

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة الدكتور الطاهر مولاي سيدة

Université Saida Dr Tahar Moulay –
Faculté de SCIENCES ET TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Mémoire de fin d'études présenté pour l'obtention du Diplôme de MASTER

En : Électrotechnique

Spécialité : Électrotechnique Industrielle

Par : KADDARI Raounek et ZAOUI Bakhta

Sujet

**Supervision d'une ferme éolienne à base des GADAs en vue
d'une intégration à un réseau électrique**

Soutenue publiquement en **24/06/2025** devant le jury composé de :

Mlle. CHERIFI Djamila	MCA	Univ. Saida	Président
Mr. TERRAS Tahar	MCA	Univ. Saida	Rapporteur
Mr. BENMAHDJOUR Mohammed Amin	MCA	Univ. Saida	Examineur

Année universitaire 2024/2025

Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier notre encadreur **Dr. TERRAS Tahar** pour avoir accepté de nous diriger au cours de ce mémoire, qui a lui-même proposé, pour sa disponibilité, sa grande patience et son expérience mise à notre disposition ; ainsi que pour le soutien et le temps qu'il a bien voulu nous consacrer.

Nous tenons, aussi, à remercier les membres du Jury, pour avoir généreusement accepté de consacrer du temps pour lire et critiquer ce travail avec partialité.

Nos remerciements vont également à l'ensemble de nos enseignants en graduation qui ont contribué à notre formation et qui sont restés disponibles, et surtout **M. ATALLAH Meddah.**

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail:

*A mon père pour son soutien et ses sacrifices durant toute ma vie et son souhait de me voir
réussir dans mes études ;*

A ma très chère mère pour l'appui moral et affectif ;

A mes sœurs, mes oncles et mes tantes

A toute ma famille ZAOUI et BENOUIS

A mes chers amis(es).

*A ma chère amie et binôme KADDARI Raounek qui a eu la patience de me supporter durant
la réalisation de ce mémoire et, qui ma soutenue et encouragée durant tous les moments
difficiles.*

ZAOUI Bakhta

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail:

*A mon père, décédé trop tôt, qui m'a toujours poussé et motivé dans mes études.
J'espère que, du monde qui est sien maintenant, il apprécie cet humble geste comme preuve
de reconnaissance de la part de sa fille qui a toujours prié pour le salut de son âme. Puisse
Dieu, le tout Puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde.*

A ma très chère mère pour l'appui moral et affectif ;

A mes frères, et ma sœur

A toute ma famille KADDARI et DJELLOULI

A mes chers amis(es).

*A ma chère amie et binôme Zaoui Bakhta qui a eu la patience de me supporter durant la
réalisation de ce mémoire et, qui ma soutenue et encouragée durant tous les moments
difficiles.*

KADDARI Raounek

Table de matières

Remerciement.....	i
Table des matières.....	i
Table des notations et des symboles	viii
Introduction générale.....	1
 Chapitre I : Etat de l’art sur le raccordement des fermes éoliennes aux réseaux électriques	
I.1. Introduction.....	3
I.2. Généralités sur les réseaux électriques	3
I.2.1. Réseau électrique de transport et de répartition	4
I.2.2. Réseau électrique de distribution	4
I.3. Définition sur l’énergie éolienne.....	5
I.3.1.1. Eoliennes à vitesse fixe à base d’un Générateur Asynchrone à Cage d’Ecureuil	6
I.3.1.2. Eoliennes à vitesse variable.....	6
I.3.1.2.1. Configuration à vitesse variable à base d’une Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné.....	6
I.3.1.2.2. Configuration à vitesse variable à base d’une Génératrice Asynchrone à Double Alimentation.....	7
I.4. Structure de la ferme éolienne.....	9
I.5. Topologies de raccordement d’une ferme éolienne au réseau électrique	10
I.5.1. Système de raccordements interne	10
I.5.1.1. Système de raccordement interne en AC.....	10
I.5.1.1.1. Système de raccordement interne en AC à configuration radiale	11
I.5.1.1.2. Système de raccordement interne en AC à configuration en anneau.....	11
I.5.1.2. Système de raccordement interne en DC.....	13
I.5.1.2.1. Connexion DC des éoliennes en parallèle.....	13
I.5.1.2.2. Connexion DC des turbines éoliennes en série	13
I.5.2. Système de raccordement externe	14
I.5.2.1. Système de transmission en HVAC	14
I.5.2.2. Système de transmission en HVDC	15
I.6. Intégration de l’énergie éolienne au réseau électrique	16
I.7. Niveaux de tension de raccordement.....	16
I.8. Problèmes techniques de raccordement des éoliennes au réseau électrique.....	17
I.8.1. Problème de l’instabilité de la fréquence (ou de la puissance active)	18
I.8.2. Problème de l’instabilité de la tension (ou de la puissance réactive)	19
I.9. Problème de qualité de l’énergie	20

I.9.1. Problèmes de qualité de l'énergie côté réseau.....	21
I.9.2. Problèmes de qualité de l'énergie côté éolienne	22
I.10. Solutions pour l'intégration des éoliennes au réseau électrique	22
I.11. Conclusion.....	24
Chapitre II : Modélisation et contrôle de la partie mécanique du système éolien	
II.1. Introduction.....	25
II.2. Conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique.....	26
II.3. Conception d'une éolienne à axe horizontal.....	27
II.4. Modélisation de la turbine éolienne.....	30
II.4.2. Modèle du vent.....	30
II.4.2. Puissance aérodynamique.....	31
II.4.3. Dispositif d'entraînement.....	33
II.5. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	36
II.5.1 Objectifs du contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	36
II.5.2. Conception de la stratégie de contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	37
II.5.3. Caractéristiques de puissance et de couple aérodynamique de la turbine éolienne	37
II.6. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable en dessous de la puissance nominale.....	38
II.6.1. Contrôle direct en vitesse.....	38
II.6.1.1. Contrôle direct en vitesse par contrôleur Proportionnel-Intégral.....	40
II.6.1.2.Contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.....	42
II.7. Résultats de simulation des différents algorithmes de la commande MPPT proposées.....	44
II.7.1. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI.....	44
II.7.2. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.....	45
II.8. Interprétation des résultats de simulation.....	46
II.9. Conclusion.....	47
Chapitre III : Modélisation de la partie électrique du système éolien	
III.1. Introduction	48
III.2. Description et modélisation de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	48
III.2.1. Description de la GADA	48
III.3. Modélisation de la machine asynchrone double alimentation.....	49
III.3.1. Hypothèses simplificatrices.....	50
III.3.2. Equations électriques.....	50
III.3.3. Équations Magnétiques (la relation entre le flux et courant)	51

III.3.4. L'équation Mécanique.....	52
III.4. Transformation de PARK.....	52
III.4.1. Définition	52
III.4.2. Choix de référentiel de Park.....	53
III.4.3. Modèle diphasé de la MADA.....	54
III.5. Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras).....	56
III.5.1. Structure et principe de fonctionnement	56
III.5.2. Représentation du redresseur à MLI dans le système triphasé.....	57
III.6. Onduleur à MLI (à deux niveaux et trois bras)	59
III.6.1. Structure et principe de fonctionnement	59
III.6.2. Représentation de l'onduleur de tension dans le système triphasé.....	60
III.7. Commande vectorielle de la MADA.....	61
III.7.1. Principe de la commande vectorielle.....	61
III.7.2. Synthèse de la commande à flux orienté de la GADA.....	62
III.7.3. Modèle simplifié de la GADA avec orientation du flux statorique.....	66
III.7.4. Mise en évidence des termes de couplage.....	67
III.8. Réglage des puissances statoriques de la GADA.....	67
III.9. Réglage des puissances statoriques par la commande vectorielle directe	68
III.10. Réglage des puissances statoriques par la commande vectorielle indirecte.....	75
III.11. Conclusion.....	88

Chapitre IV : Contrôle et gestion d'une ferme éolienne à base des GADAs raccordée au réseau électrique

IV.1. Introduction.....	89
IV.2. Présentation de la ferme éolienne.....	89
IV.3. Contrôle d'une ferme éolienne raccordée au réseau électrique.....	90
IV.3.1. Contrôle de la fréquence (ou de la puissance active).....	90
IV.3.2. Contrôle de la tension (ou de la puissance réactive).....	91
IV.3.3. Nécessité d'un contrôle de la tension.....	91
IV.4. Contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne.....	92
IV.4.1. Gestionnaires du réseau de transport ou du réseau de distribution.....	92
IV.4.2. Supervision centrale d'une ferme éolienne.....	92
IV.4.2.1. Algorithmes de supervision centrale.....	93

IV.4.2.2. Limitations de puissance réactive.....	93
IV.4.2.3. Gestion de la puissance active entre la ferme éolienne et le réseau électrique.....	100
IV.4.2.4. Gestion de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique.....	101
IV.3.2.5. Algorithme de supervision centrale basé sur un régulateur PI.....	103
IV.4.2.6. Algorithme de supervision centrale base sur la distribution proportionnelle.....	105
IV.4.3. Supervision locale d'une ferme éolienne.....	106
IV.4.3.1. Gestion de la puissance active de la GADA.....	106
IV.4.3.2. Gestion de la puissance réactive de la GADA.....	108
IV.4.3.3. Algorithme de gestion des puissances active et réactive du stator et du CCR au niveau de l'unité de supervision locale.....	109
IV.5. Schémas bloc du contrôle et de la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne par l'algorithme de distribution proportionnelle.....	111
IV.6. Résultats de simulation.....	113
IV.6.1. Résultats de simulation de la détermination des puissances de référence.....	113
IV.6. Conclusion.....	117
Conclusion générale.....	118
Bibliographies.....	120
Annexe.....	

..

Table des notations et des symboles

I. Grandeurs et paramètres mécaniques de la turbine éolienne :

a) Grandeurs mécaniques de la turbine éolienne :

E_v	(J)	Energie cinétique du vent,
m	(kg)	Masse de l'air,
V	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent,
A_0	(m.s ⁻¹)	Valeur moyenne du vent,
A_i	(m.s ⁻¹)	Amplitude de chaque turbulence,
V_n	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent nominale,
V_{\min}	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent minimale,
V_{\max}	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent maximale,
V_1	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent en amont,
V_2	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent en aval,
ρ	(Kg.m ⁻³)	Densité de l'air (approximativement 1,225 kg.m ⁻³ à la Pression atmosphérique normale et à 15°C),
S	(m ²)	Surface balayée du rotor,
P_v	(W)	Puissance de sortie du vent d'une turbine idéale,
P_n	(W)	Puissance nominale,
P_{ele}	(W)	Puissance électrique
P_{aer}	(W)	Puissance aérodynamique,
T_{aer}	(N.m)	Couple aérodynamique,
$T_{aer,opt}$	(N.m)	Couple aérodynamique optimal,
T_{ls}	((N.m))	Couple mécanique sur l'arbre lent,
$T_{ls,opt}$	(N.m)	Couple mécanique sur l'arbre lent optimal,
ω_t	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la turbine,
$\omega_{t,opt}$	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la turbine optimale,
ω_{ls}	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de l'arbre lent,
C_p	(-)	Coefficient de puissance,
$C_{p,max}$	(-)	Coefficient de puissance maximal,

λ	(-)	Vitesse relative de la turbine,
λ_{opt}	(-)	Vitesse relative de la turbine optimale,
β	(°)	Angle d'orientation des pales,
R	(m)	Rayon des pales,
θ_t	(rd)	Position angulaire de la turbine,
θ_{ls}	(rd)	Position angulaire de l'arbre lent,
n_g	(-)	Gain de multiplicateur de vitesse,

b) Paramètres mécaniques de la turbine éolienne en (SI) :

J_t	(Kg.m ²)	Inertie du rotor de la turbine,
f_t	(N.m/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux du rotor de la turbine,
B_{ls}	(N.m/rd)	Coefficient de torsion de l'arbre lent,
K_{ls}	(N.m/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent,

II. Grandeurs et paramètres mécaniques de la génératrice :

a) Grandeurs mécaniques de la génératrice :

T_{hs}	(N.m)	Couple de l'arbre rapide,
$T_{hs,opt}$	(N.m)	Couple de l'arbre rapide optimal,
T_{em}	(N.m)	Couple électromagnétique,
ω_g	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la génératrice,
ω_s	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de synchronisme,
θ_s	(rd)	Position angulaire du stator de la génératrice,
θ_t	(rd)	Position angulaire du rotor de la génératrice,
θ_g	(rd)	Position angulaire de la génératrice,
p	(-)	Nombre de paires de pôles,
g	(-)	Glissement,

b) Paramètres mécaniques de la génératrice en (SI) :

J_g	(Kg. m ²)	Inertie du rotor de la génératrice,
f_g	(Nm/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux de la génératrice,

III. Grandeurs et paramètres électrique de la génératrice :

a) Grandeurs électrique au Stator en (SI)

$v_{sa}, v_{sb}, v_{sc},$	(V)	Tensions statoriques triphasées,
$V_{abc,s},$	(V)	Vecteur des tensions statoriques triphasées,
$v_{sd}, v_{sq},$	(V)	Tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
V_{sdq}	(V)	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$i_{sa}, i_{sb}, i_{sc},$	(A)	Courants statoriques triphasés,
$I_{abc,s},$	(A)	Vecteur des courants statoriques triphasés,
$i_{sd}, i_{sq},$	(V)	Courants statoriques diphasés dans le repère (d, q) ,
$I_{sdq},$	(V)	Vecteur des Courants statoriques diphasés dans le repère (d, q) ,

b) Grandeurs électrique au Rotor en (SI)

$v_{ra}, v_{rb}, v_{rc},$	(V)	Tensions rotoriques triphasées,
$V_{abc,r},$	(V)	Vecteur des tensions rotoriques triphasées,
$v_{rd}, v_{rq},$	(V)	Tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{rdq},$	(V)	Vecteur des tensions rotorique diphasées dans le repère (d, q) ,
$i_{ra}, i_{rb}, i_{rc},$	(A)	Courants rotoriques triphasés,
$I_{abc,r},$	(A)	Vecteur des courants rotoriques triphasés,
$i_{rd}, i_{rq},$	(V)	Courants rotoriques diphasés dans le repère (d, q) ,
$I_{rdq},$	(V)	Vecteur des courants rotoriques diphasés dans le repère (d, q)

c) Grandeurs magnétique au Stator en (SI)

$\phi_{as}, \phi_{bs}, \phi_{cs},$	(Wb)	Flux magnétiques au stator,
$\Phi_{abc,s},$	(Wb)	Vecteur de flux magnétiques au stator,
$\phi_{sd}, \phi_{sq},$	(Wb)	Flux statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

d) Grandeurs magnétique au Rotor en (SI)

$\phi_{ar}, \phi_{br}, \phi_{cr},$	(Wb)	Flux magnétiques au rotor,
$\Phi_{abc,r},$	(Wb)	Vecteur de flux magnétiques au rotor,
$\phi_{rd}, \phi_{rq},$	(Wb)	Flux rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

f) Paramètres électrique de génératrice en (SI)

$R_s,$	(Ω)	Résistances statorique par phase,
$R_r,$	(Ω)	Résistances rotorique par phase,

L_s ,	(H)	Inductance cyclique statorique,
L_r ,	(H)	Inductance cyclique rotorique,
L_m ,	(H)	Inductance cyclique mutuelle (entre stator et rotor),
$L_{s\sigma}$	(H)	Inductance de fuite statorique par phase,
$L_{r\sigma}$,	(H)	Inductance de fuite rotorique par phase,
σ	(-)	Coefficient de dispersion : $\sigma = 1 - L_m^2 / (L_s L_r)$,
$T_{r,f}$	(s)	Constante de temps du convertisseur coté réseau,
T_r	(s)	Constante de temps rotorique,

IV. Grandeurs et paramètres du CCR :

a) Grandeurs du CCR :

v_{la}, v_{lb}, v_{lc}	(V)	Tensions d'alimentation du CCR,
$V_{abc,l}$	(V)	Vecteur des tensions d'alimentation triphasées du CCR,
i_{la}, i_{lb}, i_{lc}	(A)	Courants absorbée par le CCR,
$I_{abc,l}$	(A)	Vecteur des courants absorbés par le CCR,
v_{fa}, v_{fb}, v_{fc}	(V)	Tensions triphasées d'entrées du redresseur,
$V_{abc,f}$	(V)	Vecteur des tensions d'alimentation triphasées du CCR,
S_a, S_b, S_c	(-)	Etats des interrupteurs du redresseur dans le repère (a, b, c),
V_{dc}	(V)	Tension de la sortie du redresseur (Bus continu),
i_{dc}	(A)	Courants de la sortie du redresseur (Bus continu),
i_c	(A)	Courants du condensateur,
i_{ch}	(A)	Courants de charge,

b) Paramètres du CCR :

R_f	(Ω)	Résistance de la ligne de connexion,
L_f	(H)	Inductance de la ligne de connexion,
R_{ch}	(Ω)	Résistance de charge,
C	(H)	Capacité de condensateur,

V. Grandeurs et paramètres du CCM :

a) Grandeurs du CCM :

$v_{ond,a}, v_{ond,b}, v_{ond,c}$	(V)	Tensions délivrées par l'onduleur,
-----------------------------------	-----	------------------------------------

$V_{abc,ond}$	(V)	Vecteur des tensions délivrées par l'onduleur,
$i_{ond,a}, i_{ond,b}, i_{ond,c}$	(A)	Courants délivrés par l'onduleur,
$I_{abc,ond}$	(V)	Vecteur des courants délivrés par l'onduleur,
F_a, F_b, F_c	(-)	Etats des interrupteurs de l'onduleur dans le repère (a, b, c),

b) Paramètres du CCM :

R_l	(Ω)	Résistance de filtre,
L_l	(H)	Inductance de filtre,
i	(-)	Indice correspond à chaque éolienne individuelle,
j	(-)	Indice correspond de chaque groupe éolienne,
n	(-)	Nombre des éoliennes de chaque groupe dans la ferme,
N	(-)	Nombre des groupes éoliens dans la ferme,

VI. 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,
S_d, S_q	Axes liés aux enroulements biphasés statoriques,
R_d, R_q	Axes liés aux enroulements biphasés rotoriques,
(d, q)	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme),
(α, β)	Axes de référentiel de Concordia (fixe au stator),
θ (rd)	Position angulaire du rotor par rapport au stator,
θ_s (rd)	Position angulaire du stator par rapport à l'axe (d) ,
θ_r (rd)	Position angulaire du rotor par rapport à l'axe (d) ,

VII. Transformation :

s	Opérateur de LAPLACE,
P	Transformation de PARK $X_{abc} \rightarrow X_{dq}$,
C	Transformation de Concordia $X_{abc} \rightarrow X_{dq}$,

III. Grandeurs de commande :

ω_g	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la génératrice de référence,
θ_g	(rd)	Position angulaire de la génératrice de référence,
T_{em}	(N.m)	Couple électromagnétique de référence,

T_{hs}	(N.m)	Couple de l'arbre rapide de référence,
v_{sd}	(V)	Tension statoriques directe de référence,
v_{sq}	(V)	Tension statoriques en quadratures de référence,
i_{rd}	(A)	Courant rotorique direct de référence,
i_{rq}	(A)	Courant rotorique en quadrature de référence,
P_{WF}	(MW)	Puissance active de référence de la ferme éolienne,
Q_{WF}	(MVar)	Puissance réactive de référence de la ferme éolienne,
P_{WG}	(MW)	Puissance active de référence d'un groupe éolienne,
Q_{WG}	(MVar)	Puissance réactive de référence d'un groupe éolienne,
P_{WT}	(MW)	Puissance active de référence d'une turbine éolienne,
Q_{WT}	(MVar)	Puissance réactive de référence d'une turbine éolienne,
P_s	(MW)	Puissance active de référence du stator de la GADA,
Q_s	(MVar)	Puissance réactive de référence du stator de la GADA,
P_f	(MW)	Puissance active de référence du CCR,
Q_f	(MVar)	Puissance réactive de référence du CCR,

IX. Nomenclature :

En Français Nomenclature :

THT	Très Haute Tension,
HT	Haute Tension,
MT	Moyenne Tension,
BT	Basse Tension,
SCEE	Système de Conversion d'Energie Eolienne,
MAS	Machine Asynchrone,
GACE	Génératrice Asynchrone à Cage d'Ecureuil,
GARB	Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné,
GADA	Génératrice Asynchrone à Double Alimentation,
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation,
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimant Permanents,

GSRB	Génératrice Synchrone à Rotor Bobiné,
CTR	Conditions Techniques de Raccordement,
TRF	Transformateur,
KM	Contacteur,
CCM	Convertisseur Côte Machine,
CCR	Convertisseur Côte Réseau,
CM	Côte Machine,
CR	Côte Réseau,
PCC	Point Commune de Connexion,
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion,
FEM	Force Electromotrice,
CEI	Commission Electrotechnique Internationale,
PI	Proportionnel-Intégral,
FPU	Facteur de puissance unitaire,
En Anglais	
AC	Alternative Current,
DC	Direct Current,
HVAC	High Voltage Alternating Current,
HVDC	High Voltage Direct Current,
GTO	Gate Turn -Off Thyristor,
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor,
MOSFET	Metal-Oxyde-Semi conducteur Field Effect Transistor,
PWM	Pulse Width Modulation
FACTS	Flexible Alternatif Curent Transmission System,
SVC	Static VAr Compensator,
TSR	Tip Speed Ratio,
MPPT	Maximum Power Point Tracking,
FAST	Fatigue, Aerodynamic, Structures, and Turbulence,
NREL	National Renewable Energy Laboratory,
IBSC	Integral Backstepping Control,
PLL	Phase Locked Loop,
SCADA	Supervisory, Control And Data Acquisition,
DPC	Direct Power Control,
DVR	Dynamic Voltage Restorer,
SSSC	Static Synchronous Series Compensation.

Introduction générale

Contexte

La transition énergétique mondiale impose de repenser les modes de production et de gestion de l'électricité, en intégrant davantage d'énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Parmi ces sources, l'énergie éolienne occupe une place de plus en plus importante en raison de sa disponibilité, de sa maturité technologique et de son faible impact environnemental. Toutefois, son intégration à grande échelle dans les réseaux électriques soulève plusieurs défis techniques et organisationnels liés à l'intermittence de la production, à la stabilité du réseau, à la qualité de l'énergie et à la fiabilité des installations.

Dans ce contexte, La supervision d'une ferme éolienne constitue un élément essentiel pour assurer son bon fonctionnement, sa performance énergétique et la sécurité de ses équipements. Grâce à des systèmes automatisés comme les logiciels SCADA, les opérateurs peuvent surveiller en temps réel des paramètres critiques tels que la vitesse du vent, la production électrique ou encore l'état des composants mécaniques. Cette surveillance continue permet non seulement de détecter rapidement les anomalies ou pannes potentielles, mais aussi d'optimiser la maintenance en adoptant une approche préventive ou prédictive. En contribuant à maximiser la production d'énergie tout en réduisant les coûts d'exploitation, la supervision participe directement à la rentabilité et à la durabilité de l'exploitation éolienne.

Ce mémoire s'inscrit dans cette perspective et vise à étudier l'apport des GADAs pour l'intégration efficace d'un parc éolien dans un réseau électrique. La supervision d'une ferme éolienne vise principalement à assurer une production d'énergie optimale, fiable et sécurisée. Elle permet de surveiller en temps réel le fonctionnement des éoliennes, de détecter rapidement les anomalies, et d'anticiper les pannes pour réduire les arrêts. Elle contribue ainsi à optimiser les performances, prolonger la durée de vie des équipements et diminuer les coûts de maintenance.

Problématique

L'intégration d'une ferme éolienne dans un réseau électrique pose plusieurs défis majeurs liés à la nature intermittente et difficilement prévisible de la ressource éolienne. La variabilité du vent engendre des fluctuations de puissance qui peuvent compromettre la stabilité du réseau, en affectant la tension, la fréquence et la qualité du courant injecté. De plus, les systèmes de conversion utilisés peuvent introduire des harmoniques et des perturbations électromagnétiques. À cela s'ajoute la nécessité d'une supervision efficace permettant de détecter rapidement les défauts, d'assurer la continuité de service et de coordonner le fonctionnement des éoliennes. L'infrastructure électrique existante doit parfois être renforcée pour absorber les pointes de production, ce qui engendre des coûts supplémentaires. Ces contraintes techniques et économiques rendent indispensable le développement de systèmes de supervision avancés, capables de garantir une intégration fiable et sécurisée de l'énergie éolienne dans le réseau.

Organisation de l'étude

Ce manuscrit a été structuré de façon à faciliter la compréhension de la démarche adoptée pour atteindre les objectifs de ce mémoire. Il est ainsi divisé en quatre chapitres, chacun mettant en avant un aspect spécifique du travail réalisé.

Dans le premier chapitre, on présente une synthèse des enjeux techniques liés au raccordement des fermes éoliennes aux réseaux électriques. Il aborde la structure des réseaux, les différents types de génératrices éoliennes et leurs caractéristiques, ainsi que les topologies de connexion (AC/DC). Les défis majeurs comme la stabilité de fréquence et de tension y sont analysés, avec des solutions proposées telles que les compensateurs STATCOM et les stratégies LVRT. Ces éléments fournissent une base essentielle pour comprendre l'intégration optimale de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques.

Dans le second chapitre, nous nous intéresserons à la modélisation et le contrôle de la partie mécanique d'une turbine éolienne à deux masses, afin d'optimiser l'extraction de la puissance maximale (MPPT). Il compare deux stratégies de contrôle : un régulateur PI classique et un contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC), en évaluant leur efficacité face aux variations aléatoires du vent. Les résultats mettent en évidence la supériorité de l'approche IBSC en termes de robustesse et de stabilité, tout en minimisant les contraintes mécaniques.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation de la partie électrique d'un système éolien basé sur une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) et de développer des stratégies de commande vectorielle permettant de contrôler les puissances active et réactive. À travers l'analyse des équations électriques et mécaniques, et l'utilisation de la transformation de Park, le chapitre présente une approche simplifiée et efficace pour optimiser le fonctionnement de la GADA. Des simulations confirment la performance des méthodes de commande proposées, contribuant ainsi à une meilleure intégration des éoliennes au réseau électrique.

Le dernier chapitre, présente des méthodes avancées de contrôle et de gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique. Il propose des algorithmes de supervision centrale et locale permettant de suivre les consignes imposées par le gestionnaire de réseau, tout en assurant la stabilité de la tension et de la fréquence au point de couplage. Ces stratégies sont validées par des simulations sous MATLAB/Simulink, démontrant leur efficacité dans différents modes de fonctionnement, notamment en mode normal (FPU) et en présence de défauts (creux de tension).

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 débutant ou demaine, n'ait pas trop à se reporter à la littérature sur le sujet.

I.1.	Introduction	3
I.2.	Généralités sur les réseaux électriques	3
I.2.1.	Réseau électrique de transport et de répartition.....	4
I.2.2.	Réseau électrique de distribution.....	4
I.3.	Définition sur l'énergie éolienne	5
I.3.1.1.	Eoliennes à vitesse fixe à base d'un Générateur Asynchrone à Cage d'Ecureuil.....	6
I.3.1.2.	Eoliennes à vitesse variable.....	6
I.3.1.2.1.	Configuration à vitesse variable à base d'une Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné	6
I.3.1.2.2.	Configuration à vitesse variable à base d'une Génératrice Asynchrone à Double Alimentation.....	7
I.4.	Structure de la ferme éolienne	9
I.5.	Topologies de raccordement d'une ferme éolienne au réseau électrique	10
I.5.1.	Système de raccordements interne	10
I.5.1.1.	Système de raccordement interne en AC.....	10
I.5.1.1.1.	Système de raccordement interne en AC à configuration radiale.....	11
I.5.1.1.2.	Système de raccordement interne en AC à configuration en anneau	11
I.5.1.2.	Système de raccordement interne en DC.....	13
I.5.1.2.1.	Connexion DC des éoliennes en parallèle	13
I.5.1.2.2.	Connexion DC des turbines éoliennes en série	13
I.5.2.	Système de raccordement externe	14
I.5.2.1.	Système de transmission en HVAC	14
I.5.2.2.	Système de transmission en HVDC	15
I.6.	Intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique	16
I.7.	Niveaux de tension de raccordement.....	16
I.8.	Problèmes techniques de raccordement des éoliennes au réseau électrique.....	17
I.8.1.	Problème de l'instabilité de la fréquence (ou de la puissance active)	18
I.8.2.	Problème de l'instabilité de la tension (ou de la puissance réactive)	19
I.9.	Problème de qualité de l'énergie	20
I.9.1.	Problèmes de qualité de l'énergie côté réseau.....	21
I.9.2.	Problèmes de qualité de l'énergie côté éolienne	22
I.10.	Solutions pour l'intégration des éoliennes au réseau électrique	22
I.11.	Conclusion.....	24

I.1. Introduction

Le raccordement des fermes éoliennes aux réseaux électriques constitue une thématique cruciale dans le cadre de la transition énergétique mondiale. Face aux enjeux environnementaux et à la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, les énergies renouvelables, et en particulier l'énergie éolienne, jouent un rôle stratégique dans le développement des systèmes énergétiques durables. Cependant, leur nature intermittente, leur variabilité et leur localisation géographique souvent éloignée des centres de consommation posent des défis significatifs pour les réseaux électriques conventionnels.

Dans ce chapitre, nous allons exposer l'état de l'art sur le raccordement des fermes éoliennes aux réseaux électriques. Dans la première partie, nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques. Après cela, nous allons présenter les différents types de machines électriques utilisées dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne. Ensuite, nous allons rappeler les différentes topologies de raccordements d'une ferme éolienne au réseau électrique. Puis, nous discuterons des conditions techniques pour connecter la ferme éolienne au réseau électrique.

Enfin, nous allons exposer les problèmes techniques et les solutions pour intégrer l'énergie éolienne au réseau électrique.

I.2. Généralités sur les réseaux électriques

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produit par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés.

- Les transits de puissances circulent de l'amont de puis les productions d'énergie de type grosses centrales thermique, hydraulique ou nucléaire vers l'aval représenté par les consommateurs.
- Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir : le réseau de transport et d'interconnexion, de répartition et de distribution (voir la Figure I.1) Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources ou sont logés les transformateurs.

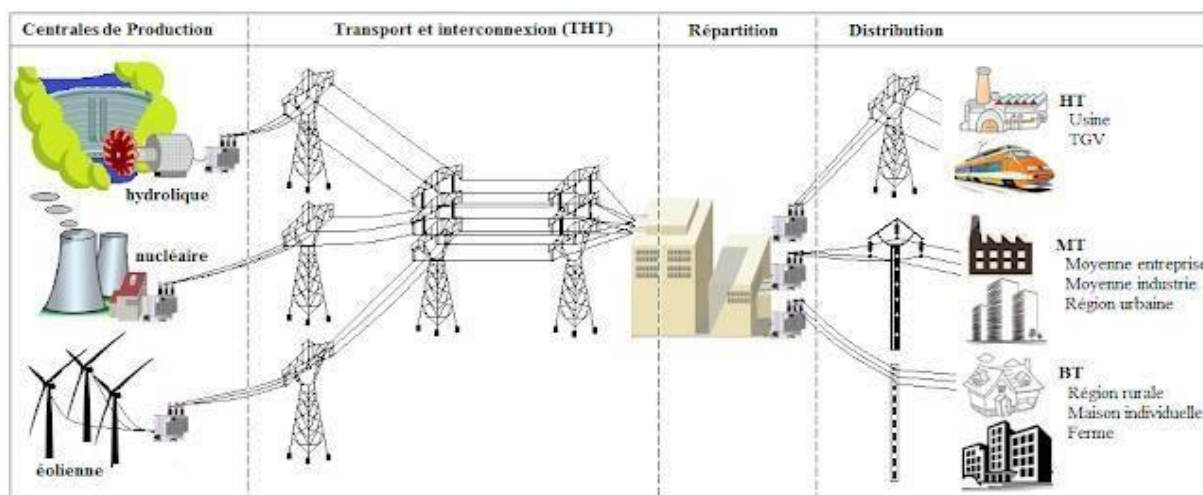


Figure I.1 : Hiérarchisation des réseaux électriques.

I.2.1. Réseau électrique de transport et de répartition

La fonction de base du réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique depuis des centrales de production vers les consommateurs électriques. De plus, il permet de transporter l'énergie d'une région à l'autre en cas d'urgence. En effet, les niveaux de tension utilisés pour le transport sont différents d'un pays à l'autre. Généralement, ce type de réseau est divisé en deux niveaux de tension : le premier est le réseau de transport et d'interconnexion à Très Haute Tension (THT ou HTB) de 225kV à 400kV, tandis que le deuxième est le réseau de transport à Haute Tension de 63kV à 90kV. Ce dernier réseau représente le réseau de répartition. Ce dernier, joue un rôle d'intermédiaire entre le réseau de transport et d'interconnexion et le réseau de distribution comme il peut d'évacuer la puissance produite par les petites centrales, d'ordre de 250 MW et moins [Bor-05].

I.2.2. Réseau électrique de distribution

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de transformation HTA/BT qui constituent le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique.

- Réseau électrique de distribution à Moyenne Tension (MT ou HTA) : de 3kV à 33 kV.
- Réseau électrique de distribution à Basse Tension (BT) : de 110V à 600 V. notre réseau utilisé (400/230 V)

La Figure I.2, présente le schéma d'un poste HT/MT (HTB/HTA), illustrant la manière d'alimentation d'un réseau de distribution.

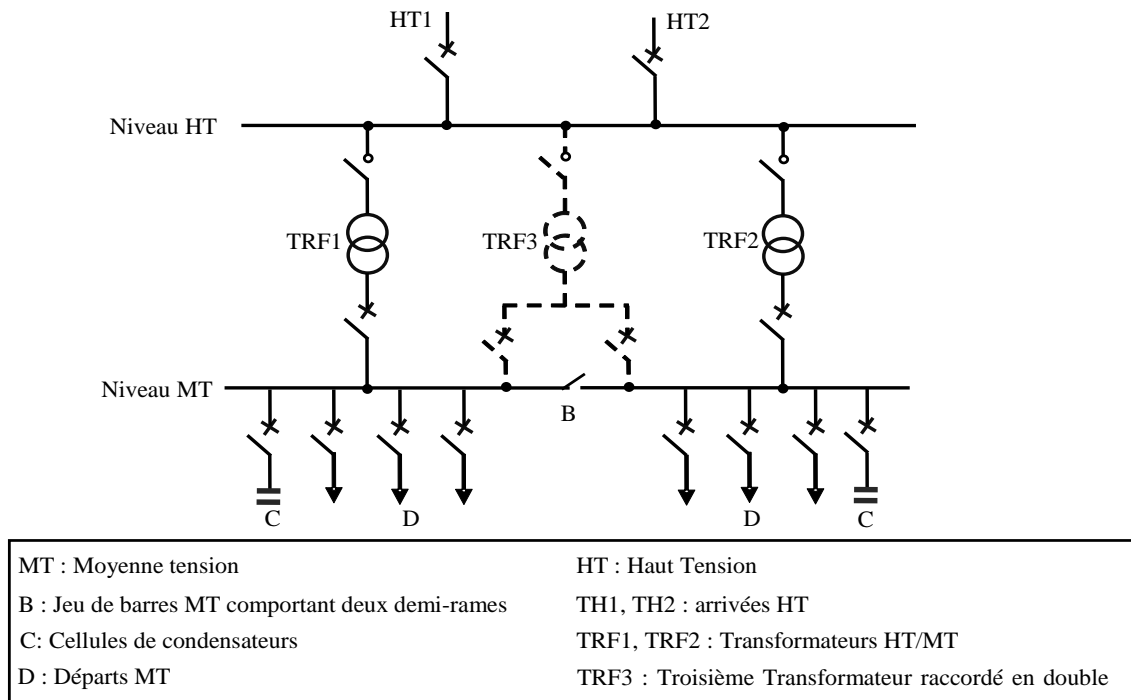


Figure I. 2 : Schéma synoptique d'un poste HT/MT.

I.3. Définition sur l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie « renouvelable » non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 100m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences.

I.3.1. Types de fonctionnement des éoliennes

Le système éolien transforme l'énergie une partie de l'énergie cinétique du vent en électricité. Lorsque le vent souffle, il fait tourner les pales, qui sont reliées à un rotor. Ce mouvement de rotation est transmis à un générateur par une boîte de vitesses, où il est transformé en énergie électrique. La nacelle s'oriente automatiquement face au vent pour maximiser l'efficacité, et l'électricité produite est ensuite ajustée et injectée dans le réseau pour alimenter les consommateurs.

Il y'a quatre catégories d'éoliennes sont :

- Eoliennes à vitesse fixe à base d'un Générateur Asynchrone à Cage d'Ecureuils (GACE).
- Eoliennes à vitesse variable à base d'un Générateur Asynchrone à Rotor Bobiné (la plage de variation de la vitesse 10% GARB).
- Eoliennes à vitesse variable à base d'un Générateur Asynchrone à Double Alimentation (la plage de variation de la vitesse 30% GADA).

- Eoliennes à vitesse variable à base d'un Générateur Asynchrone à Cage d'Ecureuil, Générateur Synchrone à Aimant Permanent et Générateur Synchrone à Rotor Bobiné (la plage de variation de la vitesse 100% GACE, GSAP et GSRB).

I.3.1.1. Eoliennes à vitesse fixe à base d'un Générateur Asynchrone à Cage d'Ecureuil

Dans le système de conversion de l'énergie éolienne (SCEE), la première configuration d'éoliennes de grandes puissances mise en œuvre sur le marché à utiliser des GACEs sans interface de convertisseur d'électronique de puissance. Pour cette configuration, le stator de la GACE est directement connecté au réseau via un démarreur progressif qui est constitué des thyristors antiparallèles, d'une banque de condensateurs et d'un transformateur élévateur. Le schéma de cette configuration est illustré sur la Figure I.3.

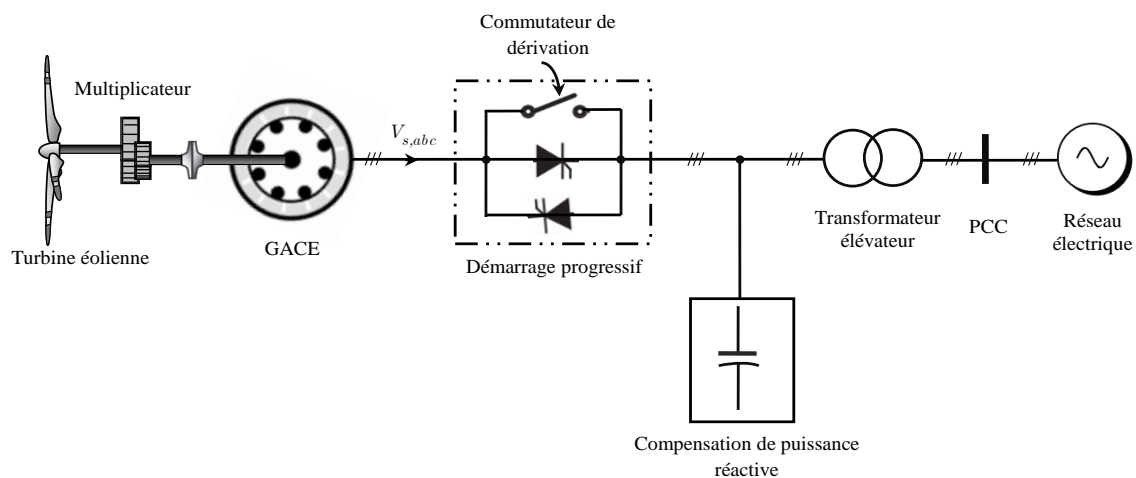


Figure I. 3 : Eolienne à vitesse fixe à base d'une GACE.

I.3.1.2. Eoliennes à vitesse variable

Dans ce type de fonctionnement il y a plusieurs configurations :

I.3.1.2.1. Configuration à vitesse variable à base d'une Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné

La configuration d'un SCEE à vitesse variable à base d'une Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné (GARB) est illustrée sur la Figure I.4. Cette configuration nécessite également un démarrage progressif et un système de compensation de la puissance réactive. Dans ce type, le stator de la GARB est similaire au stator de la GACE, mais le rotor à cage est remplacé par un rotor bobiné. Ceci permet de contrôler la résistance rotorique à travers un convertisseur statique. Ce convertisseur est réalisé par un redresseur à pont de diodes triphasé et un hacheur à transistor bipolaire à grille isolée (*En anglais : Insulated-Gate Bipolar Transistor ou IGBT*). Il permet d'obtenir une résistance rotorique variable. La variation de la résistance du rotor modifie la caractéristique de couple/vitesse du générateur, permettant à l'éolienne de fonctionner à vitesse variable; cette configuration est souvent appelée éolienne **Optislip** [Ata-24].

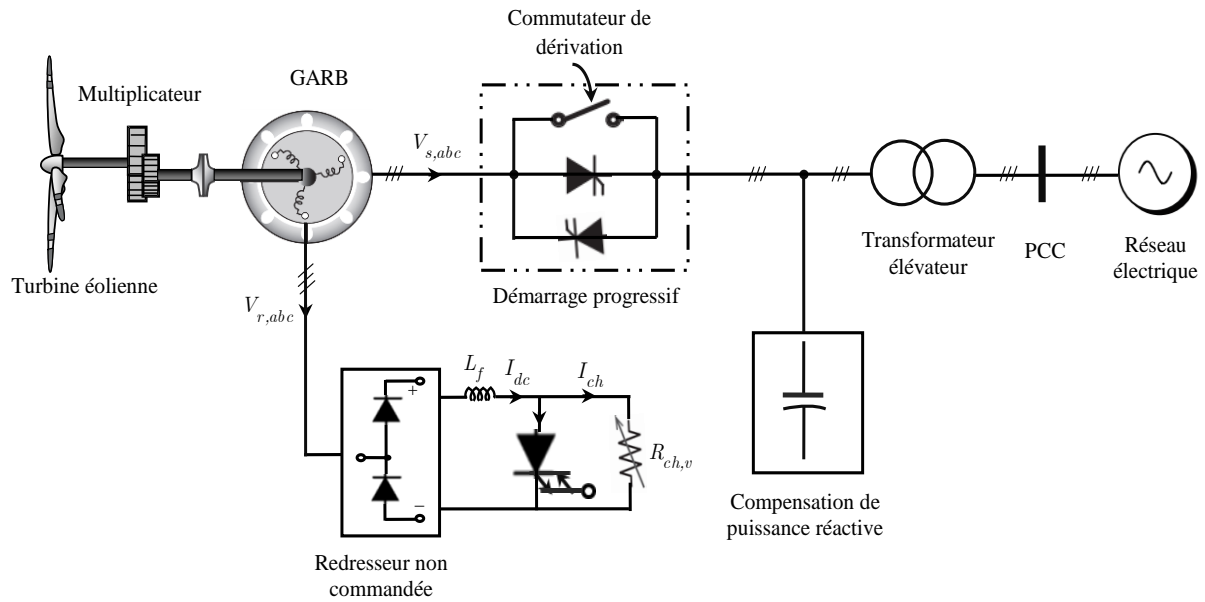


Figure I. 4 : Eolienne à vitesse variable à base d'une GARB.

La plage de variation de la vitesse est généralement limitée à environ 10 % au-dessous de la vitesse nominale. Avec des opérations à vitesse variable, le système de conversion de l'énergie éolienne peut capter une puissance du vent légèrement élevée avec une contrainte réduite sur les composants mécaniques et peut entraîner des pertes d'énergie dans la résistance du rotor.

I.3.1.2.2. Configuration à vitesse variable à base d'une Génératrice Asynchrone à Double Alimentation

Afin d'augmenter la plage de variation de la vitesse de fonctionnement des éoliennes et d'éliminer le démarrage progressif et le système de compensateurs de puissance réactive côté réseau, des éoliennes à vitesse variable à base des Génératrices Asynchrones à Doubles Alimentations (GADAs) ont été développées [Pen-96]. Le schéma de cette configuration est illustré sur la Figure I.5. Pour cette configuration, on remplace la résistance externe connectée aux enroulements rotoriques, dans l'éolienne à base de GARB, par un convertisseur statique commandable.

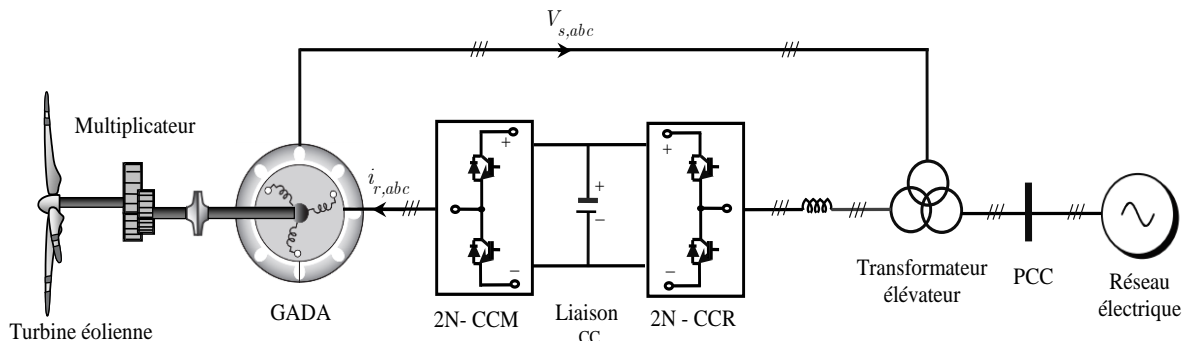


Figure I. 5 : Eolienne à vitesse variable à base d'une GADA.

Les enroulements statoriques de la GADA sont connectés directement au réseau électrique, tant dis que les enroulements rotoriques sont connectés au réseau via un convertisseur d'électronique de puissance. Les convertisseurs d'électronique de puissance connectés aux enroulements du rotor peuvent assurer une variation de 30% de la vitesse nominale de la GADA [Sal-04]. Ces convertisseurs sont constitués de convertisseurs de source de tension connectés dans une configuration dos-à-dos.

I.3.1.2.3. Configuration à vitesse variable à base d'une GACE (ou GSAP ou GSRB) avec convertisseur d'électronique de puissance

Le schéma de cette configuration est illustré à la Figure I.6. Cette configuration permet un fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse du vent. Elle utilise des génératrices de types GACE ou Génératrice Synchrone à Aimant Permanent (GSAP) ou Génératrice Synchrone à Rotor Bobiné (GSRB), où les enroulements du stator sont connectés au réseau électrique via un convertisseur d'électronique de puissance pour traiter toute l'énergie électrique produite.

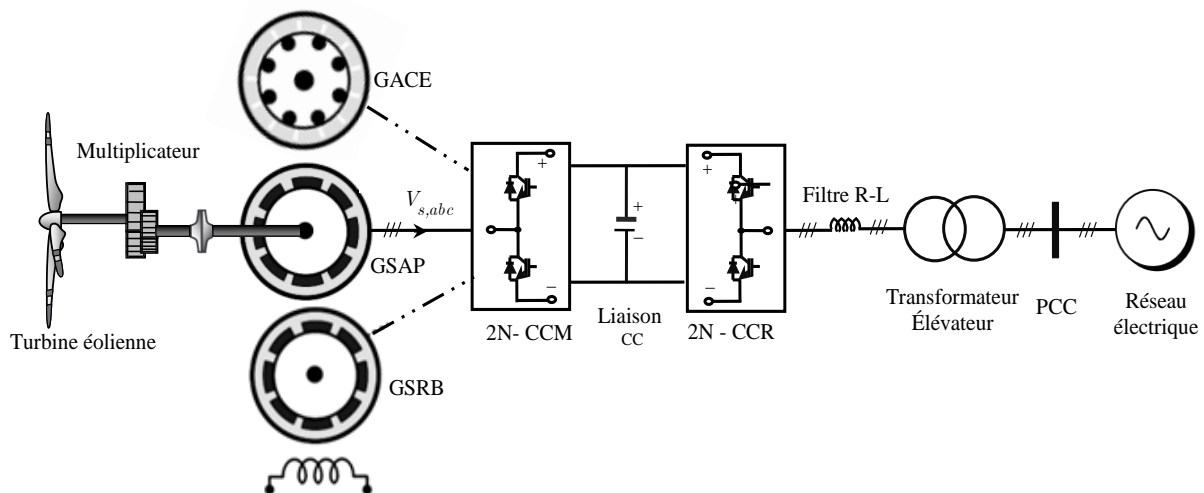


Figure I. 6 : Eolienne à vitesse variable à base d'une GACE (ou GSAP ou GSRB) avec convertisseur d'électronique de puissance.

Dans cette configuration, le dimensionnement des convertisseurs d'électronique de puissance passe à 100 % de la puissance mise en jeu, au lieu de 30% pour les éoliennes à base de GADA [Ata-24]. Dans ce cas, le dimensionnement des convertisseurs d'électroniques de puissance, le coût et la complexité du système global augmentent. Par conséquent, les pertes dans les convertisseurs d'électronique de puissance sont plus élevées, ce qui réduit le rendement énergétique.

▪ Avantages et Inconvénients

Les avantages et les inconvénients des aérogénérateurs sont résumés dans le tableau I.1.

Tableau I.1 : Avantages et inconvénients des aérogénérateurs.		
Génératrices	Avantages	Inconvénients
GACE	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Construction simple et robuste. ✓ Coût de maintenance réduit. ✓ Largement disponible pour les applications en MW. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Coût d'implémentation et de maintenance ✗ Manque de flexibilité ✗ Problèmes techniques et dépendance à la technologie
GARB/GADA	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Réduction des pertes et amélioration de l'efficacité. ✓ Compensation de puissance réactive flexible. ✓ Contrôle flexible des puissances active et réactive. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Les coûts d'équipement et de maintenance sont assez élevés. ✗ Sensibilité aux perturbations du réseau. ✗ Les bagues collectrices nécessitent un entretien régulier.
GSAP	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Contrôle indépendant des puissances active et réactive. ✓ Compensation de puissance réactive flexible et adaptable. ✓ Réduction des pertes et amélioration de l'efficacité. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ En raison d'un aimant permanent, les coûts d'équipement sont élevés. ✗ Démagnétisation éventuelle d'aimant permanent. ✗ Les pertes dans le convertisseur de puissance sont plus élevées.
GSRB	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Contrôle de la puissance active et réactive indépendant. ✓ Possibilité de réaliser des opérations à couple élevé. ✓ Élimine le besoin de la boîte de vitesse. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Coût de la maintenance relativement élevé. ✗ Pertes plus élevées dans le convertisseur de puissance. ✗ Nécessite un circuit d'excitation et des bagues collectrices.

I.4. Structure de la ferme éolienne

Une structure de la ferme éolienne est illustrée sur la Figure I.7 et est constituée d'éoliennes de type GADA de 1,5 MW chacune. Elle est organisée en (N) groupes avec (n) GADA dans chaque groupe. Chaque GADA génère une tension de 0,69 kV ; les GADAs d'un même groupe sont connectés en parallèle sur le jeu de barres à l'aide des transformateurs élévateurs 0,69 kV/20 kV, et de câbles de moyenne tension de 20 kV. Chaque jeu de barre est connecté au point de connexion de la ferme à l'aide de câbles de moyenne tension de 20 kV. Enfin, cette ferme est raccordée au réseau électrique via un transformateur principal de 20 kV / 66 kV.

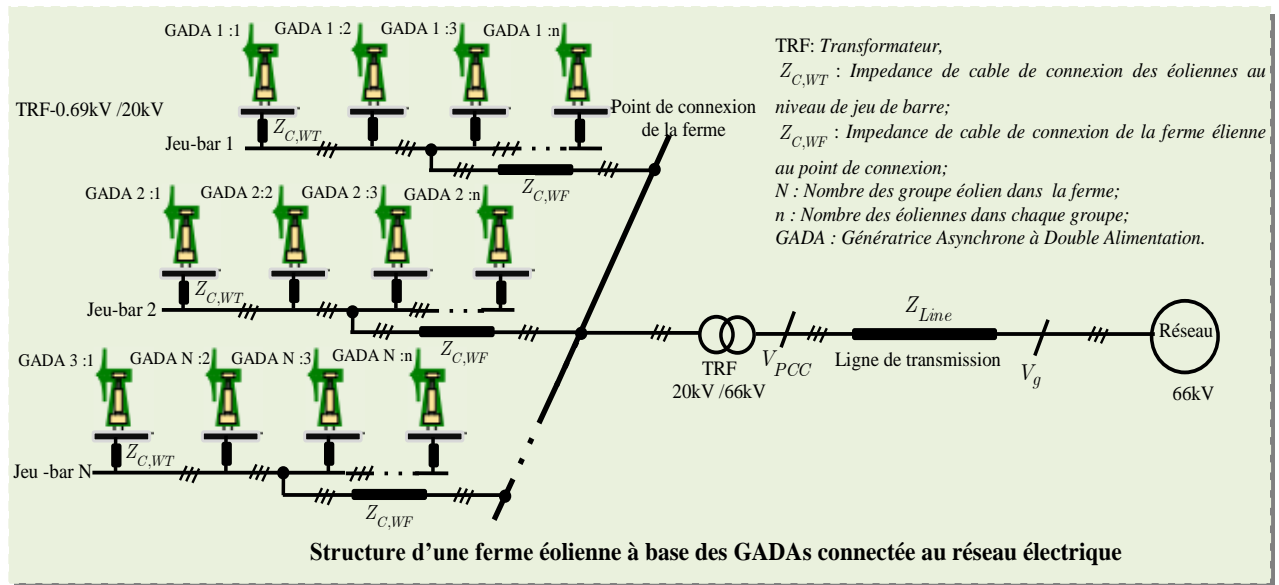


Figure I. 7 : Structure d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique.

I.5. Topologies de raccordement d'une ferme éolienne au réseau électrique

Le système de raccordement d'une ferme éolienne au réseau électrique peut être décomposé en deux sous-systèmes, qui sont :

- **Système de collecte ou de raccordement interne** : Ce système consiste à raccorder tous les générateurs éoliens entre eux,
- **Système de raccordement externe** : Ce système consiste à raccorder le système de collecte au réseau électrique afin de transmettre l'énergie électrique vers le réseau en courant alternatif ou en courant continu.

I.5.1. Système de raccordements interne

Le système de raccordement interne, ou raccordement des éoliennes, rassemble la production d'énergie de chaque générateur éolien par des câbles MT et l'achemine vers le point de connexion de la ferme éolienne au réseau électrique. Le système de raccordement interne est classé principalement en deux types de raccordement :

- 1) Le système de raccordement interne en AC,
- 2) Le système de raccordement interne en DC.

I.5.1.1. Système de raccordement interne en AC

Généralement, dans le système de raccordement interne en AC, les éoliennes sont raccordées en parallèle, produisant ainsi une tension alternative d'amplitude variable. Cette tension doit être adaptée à la tension du réseau électrique par le contrôle des éoliennes. Il existe trois configurations de raccordement interne en AC, qui sont classées comme suit [Ata-24] :

- 1) Le raccordement interne en radial,
- 2) Le raccordement interne en anneau,

3) Le raccordement interne en étoile.

