

THÈSE

présentée à

l'U.F.R. des Sciences Techniques de l'Université du Havre
pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DU HAVRE
EN SCIENCES POUR L'INGÉNIEUR

Option : Génie Electrique

par

Djamel Ikni

Ingénieur de 'Université de Béjaïa, Algérie'.

**Production d'énergie marine: Intégration de la production
éolienne offshore dans un bouquet énergétique
décentralisé.**

Soutenue publiquement le 11/12/2014 devant le jury composé de :

HAMID GUALOUS	Rapporteur
JEAN-CHARLES LE BUNETEL	Rapporteur
MOHAMED MACHMOUM	Examineur
BRAYIMA DAKYO	Examineur
MAMADOU BAILO CAMARA	Examineur

Nomenclature

Acronyme

EWEA	European Wind Energy Association.
GREAH	Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre.
CODAH	Communauté de l'agglomération havraise.
HVDC	Courant continu à haute tension.
HVAC	Courant alternatif à haute tension.
DC	Courant continu.
AC	Courant alternatif.
LCC	Convertisseur à thyristor.
VSC	Convertisseur à IGBT.
MSAP	Machine synchrone à aimants permanents.
MADA	Machine asynchrone à double alimentations.
MLI (PMW)	Modulation de largeur d'impulsions.
CCG	Convertisseur côté génératrice.
CCR	Convertisseur côté réseau
PC	Pleine charge.
CP	Charge partielle.
MPPT	Suivi de point de puissance maximale.
dq	Repère de PARK.
PI	Régulateur proportionnel intégrateur.
PLL	Boucle de verrouillage de phase.
FHC	Fluctuation Harmonic Content.
NSD	Ecart Type Normalisé
UTS	Unités technologiques des stockages.
TBR	Temps de Bonne Réaction.
SMES	Stockage électromagnétique.
SOC	Etat charge de la batterie.
FB	Full-Bridge.
P_{CCm}	Point de couplage commun en mer.
P_{CCt}	Point de couplage commun sur terre.
HF	Haute fréquence.

Notations générales

P_0	Puissance de consigne à la fréquence de référence f_0 .
ΔP	Variation de puissance induite par la variation de fréquence Δf .
f_0	Fréquence de référence (50Hz).
ΔV	Chute de tension dans la ligne.
(r, L)	Impédance de la ligne.
Ω_{tr}	Vitesse de rotation de la turbine.
f_v	Coefficient de frottements visqueux.
J_{pales}	Moment d'inertie des pales de la turbine.
J_g	Moment d'inertie de la génératrice.
C_{elm}	Couple électromagnétique de la génératrice
C_{tr}	Couple aérodynamique de la turbine.

P_{tr}	Puissance aérodynamique de la turbine
C_p	Coefficient de puissance aérodynamique.
λ	Vitesse spécifique.
β	Angle de calage des pales de la turbine.
v_{vent}	Vitesse du vent.
C_q	Coefficient du couple aérodynamique.
R	Rayon de la turbine.
V_a, V_b, V_c	Tensions de phases statoriques de la MSAP.
I_a, I_b, I_c	Courants de phases statoriques de la MSAP.
ψ_a, ψ_b, ψ_c	Flux totaux traversant les bobines statoriques de la MSAP.
R_s	Résistance des phases statoriques de la MSAP.
ψ_f	Flux de l'aimant permanent.
L_s	Inductance des phases statoriques.
$L_c = (L_s - M)$	Inductance cyclique.
I_{ds}, I_{qs}	Courant statorique dans le repère dq de la MSAP.
V_{d-reg}, V_{q-reg}	Termes de découplage.
$V_{(abc)r}$	Tensions du réseau électrique.
(R_f, L_f)	Filtre triphasé.
V_{d-on}, V_{q-on}	Composantes de la tension à la sortie de l'onduleur dans le repère dq.
V_{dr}, V_{qr}	Composantes de la tension du réseau dans le repère dq.
I_{dr}, I_{qr}	Composantes des courants injectés au réseau dans le repère dq.
V_{eff}	Valeur efficace de la tension du réseau.
P_r	Puissance active injectée au réseau par la turbine.
Q_r	Puissance réactive échangée entre la turbine et le réseau
$S_{i(1,2,3)}$	Signaux de commande du redresseur de l'éolienne.
$C_{j(1,2,3)}$	Signaux de commande de l'onduleur de l'éolienne.
dt_i	Fonction retard
ds_i	Effet de sillage.
v_{1-moy}	Valeur moyenne de la vitesse du vent de la première ligne $i=1$.
D	Diamètre de l'éolienne
P_{p-1}	Puissance produite par le parc par le vent 1.
P_{p-2}	Puissance produite par le parc par le vent 2.
P_{p-3}	Puissance produite par le parc par le vent 3.
P_{tr-1}	Puissance d'une éolienne.
P_0	Valeur moyenne de la puissance sur 10 minutes.
F	Intervalle de fréquence.
ΔP_β	Réserve de puissance par la gestion de l'angle de calage.
ΔP_{CS}	Puissance cinétique stockée.
$P_{p-disp-k}$	Puissance maximale disponible dans parc éolien.
P'_{r-k}	Puissance autorisée à injecté au réseau électrique par le parc éolien.
P_{st-1}, P_{st-1} et P_{st-3}	Puissances de références pour les unités de stockage.
$P_{mod-max}$	Puissance maximale de l'unité de stockage.
$E_{mod-max}$	Energie maximale du l'unité de stockage.
E_{fem}	Force électromotrice du modèle équivalent des batteries.
R_Q	Résistance interne du modèle équivalent des batteries.
$I_{(a,b,c)st}$	Courants échangés entre réseau et l'unité batteries.
P_{st}	Puissance active échangée entre l'unité batteries et le réseau.
I_{dc-st}	Courant dans le bus continu de l'unité batteries.
Q_{st}	Puissance réactive échangée entre l'unité batteries et le réseau.

$G_{j(1,2,3)}$	Signaux de commande du convertisseur de l'unité batteries.
V_{dc}	Tension à la sortie du redresseur de l'éolienne.
V_{dc-tr}	Tension à la sortie du FB de l'éolienne.
$V_{dc-HVDC}$	Tension au niveau de la transmission HVDC.
V	Tension efficace au primaire du transformateur haute fréquence.
f	Fréquence.
N	Nombre de tours au bobinage primaire du transformateur HF.
B_{max}	Induction maximale.
S_{fer}	Section du noyau du transformateur.
f_p	Fréquence de porteuse.
$PWM_{i(1,2,3)}$	Signaux de commande du convertisseur FB.
I_{t2}	Valeur efficace du courant au secondaire du transformateur.
V_{t2}	Valeur efficace de la tension au secondaire du transformateur.
l_{fuite}	Inductance de fuite du transformateur ramenée au secondaire.
f_{reso}	Fréquence de résonance.
I_l	Courant à la sortie du pont de diodes du convertisseur FB.
ΔI_l	Ondulations du courant I_l .
I_{in}	Courant à l'entrée du pont onduleur du convertisseur FB
P_{p-reg}	Puissance demandée par le gestionnaire du réseau.
t_d	Temps de commutation des diodes.

Table des figures

1-1 : Parcs éoliens offshore en cours de construction en 2012.....	5
1-2 : Prévisions d'éolienne offshore par l'EWEA.....	5
1-3: a) Principe de réglage primaire de la fréquence, b) Dispositif de réglage.....	6
1-4 : Schéma équivalent simplifié d'une connexion de parc éolien au réseau électrique.....	7
1-5 : Topologie AC.....	8
1-6 : Topologie mixte.....	9
1-7 : Choix des technologies de transmission en fonction de la distance et de la puissance, où LCC-HVDC est un convertisseur à thyristor et VSC-HVDC est un convertisseur à IGBT.....	10
1-8 : Configuration en DC.....	11
1-9 : Aérogénérateurs pour les différentes topologies des parcs éoliens offshore.....	12
2-1 : Système de conversion de l'énergie éolienne étudié.....	15
2-2 : Turbine.....	16
2-3 : Schéma bloc du modèle de la turbine.....	19
2-4 : Zones de fonctionnement d'une éolienne.....	19
2-5 : Puissance captée par la turbine pour différente vitesse de vent en fonction de sa vitesse de rotation (à $\beta_{opt}=0$).....	20
2-4 : Synthèse du régulateur de la vitesse de rotation.....	21
2-5 : Gestion de l'angle de calage (Pleine Charge).....	22
2-6 : Représentation schématique d'une machine synchrone dans le repère abc.....	23
2-7 : Structure électrique du stator de la MSAP.....	24
2-8 : Structure de la commande de la MSAP.....	25
2-9 : Schéma bloc du dispositif de contrôle des courants de la génératrice.....	26
2-10 : Structure de commande de l'ensemble (turbine +génératrice).....	27
2-11 : Contrôle de la connexion au réseau.....	28
2-12 : Modèle du filtre dans le repère abc.....	28
2-13 : Schéma bloc du contrôle des courants dans le repère de dq	30
2-14 : Schéma électrique du bus continu.....	31
2-16 : Principe de la régulation de la tension du bus continu.....	31
2-16 : Boucle de régulation de la puissance réactive.....	32
2-17 : Convertisseurs (redresseur, onduleur).....	33
2-18 : Vitesse du vent.....	34
2-19 : Vitesse de rotation de la génératrice.....	34
2-20 : Tension du bus continu.....	35
2-21 : Angle de calage des pales.....	35
2-22 : Coefficient C_p	36
2-23 : Puissance produite par l'éolienne.....	36
2-24 : Zoom sur courant d'une phase injecté au réseau, et la tension d'une phase du réseau.....	36
2-25 : Courant d'une phase injecté au réseau.....	37
2-26 : Puissance réactive échangé avec le réseau.....	37
3-1 : Géométrie du parc éolien étudié.....	39
3-2 : Vitesses du vent.....	40
3-3 : Puissances actives produites par le parc éolien.....	41

3-4 : P_{p-1} - puissance produite par le parc par rapport à sa capacité maximale (300MW), P_{tr-1} -puissance produite par une éolienne par rapport à sa puissance nominale (5MW)...	41
3-5 : P_{p-2} -puissance produite par le parc par rapport à sa capacité maximale (300MW), P_{tr-2} -puissance produite par une éolienne par rapport à sa puissance nominale (5MW)...	42
3-6 : P_{p-3} -puissance produite par le parc par rapport à sa capacité maximale (300MW), P_{tr-3} -puissance produite par une éolienne par rapport à sa puissance nominale (5MW).....	42
3-7 : Spectres des puissances produites par le parc éolien.....	43
3-8 : Spectres des puissances produites par une éolienne.....	43
3-10 : Description de la fonction gradient sous Matlab.....	45
3-11 : P_{p-1} - puissance produite par le parc, P_{r-1} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.....	45
3-12 : P_{p-2} -puissance produite par le parc, P_{r-2} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.....	46
3-13 : P_{p-3} -puissance produite par le parc, P_{r-3} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.....	46
3-14 : Déplacement du point de fonctionnement pour le stockage inertiel.....	47
3-15 : Réserve maximale de puissance en fonction de la vitesse du vent.....	48
3-16 : Principe de création de la réserve de puissance par variation de β	48
3-17 : Réserve de puissance en fonction de l'angle β , pour une vitesse du vent égale à 11m/s.....	49
3-18 : Stratégie de calcul de la réserve minimale de puissance.....	50
3-19 : Stratégie de distribution de la réserve dans le parc.....	51
3-20 : Puissance injectée dans le réseau.....	52
3-21 : $P_{p-disp-1}$ -puissance disponible dans le parc, P'_{r-1} -puissance injectée dans le réseau.....	52
3-22 : $P_{tr-disp-1}$ -puissance disponible, P_{tr-1} -puissance produite par l'éolienne1.....	53
3-23 : $P_{tr-disp-5}$ -puissance disponible, P_{tr-5} -puissance produite par l'éolienne 5.....	53
3-24 : $P_{tr-disp-10}$ -puissance disponible, P_{tr-10} -puissance produite par l'éolienne 10.....	53
3-25 : Réserve de puissance dans l'éolienne 1.....	54
3-26 : Réserve de puissance dans l'éolienne 5.....	54
3-27 : Réserve de puissance dans l'éolienne 10.....	54
3-28 : Angles de calage des pales B_{tr-1} pour éolienne1, B_{tr-5} pour éolienne 5 et B_{tr-10} pour éolienne 10...	55
3-29 : Les rapports: γ_{tr-1} pour l'éolienne 1, γ_{tr-5} pour l'éolienne 5 et γ_{tr-10} pour l'éolienne 10.....	55
4-1: Classification des technologies de stockage d'énergie.....	57
4-2 : P_{p-1} -puissance produite par le parc, P_{r-1} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.....	58
4-3 : P_{p-3} -puissance produite par le parc, P_{r-3} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.....	59
4-4 : P_{st-1} puissance de référence.....	60
4.5 : P_{st-3} puissance de référence.....	60
4-6 : Analyse spectrale de la puissance de référence P_{st-1}	60
4-7 : Analyse spectrale de la puissance de référence P_{st-3}	61
4-8 Répartition fréquentielle des dynamiques des sources de stockage (moyen et court terme).....	62
4-9 : Détermination de P_{st-max} et E_{st-max}	63
4-10 : Raccordement des unités de stockage avec le parc éolien offshore.....	65
4.11 : Gestion de l'énergie entre le parc et l'ensemble des modules.....	66
4-12 Gestion de l'énergie entre le parc et le module équivalent.....	66
4-13 : Modèle équivalent des batteries au lithium.....	67

4-14 : Modèle équivalent.....	67
4-15 : Gestion de l'énergie de l'unité de stockage.....	69
4-16. a) : Boucle de régulation de la puissance active P_{st} , b) boucle de régulation de la puissance réactive Q_{st}	70
4.17 : P_{p-l} -puissance produite par le parc, P_{r-l} -puissance injectée dans le réseau électrique.....	72
4-18 : P_{Li-l} puissance de la batterie au lithium.....	72
4-19 : Analyse spectrale de la puissance de la batterie au lithium.....	73
4-20 : I_{r-l} -courant injecté dans le réseau, I_{p-l} -courant produit par le parc, I_{li-l} courant de la batterie.....	73
4-21 : Zoom sur des courants injectés dans le réseau.....	73
4-22 : Tension aux bornes de la batterie.....	74
4.23 : Courant de la batterie.....	74
4.24 : SOC de la batterie.....	74
5-1 : Topologie DC.....	76
5-2 : Configuration générale du système.....	77
5-3 : Les principaux éléments du convertisseur Full-Bridge.....	79
5-4 : Variations de la section du noyau d'un transformateur en fonction de la fréquence de fonctionnement.....	80
5-5 : Topologie du convertisseur full bridge.....	81
5-6 : Boucle de contrôle de la tension V_{dc} et du courant I_l	81
5-7 : Méthode de synthèse des paramètres du régulateur de tension V_{dc}	82
5-8 : Principe de synthèse des paramètres du régulateur de courant I_l	83
5-9 Génération des signaux de commande.....	84
5-10 : Courant au primaire du transformateur.....	85
5-11 : Tensions redressées en avant et en amont du filtre.....	86
5-12 : Eolienne avec une sortie en DC.....	87
5-13 : Vitesse du vent.....	88
5-14 : Vitesse de rotation de la génératrice.....	88
5-15 : Tension du bus continu.....	88
5-16 : Puissance produite par l'éolienne.....	88
5-17 : Courant fourni par l'éolienne.....	89
5-18 : Tension au primaire du transformateur.....	89
5-19 : Tension au secondaire du transformateur.....	89
5-20 : Courants au primaire et au secondaire du transformateur.....	90
5-21 : Unité de supervision centrale du parc éolien.....	91
5-22 : Puissance injectée dans le réseau par le parc au point P_{cct}	92
5-23 : Contribution en puissance au niveau P_{cm} : a) éolienne 1 ; b) éolienne 10.....	93
5-24 : Contribution en courant au niveau P_{cm} : a) éolienne 1 ; b) éolienne 10.....	93
5-25 : Courant dans le bus HVDC.....	94
5-26 : Tension du bus continu HVDC.....	94
5-27 : Tension du bus continu au niveau de P_{cm}	94
A-1 : Schéma bloc du correcteur PI.....	97
A-2 : Schéma bloc du correcteur PI.....	99
A-3 : Boucle de verrouillage de phase.....	100
B-1 : Structure électrique du stator d'une MSAP.....	102
B-2 : Circuit électrique équivalent de MSAP.....	103
C-1 : Association Parc éolien offshore, transmission en HVAC et réseau électrique.....	107
C-2 : Schéma simplifié du parc éolien offshore.....	107
C-3 : Puissance injectée au réseau.....	109

C-4 : $P_{p-disp-3}$ -puissance disponible dans le parc, P'_{r-3} -puissance injectée au réseau.....	110
C-5 : $P_{tr-disp-1}$ -puissance disponible et P_{tr-1} -puissance produite par l'éolienne1.....	110
C-6 : $P_{tr-disp-1}$ -puissance disponible et P_{tr-1} -puissance produite par l'éolienne5.....	110
C-7 : $P_{tr-disp-1}$ -puissance disponible et P_{tr-1} -puissance produite par l'éolienne10.....	111
D-1: Association parc éolien, batterie et réseau électrique.....	112
D-2 : P_{p-3} -puissance produite par le parc, P_{r-3} -puissance injectée dans le réseau électrique.....	113
D-3 : P_{Li-3} -puissance de la batterie au Lithium-Ion.....	113
E-1 : Système de parc éolien offshore, transmission en HVDC et réseau électrique.....	114
E-2 : Parc éolien offshore simplifié.....	114
E-3 : Modèle électrotechnique du transformateur HF.....	115

Liste des tableaux

Tableau 1-1 : Comparaison de production de CO ₂ pour différentes énergies par kWh produit.....	4
Tableau 1-2 : Niveau de tension de raccordement des installations en fonction des puissances.....	7
Tableau 1-3 : Différents parcs éoliens offshore en Europe.....	12
Tableau 1-4 : Puissances installées par les principaux constructeurs d'éolienne offshore en 2012.....	13
Tableau 1-5 : Eoliennes prévues pour quelques parcs offshore en France.....	13
Tableau 3-1 : FHC des puissances P_{p-1} , P_{tr-1} en fonction de la fréquence.....	43
Tableau 3-2 : FHC des puissances P_{p-2} , P_{tr-2} en fonction de la fréquence.....	44
Tableau 3-3 : FHC des puissances P_{p-3} , P_{tr-3} en fonction de la fréquence.....	44
Tableau 3-4 : Limitation du gradient de puissance.....	45
Tableau 4-1 : Classification des éléments de stockage en fonction de leurs services.....	63
Tableau 4-2 : Les valeurs de P_{st-max} et E_{st-max}	64
Tableau 4-3 : Caractéristiques des unités de stockage.....	64
Tableau 4-4 : Valeurs de N_p et N_E	67
Tableau 4-5 : Caractéristiques des différentes technologies des batteries au lithium-ion.	67
Tableau 4-6 : Paramètres du modèle équivalent.....	68
Tableau 5-1 : Avantages et inconvénients des convertisseurs DC-DC Full-Bridge, Dual Active Bridge et résonnant.....	78
Tableau 5-2 : Paramètres de l'éolienne avec sortie DC.....	87
Tableau 5-3 : Paramètres du convertisseur de la plateforme maritime.....	90
Tableau A-1 : Paramètres des régulateurs des puissances de la batterie.....	100
Tableau B.1 : Paramètres de l'éolienne.....	105
Tableau B.2 : Paramètres de la liaison au réseau de l'éolienne.....	106
Tableau C-1 : Caractéristiques du transformateur T1.....	108
Tableau C-2 : Caractéristiques du transformateur T2.....	108
Tableau C-3 : Caractéristiques de la ligne HVAC.....	109
Tableau C-4 : Caractéristiques du réseau électrique.....	109
Tableau D-1 : Caractéristiques du transformateur T3.....	112
Tableau D-2 : Caractéristiques du filtre $(RL)_{st}$	113
Tableau E-1 : Caractéristiques du transformateur $T_{Plate-forme}$	115
Tableau E-2 : Caractéristiques des câbles.....	115
Tableau E-3 : Caractéristiques du transformateur $T_{éolienne}$	116
Tableau E-4 : Caractéristiques du filtre.....	116

Table des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Etats de l'art sur l'énergie éolienne offshore.	
1.1 Introduction.....	3
1.2 Objectifs et démarches méthodologiques de la thèse.....	3
1.3 Contexte.....	4
1.4 Intérêt de l'éolienne offshore.....	5
1.5 Impact des fluctuations de la production éolienne sur la fréquence du réseau.....	6
1.6 Impact des fluctuations de la production éolienne sur la tension du réseau.....	7
1.7 Topologies des parcs éoliens offshore.....	8
1.7.1 Comparaison entre la transmission en HVDC et HVAC.....	9
- Avantages des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC.....	9
- Inconvénients des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC.....	10
1.7.2 Configurations des parcs éoliens en DC/DC.....	11
1.8 Aérogénérateur pour les différentes topologies des parcs éoliens offshore.....	12
1.9 Conclusion.....	14
Chapitre 2 : Modélisation et stratégies de contrôle d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents.	
2.1 Introduction.....	15
2.2 Structure générale de la chaîne de conversion étudiée.....	15
2.3 Turbine.....	16
2.3.1 Puissance aérodynamique.....	17
2.3.2 Coefficient de puissance aérodynamique.....	17
2.3.3 Couple aérodynamique.....	18
2.3.4 Modèle de la turbine.....	19
2.3.5 Contrôle de la turbine.....	19
2.3.5.1 Contrôle en charge partielle.....	20
- Régulateur de vitesse.....	21
2.3.5.2 Contrôle en charge pleine.....	22
- Régulateur de puissance.....	22
2.4 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents.....	22
2.4.1 Modèle de la machine dans le repère abc.....	23
2.4.2 Modèle de la MSAP dans le repère abc.....	23
2.4.2.1 Équations des tensions.....	24
2.4.2.2 Équations des flux.....	24
2.4.3 Modèle de la MSAP dans le repère de dq.....	24
2.5 Commande en couple de la MSAP.....	25
2.6 Control de la connexion au réseau.....	27
2.6.1 Synthèse des régulateurs des courants.....	28
2.6.2 Références de courants injectés au réseau.....	30
2.6.2.1 Référence de la composante I_{dr}	31
2.6.2.2 Référence de la composante I_{qr}	32

2.7	Modèles des convertisseurs.....	33
2.8	Résultats des simulations.....	34
2.9	Conclusion.....	37

Chapitre 3 : Aptitude d'un parc éolien offshore dans le lissage de la production.

3.1	Introduction.....	38
3.2	Modèle du vent dans le parc.....	38
3.3	Validation du modèle de distribution du vent dans le parc.....	39
3.4	Analyse des Puissances.....	41
3.5	Qualité de la puissance injectée au réseau.....	44
3.6	Réserve de puissance dans le parc.....	46
3.6.1	Principe du stockage inertiel dans la turbine.....	47
3.6.1.1	Expression de la réserve ΔP_{CS}	47
3.6.2	Principe de création de la réserve par la gestion de l'angle de calage.....	48
3.6.2.1	Expression de la réserve ΔP_{β}	49
3.7	Calcul de la réserve pour lisser la puissance injectée au réseau.....	50
3.8	Distribution de la réserve dans le parc.....	51
3.9	Comparaison entre les techniques de création de la réserve de puissance.....	51
3.10	Résultats des Simulations.....	52
3.11	Conclusion.....	56

Chapitre 4 : Apport des unités de stockage dans le traitement de la production éolienne offshore.

4.1	Introduction.....	57
4.2	Classification des technologies de stockage d'énergie.....	57
4.3	Classification des unités de stockage en fonction de leurs apports.....	58
4.4	Stockage pour améliorer la qualité d'énergie.....	59
4.4.1	Etude des dynamiques des unités de stockage.....	61
4.4.1.2	Diagramme de Ragone.....	62
4.4.2	Capacité des unités de stockage.....	63
4.5	Gestion de l'énergie basée sur le lissage de la production du parc éolien.....	65
4.6	Caractéristique de la chaîne du modèle équivalent.....	66
4.6.1	Caractéristiques énergétiques du module équivalent.....	67
4.6.2	Modèle du module équivalent.....	67
4.7	Contrôle en puissance de l'unité de stockage.....	68
4.7.1	Synthèse des régulateurs des puissances.....	70
4.7.2	Synthèse des régulateurs des courants.....	71
4.8	Résultats des simulations.....	71
4.9	Conclusion.....	75

Chapitre 5 : Etude d'un parc éolien offshore à configuration DC.

5.1	Introduction.....	76
5.2	Topologie du parc éolien étudié.....	76
5.3	Configuration générale du système.....	77
5.4	Convertisseurs DC/DC de grande puissance.....	78
5.5	Topologie du convertisseur Full-Bridge de puissance.....	79
	- Fréquence de fonctionnement du transformateur.....	80
5.6	Contrôle du convertisseur Full bridge.....	81
5.6.1	Synthèse du régulateur de tension V_{dc}	82
5.6.2	Calcul du régulateur de courant I_l	83

5.6.3 Génération des signaux de commande.....	84
5.7 Paramètres des convertisseurs DC/DC.....	84
5.8 Eolienne avec une sortie en DC.....	86
5.9 Convertisseur DC/DC de la plateforme maritime.....	90
5.10 Convertisseur de la plateforme terrestre.....	91
5.11 Unité de supervision centrale du parc éolien.....	91
5.12 Résultats des simulations.....	92
5.13 Conclusion.....	95
Conclusion générale.....	96
Annexe A	97
Annexe B.....	102
Annexe C.....	107
Annexe D.....	112
Annexe E.....	114
Annexe F.....	117
Bibliographie	119

Introduction générale

Introduction générale

Selon l'EWEA (European Wind Energy Association), l'éolien offshore contribuera avec une part importante estimée à 40 GW soit 40 % de la production totale d'origine renouvelable estimée à 21% de la production totale de l'énergie en Europe à l'horizon 2020, [1]. De son côté, la France s'est fixée pour objectif de passer, en termes d'énergie renouvelable, de 9,6 % en 2005 à 23 % en 2020, [2].

Cette croissance de l'énergie éolienne inquiète les gestionnaires des réseaux électriques car cette production est très différente de celle des sources conventionnelles. De plus, ces réseaux peuvent atteindre des niveaux de pénétration éolienne importants très rapidement comme c'est le cas dans trois pays européens : le Danemark avec 24,4% ; Allemagne avec 14,8% et Espagne avec 14,1% de la capacité totale du réseau, [3]. Or les limites estimées au-delà desquelles les fluctuations de la production éolienne deviennent très complexes à gérer, se situent entre 20% et 30%, [4]. Le souhait des gestionnaires du réseau dans ce contexte est de limiter les taux de fluctuations à certains seuils dans des codes réseaux. Si l'on souhaite maintenir des conditions d'exploitation satisfaisantes en présence d'une forte proportion d'énergie éolienne, il est nécessaire de proposer des solutions adaptées. C'est l'un des objectifs de notre travail.

L'intérêt porté sur l'éolien offshore réside dans le gisement important et les caractéristiques régulières du vent qui rendent sa production relativement plus stable, [5]. De plus, les parcs en mer ne constituent pas une pollution visuelle pour le paysage car ils deviennent invisibles à partir d'une dizaine de kilomètres. De plus en plus les parcs éoliens offshore se situent loin des points de connexion au réseau électrique. Les technologies en courant alternatif utilisées pour le transport de la production éolienne offshore présentent des limites. Ces dernières années, des propositions pour construire des parcs éoliens offshore avec des technologies en courant continu sont apparues. Pour assurer un couplage adapté avec une bonne fiabilité des dispositifs d'électronique de puissance, la conception de ces nouveaux parcs nécessite de rechercher des structures des convertisseurs et des stratégies de commande qui assurent sa stabilité. C'est le second objectif de notre étude.

Pour atteindre ces objectifs, le premier chapitre traite l'état de l'art et les spécificités de la production éolienne offshore. Une synthèse sur l'impact des fluctuations de la production éolienne offshore sur la fréquence et la tension du réseau est présentée. Ce chapitre traite également des topologies des parcs éoliens offshore en analysant les technologies utilisées pour élaborer le système de conversion d'énergie et de transport en fonction des paramètres du parc. Une étape de cette analyse est consacrée à l'étude des aérogénérateurs à associer à ces topologies.

Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne pour l'intégrer par la suite dans l'étude du parc éolien. Des algorithmes de contrôle de la chaîne de conversion permettant la maîtrise l'injection de l'énergie produite par l'éolienne dans le réseau et de participer au service système sont décrits en détails.

Le troisième chapitre repose sur l'analyse de la qualité de la puissance produite par le parc éolien offshore en comparant cette dernière aux contraintes établies par les gestionnaires des réseaux électriques. Une étude sur la capacité du parc éolien de lisser sa production et un modèle de distribution du vent dans le parc sont décrits.

Le quatrième chapitre a comme objectif, l'étude de la capacité des unités de stockage à associer au parc éolien dans le but de compenser les fluctuations de la production éolienne. Dans ce contexte une démarche méthodologie a été proposée pour faciliter le choix des unités de stockage. Cette démarche a été précédée par une synthèse sur les technologies des unités de stockage en fonction des services qui peuvent apporter au parc éolien.

Le dernier chapitre repose sur l'étude de l'association des éoliennes du parc et le transport de l'énergie produite en courant continu à haute tension (HVDC). Un scénario est mis en œuvre pour tester le comportement de la chaîne de conversion et de transport associée aux algorithmes de commande.

Chapitre 1 : Etats de l'art sur l'énergie éolienne offshore.

1.1	Introduction.....	3
1.2	Objectifs et démarches méthodologiques de la thèse.....	3
1.3	Contexte.....	4
1.4	Intérêt de l'éolienne offshore.....	5
1.5	Impact des fluctuations de la production éolienne sur la fréquence du réseau.....	6
1.6	Impact des fluctuations de la production éolienne sur la tension du réseau.....	7
1.7	Topologies des parcs éoliens offshore.....	8
1.7.1	Comparaison entre la transmission en HVDC et HVAC.....	9
	- Avantages des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC.....	9
	- Inconvénients des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC.....	10
1.7.2	Configurations des parcs éoliens en DC/DC.....	11
1.8	Aérogénérateur pour les différentes topologies des parcs éoliens offshore.....	12
1.9	Conclusion.....	14

1.1 Introduction

Dans la première partie de ce chapitre nous présentons les objectifs et les démarches méthodologiques de la thèse. Nous présenterons par la suite les statistiques et le potentiel de la production éolienne offshore en Europe.

Dans la deuxième partie, nous aborderons l'impact des fluctuations de la production éolienne offshore sur la fréquence et la tension du réseau électrique. Dans la troisième partie, nous aborderons les architectures des parcs éoliens offshores et l'analyse des technologies utilisées pour élaborer ces topologies en fonction des paramètres du parc qui sont la distance et la puissance, dans le but de déterminer les topologies les plus avantageuses. Une étape de cette analyse sera consacrée à l'étude des configurations des systèmes de production des énergies éoliennes.

1.2 Objectifs et démarches méthodologiques de la thèse

Les objectifs de la thèse reposent sur deux axes principaux. Le premier axe est l'analyse des fluctuations de la production éolienne offshore et la recherche des solutions dans le cas où ces fluctuations dépassent les seuils fixés par les gestionnaires des réseaux électriques (codes de réseau). Le second axe est l'étude de la stabilité d'un parc éolien offshore avec une topologie à courant continu.

Afin d'atteindre les objectifs assignés à notre étude, nous avons défini les démarches suivantes:

- La modélisation et la simulation comportementale d'une turbine éolienne basée sur une machine synchrone à aimants permanents. Cette démarche a comme objectif de tester le modèle développé et les commandes associées avant de constituer la configuration du parc éolien de 300MW.
- Le développement d'un modèle de distribution du vent dans le parc éolien offshore. Cette démarche permet de mieux simuler le comportement d'un parc éolien offshore réel. Cela nous permettra par la suite d'analyser les fluctuations de la production en la comparant aux seuils fixés par les gestionnaires des réseaux électriques.
- Proposer des solutions pour lisser la production éolienne. Comme première solution nous avons proposé d'étudier la capacité du parc éolien à lisser sa production. Pour la deuxième solution nous avons opté pour l'intégration des unités de stockages.
- Etudier les convertisseurs les plus avantageux pour la mise en place de la structure en courant continu à haute tension (HVDC) du parc éolien, dans le but d'étudier sa stabilité.

L'ensemble des modèles sont développés dans l'environnement Matlab/Simpower System. Cet environnement est plus approprié pour les grands parcs éoliens.

1.3 Contexte

La production éolienne est une production d'origine renouvelable. L'avantage de cette énergie parmi les autres énergies renouvelables est son impact carbone le plus faible, comme le montre le tableau 1-1. Cela a favorisé l'engouement des chercheurs et des décideurs politiques pour cette énergie ces dernières années.

Energie	Charbon	Fuel	Gaz	Nucléaire	Panneaux PV	Hydro-électrique	Hydrolienne	Eolienne
g.CO ₂ /kWh	905	900	900	40	40	20	14	5

Tableau 1-1 : Comparaison de production de CO₂ pour différentes énergies par kWh produit issu de [6].

Les principales caractéristiques de l'énergie éolienne qu'il faut analyser pour bien comprendre leurs impacts sur la conduite et la stabilité du réseau électrique sont les fluctuations et l'incertitude sur la production.

La nature imprévisible du vent induit une incertitude sur la production éolienne. L'amélioration des outils de prévision dans ce domaine a fait un grand pas dans l'optimisation et la réduction des écarts existants, [7]. La référence [8] montre qu'après un an d'utilisation sur la plate-forme expérimentale d'un logiciel de prévision, l'écart type prévisions / réalisations sur l'ensemble de la France est de 3 % à l'échéance d'une heure et de 7 % à l'échéance de 72h, ce qui est tout à fait satisfaisant pour la maîtrise de l'équilibre offre-demande. Ce résultat peut être mieux pour le cas de l'offshore du fait que le vent est plus régulier, [5], [9].

Pour la nature fluctuante de la production éolienne, le taux de cette production au-delà duquel les fluctuations de la production deviennent très complexes à gérer est estimé entre 20% et 30% de la puissance totale du réseau électrique, [4]. Ces taux de fluctuations ont un seuil imposé par les gestionnaires des réseaux électriques dans des codes réseau, [10]. En 2013, la production éolienne a atteint une taille critique par rapport à la puissance totale dans trois pays, [3]:

- Danemark, la capacité installée est de 3,1 GW, soit 24,4% de la capacité totale.
- Allemagne, la capacité installée s'élève à 20 GW environ, soit 14,8% de la capacité totale.
- Espagne, la capacité installée est de 11 GW, soit 14,1% de la capacité totale.

L'intérêt de proposer des configurations pour les parcs éoliens offshore est dicté d'une part, par les limites techniques utilisées actuellement pour élaborer les structures des parcs, et d'autre part, par l'aspect économique (coût et rentabilité) lié à l'implantation des parcs éoliens en haute mer loin de la terre ferme, comme nous pouvons le constater sur la figure 1-3.

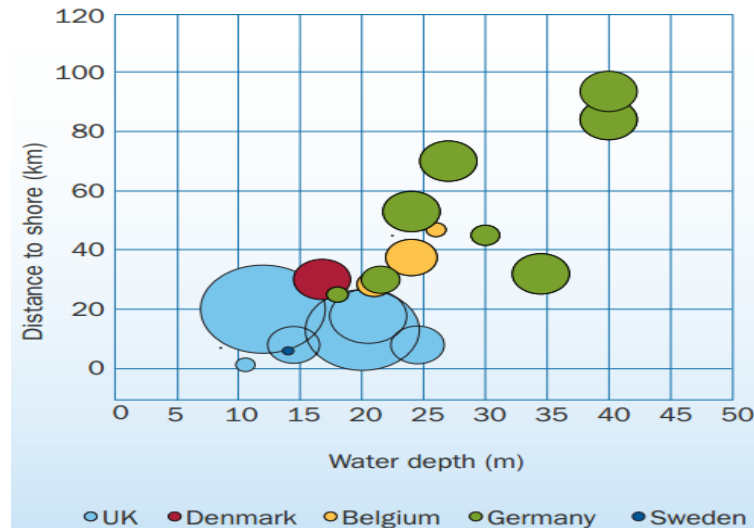
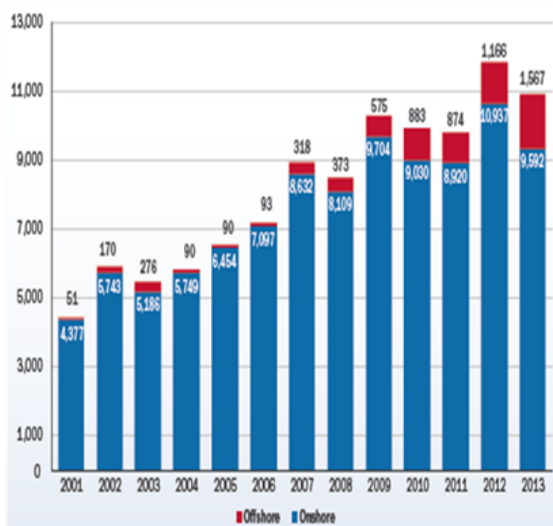


Figure 1-1 : Parcs éoliens offshore en cours de construction en 2012, [3].

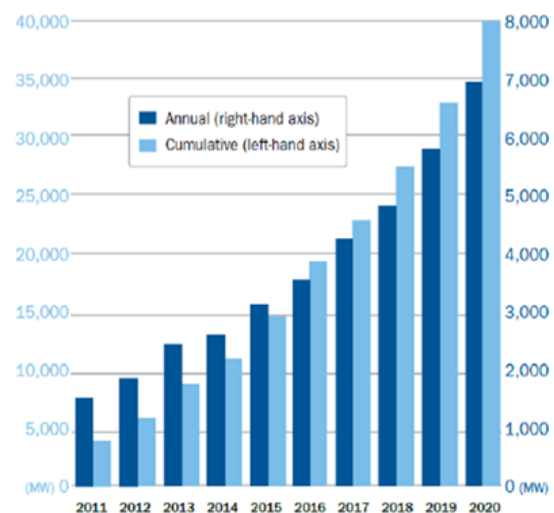
1.4 Intérêt de l'éolienne offshore

L'éolienne en mer est une filière très prometteuse. Son potentiel de développement est immense avec des vents marins très forts et très réguliers, [9]. Ces deux caractéristiques réduisent l'impact de sa production sur le réseau électrique, cela permet d'attribuer un taux de pénétration important de la production éolienne offshore dans la conduite et la planification du réseau électrique.

Cette filière est aujourd'hui en très forte croissance et pourrait atteindre une capacité de 40000 MW en 2020, [1]. En France, l'objectif est d'installer 6000 MW en mer à l'horizon 2020, soit 3,5 % de la consommation d'électricité française, [11].



Productions réalisées annuellement offshore et onshore



Prévisions d'éolien offshore de 2011 à 2020

Figure 1-2 : Prévisions d'éolienne offshore par l'EWEA [1], [12].

Selon l'organisation EWEA (European Wind Energy Association), l'année 2013 a été une année record pour les installations en mer, la production installée uniquement durant cette

année est de 1567 MW. Les installations éoliennes offshore représentent plus 14% du marché annuel de l'énergie éolienne de l'UE, contre 10% en 2012, [12]

1.5 Impact des fluctuations de la production éolienne sur la fréquence du réseau

Le réglage de la fréquence dans le réseau électrique est hiérarchisé, il y a en tout trois réglages pour établir la fréquence du réseau à sa référence, au pire des cas, si non les deux premières régulations sont suffisantes. Ces étapes des régulations sont classées selon leurs durée de réaction, la régulation primaire est très rapide, son temps de réponse est de l'ordre de la seconde. La régulation secondaire intervient une dizaine de seconde après la stabilisation de la fréquence par le réglage primaire pour une durée de quelques minutes. La régulation tertiaire dispose un temps de réaction de l'ordre de 15 minutes, [13].

Ces réglages sont assurés par un déploiement de la puissance lors des défauts par des réserves de puissance dans les groupes de production. Tous les groupes de production participent au réglage primaire, et juste certains groupes pour les deux autres régulations. Ces groupes sont choisis selon leurs capacités dynamiques à moduler leur production et leur coût [13].

Pour bien avoir une idée sur l'impact des fluctuations de la puissance produite par le parc éolien sur la fréquence. Nous nous intéressons aux impacts des fluctuations sur le déclenchement de la régulation primaire de la fréquence, que nous formulons comme suit :

Lorsqu'un déséquilibre apparaît entre la production et la consommation, ceci entraîne une variation de la fréquence du réseau. Pour cela, le réglage primaire de la fréquence est réalisé automatiquement au niveau des groupes de production. Il assure une correction rapide (quelques secondes) et décentralisée des écarts offre-demande. Ce réglage suit une relation linéaire entre la fréquence imposée par la vitesse des groupes tournants et la puissance, comme le montre la Figure 1-1.

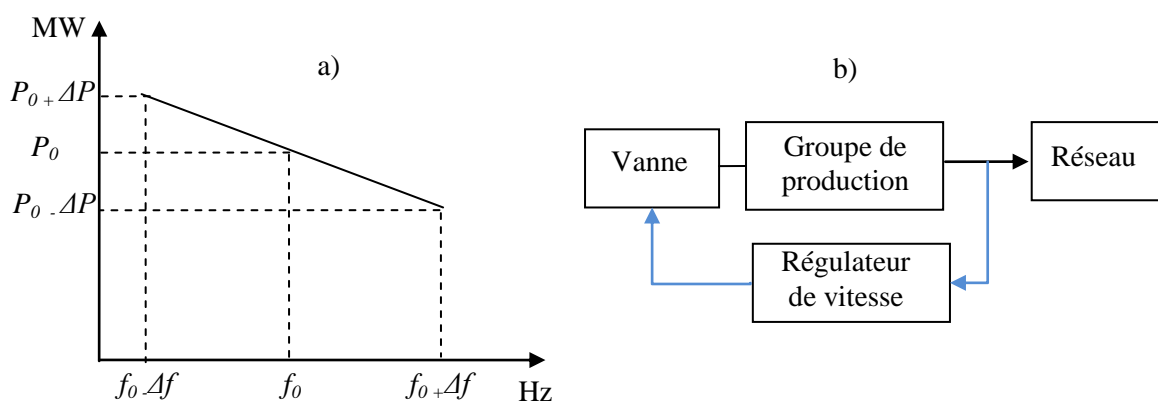


Figure 1-3: a) Principe de réglage primaire de la fréquence, b) Dispositif de réglage.

Avec :

- P_0 Puissance de consigne à la fréquence de référence f_0 .
- ΔP Variation de puissance induite par celle de fréquence Δf_0 .
- f_0 Fréquence de référence (50Hz).

Vu la réaction rapide de la boucle de régulation de la vitesse, les variations rapide de la production éolienne peuvent donc induire des fluctuations de la fréquence du réseau et d'activer le réglage primaire des groupes tournants, [14], [15], [16]. Pour éviter d'utiliser la réserve destinée à la régulation de fréquence en cas de déséquilibre, les gestionnaires des réseaux ont défini un seuil limite de ces fluctuations dans des « codes réseau », [17], [18].

1.6 Impact des fluctuations de la production éolienne sur la tension du réseau

Les modalités de raccordement au réseau électrique des installations de production des énergies renouvelables, notamment les contraintes techniques sont définies par les textes réglementaires tels que les décrets et arrêtés. Les contraintes techniques dépendent principalement de la puissance à raccorder qui définit le réseau de connexion. Le tableau 1-2 donne les niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de la puissance, en France, [19], [20].

Type de tension	Plage de tension	Niveau de tension	Puissance
BT	BT monophasé	230 V	$S \leq 18\text{kVA}$
BT	BT triphasé	400V	$S \leq 250\text{ kVA}$
MT (HTA)	$1\text{kV} < U \leq 50\text{kV}$	63kV, 90kV	$S \leq 12\text{ MW}$
HT (HTB1)	$50\text{kV} < U \leq 130\text{kV}$	63kV, 90 kV	$S \leq 50\text{ MW}$
HT (HTB2)	$130\text{kV} < U \leq 350\text{kV}$	150 kV, 225 kV	$S \leq 250\text{MW}$
HT (HTB3)	$350\text{kV} < U \leq 500\text{kV}$	400 kV	$S \geq 250\text{MW}$

Tableau 1-2 : Niveau de tension de raccordement des installations en fonction des puissances.

En considérant un transfert d'énergie entre une unité de production (parc éolien offshore) et un réseau électrique à travers une ligne d'impédance (r, L), figure 1-4, on peut écrire la chute de tension ΔV de la ligne comme suivant:

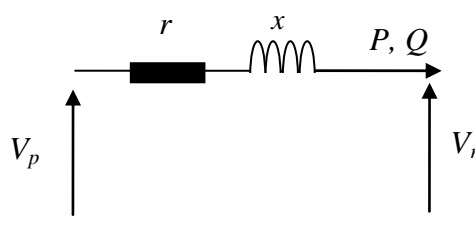


Figure 1-4 : Schéma équivalent simplifié d'une connexion de parc éolien au réseau électrique.

$$\Delta V = \frac{rP}{V_r} + \frac{xQ}{V_r} \quad (1.1)$$

Avec : r la résistance de la connexion, x la réactance de la connexion, P et Q respectivement les puissances active et réactive transitant dans la ligne.

Pour les parcs éoliens de grande puissance dont la production dépasse 250MW, ils doivent être obligatoirement connectés au réseau de HTB3 de 400kV. La caractéristique principale des lignes en HTB est que la résistance r est inférieure à la réactance x . Cela implique que la chute de la tension est liée fortement à la puissance réactive. Cependant, l'effet de la chute de la tension due à la présence importante de production éolienne peut provoquer l'instabilité du réseau en cumulant les chutes des tensions. Par exemple, pour une valeur de la réactance (x) égale à dix fois la résistance (r), et pour un fonctionnement du parc éolien avec un facteur de puissance de 0.91 (contraintes techniques, concernant puissance réactive que le parc doit fournir ou absorber, [19], [20]). Après les calculs, la chute de la tension due à la puissance active est de 22% de celle provoquée par la puissance réactive.

En plus, la puissance active générée par le parc éolien est de nature fluctuante qui induit également des fluctuations sur la tension du point de connexion du parc. Ce phénomène est connu sous le nom de Flicker, [15], [21].

En résumé, l'impact des fluctuations de la production éolienne sur le réseau électrique est la capacité d'influencer sa stabilité. Parmi les paramètres du réseau électrique que les fluctuations peuvent influencer sont la fréquence et la tension. Pour limiter les impacts sur la stabilité du réseau, les gestionnaires de réseau fixent dans le code réseau, le taux maximal des fluctuations de la production éolienne à ne pas dépasser.

1.7 Topologies des parcs éoliens offshore

En 2014, presque tous les parcs éoliens offshore sont en alternatif, comme illustré sur la figure 1-5. Ce système comporte un réseau de parc éolien local avec un niveau de tension en HTA (20-30kV) connecté à un transformateur et des lignes de transport à haute tension. Ce système nécessite une plate-forme marine pour l'installation de l'ensemble de ces éléments. Le parc éolien « Horns Rev » est construit selon ce principe, [22].

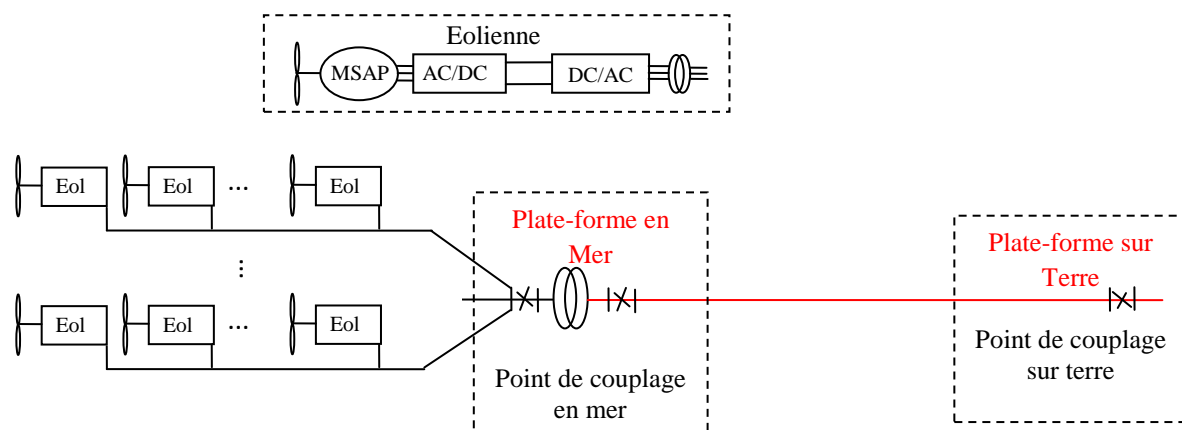


Figure 1-5 : Topologie AC.

Pour la topologie mixte DC/AC, la transmission en alternative de la figure 1-5 a été remplacée par une transmission en courant continu à haute tension. Ce type de système est

souvent proposé lorsque la distance entre la plate-forme maritime et le point de connexion sur terre est long ou si le niveau de la tension du réseau AC sur lequel le parc éolien est connecté est faible, [22]. Un exemple de configuration est présenté sur la Figure 1-6. Dans ce système, les éoliennes sont connectées en alternatif au convertisseur de la plate-forme maritime. La tension et la fréquence sont entièrement contrôlables avec le convertisseur de la plate-forme sur terrestre.

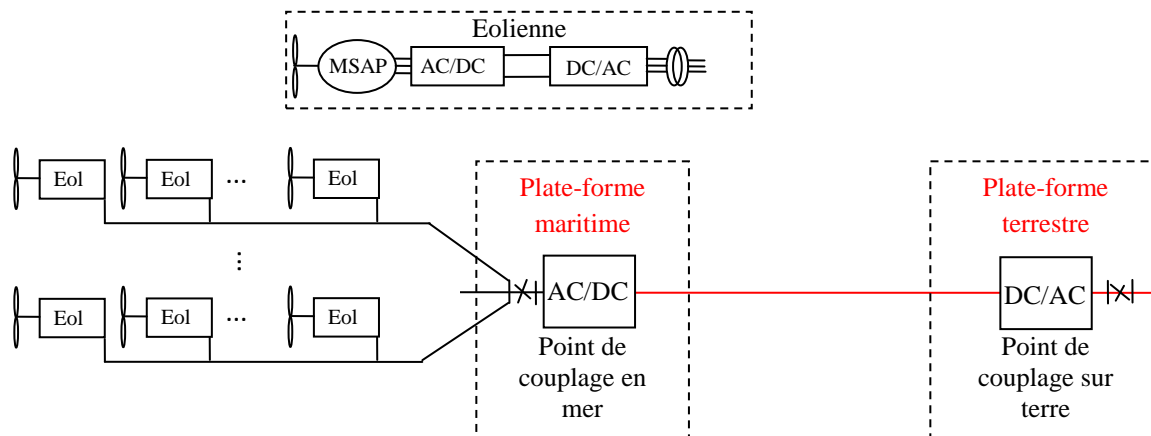


Figure 1-6 : Topologie mixte.

La comparaison entre les deux configurations du point de vue, du coût de l'énergie produite en fonction de l'éloignement du parc éolien offshore, des limites techniques des technologies des convertisseurs et des éléments du parc est étudiée dans [23]. Le constat est que, pour les distances supérieures à 120 km, la topologie mixte est plus rentable.

1.7.1 Comparaison entre la transmission en HVDC et HVAC

Les avantages et les inconvénients des deux systèmes de transmission sont décrits en détail dans [24] et [25]. Certains sont cités ci-dessous.

- Avantages des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC

- Une liaison VSC-HVDC permet de démarrer en «black Start» un réseau contrairement à une ligne HVAC.
- Un convertisseur VSC permet de contrôler les flux des puissances active et réactive, et répond donc au code réseau, ce qui est plus difficile avec une liaison HVAC sans l'ajout d'autres dispositifs électrotechniques.
- Au-delà de certaines valeurs de compromis « puissance-distance », il n'est plus possible de transiter de puissance active en HVAC contrairement au HVDC.
- Le coût des câbles en DC sera plus faible qu'en AC car la section utile sera plus faible. De plus, la structure du câble en DC amène moins de pertes qu'en AC car il n'y a pas des pertes diélectriques et d'effet de peau en DC. D'après des sources industrielles, [24], l'estimation est de l'ordre de 15 % de réduction des pertes dans les câbles DC.

- Pour une liaison HVDC, il est possible d'utiliser la terre pour le courant de retour, et si un pôle est perdu à cause d'un défaut dans le cas d'une liaison bipolaire, la ferme peut continuer à fonctionner avec ce chemin de retour par la terre bien que cela ne soit pas souhaité pour des raisons écologiques et de potentiels flottants.
- La connexion de deux systèmes AC à des fréquences différentes est possible avec une liaison HVDC

- Inconvénients des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC

- Un inconvénient principal est l'électronique de puissance utilisée dans les convertisseurs des liaisons HVDC. Ceux-ci coûtent chers, induisent des pertes supplémentaires et sont encombrants en poids et en taille comparé à une structure HVAC avec moins des convertisseurs. La fiabilité du système est aussi amoindrie. Ainsi les plates-formes offshore sont plus imposantes en DC qu'en AC avec un facteur d'ordre 3 [24].
- Les convertisseurs génèrent des harmoniques côté DC et AC qui nécessitent l'intégration des filtres dans le système de conversion d'énergie.
- Les protections de la ligne en DC est plus complexe qu'en AC même si pour une liaison point à point, des solutions éprouvées existent. Le problème se pose plus pour les connexions multi-terminales HVDC.

