



**HAL**  
open science

## Services au système et gestion d'interactions énergétiques transitoires dans un parc éolien offshore

Merzak Aimene

► **To cite this version:**

Merzak Aimene. Services au système et gestion d'interactions énergétiques transitoires dans un parc éolien offshore. Energie électrique. Université du Havre, 2016. Français. NNT : 2016LEHA0020 . tel-01668537

**HAL Id: tel-01668537**

**<https://theses.hal.science/tel-01668537>**

Submitted on 20 Dec 2017

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Normandie Université

## THÈSE

**Pour obtenir le diplôme de doctorat**

**Spécialité Génie Electrique**

**Préparée au sein de l'université du Havre**

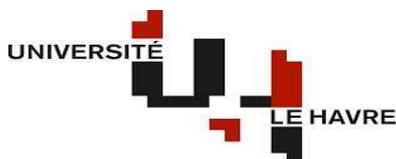
**Services au système et gestion d'interactions énergétiques  
transitoires dans un parc éolien offshore.**

**Présentée et soutenue par  
Merzak AIMENE**

**Thèse soutenue publiquement le : 12 Octobre 2016.  
devant le jury composé de**

Mr. Brayima DAKYO	Professeur des universités / Université du Havre	Directeur de thèse.
Mr. Jean-Paul GAUBERT	Professeur des universités / Université de Poitiers.	Rapporteur.
Mr. Eric MONMASSON	Professeur des universités / Université de Paris-Saclay.	Président.
Mr. Alireza PAYMAN	Maitre de conférence / Université du Havre	Encadrant de thèse.
Mr. Serge PIERFEDERICI	Professeur des universités / Université de Lorraine.	Rapporteur.

**Thèse dirigée par Brayima DAKYO, Laboratoire Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre - EA 3220**





## Remerciements

Les travaux de recherche présentes dans ce rapport ont été financés par la région Haute-Normandie et réalisés au sein du Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre (GREAH). Je tiens à remercier de manière générale tous les auteurs qui ont rendu possible sa concrétisation. Je tiens ainsi à remercier particulièrement l'ensemble du personnel du GREAH, représenté par M. Brayima DAKYO.

Je tiens à remercier sincèrement mon directeur de thèse M. Brayima DAKYO pour avoir me faire confiance et de me donner la chance de faire cette thèse et mon Co-encadrant M. Alireza PAYMAN pour avoir encadré mes travaux de recherche.

J'exprime ma profonde gratitude à monsieur Éric MONMASSON, professeur à l'université de Cergy Pontoise, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury.

Je tiens à remercier également monsieur Jean-Paul GAUBERT, professeur à l'université de Poitiers et Serge PIERFEDERICI, professeur à l'université de Lorraine, pour l'intérêt qu'ils ont bien voulu porter à ce travail, en acceptant d'en être rapporteurs.

Mes camarades du laboratoire GREAH sont vivement salués et remerciés pour les moments passés ensemble. Particulièrement, au nom de l'intellect, Djamel IKNI, Ferhat CHABOUR et Mamadou Bailou CAMARA, merci pour votre aide.

Finalement, je me permis de remercier ma mère, ma femme et toute ma famille. Je remercie Abdelouahab CHELOUAH et sa famille, ainsi que l'ensemble de mes amis.



*Je dédie cette thèse ...*

*A*

*Ma très chère mère*

*Ma belle-mère*

*Et ma très chère épouse*

*Et à tous les membres de ma famille.*

*A*

*La mémoire de mon père, beau-père et mon neveu Faïz*

*Qui ont été toujours dans mon esprit et dans mon cœur.*

*Je vous dédie aujourd'hui ma réussite.*

*Que dieu, le miséricordieux, vous accueille dans son éternel  
paradis*



## Table des matières

---

<b>Table des matières</b> .....	I
<b>Table des figures</b> .....	VI
<b>Table des tableaux</b> .....	XI
<b>Nomenclature</b> .....	XIII
<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>Chapitre I : Production éolienne et systèmes électriques</b> .....	7
1. Introduction.....	9
2. Développement de la filière éolienne offshore.....	9
2.1. Contexte énergétique.....	9
2.2. Enjeux de l'énergie éolienne offshore.....	10
2.3. Etat des lieux de l'énergie éolienne.....	11
3. Objectifs et démarches méthodologiques.....	13
4. Identification des contraintes des systèmes électriques .....	14
4.1. Architecture des systèmes électriques .....	14
4.2. Fonctionnement des systèmes électriques.....	17
4.2.1. Réglage de fréquence.....	17
4.2.2. Réglage de tension.....	22
4.3. Impacts de l'énergie éolienne sur le système électrique.....	25
Conclusion.....	30
5. Potentiels de réglage des aérogénérateurs MADA et MSAP.....	31
5.1. Modélisation du système éolien à vitesse variable basé sur une MSAP.....	34
5.1.1. Modélisation du vent.....	35
5.1.2. Modélisation de la turbine.....	37
5.1.3. Modélisation de la Machine Synchrone à Aimants Permanents.....	41
5.1.4. Modélisation de la connexion au réseau.....	45
5.2. Commande du système éolien à vitesse variable basé sur une MSAP.....	47
5.2.1. Contrôle de la turbine.....	48
5.2.2. Contrôle en couple de la Machine Synchrone à Aimants Permanents.....	51
5.2.3. Contrôle de l'interface réseau.....	52
5.2.4. Résultats de simulation.....	54
Conclusion.....	56
<b>Chapitre II : Commande non linéaire basée sur la Platitude différentielle</b> .....	59
1. Introduction.....	61

## *Table des matières*

---

2. La notion de platitude des systèmes dynamiques non linéaire.....	62
3. Commande par platitude du système de conversion d'énergie éolienne.....	65
3.1. Commande par platitude de la partie de production (Génératrice).....	66
3.1.1. Platitude du système.....	66
3.1.2. Planification des trajectoires de références liée à la sortie plate $y_1$ .....	69
3.1.3. Synthèse des lois de commande associées à la partie de production.....	71
3.2. Commande par platitude de la partie couplage au point de connexion.....	75
3.2.1. Platitude du système.....	75
3.2.2. Planification des trajectoires de références liées à la sortie plate $y_2$ .....	78
3.2.3. Synthèse des lois de commande associées à la partie couplage au PDC.....	78
4. Résultats de simulations.....	81
5. Etude du potentiel de la commande par platitude.....	87
Conclusion.....	94
<b><i>Chapitre III : Exploitation de la stratégie de commande en vue de la gestion de la puissance active et la participation au réglage de fréquence d'un parc éolien offshore.....</i></b>	<b><i>97</i></b>
1. Introduction.....	99
2. Parc éolien offshore.....	99
2.1. Topologies des Parcs éoliens offshore.....	101
2.1.1. Structure de la connexion en AC.....	101
2.1.2. Structure de la connexion en DC.....	102
3. Prescriptions techniques des différents codes réseau sur la participation des éoliennes au réglage de fréquence).....	104
4. Techniques de contrôle en vue de la participation au réglage primaire de fréquence.....	109
4.1. Création de la réserve par action sur la référence de l'angle de calage.....	110
4.1.1. Introduction.....	110
4.1.2. Principe de création de la réserve.....	111
4.1.3. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle.....	112
4.2. Création de la réserve par action sur la trajectoire de référence de la vitesse de rotation.....	115
4.2.1. Introduction.....	115
4.2.2. Principe d'accélération.....	116
4.2.3. Limites technique de la stratégie de contrôle.....	119
4.2.4. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle.....	120

## Table des matières

---

5. Etude de l'impact des régimes transitoires sur la réserve d'un parc éolien offshore...	123
5.1. Architecture du parc étudié.....	123
5.2. Répartition de la vitesse du vent au sein du parc éolien offshore.....	125
5.3. Gestion de la puissance active du parc éolien offshore.....	127
5.4. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle proposée.....	128
Conclusion.....	135
<b>Chapitre IV : Exploitation de la stratégie de commande en vue de la gestion de la puissance réactive et la participation au réglage de tension d'un parc éolien offshore.....</b>	<b>137</b>
1. Introduction.....	139
2. Prescriptions techniques des différents codes réseau sur la participation des éoliennes au réglage de tension.....	139
2.1. Danemark.....	140
2.2. Irlande.....	142
2.3. Allemagne.....	143
2.4. France.....	145
3. Capacité des éoliennes en réactif pour la participation au réglage de tension.....	147
3.1. Dimensionnement de l'onduleur en vue de la gestion du réactif.....	147
3.2. Gestion de la puissance réactive.....	149
4. Participation de la turbine éolienne au réglage de tension.....	150
5. Tenue aux creux de tension (Impact des régimes transitoires sur le service de réglage de tension).....	153
5.1. Modèle du réseau électrique pour l'étude de la tenue aux creux de tension.....	155
5.2. Tenue aux creux de tension.....	156
5.3. Études de cas.....	158
5.3.1. Cas du gabarit défini par le code réseau Irlandais.....	158
5.3.2. Cas du gabarit défini par le code réseau Allemand.....	161
Conclusion.....	165
6. Etude de l'impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le comportement dynamique du parc éolien offshore (défauts de réseau).....	165
6.1. Gestion de la puissance réactive du parc éolien offshore.....	165
6.2. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle proposée.....	167
Conclusion.....	171
<b>Conclusions générales et perspectives.....</b>	<b>173</b>

*Table des matières*

---

*Annexes*.....179  
*Bibliographie*.....192



---

**Table des figures**

1.1 : Capacité éolienne globale installée au monde.....	14
1.2: (a) capacité éolienne globale installée en UE (GW), (b) puissance éolienne installée en France.....	14
1.3 : Structure du réseau électrique français.....	15
1.4 : Principe de fonctionnement du réglage primaire de fréquence.....	18
1.5 : Caractéristique classique d'une droite de réglage.....	19
1.6 : Réglage secondaire centralisé.....	20
1.7 : Synthèse des moyens de réglage de tension du réseau.....	23
1.8 : Réglage hiérarchisé de la tension.....	24
1.9 : Circulation des flux d'énergie dans un réseau électrique complexe.....	27
1.10 : Impacts de l'énergie éolienne sur les réseaux électriques.....	28
1.11 : Adéquation turbine générateur.....	33
1.12 : Schéma bloque général de la stratégie du contrôle.....	35
1.13 : Schéma bloc de la construction du vent en un point.....	37
1.14 : Evolution de la vitesse du vent avant et après le filtre.....	37
1.15 : Caractéristique de la turbine éolienne considérée.....	39
1.16 : Modèle de la transmission mécanique.....	40
1.17 : Schéma bloque du modèle de la turbine éolienne.....	41
1.18 : Coupe transversale d'une MSAP.....	42
1.19 : Représentation de la MSAP dans le repère diphasé ( $d-q$ ).....	43
1.20 : Circuits équivalents de la MSAP dans le référentiel de Park.....	44
1.21 : Interface de couplage de l'éolienne au point de connexion .....	46
1.22 : Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.....	48
1.23 : Puissance mécanique développé par la turbine éolienne (zone II).....	50
1.24 : Schéma bloque de la stratégie de commande de l'éolienne.....	51
1.25 : Régulateur d'angle de calage des pales (zone III).....	51
1.26 : Structure de commande de l'ensemble (turbine +génératrice).....	53
1.27 : Structure de commande de la connexion au réseau.....	54
1.28 : Resultats de simulation pour la turbine éolienne.....	56
1.29 : Resultats de simulation de pour l'interface de connexion au réseau.....	57
2.1 : Equivalence des systèmes - correspondance entre les trajectoires.....	65
2.2 : Schéma bloque général de la stratégie de commande par platitude.....	66

2.3 : Schéma bloque de la construction de ce vecteur de commande $u_1$ .....	69
2.4. Génération de la trajectoire de référence $y_{\Omega-ref}$ .....	71
2.5 : Schéma fonctionnel de la commande par platitude de la partie production.....	75
2.6 : Interface de couplage au point de connexion (sous-système2).....	76
2.7 : Model de bus continu.....	76
2.8 : Schéma bloque de la construction de ce vecteur de commande $u_2$ .....	81
2.9 : Schéma fonctionnel de la commande de l'interface avec le PDC.....	81
2.10 : Résultats de simulation, partie production.....	84
2.11 : Résultats de simulation, partie couplage au PDC.....	86
2.12 : Comportement du système lors d'un transitoire de la vitesse du vent.....	88
2.13 : Comportement du système lors d'un transitoire sur le bus continu.....	91
2.14 : Comportement du système lors d'un transitoire sur la puissance réactive.....	93
3.1 : Schéma d'une ferme éolienne offshore.....	100
3.2 : Configuration générale pour la connexion en HVAC.....	102
3.3 : Configuration générale pour la connexion en HVDC.....	103
3.4 : Comparaison entre les technologies HVAC et HVDC.....	103
3.5 : Limites de fréquence de fonctionnement imposées par divers codes réseau.....	105
3.6 : Différentes contraintes de fonctionnement imposées par le GRT au Danemark.....	105
3.7 : Caractéristique de la fréquence pour les parcs éoliens offshore pour le code réseau Irlandais.....	107
3.8: Caractéristique de la fréquence pour les parcs éoliens offshore pour le code réseau Allemand.....	108
3.9 : Fonctionnement d'une éolienne avec réserve de puissance.....	110
3.10 : Principe de création de la réserve par action sur l'angle de calage.....	111
3.11 : Architecture de création de la réserve par action sur l'angle de calage.....	112
3.12 : Impact du transitoire de fréquence sur la réserve de puissance.....	114
3.13 : Principe de création de la réserve par action sur la vitesse de rotation de la turbine éolienne .....	116
3.14 : Dégradation du coefficient $C_p$ par action sur la vitesse spécifique $\lambda$ .....	117
3.15 : Architecture de l'algorithme de déchargement de la turbine éolienne.....	118
3.16 : Contrôle de la trajectoire $y_{\Omega}$ de la turbine éolienne.....	119
3.17 : Limites technique de la méthode de déchargement proposée.....	119
3.18 : Impact du transitoire de fréquence sur la réserve de puissance.....	122

3.19 : Configuration de la connexion du parc éolien.....	125
3.20 : Principe de contrôle du parc éolien.....	128
3.21 : Impact du régime transitoire sur la réserve du parc éolien.....	131
3.22 : Puissance produite par une éolienne qui se situe sur.....	133
3.23: Sortie plate de référence pour une éolienne qui se situe sur.....	134
4.1: Contrainte des capacités en réactif : Code réseau danois.....	140
4.2: Profil de tension pour la tenue aux creux de tension gestionnaire Ernginet.dk.....	141
4.3: Contrainte des capacités en réactif : Code réseau Irlandais.....	142
4.4: Profil de la tension pour la tenue aux creux de tension gestionnaire <i>Eirgrid</i> .....	143
4.5: Capacités de la gestion de puissance réactive pour un parc éolien offshore: Code réseau Allemand.....	144
4.6: Profil de la tension pour la tenue aux creux de tension gestionnaire <i>E.ON-Netz</i> .....	145
4.7: Fourniture de réactif en cas de creux de tension pour les parcs éoliens offshore.....	145
4.8: Gabarit de tension pour les réseaux de transport.....	146
4.9: Relation entre la réserve de puissance réactive et la taille de l'onduleur.....	149
4.10: Capacités en réactif d'une éolienne à base de machine synchrone pour un surdimensionnement de l'onduleur à $S_{nom} = 1,134 \times P_{nom}$ .....	150
4.11: Système électrique étudié la gestion de la puissance réactive.....	151
4.12: Evolution de la tension aux points de connexion <i>A</i> et <i>B</i> .....	151
4.13: Gestion de la puissance réactive de la turbine éolienne.....	152
4.14: Fourniture en réactif pour le cas de creux de tension dans le code réseau espagnole...	155
4.15: Diagramme monophasé du modèle équivalent de Thévenin appliqué.....	156
4.16: Système de dissipation de surplus de puissance active.....	156
4.17: Contrôle de système de dissipation de surplus de puissance.....	157
4.18: Commande de la variable d'état $I_{d-re}$ du <i>CCPDC</i> .....	158
4.19: Comportement de la turbine éolienne face au creux de tension défini par le code réseau Irlandais.....	161
4.20: Comportement de la turbine éolienne face au creux de tension défini par le code réseau Allemand.....	164
4.21: Principe de gestion de la puissance réactive du parc éolien.....	167
4.22: Impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le fonctionnement du parc éolien.....	168
4.23: Impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le fonctionnement de chaque turbine éolienne.....	170

A.1 : Schéma bloc du correcteur PI.....	181
A.2 : Boucle de régulation de la puissance réactive.....	183
A.3 : Boucle de verrouillage de phase.....	184
C.1 : fonction Inverse $\lambda_{res}(C_{p-res}, \beta=0)$ de la fonction du coefficient de puissance $C_{p-res}(\lambda_{res}, \beta=0)$ .....	187
D.1 : Caractéristiques et modèle du câble HVAC.....	190



**Table des tableaux**

1.1 : Plages de variation de tension du réseau de transport et de répartition.....	22
2.1 : Valeurs numérique de la comparaison des deux méthodes.....	94
3.1 : Différents parcs éoliens offshore dans le monde.....	104
4.1: Résumé des capacités constructives en réactif dans divers codes réseau.....	147
D.1 : Caractéristiques de la turbine éolienne.....	187
D.2 : Caractéristiques de la MSAP.....	188
D.3 : Paramètres de la liaison de l'éolienne au point de couplage en mer.....	188
D.4 : Caractéristiques du transformateur de la sous-station maritime.....	189
D.5 : Caractéristiques du réseau terrestre.....	189



---

## *Nomenclature*

***Acronyme***

<i>EWEA</i>	European Wind Energy Association.
<i>GREAH</i>	Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre.
<i>HVDC</i>	Courant continu à haute tension (High-voltage direct current).
<i>HVAC</i>	Courant alternatif à haute tension (High-voltage alternating current).
<i>HT</i>	Haute tension.
<i>MT</i>	Moyenne tension.
<i>BT</i>	Basse tension.
<i>GRT</i>	Gestionnaire du réseau de transport.
<i>GB</i>	Grande Bretagne.
E.ON-Netz	GRT Allemand.
Eneginet.dk	GRT danois.
EirGrid	GRT Irlandais.
RTE	GRT Français.
Tennet TSO	GRT des Pays-Bas et en Allemagne depuis 2010.
<i>TACT(LVRT)</i>	Tenue Aux Creux de Tension (Low Voltage Ride throught).
RPF	Réglage primaire de fréquence.
RSF	Réglage secondaire de fréquence.
RTF	Réglage Tertiaire de fréquence.
RPT	Réglage primaire de tension.
RST	Réglage secondaire de tension.
RTT	Réglage Tertiaire de tension.
<i>DC</i>	Courant continu.
<i>AC</i>	Courant alternatif.
<i>MSAP</i>	Machine synchrone à aimants permanents.
<i>MADA</i>	Machine asynchrone à double alimentations.
<i>MLI</i>	(PMW) Modulation de largeur d'impulsions.
<i>CPP</i>	Commande par platitude.
<i>CCG</i>	Convertisseur côté génératrice.
<i>CCPDC</i>	Convertisseur côté Point de Connexion.
<i>PDC</i>	Point de Connexion de la turbine éolienne.
<i>PC</i>	Pleine charge.

---

$CP$	Charge partielle.
$PPPM (MPPT)$	Poursuite du Point de Puissance Maximale (Maximum Power Point Tracking).
$dq$	Repère de PARK.
$PI$	Régulateur proportionnel intégrateur.
$BVP (PLL)$	Boucle de verrouillage de phase (Phase-Locked Loop).

### ***Notations générales***

$\Delta P$	Ratio de puissance à stocker.
$f_0$	Fréquence de référence (50Hz).
$f_{re-mes}$	Fréquence de référence (50Hz).
$\Omega_{tur}$	Vitesse de rotation de la turbine.
$\Omega_{tur-res}$	Vitesse de rotation de la turbine en mode réserve.
$f_v$	Coefficient de frottements visqueux.
$J_{tur}$	Moment d'inertie de la turbine.
$J_{MSAP}$	Moment d'inertie de la génératrice.
$C_{em}$	Couple électromagnétique de la génératrice.
$C_m$	Couple mécanique de la turbine.
$C_{aer}$	Couple aérodynamique de la turbine.
$P$	Puissance produite par le volume d'air.
$P_{aer}$	Puissance aérodynamique de la turbine.
$P_{tur}$	Puissance mécanique de la turbine.
$P_{ele}$	Puissance électrique de la MSAP.
$P_n$	Puissance active nominale de la turbine éolienne.
$P_{eo}$	Puissance active de l'éolienne envoyée au bus continu.
$P_{dc}$	Puissance active de l'éolienne envoyée au PDC.
$P_J$	Pertes de Joules.
$P_{ref}$	Puissance active de référence demandée par le <i>GRT</i> .
$P_{dis-éol}$	Puissance active disponible au niveau d'une éolienne.
$P_{dis-parc}$	Puissance active disponible au parc éolien offshore.
$Q_{dis-éol}$	Puissance réactive disponible au niveau d'une éolienne.
$Q_{dis-parc}$	Puissance réactive disponible au parc éolien offshore.
$\alpha$	Coefficient correspondant au Ratio de puissance à stocker.
$S$	Surface balayée par le rotor de la turbine éolienne.

---

$\rho$	Masse volumique de l'air.
$C_p$	Coefficient de puissance aérodynamique.
$C_{p-max}$	Coefficient de puissance aérodynamique maximale.
$C_{p-res}$	Coefficient de puissance aérodynamique en mode réserve.
$\lambda$	Vitesse spécifique.
$\lambda_{opt}$	Vitesse spécifique optimale.
$\lambda_{res}$	Vitesse spécifique en mode réserve.
$\beta$	Angle de calage des pales de la turbine.
$V(t)$	Fonction temporelle du vent.
$V$	Vitesse moyenne du vent.
$v_i(t)$	Fonction temporelle de la fluctuation du vent.
$v_v$	vitesse du vent.
$C_q$	Coefficient du couple aérodynamique.
$R_{tur}$	Rayon de la turbine.
$R_{diss}$	Résistance de dissipation de surplus de puissance.
$V_{as}, V_{bs}, V_{cs}$	Tensions de phases statoriques de la MSAP.
$I_{as}, I_{bs}, I_{cs}$	Courants de phases statoriques de la MSAP.
$\Psi_{as}, \Psi_{bs}, \Psi_{cs}$	Flux totaux traversant les bobines statoriques de la MSAP.
$\Psi_f$	Flux fourni par les aimants permanents du rotor.
$R_s$	Résistance des phases statoriques de la MSAP.
$L_{aa}, L_{bb}$ et $L_{cc}$	Inductances propres de chaque phase statorique.
$L_{ab}$ à $L_{cb}$	Inductances mutuelles entre les enroulements de phases statorique.
$I_{ds}, I_{qs}$	Courants statorique dans le repère dq de la MSAP.
$V_{ds}, V_{qs}$	Tensions statorique dans le repère dq de la MSAP.
$\Psi_{ds}, \Psi_{qs}$	Flux des aimants dans le repère dq de la MSAP.
$L_{ds}, L_{qs}$	Inductances de la MSAP dans le repère dq.
$\omega_s$	Pulsation des courants statorique.
$\omega_{re}$	Pulsation des courants injectés au réseau.
$\omega_0$	Pulsation propre du système de deuxième ordre.
$p$	Nombre de pair de pôles.
$V_{re-a}, V_{re-b}, V_{re-c}$	Tensions du réseau électrique.
$V_{ond-a}, V_{ond-b}, V_{ond-c}$	Tensions à la sortie du l'onduleur.
$R_f$ et $L_f$	Résistance et inductance du filtre triphasé.

$C_{dc}$	Capacité du bus continu.
$V_{ond-d}, V_{ond-q}$	Composantes de la tension à la sortie du l'onduleur dans le repère $dq$ .
$V_{re-d}, V_{re-q}$	Tensions injectés au réseau dans le repère $dq$ .
$I_{re-d}, I_{re-q}$	Composantes des courants injectés au réseau dans le repère $dq$ .
$I_{red}$	Courant redressé provenant du CCG.
$I_{cond}$	Courant transitant dans la capacité $C_{dc}$ .
$I_{ond}$	Courant injecté au CCPDC.
$V_{eff}$	Valeur efficace de la tension du réseau.
$P_{re}$	Puissance active injectée au réseau par la turbine.
$Q_{re}$	Puissance réactive échangée entre la turbine et le réseau.
$x_1, x_2$	Vecteur d'état pour la CPP.
$y_1, y_2$	Vecteur de sortie pour la CPP.
$u_1, u_2$	Vecteur de commande pour la CPP.
$\delta\psi, \delta\Omega, \chi_V, \chi_Q$	Variables fictifs pour la CPP.
$t_p$	Fonction retard
$d_{sk}$	Effet de sillage.
$v_l$	Vitesse du vent de la première ligne $k=1$ .
$D$	Diamètre de l'éolienne.
$S_{cc}$	La puissance de court-circuit du réseau amont.
$\cos\varphi$	Coefficient de puissance.
$P_{disp-Lk}$	Puissance disponible par une sur la ligne $k$ ( $k=1, \dots, 4$ ).
$P_{prod-Lk}$	Puissance produite par une sur la ligne $k$ ( $k=1, \dots, 4$ ).
$y_{\Omega-ref-Lk}$	vitesse de référence de l'éolienne de la ligne $k$ ( $k=1, \dots, 4$ ).
$y_{\Omega-mes-Lk}$	vitesse mesurée de l'éolienne de la ligne $k$ ( $k=1, \dots, 4$ ).
$y_{\Omega-opt-Lk}$	vitesse optimale de l'éolienne de la ligne $k$ ( $k=1, \dots, 4$ ).
$V_{Lk}$	vitesse du vent sur la ligne $k$ ( $k=1, \dots, 4$ ).
$E_{st-Lk}$	Energie stockée par l'éolienne de la ligne $k$ ( $k=1, \dots, 4$ ).
$\beta_{Lk}$	Angle de calage destiné à l'éolienne de la ligne $k$ ( $k=1, \dots, 4$ ).
$\Delta P$	Réserve de puissance du parc éolien.
$V_{dc}$	Tension à la sortie du redresseur de l'éolienne.
$f_r$	Fréquence.



## **Introduction générale**



Le développement à grande échelle de la production des énergies renouvelables (éolienne et photovoltaïque) s'inscrit dans les solutions envisagées pour la lutte contre le changement climatique, ce qui a imposé une nouvelle politique énergétique à l'Union Européenne recommandant l'utilisation de ces énergies renouvelables pour la production de l'énergie électrique. Selon les publications d'EWEA (European Wind Energy Association), la contribution majeure pour l'Europe serait celle de la production éolienne en particulier celle produite en mer (offshore) avec une part importante estimée à 40% de la production totale d'origine renouvelable estimée à 21% de la production totale de l'énergie électrique en Europe à l'horizon 2020 vue son formidable potentiel. Le développement de cette énergie a tout d'abord commencé en Europe dans les deux dernières décennies. Sa progression se poursuit toujours en Europe, mais aussi à travers le globe, notamment en Amérique du Nord avec les États-Unis et en Asie avec la Chine et l'Inde. La puissance totale installée atteignait fin 2014 les 370 GW, dont environ 50% situés en Europe.

L'intérêt porté sur l'éolien offshore réside d'une part, à son immense potentiel énergétique au monde ainsi que à ses caractéristiques régulières qui rendent la production éolienne relativement plus stable. D'autre part, la confrontation de l'utilisation de combustibles fossiles et l'énergie nucléaire a une résistance croissante de la part de la société civile dans son ensemble en raison de préoccupations des impacts environnementaux. De plus, la production éolienne offshore ne constitue pas de problèmes tels que la pollution visuelle et les nuisances sonores de faite qu'elle soit loin des terres. En plus d'être une source d'énergie protectrice d'environnement, la production d'énergie éolienne offshore améliore la sécurité énergétique en réduisant la dépendance aux combustibles fossiles importés.

Par ailleurs, la libéralisation des marchés de l'électricité en Europe ainsi que les efforts concernant la réduction de l'émission des gaz à effet de serre, dans un contexte économique favorable, ont conduits à une intégration massive de ces moyens de production au niveau des réseaux électrique. Ceci pose donc la question de l'impact de l'arrivée massive de cette énergie fatale, qui présente des caractéristiques très différentes de celles de sources conventionnelles maîtrisées par les gestionnaires de réseau, sur le fonctionnement des systèmes électriques. Cette croissance va donc inquiéter les gestionnaires des réseaux électriques.