I.5.1.1.1. Système de raccordement interne en AC à configuration radiale

Le système de raccordement interne en AC à configuration radiale, également connu sous le nom de raccordement interne en chaîne, est le système de raccordement le plus simple. Dans ce système, les éoliennes d'une même chaîne, même groupe, sont raccordées par un seul câble d'alimentation triphasé. Ce système de raccordement est peu coûteux et peut être protégé par un système de protection simple. Cependant, le niveau de fiabilité de ce système de raccordement est faible vu qu'une défaillance d'un câble ou d'une protection causerait la perte de toute la production des éoliennes pendant le défaut ou la réparation du défaut. Le système de raccordement en AC à configuration radiale est représenté sur la Figure I.8

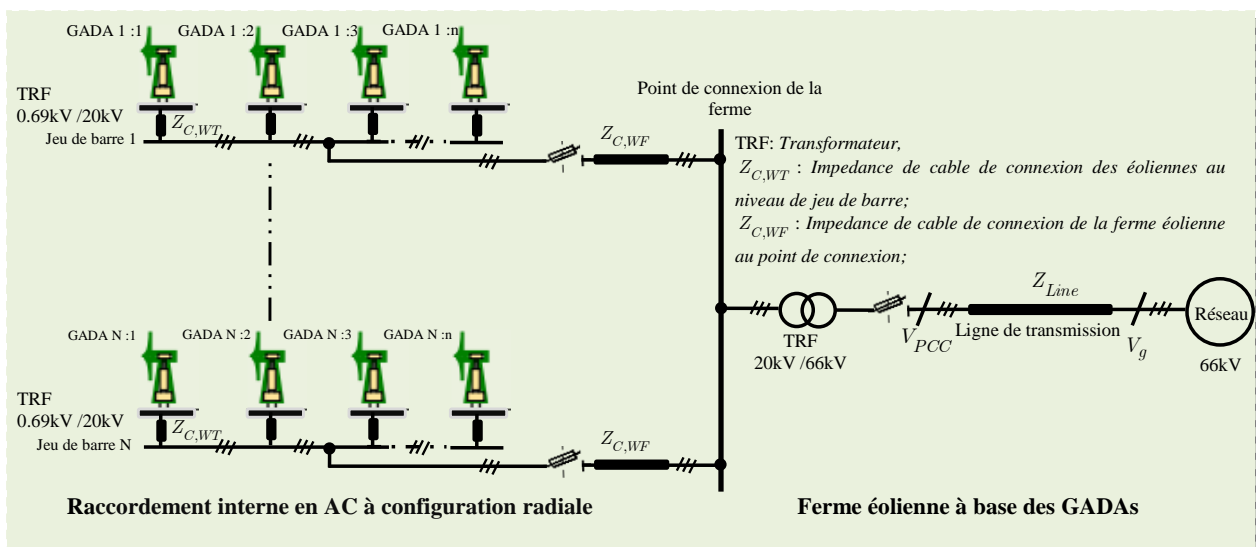


Figure I. 8 : Schéma de raccordement interne en AC à configuration radiale.

I.5.1.1.2. Système de raccordement interne en AC à configuration en anneau

Le système de raccordement en AC à configuration en anneau a une plus grande fiabilité par rapport au système de raccordement en AC à configuration radiale. Ce système de raccordement assure la continuité du service en cas où un défaut survient. De plus, il assure une meilleure sécurité d'approvisionnement. Cette configuration augmente le coût de réalisation en raison de la longueur importante des câbles. Il existe deux topologies du système de raccordement en anneau, à savoir, la configuration à simple face et la configuration à double face.

- **Configuration en anneau à simple face**

La configuration en anneau à simple face est illustrée sur la Figure I.9. Pour chaque groupe éolien, un câble supplémentaire est utilisé pour relier la dernière éolienne au jeu de barres de connexion des éoliennes. Ce câble doit être dimensionné pour transporter le flux de puissance total du groupe éolien en cas d'un défaut dans le premier câble.

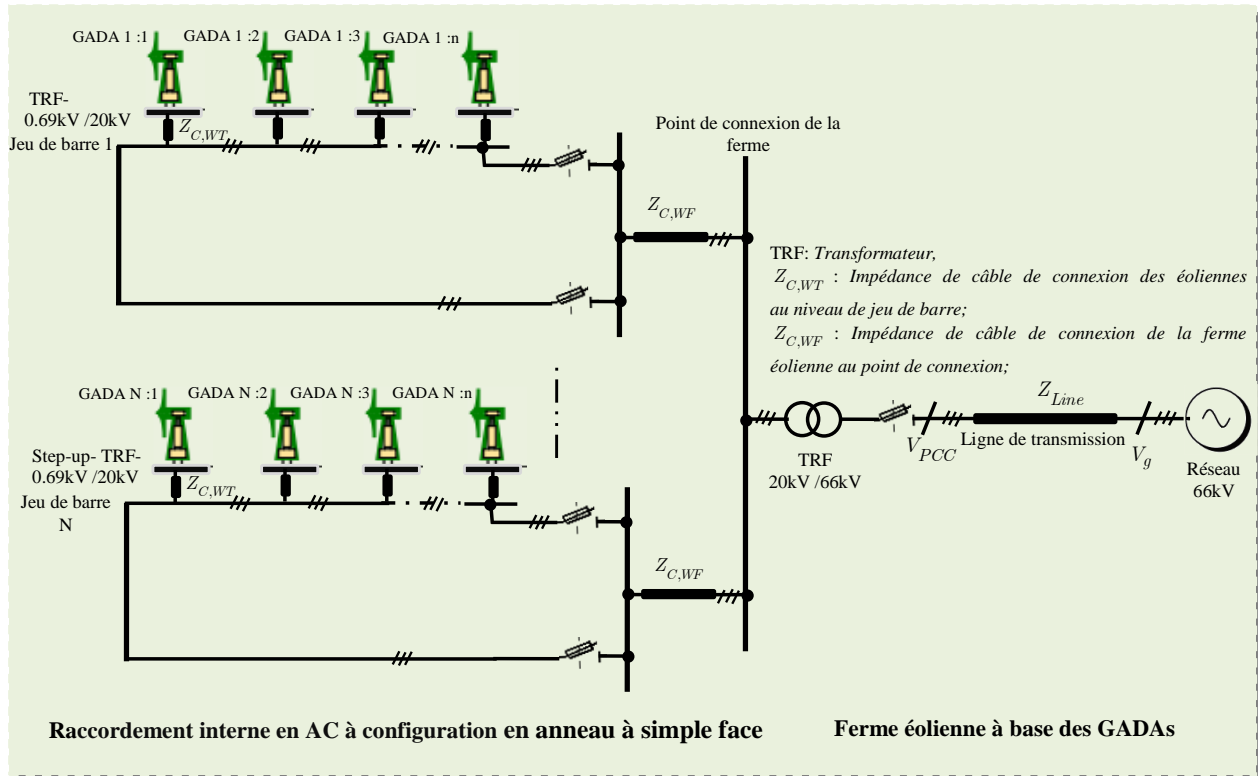


Figure I. 9 : Schéma de raccordement interne en AC à configuration en anneau à simple face.

- **Configuration en anneau à double face**

La configuration en anneau à double face est représentée sur la Figure I.10. Dans ce cas, la dernière éolienne d'une chaîne est raccordée à la dernière éolienne de la chaîne suivante.

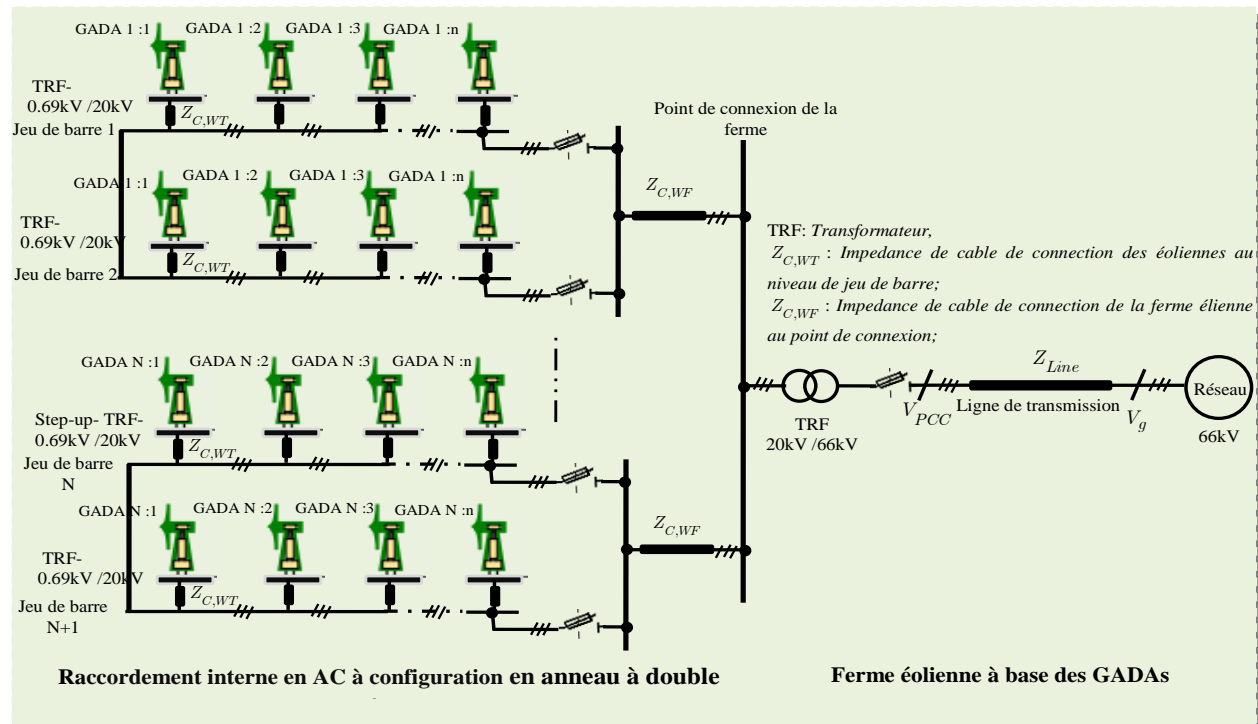


Figure I. 10 : Schéma de raccordement interne en AC à configuration en anneau à double face.

I.5.1.2. Système de raccordement interne en DC

Avec le développement rapide des éoliennes à vitesse variable, notamment avec les générateurs de type GSAP, le système de collecte interne des éoliennes en AC constituent une préoccupation croissante. Pour résoudre ce problème, les chercheurs ont proposé un système de raccordement interne en DC. L'objectif de l'utilisation de ce système de raccordement est de réduire le coût élevé des éoliennes de grandes puissances lié aux câbles, des onduleurs et des transformateurs. Il existe deux topologies de raccordement interne en DC [Shi-16] :

- 1) Connexion DC en parallèle des éoliennes.
- 2) Connexion DC en série des éoliennes.

I.5.1.2.1. Connexion DC des éoliennes en parallèle

Le schéma de connexion DC en parallèle est illustré sur Figure I.11. Pour ce système de connexion, la tension de sortie des générateurs éoliens est généralement faible, donc une station élévatrice est nécessaire. Cette station est réalisée par un convertisseur élévateur DC-DC est directement connecté au réseau électrique en courant continu haute tension. Dans la connexion DC en parallèle il n'y a pas de fort couplage de courant entre les convertisseurs du côté machines. De plus, le contrôle des fermes éoliennes n'est pas complexe [Shi-16, Yan-22].

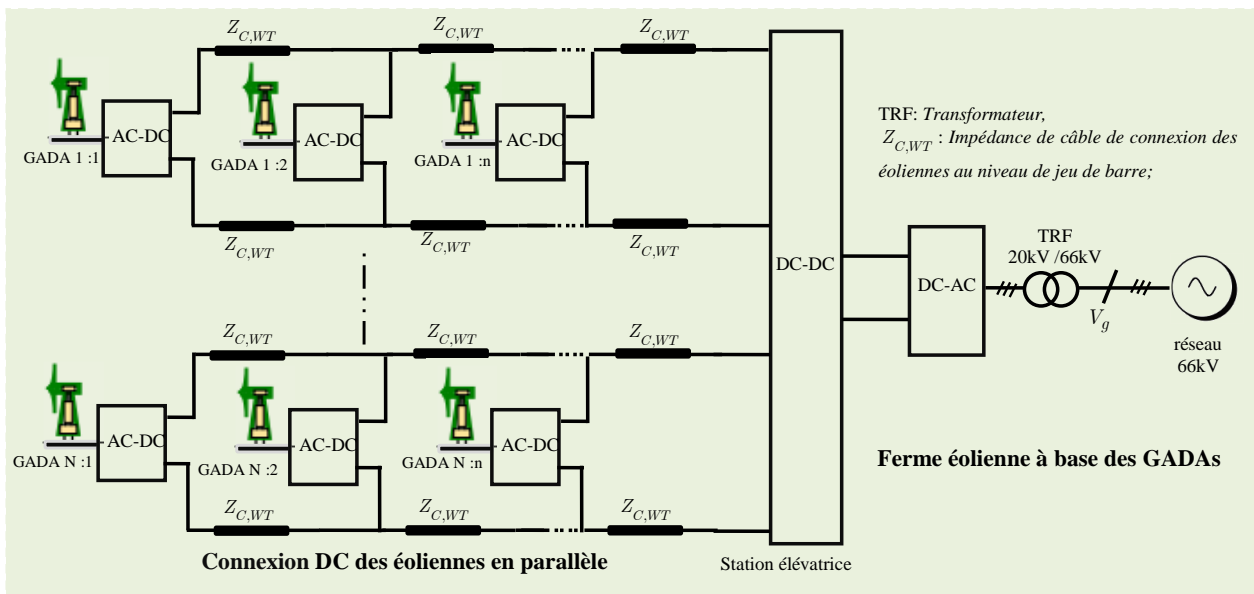


Figure I. 11 : Schéma de connexion DC des éoliennes en parallèle.

I.5.1.2.2. Connexion DC des turbines éoliennes en série

Le schéma de connexion DC en série des éoliennes est représenté sur Figure I.12. Ce type de connexion permet d'augmenter la tension continue sortant des convertisseurs côté éoliennes. Donc, les stations de conversion DC-DC peuvent être éliminées, ce qui permet de réduire considérablement le coût. Cependant, la coordination de l'isolation et le fort couplage de tension d'alimentation entre les éoliennes en série constituent les principaux défis techniques de ce type de connexion. Pour résoudre

le problème de couplage des systèmes, les convertisseurs modulaires multi-niveaux peuvent être utilisés [Alm-20, Alm-21, Yan-22].

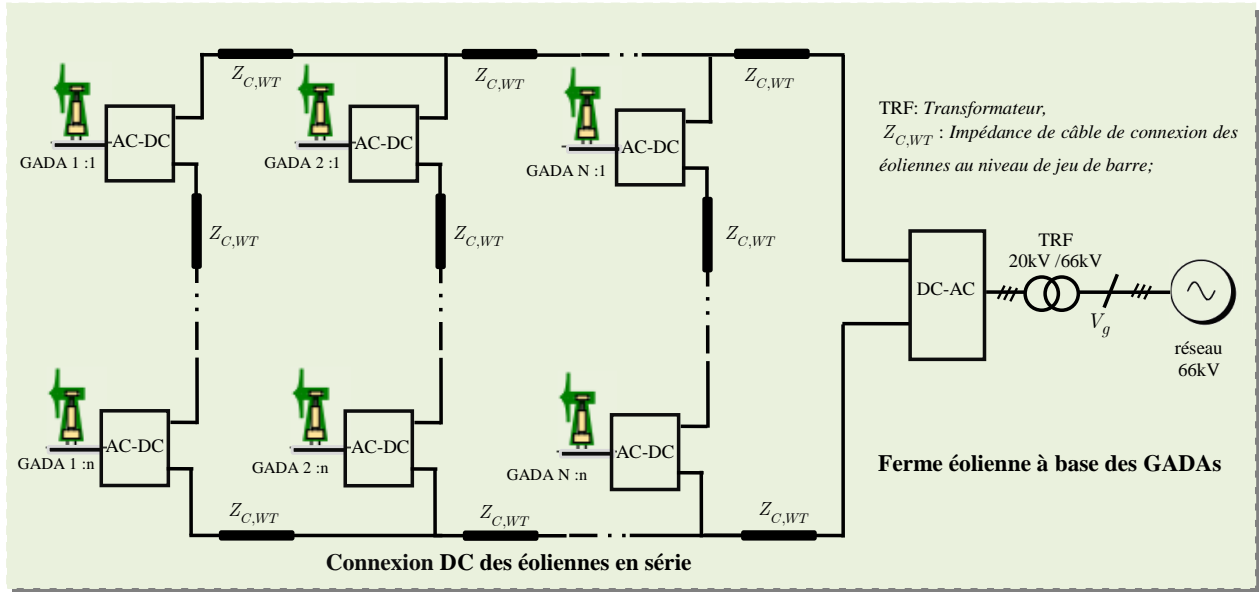


Figure I. 12 : Schéma de connexion DC en série des éoliennes.

I.5.2. Système de raccordement externe

Ce système consiste à raccorder la ferme éolienne au réseau électrique, afin d'injecter l'énergie électrique. Jusqu'à présent, deux types de technologies de transmission ont été proposés pour transférer l'énergie éolienne, à savoir : la transmission en courant alternatif à haute tension (*En anglais : High Voltage Alternating Current* ou *HVAC*) et la transmission en courant continu à haute tension (*En anglais : High Voltage Direct Current* ou *HVDC*) [Ree-13, Men-21, Zha-13].

I.5.2.1. Système de transmission en HVAC

Le système de transmission en HVAC est un système efficace pour la transmission d'énergie renouvelable à grande échelle. En effet, ce système est le plus utilisé pour la plupart des grandes fermes éoliennes, due à la standardisation et l'encombrement réduit des matériels par rapport au système de transmission en courant continu. Pour le système de transmission à courant alternatif à longue distance, il est nécessaire d'élever le niveau de tension pour transporter la puissance produite au point de raccordement. Par contre, il n'est pas nécessaire d'élever le niveau de tension pour le système de transmission à courant alternatif à courtes distances [Bah-12, Dah-14, Ala-15]. Typiquement, le système de transmission à HVAC comporte un transformateur principal, plusieurs transformateurs secondaires, des lignes de transport, des câbles de connexion, des jeux de barres, des générateurs, des systèmes de compensation d'énergie réactive et des filtres d'harmoniques. La topologie du système de transmission en HVAC est illustrée sur la Figure I.13.

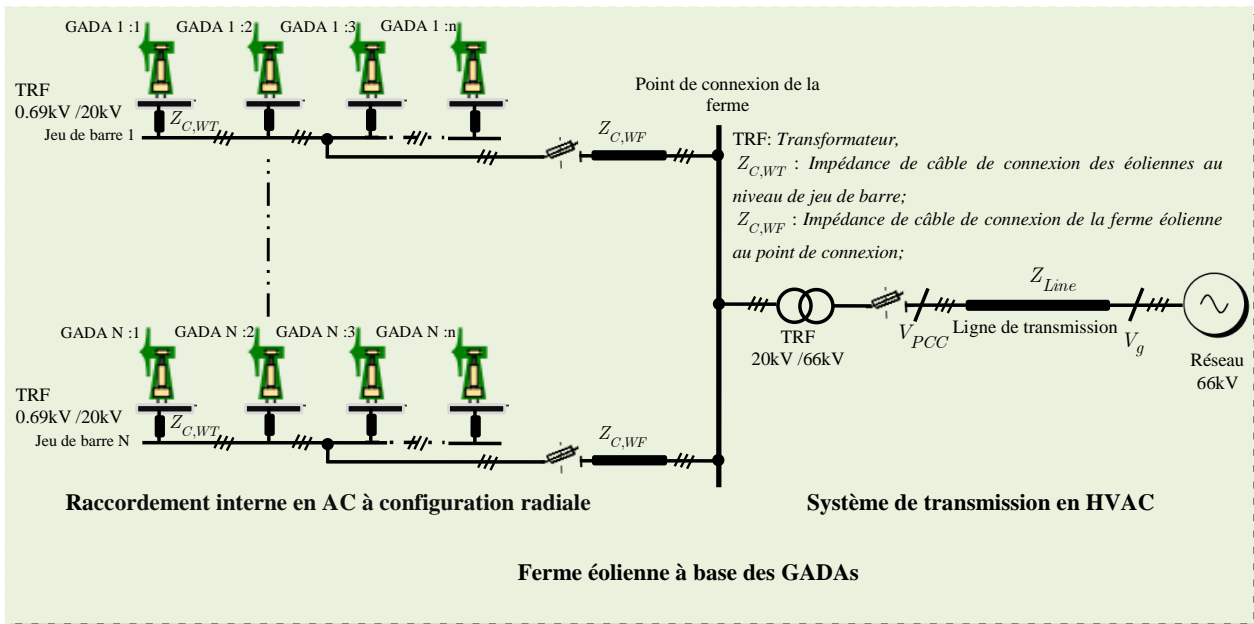


Figure I. 13 : Topologie d'un système de transmission en HVAC.

I.5.2.2. Système de transmission en HVDC

À mesure que les fermes éoliennes offshore deviennent plus grandes et plus éloignées des côtes, les systèmes de transmission en HVDC sont indispensables pour transférer l'énergie vers le réseau électrique terrestre, notamment pour les grandes distances, ce qui peut résoudre efficacement les problèmes des pertes dans les lignes de transmission [Per-14]. La topologie de transmission en HVDC est illustrée sur la Figure I.14.

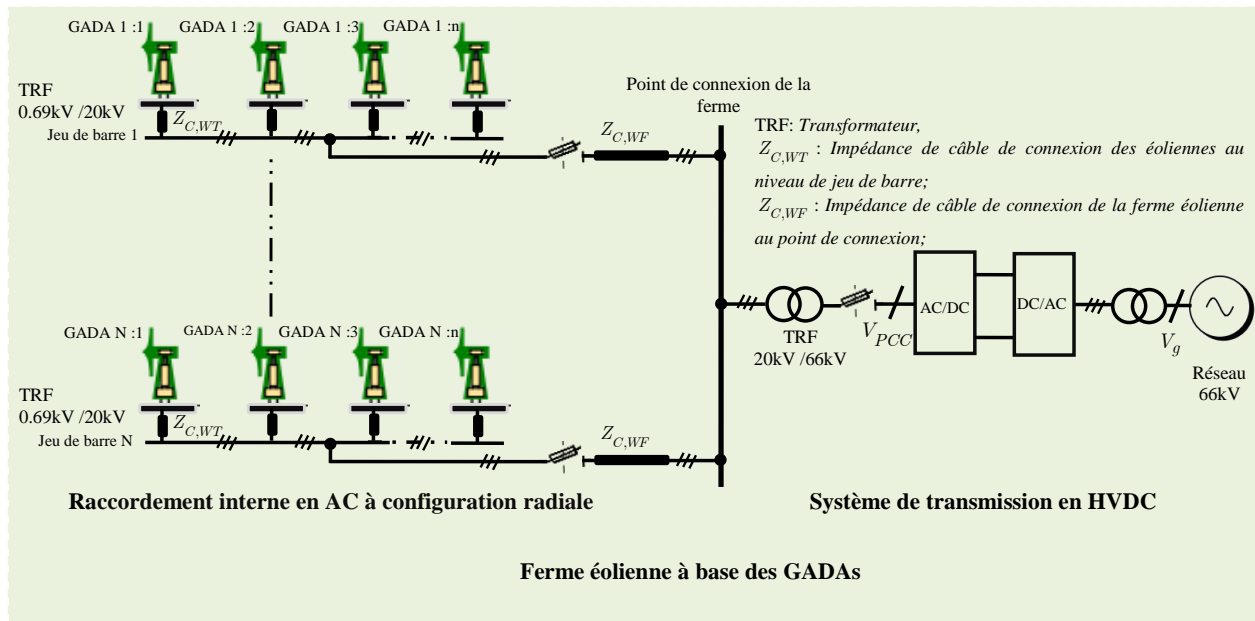


Figure I. 14 : Système de transmission en HVDC.

I.6. Intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique

Cependant, l'énergie électrique de sortie des fermes éoliennes, avant d'être injectée dans le réseau électrique, doit être soumise aux Conditions Techniques de Raccordement. Les CTR renferment essentiellement les dispositions constructives et organisationnelles et les règles techniques que les installations de production d'énergie électrique doivent respecter pour être rattachées au réseau électrique. Il s'agit entre autres de l'onde de tension et de courant. L'égalité de la fréquence et le déphasage qui doit exister entre les courants et les tensions.

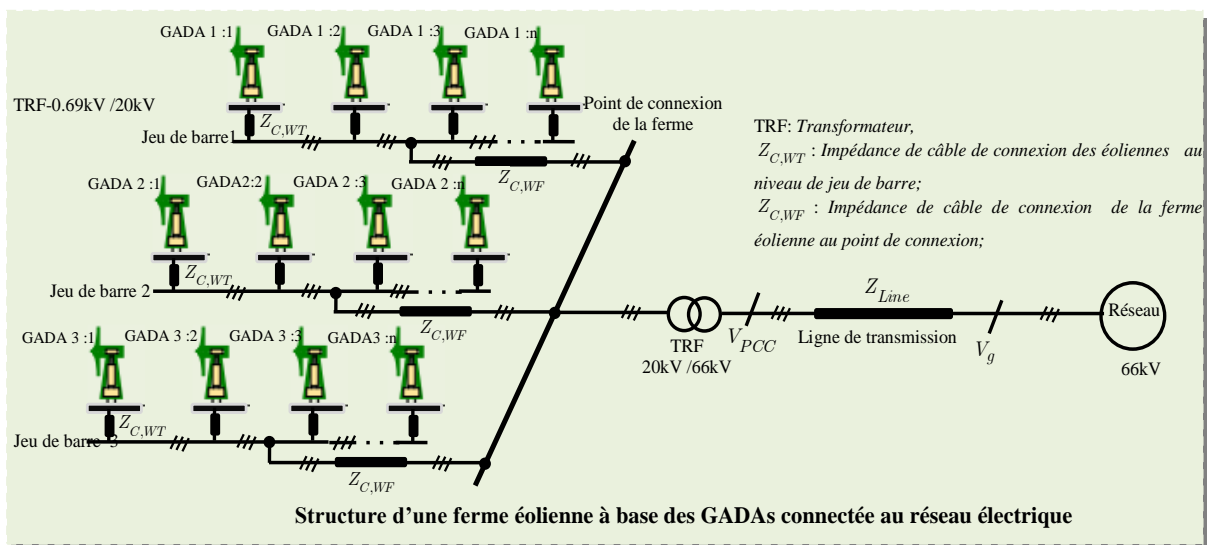


Figure I. 15 : Structure d'une ferme éolienne à base des GADAs connectée au réseau électrique.

I.7. Niveaux de tension de raccordement

En général, les conditions de raccordement des centrales de production au réseau électrique sont fixées par les textes réglementaires, les décrets et arrêtés. Les contraintes techniques sont en grande partie définies en fonction de la puissance produite, donc à raccorder, cela définit le type du réseau de connexion. Le raccordement de la ferme au réseau public de transport se fait alors à un niveau de tension différent. Le tableau I.2, présente les valeurs des puissances de raccordement des installations selon les niveaux de tension de raccordement.

Tableau I. 2 : Niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance
[Rob-06]

Puissance	Niveaux de tension	Plage de tension	Type de réseau
$S \leq 180 \text{ KVA}$	230V	BT monophasé	BT
$S \leq 250 \text{ KVA}$	400V	BT triphasé	BT
$P \leq 12 \text{ MW}$	15kV, 20kV	$1 < U \leq 50 \text{ kV}$	MT
$P \leq 50 \text{ MW}$	63kV, 99kV	$50 < U \leq 130 \text{ kV}$	HT(HTB1)
$P \leq 250 \text{ MW}$	99kV, 225kV	$130 < U \leq 350 \text{ kV}$	HT(HTB2)

I.8. Problèmes techniques de raccordement des éoliennes au réseau électrique

Habituellement, les centrales électriques traditionnelles se servent de générateurs synchrones à rotor bobiné, qui sont parfaitement maîtrisés par les opérateurs du réseau. Ce genre de générateur offre la possibilité de préserver la stabilité transitoire, d'assurer un contrôle efficace de la tension, de soutenir la puissance réactive, de réguler la fréquence et d'avoir des capacités robustes en termes de gestion des pannes. En outre, il offre la possibilité de satisfaire aux critères de communication établis par les gestionnaires de systèmes. Par contre, les centrales éoliennes utilisant les GACEs, les GARBs, les GADAs, les GSAPs et les GSRBs. Du fait de la fluctuation de la vitesse du vent, ces engins ne parviennent pas à offrir un contrôle facile de la tension et de la fréquence. En outre, les éoliennes sont capables d'absorber une quantité considérable de puissance réactive, notamment lors d'une anomalie dans le système. Par ailleurs, la qualité de l'électricité générée est fréquemment influencée par les variations du vent. Par conséquent, l'incorporation de cette énergie dans les réseaux nationaux cause des difficultés techniques. C'est pourquoi les compagnies d'énergie publiques à travers le monde ont instauré des normes rigoureuses pour les réseaux électriques. Ces codes de réseau visent principalement à garantir que les centrales éoliennes doivent posséder une capacité d'exploitation comparable à celle des centrales électriques traditionnelles. En outre, ces réglementations doivent superviser et guider les défis que pose l'incorporation de l'énergie éolienne dans le réseau électrique. Pour incorporer l'énergie éolienne sans compromettre la qualité et la stabilité du réseau électrique, les gestionnaires de réseau doivent se conformer à ces codes. L'intégration de ces codes de réseau garantit la préservation constante de la sécurité du réseau, ainsi que la continuité de l'approvisionnement, tout en facilitant la connexion d'un plus grand nombre de parcs éoliens au système.

I.8.1. Problème de l'instabilité de la fréquence (ou de la puissance active)

Ces dernières années, la capacité d'énergie éolienne a augmenté rapidement, ce qui élève des inquiétudes pour la sécurité de fonctionnement des systèmes électriques et leurs fiabilités. En cas de fortes variations de la puissance produite, la valeur de la fréquence peut s'écarter du seuil nominal [Lin-12]. De plus, la différence entre la production et la consommation d'énergie électrique, peut causer l'instabilité du réseau électrique, ce qui provoque une variation dans la valeur de la fréquence. Par conséquent, il faut assurer l'égalité entre la production et la consommation d'énergie électrique, à tout instant. En pratique, l'équilibre n'est jamais atteint en raison de l'imprévision de la production ou de la consommation. Par ailleurs, il y a des variations aléatoires des charges et des pertes dans les groupes de production. En fait, la valeur de la fréquence est une variable globale identique sur l'ensemble du réseau. Une variation importante de la fréquence peut entraîner la déconnexion de la ferme éolienne du réseau électrique. Pour toutes ces raisons, le réglage de la fréquence est très important. Le réglage de fréquence est organisé hiérarchiquement sur trois niveaux :

- Le réglage primaire de la fréquence,
- Le réglage secondaire de la fréquence,
- Le réglage tertiaire de la fréquence.

a) Réglage primaire de la fréquence

Le réglage primaire de la fréquence permet d'adapter très vite, en quelques secondes, la production à la consommation. Ce réglage est réalisé par le réglage de la vitesse des générateurs de chaque groupe de production. D'une manière automatique, les régulateurs de vitesse peuvent compenser le déficit ou l'excédent de puissance active tout en maintenant la fréquence à sa valeur de consigne.

Le réglage primaire de fréquence est généralement obligatoire pour tous les générateurs des groupes de production raccordée au réseau électrique. La participation des générateurs au réglage primaire de fréquence est quantifiée par la notion de *statisme* et par la réserve primaire de puissance active.

Le *statisme* représente une relation linéaire entre la variation de la fréquence et la variation relative de la puissance active produite. Le *statisme* est défini par [Ste-05]:

$$S_G = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n} \quad (\text{I.1})$$

Où :

$$\begin{cases} \Delta f = f_i - f_{n,i} \\ \Delta P = P_i - P_n \end{cases}$$

Avec :

S_G : Statisme d'un générateur,

P_i : Puissance fournie par le générateur d'indice i ,

$P_{n,i}$: Puissance nominale du générateur d'indice i ,

f_n : Fréquence nominale,

f_i : Fréquence de réseau correspondant au fonctionnement de la puissance P_i .

b) Réglage secondaire de la fréquence

Le réglage primaire permet de rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation, mais il conduit à un écart de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne en régime permanent. Cette différence est principalement liée à la stabilité générale du réseau, à l'énergie introduite dans le réseau et à la réactivité des charges face aux fluctuations de fréquence. Pour rétablir la fréquence du réseau à sa valeur standard, un contrôle supplémentaire est nécessaire pour ajuster la consigne de production de tous les groupes de production éolienne. On se réfère à cela comme étant la régulation secondaire.

c) Réglage tertiaire de fréquence

Le réglage tertiaire est un ajustement manuel qui permet d'accroître ou de réduire la puissance disponible en modulant la répartition. L'insertion de cette puissance dans le réseau sert à équilibrer les écarts persistants et significatifs entre la production et la consommation, à rétablir la fréquence à sa valeur nominale, à renouveler les réserves primaires et secondaires, à maintenir les marges opérationnelles à des seuils acceptables et à reconnecter les charges déconnectées.

I.8.2. Problème de l'instabilité de la tension (ou de la puissance réactive)

La tension et la fréquence sont des paramètres très importants pour l'exploitation d'un système électrique. En effet, ces grandeurs sont les garants du bon fonctionnement de l'exploitation du réseau tant du point de vue du consommateur, dont certaines machines tournantes ou autres appareils (transformateurs, convertisseurs, etc.) sont dimensionnés pour des valeurs de fréquences ou de tensions fixes, que du point de vue de l'exploitant puisqu'un contrôle efficace de tension et de fréquence garantit une bonne qualité et une bonne continuité de service.

Dans la ferme éolienne, la puissance générée peut varier considérablement en quelques minutes, selon la vitesse du vent subie par les éoliennes. Dans ce cas, la demande de la puissance réactive varie. Si le système éolien ne peut pas répondre à cette demande, une instabilité ou un effondrement de la tension peut se produire.

Pour assurer un fonctionnement stable du réseau électrique, on doit également maintenir la tension des nœuds dans des limites bien déterminées avec un contrôle de tension. Cependant, il n'est pas possible de contrôler la tension d'un nœud donné à partir de n'importe quel point du système. Il est très important de prendre en compte cette propriété en considération, sinon il serait impossible de comprendre l'effet du remplacement des centrales de production conventionnelles par les centrales éoliennes sur le contrôle de la tension.

Le réglage de la tension est réalisé en contrôlant la production ou la consommation de la puissance réactive à tous les niveaux du système. Ce réglage est utilisé pour améliorer l'intégration des centrales éolienne au réseau électrique. Ce contrôle est réalisé via des réglages hiérarchiques suivants :

- Le réglage primaire de la tension,
- Le réglage secondaire de la tension,
- Le réglage tertiaire de la tension.

a) Réglage primaire de la tension

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur [Glm-06].

b) Réglage secondaire de la tension (RST)

Bien que le contrôle primaire de la tension réagisse rapidement lors d'une défaillance, il n'est cependant pas très efficace pour stabiliser la tension au point de commande, du fait de la nature locale du contrôle de chaque groupe. C'est pourquoi le contrôle secondaire de tension a été élaboré. Le but principal de l'ajustement secondaire de tension est de contrôler la tension d'un nœud de pilotage en manipulant les productions de puissance réactive qui contribuent à cet ajustement. Cette forme de contrôle favorise la coordination entre les équipes de production afin d'éviter toute divergence de tension. En outre, cela optimise le fonctionnement des groupes à proximité et prévient que certains d'eux consomment une quantité excessive de puissance réactive.

c) Réglage tertiaire de la tension

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes.

Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution, le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB\HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires [Glm-06].

I.9. Problème de qualité de l'énergie

Le problème principal de la qualité de l'énergie réside dans son intermittence et sa variabilité. En effet, la production d'électricité dépend directement des conditions météorologiques, notamment de la

vitesse et de la direction du vent. Cela entraîne des fluctuations de la tension et du courant, ce qui peut perturber la stabilité du réseau électrique. De plus, les convertisseurs utilisés dans les turbines peuvent générer des harmoniques, affectant la forme d'onde de l'électricité distribuée, les problèmes de qualité de l'énergie peuvent être divisés en deux catégories :

- 1) Problèmes de qualité de l'énergie côté réseau,
- 2) Problèmes de qualité de l'énergie côté ferme éolienne.

I.9.1. Problèmes de qualité de l'énergie côté réseau

Les défauts du réseau, comme les baisses de tension, peuvent causer la déconnexion des parcs éoliens. Une déconnexion brusque de ces installations de production accroît l'instabilité du réseau électrique et impacte la qualité de l'énergie électrique.

- **Creux de tension** : Les creux de tension sont des réductions de courte durée de la tension efficace entre 0,1 et 0,9 pu. Il n'y a pas de définition claire de la durée de l'abaissement, mais elle se situe généralement entre 0,5 seconde et 1 minute. Généralement, les creux de tension sont causés par :
 - La mise sous tension de charges lourdes,
 - Les défauts de ligne à la terre,
 - Le transfert de charge d'une source à une autre.

Chacun de ces cas peut provoquer un abaissement avec une caractéristique particulière.

- **Variations de tension** : La variation de la tension augmente le courant à travers les générateurs, l'équipement électrique associé et les lignes, ce qui augmente les pertes. De plus, elle affecte également le facteur de puissance car la puissance capacitive générée par le condensateur installé diminue lorsque la tension diminue.
- **Transitoire de tension** : Les transitoires de tension à long terme peuvent être créés par la commutation des condensateurs à l'aide de commutateurs mécaniques, qui font partie intégrante du générateur éolien pour la compensation de la puissance réactive. Ces transitoires peuvent endommager les dispositifs d'électroniques de puissances qui contrôlent les éoliennes. En raison de l'exposition répétée aux transitoires de tension, le système d'isolation s'affaiblit, ce qui entraîne une défaillance prématurée.
- **Déséquilibre de tension** : Le déséquilibre de tension est dû à de grandes charges déséquilibrées. Il provoque la circulation des courants à séquences négatives dans les machines électriques, provoquant une surchauffe de tous les équipements électriques. De plus, la durée de vie de la machine est réduite. Le déséquilibre de tension entraîne des oscillations de la puissance active et réactive.

I.9.2. Problèmes de qualité de l'énergie côté éolienne

Les problèmes de qualité de l'énergie au niveau d'une ferme éolienne sont principalement liés à la gestion des fluctuations de la production et à l'impact des équipements de conversion. Voici les principaux défis :

1. **Intermittence de la production** : La production d'électricité dans une ferme éolienne varie en fonction des conditions météorologiques, comme la vitesse du vent. Cela peut entraîner des périodes de surproduction ou de sous-production d'énergie, perturbant l'équilibre nécessaire à un fonctionnement stable du réseau.
2. **Fluctuations de la tension et du courant** : Les variations rapides de la production d'énergie éolienne peuvent provoquer des variations de tension et de courant, ce qui peut affecter les équipements connectés à la ferme éolienne, notamment les transformateurs et les lignes de transmission.
3. **Harmoniques et distorsion de la forme d'onde** : Les onduleurs et convertisseurs utilisés pour transformer l'énergie mécanique en électricité peuvent générer des harmoniques, ce qui déforme la forme d'onde du courant. Cela peut nuire à la qualité de l'énergie et causer des interférences sur d'autres équipements électriques.
4. **Problèmes de synchronisation** : Les turbines doivent être synchronisées avec le réseau pour injecter correctement l'énergie. Les fluctuations de production peuvent rendre cette synchronisation complexe, nécessitant des systèmes de régulation sophistiqués pour maintenir une qualité stable de l'énergie.

I.10. Solutions pour l'intégration des éoliennes au réseau électrique

Afin de minimiser les effets négatifs et les problèmes principaux de l'intégration de l'énergie éolienne à grande échelle sur la fiabilité des réseaux électriques, il existe plusieurs solutions techniques pour assurer la stabilité du système. Parmi ces solutions, on peut citer l'utilisation des compensateurs de puissance réactive. La compensation d'énergie réactive peut être réalisée par plusieurs manières, classiques et modernes, mais la plupart des moyens utilisés, comme les systèmes de transmission flexible en courant alternatif (*En anglais : Flexible Alternating Current Transmission System ou FACTS*) sont certainement plus efficaces dans les applications éoliennes connectées au réseau électrique. Il existe deux types de FACTS : le premier type est un compensateur statique d'énergie réactive (*En anglais : Static Var Compensator ou SVC*) et le deuxième type est un compensateur synchrone statique (*En anglais : Static Synchronous Compensator ou STATCOM*). L'objectif de ces types est de maintenir la tension à un niveau acceptable, afin d'assurer la stabilité du système. De plus, ils sont capables de résoudre les problèmes techniques de raccordement au réseau électrique.

Dans [ker-17], l'auteur a présenté le principe de fonctionnement et la modélisation et l'étude comparative entre le SVC et le STATCOM. Grâce à cette comparaison, le STATCOM a été sélectionné comme solution matérielle efficace pour intégrer les systèmes éoliens au réseau électrique, lors de divers types de défauts électriques affectant le réseau électrique. Les Figures I.16 et I.17, représentent respectivement, les schémas équivalents du SVC et du STATCOM.

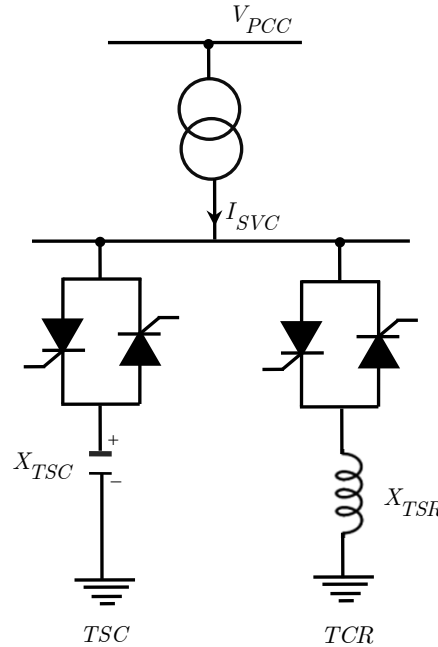


Figure I. 16 : Structure du SVC connecté au PCC.

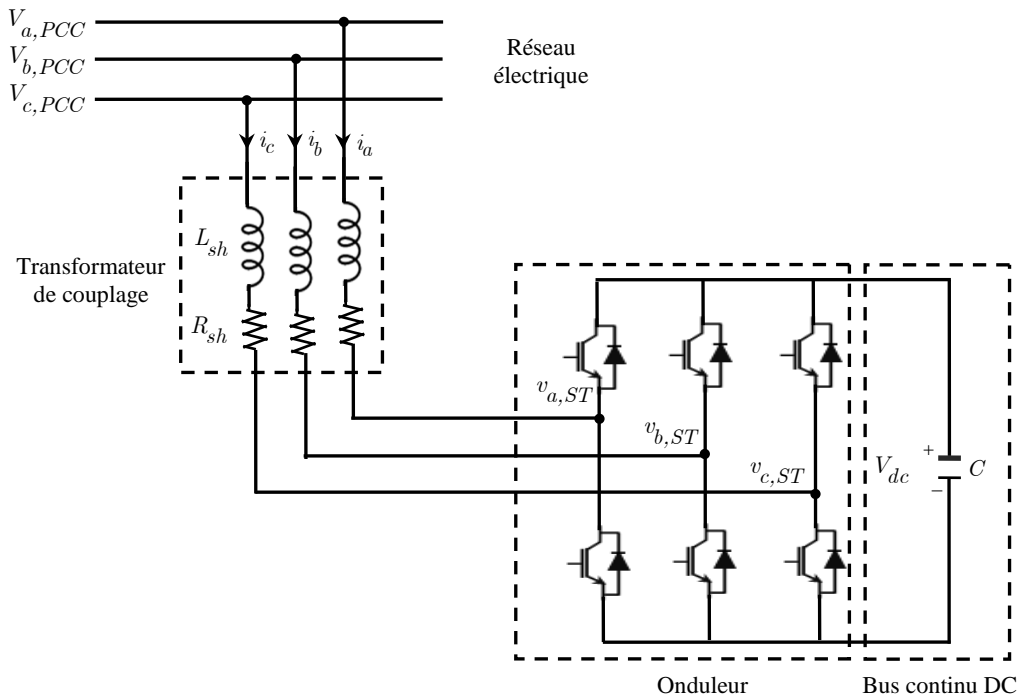


Figure I. 17 : Circuit équivalent simplifié du STATCOM.

Des perturbations majeures dans le système électrique peuvent entraîner une instabilité du réseau. Si la ferme éolienne n'est pas capable de gérer les pannes et de maintenir des moyennes de protection contre les perturbations, il sera déconnecté du réseau électrique. Selon les publications [Ang-20, Din-21], diverses méthodes de protection auxiliaire ont été mises en œuvre afin de satisfaire les besoins de réduction de la tension pour le système éolien basé sur la GADA (en anglais : Low Voltage Ride Through ou LVRT). La Figure I.18 illustre cette solution.

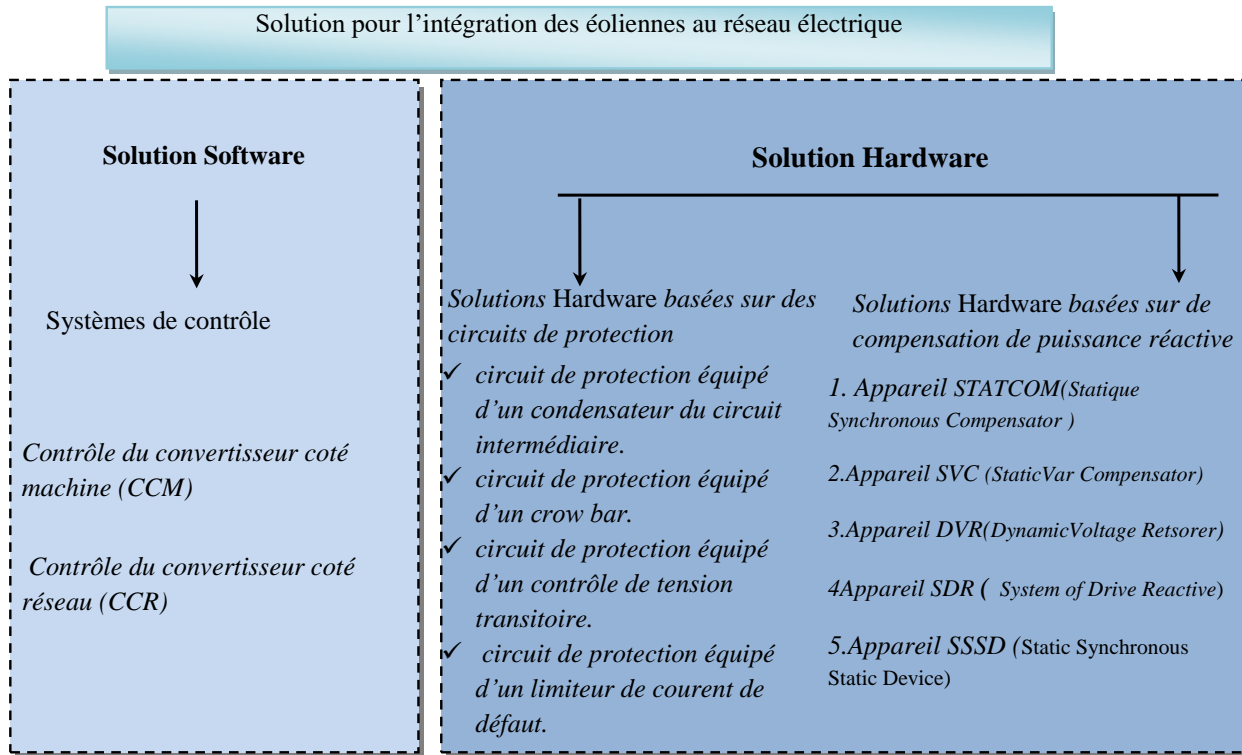


Figure I. 18 : Stratégies de solution de LVRT d'éoliennes basées sur GADA

I.11. Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons fait un résumé de l'état de l'art du domaine de conversion de l'énergie éolienne. Dans la première partie, nous avons présenté des généralités sur la constitution des réseaux électriques. Ensuite, nous avons présenté les différents types de machines électriques pouvant être utilisées dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne. Puis, nous avons présenté les différentes typologies de raccordements des éoliennes. Par la suite, nous avons discuté les conditions techniques de raccordement du parc éolien au réseau électrique. Enfin, nous avons présenté les problèmes techniques et les solutions pour intégrer l'énergie éolienne au réseau électrique.

Dans le chapitre suivant, nous commencerons par la modélisation et le contrôle de la turbine éolienne à deux masses afin d'extraire de la puissance maximale (En anglais : Maximum power point Tracking (MPPT)).

II.1.	Introduction	25
II.2.	Conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique.....	26
II.3.	Conception d'une éolienne à axe horizontal	27
II.4.	Modélisation de la turbine éolienne	30
II.4.2.	Modèle du vent	30
II.4.2.	Puissance aérodynamique	31
II.4.3.	Dispositif d'entraînement.....	33
II.5.	Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable	36
II.5.1	Objectifs du contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable	36
II.5.2.	Conception de la stratégie de contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable	37
II.5.3.	Caractéristiques de puissance et de couple aérodynamique de la turbine éolienne	37
II.6.	Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable en dessous de la puissance nominale	38
II.6.1.	Contrôle direct en vitesse	38
II.6.1.1.	Contrôle direct en vitesse par contrôleur Proportionnel-Intégral	40
II.6.1.2.	Contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.....	42
II.7.	Résultats de simulation des différentes algorithmes de la commande MPPT proposées	44
II.7.1.	Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI	44
II.7.2.	Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale	45
II.8.	Interprétation des résultats de simulation	46
II.9.	Conclusion.....	47

II.1. Introduction

Les systèmes éoliens, en particulier les éoliennes, jouent un rôle majeur dans la production d'énergie renouvelable. Leur efficacité dépend fortement de la performance de leur partie mécanique, qui comprend principalement le rotor, le générateur et les composants associés comme la nacelle et la transmission. La modélisation et le contrôle de cette partie mécanique sont essentiels pour maximiser l'extraction d'énergie tout en garantissant la sécurité, la fiabilité et la durabilité du système [Bou-06.a].

La modélisation vise à créer des représentations mathématiques des composants mécaniques de l'éolienne, en tenant compte des phénomènes physiques complexes tels que les forces aérodynamiques, les contraintes mécaniques et les interactions dynamiques. Une modélisation précise permet de prédire les performances de l'éolienne dans différentes conditions de vent et de chargement, ce qui est crucial pour la conception, l'optimisation et la maintenance des éoliennes.

D'autre part, le contrôle de la partie mécanique, incluant le contrôle du rotor, des pales, de la vitesse de rotation et de l'orientation de la nacelle, est essentiel pour maximiser l'efficacité du système. Un contrôle adaptatif et dynamique permet de répondre aux variations des conditions environnementales (vitesse du vent, turbulences, etc.) et de protéger l'éolienne contre des situations de surcharge ou de défaillance mécanique.

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à la modélisation et au contrôle d'une turbine éolienne à deux masses. Deux approches de contrôle sont proposées afin d'optimiser l'extraction de la puissance maximale. Il s'agit d'un contrôleur classique Proportionnel-Intégral (PI) et d'un contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale. L'ensemble des approches a été validé sous MATLAB/Simulink pour une turbine éolienne à deux masses d'une puissance de 1,5 MW.

II.2. Conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique

La Figure II.1 illustre comment les éoliennes convertissent l'énergie cinétique en énergie électrique à l'aide de différents composants mécaniques et électriques. Cette section traite le processus de conversion de l'énergie cinétique éolienne en énergie électrique [Smd-17]. Cette transformation s'effectue:

- **Phase 1** : Dans la turbine, les pales de l'éolienne transforment une portion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique utilisable sur l'arbre de rotation.
- **phase2** : À la génératrice, l'énergie mécanique provenant de l'arbre de transmission est transformée en énergie électrique, qui est par la suite transmise au réseau électrique.

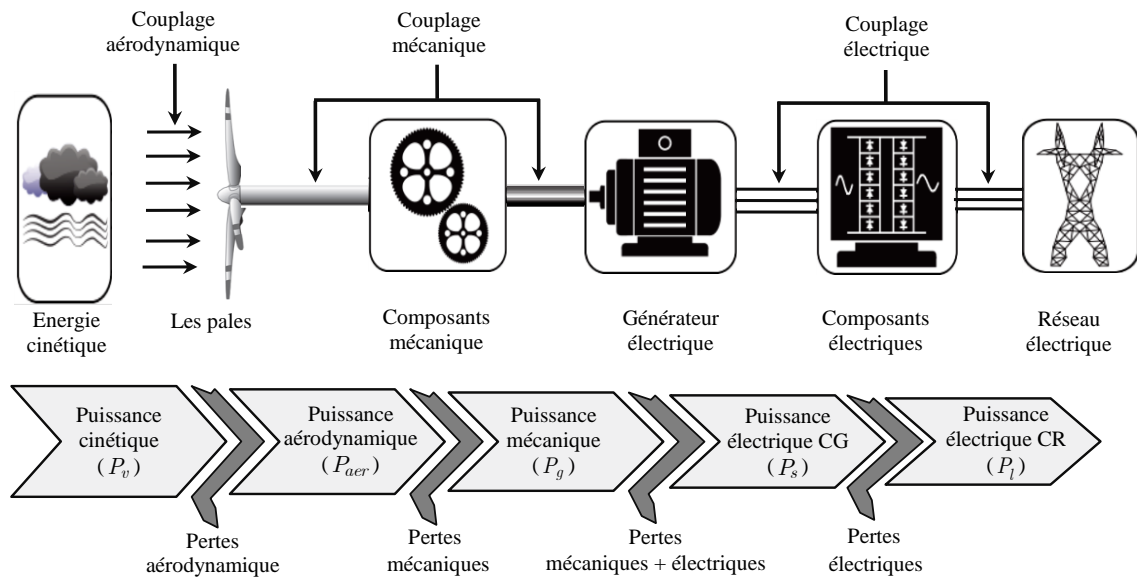


Figure II.1: Schéma fonctionnel d'un système de conversion de l'énergie cinétique éolienne en énergie électrique.

L'énergie cinétique du vent E_v dans une parcelle d'air de masse m circulant à la vitesse du vent V dans la direction x est donnée par :

$$E_v = \frac{1}{2} m V^2 = \frac{1}{2} (\rho S x) V^2 \quad (II.1)$$

Avec :

ρ : La densité de l'air [$Kg \cdot m^{-3}$],

S : La surface balayée par les pales [m^2],

V : La vitesse du vent [$m \cdot s^{-1}$], 0

x : L'épaisseur de la parcelle déplaçant à la vitesse du vent [m].

La Figure II.2 illustre le modèle de déplacement du vent.