La figure 1-7 issue de [26] illustre d'une manière générale le choix des technologies de transmission en fonction de la distance et de la puissance.

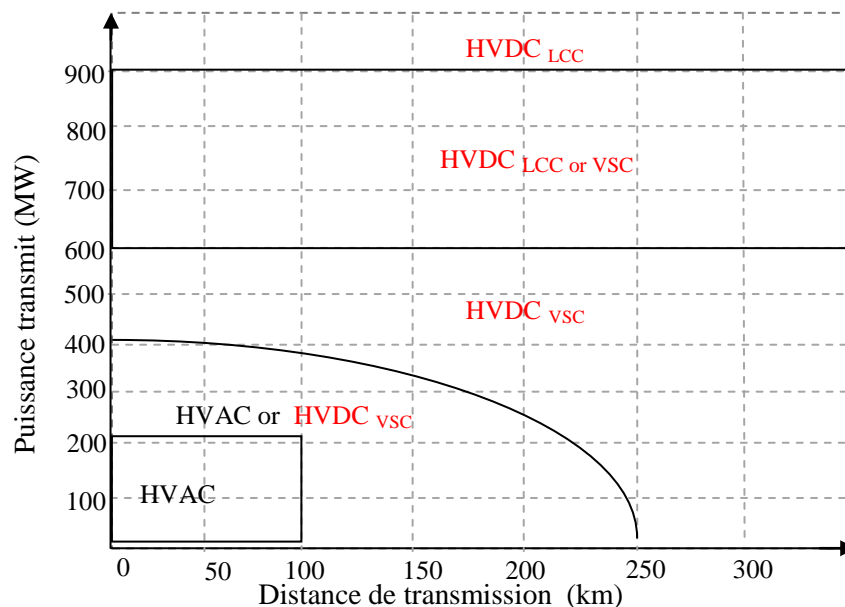


Figure 1-7 : Choix des technologies de transmission en fonction de la distance et de la puissance, où LCC-HVDC est un convertisseur à thyristor et VSC-HVDC est un convertisseur à IGBT.

Par exemple, pour une distance inférieure à 100km et une puissance inférieure 400MW, les deux technologies de transmission sont candidates. Par contre, pour la même distance et pour une puissance supérieure à 400MW, la transmission est possible uniquement par HVDC.

1.7.2 Configurations des parcs éoliens en DC/DC

Comme nous avons pu voir l'utilité de la transmission en HVDC pour les parcs éoliens offshore, des études sont portées sur la modification du réseau local de parc éolien de nature AC en DC. Ce réseau local se résume dans la manière de connecter les éoliennes au convertisseur de la plate-forme maritime. Parmi les études, on trouve dans [22], [23] des configurations des sous-stations maritimes avec des convertisseurs DC/DC. Cela implique des infrastructures en plus pour ces sous-stations qui sont coûteuses. Pour éviter les inconvénients de la proposition précédente, certains auteurs ont proposé la configuration de la figure 1-8, [27], [28].

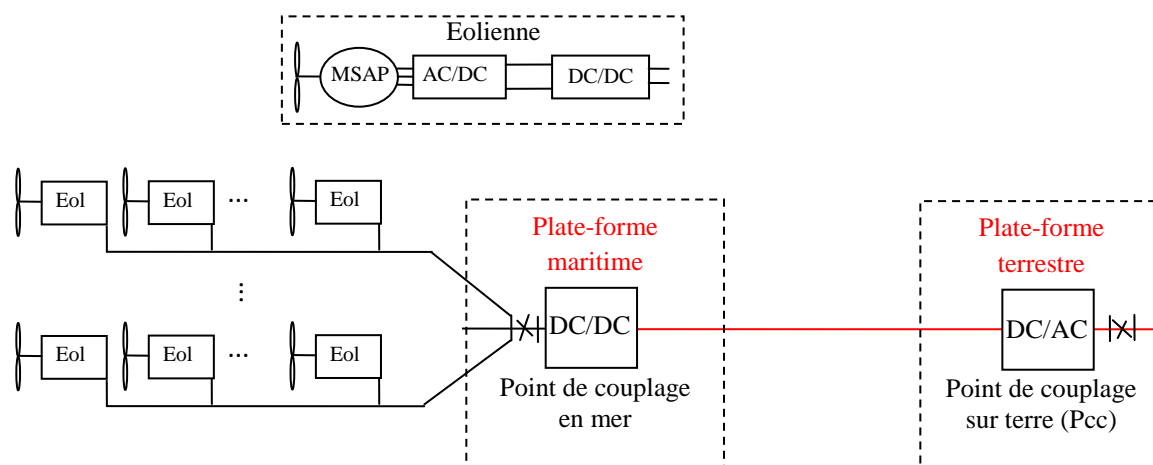


Figure 1-8 : Configuration en DC

Dans cette configuration, les éoliennes sont connectées directement au convertisseur DC/DC de la plate-forme et pour ne pas sur dimensionner ce convertisseur, la tension à la sortie de chaque éolienne doit être importante. Pour cela, des modifications sont apportées sur la structure de l'éolienne, la solution consiste à intégrer des convertisseurs DC/DC dans chaque éolienne. De plus, les avantages de la transmission en HVDC pour cette topologie est la taille et le poids qui peuvent être réduits par rapport à la configuration AC au niveau des éoliennes. La taille et le poids sont deux facteurs importants dans le développement de l'éolien en mer, [29], [27]. Un calcul fait dans [24] montre que, cette configuration demande moins de cuivre par rapport à une configuration en AC.

L'analyse sur les topologies du parc éolien offshore, nous a permis de bien saisir l'intérêt de choisir la topologie la plus avantageuse parmi les autres, en se basant sur les critères prédominants tels que, la puissance, la distance du parc éolien offshore, la faisabilité technique et enfin le coût de l'investissement.

A la fin de l'année 2012, un seul parc était connecté au réseau à travers une liaison HVDC. Actuellement, il y a des parcs offshore en construction dotés de la technologie HVDC. Le tableau 1-3 présente les principales fermes offshore existantes en Europe, [30], [31].

Nom	Pays	Puissance (MW)	Eoliennes	Connexion	Distance (km)	Année
Thanet	GB	300	100 x 3MW Vestas	132 kV HVAC	12	2010
Robin rigg	GB	180	60 x 3MW Vestas	132 kV HVAC	11.5	2010
Walney 1et 2	GB	367	102 x 3.6MW Siemens	132 kV HVAC	44	2012
Lincs	GB	270	75 x 3.6MW Siemens	132 kV HVAC	45	2013
Horns Rev II	Denmark	209	91 x 3 MW Siemens	132kV HVAC	42	2010
Brad Offshore 1	Allemagne	400	80 x 5MW BARD	150kV HVDC	200	2012
Global Tech 1	Allemagne	400	80 x 5MW Areva Wind	150kV HVDC	90	En construction
Borkum - 1	Allemagne	200	80 x 5MW Areva Wind	150kV HVDC	92	En construction

Tableau 1-3 : Différents parcs éoliens offshore en Europe.

1.8 Aérogénérateur pour les différentes topologies des parcs éoliens offshore

Les topologies généralement utilisées dans les parcs éoliens offshore sont données par la figure 1-9.

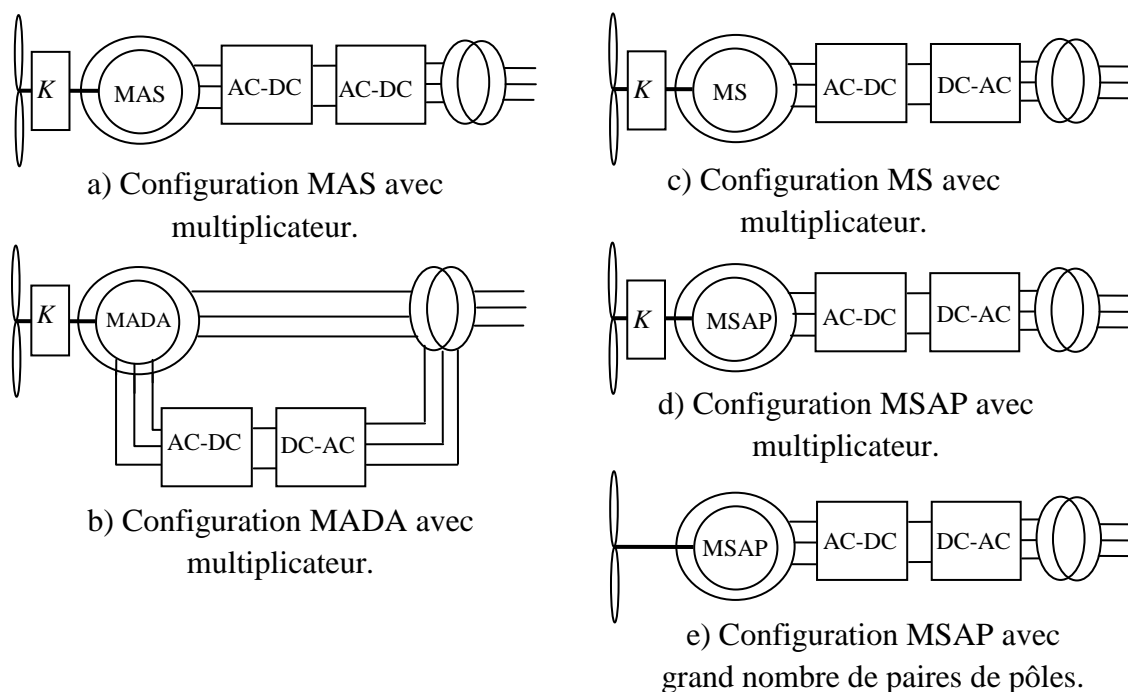


Figure 1-9 : Aérogénérateurs pour les différentes topologies des parcs éoliens offshore.

Les principales technologies des éoliennes utilisées actuellement dans la réalisation des parcs éoliens offshore reposent majoritairement sur les Figures 1-9 a) et 1-9 c). Après viennent, les autres configurations, comme nous pouvons le constater sur le tableau 1-2.

Constructeurs	AREVA	General Electrique	RE power	Brad Engineering	Vestas	Siemens
P MW	30	36	220	400	1410	2610
Eoliennes	5 MW MSAP	3.6 MW MSAP	5 MW MADA	5 MW MADA	3.6 MW MSAP 5 MW MADA	3.6 MW MAS 2,3 MW MAS

Tableau 1-4 : Puissances installées par les principaux constructeurs d'éolienne offshore en 2012, [24].

Parmi les conditions du choix d'une structure à l'autre, on trouve la capacité de la structure à s'adapter aux variations du vent et optimiser l'impact de ces variations sur le réseau électrique. Cette condition est assurée par les convertisseurs associés à la machine. Les structures présentées dans la figure 1-9 sont toutes capables d'extraire la puissance maximale dans le vent et d'assurer leurs connexions au réseau électrique, cependant pour les vents faibles, la configuration de la figure 1-9 e) est plus avantageuse. On peut aussi analyser le rendement de l'ensemble de la structure, dans ce contexte, cette structure ne possède pas de multiplicateur de vitesse et les pertes les plus élevées se situent au niveau des multiplicateurs.

Le contrôle de la machine et sa connexion au réseau électrique nécessitent l'utilisation de l'électronique de puissance. Le dimensionnement et le coût des convertisseurs dépendent de la puissance totale qui transite. Dans ce cas, la structure basée sur la MADA est la plus avantageuse car le convertisseur peut être dimensionné à 30% de la puissance nominale par rapport aux autres structures dans lesquelles le dimensionnement est de 100% de la puissance nominale.

Dans le tableau 1-5, nous pouvons constater que la structure de l'éolienne choisie pour les trois parcs éoliens offshore français est de type synchrone à aimants permanents, [32].

Site	Puissance [MW]	Génératrice / Puissance
Au large de Fécamp	498	MSAP de 6MW
Au large de Saint-Nazaire	498	MSAP de 6MW
Au large de Calvados	450	MSAP de 6MW

Tableau 1-5 : Eoliennes prévues pour quelques parcs offshore en France.

Ce choix peut être justifié en plus de ce que nous avons déclaré dans la section précédente, par le taux faible de la maintenance, qui est un paramètre très important dans le

cas de l'offshore. Dans la suite de notre travail sur l'étude des fluctuations de la production éolienne. Nous adopterons la structure de l'éolienne avec une génératrice à aimant permanent.

1.9 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté les objectifs de la thèse. Nous avons ensuite présenté quelques statistiques sur la production de l'énergie par des parcs éoliens offshore. Nous avons par la suite étudié le rôle existant entre les fluctuations et taux limites de pénétration de la production éolienne au réseau électrique de transport, en analysant l'impact des fluctuations de la puissance sur la fréquence et la tension. Nous avons pu constater que, ces fluctuations peuvent influencer fortement la fréquence et la tension.

Nous avons constaté selon les données publiés par l'association EWEA (*European Wind Energy Association*), que les parcs éoliens offshore se situent de plus en plus loin de la terre ferme. Dans ce contexte, nous avons analysé les topologies existantes dans la littérature et les limites des technologies utilisées pour réaliser ces topologies. Nous avons pu conclure que le choix des topologies dépend essentiellement de la puissance et la distance entre le parc éolien offshore et le point de connexion au réseau électrique.

Chapitre 2 : Modélisation et stratégies de contrôle d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents.

2.1	Introduction.....	15
2.2	Structure générale de la chaîne de conversion étudiée.....	15
2.3	Turbine.....	16
2.3.1	Puissance aérodynamique.....	17
2.3.2	Coefficient de puissance aérodynamique.....	17
2.3.3	Couple aérodynamique.....	18
2.3.4	Modèle de la turbine.....	19
2.3.5	Contrôle de la turbine.....	19
2.3.5.1	Contrôle en charge partielle.....	20
	- Régulateur de vitesse.....	21
2.3.5.2	Contrôle en charge pleine.....	22
	- Régulateur de puissance.....	22
2.4	Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents.....	22
2.4.1	Modèle de la machine dans le repère abc.....	23
2.4.2	Modèle de la MSAP dans le repère abc.....	23
2.4.2.1	Équations des tensions.....	24
2.4.2.2	Équations des flux.....	24
2.4.3	Modèle de la MSAP dans le repère de dq.....	24
2.5	Commande en couple de la MSAP.....	25
2.6	Contrôle de la connexion au réseau.....	27
2.6.1	Synthèse des régulateurs des courants.....	28
2.6.2	Références de courants injectés au réseau.....	30
2.6.2.1	Référence de la composante I_{dr}	31
2.6.2.2	Référence de la composante I_{qr}	32
2.7	Modèles des convertisseurs.....	33
2.8	Résultats des simulations.....	34
2.9	Conclusion.....	37

2.1 Introduction

Le but de ce chapitre est d'établir un modèle analytique puis les lois de commande d'une chaîne de production de l'énergie éolienne comportant une machine synchrone à aimants permanents afin de les intégrer par la suite à l'étude d'un parc éolien.

Dans ce contexte, nous présenterons dans la première partie de ce chapitre les modèles analytiques des différentes parties de la turbine et les commandes associés, à savoir le contrôle de la turbine pour extraire le maximum de puissance du vent et le contrôle du système de régulation de l'angle de calage dans le cas des vents forts.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous traitons deux aspects, le premier aspect est la modélisation analytique du dispositif de la connexion de l'éolienne au réseau électrique. L'autre aspect concerne, l'élaboration des commandes du dispositif de façon à maîtriser l'injection de l'énergie produite par l'éolienne dans le réseau.

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous présenterons les résultats axés sur :

- le contrôle de la turbine
- contrôle du bus continu, et le contrôle de la connexion réseau électrique.

2.2 Structure générale de la chaîne de conversion étudiée

Le système de conversion de l'énergie éolienne étudié est représenté sur la figure 2-1,

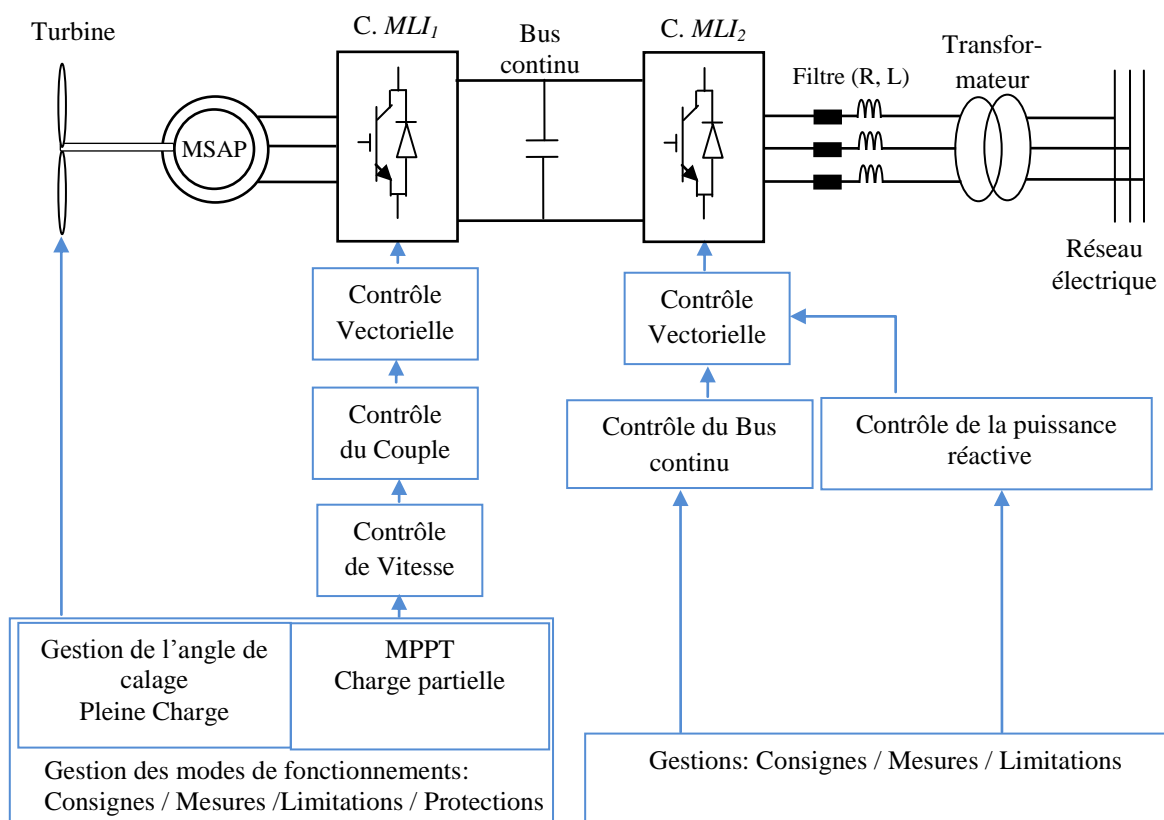


Figure 2-1 : Système de conversion de l'énergie éolienne étudié.

Cette structure comprend, outre la génératrice synchrone à aimants permanents, un redresseur MLI_1 , un bus continu, un onduleur MLI_2 , une liaison au réseau via un filtre, et un transformateur. Dans la structure de commande, le contrôle de la génératrice en couple est assuré par le redresseur MLI_1 et l'onduleur à MLI_2 permet de contrôler la tension du bus continu, la puissance réactive, et de synchroniser l'ensemble au réseau, [33], [34],[35].

Cette structure nous offre une possibilité de découplage du fonctionnement de la génératrice et la gestion de l'injection de puissance dans le réseau électrique. On peut donc opérer l'ensemble en deux parties. Une partie englobe la turbine et la génératrice commandée par le convertisseur côté génératrice (CCG), l'autre partie concerne la connexion au réseau électrique à travers l'onduleur MLI_2 jouant le rôle du convertisseur côté réseau (CCR), [34], [35]. Cette étude différenciée par commodité sera détaillée dans la suite de notre travail

2.3 Turbine

La turbine retenue comprend trois pales profilées orientables de longueur R . Elles sont fixées à travers un moyeu sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω_{tr} . Cet arbre entraîne une génératrice synchrone à grand nombre de pôle dans notre cas, Figure 2-2.

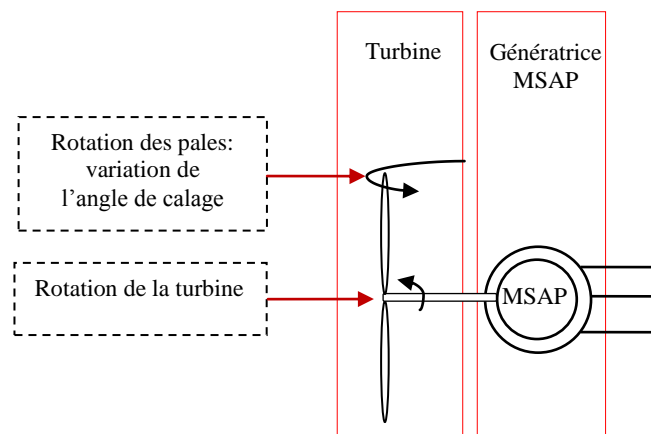


Figure 2-2 : Turbine.

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

- Le même moment d'inertie J_{pales}

Ces pales sont orientables et chacune d'elles reçoit une force F_1, F_2, F_3 qui dépend de la vitesse de vent qui lui est appliquée.

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

- Son moment d'inertie J_a

Le rotor de la génératrice possède :

- Un moment d'inertie J_g

Le rotor transmet un couple entraînant (C_{tr}) à la génératrice électrique et tourne à la vitesse notée Ω_{tr} . Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les

pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée ($F_1 = F_2 = F_3$) alors on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique dont on peut simplifier la modélisation. On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses, [37].

La transmission mécanique entre la turbine et la génératrice peut être modélisée par le système d'équations (2.1). L'absence de multiplicateur de vitesse se justifie par la machine synchrone à aimants permanents retenue qui possède un grand nombre de paires de pôles ($p=75$), [38].

$$\begin{cases} C_{tr} - C_{em} - f_v \cdot \Omega_g = J_t \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} \\ \Omega_{tr} = \Omega_g \\ J_t = J_{pales} + J_g + J_{arbre} \end{cases} \quad (2.1)$$

avec:

f_v Coefficient de frottements visqueux.

2.3.1 Puissance aérodynamique

La puissance aérodynamique P_{tr} extraite par la turbine en fonction du facteur de puissance C_p est donnée par :

$$P_{tr} = \frac{1}{2} \rho S v_{vent}^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.2)$$

Le paramètre C_p est sans dimension, il exprime la capacité de l'éolienne à extraire l'énergie du vent. Ce paramètre caractéristique de l'aérogénérateur est une fonction de la vitesse spécifique λ et de calage β et est appelé coefficient de puissance.

On définit la vitesse spécifique λ appelé également le ratio de la vitesse de bout de pale (tip-speed-ratio) comme étant le rapport de la vitesse tangentielle périphérique ($\Omega_{tr} \cdot R$) sur la vitesse instantané du vent v_{vent} , [39], [40], [41].

$$\lambda = \frac{\Omega_{tr} \cdot R}{v_{vent}} \quad (2.3)$$

R étant le rayon de l'aire balayé par les pales et Ω_{tr} la vitesse de rotation de la turbine.

2.3.2 Coefficient de puissance aérodynamique

Le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ exprime l'efficacité de la turbine dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Il dépend du nombre de pales du rotor et de leur profil aérodynamique (profils des sections variables sur la longueur). Celui-ci tient compte de la puissance nominale souhaitée, du type de régulation (pitch ou stall) et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable) de l'aérogénérateur, [39], [40].

Le coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ peut-être obtenu par des essais en soufflerie. Il se présente sous la forme d'une fonction non linéaire de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage β . La valeur maximale théorique du coefficient de puissance $C_{P_{\max}}$ est donnée par la limite de Betz, [42] :

$$C_{P_{\max}} = \frac{16}{27} \approx 0.5926 \quad (2.4)$$

On peut trouver dans la littérature des équations empiriques et non linéaires du coefficient de puissance qui modélisent sa variation par rapport à la vitesse spécifique et l'angle de calage des pâles, [34], [43]. La formule utilisée dans cette étude est la suivante, [33]:

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{151}{A} - 0.58\beta - 0.02\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{\frac{18.4}{A}} \\ A = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 - 1}} \end{cases} \quad (2.5)$$

2.3.3 Couple aérodynamique

La variation instantanée de l'énergie cinétique du vent capturée par l'aéroturbine se transforme en puissance mécanique P_{tr} qui développe un couple moteur C_{tr} faisant ainsi tourner le rotor à une vitesse Ω_{tr} :

$$P_{tr} = C_{tr} \cdot \Omega_{tr} \quad (2.6)$$

Ou autrement

$$C_{tr} = \frac{P_{tr}}{\Omega_{tr}} \quad (2.7)$$

En substituant l'expression (2.2) de P_{tr} dans (2.7) et en tenant compte de (2.3), l'expression du couple aérodynamique peut être présentée sous la forme :

$$C_{tr} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v_{vent}^2 C_q(\lambda, \beta) \quad (2.8)$$

Avec :

$$C_q(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (2.9)$$

Où

$C_q(\lambda, \beta)$ est le coefficient du couple aérodynamique.

2.3.4 Modèle de la turbine

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine se déduit aisément à partir des équations précédentes figure 2-3.

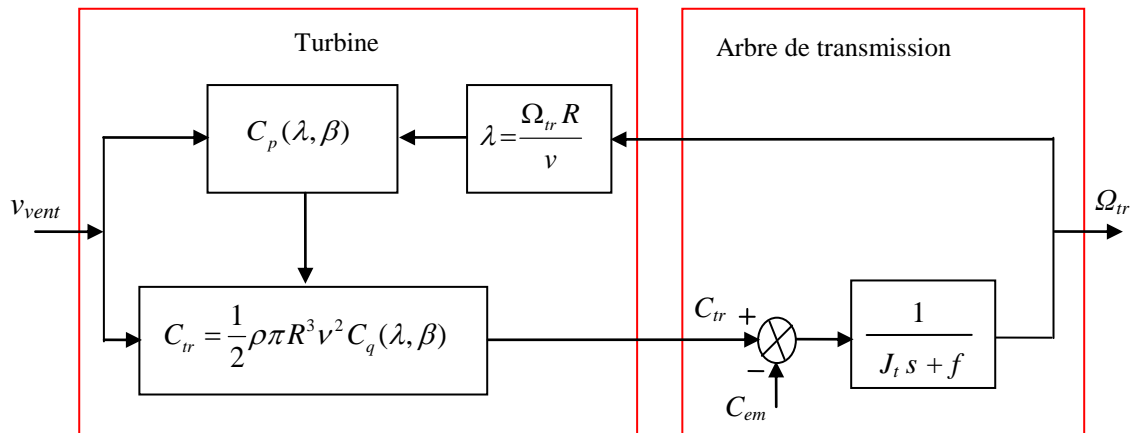


Figure 2-3 : Schéma bloc du modèle de la turbine.

2.3.5 Contrôle de la turbine

La figure 2-4 représente la caractéristique de la turbine éolienne, qui est la puissance extraite par la turbine du vent en fonction de la variation de vitesse de vent.

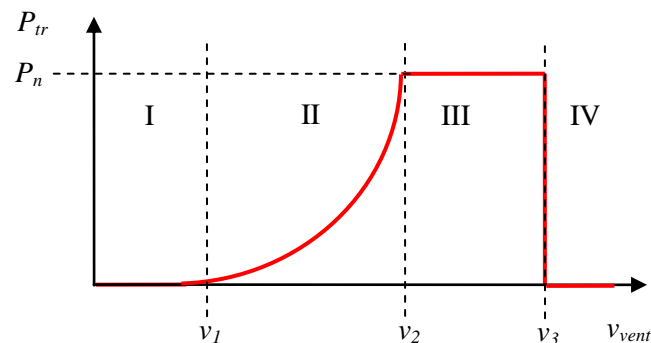


Figure 2-4 : Zones de fonctionnement d'une éolienne.

Zone I : $v < v_1$:

La vitesse du vent est trop faible, la turbine peut tourner mais l'énergie captée est trop faible.

Zone II : $v_1 < v < v_2$:

Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite (appelées généralement MPPT). Cette zone correspond au fonctionnement dit « à charge partielle (CP) ».

Zone III : $v_2 < v < v_3$

La puissance incidente devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout

en restant le plus proche possible de P_n . Cette zone correspond au fonctionnement dit « à pleine charge (PC) ».

Zone IV : $v > v_3$

La vitesse du vent devient trop forte pour les capacités opérationnelles de l'installation. La turbine est donc arrêtée et la puissance extraite est nulle.

Les considérations de base seront les suivantes:

v_1 : vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs, v_1 varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance.

v_2 : vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs, v_2 varie entre 11.5m/s et 15m/s en fonction des technologies.

v_3 : vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, v_3 vaut 25m/s

Dans la suite nous allons travailler à l'élaboration de lois de commande dans la zone à charge partielle (CP), et de la zone à pleine charge (PC).

2.3.5.1 Contrôle en charge partielle

Dans la région de fonctionnement à charge partielle (zone II) d'une éolienne à vitesse variable, la commande a pour principaux objectifs de maximiser l'énergie capturée du vent. Comme cité précédemment, le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ est une fonction non linéaire de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage β . Cette fonction possède un seul maximum $C_{opt}(\lambda_{opt}, \beta=0)$, le rotor peut fournir une puissance aérodynamique maximale uniquement pour le C_{opt} , comme on peut le constater sur la figure suivante:

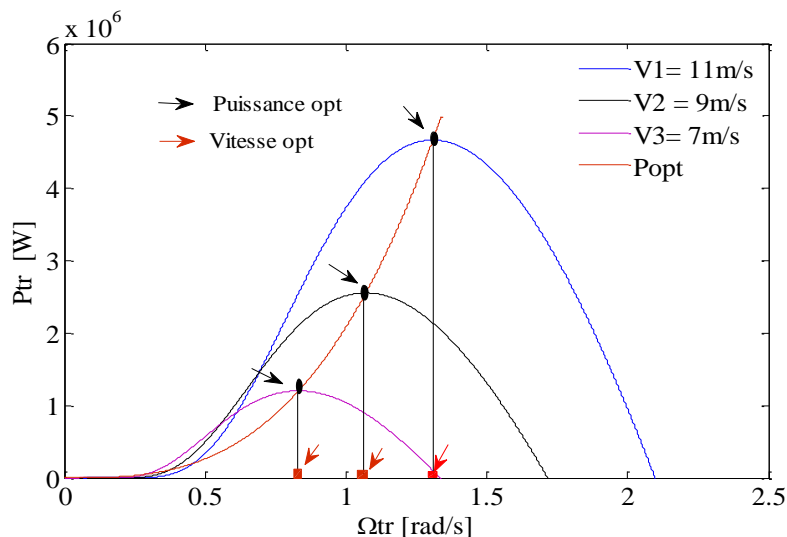


Figure 2-5 : Puissance captée par la turbine pour différente vitesse de vent en fonction de sa vitesse de rotation (à $\beta_{opt}=0$).

Pour extraire cette puissance (P_{opt}), la vitesse la génératrice doit être asservie à sa valeur optimale, cette valeur est donnée par l'équation suivante :

$$\Omega_{tr-opt} = \frac{\lambda_{opt} v_{vent}}{R} \quad (2.10)$$

- Régulateur de vitesse

L'une des méthodes pour extraire le maximum de puissance de la tribune consiste à imposer un couple optimale sur la génératrice, [36]. La boucle de synthèse du régulateur (*PI*) est donnée par le schéma ci dessous:

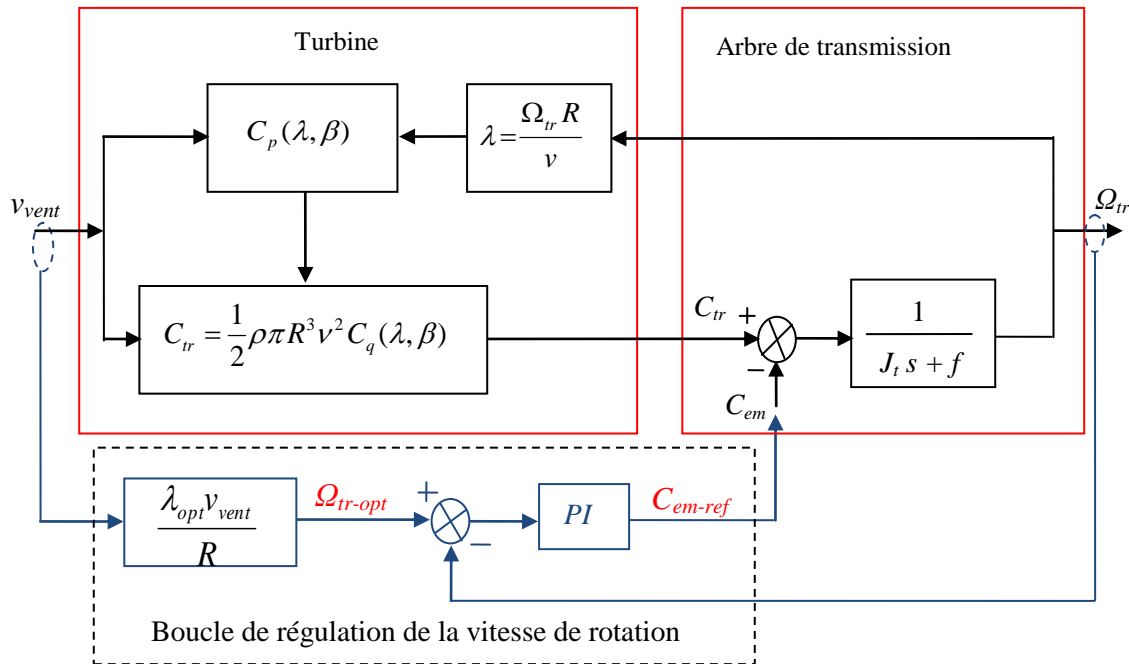


Figure 2-4 : Synthèse du régulateur de la vitesse de rotation.

Selon l'équation fondamentale de la dynamique (équation (2.1)), permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor, on peut réguler cette vitesse en utilisant un asservissement adéquat. Il faut pouvoir générer un couple électromagnétique de référence comme cela est le cas à travers la boucle de régulation de la vitesse de rotation représenté à la figure 2-4.

Les expressions des paramètres $K_{p-\Omega}$ et $K_{i-\Omega}$ du régulateur Proportionnel Intégral (*PI*) sont donnés par l'équation (2.11). Les détails des calculs sont donnés dans l'annexe 2.

$$\begin{aligned} k_{p-\Omega} &= J_t \omega_{n-\Omega}^2 \\ k_{i-\Omega} &= 2\xi J_t \omega_{n-\Omega} - f \end{aligned} \quad (2.11)$$

Avec :

$$\begin{aligned} \omega_{n-\Omega} &= (1/\tau_\Omega), \tau_\Omega && \text{Constante de temps de la boucle de vitesse.} \\ \xi &&& \text{Coefficient d'amortissement.} \end{aligned}$$

2.3.5.2 Contrôle en charge pleine

Lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur nominale (*Zone III*), la puissance que la turbine peut extraire du vent est supérieure à la valeur nominale de la génératrice, cette puissance peut être limitée par l'angle de calage des pales de la turbine, cette commande est connue sous le nom de « Pitch control ».

- Régulateur de l'angle de calage

Le calcul des différentes boucles de régulation pour l'asservissement de l'angle de calage est une tâche complexe qui dépend de plusieurs paramètres, [44], [45]. Dans ce travail, on se limite à la modélisation du système de régulation de l'angle de calage à partir des boucles de régulation déjà développées par d'autres auteurs, [13], [41].

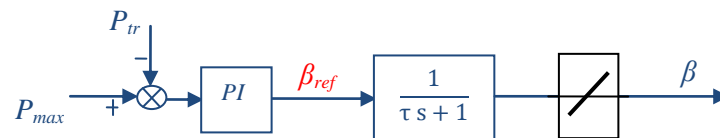


Figure 2-5 : Gestion de l'angle de calage (Pleine Charge).

Les valeurs K_p et K_i du régulateur Proportionnel Intégral (*PI*) de la puissance et la constante du temps de l'actionneur τ , sont données dans l'annexe A.

2.4 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents

La modélisation de la machine est primordiale pour concevoir des systèmes de commandes performants, ceci consiste à décrire son comportement par un modèle mathématique. Le modèle analytique de la machine synchrone à aimants permanents peut être déduit en adoptant un ensemble d'hypothèses simplificatrices usuelles données dans la majorité des références qu'il est bon de rappeler, [46]:

- La répartition du champ inducteur dans l'entrefer ainsi que les forces magnétomotrices sont sinusoïdales;
- Le circuit magnétique est considéré linéaire (absence de saturation);
- Les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques sont ignorées;
- Les phénomènes d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés;
- Le rotor est supposé lisse du point de vue magnétique (MSAP sans pièces polaires);
- Les enroulements du stator sont par construction tous décalés d'un angle de «120» les uns par rapport aux autres;
- Les aimants sont idéaux, le flux magnétique émis par les aimants est constant;
- On néglige l'influence de la température sur les résistances des enroulements;

2.4.1 Modèle de la machine dans le repère (abc)

Les équations de tensions des phases statoriques servent au point de départ pour l'élaboration du modèle dynamique de la machine synchrone à aimants permanents. La structure électrique d'une MSAP triphasée est constituée au stator d'un enroulement triphasé représenté par les trois axes (a , b , c) décalés, l'un par rapport à l'autre, d'un angle de 120° électrique, et au rotor des aimants permanents assurant son excitation, Figure 2-6.

Il est important de noter ici que le grand avantage des machines synchrones à aimants permanents est l'absence de bobinage au rotor et, par conséquent, l'absence de contacts glissants et de perte joules au rotor. En revanche, l'inconvénient majeur réside dans le fait qu'on perd toute possibilité de réguler le courant inducteur, donc le champ magnétique associé.

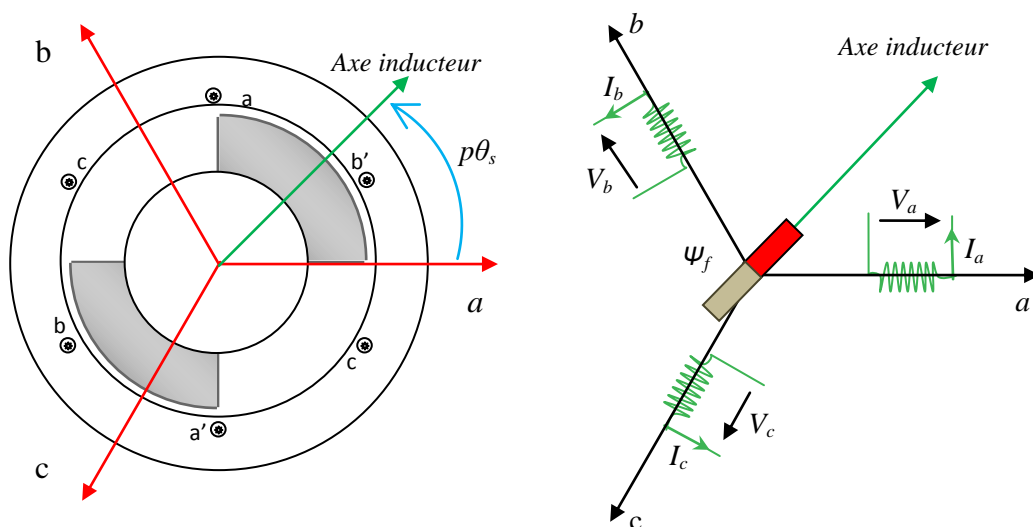


Figure 2-6 : Représentation schématique d'une machine synchrone dans le repère abc.

2.4.1.1 Équations des tensions

Le point de départ dans l'étape de l'élaboration du modèle électrique de la machine consiste à modéliser le circuit des enroulements de phases illustrés dans la figure 2-6. Le système d'équation des tensions de la machine synchrone est obtenu par l'application de la loi de Faraday, qui nous permet d'écrire :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

avec:

V_a, V_b, V_c	Tensions de phases statoriques.
I_a, I_b, I_c	Courants de phases statoriques.
ψ_a, ψ_b, ψ_c	Flux totaux traversant les bobines statoriques.

R_s Résistance des phases statoriques.

2.4.1.1 Équations des flux

Le flux total dans chaque phase peut être écrit par les équations qui suivent:

$$\begin{cases} \psi_a = (L_s - M).I_a + \psi_f \cdot \cos(\theta_s) \\ \psi_b = (L_s - M).I_b + \psi_f \cdot \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) \\ \psi_c = (L_s - M).I_c + \psi_f \cdot \cos(\theta_s - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (2.13)$$

avec:

ψ_{abc} Flux des axes (a, b, c).
 ψ_f Flux de l'aimant permanent.
 L_s Inductance des phases statoriques.
 $L_c = (L_s - M)$ Inductance cyclique.

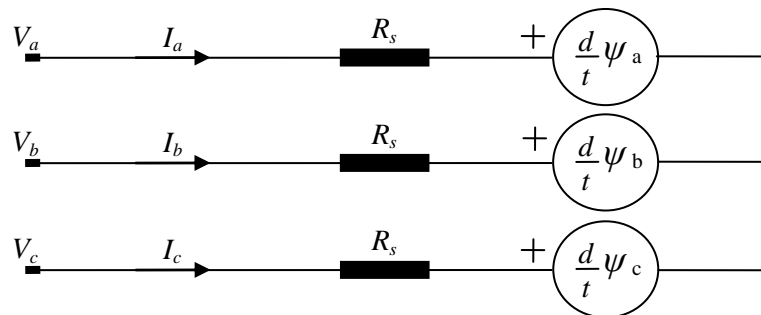


Figure 2-7 : Structure électrique du stator de la MSAP.

Les enroulements statoriques de la machine synchrone sont connectés en étoile à neutre isolé, ce qui explique l'inexistence de la composante homopolaire et même s'il existe une composante homopolaire de tension ou flux, elle n'intervient pas dans le couple. Le comportement de la machine est donc représenté par deux variables indépendantes.

2.4.2 Modèle de la MSAP dans le repère (dq)

Le résumé du modèle complet de la MSAP est présenté par le système d'équations (2.13). Ce système d'équation est utilisé pour élaborer les boucles de régulation de la génératrice. Les détails sur l'obtention du modèle de la MSAP dans repère dq sont donnés dans l'annexe B.

$$\begin{cases}
 V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - L_q I_q \omega_s \\
 V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + L_d I_d \omega_s + \psi_f \omega_s \\
 \psi_d = L_d I_d + \psi_f \\
 \psi_q = L_q I_q \\
 C_{em} = \frac{3}{2} p ((L_q - L_d) I_d I_q + \psi_f I_q) \\
 C_{tr} - C_{em} - f \Omega_g = J \frac{d\Omega_g}{dt}
 \end{cases} \quad (2.13)$$

2.5 Commande en couple de la MSAP

La commande de la MSAP est basée sur un pilotage vectoriel des tensions statorique [6]. Son principe consiste à éliminer le couplage entre l'inducteur et l'induit en dissociant le courant statorique en deux composantes (I_{ds} , I_{qs}) en quadrature dans un référentiel lié au champs tournant de façon que l'une des composantes (I_{qs}) commande le couple électromagnétique et l'autre (I_{ds}) commande le flux, ce qui permet d'obtenir un fonctionnement comparable à celui d'une machine à courant continu, à excitation séparée [47]. Le pilotage des tensions statoriques est obtenu en imposant les tensions de référence à l'entrée de la commande du convertisseur coté génératrice. Ces tensions permettent de définir les signaux de commande ($S_{i(1,2,3)}$) sur les bras du redresseur de manière à ce que les tensions aux bornes du stator de la machine soient les plus proches possibles des tensions de référence, [34], le résumé de la structure de commande de la génératrice est illustré par la figure 2-8.

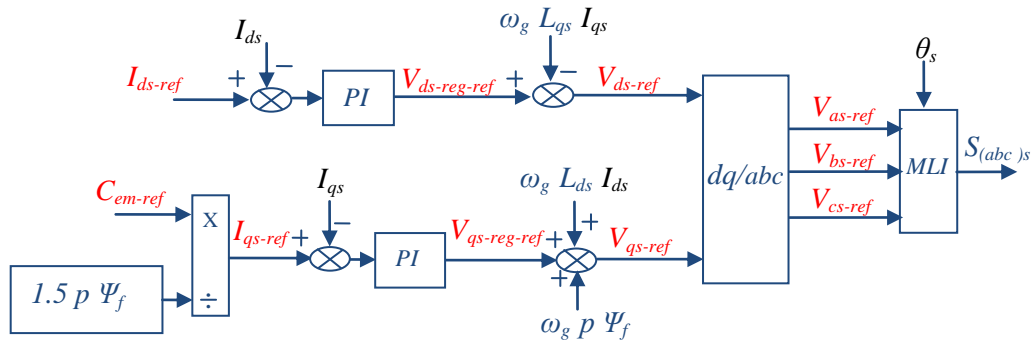


Figure 2-8 : Structure de la commande de la MSAP.

Les tensions de la machine dans le repère de dq sont données dans l'équation, que nous reprenons ici.

$$\begin{cases}
 V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - L_q I_q \omega_s \\
 V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + L_d I_d \omega_s + \psi_f \omega_s
 \end{cases} \quad (2.14)$$

Avec l'hypothèse que les termes $(L_d I_d \omega_s)$, $(L_q I_q \omega_s)$ sont considérés comme des perturbations mesurables. On définit deux grandeurs de commande V_{ds-reg} , V_{qs-reg} comme suit:

$$\begin{cases} V_{ds-reg} = R_s I_d + L_d \frac{dI_{ds}}{dt} \\ V_{qs-reg} = R_s I_q + L_q \frac{dI_{qs}}{dt} \end{cases} \quad (2.15)$$

où dans le domaine de Laplace :

$$\begin{cases} V_{ds-reg} = R_s I_{ds} + L_d I_{ds} s \\ V_{qs-reg} = R_s I_{qs} + L_q I_{qs} s \end{cases} \quad (2.16)$$

avec :

s Operateur de Laplace

V_{d-reg} , V_{q-reg} sont définis comme des termes de découplage. L'expression (2.16) permet de calculer les coefficients des régulateurs (PI) du courant I_{ds} , indépendamment du courant I_{qs} et vis-versa. La figure (2-9) représente le schéma bloc du dispositif de contrôle des courants de la génératrice dans le repère de (dq) .

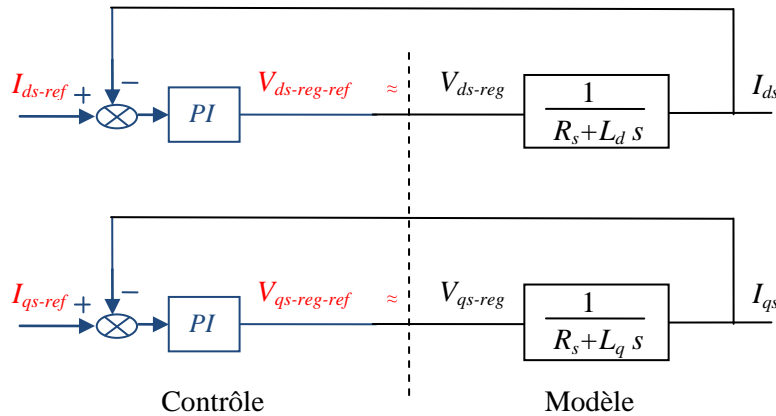


Figure 2-9 : Schéma bloc du dispositif de contrôle des courants de la génératrice.

Avec:

$$\begin{cases} I_{d-ref} = 0 \\ I_{q-ref} = \frac{2C_{em-ref}}{3p\psi_f} \end{cases}$$

Le choix d'imposer I_{sd-ref} à zéro est justifié dans le but d'éviter la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction d'induit selon l'axe d , [48], [49], et de réduire les pertes joules dans la machine, [50]. Les paramètres k_{p-Idqs} et k_{i-Idqs} des régulateurs de courants sont déterminés de la même manière que ceux de la vitesse de rotation. Les détails des calculs sont donnés dans l'annexe A.

$$\begin{aligned}
 k_{p-Idqs} &= L_d \omega_{n-Idqs}^2 \\
 k_{i-Idqs} &= 2 \xi L_d \omega_{n-Idqs} - R_s
 \end{aligned}
 \tag{2.17}$$

Avec :

$$\begin{aligned}
 \omega_{n-Idqs} &= (1/\tau_{n-Idqs}), & \tau_{n-Idqs} & \text{Constante du temps de la boucle des courants.} \\
 \xi & & & \text{Coefficient d'amortissement.}
 \end{aligned}$$

L'ensemble des boucles de contrôle est illustré sur la figure 2-10:

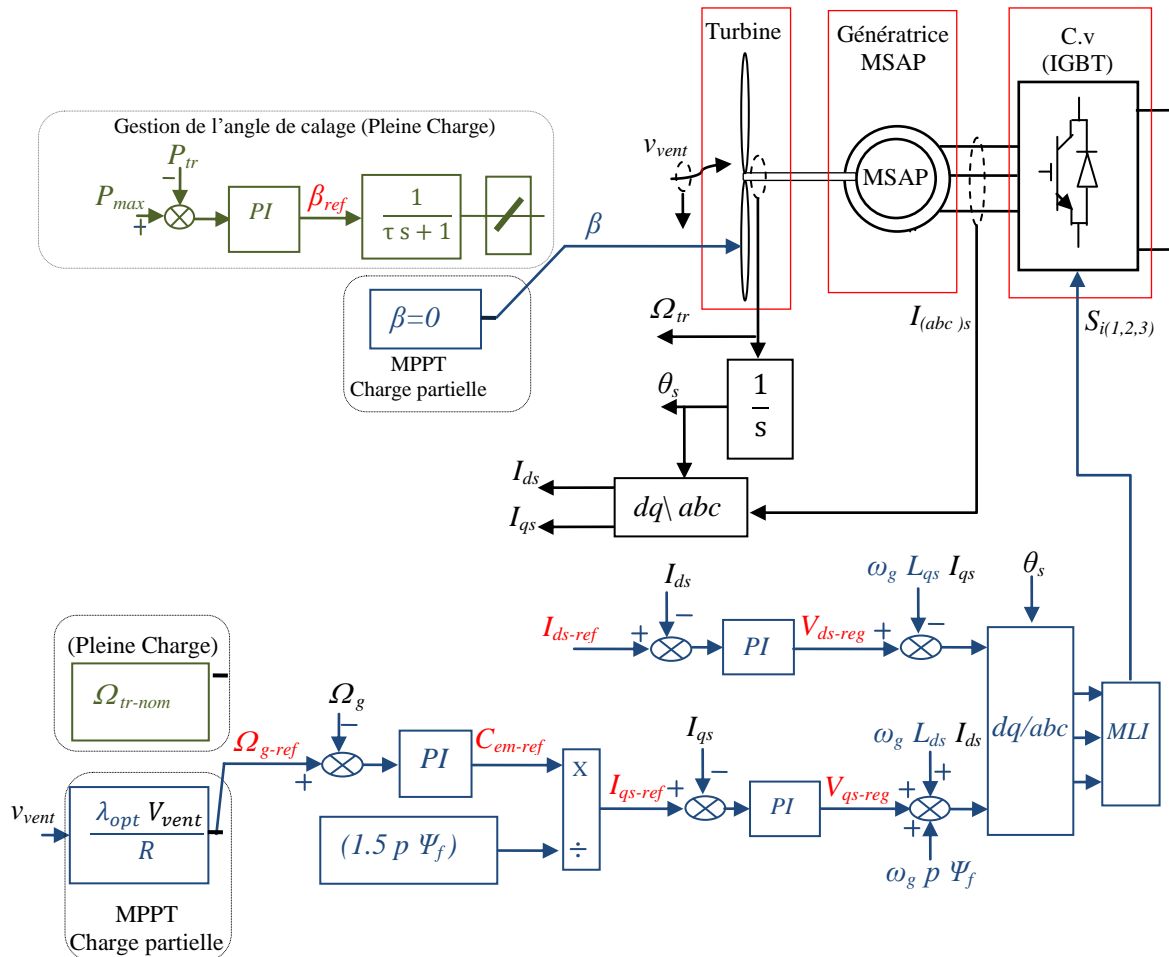


Figure 2-10 : Structure de commande de l'ensemble (turbine + génératrice).

2.6 Contrôle de la connexion au réseau

L'ensemble de la chaîne de production éolienne est connecté au réseau triphasé équilibré de tensions ($V_{(abc)r}$) via un convertisseur MLI_2 et un transformateur parfait, entre lesquels s'insère un filtre triphasé (R_f, L_f). La figure 2-11 illustre l'ensemble du circuit et son contrôle.

