\text{II. 35})$$

La loi de commande est conçue pour satisfaire la condition de l'accessibilité et de l'existence du mode de glissement [Lev-93] :

$$\dot{V} = S(\Omega_g) \dot{S}(\Omega_g) < 0 \quad (\text{II. 36})$$

La loi de commande du couple doit assurer la condition de stabilité et la convergence des trajectoires du système vers la surface de glissement $S(\Omega_g) = 0$, depuis :

- Si $S(\Omega_g) < 0$ et $\dot{S}(\Omega_g) > 0$, alors $S(\Omega_g)$ tend vers zéro.
- Si $S(\Omega_g) > 0$ et $\dot{S}(\Omega_g) < 0$, alors $S(\Omega_g)$ tend vers zéro.

La troisième étape consiste à déterminer la loi de commande, puis, la commande équivalente qui est nécessaire pour pré-positionner le système dans un état désiré permanent et stable. Ainsi, la partie discontinue de la commande est ajoutée pour maintenir les performances souhaitées en dépit des variations des paramètres.

Le «contrôle équivalent» se trouve en laissant $\dot{S}(\Omega_g) = 0$, à partir de (II. 33) et (II. 34), l'expression suivante est obtenue :

$$T_{em,eq} = T_g - f_v \Omega_g - J \dot{\Omega}_g^* \tag{II. 37}$$

En introduisant la commande discontinue, la loi de commande devient :

$$T_{em}^* = T_g - f_v \Omega_g - J \dot{\Omega}_g^* + J K_{\Omega_g} \text{sign}(S(\Omega_g)) \tag{II. 38}$$

Lorsque K_{Ω_g} est le gain glissant, la fonction $\text{sign}(S(\Omega_g))$ est définie comme suit :

$$\text{sign}(S(\Omega_g)) = \begin{cases} 1 & \text{if } S(\Omega_g) > 0 \\ 0 & \text{if } S(\Omega_g) = 0 \\ -1 & \text{if } S(\Omega_g) < 0 \end{cases} \tag{II. 39}$$

La substitution de la loi de commande (II. 38) dans l'équation mécanique résultante dans l'arbre de la génératrice (II. 16), la dynamique du système en boucle fermée est comme suit :

$$\dot{S}(\Omega_g) = -K_{\Omega_g} \text{sign}(S(\Omega_g)) \tag{II. 40}$$

II.5.1. Commande par mode glissant avec gain adaptatif

L'adaptation du gain de glissement en temps $K_{\Omega_g}(t)$ est utilisée, afin d'améliorer la réponse du système. Ensuite, la loi de commande devient :

$$T_{em}(t) = T_g(t) - f_v \Omega_g(t) - J \dot{\Omega}_g^*(t) + J K_{\Omega_g}(t) \text{sign}(S(\Omega_g)) \tag{II. 41}$$

Selon [Mer-11, Ple-10, Hua-08 et Ker-16.a], la vitesse de changement du gain de glissement en temps $K_{\Omega_g}(t)$ est basée sur la surface S_{Ω_g} et la variation de vitesse de cette surface de glissement, en fonction du gain de glissement, qui est déterminé comme suit :

$$\dot{K}_{\Omega_g}(t) = -\alpha S(\Omega_g) \frac{\partial}{\partial K_{\Omega_g}} \dot{S}(\Omega_g) \quad (\text{II. 42})$$

D'où α est un scalaire positif.

En substituant la dérivée de la surface de glissement à partir de (II. 40), en fonction du gain de glissement, dans (II. 42), la dérivée du gain de glissement devient :

$$\dot{K}_{\Omega_g}(t) = \alpha S(\Omega_g) \text{sign}(S(\Omega_g)) \quad (\text{II. 43})$$

L'adaptation du gain de glissement est exprimée comme suit :

$$K_{\Omega_g}(t) = \int \alpha S(\Omega_g) \text{sign}(S(\Omega_g)) dt \quad (\text{II. 44})$$

II.5.2. Estimateur par mode glissant du couple de la génératrice

Dans cette section, la configuration de commande ne dépendra pas de la mesure de couple de la génératrice, qui est considéré comme inconnu par le contrôleur. La loi de commande (II. 41) a l'expression suivante :

$$T_{em}^*(t) = \hat{T}_g(t) - f_v \Omega_g(t) - J \dot{\Omega}_g^*(t) + J K_{\Omega_g}(t) \text{sign}(S(\Omega_g)) \quad (\text{II. 45})$$

Où \hat{T}_g est une estimation du couple de la génératrice.

La dynamique du système en boucle fermée est établie comme suit :

$$\dot{S}_{\Omega_g} = -K_{\Omega_g} \text{sign}(S(\Omega_g)) + \frac{1}{J} \tilde{T}_g \quad (\text{II. 46})$$

D'où $\tilde{T}_g = \hat{T}_g - T_g$ est l'erreur de couple de la génératrice.

En utilisant l'estimateur de couple adaptatif \hat{T}_g , alors la dynamique en boucle fermée (II. 46) est analogue à (II. 40). La dynamique de premier ordre de l'erreur de couple générateur est imposée comme :

$$\dot{\tilde{T}}_g + a_0 \tilde{T}_g = 0, a_0 > 0 \quad (\text{II. 47})$$

La variation de la dynamique électrique de la génératrice est très rapide par rapport au couple de la génératrice (dynamique mécanique) donc $\dot{\tilde{T}}_g = 0$. Cette hypothèse de la variation de couple de la génératrice négligé n'affecte pas sur la performance de l'estimation. L'utilisation de l'expression de T_g à partir de (II. 16) et l'hypothèse précédente $\dot{\tilde{T}}_g = 0$, l'équation (II. 47) est réarrangé en tant que :

$$\dot{\tilde{T}}_g = a_0 (\hat{T}_g - T_g) = a_0 (f_v \Omega_g + J \dot{\Omega}_g^* + T_{em}) - a_0 \hat{T}_g \quad (\text{II. 48})$$

D'après la substitution de la loi de commande de (II. 41) en (II. 48), le couple estimé devient :

$$\hat{T}_g(t) = a_0 J S(\Omega_g) + a_0 J \int K_{\Omega_g}(t) \text{sign}(S(\Omega_g)) dt \tag{II. 49}$$

En conséquence, cette configuration de commande basée sur le mode de glissement avec un gain adaptatif est illustrée dans la Figure II. 13.

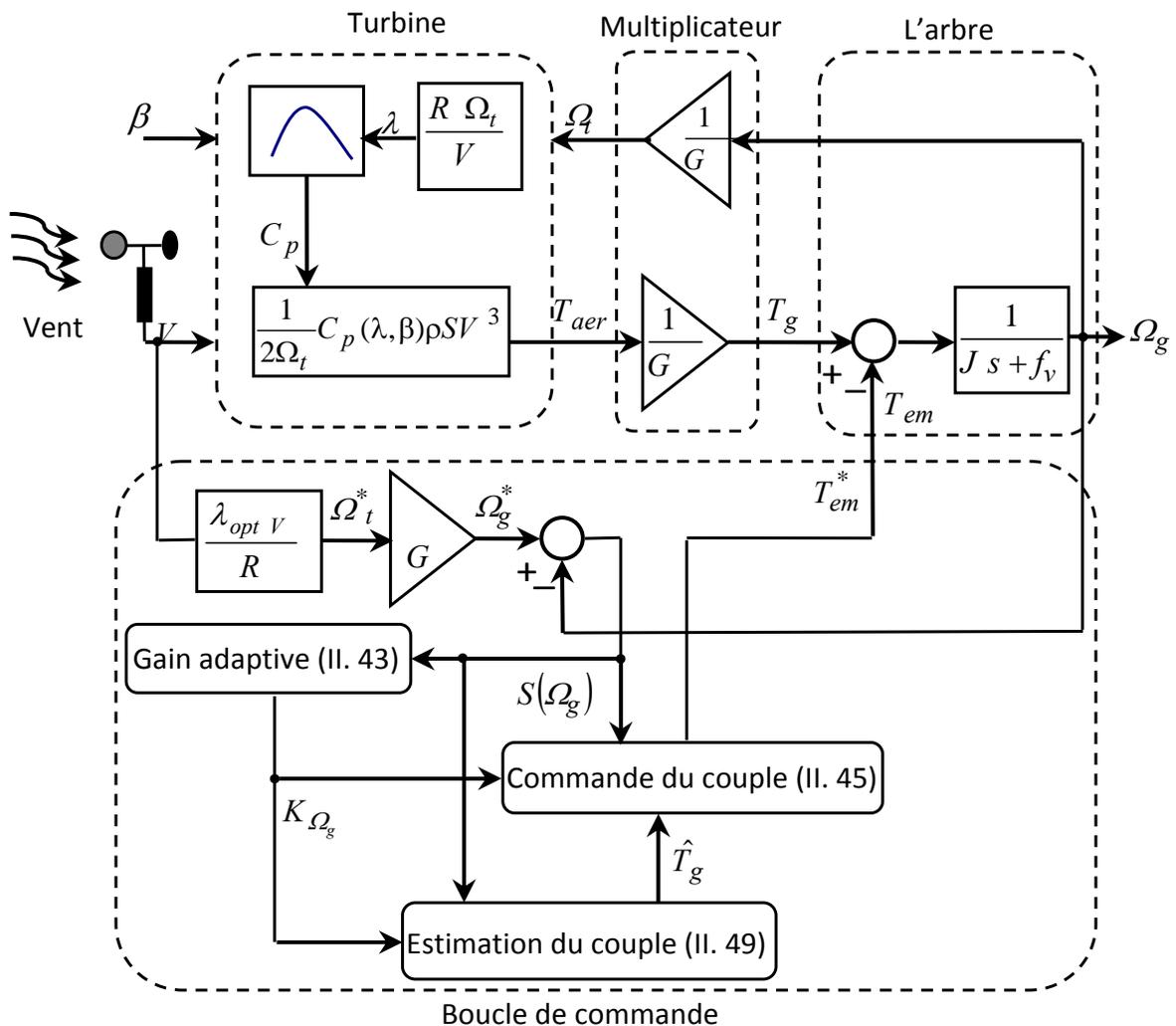


Figure II. 103 : Schéma de principe de la commande par mode glissant proposée.

Dans le cadre de cette thèse nous intéresserons plus particulièrement sur le fonctionnement dans la zone 2 que dans la zone 3. Cependant, on a intérêt d'évoquer brièvement le fonctionnement dans cette dernière (full charge), lorsque le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation de la turbine et la puissance mécanique doivent être maintenues à leurs valeurs nominales. En effet, en modifiant l'angle de calage des pales β de l'éolienne afin d'éviter la destruction de l'éolienne. Une fois 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 [Gai-10]. Or

cela, nous focaliserons davantage sur les commandes des grandeurs électriques mais le système d'orientation des pales permettant d'abaisser ou de maintenir le rendement aérodynamique de l'éolienne ne sera alors pas étudié dans ce manuscrit.

II.6.Simulation

Le premier profil du vent utilisé dans cette simulation est montré dans la Figure II. 14, cette allure très fluctuée et stochastique est obtenue en utilisant le modèle décrit par l'équation II. 6. Puis, pour le profil du vent obtenu en utilisant le modèle de FAST est montré dans la Figure II. 15. Les simulations sont effectuées avec un pas fixe de 0,5 ms afin d'envisager à la mise en œuvre pratique dans les travaux futurs.

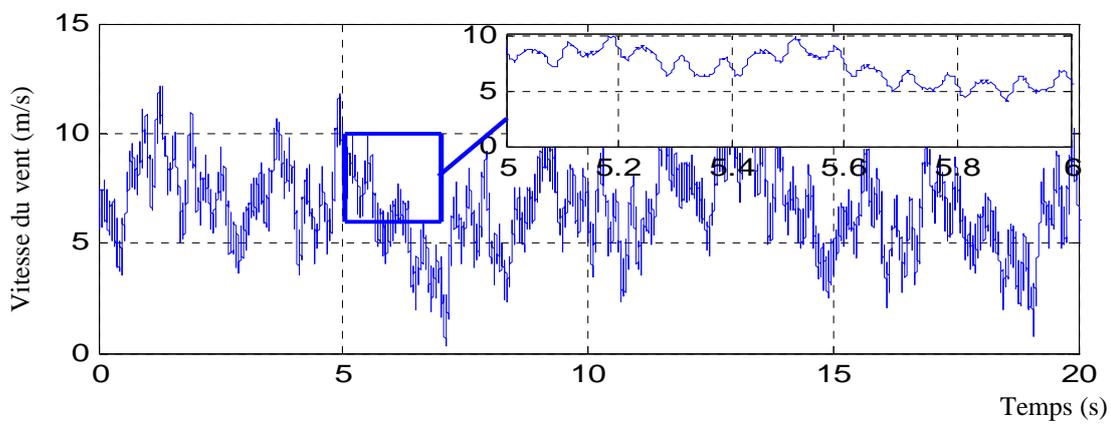


Figure II. 14 : Profil de la vitesse du vent en utilisant l'équation (II. 6).

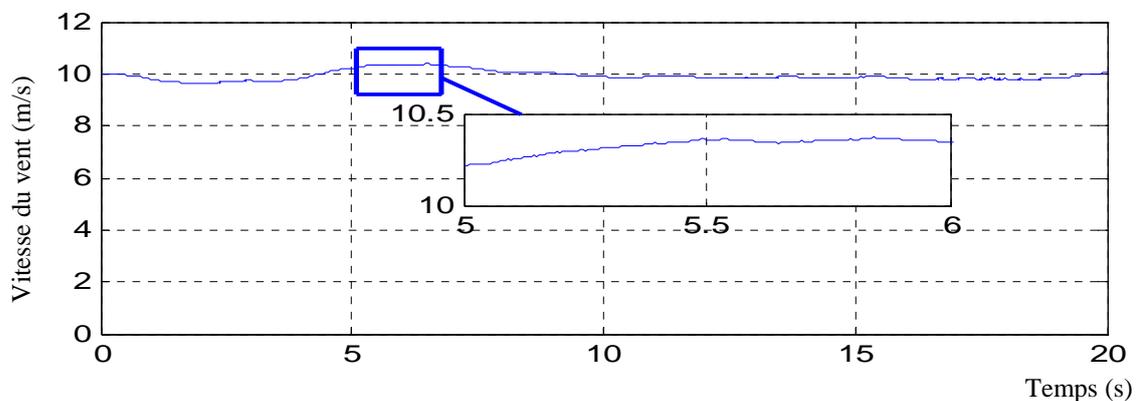


Figure II. 115 : Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle de FAST.

La configuration de commande proposée est ensuite appliquée par les conditions indiquées sur la Figure II. 6, en utilisant les deux profils de la vitesse du vent. Lors de la formulation du problème, les valeurs maximales du coefficient de puissance et le rapport de vitesse optimal de la courbe associée à l'angle d'orientation de pales sont choisis. De plus, cet angle est maintenu à sa valeur fixe, sans limitation de puissance en dessous de la vitesse du vent nominale. Les résultats de simulations suivants sont effectués pour comparer entre deux configurations de commandes, à

savoir, le régulateur PI classique et la Commande proposée par le Mode Glissant avec Gain Adaptatif (CMG-GA). Afin de démontrer la robustesse de la configuration proposée, le coefficient de frottement varie d'environ 25%, les incertitudes externes dans ce système sont sous l'influence d'un bruit blanc ajouté au couple de turbine (Ces types de bruit peuvent comprendre des quantités non modélisés).

Les gains d'adaptations de la commande par CMG-GA en utilisant les deux profils de la vitesse du vent (l'équation (II. 6) et le modèle de FAST) sont montrés dans les figures suivantes :

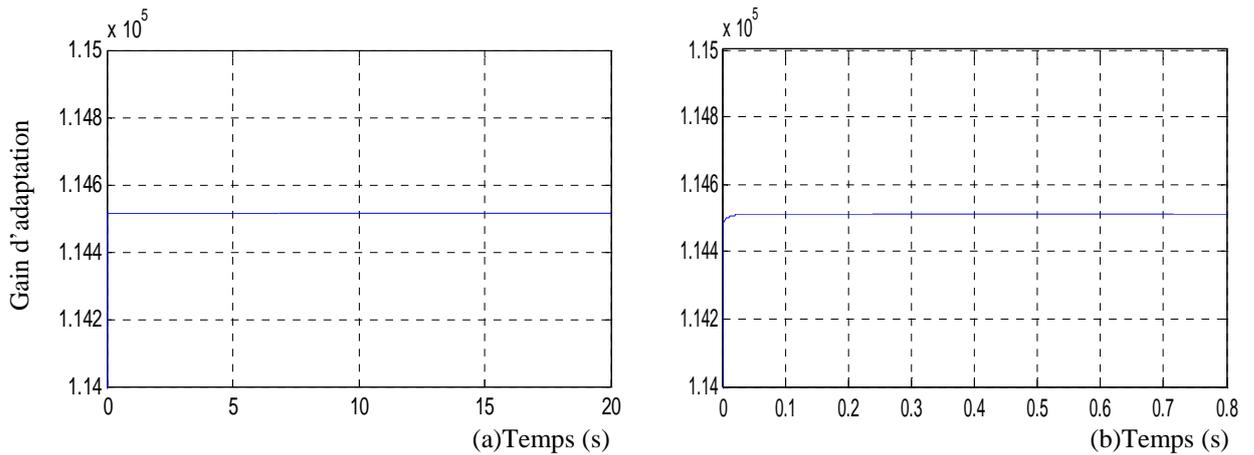


Figure II. 126 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6): (a)(b)Gain d'adaptation de la commande par CMG-GA.

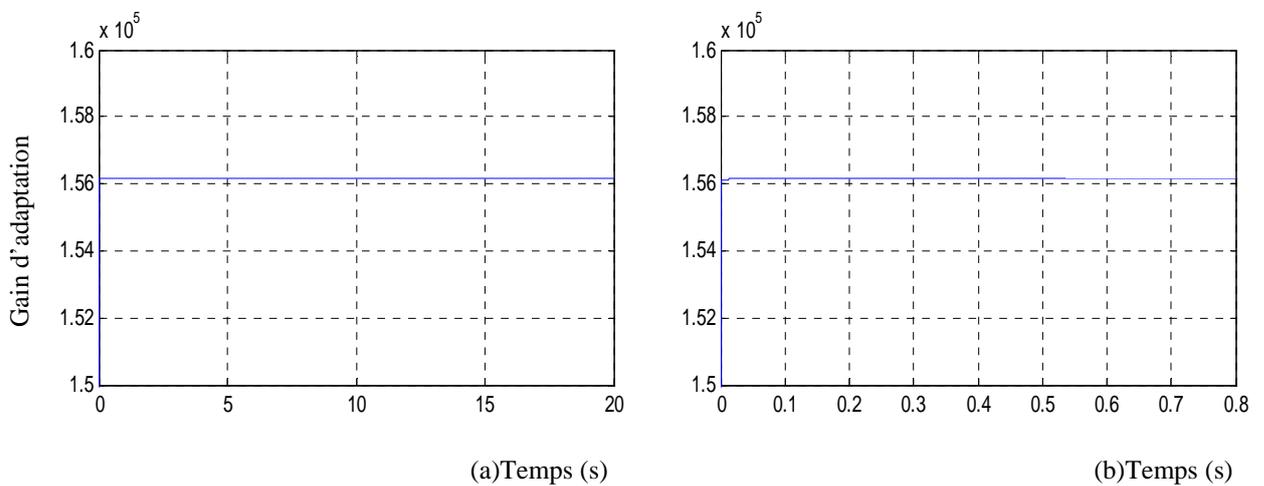


Figure II. 17 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a), (b)Gain d'adaptation de la commande par CMG-GA.

Dans la Figure II. 16 (b), et la Figure II. 17 (b), les zooms sur l'adaptation du gain de glissement en fonction du temps $K_{\Omega_g}(t)$ sont représentés, pour les deux profils de la vitesse du vent utilisés, où leurs valeurs sont rapidement atteintes. En raison de l'erreur de vitesse, lors de l'utilisation du profil

de la vitesse du vent de l'équation (II. 6), il se produit une petite variation de l'optimum à cause du changement brusque de ce profil de vent utilisé.

En utilisant les deux profils de la vitesse du vent, les couples réels de la génératrice ainsi que les couples estimés de la génératrice par l'estimateur proposé dans ce chapitre, sont montrés dans les figures suivantes :

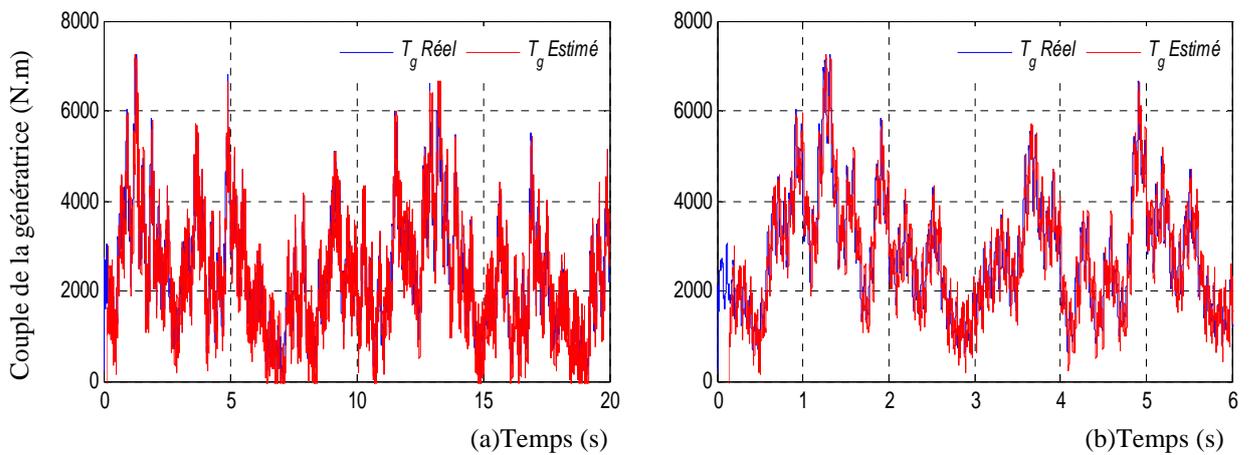


Figure II. 138 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6): (a), (b)Variation du couple réel et estimé de la génératrice.

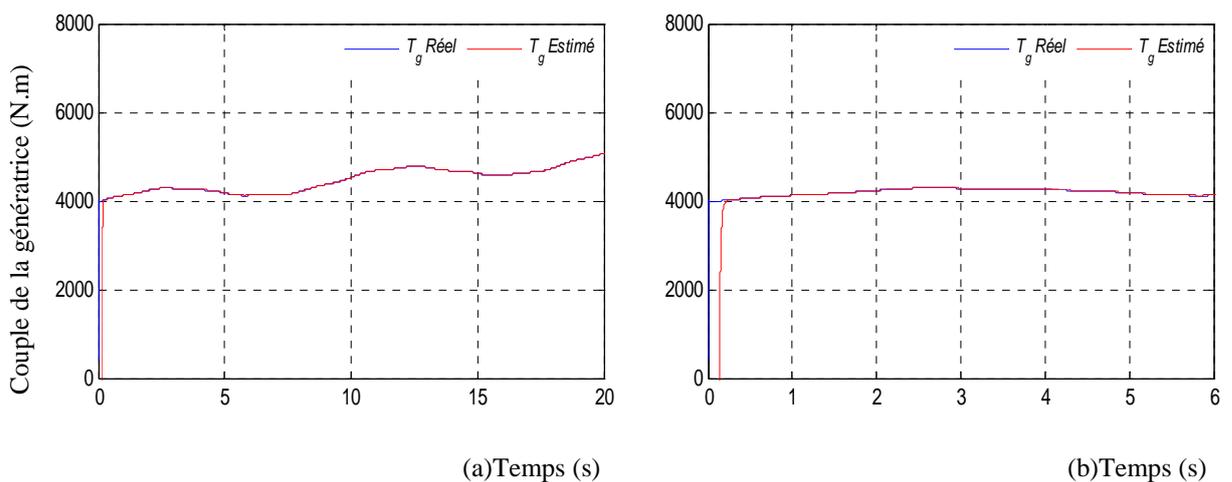


Figure II. 19 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a), (b)Variation du couple réel et estimé de la génératrice.

D'après la Figure II. 18 (a), (b)et la Figure II. 19 (a), (b), on remarque que les couples estimés de la génératrice suivent parfaitement les couples réels pour les deux profils de la vitesse du vent. Cette estimation contribue à l'amélioration de performances en termes de suivi de la vitesse, où l'erreur

d'état permanent est réduite dans le suivi de la vitesse en raison de l'action intégrale dans la structure de l'estimateur du couple de la génératrice.

Les puissances aérodynamiques produites par la turbine en utilisant les deux profils de la vitesse du vent et les deux types de configuration de commande sont présentées dans les figures suivantes :

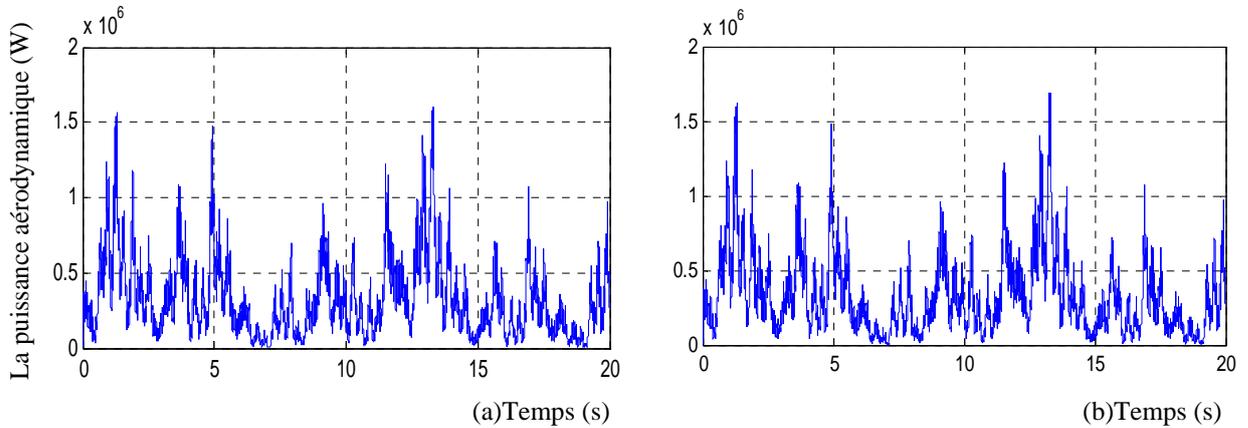


Figure II. 20 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6):

(a)Puissance aérodynamique avec PI, (b)Puissance aérodynamique avec CMG-GA.

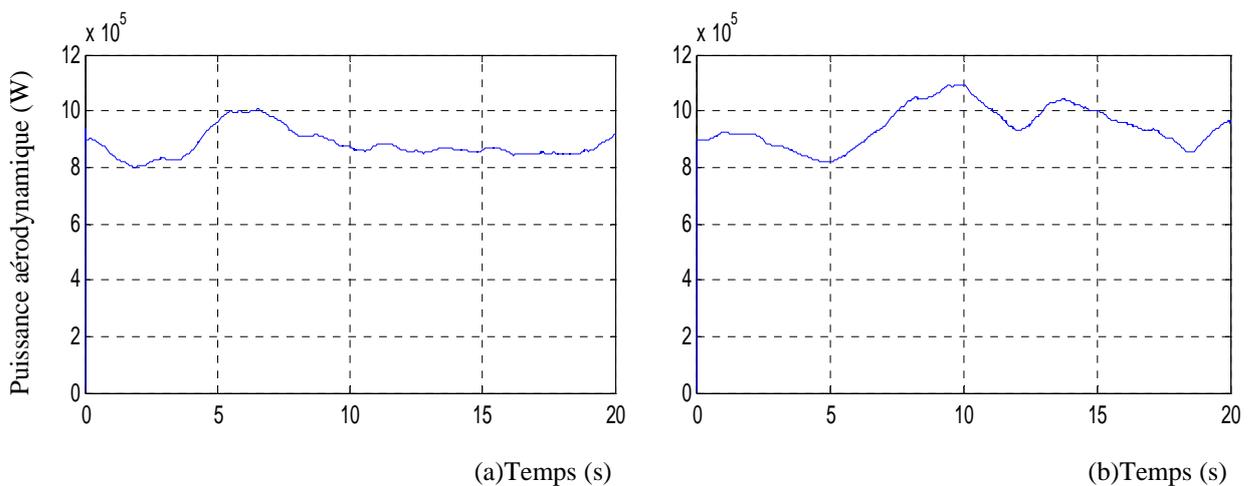


Figure II. 21 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a)Puissance aérodynamique

avec PI, (b)Puissance aérodynamique avec CMG-GA.

D'après la Figure II. 20 (a), (b)et la Figure II. 21 (a), (b), d'un point de vue énergétique pour les deux profils de la vitesse du vent utilisés, les puissances aérodynamiques produites par le système éolien montrent la prédominance de la production énergétique par l'utilisation de la commande proposée avec CMG-GA par rapport à la commande utilisant un PI classique.

Les vitesses de rotation de la génératrice en utilisant les deux types de commande pour les deux profils du vent utilisés sont montrées dans les figures suivantes :

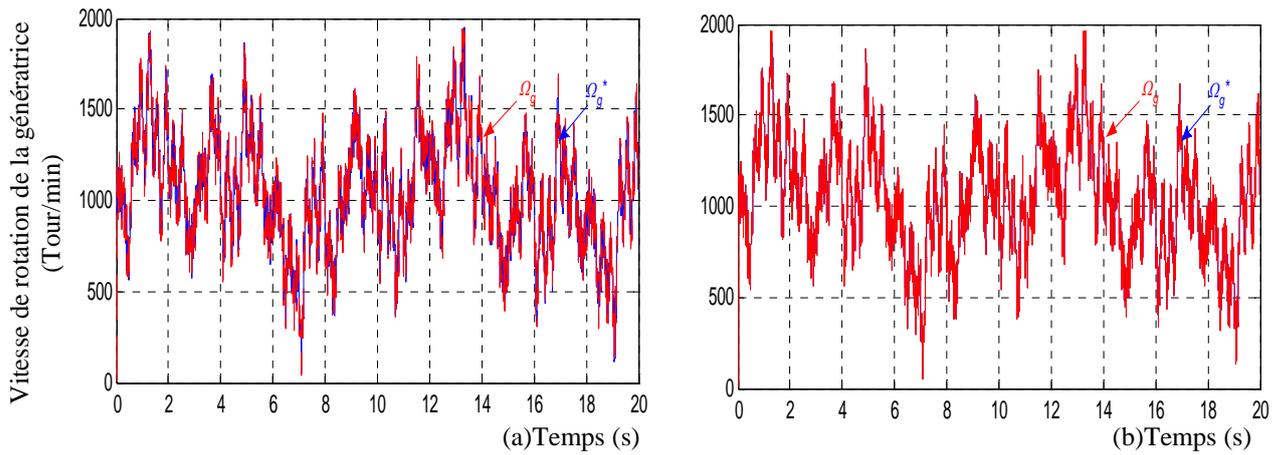


Figure II. 22 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6): (a)Vitesse de rotation de la génératrice PI, (b)Vitesse de rotation de la génératrice CMG-GA.

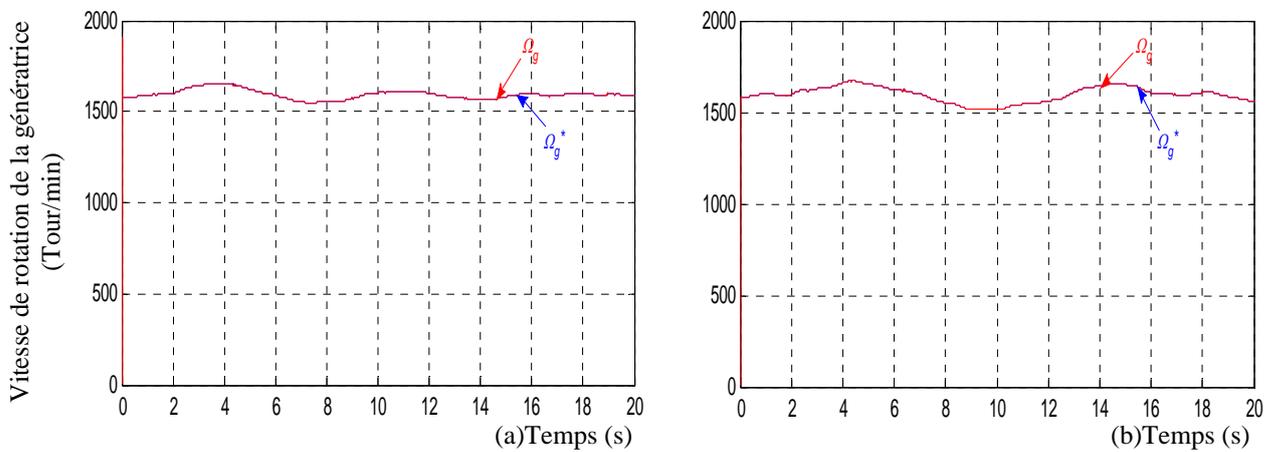


Figure II. 23 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a)Vitesse de rotation de la génératrice avec PI, (b)Vitesse de rotation de la génératrice avec CMG-GA.

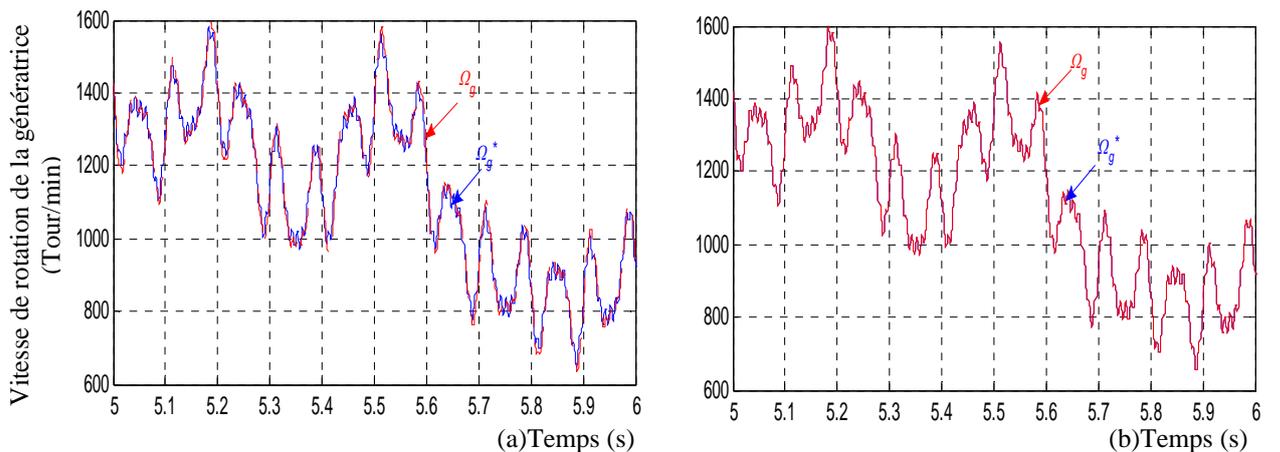


Figure II. 24 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6): (a)Vitesse de rotation de la génératrice avec PI, (b)Vitesse de rotation de la génératrice avec CMG-GA.

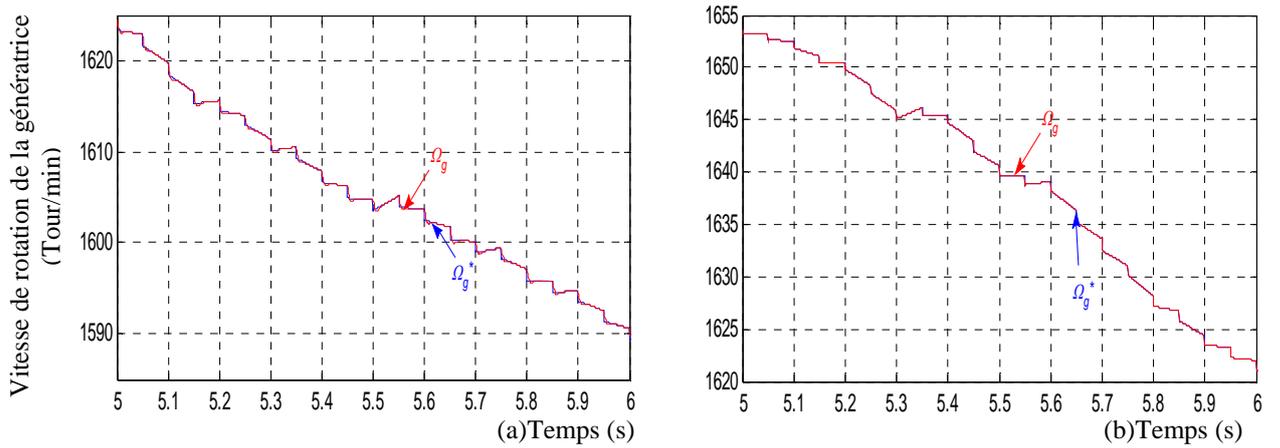


Figure II. 25 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a)Vitesse de rotation de la génératrice avec PI, (b)Vitesse de rotation de la génératrice avec CMG-GA.

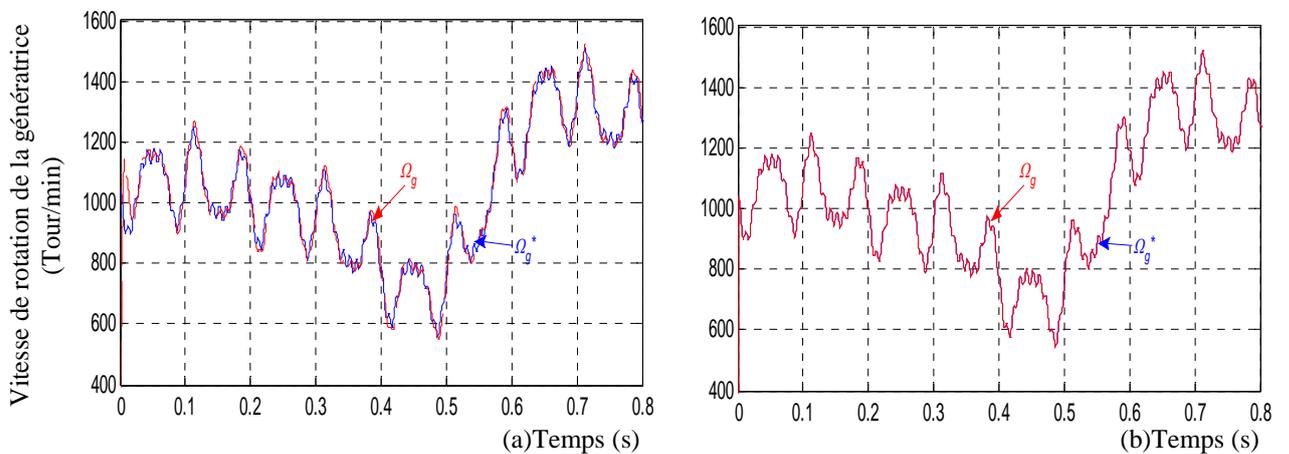


Figure II. 26 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6): (a)Vitesse de rotation de la génératrice avec PI, (b)Vitesse de rotation de la génératrice avec CMG-GA.

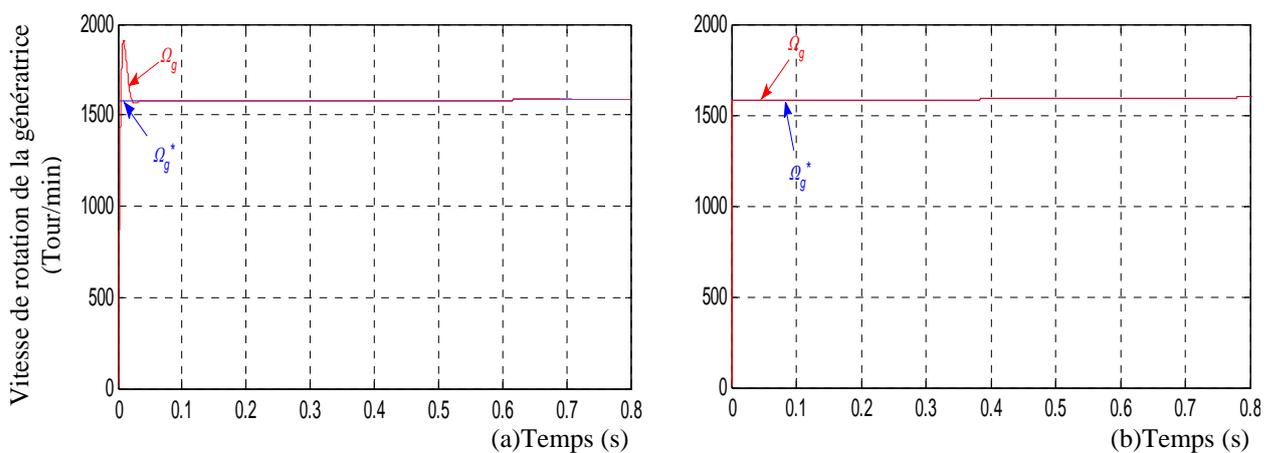


Figure II. 27 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a)Vitesse de rotation de la génératrice avec PI, (b)Vitesse de rotation de la génératrice avec CMG-GA.

Les Figures II. 22, II. 23, II. 24, II. 25, II. 26, II. 27 (a)et (b)montrent la convergence de la vitesse de rotation de la génératrice à sa vitesse de référence, qui est proportionnelle à la courbe de la vitesse du vent. Cependant, la configuration de la commande proposée avec CMG-GA est donc capable de suivre activement et rapidement la vitesse de rotation de la génératrice malgré les changements dynamiques et rapides et sous les incertitudes du système.

Les erreurs de vitesses de rotation de la génératrice en utilisant les deux types de commande pour les deux profils du vent utilisés sont montrées dans les figures suivantes :

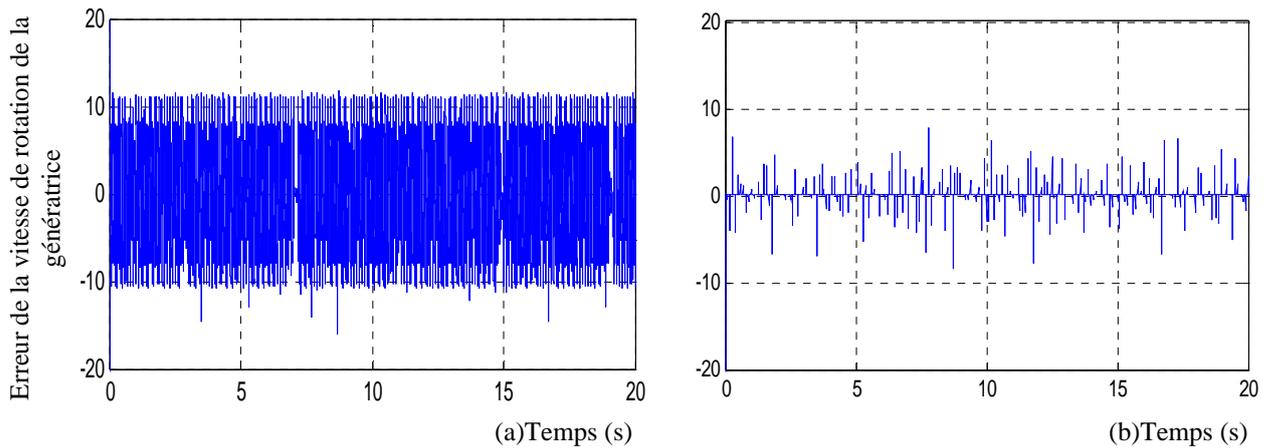


Figure II. 28 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6): (a)Erreur de la vitesse de rotation de la génératrice avec PI, (b)Erreur de la vitesse de rotation de la génératrice avec CMG-GA.

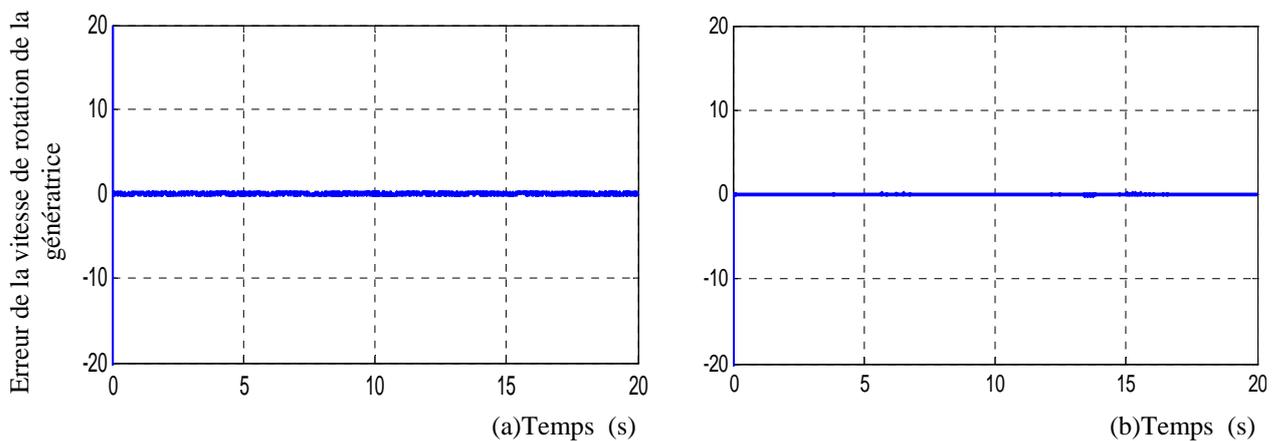


Figure II. 29 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a)Erreur de la vitesse de rotation de la génératrice avec PI, (b)Erreur de la vitesse de rotation de la génératrice avec CMG-GA.

On peut voir d'après la Figure II. 28 (a), (b) et la Figure II. 29 (a), (b), que le régulateur PI classique a des ondulations importantes de l'erreur de suivi de la vitesse de rotation. Au contraire, la commande par mode glissant fournit une très bonne performance pour l'erreur de suivi de la vitesse de rotation.

Les coefficients de puissance ainsi que les vitesses relatives en utilisant les deux types de configuration de commande pour les deux différents profils du vent sont montrés dans les figures suivantes

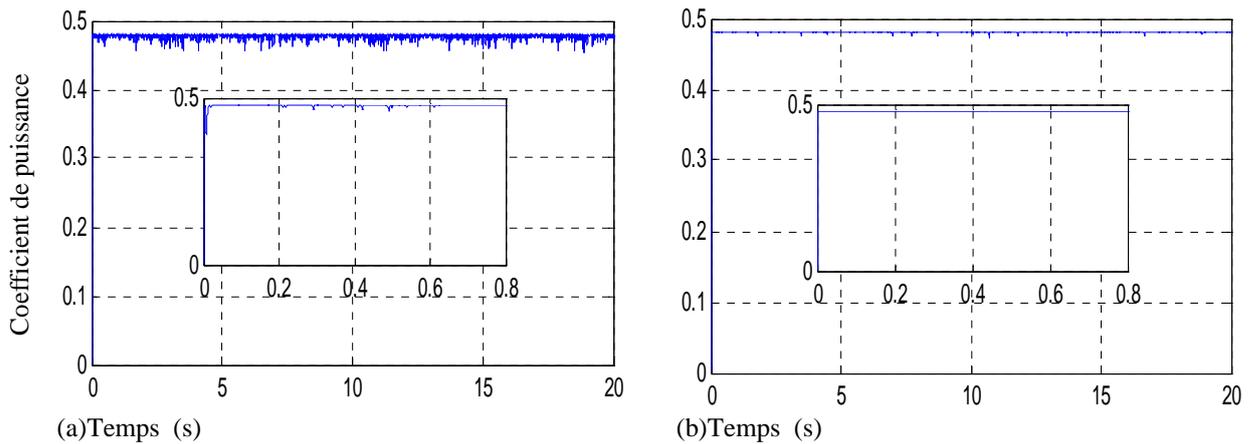


Figure II. 30 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6):

(a) Coefficient de puissance PI, (b) Coefficient de puissance CMG-GA.

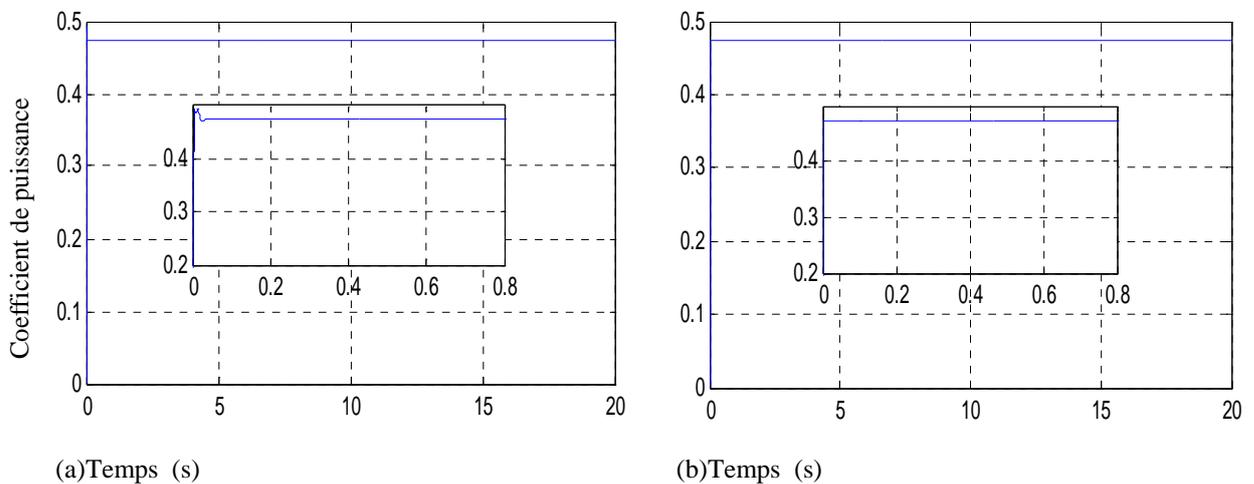


Figure II. 31 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a) Coefficient de puissance

PI, (b) Coefficient de puissance CMG-GA.

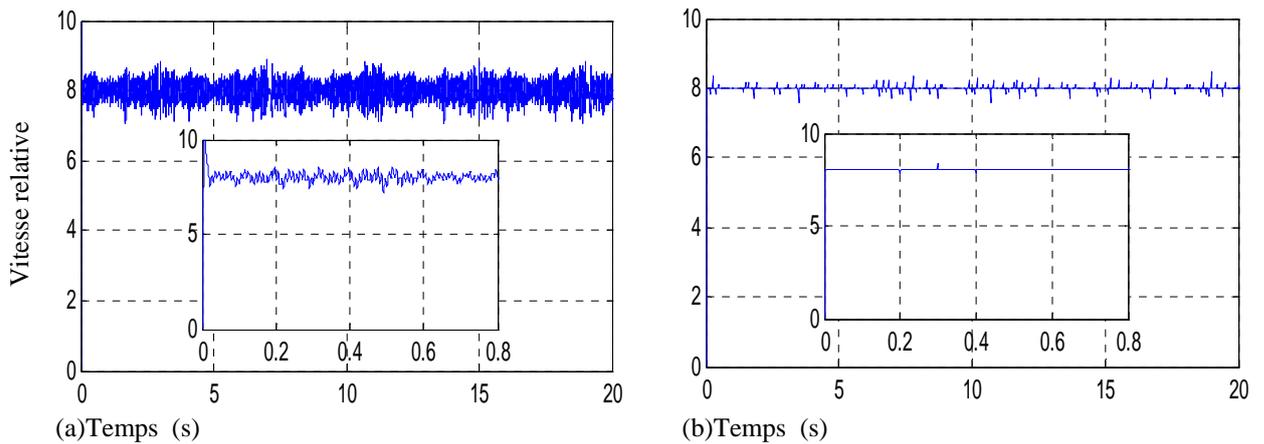


Figure II. 32 : Modèle de la turbine en utilisant la vitesse du vent de l'équation (II. 6): (a)Vitesse relative avec PI, (b)Vitesse relative avec CMG-GA.

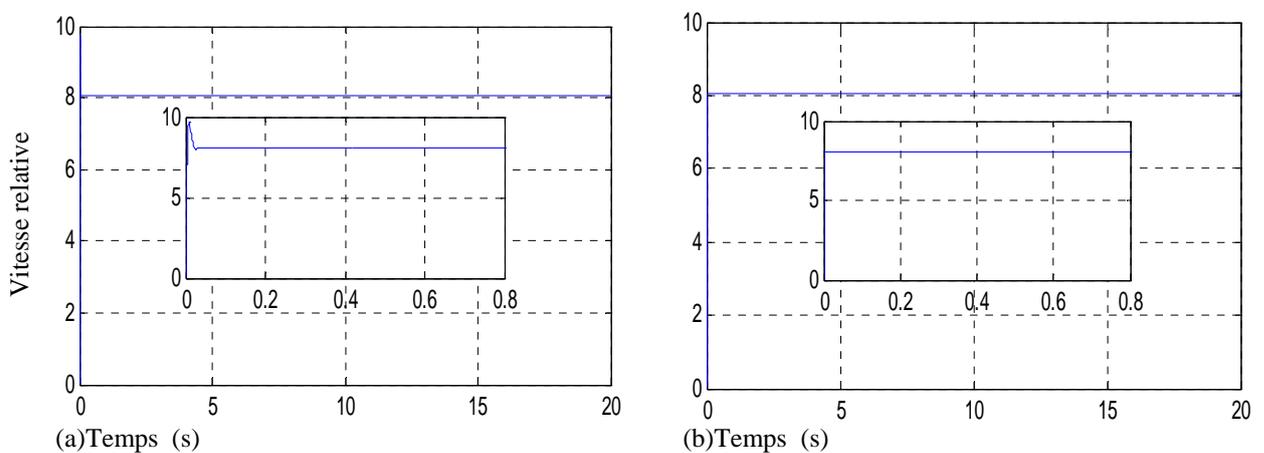


Figure II. 33 : Modèle de la turbine en utilisant le modèle de FAST : (a)Vitesse relative avec PI, (b)Vitesse relative avec CMG-GA.

On remarque d'après la Figure II. 30 (a), (b), la Figure II. 31 (a), (b), la Figure II. 32 (a), (b) et la Figure II. 33 (a), (b), que la configuration de commande proposée CMG-GA est une technique de MPPT efficace, assurant le suivi des points de puissance optimale, en maintenant le coefficient de puissance autour de sa valeur maximale $C_{p,max} \approx 0.479$ avec moins d'oscillations. Il est également montré sur ces figures que la vitesse relative est autour de sa valeur optimale $\lambda_{opt} \approx 8.1$ avec moins d'oscillations. C'est pourquoi, cette technique proposée est aussi considérée comme une commande douce et robuste, qui est prouvée dans ces figures, avec une amélioration des performances mécaniques. Tandis que, d'une manière comparative, on peut déduire qu'en utilisant la commande avec un régulateur PI classique, les oscillations importantes du coefficient de puissance et de la vitesse relative sont responsables des contraintes mécaniques qui peuvent nuire la partie mécanique du système éolien.

II.7. Conclusions

Dans le cadre de cette thèse, on peut distinguer deux niveaux de commande d'une éolienne. La commande du premier niveau ne s'occupe pas de la partie électrique mais uniquement de la turbine. D'après la littérature, différentes configurations de commande de ce niveau étaient décrites, ces dernières sont différentes selon le point de fonctionnement optimal donné par la caractéristique puissance/vitesse.

Par la suite, dans ce chapitre, deux configurations de commande du premier niveau, permettant d'optimiser l'extraction de la puissance éolienne, étaient discutés. En outre, un outil commun d'aborder le problème de la commande des turbines éoliennes est d'utiliser une approche par linéarisation. Toutefois, dû à des conditions de fonctionnement stochastiques, et à d'inévitables incertitudes inhérentes au système, de telles stratégies de commande se payent au prix d'un système aux performances appauvries. D'où, le recours à une configuration de commande non linéaire et robuste est une solution effective.

Par conséquent, la configuration élaborée et présentée aussi dans ce chapitre ; à savoir dans un premier temps de définir le couple de la génératrice par un estimateur par mode glissant combiné à une Commande par Mode Glissant à Gain Adaptatif (CMG-GA), et cela répond aux objectifs assignés par le cahier de charge. Ensuite, cette commande est robuste et améliore le rendement énergétique, comparée par des simulations avec l'autre configuration de commande par un PI, en utilisant deux différents profils de la vitesse du vent sous des perturbations internes et externes. De plus, cette méthode proposée par CMG-GA est aussi efficace pour contrôler en temps réel le couple électromagnétique sous la variation de façon aléatoire et sévère de la vitesse du vent, avec peu de broutement qu'elle engendre, moins de rejet de perturbation, tout en limitant le stress mécanique sur l'arbre de transmission. Cependant, la prise en compte ou non de ces phénomènes ne présente pas de différences significatives sauf si les fréquences de ces phénomènes entrent en résonance avec des éléments du réseau. Ainsi, le modèle de FAST permet d'obtenir une allure réaliste du couple de la génératrice et simule un comportement mécanique aussi proche de la réalité tout en étant facilement exploitable pour les prochaines simulations.

L'éolienne à vitesse variable est une technologie qui se développe de plus en plus, pour être intégrée dans les réseaux de distribution en moyenne tension. Pour cela, l'étude de la génératrice à base de la GADA étant vue comme un dispositif de commande de la turbine fera l'objet du prochain chapitre et précisera les solutions qui permettront la connexion efficace au réseau électrique. Puis, la commande du deuxième niveau contrôle la génératrice, en appliquant les références issues de la commande du premier niveau (commande de la turbine). C'est pourquoi, les résultats obtenus dans ce chapitre seront exploités dans les chapitres suivants pour la commande du deuxième niveau (commande de la génératrice).

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, il sera question de la modélisation de la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA), en donnant de manière explicite son modèle mathématique équivalent. Ensuite et d'après l'existence d'un bus continu intermédiaire entre les deux convertisseurs dans la chaîne de conversion du système éolien à base de la GADA, le dispositif de commande peut se décomposer ainsi en deux parties. D'une part, le Convertisseur Coté Machine (CCM) permet de contrôler la puissance réactive et le couple électromagnétique de la génératrice pour avoir une puissance optimale. D'autre part, le Convertisseur Côté Réseau (CCR) s'occupe de maintenir la tension du bus continu constante en échangeant la puissance active fournie ou absorbée par le rotor avec le réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire.

Par conséquent, la commande de la GADA est basée sur trois fonctions :

- L'algorithme d'extraction du maximum de puissance (M.P.P.T),
- La commande vectorielle de la GADA,
- Le contrôle du convertisseur par MLI.

En focalisant sur une puissance de 1.5 MW de la GADA, l'objectif principal du système de contrôle présenté dans ce chapitre consiste à réussir à l'optimisation de la puissance active que la génératrice est capable de générer, à savoir, pour suivre la courbe de puissance optimale de la GADA sous les perturbations externe dues aux défauts électrique dans le réseau. Comme un objectif secondaire, mais toujours essentiel du point de vue qualité de l'alimentation électrique, la puissance réactive de la génératrice absorbée ou générée à partir du réseau est également gérée.

Dans ce chapitre, la commande vectorielle par orientation du flux est présentée comme une solution attractive, afin de réaliser les meilleures performances dans les applications des éoliennes à vitesse variable à base de la GADA.

Cette commande vectorielle est sélectionnée comme point d'entrée puisqu'elle constitue en quelque sorte une source de littérature où les résultats expérimentaux sont très satisfaisants. Par suite, dans le même contexte, nous allons appliquer une loi de commande pour la GADA basée sur l'orientation du flux statorique, utilisée pour la faire fonctionner en génératrice sous un réseau électrique déséquilibré. Nous avons précisé dans ce chapitre, les conséquences des déséquilibres, qui sont l'augmentation de l'échauffement des machines tournantes à cause des courants harmoniques, l'existence du couple inverse et cela conduisent à la dégradation prématurée de la génératrice. Par exemple, une variation de 10 % de l'amplitude de la tension se traduira par une perte de couple de 19 % pour une machine asynchrone [Sta-10].

Pour cela, plusieurs solutions actives et passives sont disponibles. Parmi les solutions actives (matérielles), l'utilisation des filtres passifs et actifs [Son-99], l'ajout d'un bras supplémentation

dans l'onduleur utilisé pour contrôler l'évolution du potentiel du fil de neutre [Bar-00] et la régulation avec action prévisionnelle [Sac-01].

Par conséquent, dans ce chapitre, une solution passive (logicielles), qui met en évidence les relations entre les grandeurs statoriques et rotoriques, dans un système déséquilibré, est proposée pour atteindre l'objectif d'agir efficacement sur les signaux rotoriques, en vue de contrôler l'échange de puissance active et réactive entre le stator de la GADA et le réseau sous le déséquilibre de la tension. Cette stratégie de commande est basée sur la décomposition des systèmes triphasés de tension et de courant déséquilibrés instantanés en séquence positive et négative.

La méthode de décomposition utilise la représentation phasorielle. Elle est réalisée avec un retardement de signaux mesurés d'un quart de période de la fréquence fondamentale. Ces séquences sont des composantes continues dans leur propre référentiel tournant dq ; chacune d'elles est efficacement régulée par des régulateurs par mode glissant. Les signaux de commande sont obtenus en appliquant les transformées de Park inverse. De plus, la synthèse de la Commande par Mode Glissant (CMG) est simple et le choix de la dynamique imposée à la GADA pourra se faire de façon progressive, conjointement avec notre apprentissage technique et la maîtrise de la CMG du premier ordre dans une méthode à double boucles de commande sous un réseau déséquilibré. Les performances de cette stratégie de commande proposée dans ce chapitre sont analysées par des simulations.

III.2. Modélisation de la GADA connectée au réseau électrique équilibré

La GADA est représentée par son modèle de Park [Kra-13, Mez-06] dont les équations sont établies dans un référentiel où les puissances sont conservées. En utilisant l'hypothèse de circuits magnétiquement couplés et en appliquant la transformée de Park (voir Annexe C). Par conséquence, les expressions de tensions statoriques et rotoriques de la GADA sous les conditions de fonctionnement équilibrée sont écrites comme suit [Rob-12] :

$$V_s = \begin{pmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_s i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega_s \phi_{qs} \\ R_s i_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega_s \phi_{ds} \end{pmatrix} \quad (\text{III. 1})$$

$$V_r = \begin{pmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_r i_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \phi_{qr} \\ R_r i_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \phi_{dr} \end{pmatrix} \quad (\text{III. 2})$$

Avec respectivement :

$i_{ds}, i_{qs}, i_{dr}, i_{qr}$ sont les courant statorique et rotorique direct et en quadrature du système diphasé.

R_s, R_r sont les résistances statorique et rotorique.

ω_s, ω sont la pulsation électrique du champ tournant statorique et la pulsation électrique du champ tournant rotorique, avec $\omega = p \cdot \Omega_g$, p est le nombre de pair de pôles.

Les flux statoriques et rotoriques sont exprimés par :

$$\phi_s = \begin{pmatrix} \phi_{ds} \\ \phi_{qs} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{pmatrix} \quad (\text{III. 3})$$

$$\phi_r = \begin{pmatrix} \phi_{dr} \\ \phi_{qr} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{pmatrix} \quad (\text{III. 4})$$

Où L_s, L_r et M sont les inductances statorique, rotorique et mutuel.

Les puissances actives et réactives statoriques de la GADA sont définies comme suit :

$$\begin{cases} P_s = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \\ Q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III. 5})$$

III.2.1. Modèle de la GADA avec orientation du flux statorique

La commande par flux orienté appliquée aux machines électriques, est une propriété très utilisée pour obtenir le mode de fonctionnement recherché en positionnant d'une manière optimale le vecteur courant ou le vecteur flux résultant. Pour la machine asynchrone (MAS), le principe d'orientation du flux a été développé par Blaschke au début des années soixante-dix [Mez-06]. Il consiste à orienter le vecteur flux suivant l'un des axes du repère (d, q) , afin de rendre le comportement de cette machine similaire à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée où le courant inducteur contrôle le flux et le courant d'induit contrôle le couple [Car-95]. Il s'agit donc de placer le référentiel (d, q) de sorte que le flux soit aligné sur l'axe direct (d) . De ce fait, le flux est commandé par la composante directe du courant et le couple est commandé par l'autre composante [Bla-72, Not-94].

Par conséquent, en orientant un des flux de la génératrice, le modèle obtenu de la GADA se simplifie et la configuration de la commande qui en résulte l'est également. En vue de la commande vectorielle de cette génératrice, il convient de choisir un référentiel lié au champ tournant, lequel serait relatif à la fréquence 50 Hz [Ker-13]. Un contrôle vectoriel de cette génératrice est conçu en orientant le flux statorique dans le repère de Park suivant l'axe (d) . L'axe

(d) du repère de Park serait, ainsi, synchronisé avec le flux statorique et sa composante suivant l'axe (q) soit constamment nul comme le montre la Figure III. 1.

Dans ce cas, on obtient :

$$\phi_s = \phi_{ds} \Rightarrow \phi_{qs} = 0 \tag{III. 6}$$

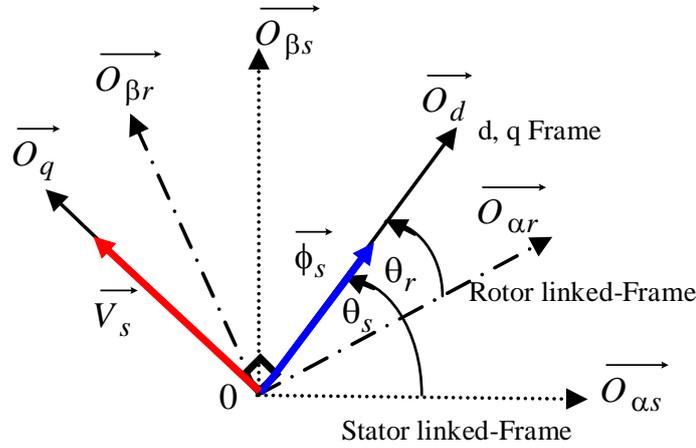


Figure III. 1 : Orientation du flux statorique.

En utilisant la condition ci-dessus, la résistance du stator par phase est négligée et en supposant que le réseau électrique est stable. Par conséquent, une seule tension V_s qui conduit à un flux constant du stator ϕ_s , de ce fait, les tensions peuvent être facilement déduites en tant que :

$$\begin{cases} v_{ds} = 0 \\ v_{qs} = \omega_s \phi_s = V_s \end{cases} \tag{III. 7}$$

Les équations suivantes sont obtenues lors du remplacement du flux du rotor (III. 3) à (III. 1) et en utilisant la condition ci-dessus (III. 7), les tensions rotoriques deviennent :

$$\begin{cases} v_{dr} = \sigma L_r \frac{di_{dr}}{dt} + R_r i_{dr} - \sigma L_r \omega_r i_{qr} \\ v_{qr} = \sigma L_r \frac{di_{qr}}{dt} + R_r i_{qr} + \sigma L_r \omega_r i_{dr} + \omega_r \frac{M}{L_s} \phi_s \end{cases} \tag{III. 8}$$

Lorsque l'amplitude de la tension statorique V_s est supposée constante, $\omega_r = \omega_s - \omega = g \omega_s$ est la

pulsation rotorique, g est le glissement et $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$ est le coefficient de dispersion.

Par conséquent, en considérant la condition (III. 6), les flux sont simplifiés comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ 0 = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{cases} \tag{III. 9}$$

À partir de (III. 9), les courants de stator peuvent être déduites en tant que :

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{\phi_{ds} - M i_{dr}}{L_s} \\ i_{qs} = -\frac{M}{L_s} i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III. 10})$$

En utilisant (III. 5), (III. 7) et (III. 10), les puissances actives et réactives statorique peuvent ensuite être exprimées uniquement par rapport aux courants rotoriques comme suit :

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{M}{L_s} i_{qr} \\ Q_s = -V_s \frac{M}{L_s} \left(i_{dr} - \frac{\phi_s}{M} \right) \end{cases} \quad (\text{III. 11})$$

Remarque (III. 1) : Selon l'orientation adoptée, l'axe direct représente la puissance réactive et l'axe en quadrature représente la puissance active dans ce système. De plus, la particularité de la GADA est qu'elle possède deux courants directement contrôlés i_{rd} , i_{rq} , et deux courant contrôlés indirectement i_{sd} , i_{sq} . Cependant, ces courants nécessaires dans le rotor sont imposés par la commande du CCM afin de contrôler la puissance active (couple électromagnétique optimum issu du chapitre précédent) et la puissance réactive (flux de la génératrice).

Les différentes transformations de Park au niveau du stator et du rotor nécessitent des angles θ_s et θ_r , qui peuvent être obtenus au moyen d'une boucle à verrouillage de phase conventionnelle appelée communément PLL. Cette PLL permet d'estimer la fréquence, la pulsation, la phase instantanée et l'amplitude du vecteur de la tension réseau.

Vu la nécessité et l'importance de la synchronisation de la GADA au réseau électrique, la section suivante sera dédiée à la synthèse d'une PLL conventionnelle.

III.2.2. PLL conventionnelle pour la synchronisation de la GADA avec le réseau électrique

Comme il a été mentionné précédemment, le modèle de la génératrice en triphasé est mathématiquement transformée en un système diphasé d'axe direct et en quadrature. Ces nouveaux axes composent un repère référentiel tournant. Dans le cadre de ce travail, l'orientation de la tension est aussi adoptée, autrement dit, l'axe est orienté dans la direction du vecteur de la tension du réseau. La fréquence et le déphasage de la tension du réseau sont estimés par une boucle de verrouillage de phase (PLL). L'estimation correcte de ces paramètres est primordiale non seulement pour l'orientation, mais aussi pour la qualité de la connexion au réseau. Ainsi, le schéma de PLL présenté dans la Figure III. 2 est adopté, car il effectue une manière robuste de calculer l'angle du réseau. Cette PLL permet d'estimer avec précision la fréquence et l'amplitude de la tension du réseau [Bla-06, Ben-05].

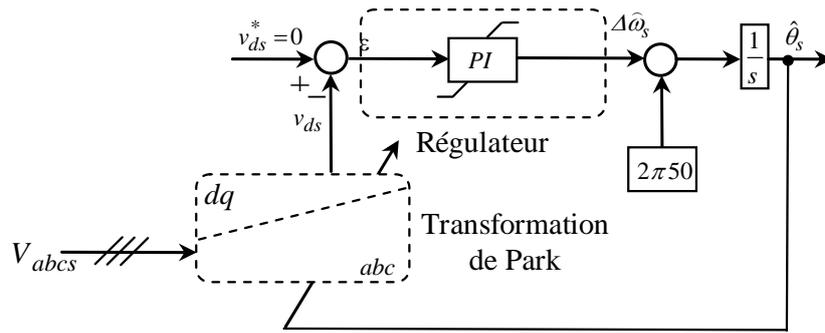


Figure III. 2 : Boucle de verrouillage de phase PLL conventionnelle.

La sortie du régulateur *PI* indique la fréquence angulaire qui est intégré afin d’obtenir l’angle. Cet angle est utilisé pour la transformation vers le système diphasé. Le résultat est utilisé pour le nouveau calcul de l’erreur. Une valeur spécifique de la fréquence ($\omega_{s,N} = 314,15$ pour un réseau de 50 Hz) est ajoutée pour améliorer les performances de suivi global de la PLL.

Remarque (III. 2) : Les composantes de rotor sont aussi orientées par l’angle rotorique, qui est calculé comme la différence entre l’angle statorique (donnée par la PLL) et l’angle rotorique (obtenu à partir d’un encodeur). Cet encodeur pourra être remplacé par un observateur, qui fera l’objet dans la prochaine section.

III.3. MRAS conventionnelle pour estimer la vitesse de la GADA connectée au réseau électrique

Une méthode d’estimation de la vitesse de la génératrice établie par un observateur basée sur un Modèle de Référence et un Système Adaptive (MRAS), est proposée dans ce chapitre, qui utilise deux modèles (un Modèle de Référence (MR) et un Système Adaptive (AS)). Le bloc de MR est indépendant de la vitesse estimée, alors que l’AS inclut cette vitesse. L’erreur de la comparaison entre MR et AS est appliquée au Mécanisme d’Adaptation (MA). La sortie de MA est un signal de commande permet de réguler l’AS, pour laquelle l’erreur est réduite.

Dans cette section, deux différentes méthodes sont discutées :

- Basée sur le modèle de la puissance active.
- Basée sur le modèle de la puissance réactive.

Dans le référentiel fixe, les puissances actives et réactives rotoriques sont exprimés comme suit :

$$\begin{cases} P_r = v_{cr} i_{cr} + v_{\beta r} i_{\beta r} \\ Q_r = v_{\beta r} i_{cr} - v_{cr} i_{\beta r} \end{cases} \quad \text{(III. 12)}$$

Selon l’équation (III. 12), les tensions rotorique sont exprimées par :

$$\begin{cases} v_{\alpha r} = R_r i_{\alpha r} + \frac{d\phi_{\alpha r}}{dt} - \omega \phi_{\beta r} \\ v_{\beta r} = R_r i_{\beta r} + \frac{d\phi_{\beta r}}{dt} + \omega \phi_{\alpha r} \end{cases} \quad (\text{III. 13})$$

Où :

$$\begin{cases} \phi_{\alpha r} = L_s i_{\alpha r} + M i_{\alpha s} \\ \phi_{\beta r} = L_s i_{\beta r} + M i_{\beta s} \end{cases} \quad (\text{III. 14})$$

De l'équation (III. 12), le modèle de la puissance active de référence est réécrit comme :

$$P_r^* = v_{\alpha r} \cdot i_{\alpha r} + v_{\beta r} i_{\beta r} \quad (\text{III. 15})$$

En substituant l'équation (III. 13) dans l'équation (III. 12), l'expression au régime permanent de la puissance active est :

$$\hat{P}_r = \hat{\omega}(\phi_{\alpha r} i_{\beta r} - \phi_{\beta r} i_{\alpha r}) + i_{\alpha r} \frac{d\phi_{\alpha r}}{dt} + i_{\beta r} \frac{d\phi_{\beta r}}{dt} + R_r (i_{\alpha r}^2 + i_{\beta r}^2) \quad (\text{III. 16})$$

L'équation (III. 16) montre que le modèle AS comprend la résistance rotorique et toutes les variations de ce paramètre peut provoquer une erreur d'estimation. Pour éviter l'inconvénient mentionné ci-dessus, le deuxième procédé peut être intéressant, qui est basée sur le modèle de la puissance réactive. De l'équation (III. 12), le modèle réactif de référence est donné comme suit :

$$Q_r^* = v_{\beta r} \cdot i_{\alpha r} - v_{\alpha r} i_{\beta r} \quad (\text{III. 17})$$

En substituant l'équation. (III. 12) dans l'équation. (III. 13), le modèle adaptatif de la puissance réactive est donné comme suit :

$$\hat{Q}_r = \hat{\omega}(\phi_{\alpha r} i_{\alpha r} + \phi_{\beta r} i_{\beta r}) + i_{\alpha r} \frac{d\phi_{\beta r}}{dt} - i_{\beta r} \frac{d\phi_{\alpha r}}{dt} \quad (\text{III. 18})$$

L'équation (III. 18) montre que le modèle AS est indépendant de la résistance rotorique. Cela peut conduire à une plus grande précision de l'estimation de la vitesse, indépendamment des variations de la résistance du rotor. Les composantes du flux rotorique $\phi_{\alpha r}, \phi_{\beta r}$ sont calculées en utilisant l'équation (III. 14). L'erreur entre les deux modèles est définie comme :

$$\varepsilon = Q_r^* - \hat{Q}_r \quad (\text{III. 19})$$

Cette erreur (ε) est corrigé par le mécanisme d'adaptation (régulateur *PI*). La sortie de ce dispositif de commande est la vitesse estimée $\hat{\omega}$, qui est ensuite utilisée pour accorder le modèle AS de sorte que l'erreur (ε) converge vers zéro.

$$\hat{\omega} = \varepsilon \left(Kp + \frac{Ki}{s} \right) \quad (\text{III. 20})$$

De plus, il peut être démontré dans [Tap-09], que le flux statorique et le vecteur de la tension sont colinéaires sur les axes $(d q)$, respectivement $\phi_s \perp V_s$ et les repères $(d q)$ et $(d'q')$ sont alignés.

Lorsque la GADA est déconnectée du réseau, le courant de stator est nul, le nouveau modèle à stator ouvert, est exprimé dans le repère $(d'q')$ [Tap-09]. Cette méthode de synchronisation consiste à satisfaire les valeurs actuelles du rotor suivant :

$$\begin{cases} i_{qr}^* = 0 \\ i_{dr}^* = \frac{V_g}{\omega_s L_m} \end{cases} \quad (\text{III. 21})$$

Par conséquent, la synchronisation est assurée :

$$\begin{cases} i_{qr} = i_{qr}' \\ i_{dr} = i_{dr}' \end{cases} \quad (\text{III. 22})$$

Les angles et les amplitudes des tensions sont :

$$\begin{cases} \theta_s = \theta_s' \\ V_s = V_g \end{cases} \quad (\text{III. 23})$$

La procédure de la connexion de la GADA avec le réseau électrique se compose de trois phases. A l'arrêt, les pâles sont dans une position d'empenage et la GADA est déconnectée du réseau. Premièrement, dans le stade de la synchronisation ou le stade en cours d'exécution, les pâles de la turbine sont encore dans une position de mise en drapeau et la GADA est déconnectée du réseau. À partir d'une procédure de synchronisation complète, cette première étape consiste à charger la tension du bus continu à courant continu en fermant S_1 comme indiqué dans la Figure III. 5.

Deuxièmement, l'anémomètre mesure la vitesse du vent et si la vitesse du vent est supérieure à la valeur limite de vitesse du vent, le commutateur S_2 est fermé et le contrôleur de l'orientation de pâles modifie l'angle de calage de sorte que la turbine commence à tourner. Dans ce cas-là, le contrôleur du Convertisseur Côté Machine (CCM) est activé, un courant d'excitation est envoyé à travers le rotor. Puis, ce courant d'excitation génère un flux générateur et accumulant une force électromotrice induite dans le stator considérée comme une tension statorique.