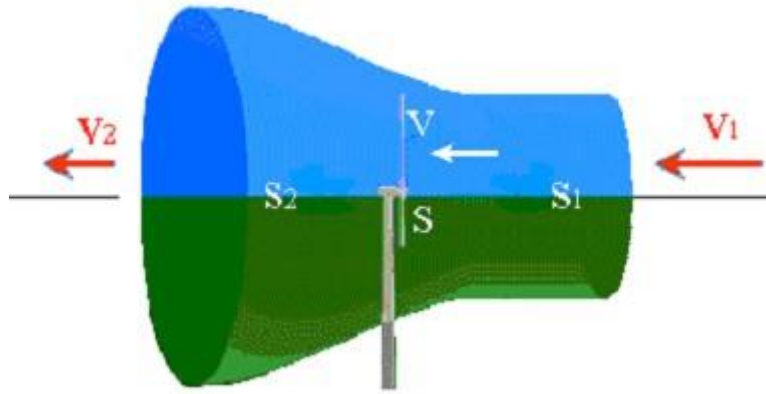


Figure II.2:Déplacement du vent.

La formule suivante décrit la puissance de sortie du vent d'une turbine idéale en tant que dérivée temporelle de l'énergie cinétique :

$$P_v = \frac{dE_v}{dt} = \frac{1}{2} \rho S \frac{dx}{dt} V^2 = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (\text{II.2})$$

II.3. Conception d'une éolienne à axe horizontal

Dans les éoliennes à axe horizontal, l'arbre est disposé horizontalement par rapport au sol. Les principaux composants mécaniques et électriques sont installés dans une nacelle, et la tour élève cette nacelle pour permettre aux pales de tourner librement. Trois pales de rotor sont couramment utilisées dans les éoliennes à axe horizontal commerciales. En raison de leur hauteur, les pales du rotor sont soumises à des vents forts, ce qui permet aux éoliennes à axe horizontal d'offrir une efficacité de conversion de l'énergie éolienne élevée. Le coût initial et de maintenance des éoliennes à axe horizontal sont plus élevés que celui des éoliennes à axe vertical, car les pales, le réducteur et le générateur sont situés à une grande hauteur. De plus, les éoliennes à axe horizontal bénéficient d'une régulation de puissance aérodynamique plus facile et génèrent moins de vibrations mécaniques que les éoliennes à axe vertical. Les éoliennes à axe horizontal sont principalement utilisées dans les applications de moyenne et haute puissance [Smd-17].

Il existe deux principaux modes de fonctionnement des éoliennes à axe horizontal : à vitesse fixe et à vitesse variable. Dans cette étude, nous optons pour le fonctionnement à vitesse variable, car il permet de produire davantage d'énergie grâce à un meilleur facteur de puissance sur une large plage de vitesses de rotation. De plus, ce choix offre un coût réduit et une efficacité accrue en maximisant l'extraction de puissance.

On classe généralement les principaux éléments d'une éolienne à axe horizontal en trois catégories.

- 1. Éléments électriques :** Cela inclut le générateur, les convertisseurs d'électronique de puissance, ainsi que les filtres d'harmoniques (à la fois côté générateur et côté réseau), le

transformateur élévateur, les câbles d'alimentation, le système de communication et les instruments de mesure.

2. **Éléments mécaniques** : Inclut les pales, le moyeu du rotor de la turbine, les roulements du rotor de la turbine, l'arbre principal, le frein mécanique, la boîte de vitesses, la nacelle, les entraînements des pales, le système d'orientation de la nacelle, l'unité de mesure du vent, la tour, la fondation, le système d'échange thermique ainsi que l'échelle.
3. **Éléments de contrôle** : Englobe les systèmes de contrôle, qu'ils soient mécaniques ou électriques.

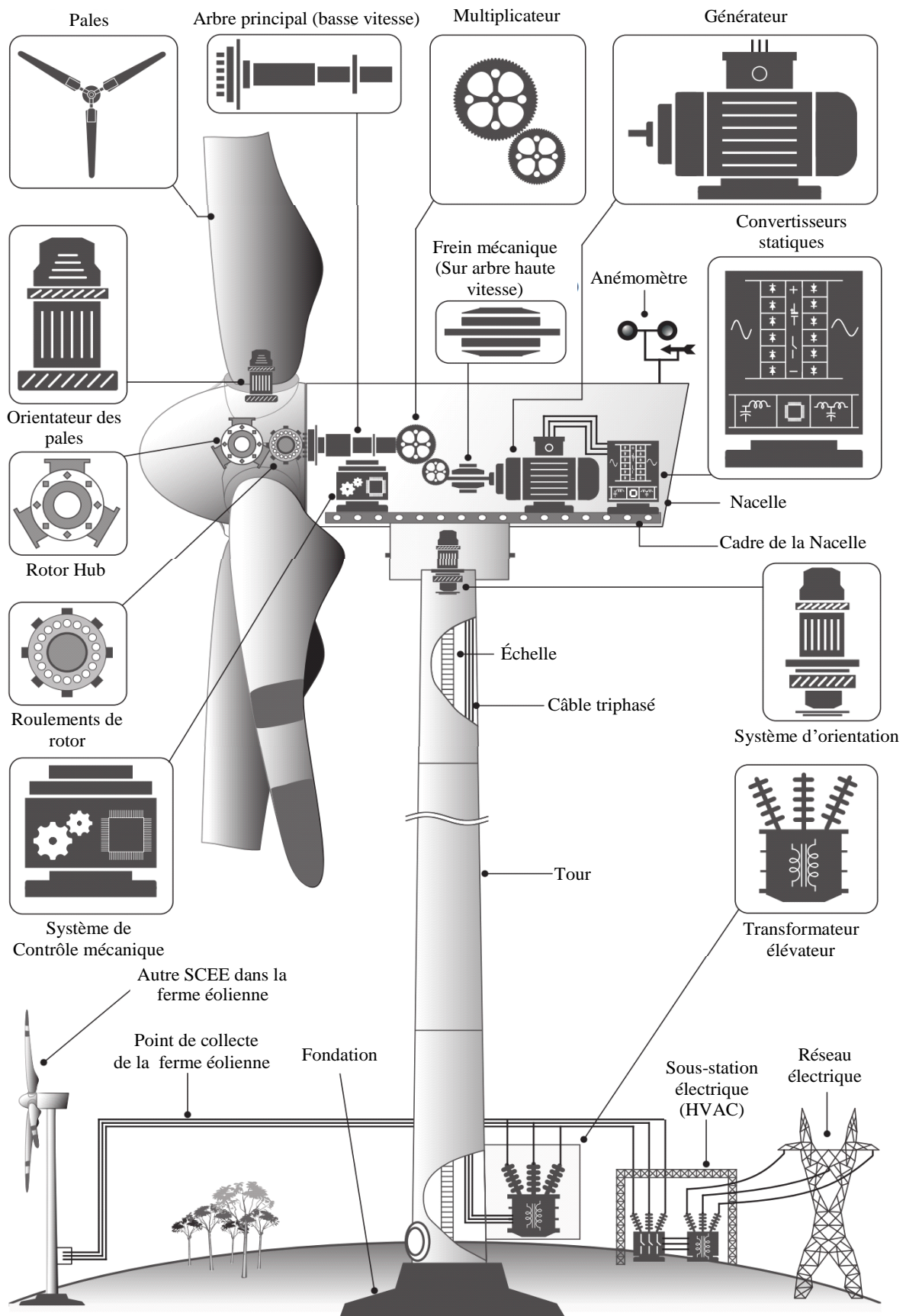


Figure II.3: Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal [Yar-16, Sai-21].

II.4. Modélisation de la turbine éolienne

II.4.2. 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. 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 [Ker -17].

Ce chapitre se focalise exclusivement sur le vent aléatoire et le vent dérivant des mesures prises par une entité météorologique.

- **Modèle du vent aléatoire :** Le vent aléatoire est généralement caractérisé par des variations complexes et aléatoires, associées à des effets déterministes et à des fluctuations stochastiques, en raison de la turbulence.

$$V(t) = A_0 + \sum_{i=1}^n A_i \sin\left(\frac{2\pi t}{T_i}\right) \quad (\text{II.3})$$

Avec :

A_0 : La valeur moyenne du vent [$m \cdot s^{-1}$],

A_i : L'amplitude de chaque turbulence [$m \cdot s^{-1}$],

$2\pi / T_i$: La pulsation de chaque turbulence [$rd \cdot s^{-1}$].

La Figure II. 4, montre la variation de la vitesse du vent dans un espace de temps de (10s) entre les deux valeurs maximale et minimale, respectivement $V_{\max} = 12.1 m \cdot s^{-1}$ et $V_{\min} = 5.2 m \cdot s^{-1}$, d'une façon aléatoire, ce qui reflète un vent réel.

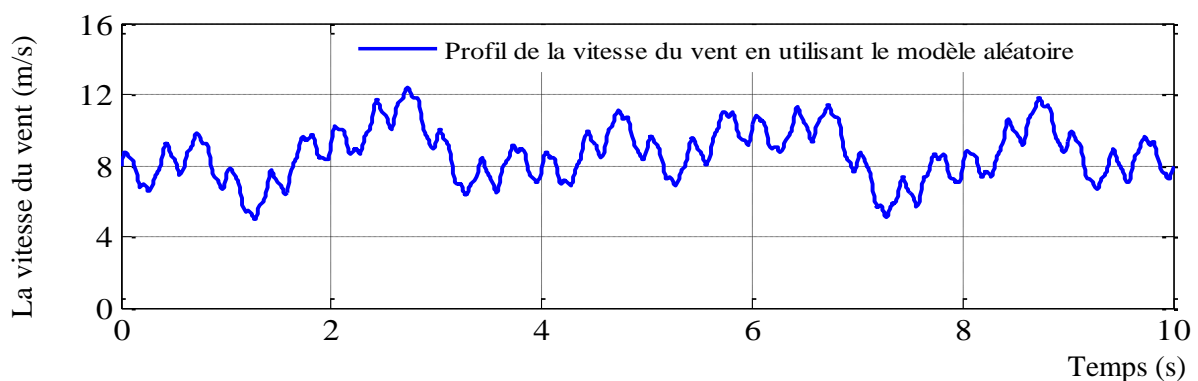


Figure II.4 : Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle aléatoire (Eq. (II. 3)) [Sai-21].

- **Modèle du vent issu des relevés effectués par un organisme météorologique :** Le simulateur FAST (Fatigue, Aerodynamic, Structures, and Turbulence) du laboratoire américain NREL permet d'intégrer ces diverses problématiques. Toutefois, en raison de la complexité de son utilisation, les algorithmes ont toujours été préalablement validés à l'aide d'un modèle simplifié du vent. Pour cette raison, le laboratoire Danois RISØ a conçu un

modèle équivalent, dans lequel l'implémentation de la vitesse du vent en MATLAB/Simulink repose sur le spectre de Kaimal. La vitesse du vent est calculée comme une moyenne de la vitesse en point fixe sur l'ensemble du rotor, en tenant compte de l'ombre de la tour et des turbulences de rotation. L'intensité de la turbulence est exprimée par le rapport suivant [Ata-24] :

$$I = \frac{\sigma}{V_0} \text{ Avec la variance : } \sigma^2 = \frac{1}{T} \int_0^T V(t) dt$$

Une distribution de vent turbulent peut ainsi être générée à l'aide d'un processus gaussien. En conséquence, les spectres de Von Karman et de Kaimal sont deux modèles couramment utilisés, conformes aux normes établies par la Commission Electrotechnique Internationale (CEI).

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 profil de la vitesse du vent en utilisant ce modèle est représenté sur la Figure II. 5.

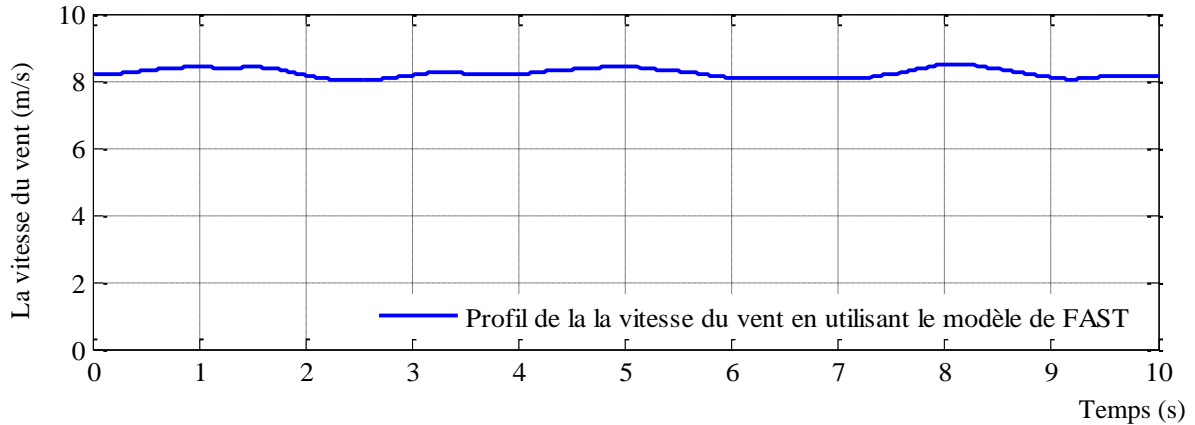


Figure II. 5 : Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle de FAST d'intensité $I=14\%$.

II.4.2. Puissance aérodynamique

Le physicien A. Betz¹ a démontré que l'on pouvait lier la puissance aérodynamique fournie par le système éolien à la puissance du vent P_v , et l'exprimer par l'équation suivante [Sai-21] :

$$P_{aer} = C_p P_v \quad (II.4)$$

¹ Albert Betz (1885–1968) était un physicien allemand et un pionnier de la technologie des éoliennes.

Où C_p est le coefficient de puissance. Son expression théorique est donnée par [Poi-03] :

$$C_p = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)\right)}{2} \quad (\text{II.5})$$

Où :

V_1 : La vitesse du vent en amont de la turbine $[m \cdot s^{-1}]$,

V_2 : La vitesse du vent en aval de la turbine $[m \cdot s^{-1}]$.

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend des caractéristiques de la turbine, son expression est donnée par [Ker-17] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot e^{\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right)} + C_6 \cdot \lambda \quad (\text{II.6})$$

D'où :

$$\begin{cases} \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ \lambda = \frac{R \cdot \omega_t}{V} \end{cases} \quad (\text{II.7})$$

Les coefficients C_k ($k = 1, \dots, 6$) sont donnés par :

$$C_1 = 0.5176, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 5, C_5 = 21 \text{ et } C_6 = 0.0068$$

Tel que :

R : Rayon des pales $[m]$,

λ : Vitesse relative de la turbine,

β : Angle d'orientation des pales $[\circ]$,

ω_t : Vitesse de rotation de la turbine $[rd \cdot s^{-1}]$.

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

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

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 .

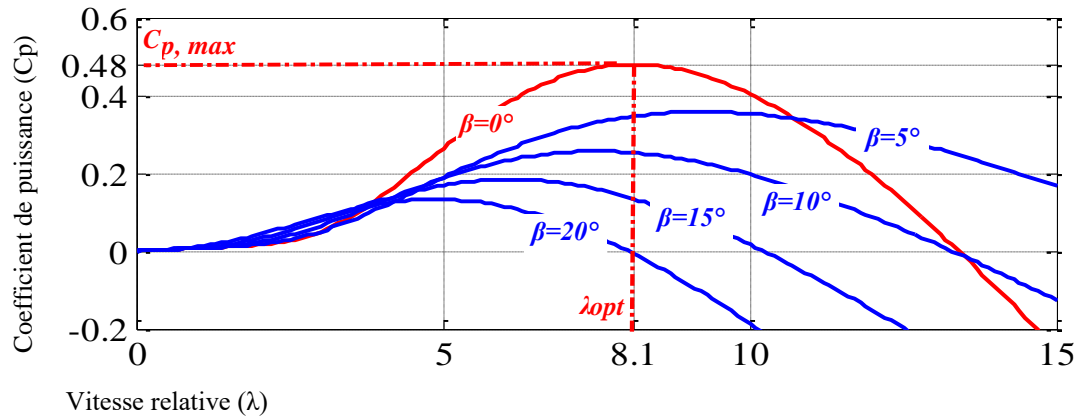


Figure II. 6 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative sous différents angles d'orientation de pales.

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 $\beta = 0^\circ$.

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

$$T_{aer} = \frac{P_{aer}}{\omega_t} = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho S_T V^3}{2} \frac{1}{\omega_t} \quad (II.9)$$

II.4.3. Dispositif d'entraînement

Le système d'entraînement d'une éolienne comprend plusieurs composants, visant à convertir la faible vitesse de rotation du rotor en une vitesse plus élevée pour le générateur. Le moment d'inertie du rotor représente environ 90 % du moment total de la chaîne de conversion, tandis que celui du générateur ne représente que 6-8 %. Les autres éléments de la chaîne comptent pour 2 à 4 % du moment d'inertie. De plus, le générateur est beaucoup plus rigide en torsion que le rotor, dont la rigidité est environ 100 fois inférieure à celle du générateur. Cette différence engendre des vibrations de torsion inévitables dans le groupe motopropulseur, lesquelles peuvent influencer significativement les performances de la turbine. Ces effets ont été confirmés par des tests sur modèles et objets réels. Cela démontre que la chaîne de conversion d'une éolienne ne peut pas être simplifiée à un seul élément [Lav-05].

Cette étude se concentre sur un modèle à deux masses, constitué de l'inertie du rotor de la turbine et de celle de la génératrice. Dans ce modèle, l'inertie du multiplicateur, ainsi que celle des trois pales et du moyeu, sont négligées.

Le schéma du modèle de la turbine éolienne à deux masses est présenté à la Figure II. 7 [Bou-06.a].

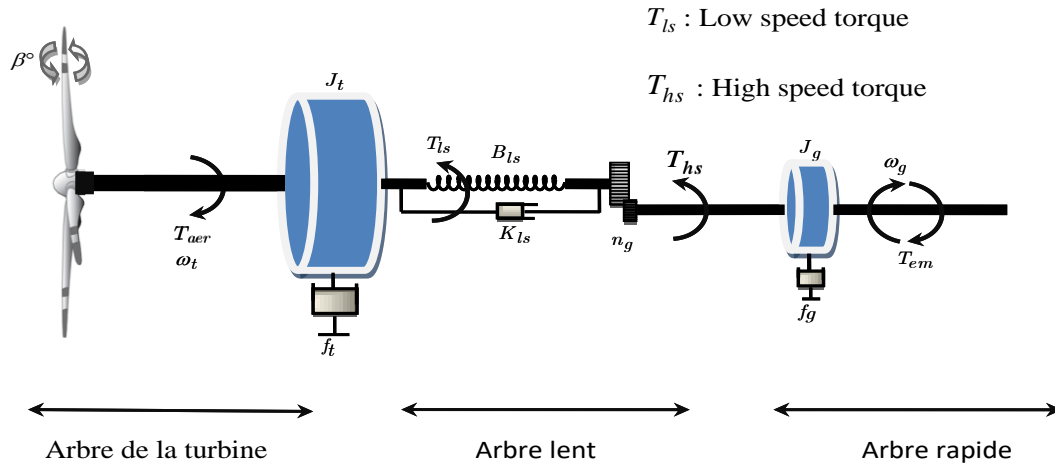


Figure II.7 : Schéma du modèle de la turbine éolienne à deux masses.

La dynamique du rotor de la turbine est caractérisée par une équation différentielle du premier ordre [Bou-06.a] :

$$J_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_{aer} - T_{ls} - f_t \omega_t \quad (\text{II.10})$$

Avec :

J_t : L'inertie du rotor de la turbine $[Kg \cdot m]$,

T_{ls} : Le couple mécanique sur l'arbre lent $[Nm]$,

f_t : Le coefficient de frottements visqueux du rotor de la turbine $[Nm/rd/s]$.

Le couple mécanique de l'arbre lent T_{ls} résulte des effets de frottements et de torsion générés par les écarts entre la vitesse de rotation de la turbine ω_t et celle de l'arbre lent ω_{ls} d'une part, et entre la position angulaire du rotor de la turbine θ_t et celle de l'arbre lent θ_{ls} d'autre part [Bou-06.b] :

$$T_{ls} = B_{ls}(\theta_t - \theta_{ls}) + K_{ls}(\omega_t - \omega_{ls}) \quad (\text{II.11})$$

Où :

B_{ls} : le coefficient de torsion de l'arbre lent $[Nm/rd]$,

K_{ls} : le coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent $[Nm/rd/s]$.

Le couple T_{ls} de vitesse ω_{ls} de l'arbre lent est transmis via le multiplicateur de vitesse, de rapport n_g , pour produire un couple mécanique T_{hs} de vitesse ω_g sur l'arbre rapide [Bou-06.a] :

$$\begin{cases} T_{hs} = n_g^{-1} T_{ls} \\ \omega_g = n_g \omega_{ls} \end{cases} \quad (\text{II.12})$$

La relation entre les positions angulaires θ_g et θ_{ls} , est donnée par :

$$\theta_g = n_g \theta_{ls} \quad (\text{II.13})$$

La génératrice est entraînée par le couple mécanique de l'arbre rapide T_{hs} et freiné par le couple électromagnétique T_{em} et les frottements visqueux $f_g \omega_g$. La dynamique du rotor de la génératrice est donnée par :

$$J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{hs} - T_{em} - f_g \omega_g \quad (\text{II.14})$$

Où :

$$J_g n_g \frac{d\omega_{ls}}{dt} = \frac{T_{ls}}{n_g} - T_{em} - n_g f_g \omega_{ls} \quad (\text{II.15})$$

Avec :

J_g : L'inertie de la génératrice $[Kg \cdot m]$,

f_g : Le coefficient de frottements visqueux de la génératrice $[Nm/rad/s]$.

En utilisant (II.11), la dérivée du couple mécanique de l'arbre lent s'écrit comme suit :

$$\dot{T}_{ls} = B_{ls} \omega_t - B_{ls} \omega_{ls} + K_{ls} \dot{\omega}_t - K_{ls} \dot{\omega}_{ls} \quad (\text{II.16})$$

En remplace l'équation (II.12) dans l'équation (II.16), on obtient :

$$\dot{T}_{ls} = B_{ls} \left(\omega_t - \frac{\omega_g}{n_g} \right) + K_{ls} \left(\dot{\omega}_t - \frac{\dot{\omega}_g}{n_g} \right) \quad (\text{II.17})$$

En remplaçant l'équation (II.10), (II.12) et (II.14) dans l'équation (II.17), il vient :

$$\dot{T}_{ls} = B_{ls} \omega_t - \frac{B_{ls}}{n_g} \omega_g + K_{ls} \left(\frac{1}{J_t} T_{aer} - \frac{1}{J_t} T_{ls} - \frac{f_t}{J_t} \omega_t \right) - \frac{K_{ls}}{n_g} \left(\frac{1}{n_g J_g} T_{ls} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g \right) \quad (\text{II.18})$$

L'équation (II.18) devient :

$$\dot{T}_{ls} = \left(B_{ls} - \frac{K_{ls} f_t}{J_t} \right) \omega_t + \frac{1}{n_g} \left(\frac{K_{ls} f_g}{J_g} - B_{ls} \right) \omega_g - K_{ls} \left(\frac{J_g n_g^2 + J_t}{J_g J_t n_g^2} \right) T_{ls} + \frac{K_{ls}}{J_t} T_{aer} + \frac{K_{ls}}{n_g J_g} T_{em} \quad (\text{II.19})$$

En utilisant l'équation (II.10), (II.12), (II.15) et (II.19), on aboutit au système suivant :

$$\begin{cases} \dot{\omega}_t = \frac{1}{J_t} T_{aer} - \frac{1}{J_t} T_{ls} - \frac{f_t}{J_t} \omega_t \\ \dot{\omega}_g = \frac{1}{n_g J_g} T_{ls} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g \\ \dot{T}_{ls} = \left(B_{ls} - \frac{K_{ls} f_t}{J_t} \right) \omega_t + \frac{1}{n_g} \left(\frac{K_{ls} f_g}{J_g} - B_{ls} \right) \omega_g - K_{ls} \left(\frac{J_g n_g^2 + J_t}{J_g J_t n_g^2} \right) T_{ls} + \frac{K_{ls}}{J_t} T_{aer} + \frac{K_{ls}}{n_g J_g} T_{em} \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

II.5. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable

II.5.1 Objectifs du contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable

L'objectif du contrôle des turbines éoliennes à vitesse variable est de maximiser la puissance aérodynamique lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale, en utilisant des stratégies adaptées, notamment par le contrôle du couple électromagnétique. Lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale, l'objectif devient de limiter la puissance aérodynamique transmise à la génératrice et de maintenir la turbine dans ses limites de fonctionnement. Cela se fait en réduisant le coefficient de puissance via deux types de contrôle : passif et actif. Le contrôle passif améliore les performances et réduit les charges sans consommation d'énergie externe, tandis que le contrôle actif nécessite une énergie supplémentaire [Lie-00, Yen-16]. Un contrôle efficace peut améliorer les caractéristiques dynamiques, prolonger la durée de vie de l'éolienne et réduire les charges transitoires sur l'arbre de transmission [Bel-08]. Plusieurs techniques ont été proposées pour optimiser ou limiter la puissance aérodynamique au cours des dix dernières années. Le contrôle des turbines éoliennes se décompose en trois zones de fonctionnement, influencées par la vitesse du vent, la vitesse maximale admissible du générateur et la puissance désirée comme illustré sur la Figure II. 8.

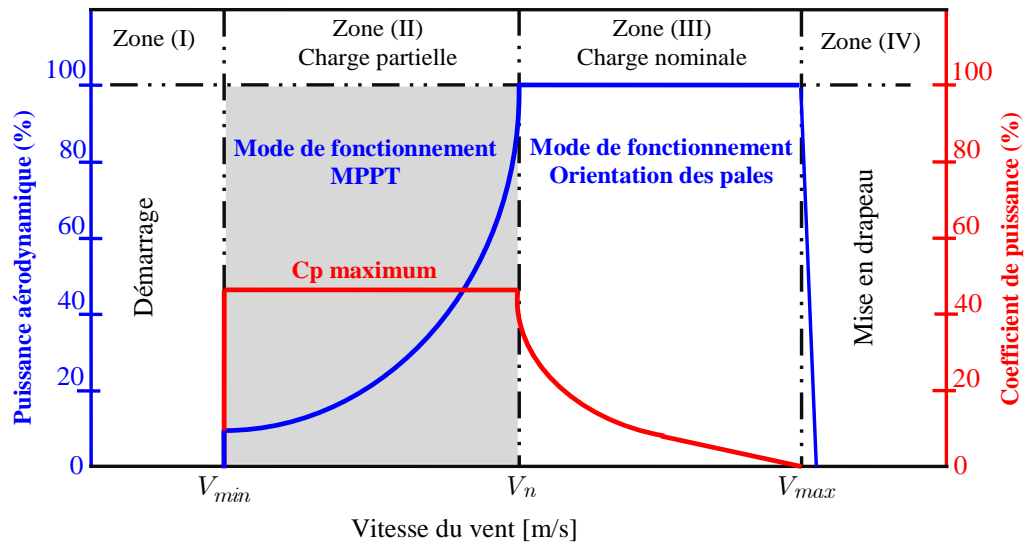


Figure II. 8 : Zones de fonctionnement d'un système éolien à vitesse variable.

- **Zone (I)**: C'est la zone de démarrage, la génératrice démarre lorsque la vitesse mécanique dépasse une vitesse seuil, aucune puissance n'est générée.
- **Zone (II)**: Cette zone correspond à un fonctionnement à des vitesses de vent inférieures ou égales à la vitesse nominale. L'objectif est de maximiser la puissance aérodynamique pour extraire un maximum d'énergie, en recherchant le point de puissance optimale pour chaque vitesse du vent, connu sous le nom de MPPT (Maximum Power Point Tracking). Elle est donc caractérisée par un fonctionnement à charge partielle. Dans ce cas, il est à noter que l'angle

d'orientation des pales doit être constant et égale toujours à zéro ($\beta = 0^\circ$), et la vitesse relative de la turbine est à sa valeur optimale (λ_{opt}). Dans cette zone :

- **Zone(III) :** Cette dernière zone est appelée zone à charge nominale (*full load*) Pour maintenir la puissance constante, on applique une commande adéquate qui vise à ajuster l'angle d'orientation des pales afin de garder une vitesse constante de la turbine, appelé communément en anglais (*pitch control*).

II.5.2. Conception de la stratégie de contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable

Avec l'augmentation des éoliennes, la conception des stratégies de contrôle devient essentielle. Il est crucial de bien définir les méthodes de régulation de la vitesse et de l'orientation des pales pour répondre aux exigences techniques. Les éoliennes à vitesse variable ajustent la vitesse du rotor selon la vitesse du vent, et plusieurs stratégies existent pour établir cette relation. La méthode la plus simple consiste à lier directement la vitesse du rotor à celle du vent [Ata-24].

II.5.3. Caractéristiques de puissance et de couple aérodynamique de la turbine éolienne

La vitesse du vent exerçant une force sur les pales de la turbine éolienne provoque sa rotation, générant ainsi une puissance et un couple aérodynamique. Les variations de ces deux grandeurs en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sont représentées par des courbes, comme illustré dans les Figures II.9 et II.10 [Bue-81].

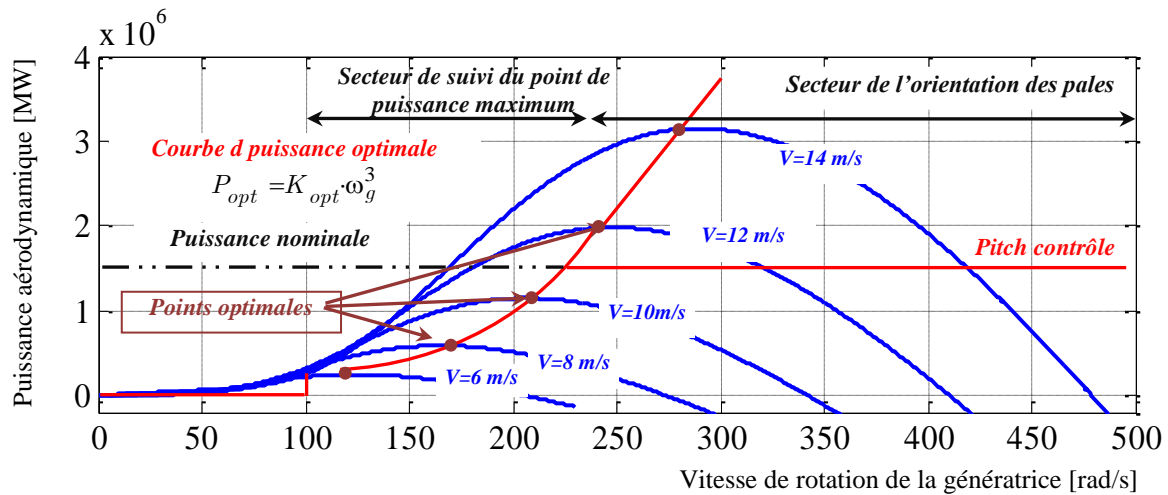


Figure II. 9 : Courbes typiques de la puissance aérodynamique d'une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice pour différentes vitesses du vent.

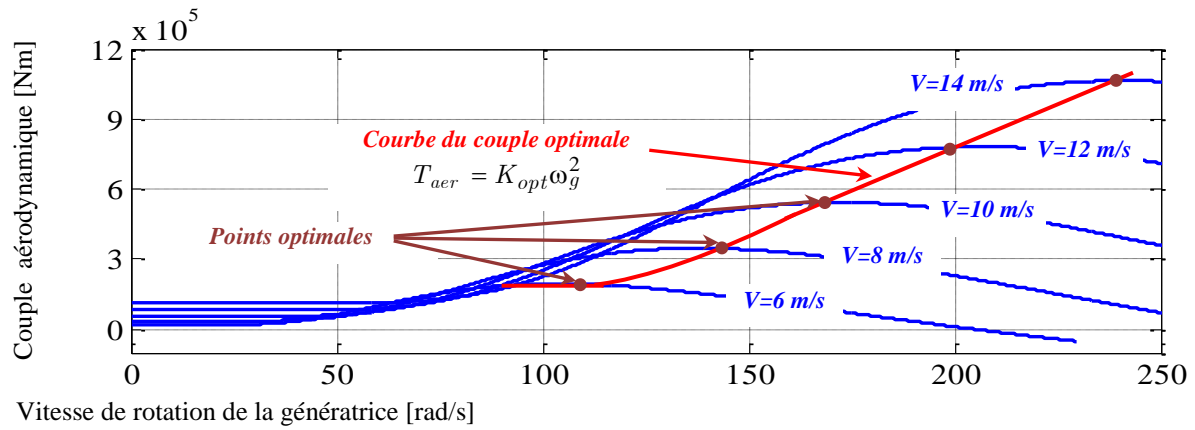


Figure II. 10 : Courbes typiques du couple aérodynamique d'une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sous différentes vitesses de vent.

En utilisant l'équation (II.8), les caractéristiques de puissance aérodynamique-vitesse de la génératrice d'une éolienne de grande puissance, 1.5 MW, pour différentes vitesses de vent sont représentées par les courbes de la Figure. II. 9.

En utilisant l'équation (II.10) et les caractéristiques de la Figure II.9, nous obtenons les caractéristiques couple aérodynamique-vitesse de rotation de la génératrice. Ces caractéristiques, un angle de calage des pales nul, sont représentées par des courbes de la Figure. II. 10.

II.6. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable en dessous de la puissance nominale

II.6.1. Contrôle direct en vitesse

Dans Cette section aborde le contrôle de la turbine éolienne à deux masses en régime transitoire et permanent. Les deux approches précédentes, le contrôle indirect en vitesse et le contrôle par retour de couple aérodynamique, ne sont efficaces qu'en régime permanent. Pour améliorer le comportement dynamique lors du suivi de la courbe de rendement maximal, un contrôle direct en vitesse de rotation de la génératrice peut être utilisé dans la zone de fonctionnement à charge partielle. En général, la vitesse de rotation de la génératrice est proportionnelle à celle de la turbine éolienne à une seule masse, facilitant le choix de la vitesse de référence. Cependant, pour une turbine éolienne à deux masses, la relation entre la vitesse de rotation de la génératrice et celle de la turbine n'est pas proportionnelle, nécessitant ainsi une détermination préalable de la vitesse de référence avant de sélectionner le type de contrôle.

Lorsque la turbine fonctionne sur la courbe de rendement optimal, l'équation dynamique du rotor de la turbine (II.10) s'écrit comme suit :

$$J_t \frac{d\omega_{t,opt}}{dt} = T_{aer,opt} - f_t \omega_{t,opt} - T_{ls,opt} \quad (II.21)$$

Dans les conditions optimales, le couple optimal de l'arbre lent s'écrit comme suit [Ben-23] :

$$T_{ls,opt} = B_{ls}\gamma + K_{ls}\dot{\gamma} \quad (\text{II.22})$$

Où :

$$\gamma = \theta_t - \frac{\theta_g}{n_g} \quad (\text{II.23})$$

En divisant l'équation (II.22) par n_g , il vient :

$$\frac{T_{ls,opt}}{n_g} = B_{eq}\gamma + K_{eq}\dot{\gamma} \quad (\text{II.24})$$

Où :

$$\begin{cases} B_{eq} = \frac{B_{ls}}{n_g} \\ K_{eq} = \frac{K_{ls}}{n_g} \end{cases}$$

Avec :

B_{eq} : le coefficient de torsion équivalent [Nm/rd].

K_{eq} : le coefficient de frottements visqueux équivalent [Nm/rd/s].

En utilisant (II.12), le couple optimal de l'arbre rapide est donné par :

$$T_{hs,opt} = \frac{T_{ls,opt}}{n_g} \quad (\text{II.25})$$

Définissant la grandeur de référence suivante :

$$T_{hs}^* = T_{hs,opt} \quad (\text{II.26})$$

Où :

$$T_{hs}^* = B_{eq}\gamma + K_{eq}\dot{\gamma} \quad (\text{II.27})$$

Appliquant la transformation de la PLACE sur l'équation (II.27), elle devient :

$$\gamma_L = \frac{T_{hs}^*}{(B_{eq} + K_{eq} \cdot s)} \quad (\text{II.28})$$

Combinant les deux équations (II.23) et (II.28), la position angulaire de référence θ_g , peut s'écrire :

$$\theta_g^* = n_g \theta_{r,opt} - \frac{n_g T_{hs}^*}{(B_{eq} + K_{eq} \cdot s)} \quad (\text{II.29})$$

En utilisant la loi d'un corps en rotation :

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (\text{II.30})$$

La vitesse de référence de la génératrice peut être facilement déduite à partir de l'équation (II.30), comme suit :

$$\omega_g^* = \frac{d\theta_g^*}{dt} \quad (\text{II.31})$$

Finalement, le schéma bloc de calcul de la vitesse de référence de la génératrice est illustré sur la Figure II. 11.

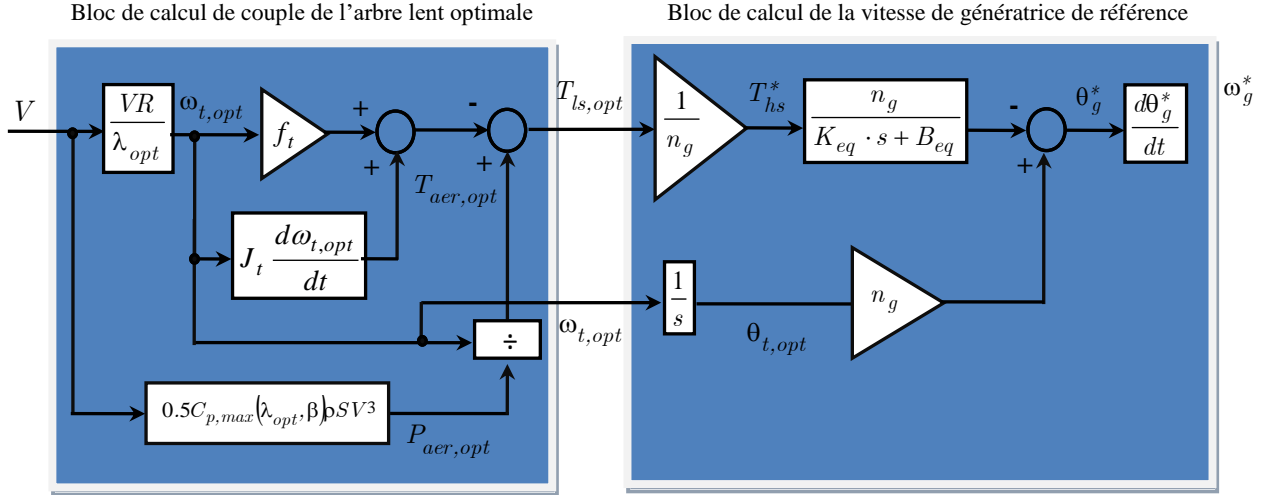


Figure II. 11 : Schéma bloc de calcul de la vitesse de référence de la génératrice (ω_g^*).

II.6.1.1. Contrôle direct en vitesse par contrôleur Proportionnel-Intégral

Dans la configuration en mode conventionnel, la vitesse de la génératrice doit être asservie par un contrôleur Proportionnel-Intégral (PI). Afin de suivre la vitesse de référence de la génératrice, la servocommande de vitesse utilisant le couple électromagnétique de référence T_{em}^* est utilisée :

$$T_{em}^* = (\omega_g^* - \omega_g) \cdot \left[K_{p,\omega g} + \frac{K_{i,\omega g}}{s} \right] \quad (\text{II.32})$$

La boucle de régulation de la vitesse de la génératrice ω_g est représentée par la Figure II. 12.

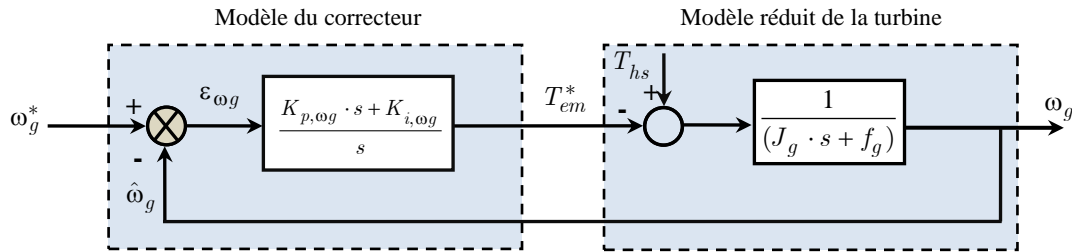


Figure II.12 : Schéma bloc de régulation de la vitesse de la génératrice.

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

$$\omega_g = H(s) \cdot \omega_g^* + G(s) \cdot T_{hs} \quad (\text{II.33})$$

Où : $H(s)$ est la fonction de transfert liée à la vitesse de référence :

$$H(s) = \frac{K_{p,\omega g} \cdot s + K_{i,\omega g}}{J_g \cdot s^2 + (f_g + K_{p,\omega g}) \cdot s + K_{i,\omega g}} \quad (\text{II.34})$$

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

$$G(s) = \frac{s}{J_g \cdot s^2 + (f_g + K_{p,\omega g}) \cdot s + K_{i,\omega g}} \quad (\text{II.35})$$

Pour baisser l'effet de la perturbation, représentée par le couple électromagnétique T_{em}^* , nous avons intérêt à choisir une valeur élevée pour le gain $K_{p,\omega g}$. L'autre gain $K_{i,\omega g}$ est choisi de manière à avoir une fonction de transfert du 2^{ème} ordre, ayant une pulsation naturelle et un coefficient d'amortissement optimal, comme suit :

$$\begin{cases} \omega_{n,1} = \sqrt{\frac{K_{i,\omega g}}{J_g}} \\ \zeta_1 = \frac{J_g + f_g + K_{p,\omega g}}{2 K_{i,\omega g}} \omega_{n,1} \end{cases} \quad (\text{II.36})$$

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

$$\begin{cases} K_{i,\omega g} = (\omega_{n,1})^2 \cdot J_g \\ K_{p,\omega g} = \frac{2 \cdot \zeta_1 \cdot K_{i,\omega g}}{\omega_{n,1}} - f_g \end{cases} \quad (\text{II.37})$$

Le schéma de contrôle direct en vitesse par le régulateur PI est représenté sur la Figure II. 13.

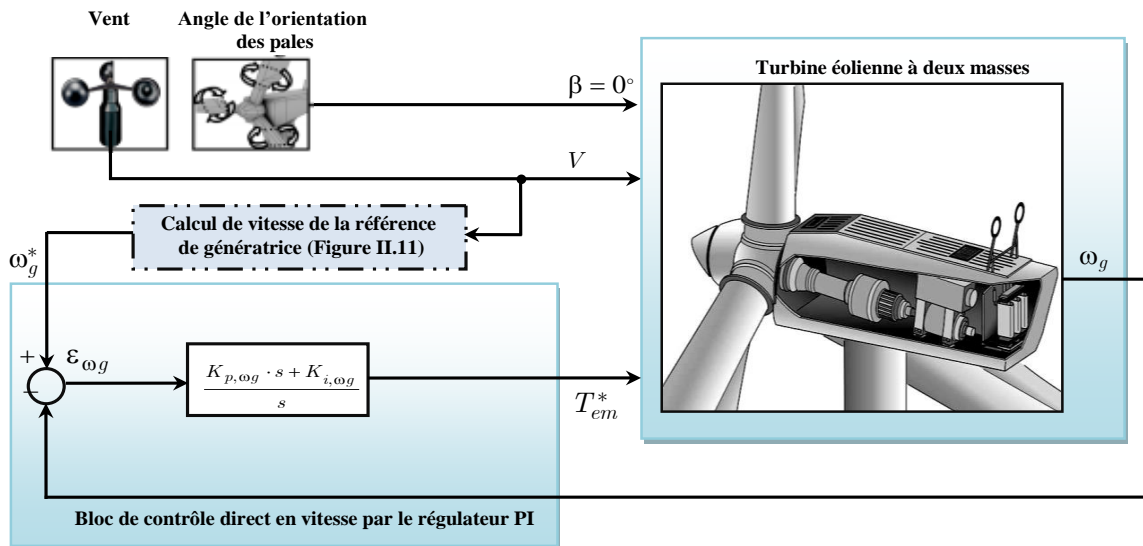


Figure II. 13: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite par le contrôle direct en vitesse en utilisant le contrôleur PI classique.

II.6.1.2. Contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale

En présence de perturbations et de variations des paramètres du système éolien, les performances du contrôleur PI peuvent être diminuées. De plus, il est bien établi que la régulation de la vitesse de la génératrice par un contrôleur PI ne donne pas de bons résultats lorsque la consigne de vitesse varie fortement en raison des fluctuations aléatoires de la vitesse du vent. Lors de variations importantes de la consigne, le contrôleur PI génère une forte action proportionnelle, entraînant un dépassement de la vitesse de la génératrice. Pour assurer un bon fonctionnement de l'éolienne face aux variations du vent et aux incertitudes du modèle, un contrôle non linéaire de type backstepping avec action intégrale (*En anglais : IntegralBackstepping Control ou IBSC*) est proposé.

Le contrôleur non linéaire de type IBSC est un mode de fonctionnement particulier des systèmes à structure variable [Sai-20]. La synthèse de ce contrôleur peut être réalisée en trois étapes successives :

- 1) Définition de l'erreur de suivi,
- 2) Choix de la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du système,
- 3) Détermination de la loi de commande équivalente.

L'objectif du contrôleur IBSC est de garantir que la valeur mesurée suit la trajectoire de la valeur de référence. L'erreur de suivi de la vitesse de la génératrice peut alors être exprimée de la manière suivante.[Sus-12] :

$$Z_{\omega g} = \omega_g - \omega_g^* + k'_{\omega g} \int_0^t (\omega_g - \omega_g^*) dt \quad (\text{II.38})$$

Avec :

$$k'_{\omega g} \int_0^t (\omega_g - \omega_g^*) dt : \text{Action intégrale ajoutée à l'erreur de la vitesse de la génératrice,}$$

$$k'_{\omega g} : \text{Constante positive.}$$

A partir de l'équation (II.38), la dérivée de l'erreur est donnée par :

$$\dot{Z}_{\omega g} = \dot{\omega}_g - \dot{\omega}_g^* + k'_{\omega g} (\omega_g - \omega_g^*) \quad (\text{II.39})$$

En remplaçant l'équation (II.12) dans l'équation (II.39), nous obtenons :

$$\dot{Z}_{\omega g} = \frac{1}{J_g} T_{hs} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g - \dot{\omega}_g^* + k'_{\omega g} (\omega_g - \omega_g^*) \quad (\text{II.40})$$

Pour l'étude de stabilité du système en boucle fermée, nous allons utiliser le théorème de stabilité de Lyapunov. La fonction de stabilité candidate de Lyapunov est définie par :

$$V_{\omega g} = \frac{1}{2} Z_{\omega g}^2 \quad (\text{II.41})$$

La dérivée de cette fonction de Lyapunov (II.41) est donnée par :

$$\dot{V}_{\omega g} = Z_{\omega g} \dot{Z}_{\omega g} \quad (\text{II.42})$$

Pour assurer la stabilité du système au sens du Lyapunov, la dérivée de la fonction candidate doit être négative, c'est-à-dire :

$$\dot{V}_{\omega g} < 0 \quad (\text{II.43})$$

Où :

$$Z_{\omega g} \dot{Z}_{\omega g} < 0 \quad (\text{II.44})$$

Dans ce sens, il est possible de choisir la dérivée de la fonction candidate comme suit :

$$\dot{V}_{\omega g} = -k Z_{\omega g}^2 \quad (\text{II.45})$$

Où k est une constante strictement positive ($k > 0$).

En utilisant (II.40), la dérivée de la fonction de Lyapunov (II.45) devient :

$$-k Z_{\omega g}^2 = Z_{\omega g} \left[\frac{1}{J_g} T_{hs} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g - \dot{\omega}_g^* + k'_{\omega g} (\omega_g - \omega_g^*) \right] \quad (\text{II.46})$$

L'équation (II.46) est réécrite sous la forme suivante :

$$-k Z_{\omega g} = \frac{1}{J_g} T_{hs} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g - \dot{\omega}_g^* + k'_{\omega g} (\omega_g - \omega_g^*) \quad (\text{II.47})$$

En régime permanent, la commande équivalente est calculée en considérant que le couple électromagnétique développé et sa référence sont égaux, donc la loi de commande devient :

$$T_{em}^* = T_{hs} - f_g \omega_g - J_g \dot{\omega}_g^* + J_g k'_{\omega g} (\omega_g - \omega_g^*) + k J_g Z_{\omega g} \quad (\text{II.48})$$

Le schéma de contrôle direct en vitesse par le contrôleur backstepping avec action intégrale est représenté sur la Figure II. 14.

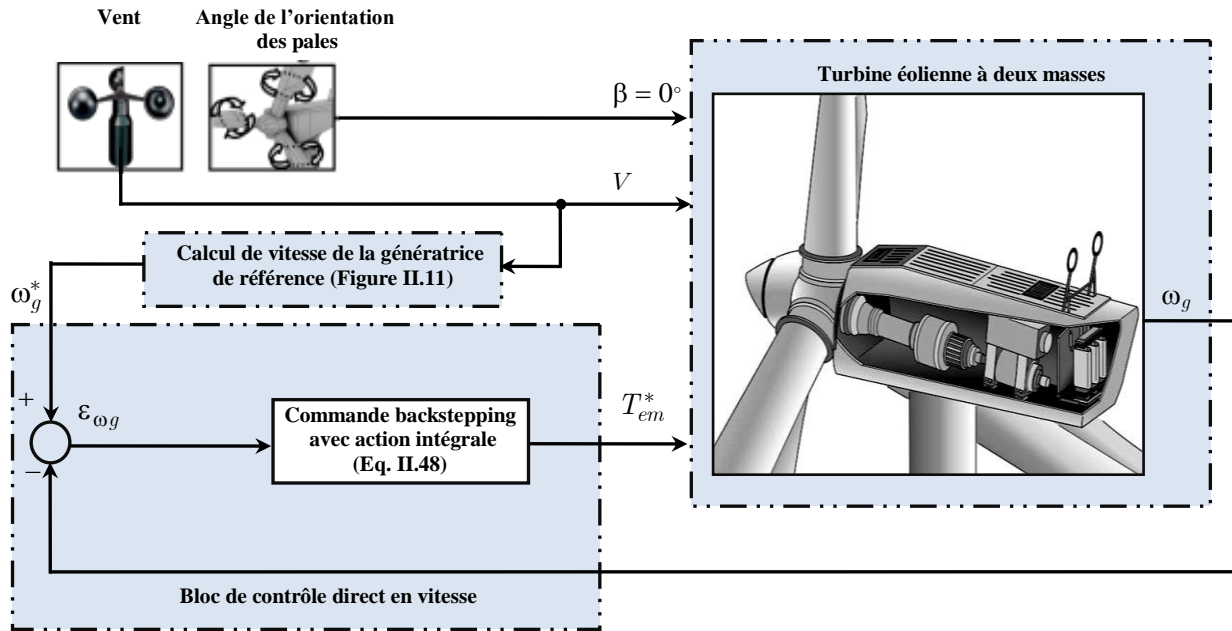


Figure II. 14: Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite par le contrôle direct en vitesse en utilisant le contrôleur backstepping (IBSC).

II.7. Résultats de simulation des différents algorithmes de la commande MPPT proposées

Afin de mettre en évidence les performances des algorithmes de la commande MPPT appliquées à la turbine éolienne à deux masses et dans le but d'effectuer une comparaison des contrôleurs de commande que nous avons présentés, nous allons réaliser une série de simulations sous l'environnement Matlab/Simulink. Toutes ces simulations seront réalisées dans les mêmes conditions, soit:

- Profil de vitesse du vent (le modèle aléatoire d'une vitesse moyenne de 10.8 m/s).
- L'angle d'orientation des pales est maintenu à sa valeur nulle ($\beta=0^\circ$).

Le premier profil du vent utilisé dans cette simulation est montré dans la Figure II. 4. Cette allure, très fluctuée et stochastique, est obtenue en utilisant le modèle décrit par l'équation II.1. Les paramètres du système sont donnés dans l'annexe (A) [Ben-23].

II.7.1. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI

La Figure II.15, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour le contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI.

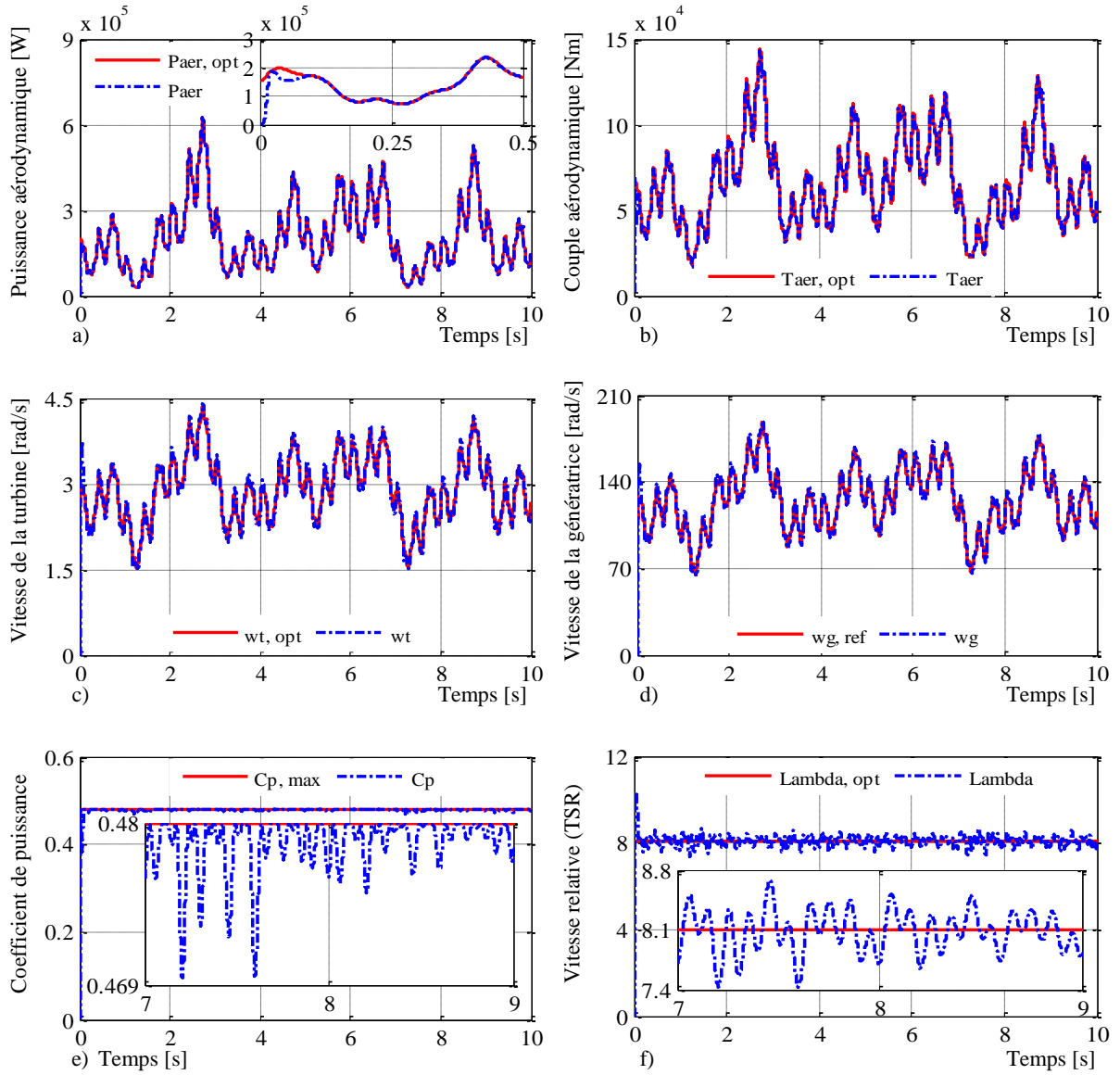


Figure II. 15: Maximisation de la puissance extraite avec le contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI.