Le rôle du convertisseur MLI_2 est de maintenir la tension du bus continu constante et le contrôle de la puissance réactive échangée avec le réseau, par le contrôle des courants ($I_{(abc)r}$) injectés au réseau via le filtre (R_f, L_f). Un contrôle vectoriel dans le repère de PARK des courants a été réalisé en utilisant un repère synchronisé avec les tensions du réseau, cette

fonction est assurée par une boucle de verrouillage de phase (Phase-Locked Loop, PLL), la structure de cette boucle est illustré dans l'annexe A, de plus la boucle PLL fixe la fréquence des courants injectés à la fréquence du réseau ($f_r=50\text{Hz}$), [51], [52].

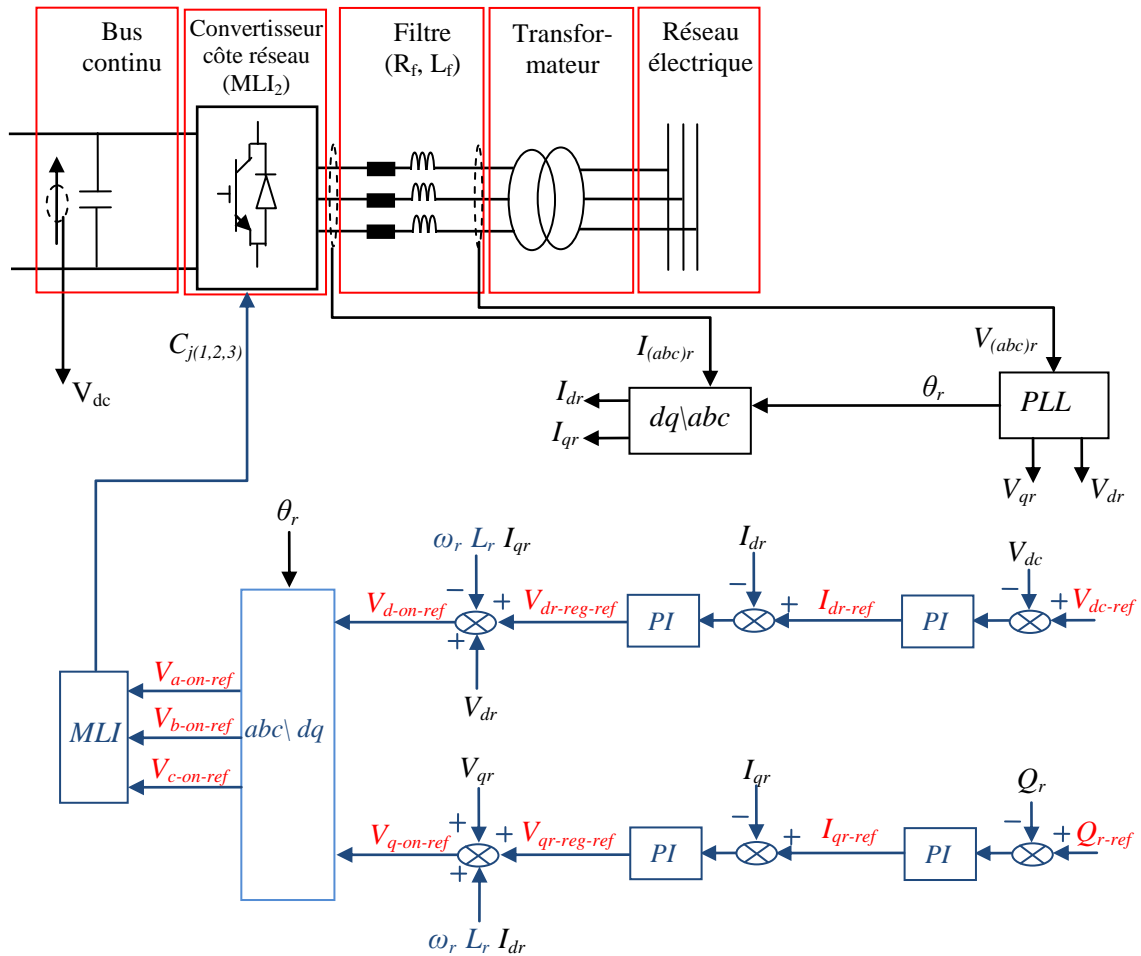


Figure 2-11 : Contrôle de la connexion au réseau.

2.6.1 Synthèse des régulateurs des courants

Pour déterminer le dispositif pour calculer les paramètres des régulateurs de courants, on doit d'abord modéliser la connexion au réseau de l'éolienne au réseau électrique, cette connexion est assurée par un filtre de nature RL, comme on peut le voir sur la figure 2-12

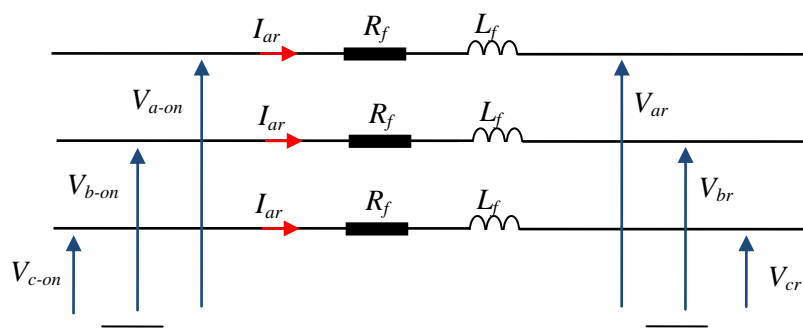


Figure 2-12 : Modèle du filtre dans le repère abc.

$$\begin{cases} V_{a-on} = R_f I_{ar} + L_f \frac{dI_{ar}}{dt} + V_{ar} \\ V_{b-on} = R_f I_{br} + L_f \frac{dI_{br}}{dt} + V_{br} \\ V_{c-on} = R_f I_{cr} + L_f \frac{dI_{cr}}{dt} + V_{cr} \end{cases} \quad (2.31)$$

avec :

$V_{a-on}, V_{b-on}, V_{c-on}$	Tension à la sortie de l'onduleur
V_{ar}, V_{br}, V_{cr}	Tension du réseau électrique.
R_f, L_f	Filtre triphasé.
I_{ar}, I_{br}, I_{cr}	Courants injectés au réseau électrique.

Le modèle de la connexion au réseau dans le repère (dq) est obtenu on appliquant la transformée de PARK à l'équation (2.31) :

$$\begin{cases} V_{d-on} = R_f I_{dr} + L_f \frac{dI_{dr}}{dt} - L_f I_{qr} \omega_r + V_{dr} \\ V_{q-on} = R_f I_{qr} + L_f \frac{dI_{qr}}{dt} + L_f I_{dr} \omega_r + V_{qr} \end{cases} \quad (2.32)$$

avec :

V_{d-on}, V_{q-on}	Composantes de la tension à la sortie du l'onduleur dans le repère (dq).
V_{dr}, V_{qr}	Composantes de la tension du réseau dans le repère (dq).
I_{dr}, I_{qr}	Composantes des courants injectés au réseau dans le repère (dq).

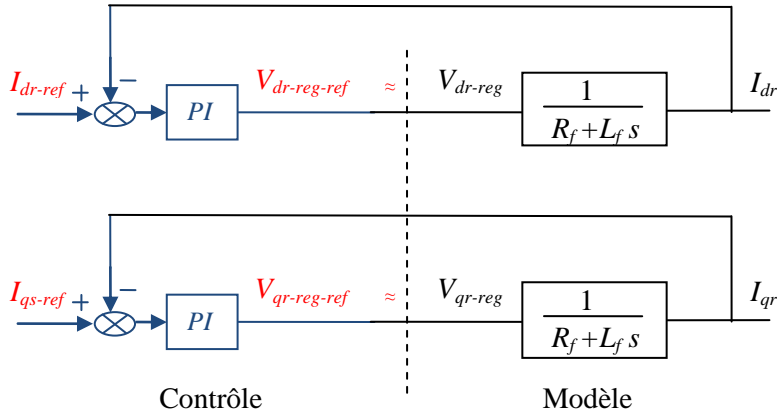
On définit deux grandeurs de commande V_{dr-reg}, V_{qr-reg} comme suit :

$$\begin{cases} V_{dr-reg} = R_f I_d + L_f \frac{dI_{dr}}{dt} \\ V_{qr-reg} = R_f I_q + L_f \frac{dI_{qr}}{dt} \end{cases} \quad (2.33)$$

dans le formalisme de Laplace de l'équation (2.33) s'écrit :

$$\begin{cases} V_{d-reg} = R_s I_d + L_d I_d s \\ V_{q-reg} = R_s I_q + L_q I_q s \end{cases} \quad (2.34)$$

Pour réguler les courants à leurs valeurs de références, des régulateurs PI sont utilisés. La figure 2-13 présente le dispositif utilisé pour déterminer la fonction de transfert qui permet de calculer les paramètres des régulateurs.


 Figure 2-13 : Schéma bloc du contrôle des courants dans le repère de dq

Les valeurs de K_{p-Idqr} et de K_{i-Idqr} des régulateurs de courants injectés au réseau sont obtenues de la même manière que ceux des courants de la génératrice.

$$\begin{aligned} k_{p-Idqr} &= L_f \omega_{n-Idqr}^2 \\ k_{i-Idqr} &= 2\xi L_f \omega_{n-Idqr} - R_f \end{aligned} \quad (2.35)$$

2.6.2 Références des courants injectés au réseau

L'expression des puissances active et réactive échangées avec le réseau électrique est donnée par la relation (2.36), les deux puissances sont en fonction des courants I_{sd} et I_{sq} :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2}(V_{dr} I_{dr} + V_{qr} I_{qr}) \\ Q_r = \frac{3}{2}(V_{dr} I_{qr} - V_{qr} I_{dr}) \end{cases} \quad (2.36)$$

Comme nous l'avons défini dans la section 2.6, l'orientation du repère dq est assurée par la boucle de verrouillage de phase (PLL) rendant ainsi la composante quadrature de la tension du réseau V_{rq} égale à zéro, dans ce cas l'expression (2.36) devient :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2}V_{dr} I_{dr} \\ Q_r = -\frac{3}{2}V_{dr} I_{qr} \end{cases} \quad (2.37)$$

avec:

$$V_{dr} = \sqrt{3}V_{eff}, \quad V_{eff} \quad \text{Valeur efficace de la tension du réseau.}$$

Selon la relation (2.37), la puissance active peut être contrôlée uniquement par le courant I_{dr} et la puissance réactive uniquement par le courant I_{qr} . Comme on a décrit dans la section 2.6, l'un des objectifs de la commande est d'assurer le contrôle de la tension du bus continu V_{dc} . Pour cela on peut utiliser la relation entre la puissance transmittant par le bus

continu et la puissance active transférée au réseau électrique, cette relation est présente par l'équation (2.38). On peut noter que le contrôle de tension est réalisé en agissant sur la puissance active que l'onduleur échange avec le réseau.

2.6.2.1 Référence de la composante I_{dr}

Si on néglige les pertes de puissances dans l'onduleur, le bilan des puissances peut s'exprimer par la relation (2.38).

$$V_{dc} I_{dc} = \frac{3}{2} V_{dr} I_{dr} \quad (2.38)$$

$$\text{Donc: } I_{dr} = \frac{2V_{dc}}{3V_{dr}} I_{dc} \quad (2.39)$$

$$\text{On pose } \frac{2V_{dc}}{3V_{dr}} = D$$

La figure 2-14 présente le modèle électrique du bus continu. La relation entre les courants et la tension du bus est donnée par l'équation (2.40).

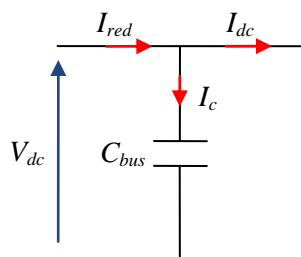


Figure 2-14 : Schéma électrique du bus continu.

$$\begin{cases} I_{dc} = I_{red} - I_c \\ I_{cc} = C_{bus} \frac{d}{dt}(V_{dc}) \end{cases} \quad (2.40)$$

En utilisant les deux expressions, on définit la boucle de régulation de la tension continue en fonction du courant I_{dr} , comme le montre la figure 2-16.

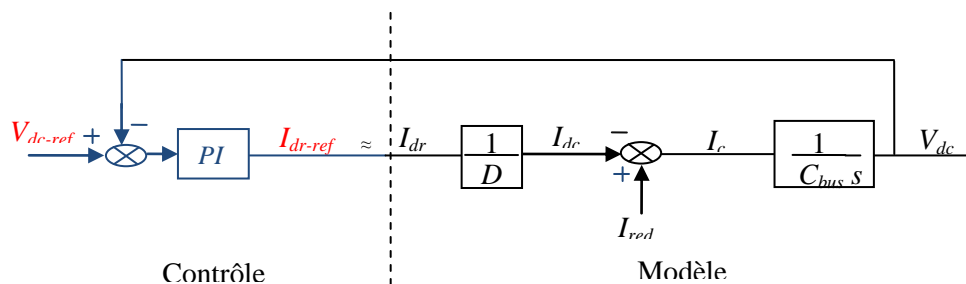


Figure 2-16 : Principe de la régulation de la tension du bus continu.

Les expressions des paramètres K_{p-dc} et K_{i-dc} du régulateur Proportionnel Intégral (PI) sont donnés par l'équation (2.41). Les détails des calculs sont donnés dans l'annexe A.

$$\begin{aligned} k_{i-dc} &= D C_{bus} \omega_{n-dc}^2 \\ k_{p-dc} &= 2\xi D C_{bus} \omega_{n-dc} \end{aligned} \quad (2.41)$$

Avec :

$\omega_{n-dc} = (1/\tau_{n-dc})$, τ_{n-dc} Constate du temps de la boucle de tension du bus continu.
 ξ Coefficient d'amortissement.
 C_{bus} Capacité du bus continu.

2.6.2.2 Référence de la composante I_{qr}

La relation directe entre le courant I_{qr} et la puissance réactive est donnée par l'équation (2.37) que nous reprenons ci dessous:

$$Q_r = -\frac{3}{2} V_{dr} \cdot I_{qr} \quad (2.42)$$

On pose : $g = -\frac{3}{2} V_{dr}$

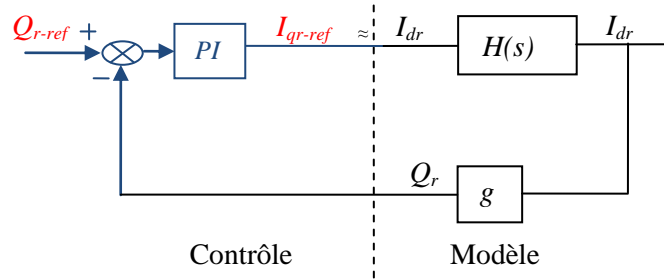


Figure 2-16 : Boucle de régulation de la puissance réactive.

$H(s)$: est la fonction de transfert qui représente la dynamique de l'onduleur, τ_{on} représente le temps de réponse de l'onduleur.

$$H(s) = \frac{1}{1 + \tau_{on} \cdot s} \quad (2.43)$$

La boucle de régulation de la puissance réactive, présentée par le figure 2-16 est utilisée pour déterminer la fonction de transfert en boucle fermée, les détails des calculs des paramètres du régulateur PI sont donnés dans l'annexe A. Les paramètres K_{i-Iqr} et K_{p-Iqr} sont donnés par les relations suivantes:

$$k_{i-I_{qr}} = \frac{\omega_{n-I_{qr}}}{g}, \quad k_{i-I_{qr}} = \frac{2 \xi}{g} - \frac{1}{g} \quad (2.44)$$

avec :

$$\omega_{n-I_{qr}} = 1/\tau_{on}$$

ξ Coefficient d'amortissement.

2.7 Modèles des convertisseurs

Les convertisseurs de tension utilisés sont représentés dans la figure 2-17, [53]. Chaque convertisseur comprend six transistors et six diodes. Les transistors ($K_i, K'_i, i = \{1 \rightarrow 3\}$ et $T_j, T'_j, j = \{1 \rightarrow 3\}$) sont en antiparallèle avec les diodes de roue libre ($D_i, D'_i, i = \{1 \rightarrow 3\}$ et $D_j, D'_j, j = \{1 \rightarrow 3\}$) respectivement. Le pilotage des deux convertisseurs est assuré par les signaux logiques $S_i (i = \{1 \rightarrow 3\})$ et $C_j (j = \{1 \rightarrow 3\})$.

- $S_i = 1$ correspond K_i à passant et K'_i ouvert
- $S_i = 0$ correspond K_i à ouvert et K'_i passant
- $C_j = 1$ correspond T_j à passant et T'_j ouvert
- $C_j = 0$ correspond T_j à ouvert et T'_j passant

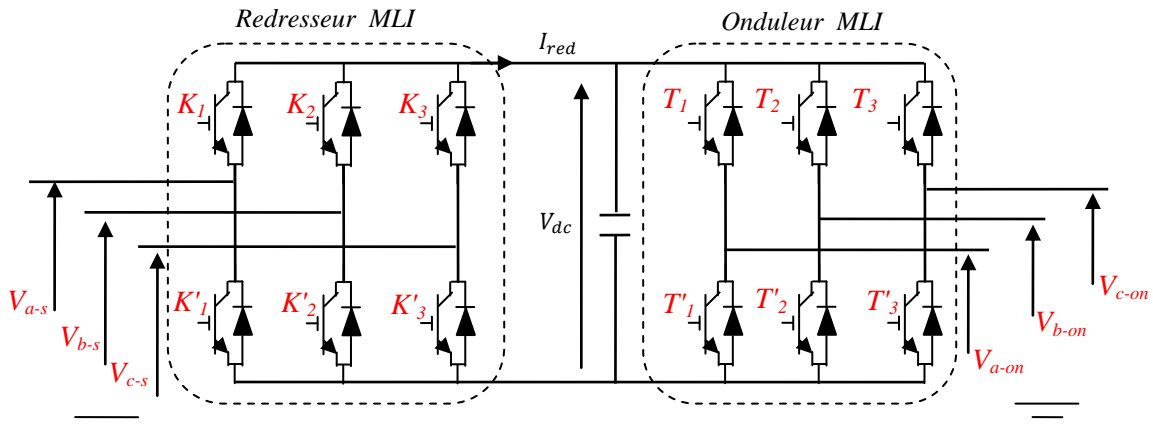


Figure 2-17 : Convertisseurs (redresseur, onduleur).

Pour des raisons de simplification, on suppose que la commutation des interrupteurs est instantanée et la chute de la tension à leurs bornes est négligeable. Le modèle moyen de redresseur et l'onduleur sont donnés par les équations (2.45), (2.45) respectivement :

$$\begin{bmatrix} V_{a-s} \\ V_{b-s} \\ V_{c-s} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

$$\begin{bmatrix} V_{a-on} \\ V_{b-on} \\ V_{c-on} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

2.8 Résultats des simulations

Pour valider les commandes élaborées et le modèle de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne dans l'environnement Matlab Simpower system, nous avons utilisé les vitesses d'un vent réel mesuré sur une période de 10 minutes, la valeur moyenne de la vitesse du vent dans cette période est de 11.5 m/s avec des variations de $\pm 15\%$, figure 2-18.

La puissance maximale de la turbine est de 5 MW pour un vent de 11.5, au-delà de cette valeur la turbine fonctionne dans la zone III qui correspond au domaine d'intervention du pitch control. Le fait qu'il y a des instants où la vitesse du vent dépasse la valeur nominale de 11.5, cela nous permet de tester la turbine dans les deux zones de fonctionnement privilégiées. Les caractéristiques de l'éolienne sont données dans l'annexe B.

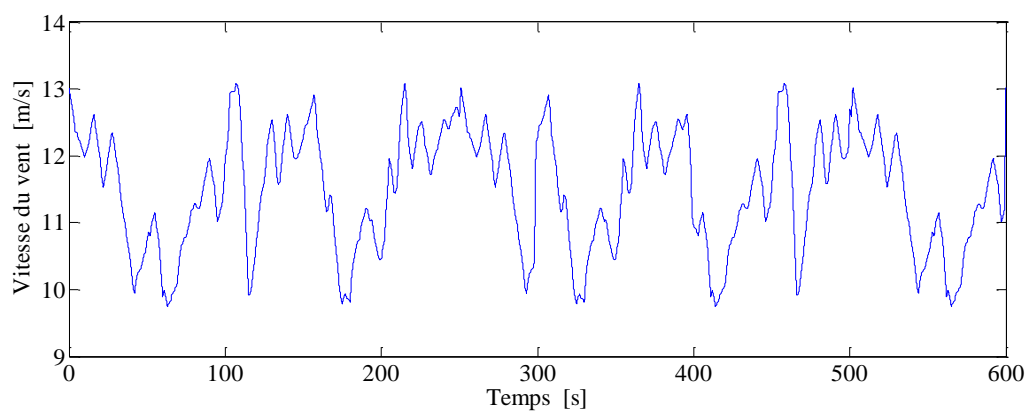


Figure 2-18 : Vitesse du vent.

La relation entre la tension et la vitesse d'une machine synchrone est une relation proportionnelle, mais nous pouvons constater que les variations de la vitesse de rotation de la génératrice, figure 2-19 n'ont pas affectés la tension du bus continu, figure 2-20, nous pouvons conclure que la structure de la chaîne de conversion choisie et la stratégie de contrôle proposé favorisent le découplage entre ces deux grandeurs. L'intérêt de ce découplage et de ne pas avoir des perturbations supplémentaires de nature électriques sur le bus continu qui viennent de la partie turbine.

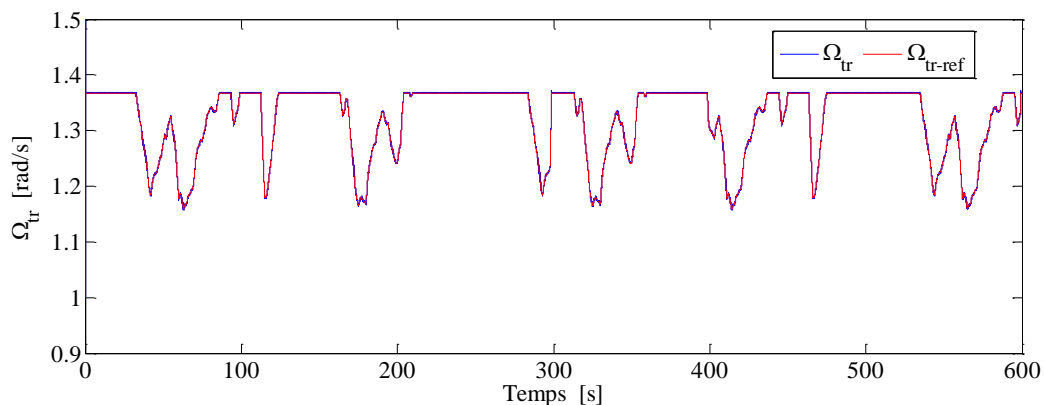


Figure 2-19 : Vitesse de rotation de la génératrice.

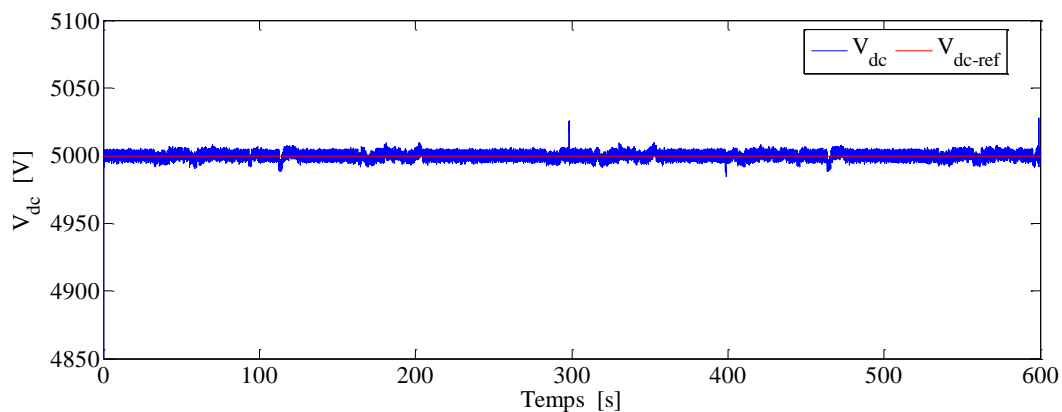


Figure 2-20 : Tension du bus continu.

En principe un générateur éolien produit de l'énergie électrique dans la deuxième et la troisième zone de fonctionnement. La deuxième zone correspond au fonctionnement en charge partielle cette zone est définie pour les valeurs de l'angle de calage des pales fixé à zéro. Pour la troisième, l'angle de calage des pales doit varier pour limiter la puissance extraite du vent dont l'objectif est de protéger la globalité de la chaîne de surcharge. Ces zones de fonctionnement sont distinguables sur la figure 2-21.

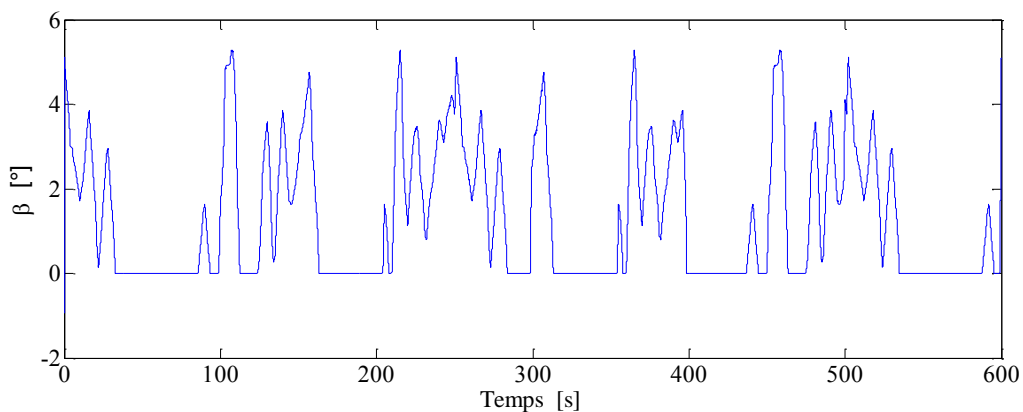


Figure 2-21 : Angle de calage des pales.

Dans le cas où la vitesse du vent ne dépasse pas la valeur de 11.5 m/s, le coefficient aérodynamique, figure 2-22 est fixé à sa valeur optimale de 0.53, cela se traduit par un fonctionnement de la machine en MPPT on peut voir ce fonctionnement sur la courbe de la puissance, figure 2-23. Mais lorsque le vent est supérieur à 11.5 m/s, le coefficient aérodynamique est variable mais toujours inférieur à 0.53 et la puissance de la turbine est fixée à sa valeur nominale de 5MW.

En résumé la limitation de la puissance extraite du vent se traduit principalement par une modification du coefficient aérodynamique de la turbine. L'expression du coefficient dépend de deux grandeurs, l'angle de calage et la vitesse spécifique, donc nous pouvons essayer de modifier ce coefficient sans la variation de l'angle de calage, cette possibilité sera étudié dans le chapitre 3.

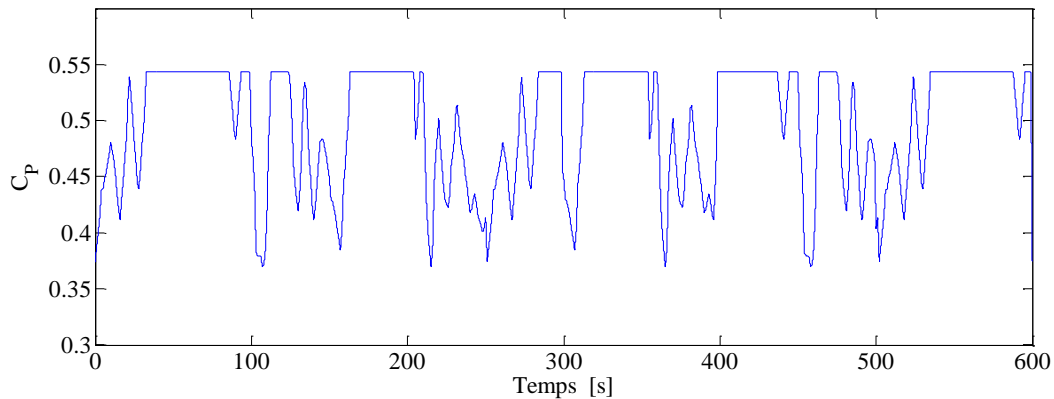
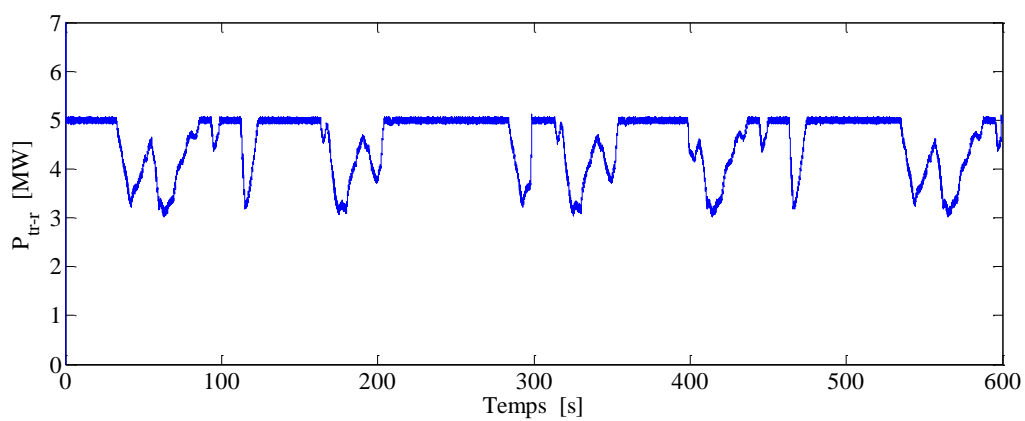
Figure 2-22 : Coefficient C_p .

Figure 2-23 : Puissance produite par l'éolienne.

Le convertisseur du côté réseau doit assurer le synchronisme avec le réseau électrique au point d'injection, cette fonction est assurée par la boucle de verrouillage de phase. Pour constater cette synchronisation, nous avons fait un zoom, figure 2-24, sur deux périodes (40 ms) sur la phase (a) de la tension du réseau et sur la même phase de courant injecté par l'éolienne, figure 2-25. Nous constatons que la fréquence du courant est de 50 Hz, et que la tension et le courant sont en phase, il n'y a donc pas d'échange de puissance réactive au point de connexion entre l'onduleur et le réseau, cela est confirmé par la figure 2-26.

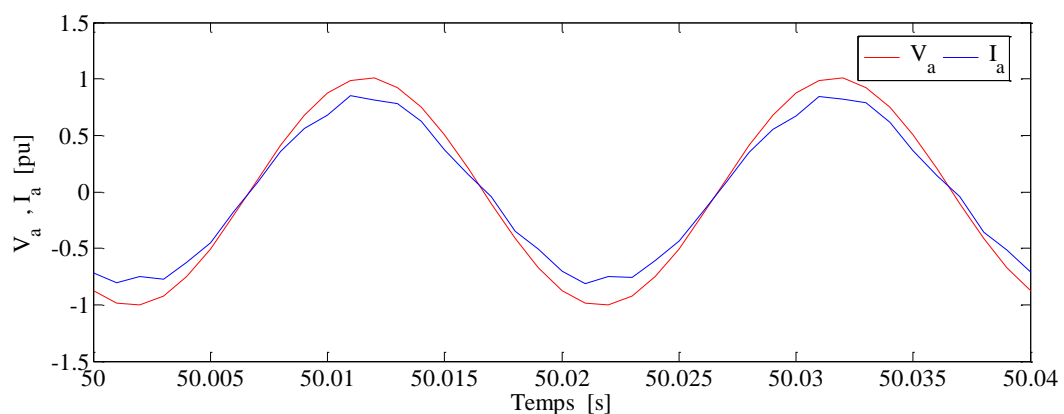


Figure 2-24 : Zoom sur courant d'une phase injecté au réseau, et la tension d'une phase du réseau.

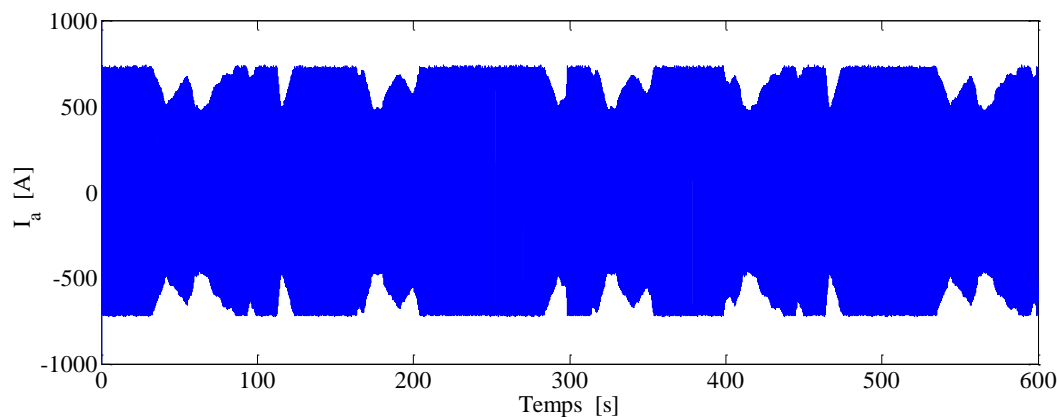


Figure 2-25 : Courant d'une phase injecté au réseau.

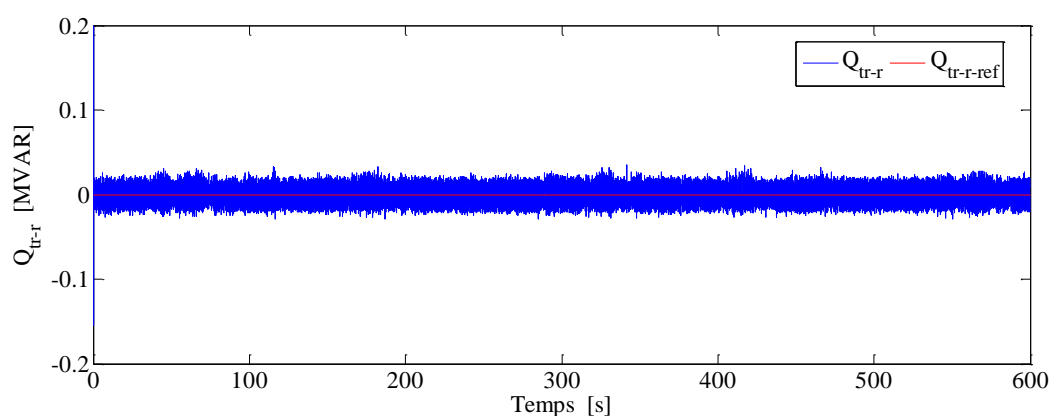


Figure 2-26 : Puissance réactive échangé avec le réseau.

2.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons procédé à la description d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne basée sur une machine synchrone à aimants permanents. Faisant suite à une modélisation analytique, nous avons abordé le rôle de chaque convertisseur utilisé dans la chaîne de conversion et nous avons réalisé les différentes commandes en simulation. Un test de ces commandes, avec un vent convenable, a été réalisé sur le modèle de la chaîne de conversion. Les résultats conformes à nos attentes ont été obtenus et décrits.

Les résultats présentés dans ce chapitre montrent que le comportement de la chaîne de conversion choisie est très fiable pour convertir l'énergie éolienne en énergie électrique et de l'injecter au réseau électrique. Le découplage fonctionnel des deux convertisseurs l'un coté génératrice et l'autre côté réseau permet une approche convenable.

Compte tenu de ses qualités constatées par la simulation, nous adopterons cette structure dans la suite de notre travail dont l'objectif est de traiter un champ d'éoliennes.

Chapitre 3 : Aptitude d'un parc éolien offshore dans le lissage de la production.

3.1	Introduction.....	38
3.2	Modèle du vent dans le parc.....	38
3.3	Validation du modèle de distribution du vent dans le parc.....	39
3.4	Analyse des Puissances.....	41
3.5	Qualité de la puissance injectée au réseau.....	44
3.6	Réserve de puissance dans le parc.....	46
3.6.1	Principe du stockage inertiel dans la turbine.....	47
3.6.1.1	Expression de la réserve ΔP_{CS}	47
3.6.2	Principe de création de la réserve par la gestion de l'angle de calage.....	48
3.6.2.1	Expression de la réserve ΔP_{β}	49
3.7	Calcul de la réserve pour lisser la puissance injectée au réseau.....	50
3.8	Distribution de la réserve dans le parc.....	51
3.9	Comparaison entre les techniques de création de la réserve de puissance.....	51
3.10	Résultats des Simulations.....	52
3.11	Conclusion.....	56

3.1 Introduction

Le but de ce chapitre est d'analyser la qualité de la puissance produite par le parc éolien offshore en la comparant aux contraintes établies par les gestionnaires de réseaux électriques, et de proposer des solutions dans le cas où la qualité de l'énergie produite par le parc n'est pas compatible à celle autorisée par le code réseau. Ces limites sont dans le but de réduire au mieux l'impact des fluctuations de la production éolienne sur la tension et la fréquence du réseau. Dans ce contexte, la démarche adoptée est la suivante :

La première étape est de proposer un modèle de distribution du vent dans l'ensemble d'un parc éolien offshore, une fois ce modèle est validé, nous analysons la qualité de production du parc éolien. Dans la seconde étape nous proposons dans le cas où la qualité d'énergie produite n'est pas compatible, des stratégies pour rendre cette production acceptable par le gestionnaire du réseau électrique. La dernière étape consiste à comparer les avantages et les inconvénients des stratégies proposées.

3.2 Modèle du vent dans le parc

Un élément important dans l'étude du parc éolien, est le modèle du vent. Des nombreux modèles du vent ont été développés dans le but d'obtenir son comportement réel, mais ces modèles sont complexes, [54]. Le modèle du vent que nous proposons tient compte du fait que, dans un parc éolien offshore les vitesses du vent des éoliennes ont des valeurs différentes à cause des fortes interactions entre elles. Parmi ces interactions qui jouent un rôle important que nous avons intégré dans notre modèle est l'effet de sillage. En général, l'effet de sillage est tridimensionnel, mais cette représentation est trop complexe. Dans [55], [56], une représentation simplifiée de ce phénomène est utilisée, dans laquelle la vitesse du vent diminuée d'un certain pourcentage (2 à 4%) après chaque ligne / colonne du parc, cette représentation est implantée dans notre modèle. Aussi, pour tenir compte du retard dans la propagation du vent entre les éoliennes, nous avons ajouté une fonction retard dans l'expression du vent.

Les travaux présentés dans [57] et [58] ont montré que lorsque la direction du vent est perpendiculaire aux lignes du parc éolien, la puissance produite par le parc éolien a plus de fluctuations. Nous fixons donc l'angle d'incidence du vent à 90° et avec l'hypothèse que le vent est presque le même pour toutes les éoliennes de la même ligne. Le modèle du vent dans chaque ligne i est exprimé alors par l'équation (3.1).

$$v_i = v_1(t + dt_i) \cdot (1 - ds_i) \quad (3.1)$$

Avec :

- dt_i Fonction retard.
- ds_i Effet de sillage.

Les deux paramètres dt_i et ds_i dépendent de la géométrie du parc éolien. Cette géométrie est façonnée de telle manière à maximiser la production et à minimiser les turbulences

causées par des éoliennes en aval à ceux en amont. Pour cela, il y a une distance optimale entre les éoliennes, [59].

La figure 3-1 illustre la géométrie du parc éolien étudié. La puissance nominale du parc est de 300MW. Au total, il y a 60 éoliennes distribuées sur 10 lignes et dans chaque ligne il y a 6 éoliennes de même caractéristiques que l'éolienne que nous avons étudiée dans le chapitre 2. La distance entre les éoliennes est égale à 7 fois le diamètre d'une éolienne, et comme nous l'avons défini auparavant dans la section 3.2, que pour les valeurs d'angle d'incidence du vent θ_{vent} proche de 90° , les fluctuations de la puissance produite par le parc éolien sont maximales. Dans notre étude θ_{vent} est fixée à 90° .

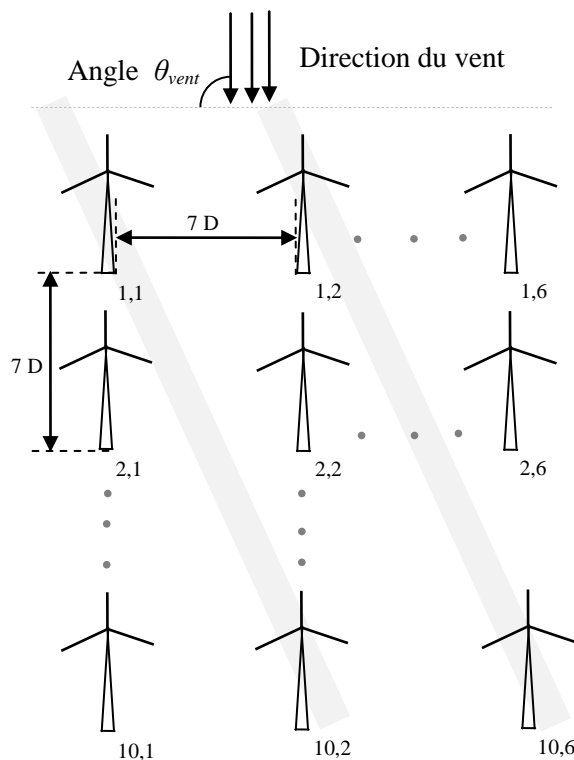


Figure 3-1 : Géométrie du parc éolien étudié.

3.3 Validation du modèle de distribution du vent dans le parc

La puissance produite par le parc éolien est la somme des puissances produites par chaque éolienne, ces puissances sont calculées en déterminant le profil du vent de chaque éolienne. Pour cela, il faut calculer les paramètres dt_i et ds_i . Ces paramètres sont donnés par les expressions (3.2) et (3.3), respectivement :

$$dt_i = \frac{7 \cdot D}{v_{1-moy}} \cdot i \quad (3.2)$$

$$ds_i = b \cdot i \quad (3.3)$$

Avec :

v_{1-moy} Valeur moyenne de la vitesse du vent de la première ligne $i=1$.

D Diamètre de l'éolienne.
 $b = 2\%$ à 4% Dans notre cas la valeur de b est fixée à 2% .

En remplaçant dt_i et ds_i par leurs expressions dans (3.1), on obtient l'expression du vent dans chaque éolienne comme suit:

$$v_i = v_1 \left(t + \frac{7 \cdot D}{v_{1-moy}} \cdot i \right) \cdot (1 - b \cdot i) \quad (3.4)$$

La puissance totale produite par le parc éolien est donnée par la relation suivante:

$$P_p = 6 \cdot \sum_{i=1}^{10} P_i \quad (3.5)$$

P_i est la puissance produite par l'éolienne de la ligne i , cette puissance est exprimée en fonction de la vitesse du vent, comme le montre le système suivant :

$$P_i = \begin{cases} \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{p \max} v_i^3 & v_i \leq 11.5 \text{ m/s} \\ 5MW & v_i > 11.5 \text{ m/s} \end{cases} \quad (3.6)$$

Pour valider le modèle de la distribution du vent dans le parc éolien, on a utilisé trois vents. Le premier vent (v_1) est un vent moyen avec une valeur moyenne de 10.05 m/s et des variations de $\pm 15\%$ par rapport à sa moyenne, le deuxième vent (v_2) est un vent faible, sa valeur moyenne est la même que le premier vent, mais avec des faibles variations de l'ordre de $\pm 7\%$, le troisième vent (v_3) est un vent fort, sa valeur moyenne est de 11.5 m/s avec des fluctuations de $\pm 15\%$. Ces profils sont montrés sur la Figure 3-2.

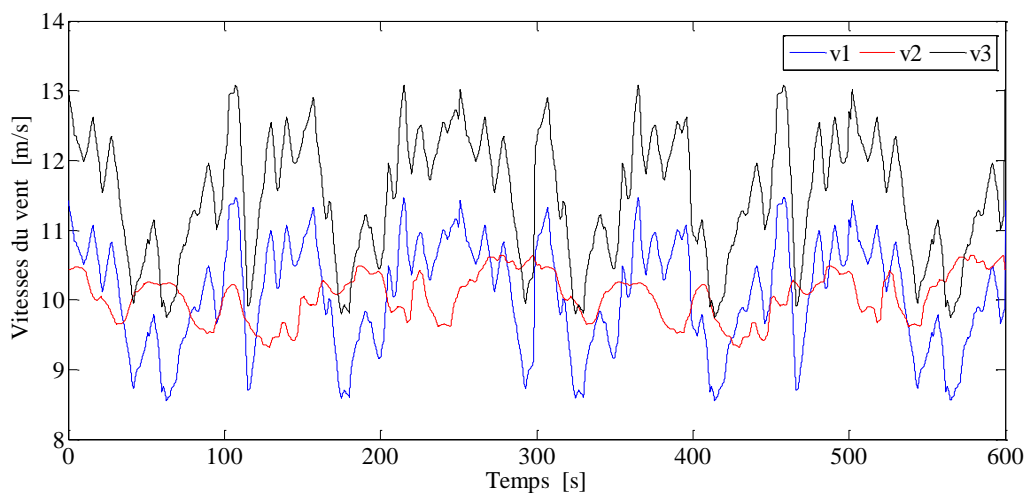


Figure 3-2 : Vitesses du vent.

La Figure 3-3 correspond aux puissances produites par le parc éolien pour les trois vents. Les puissances P_{p-1} , P_{p-2} et P_{p-3} représentent respectivement les productions du parc éolien pour chaque distribution de vent dans le parc.

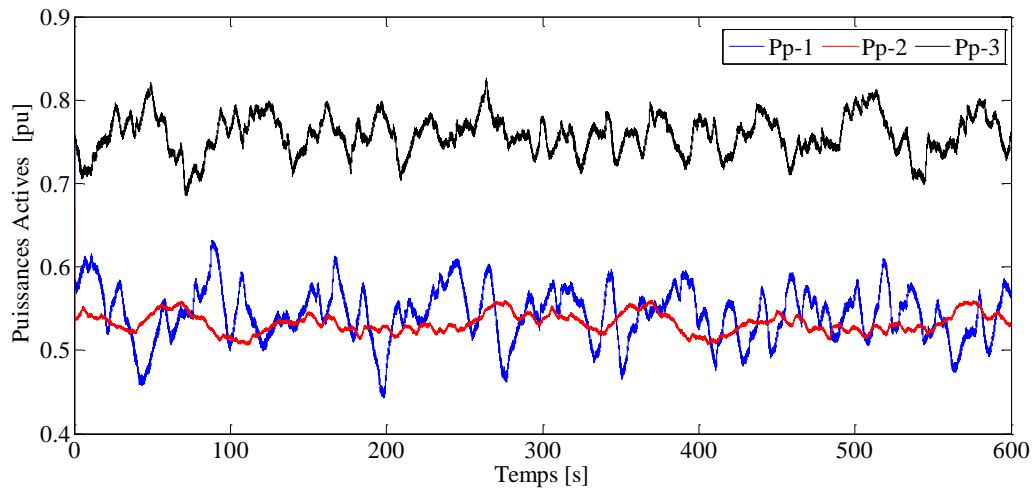


Figure 3-3 : Puissances actives produites par le parc éolien.

La démarche suivie pour la validation de notre modèle de distribution du vent dans le parc éolien s'appuie sur la comparaison entre nos résultats et les travaux réalisés sur des cas réels, [57], [60], (détails dans l'annexe F). Nous avons constaté que le modèle qu'on a développé est satisfaisant pour émuler le comportement du vent dans le parc.

3.4 Analyse des puissances

Pour analyser l'impact de l'effet de sillage sur la puissance totale produite par le parc éolien, on a illustré sur les figures 3-4, 3-5 et 3-6 la puissance totale produite par le parc P_p , et la puissance produite par une seule éolienne P_{tr} pour les trois vents. Les puissances P_{p-1} , P_{tr-1} pour le vent v_1 , les puissances P_{p-2} , P_{tr-2} pour le vent v_2 et les puissances P_{p-3} , P_{tr-3} pour le vent v_3 .

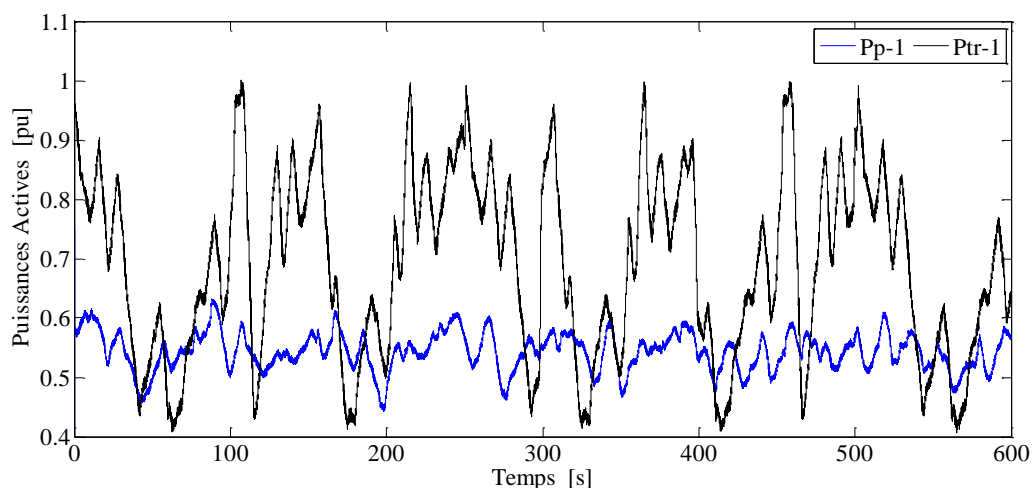


Figure 3-4 : P_{p-1} - puissance produite par le parc par rapport à sa capacité maximale (300MW), P_{tr-1} - puissance produite par une éolienne par rapport à sa puissance nominale (5MW).

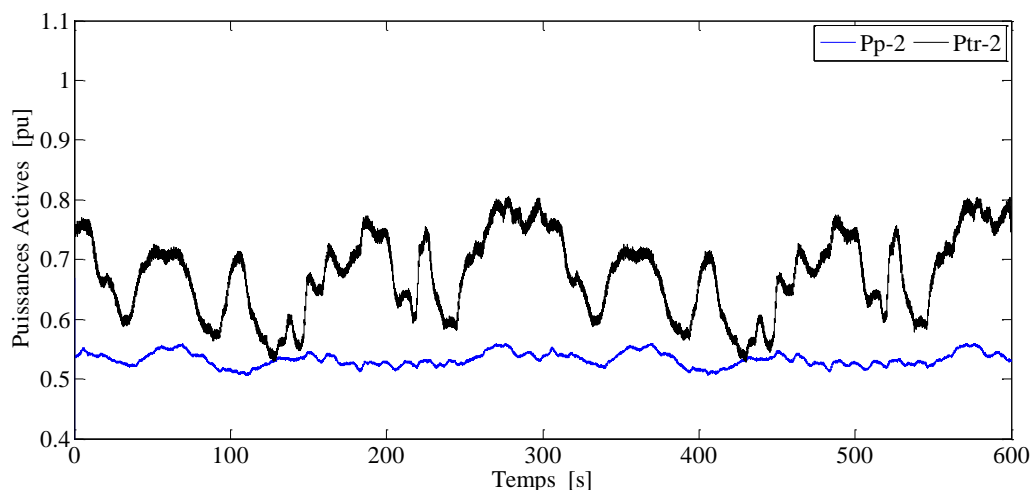


Figure 3-5 : P_{p-2} -puissance produite par le parc par rapport à sa capacité maximale (300MW), P_{tr-2} -puissance produite par une éolienne par rapport à sa puissance nominale (5MW).

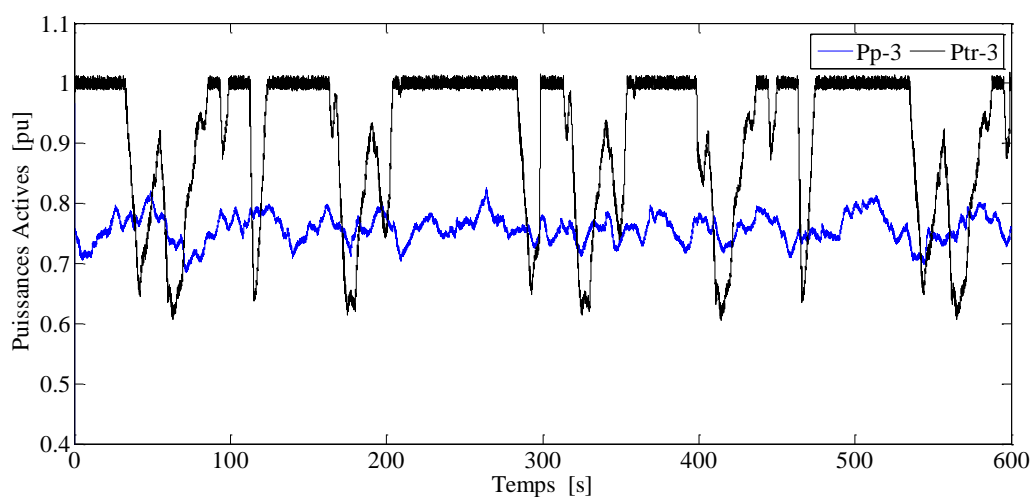


Figure 3-6 : P_{p-3} -puissance produite par le parc par rapport à sa capacité maximale (300MW), P_{tr-3} -puissance produite par une éolienne par rapport à sa puissance nominale (5MW).