Il apparait que les limites estimées au-delà duquel le taux de pénétration de la production éolienne devienne très complexe à gérer, se situent entre 20% et 30% de la puissance entière du système électrique. Or selon l'EWEA, en 2014 certains pays européen ont déjà presque atteint

ce ratio, comme c'est le cas du Danemark 24,4%, Allemagne 14,8% et l'Espagne 14,1% de la capacité totale du réseau. Le vrai problème aujourd'hui rendant difficile la croissance continue de l'intégration des éoliennes aux réseaux électrique est qu'en général elles ne participent pas aux services système, particulièrement aux services du réglage de fréquence et tension du réseau. Cela amène ce type de production à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue du fonctionnement du système électrique. Dans les cas de taux d'intégration élevés, le remplacement des moyens de productions classiques (centrales thermiques, nucléaires,...etc.) participant à ces services par les sources de production éolienne va poser de nombreux problèmes, tels que la diminution de l'inertie du réseau, la difficulté d'allocation de puissance de réserve et le soutien du réseau en réactif lors des défauts (régimes transitoires) pourrait donc mettre en cause la sûreté du système électrique.

Cependant, les services à rendre pour la stabilité et la qualité d'énergie d'un réseau deviennent un enjeu économique et stratégique pour les gestionnaires de réseau dans un environnement de production décentralisé. Les régimes et sous régimes transitoires doivent être contrôlés le cas échéant afin de faire face aux perturbations de tout ordre (fréquence, tension, microcoupures,...etc.) pouvant entraîner des conséquences ultimes telles que les black-out. Dans ce contexte, cette thèse a pour objectif d'évaluer l'impact de ces régimes transitoires sur les services système (réglage de fréquence et de tension) rendus par un parc éolien offshore au système électrique. Afin d'atteindre ces objectifs, les travaux de cette thèse sont divisés en quatre chapitre.

Le premier chapitre permet de traiter les objectifs et les démarches méthodologiques des travaux de cette thèse, en exposant plus en détail le contexte de la filière éolienne offshore, ainsi qu'une identification des contraintes des systèmes électriques en expliquant leur principe de fonctionnement. Ceci va permettre de bien montrer les impacts de l'intégration massive de la production éolienne en général et offshore en particulier sur les réseaux électrique, que ça soit au niveau local ou continental. En fin, dans la dernière partie de ce chapitre, la modélisation d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne est abordée, des algorithmes de contrôle permettant la maîtrise de l'injection de l'énergie produite par l'éolienne dans le réseau sont ainsi développés. Cette stratégie de commande fera par la suite l'objet d'une comparaison de ses performances avec une autre commande non linéaire qui sera développée dans le deuxième chapitre.

Le deuxième chapitre de cette thèse est consacré au développement d'une nouvelle stratégie de commande non linéaire basée sur la notion de platitude différentielle. Cette nouvelle stratégie permet de contrôler la chaîne de conversion d'énergie éolienne, le principe de la commande sera basé sur un contrôle à une boucle de régulation. La stratégie de contrôle proposée est applicable pour quelques systèmes différentiels qui sont connus sous le nom du système plat, ce qui sont par définition des systèmes dont leurs variables d'états et leurs variables de commande peuvent être exprimées par la sortie plate choisie et d'un nombre fini de ses dérivées successives sans intégration du système d'équations différentielles. Dans la deuxième partie de ce chapitre une comparaison des performances de cette nouvelle stratégie de contrôle avec celle présentée au premier chapitre sera développée, cela va permettre de déterminer la stratégie de commande adéquate pour la suite de nos travaux de recherche.

Le troisième chapitre sera consacré pour faire l'objet des contraintes en matière de gestion de la puissance active et de participation au réglage de fréquence. Ce chapitre présentera également les moyens mis en œuvre afin d'aboutir à la participation du système de conversion d'énergie éolien au réglage primaire de fréquence. La dernière partie de ce chapitre sera consacré pour montrer l'impact d'une perturbation transitoire de fréquence du réseau dû à un parc éolien offshore, autrement dit, l'impact de ce transitoire sur la gestion de la réserve de puissance de ce parc éolien.

Le dernier chapitre de cette thèse se focalisera sur les contraintes en matière de gestion de la puissance réactive, de participation au réglage de tension et de la tenue aux creux de tension des parcs éolien. Ce chapitre présentera également les moyens mis en œuvre afin d'aboutir à la participation du système de conversion d'énergie éolienne au réglage de tension. La dernière partie de ce chapitre sera consacrée à l'évaluation du service de réglage de tension d'un parc éolien offshore en montrant l'impact du réglage de la puissance réactive délivrée sur une perturbation transitoire de tension du réseau.

Enfin, cette thèse se clôture par des conclusions de nos travaux et des perspectives qui pourront y faire suite.



## ***Chapitre I : Production éolienne et systèmes électriques***

1. Introduction.....	9
2. Développement de la filière éolienne offshore.....	9
2.1. Contexte énergétique.....	9
2.2. Enjeux de l'énergie éolienne offshore.....	10
2.3. Etat des lieux de l'énergie éolienne.....	11
3. Objectifs et démarches méthodologiques.....	13
4. Identification des contraintes des systèmes électriques .....	14
4.1. Architecture des systèmes électriques .....	14
4.2. Fonctionnement des systèmes électriques.....	17
4.2.1. Réglage de fréquence.....	17
4.2.2. Réglage de tension.....	22
4.3. Impacts de l'énergie éolienne sur le système électrique.....	25
Conclusion.....	30
5. Potentiels de réglage des aérogénérateurs MADA et MSAP.....	31
5.1. Modélisation du système éolien à vitesse variable basé sur une MSAP.....	34
5.1.1. Modélisation du vent.....	35
5.1.2. Modélisation de la turbine.....	37
5.1.3. Modélisation de la Machine Synchrone à Aimant Permanent.....	41
5.1.4. Modélisation de la connexion au réseau.....	45
5.2. Commande du système éolien à vitesse variable basé sur une MSAP.....	47
5.2.1. Contrôle de la turbine.....	48
5.2.2. Contrôle en couple de la Machine Synchrone à Aimant Permanent.....	51
5.2.3. Contrôle de l'interface réseau.....	52
5.2.4. Résultats de simulation.....	54
Conclusion.....	56



## 1. Introduction :

Au cours des deux dernières décennies, la production d'énergie éolienne a exponentiellement augmenté dans de nombreuses régions du monde et notamment en Europe. L'intégration des puissances produites dans les réseaux électriques posent de nombreux problèmes auxquels les gestionnaires de réseaux électriques doivent faire face. Il faut en effet garantir non seulement la fourniture de la puissance électrique mais aussi en assurer la meilleure qualité possible au regard des normes. Cette faculté devient de plus en plus une voie de valorisation dans le contexte générique des « services réseaux ». C'est dans ce nouveau paysage des réseaux électriques que nous inscrivons notre travail de recherche qui vise la proposition et l'évaluation de performances de nouvelles commandes adaptées à une modélisation qui peut prendre en compte des non-linéarités.

Nous présentons dans la première partie de ce **premier chapitre** les objectifs et démarches méthodologiques de notre travail. Dans la deuxième partie nous exposons l'état de l'art du développement de la filière éolienne offshore et par une identification des contraintes imposées aux systèmes électriques nous analyserons quelques conséquences. Dans la troisième partie, nous aborderons les impacts de l'intégration massive de la production éolienne en général et offshore en particulier sur les réseaux électriques. Enfin, dans la quatrième partie, nous développerons la modélisation et la commande vectorielle d'une turbine éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à aimants permanents.

La stratégie de commande traitée dans cette partie fera l'objet d'une comparaison de performances avec une autre stratégie de commande qui sera introduite et développée dans le **deuxième chapitre** de cette thèse.

## 2. Développement de la filière éolienne offshore

### 2.1. Contexte énergétique

La production de l'énergie électrique est caractérisée par la prédominance de la production par l'énergie nucléaire (fission nucléaire) et par la combustion des carburants fossiles qui présentent les ressources épuisables. Ceux types d'énergie contribuent ainsi abondamment à la production de déchets nuisibles pour l'environnement qui provoque l'augmentation de la température moyenne du globe qui à son tour, entraîne une montée du niveau des mers [1]. Pour faire face à ces problèmes, la Commission Européenne (CE) a pris un ensemble de mesures visant l'objectif de réduction de 30% des émissions de gaz à effet de

serre en 2020. Après de nombreux bouleversements, les soucis d'indépendance énergétique, l'épuisement des ressources fossiles et fissiles ainsi que les contraintes environnementales conduisent depuis les dernières décennies à un démarrage significatif des filières de production d'électricité d'origine renouvelable hors la production hydroélectricité, dont l'énergie éolienne est la plus convoitée.

Dans le contexte français, pays signataire du protocole de Kyoto, la diversification du bouquet énergétique passe par une utilisation accrue des énergies renouvelables. Pour cela, la première loi Grenelle fixe un objectif de 23% de la consommation énergétique nationale devant provenir de ressources renouvelables en 2020. Sur le plan national, la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne contribuera à cet objectif avec 25 GW (soit 10 % de la consommation nationale), dont la production à partir de l'éolien offshore va présenter 2.4% de la production nationale.

En France actuellement, le remplacement des énergies fossiles par l'énergie éolienne est devenu une réalité. Selon RTE (Réseau de transport d'électricité), 100 kW d'éolien permettent de se substituer à 25 kW de production thermique à flamme dans les mêmes conditions de disponibilité et de sécurité [2].

## **2.2. Enjeux de l'énergie éolienne offshore**

La prise de conscience de la diminution inéluctable des réserves mondiales en termes de ressources énergétiques fossiles ainsi que des pollutions environnementales causées par les centrales électriques classiques (nucléaires et thermiques), poussent l'ensemble des responsables politiques et industriels à rechercher et favoriser de nouvelles voies de production d'énergie électrique. Les ressources renouvelables, sont en particulier plébiscitées et parmi elles l'énergie éolienne est la plus recherchée du fait de la maturité technico économique de la filière.

Au cours des dernières années, l'exploitation de l'énergie éolienne a considérablement augmenté dans de nombreuses régions du monde et notamment en Europe. Cela est dû, d'une part, à l'immense potentiel d'énergie éolienne sur la surface du globe terrestre et surtout aux progrès réalisés dans l'amélioration de la technologie de conversion de l'énergie éolienne. D'autre part, l'utilisation de combustibles fossiles et l'énergie nucléaire se trouve confrontée à une résistance de plus en plus croissante de la société civile du fait des impacts environnementaux négatifs engendrés. Le développement de parcs éoliens terrestres (Onshore en anglais) se trouve cependant confronté à des hostilités lorsque les parcs éoliens sont situés

à proximité de zones habitées. Les griefs sont entre autres l'impact visuel négatif sur les paysages, et les nuisances sonores produites. Par conséquent, les sites situés en mer (offshore) sont de plus en plus attractifs pour le développement de parcs éoliens [3-4]. En plus d'être une source d'énergie protectrice d'environnement, les parcs éoliens offshore par le fait d'une plus grande capacité de production améliorent la sécurité énergétique en réduisant la dépendance aux combustibles fossiles souvent importés [5].

La production éolienne en mer possède d'autres qualités. Les vents marins sont en moyenne plus forts et plus réguliers par rapport aux vents terrestres. Les vents offshore rencontrent moins d'obstacles et sont par conséquent moins turbulents permettant ainsi une meilleure productivité (à puissances nominales égales, une éolienne offshore peut produire jusqu'à deux fois plus d'énergie qu'une éolienne terrestre) [6]. De plus, un vent plus stable engendre une production dont l'impact négatif est réduit sur le réseau électrique, cela permet d'augmenter le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans un réseau électrique [7]. Vu la distance d'installation des parcs éolien offshore, la pollution visuelle et les nuisances sonores des éoliennes sont également écartées.

En revanche, les récents développements de parcs éoliens offshore ont connu de fortes oppositions en raison de changement de trafic marin pour les pêcheurs, et la modification des contraintes sur les zones de pêche. De plus, les parcs de production d'énergie éolienne offshore sont plus onéreux que les parcs terrestres principalement à cause des coûts d'installation et de maintenance.

### ***2.3. Etat des lieux de l'énergie éolienne***

Pendant les deux dernières décennies, la production de l'énergie éolienne et son intégration dans le réseau électrique ont augmenté considérablement sur l'ensemble du globe. Selon le GWEC (Global Wind Energy Council), l'année 2014 a été une grande année pour l'industrie éolienne, un nouveau record est établi en installant, cette année-là, plus de 51 GW, ce qui a porté le total de la production éolienne installée au monde à 370 GW [8], soit presque le double par rapport aux 197 GW installés à la fin de 2010 [9]. La Chine pour sa part a connu une expansion rapide de ses installations éoliennes depuis la fin des années 2000. En 2014, elle installe 23,2 GW représentant 45,1% des nouvelles capacités installées durant l'année. Depuis 2010, elle dépasse les États-Unis et l'Allemagne occupant ainsi le premier rang et elle devient le nouveau leader mondial de ces dernières années [10]. L'Inde de son côté a connu aussi des progrès dans le domaine, en 2014, elle a installé 2,3 GW qui présente 4,5% des

capacités installés dans la même année. Ceci a permis à l'Asie de conduire une fois de plus tous les marchés régionaux et de dépasser l'Europe en termes de capacité globale installée [8]. La figure 1.1 présente l'évolution de la capacité globale installée dans le monde jusqu'en 2014.

L'Europe à son tour a connu aussi un progrès dans le développement de l'énergie éolienne, en 2014 le marché annuel a augmenté d'environ 5% par rapport à l'année qui l'a précédé, installant ainsi 12.86 GW sur la même année dont 11,8 GW est installé sur l'ensemble des 28 pays constituant l'Union Européenne (UE-28), atteignant alors une capacité totale de 128.8 GW (dont plus de 8 GW en offshore). L'Allemagne de sa part a également établi un nouveau record, en installant de près de 5,3 GW, qui est la première fois où un pays autre que la Chine ou les États-Unis a installé plus de 5 GW en une seule année. Selon l'EWEA, la capacité installée à l'horizon 2020 va augmenter de 44% par rapport à 2014 [11]. Les installations offshore atteignent presque 23,5 GW et le reste par les installations « Onshore » (terrestres). La production de l'énergie éolienne globale couvrira ainsi 14,9% de la demande totale d'énergie de l'UE [12]. La figure.1.2.(a) illustre l'évolution de la capacité annuelle et totale installée dans UE en 2014.

En France, les capacités de production éolienne annuellement sont faibles mais leur progression a été significative entre 2005 et 2010, passant d'une puissance globale installée de 0,75 GW à 5,7 GW. Après ces années de croissance, la production éolienne est en baisse : 0,62 GW en 2013 [13], 0,82 GW en 2012 [14], 0,95 GW en 2011 [15], contre 1,19 GW en 2010 [16]. Mais en 2014, l'installation de la puissance éolienne a progressé en produisant 0,96 GW, enregistrant ainsi une capacité globale installée de 9,12 GW (augmentation de la puissance globale de 11,8% par rapport à 2013) [17]. La filière éolienne occupe la deuxième place (22,3% en 2014) derrière l'hydraulique pour la production d'électricité renouvelable mais elle représente seulement 7,2% de la production électrique nationale [17-18]. Toutefois, le Comité opérationnel du Grenelle de l'Environnement a établi un objectif optimiste pour l'éolien, avec en vue une capacité totale installée de 25 GW dont 19 GW d'éolien terrestre et 6 GW d'éolien en mer à l'horizon 2020, ce qui devrait représenter plus de 10% de la demande nationale d'électricité.

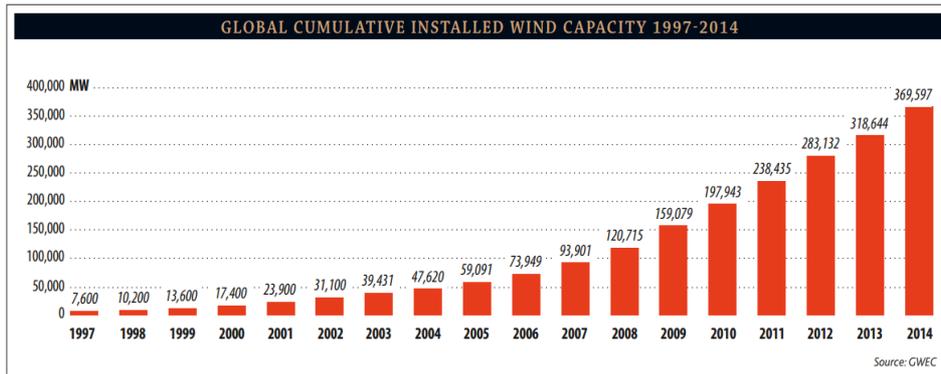


Figure.1.1 : Capacité éolienne globale installée au monde [8].

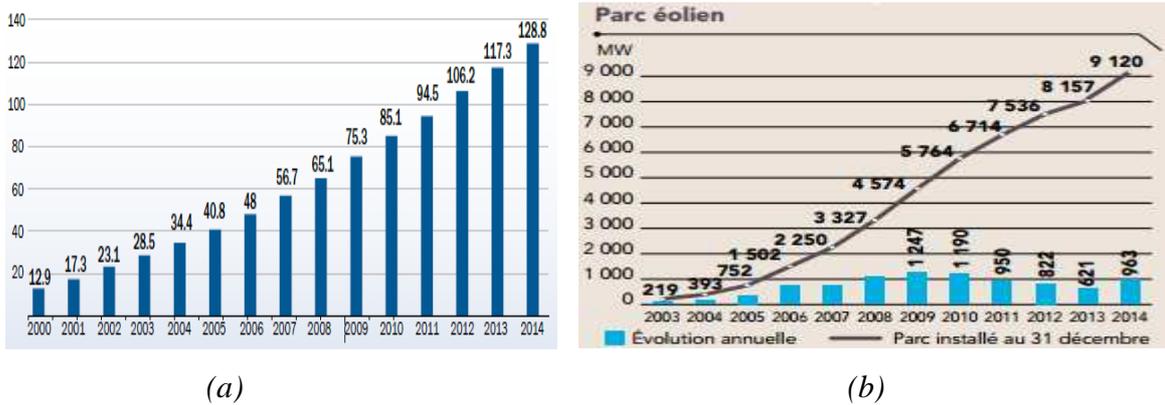


Figure.1.2: (a) capacité éolienne globale installée en UE (GW) [11], (b) puissance éolienne installée en France [17].

On peut donc constater qu'en dépit de la crise économique qui touche aujourd'hui l'économie mondiale, le marché de l'éolien se porte bien et continue de s'accroître chaque année grâce à une réelle volonté politique de développer cette filière. Signe de son bon développement, les premiers scénarios élaborés pour l'Europe en termes de puissance installée et de couverture énergétique ont été atteints avant l'heure. Cela est un bon indicateur pour que l'Europe respecte l'engagement signé pour atteindre la part des énergies renouvelables de 20% à l'horizon 2020.

### 3. Objectifs et démarches méthodologiques

Les objectifs de la thèse reposent sur deux axes principaux :

Le premier axe est la proposition d'une nouvelle stratégie de commande non linéaire basée sur une approche de modélisation dite de « platitude différentielle » appliquée à un système de conversion d'énergie éolienne raccordé à un réseau. Le principe de la commande est alors basé sur la planification des trajectoires appropriées pour les composantes du vecteur de la variable de sortie du système.

Le second axe est la gestion des interactions énergétiques transitoires pour contribuer à l'équilibre entre la production et la consommation de l'énergie électrique. Ce travail repose sur l'étude de l'interaction entre un parc éolien offshore de 200 MW et le réseau électrique pour en définir les contributions possibles aux « services systèmes ».

Pour atteindre ces objectifs, nous avons défini les démarches suivantes :

- La modélisation et la simulation comportementale d'une turbine éolienne basée sur une machine synchrone à aimants permanents. Une nouvelle commande basée sur la notion de platitude différentielle sera ainsi appliquée pour le contrôle de la chaîne de conversion. Cette démarche a comme objectif de tester le modèle développé et les commandes associées avant de constituer la configuration du parc éolien offshore de 200 MW.
- Proposer des solutions pour l'adaptation de la commande des éoliennes à vitesse variable basées sur la machine synchrone à aimants permanents en vue de la participation au réglage de fréquence.
- Proposer alors, Une loi de commande associée à la génération des trajectoires de références notamment de la puissance. Cette loi de commande doit permettre au parc éolien offshore de participer au réglage de fréquence si possible, sur l'ensemble de la plage de fonctionnement tout en présentant une simplicité d'implémentation.
- Proposer des solutions pour l'adaptation de la commande des éoliennes à vitesse variable basées sur la machine synchrone à aimants permanents en vue de la participation au réglage de tension.
- Proposer enfin une loi de commande associée à la génération adéquate des trajectoires de références pour améliorer la Tenue Aux Creux de Tension (TACT) pour les turbines éoliennes dans des conditions de défauts du réseau.

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

#### **4. Identification des contraintes des systèmes électriques**

##### **4.1. Architecture des systèmes électriques**

Un réseau électrique est un système critique et complexe comprenant un ensemble de couches physiques production-transport-distribution. Il a pour objectif de satisfaire l'alimentation des consommateurs tout en garantissant une qualité de l'énergie électrique, et la

sécurité des biens et des personnes. Sa criticité est due au fait qu'un tel système s'étend à l'échelle d'un pays ou même d'un continent et qu'il faut y maintenir en quasi temps réel l'équilibre entre l'offre et la demande énergétique par une régulation [19-20].

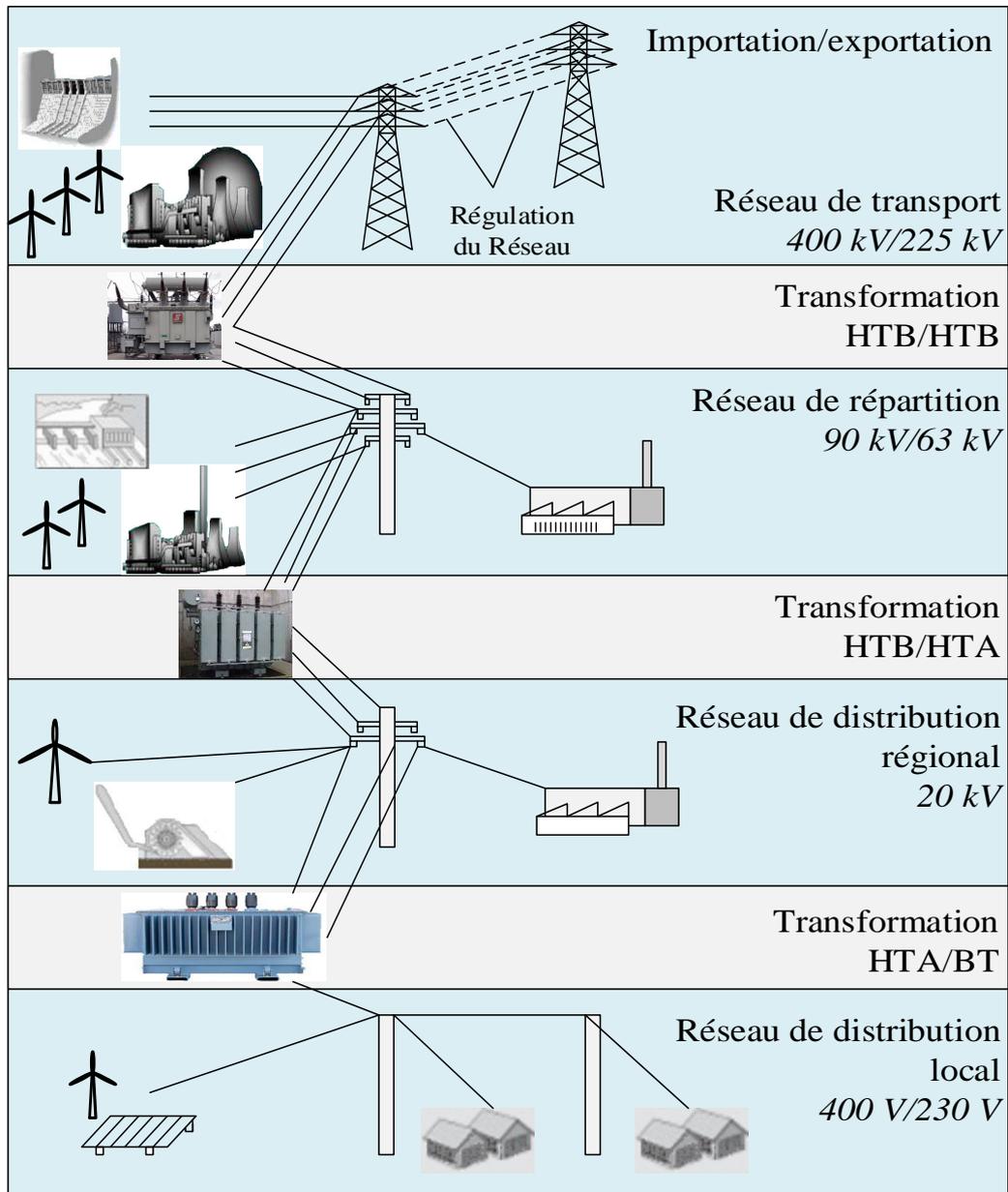


Figure.1.3 : Structure du réseau électrique français.

Le réseau électrique peut être représenté en plusieurs niveaux ou couches comme le montre la figure.1.3, assurant des fonctions spécifiques et caractérisée par des valeurs de tensions adaptées à ces fonctions.

Le réseau de transport a une vocation interrégionale et son développement se conçoit dans une approche européenne : gestion des transits aux frontières et sécurité globale au niveau européen. Il est en haute tension voir très haute tension.

Le réseau de distribution garde une vocation régionale et locale il est déployé principalement en moyenne tension ou en basse tension.

En France, le réseau de transport national comprend des lignes à très haute tension (400 kV, 225 kV) avec des interconnexions internationales [20-21]. Ce réseau forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales classiques comme les centrales nucléaires, centrales hydrauliques, centrales thermiques classiques et dans le futur proche des parcs éoliens offshore. Le réseau de transport est dimensionné pour transporter de grande quantité d'énergie électrique sur de grande distance avec un minimum de pertes. L'exploitation de ce réseau sous forme maillé permet d'assurer une plus grande continuité du fonctionnement du système en cas d'incident sur une unité de production ou une ligne de transmission, d'une autre manière, augmenter la sûreté du système.

La puissance électrique s'écoule traditionnellement des niveaux de haute tension vers les réseaux de niveaux de tension inférieurs en passant par des nœuds de réseau de répartition. Ces derniers consistent en des lignes de 90 kV et 63 kV qui sont souvent exploitées au niveau régional. Les centrales électriques de puissance inférieure à 250 MW ainsi que certains utilisateurs industriels se raccordent à ces niveaux de tension [19]. En France, les réseaux de transport et de répartition sont gérés par un centre d'exploitation national et sept centres régionaux qui ont pour mission de maintenir la sûreté de fonctionnement du système et de garantir la qualité de fourniture de l'énergie électrique dans un contexte qui doit favoriser la performance économique.

L'énergie électrique est ensuite acheminée vers les consommateurs finaux, qui sont raccordés en basse tension (400/230 V) à travers les réseaux de distribution (de 20 kV à 400 V) qui fonctionnent généralement sous une tension de 20 kV (HTA). Ces réseaux sont exploités généralement en structure radiale et plus rarement en structure bouclée dans des zones urbaines, améliorant ainsi la continuité de service.

Les flux de puissance active transitant sur le réseau de distribution étaient unidirectionnels depuis les « postes sources » jusqu'aux consommateurs. Ces réseaux ont donc été dimensionnés à cet effet et disposaient des moyens de contrôle nécessaires pour assurer une bonne fourniture d'énergie électrique aux consommateurs.

Avec l'insertion des productions dites « décentralisées ou distribuées » notamment avec l'augmentation de l'insertion des sources d'énergie renouvelables dont l'éolien, des problèmes nouveaux sont nés. Des inversions de flux de puissance peuvent survenir depuis les

réseaux plus basse tension vers le réseau de transport. Le raccordement des productions décentralisées ainsi que l'exploitation de ces réseaux ne peuvent souvent s'envisager que par des renforcements de réseau. Une notion de « prosumer » que l'on pourrait traduire par « consoprodacteur » s'installe dans le nouveau paysage des réseaux électriques

Pour une meilleure compréhension des problèmes et des évolutions des contraintes de raccordement liés à l'intégration de la production éolienne dans un système électrique, nous allons décrire le fonctionnement de réseau électrique en stigmatisant les services attendus afin de garantir la qualité des échanges d'énergie.