Troisièmement, la turbine accélère jusqu'à atteindre la vitesse proche de la valeur nominale. À ce stade, la fréquence de la tension induite dans le stator est d'environ la même que celle de la tension du réseau. L'amplitude de la tension statorique est environ la même que celle du réseau. Même une différence légère de fréquences peut induire une différence de phase entre les deux tensions. Ainsi, les conditions de synchronisation sont obtenues, le contacteur du côté du stator S_3 est fermé et la GADA est connectée au réseau.

Le processus de synchronisation est résumé dans l'organigramme montré dans la Figure III. 6.

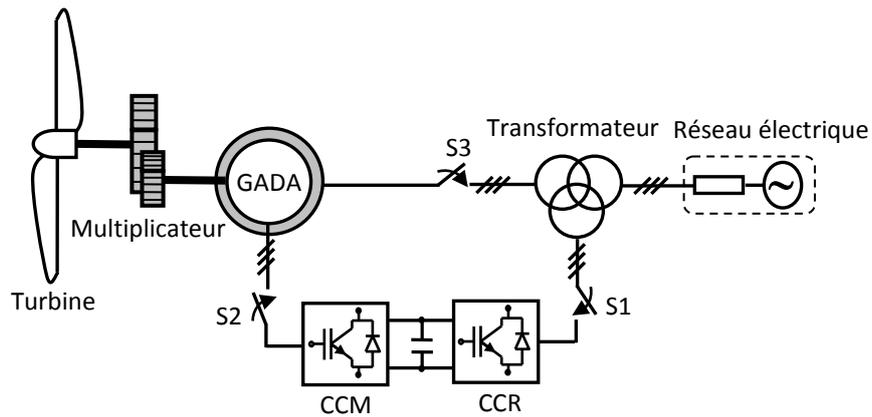


Figure III. 5 : Configuration typique de la chaîne de conversion éolienne à base de la GADA.

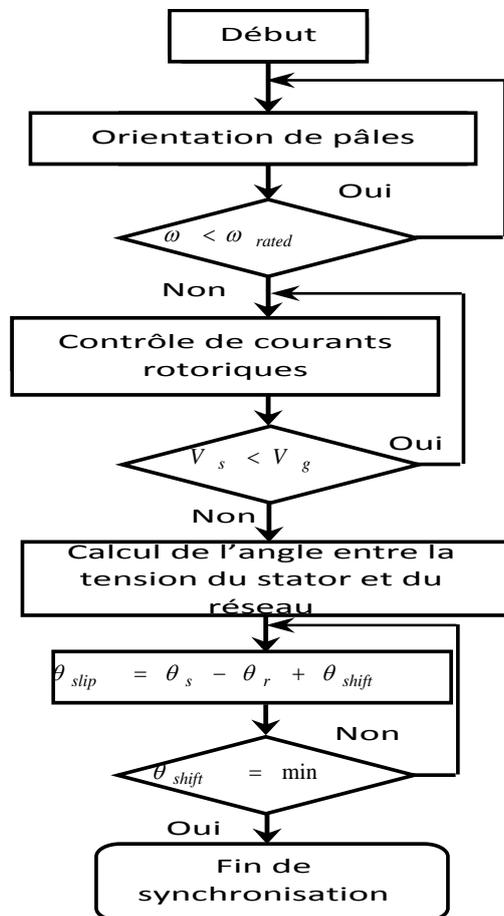


Figure III. 6 : Organigramme de l'algorithme de séquence de synchronisation.

Remarque (III. 3) : Pour avoir de bonnes performances de fonctionnement du système à base de la GADA, chaque étape doit être contrôlée avec sa propre boucle. En outre, la transition entre les deux étapes est suivie, en fonction de la stratégie de contrôle appliquée, afin de parvenir à une connexion douce et cet aspect-là sera complètement décrit dans une section ultérieure.

III.5. Commande du convertisseur côté réseau

Le Convertisseur Côté Réseau (CCR) est connecté entre le bus continu et le réseau électrique à travers un filtre (R, L). Les deux principaux rôles de ce convertisseur sont : le maintien de la tension du bus continu à une valeur constant, le maintien du facteur de puissance unitaire au PCC quelle que soit la valeur et la direction de l'écoulement de la puissance rotorique de la GADA. Par conséquent ce convertisseur peut être commandé de manière à réduire la puissance réactive comme le système STATCOM.

En appliquant la loi de Kirchhoff dans le modèle du filtre entre le CCR et le transformateur, on trouve :

$$V_g = \begin{pmatrix} v_{dg} \\ v_{qg} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{df} - R_f i_{df} - L_f \frac{d i_{df}}{dt} + \omega_s L_f i_{qf} \\ v_{qf} - R_f i_{qf} - L_f \frac{d i_{qf}}{dt} - \omega_s L_f i_{df} \end{pmatrix} \quad (\text{III. 24})$$

Une commande vectorielle est utilisée dans un second repère tournant de Park orienté selon le vecteur de la tension du réseau de telle sorte que sa composante quadrature soit nulle :

$$\begin{cases} v_{dg} = V_g \\ v_{qg} = 0 \end{cases} \quad (\text{III. 25})$$

Etant donné que l'amplitude de la tension du réseau est constante, la puissance active et la puissance réactive injectées à travers le filtre vers le réseau par CCR sont données par :

$$\begin{cases} P_f = V_g i_{df} \\ Q_f = -V_g i_{qf} \end{cases} \quad (\text{III. 26})$$

La Figure III. 7 présente la commande du CCR. Cette commande consiste à la réalisation des fonctions suivantes :

- Le contrôle du facteur de puissance unitaire (puissance réactive),
- Le contrôle de la tension du bus continu,
- Le contrôle des courants circulant dans le filtre (R, L).

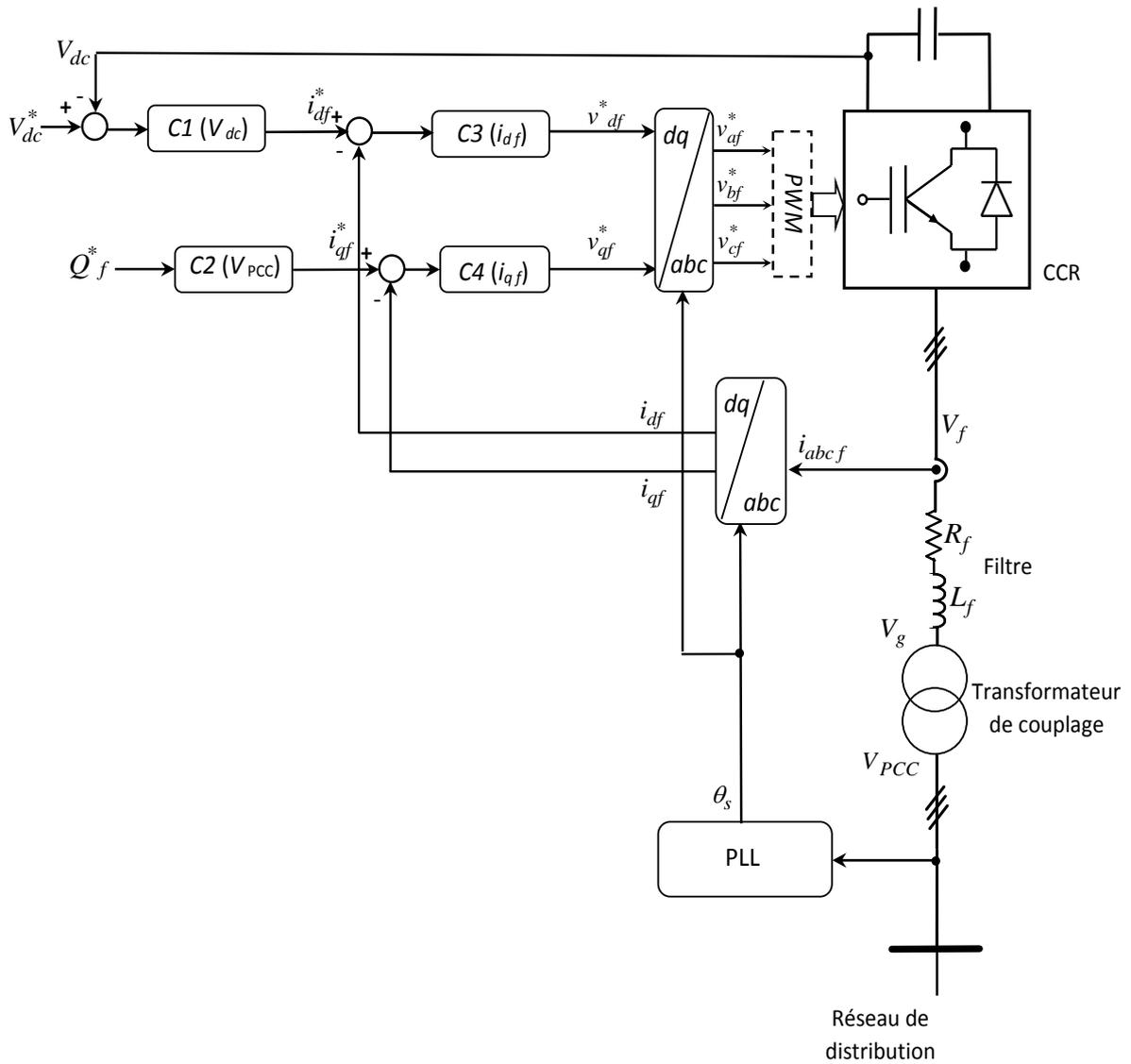


Figure III. 7 : Schéma block de la commande du CCR.

Remarque (III. 4) : Le principe de fonctionnement du CCR est similaire à celui du D-STATCOM, donc, plus de détails sur la commande des courants du CCR par un PI ou par le mode glissant seront trouvés dans le sixième chapitre.

III.6. Commande de la GADA par mode glissant dans un réseau équilibré

La Commande par Mode Glissant (CMG) est une commande à structure variable. Plus de détails sur cette commande ont été présentés dans le premier chapitre, alors une brève description est donnée dans ce chapitre. Cette commande se fait en deux étapes : la convergence vers la surface et ensuite le glissement au long de celle-ci. La surface est donnée par la relation suivante [Slo-91] :

$$S(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_x \right)^{n-1} e(x) \quad (\text{III. 27})$$

Pour $n = 1$, en utilisant l'équation (III. 27), les surfaces de glissement représentant l'erreur entre la mesure des courants et leurs références sont :

$$S_{dq}(x) = \begin{pmatrix} S_d(i_{dr}) \\ S_q(i_{qr}) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_{dr}^* - i_{dr} \\ i_{qr}^* - i_{qr} \end{pmatrix} \quad (\text{III. 28})$$

Ensuite, la dérivé de la surface de glissement est :

$$\frac{d}{dt} S_{dq}(x) = \begin{pmatrix} \dot{S}_d(i_{dr}) \\ \dot{S}_q(i_{qr}) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{d}{dt} i_{dr}^* - \frac{d}{dt} i_{dr} \\ \frac{d}{dt} i_{qr}^* - \frac{d}{dt} i_{qr} \end{pmatrix} \quad (\text{III. 29})$$

En substituant l'expression des courants rotoriques de l'équation (III. 8) dans l'équation (III. 29), on obtient :

$$\begin{cases} \dot{S}_d(i_{dr}) = \frac{d}{dt} i_{dr}^* - \left(\frac{v_{dr}}{\sigma L_r} - \frac{R_r}{\sigma L_r} i_{dr} + \omega_r i_{qr} \right) \\ \dot{S}_q(i_{qr}) = \frac{d}{dt} i_{qr}^* - \left(\frac{v_{qr}}{\sigma L_r} - \frac{R_r}{\sigma L_r} i_{qr} - \omega_r i_{dr} + \frac{M}{\sigma L_r L_s} \omega_r \phi_s \right) \end{cases} \quad (\text{III. 30})$$

L'équation (III. 30) est réécrite comme suit :

$$\frac{d}{dt} S = F + D V_r \quad (\text{III. 31})$$

La théorie de la stabilité de Lyapunov est utilisée pour vérifier la convergence des surfaces de glissement vers le zéro, en satisfaisant la condition suivante :

$$\dot{V} = S^T \dot{S} < 0 \quad (\text{III. 32})$$

En considérant la structure (III. 31), la tension du rotor appliquée est obtenue par la loi de commande suivante :

$$\overline{V}_r = \begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{dr,eq} + v_{dr,n} \\ v_{qr,eq} + v_{qr,n} \end{bmatrix} \quad (\text{III. 33})$$

Où $[v_{dr,eq}, v_{qr,eq}]^T$ est la commande équivalente et $[v_{dr,n}, v_{qr,n}]^T$ est la partie de la commande discontinue. Tenant compte de la partie équivalente et la commutation, la loi de commande (III. 33) devient :

$$\overline{V}_r = \begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = -D^{-1} F - D^{-1} \begin{bmatrix} a_{i_{dr}} & 0 \\ 0 & a_{i_{qr}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{sign}(S_d(i_{dr})) \\ \text{sign}(S_q(i_{qr})) \end{bmatrix} \quad (\text{III. 34})$$

Où :

$$a_{i_{dr}} > 0 \text{ et } a_{i_{qr}} > 0,$$

Avec :

$$F = \begin{bmatrix} \frac{d}{dt} i_{dr}^* + \frac{R_r}{\sigma L_r} i_{dr} - \omega_r i_{qr} \\ \frac{d}{dt} i_{dr}^* + \frac{R_r}{\sigma L_r} i_{qr} + \omega_r i_{dr} - \frac{M}{\sigma L_r L_s} \omega_r \phi_s \end{bmatrix} \quad (\text{III. 35})$$

$$D = -\frac{1}{\sigma L_r} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{III. 36})$$

Les termes de la commande équivalente, utilisés pour la convergence du système, sont obtenus en laissant $S_{dq} = 0$. Donc, la commande équivalente est donnée par l'expression suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{dr,eq} \\ v_{qr,eq} \end{bmatrix} = -D^{-1} F = \begin{bmatrix} \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{dr}^* + R i_{dr} - \sigma L_r \omega_r i_{qr} \\ \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{qr}^* + R i_{qr} + \sigma L_r \omega_r i_{dr} - \omega_r \frac{M}{L_s} \phi_s \end{bmatrix} \quad (\text{III. 37})$$

En outre, la partie de la commande discontinue est donnée par :

$$\begin{bmatrix} v_{n,rd} \\ v_{n,rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{i_{dr}} \text{sign}(S_d(i_{rd})) \\ a_{i_{qr}} \text{sign}(S_q(i_{rq})) \end{bmatrix} \quad (\text{III. 38})$$

Suivant la procédure ainsi exposée, on peut envisager le schéma bloc de commande suivant :

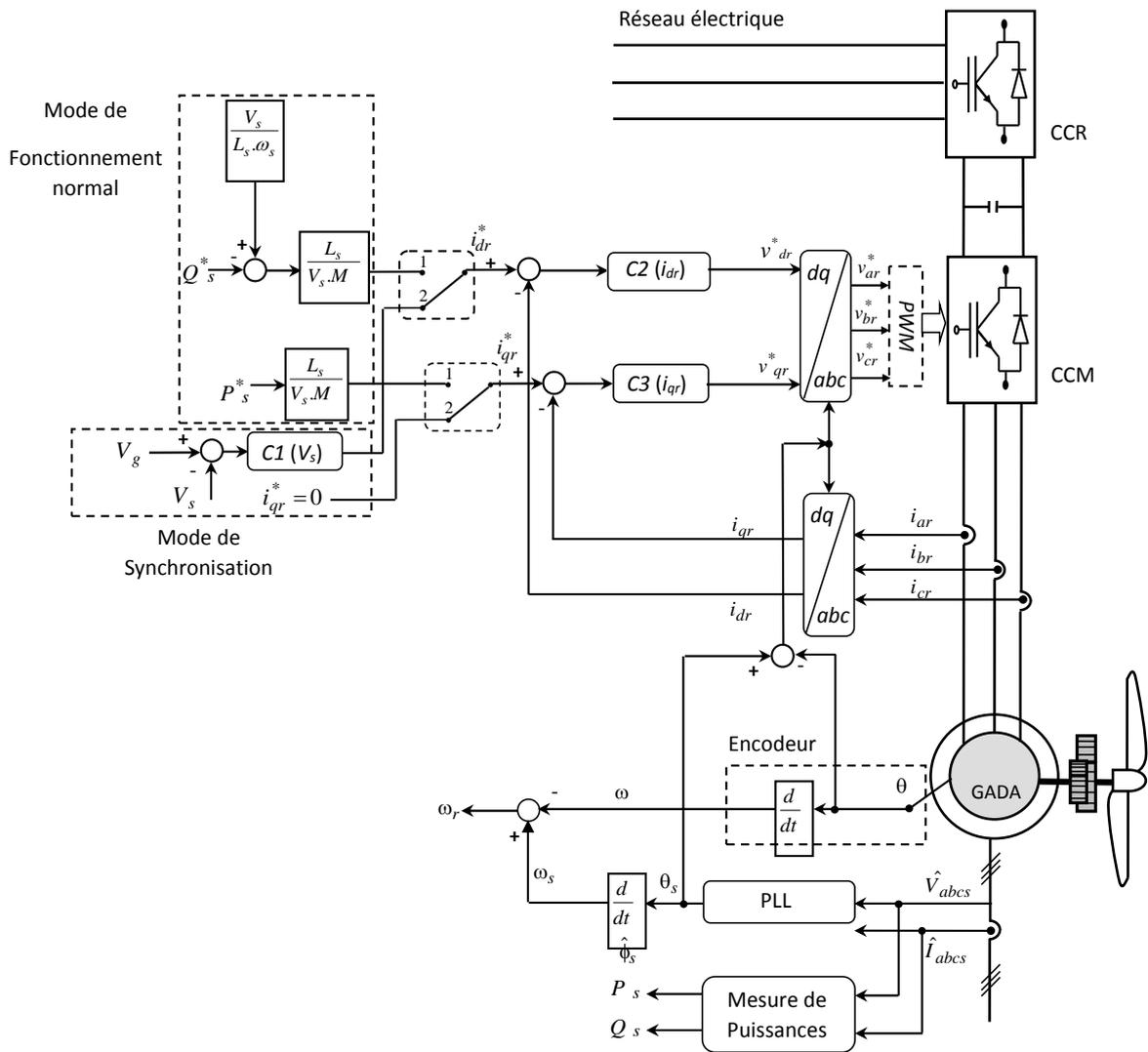


Figure III. 8 : Schéma block de la CMG conventionnelle.

III.7. Modélisation de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibrée

Comme indiqué par [Sha-12, Xu-07] sous une tension du réseau asymétrique, le modèle de la GADA peut être séparé en plusieurs séquences, une séquence positives, négatives et nulles. Dans ce chapitre, deux méthodes sont proposées pour la séparation des séquences positives et négatives :

- Méthode du filtre Notch,
- Méthode par l'Annulation de la Composante Inverse du Retard (ACIR).

III.7.1. Technique de séparation des séquences positives et négatives dans le réseau électrique déséquilibré

Dans la première méthode, la composante de la séquence négative semble comme une harmonique de second ordre dans le repère tournant de référence positive (d, q^+) et la composante de la séquence positive semble comme une harmonique de second ordre dans le repère de référence

négative tournant (d, q^-). Ensuite, les valeurs en continues sont contournés et les oscillations à haute fréquence sont supprimées par un filtre coupe-bande accordé à $\omega_0 = 2\omega_s$ et $k = 0.707$, comme le montre la Figure III. 9.

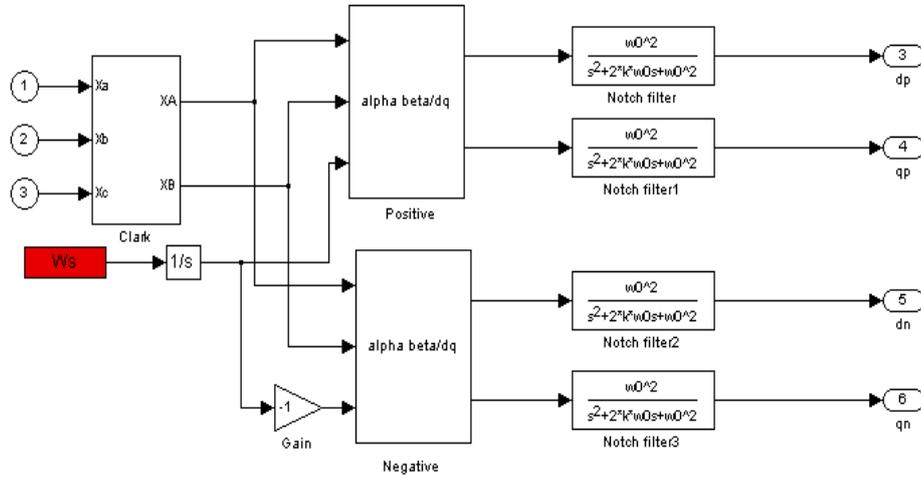


Figure III. 9 : Méthode du filtre Notch.

Dans le deuxième procédé, les composantes du système triphasé se transforment dans le repère diphasé fixe α, β . Ensuite, les composantes positives et négatives peuvent être déterminées par l'expression suivante :

$$\begin{pmatrix} v_{\alpha s}^+ \\ v_{\beta s}^+ \\ v_{\alpha s}^- \\ v_{\beta s}^- \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_{\alpha s}(t) \\ v_{\beta s}(t) \\ v_{\alpha s}\left(t - \frac{T_s}{4}\right) \\ v_{\beta s}\left(t - \frac{T_s}{4}\right) \end{pmatrix} \quad \text{(III. 39)}$$

Avec la période $T_s = \frac{1}{f_s}$. Les séquences positives et négatives obtenus à partir de (III. 39) dans le repère diphasé fixe sont transformées en séquences positives et négatives dans le repère diphasé tournant comme suit :

$$\begin{pmatrix} v_{ds}^+ \\ v_{qs}^+ \\ v_{ds}^- \\ v_{qs}^- \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta_s) & \sin(\theta_s) & 0 & 0 \\ -\sin(\theta_s) & \cos(\theta_s) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cos(-\theta_s) & \sin(-\theta_s) \\ 0 & 0 & -\sin(-\theta_s) & \cos(-\theta_s) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_{\alpha s}^+ \\ v_{\beta s}^+ \\ v_{\alpha s}^- \\ v_{\beta s}^- \end{pmatrix} \quad \text{(III. 40)}$$

Le deuxième procédé de séparation de séquences positive et négative est montré dans la Figure III. 10.

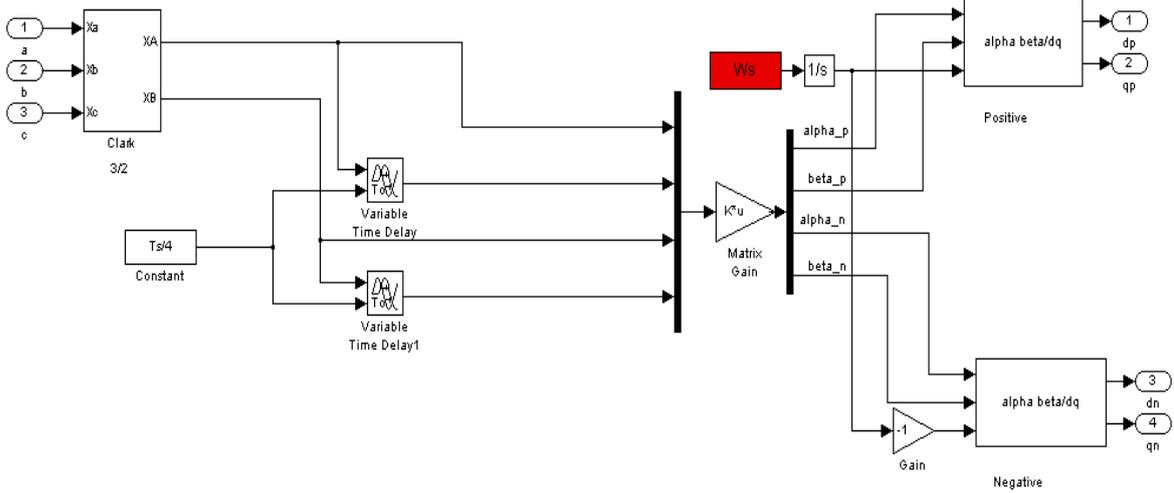


Figure III. 10 : Méthode de l'ACIR.

Dans la Figure III. 11, la chute de tension asymétrique a été appliquée entre 1,5 s et 1,6 s. Puis, avec les deux procédés de séparation, les séquences positives et négatives des tensions dans le réseau électrique (sont les mêmes tensions statoriques) dans le repère tournant (d, q) sont présentées dans la Figure III. 12.

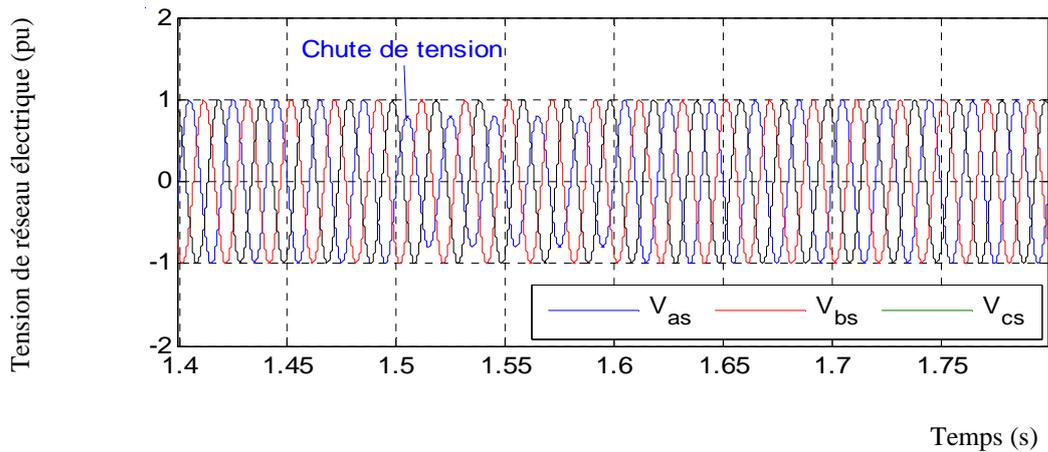


Figure III. 11 : Tension du réseau électrique.

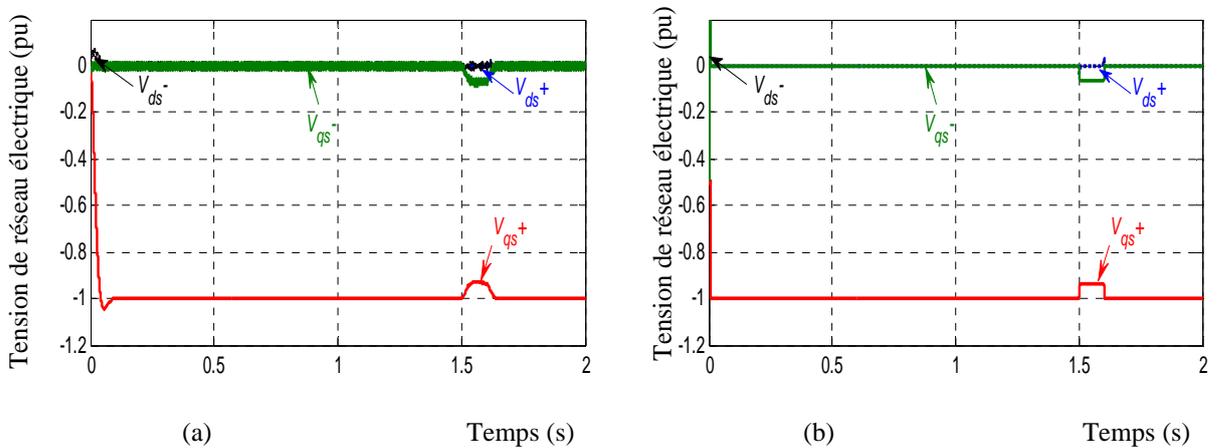


Figure III. 12 : Séquences positives et négatives des tensions dans le réseau électrique, dans le repère tournant.

repère tournant (d, q) : (a) Avec le filtre notch; (b) Avec la méthode ACIR.

Remarque (V. 5) : On peut noter à partir des résultats obtenus ci-dessus, que l'approche basée sur la méthode ACIR est plus rapide que la méthode basée sur filtre coupe-bande. Par conséquent, l'approche basée la méthode ACIR est choisi dans la présente étude en raison de ses caractéristiques rapides et précises.

III.7.2. Modèle la GADA avec orientation du flux statorique réseau électrique déséquilibré

En supposant que la composante homopolaire dans le réseau électrique est négligée, les tensions statoriques asymétriques peuvent être écrites comme suit :

$$V_s^+ = \begin{pmatrix} v_{ds}^+ \\ v_{qs}^+ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_s i_{ds}^+ + \frac{d\phi_{ds}^+}{dt} - \omega_s \phi_{qs}^+ \\ R_s i_{qs}^+ + \frac{d\phi_{qs}^+}{dt} + \omega_s \phi_{ds}^+ \end{pmatrix} \quad (\text{III. 41})$$

$$V_s^- = \begin{pmatrix} v_{ds}^- \\ v_{qs}^- \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_s i_{ds}^- + \frac{d\phi_{ds}^-}{dt} + \omega_s \phi_{qs}^- \\ R_s i_{qs}^- + \frac{d\phi_{qs}^-}{dt} - \omega_s \phi_{ds}^- \end{pmatrix} \quad (\text{III. 42})$$

Les tensions rotoriques sont :

$$V_r^+ = \begin{pmatrix} v_{dr}^+ \\ v_{qr}^+ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_r i_{dr}^+ + \frac{d\phi_{dr}^+}{dt} - (\omega_s - \omega) \phi_{qr}^+ \\ R_r i_{qr}^+ + \frac{d\phi_{qr}^+}{dt} + (\omega_s - \omega) \phi_{dr}^+ \end{pmatrix} \quad (\text{III. 43})$$

$$V_r^- = \begin{pmatrix} v_{dr}^- \\ v_{qr}^- \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_r i_{dr}^- + \frac{d\phi_{dr}^-}{dt} - (\omega_s + \omega) \phi_{qr}^- \\ R_r i_{qr}^- + \frac{d\phi_{qr}^-}{dt} + (\omega_s + \omega) \phi_{dr}^- \end{pmatrix} \quad (\text{III. 44})$$

Les flux statoriques et rotoriques sont :

$$\begin{pmatrix} \phi_{ds}^+ \\ \phi_{qs}^+ \\ \phi_{ds}^- \\ \phi_{qs}^- \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_s i_{ds}^+ + M i_{dr}^+ \\ L_s i_{qs}^+ + M i_{qr}^+ \\ L_s i_{ds}^- + M i_{dr}^- \\ L_s i_{qs}^- + M i_{qr}^- \end{pmatrix}, \quad \begin{pmatrix} \phi_{dr}^+ \\ \phi_{qr}^+ \\ \phi_{dr}^- \\ \phi_{qr}^- \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_r i_{dr}^+ + M i_{ds}^+ \\ L_r i_{qr}^+ + M i_{qs}^+ \\ L_r i_{dr}^- + M i_{ds}^- \\ L_r i_{qr}^- + M i_{qs}^- \end{pmatrix} \quad (\text{III. 45})$$

Sous le réseau électrique déséquilibré, l'expression de puissances active et réactive (III. 5) est décomposée en différents composants de palpitation (pulsating components), qui peut être réécrit comme :

$$\begin{pmatrix} P_s \\ Q_s \\ P_{s \sin 2} \\ P_{s \cos 2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{ds}^+ & v_{qs}^+ & v_{ds}^- & v_{qs}^- \\ v_{qs}^+ & -v_{ds}^+ & v_{qs}^- & -v_{ds}^- \\ v_{qs}^- & -v_{ds}^- & -v_{qs}^+ & v_{ds}^+ \\ v_{ds}^- & v_{qs}^- & v_{ds}^+ & v_{qs}^+ \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{ds}^+ \\ i_{qs}^+ \\ i_{ds}^- \\ i_{qs}^- \end{pmatrix} \quad (\text{III. 46})$$

Afin d'obtenir une puissance statorique constante, les termes oscillants des puissances actives et réactives $P_{s \sin 2}, Q_{s \cos 2}$ dans l'équation (III. 46) sont négligés, par conséquent, seuls les termes moyens des puissances actives et réactives sont contrôlés. En inversant l'équation (III. 46), les courants statoriques peuvent être calculé comme suit :

$$\begin{pmatrix} i_{ds}^+ \\ i_{qs}^+ \\ i_{ds}^- \\ i_{qs}^- \end{pmatrix} = \frac{P_s}{D_1} \begin{pmatrix} v_{ds}^+ \\ v_{qs}^+ \\ -v_{ds}^- \\ -v_{qs}^- \end{pmatrix} + \frac{Q_s}{D_2} \begin{pmatrix} v_{qs}^+ \\ -v_{ds}^+ \\ v_{qs}^- \\ -v_{ds}^- \end{pmatrix} \quad (\text{III. 47})$$

$$\text{Où } D_1 = (v_{ds}^{+2} + v_{qs}^{+2}) - (v_{ds}^{-2} + v_{qs}^{-2}) \text{ et } D_2 = (v_{ds}^{+2} + v_{qs}^{+2}) + (v_{ds}^{-2} + v_{qs}^{-2})$$

La Figure III. 13, montre que le flux statorique positif est aligné sur l'axe d^+ et tourne à la vitesse de ω_s , où l'axe d^- des tourne à une vitesse angulaire de $-\omega_s$, avec l'angle de phase par rapport à l'axe αs est de $-\theta_s$.

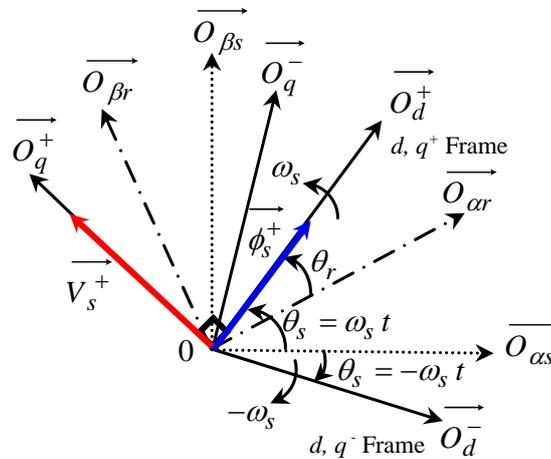


Figure III. 13 : Orientation du flux statorique sous un réseau déséquilibré.

Par conséquent, en utilisant (III. 41), (III. 42) avec l'orientation de flux statorique sous le réseau asymétrique, les courants de stator sont simplifiés comme suit :

$$\begin{pmatrix} i_{ds}^+ \\ i_{qs}^+ \\ i_{ds}^- \\ i_{qs}^- \end{pmatrix} = \frac{1}{L_s} \begin{pmatrix} \phi_{ds}^+ \\ 0 \\ \phi_{ds}^- \\ 0 \end{pmatrix} - \frac{M}{L_s} \begin{pmatrix} i_{dr}^+ \\ i_{qr}^+ \\ i_{dr}^- \\ i_{qr}^- \end{pmatrix} \quad (\text{III. 48})$$

En combinant l'équation (III. 48) avec l'équation (III. 47), les courants rotoriques sont écrits de la manière suivante :

$$\begin{pmatrix} i_{dr}^+ \\ i_{qr}^+ \\ i_{dr}^- \\ i_{qr}^- \end{pmatrix} = -\frac{L_s}{M} \frac{P_s}{D_1} \begin{pmatrix} v_{ds}^+ \\ v_{qs}^+ \\ -v_{ds}^- \\ -v_{qs}^- \end{pmatrix} - \frac{L_s}{M} \frac{Q_s}{D_2} \begin{pmatrix} v_{qs}^+ \\ -v_{ds}^+ \\ v_{qs}^- \\ -v_{ds}^- \end{pmatrix} + M \begin{pmatrix} \phi_{ds}^+ \\ 0 \\ \phi_{ds}^- \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{III. 49})$$

III.8. Commande de la GADA par mode glissant dans un réseau déséquilibré

La stratégie CMG avec le modèle de la GADA déséquilibrée est considérée dans le présent document. Selon la théorie CMG, les erreurs de courants rotoriques directe et quadratique sont choisies en tant que surface de glissement :

$$S = \begin{pmatrix} S_1(i_{dr}^+) \\ S_2(i_{qr}^+) \\ S_3(i_{dr}^-) \\ S_4(i_{qr}^-) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_{dr}^{+*} - i_{dr}^+ \\ i_{qr}^{+*} - i_{qr}^+ \\ i_{dr}^{-*} - i_{dr}^- \\ i_{qr}^{-*} - i_{qr}^- \end{pmatrix} \quad (\text{III. 50})$$

La dérivée de la surface est écrite comme suit :

$$\frac{d}{dt} S = F + D V_r \quad (\text{III. 51})$$

L'équation suivante est obtenue en remplaçant le flux du stator (III. 45) à (III. 43), (III, 44) et en combinant avec (III. 51), on obtient :

$$F = \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \\ F_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{dr}^{+*} + \frac{R_r}{\sigma L_r} i_{dr}^+ - \omega_r i_{qr}^+ + \frac{M}{\sigma L_r L_s} v_{ds}^+ \\ \frac{R_r}{\sigma L_r} i_{qr}^+ + i_{qr}^{+*} + \omega_r i_{dr}^+ + \frac{M}{\sigma L_r L_s} v_{qs}^+ - \frac{M}{\sigma L_r L_s} \phi_{sd}^+ (\omega_s - \omega_r) \\ i_{dr}^{-*} + \frac{R_r}{\sigma L_r} i_{dr}^- - \omega_r i_{qr}^- + \frac{M}{\sigma L_r L_s} v_{ds}^- \\ \frac{R_r}{\sigma L_r} i_{qr}^- + i_{qr}^{-*} + \omega_r i_{dr}^- + \frac{M}{\sigma L_r L_s} v_{qs}^- - \frac{M}{\sigma L_r L_s} \phi_{sd}^- (\omega_s + \omega_r) \end{bmatrix} \quad (\text{III. 52})$$

$$D = \frac{1}{\sigma L_r} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{III. 53})$$

La loi de commande suivante, en incluant sa partie discontinue est établie :

$$V_r = -D^{-1} \begin{bmatrix} F_1 + K_1 \text{sat}(S_1) \\ F_2 + K_2 \text{sat}(S_2) \\ F_3 + K_3 \text{sat}(S_3) \\ F_4 + K_4 \text{sat}(S_4) \end{bmatrix} \quad (\text{III. 54})$$

Où K_1, K_2, K_3 et K_4 sont des gains positifs de la commande. Lorsque les trajectoires des courants rotoriques convergent vers la surface de glissement $\frac{d}{dt}S = 0$, la partie de la commande équivalente est obtenue.

$$\text{sat}(S_i) = \begin{cases} 1, & S_i > \lambda_i \\ S_i / \lambda_i, & |S_i| \leq \lambda_i \\ -1, & S_i < -\lambda_i \end{cases} \quad (\text{III. 55})$$

Où λ_i est la largeur de couche limite. Les preuves de stabilité et robustesse sont présentées dans [Ker-13].

Figure III. 14, montre le schéma de la configuration de commande vectorielle proposée, qui est basée sur le mode glissant à double boucle.

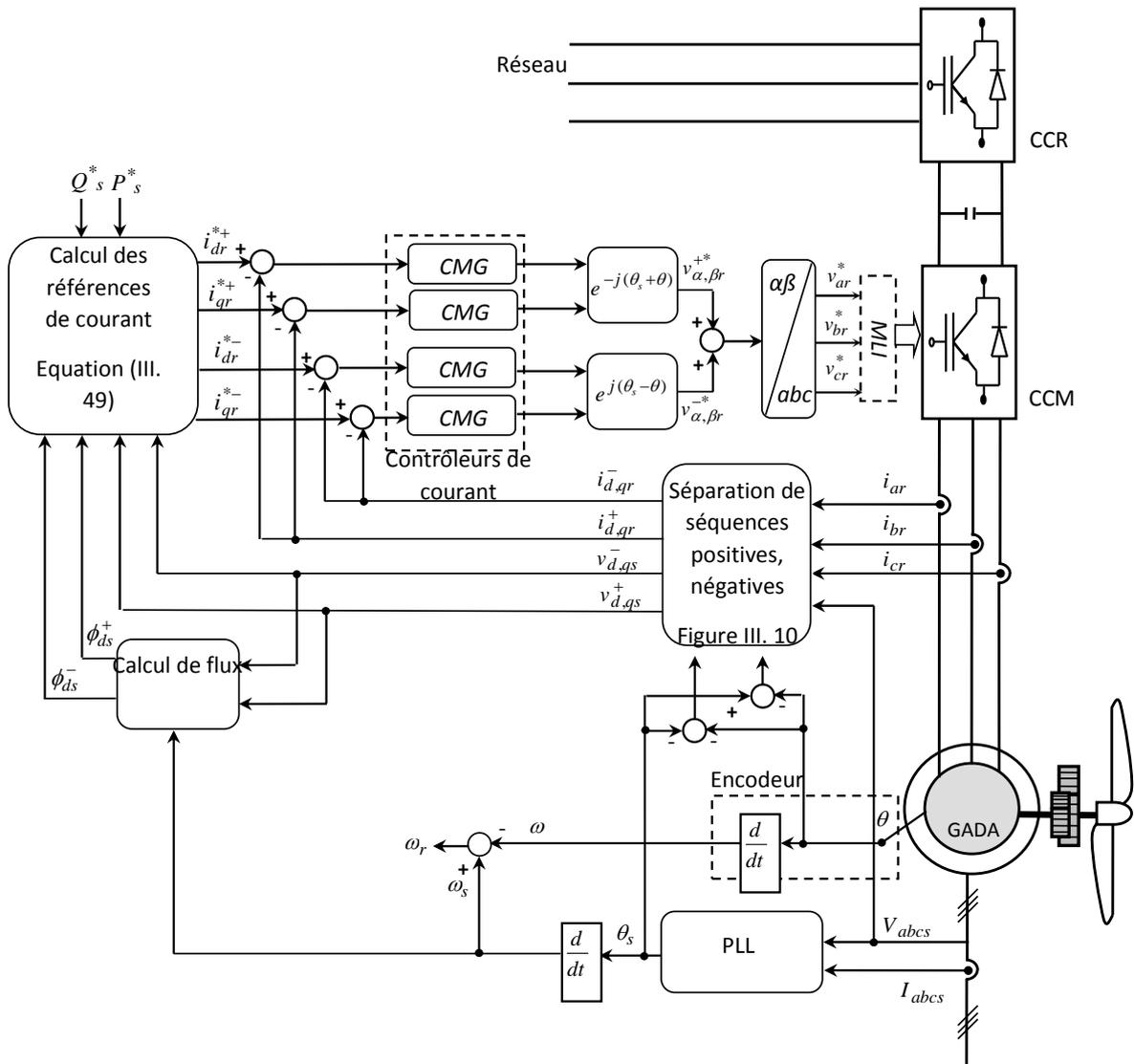


Figure III. 14 : Schéma block de la CMG à double boucle proposée.

III.9. Circuit de protection contre les défauts électrique à base de Crowbar

Un circuit de protection de la GADA est généralement placé entre le circuit du rotor et son Convertisseur Côté Machine (CCM) pour fournir un circuit électrique contre le transitoire du courant induit par les chutes de tension. La solution mise en œuvre dans les applications éoliennes à base de la GADA était simplement de court-circuiter les enroulements du rotor avec un circuit appelé Crowbar.

Un redresseur, puis un GTO ou un IGBT peuvent être utilisés comme commutateur entièrement contrôlable et en ajoutant des résistances pour le circuit du Crowbar afin de réaliser la limitation du courant, comme il est illustré dans la Figure III. 15.

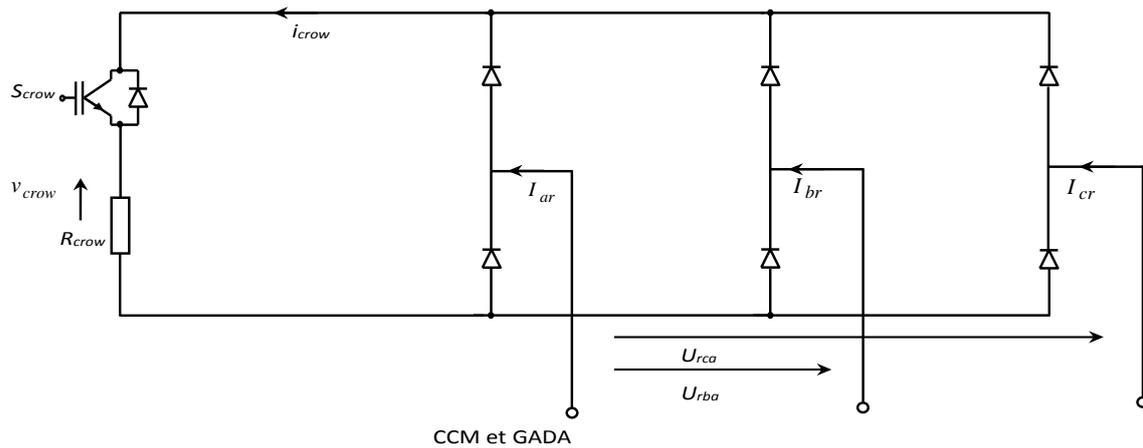


Figure III. 15 : Schéma de circuit de protection proposé à base du Crowbar.

Le comportement de ce type de système de protection est fortement influencé par la valeur des résistances de dissipation. Comme il a été déjà démontré par des simulations dans [Pen-10] qu'une résistance de faible valeur conduit à une élévation du couple électromagnétique, des sur-courants importants. En revanche, une valeur importante pour la résistance se traduira par une diminution du couple et des courants électriques dans le rotor. Par conséquent, dans notre cas d'étude, cette valeur de résistance est choisie de $150 R_r$ (la résistance rotorique). De plus, la même procédure de connexion de la GADA présentée dans la deuxième section est utilisée pour déconnecter ce système éolien du réseau électrique lors de l'apparition du défaut.

III.10. Simulation

La GADA est testée durant un défaut sur la phase «A» ; à 1,5 s une chute de tension asymétrique de 20% est créée pendant une période de 100 ms, comme indiqué sur la Figure III. 11. Dans cette section, toutes les grandeurs physiques sont en Per-Unit (PU) et les paramètres rotoriques sont désignés du côté du stator. La Figure III. 16, montre le schéma en Simulink du modèle du système éolien à base de la GADA. La fréquence, l'amplitude de la tension du réseau et l'angle statorique sont des estimations données par la boucle de verrouillage de phase (PLL). Pour évaluer la validité l'approche de CMG proposée à double boucle, ces résultats sont comparés avec la méthode de CMG conventionnelle à une seule boucle déjà publiée dans [Ker-13, Ker-16.b].

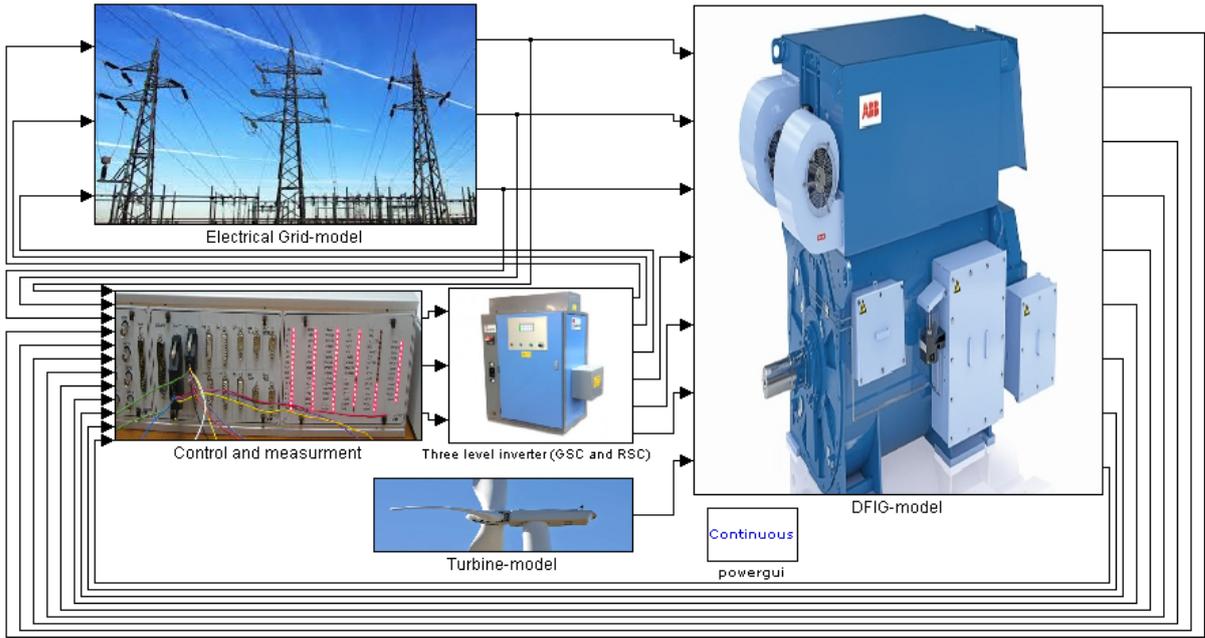


Figure III. 16 : Schéma block en Simulink du modèle du système éolien à base de la GADA.

Les réponses dynamiques de la procédure utilisée pour la synchronisation et le raccordement de la génératrice avec le réseau électrique sont présentées dans la Figure III. 17.

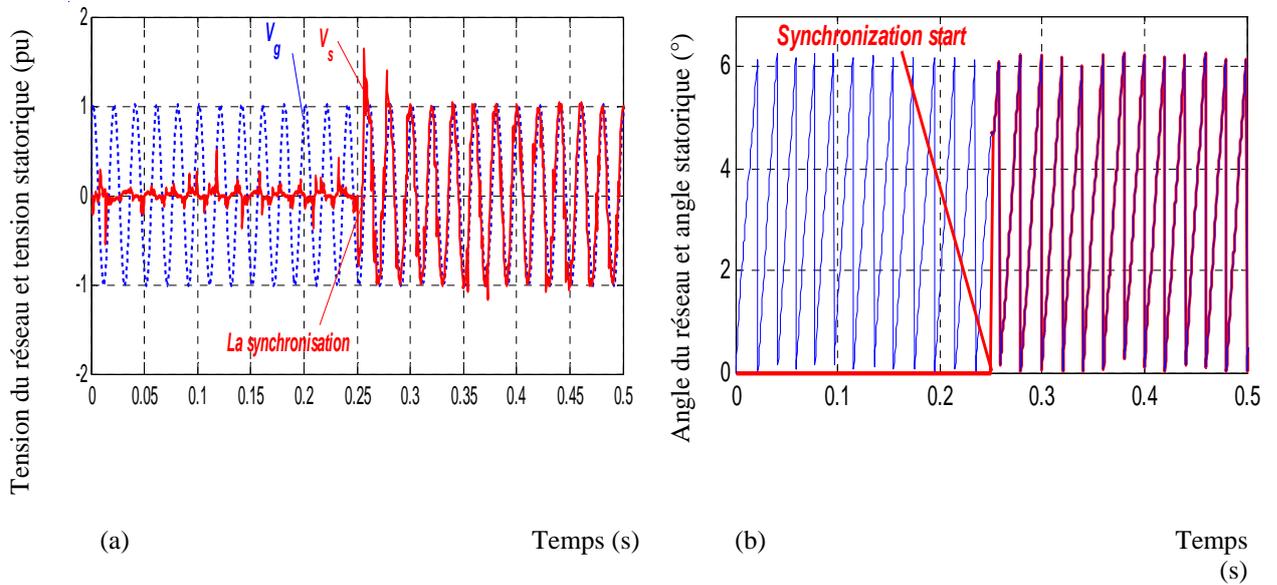


Figure III. 17 : Procédure de synchronisation proposée : (a) Tension du réseau et tension statorique, (b) Angle du réseau et angle statorique.

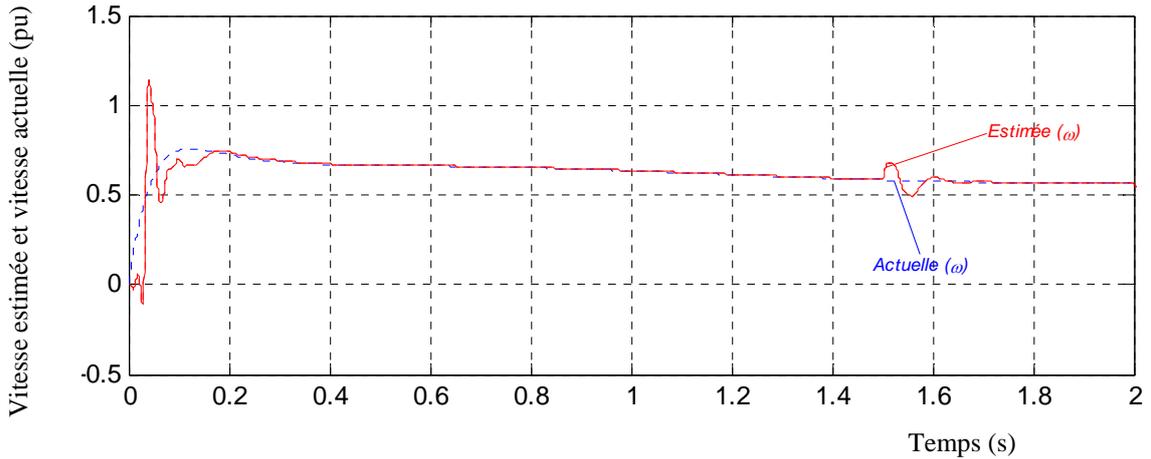


Figure III. 18 : Vitesse estimée et vitesse actuelle de la génératrice.

La Figure III. 18 montre la convergence de la vitesse estimée par l'observateur de type MRAS et la vitesse réelle de l'arbre du générateur, qui est proportionnelle à la courbe de la vitesse du vent.

La fréquence de commutation du convertisseur est réglée à 1 kHz ; le bus continu du convertisseur est contrôlé à 2000 V comme le montre la figure suivante :

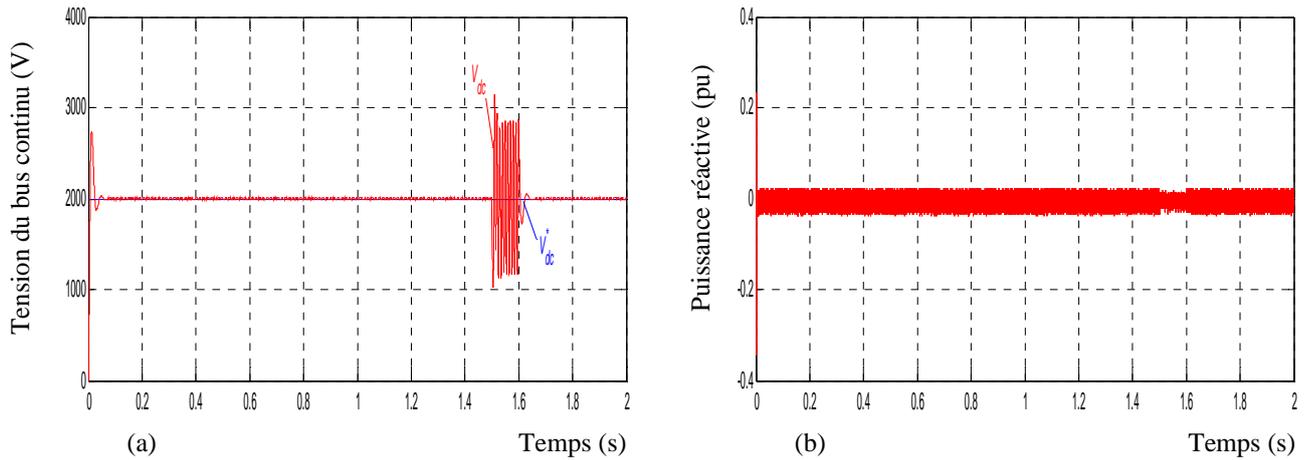


Figure III. 19 : (a) Tension du bus continu (V), (b) Puissance réactive du CCR injectée au réseau électrique (pu).

D'après la Figure III. 19 (a), on remarque que la tension du bus continu est maintenue à sa valeur de référence mais avec l'apparition d'une énorme oscillation lors du défaut de déséquilibre de la tension. Ainsi, le facteur de puissance est maintenu à une valeur unitaire par la régulation de la puissance réactive à sa référence qui a une valeur nulle.

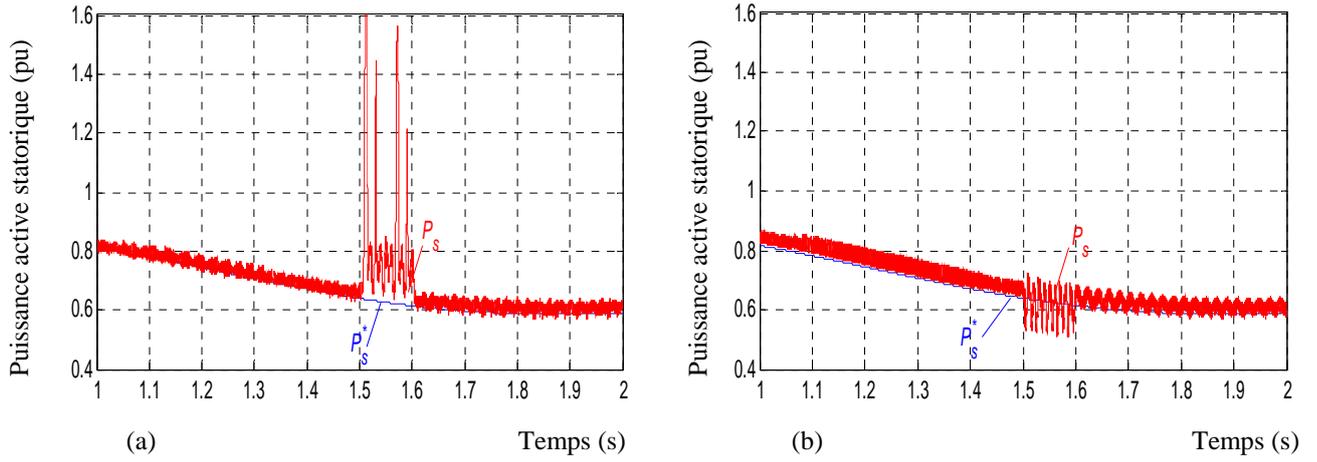


Figure III. 20 : Puissance active statorique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

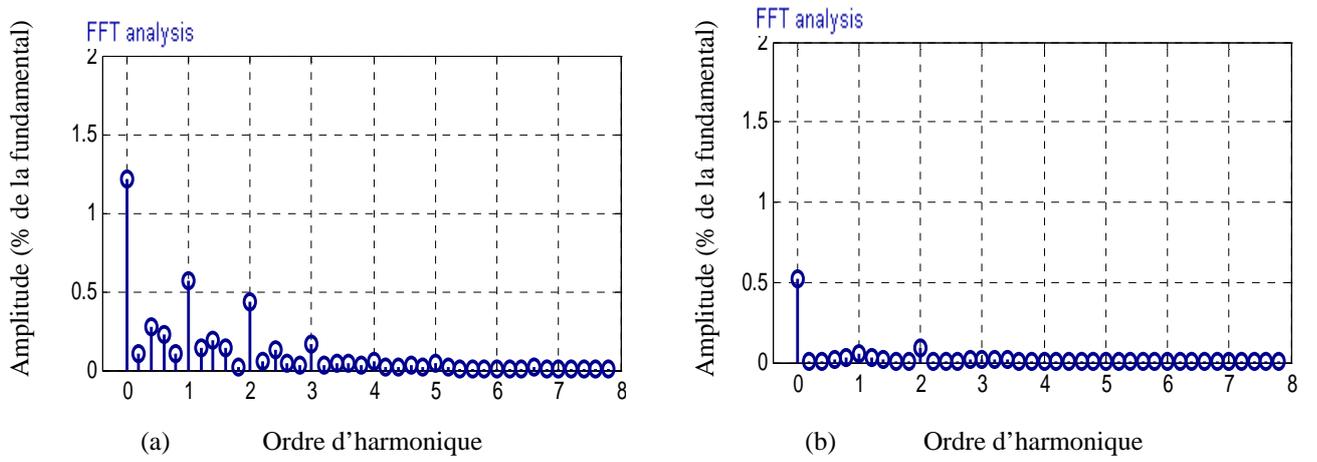


Figure III. 21 : Spectre d'harmonique de puissance active statorique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

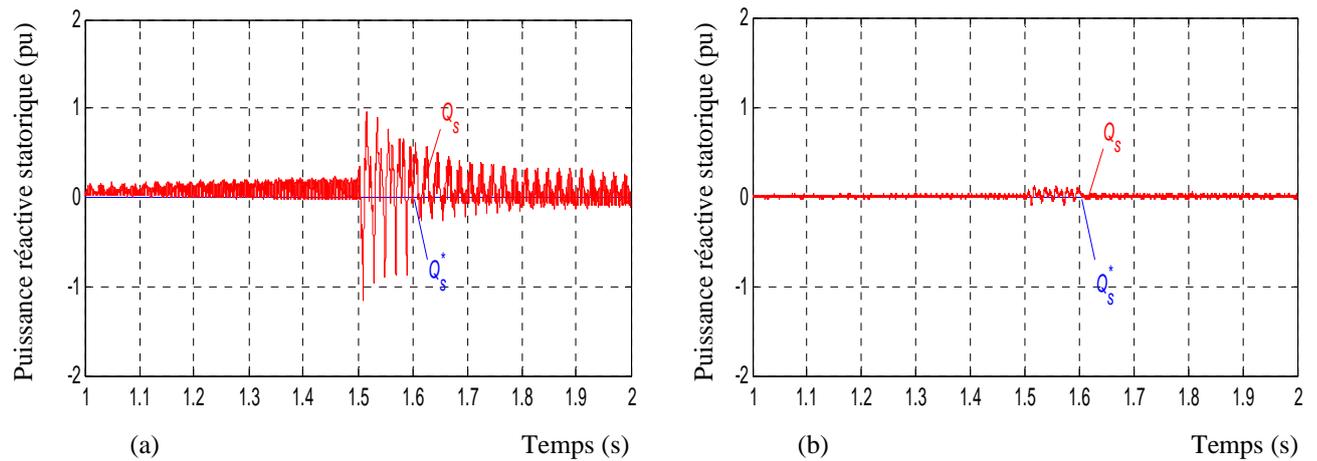


Figure III. 22 : Puissance réactive statorique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

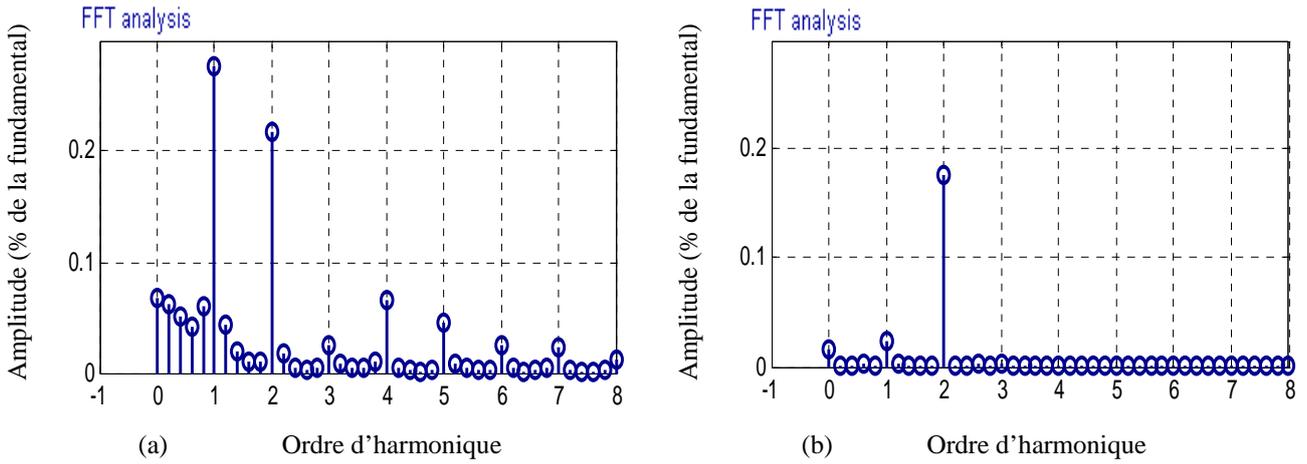


Figure III. 23 : Spectre d’harmonique de puissance réactive statorique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

Figure III. 20 (a), (b), Figure III. 21 (a), (b), Figure III. 22 (a), (b) et Figure III. 23 (a), (b), montrent que, au cours du déséquilibre de la tension du réseau, avec le contrôle classique employé, les puissances actives et réactives contiennent des oscillations importantes, en raison de la nature de la seconde harmonique à double fréquence du réseau (100 Hz) avec une amplitude de 0,78 pu. Considérant que, en utilisant la commande proposée, ces oscillations sont réduites.

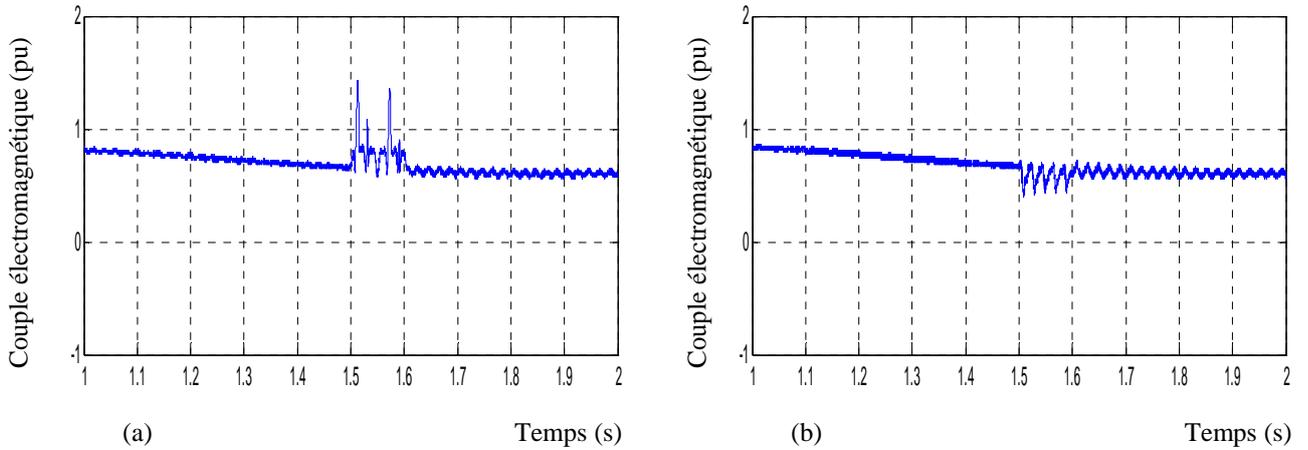


Figure III. 24 : Couple électromagnétique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

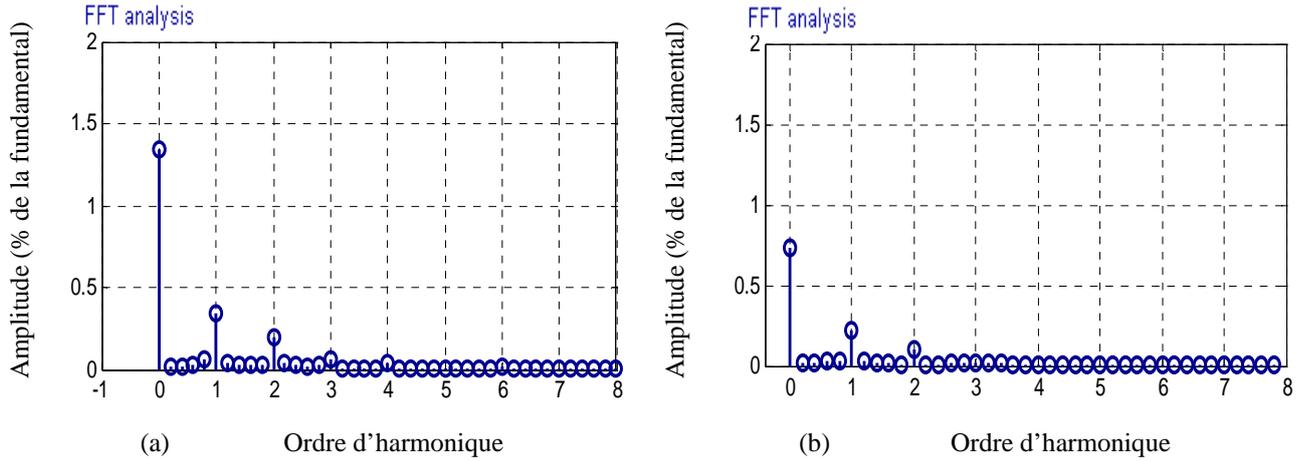


Figure III. 25 : Spectre d’harmonique du couple électromagnétique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

Dans la Figure III. 24 (a), (b) et Figure III. 25 (a), (b) montrent que les ondulations du couple électromagnétique sont également atténuées avec la commande proposée. Au contraire, avec la commande classique, le couple électromagnétique a des oscillations de de 0,74 pu d’amplitude et de 100 Hz de fréquence, qui peuvent nuire les pièces mécaniques.

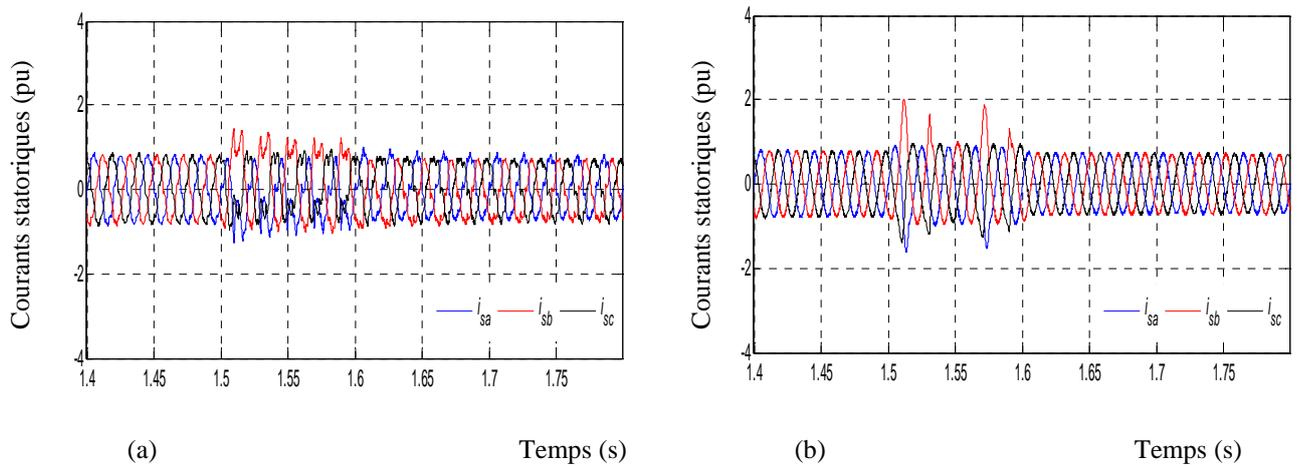


Figure III. 26 : Courants statoriques (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

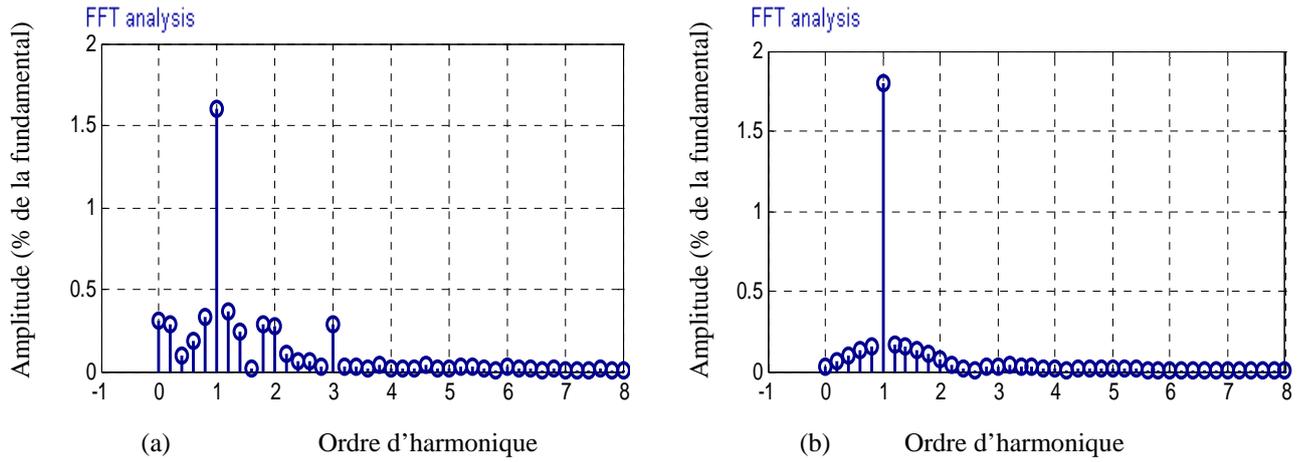


Figure III. 27 : Spectre d'harmonique du courant statorique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

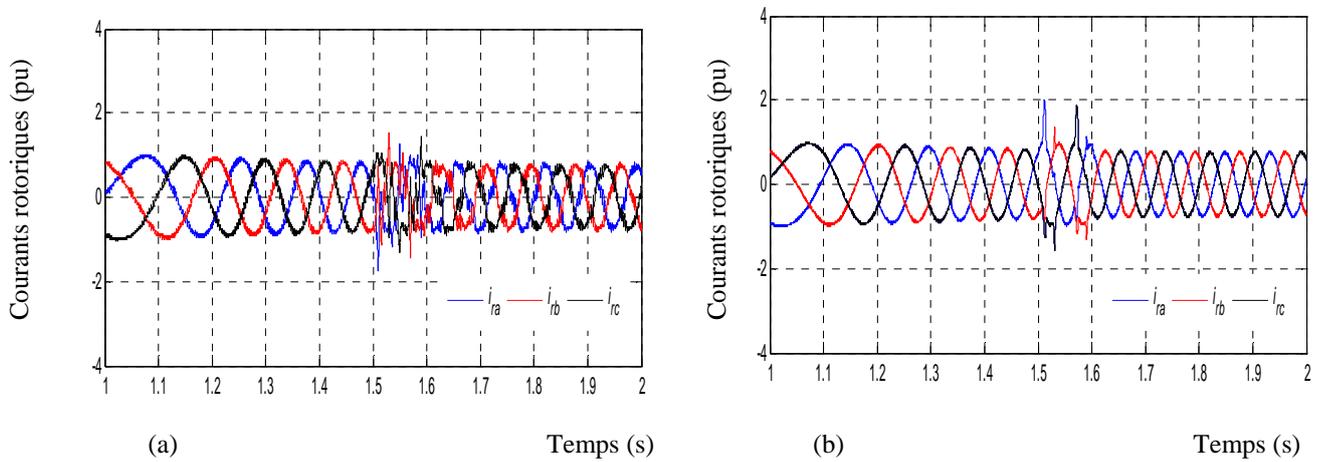


Figure III. 28 : Courants rotoriques (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

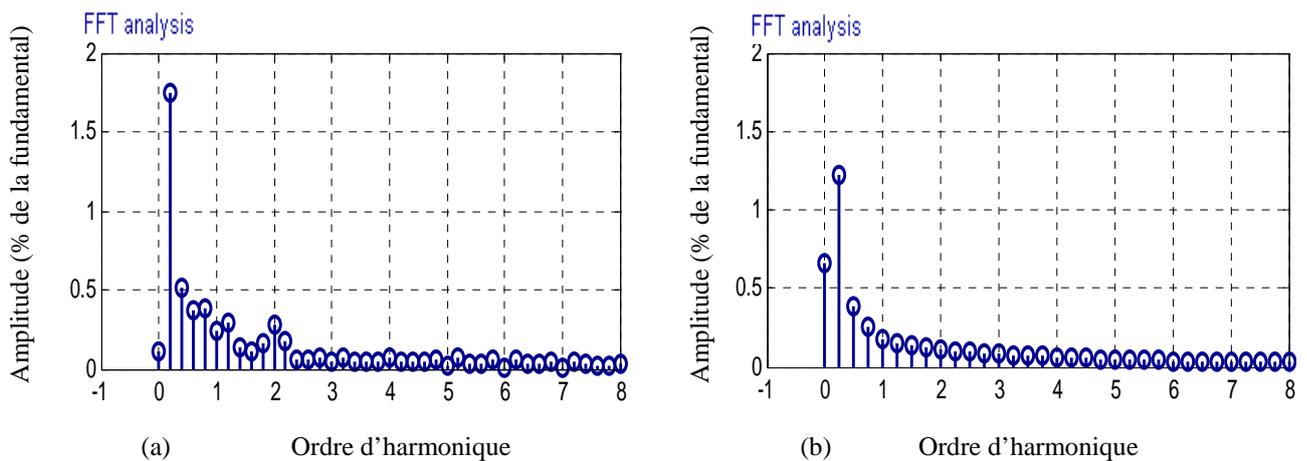


Figure III. 29 : Spectre d'harmonique du courant rotorique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

Les Figure III. 26 (a), (b) et les Figure III. 27 (a), (b), montrent que les harmoniques du courant statorique, qui sont injectées dans le réseau électrique, sont importantes avec la commande classique. Par contre, les courants statorique obtenus avec la commande proposée sont assez sinusoïdale et symétrique avec moins d'harmoniques mais la présence d'énormes pics transitoires.