Comme on peut le constater sur les figures 3-4, 3-5 et 3-6, les fluctuations des puissances totales produites par le parc éolien sont faibles par rapport aux fluctuations des puissances produites par une seule éolienne pour les trois vents.

Pour quantifier ces fluctuations, la méthode utilisée repose sur l'analyse spectrale des puissances. Les spectres des puissances sont illustrés dans les figures 3-7 et 3-8. Le facteur utilisé pour cette analyse est le FHC (Fluctuation Harmonic Content en anglais), ce facteur FHC est égale à l'écart type normalisé (NSD) de la puissance dans le domaine temporel, [58], et son expression est donnée par l'équation (3.7).

$$FHC(F) = \frac{\sqrt{\sum_{f \in \{F\}} \left(\frac{P(f)}{\sqrt{2}} \right)^2}}{P_0} \quad (3.7)$$

Avec :

- P_0 Valeur moyenne de la puissance sur 10 minutes.
- F Intervalle de fréquence.

Nous avons divisé le spectre de chaque puissance en trois zones fréquentielles : - la première repose sur les faibles fréquences où les fréquences sont inférieures à 0.01 Hz. - La deuxième concerne les fréquences moyennes où les fréquences sont comprises entre 0.01 à 0.3Hz. - La dernière zone repose pour les hautes fréquences où les fréquences sont supérieures à 0.3Hz. Les résultats de calcul du FHC sont reportés dans les tableaux 3-1, 3-2 et 3-3.

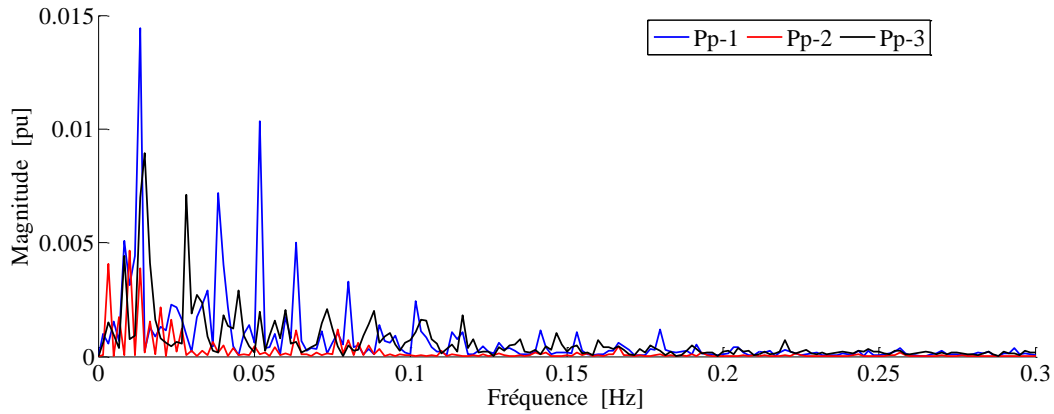


Figure 3-7 : Spectres des puissances produites par le parc éolien.

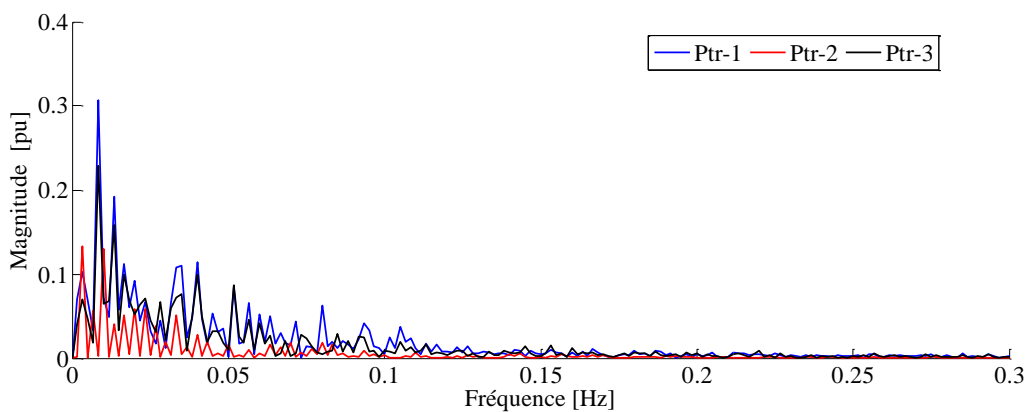


Figure 3-8 : Spectres des puissances produites par une éolienne.

Fréquence region	Faible (< 0.01Hz)	Moyenne (0.01-0.3Hz)	Haute (> 0.3Hz)	Plein Region
FHC de P_{tr-1}	8.30	7.77	0.62	15.56
FHC de P_{p-1}	2.18	2.4	0.02	4.44

Tableau 3-1 : FHC des puissances P_{p-1} , P_{tr-1} en fonction de la fréquence.

Zone fréquentielle	Faible (< 0.01Hz)	Moyenne (0.01-0.3Hz)	Haute (> 0.3Hz)	Plein Region
FHC de P_{tr-2}	4.17	2.89	0.46	7.15
FHC de P_{p-2}	1.08	0.60	0.006	1.66

Tableau 3-2 : FHC des puissances P_{p-2} , P_{tr-2} en fonction de la fréquence.

Zone fréquentielle	Faible (< 0.01Hz)	Moyenne (0.01-0.3Hz)	Haute (> 0.3Hz)	Plein Region
FHC de P_{tr-3}	4.82	4.88	0.42	9.47
FHC de P_{p-3}	1.15	1.28	0.01	2.33

Tableau 3-3 : FHC des puissances P_{p-3} , P_{tr-3} en fonction de la fréquence.

Dans les trois tableaux, la plupart des fluctuations de l'énergie éolienne sont situées dans la zone où les fréquences sont inférieures à 0,01 Hz et la région des fréquences moyennes (de 0,01 à 0.3 Hz). Les fluctuations dues aux hautes fréquences (au-dessus de 0.3Hz) sont presque nulles. Les fluctuations des puissances produites par le parc avec pour les trois distributions de vent sont environ trois fois plus faibles que les fluctuations de la puissance produite par une seule éolienne.

La valeur du coefficient FHC qui représente le taux de fluctuations de la puissance P_{p-3} est inférieure à celui de la puissance P_{p-1} , cela peut être expliqué par le fait que, dans le cas de P_{p-3} quelques éoliennes dans le parc fonctionnent en pitch contrôle. On peut donc conclure que les fluctuations de la puissance diminuent d'avantage avec les vents forts.

Cette caractéristique représente un avantage pour le parc éolien offshore d'autant plus que la puissance injectée dans le réseau, dont le taux de fluctuation est limité par le code réseau, est en partie lissée par l'effet de sillage.

3.5 Qualité de la puissance injectée au réseau

Pour le raccordement d'un parc éolien au réseau électrique de transport, l'énergie produite par les parcs éoliens doit se conformer aux nouvelles réglementations et exigences. Parmi ces exigences, on trouve la qualité de l'énergie et le facteur associé à cette contrainte est le gradient de puissance.

Le gradient de puissance $(dP/dt)_{limit}$ est le taux en valeur absolue de la variation de la puissance par minute (MW/minute), ce facteur doit être maintenu dans certaines limites. Ces limites sont fixées par le code réseau de chaque gestionnaire de réseau électrique. Les limites de gradient de puissance énoncées par les gestionnaires de réseaux « E-on Allemagne »,

« Eltra Danemark » et « Nordic Grid Code » [61], [62], [63] sont présentées dans le tableau 3-4.

Code réseau	Gradient de puissance $(dP/dt)_{limite}$
E-on, Germany	10% de P_{nom} par minute
Eltra, Denmark	10-100% de P_{nom} par minute
Nordic Grid Code	10% de P_{nom} par minute

Tableau 3-4 : Limitation du gradient de puissance.

Pour vérifier que la puissance produite par le parc pour les trois distributions du vent est compatible à celle autorisée par le code de réseau, nous avons utilisé la fonction « Rate limiter » sous Matlab qui permet de lisser la puissance avec un gradient de puissance désiré. L'expression de cette fonction est donnée par (3.8), et sa description est illustrée par la figure 3-10.

$$r = \frac{p(t + \tau_r) - p(t)}{\tau_r} \tag{3.8}$$

Avec :

- r 10% de la puissance nominale ($r = 30 \text{ MW/min}$ ou 0.5 MW/s).
- τ_r pas d'échantillonnage (en minute ou en seconde).

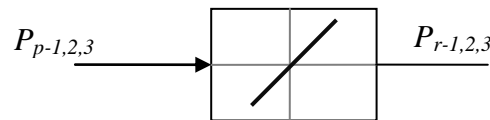


Figure 3-10 : Description de la fonction gradient sous Matlab.

Les résultats de l'application de cette fonction pour les trois puissances sont représentés sur les figures 3-11, 3-12 et 3-13.

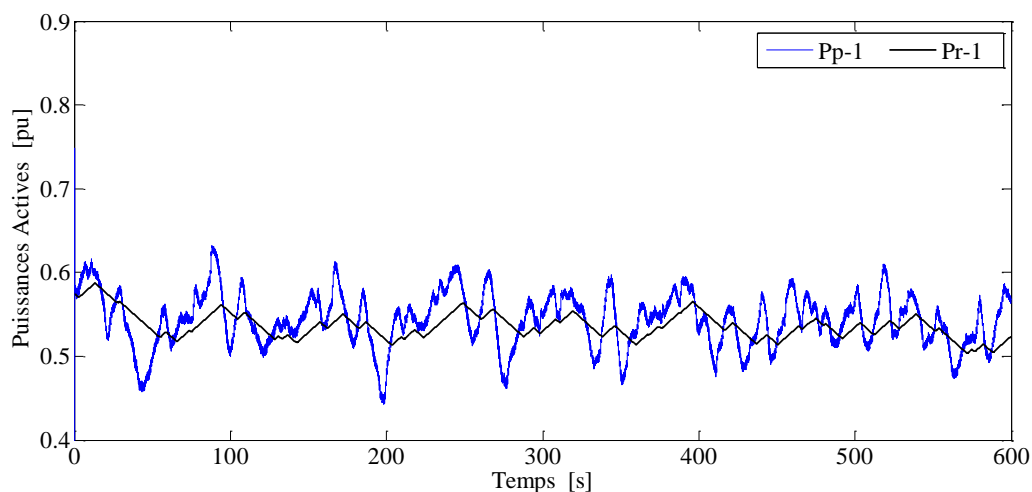


Figure 3-11 : P_{p-1} - puissance produite par le parc, P_{r-1} - puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.

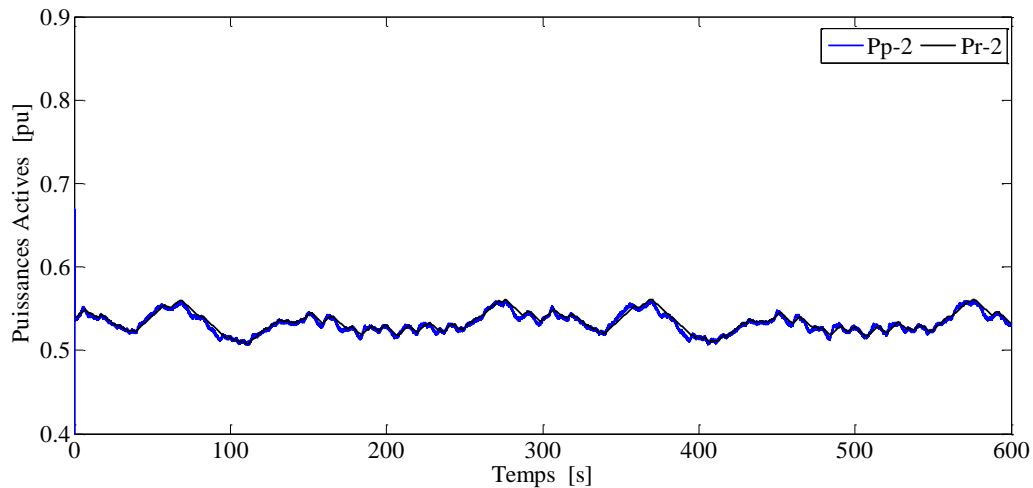


Figure 3-12 : P_{p-2} -puissance produite par le parc, P_{r-2} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.

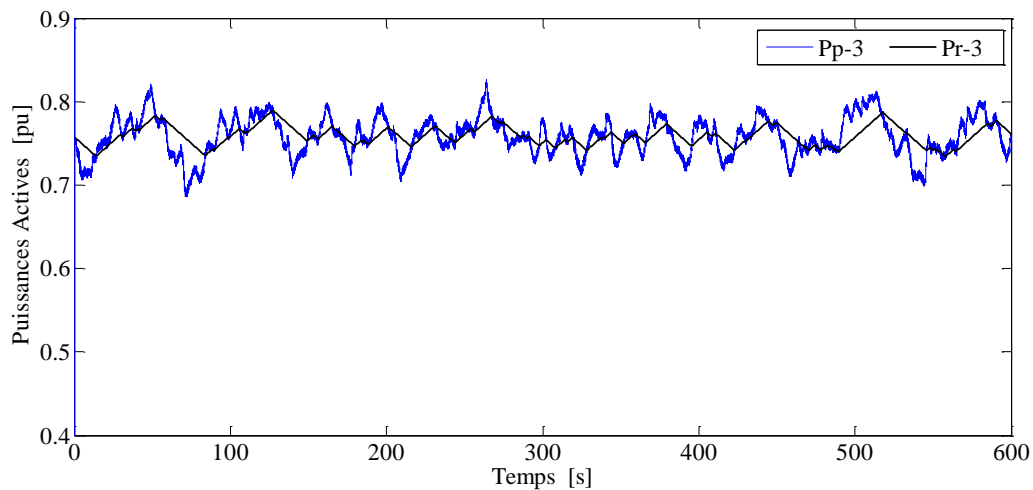


Figure 3-13 : P_{p-3} -puissance produite par le parc, P_{r-3} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.

Sur la figure 3-12, la puissance produite par le parc éolien pour le deuxième vent est presque la même que celle autorisée pour l'injection dans le réseau. Par contre, sur les figures 3-12 et 3-13, les puissances produites dans le cas des deux autres vents ont plus de fluctuations par rapport aux puissances autorisées.

On peut noter que la puissance produite par le parc éolien peut être non compatible avec celle autorisée par le code de réseau dédié au réseau électrique de transport. La suite du travail consiste à proposer des solutions à cette problématique.

3.6 Réserve de puissance dans le parc

Avoir une réserve d'énergie dans une éolienne est faisable par une réduction de sa puissance électrique par rapport à sa capacité maximale. L'éolienne fonctionnant en dessous de sa puissance maximale, elle peut être ainsi sollicitée par le système électrique en cas de besoin temporaire de puissance supplémentaire ou pour satisfaire les exigences du code

réseau. Dans notre cas, l'objectif de cette réserve est de lisser la puissance injectée dans le réseau électrique.

Pour une vitesse du vent donnée, deux techniques de contrôle permettent de baisser la puissance de la turbine en agissant sur le coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$. La première technique consiste à accélérer la turbine, cette technique permet de stocker de l'énergie sous forme cinétique dans la masse tournante, la deuxième technique est repose sur la variation de l'angle d'orientation des pales.

3.6.1 Principe du stockage inertiel dans la turbine

À charge partielle, les éoliennes à vitesse variable optimisent l'extraction de puissance en ajustant leur vitesse de rotation. Ce principe de recherche du maximum de puissance a été décrit au Chapitre 2 (MPPT). Pour décrire le principe de stockage inertiel on fait l'hypothèse que l'angle de calage est maintenu nul ou constant, il n'existe donc qu'une seule caractéristique de C_p sur laquelle se déplace le point de fonctionnement.

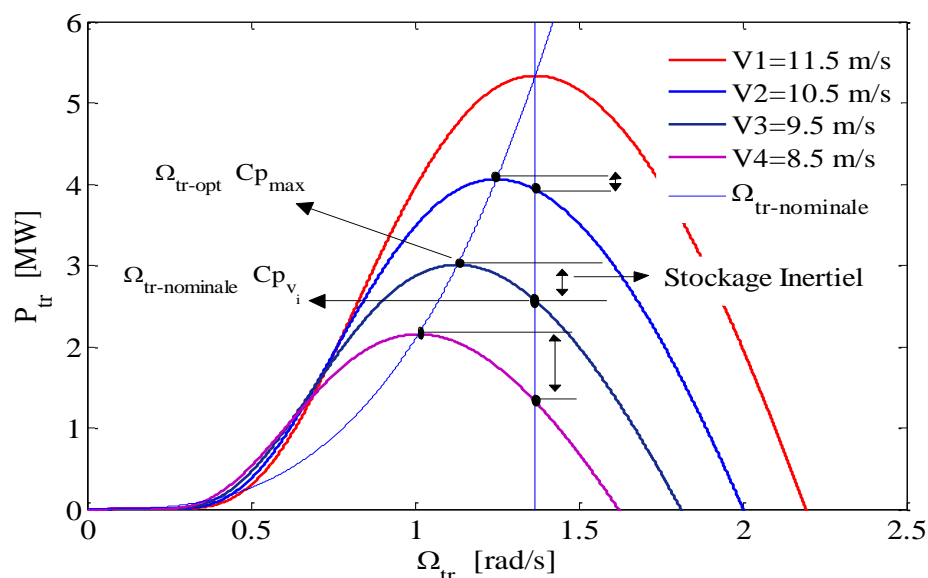


Figure 3-14 : Déplacement du point de fonctionnement pour le stockage inertiel.

Pour une vitesse de vent donnée correspond une vitesse optimale Ω_{tr-opt} permettant d'extraire le maximum de puissance : $C_p = C_{p_{max}}$. Il est possible d'augmenter la vitesse de rotation de la turbine par action sur le couple électromagnétique de la génératrice, créant ainsi un stockage d'énergie cinétique E_{CS} et une réserve de puissance ΔP_{CS} au niveau de la turbine.

3.6.1.1 Expression de la réserve ΔP_{CS}

Sur la figure 3-15, la puissance cinétique stockée ΔP_{CS} par l'accélération de la turbine pour les différents vents est limitée par le fait que la vitesse de rotation de la turbine ne peut pas dépasser sa valeur nominale $\Omega_{tr-nominale}$. La valeur maximale de la réserve de puissance créée pour chaque vitesse du vent est donnée par (3.9). On peut constater que pour des vitesses croissantes de vent jusqu'à la vitesse nominale, la réserve diminue jusqu'à avoir une valeur nulle, comme le montre la figure 3-15.

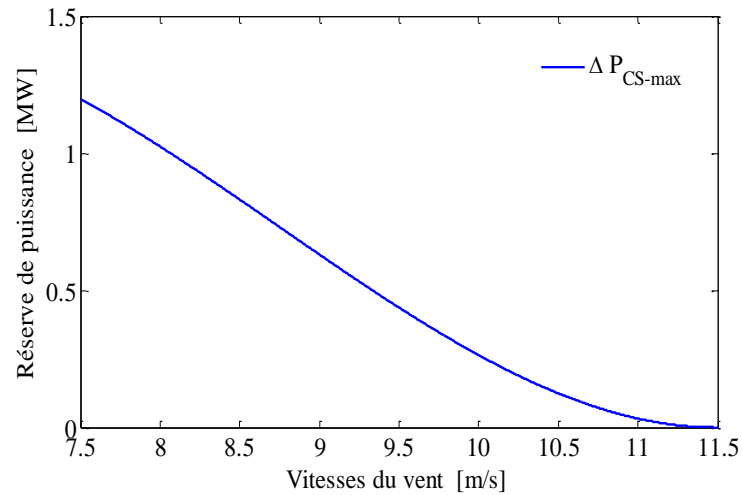


Figure 3-15 : Réserve maximale de puissance en fonction de la vitesse du vent.

$$\Delta P_{CS-max} = P_{tr}(C_{pmax}, \Omega_{tr-opt}) - P_{tr}(C_{Pv_i}, \Omega_{tr-nominale}) \quad (3.9)$$

Avec :

$$C_{Pv} = f(\beta = 0, \lambda_v), \quad \lambda_v = \frac{R \Omega_{tr-nominale}}{v}$$

3.6.2 Principe de création de la réserve par la gestion de l'angle de calage

Le contrôle de l'angle de calage des pales permet la réduction de la puissance extraite du vent par la turbine. Cette solution plus répandue est utilisable sur toute la zone de fonctionnement de l'éolienne, [13], figure 3-16.

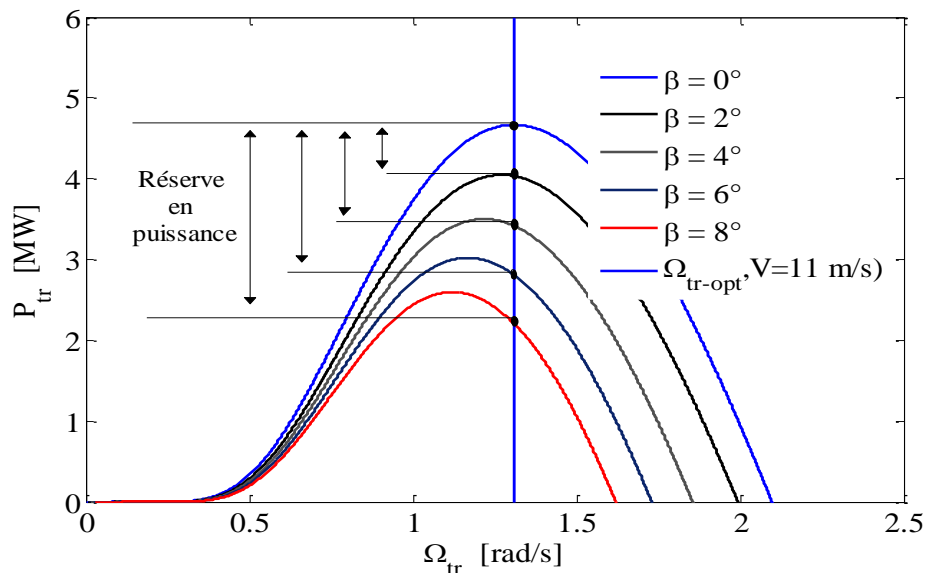


Figure 3-16 : Principe de création de la réserve de puissance par variation de β .

En fonctionnement normal, le contrôle de l'angle de calage β permet de limiter la puissance captée par la turbine à sa valeur nominale. L'augmentation de l'angle de calage diminue la portance de la pale ce qui réduit le couple de la turbine, et donc la puissance extraite. C'est ce que l'on constate sur les caractéristiques $C_p(\lambda, \beta)$, lorsque β augmente, C_p diminue et inversement. Quelle que soit la vitesse du vent, il est possible d'agir sur l'angle de calage pour diminuer la puissance extraite. La différence entre la puissance disponible dans le vent et la puissance extraite par la turbine constitue la réserve de puissance.

3.6.2.1 Expression de la réserve ΔP_β

Sur la figure 3-17, la réserve de puissance créée par la variation de l'angle de calage est importante, cette technique permet si nécessaire d'avoir une puissance de réserve égale à la puissance maximale que le turbine peut extraire du vent, ce point de fonctionnement correspond à la mise en drapeau de la turbine. L'expression de la réserve est donnée par (3.10).

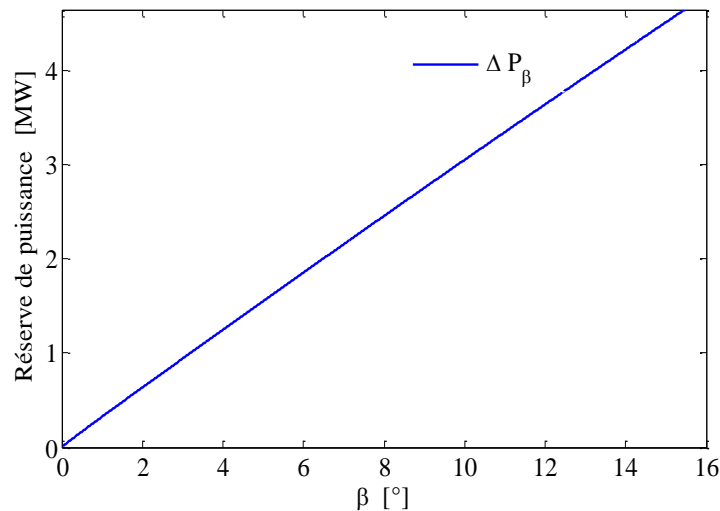


Figure 3-17 : Réserve de puissance en fonction de l'angle β , pour une vitesse du vent égale à 11m/s.

$$\Delta P_\beta = P_{tr}(C_{P_{max}}, \Omega_{tr-opt-v_i}) - P_{tr}(C_{P\beta}, \Omega_{tr-opt-v_i}) \quad (3.10)$$

Avec :

- $C_{P_{max}}$ Valeur maximale du coefficient C_p .
- $\Omega_{tr-opt-v}$ Vitesse de rotation optimale correspondant à la vitesse du vent v_i .
- $C_{P\beta}$ Valeur du C_p correspondant à une valeur de l'angle de calage.

Dans cette seconde technique, la vitesse de rotation de la machine est fixée à sa valeur optimale. Cette valeur optimale est calculée par la technique MPPT. La valeur de l'angle de calage qui permet de constituer une réserve de puissance est déterminée par la boucle de régulation en pleine charge, en remplaçant l'entrée P_{max} par la puissance désirée $P(C_{P\beta}, \Omega_{tr-opt-v_i})$.

La puissance $P(C_{P\beta}, \Omega_{tr-opt-v_i})$ est déterminée par l'expression (3.11) :

$$P_{tr}(C_{P\beta}, \Omega_{tr-opt-v_i}) = P_{tr}(C_{Pmax}, \Omega_{tr-opt-v_i}) - \Delta P_{\beta} \quad (3.11)$$

Avec :

$P_{tr}(C_{Pmax}, \Omega_{tr-opt-v_i})$ Puissance maximale que la turbine peut extraire d'un vent v_i .
 ΔP_{β} Réserve de puissance désirée.

3.7 Calcul de la réserve pour lisser la puissance injectée au réseau

L'algorithme utilisé pour déterminer la réserve nécessaire de puissance est donné par la figure 3-18. L'objectif de l'algorithme est de calculer la valeur minimale du coefficient α de telle sorte que la puissance disponible dans le parc $P_{p-disp-k}$ soit supérieure à la puissance injectée dans le réseau P'_{r-k} . Les deux valeurs du coefficient α correspondant aux puissances P_{p-1} et P_{p-3} sont déterminées à l'aide de (3.12).

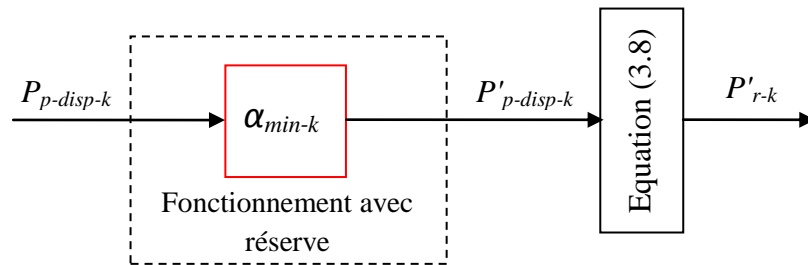


Figure 3-18 : Stratégie de calcul de la réserve minimale de puissance.

$$\begin{cases} P'_{r-k} - P_{p-disp-k} \leq 0 \\ P'_{p-disp-k} = \alpha_{min-k} P_{p-disp-k} \end{cases} \quad (3.12)$$

Avec :

$P_{p-disp-k}$ Puissance maximale disponible dans parc.
 P'_{r-k} Puissance autorisée pour l'injection dans le réseau électrique.
 $\begin{cases} k=1 & \text{pour } v_1 \\ k=3 & \text{pour } v_3 \end{cases}$

La relation entre la réserve de puissance R_{p-k} et le coefficient α est donnée par (3.13). Les résultats de calcul sont reportés dans le tableau 3-5.

$$R_{p-k} = 1 - \alpha_{min-k} \quad (3.13)$$

	P_{p-1}	P_{p-3}
α_{min-k}	82.5%	90.5%
R_{p-k}	17.5%	9.5%

Tableau 3-5 : Réserve de puissance.

Pour lisser la puissance P_{p-1} , il faut une réserve de puissance de 17.5% de la puissance disponible dans le parc, soit 55.993 MW. Pour le lissage de la puissance P_{p-3} la réserve est de l'ordre de 30.39 MW.

La réserve allouée pour le lissage de la puissance P_{p-1} est plus importante que P_{p-3} , cela est justifié par les fluctuations de puissance qui sont importantes dans le cas de P_{p-1} , comme ça été constaté dans la section FHC.

3.8 Distribution de la réserve dans le parc

L'algorithme utilisé pour la distribution de la réserve de puissance dans le parc est basé sur la distribution proportionnelle de la réserve sur l'ensemble des éoliennes, Figure 3-19. La stratégie de la distribution proportionnelle assure pour l'éolienne qui reçoit un vent important, donc une plus grande capacité de production, une référence de réserve de puissance la plus élevée et inversement pour les éoliennes avec des vents moins importants.

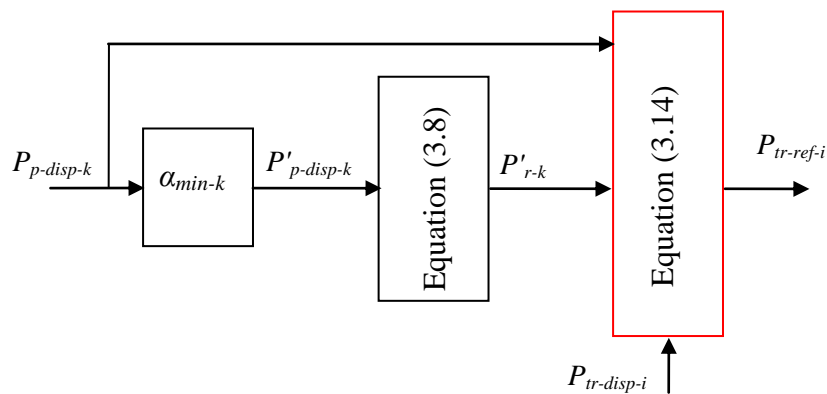


Figure 3-19 : Stratégie de distribution de la réserve dans le parc.

Les références des puissances obtenues par la distribution proportionnelle pour chaque éolienne pour satisfaire la contrainte de lissage de la puissance totale injectée dans le réseau est donnée par l'expression (3.14).

$$P_{tr-ref-i} = \frac{P_{tr-disp-i}}{P_{p-disp-k}} \cdot P'_{r-k} \quad (3.14)$$

Avec :

- $P_{tr-disp-i}$ Puissance maximale que la turbine de la ligne i peut extraire du vent.
- $P_{p-disp-k}$ Puissance maximale disponible dans le parc éolien.
- P'_{r-k} Puissance autorisée pour l'injection dans le réseau électrique.

3.9 Comparaison entre les techniques de création de la réserve de puissance

La réserve maximale de puissance créée par la technique de stockage inertiel comme illustré sur la figure 3-15 est maximale pour des vents faibles. Dans le cas du troisième vent, les faibles valeurs du vent correspondent au vent de la dernière ligne, la réserve maximale obtenue par cette technique est majorée à 19 MW, si on suppose que la totalité des vitesses du vent dans le parc sont égales à celle de la dernière ligne.

En plus de la limite de cette technique pour créer de la réserve et le fait que la distribution de la réserve soit proportionnelle, implique que les vitesses des références qui correspondent à ces réserves sont différentes des vitesses nominales. Parmi les solutions proposées pour déterminer ces références, on trouve les tables inverses et les fonctions adaptatives, celles-ci augmentent le temps de calcul et alourdissent le système.

Notre choix pour l'allocation de la réserve dans le parc éolien se porte sur la gestion de l'angle de calage des pales des turbines. Comme constaté dans la section 3.6.2, cette technique assure la réserve quelle que soit la vitesse du vent et ce, sans apporter des modifications au niveau de la commande.

3.10 Résultats des simulations

L'ensemble du parc éolien est connecté au réseau électrique par l'intermédiaire d'un transformateur de puissance, cette structure est donné dans l'annexe C. Les résultats présentés ci-dessous sont obtenus pour le vent v_1 , ceux obtenus pour le vent v_3 sont reportés dans l'annexe C.

La puissance injectée dans le réseau électrique par le parc éolien (P'_{r-1}) est compatible avec la puissance autorisée ($P'_{r-1-ref}$), figure 3-20. Cette operation est assurée par un fonctionnement avec réserve dans le parc éolien, comme nous pouvons le voir sur la figure 3-21, en comparant la puissance disponible et la puissance injectée dans le réseau.

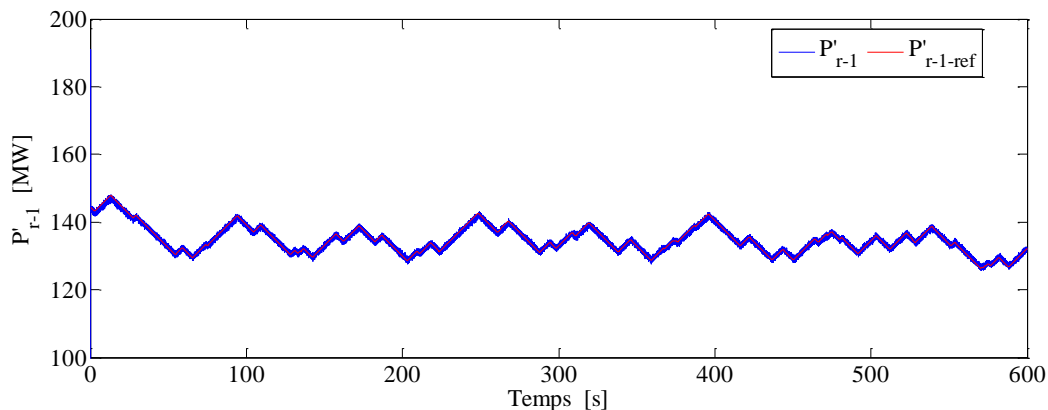


Figure 3-20 : Puissance injectée dans le réseau.

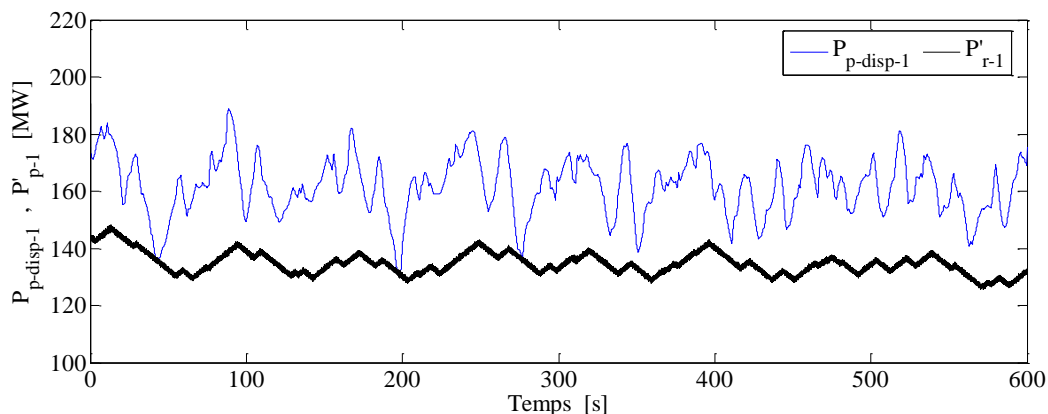


Figure 3-21 : $P_{p-disp-1}$ -puissance disponible dans le parc, P'_{r-1} -puissance injectée dans le réseau.

La réserve de puissance est créée dans le parc en faisant fonctionner les éoliennes avec réserve par rapport à la puissance maximale que chaque éolienne peut extraire du vent. Les contributions des éoliennes des lignes 1, 5 et 10 pour allouer cette réserve sont représentées sur les figures 3-22, 3-23 et 3-24, respectivement.

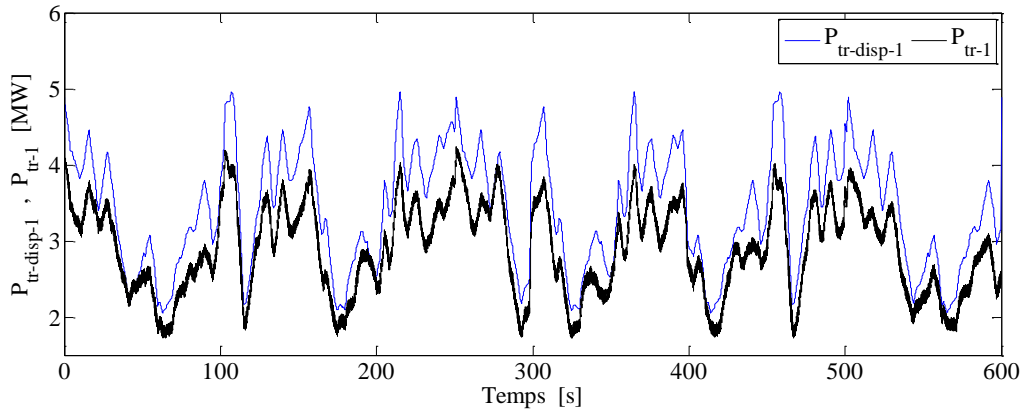


Figure 3-22 : $P_{tr-disp-1}$ -puissance disponible, P_{tr-1} -puissance produite par l'éolienne 1.

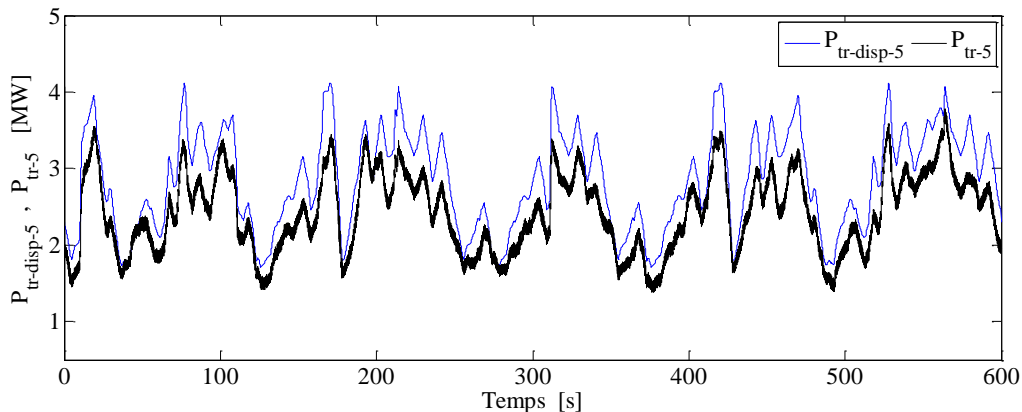


Figure 3-23 : $P_{tr-disp-5}$ -puissance disponible, P_{tr-5} -puissance produite par l'éolienne 5.

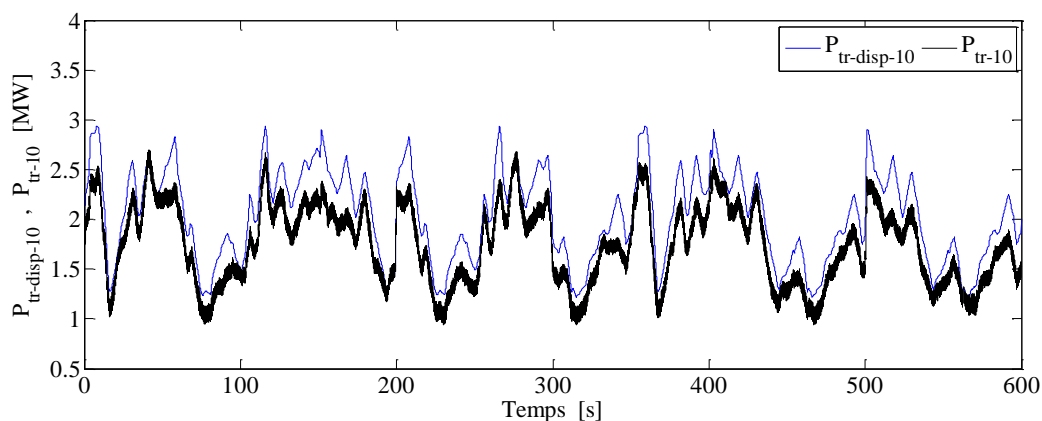


Figure 3-24 : $P_{tr-disp-10}$ -puissance disponible, P_{tr-10} -puissance produite par l'éolienne 10.

Les figures 3-25, 3-26 et 3-27 représentent respectivement la contribution des éoliennes des lignes 1, 5 et 10. La réserve dans l'éolienne de la ligne 1 est plus grande que les réserves dans les deux autres éoliennes. La réserve dans l'éolienne de la ligne 5 est plus importante que celle de la ligne 10. Cette différence est due à la méthode que nous avons utilisée pour la

distribution de la réserve dans le parc qui tient compte de chaque vitesse du vent au niveau de chacune des éoliennes.

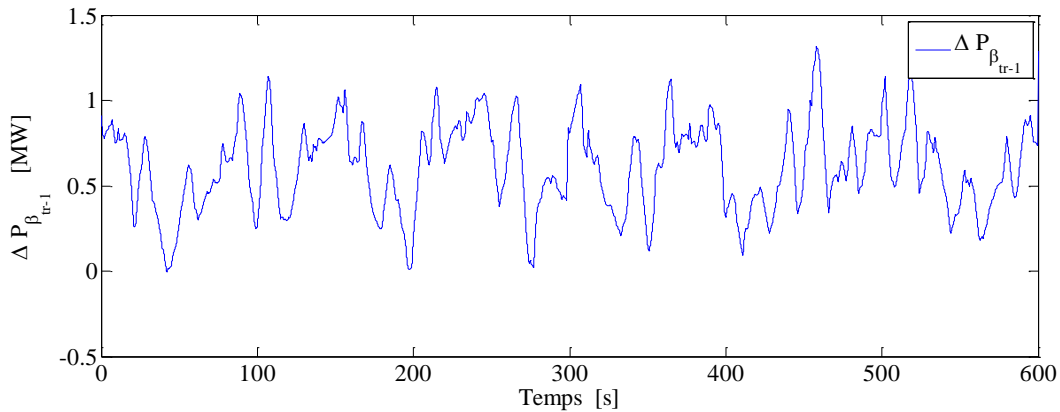


Figure 3-25 : Reserve de puissance dans l'éolienne 1.

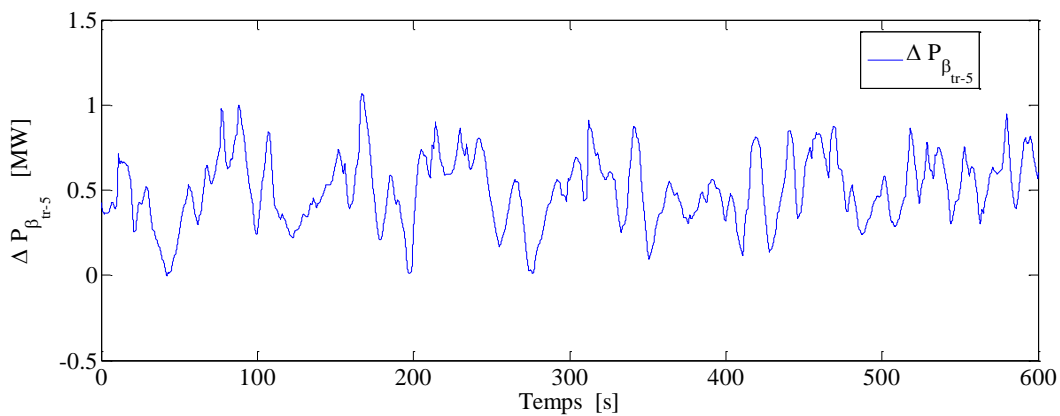


Figure 3-26 : Reserve de puissance dans l'éolienne 5.

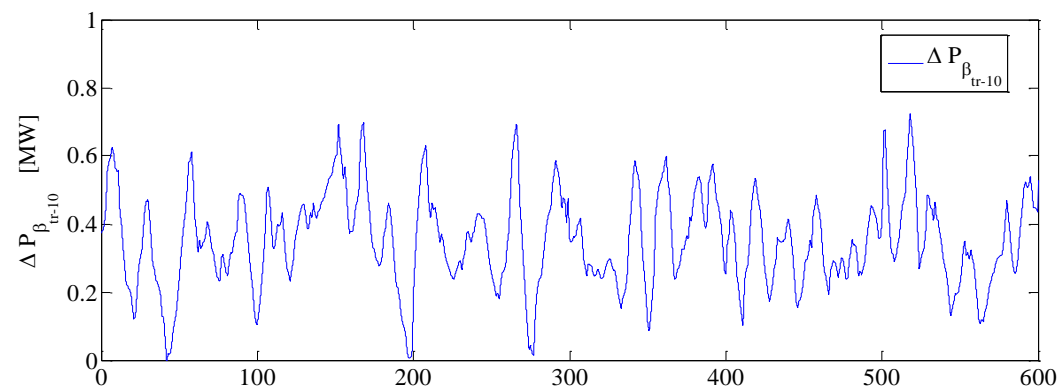


Figure 3-27 : Reserve de puissance dans l'éolienne 10.

Les variations des angles de calage des pales des trois éoliennes, figure 3-28, sont les mêmes alors que la contribution de chaque éolienne pour élaborer la réserve totale est différente. Pour comprendre cela, nous avons défini le rapport γ entre la puissance fournie et la puissance disponible dans chaque éolienne. Les valeurs de γ pour les trois éoliennes sont représentées sur la figure 3-29, son évolution est la même pour les trois éoliennes, cela explique les mêmes variations de l'angle de calage.

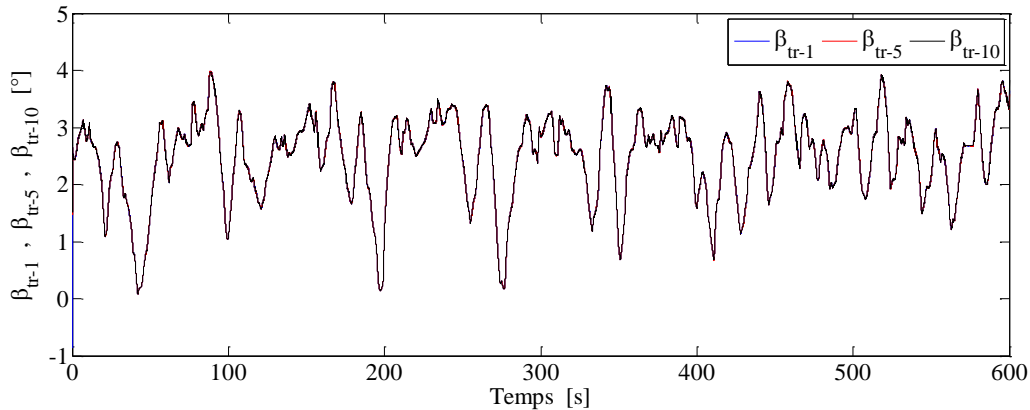


Figure 3-28 : Angles de calage des pales B_{tr-1} pour éolienne 1, B_{tr-5} pour éolienne 5 et B_{tr-10} pour éolienne 10.

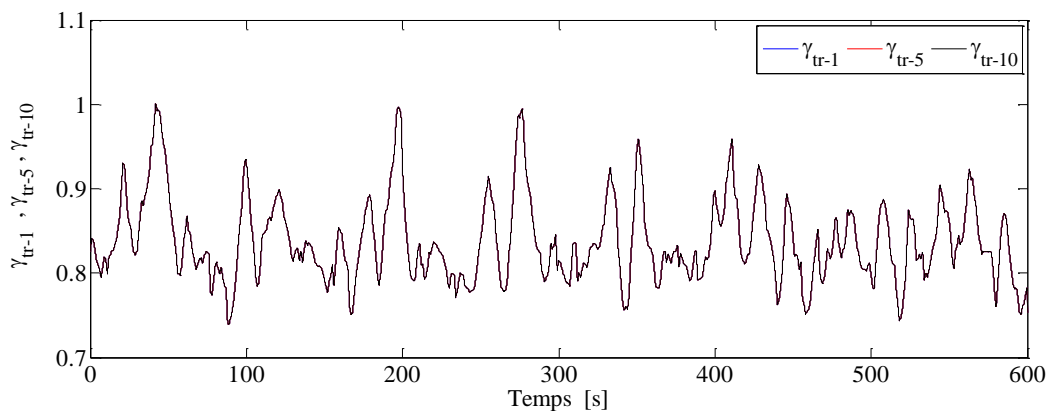


Figure 3-29 : Les rapports: γ_{tr-1} pour l'éolienne 1, γ_{tr-5} pour l'éolienne 5 et γ_{tr-10} pour l'éolienne 10.

En résumé, les fluctuations sur la puissance que le parc produit sont amorties en distribuant ces fluctuations sur l'ensemble des éoliennes sous forme d'une réserve de puissance. On peut observer cela dans la dynamique de la puissance fournie par une éolienne par rapport à sa puissance disponible.

3.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons validé le modèle de distribution du vent que nous avons proposé en comparant les résultats obtenus aux données réelles trouvées dans la littérature. Le modèle est évalué pour trois vents avec des caractéristiques différentes.

Nous avons procédé par la suite à l'analyse de la qualité de l'énergie produite par le parc éolien. Le but de cette analyse est de vérifier le taux des fluctuations de la production en le comparant au seuil admissible fixé par le gestionnaire du réseau électrique. Pour comparer ces taux de variations, nous avons utilisé le paramètre FHC. Les résultats de cette analyse ont prouvé que dans le cas des vents moyens ou forts, la qualité de l'énergie produite par le parc n'est pas compatible à celle autorisée pour l'injection dans le réseau électrique.

Nous avons pu constater qu'avec une réserve de puissance dans les éoliennes, il est possible de produire l'énergie en contrôlant ses taux des fluctuations. Pour créer cette réserve, nous avons analysé la capacité des éoliennes, le résultat de cette analyse montre qu'il y a deux

stratégies possibles. La première consiste à créer une réserve inertielle et la seconde repose sur la gestion de l'angle de calage. Nous avons par la suite comparé les deux stratégies, le résultat de cette comparaison a mis en évidence l'avantage de la deuxième stratégie que nous avons en suite adopté dans le travail.

Après ce choix, nous avons estimé la valeur de cette réserve. Pour bien distribuer cette réserve équitablement entre les éoliennes, nous avons développé des algorithmes basés sur la distribution proportionnelle. Les résultats obtenus montrent clairement l'efficacité de la stratégie, en d'autres termes, le parc éolien peut lisser lui-même sa propre production en fonctionnant avec réserve.

L'inconvénient de cette stratégie réside dans le fait que le parc éolien doit fonctionner en ne produisant pas la totalité de la puissance disponible dans le vent, et la nature intermittente du vent qui pousse le parc à fonctionner la plupart du temps en sous exploitation. Ce qui aggrave en plus cette stratégie, sans oublier la fatigue mécanique de la structure de la turbine à cause des vibrations répétés des pales.

En résumé, la stratégie de lissage de la production du parc éolien par lui-même est possible, mais vu les inconvénients que nous avons cités, cette stratégie ne peut être utilisée qu'en cas de nécessité. Nous exploitons dans la suite de notre travail d'autres pistes pour lisser la production du parc éolien offshore.

Chapitre 4 : Apport des unités de stockage dans le traitement de la production éolienne offshore.

4.1	Introduction.....	57
4.2	Classification des technologies de stockage d'énergie.....	57
4.3	Classification des unités de stockage en fonction de leurs apports.....	58
4.4	Stockage pour améliorer la qualité d'énergie.....	59
4.4.1	Etude des dynamiques des unités de stockage.....	61
4.4.1.2	Diagramme de Ragone.....	62
4.4.2	Capacité des unités de stockage.....	63
4.5	Gestion de l'énergie basée sur le lissage de la production du parc éolien.....	65
4.6	Caractéristique de la chaine du modèle équivalent.....	66
4.6.1	Caractéristiques énergétiques du module équivalent.....	67
4.6.2	Modèle du module équivalent.....	67
4.7	Contrôle en puissance de l'unité de stockage.....	68
4.7.1	Synthèse des régulateurs des puissances.....	70
4.7.2	Synthèse des régulateurs des courants.....	71
4.8	Résultats des simulations.....	71
4.9	Conclusion.....	75

4.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est d'étudier la capacité des unités de stockage à associer au parc éolien dans le but de lisser les fluctuations de sa production, pour que cette production soit compatible à celle autorisée pour l'injection dans le réseau électrique de transport. Nous procédons en premier lieu à une étude sur la classification des technologies des unités de stockage en fonction des services qui peuvent apporter au parc éolien en général et pour traiter sa qualité d'énergie en particulier. Par la suite, nous définissons une méthodologie à suivre pour faciliter le choix des technologies des unités de stockage.