#### **4.2. Fonctionnement des systèmes électriques**

La fréquence et les différents niveaux de tension peuvent caractériser un système d'énergie électrique. La stabilité de ces grandeurs à l'intérieur de valeurs contractualisées assure la stabilité du système dans son intégralité. Il existe néanmoins toujours des aléas dans le fonctionnement d'un réseau, qu'ils soient d'origine naturelle, matérielle ou humaine. La fragilité du réseau dépend donc de sa sensibilité à l'occurrence des perturbations. Un bon système électrique doit être capable de retrouver rapidement un fonctionnement normal, et ce avec le minimum de conséquences négatives sur les consommateurs. Pour cela, les GRTs doivent disposer de capacités en termes de services systèmes (ancillary services). C'est-à-dire des capacités à participer entre autres au réglage de tension et de fréquence en des termes définis par des normes nécessaires (ou obligations) pour le raccordement.

Les sous-sections suivantes présentent les moyens et modalités usuels mis en place par les GRTs pour garantir la qualité du système électrique.

##### **4.2.1. Réglage de fréquence**

La stabilité de la fréquence d'un système électrique représente à tout instant l'équilibre entre la puissance électrique produite par les groupes de production et la puissance électrique consommée par les charges. En fonctionnement normal, la fréquence d'un système d'énergie électrique est identique à un instant donné sur l'ensemble du réseau, elle représente la vitesse des groupes de production synchrones. Tous les alternateurs tournent à une vitesse dite de synchronisme directement liée aux paramètres de construction du circuit électromagnétique pour produire la même fréquence de tension [22].

Dans la grande majorité des situations, la production d'électricité est obtenue par un alternateur entraîné par une turbine. Tout changement dans la consommation électrique ou

l'entraînement mécanique se traduit par une variation de l'écart au niveau de l'équilibre établi entre le couple mécanique moteur  $C_m$  et électromagnétique résistant  $C_{em}$ . La différence entre ces deux couples conduit à une augmentation (accélération) ou à une diminution (décélération) la vitesse de rotation des machines synchrones. Pour un groupe  $i$  donné, ce lien est régi par l'équation des masses tournantes appliquée au système rotor-arbre-turbine donnée par:

$$J \frac{d\Omega_r}{dt} = C_m - C_{em} = C_a \quad (1.1)$$

où :  $\Omega_r$  est la vitesse de rotation du groupe de production (rad/s) et  $J$  présente le moment d'inertie équivalent de l'arbre du groupe de production (Kg.m<sup>2</sup>).

Il est ainsi facile de remarquer que lorsque la production excède la consommation, les machines synchrones raccordées au réseau accélèrent. Cela se traduit électriquement par une tendance à l'augmentation de la fréquence. Dans le cas contraire, si la production est déficitaire par rapport à la consommation, les groupes de production ralentissent et cela se traduit par une baisse de fréquence, une variation de charge ou de production a donc pour effet de modifier la fréquence du système. La fréquence est donc affectée directement par les modifications de puissance.

Les groupes de production sont donc régulés pour garantir la stabilité de la fréquence et son maintien à une valeur nominale de référence (50 Hz en Europe). Ceci est rendu possible grâce à la constitution de réserves de puissance réparties sur différents groupes de production et aux différents réglages hiérarchisés, qui leurs sont associés : les réglages dits : primaire, secondaire et tertiaire.

### ***Réglage Primaire de Fréquence (RPF)***

Le réglage primaire de fréquence est une régulation automatique de fréquence du réseau qui intervient rapidement (15 à 30 s) pour rétablir l'équilibre entre les puissances (production-consommation) et pour éviter une variation importante de la fréquence. Cette correction (régulation) est assurée par un régulateur de vitesse de type proportionnel situé au niveau des groupes de production (figure 1.4), il agit sur les organes d'admission du fluide moteur de la turbine, régulant ainsi la vitesse des alternateurs [23, 20].

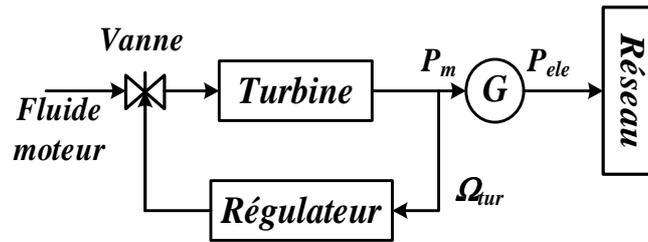


Figure 1.4 : Principe de fonctionnement du réglage primaire de fréquence [22].

Le GRT impose à toutes les centrales de production classiques connectées au réseau de transport d'y participer à ce réglage. L'action proportionnelle du régulateur de vitesse impose une relation linéaire entre la puissance active du groupe de production et la fréquence de réseau, comme elle est montrée sur la figure 1.5.

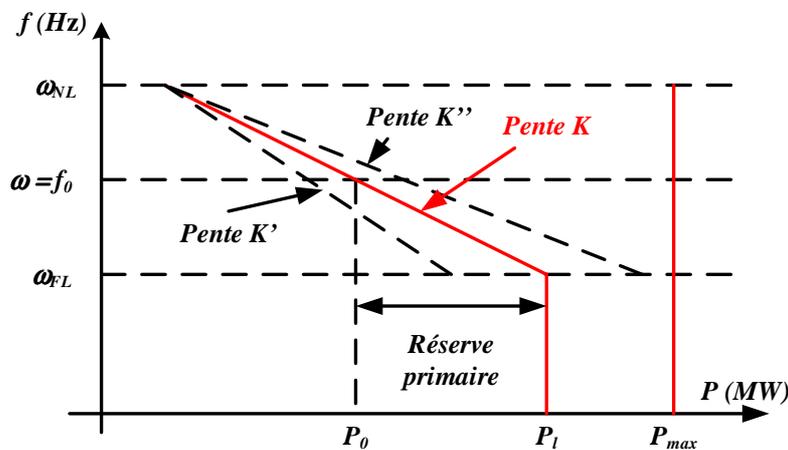


Figure 1.5 : Caractéristique classique d'une droite de réglage [24].

Où  $P_{max}$  est la puissance maximale du groupe,  $P_t$  est la puissance maximale autorisée dans le cadre du réglage primaire,  $P_0$  est la puissance de consigne et  $f_0$  est la fréquence de référence.

La caractéristique statique qui définit le réglage primaire appelée aussi droite de statisme est donnée par (1.2) :

$$P - P_0 = K(f - f_0) \quad (1.2)$$

$K$  étant l'énergie réglante primaire du groupe, elle représente la pente de la droite de statisme. Elle correspond à la variation de puissance par rapport à la variation de fréquence. On parle plus généralement du statisme donné par l'équation (1.3).

$$\delta = \frac{\frac{(f - f_0)}{f_0}}{\frac{(P - P_0)}{P_0}} \quad (1.3)$$

La réserve primaire correspond à la capacité du système à rétablir l'équilibre de puissance (production-consommation) au cas d'excédent de consommation. Pour cela le système doit disposer d'une réserve de puissance suffisante. Pour le réseau européen, l'UCTE préconise une réserve primaire de 3000 MW, ce qui permet d'assurer de compenser la perte simultanée des deux groupes de production les plus importants (trois tranches nucléaires).

### Réglage Secondaire de Fréquence (RSF)

Le réglage secondaire est un réglage automatique. Il a pour objectif de corriger l'écart de fréquence par rapport à la fréquence de consigne. Il permet ainsi de rétablir les échanges de puissance entre les partenaires à la valeur contractuelle. Pour cela, un réglage automatique centralisé dans les centres nationaux de dispatching envoie de nouvelles consignes de puissance aux groupes participants au RSF. Ces groupes de production sont choisis selon leurs capacités dynamiques à moduler leur production et leur coût. Le RSF permet par la suite de restaurer l'intégralité de la réserve primaire engagée par l'ensemble des membres de l'UCTE pour pallier tout nouveau déséquilibre de puissance (production-consommation) [23]. Le RSF intervient une dizaine de seconde après la stabilisation de la fréquence par le réglage primaire, par sa nature, il est plus lent que le réglage primaire (quelques minutes). Le principe du RSF est illustré par la figure 1.6.

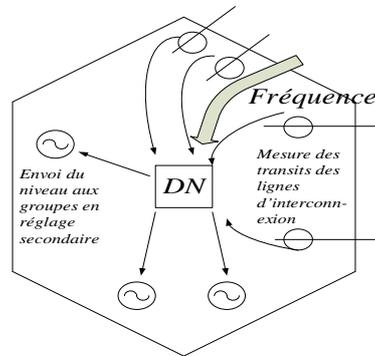


Figure 1.6 : Réglage secondaire centralisé [25].

La fonction d'écart de réglage  $G$  utilisée pour le réglage secondaire est donnée par :

$$\begin{cases} G = \Delta P_i + \lambda \Delta f \\ \Delta P_i = P_{ech} - P_{prog} \\ \Delta f = f - f_0 \end{cases} \quad (1.4)$$

où  $P_{ech}$  est le bilan des échanges de puissance sur les lignes d'interconnexion,  $P_{prog}$  est l'échange de puissance programmé,  $\Delta P_i$  est l'erreur sur les échanges et  $\lambda$  est un coefficient appelé énergie réglante secondaire [MW/Hz].

Un contrôleur centralisé situé au Dispatching National (DN) modifie les programmes de production des groupes afin d'annuler la fonction d'écart de réglage  $G$ . Pour cela, il élabore un signal de commande  $N(t)$  appelé « niveau de téléréglage » compris entre  $-1$  et  $1$ , et le transmet à l'ensemble des groupes de production participant au réglage secondaire [23]. Ce niveau  $N(t)$  est donné par :

$$N(t) = -\frac{\alpha}{P_r} \int \left( \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \right) dt \quad (1.5)$$

où  $\alpha$  est la pente du réglage (gain intégral) en [MW/tour] et  $P_r$  correspond à la réserve secondaire de la zone de réglage [MW] qui correspond à la somme des réserves secondaires de chacun des groupes de production participant au réglage secondaire.

Lors d'une variation importante de la fréquence, le réglage secondaire peut être basculé en mode « fréquence pure » dans lequel il se comporte comme le réglage primaire. Son seul objectif est alors de stabiliser la fréquence.

### ***Réglage Tertiaire de Fréquence (RTF)***

Le réglage tertiaire est un réglage manuel : il est effectué par les opérateurs du réseau depuis le centre de dispatching. Ce réglage permet d'une part de compléter le réglage secondaire de fréquence si ce réglage s'est trouvé insuffisant pour ramener la fréquence à sa valeur nominale, mais également de compenser la différence entre production et consommation lors de variation lente de cet écart.

En résumé, le dimensionnement des réserves secondaire et tertiaire pour les différents réglages de fréquence doit permettre de passer les pointes de consommation de la journée et celle de la nuit, alors que la réserve primaire doit faire face aux variations rapides de fréquence.

### ***Délestage de la charge***

Dans le cas où les réserves de puissance ne sont pas suffisantes pour rétablir la fréquence du réseau, les GRT ont recours au délestage par la déconnexion de certaines charges dans le but de stabiliser le système le plus rapidement possible. Ce délestage est effectué de manière automatique par des automates programmés en conséquence. Le réglage de ces automates dépend de la sensibilité des charges alimentées. Il est procédé au délestage par niveau de priorité. En milieu insulaire où de telles situations surviennent plus fréquemment, le réglage des automates est régulièrement revisité afin de ne pas affecter si possible les mêmes consommateurs à chaque défaut [20].

#### 4.2.2. Réglage de tension

Le maintien de la tension dans une certaines plages de variation est un élément important de la qualité de fourniture de l'énergie électrique. La tension est cependant une variable plus locale, qui sera réglée de façon décentralisée. Elle sera mesurée sur quelques nœuds de référence représentatifs de l'état du réseau. Pour le réseau de transport et de répartition, les plages de variation de la tension sont données par le tableau 1.1.

	Niveau de tension [kV]	Fonctionnement normal		Fonctionnement exceptionnel	
		Min [kV]	Max [kV]	Min [kV]	Max [kV]
Réseau de transport	400	380	420	320	440
	225	200	245	180	250
Réseau de répartition	90	78	100	72	102
	60	55	72	50	73.5

Tableau 1.1 : Plages de variation de tension du réseau de transport et de répartition. [26].

Dans le cas des réseaux de transport et de répartition, les variations de tension sont principalement dues à la circulation d'énergie réactive. Un maintien des tensions, dans des valeurs acceptables, suppose une bonne maîtrise des flux de transit de la puissance réactive. Cette maîtrise des flux démarre au niveau de la distribution au plus près de la charge (niveau local) en amont et en aval, en utilisant des moyens de compensation statique.

En aval, comme le montre la figure 1.7, certains transformateurs sont munis de régleurs en charge automatiques. En fonction de la tension primaire, ces transformateurs ont la possibilité de modifier leur rapport de transformation afin de maintenir la tension secondaire autour de la valeur de consigne. Au niveau du réseau de distribution, près de la charge, des moyens de compensation statique permettent de maîtriser le flux de puissance réactive et contribuer au maintien de la tension. En outre, en France, l'arrêté ministériel d'Avril 2008 prévoit que toutes les productions raccordées au réseau de distribution doivent pouvoir fournir ou absorber un pourcentage de puissance réactive par rapport à la puissance installée. De plus, elles doivent être déconnectées si la tension sort de la plage 90-100% de la tension nominale.

En amont, les groupes de production connectés au réseau de transport ont la possibilité de fournir ou d'absorber de l'énergie réactive en faisant varier leur courant d'excitation. Ils doivent, pour ce faire disposer de réserve d'énergie réactive.

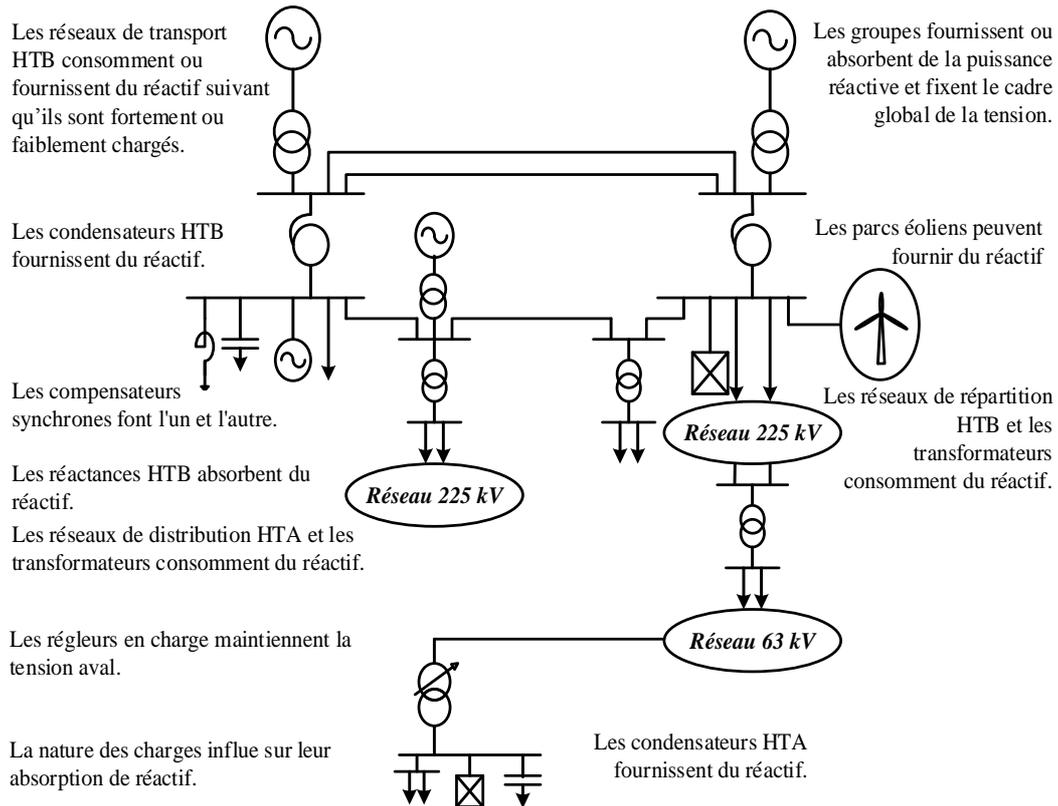


Figure 1.7 : Synthèse des moyens de réglage de tension du réseau [27].

Cependant, le réglage de la tension sur les réseaux de transport et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant, et pour éviter des interactions entre différentes actions de contrôle qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau. En effet, des consignes contradictoires reçues simultanément par un régulateur risqueraient de provoquer des oscillations qui peuvent être critiques. Ce contrôle est réalisé au niveau des alternateurs par un système hiérarchisé qui se compose de trois boucles de contrôle distinctes représentées dans la figure 1.8.

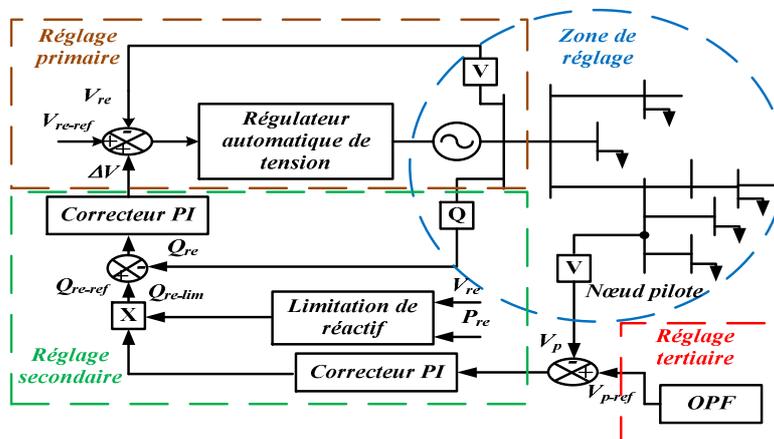


Figure 1.8: Réglage hiérarchisé de la tension [28-29].

Où :  $V_{re}$ ,  $V_{re-ref}$  sont les tensions mesurée et de référence de l'alternateur, respectivement,  $Q_{re}$ ,  $Q_{re-ref}$  sont la puissance réactive mesurée et la puissance réactive de référence de l'alternateur et  $V_p$ ,  $V_{p-ref}$  sont la tension mesurée et la tension de référence du nœud pilote, respectivement.

### ***Réglage Primaire de Tension (RPT)***

Le réglage primaire est automatique et décentralisé au niveau des groupes de production (au niveau local). Il permet de réguler la tension du générateur à sa consigne. Il agit avec une constante de temps de l'ordre de plusieurs dixièmes de seconde sur la tension aux bornes des groupes pour faire face à des variations rapides de la tension. Il permet de répondre ainsi rapidement aux fluctuations aléatoires de la charge (puissance réactive), changements de topologie (manœuvres sur le réseau) et incidents (défauts), du moins, tant que le groupe de production n'atteint pas ses limites de réactif. En cas de variation de plus grande amplitude de la tension, l'action des régleurs en charge des transformateurs vient soulager le réglage effectué par les alternateurs. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Le principe de ce réglage est d'agir sur les courants d'excitation qui commandent le niveau de tension délivré par l'alternateur. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. Il s'agit ainsi du moyen le plus conventionnel qui existe en matière de réglage de tension. [25, 27, 30-31].

### ***Réglage Secondaire de Tension (RST)***

Le réglage secondaire étant automatisé et centralisé par régions dites zones de réglage, ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. D'une autre manière, le RST a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion, et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage). Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de contrôle de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. La dynamique du réglage secondaire est assez lente (de l'ordre de quelques minutes) de façon à éviter les interactions avec le réglage primaire et à diminuer les contraintes sur les groupes.

Deux réglages sont adoptés aujourd'hui sur le réseau français : le réglage secondaire de tension (RST) et le réglage secondaire coordonné de tension (RSCT) dont il a été développé par l'EDF et expérimenté dans la région ouest de la France depuis 1998 [32]. Le RSCT est plus performant que le RST. Son algorithme utilise un ensemble de points pilotes ainsi que des points sensibles et intègre les limites de fonctionnement des alternateurs de la zone. La coordination des alternateurs est optimisée, ce qui permet un temps de réponse plus rapide et une meilleure précision tout en intégrant les performances des différents alternateurs.

Il est à souligner que le réglage secondaire de tension n'est pas en exploitation dans tous les pays. Ce réglage est parfois réalisé « manuellement » par les opérateurs du réseau en complément du réglage tertiaire [28].

### ***Réglage Tertiaire de Tension (RTT)***

Le réglage tertiaire étant un réglage manuel, il est effectué par le dispatching national. Il consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes, les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économique et coordonner le plan de tension entre les différentes zones de réglage secondaire, pour exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté. La figure 1.8 montre l'organisation du réglage hiérarchisé visant à maintenir la tension au point piloté, pour un générateur d'une zone de réglage donnée.

Le RTT a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un « optimal power flow » (OPF). [27, 29-31].

Dans ce qui suit, nous allons encore revenir sur ces aspects de la complexité des réseaux électriques en proposant une analyse de l'effet de l'insertion des énergies éoliennes en nous concentrant plus particulièrement sur les aspects dynamiques.

### ***4.3. Impacts de l'énergie éolienne sur le système électrique***

Les incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables conjuguées à l'ouverture du marché de l'électricité ont eu un premier impact direct sur le réseau électrique. Cependant, l'énergie éolienne de son côté a des effets sur la sécurité du réseau électrique (système d'alimentation électrique), sa fiabilité et son efficacité. Par conséquent, il est nécessaire de connaître les conséquences des interactions dynamiques entre les parcs éoliens et les systèmes d'alimentation électrique avant l'incorporation de ces parcs dans le réseau électrique. Le réseau d'aujourd'hui subit un changement d'une technologie bien connue et

développé des centrales classiques à une technologie partiellement connue en intégrant de l'énergie éolienne. Du fait de l'intégration à plusieurs niveaux du réseau d'une production éolienne intermittente, le problème des services réseau doit être repensé.

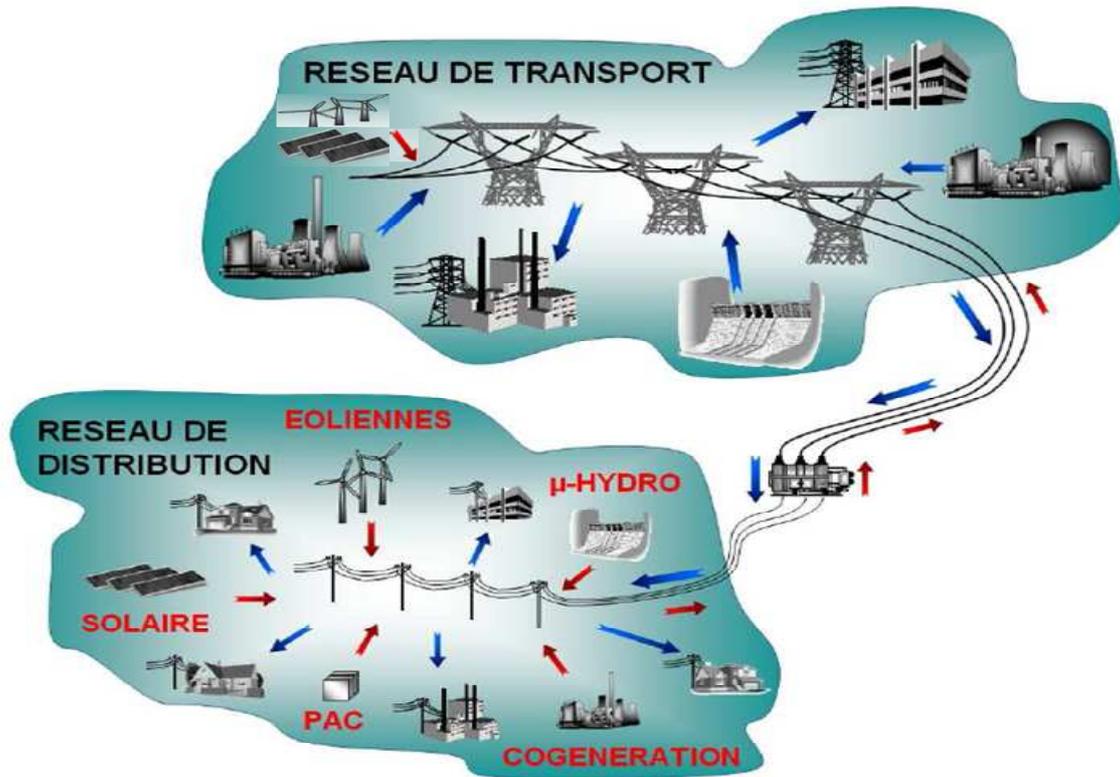


Figure 1.9 : Circulation des flux d'énergie dans un réseau électrique complexe [19].

Au début du développement de la production éolienne, les éoliennes ont été principalement liées au réseau de distribution. La préoccupation de base a été leurs impacts possibles sur la qualité de tension et pas sur le fonctionnement du réseau électrique. Cela a changé avec le développement de parcs éoliens de grande puissance installée qui peuvent former une partie importante du système de production quand la ressource est disponible et abondante. En conséquence, les éoliennes d'aujourd'hui sont en mesure de contrôler la puissance (active et réactive) injectée dans le réseau et de participer aux services système tels que la tenue aux creux de tension, le réglage de fréquence et de tension.

De nombreux travaux de recherche ont été menés sur l'identification des impacts de la puissance éolienne sur le réseau électrique [33-35]. Dans cette partie, nous allons rappeler et décrire brièvement les principaux impacts, qui peuvent être répartis dans différentes échelles de temps et largeur de la zone de l'impact. Une proposition de répartition est résumée par la figure 1.10.

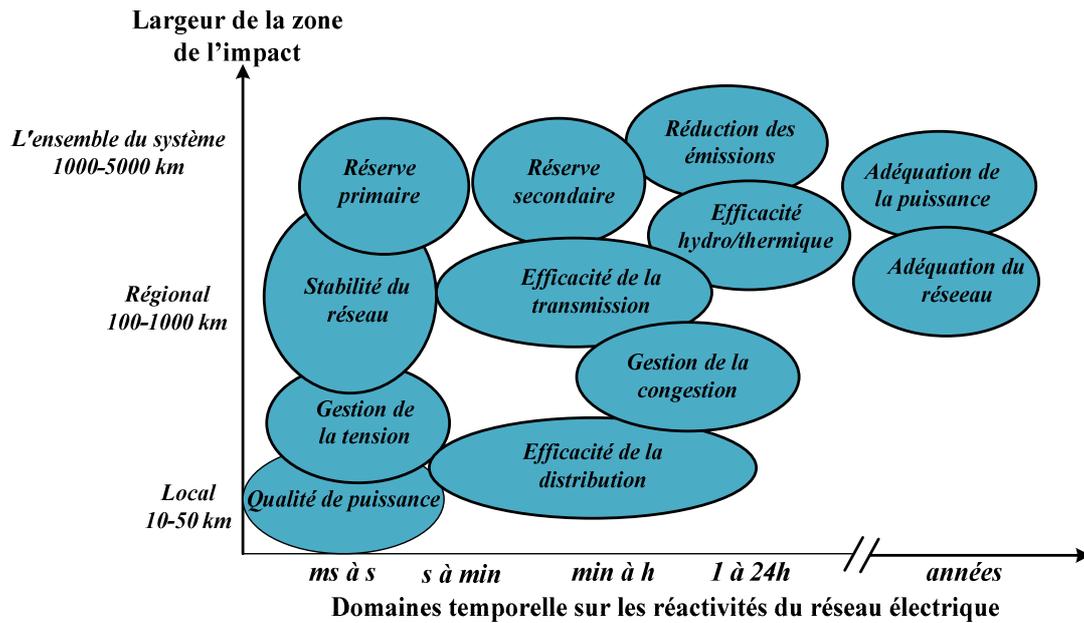


Figure 1.10 : Impacts de l'énergie éolienne sur les réseaux électriques [36].

**La Stabilité du Réseau :** (échelle de temps: secondes à quelques minutes)

Les différents types d'aérogénérateurs pris individuellement ont différentes caractéristiques et par conséquent, différentes possibilités pour soutenir le réseau électrique dans des conditions normales de fonctionnement ou dans des situations de défaut. Pour une ferme éolienne constituée de plusieurs éoliennes interconnectées, la forte variabilité de la vitesse du vent, ainsi que ses fluctuations provoquent des variations rapides pour la puissance générée, créant de ce fait des perturbations au point de connexion. Cela a un impact direct sur le plan de la stabilité du réseau électrique (tension et fréquence).