La Figure III. 28 (a), (b) et Figure III. 29 (a), (b), montrent que, les courants sur le côté du rotor sont également déséquilibrés avec commande classique, mais en exceptant l'apparition de quel que pics transitoires en utilisant la commande proposée, ces oscillations dans les courants rotoriques sont atténuées avec une forme sinusoïdale. Cela est dû au fait que le contrôle conventionnel ne peut pas contrôler la composante négative de la tension introduite par la tension déséquilibrée dans le flux et les vecteurs de courants statoriques à zéro. Dans ce cas, l'interaction de ces composants dans la génératrice développe un comportement générateur et moteur résultant des oscillations excessives.

L'amplitude du flux statorique est constante au régime permanent et tourne à la même fréquence du synchronisme du réseau électrique. Instantanément après l'apparition de la chute de tension déséquilibrée (voir Figure III. 11), deux tensions provoquent un flux positive et négative dans le stator. Contrairement au cas d'une chute de tension équilibrée, où les deux composantes seront induites dans le flux statorique : la composante forcée tourne avec la fréquence du réseau électrique ; après, le flux naturel est statique avec le stator.

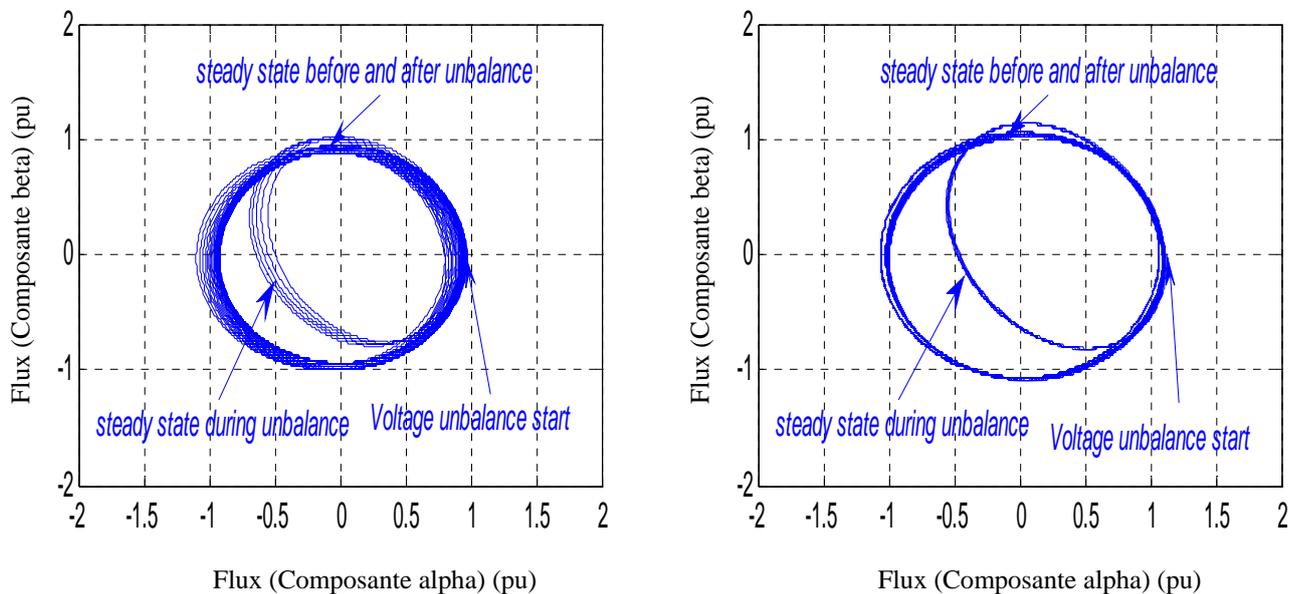


Figure III. 30 : Flux statorique (pu) : (a) CMG conventionnelle, (b) CMG proposée.

La Figure III. 30 (a), (b), montrent la trajectoire de flux statorique. D'après cette figure, on remarque, qu'avant le déséquilibre de la tension, le flux statorique trace un cercle de rayon égal au centre unitaire. Ainsi, le flux statorique avec la configuration de commande à double boucle par mode glissant très bien centré par rapport à celui obtenu avec la configuration de la commande à

une seule boucle par mode glissant conventionnel. Lorsque le déséquilibre de la tension commence, la trajectoire de l'ellipse tracée par le flux est due à la présence du flux positive et négative dans le stator en rotation dans des directions opposées, ce qui est une caractéristique commune à un creux de tension déséquilibrée. Alors, le flux naturel, maintenant, induit la décentration de l'ellipse. Après la disparition du déséquilibre de la tension, la composante naturelle du flux statorique est atténuée et la trajectoire du flux statorique tourne à nouveau vers le centre. Cependant, on remarque sur ces figures que par rapport à la configuration à double boucle du mode glissant proposé, la trajectoire de flux statorique obtenue en utilisant la commande classique est mal centrée avec un régime transitoire important et se rétabli lentement.

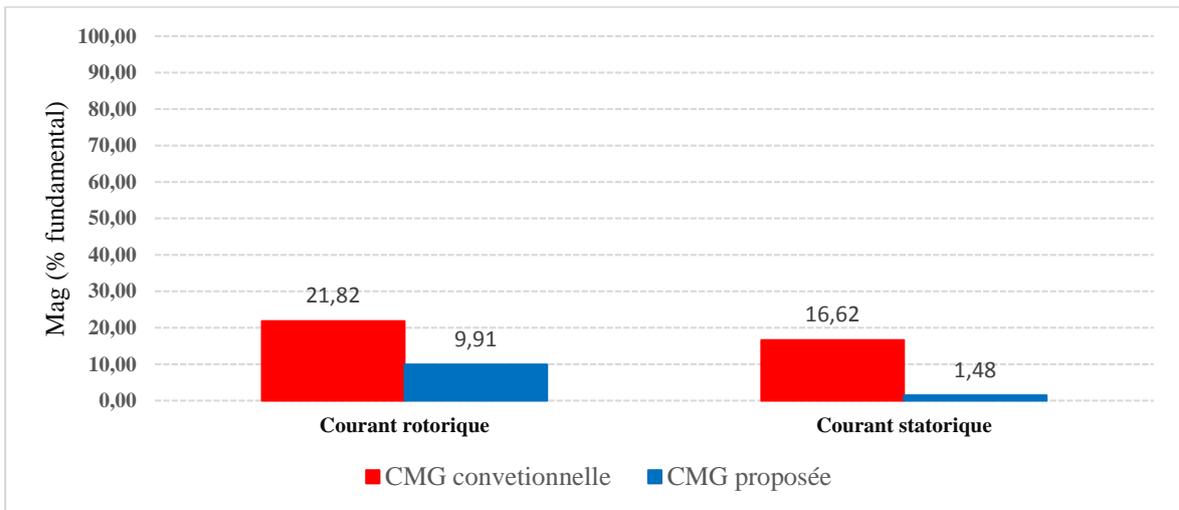


Figure III. 31 : Comparaison en taux d’harmoniques (%) dans le courant rotorique et statorique avec les deux techniques de commande durant le déséquilibre de la tension.

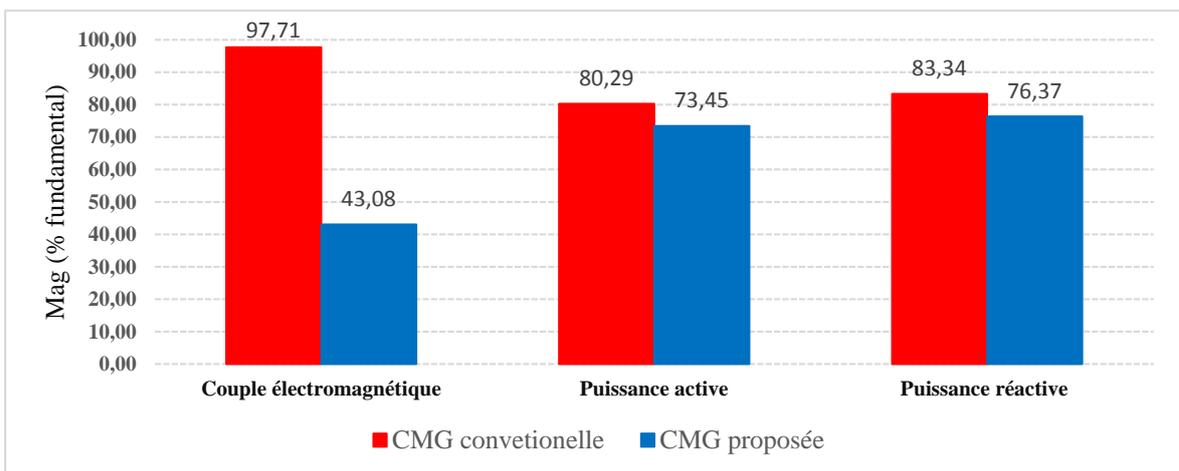


Figure III. 32 : Comparaison en pulsation (%) dans le couple électromagnétique, les puissances statorique active et réactive avec les deux techniques de commande durant le déséquilibre de la tension.

Pour des illustrations plus claires, la Figure III. 31 et la Figure III. 32 montrent, que dans les résultats comparatifs entre ces différentes stratégies de contrôle, au cours du déséquilibre de la

tension du réseau, pour les puissances actives et réactives statoriques /couple électromagnétique, l'existence des ondulations pulsantes à deux fois la fréquence du réseau (100 Hz) est importante. Tel que présenté auparavant, la technique de commande proposée à base CMG à double boucle, qui vise à maintenir les courants statoriques et rotoriques sinusoidale et symétrique avec moins d'harmoniques, atténuant aussi les pulsations du couple et les ondulations de puissances par rapport à la méthode conventionnelle. En outre, la double boucle de CMG proposée est capable de réduire les harmoniques des courants statoriques et rotoriques.

Par conséquent, il peut être conclu, qu'en comparant ces stratégies, la commande proposée peut réduire efficacement les oscillations du couple, en raison que la fatigue sur l'arbre de la turbine et le multiplicateur est diminuée.

Les figures suivantes présentent les résultats de la simulation du fonctionnement LVRT avec la stratégie de CMG à double boucle proposée en considérant le système de protection.

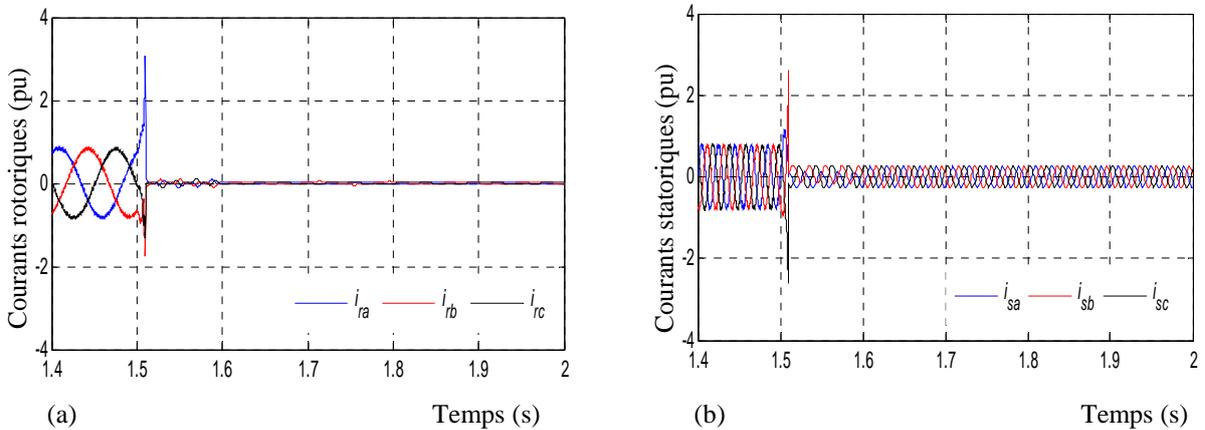


Figure III. 33 : CMG proposée avec la considération du système de protection : (a) Courants statoriques (pu), (b). Courants rotoriques (pu).

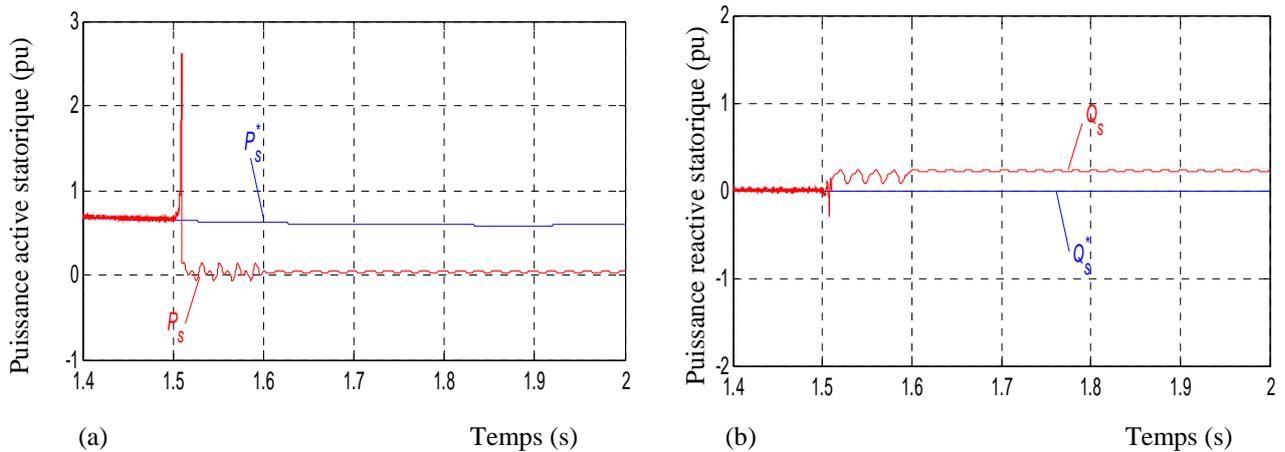


Figure III. 34 : CMG proposée avec la considération du système de protection : (a) Puissance réactive statorique (pu), (b) Puissance active statorique (pu).

D'après la Figure III. 33, l'intérêt du système de protection est illustré par l'atténuation des courants rotoriques pendant quelques millisecondes après l'apparition du défaut électrique par mesure de sécurité afin de protéger le circuit rotorique contre les courants importants. Par conséquent, les courants statoriques sont diminués, l'échange en puissance active et réactive entre la génératrice et le réseau est arrêté comme le montre la Figure III. 34.

III.11. Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation de la Générateur Asynchrone Doublement Alimenté (GADA) est établie, dans un réseau de tension équilibré, puis, dans un réseau de tension déséquilibré. De plus, une stratégie de synchronisation de cette génératrice avec le réseau est présentée pour assurer une douce connexion de cette dernière avec le réseau électrique.

Ainsi, dans ce chapitre, nous avons traité l'aspect d'une stratégie de contrôle améliorée pour le réglage de puissance statorique de la GADA autour de la vitesse de synchronisme. Dans ce cas, le comportement dynamique de la GADA sous la tension du réseau déséquilibrée est étudié avec l'introduction de la théorie de Lyapunov pour la synthèse de la commande à structure variable à base de la Commande par Mode glissant (CMG). L'adéquation de cet algorithme de contrôle proposé est validée par des simulations à l'aide du logiciel MATLAB®/Simulink®. Ces résultats impliquent qu'avec l'utilisation de la CMG conventionnelle, l'amplitude de la deuxième harmonique d'oscillations peut devenir élevée, intolérable et pourrait conduire à la défaillance de la partie électrique et mécanique dans le fonctionnement du système éolien. Après la disparition du déséquilibre de la tension, dans cette commande conventionnelle, de petites oscillations apparaissent dans les puissances et les courants.

En revanche, pour la configuration proposée de la commande CMG à double boucle, ces oscillations de puissance sont correctement amorties. En outre, cette stratégie de contrôle proposée montre de bonnes performances et de la robustesse en éliminant les pulsations dans le couple, qui permettront d'atténuer la fatigue de l'arbre de la turbine. Ensuite, les courants statoriques et rotoriques obtenus sont également sinusoïdales et symétriques. Toutes les simulations informatiques ont été conçues avec un pas fixe de 0,5 ms afin d'examiner la mise en œuvre pratique en commande numérique dans les prochains travaux.

Le développement de différentes méthodes de commande a permis de mettre en évidence des aspects intéressants pour la poursuite de l'étude du système éolien à base de la GADA connecté au réseau électrique. Effectivement, nous avons pu voir que la commande proposée, mode glissement du premier ordre, la plus simple à mettre en œuvre comme une solution logicielle, présentant des résultats convenables avec une faible complexité de la configuration de commande mais une limite de fonctionnement en cas de défaut sévère car la présence des pics transitoires dans les courants statoriques et rotoriques induisent au déclenchement du système de protection afin de les éliminer.

C'est ainsi que, cette étude est un préliminaire essentiel afin d'explorer ces techniques aux prochains chapitres avec d'autres solutions matérielles pour le but d'améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien connecté au réseau électrique en présence de défaut dans ce dernier.

Chapitre IV :

Systemes FACTS et D-FACTS dans le contexte éolien

IV.1. Introduction	111
IV.2. Contraintes des systèmes éoliens connectés aux réseaux.....	113
IV.2.1. Contrainte de puissance injectée et continuité de production éolienne dans le réseau	114
IV.2.2. Contrainte de l'instabilité de tension dans un système éolien connecté au réseau.....	115
IV.2.3. Contrainte d'interconnexion du système éolien	116
IV.3. Formulation du problème	117
IV.4. Compensation d'énergie réactive dans les systèmes éoliens.....	120
IV.4.1. Principe de compensation parallèle.....	120
IV.4.2. Principe de compensation série	120
IV.4.3. Type de compensation d'énergie réactive	120
IV.4.3.1. Condensateurs et inductances fixes.....	121
IV.4.3.2. Compensateur synchrone	121
IV.4.3.3. Transformateurs avec prises réglables en charge	122
IV.5. Systèmes FACTS	122
IV.5.1. Compensateurs parallèles à base de thyristors	124
IV.5.1.1. Thyristor Controlled Reactor (TCR).....	124
IV.5.1.2. Thyristor Switcher Capacitor (TSC)	125
IV.5.1.3. Static Var Compensator (SVC)	125
IV.5.1.4. Thyristor Control Breaking Resistor (TCBR).....	126
IV.5.2. Compensateurs parallèles à base de transistor	127
IV.5.3. Compensateurs séries à base de thyristors	129

IV.5.3.1.	Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC).....	129
IV.5.3.2.	Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR)	129
IV.5.3.3.	Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC).....	130
IV.5.4.	Compensateurs séries à base de transistor.....	130
IV.5.5.	Compensateurs hybrides (série–parallèle) à base de thyristors.....	132
IV.5.6.	Compensateurs hybrides à base de transistor	132
IV.6.	Application des systèmes FACTS dans un réseau électrique Algérien.....	133
IV.7.	Application des systèmes FACTS dans un réseau électrique de distribution.....	134
IV.8.	Technologie et point de connexion des systèmes FACTSs avec un parc éolien.....	136
IV.9.	Conclusion.....	137

IV.1. Introduction

Généralement, la production décentralisée ou dispersés connectée au réseau de distribution basée sur l'utilisation de sources d'énergies primaires renouvelables tel que le système éolien et de la cogénération avec d'autre énergie afin d'augmenter le rendement énergétique des installations de production éolienne, ce qui contribue à produire une énergie plus propre en développant une nouvelle catégorie de producteurs : la Génération d'Energie Dispersée ou Distribuée(GED). Ainsi, la capacité d'un parc éolien d'un micro GED varie de 1 W à 5 kW, une petite GED de 5 kW à 5 MW, une moyenne GED de 5 MW à 50 MW, est strictement raccordée au réseau de distribution et la production centralisée de 50 MW à 300 MW est connectée à un réseau de transport [Mou-12].

Ainsi, certains pays définissent la génération distribuée comme ayant une certaine caractéristique de base (par exemple, reposant sur des sources renouvelables tel que l'éolien, la cogénération, non-dispatchée, entre autres caractéristiques). D'autres pays, enfin, définissent la production décentralisée ou dispersée suivant le niveau de tension auquel sont connectés ces générateurs d'énergie décentralisée ou dispersés, tandis que d'autres partent du principe que la production décentralisée fournit directement les charges [Nad-13].

La tension dans le Point de Connexion Commun (PCC) entre le parc éolien et le réseau électrique de distribution est une grandeur locale et son maintien est un problème local lié à la puissance réactive. La puissance produite par les parcs éoliens se transporte mal et introduit des chutes de tension dans le réseau électrique. Pour minimiser l'impact du raccordement d'un système éolien dans le réseau électrique sur le plan de la tension, il est nécessaire de limiter les échanges de

puissance réactive entre le parc éolien et le réseau électrique. Souvent, dans le réseau du transport, l'ajustement rapide de l'énergie réactive et le réglage de la tension sont assurés par les groupes générateurs (boucles de réglage de tension) et les condensateurs dans les postes de transformation vers le réseau de répartition [Zha-12].

En revanche, dans le réseau de distribution, la compensation du réactif se fait au niveau des consommateurs par la tarification qui pénalise un mauvais $\cos(\phi)$, l'ajustement de la tension s'effectue par les prises en charge des transformateurs au niveau des postes. Cependant, il peut être clairement vu sur les chapitres précédents que la capacité de puissance réactive de la GADA ne suffisait pas à maintenir le facteur de puissance nécessaire au point de connexion commun PCC lorsque cette génératrice était exposée à des chutes de tension car sa capacité en puissance réactive est limitée.

De plus, il est à noter qu'à l'heure actuelle que la norme IEEE P1547 ne permet pas qu'un système distribué tel que le parc éolien raccordé au réseau de distribution de réguler la tension au PCC et /ou de contrôler le courant de côté réseau (directement ou indirectement) [Bas-03].

Ainsi, afin d'extraire la production d'énergie maximale d'un système distribuée, la puissance active est injectée à un facteur de puissance unitaire. Durant le défaut, la puissance réactive doit être maintenue constante. Dernièrement, plusieurs gestionnaires de réseau à travers le monde imposent aux propriétaires des parcs éoliens de participer au contrôle de la puissance réactive afin de [Ghe-11] :

- Générer/absorber une puissance réactive spécifique,
- Imposer un facteur de puissance spécifique,
- Contrôler la tension au PCC.

La solution logicielle proposée dans les chapitres précédent pour le réglage des systèmes éoliens face au défaut dans le réseau électrique était robuste mais n'était pas assez satisfaisante car elle ne devrait pas intervenir à la correction de la tension dans le PCC selon la norme IEEE P1547. De ce fait, il faut résoudre le problème et ne pas chercher à fonctionner avec le problème. Selon les exigences du code du réseau électrique, un parc éolien devrait fonctionner jusqu'à un facteur de puissance de 0,9 en retard pour soutenir la stabilité du système de production raccordé au réseau [Ara-06]. Donc, pour répondre à cette exigence, une source supplémentaire de puissance réactive est une solution efficace. La gestion de la puissance réactive et le contrôle de la tension se sont deux aspects d'une activité unique qui prend en charge à la fois la fiabilité et facilite les transactions commerciales à travers les réseaux de distribution et de transport.

Dans ce chapitre, un état de l'art est présenté depuis les premiers compensateurs d'énergie réactive jusqu'à la nouvelle famille fondés sur l'électronique de puissance FACTS (Flexible Alternatif

Curent Transmission System), afin de choisir un système approprié pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé à un réseau de transport. Dans ce même contexte, le développement récent des dispositifs à base d'électronique de puissance a fait surgir un nouveau concept appliqué dans le réseau de distribution intitulé D-FACTS (Distribution Flexible Alternatif Curent Transmission System). Ce système D-FACTS peut garantir la sûreté du réseau de distribution, le bon fonctionnement des installations éoliennes raccordées au réseau de distribution, la réduction des pertes en lignes et rendent nécessaire de garder la tension à chaque point de connexion entre le parc éolien et le réseau électrique dans une plage admissible.

Ces systèmes FACTS et D-FACTS permettent de contrôler, dynamiquement, l'écoulement de puissances, en utilisant des dispositifs basés sur de divers composants de l'électronique de puissance [Bou-10]. Deux générations de dispositifs FACTS et D-FACTS peuvent être distinguées, elles se différencient par la technologie des semi-conducteurs et de leurs éléments de puissance utilisés.

- La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.
- La deuxième génération, dite avancée, est née avec le développement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme les transistors IGBT. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

IV.2. Contraintes des systèmes éoliens connectés aux réseaux

Afin d'avoir des conditions de fonctionnement normal d'un réseau électrique, on considère les contraintes de fonctionnement sur la puissance transmise dans ce réseau, ainsi que, la puissance injectée par un parc éolien, le maintien de la stabilité de la tension et le comportement face aux chutes de tension constatées dans les contraintes d'interconnexion d'éventuels parcs éoliens en Algérie. En fonction de l'accomplissement des contraintes d'interconnexion, les installations éoliennes Algérienne doivent revoir des bonifications ou des pénalisations comme celles utilisé dans les pays européen, par exemple en Espagne, selon l'arrêté mentionné dans [Ara-06]. En ce qui concerne l'évaluation du fonctionnement du réseau en termes de qualité de l'énergie générée, on considère les normes de la CEI¹, pour les émissions de courants harmoniques et pour les flickers.

Un réseau électrique de transport ou de distribution est exposé à des contraintes d'ordres externes ou internes qui limitent la puissance qu'il peut transporter ou distribuer. Ces contraintes, résultant

¹ Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est l'organisation internationale de normalisation chargée des domaines

des lois fondamentales de l'électricité, font qu'avec l'augmentation de la charge qui peut perturber la stabilité du réseau, augmenter les pertes de puissance et en conséquence des chutes de tension importantes.

Ceci agit directement sur le bon fonctionnement du réseau électrique pour alimenter les différentes charges connectées à ce réseau et l'interconnexion de la production décentralisée tel que le parc éolien.

Les contraintes qui subissent un réseau électrique de distribution et de transport :

- Les limites thermiques de ses composants (ligne, transformateur, appareils de protection et de coupure, ...etc.).
- Les limites de la capacité de transfert des lignes électrique.
- L'instabilité de la tension,
- La connexion des productions décentralisées basée sur l'énergie éolienne.

IV.2.1. Contrainte de puissance injectée et continuité de production éolienne dans le réseau

Habituellement, le programme de production éolienne est déterminé pour une durée d'une heure et donc le calcul de la déviation se réalise sur cette base temporelle. Cependant, même si la valeur moyenne suit ce programme, les valeurs instantanées de puissance produite par un parc éolien peuvent présenter des écarts considérables par rapport au programme, ce qui est dans la pratique peut compliquer l'opération du système éolien. Les systèmes éoliens connectés au réseau de distribution, se diffèrent aux systèmes éoliens individuels et peuvent aussi incorporer d'autres systèmes de soutien basé sur d'autre source d'énergie afin de minimiser ces écarts et donc on peut trouver une contrainte de ce type à leur opération. Cela suppose une réduction dans l'échelle de temps de la comparaison entre le programme de génération éolienne et la puissance injectée à ce réseau.

Concernant le côté commercial, la puissance injectée par un système éolien peut être vendue à la société de distribution à un tarif vérifié ou bien directement à celui du marché national. Dans le premier cas, si l'installation a plus de 10 MW, le gestionnaire du parc éolien doit informer la société de distribution sur les prévisions de production dans chacune des périodes de programmation du marché de production d'énergie. En cas d'une déviation excessive (une tolérance de 20% est admise) l'installation sera pénalisée [Ara-06]. Dans le deuxième cas, pour participer au marché électrique, ce gestionnaire doit également réaliser des prédictions afin d'éviter les pénalisations dues aux déviations probable entre la production et l'offre effectuée.

IV.2.2. Contrainte de l'instabilité de tension dans un système éolien connecté au réseau

La stabilité d'un système de puissance peut être définie comme « la propriété du système de puissance qui lui permet de rester dans un état d'équilibre en conditions d'opération normale et de retrouver un point d'opération stable suite à une perturbation ». En outre, la stabilité de la tension dans un parc éolien connecté au réseau électrique est déterminée par la capacité de maintenir une tension de barre régulièrement admissible du PCC, dans des conditions de fonctionnement normal, après avoir subi des perturbations. La tension du PCC ou du réseau de distribution est dite instable lors d'une perturbation, variation de la vitesse brusque des turbines éoliennes dans un parc, un accroissement de charge ou une modification des conditions du réseau de distribution induit à une chute de tension progressive et incontrôlable, aboutissent en un effondrement généralisé de la tension dans le reste du réseau qui peut même influencer sur le réseau du transport.

Les phénomènes de l'instabilité de la tension qui sont à l'origine des chutes de tension sont [Bou-10, Ara-06] :

- L'augmentation non contrôlée de la vitesse des turbines éoliennes,
- Les défauts internes dans les génératrices ou leurs convertisseurs statiques,
- Le fonctionnement d'appareils à charge fluctuante où de la mise en service d'appareils appelant un courant important au démarrage (moteurs, transformateurs,...etc.),
- Les phénomènes aléatoires comme les courts-circuits accidentels sur les réseaux de distribution, ou sur le réseau externe de transport, les réseaux internes des clients (défaut d'isolation, usure de câbles,...etc.),
- Les chutes de tension sont caractérisées par leur amplitude et leur durée, la plupart des appareils électriques admettent une coupure totale d'alimentation d'une durée inférieure à 10 ms,
- La limite de la puissance maximale injectée et l'insuffisance de dispositif de compensation de la puissance réactive existant.

La norme utilisée par [Ara-06], établit un rapport limite entre la puissance de court-circuit au PCC du parc éolien et la puissance maximale du parc éolien. La puissance maximale injectée (en MVA) au PCC ne devra pas dépasser 5% de la puissance minimale de court-circuit dans ce point avant la connexion de l'installation et ce, afin de réduire l'influence du parc éolien sur la tension. D'après cette norme, le parc éolien connecté à un réseau de distribution doit supporter sans déconnexion des chutes de tension triphasés, biphasés et monophasés dans le PCC jusqu'à une chute de 80% de profondeur et une durée de 0.5 s. Après l'élimination du défaut, la tension au PCC (V_{PCC}), devra atteindre 80% de sa valeur nominale en 0.5 s et le 95% en 15 s. Le gabarit de tension spécifié est

présenté dans la Figure IV. 1. Parfois, les réseaux de distribution obtiendront des bonifications lorsque cette caractéristique de fonctionnement est surveillée [MI-04].

Généralement, le comportement face aux chutes de tension dans un réseau électrique connectée avec un parc éolien est directement lié à la stabilité des machines électriques constituant ce parc.

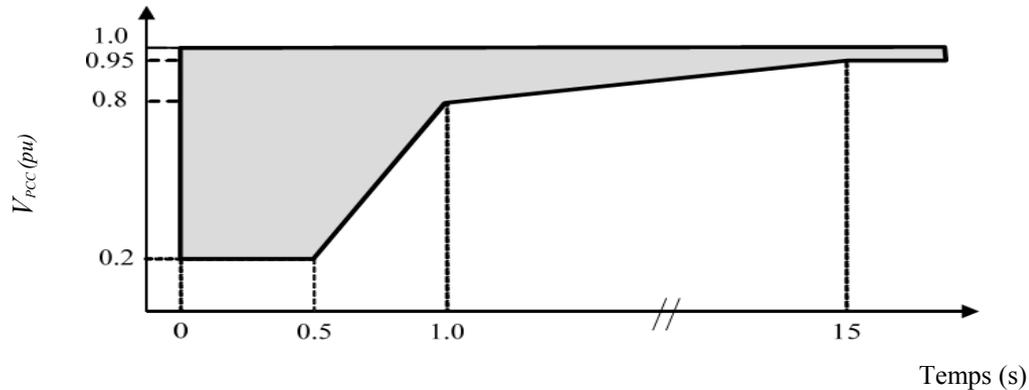


Figure IV. 1 : Gabarit de tension spécifié par l'opérateur du réseau.

IV.2.3. Contrainte d'interconnexion du système éolien

Les chutes de tension sont les perturbations provenant du réseau de distribution ou de transport qui ont davantage d'influence sur les parcs éoliens, ces dernières années, car ils affectent directement la continuité d'approvisionnement de ce réseau.

L'énergie électrique produite par le parc éolien est injectées aux réseaux électriques de distribution ou de transport pour contribuer à la satisfaction d'énergie des consommateurs. Typiquement, pour les génératrices d'une puissance supérieure à 100 kW, la tension en sortie de ce parc est de l'ordre de quelques centaines de volts. Il est donc souvent nécessaire de disposer sur le site de production d'un transformateur de puissance élévateur de tension qui permet de se connecter aux réseaux de distribution de moyennes tensions pour ces parcs éoliens de petites puissances, ou aux réseaux d'interconnexions pour les parcs éoliens de fortes puissances (e.g : parcs éoliens offshore), où la présence du vent est plus fréquente [Ara-06].

Cependant, le raccordement aux réseaux doit prendre en compte les conditions de connexion, qui se récapitulent comme suit :

- L'égalité de valeurs maximales de tension, donc de leurs valeurs efficaces,
- L'égalité de fréquences,
- le déphasage nul entre elles,
- En triphasé, même succession des phases.

Face aux effets de ces contraintes, plusieurs solutions sont adoptées au fur et à mesure que la technologie se développe, l'approche traditionnelle peut être utilisée comme l'augmentation de la

capacité de transfert d'énergie par le renforcement du réseau de distribution avec l'addition des nouvelles lignes et l'extension des sous-stations de transformation existantes. Néanmoins, cette approche n'est pas totalement économique donc il faut chercher d'autres solutions technico-économique appropriées, qui permettent de mieux exploiter un parc éolien connecté avec le réseau de distribution.

C'est ainsi que le développement de nouvelles approche, de nouvelles solutions et des stratégies, pour relever ces défis, a donné naissance à des technologies dans la production distribuée et la distribution de l'énergie électrique comme :

- Le renforcement des productions décentralisées, en utilisant la cogénération avec d'autres sources renouvelables et non renouvelables,
- Les nouveaux systèmes de mesure, de protection et de commande qui peuvent suivre les évolutions des paramètres du réseau en temps réel,
- Les nouveaux alliages sont développés pour réduire les pertes et accroître les limites thermiques des lignes électriques de distribution.

Afin de trouver la solution appropriée envers à ces contrainte la prochaine section sert à cerner exactement le problème

IV.3. Formulation du problème

Le développement récent de productions décentralisées basées sur l'énergie éolienne a fait surgir un nouveau concept de la normalisation de procédures. Tant que la pénétration des parcs éoliens dans le réseau a été modeste et la perte de production d'énergie éolienne pendant le défaut était peu significative. Par conséquent, cette nouvelle procédure des parcs éoliens face aux défauts électrique consiste à la déconnexion immédiate, pour ultérieurement procéder à leur reconnexion une fois la tension est récupérée et une période de temps bien définie. Cependant, avec l'augmentation de la pénétration des parcs éoliens il n'est plus possible de maintenir longtemps les procédures classiques de déconnexion face aux défauts électrique car une chute de tension dans une zone géographique étendue pourrait provoquer la perte d'une partie consistante de la génération totale.

Dans ce même contexte, la majorité des parcs éoliens connectés au réseau électrique sont contrôlées soit pour assurer la production maximale de leurs puissances au réseau, ou pour débiter une puissance active prédéterminée par le gestionnaire de réseau électrique et satisfaire ainsi la puissance réactive demandée pour avoir un facteur de puissance prédéterminé. Cependant, ces parcs éoliens peuvent se déconnecter brusquement lorsqu'un défaut de court-circuit ou d'une chute de tension importante survient sur le réseau. Ceci conduit à un déséquilibre entre la puissance consommée et celle produite ce qui provoque de graves problèmes tel que la chute de la fréquence.

Si la réserve de puissance répartie sur l'ensemble du système électrique est insuffisante pour combler la puissance manquante, un black-out peut se produire [Bés-06]. La circulation du courant dans la ligne électrique provoque aussi une chute de tension. La tension est alors plus basse au bout de ligne électrique que son début, plus la ligne est chargée en transit de puissance et plus la chute de tension sera importante.

De ce fait, les parcs éoliens connectés au réseau de distribution doivent être capables de contrôler le facteur de puissance dans le PCC de l'installation entre 0.95 inductif et 0.95 capacitif afin de contribuer au maintien de la tension [Ara-06]. Cela peut être expliqué par un modèle simple d'une ligne électrique composé d'un générateur à une extrémité (poste source), d'une ligne de puissance équivalente, d'un parc éolien et une charge dans l'autre extrémité comme le montre la Figure IV. 2.

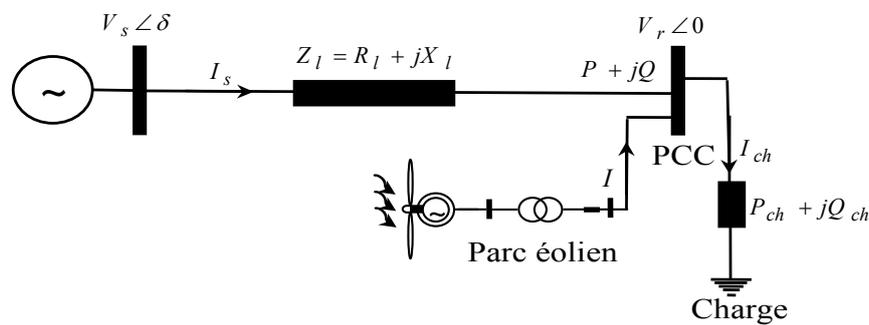


Figure IV. 2 : Ligne électrique de distribution connectant un parc éolien et une charge.

Avec V_s et V_r sont, respectivement, la tension des deux extrémités. Cette ligne électrique a une résistance R_l et une réactance X_l . P et Q représentent respectivement, les puissances active et réactive transmises à l'extrémité du PCC [Ghe-11]. De plus, la puissance électrique injectée ou même distribuée a des capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge δ .

En premier temps, dans la Figure IV. 2, ligne électrique est considérée sans tenir en compte la compensation d'énergie réactive, donc, la représentation du diagramme des tensions est exprimée sur la Figure IV. 3.

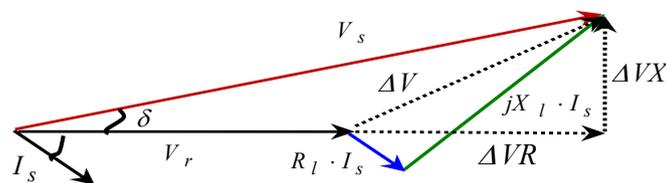


Figure IV. 3 : Diagramme des tensions d'une ligne électrique sans compensation.

Lors d'un défaut, un courant I_s élevé est demandé ou injecté à partir de la source V_s , la tension V_r chute au-dessous de la valeur V_s . la chute de tension ΔV , à partir du schéma équivalent et du diagramme des tensions de la Figure IV. 3 est donnée par la formulation qui suit :

$$\Delta V = V_s - V_r = Z_l I_s \quad (\text{IV. 1})$$

Avec I_s le courant dans le PCC qui dépend des puissances P et Q de ce point :

$$I_s = \frac{P - jQ}{V_r} \quad (\text{IV.2})$$

En tenant compte la tension V_r comme référence des phases et à partir de l'équation (IV. 1), (IV.2) et $\bar{V}_r = V_r + j0$, donc la chute de tension peut être réécrite comme suit:

$$\Delta V = (R_l + jX_l) \left(\frac{P - jQ}{V_r} \right) = \frac{R_l P + X_l Q}{V_r} + j \frac{X_l P - R_l Q}{V_r} = \Delta VR + j\Delta VX \quad (\text{IV.3})$$

La chute de tension possède donc deux composantes ΔVR en phase avec la tension V_r et une composante ΔVX en quadrature avec V_r . D'après l'équation (IV. 3), la chute ΔV dépend de la puissance active et réactive du PCC.

En connectant un compensateur de puissance réactive en parallèle dans le PCC, comme le montre la Figure IV. 4, il sera possible de maintenir la tension V_r égale en module à la tension V_s .

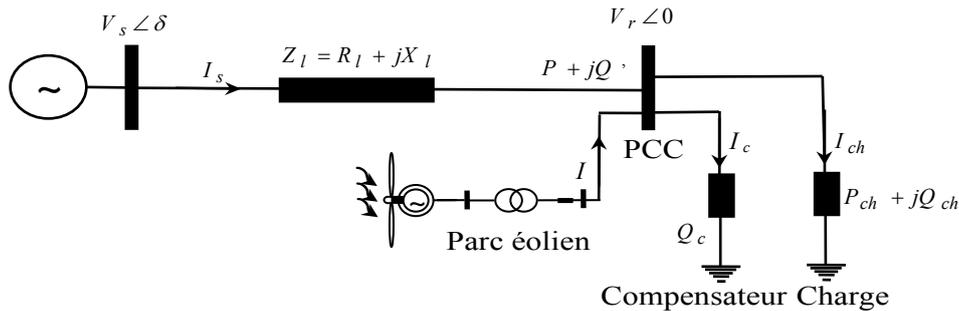


Figure IV. 4 : Ligne électrique de distribution connectant un parc éolien avec compensation.

D'après la Figure IV. 4, la puissance réactive totale connectée au PCC sera remplacée par $Q' = Q + Q_c$, où Q_c est la puissance réactive injectée ou absorbée par le compensateur et qui sera ajustée pour réduire la chute de tension ΔV jusqu'à ce que la tension V_r sera égale à la tension V_s . Alors, pour maintenir cette tension constante en dépit de la variation du courant, il faut contrôler la puissance réactive au point de raccordement PCC.

Les variations de la tension du réseau et les fluctuations de la puissance réactive sont étroitement liées dans un système de production et de distribution d'énergie. Ceci tient au fait que la puissance réactive intervient de manière importante dans l'expression de la chute de tension. De ce fait, le contrôle de la tension dans les réseaux de distribution, se réalise en agissant sur l'énergie réactive.

IV.4. Compensation d'énergie réactive dans les systèmes éoliens

Les systèmes éoliens connectés aux réseaux électriques ont pour but de véhiculer une quantité de la puissance jusqu'aux consommations en courant alternatif. De plus, la répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation ou dans le PCC des parcs éoliens peut contribuer à maintenir la tension constante sur le réseau. De ce fait, on trouve deux catégories de solutions : des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) et des moyens de compensation de puissance réactive dynamiques (alternateurs, systèmes FACTS) [Hen-09]. Ces deux principes de compensations sont expliqués dans cette section, ainsi que plusieurs types de compensation par des moyens classiques sont présentés.

IV.4.1.Principe de compensation parallèle

Par le contrôle du flux de puissance réactive dans la ligne électrique, ces compensateurs parallèles (shunt) appelés aussi compensateurs de puissance réactive, permettent de maintenir la tension du réseau au point de connexion dans une plage bien déterminée pour le bon fonctionnement du réseau.

IV.4.2.Principe de compensation série

La puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison dont le comportement est essentiellement inductif. C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction en série avec la ligne électrique d'un banc de condensateurs d'impédance X_c . Fictivement l'impédance de la ligne électrique est donc réduite de X_l à $(X_l - X_c)$ et le transit de puissance est donc augmenté [Bou-10].

IV.4.3.Type de compensation d'énergie réactive

En général, pour le réglage à mettre en œuvre face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance et aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau électrique, on peut distinguer deux types de compensation d'énergie réactive : les compensateurs classiques et les compensateurs avancés ou les systèmes FACTS.

Les moyens classiques de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension sont :

- les condensateurs et inductances fixes,
- les compensateurs synchrones,
- les transformateurs à prises variables (en charge ou à vide).

IV.4.3.1. Condensateurs et inductances fixes

Les batteries de condensateurs installées en dérivation peuvent atteindre quelques MVAR fractionnables par gradins de 2 à 4 MVAR, peuvent atteindre 10 MVAR. Elles sont utilisées pour l'amélioration du facteur de puissance au niveau de charges inductives. Par contre, ce type de solution peut avoir quelques inconvénients, qui peuvent être cités comme suit :

- La puissance réactive produite est réduite lorsque la tension est réduite $Q = C\omega V^2$ alors qu'elle devrait s'accroître,
- Les surtensions et les surintensités à l'enclenchement lors de la connexion de ces batteries.

Les batteries de condensateurs sont fractionnées en gradins mis en ou hors tension par les disjoncteurs ou actuellement par thyristors (ce qui supprime toute usure du matériel et augmente la vitesse de réponse), contrôlés par des relais var-métrique qui mesure l'erreur entre valeur de consigne et de puissance fournie. Ainsi, les batteries de condensateurs peuvent être branchées en série avec les conducteurs d'une ligne électrique afin de réduire sa réactance.

Ce type de compensation réduit l'angle de transport et agit donc aussi sur le transit de puissance active et accroît la limite de puissance transmise et la stabilité du réseau [Zha-12, Cra-03]. Les inductances sont utilisées pour absorber la puissance réactive produite par des lignes électriques longues à très haute tension ou de moyenne tension à faible charge. Elles sont généralement raccordées au tertiaire de transformateurs et leur puissance peut aller de 50 MVAR (via un transformateur à trois enroulements) à 400 MVAR en raccordement direct sur des lignes de très haute tension [Cra-03].

IV.4.3.2. Compensateur synchrone

Généralement, la machine synchrone est parmi les groupes de production de source de tension ou de consommation de l'énergie réactive. Cette machine est un compensateur synchrone, notamment conçue pour la production ou l'absorption de puissance réactive en ajustant sur son excitation. En sure-excitation, elle fournit de l'énergie réactive comme un condensateur. En sous-excitation, elle absorbe du réactif comme une inductance. Vu l'éloignement électrique entre les groupes de production et de consommation, les groupes ne compensent pas les charges mais peuvent faire face à la demande en réactif du réseau. La fourniture de puissance réactive en surexcitation est limitée par le courant rotorique maximal et en absorption par la stabilité de la machine synchrone. Cette limite peut varier avec des régulateurs de tension. Ces limites sont les mêmes que pour les groupes de centrales. En outre, des valeurs typiques vont de 20 à 60 MVAR en fourniture et de 10 à 30 MVAR en absorption. Généralement, ils sont branchés au tertiaire d'un transformateur. Le grand avantage par rapport aux condensateurs ou inductances passives est leur grande flexibilité sous toutes conditions de charge (réglage continu), par contre leur coût est important tant en investissement qu'en maintenance [Ach-04].

IV.4.3.3. Transformateurs avec prises réglables en charge

Un transformateur à réglage en charge modifie le rapport de transformation en augmentant ou en diminuant le nombre de spires de l'enroulement de haute tension. Ainsi, il faut prendre en compte d'éviter l'interruption du courant et la mise des spires en court-circuit lors de la commutation. Cela est réalisé par l'insertion temporaire d'une inductance ou d'une résistance. La plage de réglage est typiquement de $\pm 15\%$ avec une vingtaine de prises (échelon entre 1 et 2 %). Par rapport au réglage nominal, un changement de prises correspond à une injection d'une tension additionnelle au point d'insertion du transformateur, ce qui implique une modification de la répartition de la puissance réactive dans la zone concernée [Bés-06]. Dans notre cas, nous orientons nos travaux dans le contexte du problème de la sécurité en tension dans un parc éolien (en termes d'instabilité) qui reste mal maîtrisé. Dans ce contexte, l'utilisation des systèmes FACTS face à ce problème se structure particulièrement autour de l'augmentation de la stabilité de tension dans [Bek-14] :

- Le fonctionnement normal,
- La contingence (perte d'une ligne, d'un transformateur, d'un groupe producteur, etc...).

En effet, les FACTS permettent de :

- L'vitement du transport d'énergie réactive en la fournissant là où elle est demandée,
- L'augmentation des puissances maximales transmissibles et donc les transferts de puissance active,
- Le contrôle des flux de puissance pour la surcharge des lignes électriques et le risque de déclenchement en cascade.

On peut noter que ces trois dernières propositions sont liées. Pour cela, des modèles de FACTS appropriés à ces études sont indispensables. La prochaine section sera consacrée sur la nouvelle famille de compensateur moderne dite système FACTS.

IV.5. Systèmes FACTS

Vis-à-vis aux problèmes de transit de puissance et de la stabilité transitoire d'un réseau électrique, l'institut américain EPRI² a lancé, un projet d'étude appelé FACTS (Flexible Alternatif Current

² Electric Power Research Institute (EPRI) est un institut qui réalise des recherches pour l'industrie de production électrique des États-Unis.

Transmission Systemes) pour les systèmes de compensation d'énergie réactive basés sur l'électronique de puissance. Pour cela, les progrès de ce projet, comportent soit des thyristors blocables par impulsion négative, soit des transistors IGBT utilisés pour ces systèmes afin de mieux maîtriser le flux de puissances dans les lignes électriques. Ainsi, l'avantage des transistors IGBT demeure dans la rapidité des commutations et la commodité de l'élaboration des signaux de commande à appliquer au niveau de la base de ces transistors. L'idée principale des FACTS peut être expliquée par l'équation de base (V. 4) de la puissance transmise à travers une ligne électrique de transport à courant alternatif [Ach-04] :

$$P = \frac{V_s V_r}{X} \sin(\delta) \quad (\text{V. 4})$$

V_s et V_r sont les tensions aux extrémités de la ligne, X représente l'impédance série de la ligne, δ est l'angle de charge. Il est clair que les trois paramètres tel que la tension, l'impédance et l'angle de phase influencent la puissance transmise entre les deux systèmes.

Ces possibilités dérivé par l'habilité des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation (V. 4) qui gouverne l'opération de transmission de l'énergie électrique dans une ligne électrique tel que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension et angle de charge. Ces systèmes FACTS peuvent être aussi classifiés en trois catégories, selon le mode d'insertion au réseau :

- Les compensateurs parallèles,
- Les compensateurs séries ou compensateur d'impédance,
- Les compensateurs hybrides (série – parallèle),

Dans cette section, les principaux systèmes FACTS sont cités comme suit :

- Les compensateurs parallèles à base de thyristors,
- Les compensateurs parallèles à base de transistor,
- Les compensateurs séries à base de thyristors,
- Les compensateurs séries à base de transistor,
- Les compensateurs hybrides (série et parallèle) à base de thyristors,
- Les compensateurs hybrides (série et parallèle) à base de transistor.

Les possibilités du contrôle grâce à l'application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont résumées dans la Figure IV. 5.

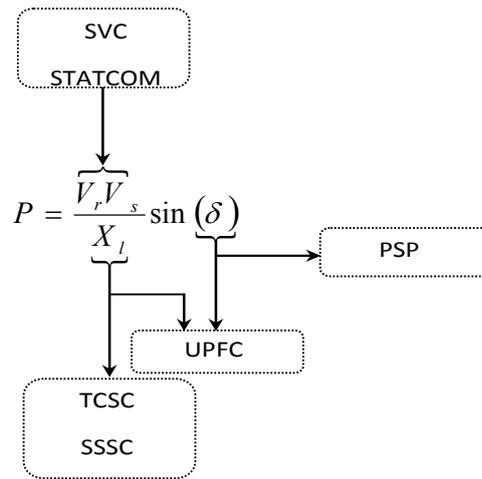


Figure IV. 5 : Schéma représentant de l'application du système FACTS.

IV.5.1. Compensateurs parallèles à base de thyristors

IV.5.1.1. Thyristor Controlled Reactor (TCR)

Un circuit TCR ou RCT (Réactances Commandées par Thyristor) est composé d'une impédance mise en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la Figure IV. 6, la valeur de l'impédance est constamment changée par l'amorçage des thyristors.

Un dispositif TCR ne dispose pas de source de puissance réactive. Pour cela, ce dispositif n'est pas suffisant pour compenser la puissance réactive dans un réseau. Habituellement, un TCR est branché avec des bancs de condensateurs comme source de puissance réactive et le TCR contrôle cette source de puissance. La valeur de l'inductance, dans le TCR, est continuellement changée par l'amorçage de ces thyristors.

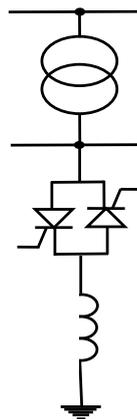


Figure IV. 6 : Structure du TSR/TCR.

IV.5.1.2. Thyristor Switcher Capacitor (TSC)

Le circuit TSC est composé d'un condensateur placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la

Figure IV. 7, pour un TSC les thyristors fonctionnent en pleine conduction.

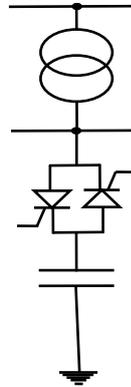


Figure IV. 7 : Structure du TSC.

IV.5.1.3. Static Var Compensator (SVC)

Le compensateur statique d'énergie réactive (SVC), plus connu sous le nom de compensateur hybride d'énergie réactive car c'est une association des dispositifs TCR, TSC, banc de condensateur d'une capacité fixe et des filtres [Gyu-88]. Notamment, le SVC représenté schématiquement sur la Figure IV. 8 est constitué de deux thyristors de commutation, TSC et TCR. Un SVC est une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour équilibrer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut électrique. Le courant traversant la réactance est contrôlé par les valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors. Le système de contrôle qui génère les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion soit la puissance réactive dans la charge associée et calcule l'instant auquel il faut amorcer les valves à thyristor.

Un SVC qui est supposé idéal ne comprend pas de composant résistif, donc il ne consomme pas d'énergie active du réseau. Sa puissance réactive est en fonction de la tension au jeu de barre de connexion et de sa susceptance.

La caractéristique statique est donnée sur la Figure IV. 9, trois zones de fonctionnement sont distinctes [Bou-10] :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau,
- Une zone de réglage où l'énergie réactive et une combinaison de TCR et de TSC,
- Une zone où le TCR donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés.

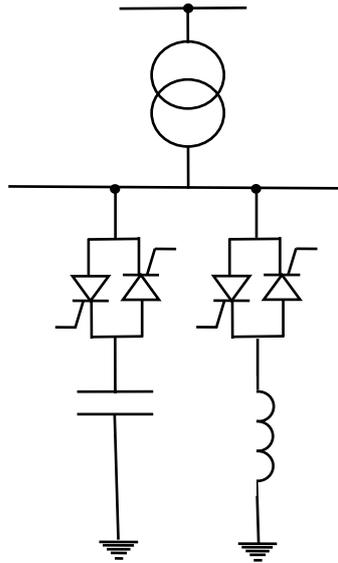


Figure IV. 8 : Structure du SVC.

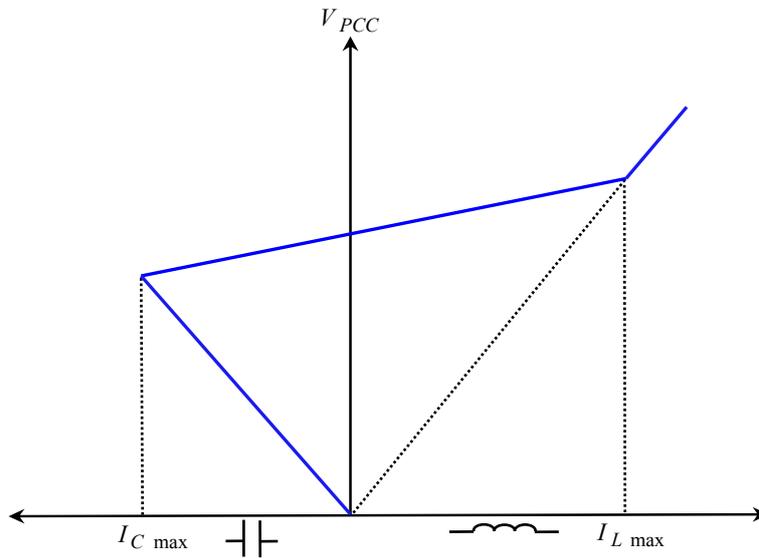


Figure IV. 9 : Caractéristique du SVC.

IV.5.1.4. Thyristor Control Breaking Resistor (TCBR)

Ce type de compensateur connecté en parallèle avec un SVC, comme le montre la Figure IV. 10, est utilisé pour le renforcement de la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations.

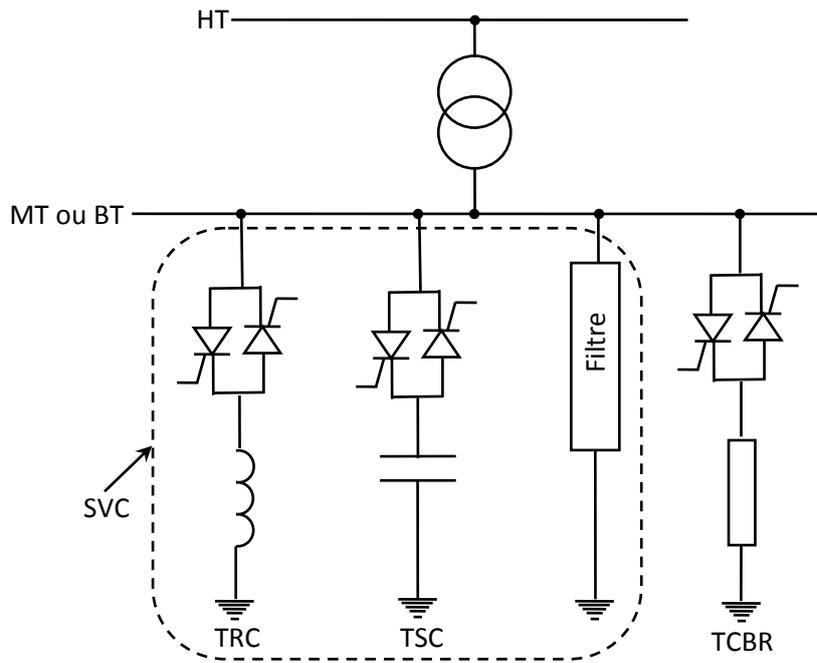


Figure IV. 10 : Structure du SVC et du TCBR.

IV.5.2. Compensateurs parallèles à base de transistor

Ce dispositif est un compensateur parallèle à base d'un onduleur composé par des transistors de type IGBT. Ce système est appelé Static Synchronous Compensator (STATCOM), qui est analogue à un compensateur synchrone et comme c'est un système électrique il n'a pas d'inertie mécanique présentant alors de meilleures caractéristiques telles que sa dynamique rapide, son faible coût d'installation et sa maintenance devant les compensateurs synchrones.

Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour se faire, l'onduleur est connecté parallèlement au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur de couplage. En comparant aux SVCs, les STATCOMs engendrent moins d'harmoniques, sont plus rapides, plus petits et ils ont un comportement amélioré en basse tension [Ara-06]. Ce convertisseur de tension est alimenté par des batteries de condensateur comme le représente la Figure IV. 11.

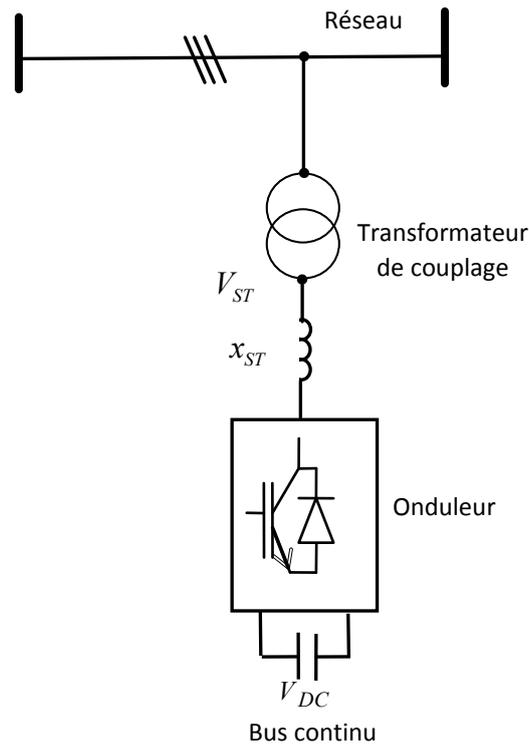


Figure IV. 11 : Structure du STATCOM.

Contrairement au SVC, il n’y a pas d’élément capacitif qui peut entraîner des résonances avec les éléments inductifs. La Figure IV. 12 montre la caractéristique statique du STATCOM, d’après cette figure, on remarque que ce dispositif à l’avantage de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension du PCC diminue

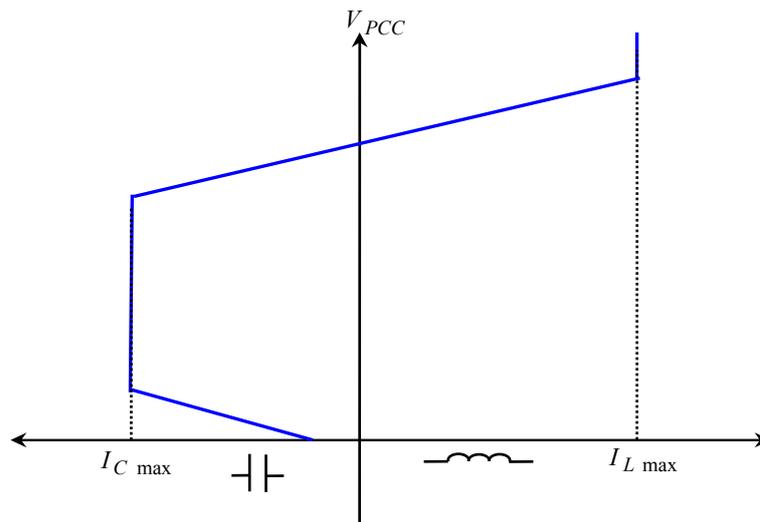


Figure IV. 12 : Caractéristique statique d’un STATCOM.

Ce type de FACTS présente d'autres avantages :

- La bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle,
- L'étendue de la plage d'opération est plus large qu'un SVC classique,
- Les performances dynamiques sont plus élevées qu'avec un SVC classique,
- La bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal même lorsque la tension est presque nulle car il ne présente pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau,
- Le contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système,
- La flexibilité opérationnelle maximale est obtenue par la disponibilité de cabines mobile,
- La structure modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissance.

IV.5.3. Compensateurs séries à base de thyristors

Les compensateurs série à base de thyristors les plus connus sont :

IV.5.3.1. Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)

L'élément de base d'un TSSC est une capacité en parallèle avec un gradateur à thyristor (valve 'bypass') comme l'illustre la Figure IV. 13. La capacité entre en série avec la ligne lorsque ce gradateur est bloqué, et court-circuitée quand ce gradateur est en pleine conduction. La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés soit de 180 degrés.

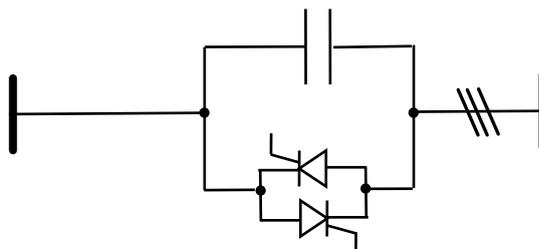


Figure IV. 13 : Structure du TSSC.

IV.5.3.2. Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR)

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage de réactance contrôlée est égal à 120 degrés, le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlée X_l agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que

l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison des deux réactances en parallèle [Bou-10].

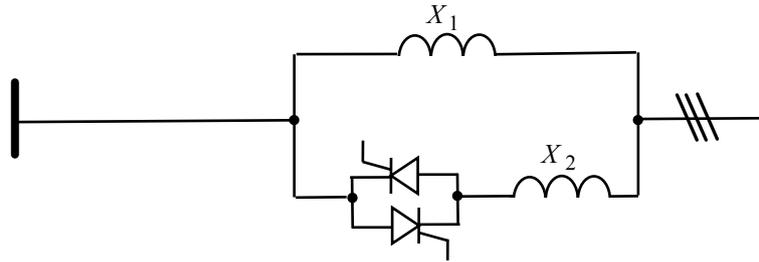


Figure IV. 14 : Structure du TCSR.

IV.5.3.3. Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

Il est constitué d'une inductance en série avec un gradateur et l'ensemble en parallèle avec une capacité comme le montre la Figure IV. 15. Le TCSC placé en série dans une ligne de transport électrique pour permettre de contrôler le flux de puissance et d'accroître la capacité de transfert des lignes électrique en agissant sur la réactance X_{TCSC} qui varie selon l'angle de retard à l'amorçage des thyristors α donné par la formule (IV. 5).

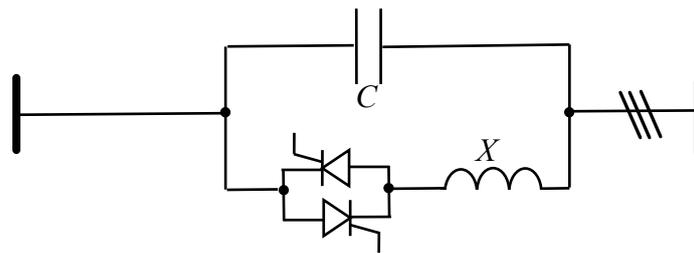


Figure IV. 15 : Structure du TCSC.

La réactance d'un TCSC est donnée par la relation suivante :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{L\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LC\omega^2} \quad (IV.5)$$

IV.5.4. Compensateurs séries à base de transistor

Le compensateur série à base de transistor le plus connu est sous l'appellation Static Synchronous Series Compensator (SSSC). C'est un onduleur à source de tension placé en série avec la ligne de transport d'énergie électrique à travers un transformateur de couplage, ce type de compensateur est le dispositif le plus important de cette famille de FACTS. Il est composé d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique [Bou-10]. La Figure IV. 16 illustre le branchement d'un SSSC avec le réseau électrique.

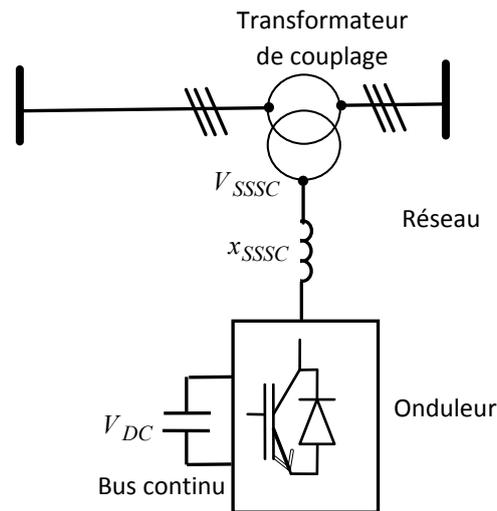


Figure IV. 16 : Structure du SSSC.

Ce type de FACTS est capable d'échanger de la puissance réactive et de la puissance active (en insérant un système de stockage d'énergie), avec le réseau. La tension injectée à la fréquence du réseau peut être commandée en amplitude et en phase, quand il s'agit de la compensation seulement réactive, seule l'amplitude de la tension est contrôlable, car le vecteur de tension injectée est perpendiculaire au courant de la ligne, dans ce cas la tension injectée en série peut faire avancer ou retarder le courant de la ligne de 90 degrés. Cela explique que le SSSC peut être contrôlé en douceur par une valeur de courant quelconque en avance ou en retard de phase à l'intérieur de la plage de fonctionnement [Tho-06]. Le fait que le SSSC puisse créer autant de tensions capacitatives qu'inductives sur une ligne ceci accroît le domaine d'application de ce dispositif.

La caractéristique statique d'un SSSC (compensateur synchrone statique série) est montrée par la Figure IV. 17.

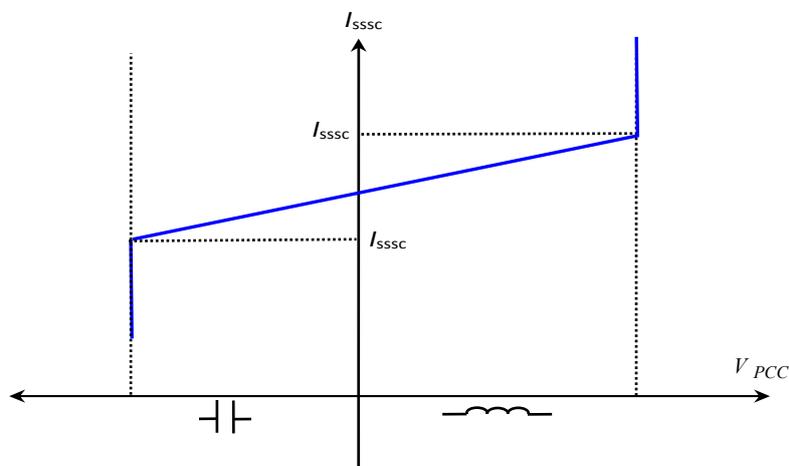


Figure IV. 17 : Caractéristique statique du SSSC.

Un des avantages de ce compensateur est qu'il n'insère pas de condensateur en série sur la ligne électrique, il ne peut donc en aucun cas provoquer de résonance subsynchrone. De plus, son encombrement est réduit par rapport à un condensateur série de type avancé. Par contre, sa commande est plus complexe que celle d'un TCS [Sad-98].

IV.5.5. Compensateurs hybrides (série–parallèle) à base de thyristors

Le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors sous l'appellation Static Phase Shifter (SPS), ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés par une action mécanique. Ce compensateur est composé de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne électrique et l'autre en parallèle, la principale structure de ce dispositif est montrée sur la Figure IV. 18 [Gho-03].

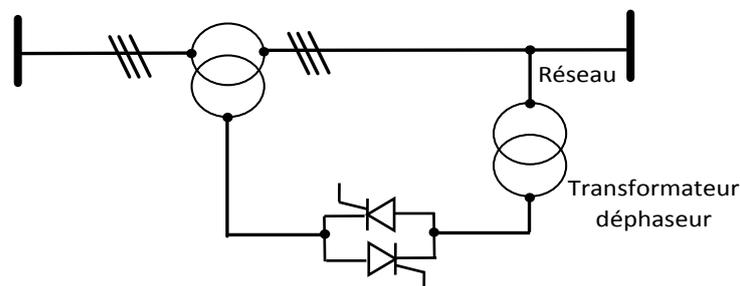


Figure IV. 18 : Structure du SPS.

Cet équipement varie l'angle de charge de la tension aux extrémités de la ligne électrique ; son principe est basé sur l'injection d'une tension en quadrature avec la tension de l'extrémité de la ligne électrique à déphaser. Ce dispositif permet aussi un contrôle rapide du flux de la puissance active.

IV.5.6. Compensateurs hybrides à base de transistor

Le compensateur hybride à base de transistor appelé Unified Power Flow Controller (UPFC) est constitué de deux onduleurs de tension qui partagent le même condensateur dans leurs côtés continus et possédant un système de commande unifié, la Figure IV. 19 donne son schéma de principe [Gho-03].

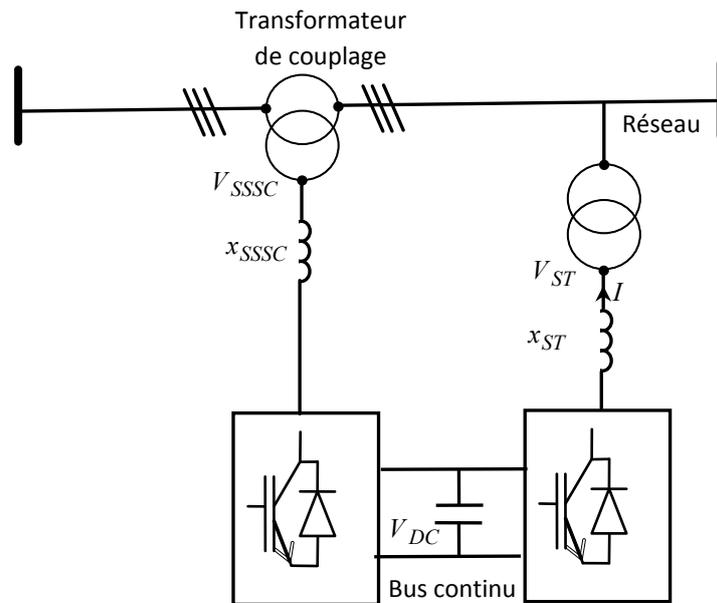


Figure IV. 19 : Structure de l'UPFC.

La spécificité de ce compensateur est de pouvoir contrôler simultanément les puissances active et réactive, les tensions aux extrémités de la ligne électrique. Ces possibilités sont acquises par l'échange d'énergie entre les deux onduleurs : la puissance active demandée par l'onduleur série est amenée du réseau par l'onduleur parallèle à travers la partie continue (DC) pour la conduire au jeu de barre. La tension de sortie de l'onduleur série est ajoutée à la tension de l'autre jeu de barre pour soutenir la tension de ce jeu de barre. De ce fait, l'amplitude de la tension injectée permet une régulation de la tension et la phase déterminant le mode de contrôle du flux de puissance [Bel-01]. Finalement, l'intérêt capital des systèmes FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes électriques sous les conditions normales.

IV.6. Application des systèmes FACTS dans un réseau électrique Algérien

En 2002, un total de trois systèmes FACTS parallèles de type SVC (Static Var Compensator) a été introduit dans le réseau national : un FACTS parallèle dans la sous station de Naama et deux à Béchar. Les trois SVC ont la même dimension équivalente à $-10/+40\text{Mvar}$ comme le montre la Figure IV. 20. L'une des plates-formes de ces trois SVC en Algérie est montrée sur la Figure IV. 21. Ces systèmes FACTS parallèles sont connectés dans le réseau qui est constitué d'une ligne aérienne de 500km sous une tension de 220kV. Cette ligne aérienne de transport est construite pour but d'alimenter la zone éloignée dans la partie ouest et sud-ouest de l'Algérie et ces systèmes FACTS parallèles sont connectés dans cette ligne pour le maintien de la tension à un niveau stable dans le réseau électrique sous diverses conditions d'exploitation [Bek-14].



Figure IV. 20 : Systèmes FACTSs en Algérie : un SVC à Naama et deux SVCs à Béchar [ABB-01].



Figure IV. 21 : Photo montrant l'une des Plates-formes de ces trois SVCs en Algérie [ABB-01].

IV.7. Application des systèmes FACTS dans un réseau électrique de distribution

L'application des systèmes FACTS au niveau du réseau de distribution est pour ces raisons distinctes [Bou-10] :

- Le maintien de la tension à des niveaux acceptables dans le PCC du parc éolien connecté à un réseau de distribution,
- La protection contre les charges polluantes (usine avec un four à arc qui crée des creux de tension),
- La protection des charges prioritaires (hôpital, banque et...) au reste du réseau, nécessitant une grande qualité et stabilité de la tension (charges électroniques où industries de hautes technologies).

Ces dispositifs sont les mêmes systèmes FACTS qui sont utilisés pour, la correction du facteur de puissance et la régulation de la tension, le filtrage et l'équilibrage de la charge. Les filtres actifs, qui ont pour rôle d'éliminer les courants harmoniques, peuvent être connectés en séries ou en parallèles.

Les systèmes D-FACTS, dans les réseaux de distribution, jouent un rôle important dans le contrôle des transits de puissance et le maintien de bonnes conditions d'exploitation. Le concept D-FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. Ainsi, la technologie de ces systèmes assure une rapidité et une fiabilité supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. L'intérêt de ces dispositifs est non seulement de pouvoir contrôler l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques mais aussi d'augmenter la qualité et la capacité réelle de la distribution de l'énergie électrique jusqu'à leur limite thermique maximale tout en maintenant, voire en améliorant la stabilité des réseaux électrique de distribution.

Cependant, les dispositifs D-FACTS shunts sont les plus utilisés en raison d'une plus grande facilité de maintien de la tension et la stabilité des parcs éoliens connectés aux réseaux électriques, qui sont les suivants :

1. **D-STATCOM** : c'est un dispositif qui est connecté en parallèle et qui a la même structure que le STATCOM présenté dans la Figure IV. 11. Ce dispositif peut assurer la compensation de la charge, la correction du facteur de puissance, le contrôle de la tension, le filtrage des harmoniques etc. Cependant, on doit noter qu'il y a une différence substantielle dans les caractéristiques de fonctionnement d'un STATCOM et d'un D-STATCOM. Le STATCOM est construit pour injecter à l'ensemble des trois tensions quasi sinusoïdales équilibrées qui sont déphasé d'un angle de 120 degrés, par contre le D-STATCOM, est souvent connecté dans un réseau de distribution. Parfois, ce dispositif doit injecter un courant déséquilibré et avec distorsions harmoniques pour éliminer le déséquilibre ou les déformations dans le courant de charge ou la tension d'alimentation.

2. **Dynamic Voltage Restorer (DVR)** : c'est un dispositif qui est connecté en série et qui a la même structure que le SSSC présentée dans la Figure IV. 16, le but principal de ce dispositif est de protéger les charges sensibles contre le phénomène de chute de tension et la surtension.
3. **Unified Power Quality Conditioner (UPQC)** : il a la même structure que l'UPFC présentée dans la Figure IV. 19. En outre, c'est un dispositif très souple qui peut injecter des courants en parallèle et les tensions en série simultanément dans un mode de contrôle double. Donc il peut réaliser les fonctions de la compensation de charge et la commande de la tension en même temps. Comme dans le cas du D-STATCOM ou du DVR. Cependant, l'UPQC doit également injecter des tensions et des courants non équilibrés et déformés et par conséquent ses caractéristiques de fonctionnement sont différentes que celle de l'UPFC.

IV.8. Technologie et point de connexion des systèmes FACTSs avec un parc éolien

Les technologies abordées dans la conception des systèmes de compensation d'énergie réactive sont aventureuse par son point de connexion. A priori, il y a trois emplacements essentiels pour ces systèmes dans une application éolienne (voir Figure IV. 22) : au niveau du réseau de transport (utilisé pour plusieurs parcs éoliens), au niveau du réseau de distribution (à moyenne tension pour un seul parc éolien qui est notre cas d'étude) et dans la basse tension (pour une seule turbine éolienne). De plus, en fonction de son emplacement, il y a trois technologies qui sont primordiales pour ces systèmes FACTS : transport, distribution et basse tension, il est à noter que le terme D-FACTS est souvent réservé aux deux dernières applications.