Une fois la technologie des unités de stockage est choisie, nous élaborons, leurs modèles et nous proposons des algorithmes de commande pour la gestion de l'énergie du système.

4.2 Classification des technologies de stockage d'énergie

L'électricité ne se stocke pas directement, mais elle peut se convertir en d'autres formes stockables. L'énergie électrique peut être stockée par des processus. On distingue parmi ces techniques, les conversions usuelles telles que : la conversion sous forme thermique, mécanique, électromagnétique et électrochimique. Ces systèmes de stockage d'énergie électrique peuvent aussi être classés en fonction de leurs autonomies. En général, il existe trois grandes familles, les systèmes de stockage à long terme, les systèmes de stockage à moyen et ceux du court terme. Ces éléments de stockage d'énergie sont répertoriés sur la Figure 4-1, [64].

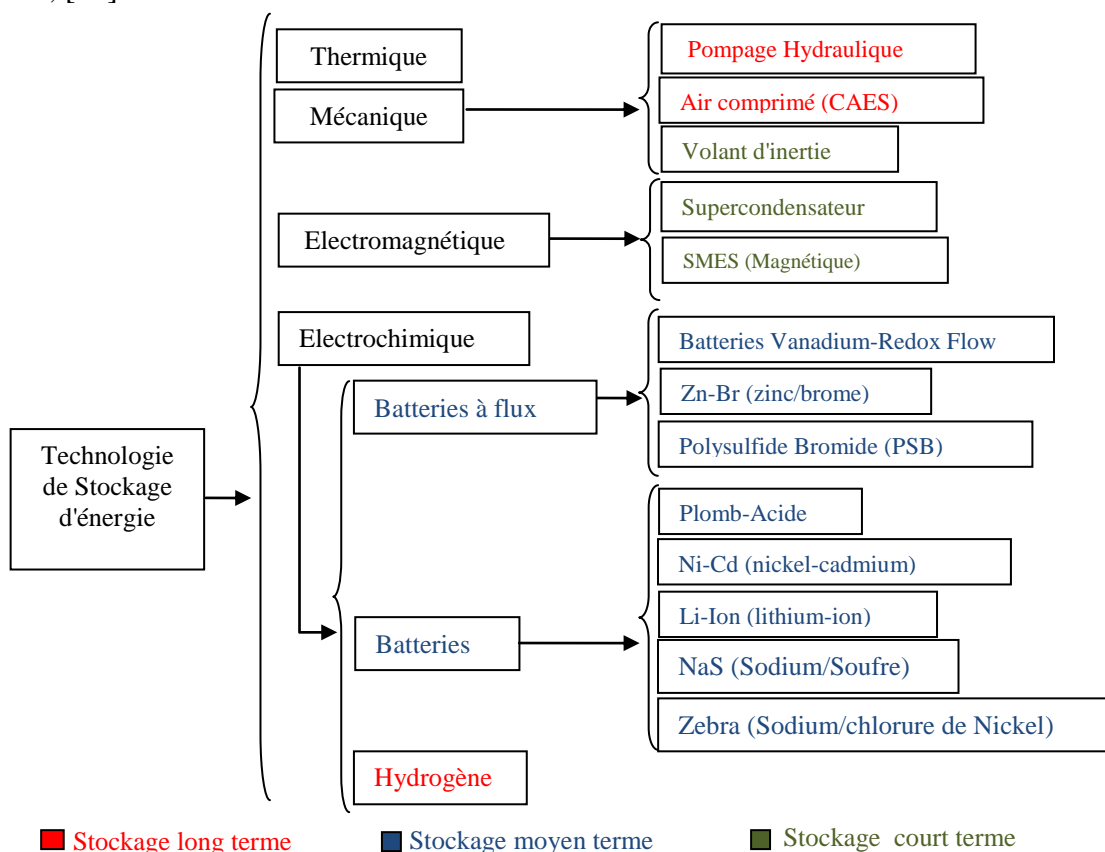


Figure 4-1: Classification des technologies de stockage d'énergie.

Les moyens de stockage sont nombreux, mais leurs efficacités et leurs importances dépendent étroitement des conditions d'exploitations et de leur facilité de mise en œuvre. La classification du stockage de l'énergie dans le cadre de leurs applications dans le domaine de l'énergie renouvelable en général, et dans le domaine éolien en particulier, est une démarche primordiale. Cette classification en fonction de leurs capacités facilite le choix de la nature du stockage à associer au parc éolien pour améliorer l'intégration et les impacts liés à la nature intermittente de la production éolienne sur la conduite et la stabilité du réseau électrique.

4.3 Classification des unités de stockage en fonction de leurs apports

Les services que les unités de stockage (UTS) peuvent offrir pour les parcs éoliens, sont représentés dans le tableau 4-1, [64], [33].

Technologies / Services	Sodium sulfure	Batterie à flux	Li-ion	Supercondensateur	Plomb-acide	Pompage hydro	CAES	SMES	Volant d'inertie	Ni-Cd	Zebra
Lissage (les effets, Lissage annuel, Cycle journalier)						●	●				
Arrêt progressif	●	●	●		●					●	●
Palier au pic de charge	●	●	●		●				●	●	●
Amélioration L'impact de prévision (réserve)	●	●	●		●	●	●			●	●
Lissage de la production	●	●	●	●	●			●	●	●	●
Tenue aux creux de tension (LVRT)	●	●	●	●	●			●	●	●	●
Tenue aux variations de la tension	●	●	●	●	●			●	●	●	●
Tenue aux variations de la fréquence	●	●	●	●	●			●	●	●	●
Réserve première	●	●	●		●					●	●
Réserve secondaire	●	●	●		●	●	●				
Réserve tertiaire	●	●	●		●	●	●				

Tableau 4-1: Classification des éléments de stockage en fonction de leurs services.

Ce tableau est élaboré en se basant sur la nature intermittente de l'énergie éolienne, les exigences du code réseau et le rôle des unités de stockage dans le but de considérer la ferme éolienne comme une centrale conventionnelle de production de l'énergie électrique. Par exemple, l'association des unités de stockage de long terme ou de moyen terme avec le parc éolien permet d'améliorer l'impact de l'erreur de la prévision de la production éolienne, donc augmenter son taux d'intégration au réseau électrique et de minimiser ainsi les pénalités.

Comme nous pouvons le constater aussi, les unités de stockage associées au parc éolien dans le but de lisser sa puissance sont les unités de stockage de moyen et court terme. Les technologies des unités de stockage qui sont candidates pour cette mission sont de différentes nature, mécanique pour les volant d'inertie, électromagnétique pour les supraconducteurs, électrostatique pour les supercondensateurs et électrochimique pour les batteries.

La suite de notre travail sera focalisée sur l'élaboration d'une méthodologie pour déterminer les unités de stockage parmi ces différentes technologies qui sont nécessaires pour le traitement de la qualité d'énergie produite par le parc éolien.

4.4 Stockage pour améliorer la qualité d'énergie

Nous proposons une méthodologie pour le choix des unités de stockage à associer au parc éolien pour que sa production soit compatible à celle autorisée par le code réseau. Cette méthodologie repose sur deux critères, le premier critère est la dynamique de l'unité de stockage, et le deuxième critère est son autonomie ou sa capacité.

Les puissances produites par le parc éolien qui ne sont pas compatibles sont les deux puissances P_{p-1} , P_{p-3} qui correspondent aux vents v_1 et v_3 , respectivement. Ces résultats sont donnés dans le chapitre 3, section 3.3, que nous reprenons sur les figures 4-2 et 4-3.

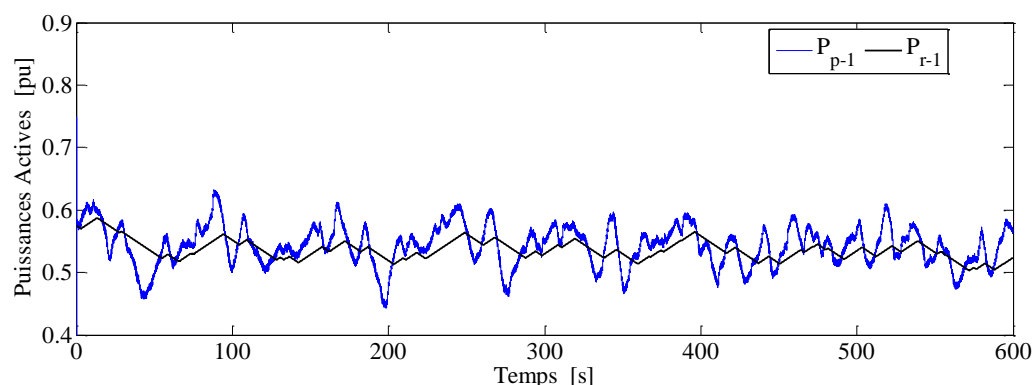


Figure 4-2 : P_{p-1} -puissance produite par le parc, P_{r-1} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.

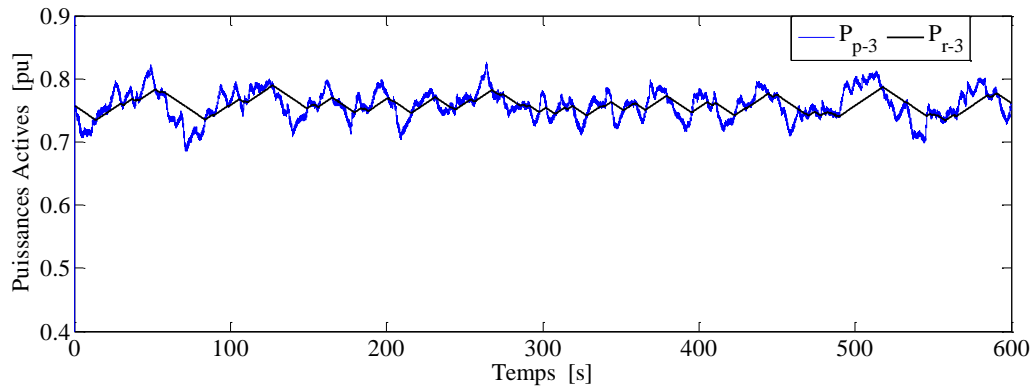


Figure 4-3 : P_{p-3} -puissance produite par le parc, P_{r-3} -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau.

Les puissances P_{st-1} et P_{st-3} représentées sur les figures 4.4 et 4.5, respectivement, sont les puissances de référence pour les unités de stockage. Ces références sont obtenues par la différence entre les puissances (P_{r-1} , P_{p-1}) et les puissances (P_{r-3} , P_{p-3}), respectivement.

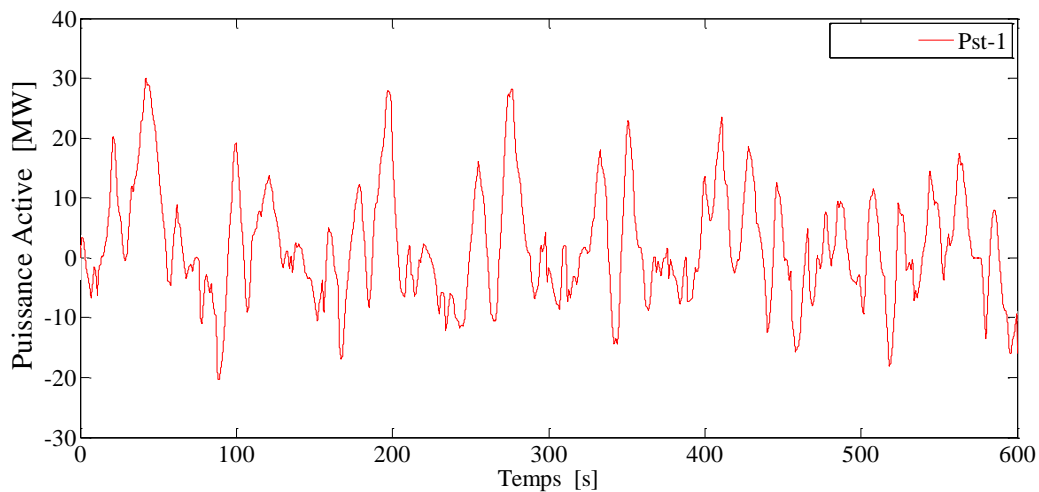


Figure 4-4 : P_{st-1} puissance de référence.

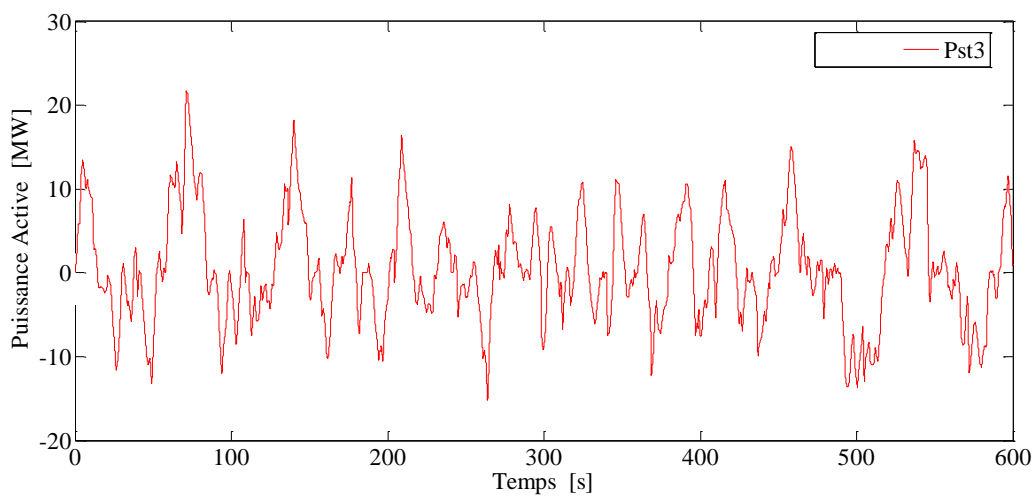


Figure 4.5 : P_{st-3} puissance de référence.

En se basant sur les deux références de puissance P_{st-1} et P_{st-3} pour déterminer les unités de stockage les plus adaptées. La première étape consiste à analyser les spectres de ces puissances qui permettent de déterminer les dynamiques des unités de stockages à utiliser, et la deuxième étape consiste à étudier les caractéristiques énergétiques des unités de stockage qui peuvent répondre à la demande en puissance et en énergie.

4.4.1 Etude des dynamiques des unités de stockage

L'analyse spectrale des puissances de référence P_{st-1} et P_{st-3} est illustrée sur les figures 4-6 et 4-7, respectivement. Ces spectres permettent de mettre en évidence les différentes dynamiques ou fréquences existantes dans chaque profil de puissance. Ces fréquences sont comparées aux fréquences caractérisant chaque unité de stockage, ces dernières sont déterminées par la suite en utilisant le diagramme de Ragone.

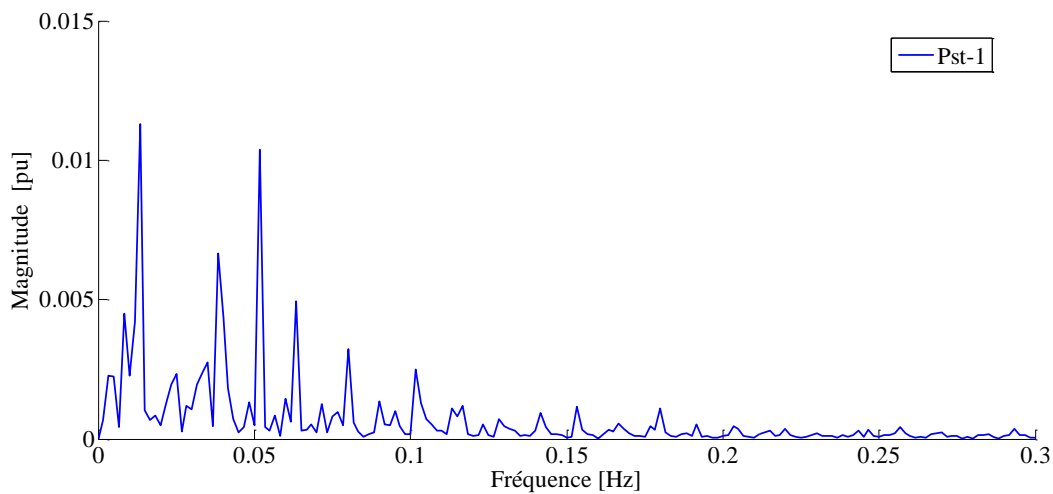


Figure 4-6 : Analyse spectrale de la puissance de référence P_{st-1} .

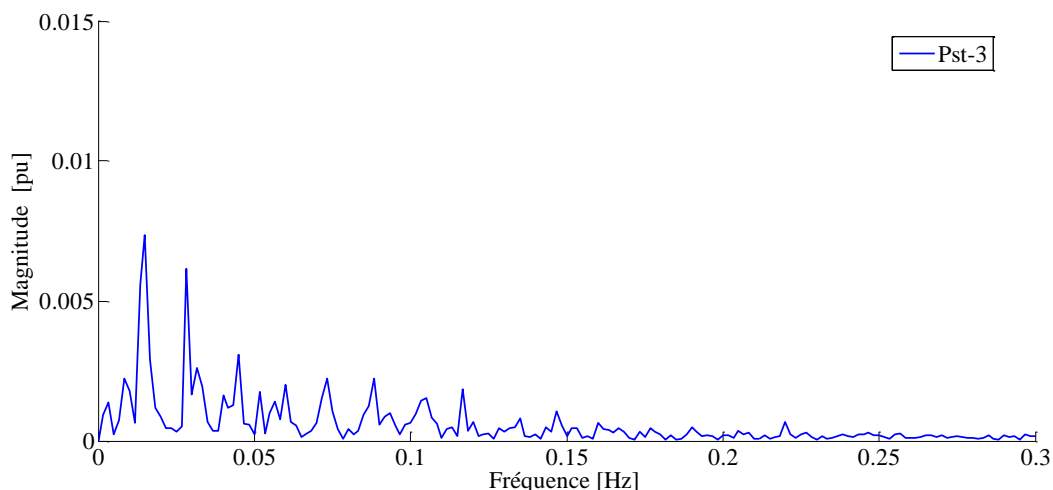


Figure 4-7 : Analyse spectrale de la puissance de référence P_{st-3} .

Selon les deux analyses spectrales, la majorité des harmoniques ont des fréquences qui correspondent à celles des deux zones à savoir les faibles et moyennes fréquences. Nous

rappelons que les fréquences moyennes sont inférieures à 0.01Hz, et les basses fréquences sont comprises entre 0.01 et 0.3 Hz.

4.4.1.2 Diagramme de Ragone

Toutes les unités de stockage peuvent être caractérisées par une relation de type énergie-puissance qu'on peut reporter dans le diagramme de Ragone, [65], [66], illustré par la figure 4-2 issue de [67], [68].

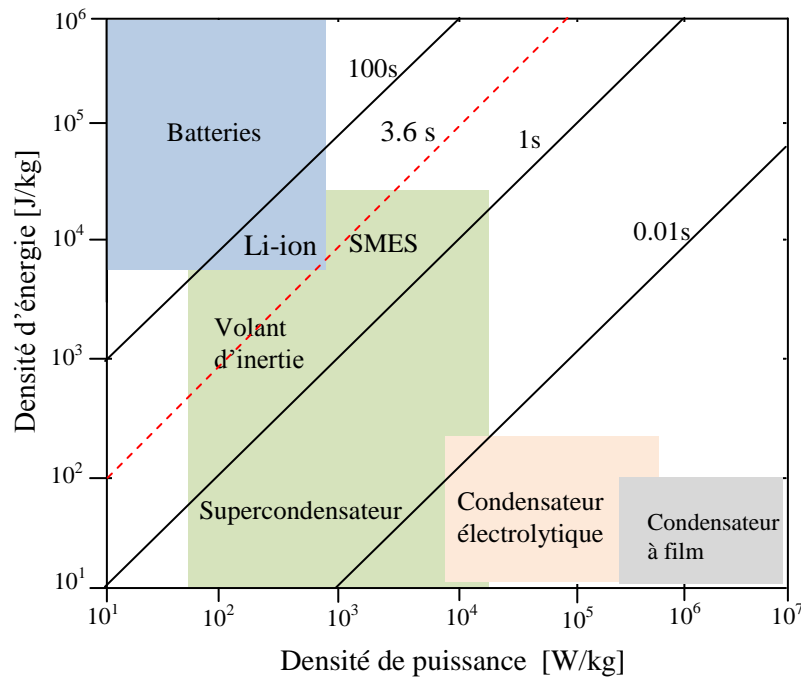


Figure 4-8 Répartition fréquentielle des dynamiques des sources de stockage (moyen et court terme).

La densité d'énergie ou énergie spécifique caractérise la capacité d'une UTS à stocker de l'énergie. La puissance spécifique ou la densité de puissance caractérise la faculté à accumuler ou à rendre disponible instantanément une quantité d'énergie. Cette vision permet de répartir les UTS selon leurs aptitudes sur les horizons temporels donnés correspondant à leur "Temps de Bonne Réaction" (TBR).

Sur la Figure 4.8, nous observons que les UTS de type batterie ont un TBR supérieur à 100s pour la majorité des batteries à l'exception de quelques batteries au lithium à haute puissance qui peuvent travailler jusqu'à 3.6s. Les volants d'inertie, les supraconducteurs et les supercondensateurs ont un TBR compris entre un centième et une centaine des secondes. Les condensateurs à électrolyte ou à film plastique ont un TBR compris entre le micro et le millième de seconde.

En comparant les fréquences des harmoniques existantes dans chaque analyse spectrale des puissances (P_{st-1} , P_{st-3}) et les fréquences qui caractérisent chaque unité de stockage, quatre sources peuvent être candidates, à savoir les batteries au lithium, les supercondensateurs, les volants d'inertie et les SMES. Afin de faire un choix parmi ces quatre technologies, nous utilisons dans la suite de l'analyse le deuxième critère.

4.4.2 Capacité des unités de stockage

Après avoir déterminé les unités technologiques de stockage qui peuvent répondre aux dynamiques des puissances de référence P_{st-1} et P_{st-3} . Les deux facteurs qui caractérisent la capacité de stockage sont en principe la puissance maximale et l'énergie maximale de charge ou de décharge.

Sur les courbes des puissances de référence, la puissance maximale que l'unité de stockage doit fournir est de 30MW et l'énergie maximale dont la valeur est calculée par l'expression approximative (4.1) repose sur la courbe P_{st-1} illustrée sur la figure 4-9.

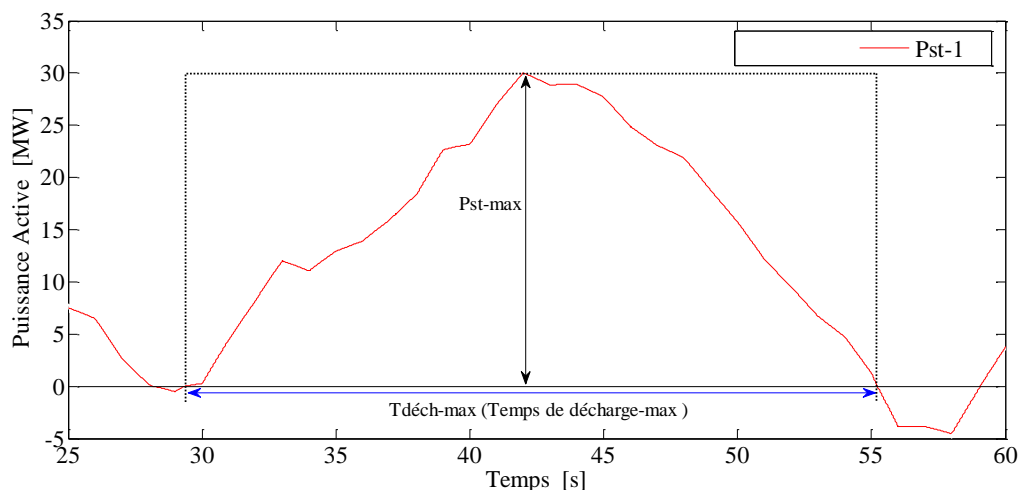


Figure 4-9 Détermination de P_{st-max} et E_{st-max} .

$$E_{st-max} = 0.5 P_{st-max} \Delta t_{dech-max} \quad (4.1)$$

Avec :

$$P_{st-max} = 30 \text{ MW}$$

$$\Delta t_{dech-max} = 25 \text{ s}$$

Application numérique:

$$E_{st-max} = 104.16 \text{ kWh}$$

La caractéristique puissance / énergie déterminée est reportée dans le tableau suivant:

Puissance maximale (MW)	30 MW
Energie maximale (kWh)	104.16 kWh

Tableau 4-2 Les valeurs de P_{st-max} et E_{st-max}

Le tableau 4-3 résume les modules les plus récents pour les trois technologies de stockage ainsi leurs caractéristiques énergétiques à l'exception des grands modules des SMES qui ne sont pas encore commercialisés, [69]. Concernant le rendement, les batteries au lithium et les supercondensateurs sont plus avantageux que les volants d'inertie, en revanche pour ce qui est de la durée de vie c'est le contraire. Dans notre analyse, ces deux paramètres sont

secondaires, par contre les paramètres principaux sont la puissance et l'énergie de chaque élément ou module.

Technologies	Rendement %	Durée de vie	Quelques modules commercialisés
Batteries au lithium-ion	90-95	Nombres de cycles très élevé	2MW/ 500 kWh, Source A123 1MW /540kWh, Intensium® Max 20 de Saft
Supercondensateur	90-95	10 ans	1MW /2.3kWh. Unités SC modulaire Siemens Sitas SS
Volant d'inertie	80-90	20 ans	100kW/25kWh , 150kW/12.5kWh Beacon Power, LLC

Tableau 4-3 : Caractéristiques des unités de stockage, [70], [51].

On définit deux facteurs N_p et N_E qui sont donnés par les expressions (4.2) et (4.3), respectivement. Le premier facteur est le nombre des modules nécessaires pour fournir la puissance P_{st-max} et le second facteur est le nombre de modules pour avoir l'énergie E_{st-max} . Les valeurs N_p et N_E trouvées pour les trois technologies de stockage sont données dans le tableau 4-4.

$$N_E = \frac{E_{st-max}}{E_{mod-max}} \quad (4.2)$$

$$N_P = \frac{P_{st-max}}{P_{mod-max}} \quad (4.3)$$

Avec :

$P_{mod-max}$ Puissance maximale du module.

$E_{mod-max}$ Energie maximale du module.

Technologies	N_P	N_E
Batteries au lithium-ion	15	1
Supercondensateur	15	45
Volant d'inertie	200	9

Tableau 4-4 : Valeurs de N_p et N_E .

En se basant sur les résultats du tableau 4-4, on peut constater que dans le cas des volants d'inertie, il faut 200 modules pour satisfaire la contrainte de puissance P_{st-max} , et 9 modules pour cumuler l'énergie maximale E_{st-max} . Dans le cas des supercondensateurs le nombre des modules est de 15 pour fournir la puissance P_{st-max} et est de 45 modules pour

avoir l'énergie E_{st-max} . Le nombre des modules pour les batteries au lithium est de 15 pour la puissance et est de 1 pour l'énergie. En résumé pour satisfaire les deux contraintes, il faut soit 200 modules des volants d'inertie, soit 45 modules des supercondensateurs ou bien 15 modules des batteries au lithium. Par conséquent, notre choix est d'utiliser les batteries au lithium, ce choix est motivé d'une part par le nombre réduit des modules par rapport aux deux autres technologies, et d'autre part par l'importance de la réserve en énergie que les batteries peuvent stocker tout en évitant de dégrader le rendement global du système. Cette réserve peut être utilisée pour épauler le parc éolien en cas de besoin.

4.5 Gestion de l'énergie basée sur le lissage de la production du parc éolien

Le schéma illustré dans la figure 4-10 représente l'association des batteries avec le parc éolien dans le but de lisser la puissance produite pour qu'elle soit compatible à celle demandée par le code réseau. Dans le cas d'un parc éolien offshore le raccordement des unités de stockage sur la terre ferme est plus avantageux que le raccordement en mer. On peut citer deux avantages majeurs qui sont:

- ✓ Absences des infrastructures supplémentaires en mer,
- ✓ Réduction des pertes dans les transformateurs et dans les lignes de transmission.

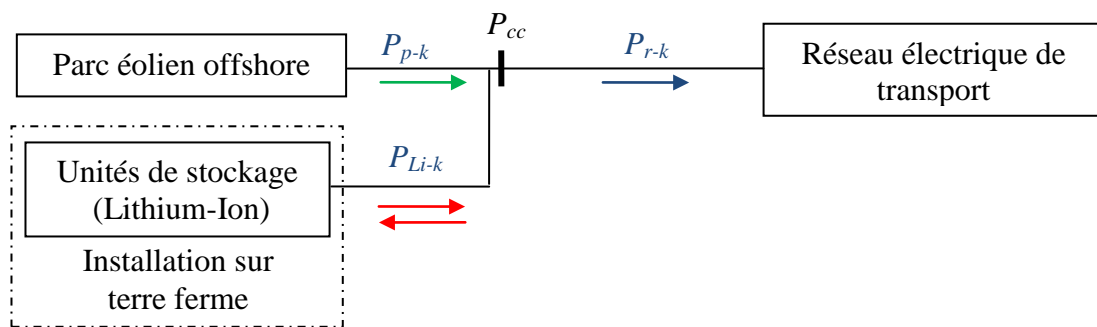


Figure 4-10 : Raccordement des unités de stockage avec le parc éolien offshore.

Les puissances de référence pour chaque module des batteries sont déterminées par l'expression (4.4), et la puissance totale de référence pour l'ensemble des modules est donnée par (4.5).

$$P_{Li-k-ref-i} = \frac{P_{Li-k-ref}}{n} \quad (4.4)$$

$$P_{Li-k-ref} = P_{r-k-ref} - P_{p-k} \quad (4.5)$$

Avec:

$i=1$ à 15, le nombre de module de batterie.

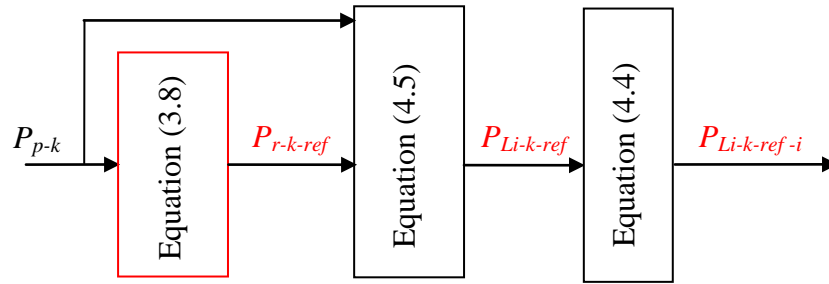


Figure 4.11 : Gestion de l'énergie entre le parc et l'ensemble des modules.

Avec cet algorithme de distribution des puissances de référence pour les modules, ces derniers reçoivent les mêmes consignes, cela nous permet de modéliser l'ensemble des modules en un seul module équivalent avec une puissance de référence égale à la puissance totale de référence de l'ensemble des modules. La gestion de l'énergie entre le parc et le module équivalent est illustrée sur la figure 4-12.

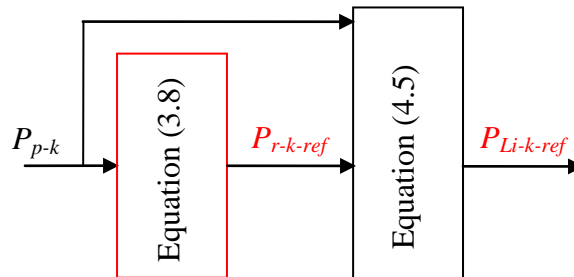


Figure 4-12 Gestion de l'énergie entre le parc et le module équivalent.

4.6 Caractéristique de la chaîne du modèle équivalent

Comme nous l'avons calculé dans la section 4.2.2, le nombre des modules des batteries au lithium est de l'ordre de 15. Les caractéristiques énergétiques du modèle équivalent est la somme des caractéristiques énergétiques pour l'ensemble des 15 modules, comme on peut le voir sur la figure 4-13.

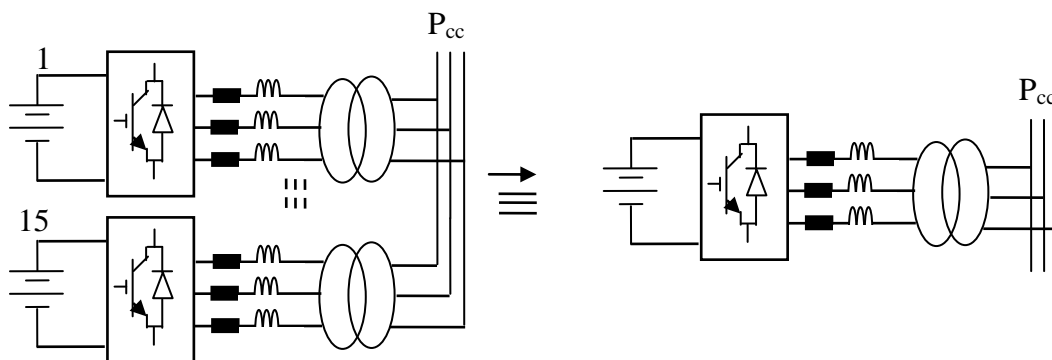


Figure 4-13 : Modèle équivalent des batteries au lithium.

L'utilisation des convertisseurs DC/AC entre les modules des batteries et le point de raccordement P_{cc} est possible, par le fait que la chute de tension due à l'état de charge (SOC)

ou de décharge des batteries est faible et quasiment nulle pour le *SOC* (état de charge de la batterie) compris entre 10% et 90%, [71], [72].

4.6.1 Caractéristiques énergétiques du module équivalent

Les caractéristiques puissance/énergie du module équivalent sont de 30MW/7.5 MWh. Les caractéristiques énergétiques des différentes technologies des batteries au lithium-ion sont données dans le tableau suivant, [73], [74]:

Matériaux	Fem (V)	Capacité spécifique Ah/kg	Puissance spécifique W/kg	Coût	toxicité
LiCoO ₂	3.7	180	300	élevé	oui
LiMn ₂ O ₄	3.5	220	-	moyen	-
LiMn ₂ O ₄	3.8	140	-	faible	non
LiFePO ₄	3.43	170	300-200	faible	non

Tableau 4-5 : Caractéristiques des différentes technologies des batteries au lithium-ion.

En se basant sur la technologie LiFePO₄ pour réaliser la capacité de 7.5 MWh, la tension côté DC du convertisseur est choisie égale à 7.48 kV. Pour atteindre ce niveau de tension, nous avons relié 2200 éléments en série qui forme une chaîne et connecté 6 chaînes en parallèle pour obtenir l'énergie désirée qui se traduit par un nombre total de 13200 éléments. Le poids de chaque élément (batterie) est d'un kilogramme.

4.6.2 Modèle du module équivalent

Il existe des nombreux modèles électriques des batteries au lithium dans la littérature telle que décrits dans [75], [76] et [77]. Le modèle utilisé pour la batterie au lithium est présenté par la figure 4-14. Ce modèle comprend une tension électromotrice E_{fem} qui est en fonction de la tension à vide E_{oc} , du *SOC* et du courant I_{bat} , une résistance constante en série R_{Ω} qui en réalité augmente avec la durée de vie de la batterie. Dans ce modèle, on ne tient pas compte du circuit parallèle *RC* qui décrit le transfert de charge et le processus de diffusion entre l'électrode et l'électrolyte.

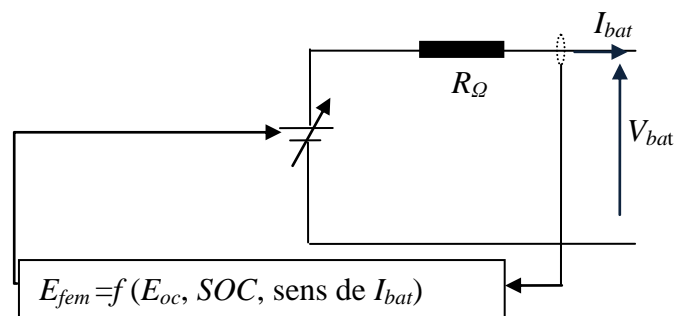


Figure 4-14 : Modèle équivalent.

Les paramètres utilisés dans le modèle sont présentés dans le tableau 4-5. Le modèle de la batterie au lithium est défini par (4.6).

$$V_{bat} = E_{EMF} - R_{\Omega} I_{bat} \quad (4.6)$$

Avec:

E_{fem} Tension électromotrice, où les détails sur la fonction de E_{fem} sont donnés dans la Référence, [77].

Le paramètre SOC est estimé par le rapport entre la quantité de charge instantanée de la batterie et sa capacité nominale $Q_{bat-nominale}$, avec $0 < SOC < 1$, comme le montre (4.7). La batterie est totalement déchargée lorsque $SOC = 0$, et complètement chargée lorsque $SOC = 1$.

$$SOC = 1 - \frac{1}{Q_{bat-nominale}} \int_0^t I_{bat}(t) dt \quad (4.7)$$

Paramètres	Valeurs
E_{fem} kV	7.48
R_{Ω} Ω	-
$I_{bat-nom}$ kA	4.01
$I_{bat-nom}$ kAh	1.002
P_{nom} MW	30
E_{nom} MWh	7.5

Tableau 4-6 : Paramètres du modèle équivalent.

4.7 Contrôle en puissance de l'unité de stockage

La stratégie de gestion de l'énergie de l'unité de stockage est illustrée sur par la figure 4-15. A partir des tensions et courants mesurés au point de raccordement P_{cc} , on peut déterminer les puissances active et réactive qu'on veut réguler. Ces puissances sont contrôlées par des correcteurs de type Proportionnel-Intégral.

Cette régulation repose sur deux boucles en cascade, une boucle externe pour contrôler les puissances active et réactive, et une boucle interne pour contrôler les courants. La relation dans le repère de Park entre les courants et les puissances est donnée par (4.8).

$$\begin{cases} I_{dst} = \frac{2(P_{st} V_{dr} + Q_{st} V_{qr})}{3(V_{dr}^2 + V_{qr}^2)} \\ I_{qst} = \frac{2(P_{st} V_{qr} - Q_{st} V_{dr})}{3(V_{dr}^2 + V_{qr}^2)} \end{cases} \quad (4.8)$$

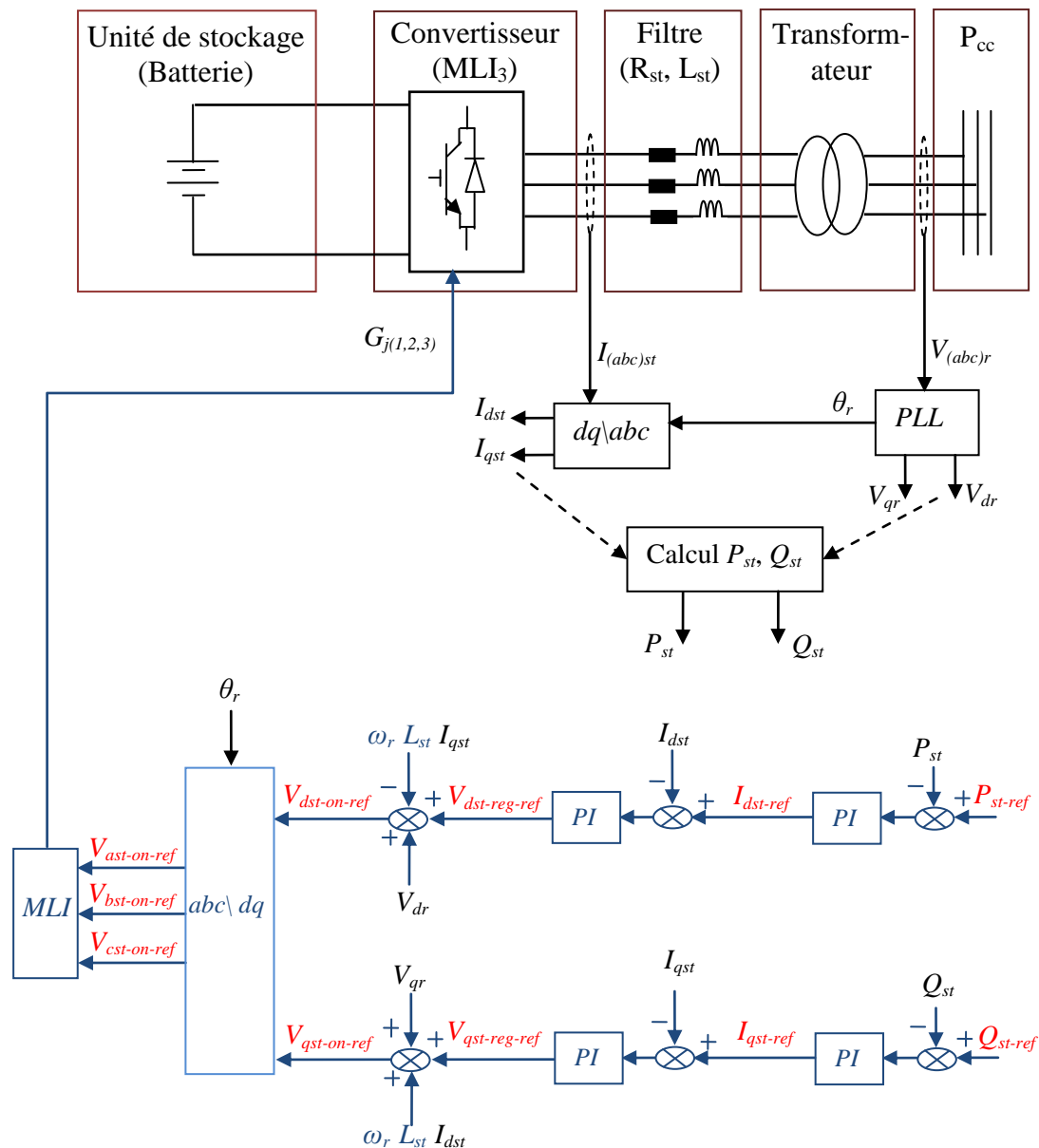


Figure 4-15 Gestion de l'énergie de l'unité de stockage.

La relation (4.8) est une relation complexe pour élaborer un contrôle efficace des puissances par les courants I_{dst} et I_{qst} . La solution est de synchroniser la transformation de PARK sur la pulsation de la tension du réseau. Ainsi, lorsque le système est en régime établi, la composante directe V_{dr} en sortie de la transformation de PARK est une image de l'amplitude de la tension mesurée, et la composante quadratique V_{qr} est nulle. Cette synchronisation est assurée par une boucle de verrouillage de phase ou PLL (Phase Locked Loop). Dans ces conditions les boucles de régulations des puissances active et réactive, peuvent être modélisées comme indiqué sur la figure 4-16, en se basant sur l'expression (4.9).

$$\begin{cases} I_{dst} = \frac{2 P_{st}}{V_{dr}} \\ I_{qst} = \frac{-2 Q_{st}}{3 V_{dr}} \end{cases} \quad (4.9)$$

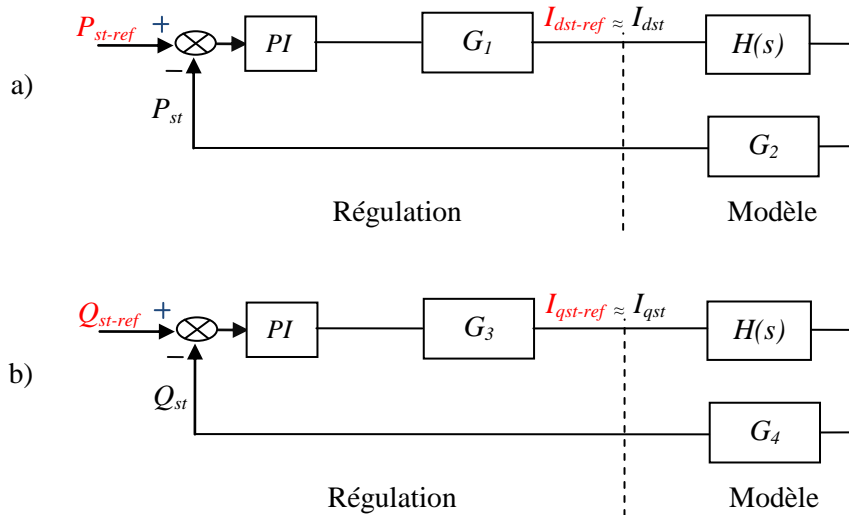


Figure 4-16. a) : Boucle de régulation de la puissance active P_{st} , b) boucle de régulation de la puissance réactive Q_{st} .

4.7.1 Synthèse des régulateurs des puissances

Cette section traite la méthode de synthèse des régulateurs destinés au contrôle de la puissance active et réactive. Les correcteurs utilisés dans les deux boucles sont des régulateurs de type PI classique, leur fonction de transfert est donnée par (4.10).

$$FT(PI) = \frac{K_p s + K_i}{s} \quad (4.10)$$

Où K_p est le coefficient proportionnel, et K_i le coefficient intégral du correcteur. Ainsi, les coefficients des correcteurs vont être dimensionnés de telle façon que la dynamique du système soit prédéterminée.

$H(s)$ est la fonction de transfert qui représente la dynamique de l'onduleur qui est supposé parfait, τ_{on} représente le temps de réponse de l'onduleur sa fonction de transfert est donnée par (4.11).

$$H(s) = \frac{1}{1 + \tau_{on} s} \quad (4.11)$$

La fonction de transfert du système en boucle fermée de la puissance active (voir Figure 4.16 a)) est présentée par (4.12).

$$B(s)_f = \frac{N(s)}{\frac{1}{\omega_n^2} s^2 + \left(\frac{2\xi}{\omega_n}\right) s + 1} = \frac{G_1 (K_p s + K_i)}{1 + \frac{G_1 G_2 K_p + 1}{G_1 G_2 K_i} s + \frac{\tau_{on}}{G_1 G_2 K_i} s^2} \quad (4.12)$$

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{G_1 G_2 K_i}{\tau_{on}} \\ \frac{2\xi}{\omega_n} = \frac{G_1 G_2 K_p + 1}{G_1 G_2 K_i} \end{cases} \quad (4.13)$$

Avec :

$$G_1 = \frac{2}{3V_{dr}} \quad \text{et} \quad G_2 = \frac{3V_{dr}}{2}$$

Ainsi, on en déduit les paramètres des correcteurs comme suit:

$$\begin{aligned} k_i &= \omega_n \\ k_p &= 2\xi - 1 \end{aligned} \quad (4.14)$$

La pulsation de coupure ω_n est fixée à $1/t_{on}$ pour conserver la dynamique de l'onduleur. La méthode de synthèse utilisée pour le contrôle de la puissance active est identique pour la boucle de régulation de la puissance réactive. Les valeurs des coefficients utilisés dans les simulations sont données dans l'annexe A.

4.7.2 Synthèse des régulateurs des courants

Les coefficients des régulateurs *PI* des courant I_{dst} et I_{qst} échangés entre le réseau et l'unité de stockage à travers le filtre *RL* (L_{st} , R_{st}) sont déterminés par (4.13). Les valeurs utilisées dans les simulations sont présentées dans l'annexe A.

$$\begin{aligned} k_{p-Idqst} &= L_{st} \cdot \omega_{n-Idqst}^2 \\ k_{i-Idqst} &= 2 \cdot \xi \cdot L_{st} \cdot \omega_{n-Idqst} - R_{st} \end{aligned} \quad (4.13)$$

4.8 Résultats des simulations

Les résultats montrés ci-dessous sont obtenus par la simulation de l'association du parc éolien et des unités de stockage. La structure modélisée dans l'environnement Matlab Simpower system est présentée dans l'annexe C. Les résultats pour le vent v_3 sont donnés dans l'annexe C.

L'objectif d'intégrer le stockage comme une unité de lissage de la production éolienne, sans que le parc réduise sa puissance pour créer de la réserve comme nous l'avons traité dans le chapitre précédent, est une solution intéressante comme nous pouvons le voir sur le figure 4-17. La puissance injectée dans le réseau électrique suit parfaitement sa référence, comme nous pouvons l'observer sur la courbe des puissances.

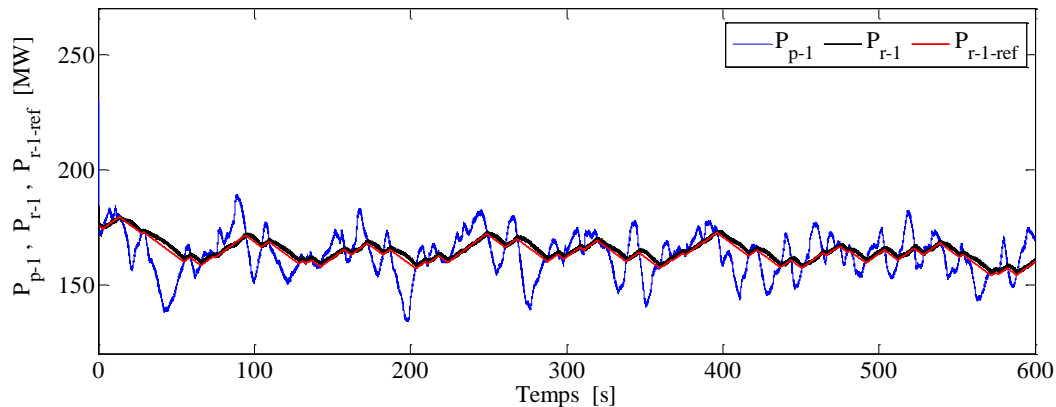


Figure 4.17 : P_{p-1} -puissance produite par le parc, P_{r-1} -puissance injectée dans le réseau électrique.

La stratégie de lissage de la puissance produite par le parc consiste à faire absorber par la batterie au lithium les fluctuations de la production éolienne qui dépassent le seuil de 10% de la puissance nominale par minute ($\pm 30\text{MW/m}$). Le résultat de contrôle correspondant à cette stratégie est présenté sur la figure 4-18.

Le fonctionnement de la batterie au lithium repose sur des phénomènes de charge/décharge. Dans le but de constater que la batterie au lithium fonctionne sans dépasser son temps de bonne réaction (TBR), nous avons analysé le spectre de sa puissance illustré sur la figure 4-19. Selon cette analyse spectrale, les dynamiques existantes sont presque nulles pour les fréquences qui dépassent 0.27Hz. Ce seuil correspond bien dans le domaine temporaire au domaine de fonctionnement des batteries au lithium.

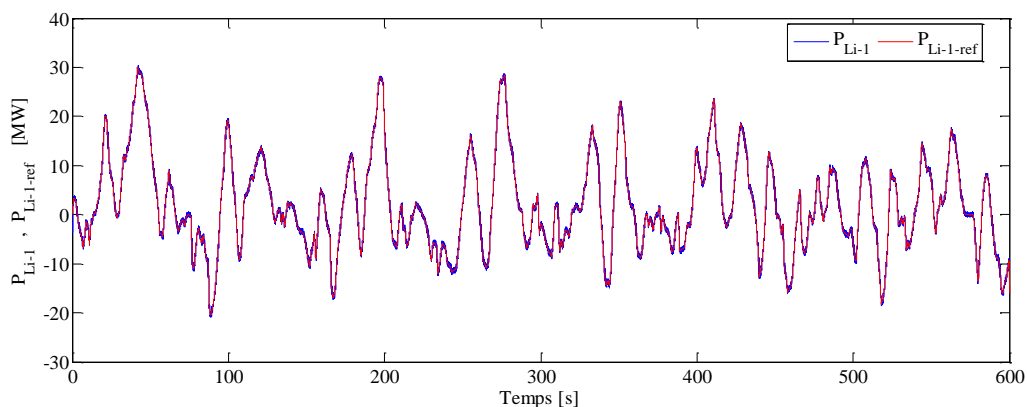


Figure 4-18 : P_{Li-1} puissance de la batterie au lithium.

Comme nous l'avons expliqué précédemment, il vaut mieux que les unités de stockage fonctionnent avec des fréquences qui sont inférieures ou égales à celles qui correspondent à leurs temps de bonne réaction.

Sur l'analyse spectrale présentée sur la figure 4-19, la majorité des harmoniques contenus dans la puissance de la batterie ne dépassent pas la fréquence de 0.1Hz. Cette valeur dans le domaine temporaire est de l'ordre de 10s, en comparant cette valeur au temps de bonne réaction des batteries au lithium qui peut aller jusqu'à l'ordre de 3.6s. Nous pouvons

conclure que cette mission de lissage de la production éolienne ne dégrade pas les batteries au lithium.

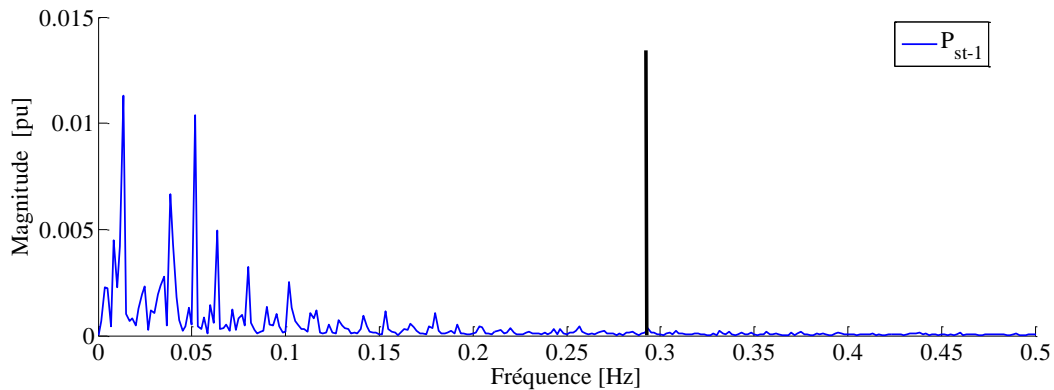


Figure 4-19 : Analyse spectrale de la puissance de la batterie au lithium.