Si on se focalise sur l'impact de l'énergie éolienne sur la tension du réseau : les fluctuations de puissance produites par une ferme éolienne, ainsi que les mises en/hors service des turbines, peuvent entraîner des modulations de faible amplitude et de basse fréquence par rapport à la fréquence du réseau entraînant ainsi des désagréments que l'on appelle « effet flicker ». Comme la technologie des éoliennes à vitesse fixe est à transmission directe, elle est la technologie la plus défavorable du point de vue de ce phénomène. Par contre, la technologie la mieux adaptée est celle d'éoliennes à vitesse variable découplées du réseau via des interfaces d'électroniques de puissance. Ces interfaces permettent de limiter la création de ces phénomènes. En contrepartie, ces interfaces utilisées peuvent être des sources d'harmoniques de hautes fréquences (plusieurs kHz pour les convertisseurs équipés de transistors IGBT). Ces harmoniques provoquent une surchauffe des matériels, ainsi qu'ils impactent sur le fonctionnement du système de protection et des circuits de communication.

Pour faire face à ces phénomènes, le gestionnaire du réseau fixe le taux maximal pour les courants harmoniques injectés sur le réseau public dans des "codes réseau" [21, 37].

Si on s'intéresse à l'impact de l'énergie éolienne sur la fréquence du réseau : les variations de puissance générées par les parcs éoliens induisent des fluctuations sur la fréquence du réseau. Comme la réaction de la boucle de régulation de la vitesse des groupes de production classiques est rapide, ces fluctuations peuvent activer le réglage primaire de ces groupes et faire appel à leurs réserves primaires [33, 40-41]. Pour éviter l'utilisation de la réserve destinée à la régulation de fréquence en cas de déséquilibre, les différents gestionnaires des réseaux ont défini des seuils limite de ces fluctuations dans des "codes réseau" [42-43].

D'une autre part, si on s'intéresse à l'impact du taux de pénétration de l'éolien sur le réseau électrique, cette influence peut être considérée comme négligeable tant que le taux de pénétration reste faible. Dans le cas contraire, si l'essentiel de la production est fournie par les éoliennes, le nombre de générateurs synchrones restés connectés au réseau sera limité. Cela conduira à un problème d'allocation de la réserve et une diminution de l'inertie totale du réseau [36, 38-39]. Le système pourra donc se trouver plus exposé aux perturbations de l'équilibre production-consommation. Donc, la stabilité dynamique de la fréquence du réseau sera compromise à de grandes perturbations [41].

Les générateurs constituant les parcs éoliens sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'une variation de la fréquence ou lors d'un creux de tension. Ces déconnexions provoquent des conséquences négatives sur le réseau électrique en entraînant des pertes de production qui aggravent sa situation déjà fragilisée par l'incident. Les effets de la déconnexion intempestive des éoliennes ont pu être constatés lors du black-out italien du 28 septembre 2003 [44] mais aussi lors de l'incident survenu le 4 novembre 2006 sur le réseau européen (ENSTO-E) [45-46]. Afin d'éviter un déclenchement simultané de toute ou une partie de la production éolienne sur un défaut normalement éliminé, les prescriptions techniques pour le raccordement prévoient que les productions décentralisées dont les parcs éoliens doivent rester connectés au réseau en cas de baisse de tension et de variation de fréquence suivant des contraintes pouvant varier d'un pays à l'autre.

**Régulation et suivi de charge:** (échelle de temps : secondes à une demi-heure).

Ceci est la façon dont la variabilité et l'incertitude qui sont introduites par l'énergie éolienne auront une incidence sur la répartition et l'utilisation des réserves dans le réseau. Les

erreurs de prévision des parcs éoliens devraient être combinées avec d'autres erreurs de prédiction d'expériences du réseau électrique, comme les erreurs de prédiction de la charge [47]. Les coûts dépendront des coûts marginaux pour fournir des services d'équilibre production-consommation ou des méthodes d'atténuation utilisées dans le réseau pour faire face à l'augmentation de la variabilité et l'incertitude. Les lois du marché auront aussi un impact, car les coûts techniques peuvent être différents de ceux du marché.

***Efficacité et unité d'engagement :*** (échelle de temps: heures à quelques jours).

Cet impact est dû à la variabilité de la production et aux erreurs de prévision de l'énergie éolienne. Ici, l'intérêt est sur la façon dont la capacité conventionnelle est gérée et comment les variations et les erreurs de prévision de l'énergie éolienne changent l'unité d'engagement à la fois le temps de fonctionnement et la façon dont les unités de production sont exploitées (taux de rampe, fonctionnement partiel, démarrages/arrêts) [36].

En plus de ça, des inversions rapides des flux de puissance causées par la production éolienne peuvent poser des problèmes par rapport à la stabilité de l'équilibre production-consommation (réglage de la fréquence) sur le réseau de transport, provoquant ainsi des pénalités dues à un non-respect des engagements contractuels pris en matière d'importation ou d'exportation d'énergie au niveau des lignes d'interconnexions avec les pays voisins [21]. Pour tenir compte correctement des incertitudes de puissance éolienne et les flexibilités existantes dans le système, l'analyse et le développement des méthodes d'intégration de l'énergie éolienne dans les outils de planification existants sont important. Les résultats de la simulation donnent un aperçu des impacts techniques de l'énergie éolienne, et aussi des coûts impliqués. Dans les marchés de l'électricité, les erreurs de prévision de l'énergie éolienne peuvent entraîner des pénalités élevées. Des analyses sur la manière d'affectation des mécanismes du marché actuel sur les producteurs d'énergie éolienne sont également importantes [48].

***Adéquation de la production d'électricité:*** (échelle de temps: plusieurs années).

Ceci est à propos de la fourniture totale disponible lors de situations de pics de charge. L'adéquation du réseau signifie la capacité du système à satisfaire ces demandes, elle est associée aux conditions statiques du réseau électrique, l'estimation des besoins en matière de capacité de production demandée tient compte de la demande du système et la disponibilité des unités de production (données de fiabilité). Les critères qui sont utilisés pour l'évaluation

de l'adéquation du réseau comprennent des indices tels que «LOLP»<sup>1</sup>, «LOLE»<sup>2</sup> et «LOEE»<sup>3</sup> [35, 47]. Par la suite, la forte variabilité et la faible prévisibilité de la vitesse du vent conduisent à une incertitude sur la production éolienne. Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente imposent des surcoûts techniques en raison des risques d'indisponibilité de la production en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre instantané entre offre et demande. Pour pallier ces incertitudes liées à la production éolienne, des systèmes de stockage locaux avec une grande capacité énergétique commencent à être utilisés dans certains réseaux électriques et peuvent avoir un fort impact sur l'adéquation de la puissance [21].

**Adéquation et Efficacité de la transmission:** (échelle de temps: heures aux années.)

Les impacts de l'énergie éolienne sur le transport d'énergie électrique dépendent de la localisation des centrales éolienne par rapport à la charge et la corrélation entre la production de la puissance éolienne et la consommation de la charge. À la base, les réseaux électriques sont dimensionnés pour transiter les flux de puissance à partir du réseau de transport vers le réseau de distribution. L'intégration importante de la production éolienne peut augmenter ou diminuer les pertes de puissance au sein du réseau, comme elle affecte le transit des flux de puissance dans le système électrique (figure 1.9). Cela peut provoquer un dysfonctionnement sur le système de protection et des problèmes de congestion locale [29, 33]. Cependant, le renforcement du réseau et la mise à jour des appareils de protection peuvent être nécessaire pour améliorer la capacité d'accueil du système électrique et pour maintenir la transmission adéquate. Lors de la détermination des besoins de renforcement du réseau, à la fois le transit de puissance à l'état stable et l'analyse dynamique de la stabilité du système sont nécessaires [48].

### **Conclusion**

Les systèmes électriques tels qu'ils ont été conçu ne sont pas adaptés pour l'intégration des taux de production d'énergie renouvelable élevés (production décentralisée). L'intégration

---

<sup>1</sup> LOLP (Loss Of Load Probability): c'est le plus ancien et le plus basique des critères. Il définit la probabilité de ne pas satisfaire la demande sur une période donnée. Il caractérise donc le risque de délestage mais ne donne aucune indication sur l'ampleur de celui-ci.

<sup>2</sup> LOLE (Loss Of Load Expectation): il est défini comme l'Espérance mathématique du nombre d'heures (jours) de l'année durant lesquels la demande de pointe horaire (journalière) n'est pas satisfaite faute de capacité de production.

<sup>3</sup> LOEE (Loss Of Energy Expectation): c'est l'espérance mathématique de l'énergie non fournie du fait de l'insuffisance des capacités de production par rapport à la demande. Il donne une idée de la sévérité du délestage.

de la production éolienne induit des impacts sur le fonctionnement du système électrique à toutes les échelles : du réseau de distribution au réseau de transport (local à continentale). Certains impacts négatifs de l'éolien peuvent être réduits, voire éliminés avec des mesures telles que le renforcement des réseaux ou l'amélioration des technologies éoliennes. En plus, les contraintes techniques de raccordement des fermes éoliennes ont la tendance d'être de plus en plus sévères dans le but de les obliger à participer à la protection du système électrique de la même manière que les groupes de production conventionnels.

Le grand problème associé actuellement à la production éolienne est qu'elle manque en général de participer à la stabilisation du réseau électrique. En plus, l'intégration de la production éolienne appelle davantage les services des groupes conventionnels dus à la nature intermittente de la production. Afin de préserver la stabilité du système et maintenir le niveau de sécurité dans la marge admissible, certains gestionnaires de réseaux imposent un taux de pénétration maximal acceptable pour les productions d'énergies éoliennes. Le taux de cette production au-delà duquel la production devient très complexe à gérer est estimé entre 20% et 30% de la puissance totale du réseau électrique [49]. L'enjeu est de proposer des solutions efficaces permettant ainsi de faire augmenter le taux de pénétration de l'énergie éolienne au réseau et pour envisager une meilleure intégration de cette production. Une possibilité consiste à faire participer les éoliennes aux services système imposés par le GRT. Ceci fait l'objet des préoccupations de cette thèse. L'évolution des contraintes liées à la fréquence sera détaillée au cours du Chapitre 3 et celle des contraintes liées à la tension lors du Chapitre 4.

## **5. Potentiels de réglage des aérogénérateurs MADA et MSAP**

Les générateurs éoliens actuellement raccordés sur les réseaux électriques sont généralement de deux types : les éoliennes à vitesse fixe composées d'une machine asynchrone à cage (MAS) et les éoliennes à vitesse variable composées soit d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) ou soit d'une Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP).

Les premières éoliennes mises en œuvre sont connues sous le nom d'éolienne à vitesse fixe, elles reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage connectée directement avec le réseau électrique. Cette machine étant couplée à la turbine éolienne via un multiplicateur de vitesse, sa vitesse en production résulte d'un fonctionnement en mode hyper synchrone. Le glissement nominal est donc conventionnellement négatif et de l'ordre de -1% à -2% [50-51]. La présence de batteries de condensateurs a pour but de compenser la

puissance réactive consommée par le maintien de la magnétisation de la machine, permettant ainsi l'amélioration du facteur de puissance du système. Un tel système, ne comportant aucune possibilité de régler les puissances active et réactive, nécessite des protections de type tout ou rien. En cas de surtension ou de sous-tension (chute du couple électromagnétique proportionnel au carré de la tension et risque de montée en vitesse de la turbine), il est nécessaire de délester par ouverture du circuit ; la turbine éolienne doit alors être freinée et arrêtée pour éviter un emballement [51].

La MADA est équipée de bagues collectrices pour transmettre la puissance électrique entre le convertisseur et le système d'enroulements du rotor. Le fonctionnement à vitesse variable est obtenu par injection d'un courant contrôlé dans le rotor à la fréquence de glissement souhaitée. Ce type de turbine éolienne peut transmettre de l'énergie électrique au réseau électrique par le stator et par le rotor du générateur à travers l'interface d'électronique de puissance. Pour cela, lorsque le générateur fonctionne en mode hyper-synchrone (glissement  $<0$ ), les enroulements du rotor produisent de l'énergie électrique et cette énergie sera injectée au réseau par l'intermédiaire des convertisseurs. Par contre, lorsque le générateur fonctionne en hypo-synchrone (glissement  $>0$ ), les enroulements de rotor absorbent de l'énergie électrique à partir du réseau électrique à travers le convertisseur lié au rotor. La MADA permet de fonctionner dans une plage de vitesse de rotor autour de la vitesse synchronisme. En effet, le glissement du générateur varie donc de  $-0,3$  à  $0,3$ , ce qui signifie que la puissance maximale transférée à travers les convertisseurs est près de 30% de la puissance nominale de la génératrice. Par conséquent, ces convertisseurs électroniques sont dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale d'environ 30%, de telle sorte qu'ils sont plus petits et moins chers, ce qui est un avantage économique. En plus, grâce à ces convertisseurs d'électroniques de puissance, la puissance active et la puissance réactive de ce type d'éoliennes peuvent être contrôlées de façon indépendante [51-55].

L'autre technologie d'éoliennes est basée sur des MSAPs. Ces types de machines peuvent contenir un grand nombre de paires de pôles et elles peuvent être couplées directement à la turbine sans avoir à utiliser un multiplicateur de vitesse. En plus, le système de bagues et de balais est éliminé. Cette structure d'éolienne comporte une génératrice entièrement découplée du réseau par l'intermédiaire des convertisseurs électroniques de puissance. Cela permet d'avoir une large plage de fonctionnement de l'aérogénérateur. D'un autre côté, un défaut sur le réseau ne viendra pas (ou très peu) perturber le fonctionnement de la génératrice [20]. En ce qui concerne le contrôle de ces convertisseurs, le principe est très

similaire à celui appliqué pour commander les convertisseurs d'une éolienne à base de MADA. Cette technologie présente de nombreux avantages comme l'optimisation de la production grâce à une grande plage de la variation de vitesse de rotation, le découplage entre réseau et génératrice, le pouvoir d'optimiser au mieux la production d'énergie, l'offre d'une grande souplesse d'adaptation aux conditions techniques de raccordement et la gestion du réactif grâce à son interface d'électronique de puissance. Le principal inconvénient de cette structure est la taille de cette interface qui est dimensionnée à 100% de la puissance nominale de la machine, ce qui entraîne donc un coût plus élevé [24, 51-55].

La figure 1.11 illustre le couplage entre le gisement éolien et les différents aérogénérateurs. Cette figure résume les plages de réglage de ces trois technologies.

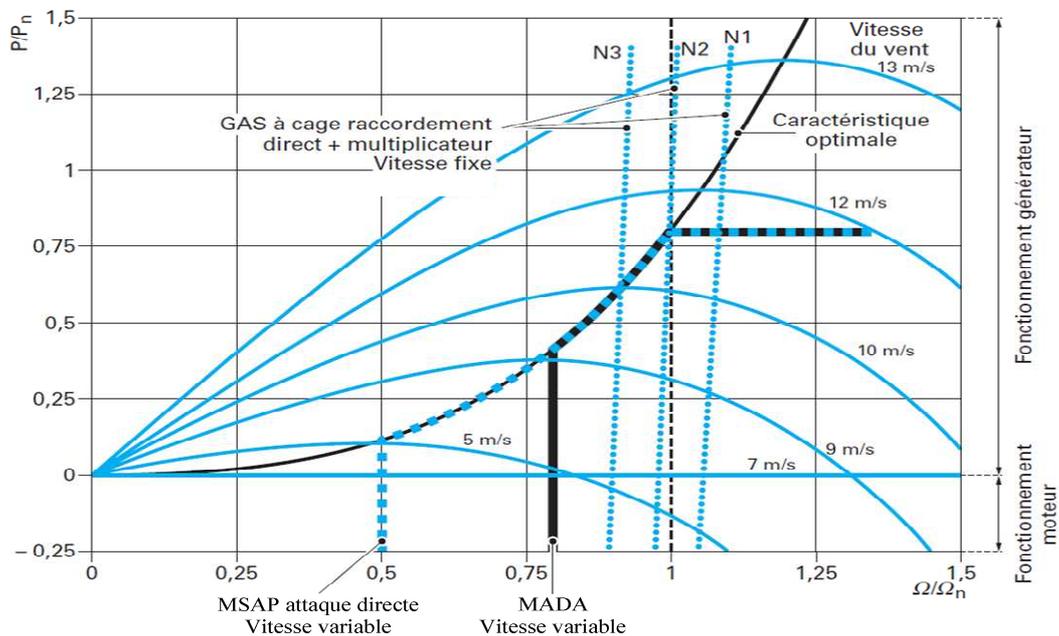


Figure 1.11 : Adéquation turbine générateur [51].

A partir de la figure 1.11, la technologie d'éolienne à vitesse fixe est la moins avantageuse pour les services système, car elle n'offre aucune possibilité de réglage. Si on compare les deux structures à vitesse variable, la technologie d'éolienne à base d'une MADA offre un degré de liberté du fait de l'existence des convertisseurs d'électronique de puissance au rotor de la MADA. Donc, cette technologie offre une plage de réglage limitée, cette limite est déterminée par le glissement de la machine. D'autre part, l'interface d'électronique de puissance qui découple entièrement l'aérogénérateur basé sur une MSAP du réseau offre un deuxième degré de liberté à cette technologie d'éolienne. Cela permet d'avoir une plage de réglage plus large qui s'étend sur le long de la plage de fonctionnement de l'éolienne.

En plus de ça, la technologie d'éolien basé sur une MSAP présente deux avantages majeurs pour son application dans les projets offshore situés en milieux salins. Ses avantages sont le couplage direct de la MSAP à la turbine évitant ainsi l'utilisation d'un multiplicateur de vitesse et l'élimination du système de bagues et de balais. Ces deux avantages permettent de réduire des coûts significatifs de maintenance [24, 56-58]. Cela permet de justifier la croissance rapide de cette technologie dans les nouveaux parcs éolien, ainsi son choix pour la totalité des parcs éolien offshore qui seront installés en France d'ici 2020.

En raison de tous les avantages cités ci-dessus, La technologie d'éolienne à base d'une MSAP est la plus adaptée et elle sera retenue pour la suite des travaux de cette thèse.

### **5.1. Modélisation du système éolien à vitesse variable basé sur une MSAP**

Le but de cette partie est d'établir un modèle de contrôle d'une chaîne de production de l'énergie éolienne basée sur une MSAP étudiée dans la littérature. [7, 20-21, 24] afin de comparer ces performances à une nouvelle stratégie de contrôle qui sera développé dans le prochain chapitre.

Dans ce contexte, nous présenterons dans un premier lieu les modèles analytiques des différentes parties de la turbine éolienne (Vent, éolienne et MSAP) ainsi que l'interface de connexion au réseau électrique. Dans un deuxième lieu, les commandes associées basées sur la commande vectorielle pour contrôler la chaîne de conversion seront étudiées, 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. Ainsi, l'élaboration des commandes du dispositif de façon à maîtriser l'injection de l'énergie produite par l'éolienne dans le réseau sera présentée. Dans une dernière partie de ce chapitre, nous allons montrer les résultats de simulation du système éolien entièrement contrôlé.

Le schéma bloc général de la stratégie du contrôle est illustré sur la figure 1.12. Il a fait l'objet de plusieurs études [7, 20-21, 24]. Ce schéma bloc est basé sur le modèle triphasé de la chaîne de conversion électromécanique du système éolien.

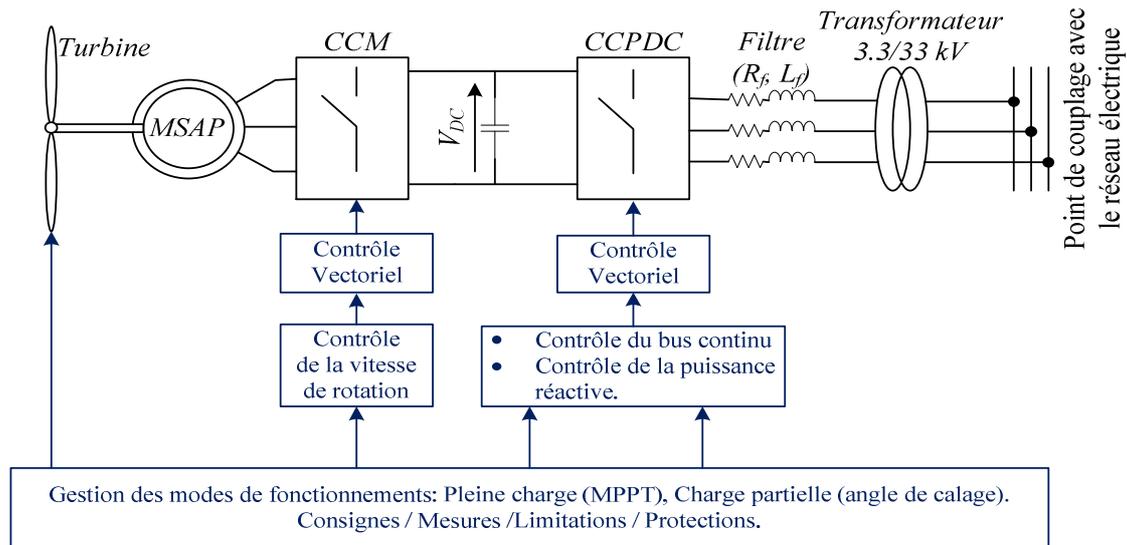


Figure 1.12 : Schéma bloc général de la stratégie du contrôle.

### 5.1.1. Modélisation du vent

Les déplacements des masses d'air à la surface de la planète donnent naissance aux vents, ces déplacements sont dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. La différence de température dans les zones de la planète (réchauffement de certaines zones et refroidissement des autres) provoque une différence de pression et par conséquent, les masses d'air sont en déplacement permanent créant ainsi une énergie cinétique renouvelable. C'est pourquoi, le vent est une grandeur stochastique, intermittente qui dépend d'un ensemble de facteurs tels que la situation géographique, l'altitude, la température et la hauteur de captage [57].

Du fait que cette énergie est renouvelable et gratuite, la technologie des turbines éoliennes (aérogénérateurs) a vu le jour et elle est en croissance continue. La modélisation de ces aérogénérateurs nécessite une connaissance de la variation de la vitesse du vent au cours du temps. Or que, sa mesure semble qu'elle est assez complexe. Cependant, la vitesse du vent peut être présentée par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statistiques. L'approche proposée pour la modélisation de vent étant déjà développé dans les travaux de [58], elle est présentée auparavant par M<sup>f</sup>. Nichita dans [60].

Cette approche est basée sur la génération de la fonction temporelle du vent en un point  $V(t)$ , qui peut être décomposée en une somme d'une partie présentant la valeur moyenne  $V$  (constante) et d'une autre partie variable représentant les fluctuations  $v_t(t)$ . Cette fonction est résumée par l'équation (1.6).

$$V(t) = V + v_t(t) \quad (1.6)$$

La fonction temporelle de la fluctuation présentant ainsi la turbulence du vent est générée à partir d'un bruit blanc de valeur moyenne nulle. Par la suite, le bruit blanc est lissé en utilisant un filtre non rationnel de Von Karman dont les paramètres de sa fonction de transfert  $H_F(j\omega)$  dépendent des caractéristiques du site et de la nature du vent. De cette façon, le bruit blanc est transformé en un bruit coloré qui garde le même écart type que celui du signal primitif.

Le filtre rationnel de Von Karman utilisé dans le modèle peut être approximée par l'expression suivante [60] :

$$H_F(s) = K_F \frac{(m_1 T_F s + 1)}{(T_F s + 1)(m_2 T_F s + 1)} \quad (1.7)$$

Avec :  $m_1$  et  $m_2$  étant des paramètres donnés par Nichita,  $m_1 = 0,4$  et  $m_2 = 0,25$ . Le gain  $K_F$  et est calculé selon l'expression suivante :

$$K_F = \sqrt{\frac{\pi}{T_s \Delta w S_F}} \quad (1.8)$$

$T_s$  est la période d'échantillonnage,  $\Delta w = 0.002$  rad/s et  $S_F$  est donnée par l'équation (1.9).

$$S_F = \sum_{k=0}^{\frac{\pi}{T_s \Delta w}} \left( (m_1 T_F k \Delta w)^2 + 1 \right) / \left( (T_F k \Delta w)^2 + 1 \right) \left[ m_2 (T_F k \Delta w)^2 + 1 \right] \quad (1.9)$$

La constante de temps du filtre  $T_F$  est donnée par l'équation (1.10)

$$T_F = \frac{L_F}{V} \quad (1.10)$$

$L_F$  est l'échelle de longueur de la turbulence du vent  $v_i(t)$ . Cette valeur dépend des caractéristiques du site et elle varie de 100 en mer à 500 dans les zones turbulentes. Ainsi,  $V$  est la valeur moyenne de la vitesse du vent qui dépend de la nature du vent (faible, moyen ou fort).

L'écart type de bruit blanc et la vitesse moyenne  $V$  sont liés linéairement par un coefficient  $k_\sigma$  qui représente l'intensité de la turbulence comme il est présenté ci-dessous :

$$\sigma_v = k_\sigma V \quad (1.11)$$

La valeur du coefficient  $k_\sigma$  varie de 0,1 en mer à 0,25 dans une zone turbulente. Ainsi, la vitesse du vent est construite selon le schéma bloc de la figure 1.13.

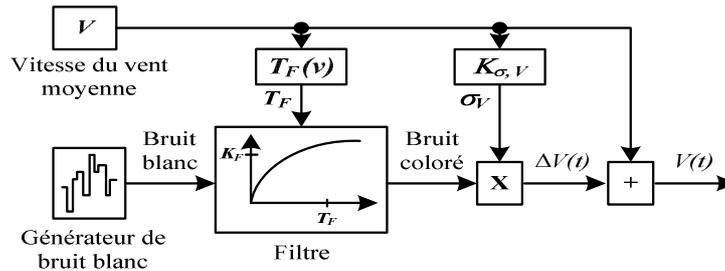


Figure 1.13 : Schéma bloc de la construction du vent en un point.

Pour notre cas, nous avons choisi un jeu de paramètres correspondant à un site côtier ( $k_\sigma = 0,14$  et  $L_F = 195$ ). La courbe obtenue de la simulation de ce modèle sous Matlab / Simulink est donnée par la figure 1.14.

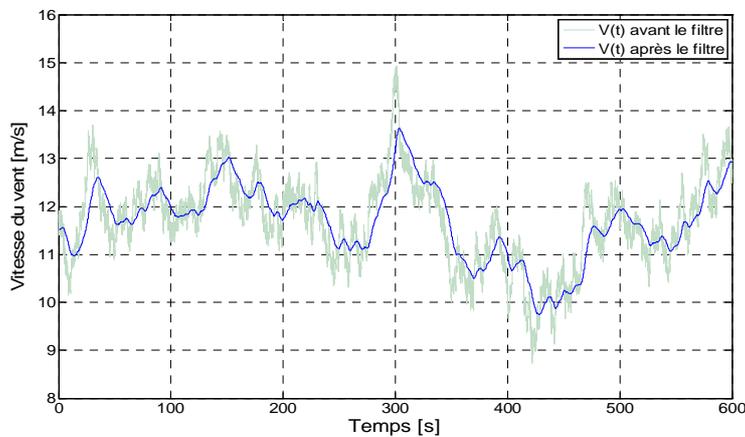


Figure 1.14 : Evolution de la vitesse du vent avant et après le filtre.

Cette figure montre l'évolution de la vitesse du vent d'une valeur moyenne  $V = 11 \text{ m/s}$  avant et après le filtre.

Dans cette partie, nous avons proposé une modélisation de la vitesse du vent  $V(t)$  sous forme d'une fonction scalaire d'une seule variable qui est le temps  $t$ . Cette vitesse présentera la variable d'entrée du modèle de la turbine qu'on va développer dans la partie qui suit.

### 5.1.2. Modélisation de la turbine

La puissance développée par un volume de molécule d'air traversant la surface  $S$  et déplaçant à une vitesse  $v_v$  est donnée par l'équation suivante :

$$P = \frac{1}{2} \rho S v_v^3 \quad (1.12)$$

$P$  est la puissance produite par le volume d'air (vent) [W],  $\rho$  présente la masse volumique de l'air [ $\text{kg.m}^{-3}$ ],  $S$  est la surface balayée par le rotor de la turbine éolienne [ $\text{m}^2$ ] et  $v_v$  présente la vitesse de vent [m/s]. Typiquement, la masse volumique de l'air dépend de l'altitude et de la

température de la région où l'éolienne est installée. Nous avons pour notre part fixé  $\rho$  à 1.22 kg.m<sup>-3</sup>.