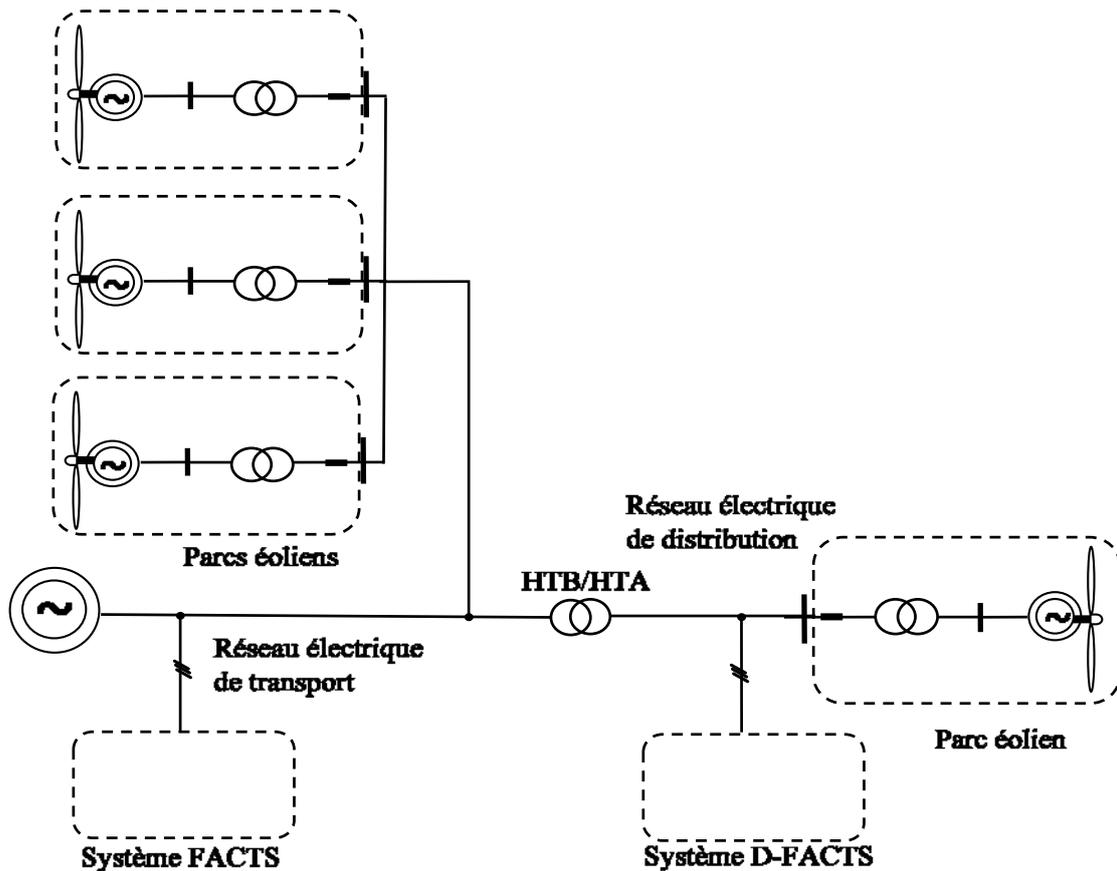


Figure IV. 22 : Différents emplacements d'un FACTS pour une application éolienne dans le réseau du transport et dans le réseau de la distribution.

Le choix de l'emplacement d'un FACTS est une décision économique plus qu'une décision technique. Il peut y avoir des privilèges dans la distribution de la capacité de compensation entre autres parcs éoliens plutôt que dans l'installation d'un seul dispositif de transport centralisé, en sachant qu'on ne connaît pas exactement combien, quand, où, quel type de système éolien va être mis en place dans l'avenir sur le réseau électrique [ABB-04].

IV.9. Conclusion

Les compensateurs classiques et la nouvelle famille de système FACTS de type parallèle, séries ainsi que les compensateurs hybrides ont été discutés dans ce chapitre. L'application de ces éléments dépend du problème à résoudre et leur contribution dans un réseau électrique. C'est pourquoi, les dispositifs FACTS et D-FACTS, sont une alternative très appropriée du point de vue technique, économique et environnemental, car ils peuvent participer à s'affranchir des contraintes du réseau électrique.

En effet, ces dispositifs FACTS et D-FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que :

- L'amélioration des performances dynamiques d'un parc éolien raccordé aux réseaux électriques,
- Le renforcement du contrôle de la tension et la stabilité du réseau,
- La réduction des pertes actives totales,
- La compensation de l'énergie réactive,
- L'amortissement des oscillations de puissance,
- La croissance de la capacité de transport de la puissance active,
- La maîtrise de la répartition, de la distribution et les transits des puissances,
- L'amélioration des oscillations de puissance et de tension susceptibles d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut,
- L'amélioration de la stabilité électromécanique des groupes de production,
- L'obtention d'un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de puissance,
- L'agrandissement de la capacité de transmission de puissance des lignes électriques.

Pour résumer l'utilisation des FACTS et D-FACTS dans les différents problèmes rencontrés dans les parcs éoliens connectés aux réseaux électriques on donne le tableau suivant :

critère	Problème à résoudre	Action corrective	FACTS et D-FACTS utilisés
Performance dynamique d'un parc éolien	Augmentation de la vitesse des génératrices asynchrones dans un parc éolien	Fournir de l'énergie réactive	D-SVC, D-STATCOM
	Chute de tension dans le PCC	Fournir de l'énergie réactive	D-SVC, D-STATCOM
Limite de tension	Chute de tension à une charge extrême	Fournir de l'énergie réactive	SVC, STATCOM, D-SVC, D-STATCOM
		Réduire la réactance de la ligne électrique	TCSC
	Surtension suite à une ouverture d'une grande charge	Absorption de l'énergie réactive	SVC, STATCOM, D-SVC, D-STATCOM
	Chute de tension suite à un court-circuit	Fournir de l'énergie réactive	SVC, STATCOM D-SVC, D-STATCOM
Limite thermique	Surcharge des lignes électriques de transport	Augmenter la capacité du transport ou de distribution	TCSC, UPFC, SSSC DVR, UPQC

Ecoulement de puissance	Distribution de la puissance sur des lignes électriques en parallèles	Ajuster la réactance de la ligne électrique	TCSC, UPFC, SSSC
		Ajuster l'angle de transport	UPFC, SSSC,
	Inverser l'écoulement de puissance	Ajuster l'angle de transport	UPFC, SSSC, UPQC
Court-circuit	Les courants intenses de court-circuit	Limitations des courants de court-circuit	TCSC, UPFC
Stabilité	Puissance transmissible limitée	Réduire la réactance de la ligne électrique	TCSC, SSSC, DVR

D'après ce tableau, le STATCOM et le D-STATCOM sont la meilleure option pour la compensation dynamique de la puissance réactive parce qu'à des tensions inférieures à la plage de tension normale, il peut générer plus de puissance réactive que les autres dispositifs FACTS et D-FACTS comme les compensateurs statiques (SVC et D-SVC). Cependant, le compensateur conventionnel SVC fournit la puissance réactive par des éléments de circuit physiques tels que les condensateurs ou les bobines. Ainsi, les éléments de commutation dans ce dispositif sont les thyristors, qui peuvent être activés quand ils ont une tension de polarisation directe, mais le blocage, seulement à un passage naturel du courant par zéro, donc un temps de réaction très lent. Par conséquent, cette différence explique que le STATCOM et le D-STATCOM ont une caractéristique fonctionnelle supérieure, une meilleure performance et une plus grande flexibilité d'application que celles atteignable avec un SVC ou un D-SVC [Man-12]. Le D-STATCOM est capable de contrôler son courant de sortie au cours du fonctionnement capacitif maximal ou de la plage de la tension inductive indépendamment de son côté alternatif, tandis que le courant de compensation maximal atteignable du SVC ou du D-SVC diminue linéairement avec une tension alternative.

Dans le prochain chapitre, l'utilisation des systèmes D-FACTS tel que le D-SVC et le D-STATCOM connecté au PCC avec un parc éolien pour réguler la tension à l'état stable sont discutés, ainsi que les réponses dynamiques du parc éolien durant différentes perturbations du côté de réseau de distribution sont présentés.

Chapitre V :

Application des systèmes D-FACTS parallèles dans un parc éolien raccorde au réseau de distribution

V.1. Introduction	141
V.2. Problématique de connexion d'un parc éolien au réseau dans un site Algérien dans les hauts plateaux	142
V.3. Constitution du parc éolien et l'emplacement du D-FACTS parallèle.....	145
V.4. Modélisation et commande du D-SVC	147
V.5. Modélisation et commande du D-STATCOM	149
V.6. Simulation	154
V.6.1. Résultats de simulation pour un défaut de court-circuit monophasé à la terre.....	155
V.6.2. Résultats de simulation pour un défaut de court-circuit biphasé.....	159
V.6.3. Résultats de simulation pour un défaut de chute de tension dans la source	163
V.6.4. Analyse économique des systèmes D-FACTS	166
V.7. Conclusion.....	170

V.1. Introduction

Les chapitres précédents nous ont permis de percevoir la nécessité d'un dispositif qui génère la puissance réactive. Egalement, le chapitre précédent a déjà mentionné que, la compensation d'énergie réactive peut être réalisée par plusieurs manières classiques et modernes, mais la plupart des moyens cités comme les systèmes modernes tels que les D-FACTS sont certainement plus efficaces dans une application éolienne connectée à un réseau de distribution. Ils sont aussi très efficaces en présence de charges et leur réponse est pratiquement instantanée.

Par exemple, le cas de notre étude de l'implantation du parc éolien choisi dans le réseau ouest Algérien, où la demande d'énergie réactive varie considérablement, à cause des industries lourdes telles que la filiale carrosseries industrielles de la société du SNVI¹ (SOCACOME) à Ain Bouchekif dans la Wilaya de Tiaret. Dans ces conditions, dans la plupart des cas, une instabilité de la tension peut apparaître dans le réseau de distribution de cette région, cette instabilité est entraînée par la variation de la demande d'énergie réactive. Cette contrainte peut aussi détériorer le rendement des procédés industriels connectés au même point de connexion.

En outre, un parc éolien connecté à un réseau électrique de distribution et dont la charge totale varie en continu au fil du jour, nécessite un dispositif qui assure une puissance réactive afin de maintenir un fonctionnement ininterrompu du parc et une bonne qualité de puissance fournie dans ces contraintes de réseau [Dos-12].

En effet, la compensation de la puissance réactive est donc nécessaire pour maintenir la tension au niveau admissible dans un point de connexion du parc éolien avec le réseau de distribution. Ainsi, face à ces contraintes et en cas de notre étude qui est basée sur le choix du parc éolien connecté avec le réseau de la région de Tiaret qui contient un gisement éolien considérable, l'activation des systèmes de protection pour la déconnexion du parc du réseau est probable.

Par conséquent, un dispositif D-FACTS de type parallèle sera efficace comme/pour le maintien de la tension à un niveau acceptable pour assurer le raccordement du parc éolien avec ce réseau de distribution [Kum-11]. Alors, les déséquilibres de la puissance réactive, qui peut effectivement affecter ce réseau de distribution, peuvent être réduits en connectant le D-FACTS [Bes-06, Wan-13]. De plus, ces types de D-FACTS peuvent également contribuer au contrôle de la tension à la probable variation de la tension et en cas de défauts sévères tels que les chutes de tensions [Mok-14].

Pour cela, deux types de dispositifs parallèles de compensation statique sont considérés dans ce chapitre : le premier est le D-SVC et le deuxième est un D-STATCOM. Tout d'abord, nous allons

¹ La Société Nationale des Véhicules Industriels (SNVI), anciennement la Société Nationale de Construction Mécanique (SONACOME), est une entreprise publique algérienne spécialisée dans la construction et la commercialisation de véhicules mécaniques de catégorie « poids lourd ».

présenter la modélisation et la commande de ces deux types de D-FACTS parallèle. Ensuite, par des simulations, nous allons faire une étude comparative entre ces deux dispositifs. Enfin, nous présenterons une solution à cette problématique de dimensionnement et du choix approprié du système D-FACTS, tout en proposant une analyse économique.

V.2. Problématique de connexion d'un parc éolien au réseau dans un site algérien dans les hauts plateaux

Le parc éolien dans le site proposé dans le premier chapitre, d'une production moyenne, est considéré comme une unité de production décentralisée qui se distingue des unités de production centralisées par le fait qu'elle est le plus souvent raccordée au réseau de distribution et par sa moyenne puissance.

Les réseaux de distribution en Algérie constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique car c'est l'interface finale qui mène à la plupart des clients industriels et domestiques. Ils sont exploités dans des plages de tensions inférieures à 50 kV, soit le niveau de tension de la HTA et de la BT. En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 10 kV et 30 kV. Ces niveaux de tension permettent un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) et réduire les contraintes inhérentes aux hautes tensions (coûts des investissements, protection des biens et des personnes).

De plus, les réseaux de distribution en Algérie sont, dans la plus part des cas, exploités de manière radiale. Cette structure simplifie notamment le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux pour la détection des défauts. Par conséquent, l'élimination rapide de ces défauts, permet facilement d'assurer la maintenance du réseau, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources.

Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien prévus et permettent de minimiser le nombre de clients isolés en cas de défaillances [Mou-12]. La carte du réseau électrique Algérien est montrée dans la Figure V. 1, dont la structure du réseau du transport d'énergie est représentée en rouge à un niveau de tension de 220 kV et le réseau de répartition est représentée en vert à un niveau de tension de 60 kV. Ainsi, les postes sources et les centrales de production sont aussi montrés et le cercle en rouge montre le réseau ouest près du parc éolien à simuler qui est agrandi dans la Figure V. 2.

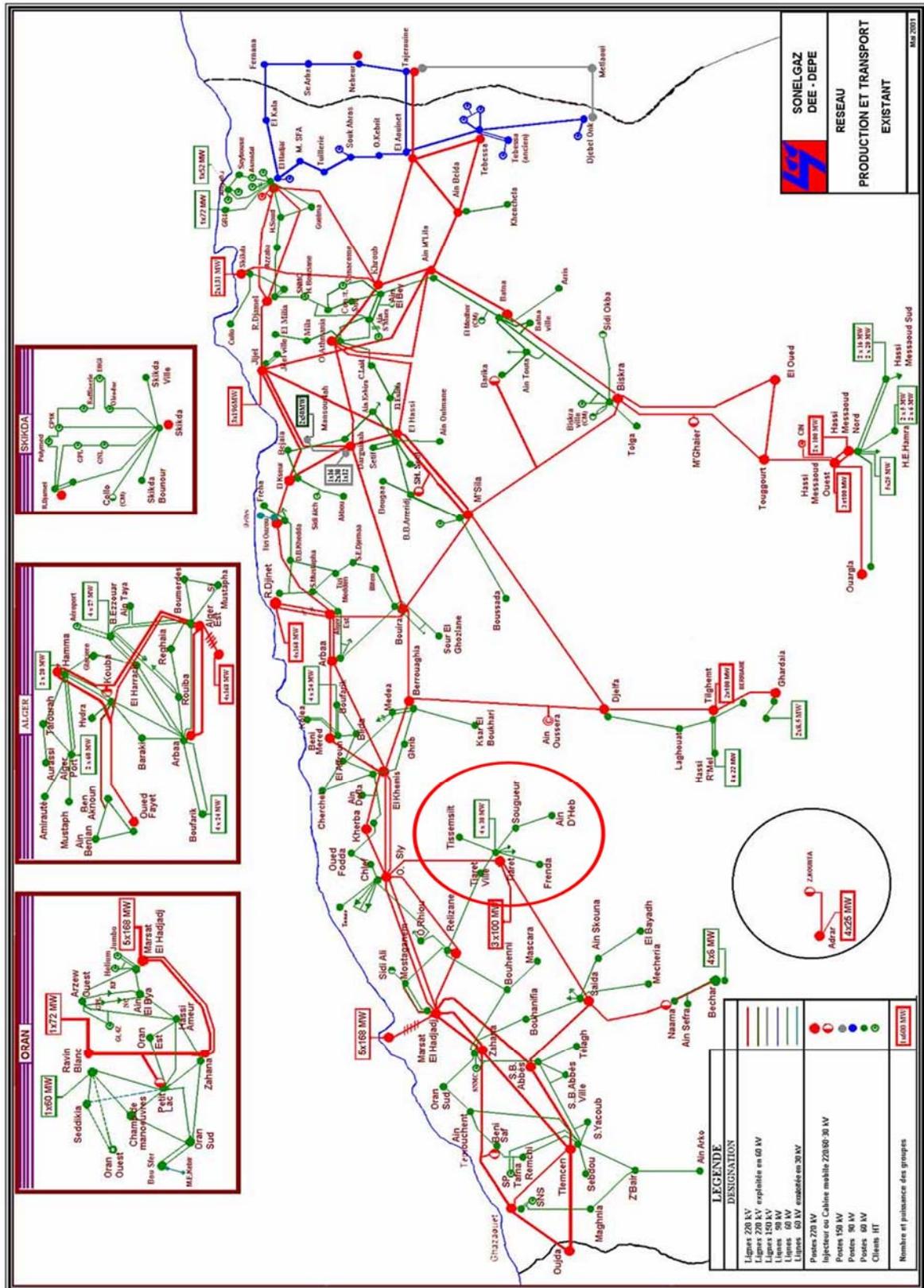


Figure V. 1 : Carte du réseau électrique Algérien [Sli-12].

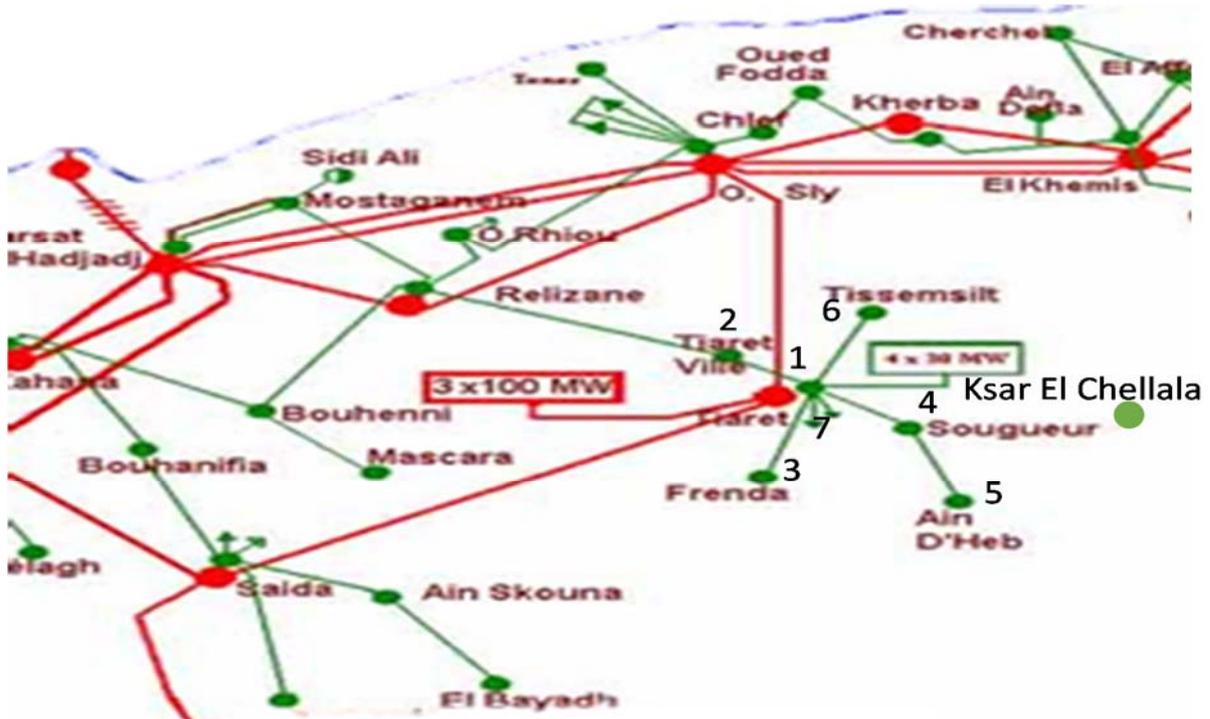


Figure V. 2 : Réseau ouest près du parc éolien à simuler.

En se basant sur le schéma du réseau électrique du côté ouest proche du gisement énergétique éolien (voir Figure V. 2), on peut reconfigurer cette partie de réseau radial de 60 kV, puis, le simuler en utilisant les paramètres réels du réseau et les profils de consommation appelée à la pointe de chaque nœud, avec la source de production centralisée TIARC de la filiale de production d'électricité SPE². La simulation de cette dernière donne les résultats présentés dans la Figure V. 3, la Figure V. 4 et la Figure V. 5. Plus de détails sur la simulation globale du réseau ouest Algérien peuvent être trouvés sur la référence [Lak-14].

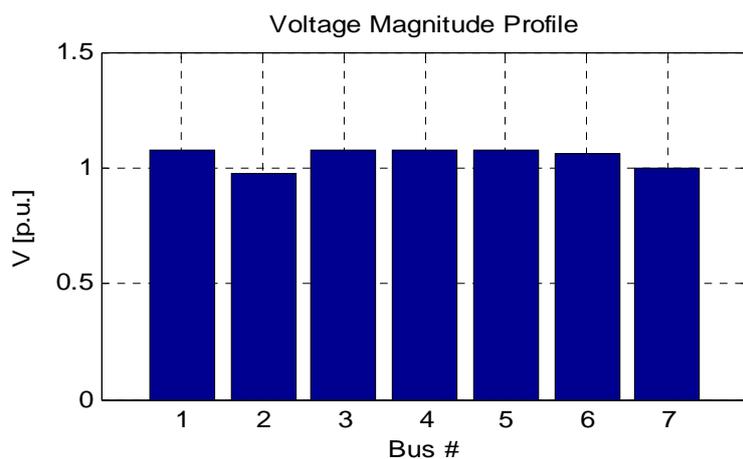


Figure V. 3 : Amplitudes de tension dans chaque nœud du réseau de 60 kV de la région de Tiaret.

² Société Algérienne de Production de l'Electricité (S .P. E) est une filiale de la société de SONELGAZ

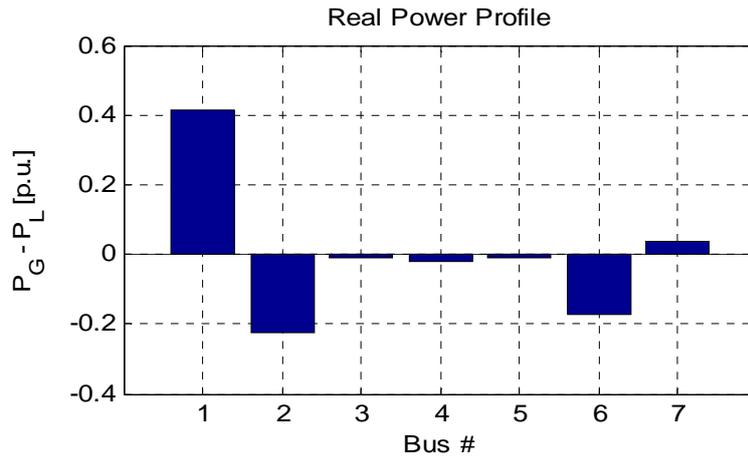


Figure V. 4 : Puissances actives dans chaque nœud du réseau de 60 kV de la région de Tiaret.

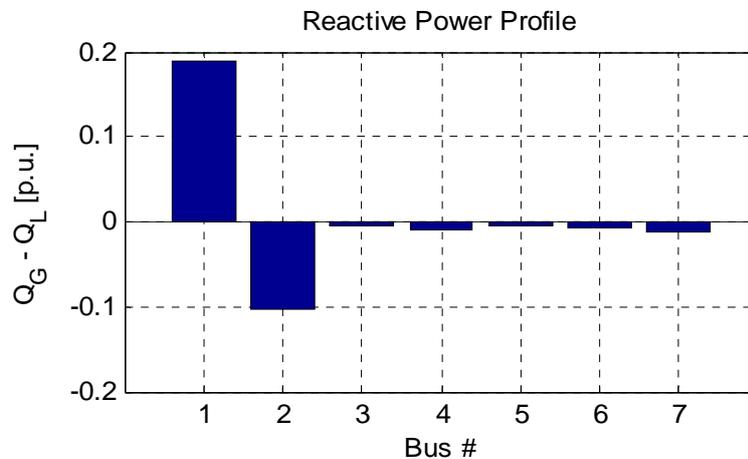
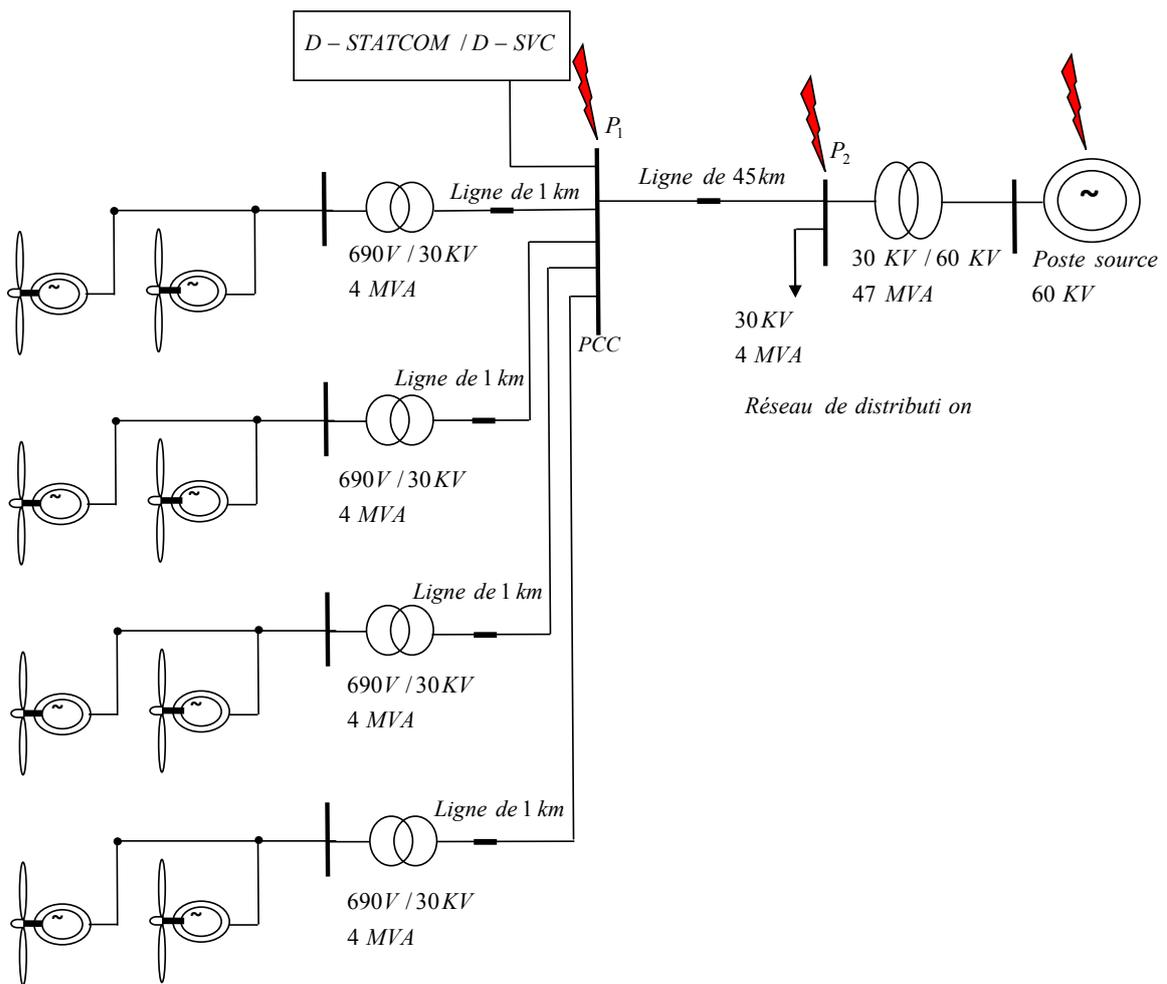


Figure V. 5 : Puissances réactives dans chaque nœud du réseau de 60 kV de la région de Tiaret.

L'existence du site industriel SNVI dans le nœud N°2 entre la willaya de Tiaret et la willaya de Tissemsilt peut justifier la présence de la chute de tension dans cette ligne comme le montre la Figure V. 3. Cela est traduit par la demande excessive en puissance réactive et les pertes en ligne due au transport de l'énergie vers le site industriel, comme le confirme la Figure V. 4 et la Figure V. 5.

V.3. Constitution du parc éolien et l'emplacement du D-FACTS parallèle

Le parc éolien connecté au réseau de distribution proposé dans ce chapitre est présenté sur la Figure V. 6, qui est constitué de huit Génératrices Asynchrones à Doubles Alimentations (GADA) de 1,5 MW de puissance. Ces génératrices sont connectées entre eux vers un niveau de tension de 30 kV par un transformateur élévateur 690 V/30 kV de 4 MVA de puissance, pour chaque génératrice. Puis, une ligne de 45 km qui est connectée au poste source de 60 kV à travers un autre transformateur élévateur 30 kV /60 kV, 47 MVA. Pour cette étude, ces lignes sont modélisées avec le modèle en π .



Parc éolien (12 MW) :
8 éoliennes 1.5 MW (GADA)

Figure V. 6 : Structure du système étudié à base d'un parc éolien et un système D-FACTS connecté à un réseau de distribution.

D'après les travaux faits dans [Mok-14], montrent que les résultats de simulation obtenus avec un système D-FACTS qui assure un soutien efficace à la tension de bus auquel il est connecté. Par conséquent, dans cette étude, le D-FACTS est placé dans le Point Commun de Connexion (PCC) à cause des deux raisons suivantes :

- L'emplacement pour le support de puissance réactive doit être aussi proche que possible du point auquel le support est nécessaire en raison de la variation de la tension, par conséquent, les pertes de puissance (pertes joule) dans la ligne de distribution associée au flux réactif de puissance.
- Dans ce système étudié, l'effet de la variation de la tension est le plus fréquent dans ce nœud.

Pour une étude plus détaillée sur la structure du système proposé dans le cadre de cette thèse, les dispositifs D-SVC et D-STATCOM connectés au PCC, seront présentés dans les prochaines sections, en donnant leurs modèles associés avec leurs commandes appropriées.

V.4. Modélisation et commande du D-SVC

Le dispositif D-SVC injecte de la puissance réactive dans le PCC où il est branché de manière à satisfaire la demande de puissance réactive du parc éolien connecté à un réseau de distribution. La structure du D-SVC est montrée dans la figure ci-dessous :

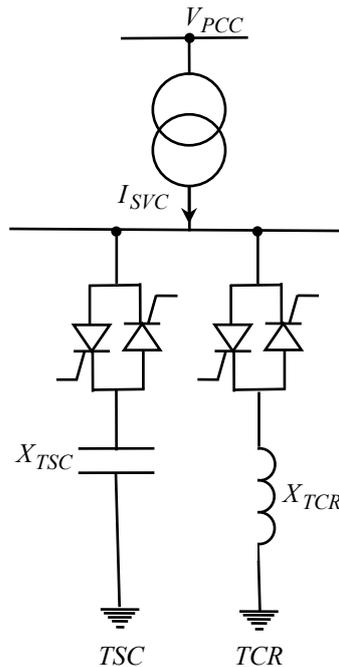


Figure V. 7 : Structure du D-SVC connecté au PCC.

Notamment, le D-SVC est modélisé dans ce chapitre, la Figure V. 7 montre ce modèle qui est constitué d'une part de deux thyristors de commutation et un condensateur X_{TSC} (TSC), d'autre part d'un thyristor avec une impédance d'une branche inductive X_{TCR} (TCR). En contrôlant l'angle d'amorçage α des thyristors (l'angle par rapport au passage par zéro de la tension de phase), le dispositif est capable de contrôler l'amplitude de la tension au PCC, car les changements de l'angle α résultant essentiellement sur les changements du courant. Par conséquent, la quantité de la puissance réactive consommée par l'inductance L ; pour un angle $\alpha=90^\circ$, le circuit inductif est activé, alors que pour $\alpha=180^\circ$, ce circuit inductif est éteint. Les commutations continues du TCR génèrent certaine pollution harmonique sur les formes d'onde de tension qui doivent être prises en compte pour la conception et le fonctionnement de ce dispositif de commande [Bou-10].

Généralement, la stratégie de base de contrôle d'un D-SVC est de garder la tension au PCC dans le réseau de distribution dans certaines limites étroites définies par un abaissement de l'angle d'amorçage a des limites $90^\circ < \alpha < 180^\circ$.

En supposant que la tension de commande du D-SVC est la tension du PCC, qui est d'une forme sinusoïdale, en effectuant une transformée de Fourier sur la forme d'onde de courant d'inductance, le TCR à la fréquence fondamentale peut être facilement démontrée équivalent à une inductance variable X_V donnée par la relation suivante [Bek-14] :

$$X_V = X_{TCR} \left(\frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha} \right) \quad (V. 1)$$

Où X_{TCR} est la réactance de la fréquence fondamentale de l'inductance sans contrôle de thyristors.

Par conséquent, l'impédance équivalente totale X_e du dispositif de commande peut être représentée par :

$$X_e = X_{TSC} \left(\frac{\pi / r_x}{\sin 2\alpha - 2\alpha + \pi \left(2 - \frac{1}{r_x} \right)} \right) \quad (V. 2)$$

Avec : $r_x = \frac{X_{TSC}}{X_{TCR}}$.

Les limites de contrôle de ce type de dispositif sont données par les limites de l'angle d'amorçage, qui sont fixés par la conception du dispositif.

La loi de commande d'un D-SVC utilisée ici est représentée sur la caractéristique tension-courant peuvent être représentée par ce qui suit :

$$V_{PCC} = \begin{cases} V_{PCC}^* + I_{SVC} X_{SL} & (-X_{TSC} < X_{SVC} < X_{TCR}) \\ -I_{SVC} X_{TSC} & (X_{SVC} = X_{TSC}) \\ I_{SVC} X_{TCR} & (X_{SVC} = X_{TCR}) \end{cases} \quad (V. 3)$$

Des valeurs typiques pour la réactance X_{SL} de la pente de la caractéristique I-V sont de l'ordre de 2 à 5%, par rapport à la base D-SVC ; cela est nécessaire pour éviter des limites pour les petites variations de la tension dans le PCC. Une valeur typique pour la gamme de tension contrôlée est de $\pm 5\%$ environ V_{PCC}^* [Ama-11]. Aux limites de l'angle d'amorçage, le D-SVC est transformé en une réactance fixe.

La puissance réactive Q_{SVC} varie entre une certaine valeur inductive Q_{SV_ind} et une certaine valeur capacitive Q_{SV_cap} . La puissance réactive capacitive du D-SVC est donnée par la relation suivante :

$$Q_{SV_cap} = V_{PCC}^2 \frac{1}{X_{TSC}} \quad (V.4)$$

La puissance réactive inductive du D-SVC est donnée par la relation suivante :

$$Q_{SV_ind} = V_{PCC}^2 \left(\frac{1}{X_{TCR}} - \frac{1}{X_{TSC}} \right) \quad (V.5)$$

La configuration de la commande du D-SVC connecté au PCC avec un parc éolien est représentée schématiquement sur la Figure V. 8.

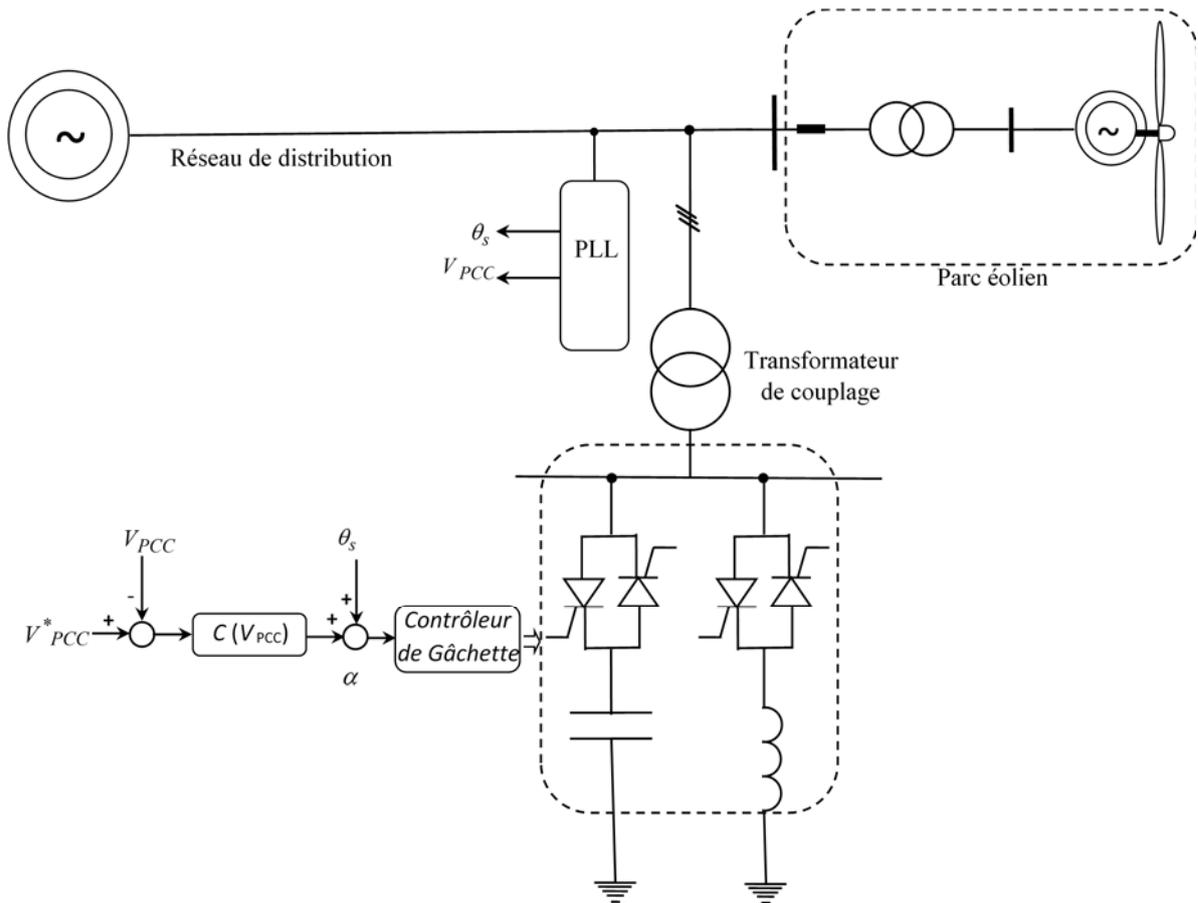


Figure V. 8 : Configuration de commande du D-SVC connecté au PCC avec un parc éolien.

V.5. Modélisation et commande du D-STATCOM

Le principe de fonctionnement du D-STATCOM à base d'un onduleur dépend de la stratégie de commande d'échange d'énergie entre le convertisseur et le réseau de distribution, qui dépend aussi de la tension alternative de sortie du convertisseur. Ce principe de fonctionnement peut être résumé comme suit :

Si l'amplitude de la tension de sortie du D-STATCOM V_{ST} est supérieure à celle du réseau V_{PCC} , alors un courant s'écoule à travers la réactance x_{ST} , de l'onduleur au réseau, le D-STATCOM injecte de la puissance réactive.

Si l'amplitude de la tension de sortie du convertisseur V_{ST} est inférieure à celle du réseau V_{PCC} , alors un courant s'écoule vers le réseau, le D-STATCOM absorbe de la puissance réactive du réseau.

Si l'amplitude de la tension de sortie du convertisseur V_{ST} est égale à celle du réseau V_{PCC} , l'échange de puissance réactive est nul, et le STATCOM est dans un état d'équilibre.

Les puissances actives et réactives injectées par le D-STATCOM sont données par les équations suivantes :

$$P_{ST} = \frac{V_{PCC} V_{ST} \sin \delta}{x_{ST}} \quad (\text{V. 6})$$

$$Q_{ST} = \frac{V_{PCC}(V_{PCC} - V_{ST} \cos \delta)}{x_{ST}} \quad (\text{V. 7})$$

Où :

δ est l'angle de déphasage entre les tensions V_{PCC} et V_{ST} ,

x_{ST} est la réactance du transformateur de couplage.

Dans le fonctionnement en état permanent, la tension V_2 est généré par le D-STATCOM est en phase avec la tension V_{PCC} ($\delta = 0$), donc, il n'y a que l'écoulement de la puissance réactive ($P_{ST} = 0$).

A partir de l'équation (V. 7), la quantité de puissance réactive est exprimée comme :

$$Q_{ST} = \frac{V_{PCC}(V_{PCC} - V_{ST})}{x_{ST}} \quad (\text{V. 8})$$

Le condensateur branché dans le bus continu du D-STATCOM réagit comme une source de tension continue. Dans le fonctionnement en état permanent, la tension V_{ST} est décalée en retard de V_{PCC} pour maintenir la tension dans le bus continu constante et pour compenser les pertes dans les interrupteurs du D-STATCOM et dans le transformateur de couplage.

La Figure V. 9 montre le circuit équivalent D-STATCOM, l'inductance série représente les fuites du transformateur de couplage et la résistance représente les pertes actives de l'onduleur et le transformateur. C est la capacité du bus continu.

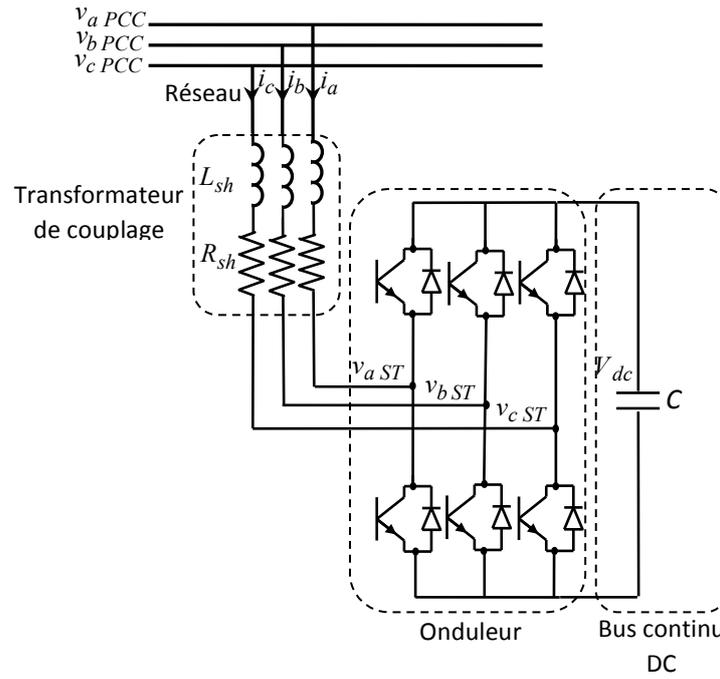


Figure V. 9 : Circuit équivalent simplifié du D-STATCOM.

D'après ce circuit équivalent, les courants et les tensions du D-STATCOM dans le repère diphasé de Park sont donnés [Gyu-88] :

$$L_{sh} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_{sh} & -\omega_s L_{sh} \\ \omega_s L_{sh} & -R_{sh} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_q PCC - v_q ST \\ v_d PCC - v_d ST \end{bmatrix} \quad (V. 9)$$

Les tensions instantanées du réseau et du D-STATCOM sont indépendantes, mais les courants actifs et les courants réactifs sont couplés à travers la réactance du transformateur de couplage [Dra-01]. Afin de concevoir une approche de commande pour le suivi de la valeur requise, il est donc tout à fait essentiel de réaliser un découplage du courant actif et du réactif.

Pour le côté continu, la tension continu est donné par :

$$V_{dc} = \frac{1}{C} \int i_{dc} dt \quad (V. 10)$$

Puis, le courant continu est donné par :

$$i_{dc} = m(i_q \sin(\delta) + i_d \cos(\delta)) \quad (V. 11)$$

On peut tirer le rapport m et l'angle de déphasage δ à partir de la Figure V. 10, qui illustre les vecteurs de tensions et de courants dans le référentiel de Park. À partir de cette figure, on peut avoir le rapport de conversion m comme suit :

$$m = \frac{\sqrt{v_{qST}^2 + v_{dST}^2}}{V_{dc}} \quad (V. 12)$$

L'angle de phase est :

$$\delta = \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{v_{qST}}{v_{dST}} \right) \quad (\text{V. 13})$$

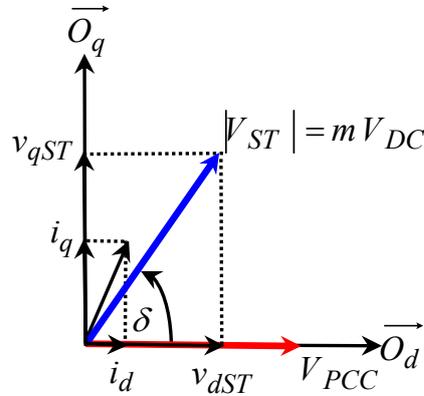


Figure V. 10 : Diagramme vectoriel de tensions et de courants du D-STATCOM.

En se basant sur l'orientation du vecteur de tension du réseau (Figure V. 10), les puissances active et réactive instantanées injectées par le D-STATCOM sont :

$$\begin{cases} P_{ST} = v_{dPCC} i_d + v_{qPCC} i_q = V_{PCC} i_d \\ Q_{ST} = v_{qPCC} i_d + v_{dPCC} i_q = V_{PCC} i_q \end{cases} \quad (\text{V. 14})$$

Pour que les vecteurs des tensions du D-STATCOM V_{dST} et V_{qST} données par l'équation (V. 9) soient indépendamment contrôlables l'une de l'autre, il faut que la tension du côté continu soit convenablement grande [Dra-01], ce qui entraîne un très faible angle de déphasage entre les tensions du D-STATCOM et celles du réseau de distribution, avec un indice de modulation approximativement égal à un.

V.6. Simulation

Dans cette section, des simulations sont effectuées sur Matlab/Simulink, pour montrer l'impact du D-FACTS sur la capacité de contrôler la tension au Point de Connexion Commun (PCC) entre le réseau électrique de distribution et le parc éolien, qui est décrit dans la section précédente (Figure V. 6). Les paramètres du D-FACTS et les génératrices sont présentés dans l'annexe. En considérant les résultats obtenus dans le chapitre précédent, la vitesse du vent initiale imposée est de 9 m/s puis à une vitesse du vent de 10 m/s.

Un défaut de court-circuit a un effet significatif sur le parc éolien, une chute de tension est provoquée même si ce défaut est situé loin ou près du PCC donc du parc éolien. Cette chute de tension au PCC mène à une surintensité dans le circuit du rotor de la GADA, des fluctuations dans la tension du bus continu.

Par conséquent, le Convertisseur Coté Machine (CCM) de la GADA doit être bloqué afin d'éviter étant de détérioration par les surintensités dans son circuit rotorique.

L'historique de scénarios possibles des défauts électriques n'était pas disponible pour cela dans cette thèse on a supposé ces différents scénarios de défauts et les inclure dans la simulation. Par conséquent, afin d'étudier le comportement et l'impact des défauts électriques dans le réseau de distribution sur le parc éolien, l'ensemble du système est testé avec trois types de défauts :

- Défaut de court-circuit monophasé à la terre,
- Défaut de court-circuit biphasé à la terre,
- Chute de tension dans la source.

La vitesse du vent est considérée constante pendant la période de défaut, exceptant cette perturbation, les génératrices et le réseau de distribution sont considérés comme fonctionnant sur des conditions idéales (pas de perturbations et aucunes variations de paramètres dans le système étudié). La structure en schéma bloc du parc éolien connecté au réseau électrique de distribution est représentée sur la Figure V. 12.

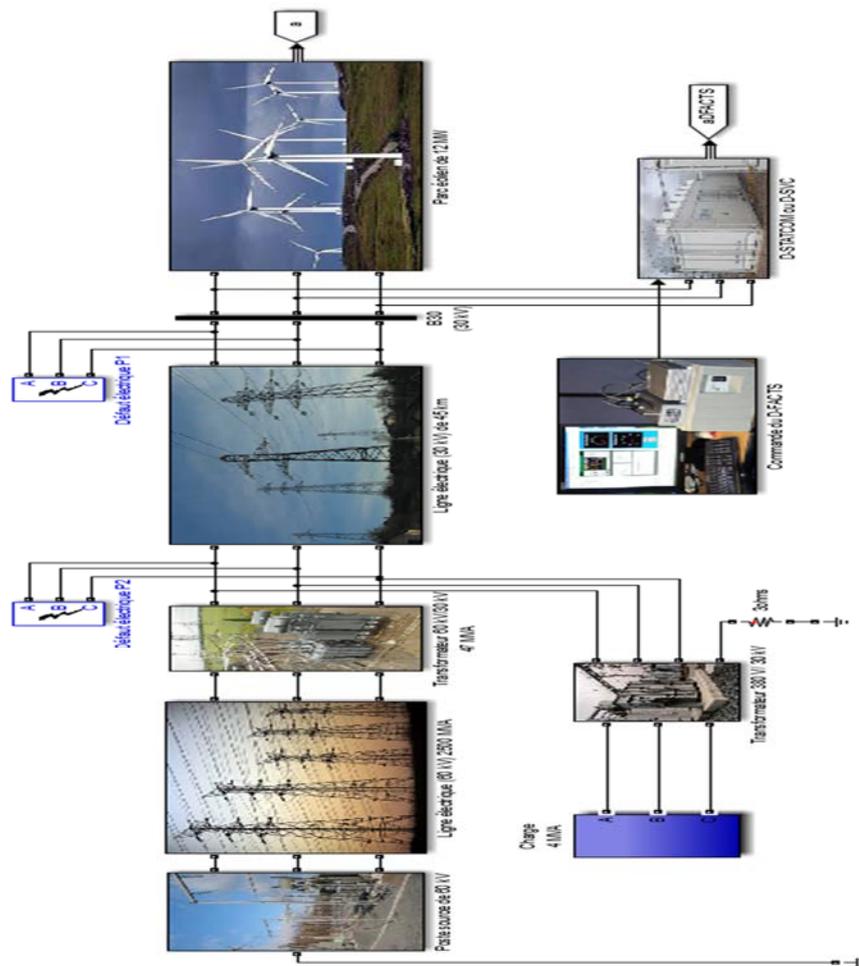


Figure V. 12 : Schéma de la structure proposée du système étudié en Simulink.

V.6.1. Résultats de simulation pour un défaut de court-circuit monophasé à la terre

Un défaut temporaire de court-circuit monophasé à la terre sur la ligne est appliqué dans le point P₁ dans le PCC, puis, dans le point P₂ à 45 km du PCC (voir Figure V. 6) à l’instant t = 5 s et pendant deux périodes de défaut de 500 ms et 1000 ms. Le CCM est bloqué par la mise en service du système de protection conçu pour isoler le système éolien lorsque la tension du PCC chute au-dessous du gabarit et dépasse le temps critique défini dans la Figure IV. 1.

Par conséquent, la GADA ne sera pas en mesure d’échanger la puissance réactive avec le réseau de distribution. Les résultats de simulations pour ce type de défaut sont présentés sur les figures suivantes (Figure V. 13 et Figure V. 14):

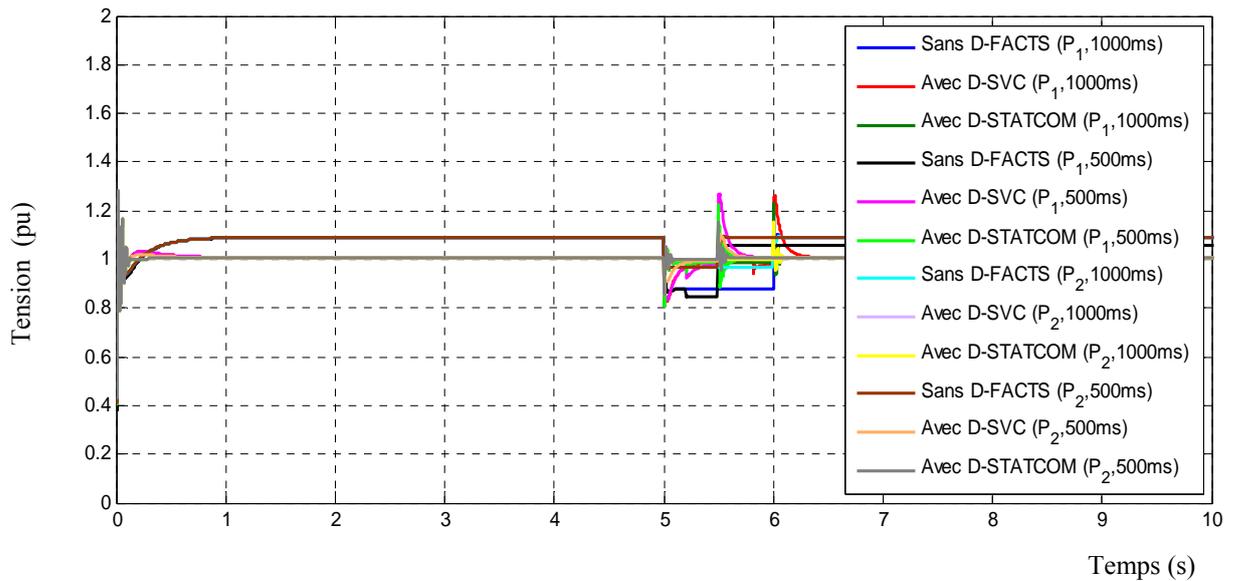


Figure V. 14 : Tension dans le PCC durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P_2 et durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P_2 .

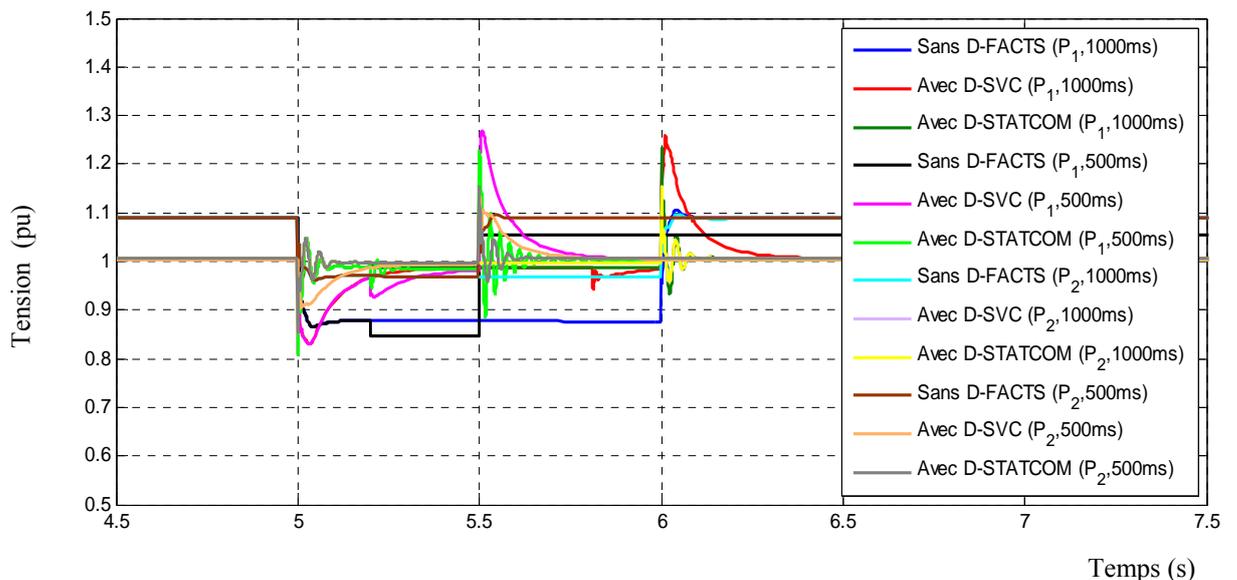


Figure V. 15 : Zoom de la tension dans le PCC durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P_2 et durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P_2 .

Il est remarquable sur la Figure V. 14 et la Figure V. 15 que, sans l'utilisation des systèmes D-FACTS avant le défaut électrique, la tension dans le PCC dépasse la tension acceptable 1 pu à cause de l'effet de surtension. Cependant, en utilisant des dispositifs D-FACTS comme le D-SVC et le D-STATCOM cet effet indésirable est corrigé. De plus, sans présence d'un D-FACTS lors du

défaut électrique, la tension au PCC chute à 0.84 pu pour un défaut qui se situe dans le point P₁. Puis, pour le même défaut qui se situe au point P₂ la tension au PCC chute à 0.95 pu. Par contre, en présence des deux systèmes D-FACTS, la tension au PCC est maintenue stable avec une période transitoire très courte. Ainsi, l'utilisation du D-STATCOM, donne moins de pics transitoires par rapport à l'utilisation du D-SVC avec un rétablissement au régime permanent plus rapide.

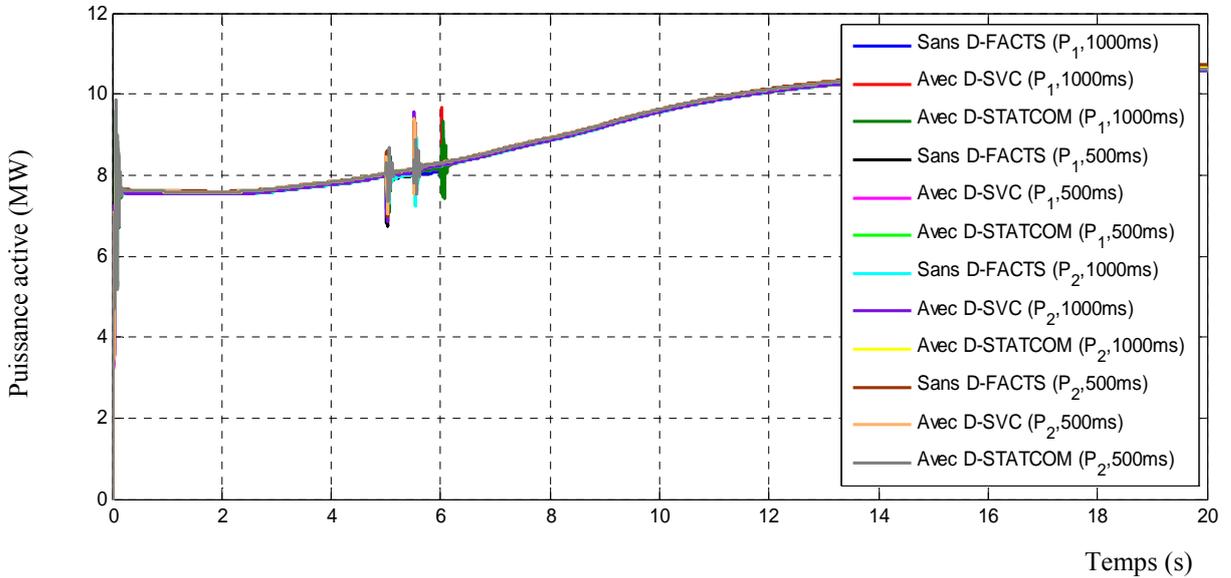


Figure V. 16 : Puissance active au PCC durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P₂ et durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P₂.

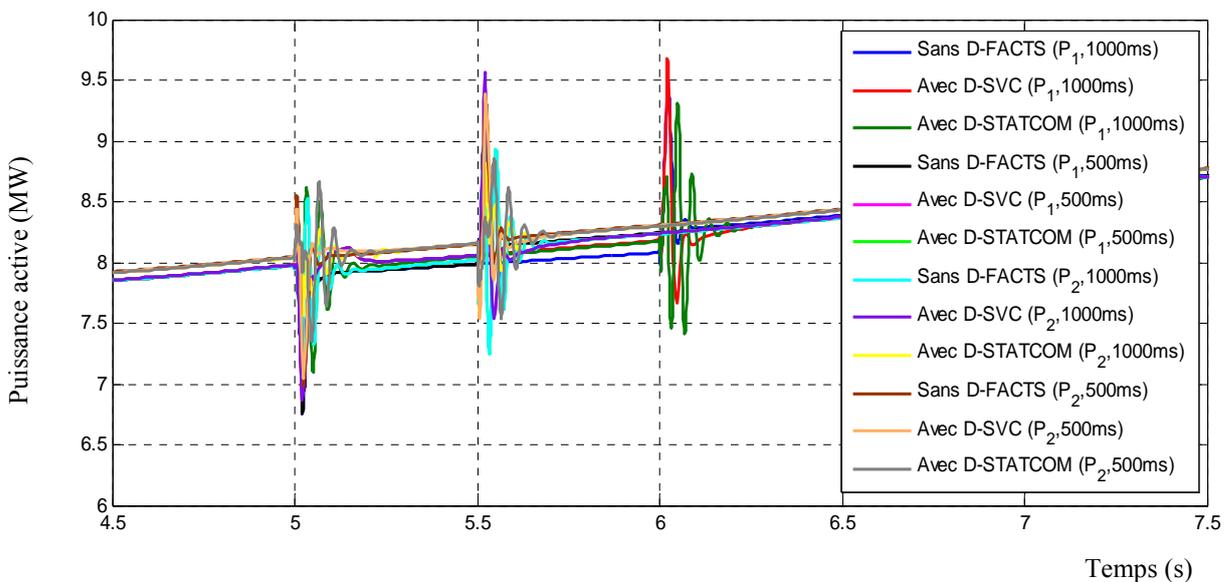


Figure V. 17 : Zoom de la puissance active au PCC durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P₂ et durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P₂.

D'après la Figure V. 16 et la Figure V. 17, on constate que, pendant le même type de défaut qui se situe dans les deux endroits différents P_1 et P_2 , les éoliennes ne sont pas déconnectées du réseau de distribution et la production du parc éolien reste en service, fournissant une puissance active ininterrompue de 10.6 MW avec de petites oscillations lors de l'apparition du défaut électrique. En effet, ce type de défaut et sa durée ne déclenchent pas le système de protection ni le blocage du CCM de la GADA.

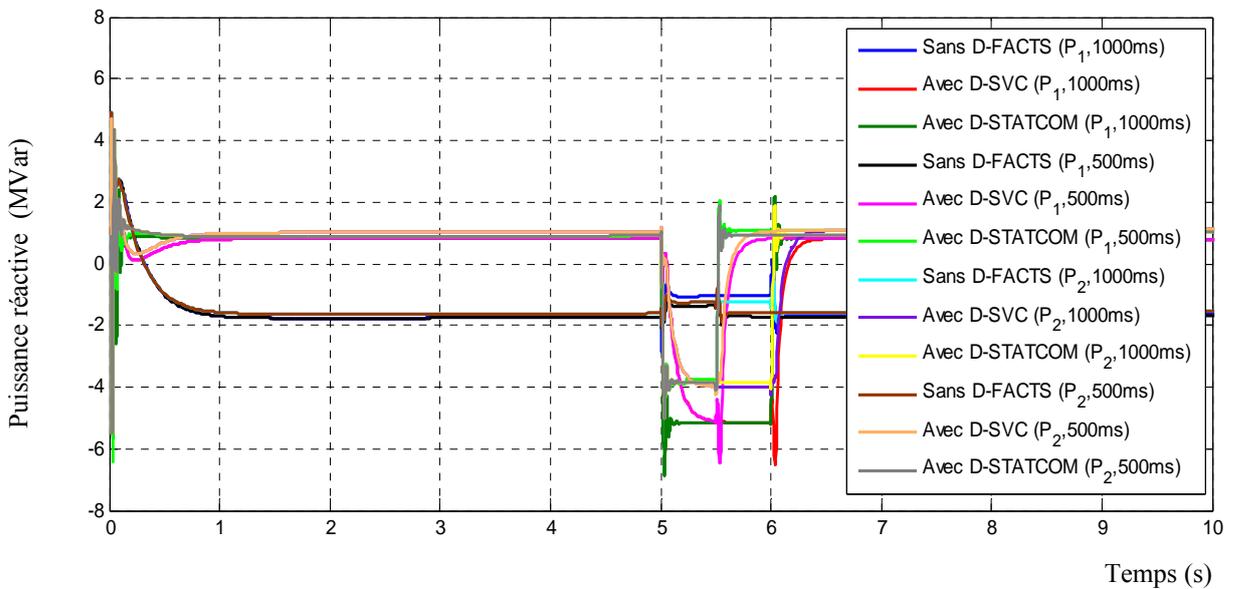


Figure V. 18 : Puissance réactive au PCC durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P_2 et durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P_2 .

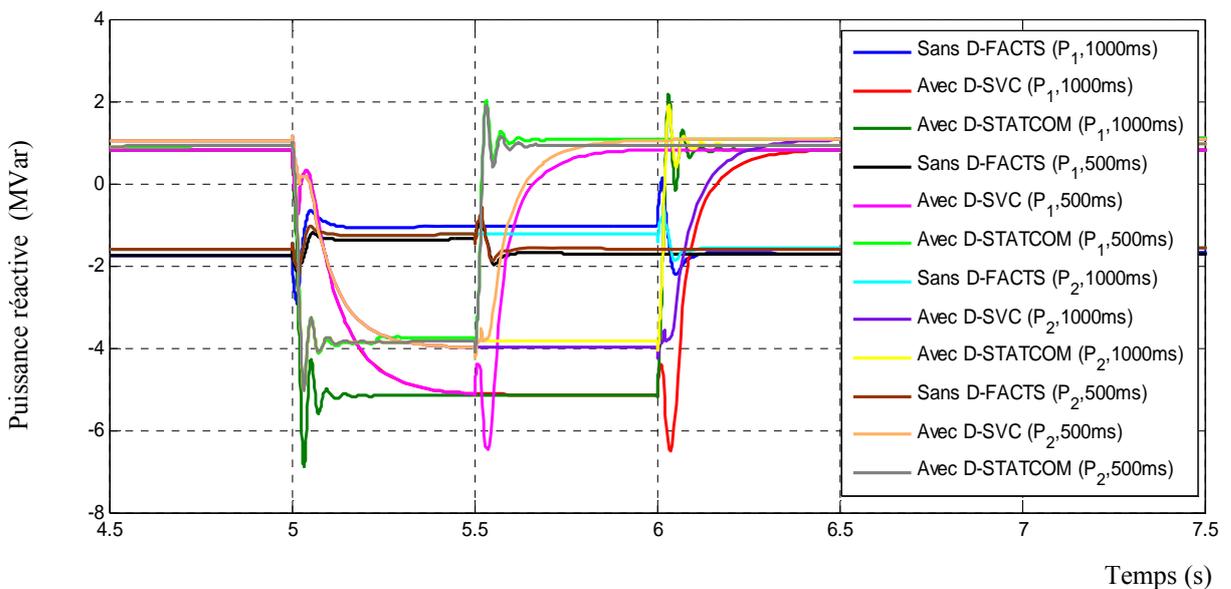


Figure V. 19 : Zoom de la puissance réactive au PCC durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P_2 et durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P_2 .

ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 500 ms dans le point P₂ et durant un défaut de court-circuit monophasé à la terre de 1000 ms dans le point P₂.

D'après la Figure V. 18 et la Figure V. 19, on constate que, sans l'utilisation des systèmes D-FACTS et pour le même type de défaut qui se situe dans les deux endroits différents P₁ et P₂, la puissance réactive est absorbée par le parc éolien à partir du réseau de distribution. Cependant, lors du défaut électrique qui se situe au point P₁, presque les mêmes quantités de puissance réactive de 5.15 MVar sont injectées avec la présence de deux types de D-FACTS. Néanmoins, on remarque que le temps de réaction du D-SVC est plus lent par rapport à celui du D-STATCOM. DE plus, presque les mêmes quantités de puissance réactive de 3.41 MVar sont aussi injectées par les dispositifs D-FACTS pour le défaut qui se situe au point P₂.

V.6.2. Résultats de simulation pour un défaut de court-circuit biphasé

Maintenant, nous considérons que les phases « b » et « c » dans le PCC au point P₁ rentrent en contact accidentel entre elles. Puis, le même défaut à une distance de 45 Km du PCC au point P₂ (Figure V. 6). Les résultats de simulations pour ce défaut sont présentés sur les figures suivantes :

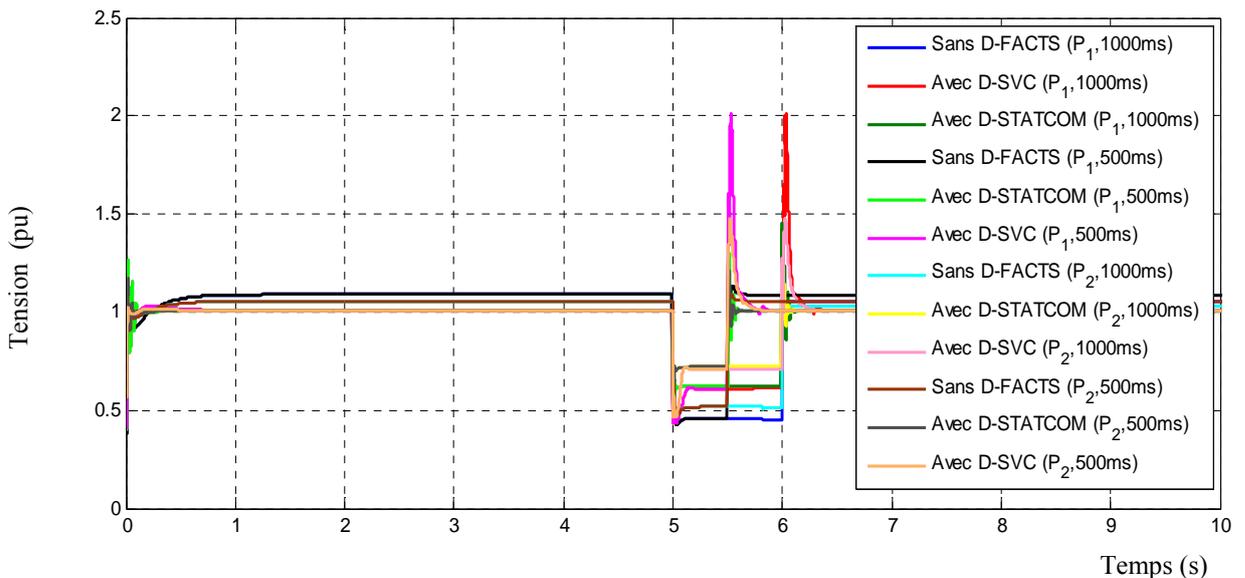


Figure V. 20 : Tension dans le PCC durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₂ et durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₂.

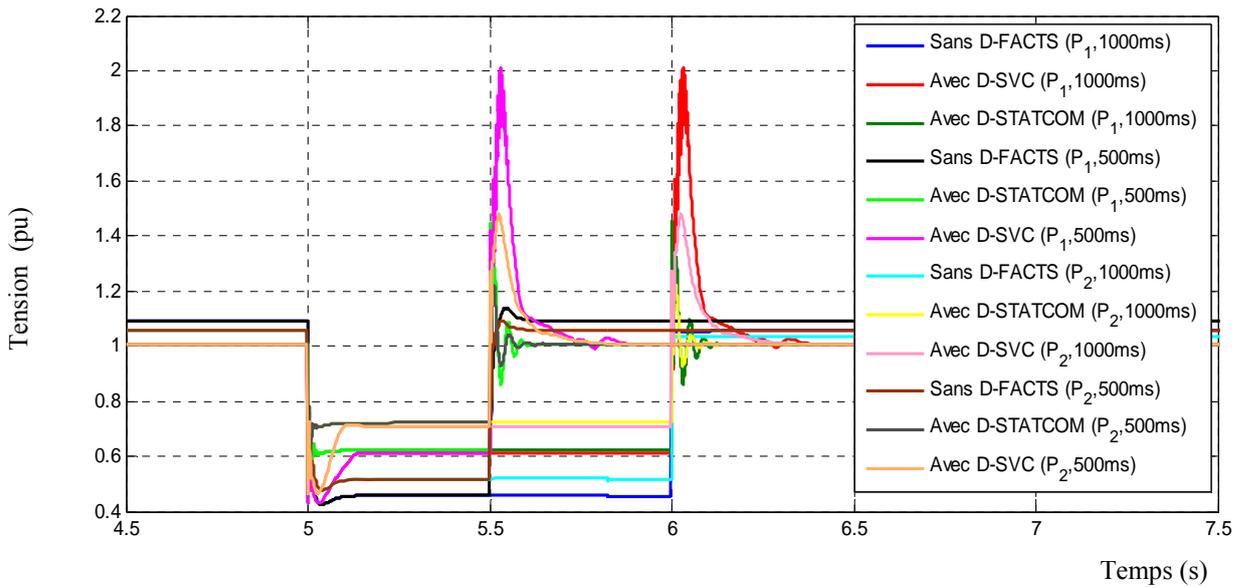


Figure V. 21 : Zoom de la tension dans le PCC durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₂ et durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₂.

À partir de la Figure V. 20 et la Figure V. 21, on observe que, sans l'utilisation des systèmes D-FACTS avant le défaut électrique, la tension du côté du parc éolien dans le PCC dépasse la tension acceptable 1 pu à cause de l'effet de surtension. Toutefois, en utilisant des dispositifs D-FACTS comme le D-SVC et le D-STATCOM cet effet indésirable est corrigé. De plus, les tensions au PCC lors d'un défaut biphasé temporaire présentées dans cette figure, montre que, sans l'utilisation du D-FACTS et lorsque le défaut se situe au point P₁, la tension dans le PCC chute vers la valeur de 0,48 pu, qui est une valeur inférieure à la valeur acceptable. Ainsi, lorsque le défaut se situe au point P₂ sans D-FACTS la tension est chutée à 0.52 pu. Tandis qu'avec la présence des dispositifs D-FACTS, lors de ce type de défaut au point P₁, la tension au PCC est de 0.63 pu avec une légère fluctuation. Egalement, lorsque le défaut se situe au point P₂ avec D-FACTS la tension est maintenue à 0.71 pu. De plus, on constate aussi que le D-STATCOM amortis beaucoup plus les oscillations de la tension dans le PCC que le D-SVC.

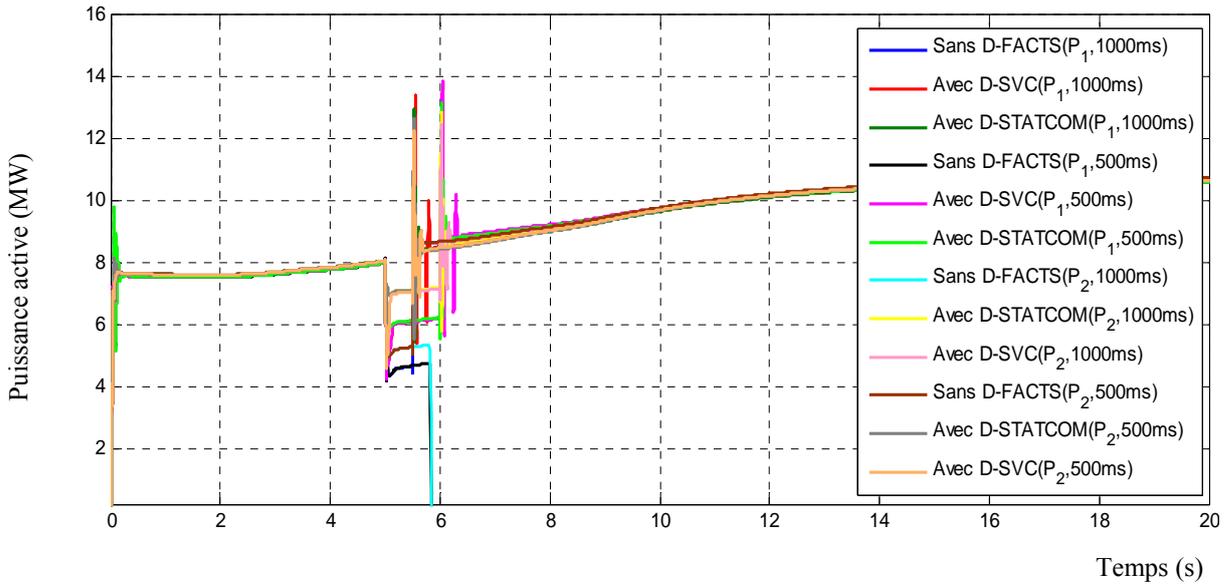


Figure V. 22 : Puissance active au PCC : (a) durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₁, (b) durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₁, (c) durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₂, (d) durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₂.

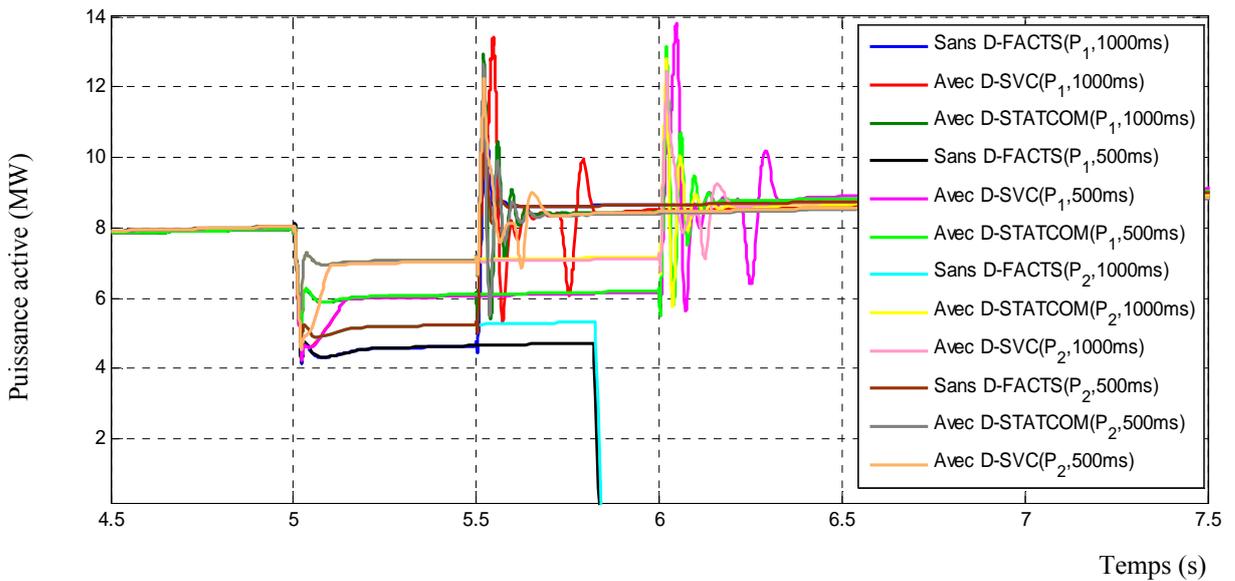


Figure V. 23 : Zoom de la puissance active au PCC : (a) durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₁, (b) durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₁, (c) durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₂, (d) durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₂.