La figure 4-20 montre les courants mesurés au point de couplage du parc éolien, des batteries au lithium et du réseau électrique. On peut observer que le courant injecté au réseau électrique présente moins des fluctuations par rapport à celui produit par le parc, et que ces fluctuations sont absorbées par la batterie, comme nous pouvons le voir sur son courant. Pour montrer l'efficacité de la stratégie de commande, nous avons vérifié que les courants au point de connexion ont la même fréquence de 50 Hz, comme le montre la figure 4-21.

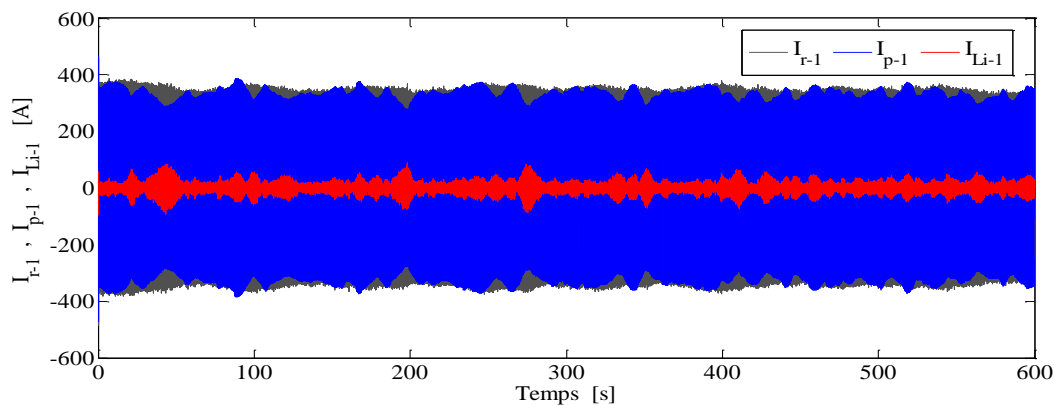


Figure 4-20 : I_{r-1} -courant injecté dans le réseau, I_{p-1} -courant produit par le parc, I_{li-1} courant de la batterie.

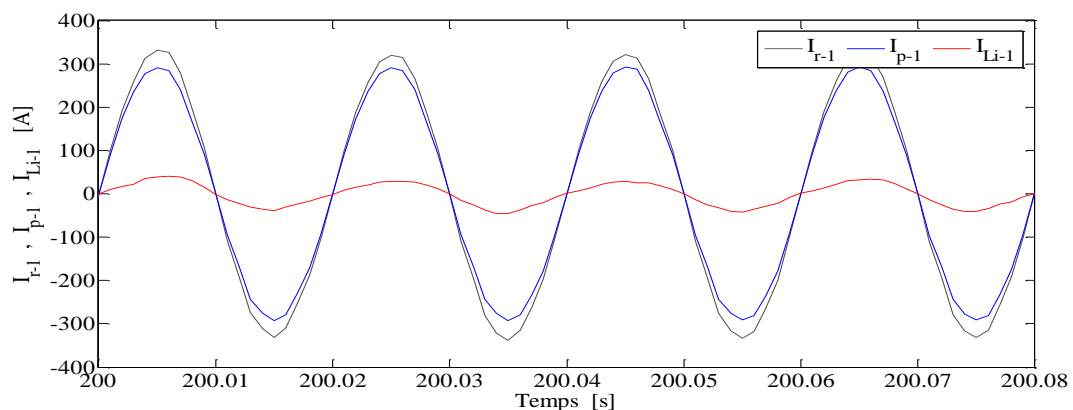


Figure 4-21 : Zoom sur des courants injectés dans le réseau.

Les grandeurs électriques liées à la batterie sont données sur les figures 4-22, 4-23 et 4-24. Le courant de la batterie possède les mêmes fluctuations que la puissance de la batterie qui est donnée sur la figure 4-18, cela est logique car sa tension est constante malgré les variations de son état de charge, comme nous pouvons le voir sur la figure 4-24. Ce résultat appuie l'hypothèse qui consiste à utiliser un convertisseur DC/AC directement pour connecter la batterie au lithium au réseau électrique, sans l'utilisation des convertisseurs DC/DC pour contrôler la tension DC appliquée à l'onduleur.

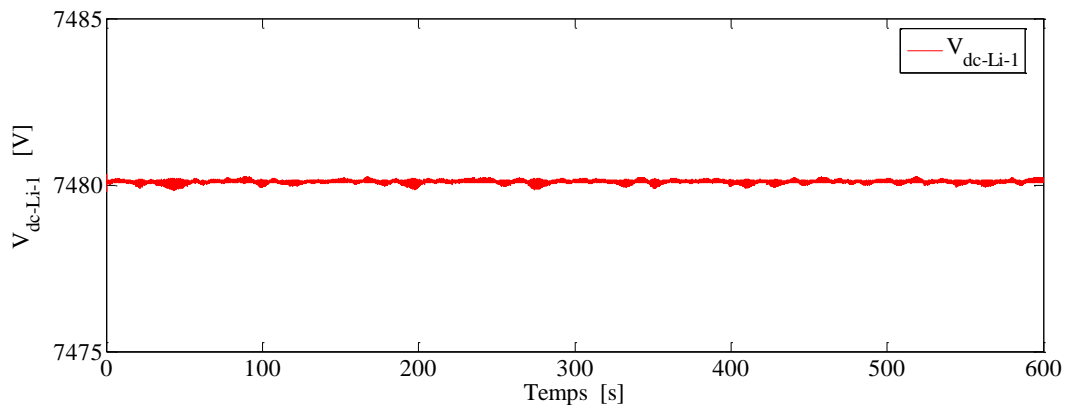


Figure 4-22 : Tension aux bornes de la batterie.

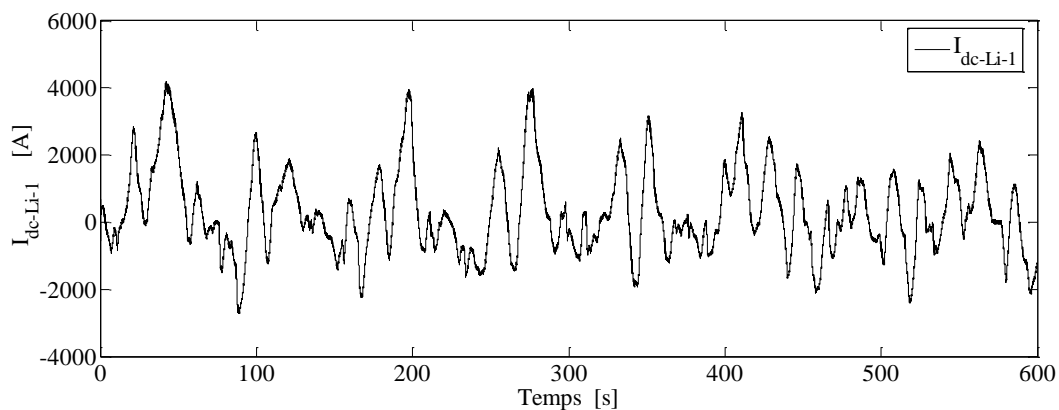


Figure 4.23 : Courant de la batterie.

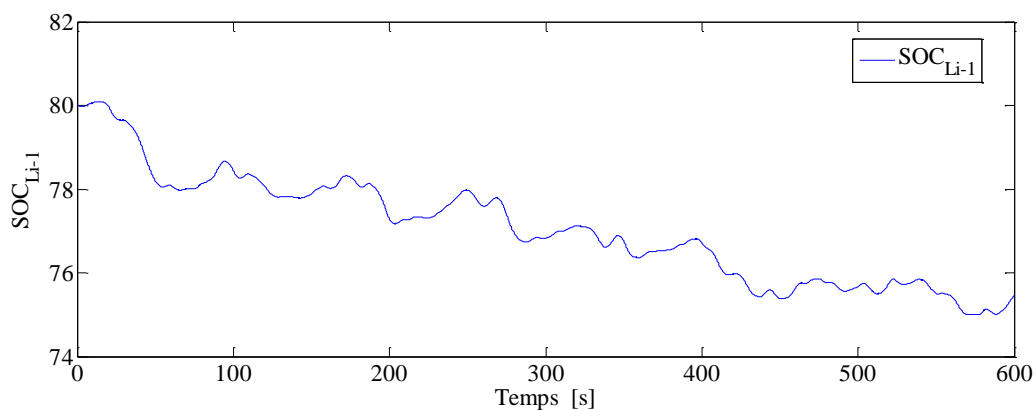


Figure 4.24 : SOC de la batterie.

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons procédé l'analyse détaillée sur le rôle que chaque unité de stockage d'énergie peut apporter aux problématiques liées à l'intégration de la production d'origine éolienne dans le réseau électrique. L'objectif de cette analyse est d'avoir une idée générale sur la capacité des différentes technologies de stockage à lisser les fluctuations de puissance. Le résultat de cette analyse nous a permis de constater qu'il existe quatre technologies des unités de stockage qui sont candidates à cette tâche, à savoir les volants d'inertie, les supercondensateurs, les supraconducteurs et les batteries.

Dans la suite du travail, nous avons proposé une méthodologie pour déterminer d'une façon optimale les unités de stockage parmi les quatre solutions possibles. Nous avons été amenés à définir deux paramètres, le premier repose sur la capacité des unités de stockage à suivre la dynamique des puissances demandées, et le deuxième paramètre repose sur l'autonomie des unités à répondre à la demande énergétique. Le résultat de l'analyse montre que ces trois technologies sont bien adaptées à la mission de lissage de la puissance. Pour différencier les trois technologies nous avons comparé le nombre des éléments nécessaires pour chaque technologie de stockage pour satisfaire la mission. Cette comparaison nous a permis de faire le choix des batteries au lithium.

Dans la dernière partie du chapitre, nous avons procédé à la modélisation des batteries au lithium et nous avons élaboré la stratégie de commande du système. Le résultat obtenu sur le comportement du modèle équivalent des batteries confirme la capacité des batteries à améliorer la qualité de l'énergie produite par le parc éolien, sans que ces dernières subissent des dégradations liées à cette mission.

L'avantage majeur d'utilisation des batteries par rapport aux autres unités de stockage d'énergie électrique réside dans le fait que la capacité spécifique des batteries au lithium est très importante. Cela permet non seulement de lisser la puissance mais aussi de rendre d'autres services tels que l'amélioration de l'impact de la mauvaise prévision.

Chapitre 5 : Etude d'un parc éolien offshore à configuration DC.

5.1	Introduction.....	76
5.2	Topologie du parc éolien étudié.....	76
5.3	Configuration générale du système.....	77
5.4	Convertisseurs DC/DC de grande puissance.....	78
5.5	Topologie du convertisseur Full-Bridge de puissance.....	79
	- Fréquence de fonctionnement du transformateur.....	80
5.6	Contrôle du convertisseur Full bridge.....	81
	5.6.1 Synthèse du régulateur de tension V_{dc}	82
	5.6.2 Calcul du régulateur de courant I_l	83
	5.6.3 Génération des signaux de commande.....	84
5.7	Paramètres des convertisseurs DC/DC.....	84
5.8	Eolienne avec une sortie en DC.....	86
5.9	Convertisseur DC/DC de la plateforme maritime.....	90
5.10	Convertisseur de la plateforme terrestre.....	91
5.11	Unité de supervision centrale du parc éolien.....	91
5.12	Résultats des simulations.....	92
5.13	Conclusion.....	95

5.1 Introduction

Dans ce dernier chapitre, nous présentons la stratégie de transport de l'énergie produite par le parc en courant continu à haute tension (HVDC). Le but de cette étude est d'analyser le comportement des différents convertisseurs utilisés pour élaborer cette structure. Nous procédons en premier lieu à une revue des topologies des convertisseurs généralement utilisées dans le conditionnement HVDC.

Pour connecter les éoliennes sur le bus continu, nous apporterons des modifications sur la chaîne de conversion de l'énergie éolienne traitée dans le deuxième chapitre. Pour cela, nous allons proposer une nouvelle structure et des commandes adéquates pour assurer toujours la stabilité du système. Le transport en haute tension à courant continu de l'énergie produite par les éoliennes est assuré par une transmission basée sur deux convertisseurs. Le premier convertisseur est supposé implanté sur une plateforme maritime et le second est installé sur une plateforme terrestre. Nous traitons dans cette section le rôle de chaque convertisseur.

Nous élaborons par la suite, les modèles mathématiques de chaque élément de la chaîne de production et du transport de l'énergie. Les modèles sont évalués à l'aide des scénarios de tests des algorithmes de commande proposés.

5.2 Topologie du parc éolien étudié

La topologie du parc éolien offshore étudiée dans ce chapitre est une topologie DC, comme illustré par la figure 5-1. Comme nous l'avons déjà expliqué dans le chapitre 1, le choix de cette topologie devient évident pour transporter des grandes puissances lorsque la distance entre la plateforme maritime et le point de connexion du parc éolien au réseau électrique terrestre est importante. Dans ce chapitre, on s'intéresse principalement aux convertisseurs statiques utilisés pour la conversion d'énergie entre les turbines éoliennes et le réseau électrique.

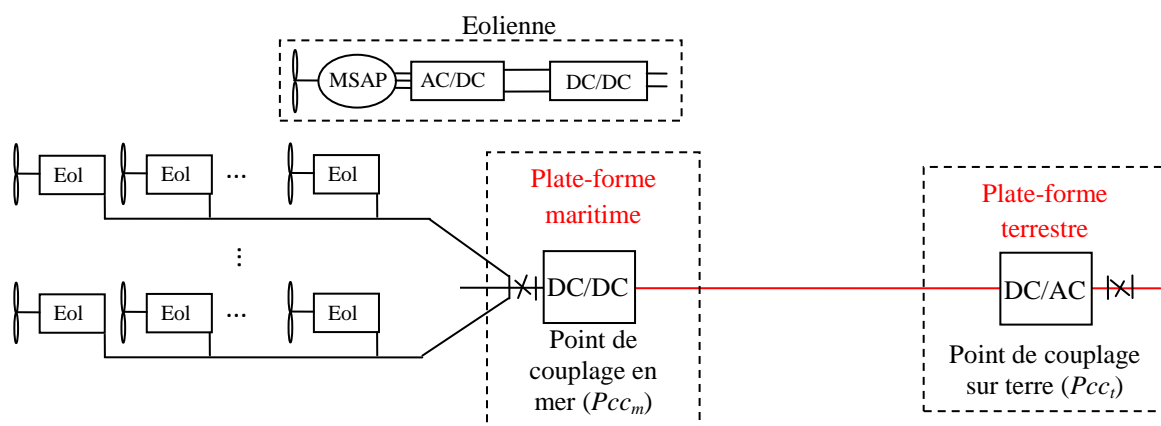


Figure 5-1 : Topologie DC.

La sortie de chaque éolienne est en courant continu, et l'ensemble des éoliennes du parc est connecté sur le même bus continu. Pour cela, il faut intégrer un convertisseur de nature DC/DC au niveau de chaque éolienne. Un convertisseur DC/DC est utilisé dans la plate-forme maritime pour regrouper toutes les contributions des différentes éoliennes. Le transport de l'énergie totale entre les deux points de couplage P_{cc_m} et P_{cc_t} est en courant continu. L'utilisation d'un convertisseur DC/AC au niveau de la plate-forme terrestre est nécessaire pour injecter l'énergie totale dans le réseau électrique de transport.

5.3 Configuration générale du système

Le premier objectif du contrôle de la topologie DC est d'assurer que les tensions des bus continu aux différents étages restent constantes quelque soit les variations induites par les puissances produites par les éoliennes. L'objectif secondaire de la commande consiste à contrôler les éoliennes d'une manière à extraire le maximum de puissance du vent et d'injecter la puissance totale produite dans le réseau.

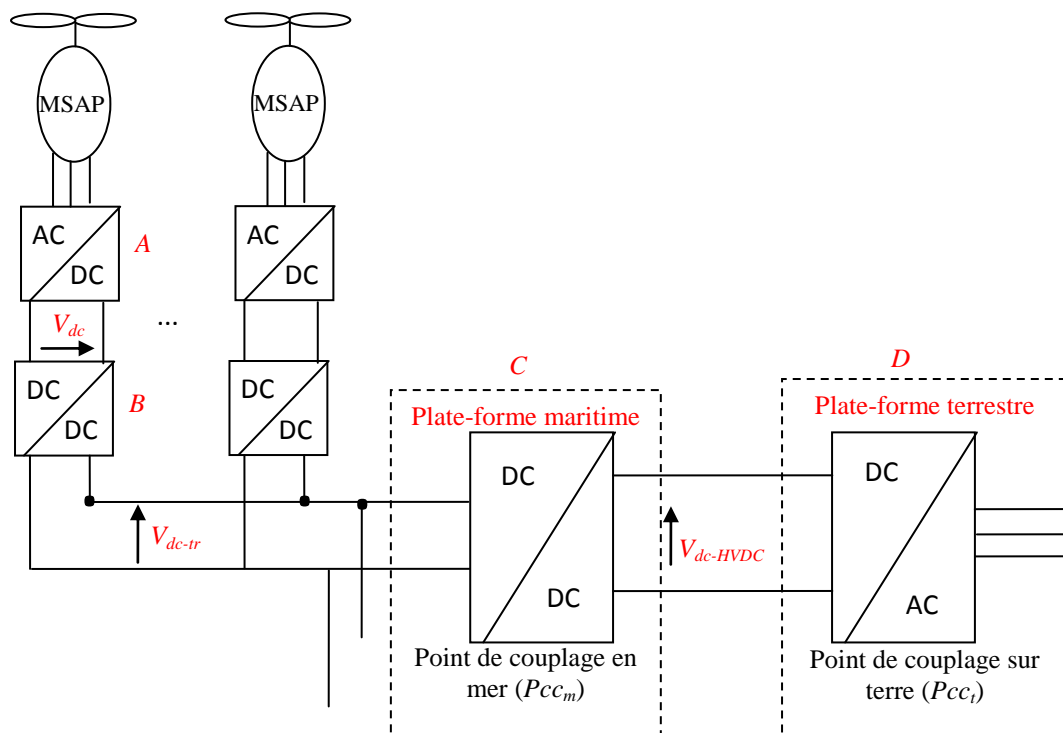


Figure 5-2 : Configuration générale du système.

La figure 5-2 montre de manière générale la connexion en série des convertisseurs A, B, C et D pour assurer les objectifs que nous avons décrits précédemment. Le rôle des convertisseurs A est de contrôler les génératrices, le rôle des convertisseurs B est d'amplifier et contrôler la tension du bus continu V_{dc} à la sortie du convertisseur A. La tension V_{dc-tr} au niveau du point de couplage en mer est contrôlée par le convertisseur C, et le contrôle de la tension $V_{dc-HVDC}$ et la puissance réactive sont assurés par le convertisseur D. Les détails sur chaque commande sont décrits dans les sections suivantes. Une étude des convertisseurs de

nature DC/DC est primordiale pour déterminer les topologies adaptées pour la conversion d'énergie.

5.4 Convertisseurs DC/DC de grande puissance

Plusieurs topologies des convertisseurs DC/DC sont envisageables pour remplir les fonctions demandées: transfert unidirectionnel de puissance active, l'amplification et le contrôle des tensions des bus continu.

Les convertisseurs DC/DC sans transformateurs ou de type hacheur sont analysés dans la référence [24] pour des telles applications. Les convertisseurs de type hacheur ne sont pas adaptés pour augmenter la tension de sortie à des valeurs très élevées. Par contre, les convertisseurs à étage intermédiaire haute sont bien adaptés pour fournir les services demandés.

On distingue trois principaux convertisseurs DC/DC avec transformateurs adaptés à l'application éolienne de grande puissance qui sont :

- Convertisseur en pont complet : Full-Bridge.
- Convertisseur avec double pont complet : Dual-Active-Bridge.
- Convertisseur résonnant.

Les principaux avantages et les inconvénients de ces trois technologies sont décrits en détail dans [78], [79], que nous reprenons dans le tableau 5-1.

Convertisseur	Full-Bridge
Avantages	- Fréquence de commutation fixe - Puissance apparente du transformateur proche de la puissance active
Inconvénients	- Inductance de filtre obligatoire - Pertes par commutation non nulles - Unidirectionnel en puissance

Convertisseur	Dual-Active-Bridge
Avantages	- Bidirectionnalité de la puissance \Rightarrow alimentation des auxiliaires et pré-charge des bus DC
Inconvénients	- Bidirectionnalité de la puissance \Rightarrow dimensionnement d'un pont complet redresseur pour une utilisation très rare

Convertisseur	Résonnance
Avantages	- Pertes par commutation négligeables - Pas d'inductance de filtrage
Inconvénients	- Dimensionnement de la capacité AC - Fréquence de commutation variable \Rightarrow dimensionnement du transformateur plus contraignant - Puissance apparente du transformateur plus élevée que la puissance active

Tableau 5-1 : Avantages et inconvénients des convertisseurs DC-DC Full-Bridge, Dual Active Bridge et résonnant.

Le choix entre les trois technologies des convertisseurs repose sur l'étude comparative faite par [78] et [79], dont nous avons résumé l'essentiel des ces résultats dans le tableau 5-1. Dans le cas du convertisseur à résonance, la fréquence de commutation est variable, cela implique que le dimensionnement du transformateur est plus contraignant. Le convertisseur avec un pont commandé en entrée et en sortie du transformateur (Double- Active-Bridge ou DAB) présente toutes les caractéristiques pour une utilisation dans un parc à configuration DC. Lorsqu'on analyse ses avantages, ce convertisseur permet une bidirectionnalité. Cette bidirectionnalité n'est pas nécessaire dans notre cas, car le flux de puissance dans le parc à un seul sens, à savoir de l'éolienne au réseau électrique. L'utilisation de ce convertisseur dans une telle application transforme son avantage majeur en inconvénient par la nécessité de contrôler les deux ponts du convertisseur. Le convertisseur de type Full-Bridge présente des avantages par rapport aux deux convertisseurs. Nous choisissons ce convertisseur pour la suite de l'étude.

5.5 Topologie du convertisseur Full-Bridge de puissance

La topologie Full-Bridge (FB) est réalisable en monophasé comme en triphasé. Les formes d'ondes en triphasé contiennent moins d'harmoniques qu'en monophasé, et génèrent donc moins de pertes dans le transformateur. Cependant, les coûts due au nombre de composants supplémentaires pour la structure triphasée ne compensent pas le gain des pertes amoindries [24]. L'utilisation de la topologie Full-Bridge monophasée est donc préférable.

Les parties principales d'un convertisseur full bridge sont le pont onduleur, le transformateur de haute fréquence, le pont de diodes et le filtre de sortie. Ces différentes parties sont montrées sur la figure 5-3.

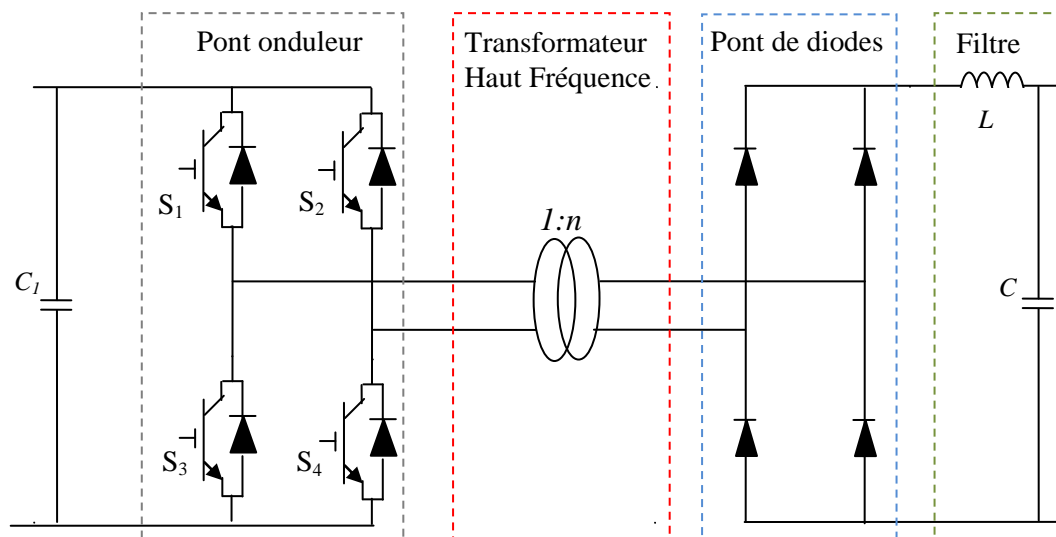


Figure 5-3 : Les principaux éléments du convertisseur Full-Bridge.

Le fonctionnement de ce convertisseur repose sur la fermeture et l'ouverture des interrupteurs du pont onduleur. Son principe de fonctionnement est le suivant, [77]: durant la première demi-période les deux interrupteurs S_1 et S_4 se ferment, et les interrupteurs S_3 et S_2 s'ouvrent. Durant la seconde demi-période, les interrupteurs S_1 et S_4 s'ouvrent et les

interrupteurs S_2 et S_3 se ferment. Ce fonctionnement permet d'obtenir un signal alternatif à l'entrée du transformateur. Le rôle du transformateur de haute fréquence est d'amplifier la tension à l'entrée du redresseur à diodes. La tension à la sortie du redresseur à diodes est en continu, le rôle du filtre LC est de filtrer la tension et le courant à la sortie du redresseur.

L'utilisation d'un transformateur de haute fréquence permet de diminuer considérablement le poids global du convertisseur, [24], donc de réduire le poids totale de l'éolienne, cela est un point non négligeable dans une application éolienne offshore.

- Fréquence de fonctionnement du transformateur

La relation entre la fréquence et la section du fer du noyau de transformateur est donnée par la relation (5.1), on constate que la section du fer du noyau du transformateur est alors directement proportionnelle à l'inverse de la fréquence.

$$S_{fer} = \frac{V \sqrt{2}}{N B_{max}} \frac{1}{2 \pi f} \quad (5.1)$$

Avec:

V	Tension efficace au primaire du transformateur [V]
f	Fréquence [Hz]
N	Nombre de tours au bobinage primaire
B_{max}	Induction maximale [T]
S_{fer}	Section du noyau [m ²].

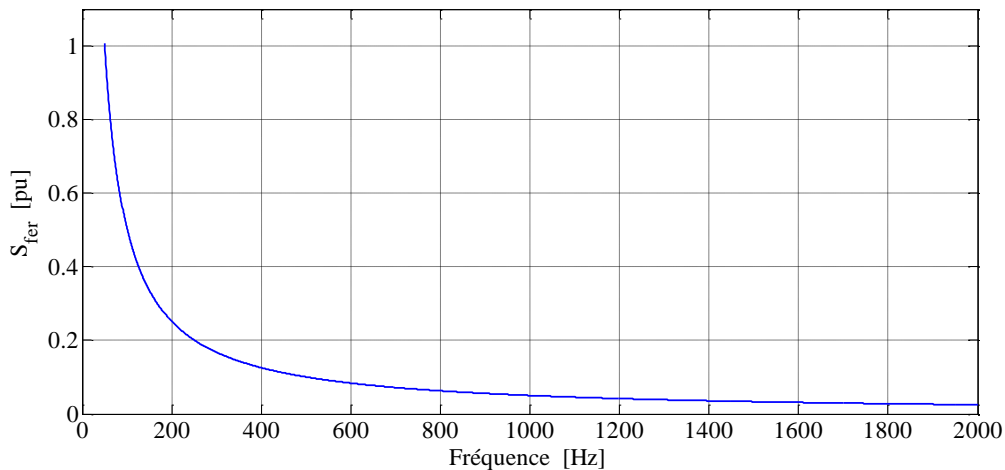


Figure 5-4 : Variations de la section du noyau d'un transformateur en fonction de la fréquence de fonctionnement.

La courbe sur la figure 5-4 montre la diminution de la section du noyau, donc la taille et le poids total du transformateur en fonction de la fréquence de fonctionnement. Par exemple pour une fréquence de fonctionnement de 500Hz, la section du noyau va avoir une diminution de 90%. On observe une stagnation sur la diminution de la section du noyau pour des fréquences supérieures à 1000 Hz.

En plus des informations sur la diminution de la taille et du poids du transformateur qu'on peut extraire de la courbe, on trouve aussi une information sur le seuil pour lequel l'évolution de la variation de la section reste constante. Cette valeur de fréquence peut être exploitée pour avoir une idée sur la compatibilité avec les éléments de l'électronique de puissance à utiliser dans la partie pont onduleur du convertisseur full bridge.

Les valeurs des paramètres utilisés pour tracer la courbe $S_{fer} = f(\text{fréquence})$ sont : $V=1000$ Volt, $B_{max}=1.7$ Tesla, $S_{fer} = 1$ en pu à 50 Hz

5.6 Contrôle du convertisseur Full bridge

Le convertisseur Full bridge montré sur la figure 5-5 est utilisé ici pour maintenir la tension V_{dc} du bus continu constante. Les détails sur la commande sont disponibles sur la figure 5-6, qui repose sur une stratégie de contrôle en cascade (boucle tension externe et boucle de courant en interne). Ces deux boucles de contrôle reposent sur des correcteurs comme le montre la figure 5-6, [80], [81].

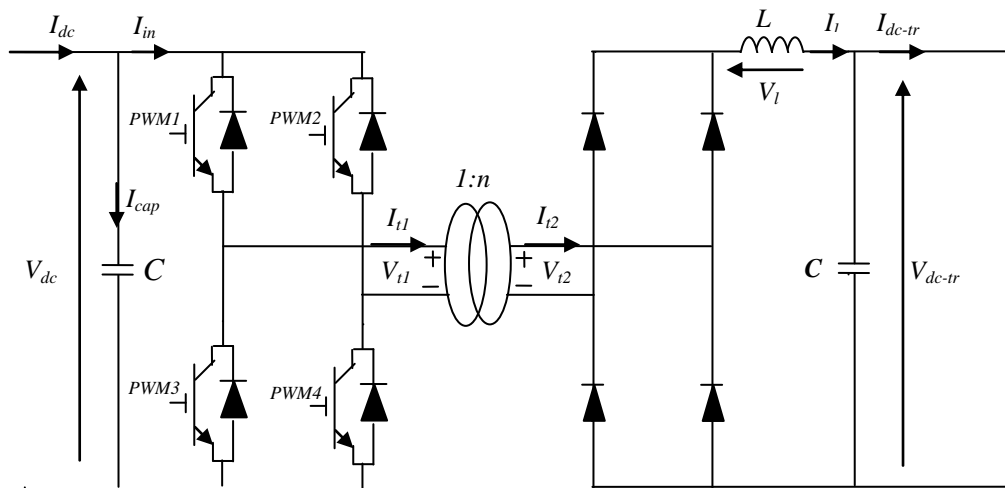


Figure 5-5 : Topologie du convertisseur full bridge.

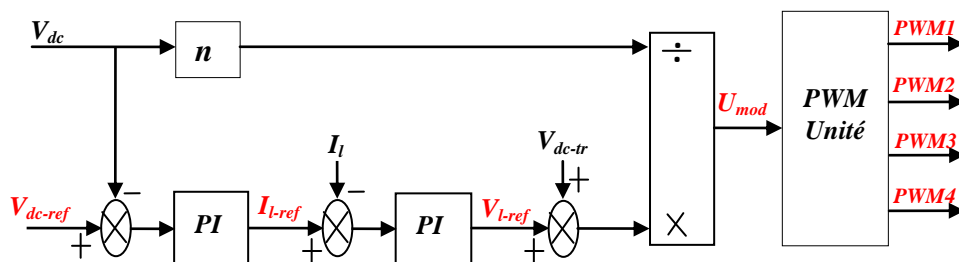


Figure 5-6 : Boucle de contrôle de la tension V_{dc} et du courant I_l .

Pour calculer les différents paramètres des régulateurs PI utilisés pour réaliser le contrôle de la tension V_{dc} , la première démarche consiste à faire le lien entre la tension V_{dc} et le courant I_l à la sortie du pont de diodes.

5.6.1 Synthèse du régulateur de tension V_{dc}

La relation entre les courants I_{in} à l'entrée du pont onduleur et le courant I_l est donnée par (5.2).

$$I_{in} = n I_l \quad (5.2)$$

avec n : le rapport de transformation.

La relation (5.3) montre le lien entre le courant I_{in} et la tension V_{dc} . Cette expression est obtenue en utilisant la loi de Kirchoff au nœud associé aux courants I_{in} , I_{cap} et I_{dc} .

$$I_{in} = I_{dc} - C \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (5.3)$$

En remplaçant (5.2) du courant I_{in} dans (5.3), on obtient l'expression (5.4) qui donne la relation entre le courant I_l et la tension V_{dc} .

$$I_l = \frac{1}{n} I_{dc} - \frac{C}{n} \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (5.4)$$

Pour déterminer les paramètres du régulateur PI de la boucle de tension, on utilise l'expression (5.4), avec l'hypothèse que le courant mesuré I_l dans le circuit est égale à sa valeur de référence I_{l-ref} , comme illustré sur la figure 5-7.

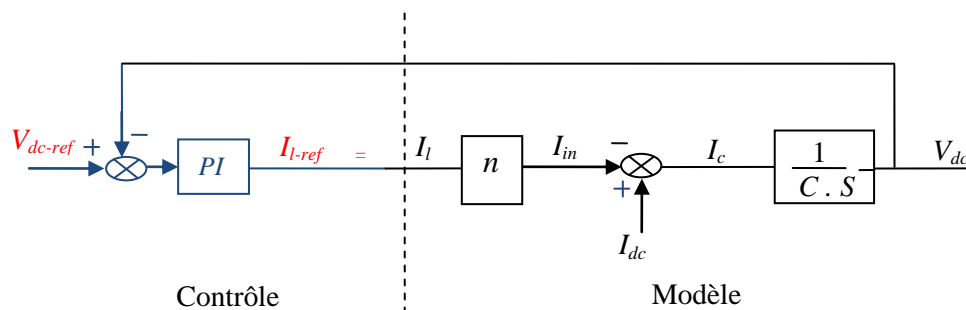


Figure 5-7 : Méthode de synthèse des paramètres du régulateur de tension V_{dc} .

Les expressions des paramètres K_{p-vdc} et K_{i-vdc} du régulateur de tension V_{dc} sont données par (5.5). Les détails de calcul sont donnés dans l'annexe A.

$$\begin{aligned} k_{i-vdc} &= n^{-1} C \omega_{n-vdc}^2 \\ k_{p-vdc} &= 2 \xi n^{-1} C \omega_{n-vdc} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Avec :

$\omega_{n-vdc} = 1/\tau_{vdc}$, τ_{vdc}	Constante de temps de la boucle de tension du bus continu.
ξ	Coefficient d'amortissement.
C	Capacité du bus continu.

5.6.2 Calcul du régulateur de courant I_l

La seconde boucle de régulation est celle du courant qui transite par l'inductance supposé parfaite L . Si on observe bien au niveau de la structure de contrôle du convertisseur full bridge que nous avons proposé dans la section 5.5, illustrée sur la figure 5-6, la sortie du régulateur de courant I_l est une tension V_{l-ref} qui par la suite est utilisée pour élaborer les signaux de commande (PWM_1 , PWM_2 , PWM_3 et PWM_4) des interrupteurs S_1 , S_2 , S_3 et S_4 respectivement.

Pour déterminer les paramètres des régulateurs de courant I_l , la relation entre le courant I_l et la tension V_l est utilisée. Cette relation est donnée par (5.6), et le principe de synthèse des paramètres K_{p-II} et K_{i-II} du régulateur de courant est montré dans la figure 5-8.

$$V_l = L \frac{dI_l}{dt} \quad (5.6)$$

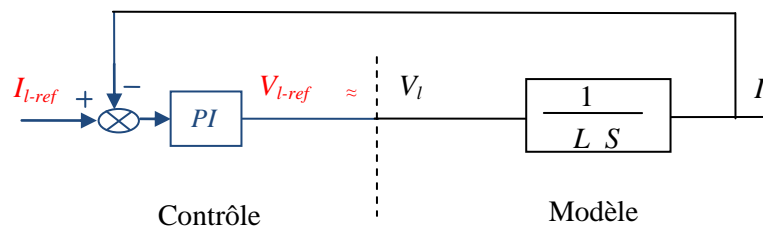


Figure 5-8 : Principe de synthèse des paramètres du régulateur de courant I_l .

Les valeurs des paramètres du régulateur de courant sont données par (5.7), et les détails de calcul sont donnés dans l'annexe A.

$$\begin{aligned} k_{p-I_l} &= L \omega_{n-I_l}^2 \\ k_{i-I_l} &= 2\xi L \omega_{n-I_l} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Avec:

$$\begin{aligned} \omega_{n-II} = 1/\tau_{II}, \tau_{II} & \quad \text{Constante de temps de la boucle de courant } I_l. \\ \xi & \quad \text{Coefficient d'amortissement.} \end{aligned}$$

Les deux boucles de régulation sont en série du faite que les variations du courant sont plus rapides par rapport à celles de la tension. Cela signifie que la constante de temps pour le courant est inférieure à celle de la boucle de tension.

5.6.3 Génération des signaux de commande

Les signaux de commande des interrupteurs, figure 5-9, sont obtenus en comparant U_{mod} à une porteuse rectangulaire de fréquence f_p , l'expression du U_{mod} est donné par l'expression (5.8), [80], [81].

$$U_{mod} = \frac{V_{dc-tr} + V_l}{n V_{dc}} \quad (5.8)$$

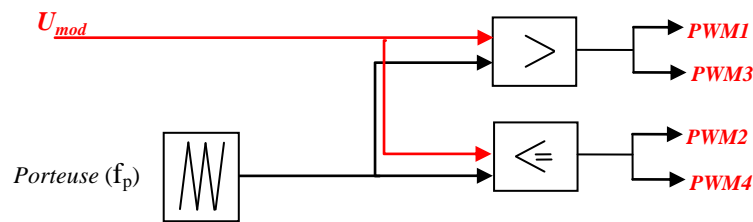


Figure 5-9 Génération des signaux de commande.

Comme nous l'avons noté sur l'analyse de la variation de la section du noyau du transformateur en fonction de la fréquence, la fréquence la plus optimale est de l'ordre de 1000 Hz. Par contre pour générer un fondamental à 1000 Hz sans trop d'harmoniques, la fréquence de la porteuse devrait alors être dans une plage de 10 à 20 kHz selon le théorème de Shannon. Or ces fréquences des commutations ne sont pas adaptées aux composants de forte puissance et engendreraient des pertes conséquentes, [24]. Le choix se porte donc sur une commande pleine onde avec des formes d'ondes carrées par commutation du pont onduleur à la fréquence fondamentale du transformateur. La fréquence de la porteuse est fixée à 1kHz.

5.7 Paramètres des convertisseurs DC/DC

Dans la structure du convertisseur full bridge, la présence du filtre LC à la sortie du redresseur est une obligation, comme nous l'avons mentionné dans l'étude des avantages et des inconvénients des convertisseurs DC/DC avec transformateur. Le rôle principal de l'inductance L en sortie du pont redresseur est de lisser le courant I_l , sa valeur est dimensionnée en fonction du taux d'ondulation du courant I_l . La capacité C est dimensionnée pour limiter les harmoniques de tension de sortie du redresseur.

La méthode de calcul des paramètres du filtre LC consiste à fixer la valeur de l'un des paramètres pour déduire l'autre en utilisant la fréquence de coupure, [81]. On trouve dans, [24] une étude qui lie les composants du convertisseur au dimensionnement du filtre. Cette méthode est reprise dans notre travail.

La relation entre la tension V_l aux bornes de l'inductance et le courant I_l est donnée par l'expression (5.9).

$$V_l = L \frac{dI_l}{dt} \Rightarrow \frac{dI_l}{dt} = \frac{V_l}{L} \quad (5.9)$$

Le temps de conduction des diodes t_d est défini par l'expression (5.10) issue de [24].

$$t_d = \frac{2 I_{t2} l_{fuite}}{V_{t2}} \quad (5.10)$$

Avec :

I_{t2}	Valeur efficace du courant au secondaire du transformateur.
V_{t2}	Valeur efficace de la tension au secondaire du transformateur.
l_{fuite}	Inductance de fuite du transformateur ramenée au secondaire.

L'expression de l'ondulation du courant est donnée par (5.11).

$$\Delta I_l = \frac{V_l t_d}{L} \quad (5.11)$$

La valeur de l'inductance, en fonction des ondulations du courant et du temps de commutation des diodes est donnée par l'expression suivante.

$$L = \frac{V_l t_d}{\Delta I_l} \quad (5.12)$$

Le filtre LC est un filtre passe-bas, la fréquence de résonance est définie par (5.13).

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi \sqrt{L C}} \quad (5.13)$$

La valeur de la capacité est fonction de la fréquence de résonance du filtre et de l'inductance L , elle est donnée par (5.14).

$$C = \frac{1}{L (2\pi f_{res})^2} \quad (5.14)$$

En résumé les deux expressions (5.12) et (5.14) permettent de dimensionner le filtre LC pour que les ondulations de courant et tension ne soient pas trop importantes. Cela implique une réduction des pertes et filtrage des harmoniques contenus dans la tension DC.

Pour mettre en évidence l'utilité du filtre dans la structure du convertisseur, nous avons simulé sous matlab un convertisseur d'une puissance de 5MW avec et sans filtre LC en sortie. Sur la figure 5-10, les mesures de courant au primaire du transformateur sans et avec filtre sont représentées. On observe effectivement les ondulations sur le courant lorsque le filtre n'est pas utilisé, par contre, les ondulations sur le courant sont presque nulles lorsque le filtre est utilisé. L'effet du filtre LC sur la tension est constatable en comparant les tensions au niveau du pont des diodes et la tension après le filtre, figure 5-11.

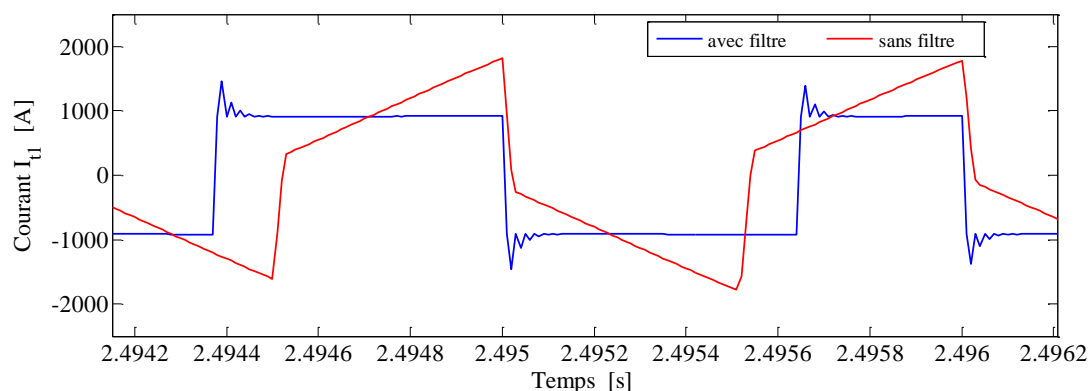


Figure 5-10: Courant au primaire du transformateur.

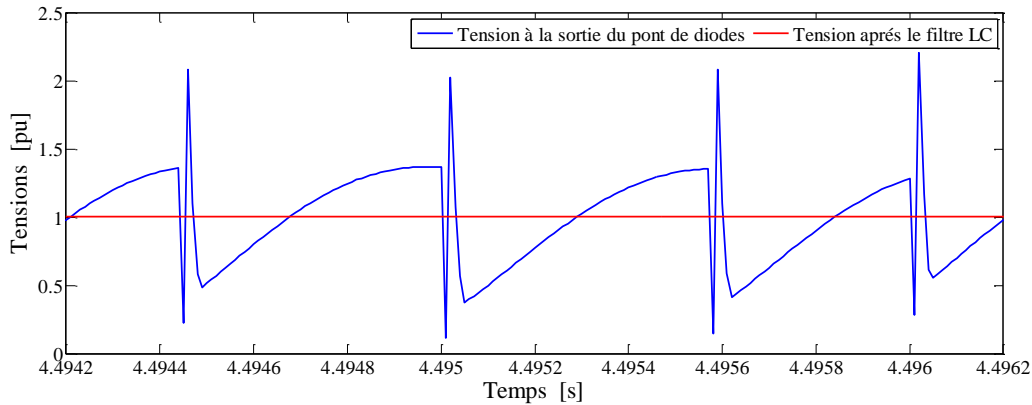


Figure 5-11 : Tensions redressées en avant et en amont du filtre.

Les valeurs de l'inductance et de la capacité sont déterminées en utilisant les expressions (5.12) et (5.14). En supposant que le courant efficace au secondaire du transformateur est égal à la valeur maximale du courant redressé, la tension au secondaire du transformateur est supposée identique à celle redressée et l'inductance de fuite du transformateur issue de [24] vaut $120\mu\text{H}$, le temps de commutation des diodes devient :

$$t_d = \frac{2 \cdot 100 \cdot 120 \cdot 10^{-6}}{50 \cdot 10^3} = 0.48 \mu\text{s}$$

Pour les ondulations de courant égale à 10 % de la valeur maximale du courant I_l et une chute de tension au niveau de l'inductance d'une valeur de 10 % par rapport à la tension de sortie, la valeur de l'inductance est:

$$L = \frac{5 \cdot 10^3 \cdot 0.48 \cdot 10^{-6}}{10} = 0.24 \text{ mH}$$

Pour éviter de sur-dimensionner la capacité à la sortie du pont des diodes, la fréquence de coupure est fixée à 1kHz. Dans ces conditions la valeur de la capacité est :

$$C = \frac{1}{0.249 \cdot 10^{-3} \cdot (2\pi \cdot 1000)^2} = 639 \mu\text{F}$$

5.8 Eolienne avec une sortie en DC

Comme présenté sur la figure 5-2, une structure des éoliennes avec une sortie en courant continu est nécessaire pour les accorder sur un même bus continu. Cette configuration est représentée sur la figure 5-12, où la sortie en alternatif de la génératrice est convertie en continu par le convertisseur côté générateur et un convertisseur DC / DC de type full bridge est utilisé pour la connexion au bus continu P_{ccm} .

Le convertisseur full bridge permet d'assurer le contrôle de la tension V_{dc} et augmenter la tension du circuit intermédiaire V_{dc-tr} jusqu'à celle du point de couplage en mer (P_{ccm}) qui est de 50 kV. Le convertisseur côté génératrice assure le contrôle de la génératrice synchrone

à aimant permanent. Sa stratégie de contrôle est similaire que celle décrite en détail dans la section 2.4 du chapitre 2.

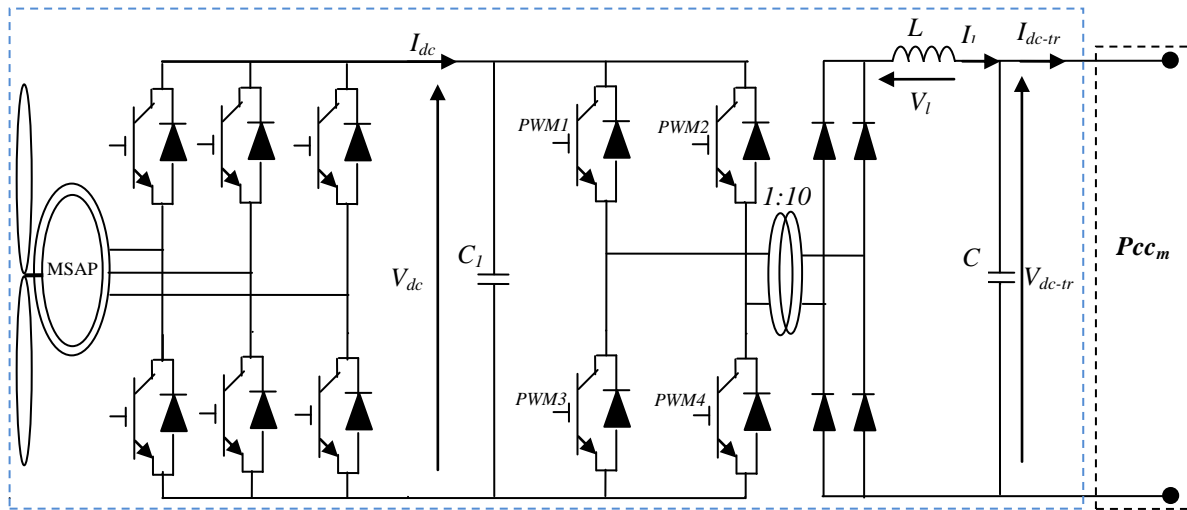


Figure 5-12 : Eolienne avec une sortie en DC.

Pour tester les différentes commandes réalisées, nous avons connecté une charge active à la sortie de l'éolienne. Les simulations sont réalisées dans l'environnement Matlab/Simpower System. Les paramètres de l'éolienne sont présentés dans tableau 5-2.

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale	5 MW
Tension V_{dc}	5 kV
Tension V_{dc-tr}	50 kV
Courant I_{dc} max	1000 A
Courant I_{dc-tr} max	100 A
Rapport de transformation	5/50
Fréquence de commutation	1000 Hz
Capacité C_1	159.2 μ F
Capacite C	639 μ F
Inductance L	0.24 mH

Tableau 5-2 Paramètres de l'éolienne avec sortie DC.

Le vent appliqué pour tester la nouvelle structure de l'éolienne est présenté par la figure 5-13. La nouvelle chaine de conversion garde toujours son avantage qui réside dans le découplage entre la tension et la vitesse de rotation, comme nous pouvons le constater sur la vitesse de rotation présentée sur la figure 5-14 et la tension du bus continu de la figure 5-15.

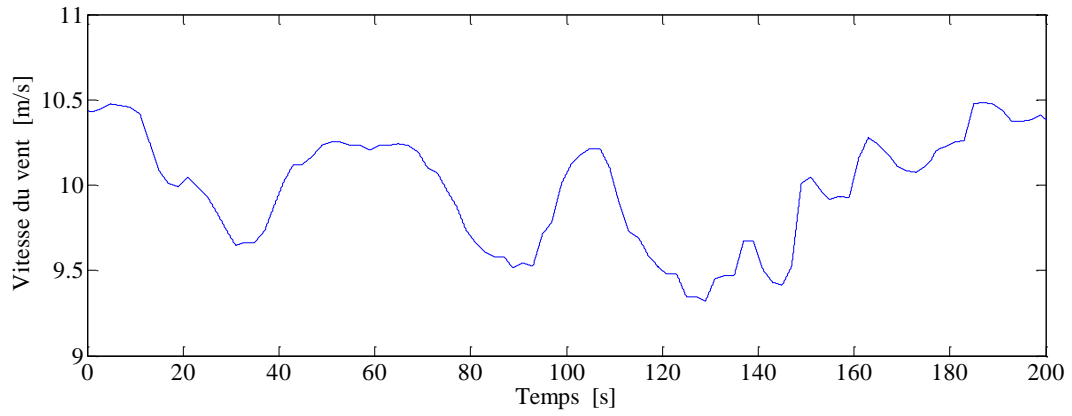


Figure 5-13 : Vitesse du vent.

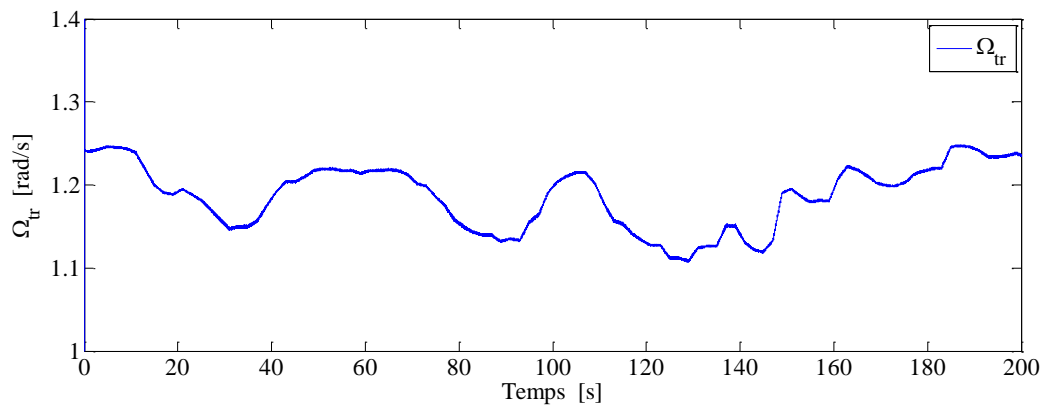


Figure 5-14 : Vitesse de rotation de la génératrice.