La turbine éolienne utilisée dans le cadre de notre travail, est une éolienne qui comprend trois pales orientables. Elles sont fixées sur l'arbre d'entraînement qui tourne à une vitesse  $\Omega_{tur}$ . Cependant, l'éolienne ne récupère qu'une partie de la puissance fournie par la masse d'air déterminée par un coefficient de puissance  $C_p(\lambda, \beta)$ . La puissance aérodynamique aura alors l'expression simplifiée suivante :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S v_v^3 \quad (1.13)$$

où  $P_{aer}$  est la puissance extraite du vent [W],  $C_p(\lambda, \beta)$  présente le coefficient de puissance aérodynamique [sans dimension],  $\lambda$  est la vitesse spécifique [radian] et  $\beta$  présente l'angle d'inclinaison des pales [°].

Le paramètre  $C_p$  appelé coefficient de puissance étant un paramètre sans dimension, il exprime l'efficacité de la turbine éolienne dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Pour une turbine donnée, ce coefficient est une fonction de la vitesse du vent  $v_v$ , de l'angle de calage  $\beta$  et de la vitesse de rotation de la turbine [61-63]. Il est démontré dans la littérature que la limite supérieure théorique de ce coefficient  $C_p$  est égale à 16/27. Autrement dit, il est théoriquement possible d'extraire approximativement 59% de l'énergie cinétique du vent [7, 34].

Pour l'application sur un système de conversion d'énergie éolienne basé sur une machine synchrone à aimants permanents, nous avons pris l'approximation numérique du coefficient de puissance modélisant ainsi sa variation par rapport à l'angle de calage et la vitesse spécifique utilisée dans [7, 24, 34, 61-63], son expression étant donnée par l'équation (1.14).

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \\ \lambda_i = \left[ \left( \frac{1}{\lambda - 0.02\beta} \right) - \left( \frac{0.003}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \end{cases} \quad (1.14)$$

La vitesse spécifique  $\lambda$  connue aussi sous l'appellation du coefficient de vitesse réduite (tip-speed-ratio) est définie comme le rapport entre la vitesse périphérique linéaire du rotor et la vitesse du vent. Elle est exprimée par l'équation suivante [7, 24, 34, 61-63] :

$$\lambda = \frac{\Omega_{tur} R_{tur}}{v_v} \quad (1.15)$$

où  $\Omega_{tur}$  est la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine [ $\text{rad.s}^{-1}$ ] et  $R_{tur}$  présente le rayon de la turbine [m].

La caractéristique du coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  pour diverses valeurs de l'angle de calage  $\beta$  étant illustrée sur la figure 1.15, elle montre que le couple ( $\lambda_{opt}$ ,  $C_{p-max}$ ) de la turbine est égal à (6,89, 0,54) avec une valeur de l'angle de calage nulle.

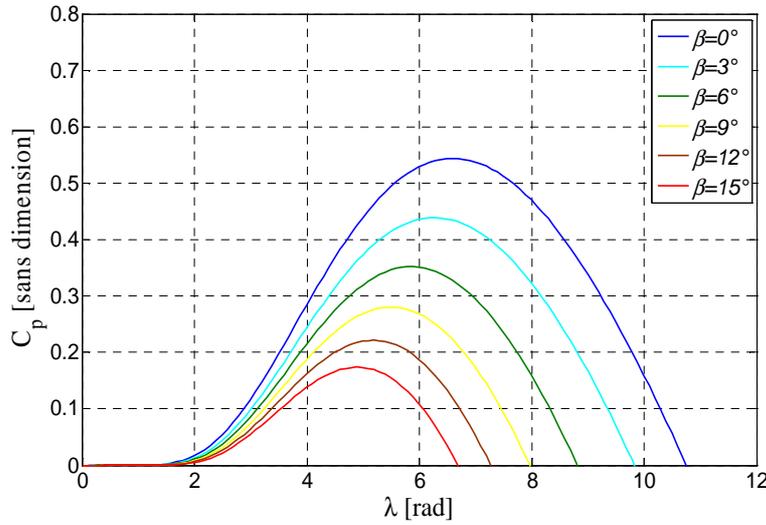


Figure 1.15 : Caractéristique de la turbine éolienne considérée.

Dans notre cas, la génératrice utilisée est une génératrice synchrone multipolaire (contient un nombre élevé de paires de pôle  $p = 75$ ), ce qui justifie la liaison directe entre la turbine et la génératrice. Par conséquent, le rapport de transformation entre la vitesse de l'arbre de la génératrice et celle de la turbine éolienne étant unitaire, la turbine et la génératrice se trouvent sur le même arbre et la flexibilité s'en trouve fortement réduite. Cela justifie que le modèle de l'arbre de la turbine modélisant la transmission mécanique entre la turbine et la génératrice soit un modèle à une masse, comme il est présenté par la figure 1.16.

L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de ce modèle est donnée par :

$$\begin{cases} C_{aer} - C_{em} = J_{tot} \frac{d\Omega_{tur}}{dt} + f_v \Omega_{tur} \\ J_{tot} = J_{tur} + J_{ge} \end{cases} \quad (1.16)$$

$J_{tot}$  étant le moment d'inertie total de la turbine [ $\text{kg.m}^2$ ],  $J_{tur}$  est le moment d'inertie de la turbine [ $\text{kg.m}^2$ ];  $J_{ge}$  représente le moment d'inertie de la génératrice [ $\text{kg.m}^2$ ]. Ainsi,

$C_{aer}$  présente le couple aérodynamique de la turbine [N.m],  $C_{em}$  est le couple électromagnétique de la génératrice [N.m] et  $f_v$  représente le coefficient de frottements visqueux [kg/s].

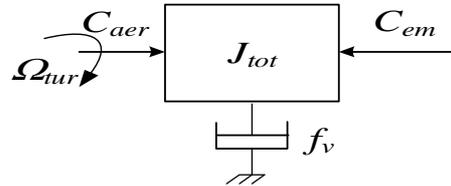


Figure 1.16 : Modèle de la transmission mécanique.

Le couple aérodynamique développé au niveau de l'arbre de la turbine éolienne est idéalement calculé à partir de la puissance aérodynamique présentée par l'expression 1.13 en utilisant l'expression de la vitesse de rotation de la turbine présentée par l'équation 1.15. Cependant, l'expression présentant ainsi le couple aérodynamique est donnée par l'équation 1.17.

$$\begin{cases} C_{aer} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v_v^2 C_c(\lambda, \beta) \\ C_c(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \end{cases} \quad (1.17)$$

Avec :  $C_c(\lambda, \beta)$  est le coefficient du couple aérodynamique.

Le schéma bloc de la figure 1.17 correspond aux modélisations aérodynamique et mécanique de la turbine éolienne. Ce schéma bloc montre que la vitesse de rotation  $\Omega_{tur}$  de la turbine, donc de la génératrice, peut être contrôlée par action soit sur l'angle de calage des pales  $\beta$ , soit sur le couple électromagnétique  $C_{em}$  de la génératrice. La vitesse du vent  $v$  est considérée comme une entrée perturbatrice au système.

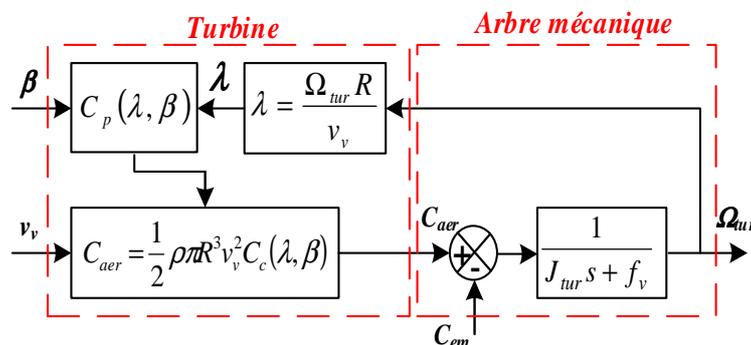


Figure 1.17 : Schéma bloc du modèle de la turbine éolienne.

Dans cette partie, on a développé un modèle de la turbine éolienne sous forme d'une fonction de multi-variables d'entrées (la vitesse du vent, la vitesse de rotation angulaire et

l'angle de calage de pales) et d'une seule sortie (le couple mécanique de la turbine). Ce couple présentera la variable d'entrée du modèle de la génératrice qu'on va développer dans la partie qui va suivre.

### 5.1.3. Modélisation de la Machine Synchrones à Aimants Permanents

Les machines (générateurs) synchrones à aimants permanents (*MSAPs* / *GSAPs*) jouent un rôle clé dans les systèmes de production d'énergie éolienne à entraînement direct pour transformer l'énergie mécanique en énergie électrique. Une modélisation mathématique rigoureuse de la MSAP est la condition préalable pour la conception des algorithmes de contrôle de la machine ainsi que l'analyse des caractéristiques à l'état stable et dynamiques des systèmes de conversion d'énergie éolienne. Dans cette partie, le modèle mathématique d'une MSAP à la fois dans le repère stationnaire triphasé abc (repère naturel) et dans le repère biphasé (repère de Park) sera développé, l'analyse de la puissance et du couple de la MSAP sera donnée ainsi.

#### *Modélisation de la machine synchrone dans le repère triphasé (abc)*

Le modèle analytique de la machine synchrone à aimants permanents dans le référentiel statique (a, b et c) peut être déduit en posant des hypothèses simplificatrices usuelles utilisées dans la littérature [7, 20, 24, 34, 61-63], telles que :

- Le stator est connecté en étoile, neutre en l'air pour éliminer la composante homopolaire des courants ;
- La saturation du circuit magnétique est négligée ce qui mène à exprimer les flux magnétiques comme des fonctions linéaires des courants des phases ;
- Les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques sont ignorées;
- Les phénomènes d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés;
- La distribution de la force magnétomotrice (FMM) dans l'entrefer étant sinusoïdale, les harmoniques d'espace sont négligés.

La figure 1.18 montre la coupe transversale d'une machine synchrone à aimants permanents comprenant trois phases et deux pôles. Les axes fixes a-b-c désignent la direction des forces magnétomotrices ( $F_a$ ,  $F_b$  et  $F_c$ ) des enroulements des phases statorique, qui sont induites par la variation dans le temps des courants alternatifs triphasés dans les enroulements statorique. Le flux produit par les aimants permanents se trouve dans la direction de l'axe "d" fixée au rotor. Ici, les axes d-q tournent à la même vitesse angulaire du rotor (des aimants permanents). En outre,  $\theta_s$  désigne l'angle entre l'axe mobile d et l'axe stationnaire "a".

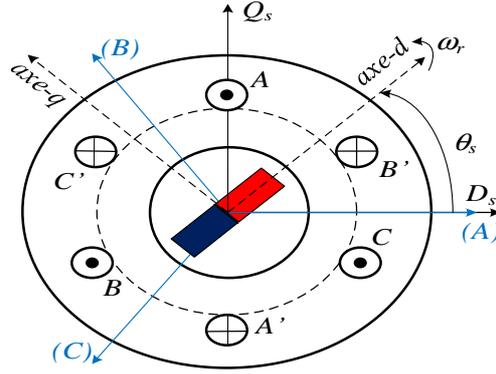


Figure 1.18 : Coupe transversale d'une MSAP

Les équations des tensions aux bornes de la machine synchrone en fonction des courants de phases statorique et des flux statorique développés par les aimants permanents et les courants alternatifs triphasés statorique peuvent être écrites de la manière suivante [41]:

$$\begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_{as} \\ \Psi_{bs} \\ \Psi_{cs} \end{bmatrix} \quad (1.18)$$

où  $V_{as}$ ,  $V_{bs}$  et  $V_{cs}$  sont les tensions instantanées des trois phases a, b et c du stator et  $I_{as}$ ,  $I_{bs}$  et  $I_{cs}$  présentent les courants instantanés des trois phases a, b et c du stator,  $R_s$  étant la résistance d'une phase des enroulements statorique,  $\Psi_{as}$ ,  $\Psi_{bs}$  et  $\Psi_{cs}$  sont les flux instantanés des trois phases a, b et c du stator développés par les aimants permanents et les courants alternatifs triphasés statorique, qui peuvent être exprimées sous la forme développée suivante [41]:

$$\begin{bmatrix} \Psi_{as} \\ \Psi_{bs} \\ \Psi_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Psi_f \cos(\theta_s) \\ \Psi_f \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \Psi_f \cos\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (1.19)$$

où  $L_{aa}$ ,  $L_{bb}$  et  $L_{cc}$  sont les inductances propres de chaque bobine (enroulement) statorique des trois phases a, b et c,  $L_{ab}$ ,  $L_{ac}$ ,  $L_{ba}$ ,  $L_{bc}$ ,  $L_{ca}$ ,  $L_{cb}$  présentent les inductances mutuelles entre les enroulements de phases statorique,  $\Psi_f$  étant le flux fourni par les aimants permanents du rotor.

Les inductances propres et mutuelles sont toutes en fonctions de  $\theta_s$ . Ainsi, elles sont tous des paramètres variables dans le temps.

### **Modélisation de la machine synchrone dans le repère biphasé (d-q)**

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine et de diminuer le temps de calcul, le modèle vectoriel de la machine synchrone à aimants permanents est exprimé dans

un référentiel cartésien tournant lié au rotor (repère de Park). Il est en fait un référentiel biphasé équivalent au repère triphasé, mais plus simple à manipuler car les grandeurs électriques évoluent comme des grandeurs continues. Ce référentiel est appelé référentiel de Park dont l'axe réel ( $d$ ) est situé sur le même axe que celui de l'aimant permanent comme il est présenté sur la figure 1.19. Ce modèle permet d'obtenir un modèle de machine qui prend en compte les irrégularités de l'entrefer par l'introduction de deux inductances statoriques  $L_d$  et  $L_q$  [7, 24, 34, 59, 61-63].

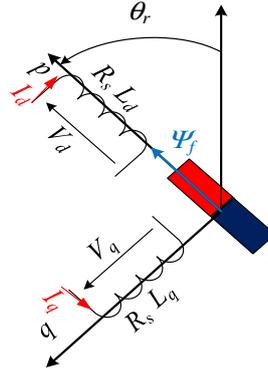


Figure 1.19 : Représentation de la MSAP dans le repère diphasé ( $d-q$ )

La machine synchrone à aimants permanents considérée étant par hypothèse, une machine à aimantation de type radiale avec des aimants montés en surface, la composante direct du flux statorique est considérée constante et égale à celle des aimants permanents ( $\Psi_{sd} = \Psi_f$ ). Les équations de la tension de la machine dans le repère de Park sont donc les suivantes :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} - \omega_s \Psi_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} + \omega_s \Psi_{ds} \end{cases} \quad (1.20)$$

où  $V_{ds}$ ,  $V_{qs}$  sont les composantes  $d-q$  de la tension statorique,  $I_{ds}$ ,  $I_{qs}$  présentent les composantes d-q du courant statorique,  $R_s$  étant la résistance des enroulements statoriques et  $\omega_s$  étant la pulsation électrique de la génératrice (vitesse du champ tournant statorique).

L'expression de flux magnétique de la machine synchrone est présentée comme suit :

$$\begin{cases} \Psi_{ds} = L_{ds} I_{ds} + \Psi_f \\ \Psi_{qs} = L_{qs} I_{qs} \end{cases} \quad (1.21)$$

où :  $L_d$ ,  $L_q$  sont les composantes d-q des inductances statorique.

Avec l'aide des équations du flux magnétique, les équations de tension de stator dans le repère de Park ( $d-q$ ) auront la forme suivante:

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + L_{ds} \frac{dI_{ds}}{dt} - \omega_s L_{qs} I_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + L_{qs} \frac{dI_{qs}}{dt} + \omega_s (L_{ds} I_{ds} + \Psi_f) \end{cases} \quad (1.22)$$

Selon ces expressions, les circuits équivalents de la machine synchrone à aimants permanents dans le référentiel d-q peuvent être établis comme les montre la figure 1.20.

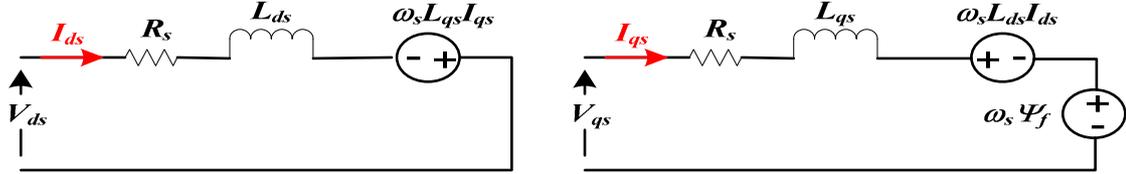


Figure 1.20 : Circuits équivalents de la MSAP dans le référentiel de Park.

### Analyse de la Puissance et du couple de la machine synchrone

L'équation du couple électromagnétique de la machine synchrone à aimants permanents peut être dérivée de l'équation du bilan de puissance. L'expression de la puissance de la machine peut être présentée dans le référentiel  $d$ - $q$  telle que donnée par l'équation (1.23).

$$P_{ele} = \frac{3}{2} (V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs}) \quad (1.23)$$

Après la substitution des équations des tensions du stator données par (1.22) dans l'équation (1.23) et en séparant les quantités de puissance, l'expression de la puissance électrique de la machine aura la forme suivante :

$$P_{ele} = \frac{3}{2} (R_s I_{ds}^2 + R_s I_{qs}^2) + \frac{3}{2} \left( L_{ds} \frac{d}{dt} \left( \frac{I_{ds}^2}{2} \right) + L_{qs} \frac{d}{dt} \left( \frac{I_{qs}^2}{2} \right) \right) + \frac{3}{2} \omega_s (\Psi_{sd} I_{qs} - \Psi_{sq} I_{ds}) \quad (1.24)$$

Le premier terme représente les pertes de Joule dans les enroulements statorique, le second terme indique la puissance stockée dans les bobines statorique et le troisième terme expriment la conversion de l'énergie, de l'énergie électrique en énergie mécanique (convention moteur). A partir du troisième terme, on peut exprimer la fonction du couple électromagnétique car la puissance de sortie de l'arbre du moteur doit être égale à la puissance électromécanique.

$$P_{ele} = \omega_m C_{em} = \frac{3}{2} \omega_s (\Psi_{sd} I_{qs} - \Psi_{sq} I_{ds}) \quad (1.25)$$

La relation entre la vitesse du champ tournant statorique et la vitesse angulaire mécanique du moteur dépend du nombre de paires de pôles telle que présentée ci-dessous:

$$\omega_s = p \omega_m \quad (1.26)$$

où  $p$  présente le nombre de paires de pôles de la machine synchrone.

En remplaçant dans l'équation (1.24) les valeurs des composantes de flux magnétique par celles données par l'équation (1.21) et celle de la vitesse du champ tournant statorique par celle donnée par l'équation (1.26) dans l'équation (1.24), on aura par la suite l'expression présentant le couple électromagnétique suivante :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p [\Psi_f I_{qs} + (L_{ds} - L_{qs}) I_{qs} I_{ds}] \quad (1.27)$$

Dans l'expression finale du couple (l'équation (1.27)), on peut observer qu'il existe deux termes : le premier terme étant produit par le flux des aimants permanents, il présente le couple synchrone. Quant au second terme, il présente le couple de réluctance, ce qui représente le couple produit par la différence entre les inductances statorique dans le référentiel  $d-q$ . Dans notre travail, le modèle de la machine choisi sera équivalent à celui d'une machine à pôle lisse (les aimants sont montés en surface, or,  $L_d = L_q$ ), l'expression du couple électromagnétique s'exprimera de la façon suivante :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \Psi_f I_{qs} \quad (1.28)$$

#### 5.1.4. Modélisation de la connexion au réseau

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation de la connexion du Convertisseur Côté Point de connexion (CCPDC) avec le réseau électrique via le filtre  $RL$ . Le CCPDC présente aujourd'hui l'élément de base dans les systèmes d'interfaçage avec le réseau électrique. Il permet de contrôler les puissances actives et réactives échangées avec le réseau électrique. Cependant, il peut être utilisé en mode onduleur ou en mode redresseur mais la modélisation reste la même dans les deux cas.

La figure 1.21 illustre l'ensemble de la liaison au réseau électrique, constituée du bus continu, du CCPDC et du filtre d'entrée.

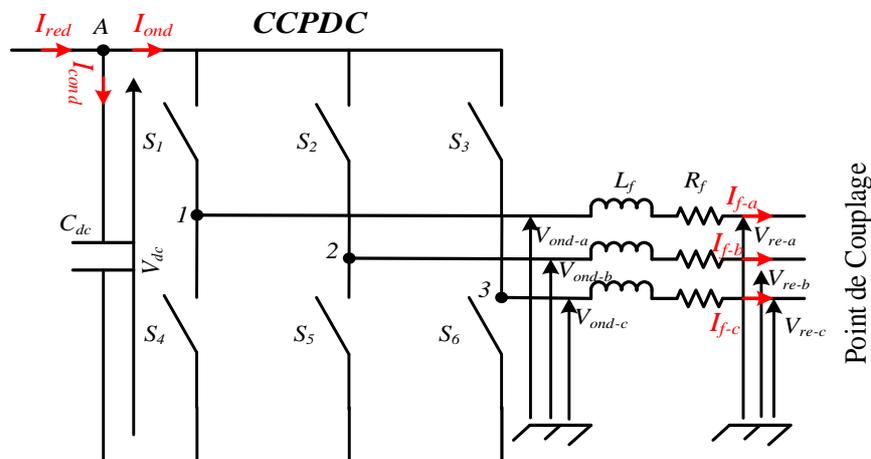


Figure 1.21 : Interface de couplage de l'éolienne au point de connexion.

### Modélisation du bus continu

A partir de la figure 1.21, en appliquant la loi des nœuds au point A, l'équation du courant circulant dans le condensateur du bus continu ( $C_{dc}$ ) peut s'écrire de la façon suivante:

$$I_{cond} = I_{red} - I_{ond} \quad (1.29)$$

La tension aux bornes de ce condensateur est obtenue à partir de l'intégration du courant qui le circulant, la présentation mathématique de ce dernier est donnée par l'expression suivante :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} I_{cond} \quad (1.30)$$

### Modèle de la liaison au réseau dans le repère de Park

Les courants de sortie du CCPDC contiennent des ondulations dues à la commutation des interrupteurs (semi-conducteurs). Par conséquent, les courants doivent passer à travers un filtre afin de les filtrer.

Le modèle mathématique de ce filtre est obtenu en appliquant les lois de Kirchhoff (lois de mailles) sur la figure 1.21. Par la suite, les équations des tensions du filtre dans le repère triphasé sont données par l'expression suivante :

$$\begin{cases} V_{ond-a} = R_f I_{f-a} + L_f \frac{dI_{f-a}}{dt} + V_{re-a} \\ V_{ond-b} = R_f I_{f-b} + L_f \frac{dI_{f-b}}{dt} + V_{re-b} \\ V_{ond-c} = R_f I_{f-c} + L_f \frac{dI_{f-c}}{dt} + V_{re-c} \end{cases} \quad (1.31)$$

où  $V_{ond-a}$ ,  $V_{ond-b}$  et  $V_{ond-c}$  sont les tensions à la sortie du convertisseur côté réseau,  $V_{re-a}$ ,  $V_{re-b}$  et  $V_{re-c}$  présentent les tensions à la sortie du filtre,  $I_{re-a}$ ,  $I_{re-b}$  et  $I_{re-c}$  sont les courants transités par le filtre et  $R_f$ ,  $L_f$  sont respectivement la résistance et l'inductance du filtre, respectivement.

En appliquant la transformation de Park aux trois équations précédentes, nous obtenons :

$$\begin{cases} V_{ond-d} = R_f I_{re-d} + L_f \frac{dI_{re-d}}{dt} - L_f \omega_s I_{re-q} + V_{re-d} \\ V_{ond-q} = R_f I_{re-q} + L_f \frac{dI_{re-q}}{dt} + L_f \omega_s I_{re-d} + V_{re-q} \end{cases} \quad (1.32)$$

Dans ces expressions,  $V_{ond-d}$  et  $V_{ond-q}$  sont les tensions à la sortie du convertisseur côté réseau dans le repère d-q;  $V_{re-d}$  et  $V_{re-q}$  présentent les tensions à la sortie du filtre dans le repère d-q et  $I_{re-d}$  et  $I_{re-q}$  sont les courants transités par le filtre dans le repère d-q.

L'expression des puissances active et réactive échangées avec le réseau électrique étant donnée par la relation (1.33), les deux puissances sont en fonction des courants  $I_{re-d}$  et  $I_{re-q}$  :

$$\begin{cases} P_{re} = \frac{3}{2}(V_{re-d}I_{re-d} + V_{re-q}I_{re-q}) \\ Q_{re} = -\frac{3}{2}(V_{re-d}I_{re-q} - V_{re-q}I_{re-d}) \end{cases} \quad (1.33)$$

A la sortie du filtre, un transformateur augmente la tension de sortir du *CCPDC* à une valeur appropriée pour la connexion à la ligne de transmission.

Dans cette partie, nous avons développé les modèles du vent, de la turbine, de la MSAP et de la connexion du CCPDC au réseau électrique. Dans la partie suivante, nous intéresserons aux dispositifs de commande de ce système éolien.

## 5.2. Commande du système éolien à vitesse variable basé sur une MSAP

Le système de contrôle est un enjeu important pour la performance de l'éolienne. Il maximise la puissance extraite du vent à travers tous les composants et assure également que la puissance fournie au réseau électrique soit conforme aux exigences d'interconnexion. Les stratégies de commandes sont appliquées aux différentes parties de l'éolienne qui ont des objectifs différents.

D'après le schéma bloc présenté sur la figure 1.12, trois stratégies de commandes seront nécessaires pour le contrôle de la turbine éolienne. Nous allons voir ça plus en détail dans la suite de cette partie.

La première stratégie de commande se focalise sur le contrôle de la turbine. Cette stratégie agit d'une part sur sa vitesse de rotation, de manière que la puissance extraite du vent soit maximisée. Ceci est réalisé par la technique de Poursuite du Point de Puissance Maximale (*PPPM*) ou (*MPPT (Maximum Power Point Tracking)* en Anglais). D'une autre part, elle agit sur l'angle de calage des pales, de telle sorte que la puissance de sortie de l'éolienne peut être contrôlée. Ceci est réalisé par la technique de contrôle de l'angle de calage (*pitch control*).

La deuxième stratégie de commande est appliquée au Convertisseur Côté Machine. Cette stratégie agit d'un côté sur le couple électromagnétique de la MSAP et d'un autre côté, elle agit sur le contrôle des courants d'axe *d-q* de la machine synchrone.

La troisième stratégie de commande est utilisée pour le contrôle du Convertisseur Côté Point De Connexion (*CCPDC*). Cette dernière stratégie permet d'une part de contrôler la

tension de bus continu et de la puissance réactive délivrée au réseau et d'une autre part, de commander les courants d'axe d-q intégrés au réseau électrique.

### 5.2.1. Contrôle de la turbine

La caractéristique de puissance d'une éolienne à vitesse variable peut être défini selon trois zones de fonctionnement en fonction de la vitesse du vent, comme le présente la figure 1.22 [7, 24] :

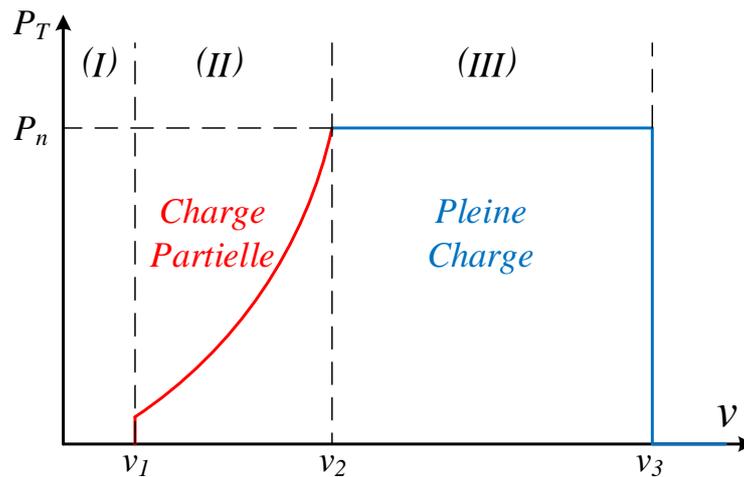


Figure 1.22 : Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

- **Zone I** ( $v < v_1$ ) : La vitesse du vent étant trop faible, elle n'est pas suffisante pour entraîner la rotation du rotor et donc, pour le démarrage de l'éolienne. La puissance à la sortie est alors égale à zéro.
- **Zone II** ( $v_1 < v < v_2$ ) : Connue sous le nom de la zone de fonctionnement à Charge Partielle (CP), la vitesse du vent atteint une vitesse  $v_1$  dite vitesse minimale du démarrage, la puissance disponible est donc suffisamment élevée pour que l'éolienne soit en fonctionnement. Dans cette zone, la commande tient à contrôler la vitesse de rotation de la turbine de telle sorte qu'elle soit aux alentours de  $\lambda_{opt}$ . En fixant l'angle de calage à zéro, le coefficient de puissance  $C_p$  sera à sa valeur maximale. Par la suite, la puissance extraite du vent est maximale (fonctionnement en PPPM).
- **Zone III** ( $v_2 < v < v_3$ ) : Zone de fonctionnement à Pleine Charge (PC). La vitesse du vent atteint des vitesses supérieures à la vitesse  $v_2$  dite vitesse nominale. Dans cette zone, la commande tient à réguler la puissance mécanique et la vitesse de rotation à leurs valeurs nominales afin d'assurer la protection des organes de l'éolienne. Cette action est réalisée par le contrôle de l'angle de calage. Dès que la vitesse du vent

atteint sa valeur  $v_3$  dite vitesse maximale, une procédure d'arrêt de l'éolienne sera effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci.