D'après la Figure V. 22 et Figure V. 23, on constate que, lors de l'apparition du même type de défaut dans les deux points (P₁ et P₂) et sans la présence des systèmes D-FACTS, aucune puissance active n'est fournie. Puis, lorsque la durée du défaut 1000 ms qui dépasse la limite (voir Figure IV. 1), le parc éolien est déconnecté du réseau électrique de distribution. Par ailleurs, l'installation des

systèmes D-FACTS au PCC garantit la mise en service du parc éolien pendant et après ce type de défaut dans les deux points sans la déconnexion du réseau électrique de distribution et en fournissant une puissance active de 10.6 MW. Par conséquent, en présence des systèmes D-FACTS, la production du parc éolien en puissance active est ininterrompue et en absence de ces systèmes le parc éolien est déconnecté du réseau électrique par le déclenchement du système de protection. Les puissances réactives dans le PCC avec un défaut temporaire court-circuit biphasé à la terre sont présentées comme suit :

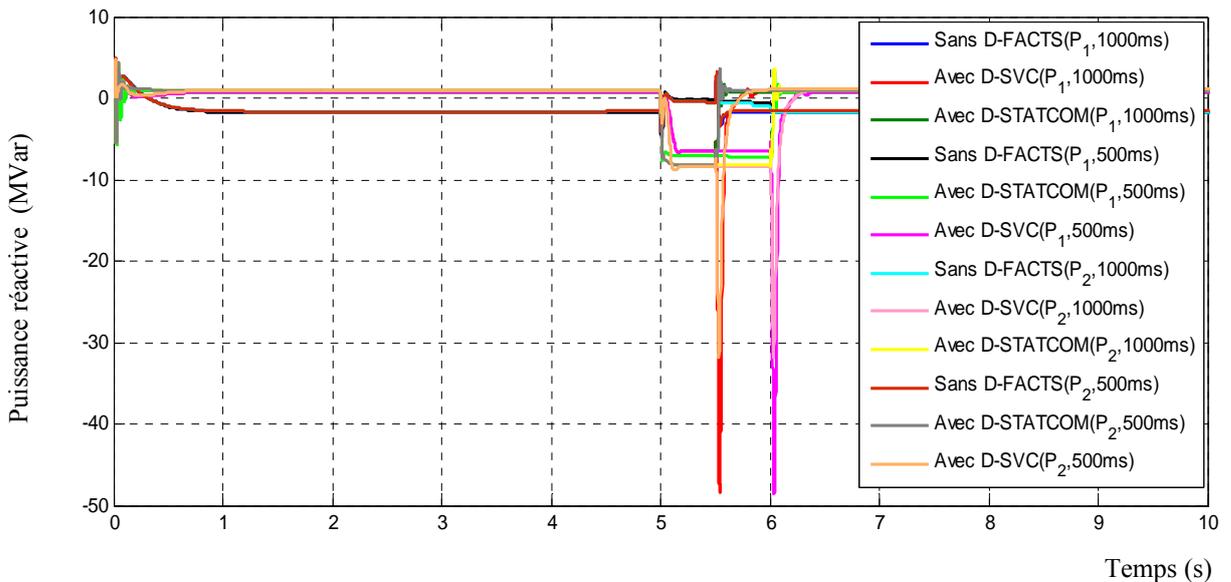


Figure V. 24 : Puissance réactive dans le PCC durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P_1 , durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P_2 et durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P_2 .

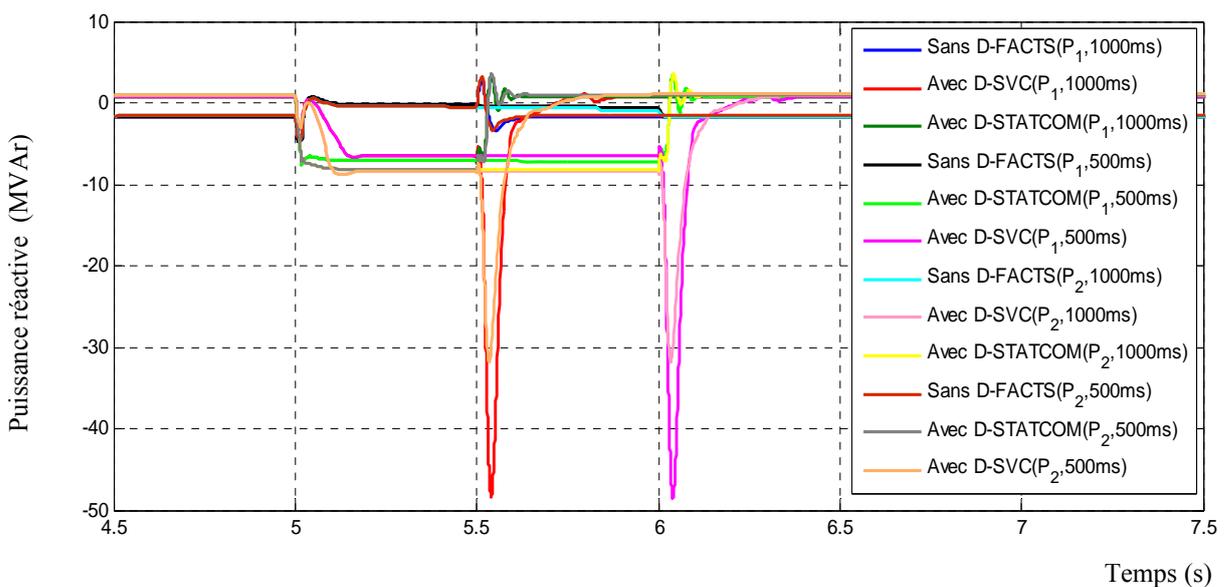


Figure V. 25 : Zoom de la puissance réactive dans le PCC durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₁, durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 500 ms dans le point P₂ et durant un défaut de court-circuit biphasé à la terre de 1000 ms dans le point P₂.

A partir de la Figure V. 24 et la Figure V. 25, on remarque, qu'en absence du D-FACTS et lorsque le défaut se situe aux points P₁ et P₂, aucun échange en puissance réactive n'est réalisé avec le réseau électrique de distribution. En revanche, en présence des systèmes D-FACTS, qui fournissent presque les mêmes quantités de puissance réactive de 7.09 MVar lorsque le défaut se situe au point P₁ et de 8.17 MVar lorsque le défaut se situe au point P₂. En effet, ces puissances réactives injectées sont nécessaire pour la compensation afin de maintenir la stabilité du parc éolien avec la tension au PCC autour de la valeur acceptable. C'est pourquoi, le parc éolien est gardé en service pendant et après ce type de défaut sans la déconnexion du réseau électrique de distribution. Ainsi, l'utilisation du D-STATCOM a une capacité de compenser plus rapidement la puissance réactive qu'en utilisant le D-SVC et les pics de puissances réactives injectées sont éliminés.

V.6.3. Résultats de simulation pour un défaut de chute de tension dans la source

Le but principal de cette section est d'étudier comment un défaut à distance du PCC pourrait affecter le fonctionnement d'un parc éolien, comme exemple dans cette étude, un défaut affecte la source de 60 kV qui est loin du PCC ou du parc éolien à base de la GADA. Pour cela, une chute de tension temporaire de 50% est appliquée à la source, à une durée de 500 ms à t = 10 s, puis le même défaut pendant 1000 ms.

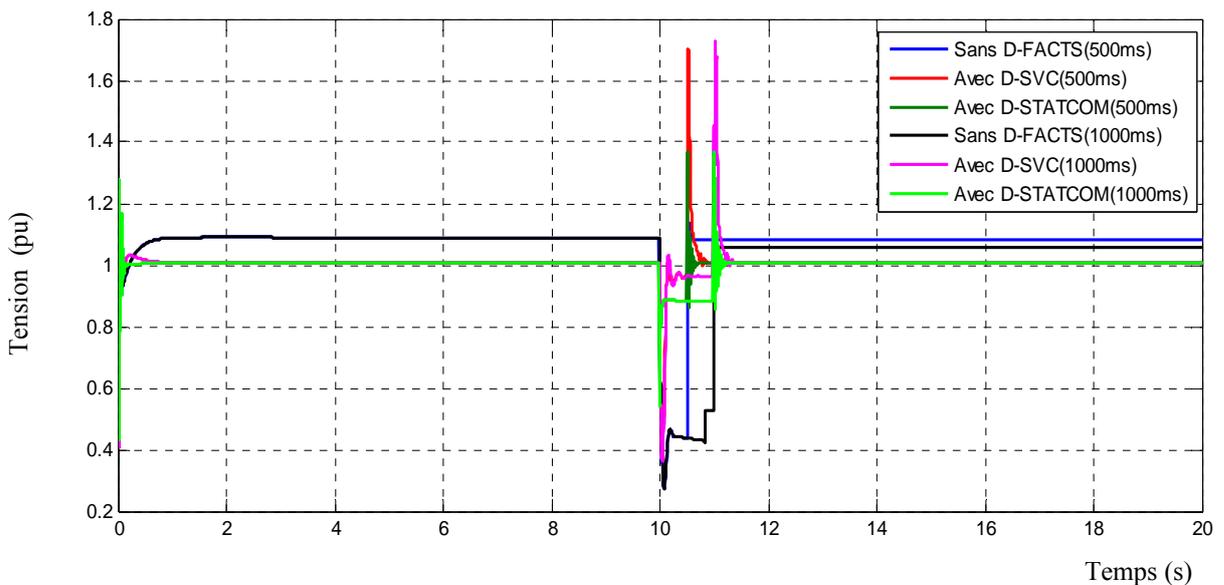


Figure V. 26 : Tension dans le PCC durant un défaut de chute de tension dans la source de 500 ms et durant un défaut de chute de tension dans la source de 1000 ms.

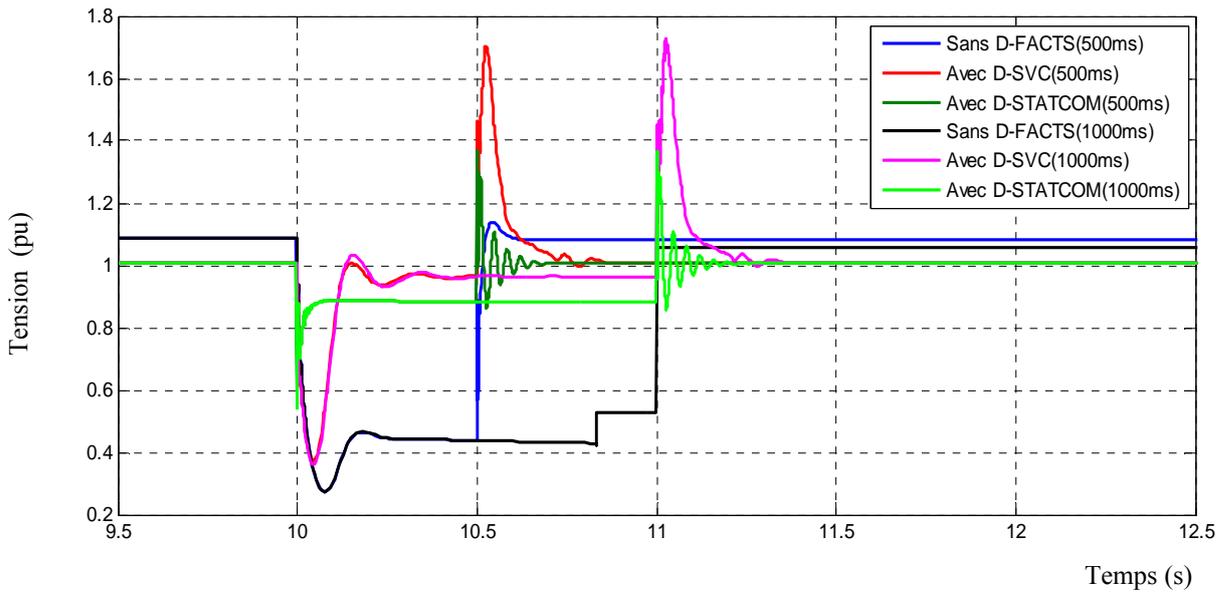


Figure V. 27 : Zoom de la tension dans le PCC durant un défaut de chute de tension dans la source de 500 ms et durant un défaut de chute de tension dans la source de 1000 ms.

La Figure V. 26 et la Figure V. 27, montre que pendant ce type de défaut et sans présence des systèmes D-FACTS, la tension au niveau du PCC est chutée à 0,44 pu. Par conséquent, le système de protection devra être déclenché et le parc éolien sera donc déconnecté si la durée du défaut dépasse la normale selon le code d'interconnexion du système éolien avec le réseau (voir Figure IV. 1). Cependant, dans la même figure, il est montré que, pendant ce défaut et avec la présence des systèmes D-FACTS, la tension du PCC est maintenue au tour de 0.88 pu avec un pic transitoire sans déclencher le système de protection. Ainsi, en utilisant le D-STATCOM, les pics transitoires sont diminués et le temps de réaction est plus rapide qu'en utilisant le D-SVC. Les puissances actives au niveau du PCC sont présentées comme suit :

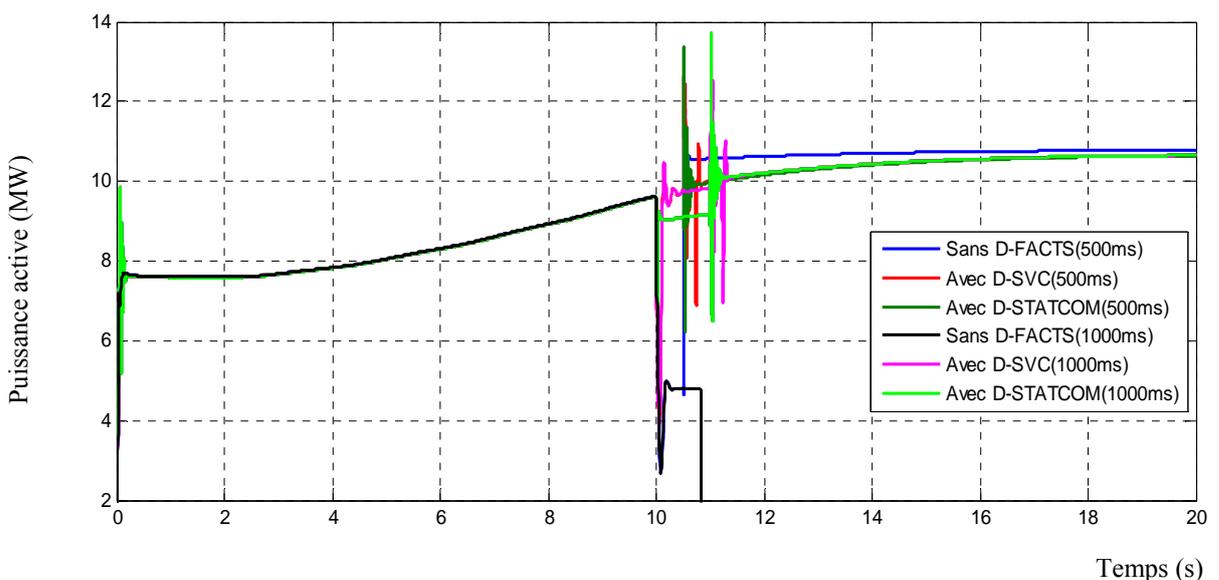


Figure V. 28 : Puissance active au PCC durant un défaut de chute de tension dans la source de 500 ms et durant un défaut de chute de tension dans la source de 1000 ms.

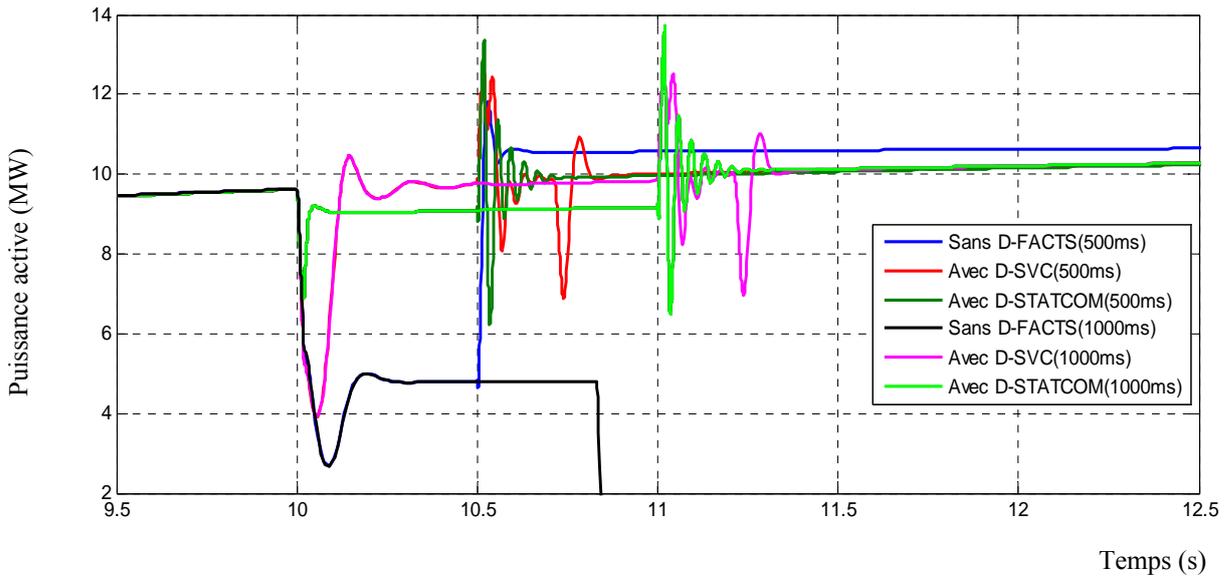


Figure V. 29 : Zoom de la puissance active au PCC durant un défaut de chute de tension dans la source de 500 ms et durant un défaut de chute de tension dans la source de 1000 ms.

La Figure V. 28 et la Figure V. 29, montre que, lorsque les dispositifs D-FACTS ne sont pas installés au PCC, le parc éolien ne peut pas maintenir sa connexion avec le réseau de distribution durant le défaut qui dure 1000 ms car le système de protection est déclenché et le parc éolien est déconnecté. Cependant, après l'installation des dispositifs D-FACTS et avec le même type et la même durée de défaut, le parc éolien peut revenir à un état stable, injectant une puissance active de 10.6 MW au réseau de distribution.

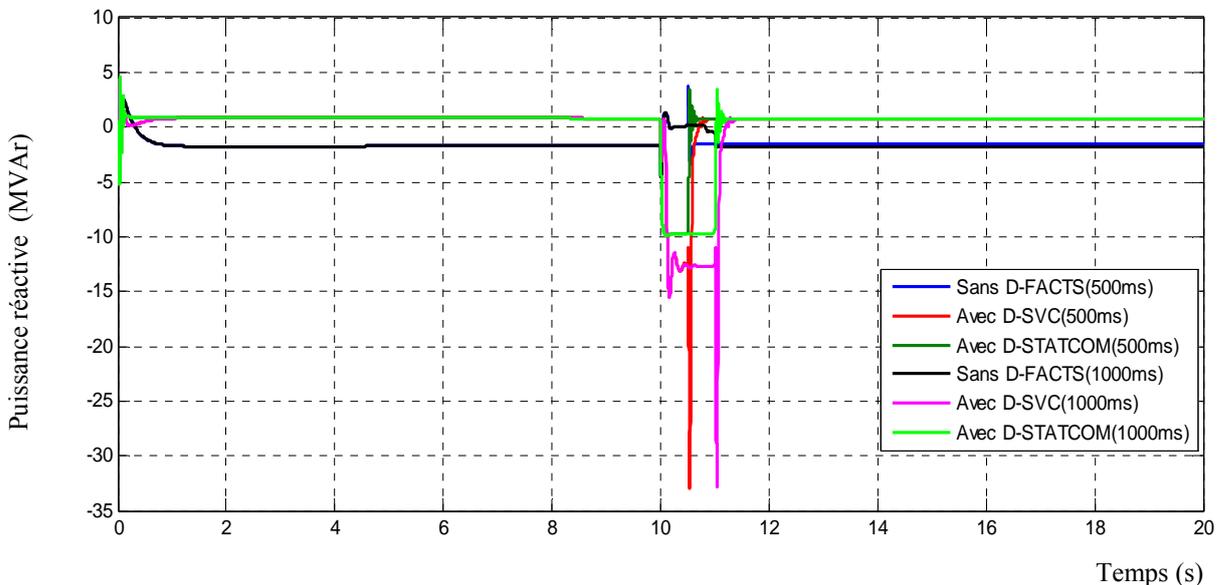


Figure V. 30 : Puissance réactive dans le PCC durant un défaut de chute de tension dans la source de 500 ms et durant un défaut de chute de tension dans la source de 1000 ms.

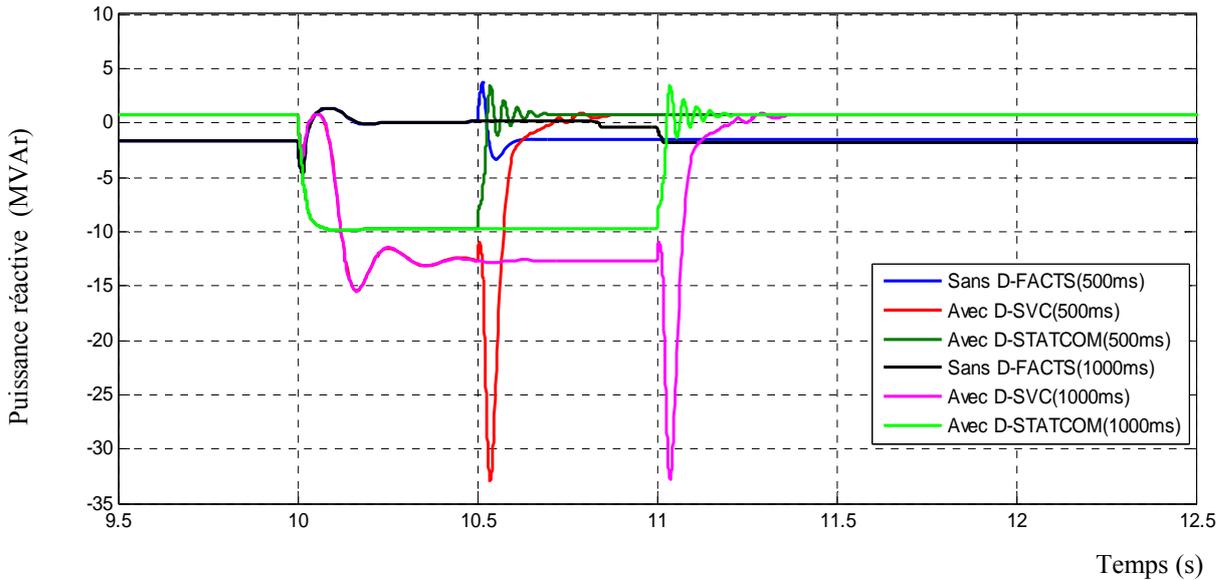


Figure V. 31 : Zoom de la puissance réactive dans le PCC durant un défaut de chute de tension dans la source de 500 ms et durant un défaut de chute de tension dans la source de 1000 ms.

D'après les résultats montrés dans les Figure V. 30 et la Figure V. 31, on constate que le parc éolien fonctionne dans un réseau faible à son régime normal et sans présence de système de compensation, aucun échange de puissance réactive avec ce réseau. Alors que, dans la même figure et avec les dispositifs D-FACTS, une puissance réactive nécessaire est injectée au réseau de distribution de 12.6 MVar avec le D-SVC et de 9.7 MVar avec le D-STATCOM. Ainsi, en présence du D-STATCOM, les fluctuations dans la puissance réactive sont amorties mais, en utilisant le système D-SVC, une courte et importante fluctuation est apparue dans la puissance réactive.

V.6.4. Analyse économique des systèmes D-FACTS

Le marché global des systèmes FACTS et D-FACTS devrait atteindre 1 386 010,000 \$ en 2018 et donc qu'il a déjà présenté 912 850 000 \$ en 2012 [Sin-12]. Le D-SVC est la solution la plus largement utilisée dans le marché mondial, suivie par les bancs de condensateurs fixe. Tandis que, les dispositifs tels que le D-STATCOM est l'une des solutions personnalisées pour des exigences particulières du réseau électrique de distribution. De toute évidence, certains dispositifs D-FACTS comme le D-STATCOM sont relativement coûteux parce qu'ils sont constitués de nombreux composants tels que les composants d'électronique de puissance, thyristors, les batteries de condensateurs, interrupteurs, système de protection et des systèmes de contrôle. Dans cette section, la plage du coût des principaux dispositifs est souvent prise de la société de Siemens et de l'institut de recherche sur l'énergie électrique EPRI ⁴avec la base de données indiqué dans [Sar-07], comme

⁴ Electric Power Research Institute (EPRI) est un institut qui réalise des recherches pour l'industrie de

présenté sur la Figure V. 32.

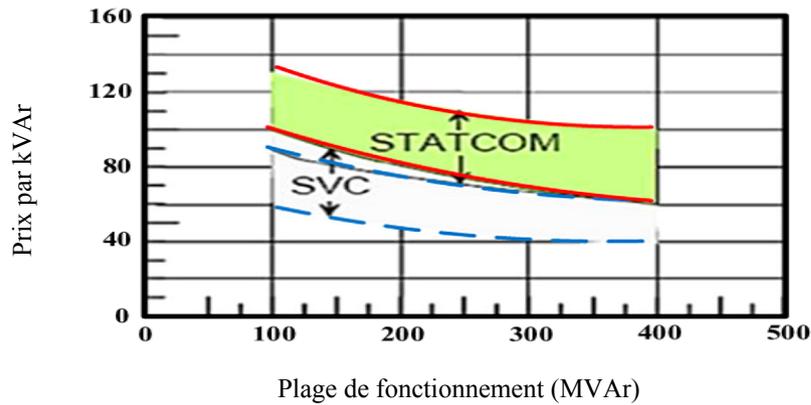


Figure V. 32 : Coût de la plage de fonctionnement de différents dispositifs D-FACTS [Zha-08].

De plus, le coût d'un système D-FACTS a deux composantes : les coûts d'installation et les dépenses d'exploitation. Le coût total de l'installation comprend le prix de l'équipement ainsi que la livraison et l'installation de ces systèmes. Alors que, le coût d'exploitation comprend les frais d'entretien et de service. Précisément, le coût d'exploitation de ces dispositifs est environ 5% à 10% du coût total d'installation. Par conséquent, les fonctions de coût pour le D-SVC et D-STATCOM sont développées comme suit [Mog-16] :

$$\begin{cases} C_{SVC} = 0.0004 s^2 - 0.262 s + 81.5 \\ C_{SVC} = 0.0003 s^2 - 0.305 s + 127.38 \\ C_{STATCOM} = 0.0004 s^2 - 0.3225 s + 128.75 \\ C_{STATCOM} = -0.0008 s^2 - 0.155 s + 120 \end{cases} \quad (V. 9)$$

D'où s est la plage de fonctionnement des dispositifs D-FACTS en kVAr. Le coût marginal par kVAr installé des dispositifs D-FACTS diminue à mesure que la capacité de taux d'exploitation augmente. Un coût global pour une puissance réactive de 100 MVar, le D-SVC varie de 60 \$ à 100 \$ par kVAr. Bien que le D-SVC ait des composants sophistiqués tels que les thyristors, les inductances et les condensateurs, il a une structure de contrôle qui est relativement simple. De même, en se basant sur la Figure V. 32, le coût global d'un D-STATCOM varie de 100 \$ à 130 \$ par kVAr à 100 MVar de plage de fonctionnement.

Les coûts de l'installation des compensateurs D-FACTS parallèles sont montrés dans le tableau ci-dessous [Sod-04] :

Tableau V. 1 : Les coûts des différents compensateurs de puissance réactive.

Dispositif parallèle	Coût (US \$/kVar)
Condensateur parallèle	08/ kVar

D-SVC	60/ kVAr
D-STATCOM	100/ kVAr

D'après le tableau ci-dessus, on remarque que le coût des dispositifs D-FACTS (D-SVC et D-STATCOM) est beaucoup plus cher par rapport aux condensateurs en raison du coût des dispositifs de commande et de la complexité de la conception et d'applications des systèmes D-FACTS. Le D-STATCOM est la source de compensation d'énergie réactive la plus cher en raison du type de commutateurs utilisés (IGBT).

Dans cette étude, les figures ci-dessous résume les performances des deux types de D-FACTS (D-STATCOM et D-SVC), également, en comparant la quantité de puissance réactive injectée (MVar) et le coût d'installation de ces dispositifs (\$).

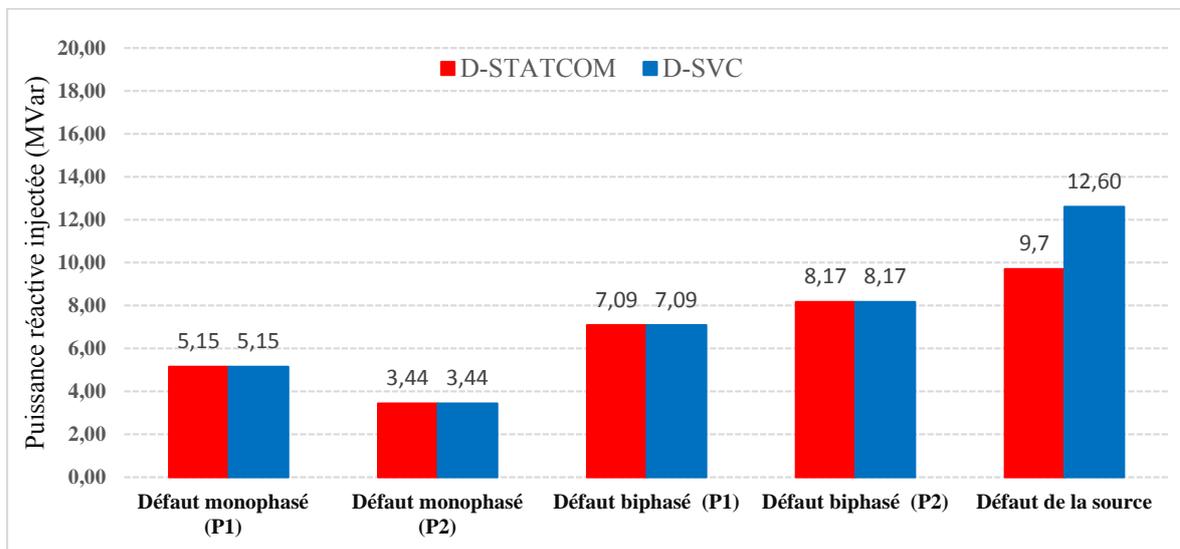


Figure V. 33 : Puissance réactive injecté dans le PCC par D-SVC et le D-STATCOM avec différents types de défauts.

Le D-SVC peut être une option intéressante jusqu'à une grande quantité de puissance réactive doit être injecté lors d'un défaut sévère dans la source. Le D-STATCOM fournit une compensation très efficace de puissance réactive par rapport au D-SVC pendant toutes les conditions de défauts. Afin de dimensionner le D-FACTS plus approprié pour un projet éolien, le cas d'un défaut de la source est pris en considération (pire cas de défaut appliqué dans cette étude).

L'analyse économique portée dans ce chapitre a pour but de comparer les coûts globaux de deux types de D-FACTS parallèles connectés à un parc éolien doté de génératrice de type GADA, le prix en dollar (US \$) par kVAr est présentée dans la Figure V. 34.

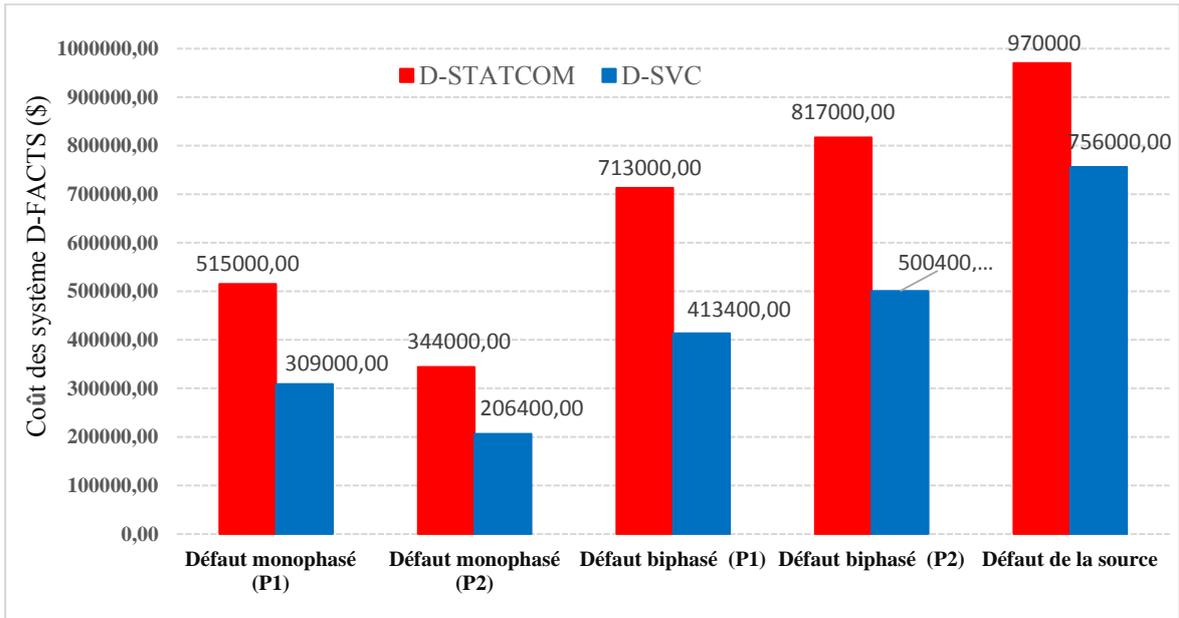


Figure V. 34 : Coût des systèmes D-FACTS selon les types de défaut.

Il est clair que l'utilisation des D-STATCOM, pour maintenir le parc éolien en service, est une application coûteuse en comparant avec l'autre compensateur de puissance réactive dynamique D-SVC en raison de l'utilisation du transformateur et le coût des commutateurs [Sng-99, Mas-12]. Par conséquent, on peut conclure que le D-STATCOM est plus rentable par rapport au D-SVC pour le maintien de la tension au PCC et la connexion du parc éolien dans les cas de défauts les plus sévères.

Cette comparaison fournit une base pour l'intégration des systèmes D-FACTS dans un parc éolien composé de génératrices de type GADA en aidant à parvenir à un meilleur équilibre entre les performances et le coût pour les conditions de défauts spécifiques.

La Figure V. 35 présente la répartition du coût d'une installation éolienne proposée de 12 MW.

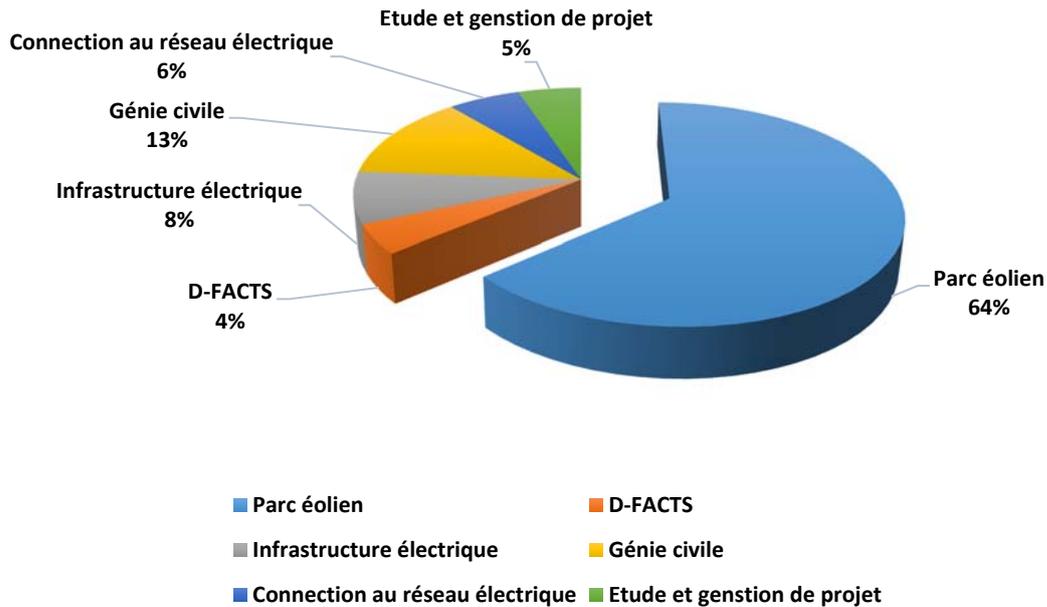


Figure V. 35 : Répartition des coûts du projet éolien.

D'après cette figure, on constate que la solution matérielle à base d'un système D-FACTS ne représente que 4% du coût globale de l'installation éolienne. En revanche, cette solution offre de bonnes performances au parc éolien, assurant sa connexion avec le réseau électrique et la fiabilité de la chaîne de conversion éolienne.

V.7. Conclusion

Dans un premier temps, pour pouvoir mieux étudier la nuance de la production éolienne sur le réglage de la tension, le choix de l'étude se porte uniquement sur le réseau 30 kV et 60 kV. Ainsi, le réseau électrique dans la région des hauts plateaux Algériens, contenant le gisement éolien, à une configuration radiale. Par ailleurs, l'optimisation de l'exploitation de ce réseau permet une réduction des pertes, des coûts et l'augmentation de la durée de vie des investissements.

De plus, quel que soit les niveaux de charges et la production éolienne dans le réseau dans le cas du réseau Algérien est de 30 kV, ce réseau est influencé par le réseau de 60 kV. Par ailleurs, pour le 60 kV, des problèmes surviennent en bout de ligne, quel que soit les niveaux de charges et la production éolienne. Avec la production éolienne, il s'avère nécessaire d'ajouter une compensation de puissance réactive en bout de ligne pour rester dans les limites imposées par les normes afin de maintenir la connexion du parc éolien avec le réseau de distribution.

Dans ce chapitre, nous apercevrons aussi que les chutes de tension au Point de Connexion Commun (PCC) dépendent strictement de la contribution en puissance réactive du réseau. De ce fait, un choix adéquat d'un compensateur d'énergie réactive de type D-FACTS parallèle permet de stabiliser la tension au PCC, soit en injectant ou en absorbant de la puissance réactive au PCC.

Dans ce chapitre, l'utilisation des systèmes D-FACTS parallèle tel que le D-SVC et le D-STATCOM avec un parc éolien raccordée au réseau de distribution était présentée. Puis, l'étude comparative par des simulations détaillées est effectuée pour confirmer l'efficacité du D-FACTS le plus approprié.

Par conséquent, nous avons clairement montré l'intérêt capital d'un D-STATCOM dans les réseaux de distribution par rapport au D-SVC. Le D-STATCOM avec son apport en énergie réactive permet de stabiliser rapidement une tension à une valeur relativement constante quel que soit les défauts les plus sévères qui affectent le réseau de distribution électrique, ce qui évitera les déconnexions suite aux déclenchements d'équipement de protection des parcs éoliens et permettra de maintenir les éoliennes connectées à ce réseau sous ces conditions de perturbation. Dans ce contexte, il a été montré par les résultats de simulations que la tension au PCC entre le parc éolien et le réseau fluctuait moins en présence d'un D-STATCOM qu'en utilisant un D-SVC.

Ainsi, ce chapitre a perçu l'introduction de l'analyse économique sur les systèmes D-FACTS proposés. Dans ce cas, l'application du D-STATCOM pour améliorer les performances dynamiques du parc éolien proposé, l'intégration de ce parc au réseau de distribution électrique et la stabilité du réseau électrique ouest est une solution matérielle qui pourra être adoptée pour un futur projet éolien connecté au réseau électrique en Algérie.

Dans le cadre de ce travail, on s'intéresse dans le prochain chapitre à l'amélioration de la commande du dispositif D-STATCOM.

Chapitre VI :

Commande améliorée du D-STATCOM raccordé au réseau électrique de distribution

VI.1. Introduction.....	173
VI.2. Super-condensateur pour les applications de stockages d'énergies	174
VI.3. Modélisation dynamique d'un super-condensateur à base de Lithium-ion	175
VI.4. Commande du D-STATCOM par PI classique.....	177
VI.5. Commande du D-STATCOM par mode glissant.....	179
VI.6. Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire.....	181
__VI.6.1. Définitions et propriétés de l'opérateur fractionnaires	181
__VI.6.2. Approximation de l'opérateur fractionnaires	183
__VI.6.3. Application du mode de glissant d'ordre fractionnaire	183
VI.7. Commande du D-STATCOM connecté à un réseau déséquilibré avec mode de glissant d'ordre fractionnaire.....	185
VI.8. Simulation	189
__VI.8.1. Commande du D-STATCOM par PI classique.....	189
__VI.8.2. Commande du D-STATCOM par mode glissant.....	196
__VI.8.3. Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire.....	204
__VI.8.4. Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire dans un réseau électrique déséquilibré	212
VI.9. Conclusion.....	222

VI.1. Introduction

Le chapitre précédent nous a permis de choisir le dispositif D-FACTS parallèle le plus approprié pour une application éolienne, après avoir fait une étude comparative entre ces deux types de D-FACTS parallèle. Ensuite, afin de faire un choix technico-économique, une étude économique était faite entre ces deux dispositifs le D-SVC et le D-STATCOM. Par conséquent, le D-STATCOM était choisi comme une solution matérielle efficace pour améliorer la capacité LVRT d'un système éolien, lors de différents types de défauts électriques qui affectent le réseau électrique.

L'une de ces questions abordées dans cette thèse est de pouvoir améliorer les performances dynamiques du parc éolien connecté au réseau électrique de distribution, tout en améliorant l'efficacité du fonctionnement d'un système D-FACTS et en respectant le facteur du coût. Pour cela, des techniques de modulation avancées sont utilisées afin d'améliorer le fonctionnement du D-STATCOM [Cheb-16]. Toutefois, des exigences strictes de pertes totales dans le D-STATCOM empêchent l'utilisation de ces techniques de modulation à haute fréquence car cette dernière augmente les pertes actives dans la partie de commutation (IGBT) [Xi-08]. De ce fait, dans ce chapitre, tout d'abord, nous présentons les applications de stockage d'énergies utilisées pour l'amélioration de la qualité de puissance dans les réseaux de distribution et pour la réduction des pertes actives dans les systèmes D-STATCOM connectés dans ce réseau électrique. Les applications de technologie de stockage d'énergie telles que les super-condensateurs dans les réseaux électriques de distribution sont devenues un domaine de recherche actif et prometteur [Döş-16]. En outre, dans ce contexte, la commande et l'intégration d'un système de stockage d'énergie à un D-STATCOM sont développées pour remédier à ces problèmes, améliorer la qualité de puissance échangée avec le réseau, temps de réaction et la fiabilité de ce dispositif [Zha-06].

Ce chapitre développe les concepts de contrôles et l'utilisation d'un système intégré D-STATCOM/super-condensateur pour améliorer les performances dynamiques du parc éolien connecté à un réseau de distribution durant tous les types de défauts dans le réseau électrique tels que les chutes de tension, les sursensions et le déséquilibre de la tension.

La première approche, présentée dans ce chapitre, est basée sur le concept général de la commande à structure variable, ensuite l'application de cette technique de commande sur le D-STATCOM. De plus, la synthèse de la loi de commande de cette approche est basée sur le modèle simplifié du D-STATCOM obtenu par l'orientation du vecteur de tension du réseau. Afin de pouvoir statuer sur la validité ainsi que sur les performances de ce type de commande, nous nous fixons le même cahier de charges que celui utilisé lors de la commande conventionnel basée sur un PI classique. Cependant, dans la pratique, cette approche pose deux problèmes. Enfin nous présenterons, une solution à cette problématique, tout en proposant le mode glissant d'ordre fractionnaire comme un

outil de commande, qui est apparu lors de cette thèse pour l'amélioration de la commande du mode glissant conventionnelle du D-STATCOM.

Classiquement, la prise en compte de l'effet de l'action intégrale dans la surface du mode glissant comme dans les travaux qui ont été largement repris, approfondis et complétés par [Amm-11] est une solution très adoptée dans les synthèses de commande à structure variable. Sous la tension déséquilibrée dans le réseau électrique de distribution, la stabilité du parc éolien connecté à ce réseau électrique peut être améliorée par un D-STATCOM, qui est aussi bien connu dans la littérature durant les chutes de tension équilibrée [Wes-13].

Généralement, lors de ce type de défaut électrique, les séquences négatives de la tension provoquent des oscillations supplémentaires dans le couple de la génératrice (GADA) et ses puissances produites avec l'injection des courants asymétriques pleins d'harmoniques dans le réseau électrique. Pour cela, dans ce chapitre, afin de remédier et compenser ces effets indésirables, une configuration de commande par mode glissant fractionnaire à double boucle pour contrôler les séquences négatives et positives des courants injectés est proposée.

VI.2. Super-condensateur pour les applications de stockages d'énergies

Les super-condensateurs sont des systèmes qui stockent l'énergie sous forme d'une énergie potentielle d'un champ électrostatique, de la même manière que les condensateurs ordinaires. La différence réside dans le fait que les super-condensateurs ont une plus grande capacité. De plus, la caractéristique de super-condensateurs la plus attractive est qu'il n'y a pas de réactions chimiques impliquées dans le processus de stockage d'énergie et de son déstockage.

Dans les batteries ordinaires, les processus de dégradation des réactifs chimiques réduisent le cycle de vie et limitent les caractéristiques de puissance. En revanche, les super-condensateurs ont un cycle de vie plus grand et peuvent être chargés et déchargés jusqu'à plusieurs centaines de milliers de fois sans aucune dégradation significative de leurs capacités. Ainsi, avec les super-condensateurs, l'énergie peut être stockée ou libérée en très courtes périodes de temps résultant en une densité de puissance (W/Kg) beaucoup plus élevée par rapport aux batteries ordinaires (Figure VI. 1).

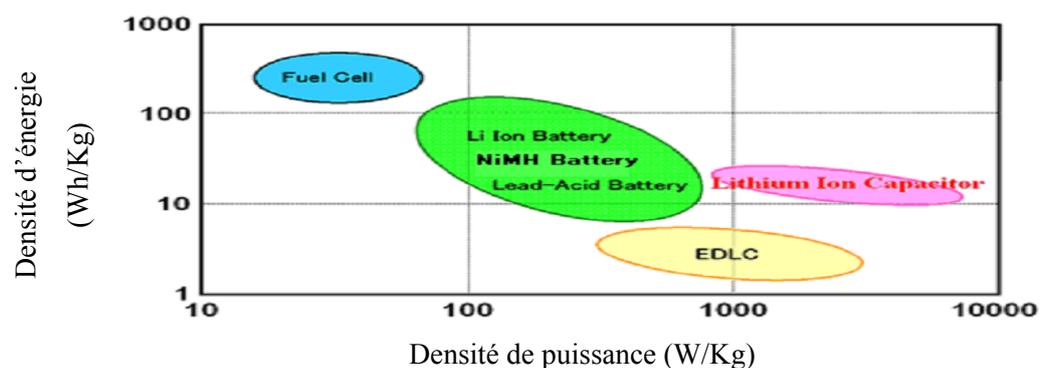


Figure VI. 1 : Densité d'énergie et de puissance [Mnd-12].

L'inconvénient principal des super-condensateurs est la faible densité d'énergie par volume, ce qui rend leur remplacement par des batteries est encore insuffisant dans les applications lorsque la demande d'énergie est très importante. Cependant, une grande densité de puissance rend idéal les super-condensateurs comme dispositifs de stockage d'énergie à court terme dans les applications où une grande quantité d'énergie doit être livrée ou stockée sur de courtes périodes de temps. Quelques exemples de ces applications sont freinage par récupération dans les véhicules hybrides et électriques, les alimentations sans interruption et les applications de qualité de puissance, l'électronique de grand public, les outils électriques, les systèmes d'énergies renouvelables et les systèmes FACTS, etc. Les super-condensateurs peuvent grandement aider à résoudre plusieurs problèmes dans les réseaux électriques de distribution [Smi-08]. En outre, deux classes de super-condensateurs sont couramment utilisées dans les applications des systèmes FACTS : les super-condensateurs électrolytiques à double couche, et les super-condensateurs à base de lithium-ion.

VI.3. Modélisation dynamique d'un super-condensateur à base de Lithium-ion

Un modèle mathématique de super-condensateur est un ensemble d'équations différentielles décrivant la relation entre la tension, le courant et la température pendant les procédés de la charge et la décharge. Il existe plusieurs approches de modélisation des super-condensateurs [Gra-09, Mnd-12]. Les modèles basés sur les circuits équivalents sont constitués de combinaisons série et parallèle des résistances et des condensateurs qui forment un circuit avec une tension similaire et des caractéristiques actuelles des super-condensateurs [Zub-00].

Typiquement, des séries d'essais nécessaires sont effectuées, au cours duquel le super-condensateur a été chargé et déchargé et les profils de tension et de courant ont été enregistrées [Wan-08]. Ces modèles sont plus faciles à mettre en œuvre dans un logiciel de simulation afin d'obtenir des résultats sur le comportement du super-condensateur presque exacte et similaire au cas réel [Bul-11].

Cependant, les modèles de circuits équivalents ne donnent pas d'informations sur les processus physiques et électrochimiques à l'intérieur du super-condensateur. Une autre classe de modèles utilisant les lois physiques et électrochimiques pour décrire le comportement des super-condensateurs [Bel-00]. Ces modèles peuvent être très précis, mais ils ont besoin de données précises sur la géométrie des électrodes et les propriétés chimiques de l'électrolyte. Cependant, ils donnent des informations complètes sur le comportement des super-condensateurs, y compris les effets thermiques et les caractéristiques de la dégradation due au vieillissement. Certaines méthodes de modélisation de super-condensateur combinent les modèles de circuits équivalents basés sur des lois physiques [Ber-08, Ber-10]. Le modèle mis au point dans le but de cette recherche est basée sur le circuit équivalent, plus de détail dans [Man-11].

Afin d'étudier le comportement électrique d'une cellule de super-condensateur à base de lithium-ion, des tests approfondis dans un laboratoire ont été effectués par [Man-15]. Le super-condensateur est chargé avec des impulsions de courant constant, suivies par des périodes de repos qui permet à la tension aux bornes de super-condensateurs d'atteindre l'état d'équilibre. Ces tests ont été répétés pour divers niveaux actuels et impulsions/durées de repos. Après avoir recueilli les données de tests de chargement et de déchargement, les paramètres du circuit équivalent ont été calculés par [Mnd-12]. Les résultats obtenus par ces essais de charge et de décharge sont donnés dans la Figure VI. 2.

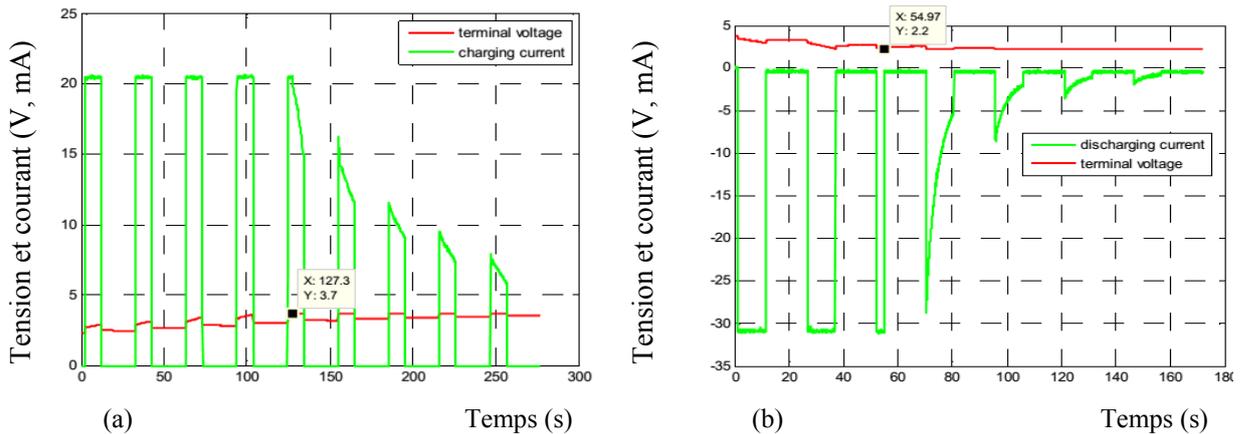


Figure VI. 2 : Tests de charge et de décharge d'un super-condensateur [Man-11].

À partir de ces essais effectués pour la charge et la décharge, il était observé que la capacité du super-condensateur est une fonction non linéaire et dépendante de la tension du circuit ouvert. Le modèle du circuit équivalent du super-condensateur est présenté dans la Figure VI. 3. Les paramètres de ce modèle sont donnés dans l'annexe D. Dans cette modélisation, la dépendance de la capacité non linéaire est rapprochée par le 4ème ordre d'un polynôme à coefficients indiqués aussi dans l'annexe D. Des détails supplémentaires sur la procédure d'essai et le calcul des paramètres sont donnés dans [Man-11].

La capacité C_o est une fonction de la tension du circuit ouvert :

$$C_o = a v_{C_o}^4 + b v_{C_o}^3 + c v_{C_o}^2 + d v_{C_o} + e \tag{VI. 1}$$

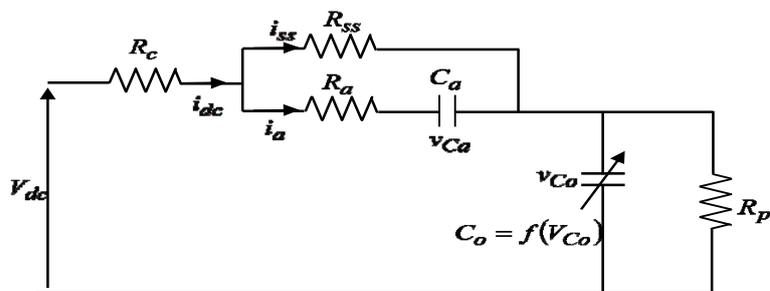


Figure VI. 3 : Modèle du circuit équivalent d'un super-condensateur à base de lithium-ion.

Le processus d'auto décharge est modélisé en ajoutant une résistance en parallèle R_p . Cependant, selon les données du fabricant, le temps de décharge de 3V à 2,2V est estimé de 20 ans. En outre, des mesures de laboratoire n'ont montré aucun changement dans la tension d'un circuit ouvert d'une cellule de super-condensateur au cours d'une période de trois mois.

Par conséquent, il est valable de négliger cette résistance supplémentaire dans les calculs. Cependant, il est pris en compte dans ce modèle du circuit dans le Simulink comme une très grande résistance. La résistance R_c est une résistance en série aux bornes et connecté avec le reste du circuit. En se basant sur le circuit équivalent et en négligeant R_p , le super-condensateur est modélisé comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{Co} \\ v_{Ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_a(R_{ss} + R_a)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{Co} \\ v_{Ca} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_o} \\ \frac{R_{ss}}{C_a(R_{ss} + R_a)} \end{bmatrix} [i_{dc}] \quad (VI. 2)$$

$$V_{dc} = \begin{bmatrix} 1 & \frac{R_{ss}}{R_{ss} + R_a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{Co} \\ v_{Ca} \end{bmatrix} + \left[R_c + \frac{R_a R_{ss}}{R_{ss} + R_a} \right] [i_{dc}] \quad (VI. 3)$$

VI.4. Commande du D-STATCOM par PI classique

Dans cette section la commande du D-STATCOM par PI classique est présentée dans le schéma bloc montré de la Figure VI. 4. La configuration de cette commande est composé de : deux boucles externe pour la commande de la tension du réseau électrique, la tension du bus continu et les deux autres boucles internes de courant contrôlent ainsi l'échange de puissance entre le D-STATCOM et le réseau électrique. On peut montrer que dans le modèle donné par l'équation (V. 9), les deux composantes de courants sont couplées.

Pour parvenir à un contrôle efficace, il est nécessaire de découpler le système, menant directement à une configuration de commande découplée en ajoutant les termes de couplage dans la commande.

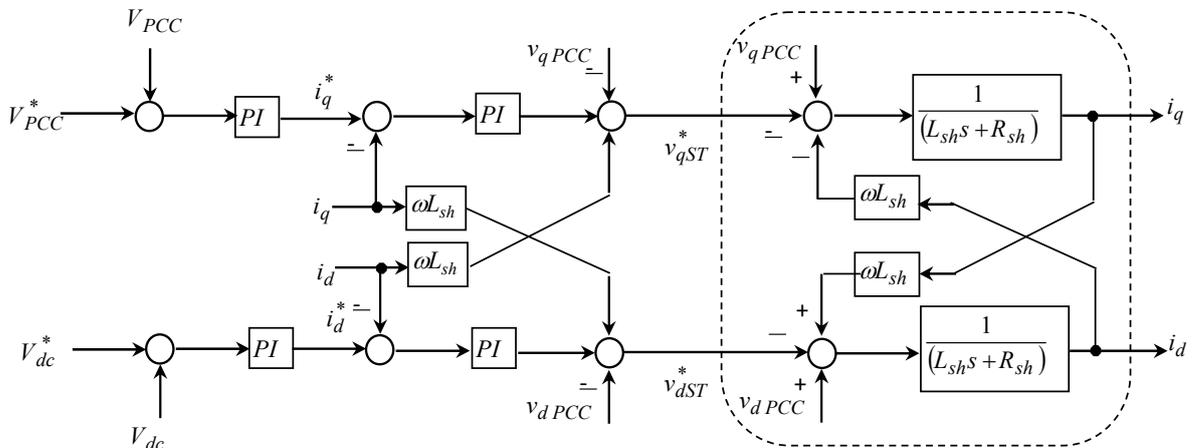


Figure VI. 4 : Schéma bloc de la commande du D-STATCOM par PI classique.

La configuration de commande utilisée, dans cette section, par un régulateur PI classique, consiste à maintenir l'amplitude de la tension au Point de Connexion Commun (PCC) constante en contrôlant l'amplitude et/ou le déphasage de la tension de sortie du D-STATCOM. Ainsi, le flux de courant entre le convertisseur et le réseau est commandé.

Un problème particulier est souvent rencontré dans les commandes basées sur ce type de régulateurs classiques PI comme le calcul des paramètres des régulateurs, le retard introduit par le pas de temps dans la boucle d'asservissement qui peut provoquer l'instabilité du système si sa valeur devient trop importante et l'erreur statique.

La fonction de transfert des courants avec un régulateur PI en boucle ouverte est exprimée par l'équation suivante :

$$F_{BO_i}(s) = \frac{i_q}{i_q^*} = \frac{i_d}{i_d^*} = \left(K_{p_i} + \frac{K_{i_i}}{s} \right) \left(\frac{1}{L_{sh}s + R_{sh}} \right) \quad (VI. 4)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est obtenue par l'équation suivante :

$$F_{BF_i}(s) = \frac{K_{p_i}s + K_{i_i}}{s^2 + \left(\frac{R_{sh}}{L_{sh}} + K_{p_i} \right) s + K_{i_i}} \quad (VI. 5)$$

Les coefficients des régulateurs calculés avec la méthode d'imposition de pôle comme expliquée dans [Mez-06] et par identification avec la fonction canonique élaborée par les essais de Ziegler–Nichols, ces paramètres seront donnés comme suit :

$$\begin{cases} K_{p_i} = 2\zeta - \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \\ K_{i_i} = w^2 \end{cases} \quad (VI. 6)$$

D'après l'équation (V. 10), la fonction de transfert de la tension du bus continu avec un régulateur PI en boucle ouverte est exprimée par l'équation suivante :

$$F_{BO_dc}(s) = \frac{V_{dc}}{V_{dc}^*} = \left(K_{p_dc} + \frac{K_{i_dc}}{s} \right) \left(\frac{1}{Cs} \right) \quad (VI. 7)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est obtenue par l'équation suivante :

$$F_{BF_dc}(s) = \frac{K_{p_dc}s + K_{i_dc}}{s^2 + \frac{K_{p_dc}}{C}s + \frac{K_{i_dc}}{C}} \quad (VI. 8)$$

Les coefficients du régulateur sont calculés de la même manière précédente :

$$\begin{cases} K_{p_dc} = 2\zeta C \\ K_{i_dc} = w^2 C \end{cases} \quad (VI. 9)$$

VI.5. Commande du D-STATCOM par mode glissant

Contrairement à la commande par un PI classique précédente, la Commande par le Mode Glissant (CMG) a connu un succès au cours de ces dernières années, en raison de sa simplicité, de sa mise en œuvre et sa robustesse contre les incertitudes du système et certaines perturbations externes dans le processus industriel, ainsi, que sa grande robustesse par rapport aux erreurs de modélisation. Ceci est dû principalement à la propriété de convergence rapide des erreurs en temps fini. Le principe de la CMG est de pousser le système à atteindre une surface donnée, désignée surface de glissement et d'y persister jusqu'à l'équilibre. Cette commande se fait en deux étapes : la convergence vers la surface et ensuite le glissement au long de celle-ci. La surface est donnée par la relation suivante [Slo-91] :

$$S(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_x \right)^{n-1} e(x) \quad (\text{VI. 10})$$

Pour contrôler les courants actifs et réactifs, nous prenons $n = 1$ (l'équation V. 9), l'expression de la surface du glissement est réécrite sous la forme suivante :

$$S_{dq} = \begin{bmatrix} S_d(i_d) \\ S_q(i_q) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e(i_d) \\ e(i_q) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 11})$$

$$\text{Où } e(i_q) = i_q^* - i_q \text{ et } e(i_d) = i_d^* - i_d$$

Et puis, leurs dérivés sont :

$$\dot{S}_{dq} = \begin{bmatrix} \dot{S}_d(i_d) \\ \dot{S}_q(i_q) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_d^* - \dot{i}_d \\ i_q^* - \dot{i}_q \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 12})$$

En substituant l'expression des courants de (V. 9) à (VI. 12), les dérivés de surfaces de glissement deviennent :

$$\dot{S}_{dq} = F_{ST} + D_{ST} V_{ST} \quad (\text{VI. 13})$$

$$\text{Où } F_{ST} = \begin{bmatrix} i_d^* + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_d - \omega_s i_q - \frac{v_d PCC}{L_{sh}} \\ i_q^* + \omega_s i_d + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_q - \frac{v_q PCC}{L_{sh}} \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 14})$$

$$D_{ST} = \frac{1}{L_{sh}}, \overline{V}_{ST} = [v_{d ST} \quad v_{q ST}]^T \quad (\text{VI. 15})$$

La théorie de la stabilité de Lyapunov est utilisée pour vérifier la convergence des surfaces de glissement vers le zéro, en satisfaisant la condition suivante :

$$\dot{V} = S^T \dot{S} < 0 \quad (\text{VI. 16})$$

Remarque (VI. 1) : Quel que soit la méthode utilisée pour la réduction du phénomène de broutement telle que l’encadrement de la surface par une bande avec un ou plusieurs seuils, la précision du système étudié est influée. Plus précisément, plus les seuils sont élevés, plus le broutement est étroit, donc la précision est réduite et il en provoque un écart statique qui est en fonction des seuils utilisés [Dra-92], [Gay-96]. Par conséquent, une Commande par Mode Glissant d’Ordre Fractionnaire (CMG-OF) est proposée pour tirer d’avantage de la souplesse des ordres fractionnaires dans l’action intégrale, dont sa supériorité par rapport au Mode Glissant (MG) conventionnel pourra être vérifiée par la simulation.

VI.6. Commande du D-STATCOM par mode glissant d’ordre fractionnaire

Le présent chapitre propose que l’intégration dans la surface de glissement $S(x; t)$ puisse être utilisé autrement avec la CMG, en utilisant un opérateur fractionnaire pour renforcer l’effet de l’intégrateur. Les développements dans les méthodes de résolution du calcul de l’ordre fractionnaire nous permettent de l’utiliser aisément dans les approches de conception des régulateurs souples et robustes.

Pour cela, le calcul fractionnaire peut être vu comme la généralisation de l’intégration et de différenciation des expressions d’ordre entiers à un ordre non entier. En outre, plusieurs définitions et propriétés de l’opérateur fractionnaires sont présentées dans cette section.

VI.6.1. Définitions et propriétés de l’opérateur fractionnaires

Les définitions intégral-différentielles les plus habituellement utilisées sont données par Grunwald et Letnikov, Riemann et Liouville (R-L) et Caputo. La forme générale d’un intégral-différentiel ordre fractionnaire peut être définie comme suit [Amm-11] :

$${}_a D_t^\mu = \begin{cases} \frac{d^\mu}{dt^\mu}, & \text{Re}(\mu) > 0 \\ 1, & \text{Re}(\mu) = 0 \\ \int_a^t (d\tau)^{-\mu}, & \text{Re}(\mu) < 0 \end{cases} \quad (\text{VI. 20})$$

Où μ est l’ordre de dérivation ou d’intégration, et Re est la partie réelle de μ .

Généralement, les définitions les plus utilisées pour le dérivateur et intégrateur fractionnaire sont la définition de Grunwald-Letnikov (GL) [Afg-15] définition de Riemann-Liouville (RL) et la définition de Caputo.

Le Grunwald-Letnikov est donnée par :

$${}_a D_t^\mu f(t) = \lim_{h \rightarrow 0} h^{-\mu} \sum_{j=0}^{\lfloor (t-a)/h \rfloor} (-1)^j \binom{\mu}{j} f(t - jh) \quad (\text{VI. 21})$$

[.] Signifie la partie entière, h est le pas d'échantillonnage, $\binom{\mu}{j}$ sont les coefficients binomiaux

avec
$$\binom{\mu}{j} = \frac{\mu!}{j!(\mu-j)!} = \frac{\Gamma(\mu+1)}{\Gamma(j+1)\Gamma(\mu-j+1)}$$

Où $\Gamma(x) = \int_0^{+\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$ est la fonction de Gamma Euler, a et t sont les limites d'opération.

La dérivation et l'intégration fractionnaire de Riemann-Liouville sont définies par :

$${}_a D_t^\mu f(t) = \frac{1}{\Gamma(n-\mu)} \frac{d^n}{dt^n} \int_a^t \frac{f(\tau)}{(t-\tau)^{\mu-n+1}} d\tau \tag{VI. 22}$$

Où $n-1 < \mu \leq n$

La dérivation et l'intégration fractionnaire de Caputo sont données par :

$${}_a D_t^\mu f(t) = \frac{1}{\Gamma(n-\mu)} \int_a^t \frac{f^n(\tau)}{(t-\tau)^{\mu-n+1}} d\tau \tag{VI. 23}$$

Où $n-1 < \mu \leq n$

Ayant des conditions initiales nulles, la transformé de Laplace de la définition de RL pour un ordre fractionnaire μ est donnée par :

$$L\{ {}_0 D_t^\mu f(t) \} = s^\mu L\{ f(t) \} - \sum_{k=0}^{n-1} s^k \left[\frac{d^{\mu-1-k} f(t)}{dt^{\mu-1-k}} \right]_{t=0} \tag{VI. 24}$$

Avec s est un opérateur de Laplace.

Finalement, la transformé de Laplace est obtenue comme :

$$L\{ {}_0 D_t^\mu f(t) \} = s^\mu F(s) \tag{VI. 25}$$

Où $0 < \mu \leq 1$, $F(s)$ est la transformé de Laplace de $f(t)$. Explicitement, l'opérateur d'ordre fractionnaire a plus de degrés de liberté que celui de l'ordre entier.

Intuitivement, le modèle d'ordre fractionnaire peut donner une description adéquate des caractéristiques du système complexe. Dans le reste du chapitre, la notation simplifiée D^μ est utilisée pour représenter l'opérateur d'ordre fractionnaire, $D_t^\mu = {}_0 D_t^\mu$. Certaines propriétés des dérivés et intégrales fractionnaires sont [Amm-11] :

- Si $f(t)$ est une fonction analytique en t , alors sa dérivée fractionnaire ${}_a D_t^\mu f(t)$ est une fonction analytique en t et μ ,
- Pour $\mu = n$, ou n est un nombre entier, l'opérateur ${}_a D_t^\mu$ produit le même résultat que la dérivation classique d'ordre entier,

- Pour $\mu = 0$, l'opérateur ${}_a D_t^\mu$ est l'opérateur identité :

$${}_a D_t^\mu = f(t)$$

- La différentiation et l'intégration d'ordre fractionnaire sont des opérations linéaires :

$${}_a D_t^\mu \{b f(t) + c g(t)\} = b {}_a D_t^\mu f(t) + c {}_a D_t^\mu g(t)$$

VI.6.2. Approximation de l'opérateur fractionnaire

Pour l'implémentation pratique de cette approche, une fonction de transfert avec un intégrateur et dérivateur d'ordre fractionnaire est généralement simplifiée avec une fonction de transfert d'ordre entier, dans laquelle un comportement assez proche est acquis avec moins de complexité. En effet, afin de faire une approximation du terme s^μ , plusieurs méthodes ont été utilisées, calcul analytique et numérique de l'inverse de la transformé de Laplace [Hwa-02], représentation d'état [Ous-95, Tep-13]. L'approximation continue proposé par Oustaloup [Ous-95], qui est largement utilisé pour l'approximation de l'ordre fractionnaire dans la transformé de Laplace d'une fonction. L'algorithme d'approximation présenté par Oustaloup est utilisé dans le cadre de cette thèse. Le terme s peut être substitué (comme dans [Afg-15]) par cet algorithme lorsqu'une bande de fréquence d'intérêt est donnée par $[w_h, w_l]$:

$$s^\mu \approx \left(\frac{w_u}{w_h}\right)^\mu \prod_{k=-N}^N \frac{1 + s/w'_k}{1 + s/w_k} \tag{VI. 26}$$

Avec :

$$w'_k = w_l \left(\frac{w_h}{w_l}\right)^{\frac{k+N+\frac{1}{2}-\frac{\mu}{2}}{2N+1}}, w_k = w_l \left(\frac{w_h}{w_l}\right)^{\frac{k+N+\frac{1}{2}+\frac{\mu}{2}}{2N+1}} \tag{VI. 27}$$

Où w'_k est le zéro du rand k , w_k est le pôle du rand k , $2N+1$ est le nombre des zéros et des pôles, $w_u = (w_l w_h)^{1/2}$ et $\mu > 0$. De même, le cas de $\mu < 0$ peut être traité par échange le numérateur et le dénominateur de l'équation (VI. 26). Les paramètres utilisés par l'approximation de Oustaloup pour optimiser le terme s^μ sont : $N=3$, $w_l = 10^{-2}$ rad/s, $w_h = 10^2$ rad/s avec $\mu = 0,8$.

VI.6.3. Application du mode de glissant d'ordre fractionnaire

Compte tenu des généralités mathématiques que nous venons de décrire sur l'opérateur d'ordre fractionnaire, dans cette section, nous devons les appliquer à notre cas bien précis du D-STATCOM pour obtenir les réponses souhaitées au niveau des variables de sortie. La surface du mode glissant avec un ordre fractionnaire est donnée par l'expression suivante :

$$S(x) = e(x) + \lambda_{ST} D^{-\mu} e(x) \tag{VI. 28}$$

L'expression de la surface du glissement est réécrite sous la forme suivante :

$$S_{dq}(x) = \begin{bmatrix} S_d(i_d) \\ S_q(i_q) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e(i_d) \\ e(i_q) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 29})$$

Où :

$$e(i_q) = i_q^* - i_q \text{ et } e(i_d) = i_d^* - i_d$$

Et puis, la dérivée de la surface du mode glissant d'ordre fractionnaire est comme suit :

$$\dot{S}(x) = \dot{e}(x) + \lambda_{ST} D^{-\mu+1} e(x) \quad (\text{VI. 30})$$

L'intégral fractionnaire dans cette surface fournit un degré de liberté supplémentaire dans la construction de la surface de glissement. En substituant l'expression des courants de (VI. 5) à (VI. 30), les dérivés de surfaces de glissement deviennent :

$$\dot{S}_{dq} = F_{ST} + D_{ST} V_{ST} \quad (\text{VI. 31})$$

$$\text{Où } F_{ST} = \begin{bmatrix} \dot{i}_d^* + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_d - \omega_s i_q - \frac{v_d PCC}{L_{sh}} + \lambda_{ST} D^{-\mu+1} e(x) \\ \dot{i}_q^* + \omega_s i_d + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_q - \frac{v_q PCC}{L_{sh}} + \lambda_{ST} D^{-\mu+1} e(x) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 32})$$

La même étape utilisée dans la section précédente, est utilisée dans cette section pour le calcul des termes de la commande équivalente, qui sont obtenus comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_{d ST,eq} \\ v_{q ST,eq} \end{bmatrix} = -D_{ST}^{-1} F_{ST} = \begin{bmatrix} -L_{sh} \dot{i}_d^* - R_{sh} i_d + \omega_s L_{sh} i_q + v_d PCC - \lambda_{ST} L_{sh} D^{-\mu+1} e(x) \\ -L_{sh} \dot{i}_q^* - \omega_s L_{sh} i_d - R_{sh} i_q + v_q PCC - \lambda_{ST} L_{sh} D^{-\mu+1} e(x) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 33})$$

La stratégie de la CMG-OF proposée est présentée dans la Figure VI. 6.

$$S(x) = e(x) + \lambda_{ST} D^{-\mu} e(x) \quad (\text{VI. 35})$$

Et puis, la dérivée de la surface du mode glissant d'ordre fractionnaire est :

$$\dot{S}(x) = \dot{e}(x) + \lambda_{ST} D^{-\mu+1} e(x) \quad (\text{VI. 36})$$

En substituant l'expression des courants de (VI. 34) dans (VI. 36), les dérivés de surfaces de glissement deviennent :

$$\dot{S}_{dq} = F_{ST} + D_{ST} V_{ST} \quad (\text{VI. 37})$$

$$\text{Où } F_{ST} = \begin{bmatrix} \dot{i}_d^{+*} + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_d^+ - \omega_s i_q^+ - \frac{v_d^+ PCC}{L_{sh}} + \lambda_{ST} D^{-\mu+1} e(x) \\ \dot{i}_q^{+*} + \omega_s i_d^+ + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_q^+ - \frac{v_q^+ PCC}{L_{sh}} + \lambda_{ST} D^{-\mu+1} e(x) \\ \dot{i}_d^{-*} + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_d^- - \omega_s i_q^- - \frac{v_d^- PCC}{L_{sh}} + \lambda_{ST} D^{-\mu+1} e(x) \\ \dot{i}_q^{-*} + \omega_s i_d^- + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_q^- - \frac{v_q^- PCC}{L_{sh}} + \lambda_{ST} D^{-\mu+1} e(x) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 38})$$

La même étape utilisée dans les sections précédentes est utilisée pour le calcul des termes de commande équivalente, qui sont obtenus comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_{d,ST,eq}^+ \\ v_{q,ST,eq}^+ \\ v_{d,ST,eq}^- \\ v_{q,ST,eq}^- \end{bmatrix} = -D_{ST}^{-1} F_{ST} = \begin{bmatrix} -L_{sh} \dot{i}_d^{+*} - R_{sh} i_d^+ + \omega_s L_{sh} i_q^+ + v_d^+ PCC - \lambda_{ST} L_{sh} D^{-\mu+1} e(x) \\ -L_{sh} \dot{i}_q^{+*} - \omega_s L_{sh} i_d^+ - R_{sh} i_q^+ + v_q^+ PCC - \lambda_{ST} L_{sh} D^{-\mu+1} e(x) \\ -L_{sh} \dot{i}_d^{-*} - R_{sh} i_d^- - \omega_s L_{sh} i_q^- + v_d^- PCC - \lambda_{ST} L_{sh} D^{-\mu+1} e(x) \\ -L_{sh} \dot{i}_q^{-*} + \omega_s L_{sh} i_d^- - R_{sh} i_q^- + v_q^- PCC - \lambda_{ST} L_{sh} D^{-\mu+1} e(x) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 39})$$

La stratégie de la CMG-OF proposée à double boucle est présentée dans la

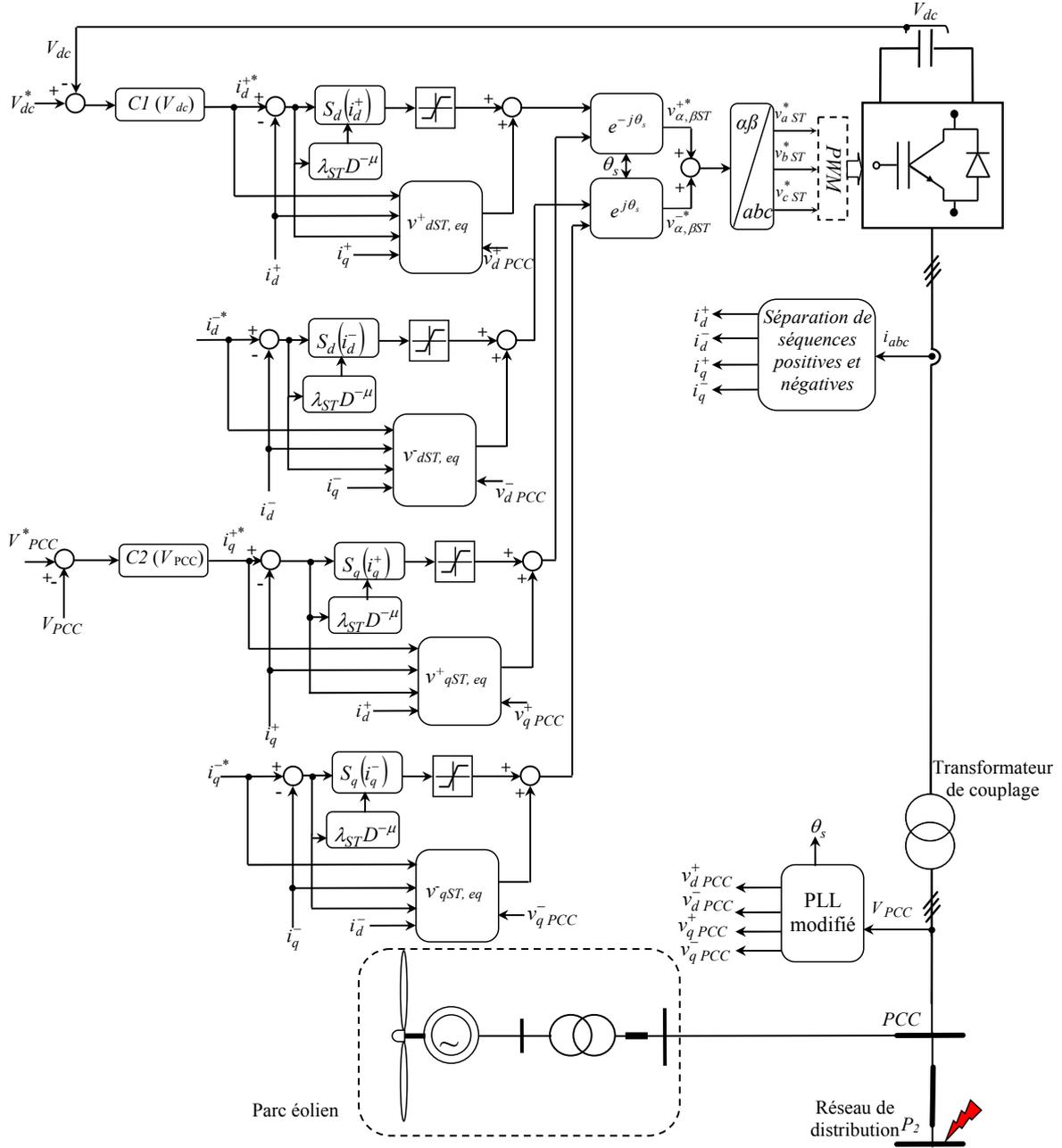


Figure VI. 7.