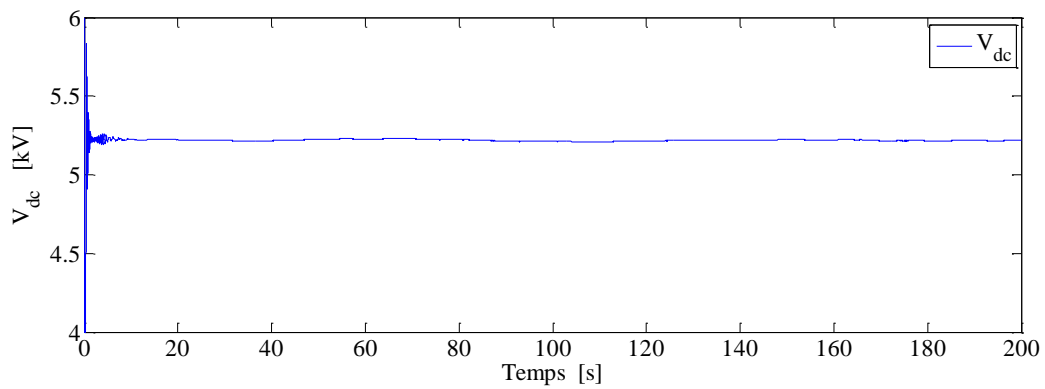


Figure 5-15 : Tension du bus continu.

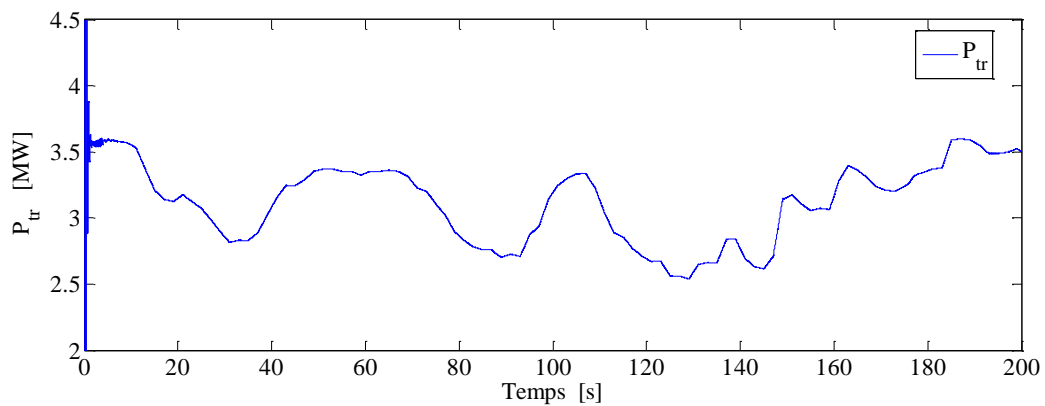


Figure 5-16 : Puissance produite par l'éolienne.

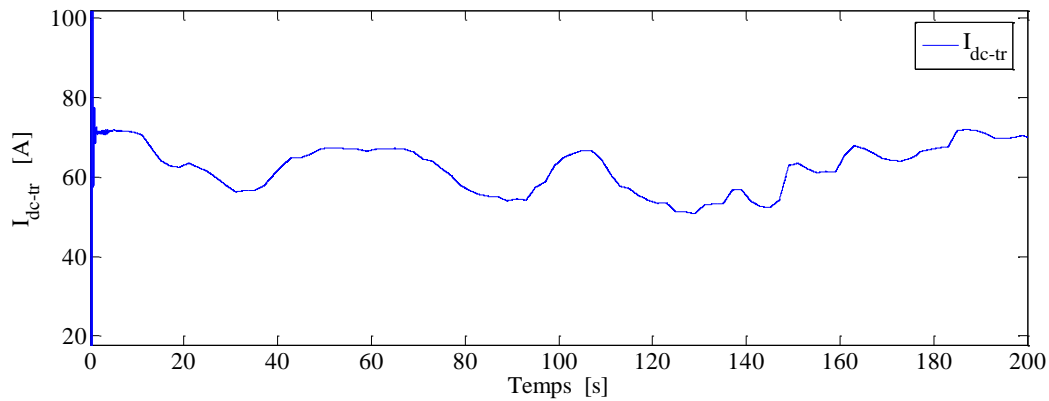


Figure 5-17 : Courant fourni par l'éolienne.

Nous pouvons observer une surtension au niveau du bus continu, sa valeur est de l'ordre de 6 % de la valeur nominale, mais la structure reste stable. Cette stabilité, nous pouvons la constater aussi sur la puissance produite par l'éolienne, figure 5-16, et sur le courant débité sur la charge active, figure 5-17.

Les tensions et les courants au primaire et au secondaire du transformateur sont présentés sur les figures 5-18, 5-19 et 5-20. Ces grandeurs sont de nature alternative avec une fréquence de l'ordre de 1kHz.

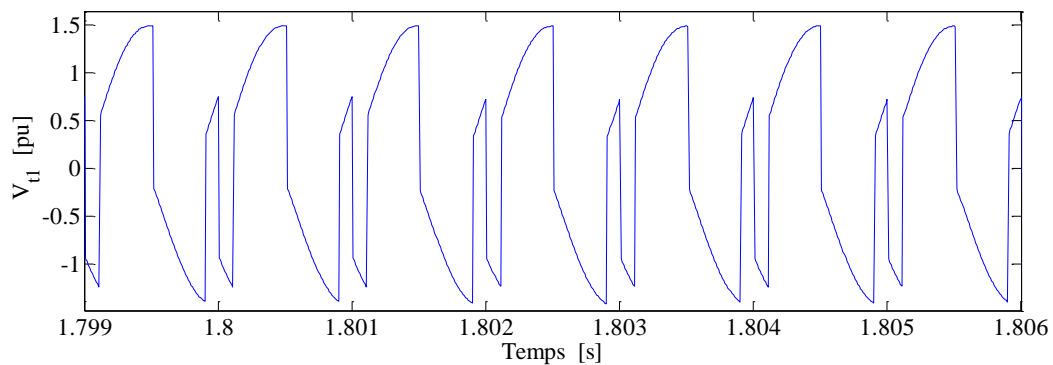


Figure 5-18 : Tension au primaire du transformateur.

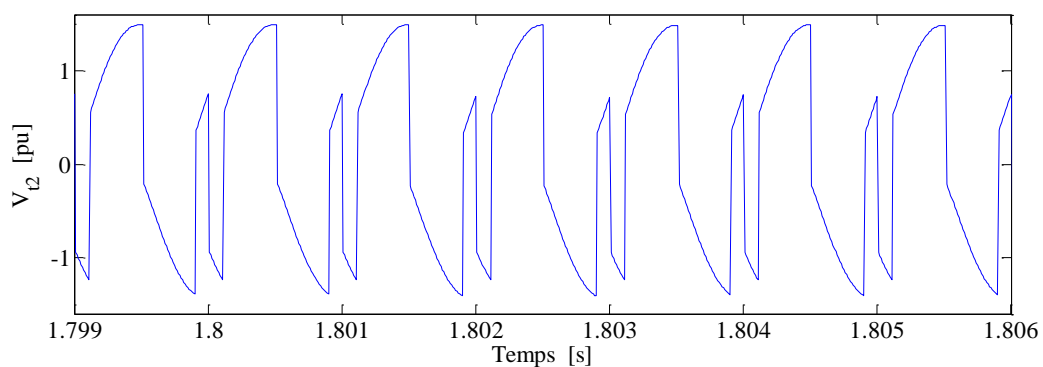


Figure 5-19 : Tension au secondaire du transformateur.

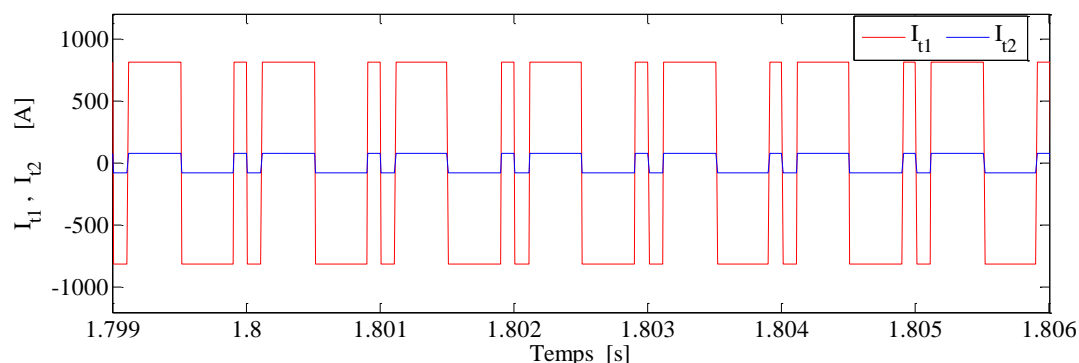


Figure 5-20 : Courants au primaire et au secondaire du transformateur.

5.9 Convertisseur DC/DC de la plateforme maritime

On trouve dans la littérature des propositions sur la structure du convertisseur à utiliser dans la plateforme maritime. Parmi ces propositions, une association en série des convertisseurs full bridge triphasé est étudiée dans, [27], l'auteur a mis en évidence l'utilisation de cette structure en s'appuyant sur la grande puissance qui transite par le convertisseur. On trouve aussi dans [24] des études similaires à nos travaux dans lesquelles le convertisseur de la plate-forme maritime est élaborer en mettant en parallèle des convertisseurs de type full bridge. Le rôle de ce convertisseur est de contrôler la tension V_{dc-tr} du bus continu au point de couplage P_{CCm} .

Les hypothèses et les équations qui sont utilisées pour déterminer les paramètres du convertisseur de la plateforme maritime sont identiques à celles nécessaire pour calculer les paramètres du convertisseur l'éolienne. Les paramètres sont regroupés dans le tableau 5-3.

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale	300 MW
Tension V_{dc}	50 kV
Tension V_{dc-tr}	300 kV
Courant I_{dc} max	6kA
Courant I_{dc-tr} max	1kA
Rapport de transformation	50/300
Fréquence de commutation	1000 Hz
Capacité C_1	191.08 μ F
Capacite C	880.41 μ F
Inductance L	0.72 mH

Tableau 5-3 : Paramètres du convertisseur de la plateforme maritime.

5.10 Convertisseur de la plateforme terrestre

Le rôle du convertisseur de la plate-forme terrestre est de contrôler la connexion du parc au réseau. Il contrôle directement la tension du bus continu $V_{dc-HVDC}$, la puissance réactive échangée et assure indirectement le synchronisme avec les grandeurs du réseau électrique. La structure globale de sa commande est semblable à celle exploitée dans le contrôle de l'onduleur de l'éolienne dans le chapitre 2, section 2.1.

5.11 Unité de supervision centrale du parc éolien

L'unité de supervision centrale du parc éolien est présentée sur la figure 5-21. Son rôle principal est de contrôler la quantité totale d'énergie nécessaire et autorisée pour l'injection dans le réseau, pour permettre au parc éolien d'avoir un même comportement qu'une centrale conventionnelle, [56], [80]. Cette structure de supervision se comporte comme une unité centralisée, elle a comme entrée, l'exigence de l'opérateur du réseau, les mesures au point de couplage P_{CCt} et la puissance disponible dans le parc éolien.

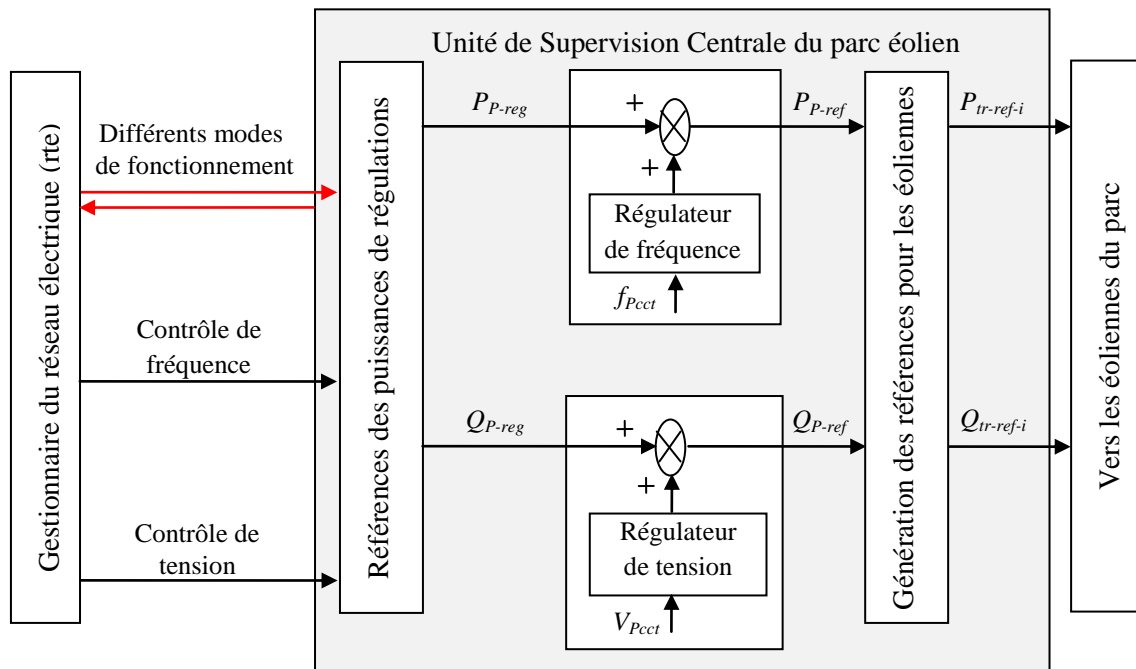


Figure 5-21 : Unité de supervision centrale du parc éolien.

Nous adoptons dans cette section un mode de fonctionnement parmi les modes exigés par le code réseau, [13], par exemple le mode de fonctionnement avec une réserve de puissance dans le parc et avec l'hypothèse qu'il n'y a pas de défauts au niveau du réseau. Le scénario choisi est de faire fonctionner le parc avec une réserve de 20 % par rapport à la puissance disponible dans le parc, [82]. Pour assurer une répartition équitable de la réserve entre les éoliennes, la méthode de répartition proportionnelle est utilisée et la puissance de référence pour chaque éolienne est calculée comme suit.

$$P_{ref-tr-i} = \frac{P_{tr-disp-i}}{P_{p-disp}} P_{p-reg} \quad (5.13)$$

Avec :

$P_{tr-disp-i}$	Puissance disponible dans l'éolienne.
P_{p-disp}	Puissance disponible dans le parc.
P_{p-reg}	Puissance demandée par le gestionnaire du réseau.

5.12 Résultats des simulations

Le modèle de la distribution du vent dans le parc repose sur un vent faible avec les mêmes caractéristiques que le vent v_2 que nous avons étudié dans le chapitre 3. Le but essentiel du scénario que nous avons proposé est d'analyser les comportements de l'ensemble des convertisseurs de la topologie, de la variation de l'angle de calage des pales de la turbine éolienne jusqu'à l'intégration de cette énergie dans le réseau électrique. Les paramètres de l'ensemble de la topologie et ceux du réseau électrique sont donnés dans l'annexe E.

La puissance totale produite par le parc éolien est donnée sur la figure 5-22. La contribution d'une éolienne de la première et une de la dernière ligne sont illustrées par les figures 5-23 a) et 5-23 b), respectivement. Les allures des puissances des deux éoliennes et l'allure de la puissance totale injectée dans le réseau au point de connexion P_{CCt} nous informe sur la stabilité du système.

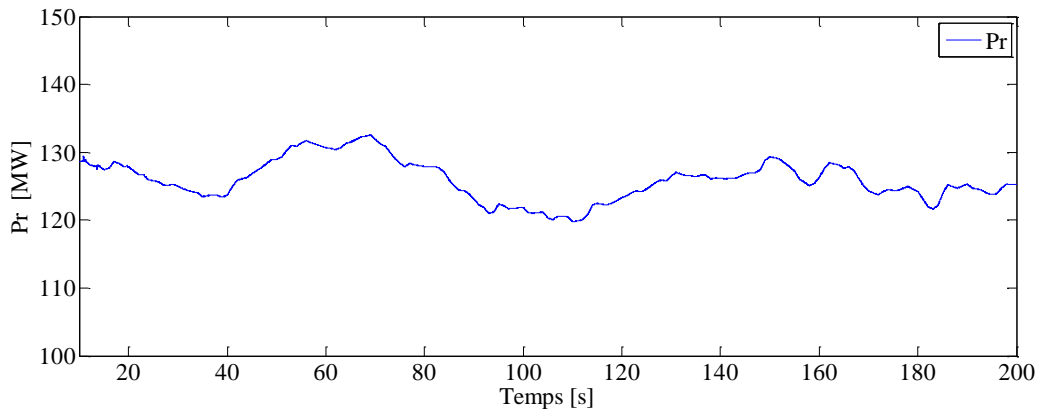
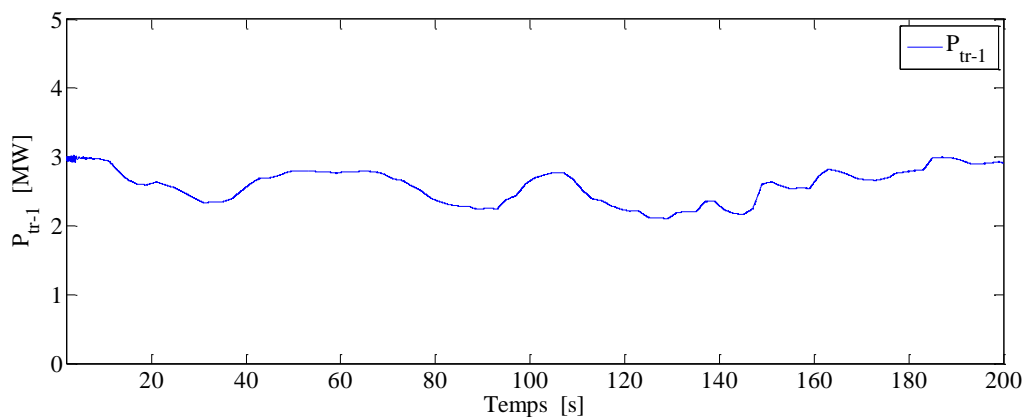
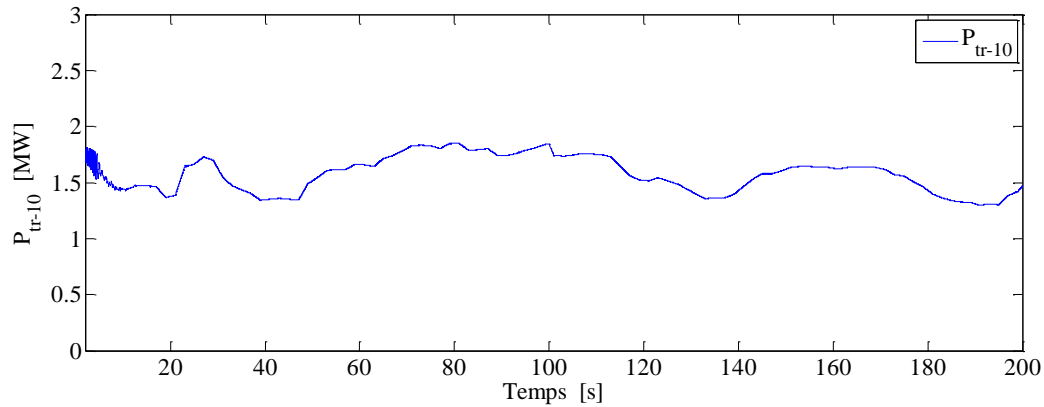


Figure 5-22 : Puissance injectée dans le réseau par le parc au point P_{cct} .



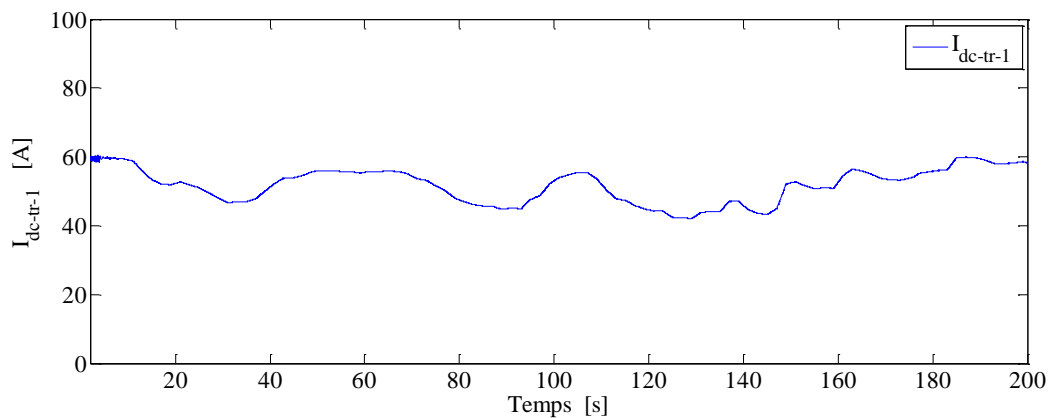
a)



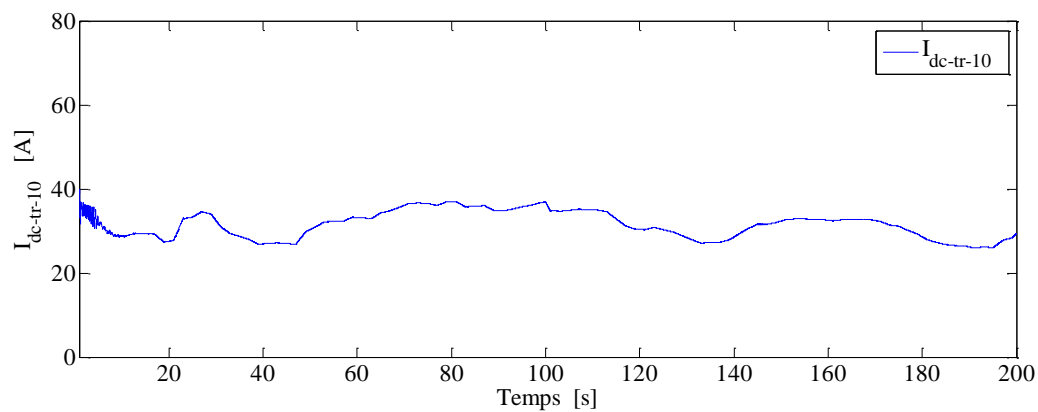
b)

Figure 5-23 : Contribution en puissance au niveau P_{ccm} : a) éolienne 1 ; b) éolienne 10.

La contribution en courant de l'éolienne de la première ligne et celle de la dernière ligne sont illustrées sur les figures 5-24 a) et 5-24 b). Le courant total de l'ensemble des éoliennes dans le bus continu HVDC est présenté sur la figure 5-25. Ces courants ont les mêmes formes que les puissances qui les correspondent.



a)



b)

Figure 5-24 : Contribution en courant au niveau P_{ccm} : a) éolienne 1 ; b) éolienne 10.

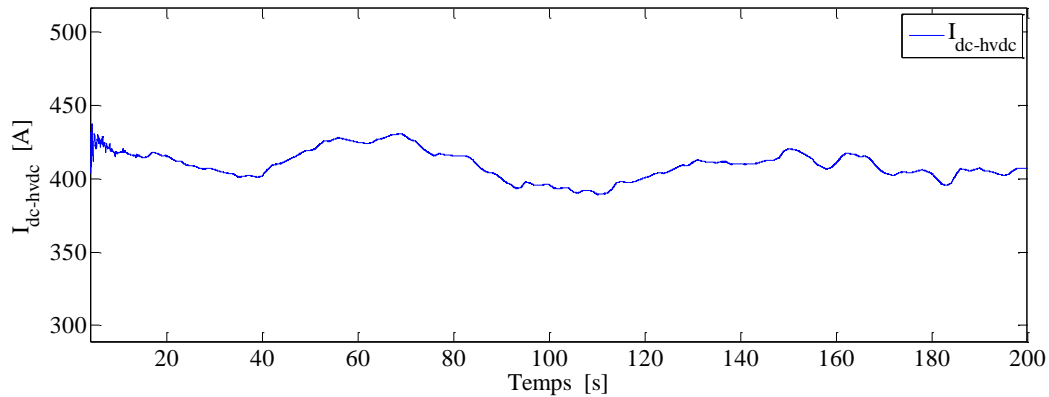


Figure 5-25 : Courant dans le bus HVDC.

Dans la stratégie que nous avons utilisée pour assurer le transit de la puissance active de l'éolienne au réseau repose essentiellement sur le contrôle des différentes tensions du bus continu. Nous pouvons voir sur le résultat du contrôle de la tension du bus HVDC, figure 5-26 que la tension mesurée identique à sa référence de 300kV.

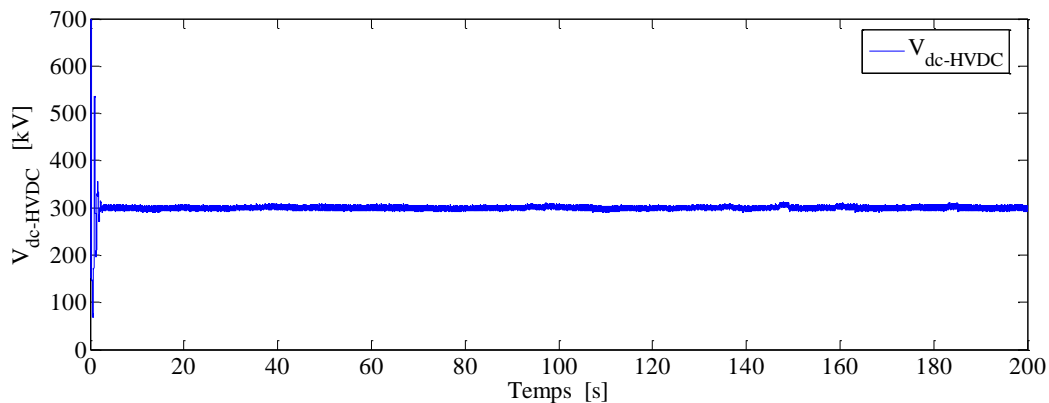


Figure 5-26 : Tension du bus continu HVDC.

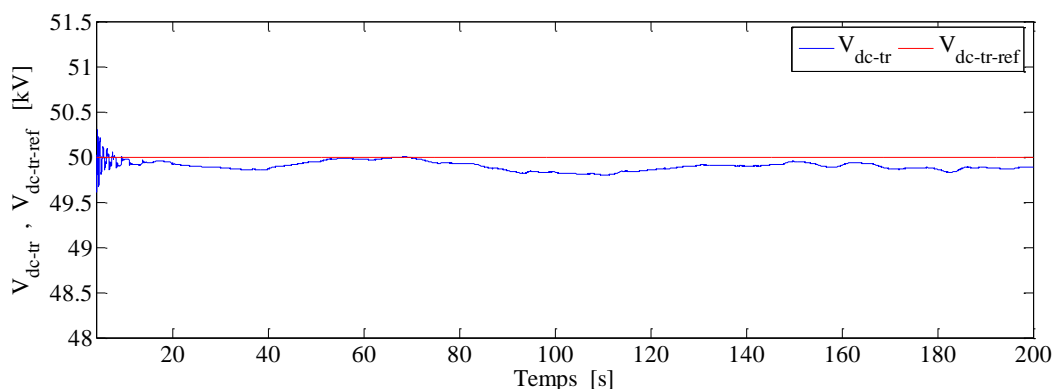


Figure 5-27 : Tension du bus continu au niveau de P_{cm} .

La tension V_{dc-tr} au niveau du point de connexion en courant continu des éoliennes est stable, figure 5-27, mais présente une surtension de 6.21% due à la commande. Par contre la tension $V_{dc-HVDC}$ ne possède pas de dépassement, cela est dû à l'influence forte de l'inertie du réseau en aval de l'onduleur qui assure son contrôle.

5.13 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié une topologie en DC d'un parc éolien offshore. Cette étude est motivée par les avantages liés à cette topologie. Nous avons donc en premier lieu analysé la disponibilité des convertisseurs de type DC/DC ainsi que la possibilité de les intégrer dans la topologie du parc éolien en DC. L'analyse des différentes solutions potentielles a permis de choisir le convertisseur de type full Bridge.

Par la suite, nous avons essayé de déterminer les valeurs des composants de chaque convertisseur et développer leurs modèles. Le résultat des simulations de ces modèles est en concordance avec le comportement réel des convertisseurs full bridge. Pour s'assurer qu'au niveau de l'éolienne les caractéristiques de la chaîne de conversion sont les mêmes que celle trouvées dans le cas d'éolienne avec une sortie en alternatif, nous avons testé la nouvelle structure. L'analyse des résultats des simulations montre bien que la nouvelle structure de l'éolienne garde les mêmes performances.

Pour vérifier la stabilité du système, nous avons proposé un scénario qui consiste à faire fonctionner le parc éolien avec une réserve de puissance dans les éoliennes. Ce mode de fonctionnement permet de solliciter la participation de l'ensemble des convertisseurs utilisés. Les résultats obtenus montrent bien la stabilité de la topologie étudiée.

Conclusion générale

Conclusion générale et perspectives

Le travail présenté dans ce mémoire repose sur l'analyse de la qualité de la production d'un parc éolien offshore en proposant des solutions permettant de traiter sa production pour minimiser son impact sur le réseau. Il traite également l'étude d'une topologie entièrement en courant continu du parc, en proposant des convertisseurs et des algorithmes de commande adéquats.

Afin d'atteindre nos objectifs, une synthèse est portée sur l'état de l'art qui a permis de mettre en évidence l'intérêt porté sur l'éolien offshore et de définir ainsi l'impact de cette production sur le réseau électrique. De plus, comprendre la position des gestionnaires des réseaux par rapport à l'intégration massive de l'énergie d'origine éolienne. Cette synthèse a permis d'avoir une idée sur les topologies existantes des parcs éoliens offshore.

Les stratégies de commande de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents ont été proposées. Le contrôle indirect de la vitesse par action sur le couple électromagnétique et le contrôle de la puissance par action sur l'angle d'orientation des pales ont été implémentés. Cela permet d'extraire le maximum de puissance du vent et de faire participer l'éolienne à la constitution d'une réserve de puissance. Compte tenu de l'importance des perturbations de la production éolienne dans l'étude de sa qualité d'énergie, un modèle de distribution du vent dans le parc qui tient compte des interactions entre les éoliennes a été proposé et validé.

L'analyse de la capacité du parc éolien à lisser sa production a mis en évidence deux possibilités : la première est de créer une réserve par l'effet inertiel et l'autre par la gestion de l'angle de calage des pales. Le résultat de comparaison des deux approches a mis en évidence l'avantage de la deuxième méthode que nous avons en suite adoptée. La distribution de cette réserve de manière équitable entre les éoliennes est assurée par des algorithmes basés sur la distribution proportionnelle.

Pour éviter de sous-exploiter le parc éolien lors de la création de la réserve, nous avons opté pour les unités de stockage d'énergie. La méthodologie utilisée repose sur la capacité et la dynamique des unités de stockage pour déterminer d'une façon optimale les unités de stockage à associer au parc éolien. Cette approche a permis de faire le choix sur les batteries au lithium.

L'analyse de la disponibilité des convertisseurs sur le marché et la possibilité d'intégration de ces derniers dans une topologie de parc éolien offshore entièrement en courant continu nous amènent au choix du convertisseur de type full Bridge. Pour vérifier la stabilité de l'ensemble de la topologie, le scénario proposé est de faire fonctionner le parc éolien avec une réserve de puissance dans les éoliennes. Les résultats des tests prouvent bien la stabilité du système global.

En termes de perspectives, nous pensons qu'une étude plus complète pour améliorer la commande au niveau des convertisseurs DC/DC doit être faite dans le but de diminuer les surtensions, et d'intégrer des algorithmes des prévisions de l'éolien pour bien exploiter les batteries associées au parc éolien.

Annexes

Annexe A	97
Annexe B.....	102
Annexe C.....	107
Annexe D.....	112
Annexe E.....	114
Annexe F.....	117

Annexe A

A.1 Synthèse des régulateurs (PI)

Les paramètres K_i et K_p des régulateurs des grandeurs citées en bas sont calculés de la même manière, comme suit:

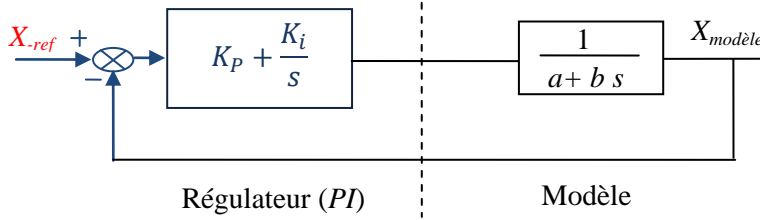


Figure A-1 : Schéma bloc du correcteur PI

Où : - K_p est le coefficient proportionnel et K_i le coefficient intégral du correcteur. Ainsi, les coefficients des correcteurs vont être dimensionnés de telle façon que la dynamique du système soit prédéterminée.

- a et b sont des paramètres du modèle.

La fonction de transfert du système en boucle fermée (Figure A-1) est du second ordre avec une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ζ .

$$B(s)_f = \frac{\left(\frac{K_p}{K_i} s + 1 \right)}{\frac{b}{K_i} s^2 + \left(\frac{a + K_p}{K_i} \right) s + 1} \quad (\text{A.1})$$

$$B(s)_f = \frac{(1)}{\frac{1}{\omega_n^2} s^2 + \left(\frac{2\zeta}{\omega_n} \right) s + 1} \quad (\text{A.2})$$

En supposant $K_i \gg K_p$, les expressions des paramètres des régulateurs obtenues par identification sont données par (A.3).

$$\begin{cases} k_p = b.\omega_n^2 \\ k_i = 2.\zeta.b.\omega_n - a \\ \omega_n = 1/\tau_n \end{cases} \quad (\text{A.3})$$

Avec :

τ_n Constante du temps de la boucle de régulation.

A.1.1 Paramètres des régulateurs de l'éolienne (chapitre 2)

- Pour les régulateurs des courants I_{dqs} on remplace les valeurs de (a, b) par (R_s, L_s)

$$\text{respectivement et } \tau_n = \left(\frac{\left(\frac{L_s}{R_s} \right)}{10} \right).$$

- Pour les régulateurs des courants I_{dqr} , on remplace les valeurs de (a, b) par (R_f, L_f)

$$\text{respectivement et } \tau_n = \left(\frac{\left(\frac{L_f}{R_f} \right)}{10} \right).$$

- Pour le régulateur de la tension de bus continu, $a = 0$ et $b = D * C_{bus}$. Comme les boucles sont en cascade, la constante du temps du régulateur de la tension vaut

$$100 \times \left(\frac{\left(\frac{L_s}{R_s} \right)}{10} \right).$$

- Pour le régulateur de la vitesse de rotation de la génératrice, $a = f$, $b = J$ et $\tau_n = 0.9s$.

A.1.2 Paramètres des régulateurs de courant des batteries (chapitre 4)

- Pour les régulateurs des courants I_{dqst} on remplace les valeurs de (a, b) par (R_{st}, L_{st})

$$\text{respectivement et } \tau_n = \left(\frac{\left(\frac{L_{st}}{R_{st}} \right)}{10} \right).$$

A.1.3 Paramètres des correcteurs utilisés pour le contrôle des convertisseurs DC/DC (chapitre 5)

A.1.3.1 Paramètres de contrôle du convertisseur DC/DC de l'éolienne

- Pour le régulateur du courant I_l , $a = 0$; $b = L$.
- Pour le régulateur de la tension V_d , $a = 0$; $b = n^{-1} * C$, où $n = 10$.

A.1.3.2 Paramètres de contrôle du convertisseur DC/DC de la plate-forme maritime

- Pour le régulateur du courant I_{l-HVDC} , $a = 0$; $b = L_{HVDC}$.
- Pour le régulateur de la tension V_{dc-tr} , $a = 0$; $b = (n_{HVDC})^{-1} * C_{HVDC}$, où $n_{HVDC} = 6$.

A.1.3.3 Paramètres de contrôle du convertisseur DC/AC de la plate- forme terrestre

- Pour les régulateurs des courants $I_{dq-HVDC}$ on remplace respectivement les valeurs de

$$(a, b) \text{ par } (R_{f-HVDC}, L_{f-HVDC}) \text{ et } \tau_n = \left(\frac{\left(\frac{L_{f-HVDC}}{R_{f-HVDC}} \right)}{10} \right).$$

- Pour le régulateur de la tension $V_{dc-HVDC}$, $a = 0$ et $b = C_{bus}$. Comme les boucles sont en cascade, la constante du temps du régulateur de la tension vaut $100 \times \tau_n$.

A.2 Régulateurs des puissances réactive et active

Les paramètres des régulateurs utilisés pour contrôler les puissances active et réactive sont déterminés comme suit:

Ces paramètres sont dimensionnés de telle façon que la dynamique du système soit prédéterminée. La fonction de transfert du système en boucle fermée (Figure A-2) est du second ordre avec une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ξ .

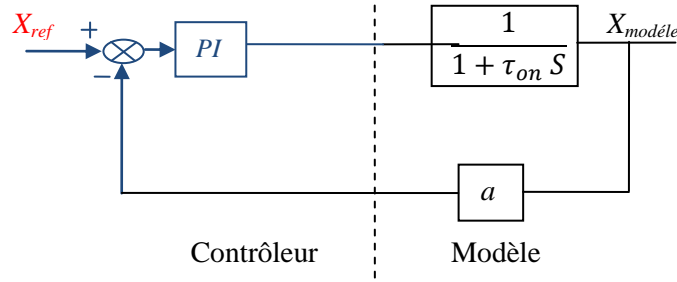


Figure A-2 : Schéma bloc du correcteur PI

$$B(s)_f = \frac{N(s)}{\frac{1}{\omega_n^2} s^2 + \left(\frac{2\xi}{\omega_n} \right) s + 1} = \frac{(K_p s + K_i)}{1 + \frac{a K_p + 1}{a K_i} s + \frac{\tau_{on}}{a K_i} s^2} \quad (\text{A.4})$$

d'où ;

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{a K_i}{\tau_{on}} \\ \frac{2\xi}{\omega_n} = \frac{a K_p + 1}{a K_i} \end{cases} \quad (\text{A.5})$$

$$\text{L'expression finale est : } \begin{cases} k_i = \frac{\omega_{n-I_{qr}}}{a} \\ k_p = \frac{2\xi}{a} - \frac{1}{a} \end{cases} \quad (\text{A.6})$$

A.2.1 Paramètres du régulateur de la puissance réactive (chapitre 2)

- Pour le régulateur de la puissance réactive Q_{r-tr} , on remplace la valeur de a par $-\frac{3}{2}V_{dr}$, où $V_{dr} = \sqrt{3}.V_{eff}$, $V_{eff} = 1.907$ kV : représente la valeur efficace de la tension du réseau.

La même méthode a été utilisée pour le contrôle de la puissance réactive Q_{r-HVDC} dans le chapitre 5, où $V_{eff} = 230$ kV.

A.2.2 Paramètres des régulateurs de la puissance active/réactive de l'onduleur de batterie (chapitre 4)

Les paramètres des régulateurs de la puissance active et réactive donnés dans le tableau A-1 sont obtenus en remplaçant la constante du temps qui correspond à la dynamique de l'onduleur par sa valeur ($50 \mu s$) dans l'expression (4.12).

Boucles des régulations	K_i	K_p
P_{st}	2000	0.4140
Q_{st}	2000	0.4140

Tableau A-1 : Paramètres des régulateurs des puissances de la batterie.

A.3 Boucle de verrouillage de phase

La boucle de verrouillage de phase (PLL) utilisée est donnée par la figure A-3, et les valeurs des paramètres du régulateur PI sont données par l'expression (A-7).

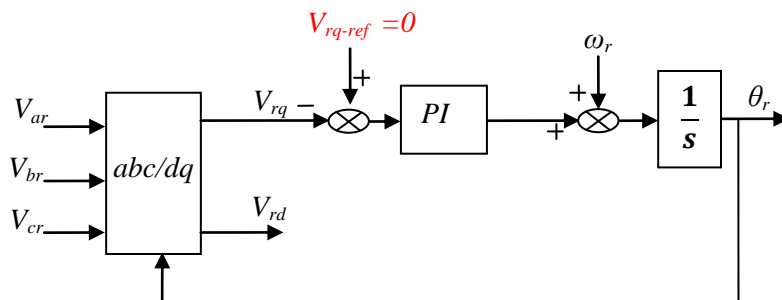


Figure A-3 : Boucle de verrouillage de phase, [51].

$$\begin{aligned}
 k_i &= -5,6 \cdot 10^{-7} \\
 k_p &= -3,7333 \cdot 10^{-5} \\
 \tau &= 0,7 \text{ s}
 \end{aligned}
 \tag{A.7}$$

A.4 Paramètres du régulateur de l'angle de calage des pales, [13]

Les paramètres du régulateur de l'angle de calage des pales sont donnés par l'expression (A.8).

$$\begin{aligned}
 k_i &= -5,6 \cdot 10^{-7} \\
 k_p &= -3,7333 \cdot 10^{-5} \\
 \tau &= 0,7 \text{ s}
 \end{aligned}
 \tag{A.8}$$

A.5 Calcul de la constante du temps du bus continu

La constante de temps d'un bus continu est calculée en fonction de la puissance active qui transite par le bus, de la capacité et de la tension, [84], comme le montre l'expression (A.9).

$$\tau = \frac{CV_{dc}^2}{2P_n}
 \tag{A.9}$$

Avec :

P_n	Puissance active [W].
V_{dc}	Tension du bus continu [V].
C	Capacités du bus continu [Farad].

A.6 Dimensionnement du bus continu

La capacité du bus continu est déterminée selon l'expression (A.10) issue de [83].

$$C = \frac{S}{V_{dc} \Delta V_{dc} 2 \omega}
 \tag{A.10}$$

Avec :

S	Puissance apparente [VA].
V_{dc}	Tension du bus continu [V].
ΔV_{dc}	Chute de la tension au niveau du bus continu [V].
ω	Pulsation électrique du réseau [rad/s].

Annexe B

B.1 Modèle de la MSAP dans le repère de (dq) , [85]

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, on applique un changement de repère. Ce passage mathématique, transforme les trois bobines statoriques fixes déphasées de $2\pi/3$ en deux bobines fictives équivalentes déphasées de $\pi/2$ et situées sur le rotor, l'axe d se situe sur le même axe que celui de l'aimant permanent, figure A-1.

Les deux bobines sur les axes (dq) tournent avec le rotor, produisant le même effet que les trois bobines fixes. Les variations exprimées dans ce nouveau repère (dq) , nous permettent de passer du repère naturel au repère de PARK, et d'avoir ainsi un modèle relativement simple de la machine.

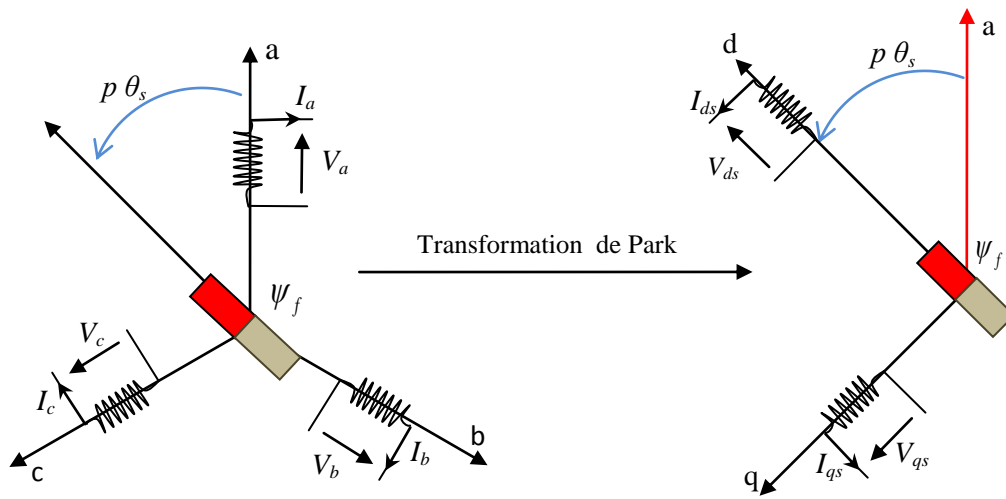


Figure B-1 : Structure électrique du stator d'une MSAP.

En réalité, la transformation de Park n'est qu'une rotation de la transformation de Clark (conservation des amplitudes) ou bien de Concordia (conservation des puissances ou PARK modifiée) définie par la matrice « $[P(\theta_p)]$ » reliant les grandeurs des deux domaines (abc) et (dq) par l'équation :

$$X_{odq} = [P(\theta_s)] \cdot X_{abc} \Rightarrow X_{abc} = [P(\theta_s)]^{-1} \cdot X_{odq} \quad (\text{B.1})$$

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

$[P(\theta_s)]$ étant orthogonale : Donc: $[P(\theta_s)]^{-1} = [P(\theta_s)]^t$

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

B.1.1 Équations des tensions

Après la résolution du système décrit par l'équation (B.4), Les tensions de la machine dans le repère dq sont données par l'expression (B.5):

$$V_{(abc)s} = R_s [I_{(abc)s}] + \frac{d}{dt} [\psi_{(abc)s}] = [P(\theta_s)]^{-1} [V_{(dq)s}]_{odq} \quad (\text{B.4})$$

$$\begin{cases} V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - L_q I_q \omega_s \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + L_d I_d \omega_s + \psi_f \omega_s \end{cases} \quad (\text{B.5})$$

Les circuits électriques équivalents de la MSAP peuvent être représentés comme suit :

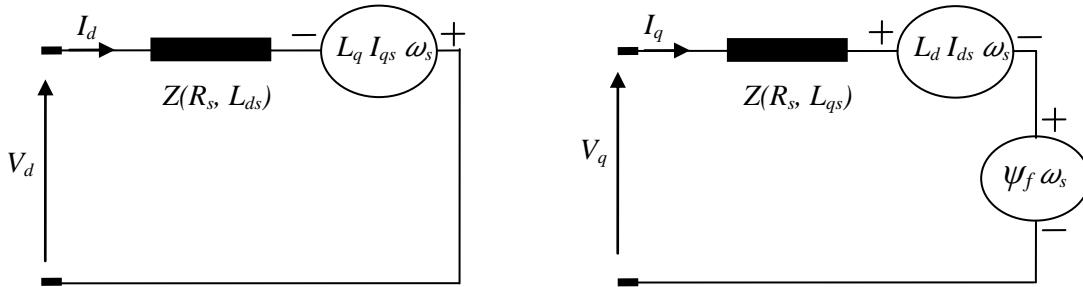


Figure B-2 : Circuit électrique équivalent de MSAP.

avec:

$$\begin{array}{ll} \psi_f \omega_s & \text{Force électromotrice induite seulement sur l'axe } q \\ (L_d I_{ds} \omega_s), (L_q I_{qs} \omega_s) & \text{Termes de couplage entre les axes } dq. \end{array}$$

B.1.2 Expression du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée partielle de stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor :

$$C_{em} = \frac{dW_e}{d\theta_{geo-s}} \quad (\text{B.6})$$

$$C_{em} = p \frac{dW_e}{d\theta_s} \quad (\text{B.7})$$

avec:

W_e	Energie emmagasinée dans le circuit magnétique.
θ_{geo-s}	Ecart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator).
p	Nombre de paires de pôles.

L'expression de la puissance transmise dans le repère de PARK est donnée par :

$$P(t) = \frac{3}{2} (V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q) \quad (B.8)$$

En remplaçant V_d , V_q par leurs expressions, on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} \left[-R_s (I_d^2 - I_q^2) - \left(I_d \frac{d\psi_d}{dt} + I_q \frac{d\psi_q}{dt} \right) + \frac{d\theta_s}{dt} (\psi_d I_q - \psi_q I_d) \right] \quad (B.9)$$

$-\frac{3}{2} R_s (I_d^2 - I_q^2)$: Représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator.

$-\frac{3}{2} \left(I_d \frac{d\psi_d}{dt} + I_q \frac{d\psi_q}{dt} \right)$: Représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator,

Le dernier terme (P_e) représente puissance électromagnétique: $\frac{3}{2} \frac{d\theta_s}{dt} (\psi_d I_q - \psi_q I_d)$, sachant

que $p \cdot \Omega_g = \omega_s = \frac{d\theta_s}{dt}$, et la relation entre la variation de l'énergie et la puissance est donné par l'expression suivante:

$$dW_e = P_e dt \quad (B.10)$$

En utilisant les relations (B.8) et (B.10), l'expression du couple électromagnétique peut être exprimé par:

$$C_{em} = \frac{3}{2} p (\psi_d I_q - \psi_q I_d) \quad (B.11)$$

On peut exprimer l'expression du couple en fonction des courants I_d , I_q , comme suivant:

$$C_{em} = \frac{3}{2} p ((L_q - L_d) I_d \cdot I_q + \psi_f \cdot I_q) \quad (B.12)$$

Cette expression du couple mis en avant que dans le cas où $L_q=L_d$ (machine à pôles lisses, comment dans notre cas), le couple électromagnétique dépend uniquement du courant I_q . Cette caractéristique est un atout considérable pour le contrôle de la machine synchrone.

B.1.3 Equations mécanique

La dynamique de la machine est donnée par l'équation mécanique suivante:

$$C_{tr} - C_{em} - f \cdot \Omega_g = J \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} \quad (\text{B.13})$$

avec:

- C_{tr} Couple moteur appliqué sur la génératrice (couple de la turbine).
- $\Omega \cdot f$ Couple de frottement.
- J Moment d'inertie total de l'ensemble (Turbine, Arbre, MSAP).
- f Coefficient de frottement visqueux.

Le résumé du modèle complet de la MSAP est présenté par le système d'équations (B.14), Ce système d'équation va être utilisé pour élaborer les boucles de régulation de la génératrice:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_d = R_s \cdot I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - L_q \cdot I_q \cdot \omega_s \\ V_q = R_s \cdot I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + L_d \cdot I_d \cdot \omega_s + \psi_f \cdot \omega_s \\ \psi_d = L_d \cdot I_d + \psi_f \\ \psi_q = L_q \cdot I_q \\ C_{em} = \frac{3}{2} p \cdot ((L_q - L_d) I_d \cdot I_q + \psi_f \cdot I_q) \\ C_{tr} - C_{em} - f \cdot \Omega_g = J \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} \end{array} \right. \quad (\text{B.14})$$

B.2 Caractéristiques de l'éolienne

Les paramètres de l'éolienne sont donnés dans le tableau B.1

Caractéristiques de la génératrice	Symbole	Valeur	Unité
Puissance mécanique	P_{tr}	5.301	MW
Puissance électrique	P_{tr-r}	5	MW
Tension nominale	U_s	3.3	kV
Courant nominal	I_s	1.515	kA
Nombre de pair des pôles	p	75	-
Résistance statorique	R_s	6.25 e-003	Ω
Inductance statorique	L_s	4.229 e-003	H
Flux induit par les aimants	Ψ_f	11.1464	Wb

Vitesse de rotation nominale	Ω_{tr}	13	Tr/m
Couple nominal	C_{elm}	3846	kN.m
Inertie de la génératrice	J_g	2 e+05	kg.m ²
Caractéristiques turbine			
Inertie de la turbine	J_{tr}	30 e+06	kg.m ²
Rayon des pales	R	58	m
Lambda optimal	λ_{opt}	6.89	-
Coefficient de puissance maximal	C_{p-opt}	0.53	-

Tableau B.1 : Paramètres de l'éolienne.

B.3 Paramètres de la liaison au réseau de la chaîne de l'éolienne

Les paramètres de la liaison au réseau de la chaîne de l'éolienne sont donnés dans le tableau B.2

Caractéristiques de la connexion	Symbole	Valeur	Unité
Inductance du filtre	L_f	0.002e-003	H
Resistance du filtre	R_f	5e-003	Ω
Puissance apparente	S	6.6	MVA
Tension primaire	U_1	3.3	kV
Tension secondaire	U_2	33	kV
Résistance magnétique du transformateur	R_m	78125	Ω
Réactance magnétique du transformateur	L_m	70.459	H
Resistance au primaire du transformateur	R_1	6.888e-005	Ω
Inductance au primaire du transformateur	L_1	5.4813e-006	H
Resistance au secondaire du transformateur	R_2	0.13021	Ω
Inductance au secondaire du transformateur	L_2	0.010362	H

Tableau B.2 : Paramètres de la liaison au réseau de l'éolienne.

Annexe C

C.1 Chaîne de connexion du parc éolien au réseau électrique de transport

La connexion entre le Parc éolien et le réseau électrique de transport est faite en HVAC, figure C-1. Cette connexion est assurée par deux transformateurs et une ligne triphasée de 30 km. Les caractéristiques de chaque élément sont données dans les tableaux C-1, C-2 et C-3.