Dans la suite de notre travail, nous nous intéresserons plus particulièrement à des points de fonctionnement de l'éolienne qui se situent dans la zone II (fonctionnement en CP) et dans la zone III (fonctionnement en PC).

### Contrôle en charge partielle

L'objectif principal de la commande dans la zone de fonctionnement à charge partielle (zone II) est de tenir le coefficient de puissance à sa valeur maximale permettant ainsi de fonctionner constamment avec un rendement aérodynamique optimal. Pour cela, il faut maintenir la vitesse spécifique  $\lambda$  à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$  où cette dernière est obtenue en faisant varier la vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction de variation de la vitesse du vent. Dans cette région de fonctionnement, on rappelle que pour obtenir un coefficient de puissance  $C_p$  (qui est en fonction de la vitesse spécifique et de l'angle de calage  $\beta$ ) égale à sa valeur maximale, la valeur de  $\beta$  est imposée à zéro. La figure 1.23 montre la puissance mécanique à la sortie de la turbine en fonction de sa vitesse de rotation et pour différentes vitesses du vent.

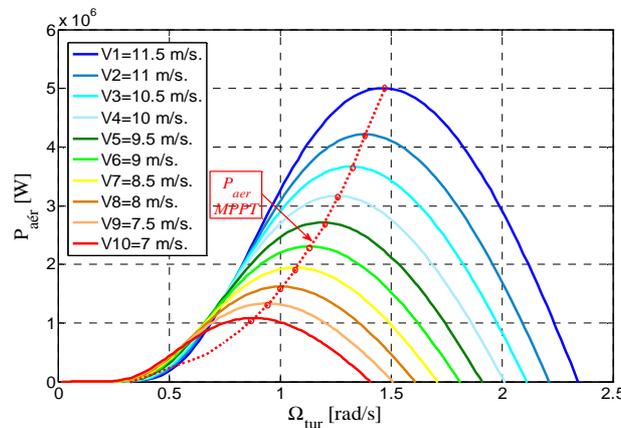


Figure 1.23 : Puissance mécanique développée par la turbine éolienne (zone II).

Pour assurer la régulation du couple électromagnétique sur l'arbre de la MSAP qui permet d'avoir une vitesse de rotation optimale, un contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation de la turbine à sa référence est effectué. Cette référence étant obtenue en remplaçant la valeur de la vitesse spécifique par sa valeur optimale dans l'équation (1.15), la vitesse rotation réelle du générateur mesurée par le capteur de vitesse monté sur l'arbre du rotor est comparée à sa valeur de référence et puis l'erreur de vitesse est corrigée par un régulateur PI. L'expression de la vitesse de rotation est donnée par l'équation suivante :

$$\Omega_{tur-ref} = \frac{\lambda_{opt} v_v}{R_{tur}} \quad (1.34)$$

Les expressions des paramètres du régulateur PI pour la boucle d'asservissement de la vitesse de rotation sont obtenues par la méthode de compensation des pôles (identification de la fonction de transfert de ce régulateur avec celle qui modélise la partie mécanique de la turbine, donnée par l'équation 1.16). Elles sont présentées comme suit donc les détails de calculs sont donnés dans l'annexe A.1:

$$\begin{cases} K_{P-vit} = J_t \omega_{n-vit}^2 \\ K_{I-vit} = 2\xi J_t \omega_{n-vit} - f_v \end{cases} \quad (1.35)$$

La stratégie de contrôle de la turbine éolienne est résumée sur la figure 1.24.

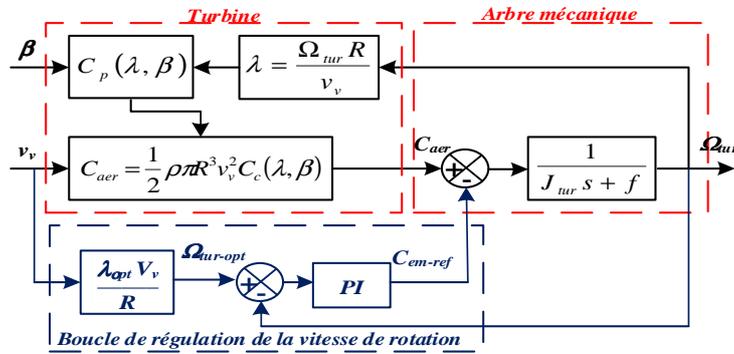


Figure 1.24 : Schéma bloc de la stratégie de commande de l'éolienne.

### Contrôle en pleine charge

Dans la zone de fonctionnement à pleine charge (zone III) où la vitesse du vent est supérieure à sa vitesse nominale, il doit être pris en compte que la puissance de la turbine ne doit jamais être supérieure à la puissance nominale de l'alternateur. Donc, le but principal de la commande dans cette zone est de maintenir la puissance de sortie de la turbine à sa valeur nominale.

La réduction de la puissance captée par la turbine se fait habituellement par un actionneur mécanique qui fait varier l'angle de calage des pales  $\beta$  (pitch control en anglais) afin de réduire le coefficient de puissance et de maintenir la puissance de la turbine à sa valeur nominale [7, 24, 34, 61-63]. Par conséquent, la valeur de  $\beta$  va être différente de zéro et la vitesse de rotation de la turbine éolienne sera maintenue constante et égale à sa valeur nominale.

Le régulateur d'angle de calage fonctionne comme un régulateur de la puissance de sortie de l'éolienne tel que présenté sur la figure 1.25, il actionne et ajuste l'angle

d'inclinaison des pales  $\beta$  pour réduire la puissance extraite du vent, par conséquent, le coefficient de puissance [7, 24, 34, 61-63]. Avec la stratégie d'optimisation de puissance, ce régulateur maintient l'angle de calage à sa valeur optimale.



Figure 1.25 : Régulateur d'angle de calage des pales (zone III).

Les expressions des paramètres du régulateur PI pour la boucle d'asservissement de la puissance de la turbine éolienne sont obtenues par identification de la fonction de transfert du régulateur avec celle qui modélise l'actionneur mécanique qui fait varier l'angle de calage de la turbine dont les détails de calcul sont présentés dans l'annexe A.3.

### 5.2.2. Contrôle en couple de la Machine Synchrones à Aimants Permanents

La commande vectorielle, appelée aussi Commande par Orientation du Flux (COF) (Field-Oriented Control en anglais) est l'une des techniques les plus utilisées pour contrôler le couple d'une machine synchrone à aimant permanent. Cette commande est basée sur un contrôle vectoriel des tensions statoriques de la machine et sa stratégie consiste à éliminer le couplage entre l'induit et l'inducteur en choisissant un référentiel lié au champ tournant. Le courant statorique sera décomposé en deux composantes, directe et quadrature.

Afin d'atteindre le couple maximal par ampère, le courant d'axe  $d$  est fixé à zéro ( $I_{ds} = 0$ ). Dans l'expression (1.28),  $\Psi_f$  est le flux des aimants permanents, qui est une constante. Ainsi, il y aura une relation linéaire entre le couple électromagnétique et le courant d'axe  $q$ ,  $I_{qs}$ , de telle sorte que le couple électromagnétique sera commandé par la composante quadrature du courant ( $I_{qs}$ ) et le flux de la machine par l'autre composante ( $I_{ds}$ ), ce qui permet d'obtenir un fonctionnement comparable à celui d'une machine à courant continu, à excitation séparée.

Comme le présente la figure 1.26, l'approche de la commande vectorielle appliquée pour le contrôle de la machine se compose de deux boucles de régulation, qui sont les suivantes : (1) la boucle de commande du courant d'axe  $q$  et (2) la boucle de commande du courant d'axe  $d$ . Dans la première boucle de régulation, la référence du couple électromagnétique est générée par le correcteur de la vitesse de rotation de la turbine et ensuite, l'équation (1.26) donne la référence du courant d'axe  $q$   $I_{qs}$ . Pendant ce temps, la

référence du courant d'axe d est toujours réglé à zéro. Les tensions de références du stator sont alors générées par les contrôleurs PI qui constituent les boucles de régulation de courants d'axe  $d-q$ . Ces tensions permettent de définir les signaux de commande 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, [7, 24, 34, 61-63].

Le choix d'imposer  $I_{ds-ref}$  à zéro est justifié dans le but d'éviter la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction d'induit selon l'axe d, [7, 64-65], et de réduire les pertes joules dans la machine [21]. Les paramètres des régulateurs de courants et les détails des calculs sont donnés dans l'annexe A.1.

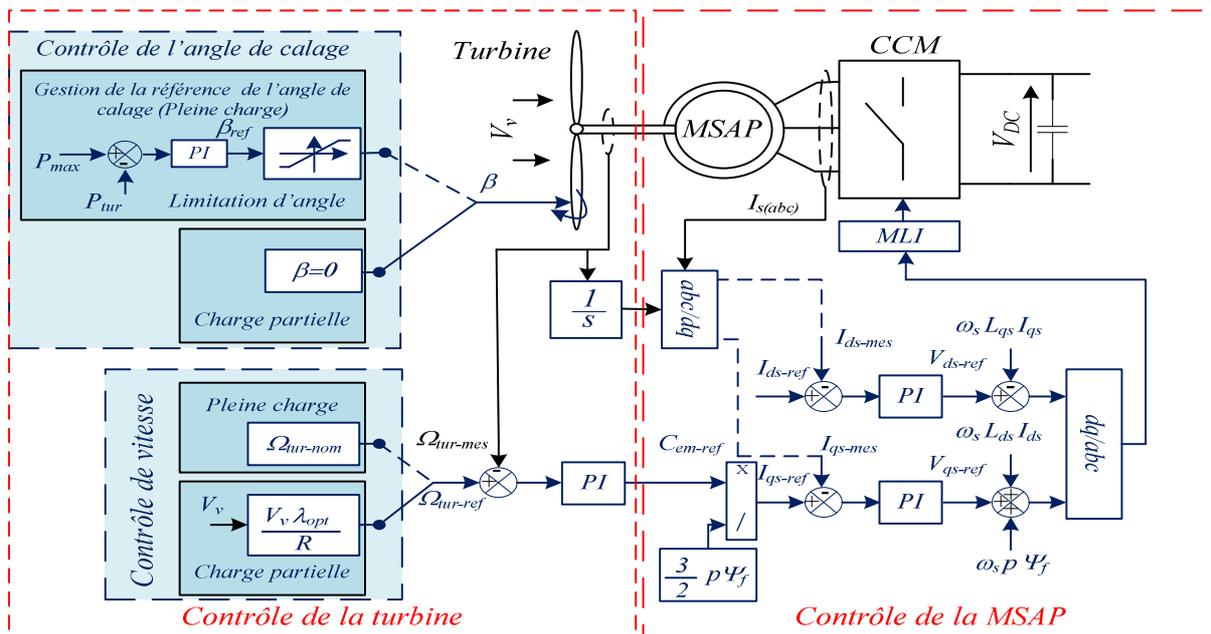


Figure 1.26 : Structure de commande de l'ensemble (turbine + génératrice).

### 5.2.3. Contrôle de l'interface réseau

Dans les turbines éoliennes basées sur une MSAP, les convertisseurs connectés au réseau jouent un rôle important dans la transformation du courant continu en courant alternatif. Ils prévoient un découplage presque complet entre le réseau et le générateur. Comme introduit déjà avant, il y a trois variables qui doivent être strictement contrôlées dans un système éolien. A savoir, la vitesse de la MSAP, la tension de bus continu, et la puissance complexe (puissance active et réactive) injectées dans le réseau [7, 24, 34, 61-63]. Comme la vitesse de rotation de de la MSAP est contrôlée par le Convertisseur Côté Machine (CCM), le Convertisseur Côté Réseau (CCPDC) régule la tension de bus continu et assure également la gestion de l'échange de la puissance réactive avec le réseau électrique. La régulation de bus

continu permet d'assurer naturellement le transfert de la puissance active de la génératrice vers le réseau.

Pour envoyer l'énergie produite au réseau, une Boucle à Verrouillage de Phase (BVP) (Phase-Locked Loop, PLL en anglais) est utilisée pour fixer la fréquence des courants injectés à la fréquence du réseau, ainsi, elle synchronise la tension de sortie de l'onduleur avec celle du réseau [7, 61-63] en imposant la composante quadrature de la tension du réseau  $V_{re-q}$  à zéro. Cela permet le découplage de la puissance active et réactive exprimée par l'équation (1.33). La structure de la BVP est développée dans l'annexe A.4.

La nouvelle forme de la puissance active et réactive est donnée par l'équation suivante [61-63].

$$\begin{cases} P_{re} = \frac{3}{2}(V_{re-d}I_{re-d}) = V_{dc}I_{dc} \\ Q_{re} = -\frac{3}{2}(V_{re-d}I_{re-q}) \end{cases} \quad (1.36)$$

A partir de l'équation (1.36), on peut observer que les puissances active et réactive peuvent être contrôlées de façon indépendante par les composantes  $d$  et  $q$  des courants du réseau, respectivement.

Comme le présente la figure 1.27, l'approche de la commande vectorielle appliquée pour le contrôle de la connexion au réseau se compose de deux boucles de régulation, qui sont les suivantes : (1) la boucle de commande interne (boucle rapide), (2) la boucle de commande externe (boucle lente). Dans la première boucle de régulation (boucle externe), les références des courants d'axe  $d$  et  $q$  injectés au réseau sont générées par les correcteurs de la tension de bus continu et de la puissance réactive. Dans la seconde boucle, les références sont prises de manière à exploiter au mieux le convertisseur. Les tensions de références de l'onduleur sont alors générées par les contrôleurs PI qui constituent les boucles de régulation interne. Ces tensions permettent de définir les signaux de commande sur les bras de l'onduleur de manière à ce que les tensions à ces bornes soient les plus proches possibles de celles des tensions du réseau électrique [7, 61-63]. Les détails des calculs sont donnés dans l'annexe A.

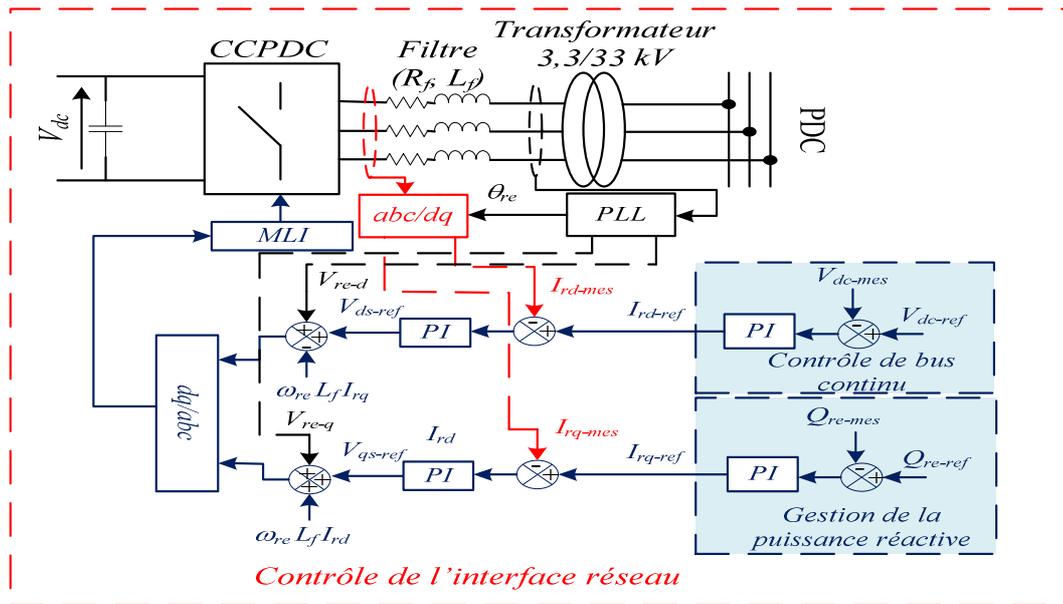


Figure 1.27 : Structure de commande du couplage au point de connexion.

#### 5.2.4. Résultats de simulation

Le modèle de la chaîne de conversion d'énergie éolienne ainsi que les lois de commandes élaborées sont validés par une simulation sur l'environnement Matlab/SimPowerSystems. La vitesse du vent utilisée étant issue du modèle présenté dans la section (5.1.1), elle présente un profil aléatoire de vitesse variable avec une valeur moyenne égale à 11 m/s dont profil mesuré est donné sur la figure 1.28 (a).

Lorsque la vitesse du vent est inférieure à sa valeur nominale, la turbine éolienne est contrôlée pour extraire le maximum de puissance du vent. La figure 1.28 (b) montre l'évolution de la vitesse de rotation de la turbine éolienne. La référence de la vitesse de rotation  $\Omega_{ref}$  impose ainsi la vitesse spécifique ( $\lambda$ ) sur une valeur maximale constante tel que présenté sur la figure 1.28 (c). Ce rapport permet par la suite à l'éolienne d'avoir un coefficient de puissance maximum  $C_{P-max}$  (figure 1.28 (d)) et donc, l'éolienne extrait le maximum d'énergie existante dans le vent. Toutefois, lorsque la vitesse du vent est supérieure à la valeur nominale, l'angle de calage de la figure 1.28 (e) augmente pour limiter la puissance produite par le générateur à sa valeur nominale. Par conséquent, la puissance produite reste constante et égale à 5 MW. Dans ce cas, la vitesse de référence  $\Omega_{ref}$  est constante et égale à sa valeur nominale. Selon l'équation (1.15), la vitesse spécifique  $\lambda$  est inversement proportionnelle à la vitesse du vent. Dans cette situation, elle diminue de sa valeur nominale permettant ainsi un coefficient de puissance variable. La figure 1.28 (f)

montre la puissance électrique produite par l'éolienne, ce qui résume les scénarios de productions expliquées ci-dessus.

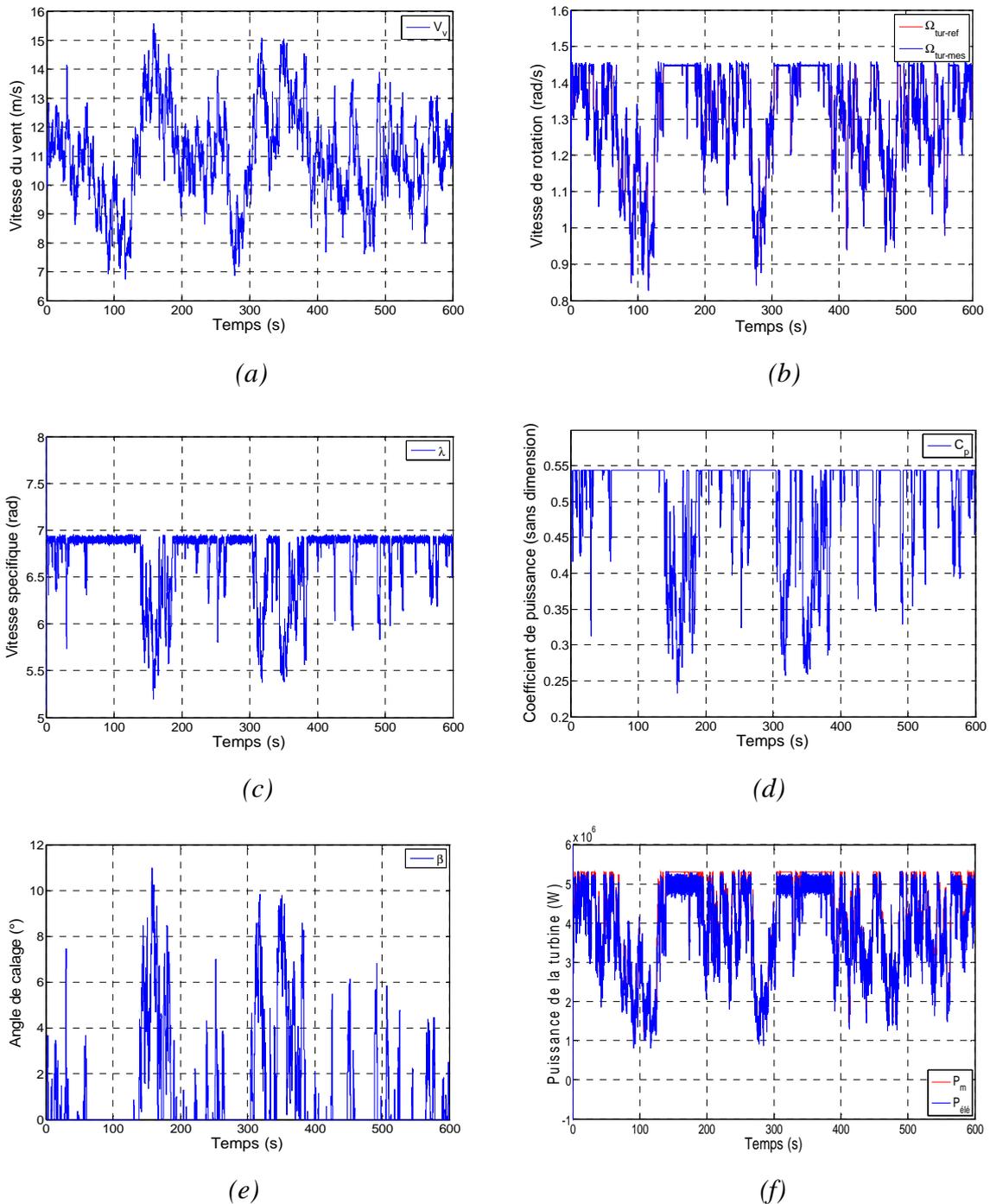


Figure 1.28 : Resultats de simulation de la partie production pour la turbine éolienne.

*Notes :* (a) profil de la vitesse du vent; (b) vitesse de rotation de la turbine éolienne; (c) rapport cyclique de la turbine éolienne; (d) coefficient de puissance de la turbine éolienne; (e) angle de calage de la turbine; (f) puissance électrique de l'éolienne.

La forme d'onde de la tension du bus continu est présentée sur la figure 1.29 (a), sa valeur de référence étant fixée à 4700 V, nous pouvons constater que la tension du bus continu suit sa référence et elle n'est pas affectée par les variations de la vitesse de la turbine éolienne.

La figure 1.29 (b) montre la forme d'onde de l'évaluation de la puissance réactive envoyée au point de connexion. La référence de puissance réactive  $Q_{re-ref}$  est mise à zéro pour avoir un facteur de puissance unitaire.

Enfin, les zooms des tensions et courants triphasés du réseau sont présentés sur la figure 1.29 (c) et (d), respectivement. Nous pouvons voir que les courants et les tensions ont une forme alternative sinusoïdale de fréquence de 50 Hz.

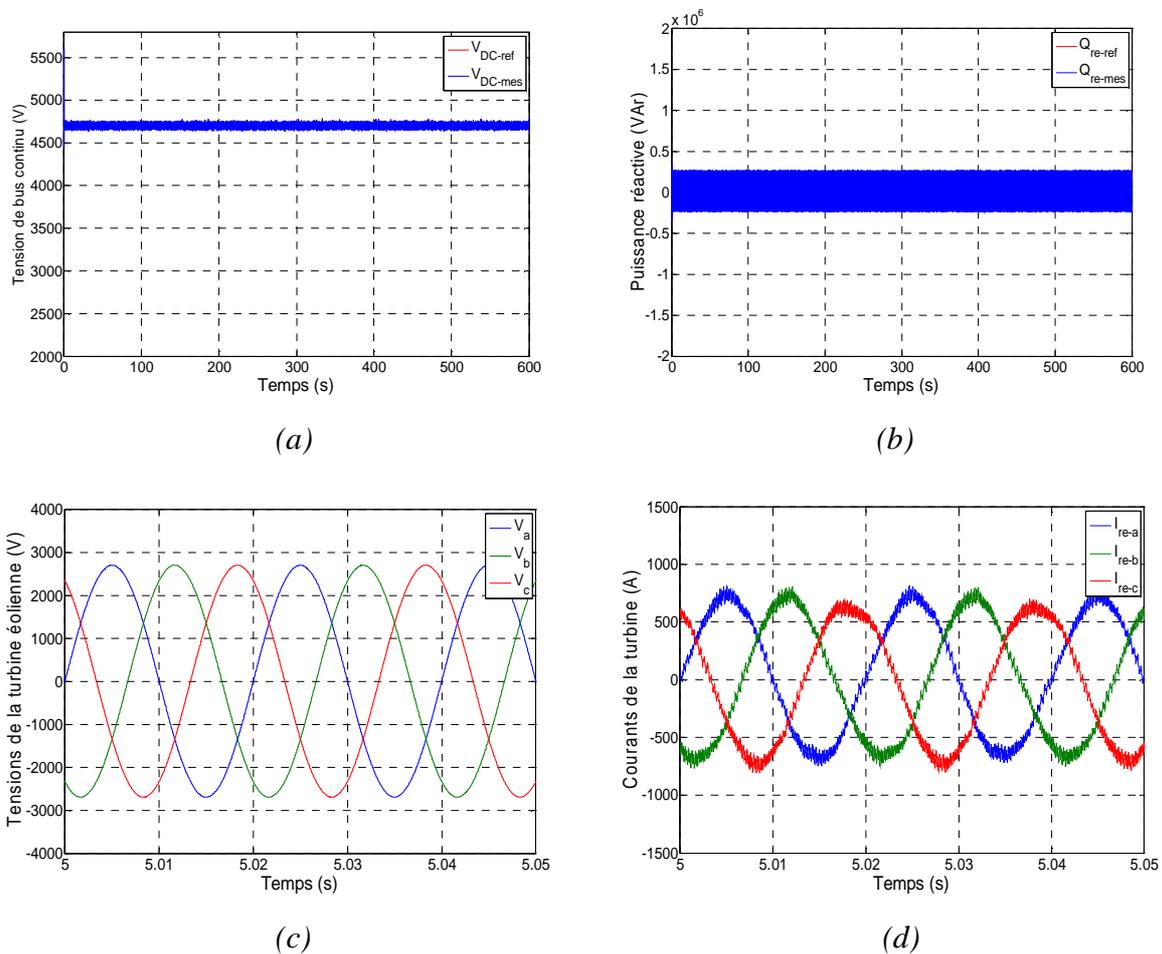


Figure 1.29 : Résultats de simulation de l'interface de connexion au réseau.

**Notes :** (a) tension de bus continu ; (b) puissance réactive échangée entre l'aérogénérateur et le réseau électrique; (c) tensions électrique à la sortie de CCPDC ; (d) courants électrique à la sortie du CCPDC.

### Conclusion

Dans cette partie, 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 validé les différentes commandes par une simulation. Les résultats présentés dans ce chapitre montrent que le comportement de la chaîne de conversion développée est 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 de commande convenable.

Compte tenu des problèmes liés à la lourdeur de la dynamique des correcteurs utilisés dans la méthode développée (la commande vectorielle), les problèmes liés aux dépassements de leurs réponses aux régimes transitoires, ainsi que les limites de cette stratégie [24], une nouvelle approche de contrôle sera développée dans le chapitre 2 dans l'attente de pallier les inconvénients évoqués dans ce paragraphe, mettant en œuvre une commande multivariable basée sur la platitude différentielle du système étudié. Contrairement aux méthodes conventionnelles, l'intérêt majeur de la nouvelle stratégie basée sur ce concept réside dans la possibilité d'implémentation de régulateurs à une seule boucle. Cette nouvelle méthode confère des propriétés dynamiques élevées aussi bien en asservissement qu'en régulation. Les autres avantages de la méthode proposée sont le contrôle du système même pendant le régime transitoire, ainsi que la haute performance et la robustesse contre les variations des paramètres du système.