VI.8. Simulation

Dans cette partie de simulation sous l'environnement Matlab/Simulink, trois configurations de commande seront testées pour but de montrer le comportement du D-STATCOM à base d'un onduleur à trois niveau de type NPC connecté au réseau électrique de distribution. D'après ces trois configurations de commande, nous déciderons de retenir une configuration de commande adéquate en courant pour tester la commande du D-STATCOM dans le réseau électrique déséquilibré. Ainsi, deux configurations de commande seraient comparées en termes de performances dynamiques d'un système éolien lors des défauts électriques dans le réseau de distribution. Les quatre types de configurations de commandes sont :

- La commande du D-STATCOM par PI classique,
- La commande du D-STATCOM par mode glissant,
- La commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire,
- La commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire dans un réseau déséquilibré.

Les simulations sont effectuées avec un pas fixe de 0,5 ms afin d'envisager à la mise en œuvre pratique dans les travaux futurs.

VI.8.1. Commande du D-STATCOM par PI classique

Pour tester le comportement dynamique du système étudié avec ce type de régulateur, des défauts dans le réseau de distribution électrique sont impliqués par la simulation. A l'instant $t=0.5$ s, une chute de tension est appliquée dans le PCC, puis, à l'instant $t=1.5$ s une surtension est aussi appliquée (voir Figure VI. 8). Les résultats de simulations pour la configuration de commande du D-STATCOM par un PI classique sont présentés sur les figures suivantes :

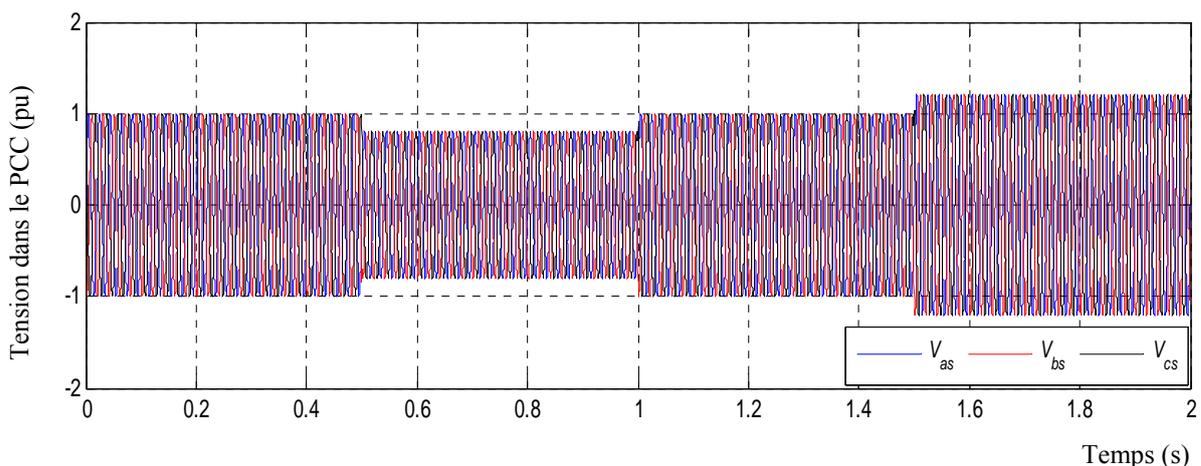


Figure VI. 8 : Tension dans le PCC sans compensation du D-STATCOM.

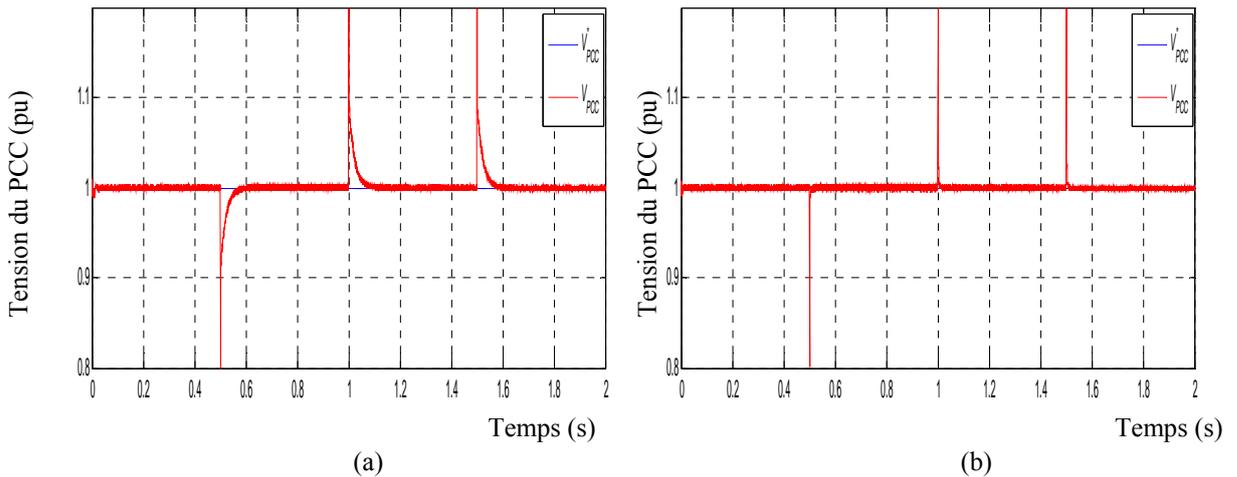


Figure VI. 9 : Amplitude de la tension dans le PCC : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

La Figure VI. 9 a montré que la chute de tension provoquée à l'instant $t=0.5$ s, est automatiquement amortie par l'intervention du D-STATCOM. Ainsi, la connexion du super-condensateur dans le bus continu du D-STATCOM comme a été montré dans la Figure VI. 9 (b), aide à améliorer rapidement la tension dans le PCC par rapport au D-STATCOM sans super-condensateur. De plus, dans la transition entraînée par la surtension dans le PCC à l'instant $t=1.5$ s, la tension est aussi rapidement amortie avec un super-condensateur connecté au bus continu du D-STATCOM que sans l'insertion de ce dernier. Les formes sinusoïdales de la tension dans le PCC avec l'intervention du D-STATCOM sans et avec super-condensateur sont montrées dans les figures suivantes.

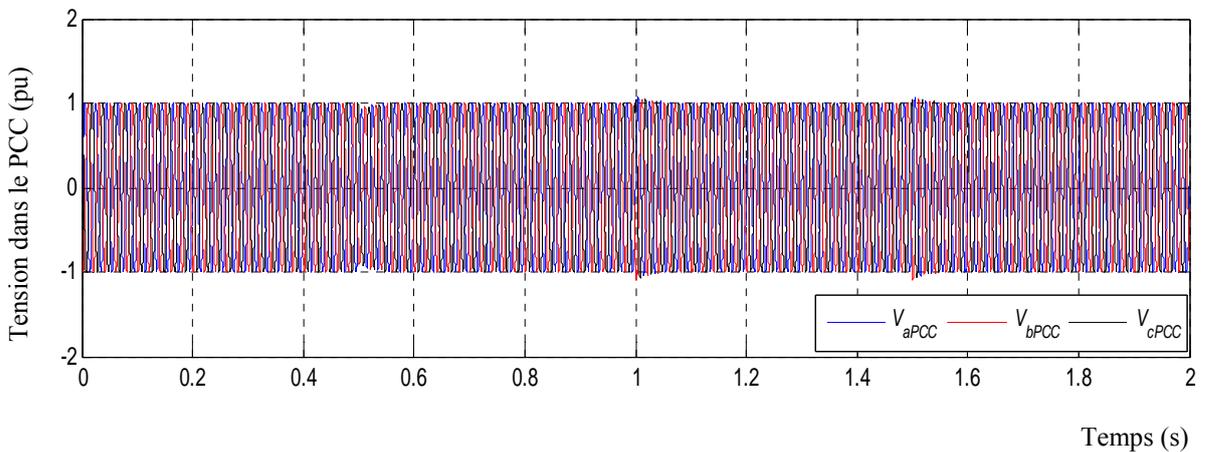


Figure VI. 10 : Tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM sans super-condensateur.

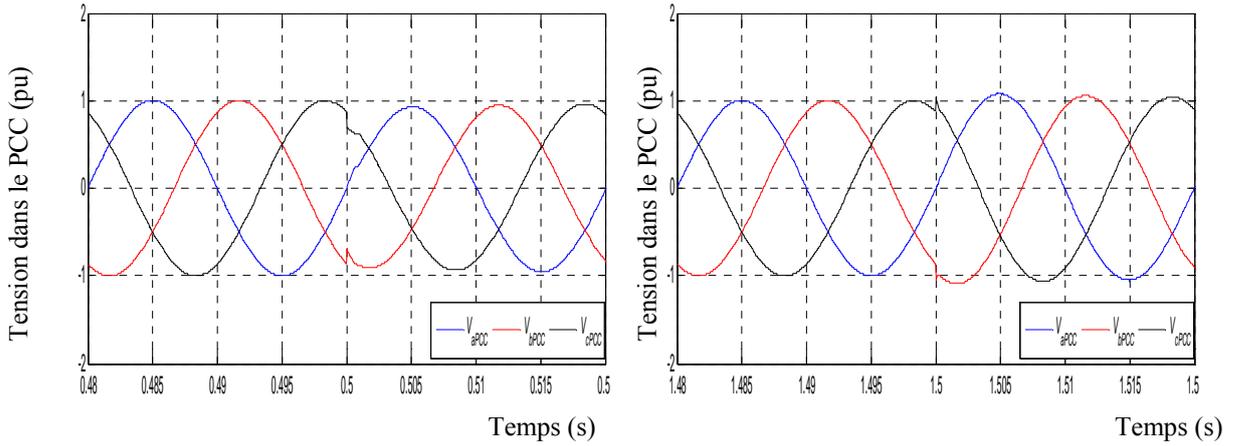


Figure VI. 11 : Zoom de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM sans supercondensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

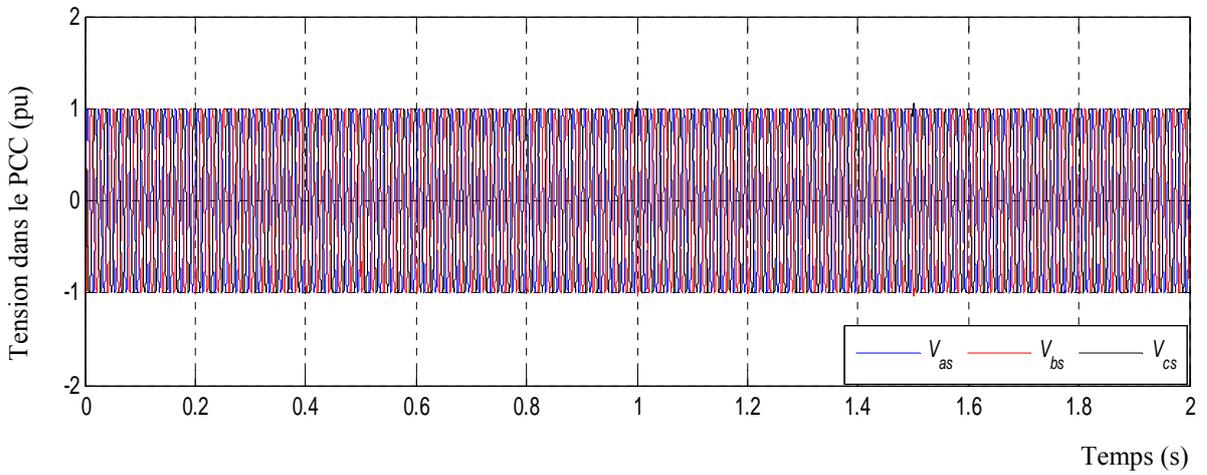


Figure VI. 12 : Tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM avec supercondensateur.

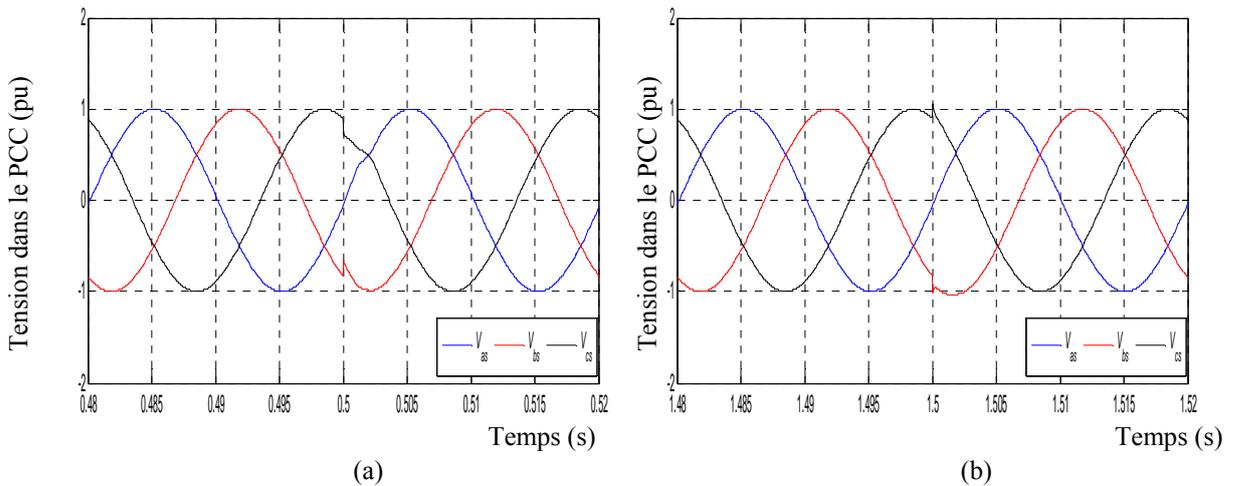


Figure VI. 13 : Zoom de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM avec supercondensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

Les figures suivantes montrent, respectivement, les réponses dynamiques du courant réactif i_q et du courant actif i_d du D-STATCOM sans super-condensateur et avec super-condensateur.

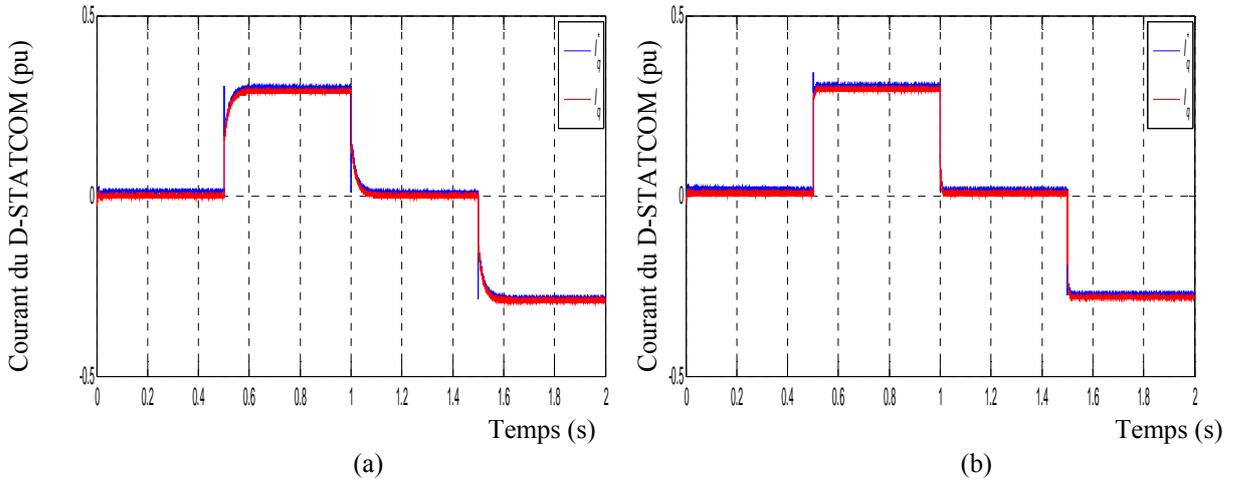


Figure VI. 14 : Réponses dynamiques des courants réactifs : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

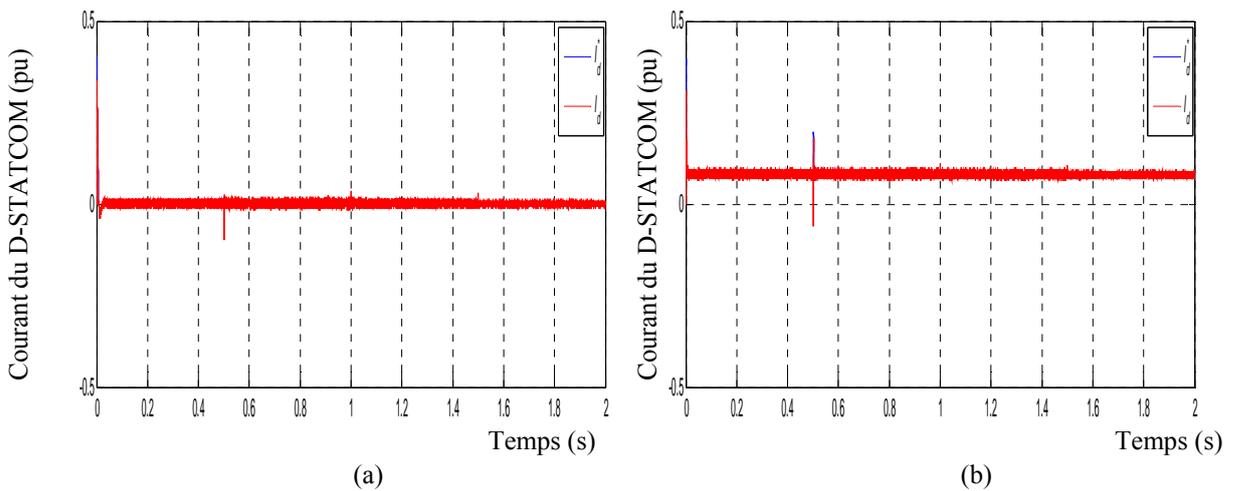


Figure VI. 15 : Réponses dynamiques des courants actifs : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

D’après la Figure VI. 14, on remarque que le courant réactif est positif de 0,5 s jusqu’au 1 s ce qui montre que le D-STATCOM est en mode capacitif c’est-à-dire il génère de la puissance réactive afin d’amortir la chute de tension dans le PCC. Puis, le courant réactif devient négatif de 1,5 s jusqu’au 2 s ce qui montre que le D-STATCOM est en mode inductif c’est-à-dire il absorbe de la puissance réactive pour l’amortissement de la surtension dans le réseau électrique. De plus, le temps de réponse du fonctionnement du D-STATCOM avec un super condensateur est plus rapide que celui du D-STATCOM sans super-condensateur.

La Figure VI. 15, montre le courant actif pour un D-STATCOM, avec un fonctionnement sans super-condensateur, une valeur nulle correspondant au maintien de la tension du bus continu est

maintenu constante. Cependant, la Figure VI. 15 (b), montre que le courant actif pour un D-STATCOM avec super-condensateur est maintenu à une valeur constante correspondant au maintien de la tension du bus continu et à la compensation des pertes actives dans la résistance équivalente du système.

Les figures suivantes montrent les réponses dynamiques des puissances active et réactive du D-STATCOM sans super-condensateur et avec super condensateur.

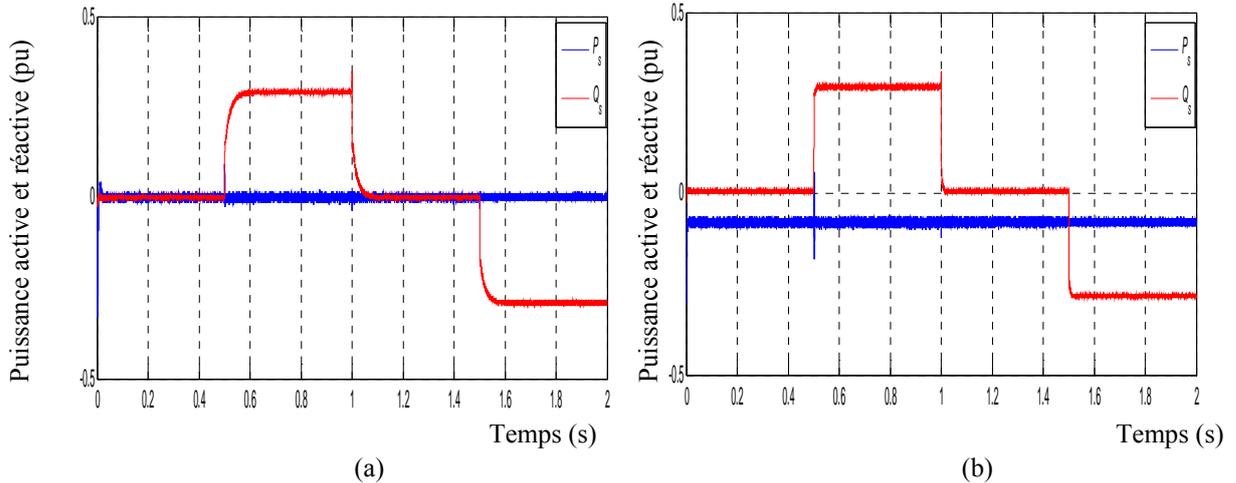


Figure VI. 16 : Puissance active et réactive injectées par : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

D'après la Figure VI. 16 (a), on remarque que la réponse dynamique de la puissance réactive du D-STATCOM sans super-condensateur en mode inductif de 0,5 s à 1 s, vers le mode capacitif de 1,5 s à 2 s, a un long temps de réponse par rapport à celui obtenu par le D-STATCOM avec super-condensateur. Dans la même figure, on remarque que la réponse dynamique de la puissance active du D-STATCOM sans super-condensateur est maintenue à une valeur nulle. Par contre, dans la Figure VI. 16 (b), on remarque que la réponse dynamique de la puissance active du D-STATCOM avec super-condensateur est maintenue à une valeur constante pour la compensation des pertes active du système.

Les courants injectés par le D-STATCOM vers le réseau de distribution électrique ainsi que leur spectre d'harmonique sont montrés dans les figures suivantes.

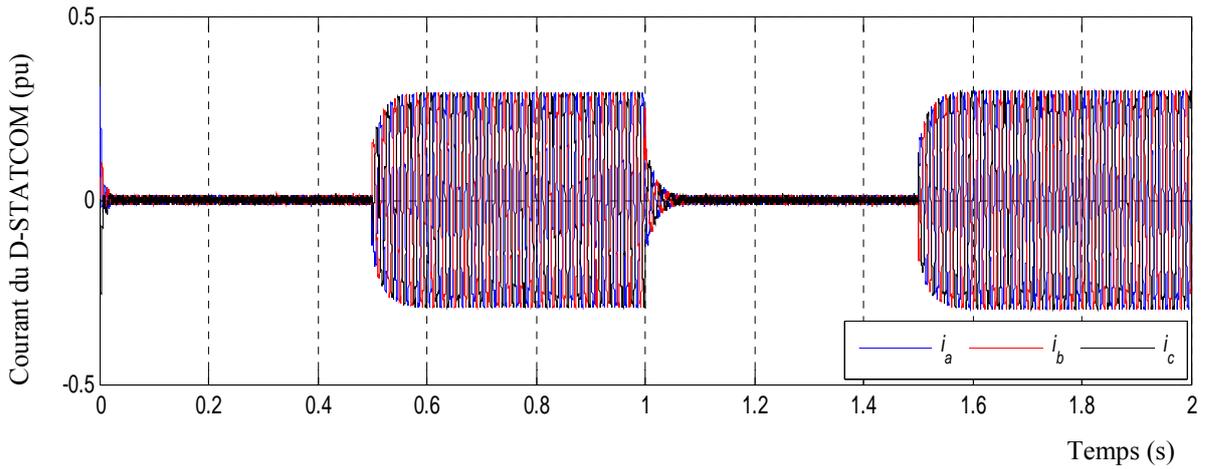


Figure VI. 17 : Courant du D-STATCOM sans super-condensateur.

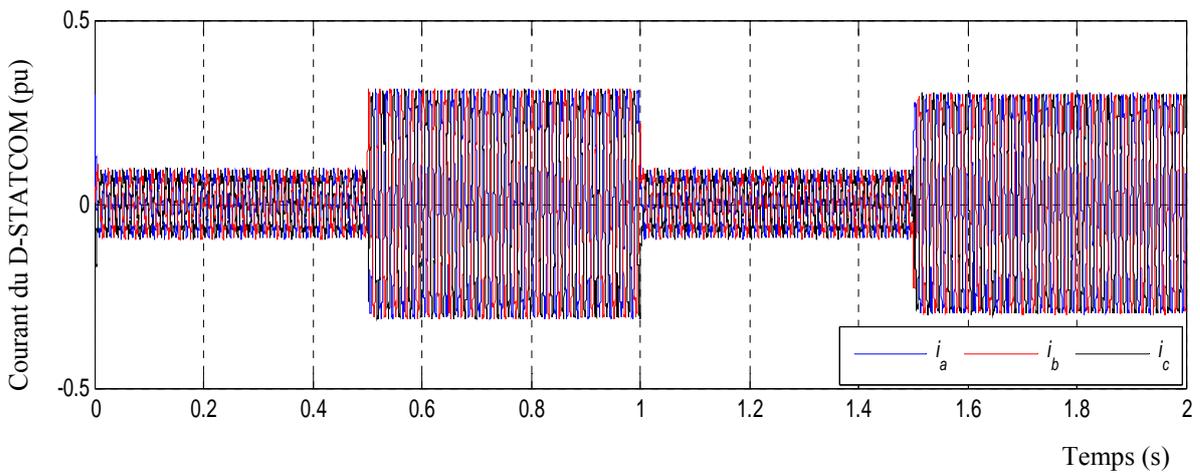


Figure VI. 18 : Courant du D-STATCOM avec super-condensateur.

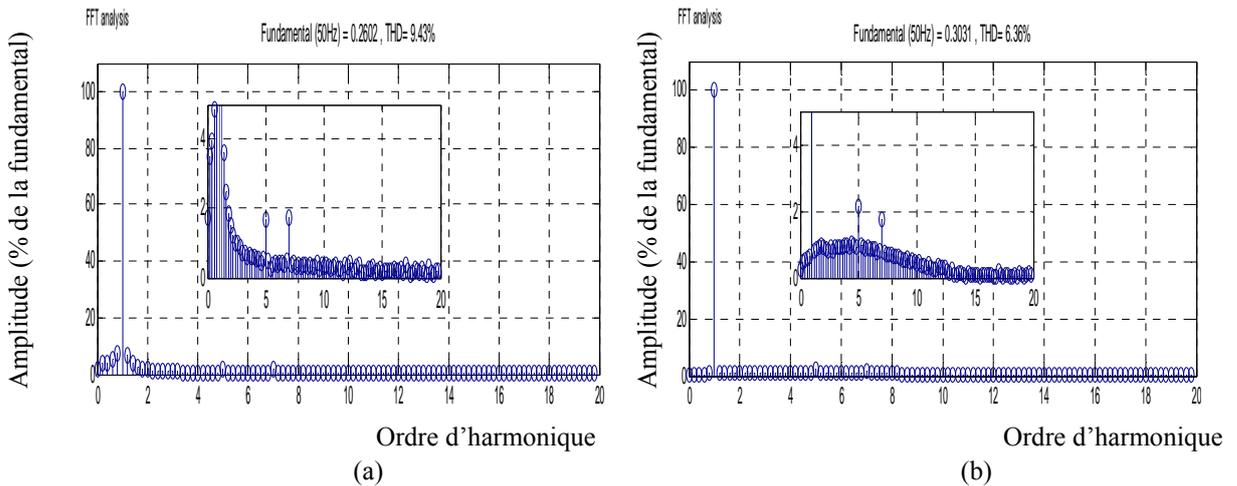


Figure VI. 19 : Spectre d’harmonique du courant : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

D’après la Figure VI. 17, la Figure VI. 18 et la Figure VI. 19, l’avantage de l’insertion d’un super-condensateur avec le D-STATCOM sur les courants injectés vers le réseau électrique de distribution est montré. Nous notons que pendant la période (0 s - 0.5 s) et (1 s - 1.5 s), le dispositif D-STATCOM sans super-condensateur est en équilibre (mode flottant c’est à dire hors servi) la

tension du réseau est égale à la tension du D-STATCOM, lors de la transition entre différents modes de fonctionnement (capacitif et inductif), aucun courant ne circule mais la présence des transitoires. Par contre, on peut observer que l'amplitude d'oscillation est proche de zéro en transitoire, pour le fonctionnement du D-STATCOM avec super-condensateur, avec un courant échangé entre le dispositif D-FACTS et le réseau électrique de distribution. Dans le même temps, cela peut atténuer de manière significative les harmoniques injectées dans le réseau électrique de distribution.

Les figures suivantes illustrent la forme d'onde de la tension du réseau dans le PCC et le courant i_a du D-STATCOM.

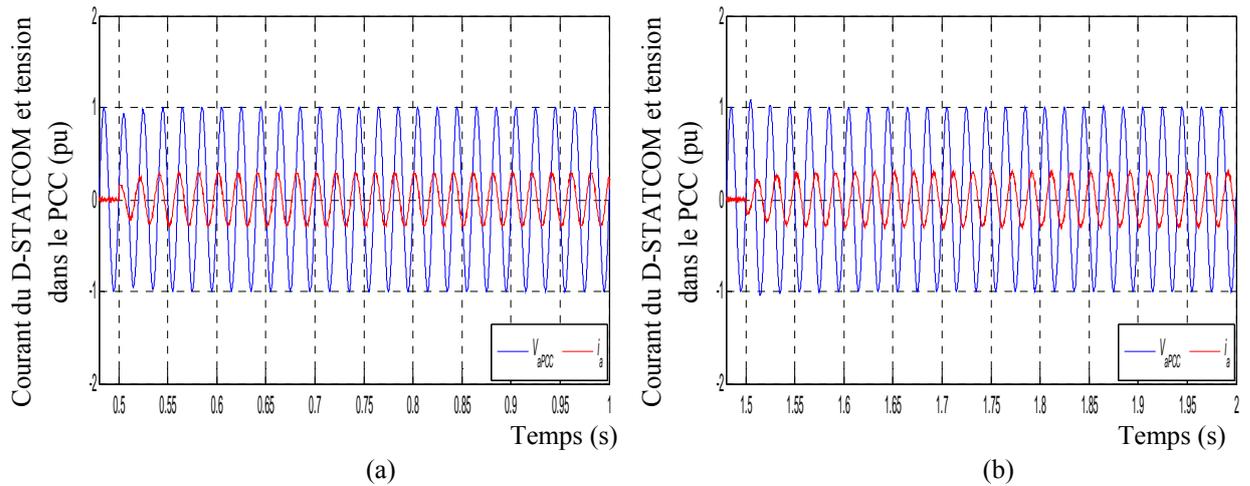


Figure VI. 20 : Tension du PCC et Courant du D-STATCOM sans super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

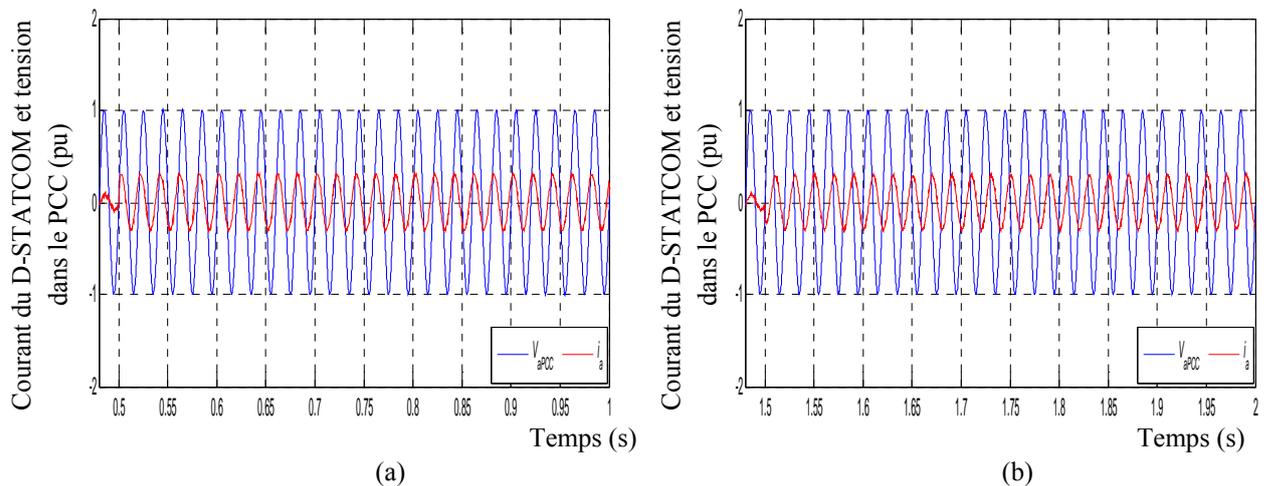


Figure VI. 21 : Tension du PCC et Courant du D-STATCOM avec super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

Selon la Figure VI. 20 (a), le courant généré par le D-STATCOM est montré en avance par rapport à la tension ; dans ce cas le dispositif fonctionne en mode capacitif. Puis, d'après la Figure VI. 20 (b), on observe que le D-STATCOM réagit par injection d'un courant en retard par rapport à la

tension avec le fonctionnement en mode inductif. Cependant, la Figure VI. 21, montre que la transition en mode capacitif vers le mode inductif du D-STATCOM est rapidement réalisée avec l'ajout du super-condensateur.

Les figures suivantes présentent la tension dans le bus continu du D-STATCOM. Initialement le condensateur du D-STATCOM est chargé et la tension à ces bornes est de 1.0 pu.

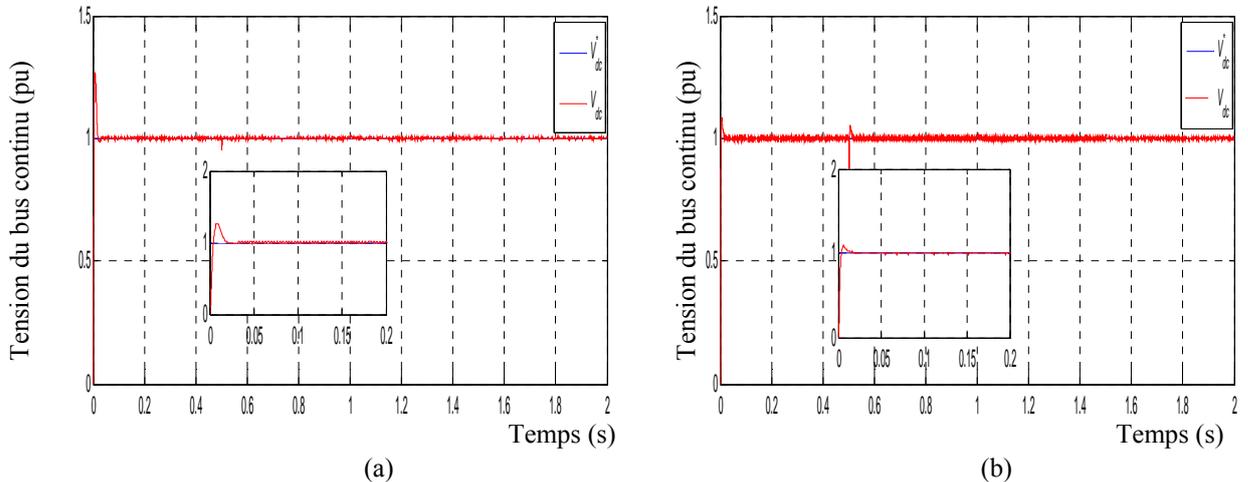


Figure VI. 22 : Réponse dynamique de la tension du bus continu : (a) D-STATCOM sans super-condensateur, (b) D-STATCOM avec super-condensateur.

Depuis la courbe de la Figure VI. 22, il paraît très clair que l'insertion du super-condensateur dans le bus continu du D-STATCOM à prouver son efficacité au maintien de la tension constante avec un temps de réponse et un pic réduit par rapport au fonctionnement du D-STATCOM sans super-condensateur, mais il apparaît un pic transitoire lors de la première transition du au chargement du super-condensateur.

VI.8.2. Commande du D-STATCOM par mode glissant

Les simulations présentées dans cette partie, ont pour but de montrer le comportement du D-STATCOM, en utilisant la commande basée sur un Mode de Glissement (MG) qui a été montré dans la Figure VI. 5.

Dans cette simulation, deux modes de fonctionnement sont aussi considérés soit pleinement capacitif par un défaut de chute de tension ou inductif par un défaut de surtension dans le réseau électrique de distribution comme le montre la Figure VI. 23, en gardant la même valeur de la tension de référence au PCC à 1 pu.

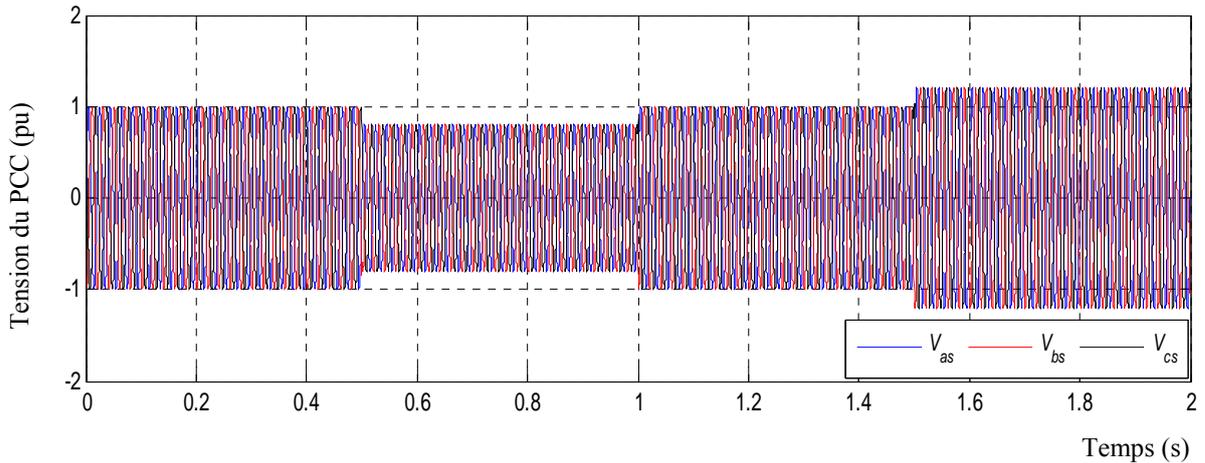


Figure VI. 23 : Tension dans le PCC sans compensation du D-STATCOM.

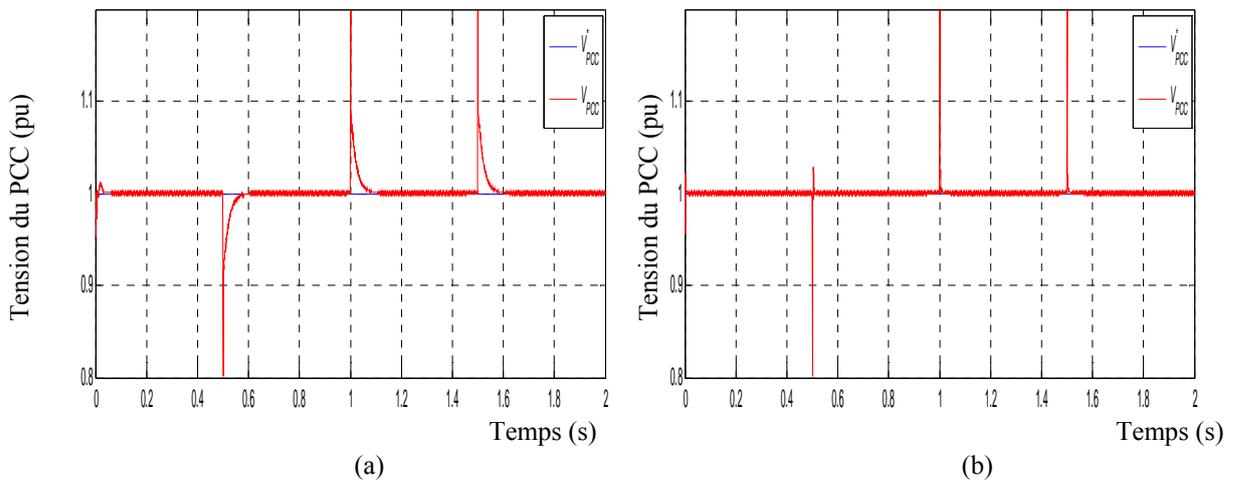


Figure VI. 24 : Amplitude de la tension dans le PCC : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

La Figure VI. 24 montre, qu'en utilisant la configuration de commande par mode glissant, la chute de tension provoquée à l'instant $t=0.5$ s, est automatiquement compensée par l'intervention du D-STATCOM avec une erreur réduite et moins d'oscillations par rapport à celle de la commande par un PI classique. De plus, la connexion du super-condensateur dans le bus continu du D-STATCOM comme a été montré dans la Figure VI. 24 (b), aide à améliorer rapidement la tension dans le PCC. Ainsi, dans la transition entraînée par la surtension dans le PCC à l'instant $t=1.5$ s, la tension est aussi rapidement compensée avec un super-condensateur connecté au bus continu du D-STATCOM que sans l'insertion de ce dernier. Les formes sinusoïdales de la tension dans le PCC avec l'intervention du D-STATCOM sans et avec super-condensateur sont montrées dans les figures suivantes.

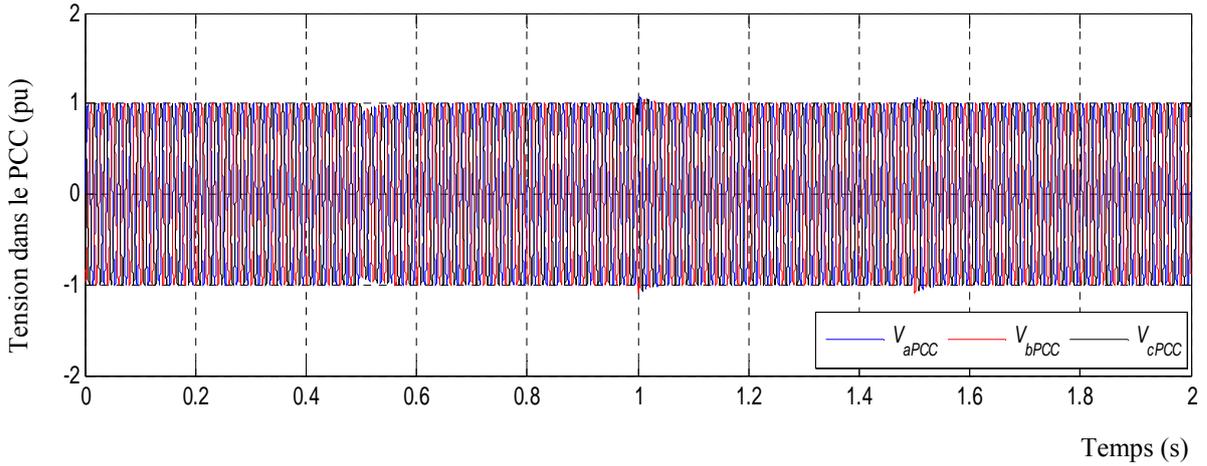


Figure VI. 25 : Tension dans le PCC avec la compensation du D-STATCOM sans super-condensateur.

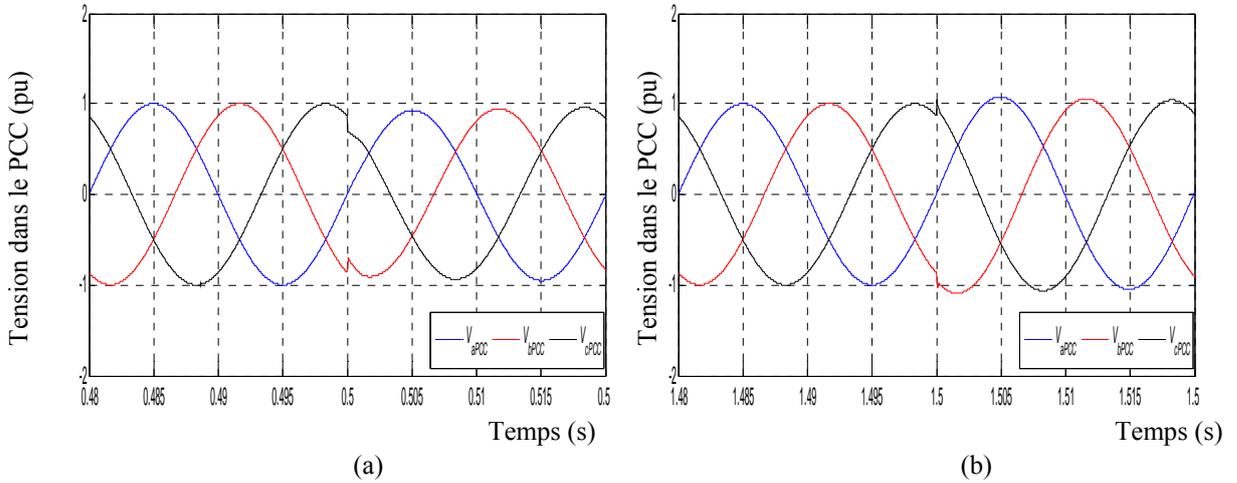


Figure VI. 26 : Zoom de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM sans super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

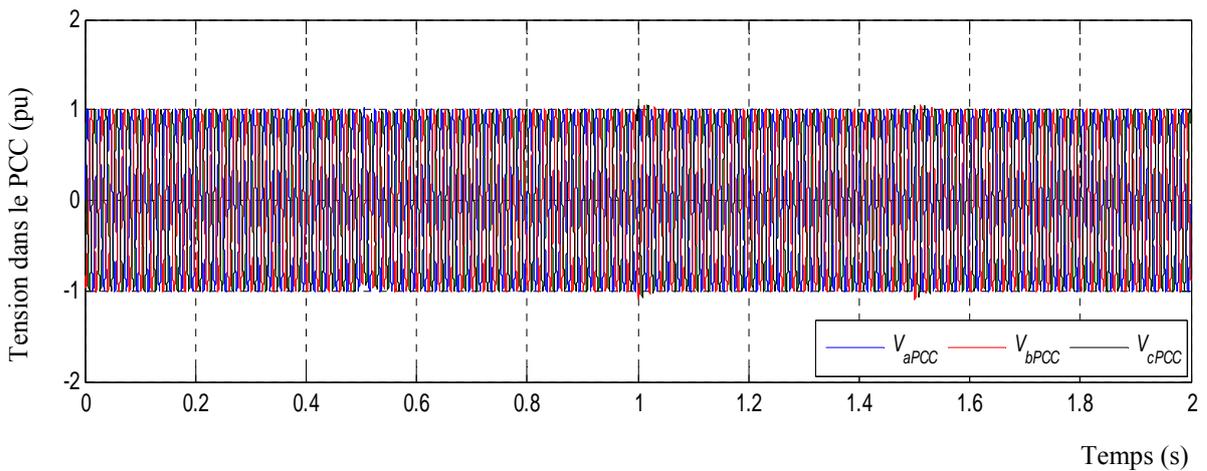


Figure VI. 27 : Tension dans le PCC avec la compensation du D-STATCOM avec super-condensateur.

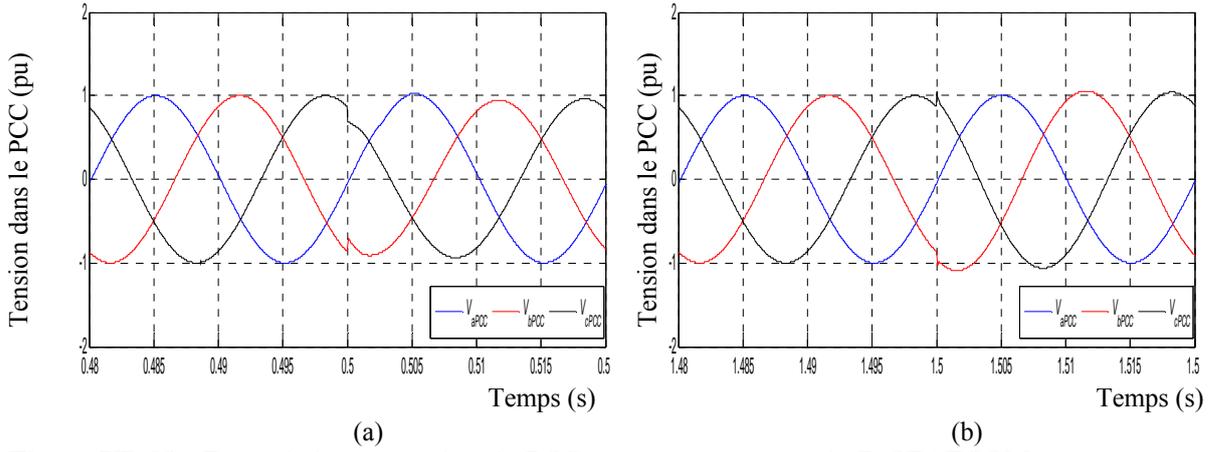


Figure VI. 28 : Zoom de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM avec super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

Les réponses dynamiques du courant réactif i_q et du courant actif i_d du D-STATCOM sont montrés dans les figures suivantes.

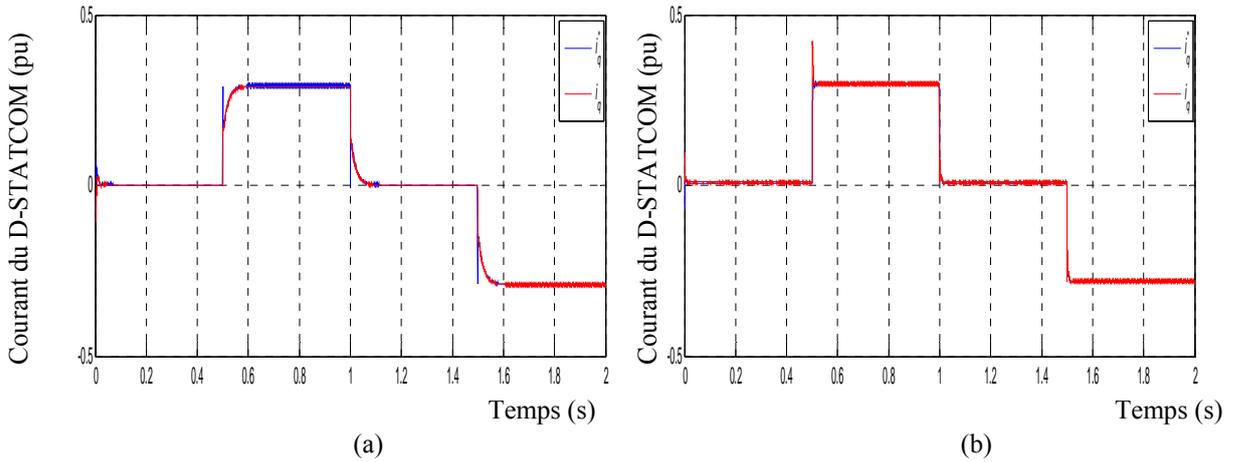


Figure VI. 29 : Réponses dynamiques du courant réactif : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

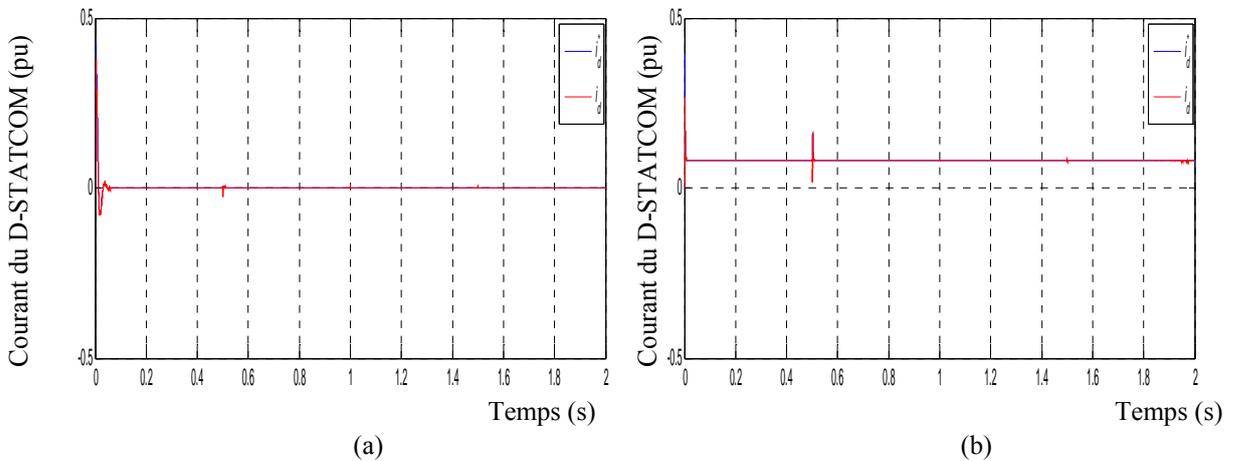


Figure VI. 30 : Réponses dynamiques du courant actif : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

La Figure VI. 29 montre que le courant réactif est positif de 0,5 s jusqu'au 1 s ce qui montre que le D-STATCOM est en mode capacitif, générant de la puissance réactive au réseau électrique. Puis, le courant réactif devient négatif de 1,5 s jusqu'au 2 s ce qui montre que le D-STATCOM est en mode inductif, en absorbant de la puissance réactive du réseau électrique.

La Figure VI. 30, montre le courant actif qui est maintenu à une valeur nulle pour le D-STATCOM sans super-condensateur correspondant au maintien de la tension du bus continu. Pour le D-STATCOM avec super-condensateur, une valeur constante est obtenue, correspondant au maintien de la tension du bus continu et à la compensation des pertes actives dans le système.

Dans ces figures, une réduction d'oscillation est considérablement montrée par la configuration de la commande par mode glissant par rapport aux résultats de l'autre commande basée sur un PI classique, avec une erreur statique aussi réduite. Les réponses dynamiques de la puissance active et réactive injectée par le D-STATCOM sans et avec super-condensateur sont montrées dans les figures suivantes.

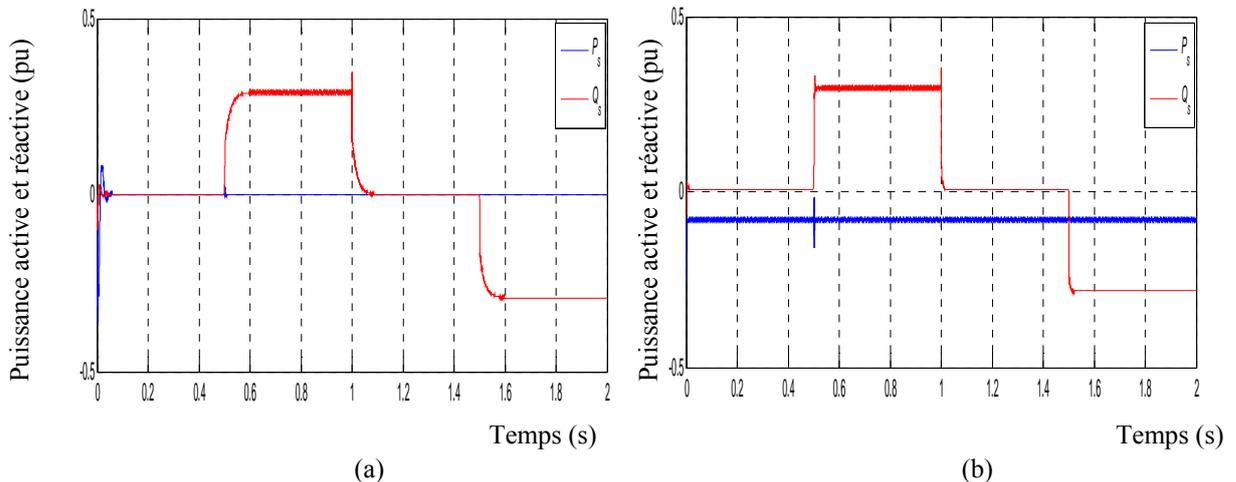


Figure VI. 31 : Puissance active et réactive injectées par : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

La Figure VI. 31 illustre le fonctionnement du D-STATCOM du mode inductif de 0,5 s à 1 s, en mode capacitif de 1,5 s à 2 s, en délivrant les quantités de puissances réactives nécessaires pour le maintien de la tension dans réseau de distribution stable. Pour le D-STATCOM sans super-condensateur, la puissance active est nulle. En revanche, pour le fonctionnement du D-STATCOM avec super-condensateur, en régime transitoire, une réponse rapide, tout en délivrant une quantité de puissance active considérable pour permettre compenser les pertes actives. En outre, en comparant les puissances réactives fournies en utilisant un super-condensateur, une réduction du temps de réponse est obtenue avec moins d'oscillation par rapport au système utilisant la commande par un PI classique. Les courants injectés par le D-STATCOM sans super-condensateur et avec super-condensateur, ainsi que le spectre d'harmonique de ces courants sont montrés dans les figures suivantes.

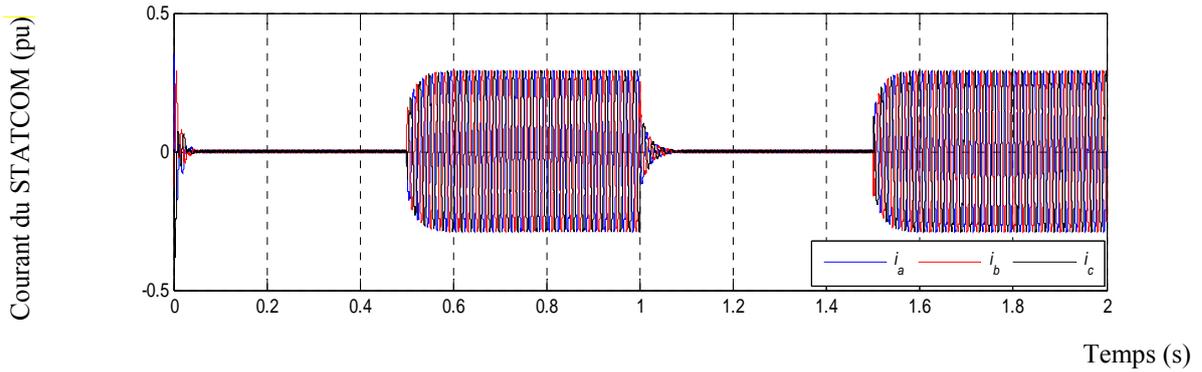


Figure VI. 32 : Courant du D-STATCOM sans super-condensateur.

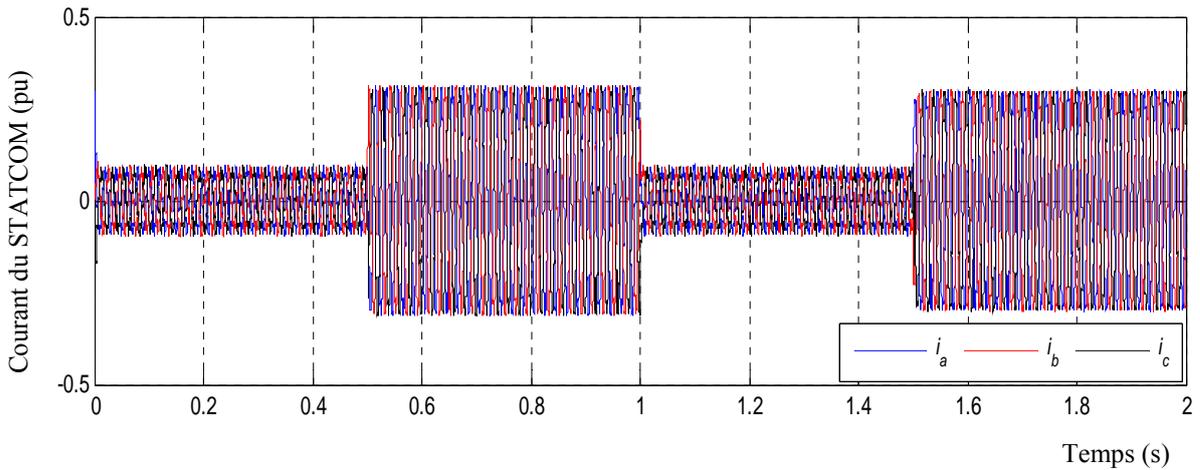


Figure VI. 33 : Courant du D-STATCOM avec super-condensateur.

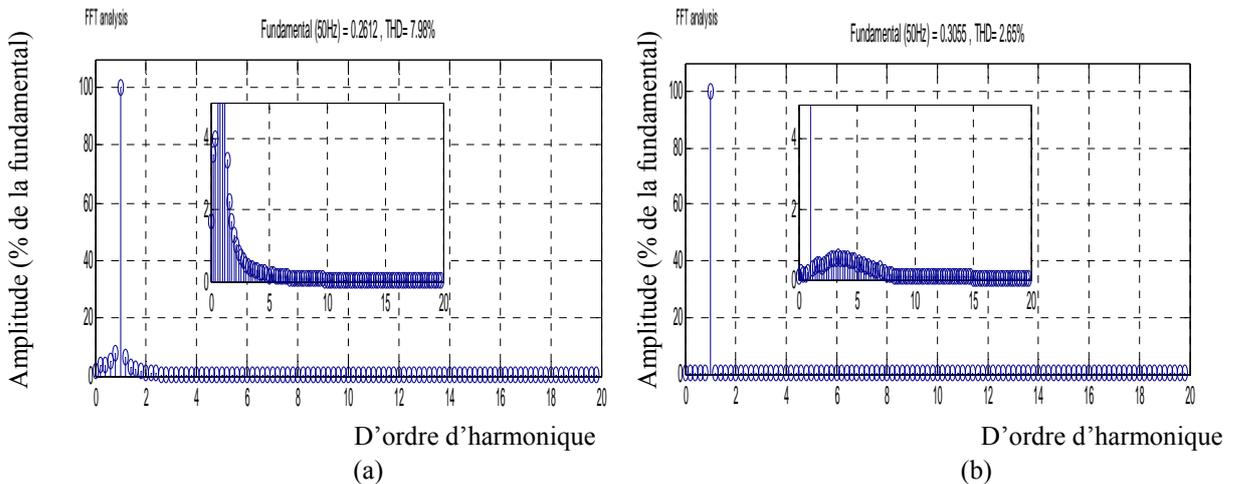


Figure VI. 34 : Spectre d'harmonique du courant : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

D'après la Figure VI. 32, la Figure VI. 33 et la Figure VI. 34, l'intérêt de l'accouplement d'un super-condensateur avec le D-STATCOM sur les courants injectés vers le réseau électrique de distribution est montré en utilisant la commande par mode glissant. Nous notons que pendant la période (0 s - 0.5 s) et (1 s - 1.5 s), le dispositif D-STATCOM sans super-condensateur est en équilibre (mode flottant c'est à dire hors servi) la tension du réseau est égale à la tension du D-

STATCOM, aucun courant ne circule mais la présence des transitoires lors de la transition entre différents mode de fonctionnement (capacitif et inductif). En revanche, on peut observer qu'un transitoire, l'amplitude d'oscillation est proche de zéro pour le fonctionnement du D-STATCOM avec super-condensateur et un courant échangé entre ce dispositif et le réseau électrique de distribution. Dans le même temps, cela peut atténuer de manière significative les harmoniques injectées dans le réseau électrique de distribution. De plus, on peut remarquer que les harmoniques dans ces courants injectés sont atténuées par rapport à la commande précédente basé sur un PI classique.

Le courant i_a du D-STATCOM par rapport à la tension du réseau est montrée par les figures suivantes.

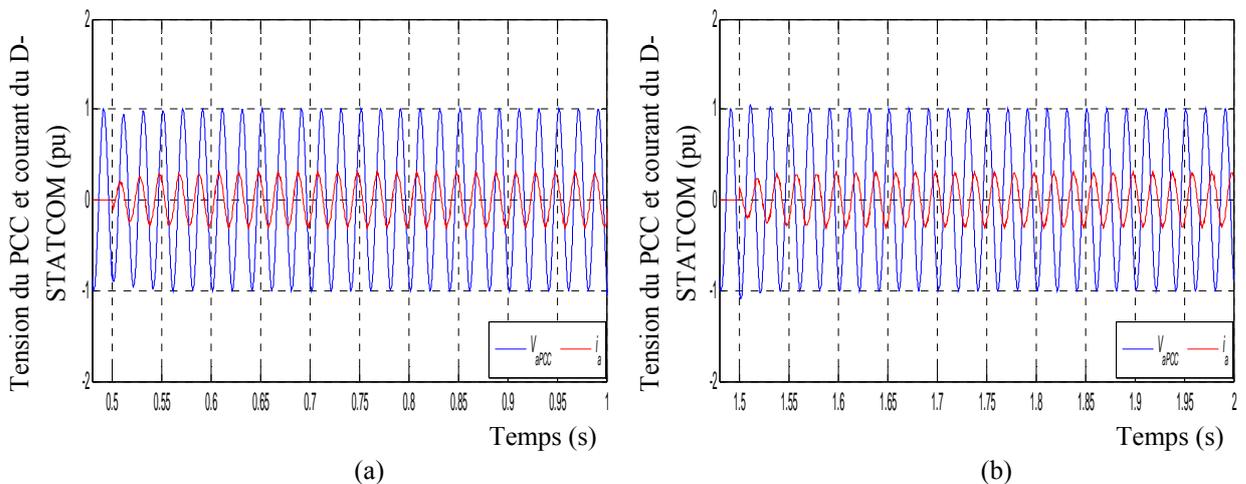


Figure VI. 35 : Tension du PCC et courant du D-STATCOM sans super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

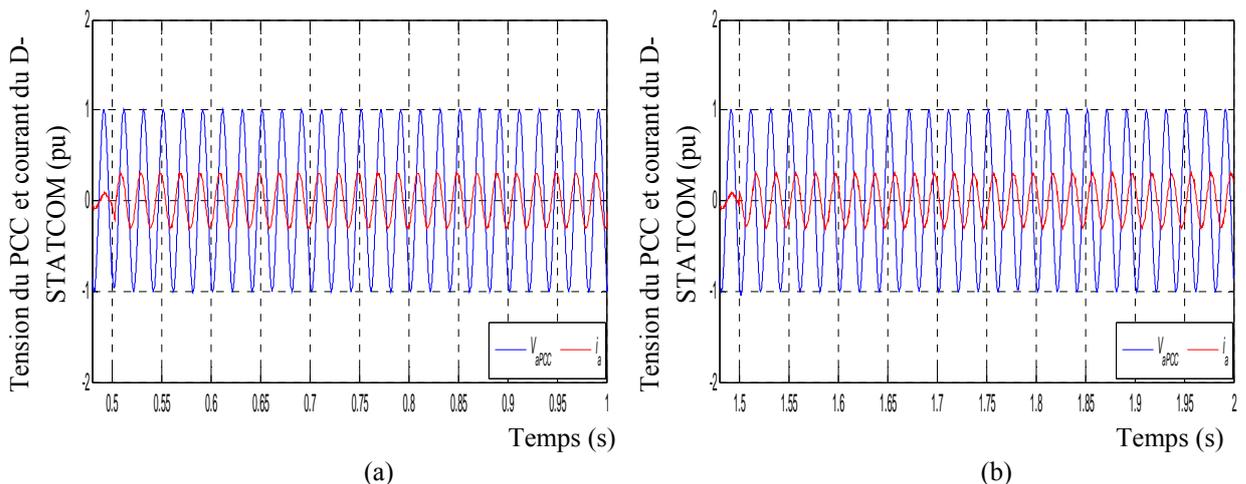


Figure VI. 36 : Tension du PCC et courant du D-STATCOM avec super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

D'après la Figure VI. 35 (a), le courant généré par le D-STATCOM est en avance par rapport à la tension ; dans ce cas le dispositif fonctionne en mode capacitif. Selon Figure VI. 35 (b), on observe

que le D-STATCOM réagit par injection d'un courant en retard par rapport à la tension c'est le fonctionnement en mode inductif. En conséquence, en comparant avec la commande par un PI classique, la transition en mode capacitif vers le mode inductif du D-STATCOM est rapidement réalisée avec la CMG qu'en utilisant la commande par un PI classique. Les figures suivantes présentent la tension aux bornes du bus continu du D-STATCOM. Initialement le condensateur du D-STATCOM est chargé et la tension à ces bornes est de 1.0 pu.

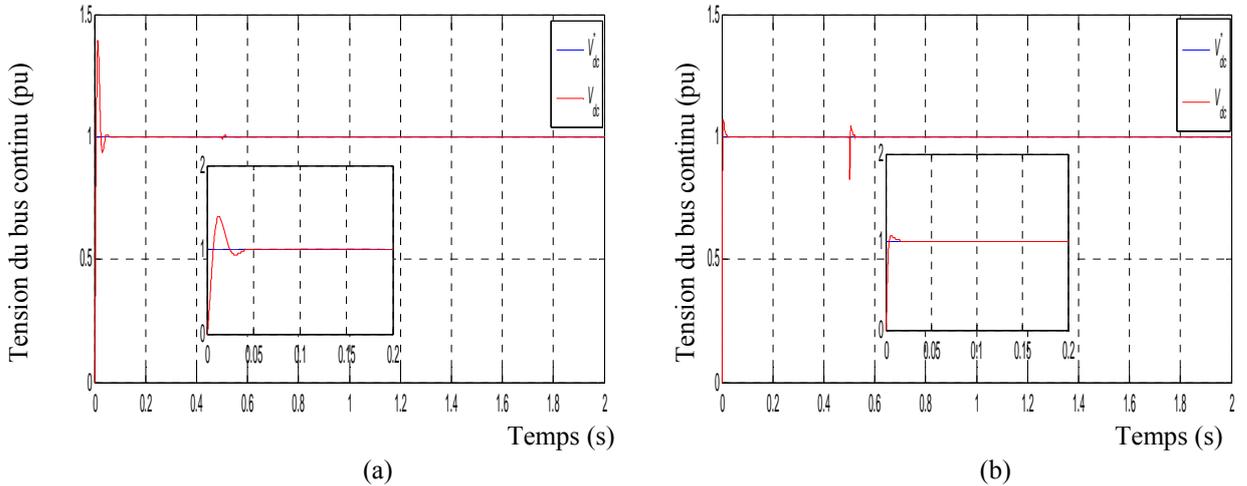


Figure VI. 37 : Réponse dynamique de la tension du bus continu : (a) D-STATCOM sans super-condensateur, (b) D-STATCOM avec super-condensateur.

Selon la Figure VI. 37, il apparaît très clair que la configuration de la CMG, la tension dans le bus continu à prouver son efficacité au maintien de la tension constante dans le bus continu au borne du condensateur $V_{dc}=1.0$ pu en comparant avec la commande par un PI classique. D'après la Figure VI. 37 (b), il est à noter que la tension se stabilise à sa valeur de référence plus rapidement suite à l'utilisation du super-condensateur dans le bus continu du D-STATCOM. Par contre, un pic transitoire apparaît lors du défaut dans le réseau électrique dû à la charge et le décharge du super-condensateur.

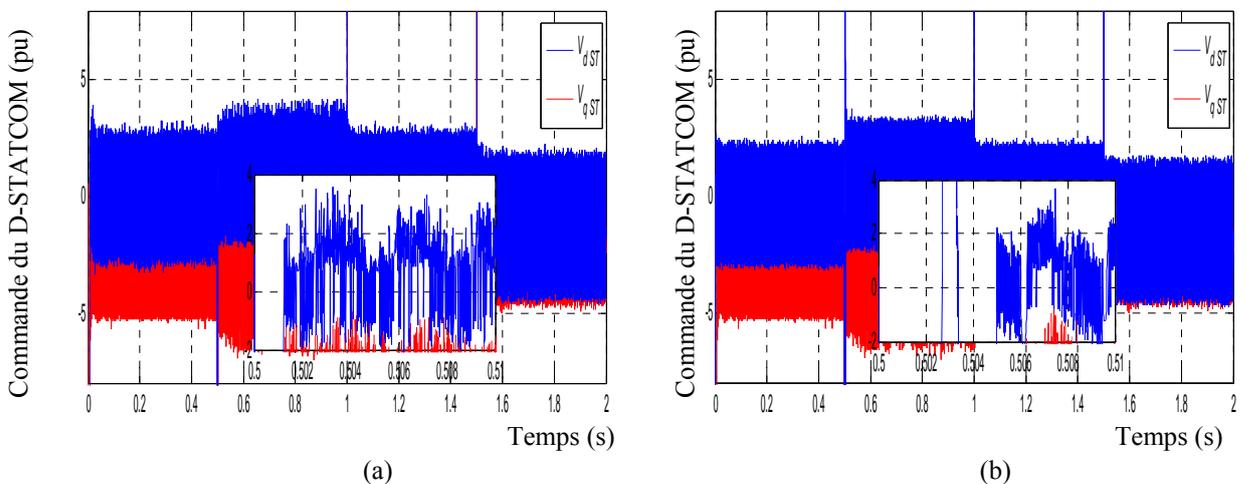


Figure VI. 38 : Composantes de la commande du D-STATCOM : (a) D-STATCOM sans super-condensateur, (b) D-STATCOM avec super-condensateur.

Les réponses de la CMG qui ont été présentée sur la Figure VI. 38, montrant le phénomène de broutement qui a eu lieu lorsque le régime de glissement était atteint dans les deux composantes de cette commande. Ce phénomène indésirable peut réduire les performances du système et même avec l'utilisation du super-condensateur cet effet persiste.

VI.8.3. Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire

Dans cette partie, les simulations sont présentées pour montrer le comportement du modèle du D-STATCOM, en utilisant la commande basée sur le mode de glissement d'ordre fractionnaire qui a été montrée dans la Figure VI. 6. Ainsi, deux modes de fonctionnement sont aussi considérés dans cette simulation, soit un défaut de chute de tension ou un défaut de surtension dans le réseau électrique de distribution comme le montre la Figure VI. 39, en gardant la même valeur de la tension de référence au PCC à 1 pu.

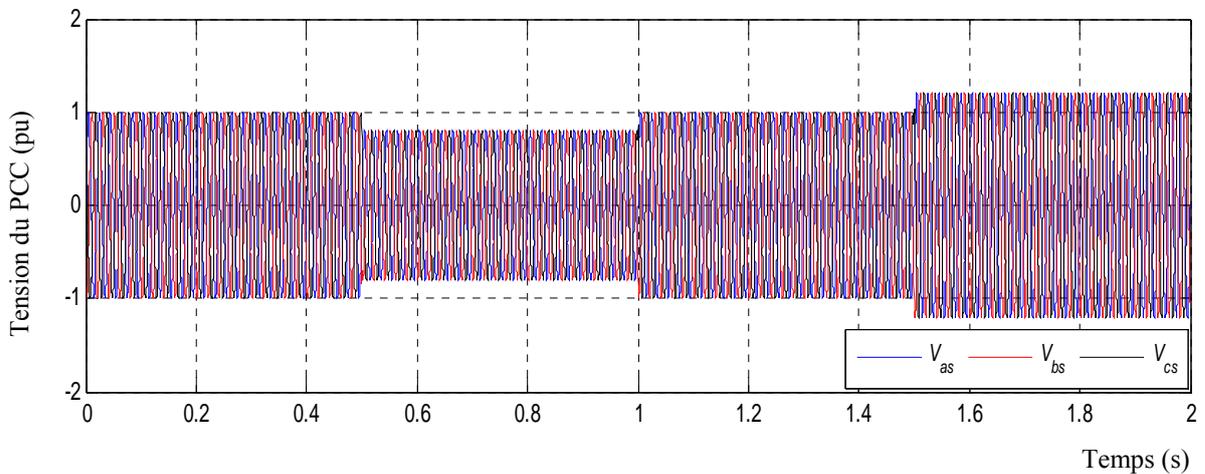


Figure VI. 39 : Tension dans le PCC sans compensation du D-STATCOM.