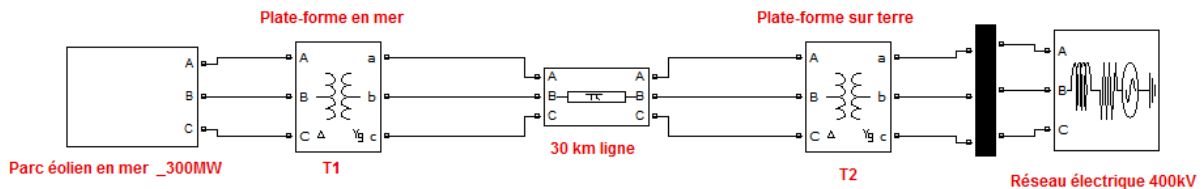


Figure C-1 : Association parc éolien offshore, transmission en HVAC et réseau électrique.

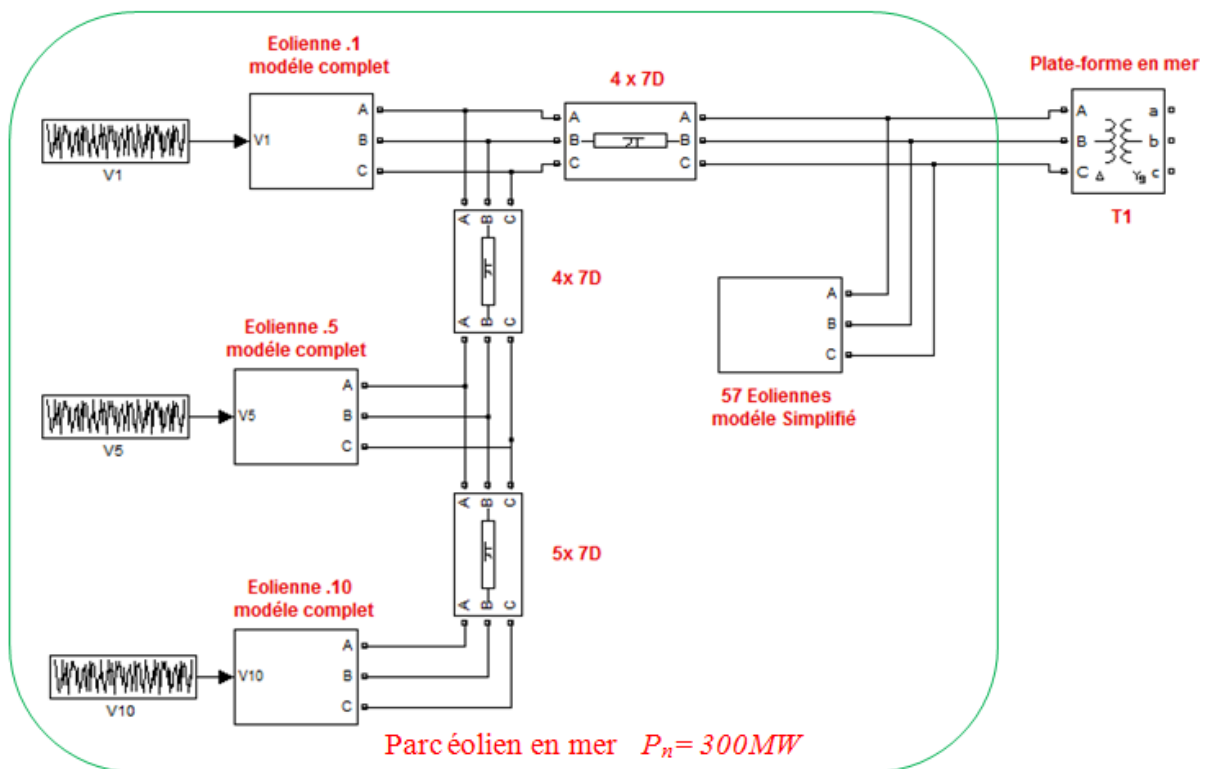


Figure C-2 : Schéma simplifié du parc éolien offshore.

Pour réduire le temps des simulations, nous avons simplifié le parc éolien comme le montre la figure C-2. Cette simplification n'influence pas les résultats. Chacune des lignes (1,5 et 10) dispose un modèle complet d'éolienne et le reste des éoliennes du parc sont remplacées par des fonctions qui émulent leurs comportements.

Caractéristiques du transformateur T1	Symbole	Valeur	Unité
Puissance apparente	S	400	MVA
Tension primaire	U_1	33	kV
Tension secondaire	U_2	225	kV
Résistance magnétique du transformateur	R_m	77801	Ω
Réactance magnétique du transformateur	L_m	206.37	H
Resistance au primaire du transformateur	R_1	0.68124	Ω
Inductance au primaire du transformateur	L_1	4.1275 e-3	H
Resistance au secondaire du transformateur	R_2	0.33075	Ω
Inductance au secondaire du transformateur	L_2	0.7187 e-3	H

Tableau C-1 : Caractéristiques du transformateur T1.

Caractéristiques du transformateur T2	Symbole	Valeur	Unité
Puissance apparente	S	400	MVA
Tension primaire	U_1	225	kV
Tension secondaire	U_2	400	kV
Résistance magnétique du transformateur	R_m	77801	Ω
Inductance magnétique du transformateur	L_m	206.37	H
Resistance au primaire du transformateur	R_1	0.68124	Ω
Inductance au primaire du transformateur	L_1	4.1275 e-3	H
Resistance au secondaire du transformateur	R_2	0.33075	Ω
Inductance au secondaire du transformateur	L_2	0.7187 e-3	H

Tableau C-2 : Caractéristiques du transformateur T2.

Caractéristiques de la ligne HVAC	Symbole	Valeur	Unité
Resistance	R_0	0.413	Ω/km
Resistance	R_1	0.1153	Ω/km
Inductance	L_0	3.32 e-3	H/km
Inductance	L_1	1.05e-3	H/km
Capacité	C_0	206.37 e-9	F/km
Capacité	C_1	11.33e-009	F/km
Distance	d	30	km

Tableau C-3 : Caractéristiques de la ligne HVAC.

Caractéristiques du réseau	Symbole	Valeur	Unité
Puissance de court circuit	S_{cc}	20000	MVA
Tension	U	400	kV
Ratio X/R	X/R	7	-
Fréquence	f	50	Hz

Tableau C-4 : Caractéristiques du réseau électrique.

C.2 Résultats des tests pour le vent v_3

Les résultats dans le cas de l'application de la distribution du vent dans le parc éolien en se basant sur le vent v_3 sont donnés par les figures ci-dessous. La puissance injectée au réseau électrique par le parc est donnée sur la figure C-3. Pour lisser la puissance du parc, le principe est de créer une réserve de puissance dans le parc éolien, nous pouvons le constater cela sur la figure C-4.

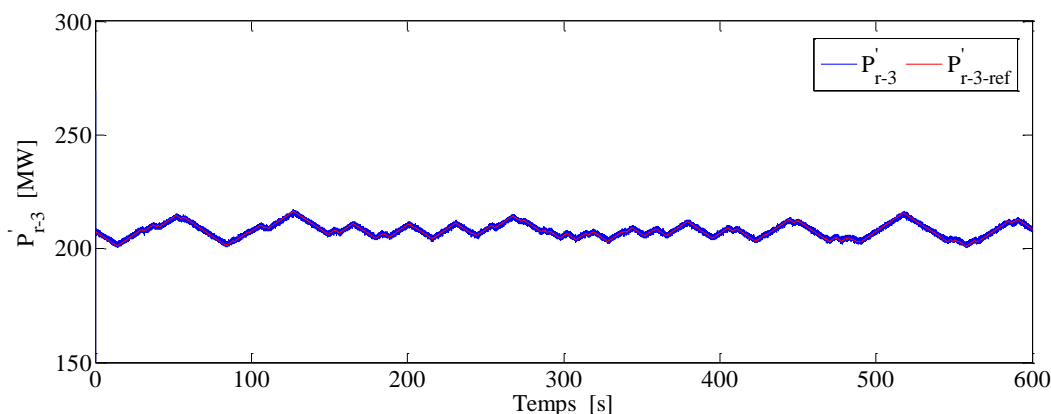


Figure C-3 : Puissance injectée au réseau.

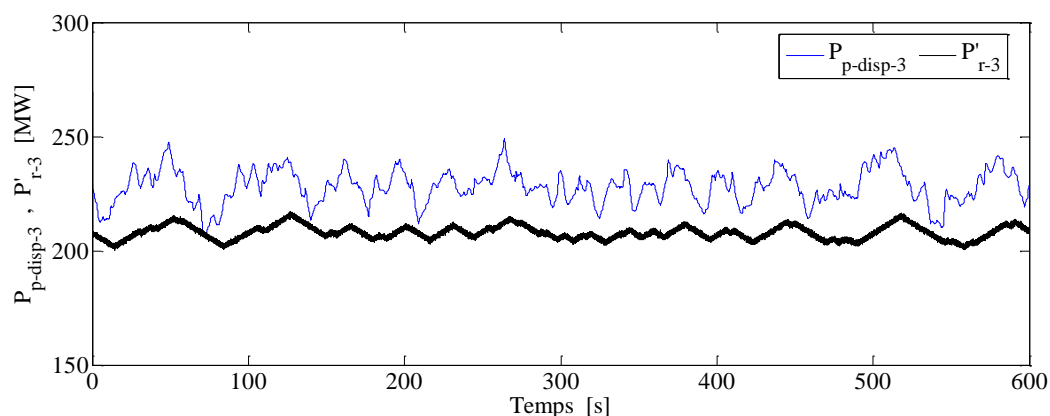


Figure C-4 : $P_{p-disp-3}$ -puissance disponible dans le parc, P'_{r-3} -puissance injectée au réseau.

La réserve de puissance disponible dans l'éolienne 1, figure C-5 est supérieure à la réserve de puissance dans l'éolienne 5, figure C-6. Cette dernière réserve est supérieure à la réserve assurée par l'éolienne 10, figure C-7. Cette différence est due à la distribution proportionnelle de la réserve entre les éoliennes que nous avons proposé, qui tient compte de la puissance disponible dans chacune des éoliennes.

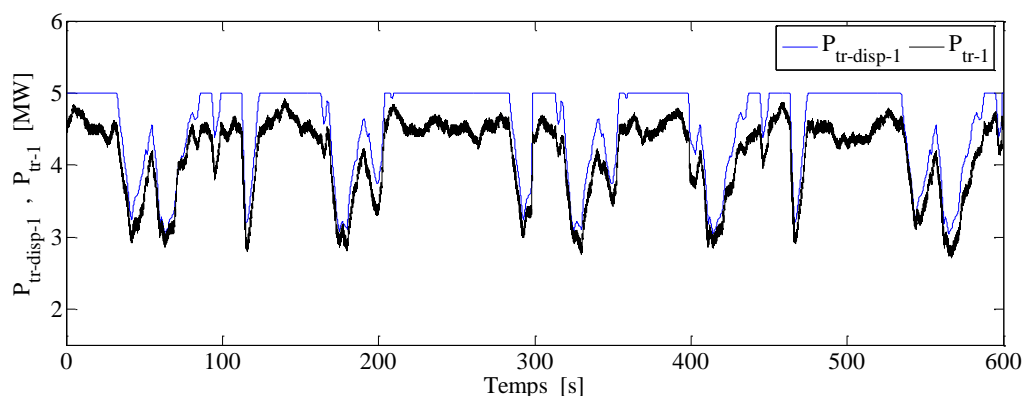


Figure C-5 : $P_{tr-disp-1}$ -puissance disponible et P_{tr-1} -puissance produite par l'éolienne 1.

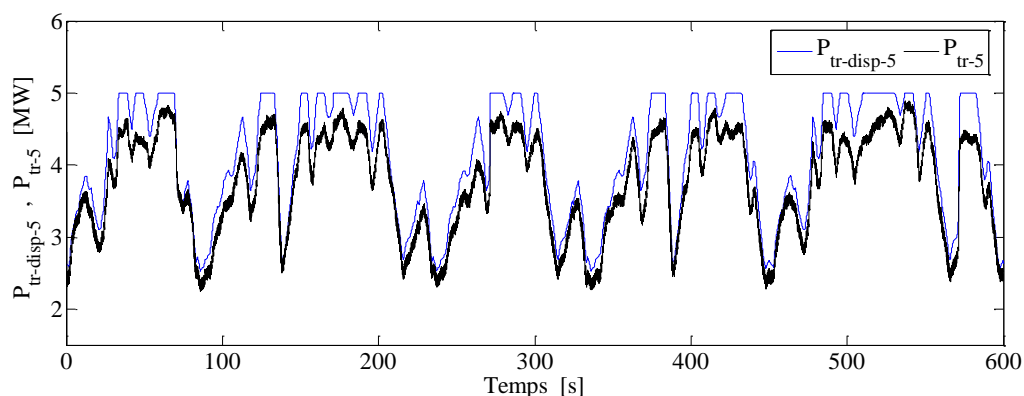


Figure C-6 : $P_{tr-disp-5}$ -puissance disponible et P_{tr-5} -puissance produite par l'éolienne 5.

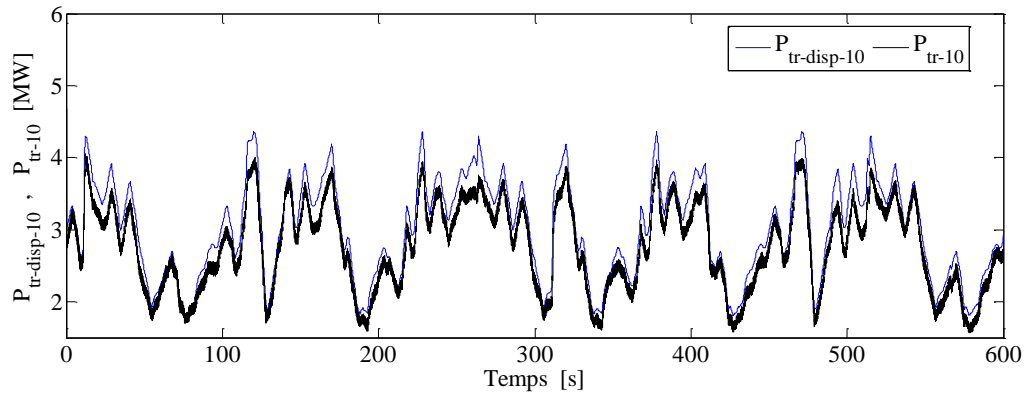


Figure C-7 : $P_{tr-disp-1}$ -puissance disponible et P_{tr-1} -puissance produite par l'éolienne10.

Annexe D

D.1 Association des unités de stockage avec le parc éolien offshore

Les paramètres du réseau électrique, des transformateur T1 et T2 et ceux de la ligne sont les mêmes que les paramètres que nous avons défini dans l'annexe C. Par contre les paramètres des éléments liés à l'unité de stockage sont donnés dans les tableaux D-1 et D-2.

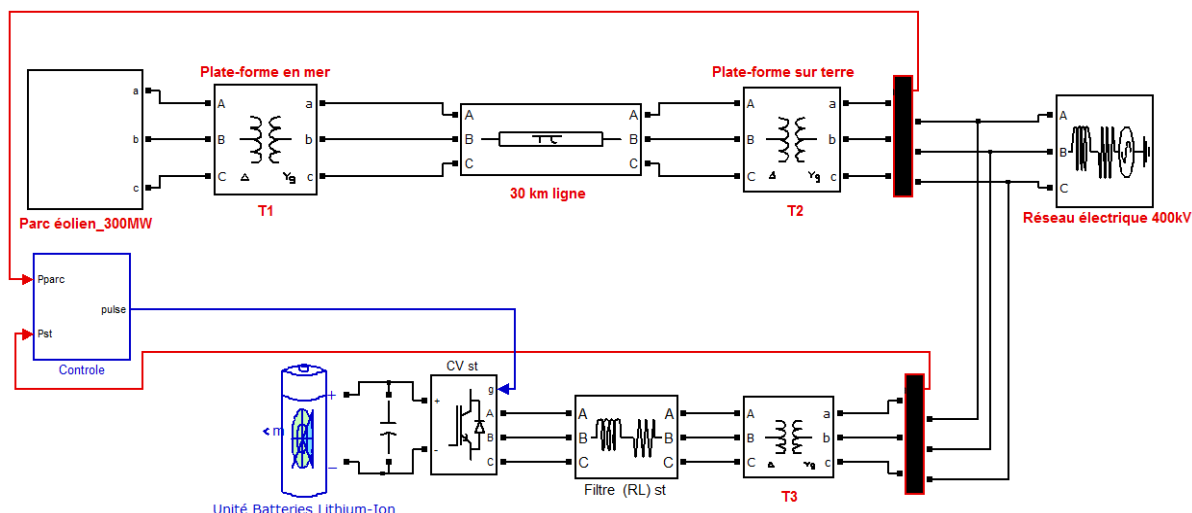


Figure D-1: Association parc éolien, batterie et réseau électrique.

Caractéristiques du transformateur T3	Symbole	Valeur	Unité
Puissance apparente	S	40	MVA
Tension primaire	U_1	33	kV
Tension secondaire	U_2	400	kV
Résistance magnétique du transformateur	R_m	1.5319e+005	Ω
Inductance magnétique du transformateur	L_m	406.35	H
Resistance au primaire du transformateur	R_1	0.81702	Ω
Inductance au primaire du transformateur	L_1	0.065016	H
Resistance au secondaire du transformateur	R_2	0.10638	Ω
Inductance au secondaire du transformateur	L_2	0.0084657	H

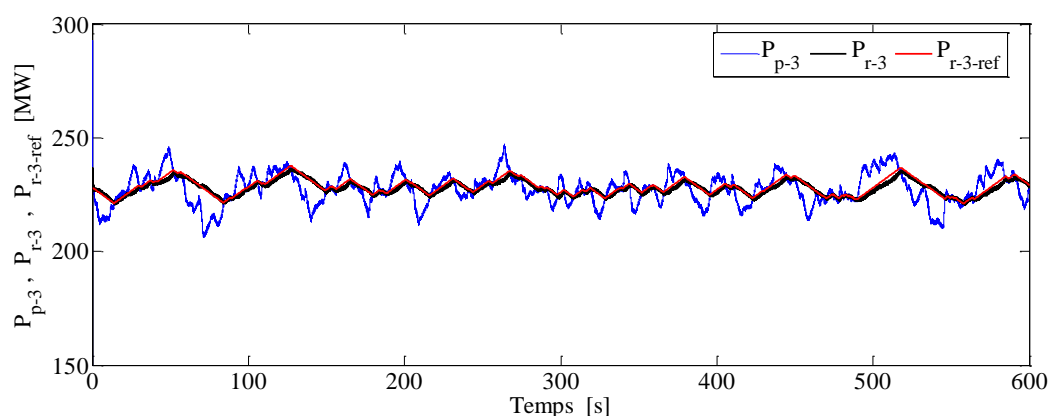
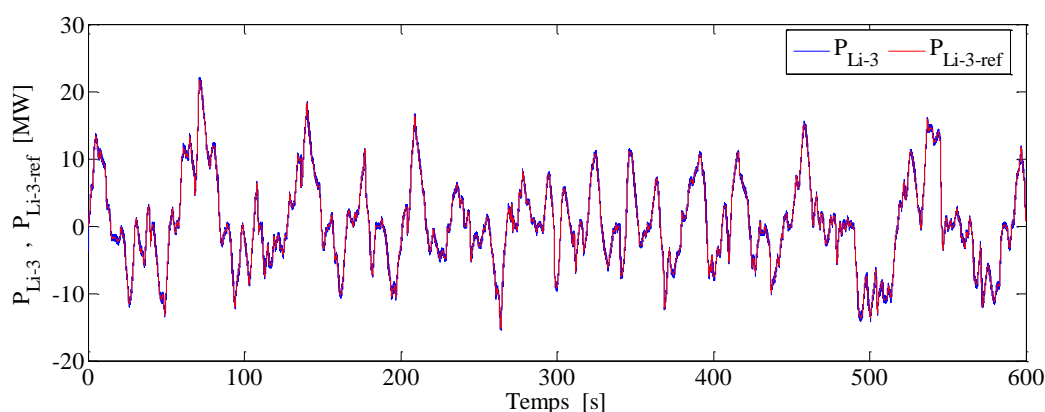
Tableau D-1 : Caractéristiques du transformateur T3.

Caractéristiques du filtre (RL) _{st}	Symbole	Valeur	Unité
Resistance	R_{f-st}	0.02e-003	Ω
Inductance	L_{f-st}	4.3e-003	H

Tableau D-2 : Caractéristiques du filtre (RL)_{st}.

D.2 Résultats des tests pour le vent v_3

La puissance injectée au réseau électrique par le parc éolien et la puissance disponible dans ce dernier sont présentées sur la figure D-2. La puissance injectée présente moins de fluctuations que celle disponible. Ces fluctuations sont absorbées par les batteries au lithium-Ion que nous avons associé au parc éolien, figure D-3.

Figure D-2 : P_{p-3} -puissance produite par le parc, P_{r-3} -puissance injectée dans le réseau électrique.Figure D-3 : P_{Li-3} -puissance de la batterie au Lithium-Ion.

Annexe E

E.1 Topologie DC du parc éolien offshore

La topologie DC du parc éolien offshore est donnée sur la figure E-1. Les caractéristiques du transformateur T1 sont les mêmes que ceux de T2 qui sont données dans l'annexe C. Les caractéristiques des autres éléments de la topologie DC sont présentées dans les tableaux ci-dessous.

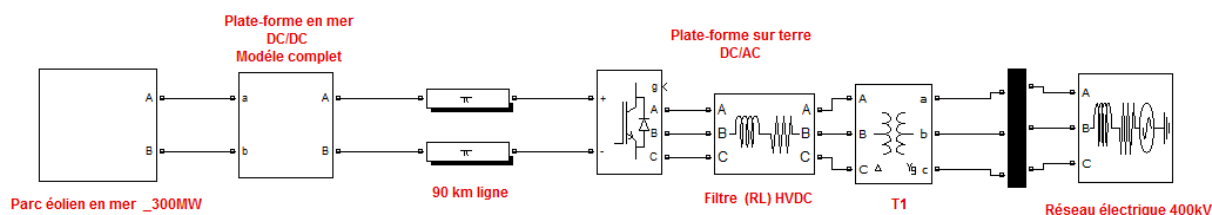


Figure E-1 : Système de parc éolien offshore, transmission en HVDC et réseau électrique.

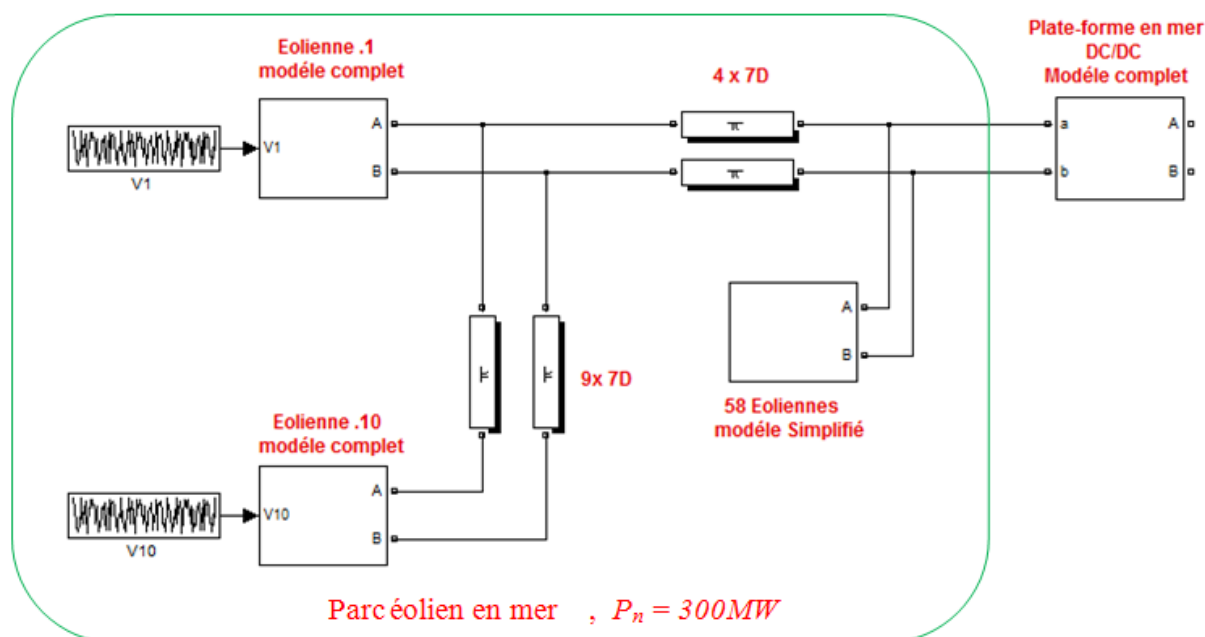


Figure E-2 : Parc éolien offshore simplifié.

Pour les mêmes raisons évoquées dans la simplification du parc éolien dans l'annexe C, à savoir le temps des simulations. Nous avons simplifié la structure du parc comme le montre la figure E-2. Les deux éoliennes (éolienne 1 et éolienne 10) ont un modèle complet cela nous permet de voir le comportement de l'ensemble des commandes développées au niveau de l'éolienne, et le reste des éoliennes sont remplacées par des fonctions qui émulent leurs comportements, cette simplification n'influence pas l'étude.

Le modèle utilisé du transformateur haute fréquence dans les convertisseurs DC/DC est donné par la figure E-3.

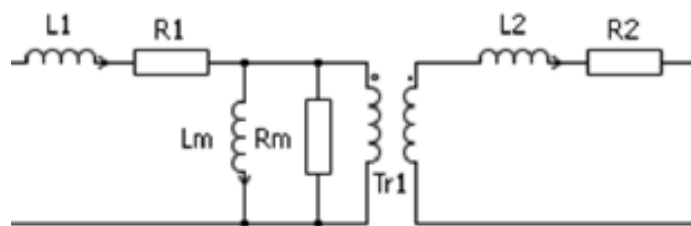


Figure E-3 : Modèle électrotechnique du transformateur HF.

Le modèle est constitué des éléments suivants :

- L_1 et L_2 les inductances de fuite des bobinages au primaire et au secondaire,
- R_1 et R_2 les résistances des bobinages représentatives des pertes Joules au primaire et au secondaire,
- L_m l'inductance magnétisante.
- R_m la résistance représentative des pertes fer.

Caractéristiques du transformateur HF de la plate-forme maritime	Symbole	Valeur	Unité
Puissance apparente	S	400	MVA
Tension primaire	U_1	50	kV
Tension secondaire	U_2	300	kV
Résistance liée aux pertes fer	R_m	77801	Ω
Inductance magnétisante.	L_m	206.37	H
Resistance au primaire	R_1	0.2334	Ω
Inductances de fuite au primaire	L_1	3.34 e-6	H
Resistance au secondaire	R_2	0.33075	Ω
Inductances de fuite au secondaire	L_2	3.34 e-6	H

Tableau E-1 : Caractéristiques du transformateur $T_{\text{Plate-forme}}$.

Caractéristiques de la ligne	Symbole	Valeur	Unité
Resistance	R	50 e-3	Ω/km
Inductance	L	0.4 e-3	Ω/km
Capacité	C	0.4 e-6	F/km
Distance	d	90	km

Tableau E-2 : Caractéristiques des câbles.

Caractéristiques du transformateur HF de l'éolienne	Symbole	Valeur	Unité
Puissance apparente	S	400	MVA
Tension primaire	U_1	50	kV
Tension secondaire	U_2	300	kV
Résistance liée aux pertes fer	R_m	77801	Ω
Inductance magnétisante.	L_m	206.37	H
Resistance au primaire	R_1	0.2334 e-3	Ω
Inductances de fuite au primaire	L_1	3.34 e-6	H
Resistance au secondaire	R_2	0.33075 e-3	Ω
Inductances de fuite au secondaire	L_2	3.34 e-6	H

Tableau E-3 : Caractéristiques du transformateur T_{éolienne}.

Caractéristiques de la connexion	Symbole	Valeur	Unité
Inductance du filtre	L_{f-HVDC}	45-003	H
Resistance du filtre	R_{f-HVDC}	0.48	Ω
Capacité de l'onduleur	C_{-HVDC}	50 e-6	F

Tableau E-4 : Caractéristiques du filtre.

Annexe F

F.1 Validation du modèle de distribution du vent dans le parc éolien offshore

Pour valider le modèle de la distribution du vent dans le parc éolien. Un profil du vent est utilisé, la valeur moyenne du vent est de l'ordre de 10,05 m/s et avec des variations de $\pm 15\%$ par rapport à sa moyenne. Le profil est montré sur la figure F-1.

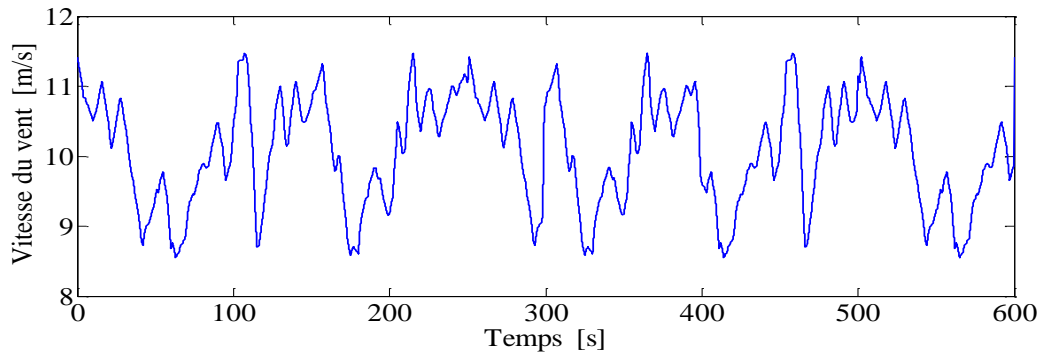


Figure F-1: Vitesses du vent.

La démarche suivie pour la validation du modèle de distribution du vent dans le parc éolien proposé, s'appuie sur la comparaison des fluctuations de la production totale du parc et les résultats dans les travaux réalisés sur des cas réels, [57], [60].

Pour quantifier ces fluctuations, la méthode utilisée repose sur l'analyse spectrale des puissances, figure F-2. Les spectres des puissances sont illustrés dans la figure F-3. Le facteur utilisé pour cette analyse est le FHC (Fluctuation Harmonic Content en anglais), ce facteur FHC est égale à l'écart type normalisé (NSD) de la puissance dans le domaine temporel, [58], et son expression est donnée par l'équation (F.1).

$$FHC(F) = \frac{\sqrt{\sum_{f \in \{F\}} \left(\frac{P(f)}{\sqrt{2}} \right)^2}}{P_0} \quad (F.1)$$

Avec :

- P_0 Valeur moyenne de la puissance sur 10 minutes.
- F Intervalle de fréquence.

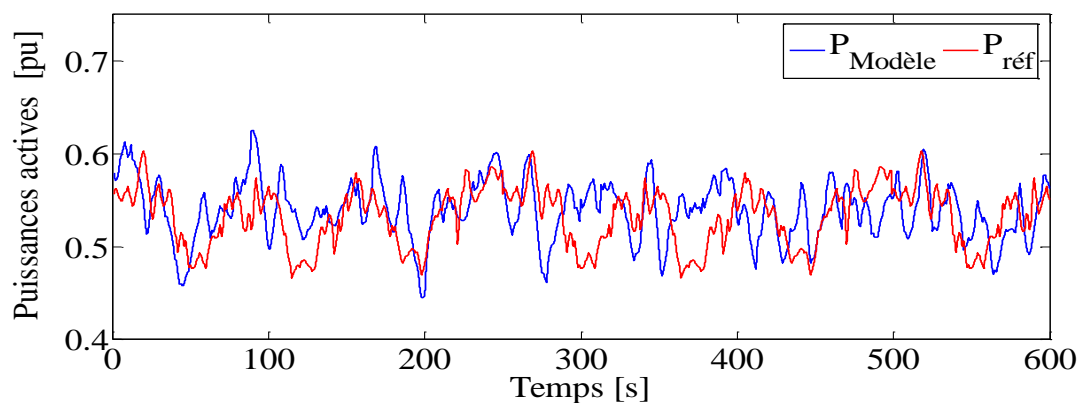


Figure F-2: Puissances actives.

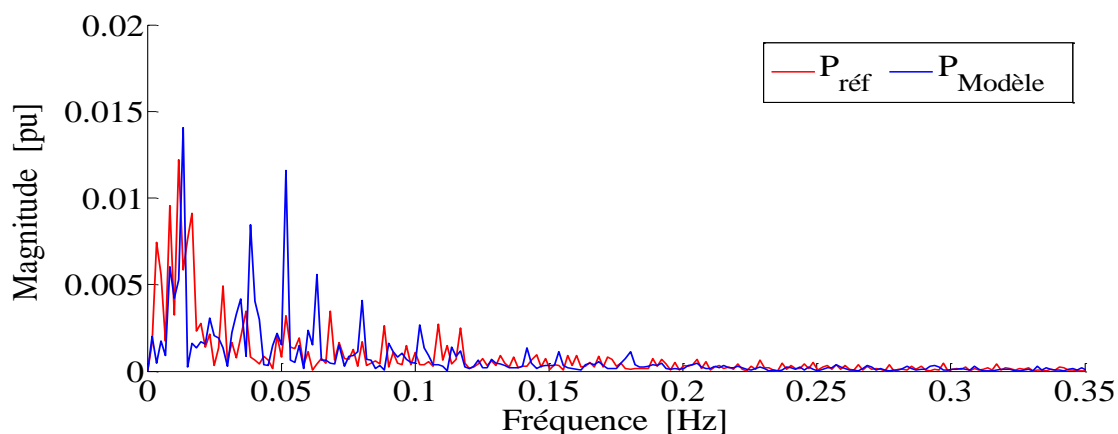


Figure F-3: Spectres des puissances.

Le spectre de chaque puissance est divisé en trois zones fréquentielles : - la première repose sur les faibles fréquences où les fréquences sont inférieures à 0.01 Hz. - La deuxième concerne les fréquences moyennes où les fréquences sont comprises entre 0.01 à 0.3Hz. - La dernière zone repose pour les hautes fréquences où les fréquences sont supérieures à 0.3 Hz. Les valeurs du facteur FHC pour les deux puissances $P_{réf}$ et $P_{modèle}$ sont regroupées dans le tableau F-1.

Zone fréquentielle	Faible (< 0.01Hz)	Moyenne (0.01-0.3Hz)	Haute (> 0.3Hz)	Plein Region
FHC de $P_{réf}$	2.145	2.37	0.035	4.32
FHC de $P_{modèle}$	2.18	2.4	0.02	4.44

Tableau F-1: FHC de $P_{modèle}$ et $P_{réf}$

Les valeurs du FHC dans chaque zone sont presque les mêmes, tableau F-1. Dans la zone qui correspond aux dynamiques fortes, les valeurs du FHC pour les deux puissances sont négligeables. Dans le cas de la zone des dynamiques moyennes les deux valeurs de FHC valent 2.37 et 2.4 pour les puissances $P_{réf}$ et $P_{modèle}$ respectivement, l'écart est de 0.03%. Dans le cas de dynamiques fortes, les valeurs de FHC sont 2.145 et 2.18 pour $P_{réf}$ et $P_{modèle}$ respectivement l'écart entre les deux valeurs de FHC est de 0.035%. Les deux écarts sont très faibles, cela permet de valider le modèle de distribution du vent proposé.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] European Wind Energy Association, " Oceans of Opportunity - Harnessing Europe's largest domestic energy resource ", report, 2009.
- [2] Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer, " Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables ", Période 2009-2020. En application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE de l'Union européenne, 2009.
- [3] European Wind Energy Association, " Wind in power 2013: European statistics ", report February 2014.
- [4] Ministère de l'Écologie, du Développement durable, et de l'Énergie, " Eolien et photovoltaïque : enjeux énergétiques, industriels et sociétaux", Rapport, Septembre 2012.
- [5] Thomas ACKERMANN," Wind Power in Power Systems ", Royal Institute of technology, Wiley, 2005.
- [6] Mark Z. JACOBSON, " Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security ", Energy & Environmental Science, 2009.
- [7] P. Pinson, " Prédiction court terme de la production éolienne ", École des Mines de Paris.
- [8] Gestionnaire du Réseau Transport d'électricité, " RTE met en service un nouveau dispositif de prévision de l'énergie éolienne et photovoltaïque: Le réseau électrique, vecteur du développement des énergies renouvelables ", dossier de presse, novembre 2009.
- [9] Adrien COURBOIS," Étude expérimentale du comportement dynamique d'une éolienne offshore flottante soumise à l'action conjuguée de la houle et du vent ", Thèse de doctorat, École Centrale de Nantes, Avril 2013.
- [10] Müfit Altın, Ömer Göksu, Remus Teodorescu, Pedro Rodriguez, Birgitte-Bak Jensen, Lars Helle, " Overview of Recent Grid Codes for Wind Power Integration ", 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM, 2010.
- [11] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, Commissariat général au développement durable, service de l'observation et des statistiques "chiffres clef des énergies renouvelable", Juin 2013.
- [12] European Wind Energy Association," The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013 ", January 2014.
- [13] Alexandre TENINGE, " Participation aux services système de parcs éoliens mixtes: application en milieu insulaire ", Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.
- [14] Germán Claudio Tarnowski and Philip Carne Kjar, "Frequency control in power Systems with high wind Power Penetration," 9th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms,

- Québec, Canada, October 2010.
- [15] B Robyns, A Davigny, C Saudemont, A Ansel, V Courtecuisse, B François, S Plumel, J Deuse, " Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie ", Journées du Club EEA, Mars 2006.
- [16] Germán Claudio Tarnowski, " Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration ", PhD Thesis, Technical university of Denmark, November 2011.
- [17] Inigo Martinez de Alegria, Jon Andreu, Jose Luis Martin, Pedro Ibanez , José Luis Villate, Haritza Camblong, " Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 11, Issue 8, October 2007, pp. 1858–1872.
- [18] Ali Esmaili and Adel Nasiri, " Power Smoothing and Power Ramp Control for Wind Energy Using Energy Storage ", Energy Conversion Congress and Exposition, IEEE (ECCE), 17-22 Sept. 2011, Phoenix, USA.
- [19] Amir AHMIDI, " Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques ", Thèse de doctorat, Ecole centrale de LILLE, Décembre 2010.
- [20] Arrêté du 25 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie, disponible : [http:// www.legifrance.gouv.fr](http://www.legifrance.gouv.fr)
- [21] Haritza CAMBLONG, " Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable ", Thèse de doctorat, Ecole nationale supérieure d'arts et métiers centre de Bordeaux, Décembre 2003.
- [22] Stefan LUNDBERG, " Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies - Series DC versus AC Layouts", PhD Thesis, Chalmers University of Technology Goteborg, Sweden 2006.
- [23] Stefan LUNDBERG, " Configuration study of large wind parks ", Thesis for the Degree of Licentiate of Engineering, Chalmers University of Technology Goteborg, Sweden 2003.
- [24] Pascal MONJEAN, " Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu ", Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers ParisTech - Centre de Lille, Septembre 2012.
- [25] C BARKER et al, " HVDC Connecting to the future", Alstom Grid, 2010.
- [26] Stephan Meier, " Novel Voltage Source Converter based HVDC Transmission System for Offshore Wind Farms", Submitted to the School of Electrical Engineering, KTH, in partial fulfillment of the requirements for the degree of Technical Licentiate, Stockholm 2005.
- [27] Fujin Deng, " Design and Control of A DC Grid for Offshore Wind Farms ", PhD

- Thesis, Department of Energy Technology Aalborg, Denmark, 2012.
- [28] Lena MAX, " Design and Control of a DC Collection Grid for a Wind Farm ", PhD Thesis, Chalmers University of Technology Goteborg, Sweden 2009.
- [29] F. Mura, C. Meyer, R. W. De Doncker, " Stability analysis of high power DC grids ", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46, no. 2, pp. 584-592, Mar./Apr. 2010.
- [30] Raphael BOINNE, " Stability Studies of an Offshore Wind Farms Cluster Connected with VSC-HVDC Transmission to the NORDEL Grid ", Master of Science at Norwegian University of Science and Technology, 2009.
- [31] Website Offshore Renewables Center : www.4coffshore.com.
- [32] Débat public dossier du maître d'ouvrage, Éolien Maritime France, juillet 2013, <http://www.debatpublic-eolienmer.org>
- [33] V. Courtecuisse, " Supervision d'une centrale multisource à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique ", Thèse doctorat, Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers, Lille, Novembre 2008.
- [34] Djamel. Ikni, C. M. Camara, A. Payman and B. Dakyo, " Dynamic control of wind energy conversion system ", International conference and exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER'13) to be held at Monaco/France on March 27-30, 2013.
- [35] B. Dakyo, Djamel. Ikni, " Conversion de l'énergie électrique d'origine renouvelable: impacts sur un réseau électrique interconnecté ou îlot ", Colloque International Francophone CIFEM 2012 2-3-4 Mai 2012 Ouagadougou, Burkina Faso.
- [36] David Marin, " Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques ", Thèse doctorat, Ecole centrale de Lille, Avril 2009.
- [37] Abdenour ABDELLI, " Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive ", Thèse doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, Octobre 2007.
- [38] Sites constructeurs, " Windwind: www.winwind.fi, Multibride: www.multibrid.com, Enercon: www.enercon.de, Alstom: www.alstom.com ".
- [39] Guy Cuntz, " Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne ", Edisud, Aix-en-Provence, 2001, www.edisud.com.
- [40] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, " Éoliennes ", Techniques de l'Ingénieur, BM 4 640.
- [41] Nicolas LAVERDURE, " Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ", Thèse de Doctorat d'institut national polytechnique de Grenoble, Décembre 2005. France.
- [42] DUC-HOAN TRAN, " Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne passive: analyse de robustesse, validation expérimentale ", thèse de doctorat de l'université de Toulouse, Septembre 2010.

-
- [43] Guangchen Liu, Shengtie Wang, Hong Zhang, and Bo Wang, " Integrated Control Strategy of Multibrid Wind Power Generation System ", 2012 IEEE 7th International Power Electronics and Motion Control Conference - ECCE Asia. June 2-5, 2012, Harbin, China.
- [44] A.D. Hansen, C.Jauch, P.Sørensen, F.Iov, F. Blaabjergm, " Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIGSILENT ", Risø National Laboratory, Roskilde, December 2003.
- [45] Sreedhar Reddy Guda, " Modeling and power management of a hybrid wind-micro turbine power generation ", A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree, Montana State university, Bozeman, Montana, July 2005.
- [46] Babak VASEGHI, " Contribution à l'étude des machines électriques en présence de défaut entre -spires : modélisation- réduction du courant de défaut ", Thèse doctorat, Nancy Université - Institut National Polytechnique de Lorraine, Décembre 2009.
- [47] Babak NAHID MOBARAKEH, " Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification 'en ligne' des paramètres ", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine. Décembre 2001.
- [48] M. Chinchilla, S. Arnaltes, J. Carlos Burgos, " Control of Permanent Magnet Generators Applied to Variable-Speed Wind-Energy Systems Connected to the Grid ", IEEE Transaction on energy conversion vol 21, n°, 1, Mars 2006.
- [49] Ludovic Leclercq, " Apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes ", thèse de doctorat, Université de Lille, Décembre 2004.
- [50] Arnaud Davigny, " Participation aux services système de la fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergies ", Thèse doctorat, Université sciences et techniques de Lille. Décembre 2007.
- [51] Gauthier DELILLE, " Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques, Approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution ", Ecole centrale de Lille, Novembre 2010.
- [52] A. Bagre, D.Ikni, B.Dakyo, Y. Azoumah, " Simulation of Burkina Faso Power System: under Simpower Matlab/Simulink Environment", Proceeding of Fourth International Conference on Energy and Electrical Drives Power Engineering, (POWERENG), pp 890 - 895, May 2013.
- [53] J. Marques, H. Pinheiro, H. A. Gründling, J. R. Pinheiro and H. L. Hey, " A survy on variable-speed wind turbine system ", Federal University of Santa Maria – UFSM. Group of Power Electronics and Control – EPOC, Santa Maria, RS, Brazil.
- [54] J. G. Slootweg , S. W. H. de Hann , H. Polinder and W. L. Kling "Aggregated modeling of wind parks with variable speed wind turbines in power system dynamics simulations ", Proc. 14th Power Syst. Comput. Conf., pp.1-7, 2002.
- [55] H. K. Vladislav Akhmatov," An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations - importance of windmill

- mechanical system *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* ", Volume 24, Issue 9, pp 709-717, November 2002.
- [56] Cosmin E. Bănceanu, Iulian V, " Coordinated control of wind turbine " Master Thesis, Dept. Energy Technology - Pontoppidanstræde 101 Aalborg , Univ Aalborg , Denmark, 2011.
- [57] E. Spahić and G. Balzer, "The Impact of the Wind Farm Size on the Power Output Fluctuation ", European Wind Energy Conference EWEC February 2006, Athens.
- [58] Wei Li, "An Embedded Energy Storage System for Attenuation of Wind Power Fluctuations ", A thesis submitted to McGill University in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctorate of Philosophy in Electrical Engineering, May 2010, Montreal, Canada.
- [59] A. Kusiak, Z. Song, " Design of wind farm layout for maximum wind energy capture", *Renewable Energy*, No. 35, pp. 685-694, 2010.
- [60] M. Jannati, S.H.Hosseinian, B.Vahidi, Guo-JieLi, "A survey on energy storage resources configurations in order to propose an optimum configuration for smoothing fluctuations of future large wind power plants ", *Renewable and Sustainable Energy*, pp. 158-172. Reviews 29, 2014.
- [61] C. Sourkounis and P. Tourou, "Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe ", *Conf. Pap. Energy*, vol. 2013, pp 19-27, 2013.
- [62] M. Tsili and S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms ", *IET Renew. Power Generation*, vol. 3, no. 3, pp.308-332, 2009.
- [63] Kasem A.H, El-Saadany E.F, El-Tamaly H.H, " Ramp Rate Control and Voltage Regulation for Grid Directly Connected Wind Turbines ", In *Proceedings of the 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, pp 31-36.20-24, July 2008, USA.
- [64] M. Swierczynski , R. Teodorescu , C. N. Rasmussen , P. Rodriguez and H. Vikelgaard, "Overview of the energy storage systems for wind power integration enhancement" , *Proc. IEEE ISIE*, pp.3749 -3756 2010
- [65] T. Christen and Martin. Carlen, "Theory of ragone plots. *Journal on Power Sources*", No. 2, Vol. 91: pages 210-216, Dec. 2000.
- [66] Mahamadou Abdou Tankari," Système Multi-sources de Production d'Énergie Électrique-Méthode de Dimensionnement d'un Système hybride et Mise en œuvre expérimentale de l'Optimisation de la Gestion d'Énergie", Thèse de doctorat, Université du Havre, Décembre 2010.
- [67] Y. S. Wong, " System Design And Energy Management Strategy For Hybrid Electric Vehicles ", PhD thesis, University of Hong Kong, Jan. 2008.
- [68] Dr. Aviva Brecher," Assessment of Needs and Research Roadmaps for Rechargeable Energy Storage System (RESS) Onboard Electric Drive Buses ", Report, National Technical Expert, Energy Technology Division, December 2010.

-
- [69] Arnaud Badel, " Superconducting Magnetic Energy Storage using High Temperature Superconductor for Pulse Power Supply ", Thèse de doctorat, Université de Grenoble, Septembre 2010.
- [70] Sites constructeurs: *www.saftbatteries.com*, *www.beaconpower.com*
- [71] B. G. Huang , F. S. Pai , S. J. Huang and Y. J. Li, "Design of a lithium ion battery charger with the open circuit voltage function evaluation", Proc. IEEE 9th Int. Conf. Power Electron. Drive Syst., pp.1080 -1083, December 2011.
- [72] H. Qian , J. Zhang , J. S. Lai and W. Yu "A high-efficiency grid-tie battery energy storage system", IEEE Trans. Power Electron., vol. 26, no. 3, pp.886 -896, 2011.
- [73] Dinh Vinh DO, " Diagnostic de batteries Lithium ion dans des applications embarquées ", Thèse doctorat, université de Compiègne, Juillet 2010.
- [74] Damien PAIRE, " Dimensionnement et gestion d'énergie de systèmes d'entraînement électriques hybride : application au ascenseur avec récupération d'énergie ", Thèse doctorat, université de technologie de Belfort Montbéliard, Décembre 2010.
- [75] Abdallah TANI, "Structures des convertisseurs modulaires associés aux technologies de stockage : Applications aux domaines résidentiels et véhicules électriques", Thèse de doctorat, université du Havre, 2013.
- [76] J. Jang, J. Yoho, " Equivalent Circuit Evaluation Method of Lithium Polymer Battery Using Bode Plot and Numerical Analysis ", IEEE Trans Energy Conversion, vol. 26, no. 1, pp. 290-298, March 2011.
- [77] Onur Ozdal MENG, Ismail Hakki ALTAS, " Fuzzy logic control for a wind/battery renewable energy production system ", Turk J Elec Eng & Comp Sci, Vol.20, No.2, 2012.
- [78] Lena MAX, " Energy Evaluation for DC/DC Converters in DC-Based Wind Farms ", Thesis for the Degree of Licentiate of Engineering, Chalmers University of Technology Goteborg, Sweden 2007.
- [79] Christoph MEYER, " Key Components for Future Offshore DC Grids", PhD Thesis, 2007
- [80] Djamel. Ikni, B.Dakyo, A.O.Bagre, " Large Offshore Wind Farm: Potential Evaluation of Network Services ", PowerTech 2013, Conf. IEEE, 16-20 juin 2013, Grenoble, France
- [81] M. B. Camara, B.Dakyo, H Gualous, C. Nichita , "Full bridge converter for embedded energy share between battery and supercapacitors," in Industrial Electronics, 2009. IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE, 2009, pp.504-509.
- [82] Djamel Ikni, Morlaye Sekou Camara , Mamadou Bailo Camara , Brayima Dakyo , Hamid Gualous, " Permanent Magnet Synchronous Generators for Large Offshore Wind Farm Connected to Grid - Comparative Study between DC and AC Configurations", International journal of renewable energy research (IJRER), Vol.4, No.2, 2014.
- [83] Gabriele Michalke, "Variable Speed Wind Turbines-Modelling, Control, and Impact on

- Power Systems ", PhD thesis, Technische universität darmstadt, Darmstadt, 2007.
- [84] Sanjay K Chaudhary," Control and Protection of Wind Power Plants with VSC-HVDC Connection ", in partial fulfilment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy, Aalborg University, Aalborg, Denmark, 2011.
- [85] Marwa Mohamed Moustafa EZZAT," Commande non linéaire sans capteur de la machine synchrone à aimants permanents ", Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Nantes, Mai 2011.

Résumé

Cette thèse s'inscrit dans la continuité des travaux menés sur les problématiques des énergies renouvelables par le laboratoire GREAH. Elle est financée par la communauté de l'agglomération havraise (CODAH).

Les taux de fluctuation de la puissance sont réglementés dans des codes de réseaux établis par des gestionnaires de réseau électrique dans le but de minimiser l'impact de ces fluctuations sur la fréquence et la tension du réseau. Comme l'énergie éolienne est de nature fluctuante, nous proposons dans ce rapport des solutions dans le cas où les taux de fluctuations de la production éolienne offshore dépassent ces limites. Parmi ces solutions, la capacité du parc éolien à lisser sa propre puissance ou par intégrations des unités de stockage ;. dans le premier cas l'utilisation d'une réserve de puissance dans les éoliennes est possible, pour créer cette réserve deux méthodes sont proposées et leurs performances évaluées. Pour deuxième solutions, une méthodologie sera proposée pour déterminer la technologie du stockage.

Des propositions pour construire des parcs éoliens offshore avec des technologies en courant continu sont apparues. Pour permettre un couplage répondant et une bonne fiabilité des dispositifs d'électroniques de puissance utilisés dans la conception de ces nouveaux parcs, nous proposons dans ce rapport des convertisseurs adéquats et des stratégies de commandes qui assurent leurs stabilités.

Mots-Clés : Parc éolien offshore, commande, éolienne, Machine synchrone à aimants permanents, gestion d'énergie, réseau électrique de transport, code de réseau, gestionnaire de réseau électrique, fluctuations de puissance, unités de stockage

Abstract

The research work performed in this thesis is in the framework of issues related of renewable energies led by GREAH laboratory. The research work has been funded by Le Havre Municipality Assembly (CODAH).

The requirements of power fluctuations in the grid are given by the grid code established by the electricity utilities companies in order to mitigate the impact of the wind power fluctuation on frequency and voltage in electrical grid.

As wind energy has a fluctuating behavior, solutions have been proposed in this thesis for the situation where the power produced by an offshore wind power plant exceeds the threshold given by the grid code. Among the solutions, we can quote the ability of the wind power plant to smooth its own power production or integrate storage units. In the first case, the use of power reserve in wind turbines is possible and two methods have been proposed, and their performance evaluated. For the second solution, a methodology to find and to choose out the storage technology has been discussed.

Proposals to build offshore wind farms with technologies using direct current (DC) have emerged. To get a coupling which fulfills the requirement of good reliability of power electronic devices used for the design of new wind farms, it has been proposed in this thesis adequate converters and control strategies that ensure their stability.

Keywords: offshore wind farm, control, wind turbine , permanent magnet synchronous generator, energy management, Electric power transmission , grid code, grid operator, wind power fluctuations, storage units.