## ***Chapitre II : Commande non linéaire basée sur la Platitude différentielle***

1. Introduction.....	61
2. La notion de platitude des systèmes dynamiques non linéaire.....	62
3. Commande par platitude du système de conversion d'énergie éolienne.....	65
3.1. Commande par platitude de la partie de production (Génératrice).....	66
3.1.1. Platitude du système.....	66
3.1.2. Planification des trajectoires de références liée à la sortie plate $y_1$ .....	69
3.1.3. Synthèse des lois de commande associées à la partie de production.....	71
3.2. Commande par platitude de la partie couplage au point de connexion.....	75
3.2.1. Platitude du système.....	75
3.2.2. Planification des trajectoires de références liées à la sortie plate $y_2$ .....	78
3.2.3. Synthèse des lois de commande associées à la partie couplage au PDC.....	78
4. Résultats de simulations.....	81
5. Etude du potentiel de la commande par platitude.....	87
Conclusion.....	94



## **1. Introduction:**

Dans le premier chapitre, nous avons exposé dans la première partie l'état de l'art sur les problèmes rencontrés pour l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques. Puis, nous avons présenté différentes chaînes de conversion d'énergie éolienne existantes pour la production d'énergie électrique. Parmi les solutions présentées, l'aérogénérateur basé sur la machine synchrone à aimants permanents a été retenu pour le développement des travaux de notre thèse en raison notamment de son plus grand potentiel de réglage (degré de liberté) comparativement aux deux autres solutions. Après une modélisation analytique, nous avons ensuite présenté une stratégie de commande classique (commande vectorielle) pour le contrôle de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne. Le rôle de chaque convertisseur y est abordé. Une simulation numérique a montré les résultats qualitatifs que l'on peut atteindre dans ce cas. Dans le présent chapitre, nous proposons de développer une nouvelle stratégie de commande basée sur la notion de platitude différentielle permettant de contrôler d'une manière différente la chaîne de conversion. La stratégie de contrôle proposée est applicable pour des systèmes différentiels dits « systèmes plats ». Ces systèmes sont par définition des systèmes dont les variables d'états et les variables de commande associées peuvent être exprimées par une « sortie plate » choisie et un nombre fini de ses dérivées successives sans qu'il soit nécessaire d'intégrer formellement le système d'équations différentielles [66-67] représentatif. Cette propriété de la platitude lorsqu'elle est applicable sur modèle non linéaire par exemple, permet la prédiction de l'évolution de ce système.

Plusieurs travaux de recherche ont montré l'intérêt des stratégies de contrôle utilisant le concept de platitude des systèmes différentiels. Cette méthode a été utilisée avec succès pour contrôler les convertisseurs statiques afin d'assurer une bonne gestion des flux d'énergie au sein de deux structures de source électrique hybride mettant en œuvre une pile à combustible comme une source principale d'énergie et des supercondensateurs comme sources auxiliaires de puissance (et/ou d'énergie) [66-67]. La stratégie proposée dans ces travaux résout entre autres des problèmes liés au phénomène dit « chattering » pour la commande par logique floue ou bien liés aux stratégies basées sur les machines d'états des systèmes avec des commandes classiques.

Nous retrouvons également la stratégie de commande dans [68-69], elle est utilisée pour le contrôle d'un onduleur triphasé. Dans [70], les auteurs ont exploité la commande pour optimiser les pertes de puissance et le contrôle de la machine asynchrone à double alimentation.

Cette méthode est utilisée pour le contrôle d'un moteur synchrone à aimants permanents dans [71-73]. Le contrôle a été basé sur la commande par platitude à deux boucles de régulation. Utiliser une méthode de contrôle à une boucle peut présenter de nombreux avantages. Dans un tel cas, la maîtrise et la prédiction des trajectoires en régime transitoire ainsi qu'une parfaite régulation à partir de l'expression d'une sortie plate est possible par le choix d'une trajectoire adéquate [72]. Les auteurs du [74-76] quant à eux ont exploité cette stratégie de commande et ont proposé une comparaison de la méthode de contrôle par platitude et la méthode de contrôle vectorielle traditionnel. Il a ainsi été démontré que la commande par platitude peut améliorer les performances du système en régime transitoire.

Dans le présent chapitre, en admettant quelques hypothèses simplificatrices, dans un premier temps, nous expliquerons la notion du système plat et le principe de la commande par platitude. Puis dans un deuxième temps, nous développons un modèle pour le système étudié (aérogénérateur basé sur la machine synchrone à aimants permanents) sous forme d'une représentation d'état grâce auquel nous démontrons la platitude de ce système. Par la suite, nous développons une stratégie de contrôle pour l'optimisation de la puissance produite ainsi que la gestion de l'énergie dans le système éolien, sachant que les différents modes de fonctionnement sont gérés par des trajectoires de référence imposées aux sorties plates retenues. Les résultats de simulation effectués avec le logiciel Matlab/SimPowerSystems seront présentés et commentés. Afin de confirmer l'intérêt de la stratégie de commande adoptée, nous effectuons une comparaison des résultats de simulation des performances en régimes transitoires entre la méthode de commande développée et celle présentée au premier chapitre (commande vectorielle).

## **2. La notion de platitude des systèmes dynamiques non linéaire**

Une méthode usuelle en matière de commande consiste à inverser le modèle dynamique du système, afin de calculer les entrées nécessaires à l'accomplissement d'une tâche spécifique. Lors de cette inversion de modèle, il peut s'agir de trouver les entrées permettant de diriger le système d'un état à un autre. En général, la solution à ce problème de contrôle, si elle existe, n'est pas unique [77]. Il est donc nécessaire de rechercher un contrôle permettant d'assurer la stabilité du système tout en assurant les contraintes inhérentes au système. Cette inversion de système dynamique suppose que le système est parfaitement connu et que ses paramètres ne varient pas au cours du temps. En pratique, la connaissance du système est toujours imparfaite, et cette imperfection a souvent pour origine les incertitudes paramétriques ou le bruit de mesure.

Cette connaissance imparfaite du système doit être prise en compte afin de réaliser un contrôle avec des performances acceptables du système. Un exemple basique utilisé dans la plupart des techniques de contrôle est d'exploiter le modèle mathématique du système pour obtenir des solutions pour l'inversion du système dynamique et concevoir le contrôle en boucle fermée. La méthode la plus commune est d'utiliser une approche locale en linéarisant le système autour d'un point de fonctionnement, et d'appliquer ensuite les méthodes de contrôle issues de l'automatique linéaire. En utilisant une linéarisation autour de points de fonctionnement différents, il est possible d'obtenir de bons résultats pour les systèmes non linéaires grâce à une planification des gains qui dépendent alors du point de fonctionnement courant du système.

Vue la complexité croissante des systèmes auxquels nous sommes confrontés, l'utilisation seule de la méthode de linéarisation n'est en général pas suffisante pour résoudre les problèmes de contrôle. Pour résoudre ce problème, une nouvelle classe du système dit « système plat », a été présentée en 1992 par M. Fliess, J. Lévine, P. Martin et P. Rouchon [77-78], pour laquelle la trajectoire d'état d'un système non linéaire peut être complètement caractérisée via l'utilisation de sorties dites « plates » et de ces dérivées successives.

Par définition, la platitude différentielle est une propriété structurelle d'une classe de systèmes non linéaires. On peut dire pour ces systèmes tels qu'ils sont, que toutes leurs variables peuvent être écrites en fonction d'un ensemble de variables spécifiques (variables des sorties plates) et de leurs dérivées successives.

Le concept de platitude différentielle est apparu il y a quelques années en commande des systèmes non linéaires [79]. Ce concept permet de contrôler les comportements dynamiques des systèmes plats.

Soit un système dynamique défini par l'équation d'état:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.1)$$

où  $x$  est le vecteur d'état du système défini dans  $R^n$ ,  $u$  est le vecteur de commande défini dans  $R^m$  et  $f$  présente une application de  $R^n \times R^m \rightarrow R^n$ .

Dans le cas d'une formulation explicite du système (2.1), il est dit plat, si et seulement s'il existe une sortie plate  $y \in R^m$ , deux entiers  $r$  et  $s$  et des applications  $\phi : R^n \times (R^m)^{s+1} \rightarrow R^m$  de rang  $m$  dans un ouvert convenable,  $\varphi : (R^m)^{r+1} \rightarrow R^m$  de rang respectif  $n$  et  $m$ , dans un ouvert convenable, tel qu'on puisse écrire :

$$y = \phi \left( x, u, \dot{u}, \dots, u^{(s)} \right) \quad (2.2)$$

$$x = \varphi \left( y, \dot{y}, \dots, y^{(r)} \right) \quad (2.3)$$

$$u = \psi \left( y, \dot{y}, \dots, y^{(r+1)} \right) \quad (2.4)$$

Ce concept apporte une notion d'équivalence entre un système linéaire commandable et un système non linéaire [71, 78-79]. Les équations exprimées ci-dessus montrent que pour chaque trajectoire donnée de la sortie plate  $y(t)$ , l'évolution de la variable de commande du système  $u(t)$  sera obtenue sans passer par l'intégration du système d'équations différentielles [80]. Grâce à ce formalisme, il suffit de connaître l'évolution de la sortie plate pour déduire le comportement des variables d'états du système étudié. Cela revient à dire que nous avons résumé tout le comportement dynamique du système par le comportement de sa sortie plate et de ses dérivées successives. Cette notion d'équivalence est représentée sous la figure 2.1.

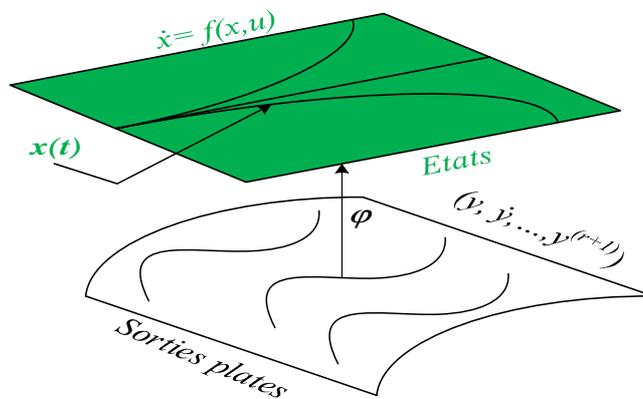


Figure 2.1 : Equivalence des systèmes - correspondance entre les trajectoires [81-82].

Il est noté que :

1. la dimension de la sortie plate est égale au nombre de commandes du système.
2. il n'y a pas unicité des sorties plates. Autrement dit le paramétrage n'est pas unique.
3. on peut souvent trouver des sorties plates possédant une interprétation physique.

La synthèse de la Commande Par Platitude (CPP) différentielle pour un système de puissance se fait en trois étapes :

- La vérification de la platitude différentielle du système de puissance, c'est-à-dire, le système doit vérifier les conditions de platitude différentielle exprimées dans (2.2), (2.3) et (2.4);
- La planification des trajectoires de références dédiées aux sorties plates;
- La synthèse des lois de commande permettant d'asservir les sorties plates à leurs trajectoires de références.

### 3. Commande par platitude du système de conversion d'énergie éolienne

D'après le schéma bloc présenté sur la figure 2.2, le système éolien est divisé en deux parties ou deux sous-systèmes pour contrôler l'aérogénérateur : la partie production (le sous-système1) et la partie couplage (le sous-système2) au Point De Connexion (PDC). La première partie contient la turbine, la machine synchrone à aimant permanent et le convertisseur couplé à la machine et la deuxième partie se compose du convertisseur couplé au PDC, les filtres associés et le PDC.

La première partie de commande se focalise sur le contrôle de la partie production. La commande par platitude agit d'une part sur les sorties plates associés au premier sous-système (la vitesse de rotation de la turbine éolienne et le flux d'axe d des aimants permanents) de manière que la puissance extraite du vent soit maximisée. Ceci permet de réaliser la technique de PPPM. D'une autre part, pour compléter la stratégie de contrôle, la technique de contrôle de l'angle de calage est utilisée de telle sorte que la puissance de sortie de l'éolienne peut être contrôlée. Dans ce type de commande, les variables d'état de ce sous-système étudié (courants d'axe d-q de la génératrice) ne seront pas régulés, par contre ils vont suivre les références imposés vu que le système est plat.

La deuxième partie de commande s'intéresse sur le contrôle de la partie couplage au PDC. La commande par platitude agit sur les sorties plates associés au sous-système 2 (tension de bus continu et la puissance réactive injectée au PDC) de manière que les sorties plates choisies soient stables et contrôlées a leurs références imposées. Comme déjà dit dans le paragraphe précédent, les variables d'état de ce sous-système 2 (courants d'axe  $d-q$  injectés au PDC) ne seront pas régulés, par contre elles vont suivre aussi leurs références imposés vu que le système est aussi plat.

Pour le contrôle de l'ensemble de l'aérogénérateur, les deux parties de commandes seront détaillées par la suite dans cette partie. Nous commençons tout d'abord par la commande du système de production, puis, le contrôle de l'interface de l'intégration au PDC.

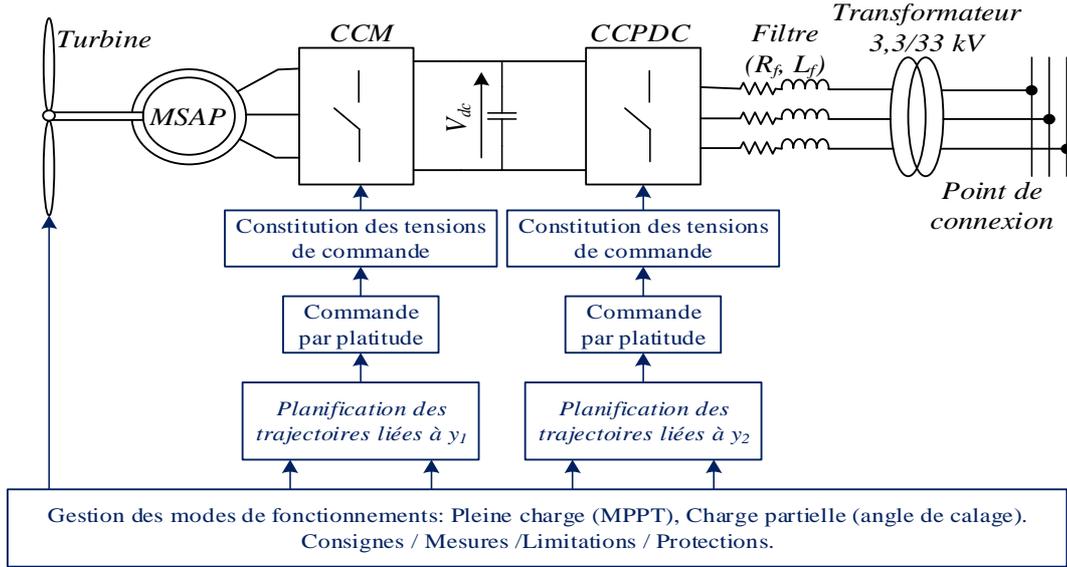


Figure 2.2 : Schéma bloc général de la stratégie de commande par platitude.

### 3.1. Commande par platitude de la partie de production (Génératrice)

Pour assurer la commande de la première partie de l'aérogénérateur, les conditions de la stratégie de commande évoquées auparavant doivent être vérifiées, c'est-à-dire, on doit vérifier tout d'abord la platitude du système étudié, puis, les trajectoires de références seront générées et par la suite, un contrôle des trajectoires de sorties sera effectué. Cela va permettre la convergence des sorties plates à leurs trajectoires de références imposées.

#### 3.1.1. Platitude du système

L'analyse de la platitude du premier système qui présente la turbine éolienne et la génératrice synchrone à aimant permanent consiste à vérifier les conditions de la platitude différentielle décrites de ce qu'a précédé.

Nous rappelons que la machine synchrone à aimant permanent peut être présentée sous forme d'un modèle mathématique, après le remplacement de la valeur de la pulsation statorique avec son équivalence mécanique ( $\omega_s = p\Omega_{tur}$ ), le modèle de la génératrice est donné par la relation suivante :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + L_{ds} \frac{dI_{ds}}{dt} - p\Omega_{tur} L_{qs} I_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + L_{qs} \frac{dI_{qs}}{dt} + p\Omega_{tur} (L_{ds} I_{ds} + \Psi_f) \end{cases} \quad (2.5)$$

Ainsi, en remplaçant la valeur du couple électromagnétique par sa formule donnée par l'équation (1.28) du chapitre I, l'équation mécanique qui lie la turbine éolienne et la génératrice est donnée par l'équation suivante :

$$J \frac{d\Omega_{tur}}{dt} + f\Omega_{tur} = C_m - \frac{3}{2} p\Psi_f I_{qs} \quad (2.6)$$

A partir de cette équation mécanique et du modèle de la MSAP exprimé par (2.5), la représentation d'état du la MSAP peut être écrite sous la forme de l'équation (2.7). Les trois composantes du vecteur de la variable d'état sont considérées par les courants d'axe  $d$ - $q$  de la MSAP ( $I_{ds}$ ,  $I_{qs}$  venant du modèle Park) et de la vitesse de la turbine  $\Omega_{tur}$ .

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ \Omega_{tur} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{ds}} (-R_s I_{ds} + V_{ds} + p\Omega_{tur} L_{qs} I_{qs}) \\ \frac{1}{L_{qs}} (-R_s I_{qs} + V_{qs} + p\Omega_{tur} (L_{ds} I_{ds} + \Psi_f)) \\ \frac{1}{J} (C_m - 1,5 p\Psi_f I_{qs} - f\Omega_{tur}) \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Ainsi, les vecteurs d'état  $x$  et de commande  $u$  sont définis par :

$$x_1 = [I_{ds} \quad I_{qs} \quad \Omega_{tur}]^T, x_1 \in R^3 \quad (2.8)$$

$$u_1 = [V_{ds} \quad V_{qs}]^T, u_1 \in R^2 \quad (2.9)$$

Comme exprimé ci-dessus, le vecteur de commande (2.9) possédant deux composantes, l'ordre de la sortie plate  $y$  doit être identique. On propose de définir la sortie plate comme étant composée de la vitesse mécanique de la turbine  $\Omega_{tur}$  et du flux d'axe  $d$  de l'aimant permanent  $\Psi_d$ , elle est exprimée par l'équation (2.10).

$$y_1 = [y_\Omega \quad y_\Psi]^T = [\Omega_{tur} \quad \Psi_{ds}]^T, y_1 \in R^2 \quad (2.10)$$

A partir de l'équation (1.21) présentée dans le chapitre I, l'expression de flux magnétique des aimants permanents sera exprimée comme le présente l'équation (2.11).

$$\Psi_f = \Psi_{ds} - L_{ds} I_{ds} \quad (2.11)$$

A partir de l'équation mécanique présentée par l'équation (2.7) et celle de flux magnétique des aimants permanents exprimée par l'équation (2.11), on arrive à écrire le vecteur d'état  $x_1$  comme suit :

$$\begin{cases} I_{ds} = \frac{\Psi_{ds} - \Psi_f}{L_{ds}} = f_{I_{ds}}(y_\Psi) \\ I_{qs} = \frac{2}{3p\Psi_f} \left( C_m - J \dot{y}_\Omega - f y_\Omega \right) = f_{I_{qs}}(y_\Omega, \dot{y}_\Omega) \\ \Omega_{tur} = y_\Omega = f_\Omega(y_\Omega) \end{cases} \quad (2.12)$$

D'où, la première condition pour qu'un système différentiel soit plat, (2.3), est vérifiée.

En remplaçant l'équation (2.12) dans celle de (2.5), on arrive à écrire l'expression des composants du vecteur de commande  $u_1$ ,  $[V_{ds}, V_{qs}]^T$ , comme suit :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \frac{\Psi_d - \Psi_f}{L_{ds}} + L_{ds} \frac{d}{dt} \left( \frac{\Psi_d - \Psi_f}{L_{ds}} \right) - p\Omega_{tur} L_{qs} \left( \frac{2}{3p\Psi_f} \left( C_m - J \dot{y}_\Omega - f y_\Omega \right) \right) \\ V_{qs} = R_s \left( \frac{2}{3p\Psi_f} \left( C_m - J \dot{y}_\Omega - f y_\Omega \right) \right) + L_{qs} \frac{d}{dt} \left( \frac{2}{3p\Psi_f} \left( C_m - J \dot{y}_\Omega - f y_\Omega \right) \right) + \\ p\Omega_{tur} \left( L_{ds} \left( \frac{\Psi_d - \Psi_f}{L_{ds}} \right) + \Psi_f \right) \end{cases} \quad (2.13)$$

En réarrangeant l'équation précédente, nous obtenons :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s f_{I_{ds}}(y_\Psi) + L_{ds} \frac{d}{dt} f_{I_{ds}}(y_\Psi) - p\Omega_{tur} L_{qs} f_{I_{qs}}(y_\Omega, \dot{y}_\Omega) \\ V_{qs} = R_s f_{I_{qs}}(y_\Omega, \dot{y}_\Omega) + L_{qs} \frac{d}{dt} f_{I_{qs}}(y_\Omega, \dot{y}_\Omega) + p y_\Omega (L_{ds} f_{I_{ds}}(y_\Psi) + \Psi_f) \end{cases} \quad (2.14)$$

L'expression précédente peut s'exprimer sous la forme suivante :

$$\begin{cases} V_{ds} = f_{V_{ds}}(y_\Psi, \dot{y}_\Psi, y_\Omega, \dot{y}_\Omega) \\ V_{qs} = f_{V_{qs}}(y_\Omega, \dot{y}_\Omega, \ddot{y}_\Omega, y_\Psi) \end{cases} \quad (2.15)$$

D'après l'équation (2.15), on voit bien que l'expression de l'entrée  $u_1 = [V_{ds}, V_{qs}]^T$  est en fonction de la sortie plate et de ses dérivées successives. D'où, la deuxième condition pour qu'un système différentiel soit plat est vérifiée (équation (2.4)).

En résumé, les conditions de platitude différentielle exprimées en (2.2), (2.3) et (2.4) sont vérifiées dans (2.10), (2.12) et (2.15). Ainsi, le système étudié peut être considéré comme plat, le vecteur  $y_1 = [y_\Omega, y_\psi]^T$  étant la sortie plate associée à l'entrée  $u_1 = [V_{ds}, V_{qs}]^T$ .

Jusqu'à présent, nous avons démontré que le système que nous avons étudié peut être considéré comme différentiellement plat. Dans les prochaines étapes, nous présentons la procédure de synthèse de l'algorithme de planification des trajectoires de références, ainsi que celui de l'asservissement, assurant le contrôle des sorties plates à leur références

### 3.1.2. Planification des trajectoires de références liée à la sortie plate $y_1$

La planification des trajectoires est si importante dans une commande basée sur la platitude différentielle car elle définit l'évolution de toutes les variables d'état et de commande. Il est donc intéressant d'imposer des trajectoires connues de manière à prédire l'évolution des grandeurs de manière analytique. Le choix de la forme des trajectoires est influencé par les critères suivants [66-67, 71] :

- Les trajectoires doivent être suffisamment simples de manière à en déduire les valeurs remarquables d'un point de vue conception tels que les appels de courant de démarrage, les dépassements, etc...
- Les trajectoires doivent s'adapter continuellement à n'importe quel changement de référence de vitesse de rotation : qu'il soit imposé par la consigne ou par une perturbation extérieure.

Par conséquent, pour contrôler un système, les trajectoires de références doivent être prévues dans un premier temps sur les composantes de la variable de sortie plate et ensuite, les éléments de la variable de commande peuvent être calculés.

Le vecteur de sortie plate choisi étant  $y_1 = [y_\Omega, y_\psi]^T$ , pour la planification de la trajectoire liée à la composante  $y_\Omega$  de la sortie plate, deux modes de fonctionnement peuvent être définis pour le générateur éolien en fonction de la vitesse du vent. Dans le premier mode (fonctionnement en charge partielle), la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale  $v_{nom}$  qui correspond à la puissance nominale de la MSAP. Dans ce mode de fonctionnement, la commande par platitude a pour but d'imposer la sortie plate  $y_\Omega$  à une valeur optimale  $y_{\Omega opt}$  à laquelle la puissance captée par le générateur éolien sera à son tour optimale, comme le montre la figure 1.23 présentée dans le chapitre I. Cette sortie plate qui correspond à la vitesse angulaire

optimale  $\Omega_{opt}$  peut être obtenue à partir de (1.15), en remplaçant  $\lambda$  par  $\lambda_{opt}$ , avec  $\lambda_{opt}$  défini comme la vitesse spécifique optimale à laquelle le coefficient de puissance est maximal ( $C_p=C_{p-max}$ ). Par conséquent, la vitesse optimale est prise en compte pour générer la trajectoire de référence pour la composante  $y_{\Omega}$  de la sortie plate dans cette région de fonctionnement.

Dans le second mode de fonctionnement (fonctionnement en pleine charge), la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale  $v_{nom}$  et donc, l'angle de calage du générateur éolien doit être contrôlé tel que la puissance nominale de l'éolienne ne dépasse pas sa puissance nominale. En autres termes, une fois que le générateur atteint la puissance nominale tournant ainsi à sa vitesse de rotation nominale, sa puissance de sortie de l'aérogénérateur doit être limitée à cette valeur nominale par action sur l'angle de calage [61-63, 83-84]. Par conséquent, la vitesse de rotation nominale de la turbine est maintenue pour générer la trajectoire de référence pour la composante  $y_{\Omega}$  de la sortie plate dans cette région de fonctionnement.

A partir de ces deux modes de fonctionnement, la trajectoire de référence pour la composante de la sortie plate  $y_{\Omega}$  du premier sous-système peut être déduite. Elle est donnée par l'équation (2.16).

$$\begin{cases} y_{\Omega-ref} = \frac{v_v \lambda_{opt}}{R}, Si \quad v_v < v_{nom} \\ y_{\Omega-ref} = y_{\Omega-nom}, Si \quad v_v \geq v_{nom} \end{cases} \quad (2.16)$$

La figure 2.3 montre sous forme de schéma bloc la méthode utilisée pour générer la composante de la trajectoire de référence  $y_{\Omega}$

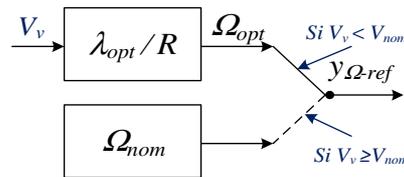


Figure.2.3. Génération de la trajectoire de référence  $y_{\Omega-ref}$ .

Pour la référence de trajectoire concernant la composante de la sortie plate  $y_{\psi}$ , elle est choisie d'une manière pour permettre à la stratégie de commande de minimiser les pertes Joules dans la machine synchrone. Ce choix est justifié après la démonstration suivante sachant que les pertes Joules sont exprimées par l'équation (2.17).

$$P_J = \frac{3}{2} R_s (I_{ds}^2 + I_{qs}^2) \quad (2.17)$$

En remplaçant la valeur du courant d'axe  $q$  ( $I_{qs}$ ) par sa valeur déduite de l'équation (1.28) du premier chapitre, vu que la MSAP est à pôles lisses, on aura alors l'expression suivante :

$$P_J = \frac{3}{2} R_s \left( I_{ds}^2 + \left[ \frac{2C_{em}}{3p\Psi_f} \right]^2 \right) \quad (2.18)$$

La nouvelle fonction exprimant les pertes joules dans la machine étant donnée par (2.16), cette expression est fonction du courant d'axe  $d$  de la machine et du son couple électromagnétique  $C_{em}$ . Pour un couple électrique donné, cette fonction est minimale par rapport au courant  $I_{ds}$  lorsque sa dérivée par rapport à ce courant est nulle.

$$\frac{\partial P_J}{\partial I_{ds}} = 0 \Leftrightarrow I_{ds} = 0$$

A propos de la planification de la trajectoire liée à la composante  $y_\Psi$  de la sortie plate, la constante de flux produit par les aimants permanents  $\Psi_f$  est considérée comme valeur de référence. Cela va permettre à la stratégie de commande d'imposer le courant  $I_{ds}$  à zéro et selon l'équation (2.11), son expression sera obtenue comme donnée par l'équation (2.19).

$$y_{\Psi-ref} = \Psi_f \quad (2.19)$$

Pour la planification des trajectoires de références dédiées aux sorties plates, nous appliquons un filtre passe-bas de second ordre aux valeurs de références  $y_{l-ref} = [y_{\Omega-ref}, y_{\Psi-ref}]^T$  pour protéger le système contre les changements rapides et instantanés des variables. D'un point de vue pratique, ce choix est préférable à l'approche polynomiale lorsque le nombre de contrainte est faible. En effet, le temps de calcul est minimisé lors des phases de planification [66-67, 69]. Par conséquent, les trajectoires de référence s'expriment alors comme suit :

$$\begin{cases} y_{\Omega-ref-f} = y_{\Omega-ref} \left( 1 - (1 + \omega_0 t) e^{-\omega_0 t} \right) \\ y_{\Psi-ref-f} = y_{\Psi-ref} \left( 1 - (1 + \omega_0 t) e^{-\omega_0 t} \right) \end{cases} \quad (2.20)$$

Où  $\omega_0$  représente la pulsation propre du système du second ordre qui peut être dimensionnée selon le temps de réponse désiré en vitesse.