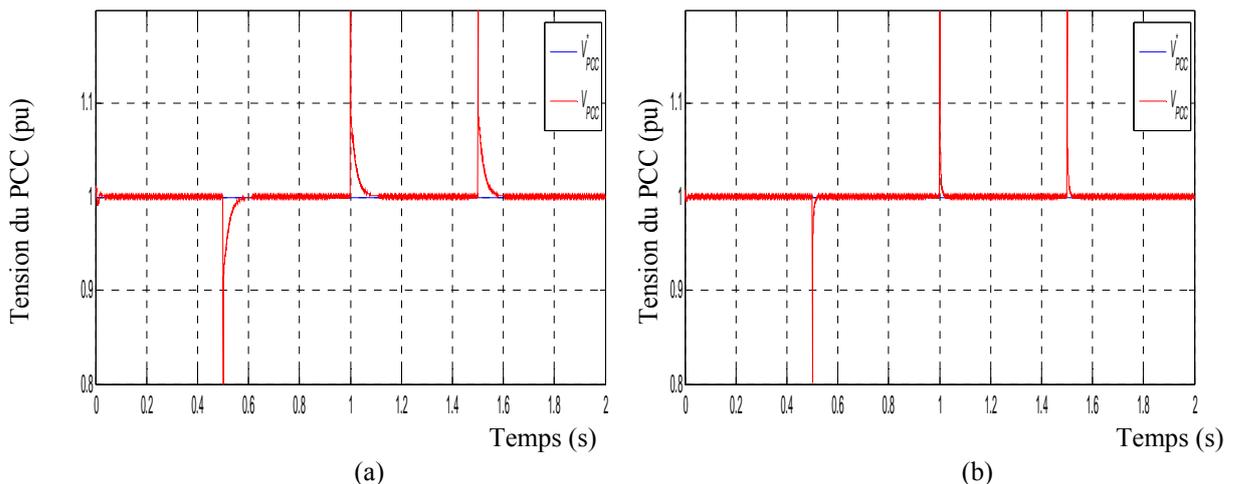


Figure VI. 40 : Amplitude de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) D-STATCOM avec un super-condensateur.

La Figure VI. 40 a montré, qu'en utilisant la configuration de Commande par Mode Glissant d'Ordre Fractionnaire (CMG-OF), la chute de tension provoquée à l'instant $t=0.5$ s, est automatiquement compensée par l'intervention du D-STATCOM. En outre, la tension au PCC obtenue avec cette commande a un temps de réponse légèrement retardé, une erreur et un pic transitoire réduits par rapport à celle de la commande par un mode glissant conventionnel. De plus, cette figure montre que la connexion du super-condensateur dans le bus continu du D-STATCOM contribue à l'amélioration du temps du rétablissement rapide de la tension dans le PCC à niveau stable. Les formes sinusoïdales de la tension dans le PCC avec l'intervention du D-STATCOM sans et avec super-condensateur sont montrées dans les figures suivantes.

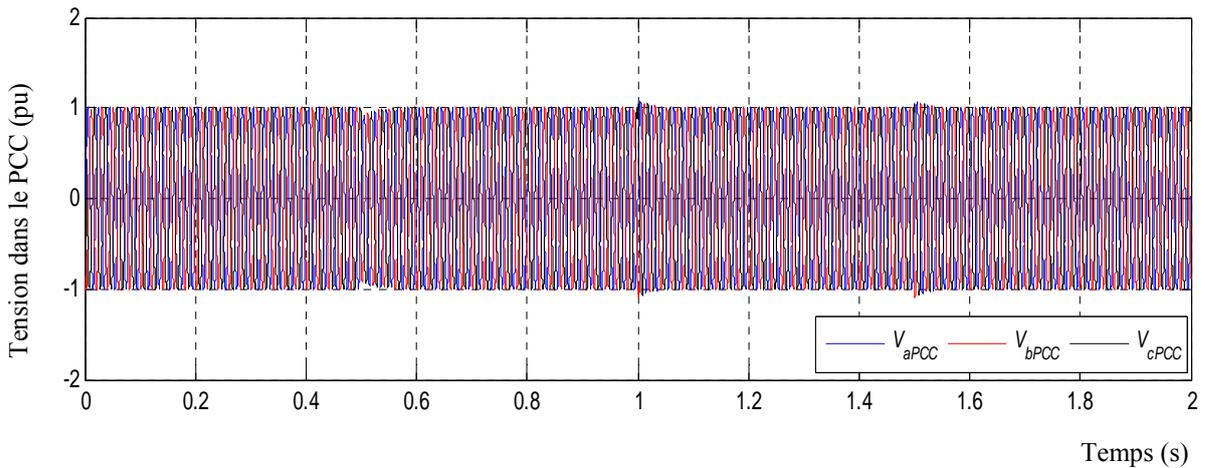


Figure VI. 41 : Tension dans le PCC avec la compensation du D-STATCOM sans super-condensateur.

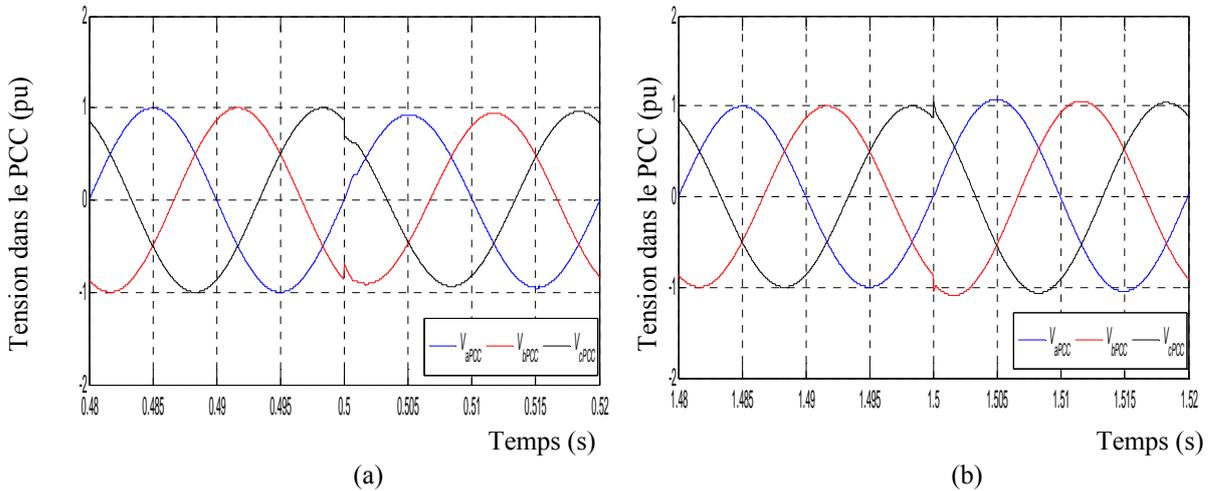


Figure VI. 42 : Zoom de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM sans super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

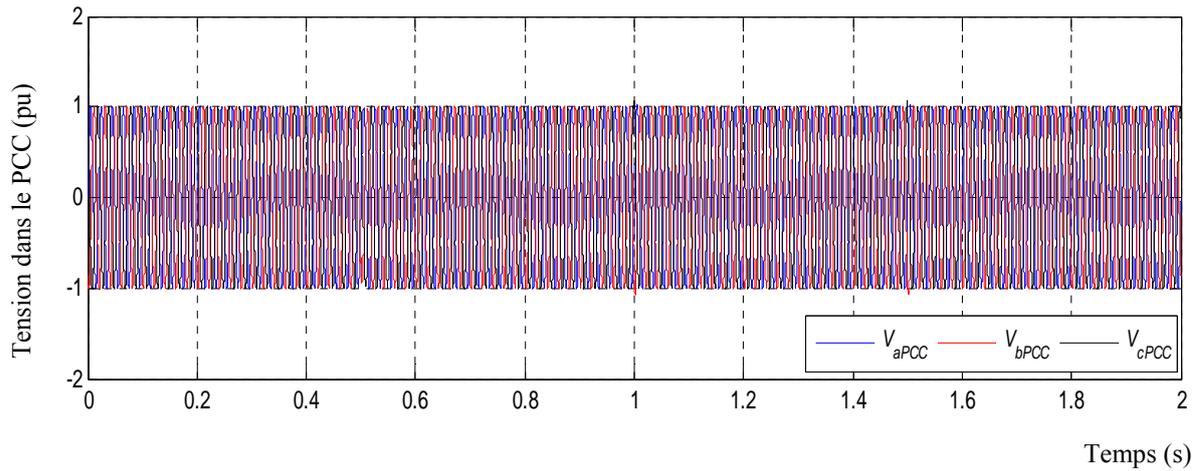


Figure VI. 43 : Tension dans le PCC avec la compensation du D-STATCOM avec super-condensateur.

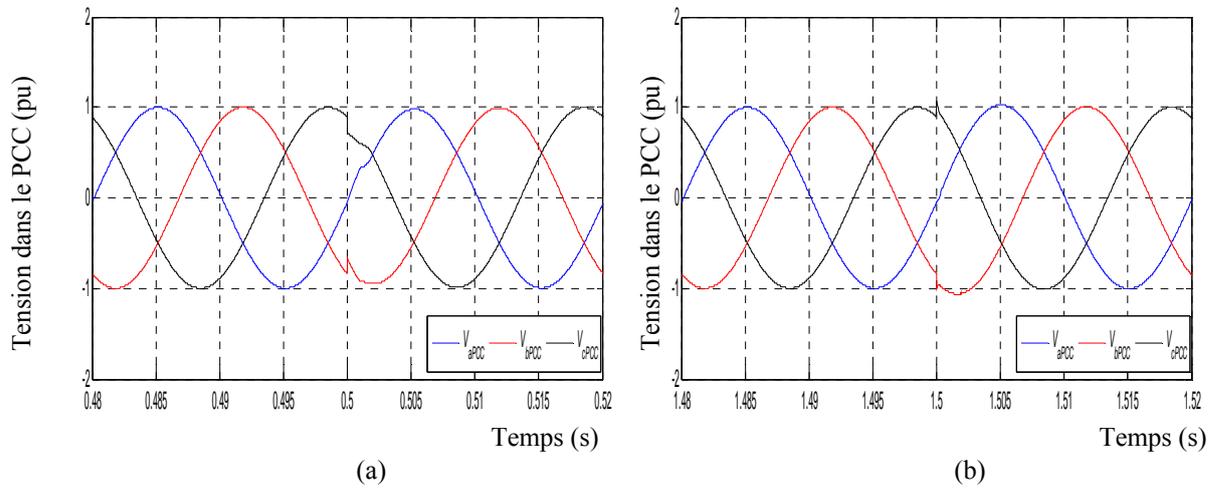


Figure VI. 44 : Zoom de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM sans super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

Les réponses dynamiques du courant réactif i_q et du courant actif i_d du D-STATCOM sans et avec super-condensateur sont montrés dans les figures suivantes.

D’après la Figure VI. 45, il est clair que le courant réactif est positif de 0,5 s jusqu’au 1 s ce qui montre que le D-STATCOM est en mode capacitif, générant de la puissance réactive au réseau. Puis, le courant réactif devient négatif de 1,5 s jusqu’au 2 s ce qui montre que le D-STATCOM est en mode inductif, en absorbant la puissance réactive du réseau.

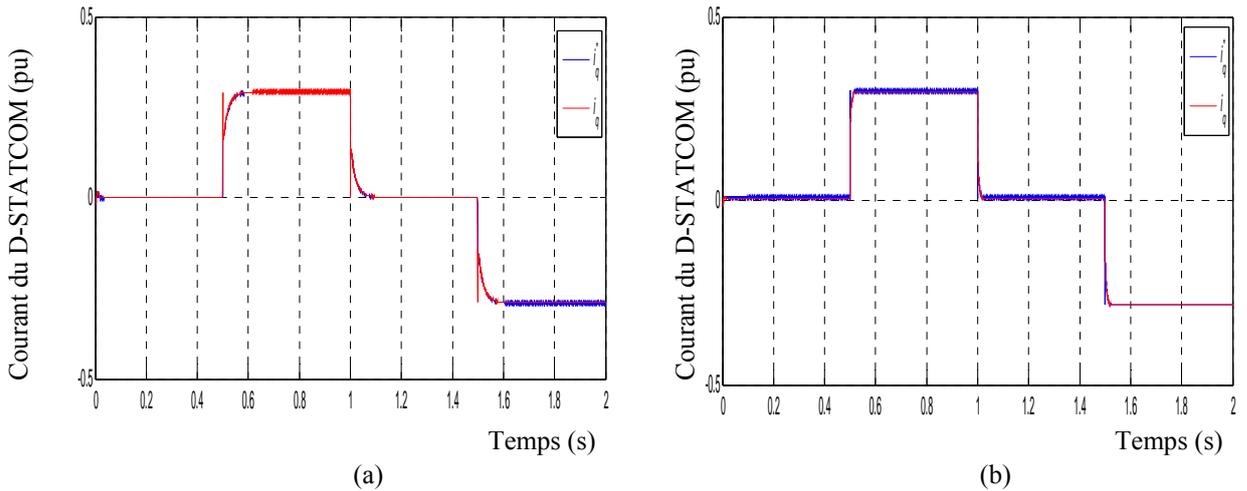


Figure VI. 45 : Réponses dynamiques du courant réactif : (a) D-STATCOM sans super-condensateur, (b) D-STATCOM avec super condensateur.

La Figure VI. 46, montre le courant actif qui est maintenu à une valeur nulle pour un fonctionnement du D-STATCOM sans super-condensateur correspondant au maintien de la tension du bus continu et une valeur constante pour un fonctionnement du D-STATCOM avec super-condensateur correspondant à la compensation des pertes actives du système. Dans ces figures, par rapport à la commande basée sur le PI classique et le mode glissant conventionnel, en utilisant le mode glissant d'ordre fractionnaire l'erreur statique disparaît avec une bonne réduction d'oscillation.

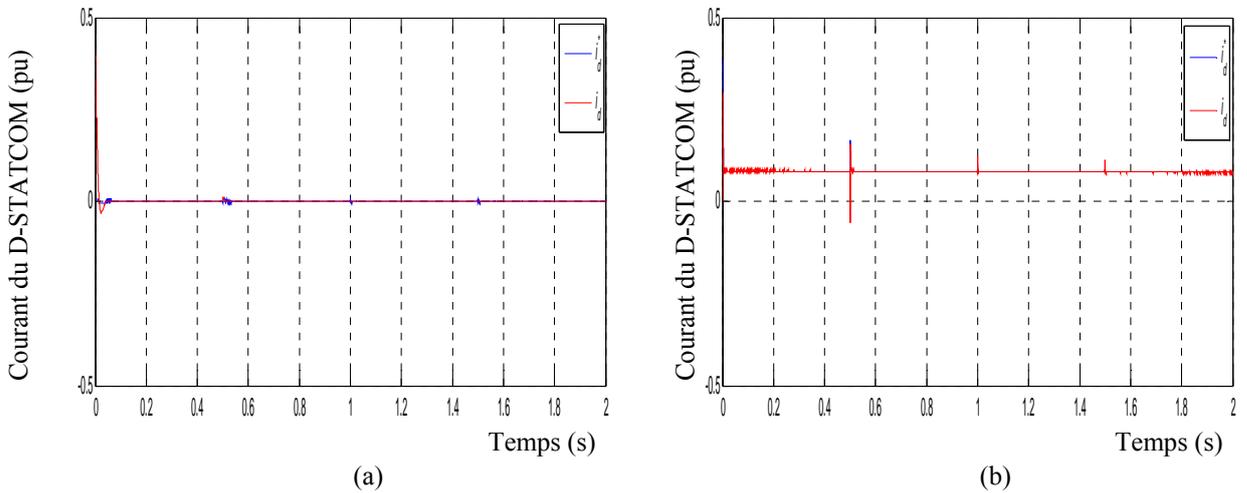


Figure VI. 46 : Réponses dynamiques du courant actif : (a) D-STATCOM sans super-condensateur, (b) D-STATCOM avec super condensateur.

Les réponses dynamiques de la puissance active et réactive injectée par le D-STATCOM sans et avec super-condensateur sont montrées dans les figures suivante.

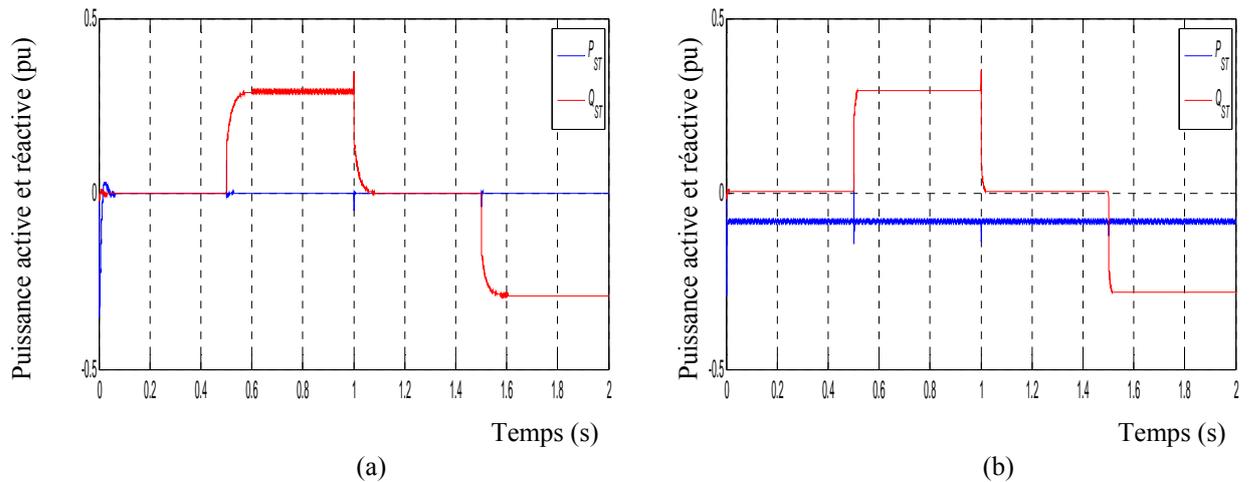


Figure VI. 47 : Puissance active et réactive injectées : (a) D-STATCOM sans super-condensateur, (b) D-STATCOM avec super condensateur.

La Figure VI. 47 illustre le fonctionnement du D-STATCOM en mode inductif de 0,5 s à 1 s, en mode capacitif de 1,5 s à 2 s. Pour le D-STATCOM sans super-condensateur, la puissance active est nulle. En revanche, pour le fonctionnement du D-STATCOM avec super-condensateur, en régime transitoire, un temps de réponse rapide, tout en délivrant une quantité de puissance active considérable afin de pouvoir compenser les pertes active.

En outre, en comparant la puissance réactive du réseau, une réduction du temps de réponse est obtenue avec moins d'oscillation qu'en utilisant la commande par mode glissant fractionnaire et un super-condensateur par rapport au système utilisant la commande par un mode de glissement conventionnel.

Les courants injectés par le D-STATCOM sans super-condensateur et avec super-condensateur, ainsi que le spectre d'harmonique de ces courants sont montrés dans les figures suivantes.

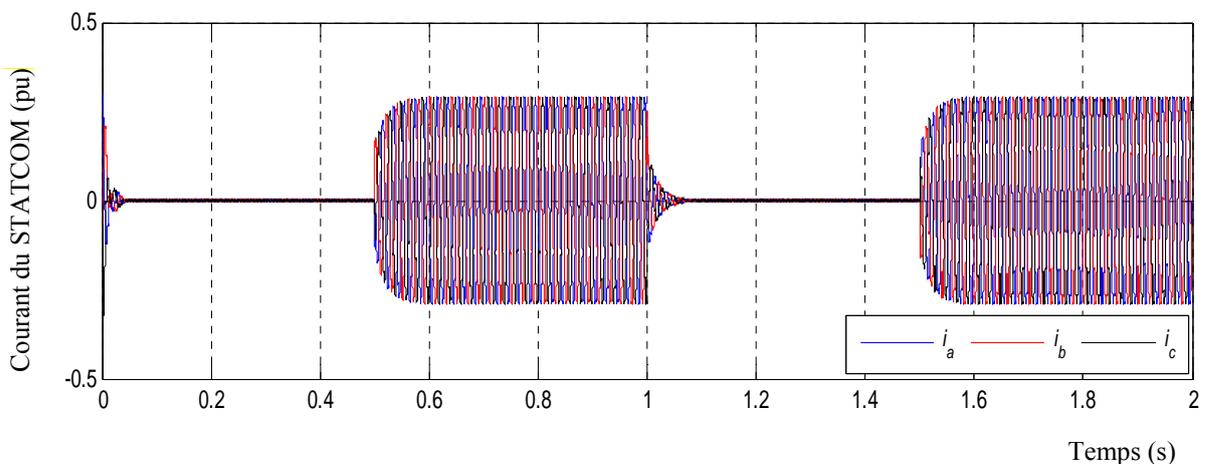


Figure VI. 48 : Courants injectés par le D-STATCOM sans super-condensateur.

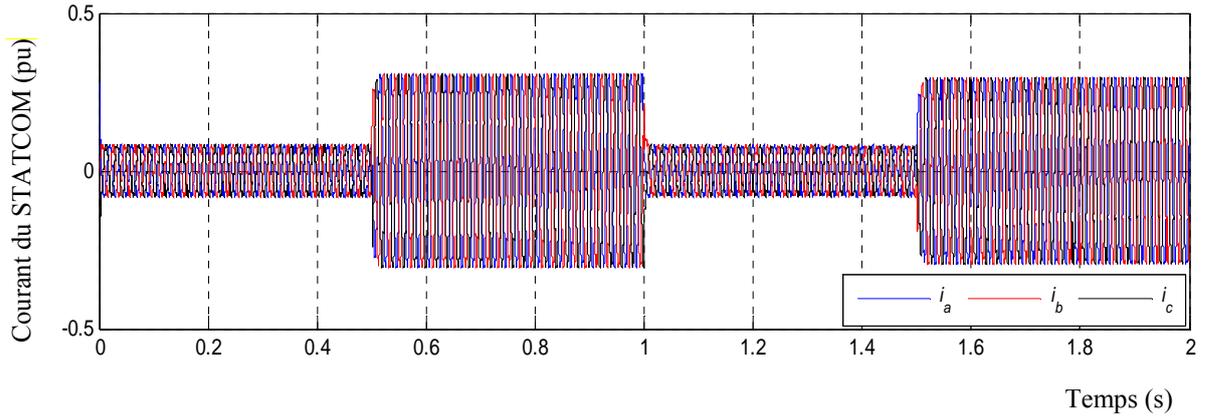


Figure VI. 49 : Courants injectés par le D-STATCOM avec super-condensateur.

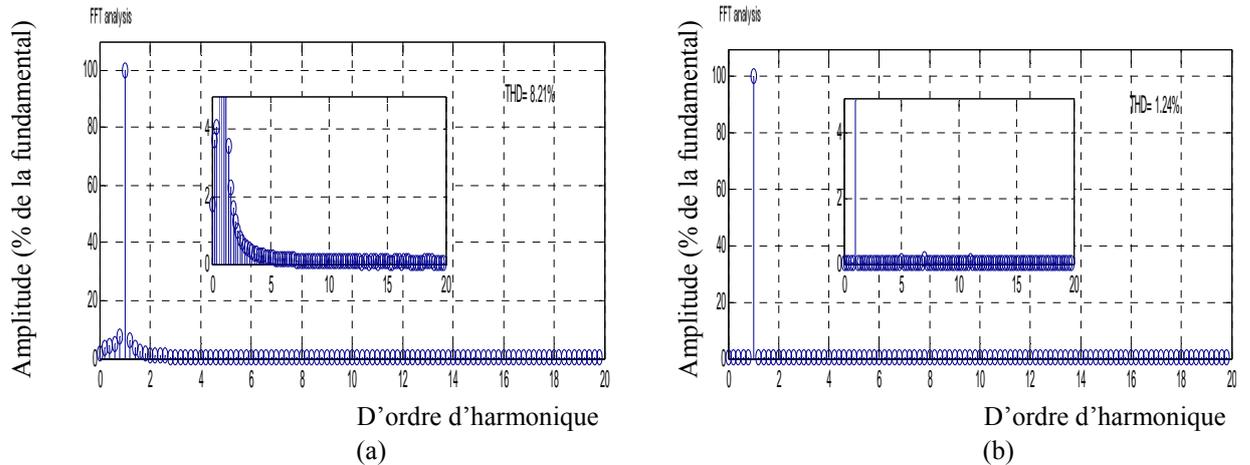


Figure VI. 50 : Spectre d'harmonique du courant du D-STATCOM : (a) D-STATCOM sans super-condensateur, (b) D-STATCOM avec super-condensateur.

On peut remarquer que les harmoniques dans ces courants injectés sont atténués par rapport à la commande précédente basée sur le mode glissant conventionnel et le PI classique. Le courant i_a du D-STATCOM par rapport à la tension du réseau est montrée par les figures suivantes.

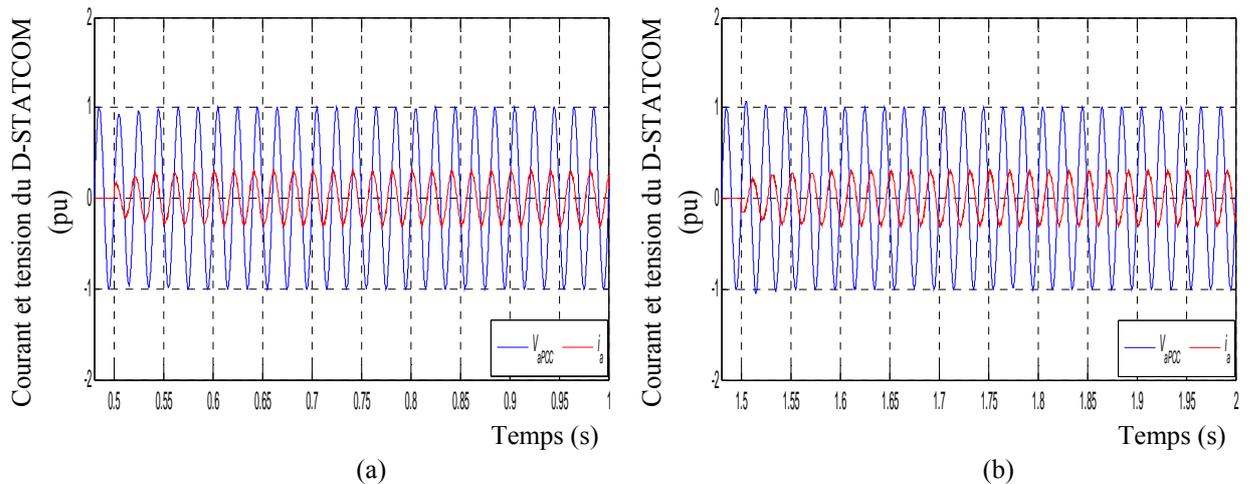


Figure VI. 51 : Tension du PCC et courant du D-STATCOM sans super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

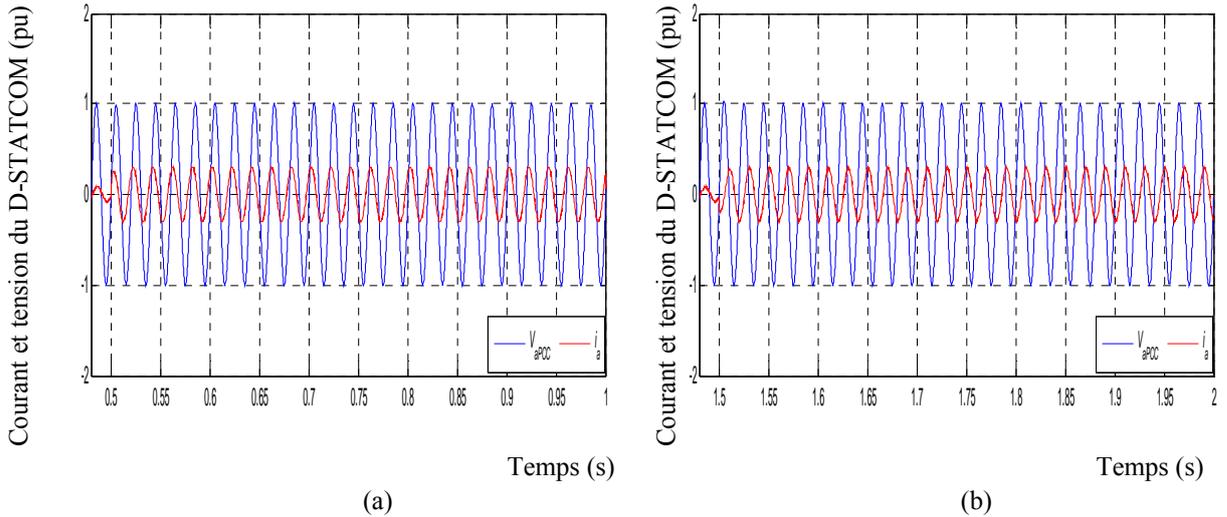


Figure VI. 52 : Tension du PCC et courant du D-STATCOM avec super-condensateur : (a) mode capacitif, (b) mode inductif.

Dans le mode inductive, la Figure VI. 51 (a) et la Figure VI. 52 (b) montrent que le courant de la phase 'a' du D-STATCOM est en retard de phase 90 par rapport à la tension, de manière à illustrer, le fonctionnement du système est en compensation inductive. Dans le mode capacitif, la Figure VI. 51 (b) et la Figure VI. 52 (b) montrent que le courant de la phase D-STATCOM 'a' est en avance de phase 90 par rapport à la tension, de manière à illustrer, le fonctionnement du système est en compensation capacitive.

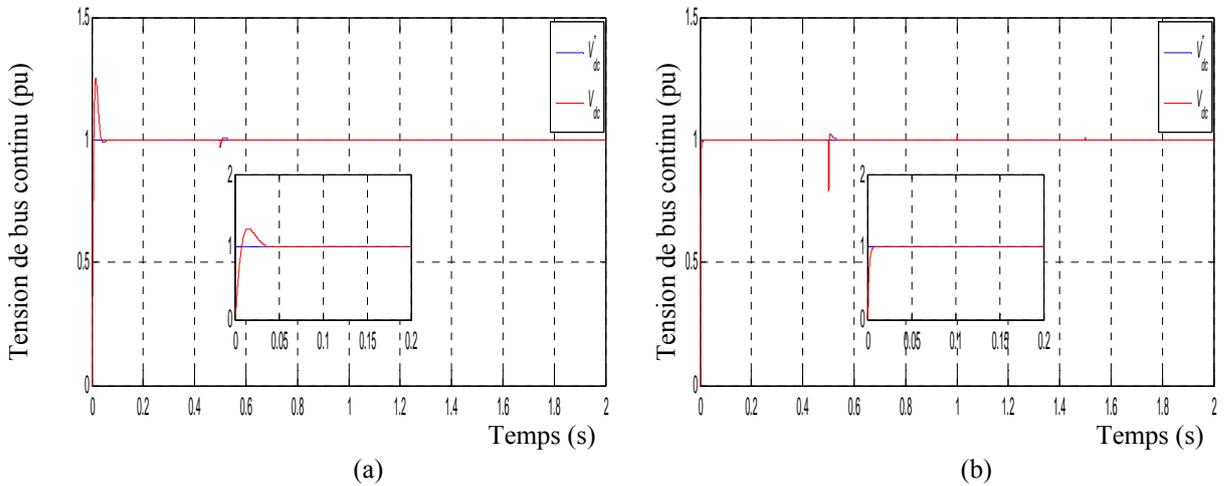


Figure VI. 53 : Réponses dynamiques de la tension du bus continu : (a) D-STATCOM sans un super-condensateur, (b) du D-STATCOM avec un super-condensateur.

Depuis la courbe de la réponse de la tension du bus continu montrée sur la Figure VI. 53, il paraît très clair que la configuration de la commande par mode glissant d'ordre fractionnaire à prouver son efficacité au maintien de la tension constante dans le bus continu aux bornes du condensateur $V_{dc}=1.0$ pu.

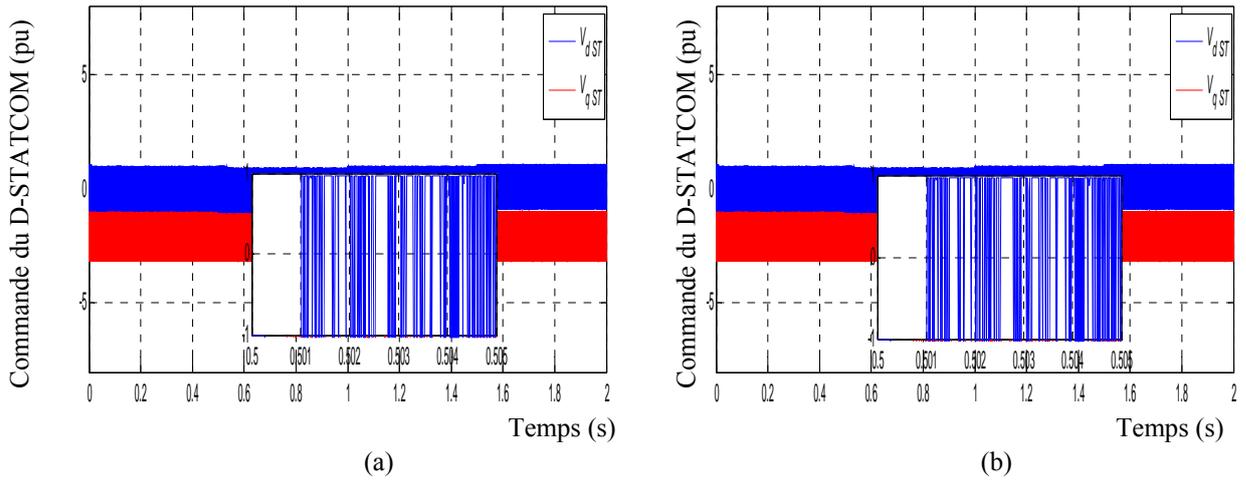


Figure VI. 54 : Composantes de la commande du D-STATCOM : (a) D-STATCOM sans super-condensateur, (b) D-STATCOM avec super-condensateur.

D'après la Figure VI. 54, on constate qu'avec l'utilisation de la CMG-OF proposée, une action de contrôle douce est fournie par rapport à la CMG conventionnelle. Par conséquent, le broutement dans les composantes de cette commande est minimisé.

Le Tableau VI. 1 présente un résumé de résultats précédents de simulation de différentes configuration de commande.

Tableau VI. 2 : Performances de différentes configurations de commande.

Commande	PI classique		CMG		CMG-OF	
	PI sans super-condensateur	PI avec super-condensateur	CMG sans super-condensateur	CMG avec super-condensateur	CMG-OF sans super-condensateur	CMG-OF avec super-condensateur
Simplicité	+++	++	++	+	++	+
Erreur	---	--	+	++	++	+++
Dépassement	+	++	--	-	++	+++
Temps de réponse	-	+	+	++	++	+++
Broutement			--	-	++	++
Harmoniques	---	--	-	+	++	+++

+++	Très bien	++	Bien	+	Assez bien
---	Très mauvais	--	Mauvais	-	Passable

D'après le tableau ci-dessus, on peut conclure que, les performances du D-STATCOM sont améliorées par l'utilisation de la commande du mode glissant fractionnaire avec l'insertion du super-condensateur par rapport aux autres régulateurs et sans l'insertion du super-condensateur.

VI.8.4. Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire dans un réseau électrique déséquilibré

Dans cette partie, les simulations sont présentées pour montrer le comportement du modèle du D-STATCOM avec un super-condensateur lors du déséquilibre de la tension, en utilisant la commande basée sur le mode de glissement d'ordre fractionnaire par une seule boucle et par double boucle de commande. Le seul mode de fonctionnement considéré dans cette simulation, est le défaut de chute de tension déséquilibré dans le réseau électrique de distribution comme le montre la Figure VI. 55, en gardant la même valeur de la tension de référence au PCC à 1 pu.

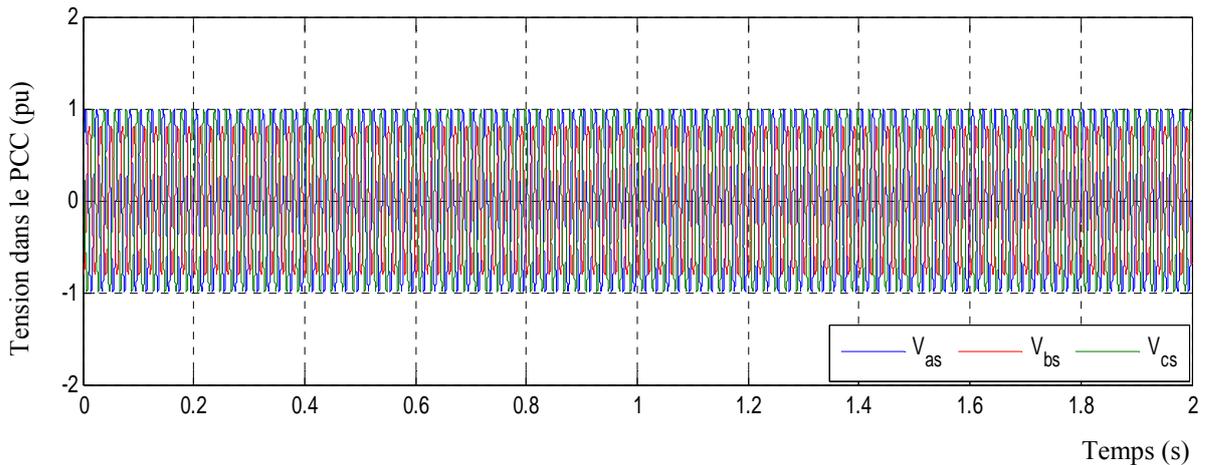


Figure VI. 55 : Tension dans le PCC sans la compensation du D-STATCOM.

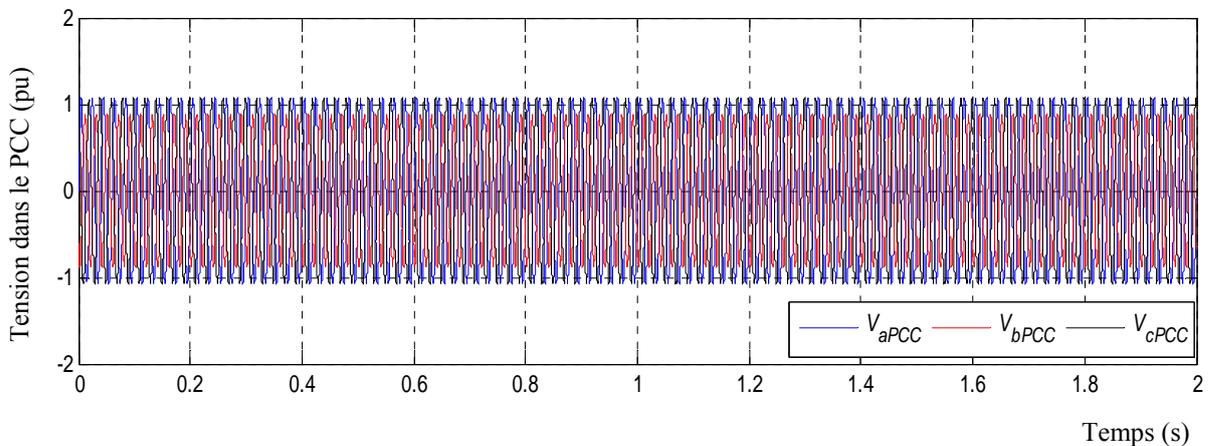


Figure VI. 56 : Tension dans le PCC avec la compensation du D-STATCOM en utilisant la CMG-OF à une seule boucle.

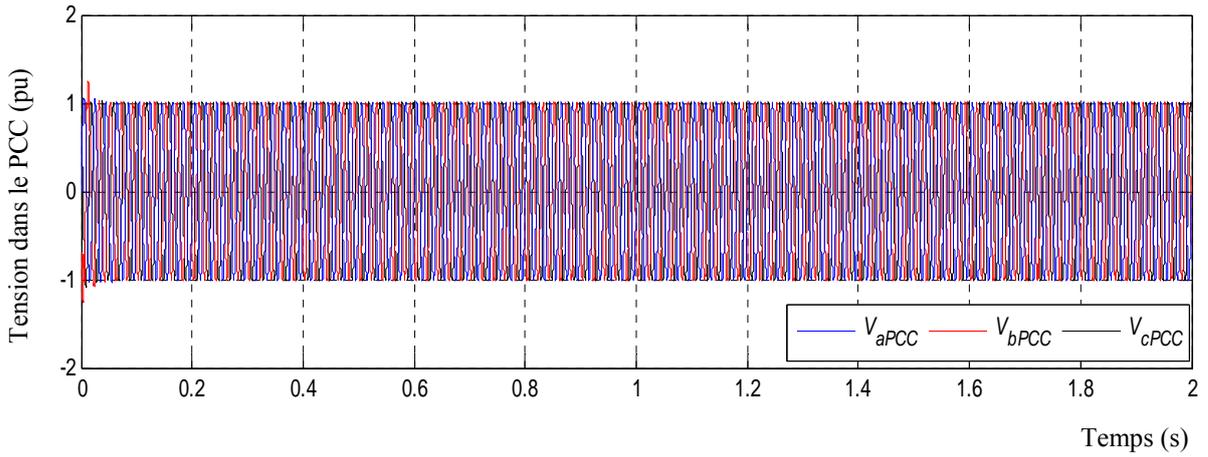


Figure VI. 57 : Tension dans le PCC avec la compensation du D-STATCOM en utilisant la CMG-OF à double boucle.

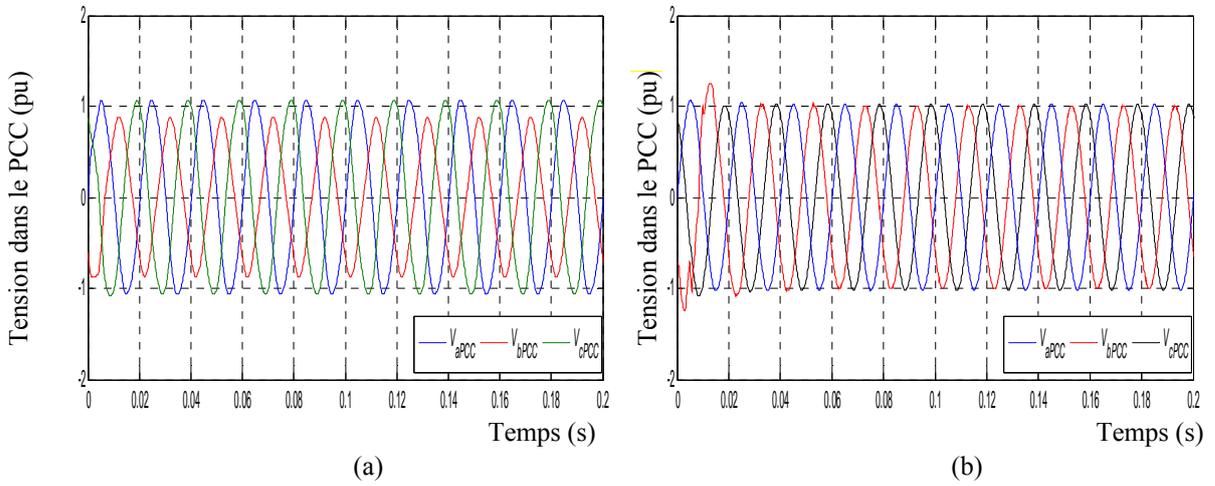


Figure VI. 58 : Zoom de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

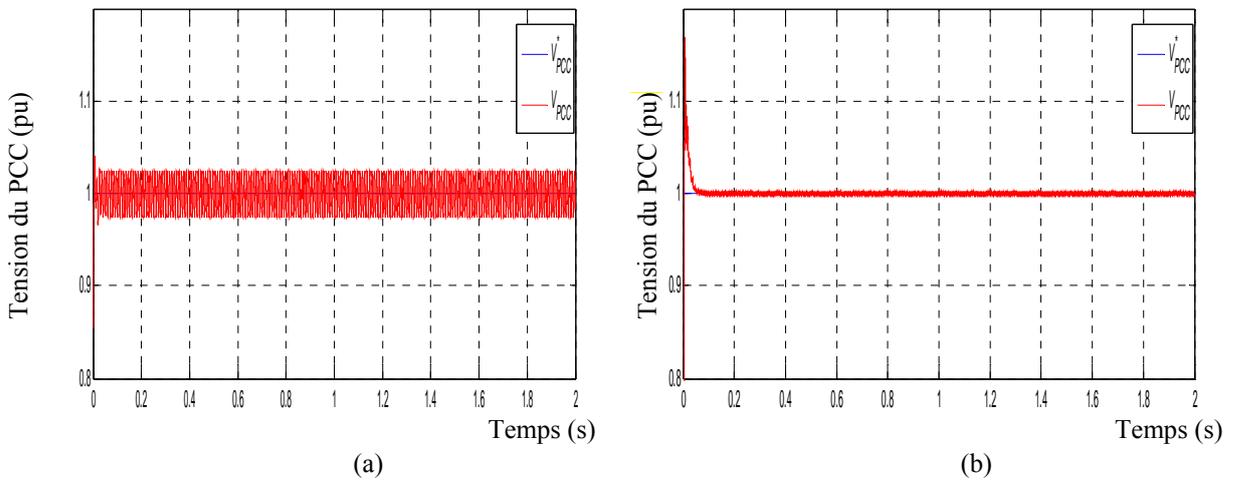


Figure VI. 59 : Amplitude de la tension dans le PCC avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

La Figure VI. 56 et la Figure VI. 58 (a), montrent, qu'en utilisant la CMG-OF à une seule boucle, le défaut du déséquilibre de la tension dans le point P_2 influence sur la tension dans le PCC par la déformation du signal de cette dernière. Ainsi, dans la Figure VI. 59 (a), une oscillation qui apparaisse dans l'amplitude de la tension du PCC. Par contre, la Figure VI. 57 et la Figure VI. 58 (b), montrent, qu'en utilisant la configuration de CMG-OF à double boucle, la chute de tension déséquilibrée provoquée dans cette simulation, est automatiquement compensée par l'intervention du D-STATCOM. De plus, la tension au PCC obtenue avec cette commande est améliorée, les oscillations sont réduites par rapport à celle de la commande par un mode glissant à une seule boucle.

Les puissances actives et réactives injectées par le D-STATCOM sont montrées dans les figures suivantes.

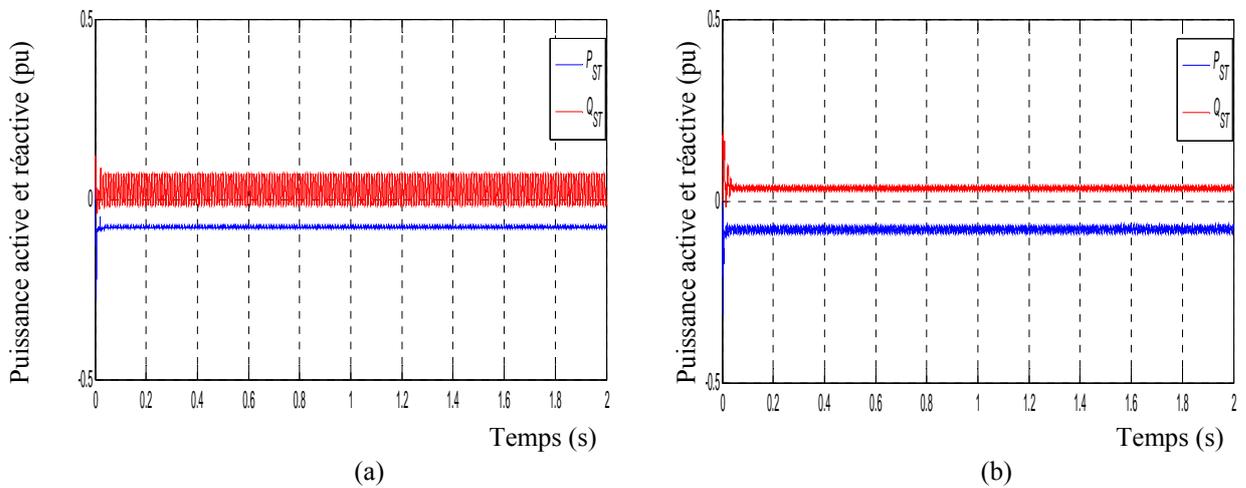


Figure VI. 60 : Puissance active et réactive injectées avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

La Figure VI. 60 illustre le fonctionnement du D-STATCOM durant le déséquilibre de la tension, qui est en mode inductif afin de compenser l'effet de ce type de défaut. Pour le D-STATCOM avec la CMG-OF à une seule boucle, comme le montre la Figure VI. 60 (a), les oscillations dans la puissance réactive sont apparentes. En revanche, pour le fonctionnement du D-STATCOM avec la commande à double boucle, comme le montre la Figure VI. 60 (b), les oscillations dans la puissance réactive sont atténuées, tout en délivrant une quantité de puissance active considérable afin de pouvoir compenser les pertes actives.

Les réponses dynamiques du courant réactif et actif dans le repère de Park, ainsi que les séquences positives et négatives du courant du D-STATCOM sont montrées dans les figures suivantes :

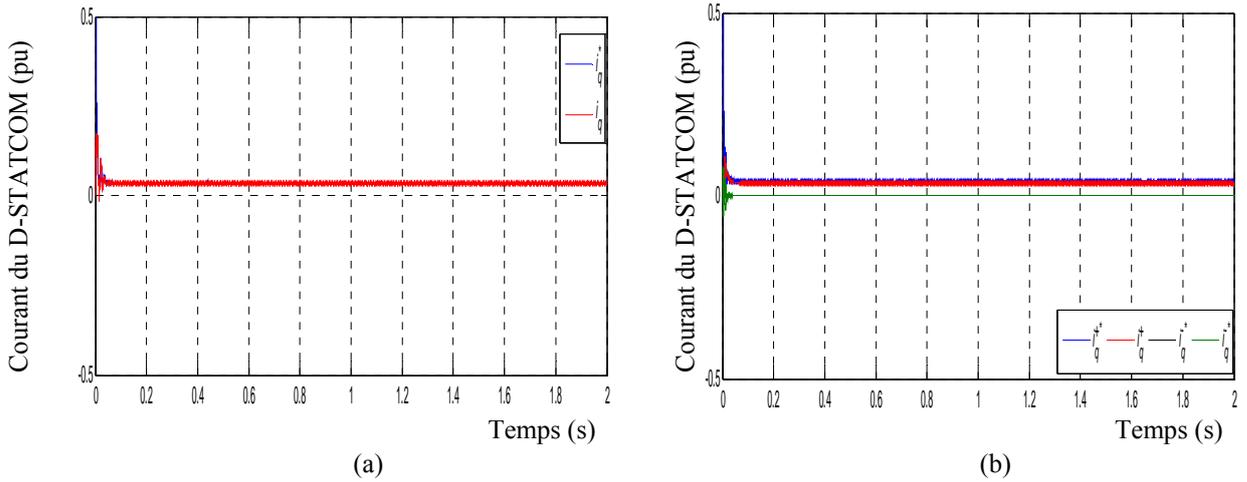


Figure VI. 61 : Réponses dynamiques du courant réactif avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

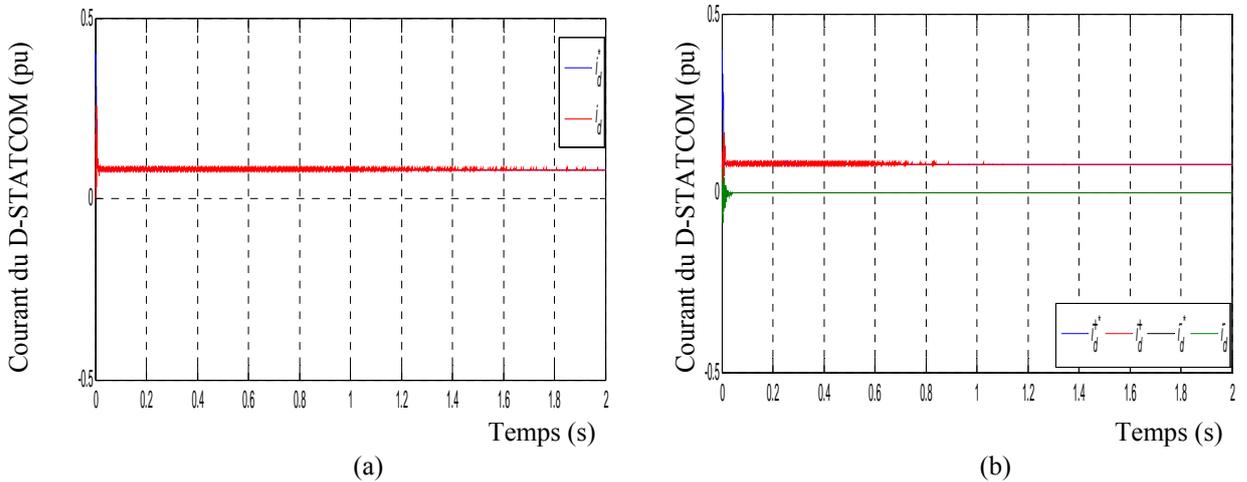


Figure VI. 62 : Réponses dynamiques du courant actif avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

D’après la Figure VI. 61 (a), il est clair que les courants réactifs sont positifs et ont la même allure que les puissances actives et réactives injectées par le D-STATCOM, générant de la puissance réactive au réseau comme dans le fonctionnement lors d’une chute de tension équilibrée. En revanche, la Figure VI. 61 (b), montre que les séquences négatives du courant sont annulées par la commande à double boucle car ces séquence négatives sont des perturbations induites lors du déséquilibre de la tension.

La Figure VI. 62 (a), (b) montre le courant actif qui est maintenu à une valeur constante pour compenser les pertes actives dans le système et maintenir la tension du bus continu constante.

Les formes sinusoïdales des courants dans le PCC injectés par le D-STATCOM sont montrées dans les figures suivantes.

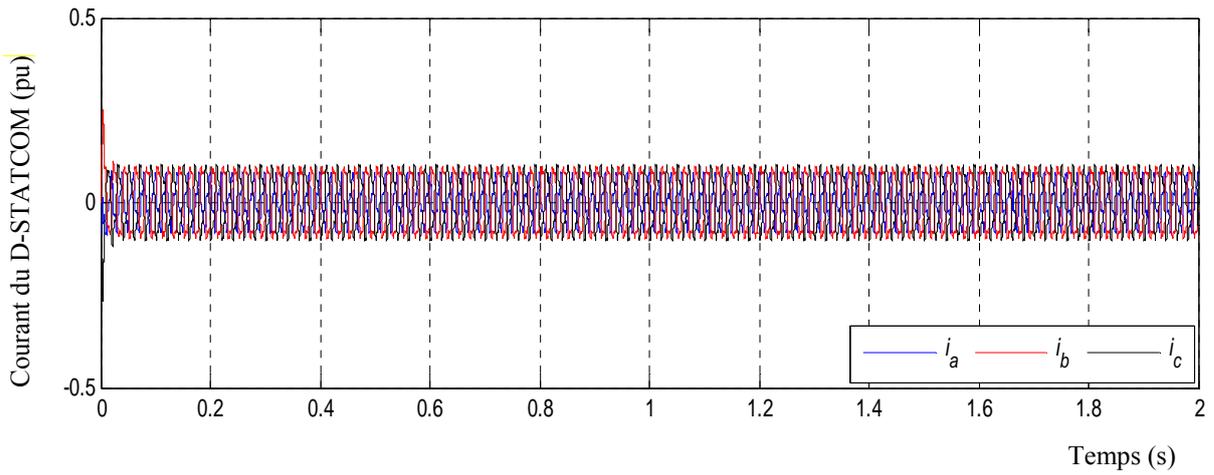


Figure VI. 63 : Courants injectés par le D-STATCOM avec CMG-OF à une seule boucle de commande.

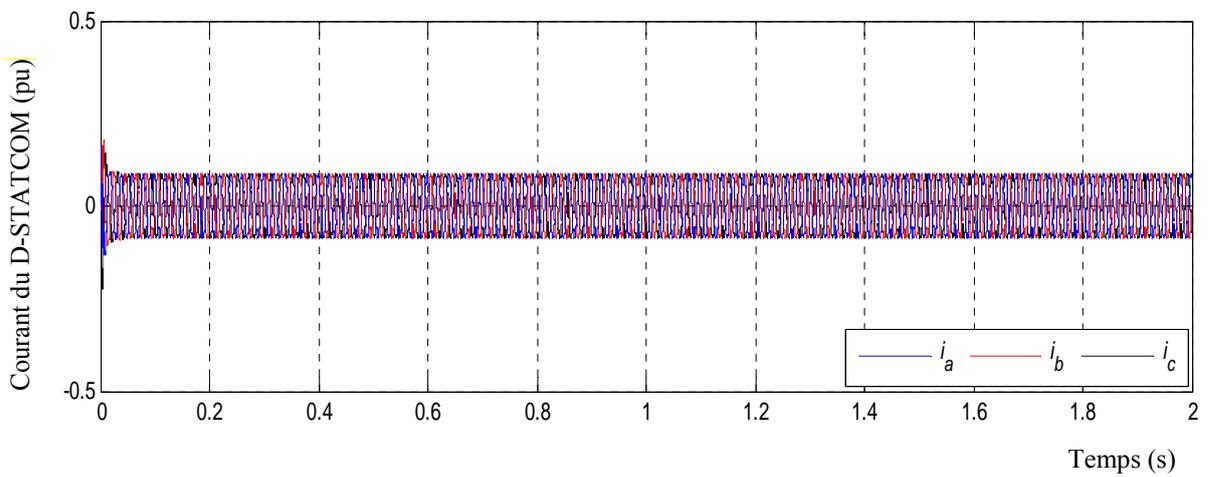


Figure VI. 64 : Courants injectés par le D-STATCOM avec CMG-OF à double boucle de commande.

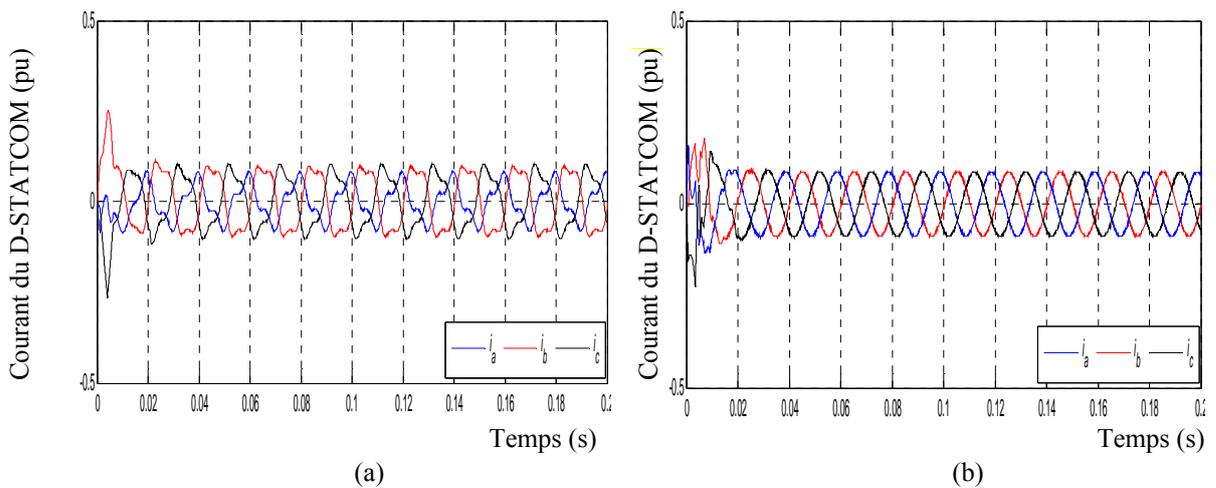


Figure VI. 65 : Zoom des courants injectés par le D-STATCOM avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

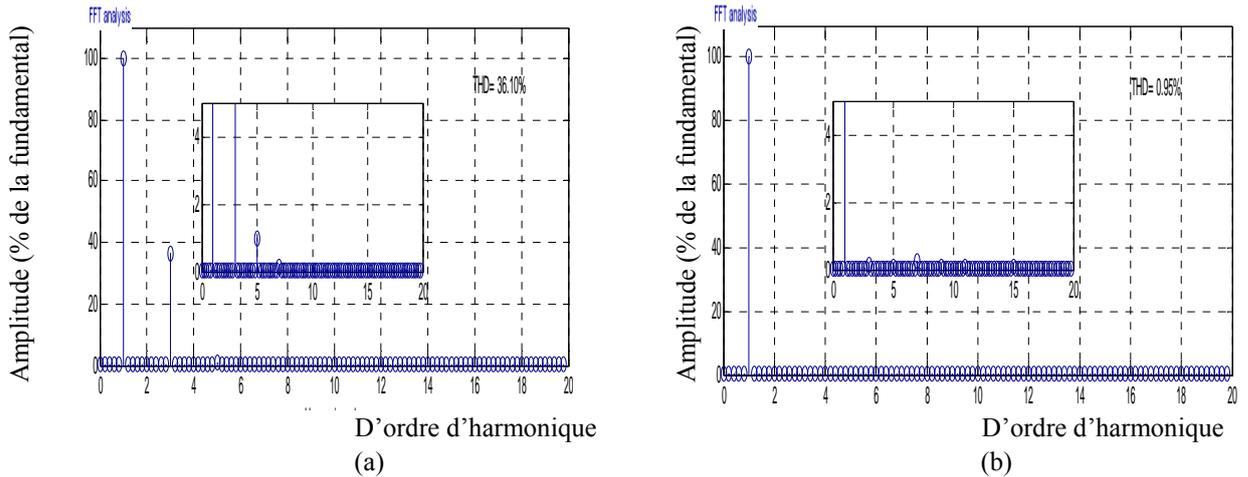


Figure VI. 66 : Spectre d’harmonique du courant du D-STATCOM avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

Dans la Figure VI. 63 et la Figure VI. 65 (a), nous remarquons la présence de déséquilibres et de déformations dans les courants injectés par le D-STATCOM en utilisant la CMG-OF à une seule boucle. De plus, ces déséquilibres et ces déformations sont causés par la présence de la séquence négative superposée sur le signal d’origine.

En outre, lors d’une tension déséquilibrée, le D-STATCOM se comporte comme une charge non linéaire injectant un taux d’harmonique très élevé comme le montre la Figure VI. 66 (a). Cependant, dans Figure VI. 64 et Figure VI. 65 (b), les courants en sortie du transformateur, dans le PCC sont sinusoïdaux équilibrés. Par conséquent, l’efficacité de la stratégie de la CMG-OF proposée à double boucle est présentée dans la Figure VI. 66 (b), permettant de compenser les perturbations induites par les séquences négatives et en injectant un taux d’harmoniques réduit.

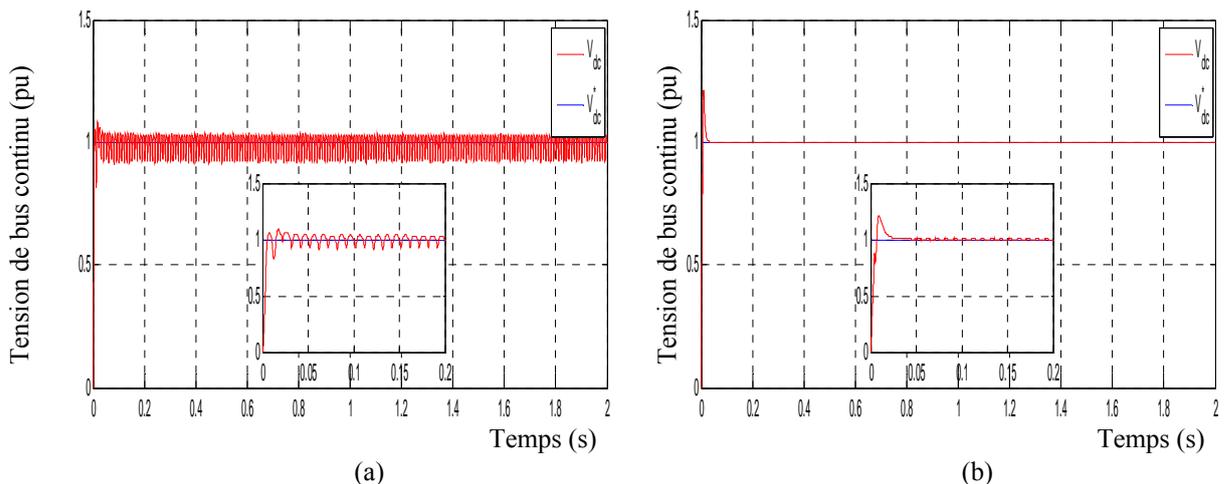


Figure VI. 67 : Réponses dynamiques de la tension du bus continu avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

D'après la Figure VI. 67 (a), la tension du bus continu est maintenue constante mais les oscillations dans cette réponse sont montrées. En revanche, il paraît très clair sur la Figure VI. 67 (b), que la commande par mode glissant fractionnaire à double boucle a prouvé son efficacité au maintien de la tension constante dans le bus continu aux bornes du condensateur sans la présence d'oscillations.

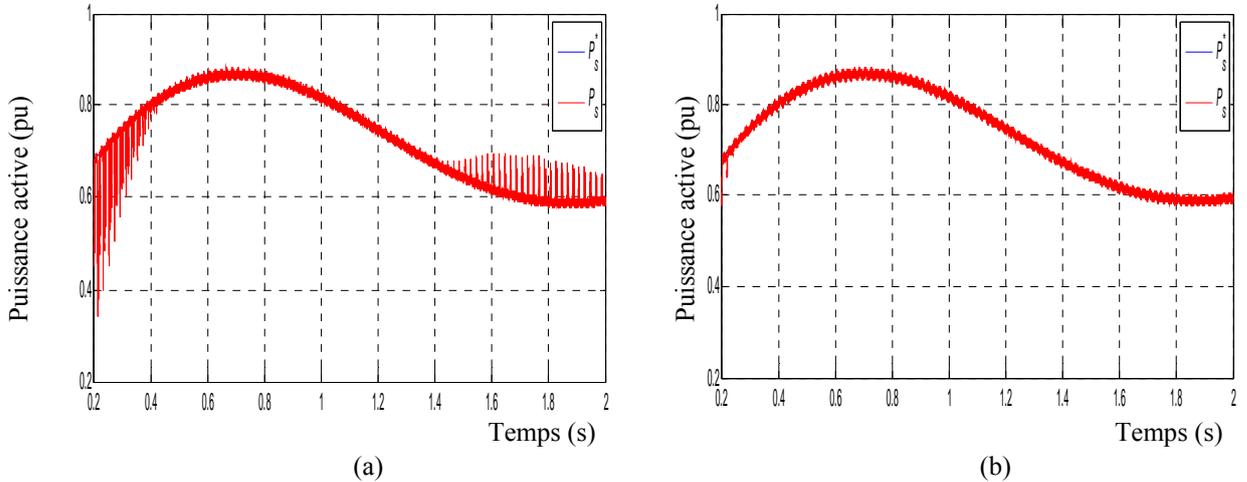


Figure VI. 68 : Puissances actives injectées par la GADA avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

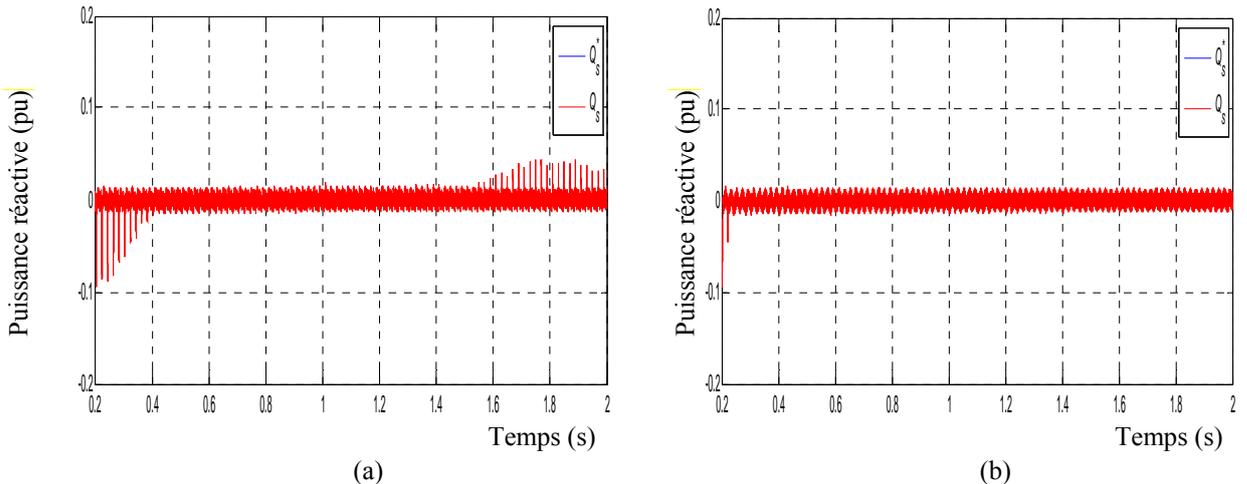


Figure VI. 69 : Puissances réactives injectées par la GADA avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

La Figure VI. 68 (a) et la Figure VI. 69 (a), montrent que, durant le déséquilibre de la tension du réseau électrique, avec le contrôle classique employé à une seule boucle de CMG-OF, les puissances actives et réactives contiennent des oscillations importantes. Par contre, la Figure VI. 68 (b) et la Figure VI. 69 (b), montrent qu'en utilisant la commande proposée à double boucle par le mode de glissement d'ordre fractionnaire, les oscillations dans les puissances actives et réactives sont réduites.

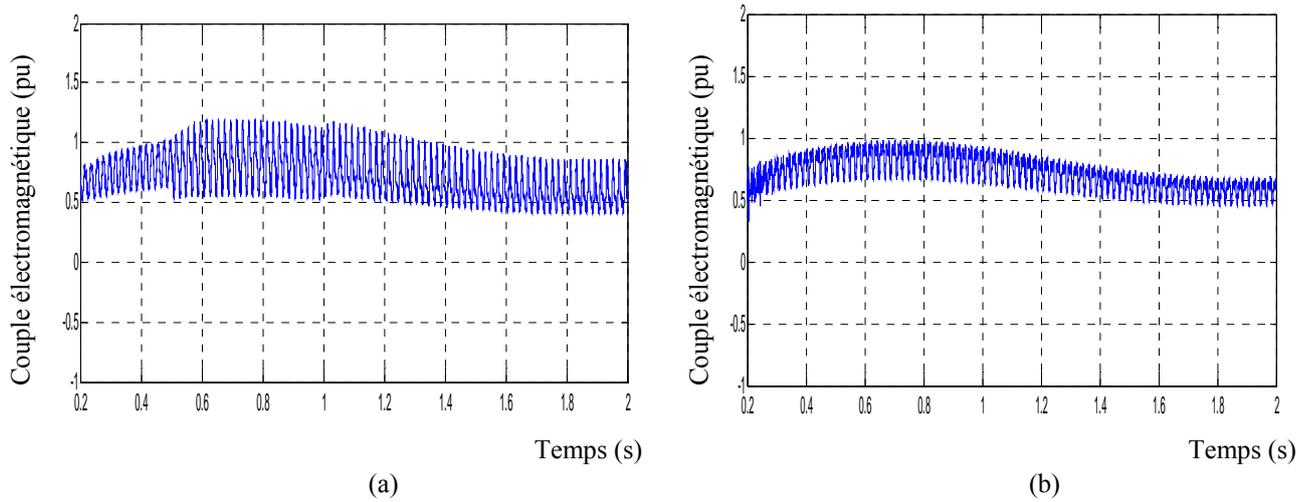


Figure VI. 70 : Couple électromagnétique de la GADA avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

La Figure VI. 72 (a), montre qu'en utilisant le D-STATCOM, l'influence du déséquilibre de la tension telle que les pulsations dans le couple électromagnétique sont importante, qui peuvent nuire les pièces mécaniques. En revanche, la Figure VI. 72 (b), montre que ces ondulations du couple électromagnétique sont également atténuées avec la commande proposée en utilisant la double boucle de commande par mode glissant d'ordre fractionnaire.

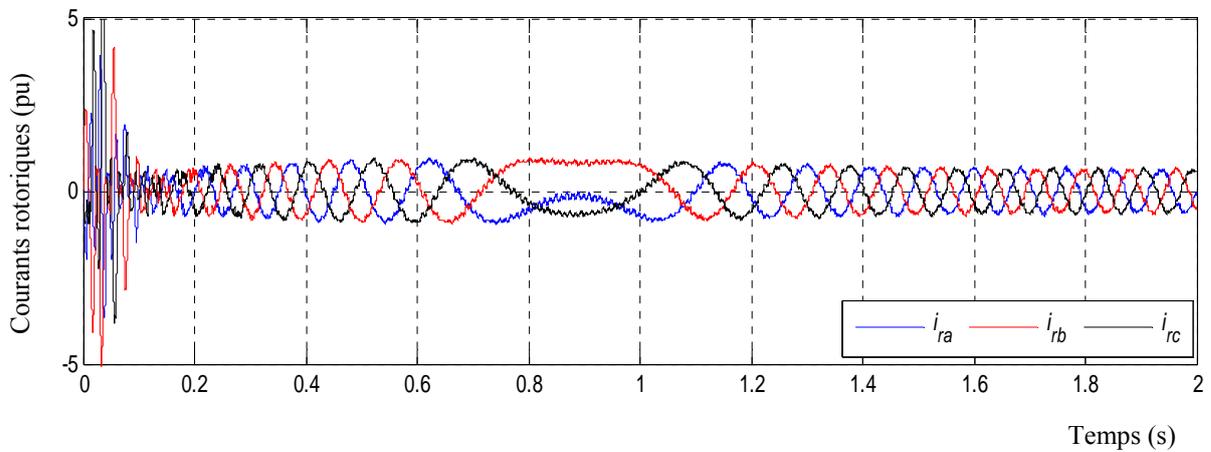


Figure VI. 71 : Courants rotoriques de la GADA avec D-STATCOM à base de la CMG-OF à une seule boucle de commande.

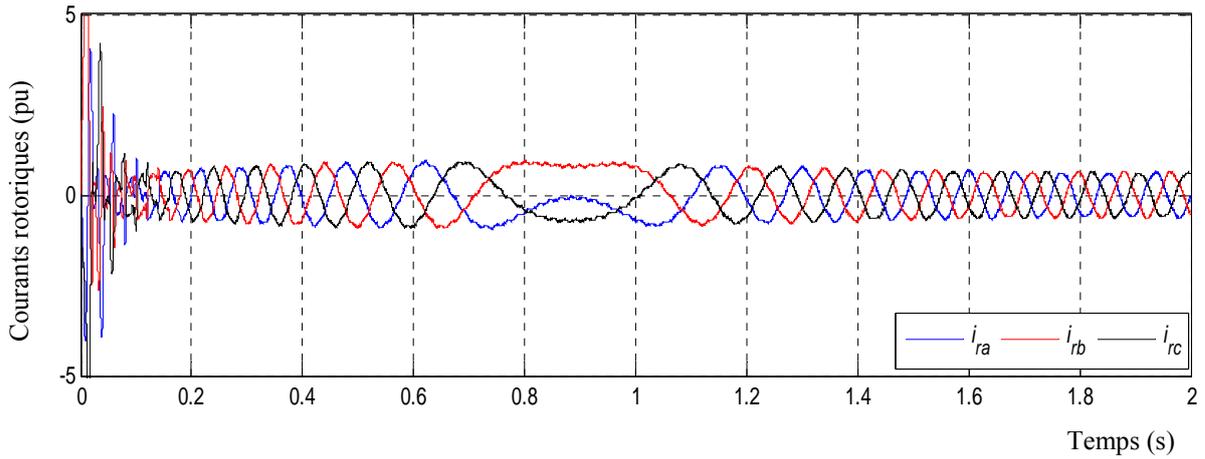


Figure VI. 72 : Courants rotoriques de la GADA avec D-STATCOM à base de la CMG-OF à double boucle de commande.

La Figure VI. 71, montre que les courants sur le côté du rotor sont également déséquilibrés avec commande classique. Cependant, la Figure VI. 72, montre que ces déséquilibres sont corrigés en utilisant la commande proposée à double boucle par MG OF.

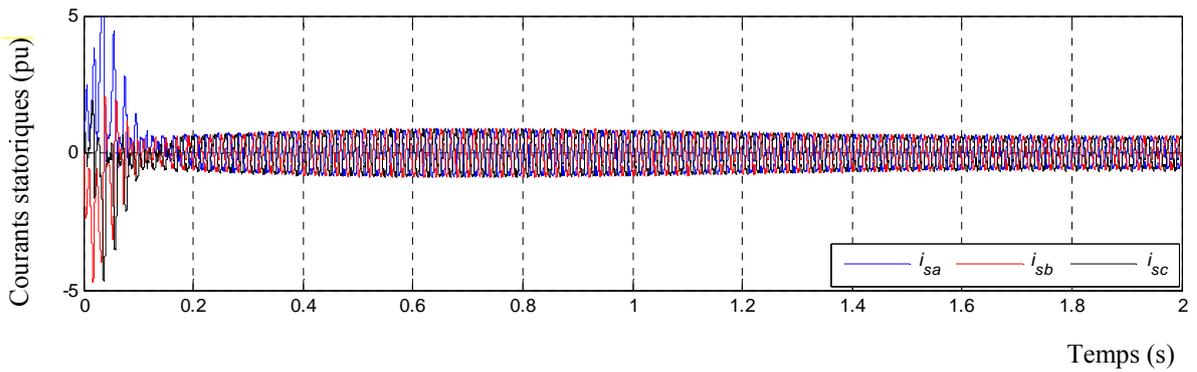


Figure VI. 73 : Courants statoriques de la GADA avec D-STATCOM à base de la CMG-OF à une seule boucle de commande.

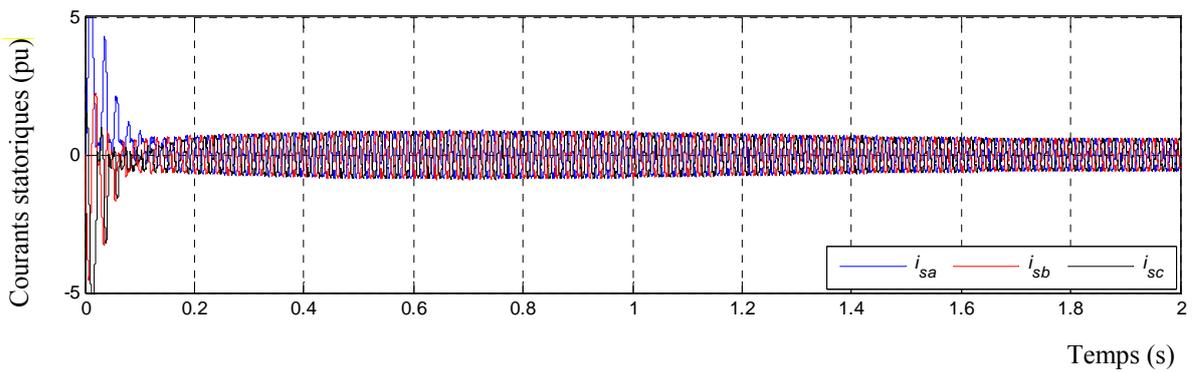


Figure VI. 74 : Courants statoriques de la GADA avec D-STATCOM à base de la CMG-OF à double boucle de commande.