II.7.2. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale

La Figure II. 16, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour le contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.

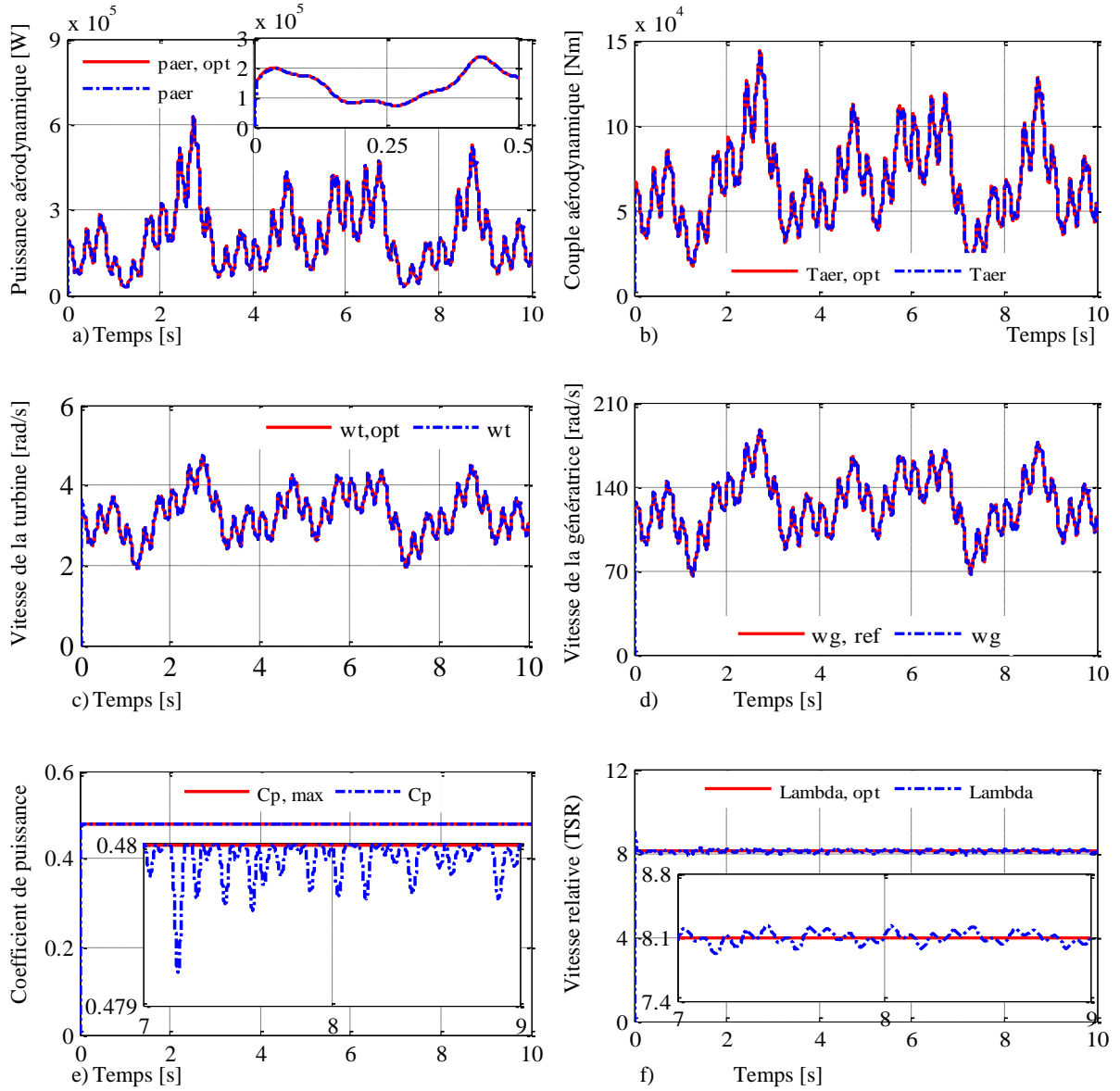


Figure II.16: Maximisation de la puissance extraite avec le contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action.

II.8. Interprétation des résultats de simulation

Les résultats des simulations montrent que, pour les deux types de contrôleurs, la puissance extraite par la turbine suit efficacement la trajectoire désirée $P_{aer,opt}$ avec une très bonne efficacité. Les variations de vitesse du vent induisent des oscillations importantes du couple aérodynamique, ce qui augmente le stress mécanique de la turbine et générant des vibrations électromagnétiques au niveau de la génératrice.

Les résultats de simulation indiquent que le contrôle direct en vitesse, basé sur le contrôleur non linéaire de type IBSC, constitue une méthode particulièrement efficace, assurant le suivi des points des puissances maximale, en maintenant le coefficient de puissance autour de sa valeur maximale.

$C_{p,max} = 0.4799$ avec moins d'oscillations. Il est également montré sur la Figure (II.15) que la vitesse relative est autour de sa valeur optimale $\lambda_{opt} \approx 8.1$ moins d'oscillation. c'est pourquoi, cette approche par IBSC est considérée comme une commande efficace et robuste, avec une amélioration des performances mécaniques.

Lors du contrôle direct en vitesse à l'aide d'un régulateur PI classique, on observe des oscillations importantes du coefficient de puissance et de la vitesse relative ces oscillations peuvent générer des contraintes mécaniques nuire les parties mécanique et électrique du système éolien (la Figure II.16).

II.9. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la modélisation et au contrôle de la partie mécanique du système éolien. En premier lieu, nous avons modélisé l'ensemble de la partie mécanique. Par la suite, deux stratégies de contrôle en vitesse ont été présentées, visant à optimiser l'extraction de la puissance maximale d'une turbine éolienne à deux masses.

Le contrôle direct en vitesse, basé sur un contrôleur non linéaire de type IBSC, se distingue par sa robustesse, son excellent rendement énergétique et sa capacité à gérer efficacement les variations aléatoires et sévères de la vitesse du vent, tout en minimisant les oscillations et le stress mécanique sur l'arbre de transmission. À la différence de ce contrôleur, le contrôleur PI présente des performances nettement inférieures, tant en termes de rendement que de stabilité.

Le chapitre suivant sera consacré à l'étude de la partie électrique du système éolien, qui comprend une machine asynchrone à double alimentation (MADA) ainsi que ses convertisseurs électroniques de puissance. Nous présenterons également la commande vectorielle appliquée à cette machine.

III.1.	Introduction	48
III.2.	Description et modélisation de la GADA connectée au réseau électrique équilibré	48
III.2.1.	Description de la GADA	48
III.3.	Modélisation de la machine asynchrone double alimentation	49
III.3.1.	Hypothèses simplificatrices	50
III.3.2.	Equations électriques	50
III.3.3.	Équations Magnétiques (la relation entre le flux et courant)	51
III.3.4.	L'équation Mécanique	52
III.4.	Transformation de PARK	52
III.4.1.	Définition	52
III.4.2.	Choix de référentiel de Park	53
III.4.3.	Modèle diphasé de la MADA	54
III.5.	Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras)	56
III.5.1.	Structure et principe de fonctionnement	56
III.5.2.	Représentation du redresseur à MLI dans le système triphasé	57
III.6.	Onduleur à MLI (à deux niveaux et trois bras)	59
III.6.1.	Structure et principe de fonctionnement	59
III.6.2.	Représentation de l'onduleur de tension dans le système triphasé	60
III.7.	Commande vectorielle de la MADA	61
III.7.1.	Principe de la commande vectorielle	61
III.7.2.	Synthèse de la commande à flux orienté de la GADA	62
III.7.3.	Modèle simplifié de la GADA avec orientation du flux statorique	66
III.7.4.	Mise en évidence des termes de couplage	67
III.8.	Réglage des puissances statoriques de la GADA	67
III.9.	Réglage des puissances statoriques par la commande vectorielle directe	68
III.10.	Réglage des puissances statoriques par la commande vectorielle indirecte	75
III.11.	Conclusion	88

III.1. Introduction

Dans le cadre de l'exploitation de l'énergie éolienne, la maîtrise du comportement électromécanique des générateurs est essentielle pour assurer un fonctionnement efficace, stable et conforme aux exigences du réseau électrique. Ce chapitre est consacré à la modélisation de la partie électrique du système éolien, ainsi qu'à la mise en œuvre de la commande vectorielle appliquée au générateur à double alimentation (GADA), technologie largement adoptée dans les systèmes éoliens à vitesse variable.

Dans la première partie de ce chapitre, nous nous intéresserons à la modélisation de la partie électrique du système éolien. Nous expliquerons les raisons pour lesquelles les systèmes éoliens utilisant une machine asynchrone à double alimentation sont les plus répandus pour la production d'énergie électrique. Par la suite, nous rappellerons les notions, le principe de fonctionnement et les modes de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation associées aux convertisseurs d'électronique de puissance dans un contexte éolien.

Dans la seconde partie, nous aborderons la stratégie de commande vectorielle de GADA. La commande vectorielle par orientation du flux permet d'améliorer les performances en régime à vitesse variable, en assurant le contrôle des puissances active et réactive statoriques. Ce travail propose une loi de commande pour la GADA basée sur l'orientation du flux statorique.

III.2. Description et modélisation de la GADA connectée au réseau électrique équilibré

III.2.1. Description de la GADA

La GADA (Génératrice Asynchrone à Double Alimentation) est généralement constituée de deux ensembles de bobinages triphasés : l'un placé sur le stator et l'autre sur le rotor. Dans le domaine de l'énergie éolienne, les enroulements du stator sont directement connectés au réseau électrique, tandis que ceux du rotor sont couplés au réseau à travers des convertisseurs électroniques de puissance. Ces derniers, appelés Convertisseur Côté Machine (CCM) et Convertisseur Côté Réseau (CCR), sont modélisés comme des sources de tension. Leur rôle principal consiste à adapter la fréquence entre celle du réseau et celle du rotor, ce qui permet à la génératrice de fonctionner à vitesse variable.

Dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne, la GADA est particulièrement prisée en raison de ses nombreux atouts. L'un des plus significatifs est la possibilité de dimensionner les convertisseurs électroniques de manière à ne traiter qu'environ 30 % de la puissance nominale de la machine. Cela permet une variation de la vitesse de rotation autour de la vitesse de synchronisme sur une plage d'environ ± 30 %.

La Figure III.1 illustre la configuration typique d'un tel système de conversion d'énergie éolienne.

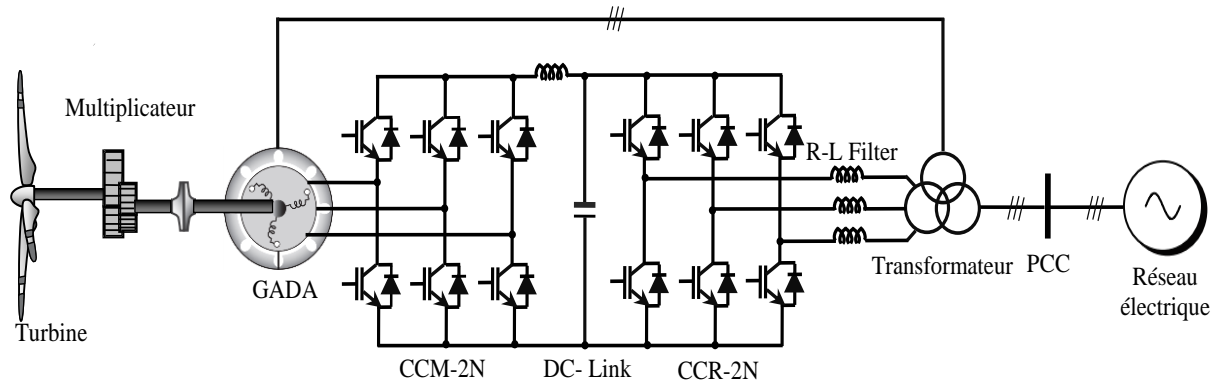


Figure III.1 : Structure d'un système de conversion d'énergie éolienne basé sur la GADA.

III.3. Modélisation de la machine asynchrone double alimentation

Pour commander la machine asynchrone à double alimentation, comme bien d'autres procédés, il faut disposer d'un modèle avec une connaissance plus ou moins précise des éléments le constituant. Mathématiquement, on peut représenter la MADA par un modèle entrée sortie sous forme de fonction de transfert ou encore sous forme d'équations en variables d'état [Rab-17]. On représente la machine asynchrone double alimentation par six équations électriques et une seule équation mécanique qui concerne la dynamique du rotor. La MADA peut être schématisée par la Figure III.2.

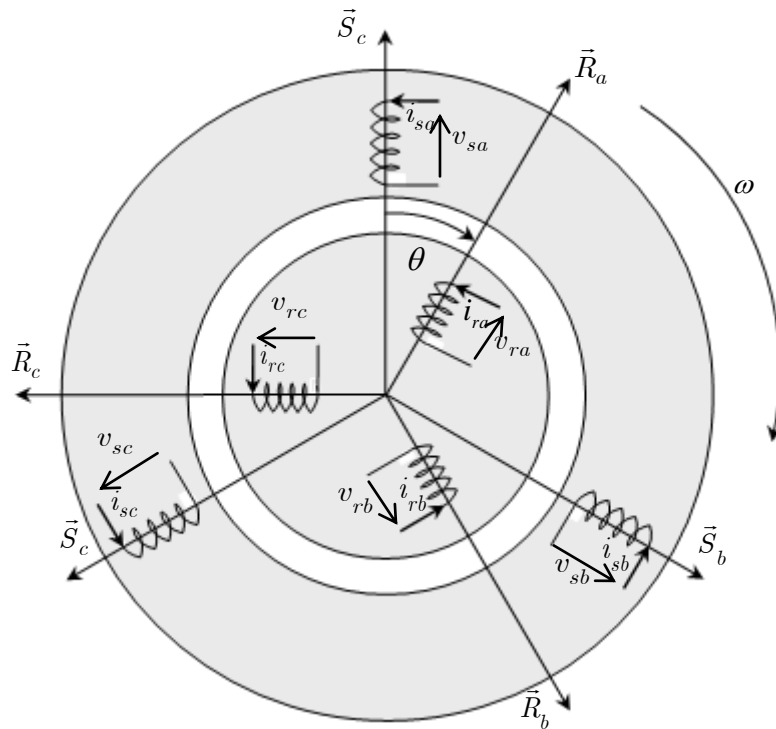


Figure III.2 : Représentation électrique des enroulements d'une machine asynchrone triphasée.

III.3.1. Hypothèses simplificatrices

Pour notre étude, nous considérons les hypothèses simplificatrices suivantes : [Nau-08]

- Le circuit magnétique n'est pas saturé, ce qui permet d'exprimer les flux comme étant linéaires par rapport aux courants.
- Les pertes par hystérésis et par courants de Foucault sont négligées.
- Les forces magnétomotrices générées par chacune des phases des deux armatures sont supposées avoir une répartition sinusoïdale.
- Les résistances sont considérées comme constantes, indépendamment de la température, et l'effet de peau est ignoré.
- L'entrefer est supposé constant.
- Les inductances propres sont constantes.

Ainsi, tous les coefficients des inductances propres sont considérés comme constants, tandis que les coefficients des inductances mutuelles ne dépendent que de la position relative des enroulements [Bri-10].

III.3.2. Equations électriques

La loi de Faraday, qui exprime la tension aux bornes d'une bobine, est donnée par la relation suivante :

$$e = - \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{III.1})$$

▪ Pour le stator

$$\begin{cases} v_{sa} = R_s i_{sa} + \frac{d\phi_{sa}}{dt} \\ v_{sb} = R_s i_{sb} + \frac{d\phi_{sb}}{dt} \\ v_{sc} = R_s i_{sc} + \frac{d\phi_{sc}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

Ou :

$$[V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d}{dt} [\phi_s] \quad (\text{III.3})$$

▪ Pour le rotor

$$\begin{cases} v_{ra} = R_r i_{ra} + \frac{d\phi_{ra}}{dt} \\ v_{rb} = R_r i_{rb} + \frac{d\phi_{rb}}{dt} \\ v_{rc} = R_r i_{rc} + \frac{d\phi_{ra}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

Ou :

$$[V_r] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dt} [\phi_r] \quad (\text{III.5})$$

Avec :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix}, [I_s] = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix}, [\phi_s] = \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix}, [R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$$

$$[V_r] = \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix}, [I_r] = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix}, [\phi_r] = \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix}, [R_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$$

Et :

$[V_s] = [v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}]^T$: Vecteur des tensions instantanées des phases a, b et c statoriques.

$[I_s] = [i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}]^T$: Vecteur des courants instantanées des phases a, b et c statoriques.

$[\phi_s] = [\phi_{sa}, \phi_{sb}, \phi_{sc}]^T$: Vecteur des flux instantanées des phases a, b et c statoriques.

$[V_r] = [v_{ra}, v_{rb}, v_{rc}]^T$: Vecteur des tensions instantanées des phases a, b et c rotoriques.

$[I_r] = [i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}]^T$: Vecteur des courants instantanées des phases a, b et c rotoriques.

$[\phi_r] = [\phi_{ra}, \phi_{rb}, \phi_{rc}]^T$: Vecteur des flux instantanées des phases a, b et c rotoriques.

R_s et R_r : Résistance d'une phase statorique et d'une phase rotorique, respectivement.

III.3.3. Équations Magnétiques (la relation entre le flux et courant)

Pour le stator et rotor :

$$\begin{aligned} [\phi_s] &= [L_{ss}] [I_s] + [M_{sr}] [I_r] \\ [\phi_r] &= [L_{rr}] [I_r] + [M_{rs}] [I_s] \end{aligned} \quad (\text{III.6})$$

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_{ss} & m_{ss} & m_{ss} \\ m_{ss} & l_{ss} & m_{ss} \\ m_{ss} & m_{ss} & l_{ss} \end{bmatrix} \text{ Et } [L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_{rr} & m_{rr} & m_{rr} \\ m_{rr} & l_{rr} & m_{rr} \\ m_{rr} & m_{rr} & l_{rr} \end{bmatrix}$$

Où la matrice des inductances statoriques et rotoriques est donnée par :

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = m_{sr} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{III.7})$$

Avec :

l_{ss}, l_{rr} : Inductances propres d'une phase statorique et d'une phase rotorique, respectivement ;

m_{ss}, m_{rr} : Inductances mutuelles entre deux phases statorique et entre deux phases rotorique, respectivement ;

m_{sr} : Valeur maximale de l'inductance mutuelle entre phase statorique et phase rotorique ;

III.3.4. L'équation Mécanique

L'équation mécanique s'écrit par la relation suivante :

$$C_g - C_{em} = J \cdot \frac{d\omega_g}{dt} + f \cdot \omega_g \quad (\text{III.8})$$

III.4. Transformation de PARK

III.4.1. Définition

La transformation de Park permet de convertir un système triphasé (a, b, c) vers un système biphasé (d, q) . Cette transformation s'applique sur les courants, les tensions et les flux à travers un changement de variables faisant intervenir l'angle θ de rotation électrique entre l'axe d du repère diphasé et le repère fixe lié à la phase du stator.

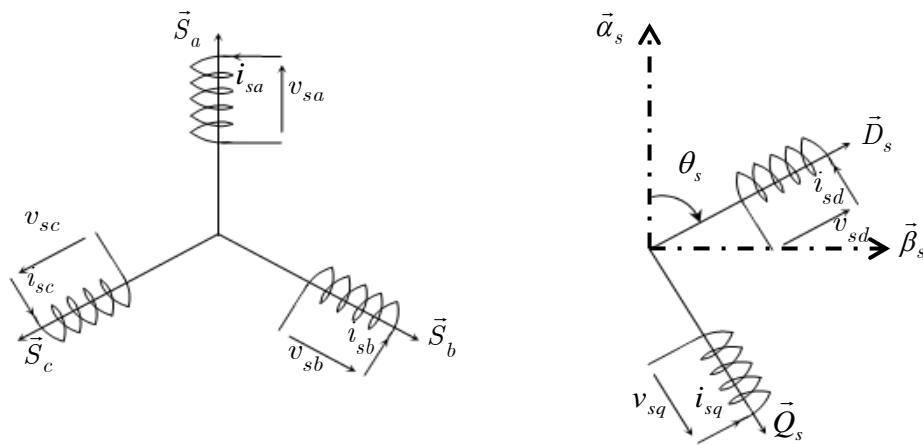


Figure III.3 : Repérage angulaire du système d'axes (d, q) associé au stator de la MAS.

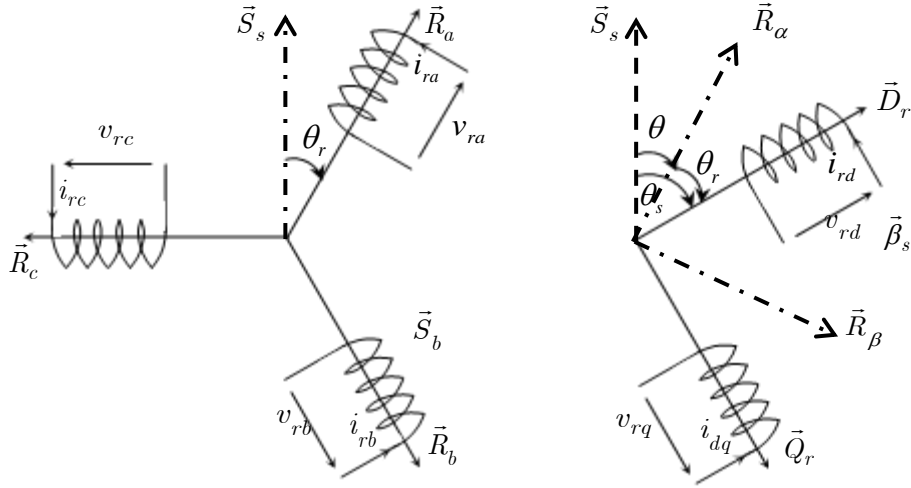


Figure III.4 : Repérage angulaire du système d'axes (d, q) associé au rotor de la MAS.

$$[p(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

$$[p(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

Le changement de variables (tensions, courants, flux) est défini par la transformation suivante:

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_o \end{bmatrix} = [p(\theta)] \cdot \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.11})$$

Remarque (III.1) : Cette transformation est fréquemment employée dans les problèmes de commande des machines électriques. Elle préserve l'invariance de la puissance, bien qu'elle n'assure pas celle des amplitudes des grandeurs [Mez- 06].

III.4.2. Choix de référentiel de Park

Suivant la constitution et le principe de fonctionnement de la MADA, nous trouvons trois choix utiles pour le référentiel $(d - q)$:

- **Référentiel fixe au stator** (référentiel stationnaire $\frac{d\theta_s}{dt} = 0$) : Ce référentiel est fréquemment utilisé dans l'étude des observateurs.

- **Référentiel fixe au rotor** (référentiel tournant $\frac{d\theta_r}{dt} = 0 \Rightarrow \theta_s = \theta = \omega = P \cdot \Omega$) : Il est principalement utilisé dans l'étude des régimes transitoires.
- **Référentiel fixe au champ tournant statorique** (référentiel tournant à la vitesse de pulsation statorique $\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s$) : Ce référentiel est souvent utilisé dans l'étude et la synthèse des lois de commande. Les axes sont désignés par (d, q) . C'est ce dernier référentiel que nous allons utiliser en vue de l'étude de la commande vectorielle à flux statorique orienté. Ce choix permet de définir une pulsation de glissement $\omega_g = \omega_s - \omega_r$.

III.4.3. Modèle diphasé de la MADA

III.4.3.1. Equations électriques

Selon la transformation de Park, et en appliquant la loi des mailles aux composantes des vecteurs statorique et rotoriques dans le repère tournant, on obtient le système d'équations (III.12), lequel représente le modèle de la machine asynchrone à double alimentation dans le repère (d, q) lié au champ tournant.

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \phi_{sd} \\ v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd} \end{cases} \quad (III.12)$$

III.4.3.2. Equations électromagnétiques

De façon analogue, on peut déterminer les expressions des flux statoriques et rotoriques.

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_s \cdot i_{sd} + M \cdot i_{rd} \\ \phi_{sq} = L_s \cdot i_{sq} + M \cdot i_{rq} \\ \phi_{rd} = L_r \cdot i_{rd} + M \cdot i_{sd} \\ \phi_{rq} = L_r \cdot i_{rq} + M \cdot i_{sq} \end{cases} \quad (III.13)$$

Où L_s et L_r sont respectivement les inductances statorique et rotorique, et M est l'inductance mutuelle statorique et rotorique.

Les expressions des courants en fonctions des flux sont comme suit :

$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{1}{\sigma L_s} \phi_{sd} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \phi_{rd} \\ i_{sq} = \frac{1}{\sigma L_s} \phi_{sq} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \phi_{rq} \\ i_{rd} = \frac{1}{\sigma L_r} \phi_{rd} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \phi_{sd} \\ i_{rq} = \frac{1}{\sigma L_r} \phi_{rq} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \phi_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

$$L_s = l_{ss} - m_{ss}, L_r = l_{rr} - m_{rr}, M = \frac{3}{2} m_{sr} \quad (\text{III.15})$$

III.4.3.3. Le couple électromagnétique

À ces équations s'ajoute l'équation générale du couple électromagnétique, dérivée de l'expression de la Co-énergie, et donnée par :

$$C_{em} = [I_s]^T \left\{ \frac{d}{d\theta} [Msr] \right\} [I_r] \quad (\text{III.16})$$

$$C_{em}(i_{sd}, i_{sq}, \phi_{sd}, \phi_{sq}) = p \cdot (\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd}) \quad (\text{III.17})$$

En appliquant la transformation de Park à cette équation, on obtient l'expression suivante :

$$C_{em}(i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}) = p \cdot M \cdot (i_{rd} \cdot i_{sq} - i_{sd} \cdot i_{rq}) \quad (\text{III.18})$$

En utilisant les expressions (III.16), (III.17) et (III.18), d'autres expressions du couple électromagnétique peuvent être retrouvées :

$$C_{em}(i_{rd}, i_{rq}, \phi_{sd}, \phi_{sq}) = \frac{p \cdot M}{L_s} \cdot (\phi_{sq} \cdot i_{rd} - \phi_{sd} \cdot i_{rq}) \quad (\text{III.19})$$

III.4.3.4. Les puissances active et réactive (statorique, rotorique)

En négligeant les pertes de puissance dues à la résistance statorique, les puissances active et réactive s'expriment comme suit : [Bel-15] :

$$\begin{cases} P_s = (v_{sd} \cdot i_{sd} + v_{sq} \cdot i_{sq}) \\ Q_s = (v_{sq} \cdot i_{sd} - v_{sd} \cdot i_{sq}) \end{cases} \quad (\text{III.20})$$

De la même façon, on peut exprimer la puissance active et réactive rotoriques comme suit:

$$\begin{cases} P_r = (v_{rd} \cdot i_{rd} + v_{rq} \cdot i_{rq}) \\ Q_r = (v_{rq} \cdot i_{rd} - v_{rd} \cdot i_{rq}) \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

Étant donné que la fréquence des tensions statorique est imposée par le réseau électrique, celle de la pulsation des courants rotorique est donnée par :

$$\omega_r = \omega_s - p\Omega \quad (\text{III.22})$$

III.4.3.5. Modèle d'état de la MADA

Le modèle d'état de Park de la MADA peut être exprimé sous la forme matricielle suivante [Bel-14] :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\phi_{sd}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}\phi_{sd} + \omega_s \cdot \phi_{sq} + M \frac{R_s}{L_s} i_{rd} + v_{sd} \\ \frac{d\phi_{sq}}{dt} = -\omega_s \cdot \phi_{sd} - \frac{R_s}{L_s}\phi_{sq} + M \frac{R_s}{L_s} i_{rq} + v_{sq} \\ \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{M}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd} - \frac{M}{L_s} \omega \phi_{sq} - (R_r + \frac{M}{L_s} \frac{M}{L_s} R_s) i_{rd} + \sigma L_r \omega_r i_{rq} + v_{rd} - \frac{M}{L_s} v_{sd} \\ \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{M}{L_s} \omega \phi_{sd} + \frac{M}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sq} - \sigma L_r \omega_r i_{rd} - (R_r + \frac{M}{L_s} \frac{M}{L_s} R_s) i_{rq} + v_{rq} - \frac{M}{L_s} v_{sq} \\ \frac{d\omega_g}{dt} = \frac{p}{J_g} (C_g - C_{em}) - \frac{F}{J_g} \cdot \omega_g \end{array} \right. \quad (III.23)$$

Avec :

$$C_{em}(i_{rd}, i_{rq}, \phi_{sd}, \phi_{sq}) = \frac{p \cdot M}{L_s} \cdot (\phi_{sq} \cdot i_{rd} - \phi_{sd} \cdot i_{rq}) \quad (III.24)$$

Où :

$$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s \cdot L_r} : \text{Est le coefficient de dispersion.}$$

III.5. Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras)

III.5.1. Structure et principe de fonctionnement

Etant donné que la GADA produit une tension à fréquence et à amplitude variables, des dispositifs d'électronique de puissance supplémentaires sont nécessaires pour satisfaire les besoins demandés par les gestionnaires des réseaux électriques [Qua-13]. La méthode, souvent utilisée, est de redresser et filtrer la tension du réseau électrique pour fournir la tension du bus continue qui sert comme tension d'entrée de l'onduleur du côté machine. Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs à Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI) sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de la commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, parce que les interrupteurs peuvent être commutés, selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée [Bou-09]. Le pont redresseur est constitué de trois bras. Chaque bras se compose de deux transistors bipolaires avec deux diodes antiparallèles (Figure III. 5).

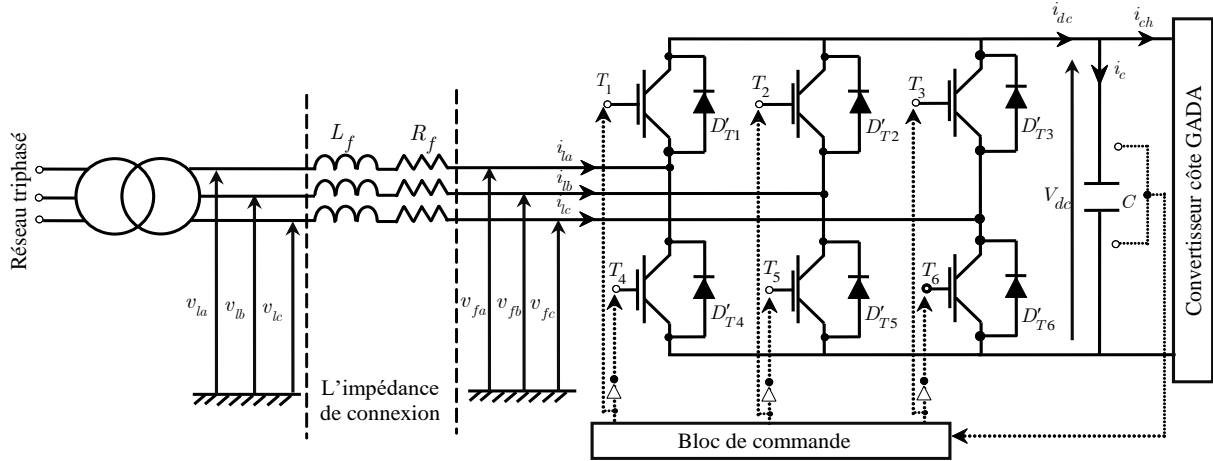


Figure III. 5 : Structure du redresseur à MLI sinus-triangle.

Les interrupteurs d'électronique de puissance sont constitués, en fonction de la puissance commutée, de GTO (Gate Turn Off), de MOSFET de puissance ou d'IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), associés en parallèle avec une diode. Cette diode assure la continuité du courant lors du changement de sens de ce dernier (Figure III. 5).

III.5.2. Représentation du redresseur à MLI dans le système triphasé

Ce convertisseur est constitué de trois bras, chacun connecté à une phase du réseau électrique équipé de deux interrupteurs [Ata-19, Sai-21.a].

Prenant les trois phases et en appliquant la loi des mailles :

$$\begin{cases} V_{la} = L_f \frac{di_{la}}{dt} + R_f i_{la} + v_{fa} \\ V_{lb} = L_f \frac{di_{lb}}{dt} + R_f i_{lb} + v_{fb} \\ V_{lc} = L_f \frac{di_{lc}}{dt} + R_f i_{lc} + v_{fc} \end{cases} \quad (\text{III.25})$$

D'un autre côté, les tensions $V_{f,abc}$ sont reliées à la tension du bus continu par :

$$\begin{cases} v_{fa} = \left[S_a - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_{dc} \\ v_{fb} = \left[S_b - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_{dc} \\ v_{fc} = \left[S_c - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_{dc} \end{cases} \quad (\text{III.26})$$

L'équation (III.26) peut se mettre sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{fa} \\ v_{fb} \\ v_{fc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.27})$$

Où i est l'état des deux interrupteurs du même bras (B_i), supposé parfait, telle que ($i = a, b, c$).

Les fonctions S_i sont définies par :

$$\begin{cases} S_i = 1 & \text{Si l'interrupteur en haut est fermé et l'interrupteur en bas est ouvert,} \\ S_i = 0 & \text{Si l'interrupteur en haut est ouvert et l'interrupteur en bas est fermé.} \end{cases}$$

On remplace l'équation (III.27) dans (III.25), nous aurons :

$$\begin{cases} V_{la} = L_f \frac{di_{la}}{dt} + R_f i_{la} + \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} V_{dc} \\ V_{lb} = L_f \frac{di_{lb}}{dt} + R_f i_{lb} + \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} V_{dc} \\ V_{lc} = L_f \frac{di_{lc}}{dt} + R_f i_{lc} + \frac{2S_c - S_a - S_b}{3} V_{dc} \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

Ou sous forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{la} \\ V_{lb} \\ V_{lc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_f & 0 & 0 \\ 0 & L_f & 0 \\ 0 & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{la} \\ i_{lb} \\ i_{lc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{la} \\ i_{lb} \\ i_{lc} \end{bmatrix} + \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.29})$$

D'où la forme matricielle condensée :

$$[V_{l,abc}] = [L_f] \frac{d}{dt} [I_{l,abc}] + [R_f] [I_{l,abc}] + V_{dc} [K] [S_{abc}] \quad (\text{III.30})$$

Avec :

$[V_{l,abc}] = [V_{la}, V_{lb}, V_{lc}]^T$: Vecteur des tensions triphasées d'alimentation,

$[I_{l,abc}] = [i_{la}, i_{lb}, i_{lc}]^T$: Vecteur des courants triphasés absorbés par le redresseur,

$[S_{abc}] = [S_a, S_b, S_c]^T$: Vecteur des états des interrupteurs du redresseur dans le repère a, b et

c ,

$[R_f]$: Résistance de la ligne de connexion,

$[L_f]$: Inductance de la ligne de connexion,

Le courant de sortie du redresseur est donné par :

$$i_{dc} = S_a i_{la} + S_b i_{lb} + S_c i_{lc} \quad (\text{III.31})$$

L'application de la loi des courants de Kirchhoff à la sortie du pont permet d'établir la relation suivante :

$$i_c = i_{dc} - i_{ch} \quad (\text{III.32})$$

Donc, le modèle du redresseur dans le repère (a, b, c) est donné par le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_{la}}{dt} = V_{la} - R_f i_{la} + \frac{S_b + S_c - 2S_a}{3} V_{dc} \\ L_f \frac{di_{lb}}{dt} = V_{lb} - R_f i_{lb} + \frac{S_a + S_c - 2S_b}{3} V_{dc} \\ L_f \frac{di_{lc}}{dt} = V_{lc} - R_f i_{lc} + \frac{S_a + S_b - 2S_c}{3} V_{dc} \end{cases} \quad (\text{III.33})$$

Avec :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = S_a i_{la} + S_b i_{lb} + S_c i_{lc} - \frac{V_{dc}}{R_{ch}} \quad (\text{III.34})$$

Où :

R_{ch} : est la résistance de charge,

C : est la capacité du condensateur.

Sous la forme généralisée, l'équation (III.34) s'écrit :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_h}{dt} = V_h - R_f i_h + \left(S_h - \frac{1}{3} \sum_{k=a}^c S_K \right) \cdot V_{dc} \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = \sum_{lk=a}^c S_K i_K - \frac{V_{dc}}{R_{ch}} \end{cases} \quad \text{avec : } h = a, b, c \quad (\text{III.35})$$

III.6. Onduleur à MLI (à deux niveaux et trois bras)

III.6.1. Structure et principe de fonctionnement

L'onduleur de tension est un convertisseur statique destiné à transformer l'énergie électrique d'une source de tension continue en une source de tension alternative, avec une amplitude et une fréquence ajustable. Il existe différentes structures d'onduleurs, chacune étant adaptée à un type d'application spécifique ou à des performances particulières [Lab-06]. Dans cette étude, nous avons choisi un onduleur de tension à deux niveaux, contrôlé par la technique de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI). La modulation sinus-triangle a été sélectionnée pour générer les impulsions permettant de contrôler les tensions rotoriques de la GADA (**voir annexe B**). La Figure III.6 présente le schéma de principe d'un onduleur triphasé, qui fonctionne par commutation forcée et est généralement conçu à base de transistors de type IGBT.

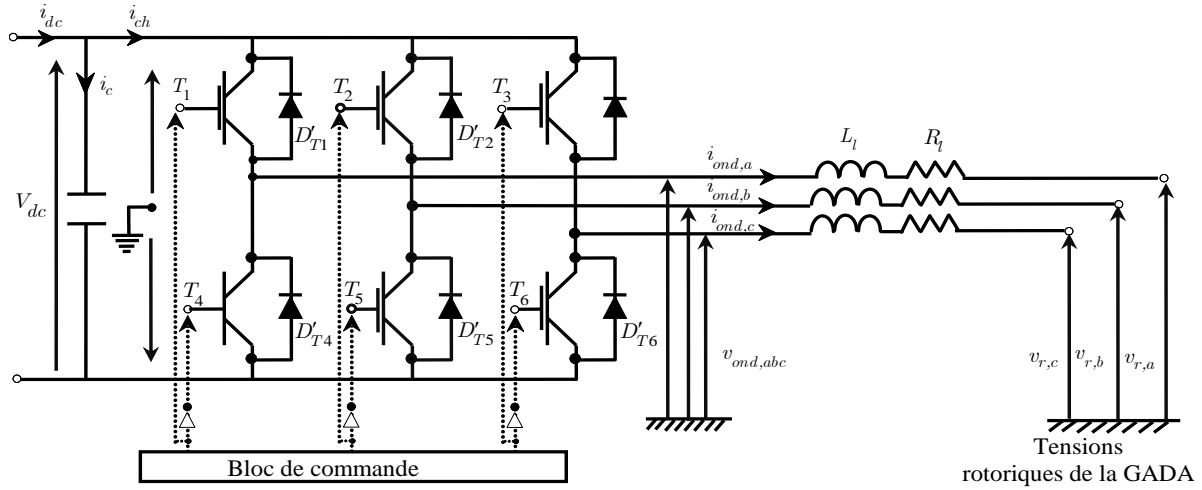


Figure III.6 : Structure d'onduleur triphasé à MLI sinus-triangle.

III.6.2. Représentation de l'onduleur de tension dans le système triphasé

Dans le cadre de notre étude, nous considérons le cas idéal d'un onduleur triphasé à deux niveaux de tension, modélisé par des interrupteurs parfaits à commutation instantanée.

Les tensions $v_{ond,a}$, $v_{ond,b}$, $v_{ond,c}$ qui sont reliées à la tension d'entrée continu V_{dc} et les états des interrupteurs de l'onduleur, sont donnés par :

$$\begin{bmatrix} v_{ond,a} \\ v_{ond,b} \\ v_{ond,c} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_a \\ F_b \\ F_c \end{bmatrix} \quad (III.36)$$

Avec F_i est l'état des deux interrupteurs du même bras (K_i), supposé parfait, telle que ($i = a, b, c$).

$$\begin{cases} F_i = 1 & \text{Si l'interrupteur en haut est fermé et l'interrupteur en bas est ouvert,} \\ F_i = 0 & \text{Si l'interrupteur en haut est ouvert et l'interrupteur en bas est fermé.} \end{cases}$$

En appliquant la loi des mailles entre les tensions de sortie de l'onduleur et les tensions rotoriques triphasées, nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} L_l \frac{di_{ond,a}}{dt} + R_l i_{ond,c} = v_{ond,a} - v_{ra} \\ L_l \frac{di_{ond,b}}{dt} + R_l i_{ond,c} = v_{ond,b} - v_{rb} \\ L_l \frac{di_{ond,c}}{dt} + R_l i_{ond,c} = v_{ond,c} - v_{rc} \end{cases} \quad (III.37)$$

En remplaçant l'équation (III.36) dans l'équation (III.37), on obtient :

$$\begin{cases} v_{ra} = L_l \frac{di_{ond,a}}{dt} + R_l i_{ond,a} + \frac{2F_a - F_b - F_c}{3} V_{dc} \\ v_{rb} = L_l \frac{di_{ond,b}}{dt} + R_l i_{ond,b} + \frac{2F_b - F_a - F_c}{3} V_{dc} \\ v_{rc} = L_l \frac{di_{ond,c}}{dt} + R_l i_{ond,c} + \frac{2F_c - F_a - F_b}{3} V_{dc} \end{cases} \quad (III.38)$$

Sous la forme matricielle, l'équation (III.38) devient :

$$\begin{bmatrix} L_l & 0 & 0 \\ 0 & L_l & 0 \\ 0 & 0 & L_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ond,a} \\ i_{ond,b} \\ i_{ond,c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_l & 0 & 0 \\ 0 & R_l & 0 \\ 0 & 0 & R_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ond,a} \\ i_{ond,b} \\ i_{ond,c} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_a \\ F_b \\ F_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} \quad (III.39)$$

D'où la forme matricielle condensée :

$$\begin{bmatrix} L_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{ond} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ond} \end{bmatrix} + V_{dc} \begin{bmatrix} K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{abc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_r \end{bmatrix} \quad (III.40)$$

Avec :

$\begin{bmatrix} I_{ond} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{ond,a}, i_{ond,b}, i_{ond,c} \end{bmatrix}^T$: Vecteur des courants triphasés d'alimentation,

$\begin{bmatrix} R_l \end{bmatrix}$: Résistance de la ligne (Filtre),

$\begin{bmatrix} L_l \end{bmatrix}$: Inductance de la ligne (Filtre).

D'après la loi des nœuds, le courant d'entrée de l'onduleur est donné par:

$$i_{ch} = F_a i_{ond,a} + F_b i_{ond,b} + F_c i_{ond,c} \quad (III.41)$$

D'où la forme condensée suivante :

$$\begin{cases} L_l \frac{di_{ond,h}}{dt} - R_l i_{ond,h} = \left(F_h - \frac{1}{3} \sum_{k=a}^c F_k \right) \cdot V_{dc} - v_{r,h} \\ i_{ch} = \sum_{k=a}^c F_h i_{ond,k} \end{cases} \quad \text{avec : } h = a, b, c \quad (III.42)$$

III.7. Commande vectorielle de la MADA

III.7.1. Principe de la commande vectorielle

Pour assurer un découplage entre le couple et le flux, il est nécessaire de connaître l'amplitude et la phase du flux, ce qui nécessite leur estimation ou mesure à partir des signaux de tensions et de courants statoriques. Des capteurs comme des sondes à effet Hall ou des spires de mesure peuvent être utilisés dans l'entrefer de la machine. Bien que cette technique soit moins sensible aux variations de paramètres, elle présente des inconvénients : les capteurs sont fragiles, sensibles aux vibrations et à la chaleur, et leurs signaux sont perturbés par des harmoniques dont la fréquence varie avec la vitesse, nécessitant des filtres complexes et coûteux. Ainsi, cette méthode n'est pas optimale. En revanche, la

méthode directe permet de réguler indépendamment et directement les puissances actives (P_s) et réactives (Q_s) de la GADA.

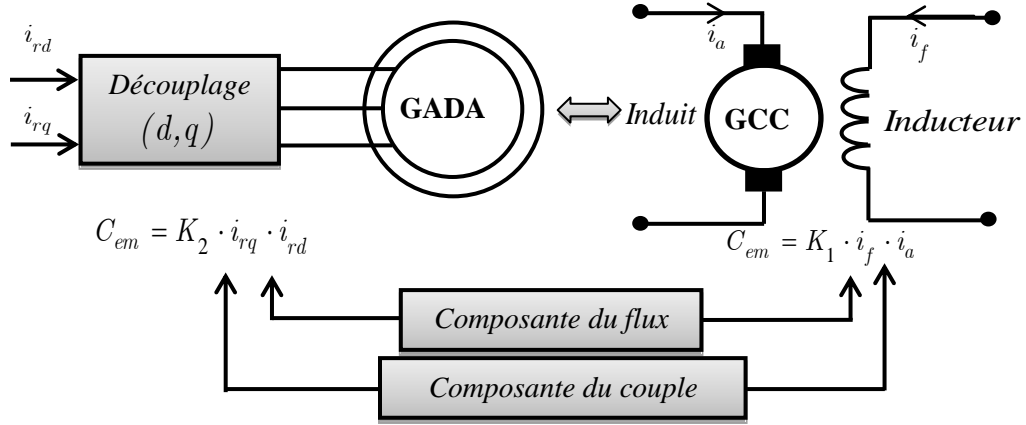


Figure III.7: Schéma de principe du découplage de la GADA par analogie avec la MCC.

III.7.2. Synthèse de la commande à flux orienté de la GADA

Pour réguler les puissances de la GADA, nous adoptons le modèle électrique suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\phi_{sd}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \phi_{sd} + \omega_s \cdot \phi_{sq} + M \frac{R_s}{L_s} i_{rd} + v_{sd} \\ \frac{d\phi_{sq}}{dt} = -\omega_s \cdot \phi_{sd} - \frac{R_s}{L_s} \phi_{sq} + M \frac{R_s}{L_s} i_{rq} + v_{sq} \\ \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{M}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd} - \frac{M}{L_s} \omega \phi_{sq} - \left(R_r + \frac{M}{L_s} \frac{M}{L_s} \right) i_{rd} + \sigma L_r \omega_r i_{rq} + v_{rd} - \frac{M}{L_s} v_{sd} \\ \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{M}{L_s} \omega \phi_{sd} + \frac{M}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sq} - \sigma L_r \omega_r i_{rd} - \left(R_r + \frac{M}{L_s} \frac{M}{L_s} \right) i_{rq} + v_{rq} - \frac{M}{L_s} v_{sq} \end{array} \right. \quad (\text{III.43})$$

Avec : $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_r L_s}$ est le facteur de dispersion.

Le couple électromagnétique est donné par :

$$C_{em}(i_{rd}, i_{rq}, \phi_{sd}, \phi_{sq}) = \frac{p \cdot M}{L_s} \cdot (\phi_{sq} \cdot i_{rd} - \phi_{sd} \cdot i_{rq}) \quad (\text{III.44})$$

III.7.3.1. Orientation de flux statorique

La machine asynchrone constitue un système multi variable régi par des équations différentielles [Mal-14]. Le principe de l'orientation du flux statorique consiste à aligner ce flux selon l'axe « d » du référentiel tournant, comme illustré dans la Figure III.8. Ainsi, le flux est calé sur l'axe d, tandis que la tension statorique est projetée sur l'axe « q ». Cette configuration permet de simplifier le modèle de commande, ce qui facilite la mise en œuvre des lois de commande.

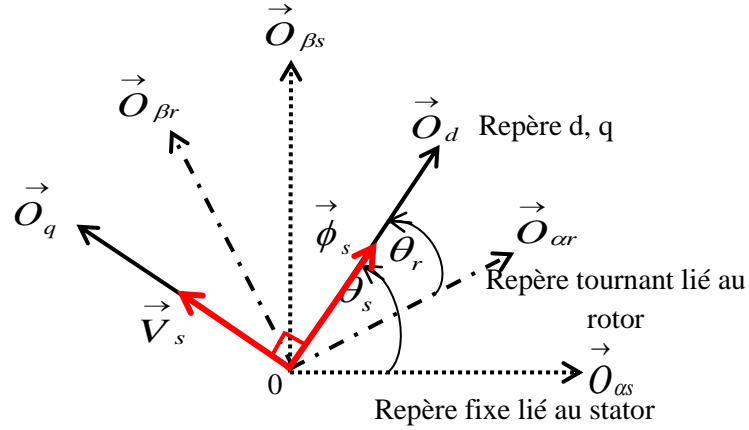


Figure III.8 : Orientation du flux statorique.

Grâce à cette orientation, on obtient un modèle simplifié de la GADA, ce qui permet également de simplifier le dispositif de commande associé.

$$\phi_{sd} = \phi_s \Rightarrow \phi_{sq} = 0 \quad (\text{III.45})$$

On peut donc formuler les équations des tensions statoriques et rotoriques de la machine de la manière suivante :

- Tensions statorique :

$$\begin{cases} v_{sd} = \frac{d\phi_{sd}}{dt} + \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd} - M \frac{R_s}{L_s} i_{rd} \\ v_{sq} = \omega_s \cdot \phi_{sd} - M \frac{R_s}{L_s} i_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.46})$$

- Tensions rotoriques :

$$\begin{cases} v_{rd} = \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} - \frac{M}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd} + \left(R_r + \frac{M}{L_s} \cdot \frac{M}{L_s} R_s \right) i_{rd} - \sigma L_r \omega_r i_{rq} + \frac{M}{L_s} v_{sd} \\ v_{rq} = \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} - \frac{M}{L_s} \omega \phi_{sd} + \sigma L_r \omega_r i_{rd} + \left(R_r + \frac{M}{L_s} \cdot \frac{M}{L_s} R_s \right) i_{rq} + \frac{M}{L_s} v_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.47})$$

En remplaçant l'équation (III.46) dans l'équation (III.47), nous obtenons le modèle suivant :

$$\begin{cases} v_{rd} = \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} + R_r i_{rd} - \sigma L_r \omega_r i_{rq} + \frac{M}{L_s} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ v_{rq} = \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + R_r i_{rq} + \sigma L_r \omega_r i_{rd} + \frac{M}{L_s} \omega_r \phi_{sd} \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

En posant les E_a suivantes :

$$\begin{cases} E_{a,d} = -\sigma L_r \omega_r i_{rq} + \frac{M}{L_s} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ E_{a,q} = \sigma L_r \omega_r i_{rd} + \frac{M}{L_s} \omega_r \phi_{sd} \end{cases} \quad (\text{III.49})$$

Nous obtenons alors :

$$\begin{cases} v_{rd} = \sigma L_r \frac{di_{rd}}{dt} + R_r i_{rd} + E_{a,d} \\ v_{rq} = \sigma L_r \frac{di_{rq}}{dt} + R_r i_{rq} + E_{a,q} \end{cases} \quad (\text{III.50})$$

D'après l'application de transformation de Laplace sur l'équation(III.50), nous obtenons :

$$\begin{cases} (\sigma L_r \cdot s + R_r) i_{rd} = v_{rd} - E_{a,d} \\ (\sigma L_r \cdot s + R_r) i_{rq} = v_{rq} - E_{a,q} \end{cases} \quad (\text{III.51})$$

Où :

$$\begin{cases} i_{rd} = \frac{1}{(\sigma L_r \cdot s + R_r)} (v_{rd} - E_{a,d}) \\ i_{rq} = \frac{1}{(\sigma L_r \cdot s + R_r)} (v_{rq} - E_{a,q}) \end{cases} \quad (\text{III.52})$$

L'équation (III.52) permet de représenter le schéma bloc du modèle simplifié des courants rotoriques de la GADA, comme illustré dans la Figure III.9.

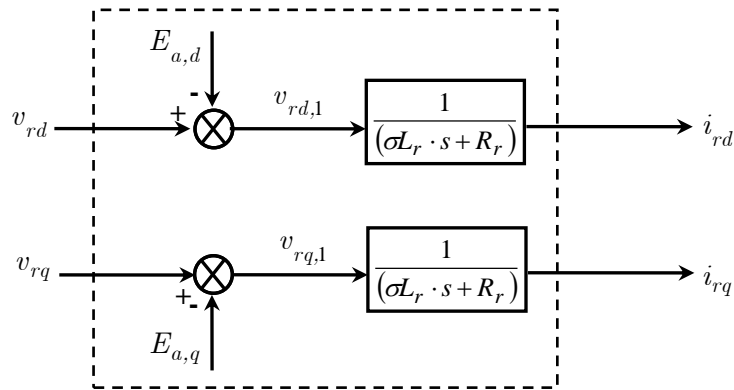


Figure III.9 : Modèle simplifié des courants rotoriques de la GADA.

Dans le repère de Park, les puissances statoriques active et réactive d'une GADA s'écrivent :

$$\begin{cases} P_s = v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq} \\ Q_s = v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.53})$$

En négligeant la chute de tension statorique $R_s \cdot i_s$ et en supposant que le réseau reste parfaitement stable, avec une seule tension V_s qui conduit au stator un flux constant ϕ_s , Les tensions peuvent être déduites de la manière suivante [Ben-14] :

$$\begin{cases} v_{sd} = 0 \\ v_{sq} = V_s \end{cases} \quad (\text{III.54})$$

En utilisant la formule (III.54), les puissances sont données par :

$$\begin{cases} P_s = V_s i_{sq} \\ Q_s = V_s i_{sd} \end{cases} \quad (\text{III.55})$$

D'après l'équation (III.55), Les relations flux-courants de stator et de rotor sont exprimées par :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \phi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \\ \phi_{rd} = L_r i_{rd} + M i_{sd} \\ \phi_{rq} = L_r i_{rq} + M i_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.56})$$

Après orientation du flux statoriques, nous obtenons :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = \phi_s = L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \phi_{sq} = 0 = L_s i_{sq} + M i_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.57})$$

Donc :

$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{\phi_{sd} - M i_{rd}}{L_s} \\ i_{sq} = -\frac{M}{L_s} i_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.58})$$

En remplaçant l'équation (III.55) dans l'équation (III.58), nous obtenons :

$$\begin{cases} P_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} i_{rq} \\ Q_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} \left(i_{rd} - \frac{\phi_s}{M} \right) \end{cases} \quad (\text{III.59})$$

Cette dernière équation peut être représentée par le schéma bloc suivant :

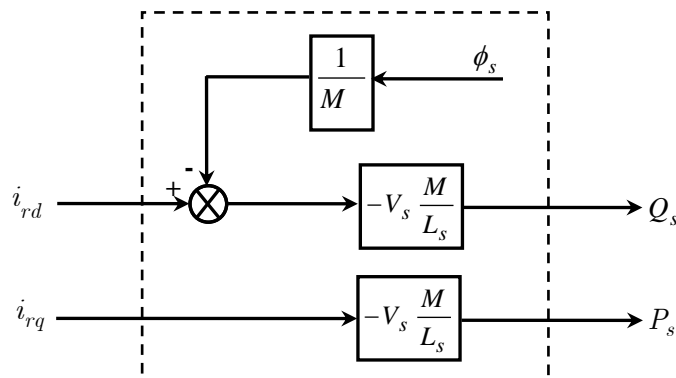


Figure III.10 : Modèle simplifié des puissances statoriques de la GADA.