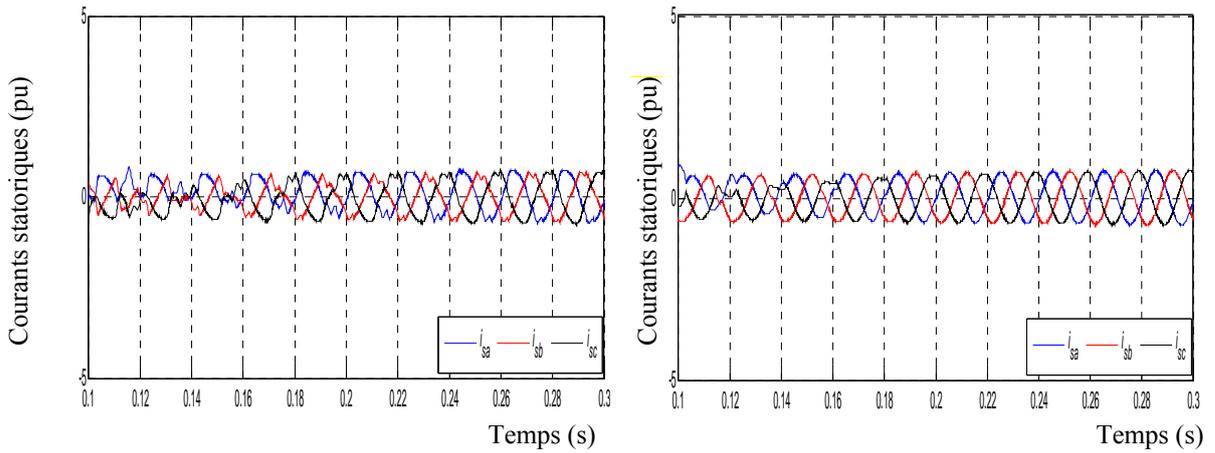


Figure VI. 75 : Zoom des courants statoriques de la GADA avec D-STATCOM à base de la CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

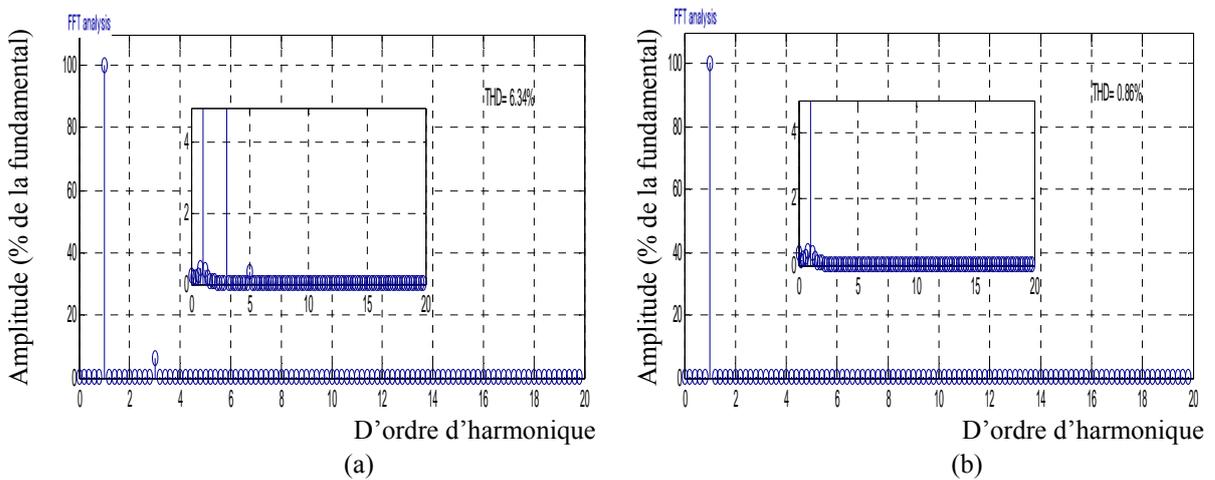


Figure VI. 76 : Spectre d'harmonique du courant statorique de la GADA : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

Telle que présentée dans la Figure VI. 73 et la Figure VI. 75 (a), la technique de commande proposée à base de la commande à double boucle par MG OF, a prouvé son efficacité par rapport à la méthode conventionnelle à une seule boucle de CMG-OF par le maintien des courants statoriques sinusoïdale et symétrique.

Figure VI. 76 (b) montre que les harmoniques du courant statorique, qui sont injectées dans le réseau électrique, sont importantes avec la commande par une seule boucle. Par contre, les courants statoriques obtenus avec la commande proposée à double boucle sont sinusoïdales et symétriques avec moins d'harmoniques.

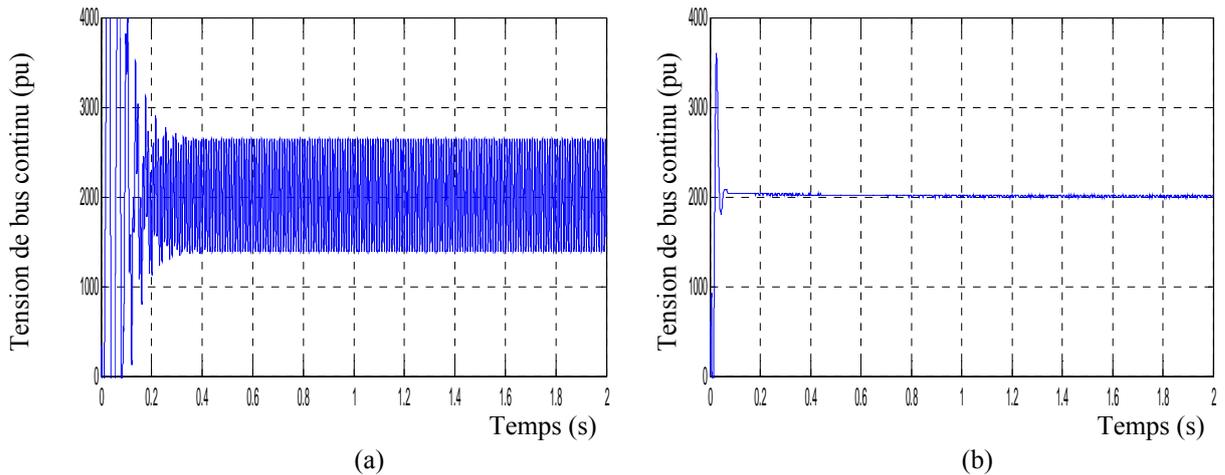


Figure VI. 77 : Réponses dynamiques de la tension du bus continu de la GADA avec compensation du D-STATCOM avec CMG-OF : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

D'après la Figure VI. 77 (a), on remarque que, les effets du déséquilibre apparaissant comme les ondulations de tension dans le bus continu ne sont pas éliminés par le la commande à une seule boucle par MGOF. En revanche, Figure VI. 77 (b), montre qu'avec la double boucle de commande proposée par MGOF, les ondulations de la tension dans le bus continu était complètement atténuées.

VI.9. Conclusion

Ce chapitre a perçu l'introduction de nouveaux concepts sur les commandes robustes qui conviennent de récapituler afin d'améliorer le fonctionnement du D-STATCOM. Ainsi, dans ce chapitre, l'introduction des super-condensateurs connectés dans le bus continu du D-STATCOM est adopter pour but d'améliorer les performances du D-STATCOM connecté au réseau électrique durant les transitoires lors de l'apparition des défauts électrique et de compenser ses pertes actives. Ensuite, un état de l'art sur les définitions et les propriétés de l'opérateur factionnaires étaient présentées.

De ce fait, l'application de l'opérateur d'ordre factionnaire dans la commande du mode de glissant est établie. Sachant que la puissance réactive est régulée indépendamment de la puissance active, cette stratégie de contrôle proposée par le mode glissant avec l'ordre fractionnaire nous permet de compenser efficacement la puissance réactive absorbée par le réseau durant les différents défauts électriques pour maintenir la connexion du parc éolien au réseau avec de bonnes performances de ce dernier. Par conséquent, dans ce chapitre, il a été montré par les résultats de simulations obtenus, que la tension dans le PCC fluctuait moins en présence d'un D-STATCOM avec une commande robuste telle que le mode glissant et le mode glissant d'ordre fractionnaire.

Ainsi, il faut noter que les avantages de l'utilisation des super-condensateurs avec la commande proposée, les harmoniques générées ont été diminuées dans le système étudié sans faire recours à un dimensionnement supplémentaire des filtres ajoutés à ce système. De plus, par ces résultats de simulation, l'effet du déséquilibre de la tension sur le fonctionnement du D-STATCOM et sur le système éolien est atténué par la considération de séquence positive et négative dans la boucle de commande du D-STATCOM. Plus particulièrement, les courants en sortie du transformateur, dans le PCC devenaient équilibrés avec moins d'harmoniques, cela est dû au fait que le contrôle conventionnel à une seule boucle n'avait pas l'aptitude de contrôler les composantes négatives de courants introduites par le déséquilibre de la tension.

Dans ce cas, l'interaction de ces composantes dans la GADA peut développer un comportement générateur et moteur résultant des oscillations excessives. Par conséquent, il peut être conclu qu'entre ces stratégies, la commande proposée à double boucle par mode glissant d'ordre fractionnaire peut réduire efficacement les oscillations du couple, en raison que la fatigue sur l'arbre de la turbine et le multiplicateur est diminuée ainsi que le bus continu. En outre, la double boucle de commande proposée capable d'offrir une bonne qualité d'énergie et de réduire les harmoniques de courants statoriques de la GADA qui correspond à la valeur acceptée ($THD = 0,86\% < 5\%$ selon IEEE Std 519-1992).

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse s'inscrivent dans le cadre général de la gestion et la conversion d'énergie électrique, notamment celle de ressources renouvelables. Ce thème de recherche représente une brique d'un ensemble en cours de construction dans le domaine d'énergie renouvelable tel que le système éolien. Cette thèse constitue une contribution à l'étude des systèmes de conversion d'énergie renouvelable à base d'un système éolien par l'équipe de commande et optimisation des entraînements électriques au sein du laboratoire de génie électrotechnique à l'université de Saida.

Un système éolien se voit de loin et pour cause : c'est une machine de grandes dimensions, perchée très haut. Cette haute taille est la conséquence des progrès techniques accomplis dans les dix dernières années afin d'améliorer la puissance électrique produit, les performances dynamiques et la compétitivité des éoliennes connectées aux réseaux électrique. Pour ce faire, le respect des normes de qualité de plus en plus exigeantes pourra se traduire en 4 objectifs concrets : la réduction des efforts subis par l'aérogénérateur, l'accroissement du rendement énergétique, l'augmentation de la qualité de l'énergie produite et la robustesse des commandes conçues pour ce système lors de défauts dans le réseau électrique.

Notre contribution dans le domaine de gestion et de conversion d'énergie électrique consiste à améliorer l'intégration de la production d'énergie décentralisée et les performances dynamiques d'éoliennes dans le réseau électrique de distribution, tout en proposant des solutions par l'application des stratégies de commandes améliorées et les systèmes D-FACTS.

Dans le premier chapitre, à travers un état de l'art, nous avons analysé les potentialités éoliennes de productions de plusieurs sites dans le territoire national, en utilisant divers systèmes éoliens. Par conséquent, le site pour l'implantation d'un système éolien dans les hauts plateaux de la région de Tiaret et plus précisément à Ksar El Chellala a été choisi afin d'avoir un meilleur rendement énergétique à mesure du vent avec un investissement économiquement retable. Les données de la vitesse du vent nous ont été communiquées par l'OMN. De plus, nous avons proposé un système éolien à vitesse variable basée sur une Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA), doté par un onduleur à trois niveau de type NPC. Ces propositions étaient utilisées dans le reste de la thèse.

Dans le deuxième chapitre, nous avons alors été amenés à concevoir des algorithmes de commande robuste d'une éolienne à vitesse variable, basée sur l'approche du mode de glissement proposée dans le premier chapitre. En utilisant cette commande à gain adaptatif, le rendement aérodynamique a été optimisé, la qualité de la puissance produite était améliorée et les contraintes dynamiques dans le train de puissance face à des perturbations externes étaient réduites.

Dans le troisième chapitre, nous avons proposé une étude de l'intégration d'éoliennes dans un réseau électrique, avec deux modèles présentés de la GADA connectée au réseau électrique équilibré et au réseau électrique déséquilibré. Les angles nécessaires pour ces modèles ainsi que pour la commande sont obtenus à l'aide d'une boucle de verrouillage de phase PLL et un observateur de type MRAS pour la vitesse et l'angle de rotation de la génératrice. Pour assurer une connexion douce de cette génératrice avec le réseau électrique, une stratégie de synchronisation avec le réseau était présentée.

Dans ce chapitre, pour but d'améliorer la capacité LVRT du système éolien à base de la GADA, une solution logicielle a été proposée, en fonction de cette solution la topologie de commande de l'approche utilisée, le circuit de protection est simplifié pour ne pas augmenter de manière significative, à la fois la complexité du système et son coût. De plus, nous avons traité l'aspect d'une stratégie de contrôle améliorée, à double boucle par la commande du mode glissant pour le réglage de puissances statoriques de la GADA pour un bon fonctionnement, lors du déséquilibre de la tension du réseau électrique et au autour de la vitesse de synchronisme. Par ailleurs, ce réglage proposé dans ce chapitre n'était pas assez satisfaisant lors d'un défaut électrique très sévère, donc il faut résoudre ce problème et ne pas chercher à fonctionner avec le problème.

Actuellement, le code de réseau électrique Algérien ne tient pas en compte des énergies renouvelables et notamment l'énergie éolienne. Dans la région d'Adrar, par exemple, le réseau électrique n'est pas interconnecté avec le nord, c'est un réseau local (ou micro réseau). Le code de réseau à envisager pourrait être analogue à celui de l'Irlande. Pour répondre à ces exigences du code de ce réseau électrique, ainsi que la norme IEEE P1547 qui ne permet pas aux systèmes de productions distribués d'intervenir en cas de défaut dans le réseau électrique tel que les chutes de tension, une source supplémentaire de puissance réactive pourrait être une solution à ce problème.

Dans le quatrième chapitre, un état de l'art sur les premiers compensateurs d'énergie réactive jusqu'à la nouvelle famille à base de l'électronique de puissance FACTS (Flexible Alternatif Current Transmission System) étaient présenté, afin de choisir un système approprié pour d'améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé à un réseau de distribution. Ainsi, les systèmes FACTS dans le contexte algérien étaient présentés pour justifier le choix et montrer l'intérêt capital d'utiliser ces systèmes dans le réseau électrique Algérien.

Dans les conditions de ce réseau, le développement récent des dispositifs à base d'électronique de puissance a fait apparaître une nouvelle stratégie par l'application du D-STATCOM connecté au PCC pour réguler la tension à l'état stable, ainsi que l'amélioration de la réponse dynamique du parc éolien, durant les défauts électriques et les besoins en énergie réactive.

Dans le cinquième chapitre, nous apercevons aussi que les chutes de tension au Point de Connexion Commun (PCC) dépendent strictement de la contribution en puissance réactive du

réseau. De plus, l'insertion du parc éolien proposé dans la région du gisement éolien dans les hauts plateaux Algériens avec le réseau électrique doit prendre en considération les contraintes de connexion de ces systèmes dans cette partie du réseau électrique. Pour cela, un choix approprié d'un compensateur d'énergie réactive de type D-FACTS parallèle permet de stabiliser la tension au PCC, soit en injectant ou en absorbant de la puissance réactive au PCC. Dans ce chapitre, l'utilisation des systèmes D-FACTS parallèle tels que le D-SVC et le D-STATCOM avec un parc éolien raccordé au réseau de distribution était présentée. Puis, l'étude comparative par des simulations détaillées était effectuée pour confirmer l'efficacité du D-FACTS le plus approprié qui a été testé avec trois types de défauts :

- Défaut de court-circuit monophasé à la terre.
- Défaut de court-circuit biphasé à la terre.
- Chute de tension dans la source.

Par conséquent, nous avons distinctement exposé le gain capital d'un D-STATCOM dans les réseaux de distribution par rapport au D-SVC. De plus ce chapitre a saisi l'introduction de l'analyse économique sur les systèmes D-FACTS afin de justifier le choix du dispositif le plus approprié dans une application éolienne.

Dans le sixième chapitre, notre travail a porté sur l'application du D-STATCOM, en introduisant un système de stockage à base d'un super-condensateur dans son bus continu avec sa modélisation détaillée qui a été expliquée. Puis, nous avons abordé trois types de commandes pour ce dispositif :

- Commande du D-STATCOM par un régulateur PI classique,
- Commande du D-STATCOM par mode glissant,
- Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire,
- Commande du D-STATCOM par mode glissant d'ordre fractionnaire dans le réseau électrique déséquilibré.

Pour montrer l'impact du D-STATCOM sur la capacité de contrôle de la tension au PCC, dans la simulation, il s'agissait d'un réseau de distribution de taille relativement limitée qui concentre le parc de production éolienne. Tout d'abord, nous nous sommes intéressés à l'étude du réglage de tension dans ce réseau par l'insertion du D-STATCOM par un régulateur PI classique durant les défauts du réseau. Les principes et les méthodes de la commande du mode de glissement, par la suite, ont été investigués afin de mettre en évidence cette technique de commande robuste pour ce type de dispositif. Les problèmes rencontrés dans la commande par régulateur PI classique et le mode glissant ont été identifiés et la solution par l'utilisation du mode glissant d'ordre fractionnaire a été trouvée. Par conséquent, les résultats montrent que, d'après l'étude comparative entre les trois

configurations de commande, le régulateur du mode glissant par ordre fractionnaire avec un supercondensateur offre de très bonnes performances au système étudié par rapport aux autres régulateurs.

Par la suite, le problème du déséquilibre de la tension du réseau est résolu avec la commande du D-STATCOM par mode glissant fractionnaire à double boucle qui est capable de contrôler les séquences positives et négatives des courants injectés au PCC. Par conséquent, en utilisant cette approche proposée, les performances du parc éolien connecté au réseau électrique de distribution sont améliorées avec moins d'harmoniques injectées au réseau électrique (THD = 0,86% <5% selon IEEE Std 519-1992).

Cette étude, par simulation, nous a permis de bien situer notre travail dans le contexte actuel de la commande des systèmes D-FACTS et les génératrices dans les applications éoliennes afin de justifier notre objectif de travail de l'amélioration des performances du parc éolien connecté au réseau électrique. Pour cela, la technique de commande par mode de glissement a été choisie dans notre travail. Elle fait l'objet du deuxième, le troisième chapitre et le sixième chapitre. Comme il s'agit d'une méthode de commande qui nécessite un certain détail, les notions de bases ont été présentées dans l'annexe. Les principes de la commande par mode de glissement ont été introduits tout en argumentant notre choix de cette méthode pour commander les systèmes éoliennes et les systèmes D-FACTS. Trois différents types de commande par mode glissant ont été par la suite conçus selon l'application. Par ailleurs, nous résumons les résultats et les contributions principales de notre travail :

- Le potentiel énergétique en Algérie dans la région microclimatique est choisi,
- La problématique est formulée de la partie du réseau électrique contenant le gisement éolien,
- Le choix de technologie et les techniques appropriées pour le système éolien,
- Le modèle du vent FAST est utilisé dans la simulation qui reflète un comportement réel pour un système éolien,
- La commande par mode glissant à gain adaptatif avec un estimateur de couple de la génératrice est plus robuste que la commande conventionnelle par un PI,
- Les angles nécessaires pour la modélisation et la commande sont extraites en utilisant : L'observateur de type MRAS pour l'estimation de la vitesse et l'angle de la génératrice, la boucle de verrouillage de phase (PLL) pour estimer l'angle et l'amplitude de la tension du réseau,

- Le mode glissant à double boucle pour la régulation de puissances active et réactive pour améliorer les performances dynamiques et la capacité LVRT de la génératrice lors d'un réseau déséquilibré est une solution logicielle très appropriée,
- L'étude comparative était faite entre le D-STATCOM et le D-SVC pour résoudre le problème de connexion du parc éolien au réseau électrique lors de différents défauts et de choisir le D-FACTS le plus approprié tel que le D-STATCOM,
- Le système de stockage d'énergie par le super-condensateur dans le bus continu du D-STATCOM était introduit afin de réduire les pertes actives induites par les commutations,
- La commande par mode glissant d'ordre fractionnaire assure une bonne performance par rapport à d'autres configurations de commandes,
- La commande par mode glissant d'ordre fractionnaire à double boucle assure de bonne performance dynamique au D-STATCOM et au système éolien à base de la GADA durant le déséquilibre de la tension du réseau électrique.

TRAVAUX FUTURS :

Ce paragraphe a pour but de répertorier les travaux ou algorithmes qui pourraient être prochainement améliorés :

- Il serait très intéressant de continuer à implanter les algorithmes de commande sur un parc éolien typique,
- Il serait aussi intéressant de comparer l'incorporation des systèmes de stockage d'énergie d'une grande capacité tels que les pile à combustible avec le système FACTS proposé pour améliorer la stabilité du réseau électrique avec la présence du parc éolien.
- Il serait fort intéressant d'élargir les algorithmes de commandes avancées basées sur les séquences symétriques afin d'augmenter la capacité LVRT et améliorer la qualité de puissance injectée avec un système de stockage inertiel,
- Il serait important de chercher des moyens pour gérer d'une manière intelligente les systèmes éoliens en Algérie (SmartGrid) avec d'autres sources énergétiques.

Bibliographie

- [Ach-04] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Angeles-Camacho, «*FACTS: modelling and simulation in power networks*», John Wiley & Sons, 2004.
- [Ack-05] T. Ackermann, «*Wind power in power systems*»: John Wiley & Sons, 2005.
- [ABB-04] ABB, «*Integration of Wind Energy into the Alberta Electric System – Stage 1: Voltage Regulation Study*», Prepared for Alberta Electric System Operator, 2004.
- [ABB-01] AB. Elanders Sverige, «*SVC for cost-effective replacing of local generation with remote power import*», www.abb.com/FACTS, 102-0183E, 2011-01.
- [Abb-12] M. Abbes and J. Belhadj, «*Wind resource estimation and wind park design in El-Kef region, Tunisia*», Energy, vol. 40, pp. 348-357, 2012.
- [Abd-13] A. F. Abdou, A. Abu-Siada, H. R. Pota, «*Improving the low voltage ride through of doubly fed induction generator during intermittent voltage source converter faults*», Journal of Renewable and Sustainable Energy, Vol. 5, No.4, pp. 043110, 2013.
- [Abd-13] S. Abdeddaim and A. Betka, «*Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine*», International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 49, pp. 234-242, 2013.
- [Afg-15] H. Afghoul, F. Krim, D. Chikouche, A. Beddar, «*Design and real time implementation of fuzzy switched controller for single phase active power filter*», ISA transactions 2015;58:614-21.
- [Aim-04] S. El Aimani, «*Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension*», Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2004.
- [Ama-11] H. Amaris and M. Alonso, «*Coordinated reactive power management in power networks with wind turbines and FACTS devices*», Energy Conversion and Management, vol. 52, pp. 2575-2586, 2011.
- [Amm-11] AS. Ammour, «*Contribution à la commande par modes glissants d'ordre fractionnaire*», Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri de Tizi ouzou, 2011.
- [Ana-15] D. V. N. Ananth, G. N. Kumar, «*Fault ride-through enhancement using an enhanced field oriented control technique for converters of grid connected DFIG and STATCOM for different types of faults*», ISA transactions, 2015.
- [Ara-06] H. G. Arantzamendi, «*Étude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux microréseaux*», Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2006.
- [Bag-07] H. Bagiorgas, M. Assimakopoulos, D. Theoharopoulos, D. Matthopoulos, and G. Mihalakakou, «*Electricity generation using wind energy conversion systems in the area of Western Greece*», Energy Conversion and Management, vol. 48, pp. 1640-1655, 2007.
- [Bar-00] S. Ei-Barbari and W. Hofmann, «*Digital control of a four leg inverter for standalone photovoltaic systems with unbalanced load*», in Industrial Electronics Society, 2000. IECON 2000. 26th Annual Conference of the IEEE, 2000, pp. 729-734.
- [Bas-03] T. S. Basso, R. D. DeBlasio, *IEEE P1547-series of standards for interconnection. In Transmission and Distribution Conference and Exposition*, IEEE PES (Vol. 2, pp. 556-561). IEEE, 2003.

- [Bat-04] H. De Battista and R. J. Mantz, «*Dynamical variable structure controller for power regulation of wind energy conversion systems*», Energy Conversion, IEEE Transactions on, Vol. 19, pp. 756-763, 2004.
- [Bek-14] O. E. F. L. Bekri, «*Contribution à l'étude des systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) et leurs emplacements optimaux dans les réseaux électriques*», Thèse de Doctorat, Université de Sidi Belabess 2014.
- [Bel-00] F. Belhachem, S. Raël, B. Davat, «*A physical based model of power electric double-layer supercapacitors*», IEEE Industry Applications Conference, pp. 3069-76, 2000.
- [Bel-01] K. Belacheheb, «*Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, l'UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport*», Thèse de Doctorat, Université de-lorraine, 2001.
- [Bel-10] 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, Université de Bretagne occidentale-Brest, 2010.
- [Bel-11] A. Belmadani, L. Benasla, and M. Rahli, «*The dynamic economic dispatch including wind power injection in the western algerian electrical power system*», Acta Polytechnica Hungarica, Vol. 8, pp. 191-204, 2011.
- [Bel-13] F. Bélaïd and F. Abderrahmani, «*Electricity consumption and economic growth in Algeria: A multivariate causality analysis in the presence of structural change*», Energy Policy, Vol. 55, pp. 286-295, 2013.
- [Ben-05] M. Benhabib and S. Saadate, «*New control approach for four-wire active power filter based on the use of synchronous reference frame*», Electric Power Systems Research, Vol. 73, pp. 353-362, 2005.
- [Ber-08] N. Bertrand, O. Briat, J-M. Vinassa, J. Sabatier, HE. Brouji, «*Porous electrode theory for ultracapacitor modelling and experimental validation*», IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference VPPC'08, pp. 1-6, 2008.
- [Ber-10] N. Bertrand, J. Sabatier, O. Briat, J-M. Vinassa, «*Embedded fractional nonlinear supercapacitor model and its parametric estimation method*», IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 57, pp. 3991-4000, 2010.
- [Bés-06] Y. Bésanger, «*Vers l'amélioration de la securite des reseaux electriques de puissance*», HDR, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2006.
- [Bin-12] S. Bindeshwar, «*Introduction to FACTS controllers in wind power farms: a technological review*», International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), Vol. 2, No. 2, 2012.
- [Bla-72] F. Blaschke, «*The principle of field orientation as applied to the new transvektor closed-loop control system for rotating field machines*», 1972.
- [Bla-06] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V. Timbus, «*Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems*», IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 53, pp. 1398-1409, 2006.
- [Boy-06] A. Boyette, «*Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne*», Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy I, 2006.
- [Bou-06] B. Boukhezzer, «*Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable*», Thèse de Doctorat, Université Paris Sud-Paris XI, 2006.

- [Bou-10] L. Boumediene, «*Placement Des Dispositifs «D-FACTS» et Contrôle Des Tensions Dans Un Réseau de Distribution*», Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, 2010.
- [Bur-01] T. Burton et al, «*Wind Energy Handbook*», John Wiley & Sons, 2001.
- [Car-95] J.-P. Caron and J.-P. Hautier, «*modélisation et commande de la machine asynchrone*», Technip, 1995.
- [Cde-15] (2015). Available : <http://portail.cder.dz/spip.php?article4098>
- [Che-10] N. Cheggaga and F. Y. Ettoumi, «*Estimation du potentiel éolien*», Revue des Energies Renouvelables, pp. 99-105, 2010.
- [Che-12] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, and R. Khanniche, «*A comparison between wind speed distributions derived from the maximum entropy principle and Weibull distribution. Case of study; six regions of Algeria*», Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 379-385, 2012.
- [Chen-13] B. Chen, Y. Feng, and M. Zhou, «*Terminal sliding-mode control scheme for grid-side PWM converter of DFIG-based wind power system*», in Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE, 2013, pp. 8014-8018.
- [Che-16] A. Chebabhi, MK. Fellah, A. Kessal, MF. Benkhoris, «*Four Leg D-STATCOM based on Synchronous Reference Frame Theory with Enhanced Phase Locked Loop for Compensating a Four Wire Distribution Network under Unbalanced PCC Voltages and Loads*», Journal of Power Technologies, pp. 0957, 2016.
- [Cou-08] V. Courtecuisse, «*Supervision d'une centrale multisource à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique*», Arts et Métiers ParisTech, 2008.
- [Cra-03] M. Crappe, «*Commande et régulation des réseaux électriques*», Hermès Science Publications, 2003.
- [Dav-08] A. Davigny, «*Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie*», Hautes Etudes d'Ingénieur, 2008.
- [Dia-09] S. Diaf, «*Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé*», Ecole nationale supérieure polytechnique, 2009.
- [Dia-13.a] S. Diaf and G. Notton, «*Technical and economic analysis of large-scale wind energy conversion systems in Algeria*», Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 19, pp. 37-51, 2013.
- [Dia-13.b] S. Diaf and G. Notton, «*Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in southern Algeria*», Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 23, pp. 379-390, 2013.
- [Dra-01] A. Draou, M. Benghanen, and A. Tahri, «*Multilevel converters and VAR compensation*», Power Electronics Handbook, pp. 615-622, 2001.
- [Dra-92] S. Drakunov, V. Utkin. «*Sliding mode control in dynamic systems* », Int. J. of Cont. Vol. 55. No. 4. pp. 1029–1037, 1992.
- [Dos-12] M. K. Döşoğlu and A. Öztürk, «*Investigation of different load changes in wind farm by using FACTS devices*», Advances in Engineering Software, Vol. 45, pp. 292-300, 2012.
- [Dos-16] M. Döşoğlu, AB. Arsoy, U. Güvenç, «*Application of STATCOM-supercapacitor for low-voltage ride-through capability in DFIG-based wind farm*», Neural Computing and Applications 2016:1-10.

- [Era-14] <http://era.dz/era/category/conferences/les-communications/2014>.
- [Ett-03] F. Y. Ettoumi, H. Sauvageot, and A.-E.-H. Adane, «*Statistical bivariate modelling of wind using first-order Markov chain and Weibull distribution*», *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1787-1802, 2003.
- [Fin-06] L. J. Fingersh, M. M. Hand, and A. S. Laxson, «*Wind turbine design cost and scaling model*», National Renewable Energy Laboratory Golden, CO, 2006.
- [Gai-10] 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 de Nancy 1, 2010.
- [Gay-96] A. Gayed, «*Contribution à la commande par mode de glissement d'une machine synchrone à aimants permanents* », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 1996.
- [Ghe-11] T. Ghennam, «*Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation*», Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [Gho-03] E. Gholipour Shahraki, «*Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*», Thèse de Doctorat, Nancy 1, 2003.
- [Gok-09] M. Gökçek and M. S. Genç, «*Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey*», *Applied Energy*, Vol. 86, pp. 2731-2739, 2009.
- [Gra-09] A. Grama, L. Grama, D. Petreuş, C. Rusu, «*Supercapacitor modelling using experimental measurements*», *Signals, Circuits and Systems, 2009 ISSCS 2009 International Symposium on: IEEE*; 2009. p. 1-4.
- [Gyu-88] L. Gyugyi, «*Power electronics in electric utilities: static var compensators*», *Proceedings of the IEEE*, Vol. 76, pp. 483-494, 1988.
- [Ham-09] H. Mahmoudi, N. Spahis, M. F. Goosen, S. Sablani, S. A. Abdul-wahab, N. Ghaffour, and N. Drouiche, «*Assessment of wind energy to power solar brackish water greenhouse desalination units: A case study from Algeria*», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, pp. 2149-2155, 2009.
- [Hei-98] S. Heier, *Grid integration of wind energy conversion systems*: Wiley, 1998.
- [Hen-09] M. Henebel, «*Valorisation des services système sur un réseau de transport d'électricité en environnement concurrentiel*», Thèse de Doctorat, Université Paris Sud-Paris XI, 2009.
- [Him-08] Y. Himri, A. B. Stambouli, B. Draoui, and S. Himri, «*Techno-economical study of hybrid power system for a remote village in Algeria*», *Energy*, Vol. 33, pp. 1128-1136, 2008.
- [Him-09.a] Y. Himri, S. Himri, and A. B. Stambouli, «*Assessing the wind energy potential projects in Algeria*», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, pp. 2187-2191, 2009.
- [Him-09.b] Y. Himri, A. S. Malik, A. B. Stambouli, S. Himri, and B. Draoui, «*Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development*», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, pp. 1584-1591, 2009.
- [How-16] A. M. Howlader, T. Senjyu, «*A comprehensive review of low voltage ride through capability strategies for the wind energy conversion systems*», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 56, pp. 643-658, 2016.

- [Hua-08] Y.-J. Huang, T.-C. Kuo, and S.-H. Chang, «*Adaptive sliding-mode control for nonlinear systems with uncertain parameters*», Systems, Man, and Cybernetics, Part B: Cybernetics, IEEE Transactions on, Vol. 38, pp. 534-539, 2008.
- [Hwa-02] C. Hwang, J.-F. Leu, S.-Y. Tsay, «*A note on time-domain simulation of feedback fractional-order systems*», Automatic Control, IEEE Transactions on, Vol. 47, pp. 625-631, 2002.
- [IEEE-2003] IEEE Standards Coordinating Committee 21 (IEEE SCC21); «*IEEE 1547 Standard for interconnected distributed resources with electric power system*», 2003.
- [Joo-08] G. Joos, «*Wind turbine generator low voltage ride through requirements and solutions*», IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2008.
- [Jus-12] J. J. Justo, K. S. Ro, «*Control strategies of doubly fed induction generator-based wind turbine system with new rotor current protection topology*», Journal of Renewable and Sustainable Energy, Vol. 4, No. 4, pp. 043123, 2012.
- [Jus-14] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. W. Jung, «*Doubly fed induction generator wind turbines: A novel integrated protection circuit for low-voltage ride-through strategy*», Journal of Renewable and Sustainable Energy, Vol. 6, No. 5, pp. 053129, 2014.
- [Jus-15] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. W. Jung, «*Doubly-fed induction generator based wind turbines: A comprehensive review of fault ride-through strategies*», Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 45, pp. 447-467, 2015.
- [Kam-14] R. M. Kamel, «*Three fault ride through controllers for wind systems running in isolated micro-grid and Effects of fault type on their performance: A review and comparative study*», Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 37, pp. 698-714, 2014.
- [Ker-13] K. Kerrouche, A. Mezouar, and L. Boumediene, «*A simple and efficient maximized power control of DFIG variable speed wind turbine*», in Systems and Control (ICSC), 2013 3rd International Conference on, 2013, pp. 894-899.
- [Ker-13] K. Kerrouche, A. Mezouar, K. Belgacem, «*Decoupled Control of Doubly Fed Induction Generator by Vector Control for Wind Energy Conversion System*». Energy procedia, Vol. 42, pp. 239-248, 2013.
- [Ker-14] K. D.-E. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, and K. Belgacem, «*Modeling and Optimum Power Control based DFIG Wind Energy Conversion System*», International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol. 9, pp. 174-185, 2014.
- [Ker-16.a] K. D.-E. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, A. Van Den Bossche, «*Modeling and Lyapunov-Designed based on Adaptive Gain Sliding Mode Control for Wind Turbines*», Journal of Power Technologies, Vol 96, No. 2, pp. 124–136, 2016.
- [Ker-16.b] K. D.-E. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, A. Van Den Bossche, «*speed sensor-less and robust power control of grid-connected wind-turbine-driven doubly fed induction generators based on flux orientation*», The mediterranean journal of measurement and control, Vol. 12, No. 3, pp. 606-618, 2016.
- [Kra-13] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and S. Pekarek, «*Analysis of electric machinery and drive systems*», Vol. 75: John Wiley & Sons, 2013.
- [Kum-11] N. S. Kumar and J. Gokulakrishnan, «*Impact of FACTS controllers on the stability of power systems connected with doubly fed induction generators*», International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 33, pp. 1172-1184, 2011.
- [Kuv-07] W. P. Kuvlesky Jr, L. A. Brennan, M. L. Morrison, K. K. Boydston, B. M. Ballard, and F. C. Bryant, «*Wind energy development and wildlife conservation: challenges and opportunities*», Journal of Wildlife Management, Vol. 71, pp. 2487-2498, 2007.

- [Lak-14] F. Lakdja, Y. Gherbi, G. Hocine, and D. O. Adbsallem, «*Impact of STATCOM on a wind farm into the Western of Algerian network,*» in Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014 International, pp. 262-267, 2014.
- [Lev-93] A. Levant, «*Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control*», International journal of control, Vol. 58, pp. 1247-1263, 1993.
- [Li-13] S. Li, L. Xu, and T. A. Haskew, «*Control of VSC-based STATCOM using conventional and direct-current vector control strategies*», International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 45, pp. 175-186, 2013.
- [Li-15] Z. Li, S. C. Wong, X. Liu, Y. Huang, «*Discrete Fourier series-based dual-sequence decomposition control of doubly-fed induction generator wind turbine under unbalanced grid conditions*», Journal of Renewable and Sustainable Energy, Vol. 7, No. 2, pp. 023130, 2015.
- [Man-05] A. Manjock, «*Design Codes FAST and ADAMS for Load Calculations of Onshore Wind Turbines, 2005*», National Renewable Energy Laboratory (NREL): Golden, Colorado, USA, 2005.
- [Man-11] E. Manla, G. Mandic, A. Nasiri, «*Testing and modeling of lithium-ion ultracapacitors*», IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp. 2957-62, 2011.
- [Man-12] N. Mancer, B. Mahdad, and K. Srairi, «*Multi objective optimal reactive power flow based STATCOM using three variant of PSO*», International Journal of Energy Engineering, Vol. 2, pp. 1-7, 2012.
- [Mnd-12] G. Mandic, «*Lithium-Ion Ultracapacitor Energy Storage Integrated with a Variable Speed Wind Turbine for Improved Power Conversion Control*», Phd thesis, University of Wisconsin-Milwaukee, 2012.
- [Man-15] E. Manla, G. Mandic, A. Nasiri, «*Development of an Electrical Model for Lithium-Ion Ultracapacitors*», Emerging and Selected Topics in Power Electronics, IEEE Journal, 3:395-404, 2015.
- [Mao-11] R. Maouedj, K. Bouchouicha, and B. Boumediene, «*Evaluation of the wind energy potential in the Saharan sites of Algeria*», in Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on, 2011, pp. 1-4.
- [Mas-12] T. M. Masaud and P. Sen, «*Study of the implementation of STATCOM on DFIG-based wind farm connected to a power system*», in Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES, 2012, pp. 1-7.
- [Men-12] S. Menani, «*Algeria Renewable Energy Program Outlook and applications*», in Energy Week Conference, Vaasa, Finland, 2012.
- [Mer-07] N. K. Merzouk, M. Merzouk, and B. Benyoucef, «*Profil vertical de la vitesse du vent dans la basse couche limite atmosphérique*», in JITH, pp. 5, 2007.
- [Mer-10] M. Merdaoui, A. Houha, and A. Smaïli, «*Etude et dimensionnement du futur parc éolien de Kaberten situé dans la région d'Adrar*», Revue des Energies Renouvelables SMEE, Vol. 10, pp. 269-274.
- [Mer-11] A. Merabet, R. Beguenane, J. S. Thongam, and I. Hussein, «*Adaptive sliding mode speed control for wind turbine systems*», in IECON 2011-37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pp. 2461-2466, 2011.
- [Mez-06] A. Mezouar, «*Décomposition et réduction de modèles des procédés électromécaniques : application aux machines synchrones et asynchrones* », Thèse de doctorat, Université El Djilali Liabès de Sidi Bel Abbès, 2006.
- [Mih-04] L. Mihet-Popa, F. Blaabjerg, and I. Boldea, «*Wind turbine generator modeling and simulation where rotational speed is the controlled variable*», Industry Applications,

- IEEE Transactions on, Vol. 40, pp. 3-10, 2004.
- [Mog-16] A. Moghadasi, A. Sarwat, and J. M. Guerrero, «A comprehensive review of low-voltage-ride-through methods for fixed-speed wind power generators», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 55, pp. 823-839, 2016.
- [Moh-11] M. Mohseni, S. Islam, MA. Masoum, «*Fault ride-through capability enhancement of doubly-fed induction wind generators*», *Renew Power Gener IET*, Vol. 5, pp. 368–376, 2011.
- [Moh-12] M. Mohseni, SM. Islam, «*Transient control of DFIG-based wind power plants in compliance with the Australian grid code*», *Power Electron IEEE Trans*, Vol. 27, pp. 2813–24, 2012.
- [Mok-14] A. Mokhtari, F. Z. Gherbi, C. Mokhtar, and K. D. E. Kerrouche, «*Study, analysis and simulation of a static compensator D-STATCOM for distribution systems of electric power*», *Leonardo Journal of Sciences*, pp. 117-130, 2014.
- [Mou-12] S. Mouassa, «*Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS*», Thèse de magister, Université Ferhat Abbas de Sétif 1, 2012.
- [Nad-13] K. Nadhir, D. Chabane, and B. Tarek, «*Distributed generation location and size determination to reduce power losses of a distribution feeder by Firefly Algorithm*», *Int. J. Adv. Sci. Technol*, Vol. 56, pp. 61-72, 2013.
- [Not-94] F. Notelet and G. Segulier, «*electrotechnique industrielle*,» ed: lavoisier tec&doc, 1994.
- [Not-11] G. Notton, S. Diaf, and L. Stoyanov, «*Hybrid photovoltaic/wind energy systems for remote locations*», *Energy Procedia*, Vol. 6, pp. 666-677, 2011.
- [Oli-11] W. S. de Oliveira and A. J. Fernandes, «*Economic feasibility applied to wind energy projects*», *International Journal of Emerging Sciences*, Vol. 1, pp. 659-681, 2011.
- [Ose-14] (2014). Available : <http://www.ose.dz/courbes.php>
- [Ous-95] A. Oustaloup, B. Mathieu, P. Lanusse, «*The CRONE control of resonant plants: application to a flexible transmission*», *European Journal of control*, Vol. 1, pp. 113-21, 1995.
- [Ouy-14] J. Ouyang, X. Xiong, X. Zeng, «*Analysis and evaluation of short-circuit current of doubly fed induction generation under rotor excitation control*», *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, Vol. 6, No. 5, pp. 053128, 2014.
- [Pen-10] L. Peng, «*Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension* », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [Ple-10] F. Plestan, Y. Shtessel, V. Bregeault, and A. Poznyak, «*New methodologies for adaptive sliding mode control*», *International journal of control*, vol. 83, pp. 1907-1919, 2010.
- [Poi-03] F. Poitiers, «*Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone à cage autonome-machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau* », Thèse de doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [Rac-12] M. Rachid, D. Said, and B. Boumediene, «*Wind Characteristics Analysis for Selected Site in Algeria*», *International Journal of Computer Applications*, Vol. 56, 2012.
- [Ram-11] D. Ramirez, S. Martinez, CA. Platero, F. Blazquez, RM. de Castro, «*Low-voltage ride-through capability for wind generators based on dynamic voltage restorers*», *Energy Convers IEEE Trans*, Vol. 26, pp. 195–203, 2011.

- [Reh-03] S. Rehman, T. Halawani, and M. Mohandes, «*Wind power cost assessment at twenty locations in the Kingdom of Saudi Arabia*», *Renewable Energy*, Vol. 28, pp. 573-583, 2003.
- [Rob-12] B. Robyns, B. Francois, P. Degobert, and J. P. Hautier, «*Vector control of induction machines*», Springer, 2012.
- [Rog-04] V. Rogez, «*Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire*», Thèse de doctorat, Université d'Artois, Béthune, 2004.
- [Sac-01] G. Saccomando and J. Svensson, «*Transient operation of grid-connected voltage source converter under unbalanced voltage conditions*», in *Industry Applications Conference, 2001. Thirty-Sixth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2001 IEEE*, pp. 2419-2424, 2001.
- [Sad-98] S. M. Sadeghzadeh, «*Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC*», Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 1998.
- [Sar-07] M. Saravanan, S. M. R. Slochanal, P. Venkatesh, and J. P. S. Abraham, «*Application of particle swarm optimization technique for optimal location of FACTS devices considering cost of installation and system loadability*», *Electric Power Systems Research*, Vol. 77, pp. 276-283, 2007.
- [Sha-06] A. A. Shata and R. Hanitsch, «*Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt*», *Renewable Energy*, Vol. 31, pp. 1183-1202, 2006.
- [Sha-11] L. Shang, D. Sun, J. Hu, «*Sliding-mode-based direct power control of grid-connected voltage-sourced inverters under unbalanced network conditions*», *Power Electronics, IET*, Vol. 4, No. 5, pp. 570-579, 2011.
- [Sha-12] L. Shang and J. Hu, «*Sliding-mode-based direct power control of grid-connected wind-turbine-driven doubly fed induction generators under unbalanced grid voltage conditions*», *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, Vol. 27, pp. 362-373, 2012.
- [Sil-08] J. Da Silva, R. de Oliveira, S. Silva, B. Rabelo, and W. Hofmann, «*A discussion about a start-up procedure of a doubly-fed induction generator system*», in *Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE/2008)*, June 9-11, 2008, Espoo, Finland, 2008.
- [Sin-12] B. Singh, «*Introduction to FACTS controllers in wind power farms: A technological review*», *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, Vol. 2, pp. 166-212, 2012.
- [Sli-12] L. Slimani and T. Bouktir, «*Optimal power flow solution of the algerian electrical network using differential evolution algorithm*», *TELKOMNIKA (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, Vol. 10, pp. 199-210, 2012.
- [Slo-91] J.-J. E. Slotine and W. Li, «*Applied nonlinear control*», Vol. 199: Prentice-hall Englewood Cliffs, NJ, 1991.
- [Smi-08] SC. Smith, Sr P. Sen, «*Ultracapacitors and energy storage: Applications in electrical power system*», *Power Symposium, 2008 NAPS'08 40th North American: IEEE*, pp. 1-6, 2008.
- [Sng-99] Y.-H. Song and A. Johns, «*Flexible ac transmission systems (FACTS)* », *IET*, 1999.
- [Sta-10] Standard, E. N. (2010). 50160: 2010: «*Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems*», Reo, UK (www. reo. co. uk).

- [Sti-08] M. Stiebler, «*Wind energy systems for electric power generation*», Springer Science & Business Media, 2008.
- [Sod-04] A. Sode-Yome and N. Mithulananthan, «*Comparison of shunt capacitor, SVC and STATCOM in static voltage stability margin enhancement*», International Journal of Electrical Engineering Education, Vol. 41, pp. 158-171, 2004.
- [Son-99] H. Song and K. Nam, «*Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions*», Industrial Electronics, IEEE Transactions on, Vol. 46, pp. 953-959, 1999.
- [Sou-14] Z. Souhila, M. Benyounes, B. M. Amine, and M. Youcef, «*Comparison of sliding mode control and fuzzy logic applied to wind turbine emulator*», in Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA), 2014 3rd International Symposium on, 2014, pp. 1-6.
- [Tap-09] G. Tapia, G. Santamaria, M. Telleria, and A. Susperregui, «*Methodology for smooth connection of doubly fed induction generators to the grid*», Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 24, pp. 959-971, 2009.
- [Tep-13] A. Tepljakov, E. Petlenkov, J. Belikov, M. Halas, «*Design and implementation of fractional-order PID controllers for a fluid tank system*», American Control Conference (ACC), 2013: IEEE; 2013. p. 1777-82.
- [Tho-06] J. Thomas, «*Les systèmes flexibles de transport et distribution électrique : FACTS*», ed : October, 2006.
- [Toh-16] S. Tohidi, M. I. Behnam, «*A comprehensive review of low voltage ride through of doubly fed induction wind generators*», Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 57, pp. 412-419, 2016.
- [Wan-08] Y. Wang, JE. Carletta, TT. Hartley, RJ. Veillette, «*An ultracapacitor model derived using time-dependent current profiles*», Circuits and Systems, 2008 MWSCAS 2008 51st Midwest Symposium on: IEEE, pp. 726-9, 2008.
- [Wan-13] L. Wang and D.-N. Truong, «*Stability enhancement of DFIG-based offshore wind farm fed to a multi-machine system using a STATCOM*», Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 28, pp. 2882-2889, 2013.
- [Wes-13] C. Wessels, N. Hoffmann, M. Molinas, F. W. Fuchs, «*StatCom control at wind farms with fixed-speed induction generators under asymmetrical grid faults*», IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 60, No. 7, pp. 2864-2873, 2013.
- [Xi-08] Z. Xi, B. Parkhideh, S. Bhattacharya, «*Improving distribution system performance with integrated STATCOM and supercapacitor energy storage system*», Power Electronics Specialists Conference, 2008 PESC 2008 IEEE: IEEE. pp. 1390-5, 2008.
- [Xi-13] M. Xia, Y. Mao, «*Integral sliding mode control strategy of D-STATCOM for unbalanced load compensation under various disturbances*», Mathematical Problems in Engineering, 2013.
- [Xu-07] L. Xu and Y. Wang, «*Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions*», Power Systems, IEEE Transactions on, Vol. 22, pp. 314-323, 2007.
- [You-99] K. D. Young, V. I. Utkin, and U. Ozguner, «*A control engineer's guide to sliding mode control*», IEEE transactions on control systems technology, Vol. 7, pp. 328-342, 1999.
- [Zha-06] L. Zhang, «*Study of FACTS/ESS Applications in Bulk Power System*», PhD thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University, 2006.
- [Zha-08] Y. Zhang, «*Techno-economic assessment of voltage sag performance and mitigation*», PhD thesis, University of Manchester, 2008.

- [Zha-12] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, «*Flexible AC transmission systems: modelling and control*», Springer Science & Business Media, 2012.
- [Zub-00] L. Zubieta, R. Bonert, «*Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications*», Industry Applications, IEEE Transactions on, Vol. 36, pp. 199-205, 2000.

Production Scientifique

Publications Internationales

- [PI-1] K. D. E. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, A. Van Den Bossche, «*A Comprehensive Review of LVRT Capability and Sliding Mode Control of Grid-Connected Wind-Turbine-Driven Doubly Fed Induction Generator*», *Automatika*, Vol. 57, N. 4, 2016.
- [PI-2] K. D.-E. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, A. Van Den Bossche, «*speed sensor-less and robust power control of grid-connected wind-turbine-driven doubly fed induction generators based on flux orientation*», *The mediterranean journal of measurement and control*, Vol. 12, No. 3, pp. 606-618, 2016.
- [PI-3] K. D.-E. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, A. Van Den Bossche, «*Modeling and Lyapunov-Designed based on Adaptive Gain Sliding Mode Control for Wind Turbines*», *Journal of Power Technologies*, Vol 96, No. 2, pp. 124–136, 2016.
- [PI-4] K. D.-E. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, and K. Belgacem, «*Modeling and Optimum Power Control based DFIG Wind Energy Conversion System*», *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, Vol. 9, pp. 174-185, 2014.
- [PI-5] K. Kerrouche, A. Mezouar, K. Belgacem, «*Decoupled Control of Doubly Fed Induction Generator by Vector Control for Wind Energy Conversion System*», *Energy procedia*, Vol. 42, pp. 239-248, 2013.
- [PI-6] A. MOKHTARI, F. Z. GHERBI, C. MOKHTAR, & K. DE. KERROUCHE, «*Study, analysis and simulation of a static compensator D-STATCOM for distribution systems of electric power*», *Leonardo Journal of Sciences*, Vol. 25, 117-130, 2014.
- [PI-7] K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, «*The Suitable Power Control of Wind Energy Conversion System based Doubly Fed Induction Generator*», *IJCA* Vol. 87, No. 3, 2014.
- [PI-8] K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, K. BELGACEM, «*Fuzzy Logic Based Maximum Power Control of Wind Energy Generation System*», *IJAE*, Vol. 1, No. 4, 2013.

Conférences Internationales

- [CI-1] K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, «*Distributed Generation with an Improved Rotor Current Control Strategy for DFIG Wind Turbine under Unbalanced Grid Voltage*», *CAGRE*, Algiers, Algeria, 2015.
- [CI-1] K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, «*Maximized Power Control based on High Order Sliding Mode for Sensorless DFIG Variable Speed Wind Turbine*», *International Conference on Green Energy and Environmental Engineering*, Sousse, Tunisia, 2014.
- [CI-1] K. Kerrouche, A. Mezouar, and L. Boumediene, «*A simple and efficient maximized power control of DFIG variable speed wind turbine*», *IEEE proc in Systems and Control (ICSC)*, 2013 3rd International Conference on, 2013, pp. 894-899.
- [CI-1] K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, K. BELGACEM, «*Performance Enhancement with Nonlinear Power Control of Variable Speed Wind Turbine*», *ICEEA*,

ENPO, Oran, Algeria, 2013.

- [CI-1] *K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, K. BELGACEM, «Les méthodes développées pour l'amélioration de la qualité énergétique renouvelable hybride pour un réseau isolé à usage d'habitation », Conférence internationale sur le bâtiment intelligent et développement durable, ENP d'Oran, Algérie, 2013.*
- [CI-1] *K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, K. BELGACEM, «The independent Control of Reactive and Active Powers with Doubly-Fed Induction Generator for Wind Energy Conversion», International Conference on Electronics and Oil, Ouargla, 2013.*
- [CI-1] *K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, K. BELGACEM, «The Suitable Control of DFIG in Wind Energy Conversion System», International Conference on Electrical Engineering, Bechar, Algeria, 2013.*
- [CI-1] *K.KERROUCHE, A. MEZOUAR, L.BOUMEDIEN, K. BELGACEM, «Fuzzy Logic Power Control of DFIG for Wind Energy Generation under Unbalanced Grid Voltage Condition», International Conference on Power Electronics and their Applications, Djelfa, Algeria, 2013.*

Annexe A

Etat de l'art sur le développement et planification d'un projet éolien

La planification doit être faite correctement en phase avec le cycle de vie du projet éolien. La Figure A. 1 montre un cycle de vie typique d'un projet éolien. Le cycle de vie d'un parc éolien, dès sa conception à sa désaffectation se divise en sept étapes distinctes [Kuv-07].



Figure A. 1 : Cycle de vie typique du projet.

Étape 1 : Pré faisabilité

L'objectif de cette analyse de pré faisabilité est d'évaluer, à faible coût, diverses possibilités de sites de parcs éoliens.

- Effectuer une présélection des sites du gisement énergétique éolien,
- Réaliser une conception simplifiée des meilleurs sites,
- Choisir le modèle d'éolienne,
- Estimer de façon préliminaire les coûts et concevoir un sommaire financier des meilleurs sites,
- Préparation d'un rapport de pré faisabilité,
- Évaluer la faisabilité technique des concepts possible en identifiant les contraintes liées à la mise en œuvre, les coûts, horaires, organisation, opérations, la maintenance, la production et la disposition.

Étape 2 : Analyse de faisabilité

Lorsque l'analyse de pré faisabilité démontre que le projet semble viable, le promoteur poursuit son analyse sur le terrain pour confirmer les informations préliminaires et les hypothèses.

- Inspecter le site,
- Conduire une consultation publique de manière informelle,
- Évaluer de manière détaillée et précise le potentiel éolien du site,
- Effectuer une évaluation environnementale préliminaire,
- Réaliser la conception préliminaire du parc,
- Estimer les coûts et préparer un sommaire financier,
- Rédiger un rapport de faisabilité,

- Faire une étude préliminaire de la topologie et de la terre et aussi importante pour les installations d'éoliennes de grande puissance,
- Établir le plan de gestion préliminaire, le plan de l'ingénierie des systèmes et un plan d'assurance de produit pour le projet,
- Quantifier et caractériser les éléments critiques pour la faisabilité technique et économique,
- Identifier les technologies critiques et proposer des activités de pré développement.

Tableau A. 1 : Les couts des produits du parc éolien [Him-08].

Les produits d'un parc éolien	Coût (%)
Turbine éolienne	65
Génie civil	13
Infrastructure électrique de la ferme éolienne	8
Connections vers le réseau électrique	6
Développement et la gestion du projet	8

Le coût de chaque produit peut varier selon les dimensions des turbines éoliennes et leurs emplacements, la distance entre le parc éolien et le réseau électrique, tout cela dépend du potentiel du vent au niveau du territoire national.

Étape 3 : Développement

Si les conclusions tirées de l'analyse de faisabilité sont positives, le promoteur décide d'aller de l'avant avec le projet. Plusieurs étapes restent encore à franchir avant la construction.

- Obtenir les permis et les approbations (remporter l'appel d'offre),
- Obtenir les droits fonciers des sites,
- Arpenter le site,
- Négocier le financement des phases préliminaires du projet,
- Négocier le financement des phases de réalisation du projet,
- Négocier un contrat d'assurance,
- Négocier un contrat d'ingénierie.

Étape 4 : L'ingénierie

Consiste à planifier tous les travaux en vue de la construction et de l'exploitation du projet. Le promoteur choisit les sous-traitants qui seront impliqués dans le projet.

- Finaliser la localisation des éoliennes,
- Procéder à la conception mécanique et électrique,

- Procéder à la conception des infrastructures de génie civil,
- Négocier et réaliser les appels d'offres et contrats avec les fournisseurs,
- Planifier l'entretien du parc éolien,
- Planifier la gestion et le suivi environnemental en construction et en exploitation,
- Planifier le démantèlement.

Étape 5 : La construction

Requiert la coordination de nombreux entrepreneurs et de nombreux équipements. Son succès dépend en grande partie du niveau de préparation démontré aux étapes précédentes.

- Préparation des infrastructures de construction et d'entretien,
- Travaux de génies civils,
- Installation des génératrices,
- Installation et raccordement des équipements électriques.

Étape 6 : La mise en service et opération

Consiste à vérifier tous les équipements et infrastructures du parc éolien et marque le début de l'opération du projet

- Effectuer la mise en service de la centrale,
- Réaliser des tests mécaniques afin de s'assurer que les spécifications du manufacturier sont rencontrées,
- Vérifier les systèmes électriques et de communication,
- Remettre les chemins d'accès en état et contrôler l'érosion,
- Nettoyer le site,
- Approuver la mise en service commerciale de la centrale et prendre officiellement possession du parc éolien.

L'opération d'un parc éolien comprend les activités de contrôle, de surveillance et d'entretien, activités qui doivent être réalisées de façon rigoureuse afin de minimiser les périodes de non fonctionnement.

- L'opération quotidienne de la centrale,
- L'entretien périodique,
- La réalisation du programme de suivi environnemental.

Étape 7 : Désaffectation

Lorsque pour différentes raisons (usure des machines ou manque de débouchés) la centrale doit mettre fin à ses activités, le promoteur doit démanteler les installations de manière acceptable, selon les ententes prises lors de la planification du projet.

- Démantèlement des machines et des autres installations,

- Remise du site à l'état original selon les ententes prises avec les propriétaires fonciers et autres intervenants (ministères, municipalités, etc.).

Le Tableau A.2 fournit alors le paramètre de rugosité α en fonction de l'environnement.

Tableau A. 2 : Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement.

Nature du sol	Paramètre de rugosité
Surface d'un plan d'eau	0,0002
Terrain vague avec surface lisse	0,0024
Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces.	0,03
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies espacées d'environ 1250 m.	0,055
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies espacées d'environ 1250 m.	0,1
Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 m espacées de 500 m.	0,2
Village, petite villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, forêts et terrains très accidentés	0,4
Grandes villes avec bâtiments hauts	0,8
Très grandes villes avec grands immeubles et gratte-ciel	1,6

La méthode graphique pour l'ajustement des paramètres de Weibull

L'ajustement des données à une distribution de Weibull peut être évalué graphiquement à l'aide d'un tracé de Weibull. Ce tracé de Weibull est un tracé d'une fonction cumulative de distribution empirique $\hat{F}(x)$.

La raison de ce changement de variable est que la fonction de distribution cumulative peut être linéarisé :

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} \quad (\text{A. 1})$$

En introduisant le logarithme népérien, obtient :

$$-\ln(1 - F(x)) = \left(\frac{x}{\lambda}\right)^k \quad (\text{A. 2})$$

En réintroduisant le logarithme népérien, obtient :

$$\underbrace{\ln(-\ln(1-F(x)))}_y = \underbrace{k \ln x}_{ax} - \underbrace{k \ln \lambda}_c \quad (\text{A. 3})$$

La formule ci-dessus peut être vue dans la forme standard d'une ligne droite. A partir de cette formule, les coefficients a et c peuvent être obtenus graphiquement en utilisant les tracés de la Figure A. 2. Par conséquent, si les données proviennent d'une répartition de Weibull puis une ligne droite est prévu sur un terrain de Weibull. Il existe différentes approches à l'obtention de la fonction de répartition empirique à partir de données : une méthode consiste à obtenir la coordonnée

verticale pour chaque point en utilisant $\hat{F} = \frac{i-0.3}{n+0.4}$ d'où i est le rang du point de données et n est

le nombre de points de données.

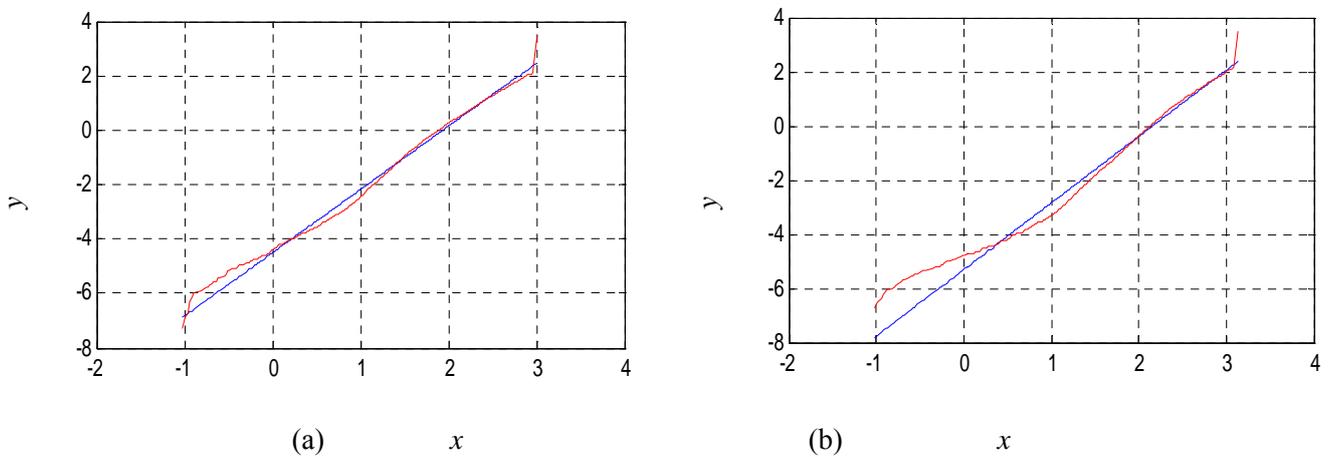


Figure A. 2 : Linéarisation de la fonction de Weibull : (a) à une altitude de 10 m, (b) à une altitude de 50 m.

Annexe B

Etat de l'art sur les commandes utilisées (la commande et l'automatisation)

Dans cette section, nous allons présenter les techniques de l'automatique utilisées dans le cadre de cette thèse. On parle alors de système asservi ou régulé qui doit répondre aux objectifs de l'étude. En effet, nous allons donc illustrer les notions d'automatiques utilisées dans cette thèse et les différentes techniques de commandes utilisées, tel que la commande des systèmes non-linéaires comme la commande à structure variable.

Cette commande est caractérisée par le choix d'une fonction et d'une logique de commutation appropriée. Ce choix permettra donc à tout instant de commuter entre ces structures, en combinant les propriétés utilisées de chacune de ces structures afin d'avoir un comportement désiré du système entier.

Systèmes non linéaires à structure variable

Le comportement des systèmes non-linéaires à structure variable contenant des discontinuités peut être exprimé par l'équation d'état généralisée :

$$\dot{X}(t) = F(X, t, U) \quad (\text{B. 1})$$

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

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

$$S(X) = (S_1(X) \ S_2(X) \ \dots \ S_m(X)) \quad (\text{B.2})$$

On a alors :

$$U(X) = \begin{cases} U^+(X, t) & \text{si } S(X, t) > 0 \\ U^-(X, t) & \text{si } S(X, t) < 0 \end{cases} \quad (\text{B. 3})$$

En effet, comme nous l'avons dit précédemment, la commande par modes glissants est un cas particulier de la commande à structure variable appliquée à des systèmes décrits par l'équation suivante :

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

Où $S(X,t)$ est la fonction de commutation, et

$$S_0 = \{X(t) \ / \ S(X,t) = 0\} \quad (\text{B. 5})$$

est la surface de commutation.

Dans un espace de 2 dimensions¹, le principe de la discontinuité et de la commande² de l'équation (B. 4), peut être illustré par la Figure B..

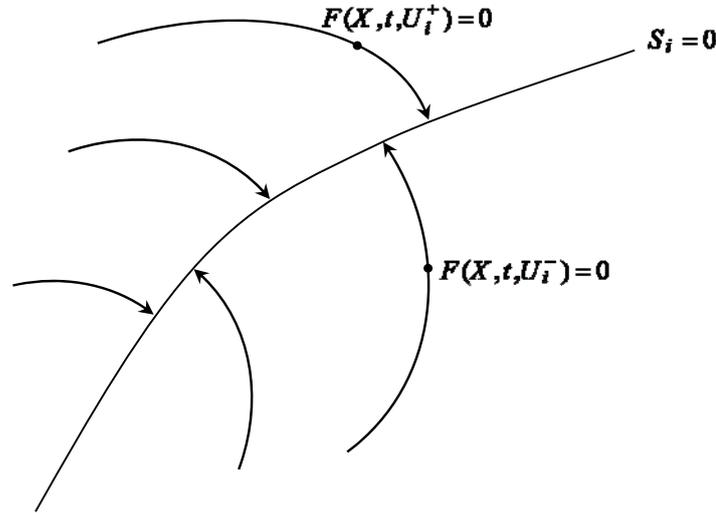


Figure B. 1 : Convergence de la trajectoire d'état vers la surface de commutation grâce à la discontinuité de la commande.

Ainsi, le problème de l'existence du régime glissant se récapitule à analyser la trajectoire du système, qui ne doit pas s'éloigner de la surface S (voir les réponses de la Figure B.). Nous cherchons à examiner que la distance et la dérivée de la distance (autrement dit, la vitesse d'approche), entre la trajectoire et la surface de commutation soient opposées en signe, cela peut-être exprimé par l'équation suivante :

$$\lim_{S \rightarrow 0^-} S > 0 \quad \text{et} \quad \lim_{S \rightarrow 0^+} S < 0 \quad (\text{B. 6})$$

Il s'agit du principe d'attractivité. De plus, des démonstrations mathématiques supplémentaires, pourront être trouvées dans les ouvrages traitant ce type de systèmes non linéaires [Mez-06].

Remarque (B. 1) : La surface de glissement est une variété invariante sur laquelle on commute ; C'est la surface sur laquelle le système évolue comme on le souhaite. En général, la variété de commutation est de dimension "n" moins le nombre de fonction de commutation dont on dispose (i.e. dans le cas de la commande, c'est le nombre d'entrées indépendantes).

¹ C'est pratiquement le cas de toutes les régulations.

² Ce principe peut être constaté sur les réponses du système hydraulique ci-dessus, pour le quel $S_i = H_i - H_i$, $U^+ = \text{robinet ouvert}$ et $U^- = \text{robinet fermé}$.

Synthèse de la commande par mode de glissement

Les problèmes de stabilité sont résolus par la synthèse des commandes par mode de glissement, tout en offrant de bonnes performances de façon systématique. Généralement, il est préférable de spécifier la dynamique du système durant le mode de convergence. Dans ce cas, la configuration de cette commande comporte deux parties : une première, continue, représentant la dynamique du système durant le mode de glissement 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 but d'annuler les effets d'imprécision et de perturbation dans le modèle utilisé [Mez-06].

La synthèse de cette méthode de commande peut être décomposée en trois étapes principales :

- Choix de surfaces,
- Etablissement des conditions d'existence de convergence,
- Détermination de la loi de commande.

Maintenant, on considère une classe particulière du système, i.e. les systèmes linéaires vis à vis de la commande³. Leur évolution est écrite par l'équation différentielle suivante :

$$\dot{X}(t) = H(X, t) + B(X, t)U(t) \quad (\text{B. 7})$$

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 :

$$U_i(X) = \begin{cases} U_i^+(X, t) & \text{si } S_i(X, t) > 0 \\ U_i^-(X, t) & \text{si } S_i(X, t) < 0 \end{cases} \quad (\text{B. 8})$$

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-surfaces» $S_i = 0$ 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^+, 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 (B. 6). Cependant, nous sommes, en présence d'un système à structure variable. La fonction de commutation S sépare l'espace d'état en deux régions représentant des structures différentes. C'est

³ Cette classe englobe, pratiquement, tous les modèles des systèmes d'Electrotechnique.

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 souhaitées [Mez-06].

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 d'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 commander.

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 approches de la commande 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 commander 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 [Slo-92] nous propose une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui garantit la convergence d'une variable vers sa valeur désirée :

$$S(X) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_X \right)^{r-1} e(X) \quad (\text{B. 9})$$

Avec :

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

λ_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 maintenir 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 λ_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.

Conditions de convergence

Les conditions de convergence permettent 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.

1. Fonction directe de commutation

C'est la première condition de convergence, elle est proposée par Utkin [Utk-77]. Elle s'exprime sous la forme :

$$\begin{aligned} \dot{S}(X) > 0 & \text{ si } S(X) < 0 \\ \dot{S}(X) < 0 & \text{ si } S(X) > 0 \end{aligned} \quad (\text{B. 10})$$

Cette condition peut être donnée, autrement, par :

$$S(X) \cdot \dot{S}(X) < 0 \quad (\text{B. 11})$$

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

2. 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, souvent, utilisée pour assurer la stabilité des systèmes non linéaires. En définissant la fonction de Lyapunov par :

$$V(X) = \frac{1}{2} S^2(X) \quad (\text{B. 12})$$

et sa dérivée par :

$$\dot{V}(X) = S(X) \dot{S}(X) \quad (\text{B. 13})$$

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

$$S(X) \cdot \dot{S}(X) < 0 \quad (\text{B. 141})$$

L'équation (B. 14) désigne 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 conduire vers la surface dans les deux côtés. Cette condition suppose un régime glissant idéal où la fréquence de commutation est infinie [Mez-06].

Annexe C

Grandeurs nominales et paramètres du système éolien à base de la GADA

Dans cette partie, les simulations sont étudiées avec un générateur de 1,5 MW connectée au réseau et les paramètres de ce système éolien sont décrits comme suit :

1. Paramètres de la turbine éolienne :

Grandeur	Valeur
Moment d'inertie de l'ensemble (turbine-pales)	$J_t = 1000 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
Coefficient de frottement	$f = 0.0024 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}$
Rapport du multiplicateur	$G = 90$
Rayon de la turbine	$R = 35,25 \text{ m}$
Vitesse nominale du vent	$V = 15 \text{ m/s}$

2. Grandeurs nominales et paramètres de la génératrice asynchrone à double alimentation :

Grandeur	Valeur
Puissance nominale	1.5 MW
Nombre de paires de pôles	$p = 2$
Vitesse nominale	$N_n = 1420 \text{ tr/m}$
Tension nominale	$690 \text{ V} / 50 \text{ Hz}$
Résistance statorique	$R_s = 0.012 \text{ } \Omega$
Résistance rotorique	$R_r = 0.021 \text{ } \Omega$
Inductance de fuite statorique	$L_{so} = 1.7507 \text{ e} - 4 \text{ H}$
Inductance de fuite rotorique	$L_{ro} = 2.00372 \text{ e} - 4 \text{ H}$
Inductance mutuelle	$M = 0.0135 \text{ H}$
Inductance statorique	$L_s = L_{so} + M$
Inductance rotorique	$L_r = L_{ro} + M$

Annexe E**Grandeurs nominales et paramètres des systèmes D-FACTS**

Dans cette partie, les simulations sont étudiées avec un D-STATCOM et un D-SVC connectés au réseau électrique avec les paramètres qui sont décrits comme suit :

1. Grandeurs nominales et paramètres du D-STATCOM

Grandeur	Valeur
Tension nominale du transformateur	2,5/30 kV
Fréquence nominale	50 Hz
Puissance nominale apparente	3-15 MVA
Résistance	0,22/30 pu
Inductance	0,22 pu
Tension continue dc	4000 V

2. Grandeurs nominales et paramètres du D-SVC

Grandeur	Valeur
Tension nominale du transformateur	2,5/30 kV
Fréquence nominale	50 Hz
Puissance nominale apparente	3-15 MVA
Puissance capacitive nominale	3-15 MVAr
Puissance inductive nominale	1,5-10 MVAr

3. Grandeurs nominales du super-condensateur

Grandeur	Valeur
Résistance R_c en série	0,01 Ω
Capacitance C_a	30, 6 mF
Résistance R_a en série	79.9m Ω
Résistance R_{ss} en série	5.34m Ω

Coefficient du polynôme C_0				
a	b	c	d	e
-703.3938	-9359.727	45480.9041	-96048.0835	-73516.7294

Résumé de la thèse

La légalisation du marché d'électricité et de dissipation de la production décentralisée en Algérie conduit, dans le domaine du Génie Electrique, à certains problèmes techniques. Notamment, ces problèmes sont induits par l'impact des nouveaux types de sources d'énergie renouvelable tels que les systèmes éoliens dans les réseaux, non conçus a priori pour les accueillir par la gestion globale du réseau de distribution et les défauts affectant les réseaux électriques. En outre, avec le développement massif de l'éolien, les règles techniques de raccordement de ce système imposeront le maintien de sa connexion lors d'incidents sur réseau électrique.

L'objectif principal des recherches réalisées dans le cadre de cette thèse est l'amélioration de la stabilité et la fiabilité des parcs éoliens raccordés aux réseaux électriques, reposant sur l'utilisation d'une Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA) et des convertisseurs multiniveaux aux services de réglage de la tension, la gestion de la puissance réactive et la qualité de puissance active produite que les parcs éoliens peuvent proposer aux réseaux de distribution. Pour cela, notre thèse de doctorat traite deux solutions conditionnant le développement des éoliennes et l'amélioration de leurs performances dynamiques au sein des réseaux électriques lors des défauts électriques. En premier lieu, nous étudions l'utilisation d'une solution logicielle basée sur de nouveaux algorithmes de commande du système éolien, pour améliorer la stabilité et les performances dynamiques des parcs éoliens raccordés aux réseaux électriques. En deuxième lieu, nous avons utilisé une solution matérielle, dans le but d'optimisation, de développer des algorithmes de réglage de tension et de gestion de la puissance réactive conçus pour les dispositifs D-FACTS.

Dans ce contexte, la première solution consiste à développer deux stratégies de commande par mode glissant pour la turbine et la génératrice éolienne dans un réseau déséquilibré. La seconde solution concerne l'incorporation matérielle d'un système D-FACTS pour la gestion des puissances réactives entre le parc éolien et le réseau de distribution au vu de son intégration dans un réseau électrique Algérien. Cette solution est assurée par un état de l'art, puis, une étude comparative technico-économique entre deux systèmes D-FACTS parallèles le D-SVC et le D-STATCOM afin de choisir le système de gestion d'énergie réactive le plus approprié aux parcs éoliens. Il s'agit aussi d'introduire le système de stockage à court terme à base d'un super-condensateur pour améliorer le fonctionnement du D-STATCOM et les performances dynamiques du système éolien connecté au réseau équilibré durant différents défauts électriques et durant le réseau déséquilibré avec une commande par mode glissant d'ordre fractionnaire.

PhD thesis abstract

The legalization of electricity market and dissemination of distributed generation in Algeria leads in the field of electrical engineering to some technical problems. In particular, these problems are induced by the impact of new types of renewable energy sources in the electrical network, not designed to be host by the overall management of the distribution network during electrical defects in the electrical networks. Then, with the massive development of wind energy, the technical requirements for connecting this technology will require the improvement of the fault ride-through capability of grid-connected wind turbines.

The main objective of the research conducted by this thesis is to improve the stability, reliability of wind farms grid-connected, based on Doubly Fed Induction Generator (DFIG) and the multilevel converters for the management of reactive power and quality of produced active power that wind farms can offer to the distribution networks. Therefore, our thesis has two solutions for development of wind turbines and their dynamic performances in electricity networks during electrical faults. First, we will study the use of a software solution based on new control algorithms of the wind generation system, to improve the stability and dynamic performances of wind farms connected to electrical grids. Secondly, we used a hardware solution, for the purpose of optimization, developed for voltage control algorithms and management of reactive power that are conceived for the D-FACTS devices.

In this context, the first solution is to develop two sliding mode control strategies of the wind turbine and generator during unbalanced grid voltage. The second solution addresses the physical incorporation of D-FACTS system for managing reactive power between the wind farm and the distribution network in view of its integration in an Algerian electrical grid. This solution is provided by a state of the art, then, a technical-economic comparative study between D-SVC and D-STATCOM to optimally choose the most suitable system to the wind farm. It is also to introduce the short-term energy storage system based on a super-capacitor to improve the operation of D-STATCOM and the dynamic performances of the grid-connected wind farm with control approach by fractional order sliding mode during different grid faults and unbalanced grid voltage.