III.7.3. Modèle simplifié de la GADA avec orientation du flux statorique

Dans ces conditions, un modèle simplifié des enroulements rotoriques de la GADA peut être établi, tel qu'illustré dans la Figure III.11.

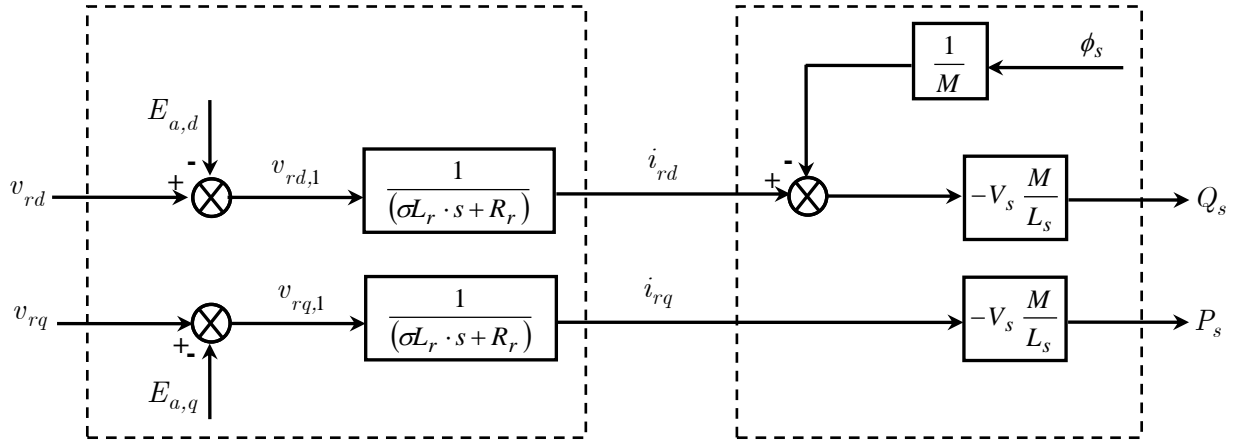


Figure III.11: Modèle réduit des puissances statoriques de la GADA.

Dans ce schéma bloc, nous considérons les tensions rotoriques v_{rd}, v_{rq} comme variables de commande et les courants rotoriques i_{rd}, i_{rq} comme variables d'état intermédiaires. On constate que la puissance active statorique varie proportionnellement au courant rotorique i_{rq} et la puissance réactive quant à elle, n'est pas proportionnelle au courant i_{rd} . Ce qui signifie que la puissance réactive peut être contrôlée par la régulation du courant i_{rd} . Et la puissance active peut être contrôlée par la régulation du courant i_{rq} [Mok-13]

III.7.3.1. Estimation du flux statorique $\phi_{sd} = \phi_s$

En raison des inconvénients liés à l'utilisation de capteurs pour mesurer le flux statorique, Hasse a proposé une méthode fondée sur le modèle dynamique du flux magnétique, permettant son estimation à partir de grandeurs facilement mesurables, telles que les tensions et les courants.

▪ Estimation de ϕ_{sd} à partir de l'équation différentielle

A partir du modèle orienté de la machine :

$$v_{sd} = \frac{d\phi_{sd}}{dt} + \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd} - M \frac{R_s}{L_s} i_{rd} \quad (\text{III.60})$$

D'après la transformation de Laplace, nous obtenons :

$$\left(s + \frac{R_s}{L_s}\right) \cdot \phi_{sd} = v_{sd} + M \frac{R_s}{L_s} i_{rd} \quad (\text{III.61})$$

$$\phi_{sd} = \frac{1}{s + \frac{R_s}{L_s}} \left(v_{sd} + M \frac{R_s}{L_s} i_{rd} \right) \quad (\text{III.62})$$

▪ **Estimation de ϕ_{sd} à partir de la mesure des courants**

A partir de l'équation (III.56), le flux statorique direct s'écrit :

$$\phi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \quad (\text{III.63})$$

▪ **Estimation de ϕ_{sd} à partir du régime permanent**

D'après le modèle de base de la GADA:

$$\frac{d}{dt} \phi_{sq} = v_{sq} - R_s i_{sq} - \omega_s \phi_{sd} \quad (\text{III.64})$$

Si nous négligeons les chutes de tension $\Delta v = R_s i_{sq}$, nous pouvons écrire :

$$\frac{d}{dt} \phi_{sq} = v_{sq} - \omega_s \phi_{sd} \quad (\text{III.65})$$

Pour $\phi_{sq} = 0$

$$v_{sq} - \omega_s \phi_{sd} = 0 \quad (\text{III.66})$$

Après avoir simplifié, on obtenu :

$$\phi_{sd} = \frac{v_{sq}}{\omega_s} \quad (\text{III.67})$$

Où : $v_{sq} = V_s$

$$\phi_{sd} = \frac{V_s}{\omega_s} \quad (\text{III.68})$$

III.7.4. Mise en évidence des termes de couplage

Les termes représentant le couplage entre les axes « d » et « q » sont donnés par l'équation (III.49).

En substituant l'équation (III.68) dans l'équation (III.49), on obtient :

$$\begin{cases} E_{a,d} = -\sigma L_r g \omega_s i_{rq} \\ E_{a,q} = \sigma L_r g \omega_s i_{rd} + \frac{M}{L_s} \cdot g \cdot V_s \end{cases} \quad (\text{III.69})$$

Avec :

$$g = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \Rightarrow \omega_r = g \omega_s \quad (\text{III.70})$$

III.8. Réglage des puissances statoriques de la GADA

L'application de la commande vectorielle aux machines asynchrones à double alimentation (MADA) dans le domaine de l'énergie éolienne requiert une performance dynamique élevée, notamment pour le contrôle précis du couple et de la vitesse [Nau-08].

- La première approche, dite **méthode directe**, consiste à négliger les termes de couplage entre les axes et à utiliser un correcteur indépendant sur chaque axe afin de réguler séparément les

puissances active et réactive. Dans cette configuration, les correcteurs de puissance agissent directement sur les tensions rotoriques de la machine.

- La seconde approche, appelée *méthode indirecte*, prend en compte les termes de couplage et les compense à l'aide d'un système de commande à double boucle. Ce système permet de réguler à la fois les puissances et les courants rotoriques.

III.9. Réglage des puissances statoriques par la commande vectorielle directe

Dans ce contexte, la connaissance à la fois de l'amplitude du flux et de sa phase est indispensable pour garantir le découplage entre le couple et le flux, quel que soit le régime transitoire considéré. En effet, le flux est ici régulé par contre-réaction, ce qui implique qu'il doit être soit mesuré, soit estimé à partir des signaux de tension statorique et de courant.

Pour accéder à l'information sur l'amplitude et la phase du flux, l'utilisation de capteurs spécifiques, tels que des sondes à effet Hall ou des spires de mesure, placés sous les dents du stator (dans l'entrefer de la machine), peut être envisagée. Cette technique présente l'avantage d'être relativement insensible aux variations des paramètres de la machine. Toutefois, elle présente également plusieurs inconvénients : les capteurs sont mécaniquement fragiles, et leur fonctionnement est compromis dans des environnements sévères, notamment en présence de fortes vibrations ou de surchauffes. En outre, les signaux mesurés sont souvent perturbés par des harmoniques, et leur fréquence varie avec la vitesse de rotation, ce qui impose l'utilisation de filtres adaptatifs. Ces exigences techniques, combinées au coût élevé du matériel (capteurs, conditionneurs, filtres, etc.), rendent cette solution peu optimale.

Dans le cadre de la méthode directe, l'approche de régulation vise à commander de manière indépendante et directe les puissances actives et réactive de la GADA [Rab-17, Nau-08, Bel-14].

III.9.1. Schéma bloc en boucle ouverte

Par la substitution des courants rotoriques de l'équation (III.52) dans l'équation (III.59), nous obtenons :

$$\begin{cases} P_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\sigma L_r \cdot s + R_r} \right) \cdot (v_{rq} - E_{a,q}) \\ Q_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\sigma L_r \cdot s + R_r} \right) \cdot (v_{rd} - E_{a,d}) + V_s \cdot \frac{\phi_{sd}}{L_s} \end{cases} \quad (\text{III.71})$$

Avec :

$$\begin{cases} E_{a,d} = -\sigma L_r \omega_r i_{rq} + \frac{M}{L_s} \omega \phi_{sd} \\ E_{a,q} = \sigma L_r \omega_r i_{rd} + \frac{M}{L_s} \omega \phi_{sd} \end{cases} \quad (\text{III.72})$$

D'après le modèle des puissances (III.71), le contrôle des puissances de la GADA revient alors à contrôler les deux puissances P_s et Q_s par les deux composantes v_{rd} et v_{rq} .

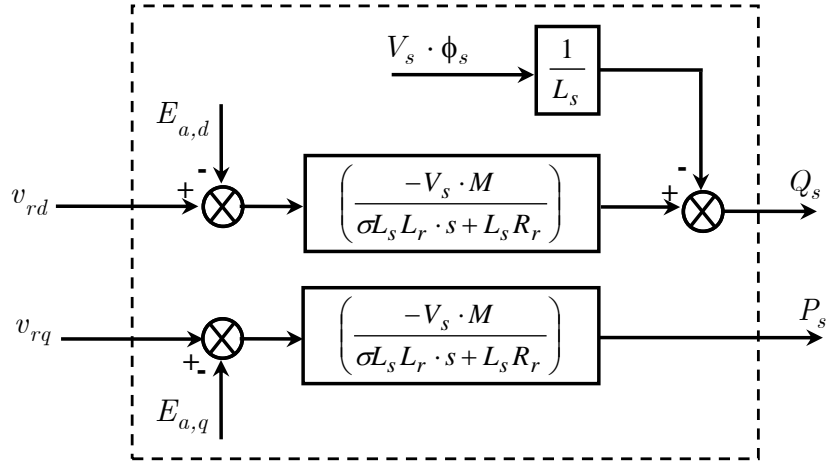


Figure III.12 : Modèle réduit des puissances statoriques de la GADA.

III.9.2. Schéma bloc de la régulation

Pour réguler les puissances statorique (active et réactive) de la machine, nous allons mettre en place une boucle de régulation pour chaque puissance avec un correcteur indépendant, tout en compensant les termes de perturbation qui sont présents dans le schéma bloc de la Figure III.12. Nous obtenons, ainsi, un découplage par compensation, qui permet de rendre les axes d et q complètement indépendants.

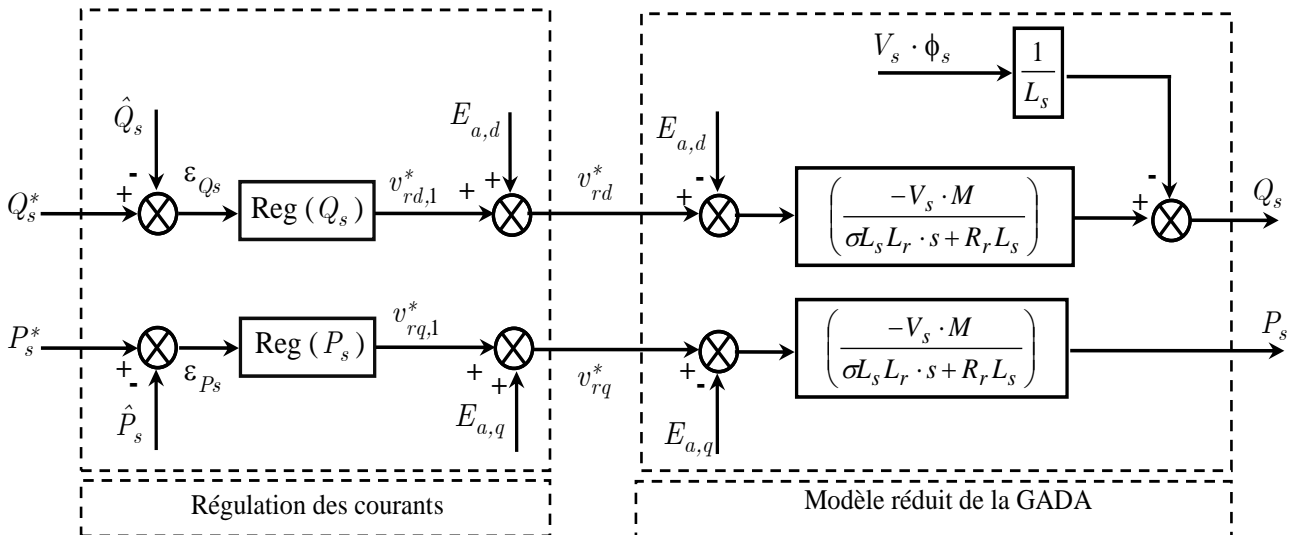


Figure III.13 : Contrôle des puissances statoriques de la GADA.

Nous aboutissons alors aux schémas blocs simples et identiques pour les deux puissances statoriques :

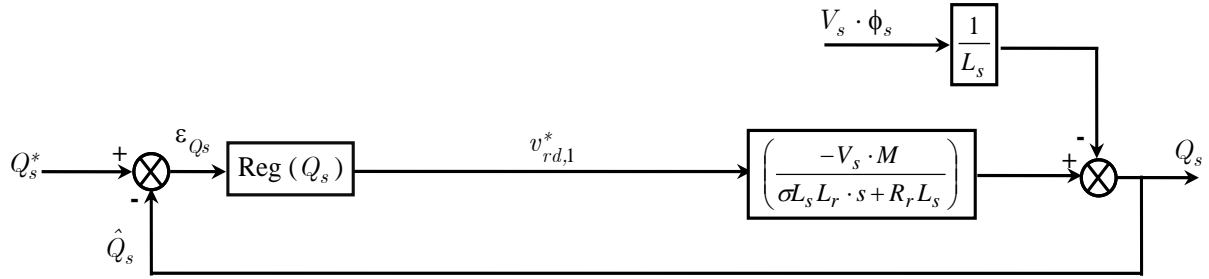


Figure III.14: Boucle de régulation de la puissance Q_s après découplage.

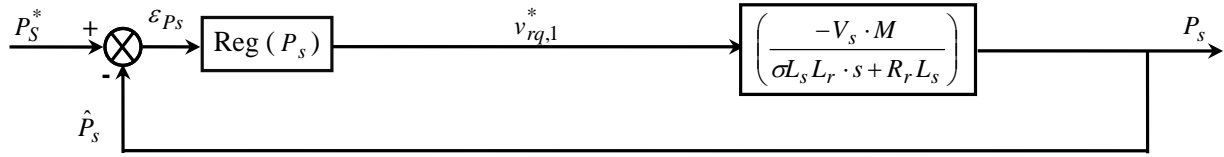


Figure III.15 : Boucle de régulation de la puissance P_s après découplage.

III.9.3. Synthèse des correcteurs

Le régulateur Proportionnel-Intégral (PI) utilisé pour le contrôle des puissances active et réactive de la GADA se distingue par sa simplicité de mise en œuvre et sa rapidité, tout en garantissant des performances satisfaisantes. L'action proportionnelle permet d'ajuster la réactivité du système, tandis que l'action intégrale contribue à supprimer l'erreur statique entre la valeur de consigne et la grandeur asservie. La fonction de transfert du correcteur PI est donnée par :

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (\text{III.73})$$

D'après les Figures (III.50, III.51), la fonction de transfert en boucle ouverte $F(s)$ est donnée par :

$$F(s) = \frac{A}{T \cdot s + 1} \quad (\text{III.74})$$

Avec :

$$\begin{cases} A = \frac{-MV_s}{L_s R_r} \\ T = \sigma T_r \end{cases} \quad (\text{III.75})$$

Et :

$$T_r = \frac{L_r}{R_r} \quad (\text{III.76})$$

La boucle de régulation du courant i_{rd} est représentée par la Figure III.16 :

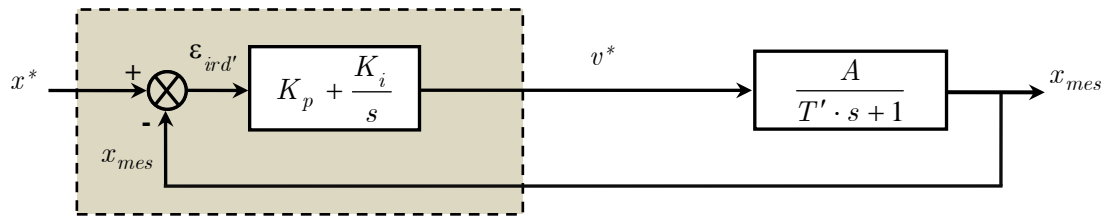


Figure III.16 : Système de régulation par un correcteur PI.

La fonction transfert en boucle fermée (FTBF) s'écrit de la manière suivante :

$$FTBF = \frac{\frac{A}{T} (K_p \cdot s + k_i)}{s^2 + s \cdot \left(\frac{1 + A \cdot K_p}{T} \right) + \frac{A \cdot K_i}{T}} \quad (\text{III.77})$$

Le dimensionnement du correcteur est réalisé en appliquant la méthode d'imposition des pôles. Étant donné que le polynôme caractéristique de l'équation (III.77) est d'ordre deux, deux pôles à partie réelle négative sont choisis. Ainsi, le dénominateur des fonctions de transfert correspondantes prend la forme suivante :

$$D(s) = s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2 \quad (\text{III.78})$$

Ainsi, nous obtenons les paramètres du correcteur, en fonction de l'amortissement ξ et la pulsation propre ω_0 .

$$\begin{cases} K_p = \frac{(2 \cdot T \cdot \xi \cdot \omega_0 - 1)}{A} \\ K_i = \frac{T \cdot \omega_0^2}{A} \end{cases} \quad (\text{III.79})$$

Par substitution des coefficients de l'équation (III.75) dans (III.79), et avec $\omega_0 = 56$ et $\xi = 0.9$, nous obtenons les paramètres suivants du correcteur PI:

▪ **Correcteur de la puissance P_s**

	ω_0	ξ	K_{p,P_s}	K_{i,P_s}
Correcteur PI	56	0.9	1.4335e-5	0.0010
Tableau III-1 : Paramètres du correcteur PI de la puissance statorique active.				

▪ **Correcteur de la puissance Q_s**

	ω_0	ξ	K_{p,Q_s}	K_{i,Q_s}
Correcteur PI	56	0.9	1.4335 e-5	0.0010

Tableau III-2 : Paramètres du correcteur PI de la puissance statorique réactive.

III.9.4. Schéma bloc de la régulation des puissances statoriques de la GADA

La Figure III.17, illustre le schéma de simulation. La machine est directement raccordée au réseau électrique via le stator, tandis que le circuit rotorique est alimenté par l'intermédiaire d'un convertisseur à modulation de largeur d'impulsion (MLI). Les écarts entre les puissances de référence et celles mesurées au niveau du stator sont traités par l'algorithme de commande adopté, afin de générer les tensions de référence du rotor. Ces tensions, combinées à celles appliquées à l'entrée du convertisseur MLI, sont exploitées par la méthode de modulation retenue pour synthétiser les signaux de commande destinés aux interrupteurs bidirectionnels du convertisseur [Bel-14].

➤ **Boucle de verrouillage de phase:**

Généralement, la fréquence et le déphasage de la tension sont estimés par une boucle de verrouillage de phase (*en anglais : Phase-Locked-Loop (PLL)*). L'estimation de ces grandeurs est primordial non seulement pour l'orientation, mais aussi pour la qualité de la connexion au réseau électrique. la PLL permet de d'estimer avec précision la fréquence et l'amplitude de la tension du réseau.

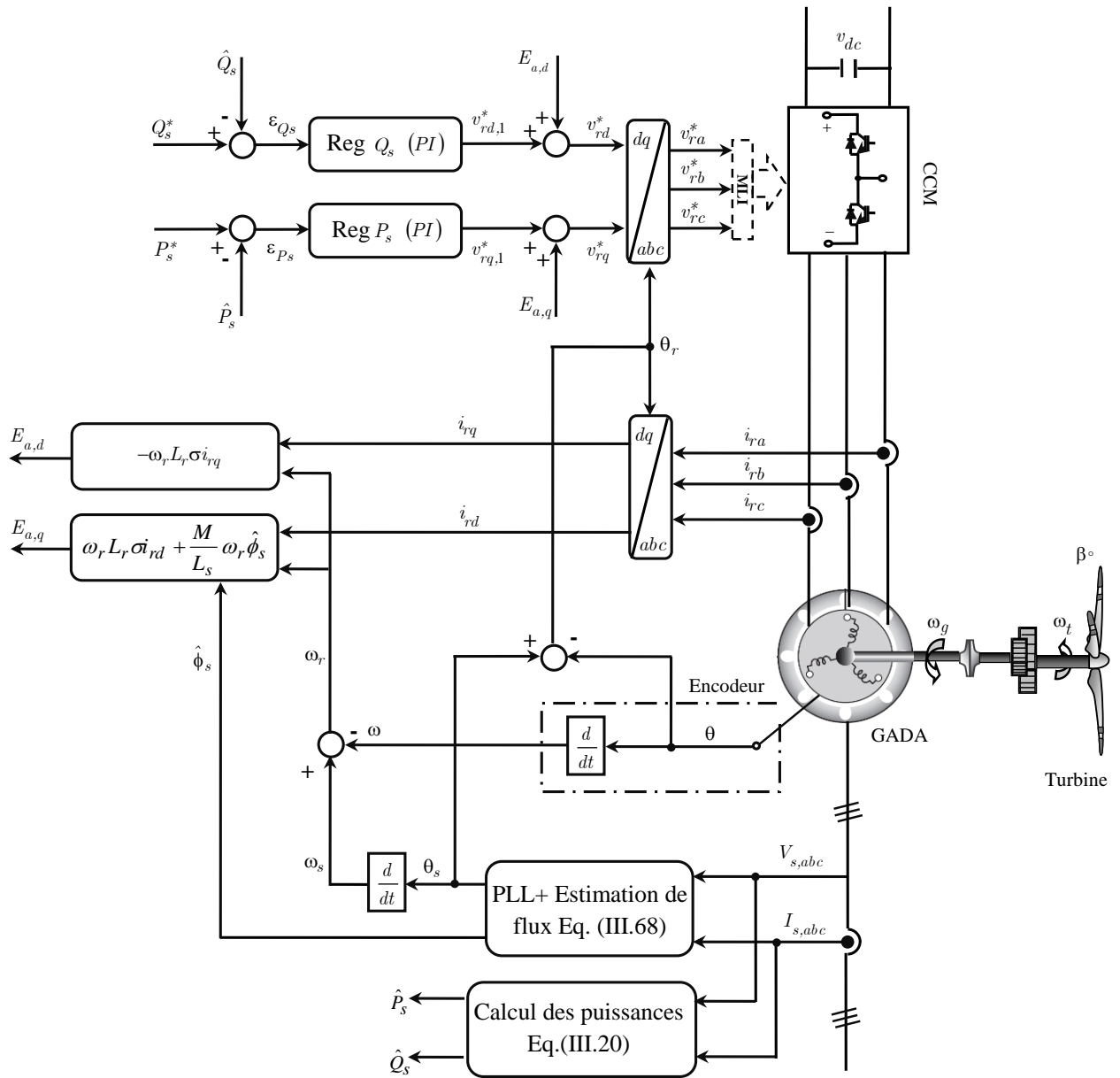


Figure III.17 : Schéma bloc de la commande vectorielle directe de réglage des puissances statoriques de la GADA.

III.9.5. Simulation par la méthode directe

III.9.5.1. Résultats de simulation

Dans cette première étape, nous allons tester la commande vectorielle directe des puissances statorique active et réactive de la GADA, en utilisant des régulateurs classiques de type PI. Une étude de simulation a été réalisée à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. Les paramètres de la GADA utilisé pour la simulation sont donnés à l'annexe (A). Dans ce cas et pour calculer les gains des correcteurs PI, nous suivrons la méthode d'imposition des pôles. Les Figures (III.18 ; III.19) illustrent les puissances de référence. La puissance active de référence est négative, indiquant un

fonctionnement en mode générateur, tandis que la puissance réactive peut être négative (régime inductif) ou positive (régime capacitif).

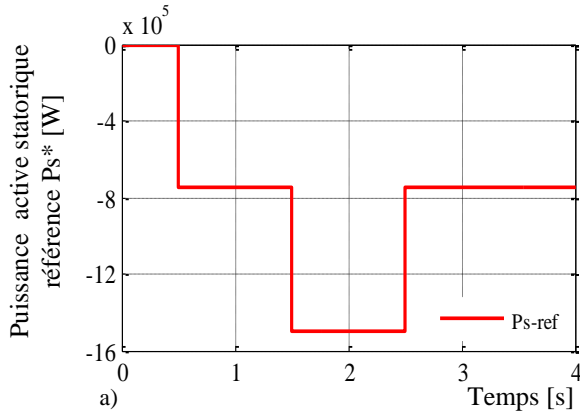


Figure III.18 : Profil de trajectoire de la puissance active de référence P_s^* .

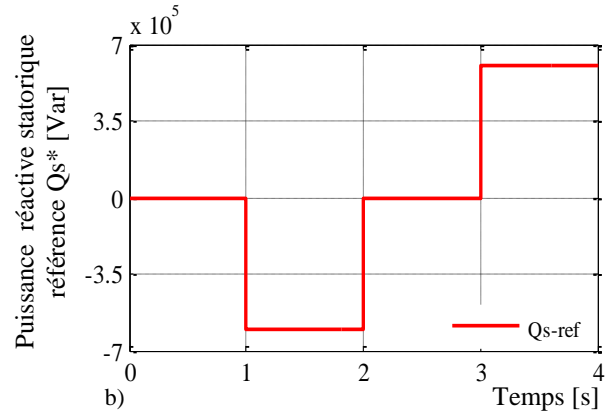
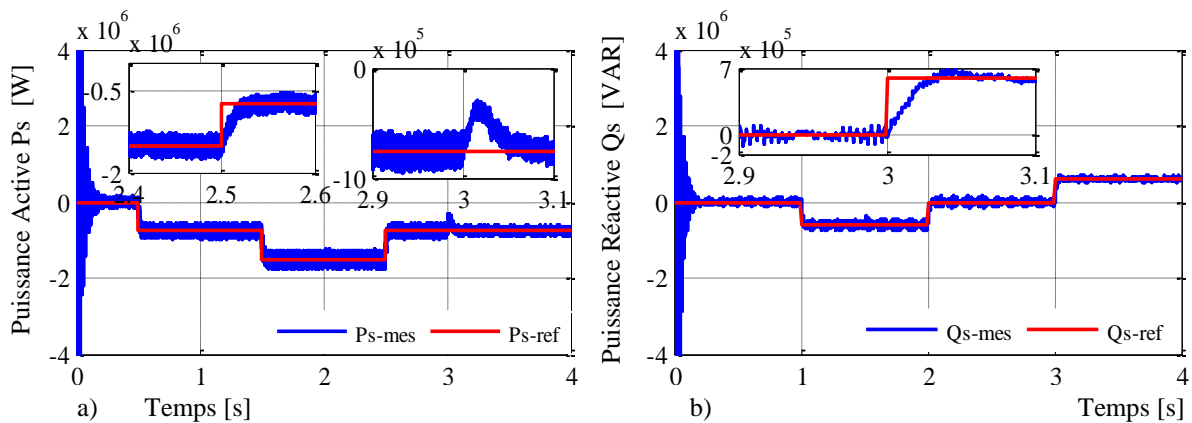


Figure III.19 : Profil de trajectoire de la puissance réactive de référence Q_s^* .

III.9.5.2. Interprétation

D'après les résultats de simulation présentés dans la Figure III.20, On observe que les puissances statoriques active et réactive (P_s, Q_s) générées par la GADA suivent correctement leurs références (P_s^*, Q_s^*), avec une erreur très faible. Par ailleurs, on remarque que les courants (i_{sq}, i_{rq}) sont promotionnelles à la puissance active P_s générée par la GADA, tandis que les courants (i_{sd}, i_{rd}) sont promotionnelles à la puissance réactive Q_s . Le couple électromagnétique suit la même allure que la puissance active car le couple et la puissance active sont liés directement au courant rotorique quadrature i_{rq} . La forme d'onde des courants de phase est presque sinusoïdale aussi bien pour le courant statorique que pour le courant rotorique. D'après ces résultats, nous confirmons que la puissance active est régulée par les composantes en quadrature du courant statorique et rotorique (i_{rq}, i_{rq}), tandis que la puissance réactive est contrôlée par les composantes directes de ces courants (i_{sd}, i_{rd}).



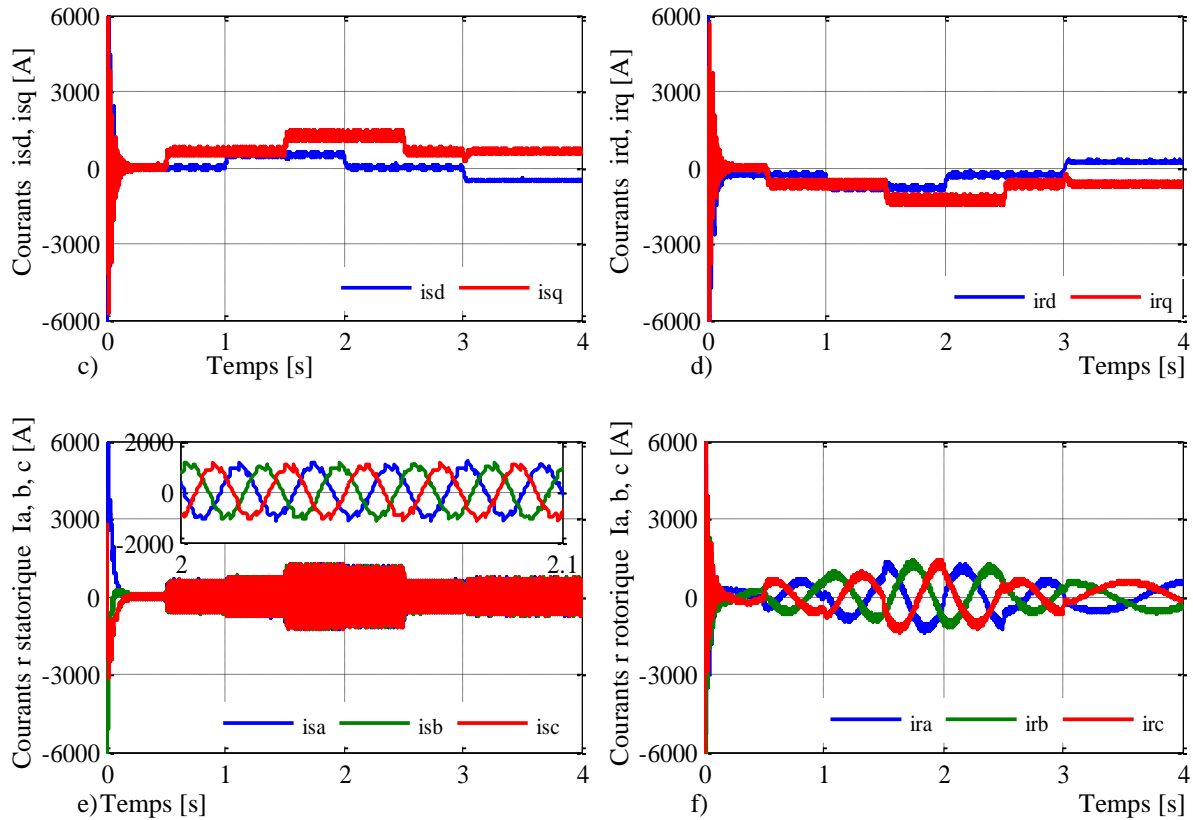


Figure III. 20 : Résultats de simulation de la commande vectorielle directe de la GADA en utilisant le contrôleur PI, avec onduleur.

III.10. Réglage des puissances statoriques par la commande vectorielle indirecte

En raison des inconvénients associés à la commande vectorielle directe tels que la nécessité d'utiliser un capteur mécanique pour estimer le flux, la commande vectorielle indirecte est souvent considérée comme une solution plus appropriée. Proposée initialement par Hasse, cette méthode repose sur l'estimation de la position du vecteur de flux, sans nécessiter la mesure ou l'estimation de son amplitude. L'amplitude du flux est ainsi régulée en boucle ouverte.

Les tensions ou courants nécessaires à l'orientation du flux et au découplage sont calculés à partir d'un modèle dynamique de la machine en régime transitoire. Le développement des microprocesseurs a grandement contribué à la mise en œuvre et à la popularisation de cette méthode. Toutefois, elle demeure sensible aux variations des paramètres de la machine.

Il convient de noter que la commande vectorielle indirecte est généralement plus simple à implémenter et plus largement utilisée que la commande directe, bien que le choix entre les deux dépende largement de l'application considérée [Nau-08, Rab-17].

III.10.1. Réglage indirect sans boucle de régulation

La commande sans boucle de régulation de puissance consiste à contrôler les puissances actives et réactive de manière indirecte, en agissant sur les composantes directe et quadrature du courant rotorique à l'aide de correcteurs PI. Les consignes de courant sont directement déterminées à partir des puissances que l'on souhaite imposer à la machine. Les courants ainsi obtenus sont les suivants :

$$\begin{cases} i_{rd} = \frac{1}{(\sigma L_r \cdot s + R_r)} (v_{rd} - E_{a,d}) \\ i_{rq} = \frac{1}{(\sigma L_r \cdot s + R_r)} (v_{rq} - E_{a,q}) \end{cases} \quad (\text{III.80})$$

Avec :

$$\begin{cases} E_{a,d} = -\sigma L_r \omega_r i_{rq} + \frac{M}{L_s} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ E_{a,q} = \sigma L_r \omega_r i_{rd} + \frac{M}{L_s} \omega_r \phi_{sd} \end{cases} \quad (\text{III.81})$$

Selon l'équation (III.80), nous pouvons établir le schéma bloc simplifié, qui lie les courants rotoriques et les tensions rotoriques.

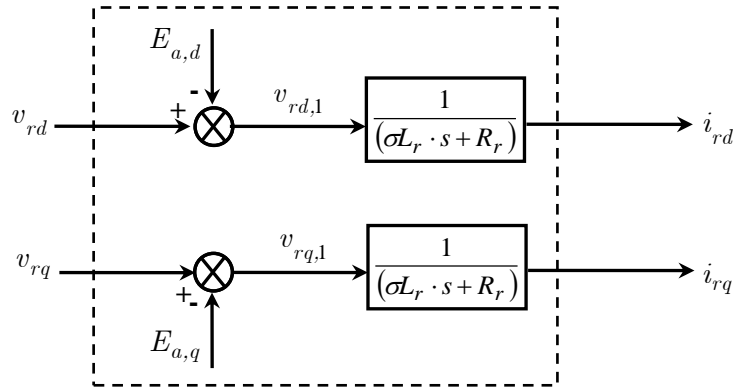


Figure III.21 : Modèle simplifié des courants rotoriques de la GADA.

III.10.2. Schéma bloc de réglage indirect avec la régulation

L'analyse de la Figure précédente (III.21) permet de constater que les tensions v_{rd}, v_{rq} sont liées aux courants rotoriques i_{rd}, i_{rq} par les termes $E_{a,d}, E_{a,q}$. L'équation (III.80) est non linéaire à cause des termes de couplages. Donc, il est essentiel de faire un découplage pour commander séparément les courants. Le découplage par compensation est utilisé dans ce cas. Pour rendre les axes d et q complètement indépendants, il est nécessaire d'ajouter des termes identiques de découplage mais de signe opposé à la sortie des correcteurs comme le montre la Figure III.22.

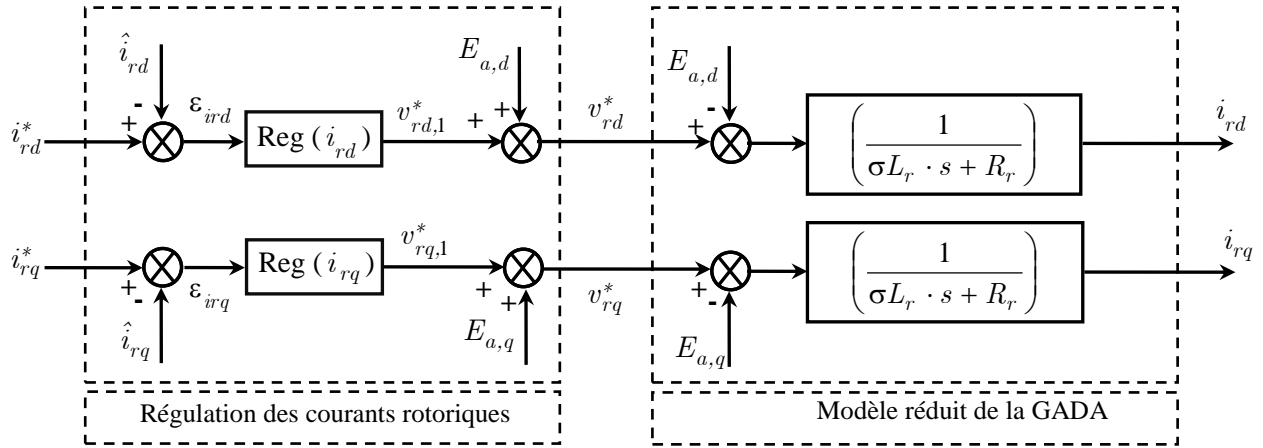


Figure III.22 : Découplage par addition des termes de compensation.

Les équations suivantes sont utilisées pour contrôler les puissances par les courants rotoriques:

$$\begin{cases} P_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} i_{rq} \\ Q_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} \left(i_{rd} - \frac{\phi_{sd}}{M} \right) \end{cases} \quad (\text{III.82})$$

L'expression des courants rotoriques nous obtenons comme suite :

$$\begin{cases} i_{rq} = -\frac{L_s}{MV_s} P_s \\ i_{rd} = -\frac{L_s}{MV_s} Q_s + \frac{\phi_{sd}}{M} \end{cases} \quad (\text{III.83})$$

$$\text{Ou : } \begin{cases} i_{rq} = -\frac{L_s}{MV_s} P_s \\ i_{rd} = -\frac{L_s}{MV_s} \left(Q_s - V_s \cdot \frac{\phi_{sd}}{L_s} \right) \end{cases} \quad (\text{III.84})$$

Si :

$$\phi_s = \frac{V_s}{\omega_s} \quad (\text{III.85})$$

En remplace équation (III.85) dans l'équation (III.84), on obtient :

$$\begin{cases} i_{rq} = -\frac{L_s}{MV_s} P_s \\ i_{rd} = -\frac{L_s}{MV_s} \left(Q_s - \frac{V_s^2}{\omega_s L_s} \right) \end{cases} \quad (\text{III.86})$$

Donc, le bloc de régulation de la Figure devient :

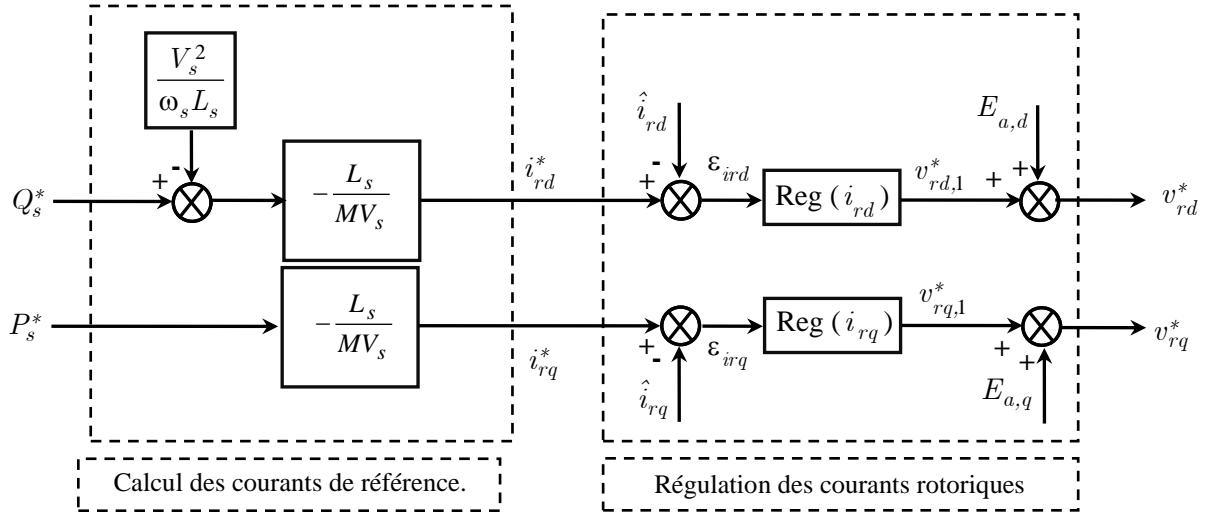


Figure III.23 : Schéma bloc de la régulation des puissances statoriques de la GADA.

III.10.3. Synthèse des correcteurs

Le schéma bloc permettant la régulation des puissances à l'aide des courants rotoriques se présente comme suit :

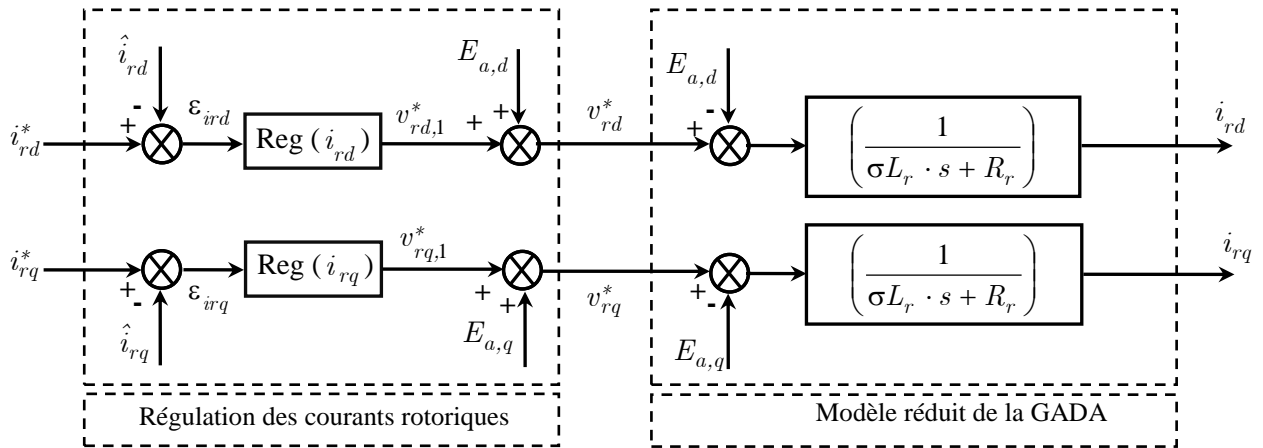


Figure III.24: Découplage par addition des termes de compensation.

D'après le découplage, nous aboutissons aux schémas blocs simples et identiques pour les deux courants rotoriques :

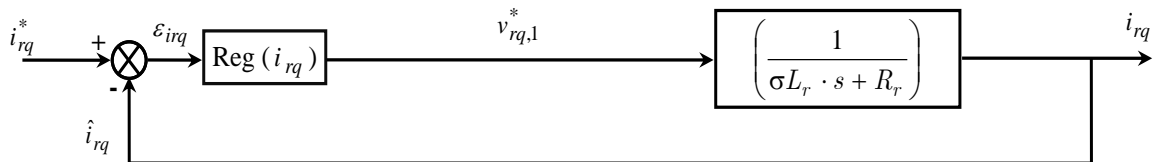


Figure III.25 : Boucle de régulation du courant i_{rq} après découplage.

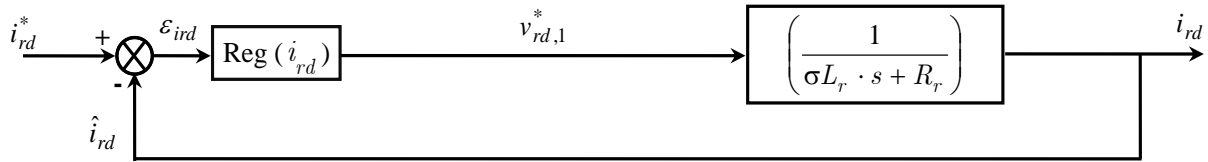


Figure III.26 : Boucle de régulation du courant i_{rd} après découplage.

▪ **Correcteur du courant i_{rd}**

La tension $v_{rd,1}$ fournie par le correcteur du courant en direct pour assurer la bonne commande du courant i_{rd} . La fonction de transfert de la boucle de régulation donnés par :

$$\frac{i_{rd}}{v_{rd,1}} = \frac{1}{(\sigma L_r \cdot s + R_r)} \quad (\text{III.87})$$

Pour simplifier, nous écrivons l'équation (III.87) comme suit :

$$\frac{i_{rd}}{v_{rd,1}} = \frac{A}{(T \cdot s + 1)} \quad (\text{III.88})$$

Avec :

$$\begin{cases} A = \frac{1}{R_r} \\ T = \sigma \cdot T_r \end{cases} \quad (\text{III.89})$$

Et :

$$T_r = \frac{L_r}{R_r} \quad (\text{III.90})$$

La Figure suivante représente la boucle de régulation du courant i_{rd}

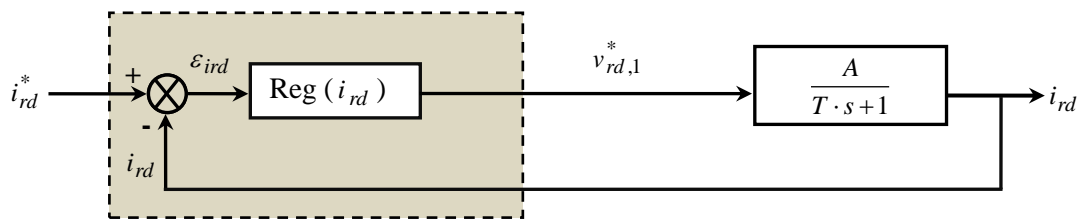


Figure III.27 : Schéma bloc de régulation du courant i_{rd} .

Par substitution de l'équation (III.89) dans (III.79), avec $\omega_0 = 100$ et $\xi = 0.72$. Par l'identification l'équation de la fonction de boucle fermée la Figure III.27 avec l'équation (III.78), nous obtenons les paramètres suivants du correcteur PI :

	ω_0	ξ	$K_{p,i_{rd}}$	$K_{i,i_{rd}}$
Correcteur PI	100	0.72	0.0331	3.7576
Tableau III-3 : Paramètres du correcteur PI du courant d'axe direct i_{rd}.				

▪ **Correcteur du courant i_{rd}**

Le correcteur du courant en quadrature fournit une tension $v_{rq,1}$ pour garantir un contrôle adéquat du courant i_{rq} . La fonction de transfert pour la boucle de contrôle est donnée par :

$$\frac{i_{rq}}{v_{rq,1}} = \frac{1}{(\sigma L_r \cdot s + R_r)} \quad (\text{III.91})$$

Pour simplifier, nous écrivons l'équation (III.91) comme suit :

$$\frac{i_{rq}}{v_{rq,1}} = \frac{A}{(T \cdot s + 1)} \quad (\text{III.92})$$

Avec :

$$\begin{cases} A = \frac{1}{R_r} \\ T = \sigma \cdot T_r \end{cases} \quad (\text{III.93})$$

Et :

$$T_r = \frac{L_r}{R_r} \quad (\text{III.94})$$

La Figure suivante représente la boucle de régulation du courant i_{rq} .

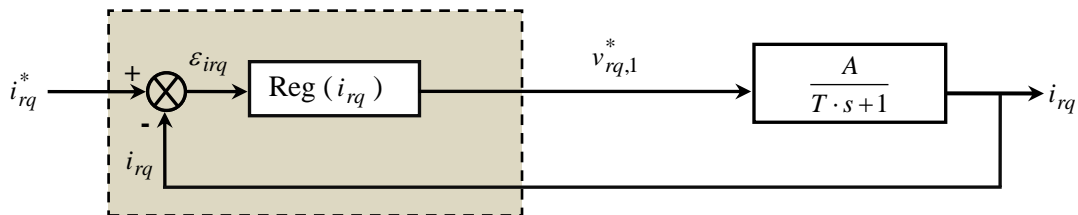


Figure III.28 : Schéma bloc de régulation du courant i_{rq} .

Les mêmes calculs effectués pour le correcteur du courant i_{rd} sont appliqués à ce correcteur.

Les paramètres du correcteur sont donc les mêmes. Ils sont donnés par :

	ω_0	ξ	K_{p,i_q}	K_{i,i_q}
Correcteur PI	100	0.72	0.0331	3.7576
Tableau III-4 : Paramètres du correcteur PI du courant d'axe quadrature i_{rq}.				

III.10.4. Schéma bloc du contrôle indirect de la GADA sans boucle de puissance

La Figure III.24 présent le schéma bloc du contrôle indirect de la GADA sans boucle de puissance. Cela implique de réguler ces puissances de façon indirecte en ajustant les deux composantes directes et quadratiques du courant rotorique (i_{rd}, i_{rq}) à l'aide de régulateurs PI.

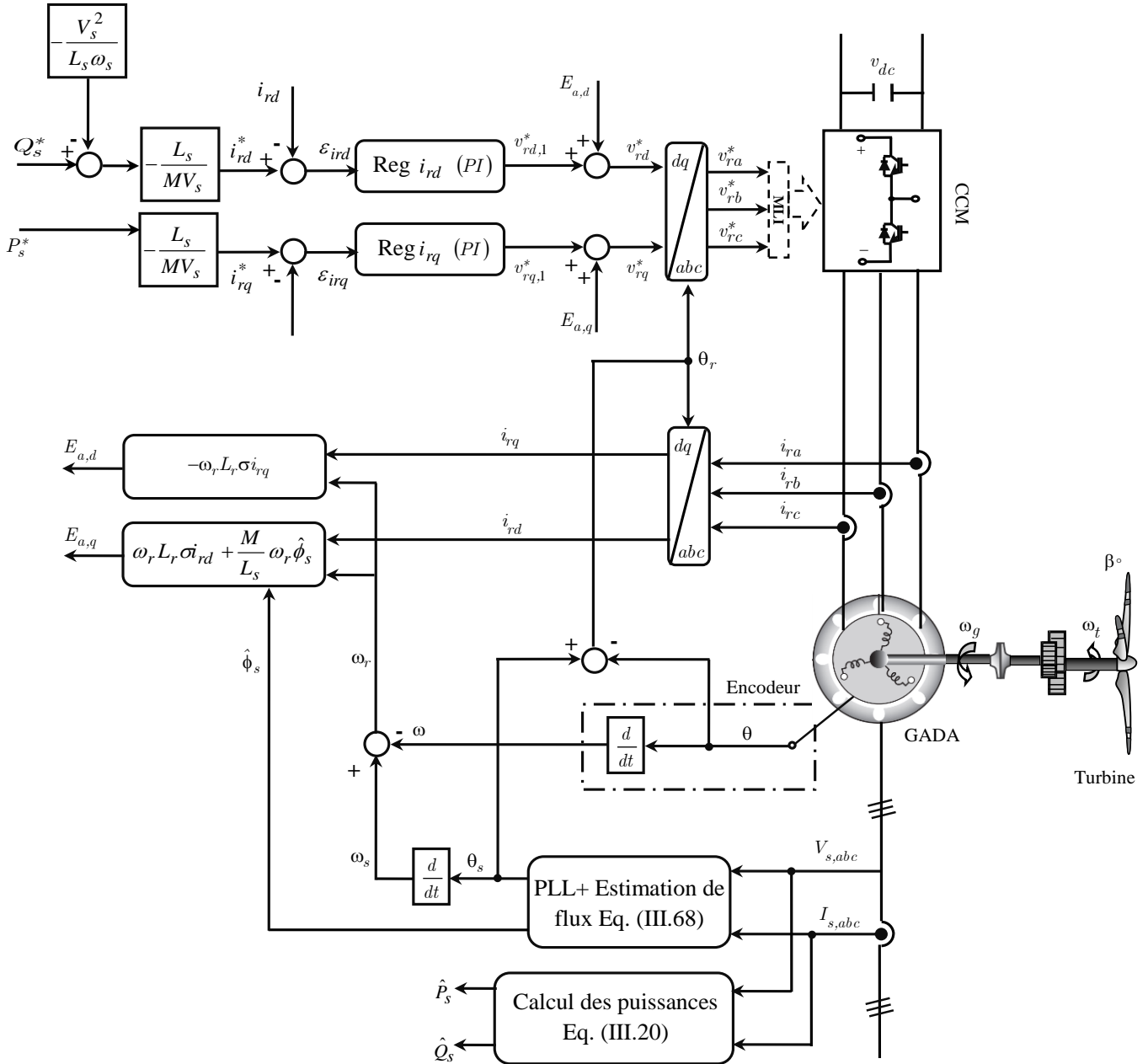


Figure III.29 : Schéma bloc de la commande vectorielle indirecte de la GADA sans boucle de régulation.

III.10.5. Réglage indirect avec boucle de régulation

Afin d'améliorer la méthode indirecte précédemment utilisée, une boucle de régulation est ajoutée. Cette boucle permet d'ajuster les puissances active et réactive à l'aide de correcteurs de type PI. Ce type de régulateur garantit une erreur statique nulle grâce à l'action intégrale, tandis que la réponse rapide du système est assurée par l'action proportionnelle [Mez-06].

III.10.6. Schéma bloc de la régulation

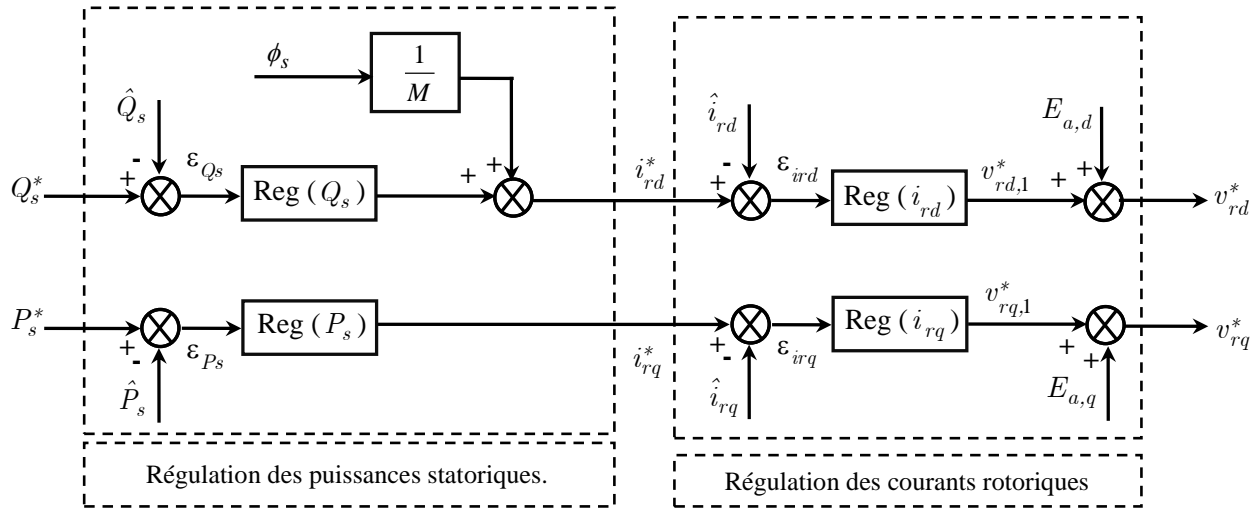


Figure III.30 : Schéma bloc de réglage indirect avec boucle de régulation.

III.10.7. Synthèse des correcteurs

▪ Correcteurs des courants

Les mêmes calculs que la section précédente sont valables avec $\omega_0 = 100$ et $\xi = 0.72$.

▪ Correcteur de courant i_{rd}

	ω_0	ξ	$K_{p,i_{rd}}$	$K_{i,i_{rd}}$
Correcteur PI	100	0.72	0.0331	3.7576

Tableau III-5 : Paramètres du correcteur PI du courant d'axe direct i_{rd} .

▪ Correcteur de courant i_{rq}

	ω_0	ξ	K_{p,i_q}	K_{i,i_q}
Correcteur PI	100	0.72	0.0331	3.7576

Tableau III-6 : Paramètres du correcteur PI du courant d'axe quadrature i_{rq} .

III.10.8. Synthèse du correcteur PI pour le contrôle des puissances

Nous aboutissons alors aux schémas blocs simples et identiques pour les deux puissances :

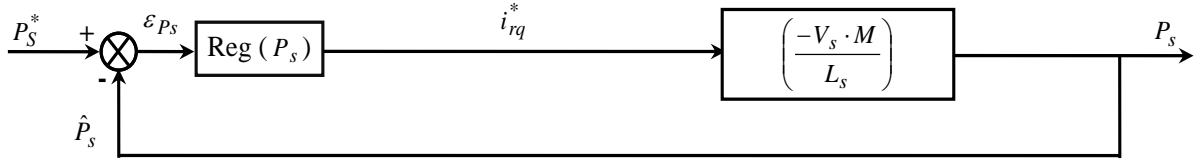


Figure III.31 : Boucle de régulation de la puissance P_s après découplage.

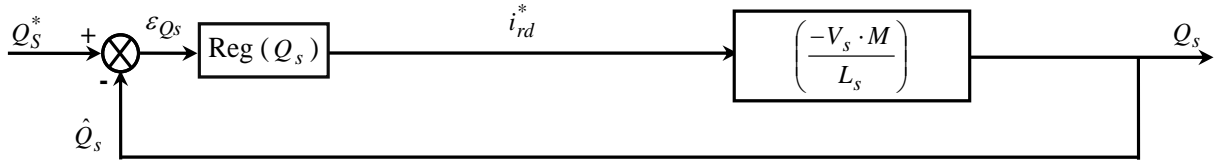


Figure III.32 : Boucle de régulation de la puissance Q_s après découplage.

Les fonctions de transfert de Figures précédentes donne par :

$$H(s) = \frac{P_s}{i_{rq}^*} = \frac{Q_s}{i_{rd}^*} = \frac{A}{1 + T \cdot s} \quad (\text{III.95})$$

Avec :

$$\begin{cases} A = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} \\ T = 0 \end{cases} \quad (\text{III.96})$$

D'après les calculs nous obtenons la fonction de transfert en boucle fermée comme suite :

$$FTBF = \frac{P_s}{P_s^*} = \frac{Q_s}{Q_s^*} = \frac{\left(1 + \frac{K_p}{K_i} \cdot s\right)}{1 + \left(\frac{K_p}{K_i} + \frac{1}{AK_i}\right) \cdot s} \quad (\text{III.97})$$

Pour avoir une fonction de transfert du premier ordre, nous pouvons choisir : $K_p = 0$

Donc, on remplace la valeur de K_p dans l'équation (III.97). Nous obtenons :

$$FTBF = \frac{P_s}{P_s^*} = \frac{Q_s}{Q_s^*} = \frac{1}{1 + \frac{1}{A \cdot K_i} \cdot s} \quad (\text{III.98})$$

Comme le polynôme du premier ordre, nous imposons une constante du temps τ tel que :

$$FTBF = \frac{P_s}{P_s^*} = \frac{Q_s}{Q_s^*} = \frac{1}{1 + \tau \cdot s} \quad (\text{III.99})$$

Avec :

$$\tau = \frac{1}{A \cdot K_i} \quad (\text{III.100})$$

Ainsi, nous obtenons les paramètres du correcteur :

$$\begin{cases} K_p = 0 \\ K_i = \frac{1}{A \cdot \tau} \end{cases} \quad (\text{III.101})$$

Par substitution des coefficients de l'équation (III.96) dans (III.78), avec $\omega_0 = 100$ et $\xi = 0.72$, nous obtenons les paramètres suivants du correcteur PI :

▪ **Correcteur de la puissance P_s**

	τ	K_{p,P_s}	K_{i,P_s}
Correcteur PI	0.0001	0	8.4937
Tableau III.7 : Paramètres du correcteur PI de la puissance statorique active P_s .			

▪ **Correcteur de la puissance Q_s**

	τ	K_{p,Q_s}	K_{i,Q_s}
Correcteur PI	0.0001	0	8.4937
Tableau III.8 : Paramètres du correcteur PI de la puissance statorique réactive Q_s .			

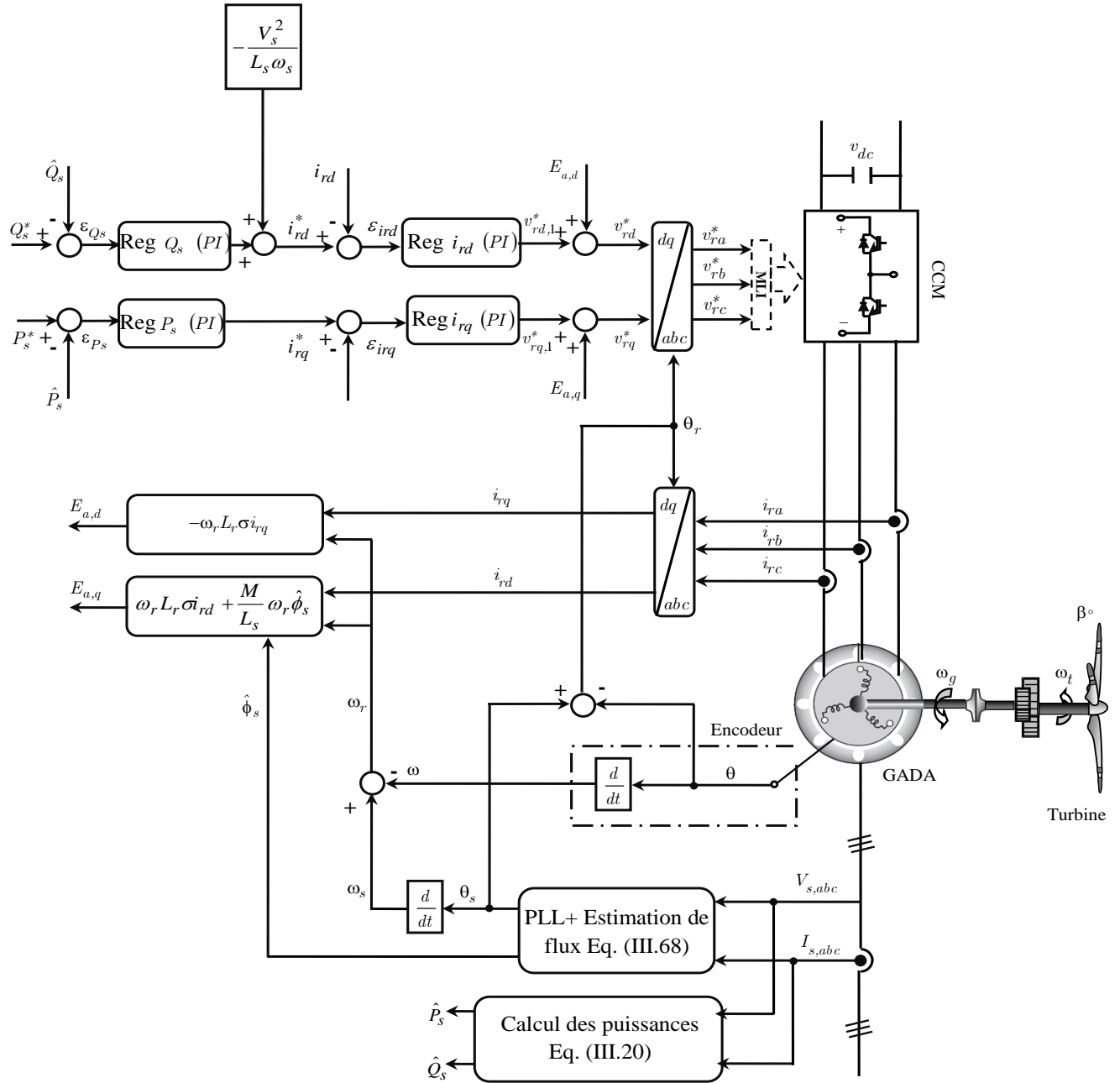


Figure III.33 : Schéma bloc de la commande vectorielle indirecte de la GADA avec boucle de régulation.

III.10.9. Simulation de la méthode indirecte

III.10.9.1. Résultats de simulation

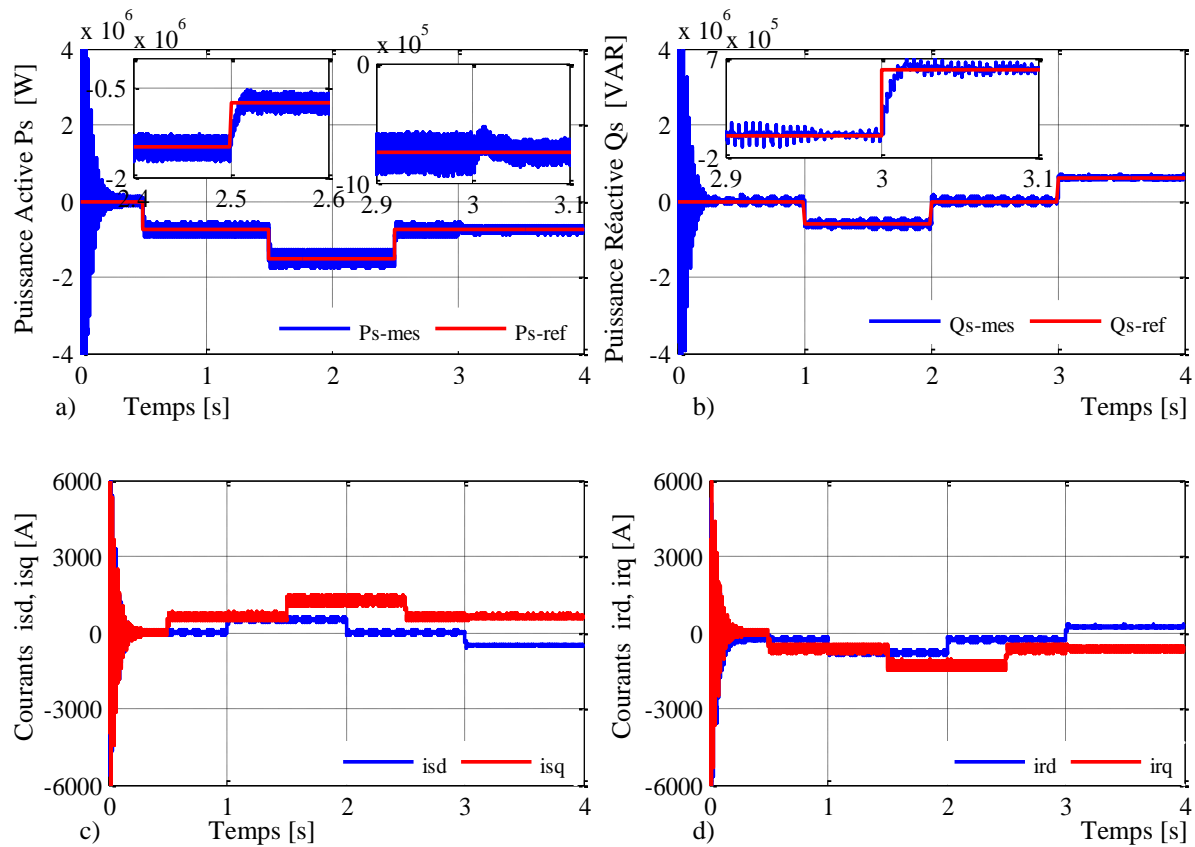
Dans cette seconde partie du chapitre, nous mettons en œuvre la régulation des puissances active et réactive statoriques de la GADA en appliquant la commande vectorielle indirecte, à l'aide de régulateurs classiques de type PI. Une étude par simulation est faite à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. Les paramètres utilisés de la GADA pour la simulation sont donnés par à l'annexe (A). Les gains des régulateurs PI sont déterminés par la méthode d'imposition des pôles. Nous utilisons, toujours, les puissances de référence présentées sur les Figures (III.18 ; III.19).

III.10.9.2. Interprétation

À partir des résultats de simulation présentés à la Figure III.34, il est possible d'observer le comportement des puissances statoriques active et réactive (P_s, Q_s) générées au niveau du stator de la GADA suivent leurs références (P_s^*, Q_s^*) et La méthode précédente présente une erreur très faible.

De plus, on peut remarquer que les consignes de puissance sont bien suivies par la MADA aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive avec un bon rejet de perturbation. Cependant, un couplage significatif entre les deux axes de commande (d, q) est observé, car une variation en échelon appliquée à l'une des puissances (active ou réactive) provoque de faibles oscillations sur l'autre.

a) Résultats de simulation de la commande vectorielle indirecte sans boucle de régulation



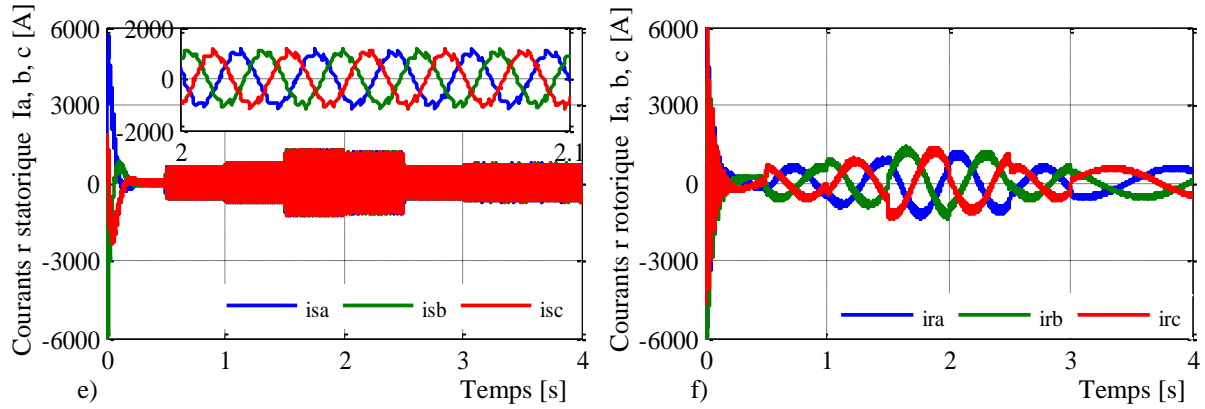
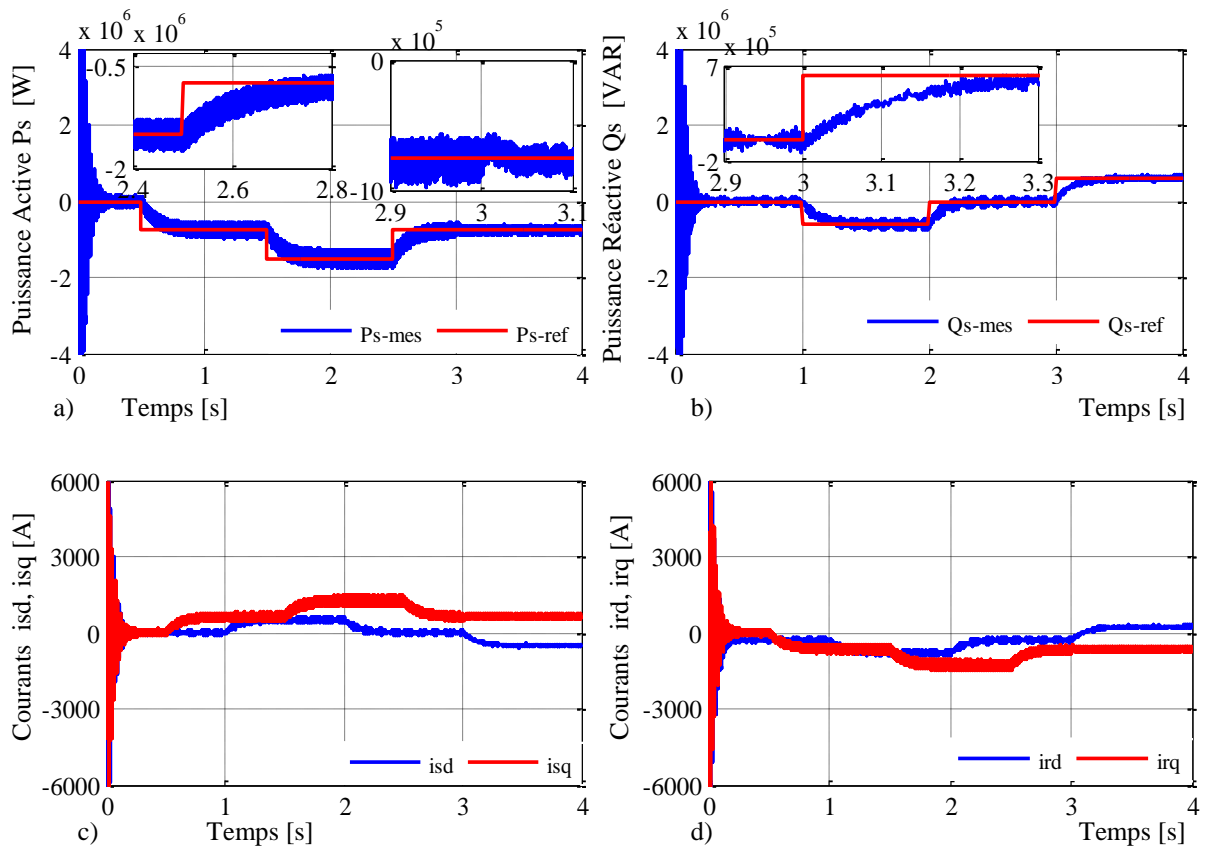


Figure III.34 : Résultats de simulation de commande vectorielle indirecte de la GADA avec boucle de régulation en utilisant le contrôleur PI, avec onduleur.

b) Résultats de simulation de la commande vectorielle indirecte avec boucle de régulation



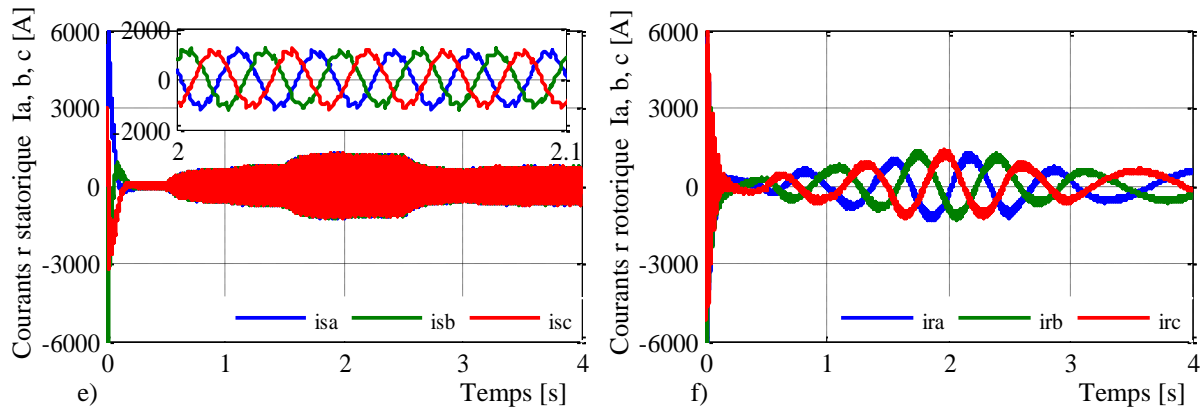


Figure III.35 : Résultats de simulation de commande vectorielle indirecte de la GADA avec boucle de régulation en utilisant le contrôleur PI, avec onduleur.

III.11. Conclusion

Ce chapitre a approfondi la modélisation et la commande vectorielle de la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA), un élément clé des systèmes éoliens à vitesse variable. La transformation de Park ont permis de simplifier l'analyse dynamique de la machine, tandis que l'orientation du flux statorique a facilité le découplage des puissances active et réactive. Deux stratégies de commande ont été explorées : la méthode directe, simple mais sensible aux variations paramétriques, et la méthode indirecte, plus robuste grâce à sa double boucle de régulation. Les simulations sous MATLAB/Simulink ont validé l'efficacité de ces approches, montrant un suivi précis des consignes avec des erreurs minimales. Ces résultats soulignent le potentiel de la GADA pour une intégration stable et performante dans les réseaux électriques, tout en ouvrant des perspectives pour des commandes avancées afin d'améliorer la robustesse face aux incertitudes du système. Ainsi, ce travail contribue à l'optimisation des éoliennes modernes, combinant performance énergétique et conformité aux exigences du réseau.

IV.1.	Introduction	89
IV.2.	Présentation de la ferme éolienne.....	89
IV.3.	Contrôle d'une ferme éolienne raccordée au réseau électrique	90
IV.3.1.	Contrôle de la fréquence (ou de la puissance active)	90
IV.3.2.	Contrôle de la tension (ou de la puissance réactive)	91
IV.3.3.	Nécessité d'un contrôle de la tension	91
IV.4.	Contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne.....	92
IV.4.1.	Gestionnaires du réseau de transport ou du réseau de distribution.....	92
IV.4.2.	Supervision centrale d'une ferme éolienne.....	92
IV.4.2.1.	Algorithmes de supervision centrale.....	93
IV.4.2.2.	Limitations de puissance réactive.....	93
IV.4.2.3.	Gestion de la puissance active entre la ferme éolienne et le réseau électrique.....	100
IV.4.2.4.	Gestion de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique.....	101
IV.4.2.5.	Algorithme de supervision centrale basé sur un régulateur PI.....	103
IV.4.2.6.	Algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle.....	105
IV.4.3.	Supervision locale d'une ferme éolienne.....	106
IV.4.3.1.	Gestion de la puissance active de la GADA.....	106
IV.4.3.2.	Gestion de la puissance réactive de la GADA.....	108
IV.4.3.3.	Algorithme de gestion des puissances active et réactive du stator et du CCR au niveau de l'unité de supervision locale.....	109
IV.5.	Schémas bloc du contrôle et de la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne par l'algorithme de distribution proportionnelle.....	111
IV.6.	Résultats de simulation.....	112
IV.6.1.	Résultats de simulation de la détermination des puissances de référence.....	112
IV.6.	Conclusion.....	116

IV.1. Introduction

Dans les fermes éoliennes, les fluctuations de la vitesse du vent peuvent engendrer des problèmes techniques, notamment une instabilité de la tension au PCC. Cela complique la fourniture de la puissance réactive requise ainsi que la définition de sa référence, ce qui représente un défi pour le gestionnaire du réseau électrique. Par ailleurs l'écart de la tension au PCC augmente lorsque les éoliennes fonctionnent à proximité d'une centrale électrique, où les lignes électriques sont très courtes et le taux de court-circuit R / X est élevé. Ces écarts entraînent d'importantes variations du flux de puissance réactive, provoquant une augmentation des pertes par effet joule dans le système [Zha-17].

La gestion de la puissance réactive dans une ferme éolienne dépend des décisions des gestionnaires de réseau, influencées notamment par la stabilité de la tension au PCC [Lun-07]. Dans les fermes éoliennes modernes, le contrôle de la tension, les exigences techniques et les codes de réseau recommandés par les opérateurs du système sont des étapes très importantes. Cela permet de limiter l'impact des fluctuations de la vitesse du vent et d'assurer la stabilité du système. D'autre part, le flux de puissance réactive est continuellement ajusté afin de maintenir une tension stable aux bornes des éoliennes.

Dans ce chapitre, nous s'intéresserons par le contrôle et la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne. Tout d'abord, nous allons énumérer les différents algorithmes de supervision des fermes éoliennes, existant dans la littérature. Parmi ces algorithmes, nous citerons deux algorithmes de supervision centrale : le premier est basé sur un régulateur Proportionnel-Intégral (PI) et le second est basé sur une distribution proportionnelle. Par la suite, nous allons développer un algorithme de gestion au niveau de l'unité de supervision centrale permettant la détermination des puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne, pendant le mode facteur de puissance unitaire « FPU » et le mode « défaut ». Puis, nous allons développer un autre algorithme de gestion au niveau de l'unité de supervision locale permettant la répartition des puissances de référence des convertisseurs associés à la GADA pendant ces modes. Ces algorithmes proposés dans ce chapitre seront implémentés sur Matlab/Simulink en utilisant l'outil **S-Function Builder** pour évaluer leurs performances.

IV.2. Présentation de la ferme éolienne

Généralement, une ferme éolienne est constituée de plusieurs turbines éoliennes connectées soit en parallèle, soit en série. Dans notre travail, nous allons analyser le modèle d'une ferme éolienne comprenant douze générateurs éoliens de type GADA de 1.5 MW chacun. Ce modèle est structuré en trois groupes, chacun est constitué de quatre générateurs GADA. Chaque GADA produit une tension de 0,69 kV. Les GADAs d'un même groupe sont connectés en parallèle à un jeu de barres via des transformateurs élévateurs 0,69 kV/20 kV et des câbles moyenne tension de 20 kV. Chaque jeu de

barres est ensuite raccordé au point de connexion de la ferme par des câbles moyenne tension de 20 kV. Enfin, le réseau électrique est relié à la ferme éolienne à l'aide d'un transformateur principal 20 kV / 66 kV. Le schéma du modèle détaillé de la ferme éolienne est présenté à la Figure IV.1.

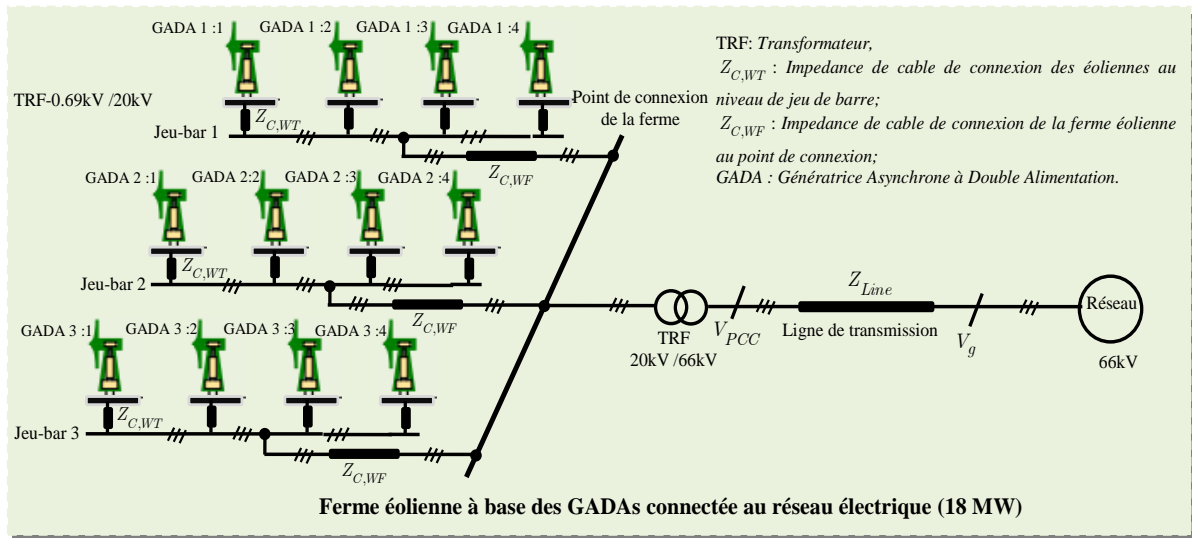


Figure IV. 1: Schéma détaillé de la ferme éolienne étudiée.

IV.3. Contrôle d'une ferme éolienne raccordée au réseau électrique

De manière générale, l'unité de contrôle fait office d'interface entre l'opérateur du système et la ferme éolienne, assurant ainsi le contrôle et la supervision globale de celle-ci. Elle a pour objectif de contrôler efficacement la fréquence ou la puissance active, ainsi que la tension ou la puissance réactive, afin de garantir la stabilité du réseau électrique. Pour ce faire, le contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne nécessite des mesures précises de courant et de tension au PCC.

IV.3.1. Contrôle de la fréquence (ou de la puissance active)

La fréquence est une grandeur globale commune à l'ensemble du réseau électrique, et sa stabilité dans une plage de variation très faible variation, afin d'assurer un fonctionnement normal [Ely-18]. Ces dernières années, la capacité d'énergie éolienne a augmenté rapidement, ce qui relève des inquiétudes quant au fonctionnement sûr et fiable de réseaux électriques. De plus, les fluctuations imprévisibles de la vitesse du vent peuvent entraîner une instabilité du système et compliquer le maintien de la fréquence [Li-18.c]. Par ailleurs, le remplacement progressif des centrales électriques conventionnelles par des centrales éoliennes entraînera inévitablement une augmentation de l'inertie du système, ce qui dégradera sa capacité de réponse en fréquence [Li-21]. Conformément aux codes des réseaux électriques, le contrôle de la fréquence dans les parcs éoliens est donc devenu une exigence essentielle. [Dia-14].

IV.3.2. Contrôle de la tension (ou de la puissance réactive)

Le contrôle de la tension ou de la puissance réactive des éoliennes est crucial pour assurer une intégration harmonieuse des fermes éoliennes au réseau électrique. Afin de garantir un fonctionnement efficace et fiable des fermes éoliennes raccordées au réseau, ce contrôle doit permettre d'atteindre les objectifs suivants [Kun-94] :

- Maintenir les tensions au PCC, au point de connexion des groupes éoliennes et au point de connexion des éoliennes de chaque groupe dans les limites acceptables.
- Garantir la stabilité du système électrique.
- Réduire les pertes joules dans les lignes de transmission.

La production ou la consommation de puissance réactive influence directement la régulation de la tension au PCC. Pour déterminer la nature de la puissance réactive, la tension est mesurée à un nœud particulier, aux bornes de l'éolienne, soit directement au PCC, puis intégrée dans la boucle de régulation.

IV.3.3. Nécessité d'un contrôle de la tension

Étant donné que les nœuds ont une résistance et une inductance, le courant dans le nœud provoque une différence de potentiel. De plus, la tension des nœuds est affectée par la capacité, la résistance et l'inductance des transformateurs, des lignes et des câbles. En effet, elle ne doit pas s'écarter de la valeur de la tension nominale. Pour éviter les variations des tensions aux nœuds, le contrôle de la tension est essentiel. Ce contrôle doit maintenir les tensions des nœuds du système dans les limites requises et éviter tout écart par rapport à la valeur nominale [Kun-94].

Il est important de noter que la tension du nœud est une quantité locale, contrairement à la fréquence du système, qui est une quantité globale au niveau du système. Par conséquent, la tension à un nœud particulier ne peut être contrôlée depuis n'importe quel point du système, comme c'est le cas pour la fréquence. Il est très important de prendre en compte cette propriété, sinon il sera impossible de comprendre l'effet des centrales éoliennes sur le contrôle de la tension.

Les réseaux de transport sont composés de lignes aériennes présentant une résistance très faible mais une réactance inductive élevée. Dans ce type de réseaux, la différence de tension entre les deux extrémités d'une ligne est fortement affectée. En raison des caractéristiques des réseaux de transport, les tensions des nœuds sont contrôlées principalement en modifiant la production ou la consommation de la puissance réactive des générateurs connectés au réseau de transport. Par contre, les réseaux de distribution utilisant des lignes aériennes ou des câbles souterrains pour lesquels la résistance n'est pas négligeable par rapport à la réactance inductive l'effet de la puissance réactive sur la tension des nœuds est moins significatif. Par ailleurs, les générateurs connectés aux réseaux de distribution ne sont pas toujours capables de faire varier leur puissance réactive de sortie pour contribuer au contrôle de la tension. Par conséquent, les tensions des nœuds dans les réseaux de

distribution sont donc contrôlées principalement en modifiant le rapport de spires du transformateur qui relie le réseau de distribution au niveau de tension supérieur.

IV.4. Contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne

Dans cette section, nous détaillons le contrôle et la gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne. Après l'étape de synchronisation, les disjoncteurs sont fermés pour passer à la deuxième étape, dite « contrôle des puissances active et réactive ». L'objectif principal du contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne est de suivre les puissances de référence imposée par le gestionnaire du réseau électrique. La hiérarchie de contrôle d'un système de conversion de l'énergie éolienne se compose principalement de plusieurs niveaux de contrôle, qui sont les suivants :

- 1) Gestion du réseau de transport ou du réseau de distribution électrique,
- 2) Supervision centrale d'une ferme éolienne,
- 3) Supervision locale d'une ferme éolienne,
- 4) Contrôle des puissances active et réactive de chaque groupe aérogénérateur (GADA).

IV.4.1. Gestionnaires du réseau de transport ou du réseau de distribution

En général, l'énergie produite par une turbine éolienne varie fortement en fonction des conditions de la vitesse du vent. Ces fluctuations engendrent des problèmes importants de fiabilité et de sécurité pour le système électrique [Ben-20, Ahm-10]. C'est pourquoi les gestionnaires de réseau ont mis en place des codes de réseau (tension, fréquence) stricts visant à permettre aux centrales éoliennes de fonctionner de manière comparable aux centrales électriques conventionnelles [Moh-12].

IV.4.2. Supervision centrale d'une ferme éolienne

Pour une gestion optimale des fermes éoliennes raccordées au réseau électrique, une infrastructure de communication informatique est indispensable. Elle permet de collecter en temps réel les informations sur l'état des éoliennes et de la ferme, ainsi que de transmettre les consignes de commande nécessaires à leur pilotage. Par ailleurs, cette infrastructure doit être connectée au gestionnaire du réseau, soulignant ainsi l'importance cruciale du choix des technologies de communication employées entre les différents acteurs impliqués dans le bon fonctionnement de la ferme éolienne. La fiabilité de ces technologies est un facteur déterminant. Le système SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) s'avère particulièrement adapté pour répondre à ces exigences. Ses fonctions principales incluent la surveillance et le contrôle des puissances active et réactive de la ferme, dont les références sont définies par les gestionnaires du réseau électrique. En outre, le système SCADA offre plusieurs avantages pour le contrôle à distance, notamment :

- Opération soit en local soit à distance sur l'appareillage,
- Acquisition d'informations et de mesures sur le système,

- Gestion des événements et des alarmes.

La transmission des données via le système SCADA peut s'appuyer sur différents protocoles de communication existants. Parmi eux, les normes les plus récentes sont celles du modèle d'information commun de la Commission électrotechnique internationale (CEI) : **CEI 61850**, **CEI 61400-25**, **CEI 61970**, **CEI 61968** et **CEI 62325**. La norme **CEI 61850** couvre l'ensemble des communications au niveau des postes source, tandis que la **CEI 61400-25** est spécifiquement dédiée aux communications au sein des fermes éoliennes [IEC-00, Ost-16, Sou-16, Usl-16].

L'objectif principal de l'unité de supervision centrale d'une ferme éolienne est de contrôler les puissances active et réactive produites, conformément au plan de production horaire défini par le gestionnaire de réseau. Par ailleurs, cette unité répartit les consignes de puissances active et réactive entre les différentes éoliennes, qui sont ensuite transmises en temps réel aux unités de supervision locale de la ferme.

IV.4.2.1. Algorithmes de supervision centrale

Dans cette section, nous allons présenter les algorithmes de supervision centrale des fermes éoliennes. Les travaux de recherche récents dans le domaine de l'énergie éolienne ont été orientés vers la conception des algorithmes de supervision centrale dans le but de répartir les puissances active et réactive de référence sur les éoliennes. Dans ce contexte, plusieurs algorithmes pour le contrôler et la gestion d'une ferme éolienne, ont été proposés [Ghe-09, Nik-10, Rod-08, Zha-10] et peuvent être classés principalement en trois groupes :

- 1) Les algorithmes de supervision basés sur des régulateurs Proportionnel-Intégral PI,
- 2) L'algorithme de supervision basé sur la distribution proportionnelle,
- 3) L'algorithme de supervision basé sur des fonctions d'optimisation.

Avant de mettre en œuvre ces algorithmes, il est nécessaire de connaître les limites de puissance réactive de chaque éolienne ainsi que la limite globale de puissance réactive de la ferme. Une fois ces contraintes identifiées, il devient possible de s'intéresser à la répartition, entre les éoliennes, des consignes externes de puissance active et réactive transmises par le gestionnaire du réseau électrique.

IV.4.2.2. Limitations de puissance réactive

Cette section présente le diagramme PQ utilisé pour limiter la puissance réactive d'une GADA. Conformément aux exigences des codes du réseau électrique, l'opérateur du système doit fournir un diagramme PQ de l'éolienne indiquant sa capacité à réguler la puissance réactive au point de connexion. Il existe deux niveaux de saturation dans le mécanisme de fonctionnement des algorithmes de supervision centrale [Ahm-10]. Le premier niveau de saturation est lié au diagramme de fonctionnement PQ de l'éolienne, tandis que le deuxième niveau de saturation est lié au diagramme de fonctionnement PQ de la ferme éolienne. Pour le premier niveau, les trois principales grandeurs de conception limitant la capacité de la puissance réactive de la GADA sont les courants

statoriques et rotoriques nominaux, la tension rotorique nominale et la stabilité durant le régime permanent.

IV.4.2.2.1. Limitation de la puissance réactive par le courant statorique

Le diagramme PQ permettant de limiter la puissance réactive de la GADA en fonction du courant statorique nominal est déterminé à l'aide de l'équation suivante [Ghe-11] :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{(3V_s I_s^{nom})^2 - P_s^2} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{(3V_s I_s^{nom})^2 - P_s^2} \end{cases} \quad (IV.1)$$

En mode de fonctionnement hypo-synchrone, la puissance active totale générée par la GADA est exprimée par :

$$P_g = P_s - P_r \quad (IV.2)$$

Où :

$$P_r = gP_s \quad (IV.3)$$

En négligeant toutes les pertes du système éolien, l'expression devient :

$$P_g = P_{WT}^{avi} \quad (IV.4)$$

En remplaçant l'équation (IV.2) dans l'équation (IV.4), on trouve :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{(3V_s I_s^{nom})^2 - \left(\frac{1}{1-g} P_{WT}^{avi}\right)^2} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{(3V_s I_s^{nom})^2 - \left(\frac{1}{1-g} P_{WT}^{avi}\right)^2} \end{cases} \quad (IV.5)$$

Où :

$$P_s = \frac{1}{1-g} P_{WT}^{avi} \quad (IV.6)$$

Avec :

I_s^{nom} : le courant statorique nominal,

V_s : la tension statorique simple,

Q_s^{\min} : la puissance réactive minimale du stator de la GADA,

Q_s^{\max} : la puissance réactive maximale du stator de la GADA,

P_s : la puissance active statorique,

P_r : la puissance active rotorique,

P_{WT}^{avi} : la puissance active disponible, délivrée par la GADA.

IV.4.2.2.2. Limitation de la puissance réactive par le courant rotorique

Dans cette section, nous abordons la limitation de la puissance réactive de la GADA imposée par le courant rotorique. La force électromotrice interne du rotor (FEM) de la GADA est définie par l'équation suivante [Ghe-09] :

$$\bar{E}_r = jX_m \bar{I}_r \quad (\text{IV.7})$$

Ou :

$$\bar{E}_r = \bar{V}_s + R_s \bar{I}_s + jX_s \bar{I}_s \quad (\text{IV.8})$$

Le fondamental de la FEM possède un déphasage δ par rapport à la tension simple du réseau. Si l'on note φ le déphasage arriéré du courant \bar{I}_s sur la tension \bar{V}_s , la représentation vectorielle associée est celle de la Figure IV.2.

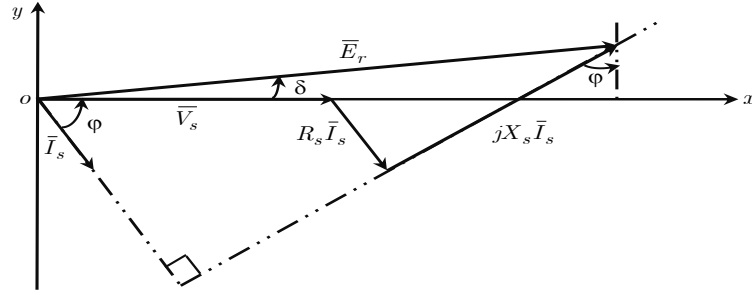


Figure IV. 2: Représentation vectorielle de la tension.

La projection de l'équation (IV.8) sur le repère permet (x, y) d'écrire

$$\begin{cases} E_r \cos(\delta) = V_s + X_s I_s \sin(\varphi) \\ E_r \sin(\delta) = X_s I_s \cos(\varphi) \end{cases} \quad (\text{IV.9})$$

D'où :

$$\begin{cases} I_s \sin(\varphi) = \frac{E_r \cos(\delta) - V_s}{X_s} \\ I_s \cos(\varphi) = \frac{E_r \sin(\delta)}{X_s} \end{cases} \quad (\text{IV.10})$$

Avec :

δ : L'angle de déphasage interne, entre le vecteur de la tension du stator et le vecteur de la FEM induite.

On définit les puissances active et réactive statoriques de la manière suivante :

$$\begin{cases} P_s = 3V_s I_s \cos(\varphi) \\ Q_s = 3V_s I_s \sin(\varphi) \end{cases} \quad (\text{IV.11})$$

En remplaçant l'équation (IV.10) dans l'équation (IV.11), on trouve :

$$\begin{cases} P_s = 3V_s \frac{E_r}{X_s} \sin(\delta) \\ Q_s = 3V_s \frac{E_r}{X_s} \cos(\delta) - \frac{3V_s^2}{X_s} \end{cases} \quad (IV.12)$$

A partir de l'équation (IV.7), on peut écrire :

$$E_r = X_m I_r \quad (IV.13)$$

En remplaçant l'équation (IV.13) dans l'équation (IV.12), on obtient :

$$\begin{cases} P_s = 3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r \sin(\delta) \\ Q_s = 3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r \cos(\delta) - \frac{3V_s^2}{X_s} \end{cases} \quad (IV.14)$$

À partir de l'équation (IV.14), on déduit l'expression liant les puissances active et réactive au courant rotorique :

$$P_s^2 + \left(Q_s + \frac{3V_s^2}{X_s} \right)^2 = \left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r \right)^2 \quad (IV.15)$$

L'équation (IV.16) permet de définir le diagramme PQ imposant une limite à la puissance réactive en fonction du courant nominal rotorique :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r^{nom} \right)^2 - P_s^2} - \frac{3V_s^2}{X_s} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r^{nom} \right)^2 - P_s^2} - \frac{3V_s^2}{X_s} \end{cases} \quad (IV.16)$$

En remplaçant l'équation (IV.6) dans l'équation (IV.16), on obtient :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r^{nom} \right)^2 - \left(\frac{1}{1-g} P_{WT}^{avi} \right)^2} - \frac{3V_s^2}{X_s} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r^{nom} \right)^2 - \left(\frac{1}{1-g} P_{WT}^{avi} \right)^2} - \frac{3V_s^2}{X_s} \end{cases} \quad (IV.17)$$

Avec :

I_r^{nom} : le courant rotorique nominal.

IV.4.2.2.3. Limitation de la puissance réactive par la tension rotorique

On examine à présent la contrainte imposée à la puissance réactive de la GADA par la tension rotorique. Les relations des puissances active et réactive en fonction de cette tension sont les suivantes [Ghe-11] :

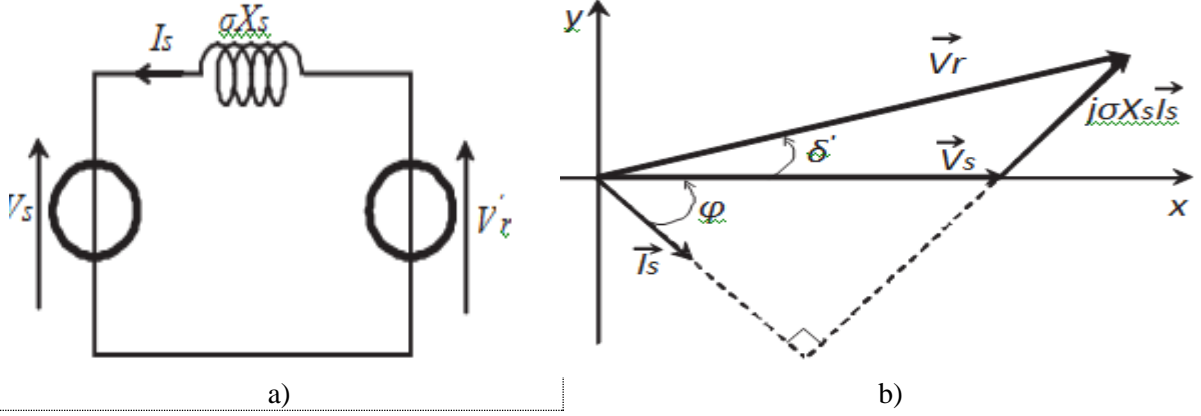


Figure IV. 3: a) Schéma équivalent simplifié par phase de la MADA.

b) Représentation vectorielle des tensions.

$$\begin{cases} P_s = 3V_s \frac{X_m}{\sigma g X_s X_r} V_r \sin(\delta') \\ Q_s = 3V_s \frac{X_m}{\sigma g X_s X_r} V_r \cos(\delta') - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \end{cases} \quad (\text{IV.18})$$

Où :

$$\sigma = 1 - \frac{X_m^2}{X_s X_r}$$

Avec :

δ' : L'angle de déphasage entre le vecteur de la tension du stator et le vecteur de la tension du rotor.

σ : Le facteur de distorsion.

A partir de l'équation (IV.18), les puissances active et réactive peuvent s'écrire comme suit :

$$P_s^2 + \left(Q_s + \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \right)^2 = \left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_r g} V_r \right)^2 \quad (\text{IV.19})$$

Le diagramme PQ pour limiter la puissance réactive par la tension rotorique nominale de la GADA est obtenu en utilisant les équations suivantes :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_r g} V_r^{\text{nom}} \right)^2 - P_s^2} - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_r g} V_r^{\text{nom}} \right)^2 - P_s^2} - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \end{cases} \quad (\text{IV.20})$$

En remplaçant (IV.6) dans l'équation (IV.20), on obtient :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_r s} V_r^{\text{nom}} \right)^2 - \left(\frac{1}{1-g} P_{WT}^{\text{avi}} \right)^2} - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_r s} V_r^{\text{nom}} \right)^2 - \left(\frac{1}{1-g} P_{WT}^{\text{avi}} \right)^2} - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \end{cases} \quad (\text{IV.21})$$

Avec :

V_r^{nom} : la tension rotorique nominale.

IV.4.2.2.4. Limitation de la puissance réactive par la stabilité en régime permanent

Lorsque la tension statorique et la force électromotrice interne sont orthogonales, c'est-à-dire pour un angle de 90° , et en s'appuyant sur les équations (V.16) et (V.20), on obtient deux limites de stabilité en régime permanent, représentées par deux droites conformément aux équations suivantes [San-08] :

$$Q_{s,1} = -\frac{3V_s^2}{X_s} \quad (IV.22)$$

$$Q_{s,2} = -\frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \quad (IV.23)$$

Cependant, la droite correspondant à la limite supérieure est retenue comme la plus significative pour assurer la stabilité de fonctionnement de la GADA. Ainsi, la limite de stabilité en régime permanent s'exprime comme suit :

$$Q_{s_lim}^{stab} = \max(Q_{s,1}, Q_{s,2}) \quad (IV.24)$$

Comme $\sigma < 1$, on aura :

$$Q_{s,1} > Q_{s,2} \quad (IV.25)$$

Par conséquent, la limite de stabilité est donnée par:

$$Q_s = Q_{s,lim}^{stab} = Q_{s,1} = -\frac{3V_s^2}{X_s} \quad (IV.26)$$

IV.4.2.2.5. Limitation de la puissance réactive du CCR

Dans le système de conversion d'énergie éolienne utilisant une GADA, le CCR est capable de fournir de la puissance réactive au réseau lors de variations de tension ou lorsque le courant rotorique atteint sa valeur nominale. La puissance réactive minimale Q_f^{\min} et maximale Q_f^{\max} du CCR est alors calculée comme suit [Kim-19] :

▪ **Pour limitation minimale:**

$$Q_f^{\min} = -\sqrt{(3V_l I_l^{nom})^2 - P_r^2} \quad (IV.27)$$

▪ **Pour limitation maximale:**

$$Q_f^{\max} = +\sqrt{(3V_l I_l^{nom})^2 - P_r^2} \quad (IV.28)$$

Avec :

I_l^{nom} : Le courant nominal absorbé par CCR,

V_l : La tension d'alimentation du CCR,

P_r : La puissance active du rotor de la GADA,

Q_f^{\min} : La puissance réactive minimale du CCR,

Q_f^{\max} : La puissance réactive maximale du CCR.

La Figure IV.4, représente le diagramme théorique PQ du stator de la GADA et du CCR.

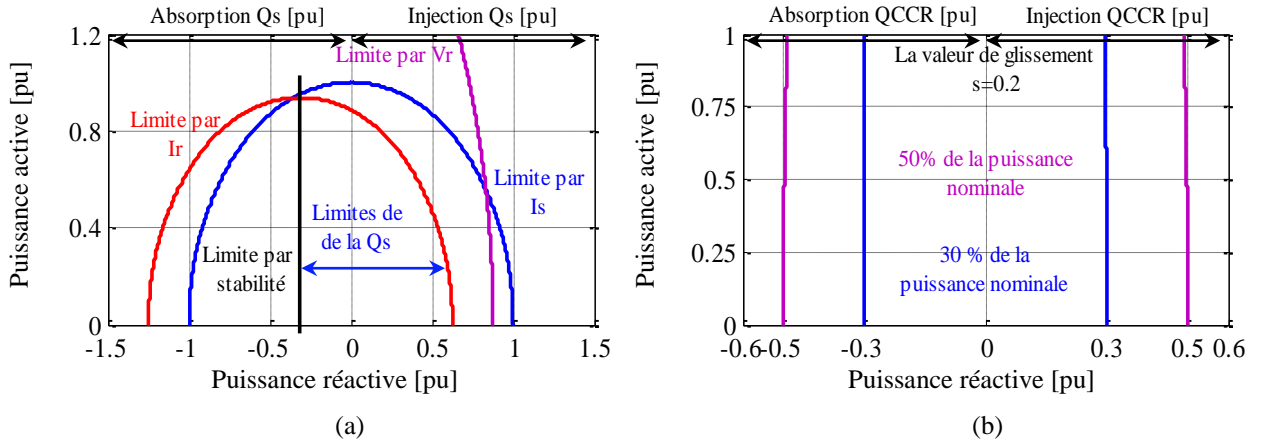


Figure IV. 4 : Diagramme PQ d'une éolienne de type GADA :

a) limitation de la puissance réactive du stator,

b) limitation de la puissance réactive du CCR.

La Figure IV.5, représente le diagramme PQ de la GADA et de la ferme éolienne.

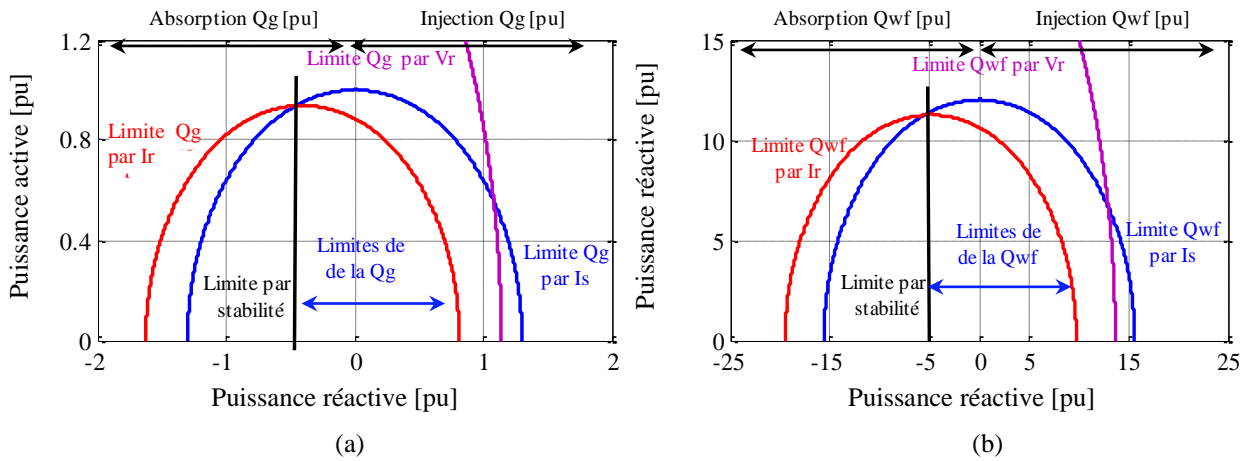


Figure IV. 5 : Diagramme PQ d'une éolienne de type GADA :

a) limitation de la puissance réactive de la GADA,

b) limitation de la puissance réactive de la ferme éolienne.

En général, les limites de la puissance réactive d'une ferme éolienne dépendent du nombre d'éoliennes qu'elle comprend. La Figure V.3.b illustre le diagramme de limite PQ de la puissance réactive pour douze GADA ($n = 12$).

La Figure IV.6 présente l'influence de la tension statorique et du glissement de la GADA sur le diagramme théorique PQ.

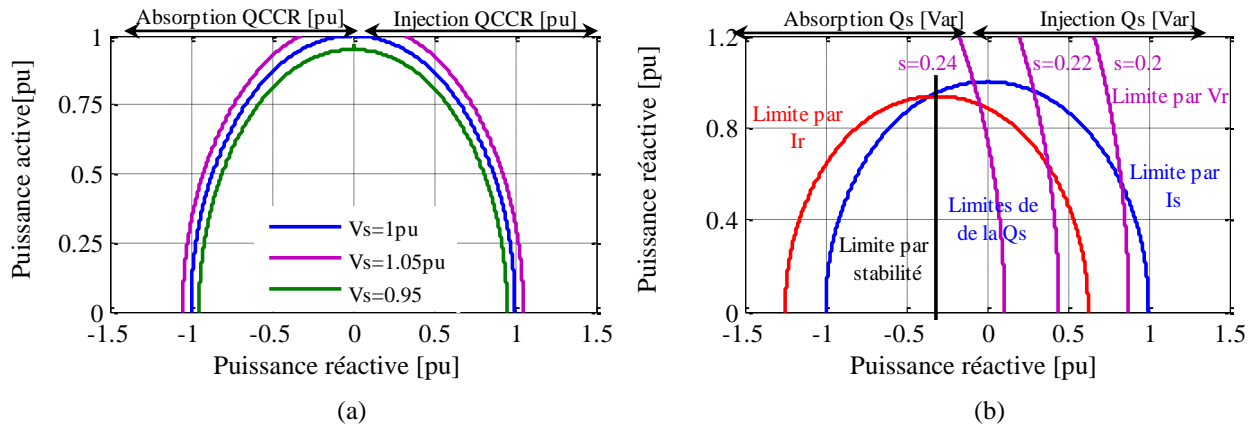


Figure IV. 6 : Diagramme PQ d'une éolienne de type GADA : a) impact de la tension du stator sur la courbe de capacités de la GADA, b) impact de glissement sur la courbe de capacité de la GADA.

À partir de l'étude des diagrammes PQ illustrés dans les Figures IV.4, IV.5 et IV.6, on peut en déduire que :

- Le courant statorique constitue le principal facteur limitant l'absorption de puissance réactive, aussi bien en régime transitoire qu'en régime permanent.
- En régime permanent, la stabilité du système devient le facteur limitant de l'absorption de puissance réactive.
- La production de puissance réactive est généralement limitée par le courant rotorique.
- À des glissements élevés, la tension rotorique devient le facteur limitant de la production de puissance réactive. Toutefois, il est déconseillé de faire fonctionner le générateur à proximité de la tension nominale du rotor, car la capacité de production de puissance réactive devient alors très sensible aux faibles variations de glissement.
- Lorsque le CCR est sollicité pour fournir de la puissance réactive au réseau, les marges de capacité en puissance réactive s'en trouvent élargies

IV.4.2.3. Gestion de la puissance active entre la ferme éolienne et le réseau électrique

Dans cette section, nous allons étudier la gestion de la puissance active entre la ferme éolienne et le réseau électrique. Deux approches peuvent être utilisées pour déterminer la puissance active de référence d'une ferme éolienne. La première consiste à sommer les puissances maximales des éoliennes individuelles, tandis que la seconde repose sur une consigne imposée par l'opérateur du système [Zha-15, Li-18.b, Hua-19]. Dans le cadre de ce travail, nous avons retenu la seconde approche, selon laquelle la puissance active de référence de la ferme éolienne est calculée comme suit [Hua-19] :

$$P_{WF}^* = \mu P_{WF}^{avi} \quad (IV.29)$$

Où :

$$\mu = \begin{cases} \frac{P_{so}^*}{P_{WF}^{avi}} & \text{if } P_{so}^* \leq P_{WF}^{avi} \\ 1 & \text{if } P_{so}^* > P_{WF}^{avi} \end{cases} \quad (IV.30)$$

Et :

$$\begin{cases} P_{WF}^{avi} = \sum_{j=1}^N P_{WG,j}^{avi} & j \in N \\ P_{WG,j}^{avi} = \sum_{i=1}^n P_{WT,i}^{avi} & i \in n \end{cases}, \quad (IV.31)$$

Avec :

$$P_{WT,i}^{avi} = \frac{1}{2} \rho A C_{p,\max}(\lambda_{opt}, \beta) V_i^3 \quad (IV.32)$$

Et :

P_{WF}^* : La puissance active de référence pour la ferme éolienne,

P_{so}^* : La puissance active de référence imposée par l'opérateur du système,

P_{WF}^{avi} : La puissance active disponible à la ferme éolienne,

$P_{WG,j}^{avi}$: La puissance active disponible au groupe éolien d'indice j , $j = 1, \dots, N$,

$P_{WT,i}^{avi}$: La puissance active disponible à l'éolienne d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

IV.4.2.4. Gestion de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique

Dans cette section, nous nous sommes intéressés à la gestion de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique. Les gestionnaires de réseau ont établi des codes de réseau spécifiant les exigences relatives au contrôle du flux de puissance réactive des fermes éoliennes [Rod-08]. Par exemple, lorsque la tension tombe en dessous de 0,95 pu, le générateur éolien doit être en mesure de fournir une certaine quantité de puissance réactive.

Le contrôle et la gestion de la puissance réactive sont essentiels, car les différentes technologies de générateurs utilisées dans les fermes éoliennes ne disposent pas toutes de la même capacité en puissance réactive. Il est donc nécessaire de doter la ferme éolienne d'un système de contrôle réactif performant afin de maintenir la stabilité de la tension au point de raccordement des éoliennes du même groupe et au point de couplage commun (PCC) et de garantir la continuité de la connexion au réseau électrique, y compris lors des creux de tension. Le respect des codes de réseau et le contrôle efficace de la tension au PCC sont ainsi indispensables.

Le contrôle secondaire de la tension assure non seulement le réglage de la valeur de la tension au point de couplage commun (PCC), mais aussi un partage équitable de la puissance réactive entre les générateurs. Il doit également être capable de réagir en temps réel aux variations du flux de puissance réactive dans le système, en ajustant la tension aux bornes des générateurs. Ce type de contrôle permet l'injection de puissance réactive proportionnelle aux baisses de tension, contribuant ainsi au rétablissement de la tension du réseau après une perturbation. Il peut être implémenté à l'aide d'un régulateur PI, qui ajuste dynamiquement la puissance réactive de référence. Cette variation est déterminée selon l'équation suivante :

$$\Delta Q_{WF}^* = \left(K_{p,V_{PCC}} + \frac{K_{i,V_{PCC}}}{s} \right) (V_{PCC}^* - V_{PCC}^{mes}) \quad (IV.33)$$

Avec :

$K_{p,V_{PCC}}, K_{i,V_{PCC}}$: les gains du régulateur PI,

V_{PCC}^* : la tension de référence au PCC,

V_{PCC}^{mes} : la tension mesurée au PCC,

ΔQ_{WF}^* : le changement de la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne.

Avant de déterminer la puissance réactive de référence de la ferme éolienne, une consigne de puissance réactive est ajoutée sous forme d'un signal additif à la variation de la puissance réactive de référence (équation IV.34). Cette consigne est directement liée à l'ampleur de la chute de tension.

L'expression de cette chute de tension est donnée par [Rod-08] :

$$\Delta V_{PCC} (\%) = \left(\frac{P_{WF}}{S_{cc}} \right) (\%) \cdot \left(\cos \varphi_k + \frac{\sin \delta_k}{100} \cdot \left(\frac{Q_{WF}}{P_{WF}} \right) (\%) \right) \quad (IV.34)$$

Où δ_k est le déphasage entre la tension du réseau électrique et celle du PCC.

Etant donné que la résistance du réseau électrique est très faible ; alors $\delta_k \cong 90^\circ$. Donc, l'équation (IV.35) peut être exprimée comme suit :

$$\Delta V_{PCC} (\%) = \left(\frac{P_{WF}}{S_{cc}} \right) (\%) \cdot \left(\frac{1}{100} \cdot \left(\frac{Q_{WF}}{P_{WF}} \right) (\%) \right) \quad (IV.35)$$

En utilisant l'équation (IV.35), la consigne de la puissance réactive de la ferme éolienne est déterminée comme suit :

$$Q_{WF}^{set} = \Delta V_{PCC} \cdot S_{cc} \quad (IV.36)$$

Avec :

Q_{WF}^{set} : la consigne de la puissance réactive pour la ferme éolienne.

ΔV : la chute de la tension,

S_{cc} : la puissance apparente de court-circuit du réseau électrique.

Donc, la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne est calculée comme suit :

$$\begin{cases} Q_{WF}^* = Q_{WF}^{set} \pm \Delta Q_{WF}^* & \text{si } \Delta V_{PCC} < 0.95 \text{ ou } \Delta V_{PCC} > 1.05 \\ Q_{WF}^* = \Delta Q_{WF}^* & \text{si } 0.95 < \Delta V_{PCC} < 1.05 \end{cases} \quad (IV.37)$$

Avec :

Q_{WF}^* : la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne,

La Figure IV.7 illustre le schéma bloc de l'algorithme de calcul des puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne, tel qu'implémenté au niveau de l'unité centrale de supervision.

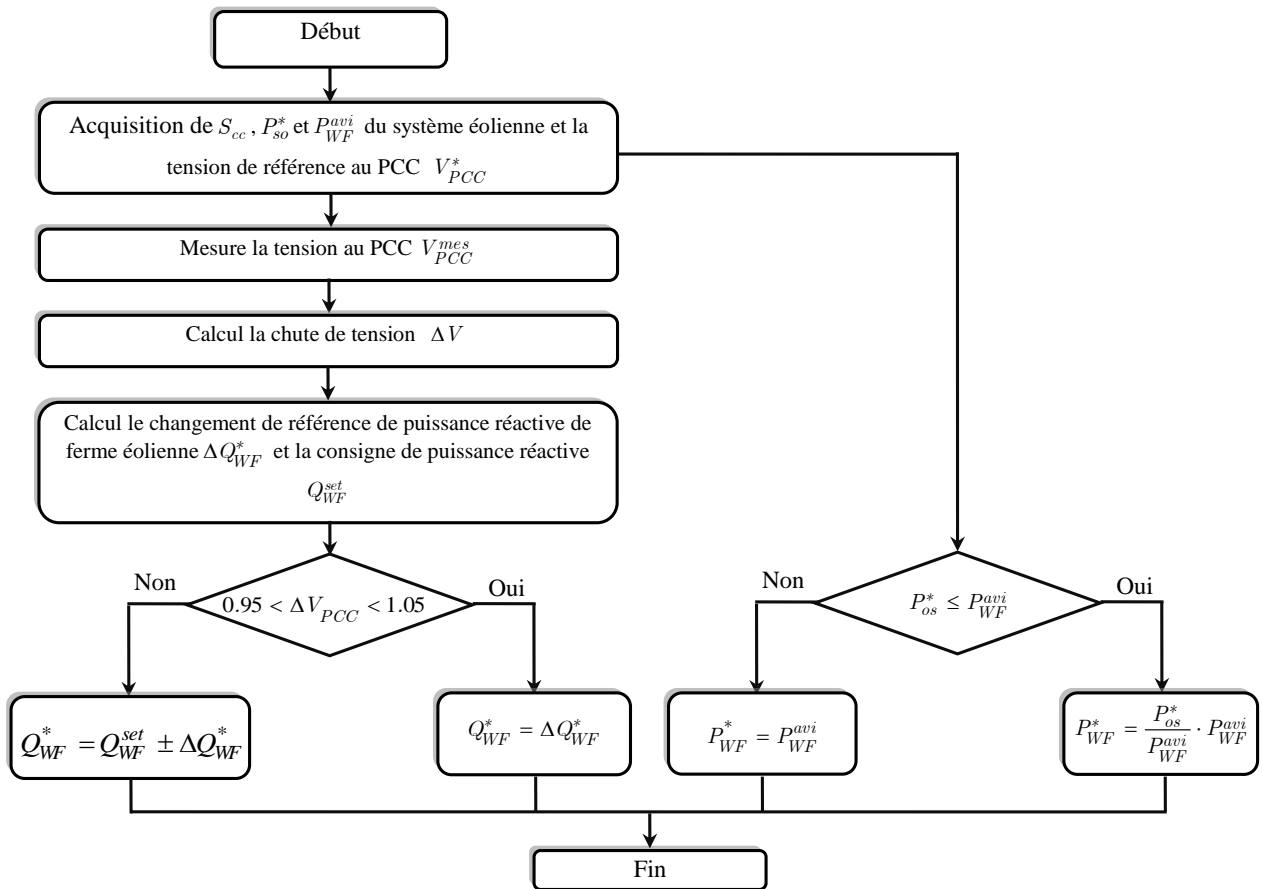


Figure IV.7 : Algorithme de détermination des puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne au niveau de l'unité centrale de supervision.

IV.3.2.5. Algorithme de supervision centrale basé sur un régulateur PI

Dans cette section, nous exposerons la supervision basée sur des régulateurs Proportionnel-Intégral (PI). Ce type d'algorithme permet de résoudre le problème de supervision d'une ferme éolienne à l'aide d'un régulateur PI simple. Deux approches principales peuvent être distinguées :

1. La première utilise un régulateur PI pour ajuster directement les puissances active et réactive générées par la ferme éolienne [Rod-02, Rod-08, Ahm-10, Ata-22.a].

2. La seconde fait appel à un régulateur PI pour contrôler le facteur de puissance global [For-08, Fer-10, Tap-06, Tap-07].

La première méthode permet de répartir les références de puissance active et réactive entre les différentes éoliennes. Durant l'exécution de cet algorithme, toutes les génératrices reçoivent les mêmes consignes de puissance fournies par un régulateur PI [Rod-08, Ahm-10]. Par ailleurs, cet algorithme présente l'avantage d'être facile à implémenter. Les puissances active et réactive de référence de chaque groupe éolien sont déterminées à l'aide de l'équation suivante [Ghe-11] :

$$\begin{cases} P_{WG,j}^* = \frac{(P_{WF}^* - P_{WF})}{N} \left[K_{p,WF} + \frac{K_{i,WF}}{s} \right] \\ Q_{WG,j}^* = \frac{(Q_{WF}^* - Q_{WF})}{N} \left[K_{p,WF} + \frac{K_{i,WF}}{s} \right] \end{cases} \quad (IV.38)$$

D'après l'équation (IV.37), les puissances active et réactive de référence de chaque éolienne sont calculées par l'équation suivante :

$$\begin{cases} P_{WT,i}^* = \frac{P_{WG,j}^*}{n} \\ Q_{WT,i}^* = \frac{Q_{WG,j}^*}{n} \end{cases} \quad (IV.39)$$

Avec :

- P_{WF}^* : la puissance active de référence donnée par le gestionnaire du réseau électrique,
- Q_{WF}^* : la puissance réactive de référence donnée par le gestionnaire du réseau électrique,
- $P_{WG,j}^*$: la puissance active de référence du groupe éolien d'indice j , $j = 1, \dots, N$,
- $Q_{WG,j}^*$: la puissance réactive de référence du groupe éolien d'indice j , $j = 1, \dots, N$,
- $P_{WT,i}^*$: la puissance active de référence d'éolienne d'indice i , $i = 1, \dots, n$,
- $Q_{WT,i}^*$: la puissance réactive de référence d'éolienne d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

Le principe de cet algorithme de contrôle est montré sur la Figure IV.8.

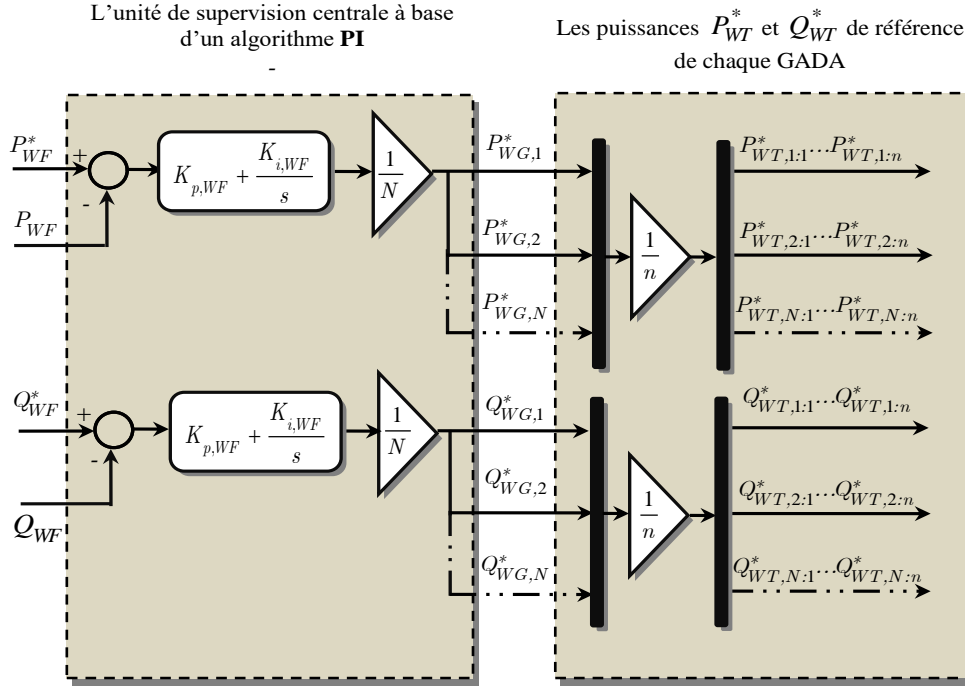


Figure IV. 8 : Schéma de principe de l'algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI pour contrôler directement les puissances active et réactive d'une ferme éolienne.

IV.4.2.6. Algorithme de supervision centrale base sur la distribution proportionnelle

Dans cette sous-section, nous proposons un algorithme de supervision centralisée fondé sur une stratégie de distribution proportionnelle. L'objectif de cet algorithme est de répartir les références de puissance active et réactive de la ferme éolienne entre les différentes éoliennes de manière proportionnelle à leur capacité de production et de leur emplacement. En fait, la stratégie de cette approche permet à l'éolienne, qui a la plus grande possibilité de production de puissance active, de recevoir la référence la plus élevée. D'un point de vue sécuritaire, cet algorithme permet de s'assurer que chaque éolienne fonctionne toujours loin de ses limites définies par le diagramme (P, Q) [Ghe-09]. Les références des puissances active et réactive de chaque éolienne sont calculées par cet algorithme [Ghe-11] :

$$\begin{cases} P_{WT,i}^* = \frac{P_{WT,i}^{avi}}{P_{WF}^{avi}} P_{WF}^* \\ Q_{WT,i}^* = \frac{Q_{WT,i}^{\max}}{Q_{WF}^{\max}} Q_{WF}^* \end{cases} \quad (IV.40)$$

Où :

$$\begin{cases} Q_{WF}^{\max} = \sum_{j=1}^N Q_{WG,j}^{\max} & j \in N \\ Q_{WG}^{\max} = \sum_{i=1}^n Q_{WT,i}^{\max} & i \in n \end{cases}, \quad (IV.41)$$

Avec :

Q_{WF}^{max} : La puissance réactive maximale de la ferme éolienne,

$Q_{WT,i}^{max}$: la puissance réactive maximale de l'éolienne d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

Le principe de cet algorithme de contrôle est montré sur la Figure IV.9.

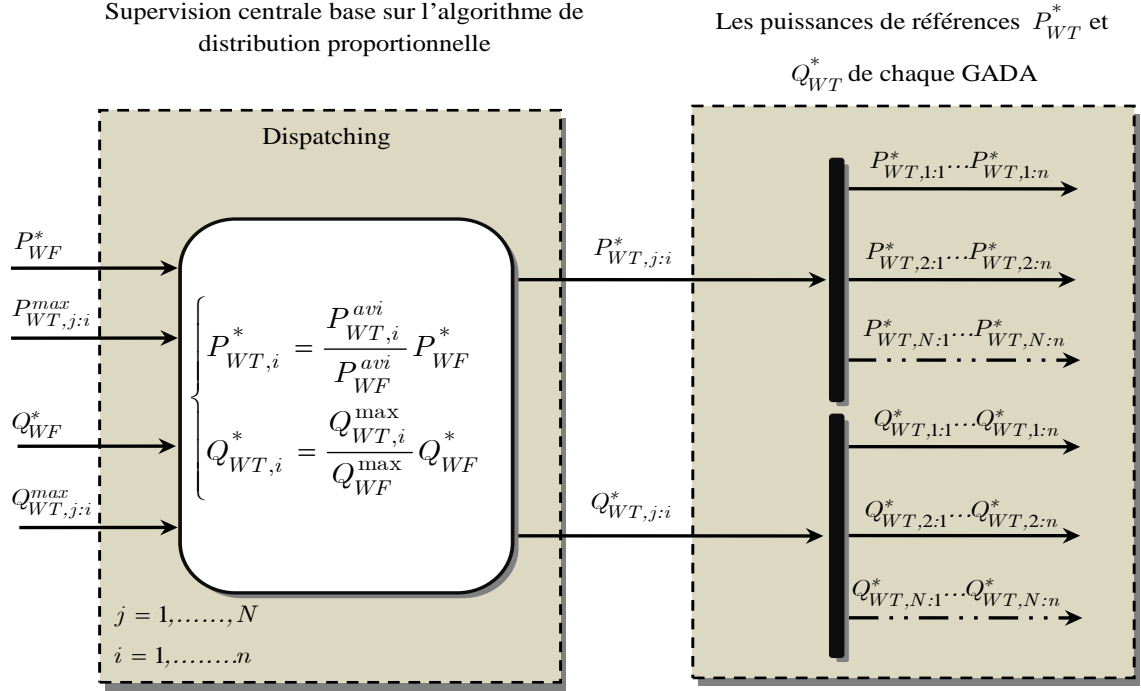


Figure IV. 9 : Schéma bloc de l'algorithme de supervision centrale basée sur la distribution proportionnelle.

IV.4.3. Supervision locale d'une ferme éolienne

Dans cette section, nous nous concentrons sur la gestion des puissances active et réactive au sein de l'unité de supervision locale. L'objectif principal de cette unité est de générer les références de puissance active et réactive pour le stator et du CCR, quels que soit le mode de fonctionnement. Par ailleurs, elle permet la contribution du CCM et du CCR pour contrôler la puissance réactive de la GADA d'une manière optimale.

IV.4.3.1. Gestion de la puissance active de la GADA

La génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) fonctionne généralement selon deux modes : hypo-synchrone et hyper-synchrone. La gestion de la puissance active dans ce type de machine est cruciale pour maximiser l'efficacité de la conversion de l'énergie éolienne.

- En mode hypo-synchrone, le glissement est positif, ce qui signifie que la vitesse du rotor est inférieure à la vitesse synchrone. Dans ce cas, la puissance circule du réseau électrique vers le rotor. Les références des puissances actives pour les différents stators et CCRs sont alors calculées selon la formule suivante [Ghe-11, Ata-22.a] :

$$\begin{cases} P_{s,i}^* = P_{WT,i}^* + P_{r,i} - P_{Joule,i} \\ P_{f,i}^* = P_{dc,i}^* \end{cases} \quad (IV.42)$$

Avec :

$P_{s,i}^*$: la puissance active statorique de référence de la GADA d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$P_{r,i}$: la puissance active rotorique de la GADA d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$P_{Joule,i}$: les pertes joules au niveau de la GADA d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$P_{f,i}^*$: la puissance active de référence du CCR d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$P_{dc,i}^*$: la puissance DC de référence du CCR d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

- En mode hyper-synchrone, le glissement est négatif, ce qui signifie que la vitesse du rotor dépasse la vitesse synchrone. Dans ce mode de fonctionnement, la puissance s'écoule en sens inverse, c'est-à-dire du rotor de la génératrice vers le réseau. Les références de puissance active des différents stators et des CCRs sont alors déterminées selon l'approche suivante :

$$\begin{cases} P_{s,i}^* = P_{WT,i}^* - P_{r,i} - P_{Joule,i} \\ P_{f,i}^* = P_{r,i} - P_{dc,i}^* \end{cases} \quad (IV.43)$$

Avec :

$$\begin{cases} P_{r,i} = g_i P_{s,i} \\ P_{dc,i}^* = V_{dc,i} i_{dc,i}^* \end{cases} \quad (IV.44)$$

Et :

$V_{dc,i}$: la tension du bus continu du CCR d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$i_{dc,i}^*$: le courant de référence du CCR d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

Remarque (IV.1): Dans notre travail, tous les GADAs fonctionnent en mode « hypo-synchrone ». D'un autre côté, nous avons considéré que les pertes de puissance dans chaque groupe, y compris les pertes des GADAs, sont prises en compte. Cependant, les pertes dans le convertisseur sont négligées, supposant que les interrupteurs sont idéaux. Les pertes joules du système sont calculées comme suit [Ghe-15, Hua-20] :

$$\begin{cases} P_{Joule,i} = P_{Joule,i}^{GADA} + P_{Joule,i}^{fil} \\ P_{Joule,j} = \sum_{i=1}^n P_{Joule,i} \end{cases} \quad (IV.45)$$

Avec :

$P_{Joule,i}^{GADA}$: les pertes joules au niveau du stator et rotor de la GADA d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

$P_{Joule,i}^{fil}$: les pertes joules au niveau du filtre côté réseau d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

IV.4.3.2. Gestion de la puissance réactive de la GADA

Traditionnellement, la puissance réactive générée par la GADA est injectée dans le réseau électrique par l'intermédiaire du convertisseur côté machine (CCM). Toutefois, cette méthode peut entraîner un dépassement du courant nominal du rotor, ce qui risque de surcharger les enroulements triphasés du rotor. Cette surcharge engendre non seulement des pertes énergétiques significatives au sein de la GADA, mais peut également réduire la durée de vie du CCM.

Afin de remédier à ce problème, nous proposons un algorithme de gestion intégré à l'unité de supervision locale. Celui-ci a pour objectif de répartir intelligemment la puissance réactive injectée au réseau entre le CCM et le convertisseur côté réseau (CCR). L'efficacité de cet algorithme sera évaluée dans les deux modes de fonctionnement suivants :

- a) Le mode à facteur de puissance unitaire (FPU) ;
- b) Le mode de défaut de tension.

a) Le mode de facteur de puissance unitaire

En mode «FPU » les éoliennes sont exploitées de manière à fournir leur production maximale de puissance active au réseau électrique. Dans ce contexte, l'algorithme proposé fixe la puissance réactive de référence du stator à zéro, tandis que le CCR prend en charge l'intégralité de la puissance réactive requise. Les puissances réactives de référence du stator de la GADA et du CCR sont alors déterminées selon les expressions suivantes :

$$\begin{cases} Q_{s,i}^* = 0 \\ Q_{f,i}^* = Q_{WT,i}^* \end{cases} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{IV.46})$$

Dans ce mode et en cas où la puissance réactive de référence ($Q_{WT,i}^*$) est supérieure à la puissance réactive maximale ($Q_{f,i}^{\max}$) produite par le CCR, les puissances réactive de référence du stator de la GADA et du CCR sont calculées comme suit [Ghe-11] :

$$\begin{cases} Q_{s,i}^* = Q_{WT,i}^* - Q_{f,i}^{\max} \\ Q_{f,i}^* = Q_{f,i}^{\max} \end{cases} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{IV.47})$$

b) Le mode de défaut

Ce mode s'active lorsqu'un défaut se produit sur le réseau électrique. Dans ce contexte, les puissances réactives de référence du stator de la GADA et du CCR sont déterminées selon la méthode décrite dans [Ghe-11] :

$$\begin{cases} Q_{s,i}^* = Q_{s,i}^{mes} \\ Q_{f,i}^* = Q_{WT,i}^* - Q_{s,i}^{mes} \end{cases} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{IV.48})$$

IV.4.3.3. Algorithme de gestion des puissances active et réactive du stator et du CCR au niveau de l'unité de supervision locale

La Figure IV.10, présente l'algorithme de gestion des puissances active et réactive au niveau de l'unité de supervision locale. Cet algorithme est implémenté sur Matlab/Simulink en utilisant le **S-Function Builder**. En fait, le **S-Function Builder** a le même langage de programmation "C" que les systèmes embarqués, tels que DSPIC et les cartes à microcontrôleur. Par conséquent, cet algorithme peut être utilisé dans l'expérience réelle en l'implantant dans les cartes matérielles. Pour réaliser cet algorithme, les variables d'entrée ($P_{WT,i}^*$, $Q_{WT,i}^*$, $Q_{WT,i}^{\max}$, $Q_{s,i}^{\max}$, $P_{r,i}$, $P_{joule,i}$, $\omega_{g,i}$) et les variables de sortie ($P_{s,i}^*$, $P_{f,i}^*$, $Q_{s,i}^*$, $Q_{f,i}^*$) sont déclarés sous la forme de deux dimensions (**2D**) sous la forme d'un tableau d'une ligne et de trois colonnes, tandis que les variables d'entrée (V_s^* , V_s^{mes} , ω_s) sont déclarées dans une dimension (**1D**) en tant que variables flottantes.

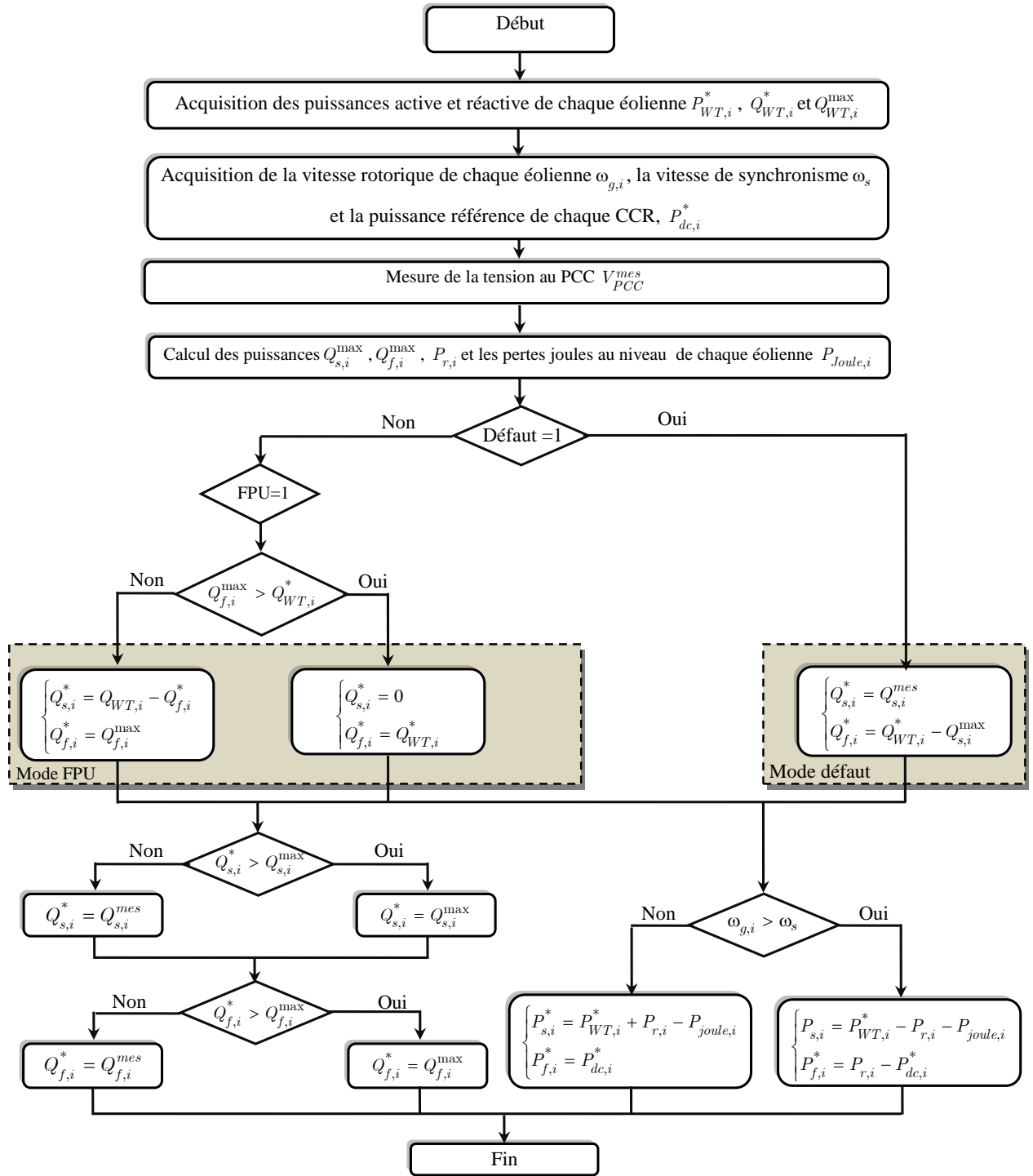


Figure IV.10 : Algorithme de gestion des puissances active et réactive du CCM et du CCR au niveau de l'unité de supervision locale.

IV.5. Schémas bloc du contrôle et de la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne par l'algorithme de distribution proportionnelle

La Figure IV.11 présente le schéma bloc du système de contrôle et de gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne raccordée à un réseau de distribution équilibré. Ce système comprend : un algorithme permettant de déterminer les puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne ; une unité de supervision centrale reposant sur un algorithme de répartition proportionnelle ; une unité de supervision locale chargée de la gestion des puissances des convertisseurs CM et CR ; ainsi que des boucles de régulation des courants rotoriques et des courants absorbés par le CCR, utilisant des correcteurs PI classiques.

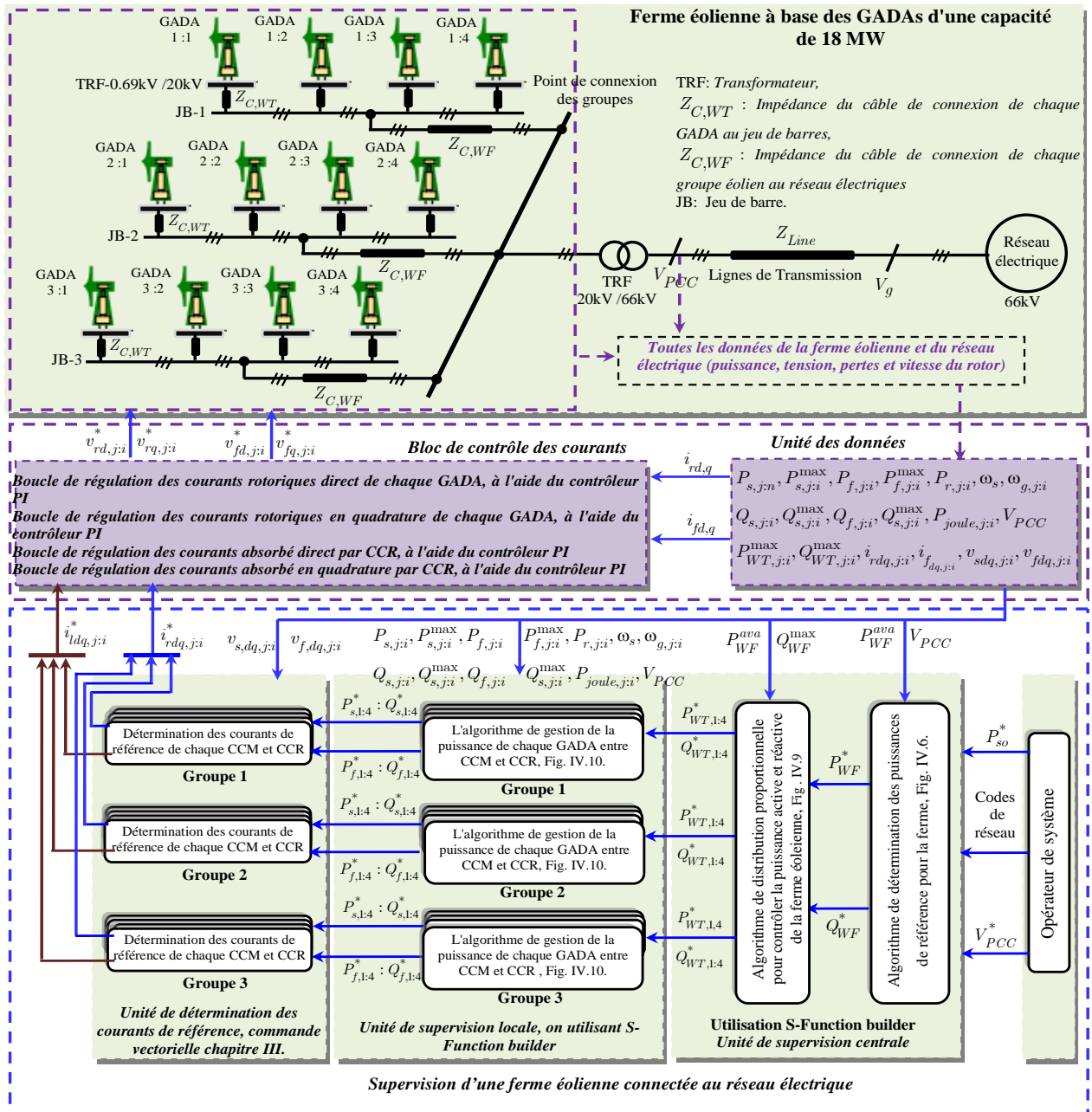


Figure. IV.11 : Schéma bloc de contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne par l'algorithme de la distribution proportionnelle.

IV.6. Résultats de simulation

Dans cette section, nous présentons les résultats de simulation relatifs au contrôle et à la gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne, en s'appuyant sur l'algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle. L'ensemble de ces algorithmes a été implémenté et simulé sous MATLAB/Simulink, en utilisant l'outil **S-Function Builder**.

Afin de vérifier la robustesse de nos algorithmes, nous allons appliquer des vitesses du vent différent pour chaque GADA. Ces vitesses de vents sont variées comme suit :

- Pour les quatre GADAs du premier groupe, la vitesse du vent est égale 12 m/s, 12.1 m/s, 12.2 m/s et 12.4m/s, respectivement.
- Pour les quatre GADAs du premier groupe, la vitesse du vent est égale 12.9 m/s, 13 m/s, 13.1 m/s et 13.2 m/s, respectivement.
- Pour les quatre GADAs du premier groupe, la vitesse du vent est égale 12.5m/s, 12.6 m/s, 12.7 m/s et 12.8 m/s, respectivement.

Les paramètres détaillés de la ferme éolienne sont fournis en annexe A [Gar-15- Ata-19].

IV.6.1. Résultats de simulation de la détermination des puissances de référence

Lors de cette simulation, la ferme éolienne est connectée à un réseau électrique équilibré et fonctionne en utilisant les deux modes suivants:

- le mode de facteur de puissance unitaire « FPU ».
- le mode défaut

Il est à signaler que le mode de défaut est caractérisé par un creux de tension de 40% appliquée dans le PCC entre les instants $t=5s$ et $t=5.5s$, comme il est représenté sur la Figure IV. 12.

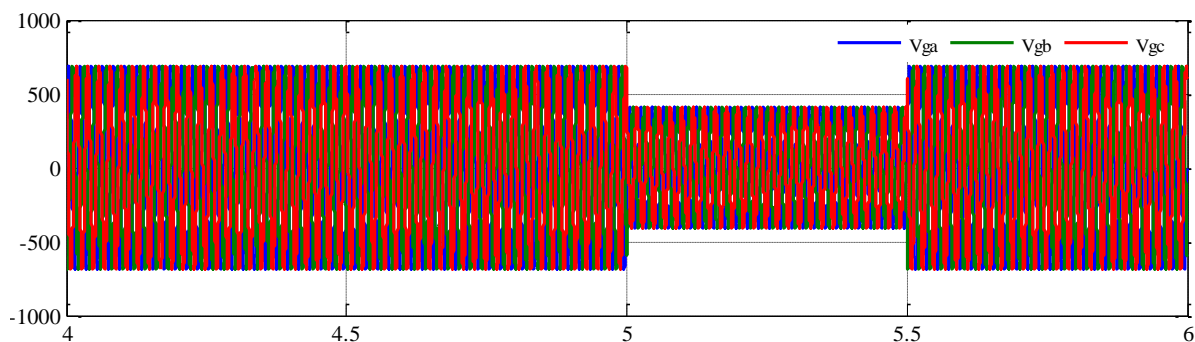


Figure IV.12 : Tension triphasé du réseau électrique.

La Figure IV.13, représente la puissance éolienne disponible par la ferme éolienne et la puissance active de référence demandée par l'opérateur du système. La Figures IV. 14, représente la consigne de puissance réactive de la ferme éolienne et le changement de la puissance réactive de référence.

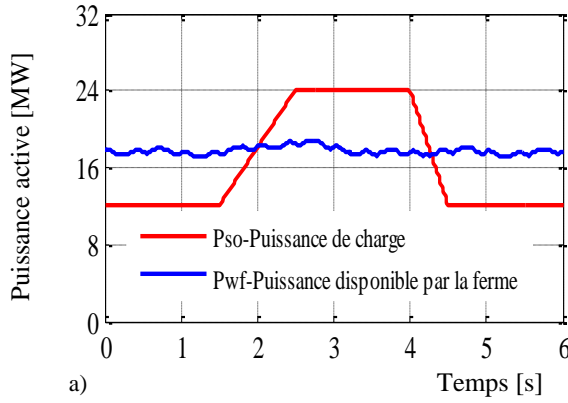


Figure IV.13 : Puissance active imposée par l'opérateur du système et puissance disponible par la ferme éolienne.

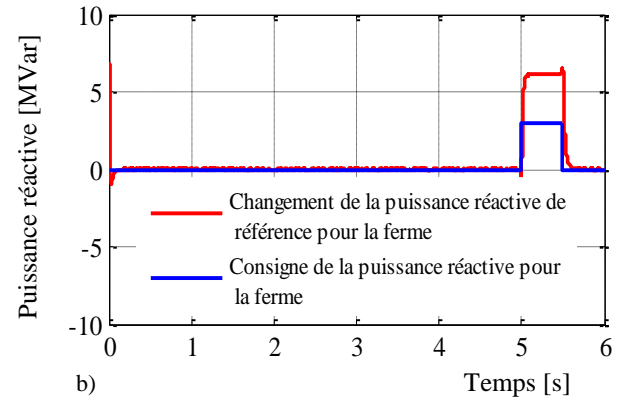


Figure IV.14 : Consigne de la puissance réactive pour la ferme éolienne et changement de la puissance réactive de référence.

La Figure IV. 15, représente les puissances active et réactive de référence de la ferme éolienne fournies par l'algorithme proposé au niveau de l'unité de supervision centrale. Elles sont ensuite ajustées en fonction des différents modes de fonctionnement, selon les modalités suivantes.

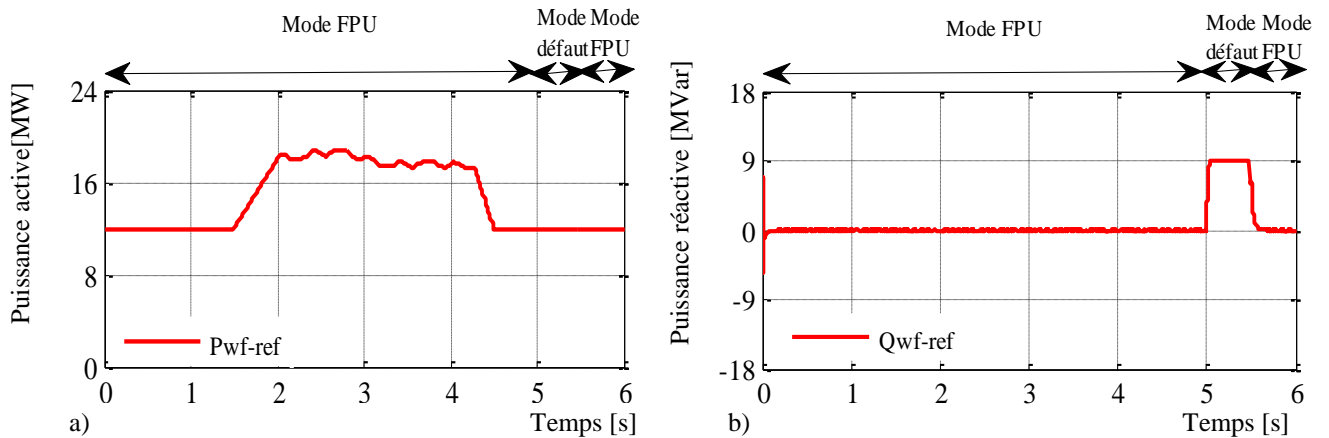


Figure IV. 15 : Profils des puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne.

D'après la Figure IV. 15. a, on observe que la puissance active de référence de la ferme éolienne est la même que la puissance imposée par l'opérateur du système lorsque la puissance imposée par l'opérateur est inférieure à la puissance disponible par la ferme éolienne. En revanche, lorsque la puissance imposée par l'opérateur dépasse la puissance disponible par la ferme, la puissance active de référence est égale à la capacité de la ferme éolienne.

Dans la Figure. IV. 15.b, on constate que la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne est égale à 0 [MVar], durant le mode FPU. Lorsque la ferme éolienne opère en mode de défaut, notamment durant un creux de tension, l'algorithme proposé fournit une puissance réactive de référence. Cette puissance correspond à la somme de la consigne de puissance réactive et le changement de la puissance réactive de référence pour la ferme (voir la Figure IV.14).

Les résultats présentés dans la Figure IV.15 montrent que l'algorithme proposé au niveau de l'unité centrale de supervision à déterminer les puissances active et réactive de référence selon les conditions requises. Par ailleurs, il assure une bonne gestion des puissances active et réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique pendant les deux modes de fonctionnement.

IV.6.2. Résultats de simulation du contrôle et de gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne par l'algorithme de distribution proportionnelle

La Figure IV. 16 et la Figure IV. 17, représentent les puissances active et réactive, de la ferme éolienne, injectées au réseau électrique, en utilisant l'algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle.

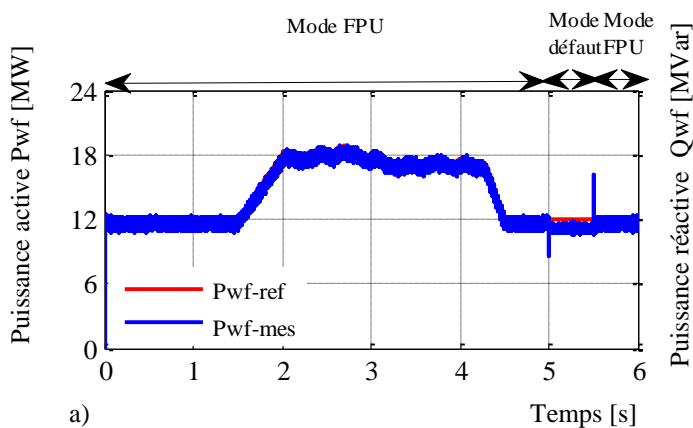


Figure IV.16 : Puissance active de la ferme éolienne (référence et mesurée).

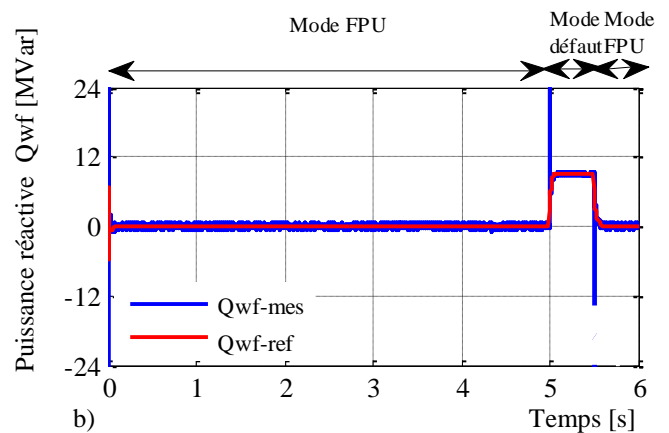


Figure IV.17 : Puissance réactive de la ferme éolienne (référence et mesurée).

D'après les Figures IV.16 ; IV.17, il est observé que les puissances active et réactive générées par la ferme éolienne suivent fidèlement les puissances de référence établies par l'algorithme proposé au sein de l'unité de supervision centrale, et ce, durant le mode de fonctionnement FPU. En mode défaut, des pics transitoires sont clairement observables.

IV.6.3. Résultats de simulation du contrôle et de gestion des puissances active et réactive aux jeux de barres des trois groupes éoliens par l'algorithme de distribution proportionnelle

La Figure IV. 18, représente les puissances active et réactive de chaque jeu de barre des trois groupes.

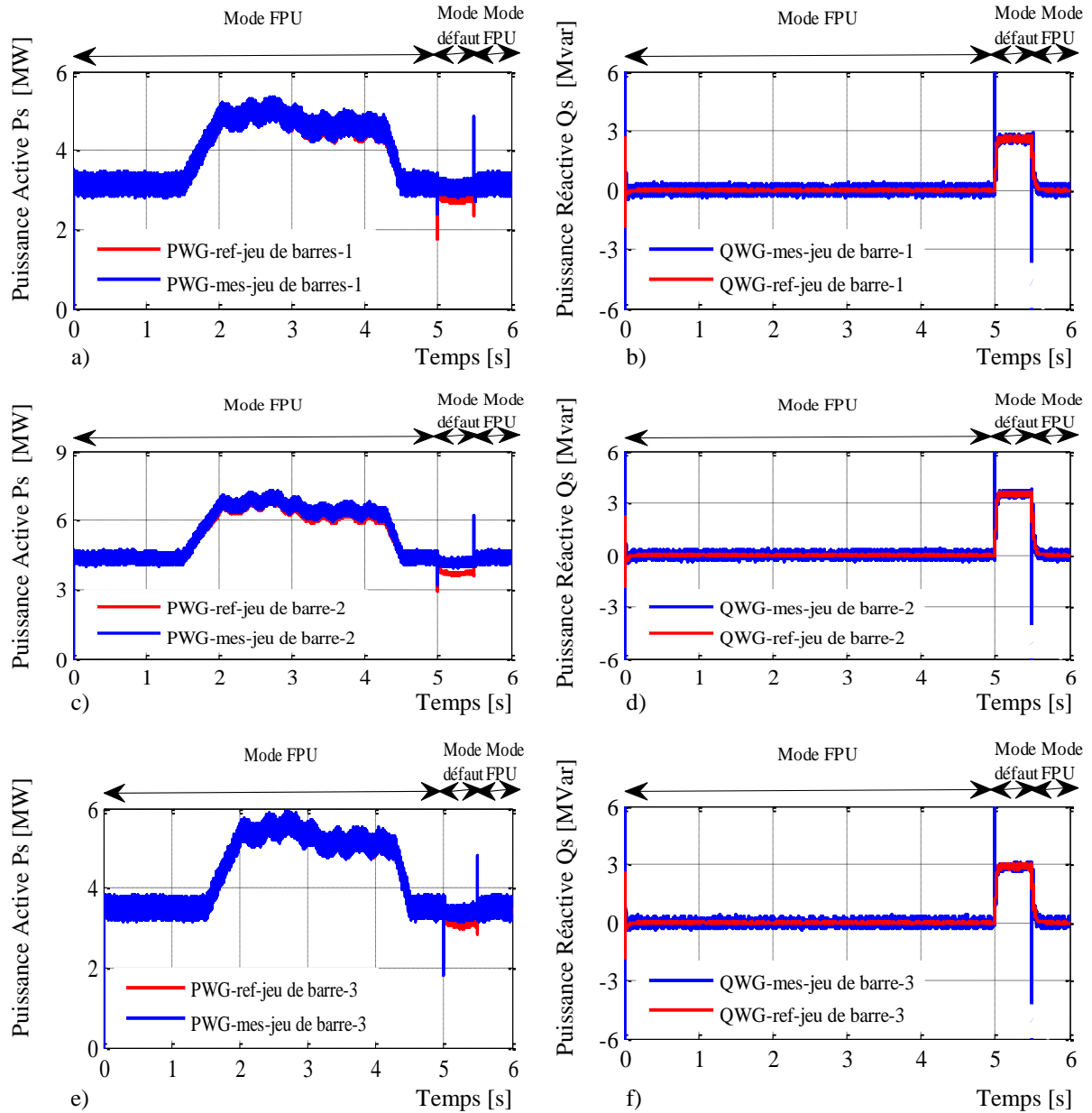


Figure IV. 18 : Puissances active et réactive des trois jeux de barres de chaque groupe éolien.

La Figures IV.18, on constate que les puissances active et réactive de jeu de barre de chaque groupe suivent les puissances de référence imposées par l'algorithme de gestion implémenté dans l'unité de supervision locale pendant le mode FPU. En mode défaut, des pics transitoires de courte durée, mais de forte amplitude, sont observés.

La Figure IV.19, représente le profil de la tension au PCC, et la Figure IV.20, représente la tension mesurée des trois jeux de barres.

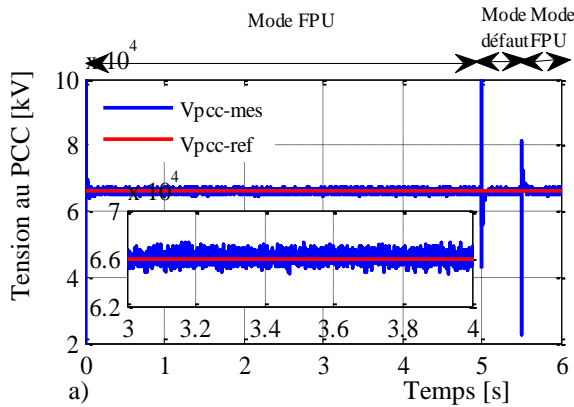


Figure IV.19 : Profil de tension au PCC.

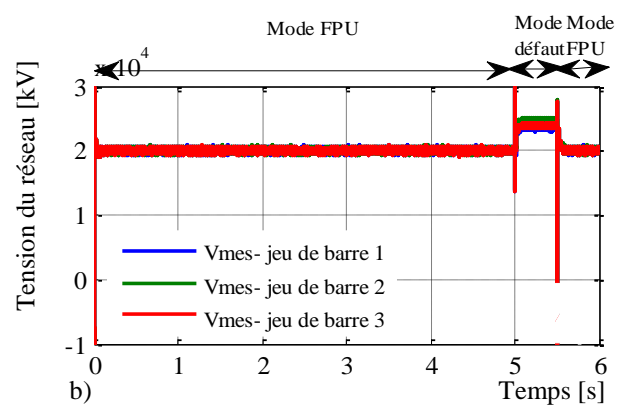


Figure IV.20 : tension des trois jeux de barres.

D'après les Figure IV.19 ; IV.20, on remarque que les tensions des trois jeux de barres ont la même valeur pendant le mode FPU. Pendant le mode défaut, on constate que les valeurs des tensions des trois jeux de barres présentent une légère différence, Cette différence est due aux particularités de l'algorithme de distribution proportionnelle, qui consiste à générer des quantités différentes de la puissance réactive pour les différents groupes éoliens.

D'après les résultats de simulation indiquent que chaque éolienne a sa propre référence. Cela est dû à l'algorithme de la distribution proportionnelle qui permet de distribuer les puissances active et réactive de référence sur les éoliennes de manière proportionnelle.

IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les stratégies de contrôle et de gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne connectée au réseau de distribution électrique. Dans la première partie, nous avons rappelé les différents algorithmes de supervision centrale existant dans la littérature. Ensuite, afin d'assurer une gestion efficace des puissances de la ferme éolienne, nous avons développé un algorithme au niveau de l'unité de supervision centrale. Cet algorithme permet de déterminer les puissances active et réactive de référence pour les conditions de fonctionnement les plus courantes : le mode FPU et le mode de défaut. (Creux de tension)

Pour le contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne, deux algorithmes de supervision centrale ont été exposés : l'un reposant sur un régulateur PI, l'autre sur une stratégie de distribution proportionnelle. Parallèlement, au niveau de l'unité de supervision locale, nous avons conçu un algorithme destiné à la gestion des puissances active et réactive des convertisseurs côté machine (CM) et côté réseau (CR). L'ensemble de ces algorithmes a été implémenté à l'aide de l'outil **S-Function Builder** sous MATLAB/Simulink

L'algorithme de supervision centrale choisi est basé sur la distribution proportionnelle des puissances, nécessite des informations précises pour le calcul de la puissance aérodynamique de

chaque éolienne. Cet algorithme a permis aux puissances active et réactive de la ferme éolienne de suivre efficacement leurs références imposées et ce pendant les deux modes étudiées.

Pendant le mode FPU, le suivi des références est parfait. En revanche, en mode défaut, les puissances actives présentent de faibles erreurs statiques ainsi que des pics instantanés lors des variations de la tension du réseau.

L'un des principaux avantages de cet algorithme réside dans sa capacité à fournir des puissances de référence indépendantes pour chaque éolienne, en fonction de leur capacité maximale de production qui dépend en outre de l'emplacement.

En résumé, la combinaison des algorithmes proposés au niveau des unités centrale et locale de supervision a permis à la ferme éolienne de rester connectée au réseau électrique en fournissant une puissance réactive optimale, adaptée au niveau de creux de tension. De plus, cette combinaison a permis de déterminer la puissance active de référence tout en respectant la capacité de production de la ferme éolienne. Elle peut également être utilisée dans des expériences réelles, en l'implémentant sur des cartes matérielles, car l'outil **S-Function Builder** utilise le même langage de programmation que le langage **C**, compatible avec les systèmes embarqués.

Conclusion générale

Actuellement, les réseaux électriques sont confrontés à de nouveaux défis, tels que l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelables en particulier l'énergie éolienne, la demande croissante de l'énergie, la limite des ressources primaires et les marchés concurrentiels de l'électricité. Dans ces conditions, les réseaux électriques ont du faire face à des problèmes de fonctionnement majeurs concernant la régulation de tension, le contrôle de la fréquence, la stabilité transitoire, permanente,...etc.

L'intégration de l'énergie éolienne aux réseaux électriques représente un défi important, notamment, quand la disponibilité du vent devient un facteur important. Dans ce cas, l'optimisation et la maximalisation de la production de l'énergie éolienne en fonction de la variation de la vitesse du vent, nécessite l'utilisation des dispositifs fiables et robustes.

Dans ce travail, nous avons étudié la supervision d'une ferme éolienne à base des GADAs composée de 12 éoliennes d'une puissance totale de 18 mégawatts en vue de son intégration à un réseau électrique

Dans le premier chapitre, nous avons présenté l'état de l'art sur le raccordement des fermes éoliennes aux réseaux électriques. Après avoir décrit la structure des réseaux et les différents types de générateurs éoliens, nous avons abordé les principales topologies de raccordement, les contraintes techniques liées à l'intégration, ainsi que les problèmes rencontrés. Enfin, des solutions ont été proposées afin d'assurer une intégration efficace et stable de l'énergie éolienne dans le réseau électrique.

Le deuxième chapitre, nous a permis de comprendre l'importance de la modélisation et du contrôle de la partie mécanique d'une éolienne pour optimiser l'extraction de l'énergie. Après avoir établi un modèle détaillé du système à deux masses, deux méthodes de contrôle de la vitesse ont été étudiées : le régulateur classique PI et le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC). Les simulations ont démontré la supériorité de la stratégie IBSC, plus robuste face aux variations de vent et limitant les contraintes mécaniques, comparée au contrôleur PI. Ces résultats ouvrent la voie à une gestion plus performante des systèmes éoliens, notamment en conditions de vent turbulentes.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté la modélisation électrique du système éolien, en mettant l'accent sur la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA) et sa commande vectorielle. Grâce à la transformation de Park et à l'orientation du flux statorique, le contrôle des puissances active et réactive a pu être réalisé de manière efficace. Deux méthodes de commande, directe et indirecte, ont été explorées, chacune présentant des avantages spécifiques. Les résultats de simulation ont confirmé la précision et la stabilité de ces stratégies de commande, favorisant une meilleure intégration des éoliennes au réseau électrique.

Dans le quatrième chapitre, nous avons étudié le contrôle et la gestion des puissances active et réactive dans une ferme éolienne raccordée au réseau électrique. Deux algorithmes de supervision centrale ont été développés : l'un basé sur un régulateur PI, simple à implémenter, et l'autre reposant sur une distribution proportionnelle, plus précis et flexible. Associés à un algorithme de gestion locale des puissances des convertisseurs, ces outils ont permis d'assurer une régulation efficace, aussi bien en régime normal qu'en présence de défauts sur le réseau. Les résultats de simulation ont validé les performances de ces approches, ouvrant la voie à leur mise en œuvre sur des plateformes matérielles réelles.

En résumé, on peut conclure sur les points suivants :

- ✓ La fiabilité du réseau électrique et des installations éoliennes constitue toujours une priorité essentielle pour les opérateurs du secteur éolien.
- ✓ La production d'énergie électrique par le système éolien requiert un contrôle et une gestion en temps réel de sa qualité.
- ✓ Les méthodes et dispositifs de raccordement du système éolien au réseau électrique doivent être soigneusement étudiés afin d'assurer un fonctionnement optimal.

Les travaux futurs qui pourraient être poursuivis à partir des résultats et de la recherche effectuée dans ce travail de thèse sont les suivants :

- Application de la commande IBSC-DPC afin d'améliorer le contrôle d'une ferme éolienne à base de GADAs connectée au réseau électrique équilibré ou déséquilibré.
- Développement d'un algorithme qui permet la reconfiguration du système de contrôle et de gestion en cas de défaillance d'une éolienne ou d'un groupe d'éoliennes, afin de re-déterminer les puissances active et réactive de référence, d'une manière optimale.
- Validation expérimentale des algorithmes de contrôle proposés au niveau des unités de supervision centrale et locale.

Bibliographies

A

- [Ala-15] S. M. Alagab, S. Tennakoon, and C. Gould, "Review of wind farm power collection schemes", in 2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2015, pp. 1-5.
- [Alm-20] A. O. Almeida, M. A. Tomim, P. M. Almeida, et P. G. Barbosa, "A control strategy for an offshore wind farm with the generating units connected in series with a VSC-HVDC transmission link", Electric Power Systems Research, vol. 180, p. 106121, 2020/03/01/ 2020.
- [Alm-21] A. O. Almeida, I. F. Lopes, P. M. Almeida, M. A. Tomim, J. A. Passos Filho, and P. G. Barbosa, "Series-DC connection of Offshore wind generating units - modeling, control and galvanic isolation", Electric Power Systems Research, vol. 195, p. 107149, 2021/06/01/ 2021.
- [Ang-20] G. Angala Parameswari and H. Habeebullah Sait, "A comprehensive review of fault ride-through capability of wind turbines with grid-connected doubly fed induction generator", International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 30, p. e12395, 2020.
- [Ata-19] M. Atallah et B. Kharoub, "Gestion des puissances active et réactive dans une ferme éolienne au vu de son intégration dans le réseau électrique", Mémoire de Master. Université de Saïda-Dr. Tahar Moulay, 2019.
- [Ata-24] M. Atallah « Modélisation et pilotage d'un ferme éolienne participant à la gestion du réseau électrique », l'université Dr, Moulay Tahar à Saida 2024, Soutenu publiquement, le 2024.

B

- [Bah-12] H. J. Bahirat, B. A. Mork, and H. K. Høidalen, "Comparison of wind farm topologies for offshore applications", in 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012, pp. 1-8.
- [Bel-08] B. Beltran, T. Ahmed-Ali, and M. E. H. Benbouzid, "Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems", IEEE Transactions on energy conversion, vol. 23, pp. 551-558, 2008.
- [Ben-20] O. Benzohra, S. S. Echcharqaouy, F. Fraija, and D. Saifaoui, "Integrating wind energy into the power grid: Impact and solutions", Materials Today: Proceedings, vol. 30, pp. 987-992, 2020/01/01/ 2020.
- [Bel-14] Kh. Belgacem, "Optimisation des performances des systèmes énergétiques dans la production d'énergie éolienne à vitesse variable", Thèse de Doctorat, Université Djilali Liabès de Sidi-Bel-Abbès, Soutenu le 2014.
- [Bor-05] P. Bornard, M. Pavard et G. Testud, "Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement", Techniques de l'Ingénieur. Réf: D4091. Date de publication : 10 août 2005
- [Bou-06.a] B. Boukhezzar, H. Siguerdidjane, and M. M. Hand, "Nonlinear Control of Variable-Speed Wind Turbines for Generator Torque Limiting and Power Optimization", Journal of Solar Energy Engineering-transactions of The Asme, vol. 128, pp. 516-530, 2006.
- [Bou-06.b] B. Boukhezzar "Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable", Thèse de Doctorat, Université Paris XI UFR Scientifique D'Orsay, Soutenu le 2006.
- [Bou-09] A. Boulahia, "Etude des convertisseurs statistiques destinés à la qualité de l'énergie électrique", Mémoire de Magister en électrotechnique, Université de Frères Mentouri de

Constantine, 2009.

- [Bue-81] I. Buehring and L. Freris, "*Control policies for wind-energy conversion systems*", in *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, 1981, pp. 253-261.
- [Ben-14] Kh . Benyahia, «Design of Robust Controller of a Doubly-fed Induction Generator for Wind Energy Conversion System with different controllers», October 2014.
- [Ben-23] M. A. Benmahdjoub, A. Mezouar, M. Ibrahim, L. Boumediene, Y. Saidi, and M. Atallah, "*Nonlinear optimal control with effective wind speed estimation for maximum power extraction based on adaptive fuzzy logic controller and extended Kalman Filter*", *International Journal of Dynamics and Control*, pp. 1-17, 2023.
- [Bel-15] Belmokhtar, k «Contribution à l'intégration d'un Parc éolien à un réseau électrique autonome, avec stockage d'énergie sous forme d'hydrogène», Thèse présentée à l'université du Québec à Trois-Rivières, Soutenu publiquement le Avril 2015.
- [Bri-10] Brice B, «Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur», docteur de l'université de Bretagne occidentale sous le sceau de l'Université européenne de Bretagne, Soutenu publiquement le 2010.

D

- [Dah-14] O. Dahmani, "*Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore*", grade de Docteur de l'Université de Nantes sous le label de L'Université Nantes Angers Le Mans. Soutenue le 25 November 2014.
- [Dia-14] F. Díaz-González, M. Hau, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, "*Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods*", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 551-564, 2014.
- [Din-21] Z. Din, J. Zhang, Z. Xu, Y. Zhang, and J. Zhao, "*Low voltage and high voltage ride-through technologies for doubly fed induction generator system: Comprehensive review and future trends*", *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, pp. 614-630, 2021.

E

- [Ely-18] K. Elyaalaoui, M. Ouassaid, and M. Cherkaoui, "*Primary frequency control using hierarchal fuzzy logic for a wind farm based on SCIG connected to electrical network*", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 16, pp. 188-195, 2018.

G

- [Glm-06] R. Guillaume "*Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution*", l'institut national polytechnique de Grenoble, Soutenu publiquement, le 09 Novembre 2006.
- [Gar-15] C. A. García, L. M. Fernández, and F. Jurado, "*Evaluating reduced models of aggregated different doubly fed induction generator wind turbines for transient stabilities studies*", *Wind Energy*, vol. 18, pp. 133-152, 2015.

H

- [Hua-19] S. Huang, Q. Wu, Y. Guo, and Z. Lin, "*Bi-level decentralized active and reactive power control for large-scale wind farm cluster*," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 111, pp. 201-215, 2019.

- [Hua-20] S.Huang , P.Li, Q.Wu, , F. Li, and F. Rong, "*ADMM-based distributed optimal reactive power control for loss minimization of DFIG-based wind farms*". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 118, 105827 (2020).

I

- [IEC-00] IEC61850 "*Communication networks and systems in substations*" 2000.

K

- [Kim-19] J. C. Kim, and S. Kwak, "*Direct power control method with minimum reactive power reference for three-phase AC-to-DC matrix rectifiers using space vector modulation*". IEEEAccess, 7, 67515-67525, 2019.
- [Kun-94] P. Kundur "*Power systems stability and control*" livre, 1994 by McGraw-Hill, Inc. New York.
- [Ker -17] K.D.E. Kerrouche « Application des FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé au réseau électrique », Thèse de doctorat à l'université Dr, Moulay Tahar à Saida, Soutenu publiquement le, le08/02/2017.

L

- [Lab-06] F. Labrique, G. Segulier and R. Busiere, "*Les convertisseurs de l'électronique de puissance: La conversion continu-alternatif*". Technique et Documentation Lavoisier, 3^{ème} éditions, Vol.1, Paris, France, 2006.
- [Lav-05] N. Laveud, "*Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires*". Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Soutenu le 09 décembre 2005.
- [Li-21] G. Li and H. Ye, "*Hierarchical nonlinear model predictive control for frequency support of wind farm*". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 129, p. 106820, 2021
- [Lie-00] W. Leithead and B. Connor, "*Control of variable speed wind turbines: Design task*". International journal of control, vol. 73, pp. 1189-1212, 2000.
- [Lin-12] M. Lina, "*Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques*". Thèse de doctorat de l'université de Grenoble, soutenue publiquement le 24 Octobre 2012.

M

- [Mar-11] J. Martínez, P. C. Kjær, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, "*Comparison of two voltage control strategies for a wind power plant*". In 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2011, pp. 1-9.
- [Mez-06] A. Mezouar, "*Décomposition et réduction de modèles des procédés électromécaniques : application à la commande des machine sasynchrones*". Thèse de Doctorat, Université Djilali Liabès de Sidi-Bel-Abbès, Soutenu le 2006.
- [Moh-12] M. Mohseni and S. M. Islam, "*Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard*". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, pp. 3876-3890, 2012.
- [Mok-13] S. Mokrane, "*Modélisation et commande d'un aérogénérateur a machine asynchrone double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération*". Université du Québec en Abitibi Témiscamingue, Août 2013.

- [Meg-17] H. Megharbi et S. Hamri, "*Etude et modélisation des convertisseurs statiques destinés à améliorer la qualité de l'énergie électrique*". Soutenu le 19/06/2016.

N

- [Nik-10] T. Niknam, B.B. Firouzi, A. Ostadi "A new fuzzy adaptive particle swarm optimization for daily Volt/Var control in distribution networks considering distributed generators". Applied Energy, vol. 87, no. 06, pp. 1919-1928, June 2010.

O

- [Ost-16] L. Osterlund, Under the hood "An overview of the common information model data exchanges ". IEEE power & energy Mag 1 (2016) 68–82.

P

- [Pen-96] R. Pena, J. Clare, and G. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation". IEE Proceedings-Electric power applications, vol. 143, pp. 231-241, 1996.
- [Per-14] R. Perveen, N. Kishor, and S. R. Mohanty, "Off-shore wind farm development: Present status and challenges". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 29, pp. 780-792, 2014.
- [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, Nantes, France, Soutenu le 2003.

Q

- [Qua-13] M. H. Quang, "*Optimisation de la production de l'électricité renouvelable pour site isolé*". Thèse de doctorat, University of Reims Champagne-Ardenne France, 2013.

R

- [Rab-17] Rabah, S «analyse et commande de la machine asynchrone à double alimentation», L'université du Québec à Trois-Rivières, Avril 2017.
- [Rod-02] J. Rodriguez, J. S. Lai, and F. Z. Peng, "Multilevel inverters: A survey of topologies, controls, and applications". IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 49, no. 4, pp. 724–738, August 2002
- [Rod-08] J. L .Rodríguez-Amenedo, S. Arnaltes, M.A. Rodríguez, "Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms". Renewable Energy, vol.33, no. 03, pp. 406- 414 March 2008.

S

- [Sai-21] Y. Saidi, "*Modélisation, contrôle et gestion d'un système éolien à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents*". Thèse de Doctorat, Université Dr. Moulay Tahar de Saida, Soutenu le 2021.
- [Sai-20] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, K. D. E. Kerrouche, B. Brahmi, and M. A. Benmahdjoub, "Advanced non-linear backstepping control design for variable speed wind turbine power maximization based on tip-speed-ratio approach during partial load operation". International Journal of Dynamics and Control, vol. 8, pp. 615-628, 2020.
- [San-08] D. Santos-Martin, S. Arnaltes, and J. R. Amenedo, "Reactive power capability of doubly fed asynchronous generators". Electric power systems research, vol. 78, pp. 1837-1840, 2008.

- [Sal-04] E. Salma, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse présentée en vue d'obtenir le grade de docteur à Ecole centrale de Lille, Soutenu le 06/12/2004.
- [Shi-16] G. Shi ; X. Cai ; C. Sun ; Y. Chang ; R. Yang, " *All-DC offshore wind farm with parallel connection: an overview*". In 2016 IET international conference on AC and DC power transmission. May 28–29, 2016, Beijing, China (pp. 1–6).
- [Sou-16] A. Souvent, A. Kodek, A. Suljanović, " *CIM-based integration in smart grids: slovenian use cases*". In: 18th International Symposium infotech-jahorina, 2019.
- [Sus-13] A. Susperregui, M. Martinez, G. Tapia, I. Vechiu, " *Second-order sliding-mode controller design and tuning for grid synchronisation and power control of a wind turbine-driven doubly fed induction generator*". IET Renewable power generation **7**(5), 540-551 (2013).

U

- [Usl-16] M. Uslar, M. Specht, S. Rohjans, J. Trefke, J.M. Gonzalez, " *The Common Information Model CIM: IEC 61968/61970 and 62325*", A practical Introduction to the CIM, Springer, 2012.

Y

- [Yan-22] B. Yang, B. Liu, H. Zhou, J. Wang, W. Yao, S. Wu, H. Shu, and Y. Ren, " *A critical survey of technologies of large offshore wind farm integration: summary, advances, and perspectives*". Protection and Control of Modern Power Systems, vol. 7, pp. 1-32, 2022.
- [Yen-16] K. Yenduri and P. Sensarma, " *Maximum power point tracking of variable speed wind turbines with flexible shaft*". IEEE Transactions on sustainable energy, vol. 7, pp. 956-965, 2016.
- [Yar-16] V. Yaramasu and B. Wu, *Model predictive control of wind energy conversion systems*: John Wiley & Sons, 2016.

Z

- [Zha-10] J. Zhao, X. Li, J. Hao, J. Lu, " *Reactive power control of wind farm made up with doubly fed induction generators in distribution system*". Electric Power Systems Research, Elsevier, vol. 80, no. 06, pp. 698-706, June 2010.
- [Zha-15] H. Zhao, Q. Wu, Q. Guo, H. Sun, and Y. Xue, " *Distributed model predictive control of a wind farm for optimal active power control part II: Implementation with clustering-based piece-wise affine wind turbine model*". IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 6, pp. 840-849, 2015.
- [Zha-17] H. Zhao, Q. Wu, J. Wang, Z. Liu, M. Shahidehpour, and Y. Xue, " *Combined Active and Reactive Power Control of Wind Farms Based on Model Predictive Control*". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 32, pp. 1177-1187, 2017.

Annexe A

Paramètres de la ferme éolienne étudiée

A.1. Paramètres de la turbine éolienne à deux masses [Ben-23] :

Les paramètres de la turbine éolienne à deux masses sont donnés par le tableau A. 1 :

Tableau A.1:Paramètres de la turbine éolienne à deux masses.		
Paramètres	Symbole	Valeurs
La turbine éolienne à deux masses		
Puissance nominale	P_n	1.5 MW
Densité de l'air	ρ	1.12 Kg.m ³
Rayon du rotor	R	21.65 m
Inertie de la masse du côté rotor de la turbine	J_t	3.25.10 ⁵ Kg.m ²
Coefficient de frottements visqueux externes du rotor de la turbine	f_t	27.36 N.m/rad/s
Coefficient de torsion de l'arbre lent	B_{ls}	2.691.10 ⁵ N.m/rad
Coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent	K_{ls}	9500N.m/rad/s
Rapport du multiplicateur	n_g	43.165

A.2.Paramètres de la ferme éolienne [Gar-15, Ata-19]:

Pour la ferme éolienne, les paramètres de la GADA, CCR et de la ferme éolienne sont répertoriés dans le tableau A.2.

Tableau A. 2 : Paramètres de la ferme éolienne à base des GADAs.			
GADA			
Paramètres	Symbole	Valeurs	
Puissance nominale	P_n	1.5 MW	
Vitesse nominale	N_n	1420 tr/min	
Tension nominale	V_n	690 V	

Nombre de pair de pole	p	2
Fréquence	f	50 Hz
Résistance statorique	R_s	0.012 Ω
Résistance rotorique	R_r	0.016 Ω
Inductance de magnétisation	M	2.9 H
Inductance de fuite statorique	l_{so}	0.18 H
Inductance fuite rotorique	l_{ro}	0.16 H
Inductance statorique	$L_s = l_{so} + M$	3.08 H
Inductance rotorique	$L_r = l_{ro} + M$	3.06 H
Inertie de la masse du côté rotor de la génératrice	J_g	34.4 Kg.m ²
Coefficient de frottements visqueux externes du rotor de la génératrice	f_g	0.2 N.m/rad/s
CCR		
Résistance de la ligne	R_f	0.3 Ω
Inductance de la ligne	L_f	0.0370 H
Tension nominal de la ligne	$V_{n,l}$	220 V
Capacité de filtre	C	0.0011 F
Tension de bus continu	V_{dc}	600 V
Paramètres de la technique MLI		
Tension de modulante	v_{ref}	0.9 V
Tension de porteuse	V_p	1 V
Indice de modulation	I_m	21
Fréquence de la porteuse	f	50 Hz
Réseau électrique de la ferme éolienne		
Transformateurs BT/MT	BT/MT	0.69 kV/20 kV
	S_T	2500 KVA
	ε_{cc}	6%
Transformateurs MT/HT	MT/HT	20kV/ 66 kV

	S_T	16 MVA
	ε_{cc}	8.5%
Réseau externe		
Puissance de court-circuit au PCC	S_{cc}	500MVA
Rapport X/R	X / R	20

Annexe B

Commande du CCR par la technique MLI sinus triangle

B.1. La technique de commande MLI sinus-triangle

Le principe de fonctionnement de cette technique de commande consiste à comparer les tensions de référence (au niveau de commande) pour trois phases avec un signal appelé « porteuse : tension a haut fréquence commutation », généralement triangulaire.

Le but de technique MLI est de commander les interrupteurs du convertisseur. Le mode de fonctionnement est très simple et base sur les conductions suivantes :

- Si $v_{ref} > v_p$: l'interrupteur supérieur du pont conduit.
- Si $v_{ref} < v_p$: l'interrupteur inférieur du bras de pont conduit.

Où v_{ref} représente une des trois tensions de référence et v_p représente le signal triangulaire ou l'onde porteuse [Mil-10].

B.1.1. Caractéristiques de la MLI sinus-triangle

La technique de commande MLI se caractérise par de deux paramètre [Mok-13]:

- Indice de modulation « I_m » : qui est défini comme étant le rapport de la fréquence de modulation (porteuse) sur la fréquence de référence.

$$I_m = \frac{f_p}{f_{ref}} \quad (B.1)$$

Avec :

I_m : Indice de modulation.

f_p : La fréquence de modulation (porteuse).

f_{ref} : La fréquence de référence.

- le taux de modulation « T_m » : qui est défini comme étant le rapport la tension de référence sur la tension de porteuse.

$$T_m = \frac{V_{ref}}{V_p} \quad (B.2)$$

Avec :

T_m : Le taux de modulation (porteuse).

V_{ref} : La tension de référence.

V_p : La tension de porteuse.

B.1.1.1. Equation de porteuse

Le signal porteuse est un signal triangulaire caractérisé par de deux paramètre la valeur crête v_p et fréquence f_p . On définit cette équation dans sa période $[0, T_p]$ par :

$$\begin{cases} v_p = V_p \left(-1 + 4 \frac{t}{T_p} \right) & Si \quad t \in \left[0, \frac{T_p}{2} \right] \\ v_p = V_p \left(3 - 4 \frac{t}{T_p} \right) & Si \quad t \in \left[\frac{T_p}{2}, T_p \right] \end{cases} \quad (B.3)$$

Donc $v_p = \{-V_p, V_p, -V_p\}$ sur la période $[0, T_p]$.

B.1.1.2. Equations des tensions de référence

Le signal de référence (dans ce cas triphasé) est un signal sinusoïdal s'amplitude v_{ref} et fréquence f_{ref} . Les trois tensions sinusoïdales de référence sont données par [Meg-17]:

$$\begin{cases} v_{ref_a} = V_r \sin(2\pi f_{ref} t) \\ v_{ref_b} = V_r \sin\left(2\pi f_{ref} t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_{ref_c} = V_r \sin\left(2\pi f_{ref} t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (B.4)$$

B.1.1.3 Equations des états des interrupteurs

Les états des interrupteurs de redresseur sont donnés par l'équation (B.5) suivante :

$$S_i = \begin{cases} 1 & si \quad (v_{ref_i} - v_p) \geq 0 \\ 0 & si \quad (v_{ref_i} - v_p) < 0 \end{cases} \quad avec \quad i = a, b, c \quad (B.5)$$

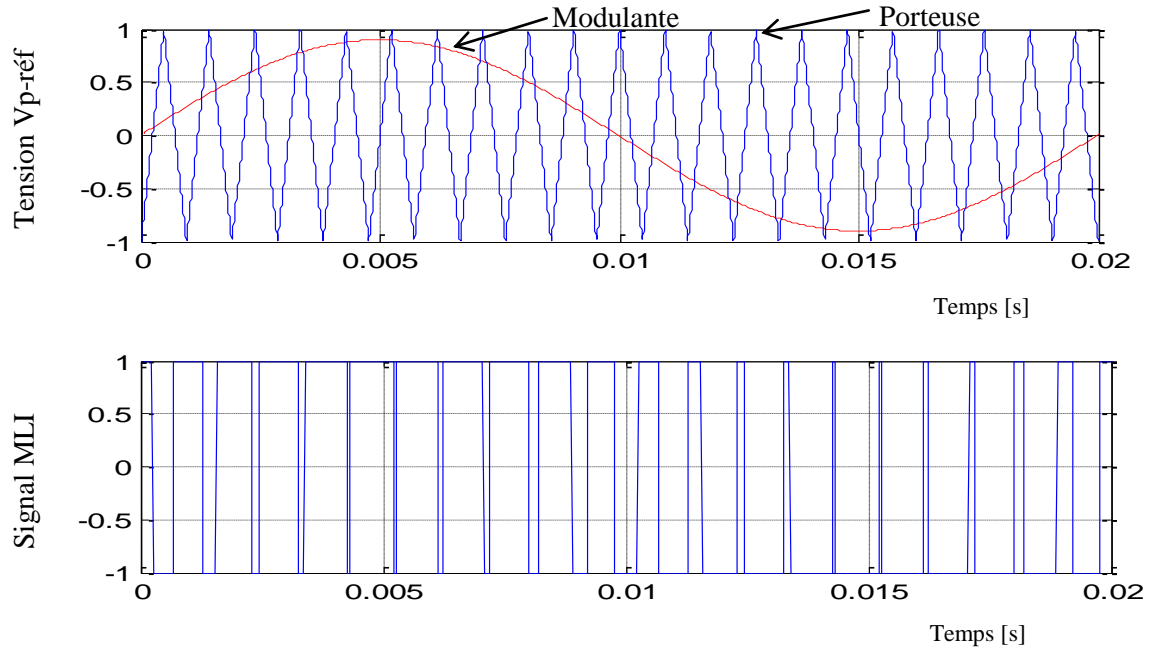


Figure B.1: Principe de la commande à MLI sinus-triangle.

B.1.2. Simulation de la commande MLI sinus-triangle

En utilisant un indice de modulation $I_m = 21$ et un Taux de modulation $T_m = 0.9$ pour la simulation du programme. Les résultats de simulation sont donnés par les figures ci-dessous.

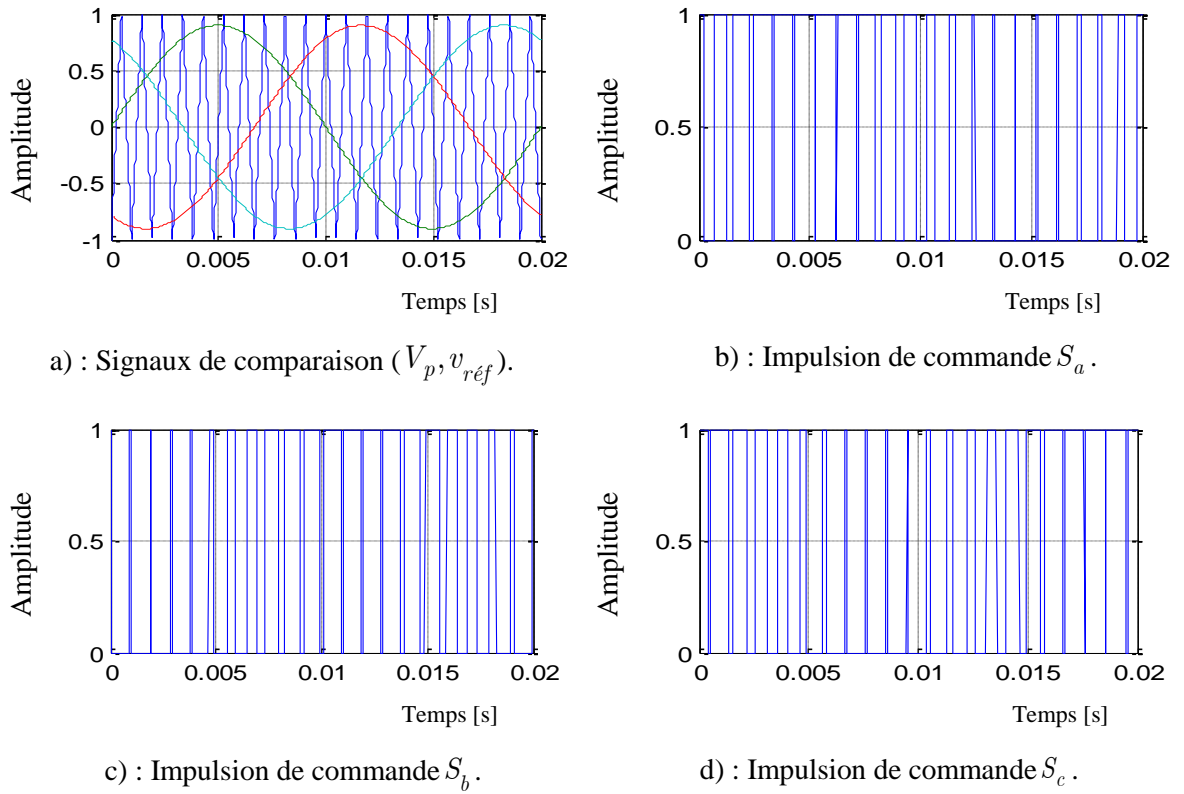


Figure B. 2 : Principe et réponses de la commande MLI sinus-triangle.

B.2. Commande du convertisseur côté réseau

Le CCR est connecté entre le bus continu et le réseau électrique à travers un filtre (R_f, L_f). Les deux principaux rôles de ce convertisseur sont : le maintien de la tension du bus continu à une valeur constante et le maintien du facteur de puissance unitaire au PCC. Le modèle du CCR dans le repère de Park est donné par [Sai-21] :

$$\begin{cases} L_f \frac{d i_{ld}}{dt} = -R_f i_{ld} + \omega_s L_f i_{lq} - v_{fd} + v_{ld} \\ L_f \frac{d i_{lq}}{dt} = -R_f i_{lq} - \omega_s L_f i_{ld} - v_{fq} + v_{lq} \\ C \frac{d v_{dc}}{dt} = i_{dc} - i_{ch} \end{cases} \quad (\text{B.6})$$

En appliquant la transformation de LAPLACE sur l'équation (B.6), on obtient :

$$\begin{cases} i_{ld} = \frac{1}{R_f} \frac{1}{1 + T_{r,f} \cdot s} (v_{ld} + \omega_s L_f i_{lq} - v_{fd}) \\ i_{lq} = \frac{1}{R_f} \frac{1}{1 + T_{r,f} \cdot s} (v_{lq} - \omega_s L_f i_{ld} - v_{fq}) \end{cases} \quad (\text{B.7})$$

Où $T_{r,f}$ est la constante de temps électrique du filtre définie par :

$$T_{r,f} = \frac{L_f}{R_f}$$

À partir de l'équation (B.7), nous pouvons tracer le schéma bloc du model simplifié du redresseur à MLI suivant la Figure B.3.

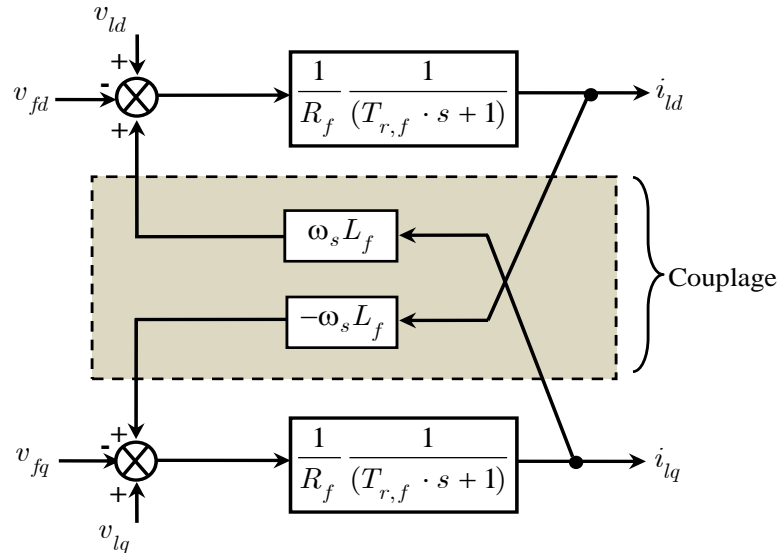


Figure B. 3: Modèle des courants duCCR.

B.2.1. Commande vectorielle avec découplage par compensation

Avant de faire le réglage des courants absorbés par le CCR, il est nécessaire de réaliser un découplage pour commander séparément les courants. Dans ce cas, nous utilisons aussi le découplage par compensation. Le découplage permet d'écrire les équations de redresseur et de la partie régulation d'une manière simple et ainsi de calculer aisément les coefficients des correcteurs.

L'équation (B.6) peut s'écrire :

$$\begin{cases} v_{fd,1} = v_{ld} - v_{fd} + f_{em,ld} \\ v_{fq,1} = v_{lq} - v_{fq} + f_{em,lq} \end{cases} \quad (B.8)$$

Avec :

$$\begin{cases} v_{fd,1} = L_f \frac{di_{ld}}{dt} + R_f i_{ld} \\ v_{fq,1} = L_f \frac{di_{lq}}{dt} + R_f i_{lq} \end{cases} \quad (B.9)$$

Et :

$$\begin{cases} f_{em,ld} = \omega_s L_f i_{lq} \\ f_{em,lq} = -\omega_s L_f i_{ld} \end{cases} \quad (B.10)$$

À partir (B.8), nous pouvons tracer le schéma bloc du modèle simplifié du redresseur à MLI suivant la Figure (B.4).

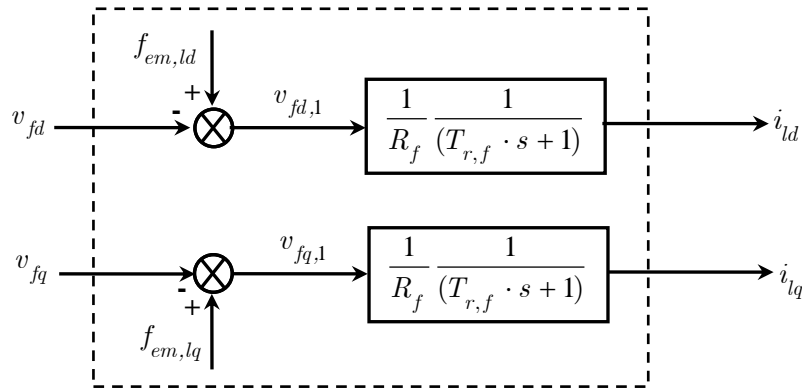


Figure B. 4: Modèle simplifié des courants du CCR.

B.2.2. Boucle interne de régulation des courants du CCR

Les termes $f_{em,ld}$ et $f_{em,lq}$, correspondent aux termes de couplage entre les axes (d) et (q). La solution proposée consiste à ajouter des tensions identiques mais de signes opposés à la sortie des correcteurs de courants de manière à séparer les boucles de régulation d'axes (d) et (q). Comme le montre la Figure B. 5.

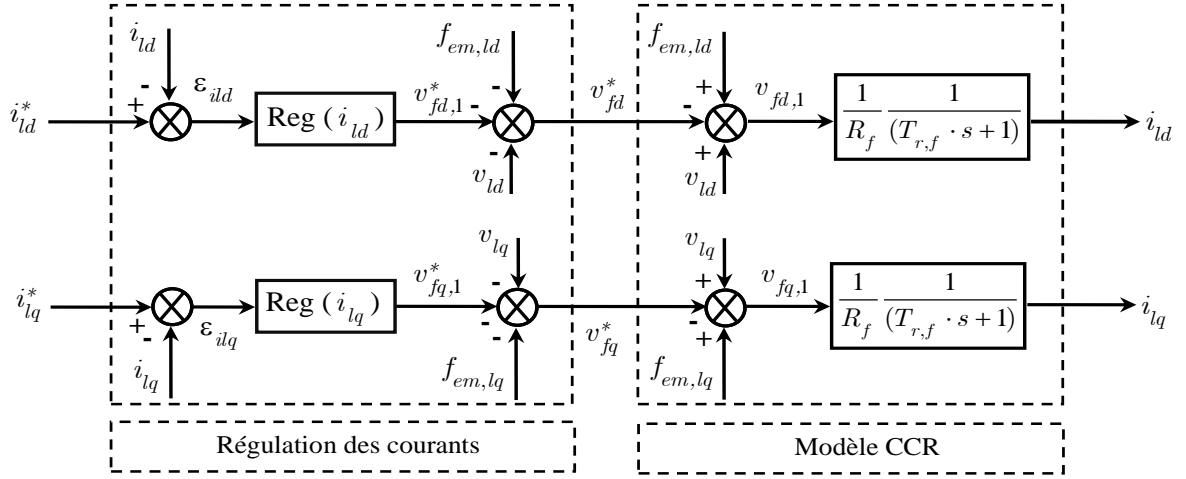


Figure B. 5: Contrôle des courants avec découplage par addition des termes de compensation.

Pour la commande vectorielle, nous allons choisir un repère tournant de Park de telle sorte que le vecteur de la tension du réseau électrique est orienté suivant l'axe en quadrature, c'est-à-dire, sa composante directe soit nulle [Meg-17] :

$$\begin{cases} v_{ld} = 0 \\ v_{lq} = V_l \end{cases} \quad (\text{B.11})$$

Les expressions des puissances active et réactive du CCR sont données par :

$$\begin{cases} P_f = V_{lq} i_{lq} \approx V_{dc} i_{dc} \\ Q_f = V_{lq} i_{ld} = 0 \end{cases} \quad (\text{B.12})$$

Les courants de référence i_{ld}^* et i_{lq}^* sont respectivement issus du bloc de contrôle de la tension du bus continu et du contrôle de la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique.

A partir de l'équation (B.12), il est alors possible d'imposer les courants de référence en connaissant les puissances active et réactive de référence:

$$\begin{cases} i_{lq}^* = \frac{P_f^*}{V_l} \\ i_{ld}^* = \frac{Q_f^*}{V_l} \end{cases} \quad (\text{B.13})$$

D'après le modèle des puissances (B.13), la composante directe du courant est utilisée pour contrôler la puissance réactive du CCR et la composante en quadrature est utilisée pour réguler la tension du bus continu. Pour la synchronisation des GADAs avec réseau électrique, la référence de la puissance réactive est égale zéro ($Q_f^* = 0 \text{ Var}$).

D'après le découplage, nous aboutissons alors aux schémas blocs simples et identiques pour les deux axes. Ces schémas blocs sont représentés dans les Figures B.6 et B.7.

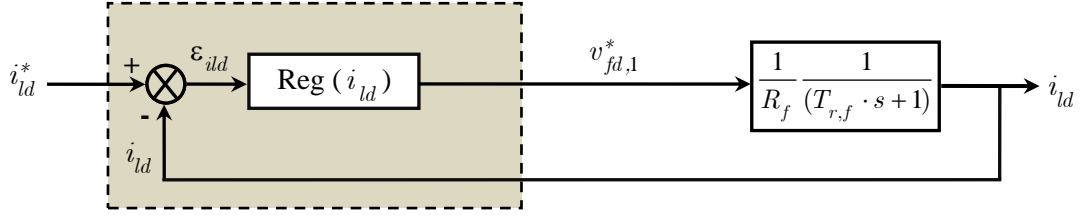


Figure B. 6: Boucle de régulation du courant i_{ld} après découplage.

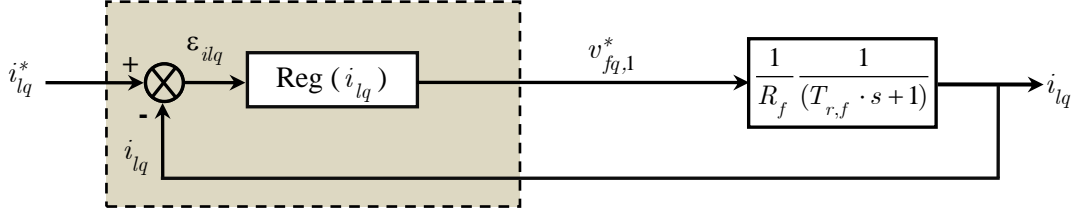


Figure B. 7: Boucle de régulation du courant i_{lq} après découplage.

▪ Synthèse des correcteurs

Le contrôleur PI utilisé pour contrôler les courants direct et en quadrature absorbés par le CCR est simple et rapide à mettre en œuvre tout en offrant des performances acceptables. Ce type de correcteur assure une erreur statique nulle grâce à l'action d'intégration, tandis que la rapidité de temps de réponse est établie par l'action proportionnelle. Le calcul des gains des correcteurs est effectué à l'aide du principe d'imposition des pôles.

▪ Correcteur du courant absorbé i_{ld}

Le correcteur du courant direct fournit la tension $v_{fd,1}^*$ nécessaire au maintien de la puissance

réactive à sa valeur de référence. Suivant la Figure B.6, la fonction de transfert $\frac{i_{ld}}{v_{ld,1}^*}$ est donnée par :

$$\frac{i_{ld}}{v_{ld,1}^*} = \frac{A_{r,f}}{(T_{r,f} \cdot s + 1)} \quad (\text{B.14})$$

Avec :

$$\begin{cases} A_{r,f} = \frac{1}{R_r} \\ T_{r,f} = \frac{L_r}{R_r} \end{cases}$$

La boucle de régulation du courant i_{ld} est représentée par la Figure B.8.

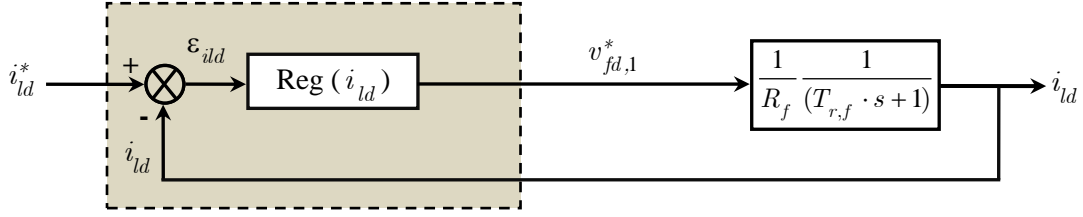


Figure B. 8: Schéma bloc de régulation du courant i_{ld} .

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée comme suit :

$$FTBF = \frac{i_{ld}}{i_{ld}^*} = \frac{\frac{A_r}{T_r} (K_{p,ild} \cdot s + K_{i,ild})}{s^2 + s \cdot \left(\frac{1 + A_{r,f} \cdot K_{p,ild}}{T_{r,f}} \right) + \frac{A_{r,f} \cdot K_{i,ld}}{T_{r,f}}} \quad (B.15)$$

Le dimensionnement du correcteur est fait à l'aide du principe d'imposition des pôles. Comme le polynôme caractéristique de l'équation (B.15) est du deuxième ordre, nous imposons deux pôles à partie réelle négative. Pour le quel de dénominateur des fonctions de transfert correspondantes est de la forme :

$$D(s) = s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2 \quad (B.16)$$

Par identification entre les équations (B.15) et (B.16), nous obtenons les paramètres suivants du correcteur PI :

Tableau B. 1 : Paramètres du correcteur du courant d'axe direct.

	$K_{p,ld}$	$K_{i,ld}$
Correcteur PI	$(2 \cdot \xi \cdot T_{r,f} \cdot \omega_0 - 1) / A_{r,f}$	$T_{r,f} \cdot \omega_0^2 / A_{r,f}$

▪ Correcteur du courant absorbé i_{lq}

Le correcteur du courant en quadrature fournit la tension $v_{fq,1}^*$ nécessaire au maintien de la tension

du bus continu à sa valeur de référence. D'après la Figure IV. 6, la fonction de transfert $\frac{i_{lq}}{v_{lq,1}^*}$ est

donnée par :

$$\frac{i_{lq}}{v_{lq,1}^*} = \frac{A_{r,f}}{(T_{r,f} \cdot s + 1)} \quad (B.17)$$

La boucle de régulation du courant i_{lq} est représentée par la Figure B.9.

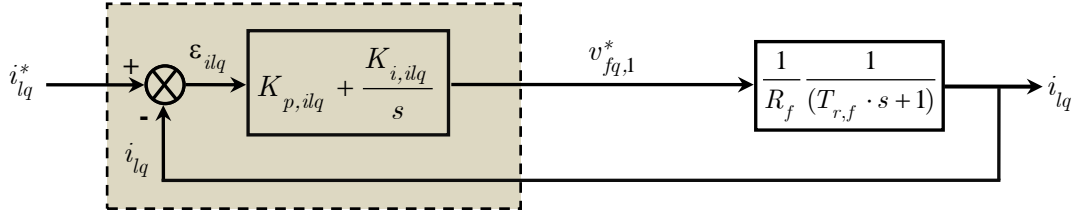


Figure B. 9 : Schéma bloc de régulation du courant i_{lq} .

Les mêmes calculs effectués pour le correcteur du courant i_{ld} sont appliqués à ce correcteur. Par imposition des pôles en boucle fermée, nous obtenons les paramètres du correcteur PI :

Tableau B. 2 : Paramètres du correcteur du courant d'axe en quadrature.

$K_{p,ilq}$	$K_{i,ilq}$
Correcteur PI	$(2 \cdot \xi \cdot T_{r,f} \cdot \omega_0 - 1) / A_{r,f} \quad T_{r,f} \cdot \omega_0^2 / A_{r,f}$

B.2.3. Boucle externe de régulation de la tension du bus continu

A partir de l'équation (B.6) et d'après la transformée de LAPLACE, nous pouvons exprimer la relation entre les courants mis en jeu sur le bus continu :

$$V_{dc} = \frac{1}{C \cdot s} (i_{dc} - i_{ch}) \quad (\text{B.18})$$

Le modèle dynamique du circuit du bus continu aide pour le calcul de la fonction de transfert de la tension du bus continu, il est représenté par la Figure B.10 [Bou-09].

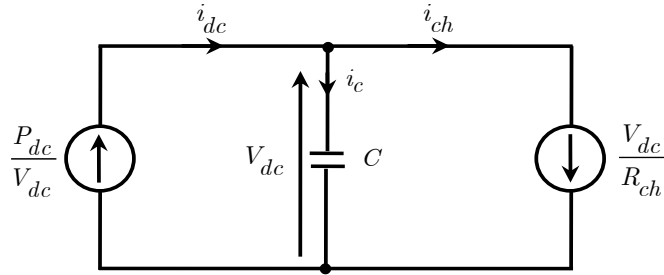


Figure B. 10: Modèle dynamique pour le circuit du bus continu.

La Figure B.11, représente le schéma bloc du contrôle de la tension du bus continu. Pour simplifier la chaîne de régulation, on considère que le courant i_{lq} est toujours égal au courant de référence i_{lq}^* car le temps de réponse de la boucle interne est plus faible que celui de la boucle externe.

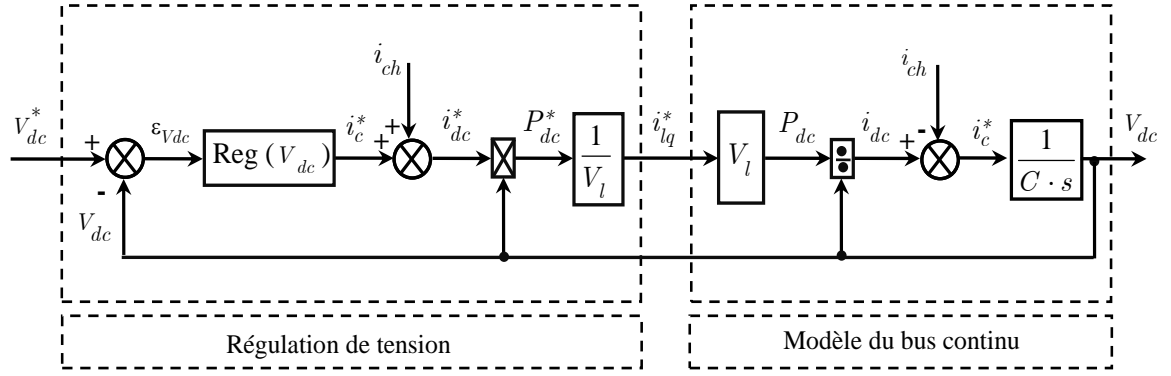


Figure B. 11: Boucle de régulation de la tension du bus continu.

La boucle de régulation externe maintient la tension v_{dc} du bus continu à une tension de référence v_{dc}^* . La régulation de cette tension est assurée par une gestion des échanges de puissances entre le réseau électrique et condensateur de stockage d'énergie (DC-Link Capacitor) [Bou-09].

▪ **Correcteur de la tension bus continu V_{dc}**

La boucle externe est consacrée à la régulation de la tension du bus continu. Pour avoir une bonne qualité de l'énergie délivrée par le système éolien, la tension du bus continu doit être maintenue constante à sa valeur de référence. La fonction de transfert $\frac{V_{dc}}{i_{lq}^*}$ est donnée par:

$$\frac{V_{dc}}{i_{lq}^*} = \frac{1}{C \cdot s} \quad (\text{B.19})$$

Comme la dynamique du courant est plus rapide que la dynamique de la tension du bus continu, le courant i_{lq} est supposé déjà arrivé à sa valeur i_{lq}^* ($\frac{i_{lq}}{i_{lq}^*} = 1$). D'où le schéma bloc de régulation de la tension du bus continu.

La boucle de régulation de la tension bus continu V_{dc} est représentée par la Figure B.12.

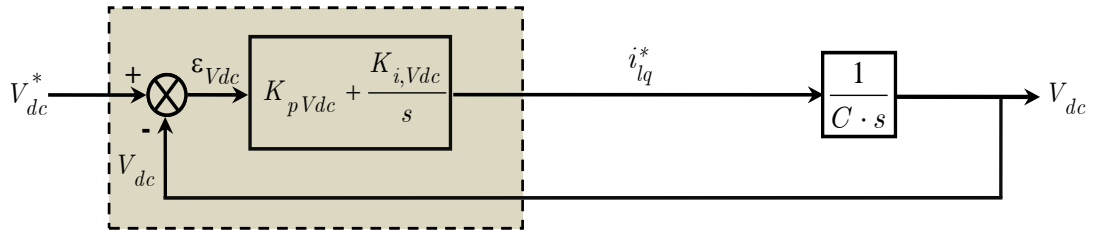


Figure B.12 : Schéma bloc de régulation de la tension du bus continu V_{dc} .

Par imposition des pôles en boucle fermée, nous obtenons les paramètres du correcteur PI :

Tableau B. 3 : Paramètres du correcteur de la tension du bus continu.

$K_{p,Vdc}$	$K_{i,Vdc}$
Correcteur PI	$2 \cdot \xi \cdot C \cdot \omega_0$ $C\omega_0^2$

Tenant compte des deux schémas blocs de régulation des Figures B.5 et B.11, il en résulte une régulation en cascade. La Figure B.13, représente le schéma bloc de réglage en cascade appliqué au CCR.

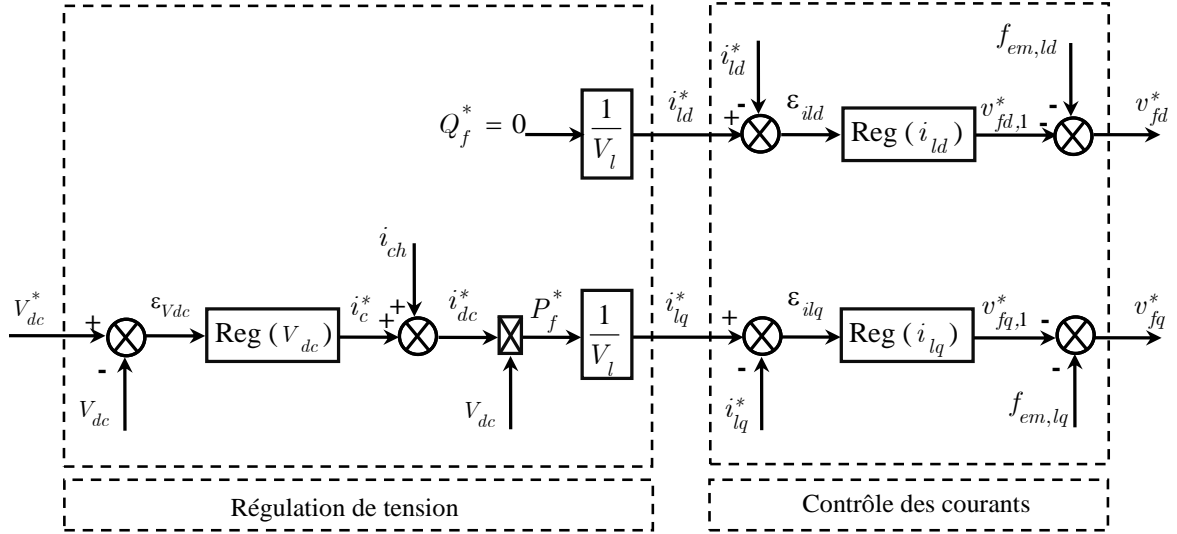


Figure B. 13 : Schéma bloc de la régulation en cascade appliquée au CCR.