### 3.1.3. Synthèse des lois de commande associées à la partie de production

Jusqu'à présent la platitude nous sert à calculer les commandes correspondant aux trajectoires en boucle ouverte du système. Si le système est précisément connu et si les

perturbations venant de l'environnement extérieur n'ont pas un effet important dans le domaine d'utilisation du système, l'anticipation, à elle seule, va nous permettre de nous rapprocher de l'objectif fixé [82]. Par contre, si la modélisation n'est pas assez précise ou trop perturbée, l'anticipation doit être complétée par une loi de commande pour assurer l'asservissement de la trajectoire à sa référence. Le problème du suivi de trajectoires consiste donc à trouver une loi de commande en boucle fermée permettant de garantir que l'état du système va tendre asymptotiquement vers la trajectoire de référence.

Comme il est mentionné auparavant, un des grands avantages à utiliser les propriétés de platitude d'un modèle est que, contrairement aux commandes basées sur une approche « petit signal », la planification d'une trajectoire viable physiquement pour les sorties plates du système permet de prévoir les trajectoires de toutes les variables d'état du système.

Généralement, les paramètres de machine ne sont pas exactement connus et la mise en place de régulateurs dans la structure de commande s'avère important en vue du rejet des erreurs de modélisation. Dans la commande proposée, pour un vecteur de référence  $y_{1-ref-f} = [y_{\Omega-ref-f}, y_{\Psi-ref-f}]^T$  donné le système de contrôle retourne un vecteur de commande  $u_1 = [V_{ds}, V_{qs}]^T$ . Pour éviter les perturbations dues au bruit de mesure, le vecteur de commande du premier sous-système  $u_1$  dont les composantes s'expriment par (2.14) peut être reconstitué en fonction de trajectoires de références  $y_{\Omega-ref}$  et  $y_{\Psi-ref}$  au lieu de leurs valeurs mesurées  $y_{\Omega}$  et  $y_{\Psi}$ .

Pour développer les algorithmes de commande permettant d'assurer le contrôle de la sortie plate  $y_I = [y_{\Omega}, y_{\Psi}]^T$  à sa trajectoire de référence  $y_{1-ref-f} = [y_{\Omega-ref-f}, y_{\Psi-ref-f}]^T$ , nous utilisons la technique de linéarisation entrée-sortie. Cette technique consiste à introduire, dans un premier temps un vecteur fictif du contrôle  $\delta = [\delta_{\Omega}, \delta_{\Psi}]^T$  défini comme suit [15-16, 19, 26-28, 60-61] :

$$\begin{cases} \ddot{y}_{\Omega} = \delta_{\Omega} \\ \dot{y}_{\Psi} = \delta_{\Psi} \end{cases} \quad (2.21)$$

Dans un deuxième temps, le calcul des composantes fictives  $\delta_{\Omega}$  et  $\delta_{\Psi}$  est obtenu par les lois de contrôle décrites respectivement dans (2.22) et (2.23). Ces lois linéaires sont définies et permettent de faire converger asymptotiquement les erreurs  $e_{\Omega} = y_{\Omega-ref-f} - y_{\Omega}$  et  $e_{\Psi} = y_{\Psi-ref-f} - y_{\Psi}$  vers zéro :

$$0 = \left( \ddot{y}_{\Omega-ref-f} - \delta_{\Omega} \right) + k_{\Omega 1} \left( \dot{y}_{\Omega-ref-f} - \dot{y}_{\Omega} \right) + k_{\Omega 2} (y_{\Omega-ref-f} - y_{\Omega}) + k_{\Omega 3} \int (y_{\Omega-ref-f} - y_{\Omega}) dt \quad (2.22)$$

$$0 = \left( \dot{y}_{\Psi-ref-f} - \delta_{\Psi} \right) + k_{\Psi 1} (y_{\Psi-ref-f} - y_{\Psi}) + k_{\Psi 2} \int (y_{\Psi-ref-f} - y_{\Psi}) dt \quad (2.23)$$

Les termes intégraux sont introduits pour assurer des erreurs statiques nulles en régime établi et permettent de compenser les erreurs de modélisation. Chacune de ces équations est équivalente à une équation de troisième et du second ordre respectivement, qui sont données sous les formes suivantes:

$$\ddot{\varepsilon} + k_{\Omega 1} \dot{\varepsilon} + k_{\Omega 2} \varepsilon + k_{\Omega 3} \int \varepsilon = 0 \quad (2.24)$$

$$\ddot{\varepsilon} + k_{\Psi 1} \dot{\varepsilon} + k_{\Psi 2} \varepsilon = 0 \quad (2.25)$$

Une identification du polynôme (2.24) à un polynôme caractéristique  $p_I(s)$  donné par la relation (2.26) et du polynôme (2.25) à un polynôme caractéristique  $q_I(s)$  donné par la relation (2.27) permet d'avoir les valeurs optimales des coefficients  $k_{\Omega 1}$ ,  $k_{\Omega 2}$ ,  $k_{\Omega 3}$ ,  $k_{\Psi 1}$ ,  $k_{\Psi 2}$ . Ces derniers sont dimensionnés de manière à respecter certaines contraintes de performances (temps de réponse, dépassement, ...). Le pôle réel  $p_{\Omega}$  est choisi pour que son influence soit négligeable afin d'obtenir un comportement proche de celui d'un deuxième ordre. Le point de fonctionnement est asymptotiquement stable lorsque ces coefficients sont positifs.

$$p_I(s) = (s + p_{\Omega}) (s^2 + 2\xi\omega_{n-\Omega}s + \omega_{n-\Omega}^2) \quad (2.26)$$

$$q_I(s) = (s^2 + 2\xi\omega_{n-\Psi}s + \omega_{n-\Psi}^2) \quad (2.27)$$

Ainsi, nous obtenons par identification les expressions de coefficients de régulation suivantes :

$$\begin{cases} k_{\Omega 1} = 2\xi\omega_{n-\Omega} + p_{\Omega} \\ k_{\Omega 2} = \omega_{n-\Omega}^2 + 2\xi\omega_{n-\Omega} p_{\Omega} \\ k_{\Omega 3} = p_{\Omega} \omega_{n-\Omega}^2 \end{cases} \quad (2.28)$$

$$\begin{cases} k_{\Psi 1} = 2\xi\omega_{n-\Psi} \\ k_{\Psi 2} = \omega_{n-\Psi}^2 \end{cases} \quad (2.29)$$

Où  $\xi$  est le coefficient d'amortissement et  $\omega_{n-\Omega}$  et  $\omega_{n-\Psi}$  sont les pulsations de coupure des boucles de régulation des sorties plates  $y_{\Omega}$  et  $y_{\Psi}$  respectivement. Celles-ci sont placées de manière à obtenir des performances désirées en régulation. Les valeurs numériques de ces paramètres sont données dans l'Annexe B.

Pour assurer la convergence des trajectoires à leur références, les coefficients des boucles de régulation sont pris positifs ( $k_{\Omega 1}, k_{\Omega 2}, k_{\Omega 3}, k_{\Psi 1}, k_{\Psi 2} > 0$ ) [61-63, 83, 85].

Finalement, l'utilisation des sorties de référence filtrées  $y_{1-ref} = [y_{\Omega-ref}, y_{\Psi-ref}]^T$ , ainsi que le vecteur de contrôle fictif,  $\delta = [\delta_{\Omega}, \delta_{\Psi}]^T$ , permet la génération des commandes de références associées aux tensions du convertisseur côté machine données par l'expression suivante :

$$\begin{cases} V_{ds-ref} = f_{V_{ds-ref}} \left( y_{\Psi-ref}, \delta_{\Psi}, y_{\Omega-ref}, \dot{y}_{\Omega-ref} \right) \\ V_{qs-ref} = f_{V_{qs-ref}} \left( y_{\Omega-ref}, \dot{y}_{\Omega-ref}, \delta_{\Omega}, y_{\Psi-ref} \right) \end{cases} \quad (2.30)$$

Ainsi, la figure 2.4 résume la construction de ce vecteur de commande.

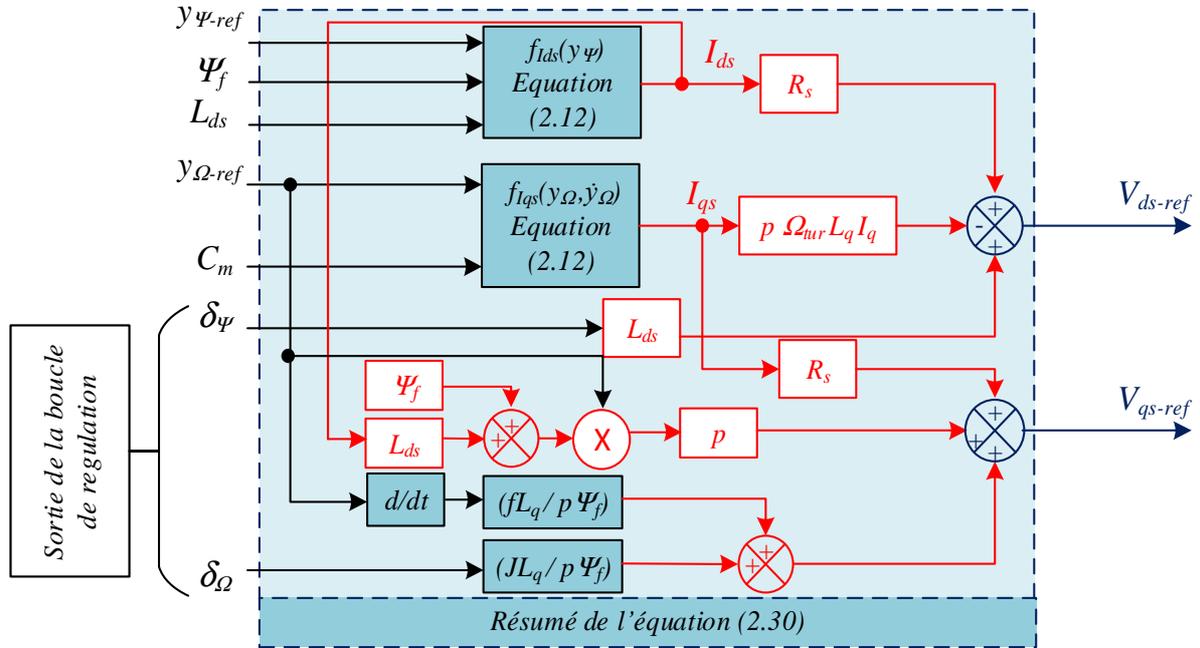


Figure 2.4 : Schéma bloc de la construction de ce vecteur de commande  $u_1$ .

La figure 2.5 présente le schéma de principe de la commande proposée pour le contrôle de la partie production.

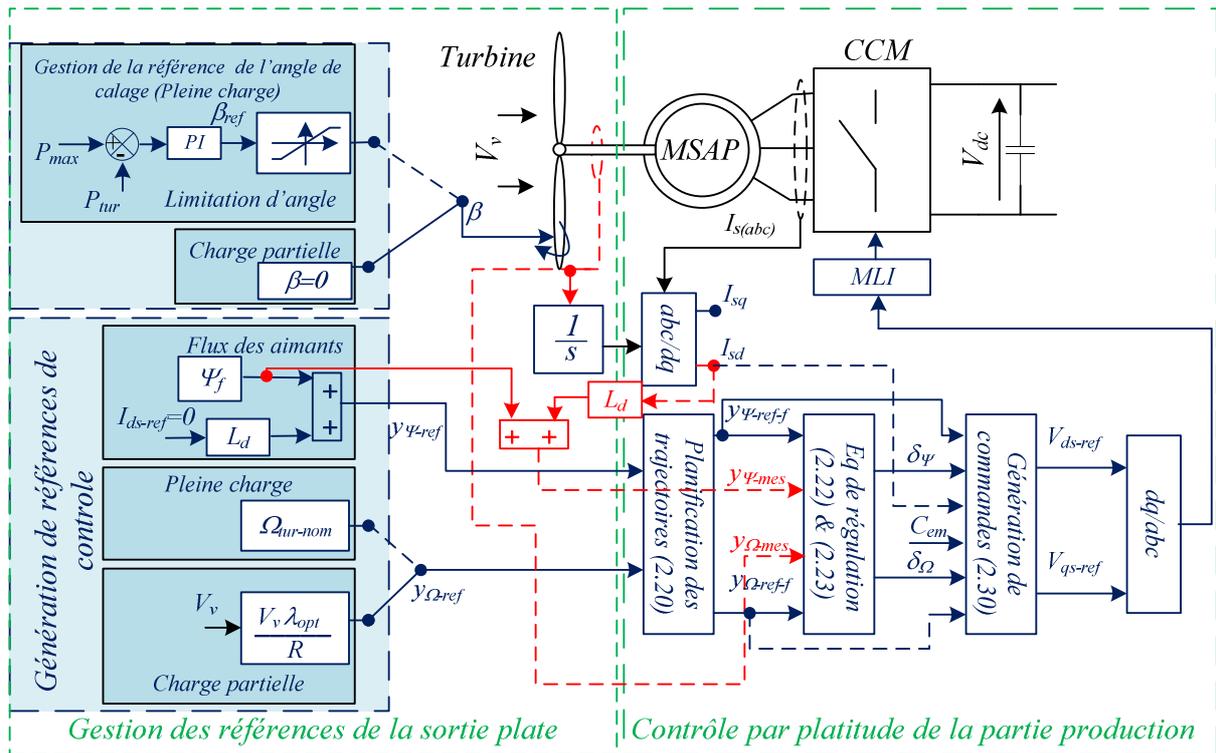


Figure 2.5 : Schéma fonctionnel de la commande par platitude de la partie production.

### 3.2. Commande par platitude de la partie couplage au point de connexion (sous-système2)

Pour assurer la commande de cette partie, les conditions de la stratégie de commande par platitude évoquées dans les parties précédentes doivent aussi être vérifiées, c'est-à-dire, on doit vérifier tout d'abord la platitude de l'interface avec le PDC, puis, les trajectoires de sortie plate choisie seront générées et par la suite un contrôle de ces trajectoires à leurs références sera effectué.

#### 3.2.1. Platitude du système

L'analyse de la platitude du second sous-système qui présente l'interface avec le PDC consiste à vérifier les conditions de la platitude différentielle décrites auparavant. La représentation d'état du PDC peut s'écrire comme présentée par l'équation (2.31) à partir du modèle dynamique exprimée en (1.32) dans le *Chapitre I*. Les deux composantes du vecteur de la variable d'état sont considérés par les composantes d'axe  $d$ - $q$  du courants injectés au PDC ( $I_{d-re}$ ,  $I_{q-re}$  venant de modèle Park). La figure 2.6 résume le second sous-système.

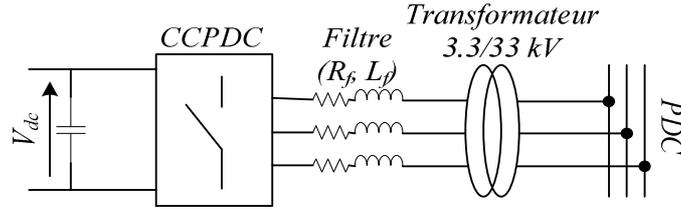


Figure 2.6 : Interface de couplage au point de connexion (sous-système2).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{d-re} \\ I_{q-re} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{dr}} (V_{d-ond} - V_{re-d} - R_f I_{d-re} + \omega_r L_f I_{q-re}) \\ \frac{1}{L_{qr}} (V_{q-ond} - V_{re-q} - R_f I_{q-re} - \omega_r L_f I_{d-re}) \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Ainsi, les vecteurs d'état  $x_2$  et de commande  $u_2$  sont définis par :

$$x_2 = [I_{d-re} \quad I_{q-re}]^T, x_2 \in \mathbb{R}^2 \quad (2.32)$$

$$u_2 = [V_{d-ond} \quad V_{q-ond}]^T, u_2 \in \mathbb{R}^2 \quad (2.33)$$

Comme il a été mentionné précédemment, le convertisseur côté PDC est contrôlé tels que la tension du bus continu et la puissance réactive échangée au PDC peuvent être gérées. Par conséquent, ces deux variables, à savoir la tension du bus continu  $V_{dc}$  et la puissance réactive  $Q_{re}$  sont considérées en tant que composantes de la seconde sortie plate  $y_2$ , comme exprimée par l'équation (2.34) [62, 88].

$$y_2 = [y_V \quad y_Q]^T = [V_{dc} \quad Q_{re}]^T, y_2 \in \mathbb{R}^2 \quad (2.34)$$

En négligeant les pertes dans les convertisseurs d'électronique de puissance et en respectant les notations de la figure 2.7, le bus continu sera modélisé par l'équation (2.35).

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc} V_{dc}} (P_{eo} - P_{dc}) \quad (2.35)$$

où  $P_{eo}$  est la puissance de l'éolienne envoyée au bus continu et  $P_{dc}$  est la puissance active envoyée au PDC. Par conséquent, le courant à l'entrée de convertisseur côté PDC est calculé par l'équation (2.36).

$$I_{dc} = \frac{P_{eo}}{V_{dc}} - C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (2.36)$$

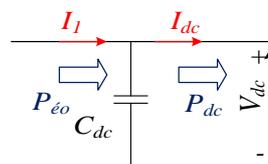


Figure 2.7 : Modèle du bus continu.

En négligeant les pertes dans le modèle du bus continu et celles du convertisseur d'électronique de puissance. En appliquant par la suite, la loi de conservation de puissance sur le sous-système, cela nous permettra d'écrire l'expression suivante.

$$\begin{cases} P_{re} = \frac{3}{2}V_{d-re}I_{d-re} = V_{dc}I_{dc} \\ Q_{re} = -\frac{3}{2}V_{d-re}I_{q-re} \end{cases} \quad (2.37)$$

A partir des équations (2.35), (2.36) et (2.37), le vecteur d'état  $x_2$  peut être écrit en fonction de sorties plates et de ses dérivées successives comme il est présenté par l'expression suivante:

$$\begin{cases} I_{d-re} = \frac{2}{3V_{d-re}} \left( I_1 V_{dc} - C_{dc} V_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} \right) = \phi_{I_{d-re}} \left( y_V, \dot{y}_V \right) \\ I_{q-re} = \frac{-2}{3V_{d-re}} Q_{re} = \phi_{I_{q-re}} \left( y_Q \right) \end{cases} \quad (2.38)$$

D'où, la première condition pour qu'un système différentiel soit plat est vérifiée.

En outre, les composants  $d-q$  de la tension de sortie du convertisseur côté PDC sont choisis comme des variables de commande de la partie couplage avec le PDC. A partir du modèle établi pour cette partie, présenté par l'équation (1.32) dans le *Chapitre I*, on arrive à écrire le vecteur de commande  $u_2$  comme suit

$$\begin{cases} V_{ond-d} = V_{re-d} + R_f \phi_{I_{dr}} \left( y_V, \dot{y}_V \right) + L_f \frac{d}{dt} \phi_{I_{dr}} \left( y_V, \dot{y}_V \right) - \omega_r L_f \phi_{I_{qr}} \left( y_Q \right) \\ V_{ond-q} = V_{re-q} + R_f \phi_{I_{qr}} \left( y_Q \right) + L_f \frac{d}{dt} \phi_{I_{qr}} \left( y_Q \right) + \omega_r L_f \phi_{I_{dr}} \left( y_V, \dot{y}_V \right) \end{cases} \quad (2.39)$$

Par la suite, l'expression précédente peut s'exprimer sous la forme suivante :

$$\begin{cases} V_{ond-d} = \varphi_{V_{ond-d}} \left( y_V, \dot{y}_V, \ddot{y}_V, y_Q \right) \\ V_{ond-q} = \varphi_{V_{ond-q}} \left( y_V, \dot{y}_V, \ddot{y}_V, y_Q, \dot{y}_Q \right) \end{cases} \quad (2.40)$$

L'expression de l'entrée (vecteur de commande)  $u_2 = [V_{ond-d}, V_{ond-q}]^T$  est en fonction de la sortie plate  $y_2$  et de ses dérivées successives. D'où, la deuxième condition pour qu'un système différentiel soit plat est vérifiée.

En résumé, les conditions de platitude différentielle exprimées en (2.2), (2.3) et (2.4) sont vérifiées dans (2.34), (2.38) et (2.40). Ainsi, le sous-système étudié peut être considéré comme plat, le vecteur  $y_2 = [y_V, y_Q]^T$  étant la sortie plate associée à l'entrée  $u_2 = [V_{ond-d}, V_{ond-q}]^T$ .

### 3.2.2. Planification des trajectoires de références liées à la sortie plate $y_2$

Le vecteur de la sortie plate choisi pour la commande l'interface avec le PDC étant  $y_2 = [y_V, y_Q]^T$ . Pour la planification de la trajectoire liée à la composante  $y_V$  de la sortie plate, la constante de référence pour la tension de bus continu est considérée comme trajectoire de référence.

La relation qui lie la tension de bus continu et la tension simple du PDC est exprimée par l'équation (2.41) [21, 62, 86-88].

$$y_{V-ref} = V_{dc-ref} = \sqrt{2}V_{eff} \sqrt{3} = V_{max} \sqrt{3} \quad (2.41)$$

où :  $V_{dc-ref}$  est la référence de la tension de bus continu et  $V_{eff}$  présente la tension simple efficace du PDC.

A propos de la planification de la trajectoire liée à la composante  $y_Q$  de la sortie plate, la référence de la puissance réactive peut être déduite par le profil de la demande de la puissance réactive au PDC (en fonction du facteur de puissance demandé). Cette référence est une exigence demandée par le gestionnaire du réseau.

Comme la partie précédente, pour la génération des trajectoires de références, dédiées aux sorties plates, nous appliquons un filtre passe-bas de second ordre aux valeurs de références  $y_{2-ref} = [y_{V-ref}, y_{Q-ref}]^T$  pour protéger le système contre les changements rapides et instantanées des variables. Par conséquent, les trajectoires de référence s'expriment alors comme suit :

$$\begin{cases} y_{V-ref-f} = y_{V-ref} \left(1 - (1 + \omega_t t) e^{-\omega_t t}\right) \\ y_{Q-ref-f} = y_{Q-ref} \left(1 - (1 + \omega_t t) e^{-\omega_t t}\right) \end{cases} \quad (2.42)$$

Où  $\omega_t$  représente la pulsation propre du système du second ordre qui peut être dimensionnée selon le temps de réponse désiré.

### 3.2.3. Synthèse des lois de commande associées à la partie couplage au PDC

Jusqu'à présent la platitude nous a servi pour calculer les commandes correspondant aux trajectoires du système en boucle ouverte. Pour assurer la stabilité du système, nous rajoutons

à la commande en boucle ouverte un terme de correction (retour d'état) de boucle fermée pour assurer le suivi des trajectoires de références [82].

Dans la commande proposée, pour un vecteur de référence  $y_{2-ref} = [y_{V-ref}, y_{Q-ref}]^T$  donné le système de contrôle retourne un vecteur de commande  $u_2 = [V_{d-ond}, V_{q-ond}]^T$ . Pour éviter les perturbations dues au bruit de mesure, le vecteur de commande  $u_2$  dont les composantes s'expriment par (2.40) peut être reconstitué en fonction de trajectoires de références  $y_{V-ref}$  et  $y_{Q-ref}$  au lieu de leurs valeurs mesurées  $y_V$  et  $y_Q$ .

Pour développer les algorithmes de commande permettant d'assurer le contrôle de la sortie plate  $y_2 = [y_V, y_Q]^T$  à sa trajectoire de référence  $y_{2-ref} = [y_{V-ref}, y_{Q-ref}]^T$ , nous utilisons la même technique de linéarisation entrée-sortie que la partie précédente, un vecteur fictif du contrôle,  $\chi = [\chi_V, \chi_Q]^T$  est introduit dans un premier temps, défini comme suit [15-16, 19, 26-28, 61-63] :

$$\begin{cases} \ddot{y}_V = \chi_V \\ \dot{y}_Q = \chi_Q \end{cases} \quad (2.43)$$

Dans un deuxième temps, le calcul des composantes fictives  $\chi_V$  et  $\chi_Q$  est obtenu par les lois de contrôle décrites respectivement dans (2.44) et (2.45). Ces lois linéaires sont définies et permettent de faire converger asymptotiquement les erreurs  $e_V = y_{V-ref-f} - y_V$  et  $e_Q = y_{Q-ref-f} - y_Q$  vers zéro :

$$0 = \left( \ddot{y}_{V-ref-f} - \chi_V \right) + k_{V1} \left( \dot{y}_{V-ref-f} - \dot{y}_V \right) + k_{V2} (y_{V-ref-f} - y_V) + k_{V3} \int (y_{V-ref-f} - y_V) dt \quad (2.44)$$

$$0 = \left( \dot{y}_{Q-ref-f} - \chi_Q \right) + k_{Q1} (y_{Q-ref-f} - y_Q) + k_{Q2} \int (y_{Q-ref-f} - y_Q) dt \quad (2.45)$$

Comme la partie précédente, ici, les termes intégraux sont introduits pour assurer des erreurs statiques nulles en régime établi et permettent de compenser les erreurs de modélisation. Chacune de ces équations est équivalente à une équation de troisième et du second ordre respectivement, qui sont données sous les formes suivantes:

$$\ddot{\varepsilon} + k_{V1} \dot{\varepsilon} + k_{V2} \varepsilon + k_{V3} \int \varepsilon = 0 \quad (2.46)$$

$$\dot{\varepsilon} + k_{Q1} \varepsilon + k_{Q2} \int \varepsilon = 0 \quad (2.47)$$

Une identification du polynôme (2.46) à un polynôme caractéristique  $p_2(s)$  donné par la relation (2.48) et du polynôme (2.47) à un polynôme caractéristique  $q_2(s)$  donné par la relation (2.49) permet d'avoir les valeurs optimales des coefficients  $k_{V1}$ ,  $k_{V2}$ ,  $k_{V3}$ ,  $k_{Q1}$ ,  $k_{Q2}$ . Ces derniers sont dimensionnés de manière à respecter certaines contraintes de performances (temps de réponse, dépassement, ...). Le pôle réel  $p_V$  est choisi pour que son influence soit négligeable afin d'obtenir un comportement proche de celui d'un deuxième ordre. Le point de fonctionnement est asymptotiquement stable lorsque ces coefficients sont positifs.

$$p_2(s) = (s + p_V) \left( s^2 + 2\xi\omega_{n-V}s + \omega_{n-V}^2 \right) \quad (2.48)$$

$$q_2(s) = \left( s^2 + 2\xi\omega_{n-Q}s + \omega_{n-Q}^2 \right) \quad (2.49)$$

Ainsi, nous obtenons par identification les expressions de coefficients de régulation suivantes :

$$\begin{cases} k_{V1} = 2\xi\omega_{n-V} + p_V \\ k_{V2} = \omega_{n-V}^2 + 2\xi\omega_{n-V}p_V \\ k_{V3} = +p_V\omega_{n-V}^2 \end{cases} \quad (2.50)$$

$$\begin{cases} k_{Q1} = 2\xi\omega_{n-Q} \\ k_{Q2} = \omega_{n-Q}^2 \end{cases} \quad (2.51)$$

Où  $\omega_{n-V}$  et  $\omega_{n-Q}$  sont les pulsations de coupure des boucles de régulation des sorties plates  $y_V$  et  $y_Q$  respectivement. Celles-ci sont placées de manière à obtenir des performances désirées en régulation. Les valeurs numériques de ces paramètres sont données dans l'Annexe B.

Finalement, l'utilisation des sorties de référence filtrées  $y_{2-ref} = [y_{V-ref-f}, y_{Q-ref-f}]^T$ , ainsi que le vecteur de contrôle fictif,  $\chi = [\chi_V, \chi_Q]^T$ , permet la génération des commandes de références associées aux tensions du convertisseur côté PDC données par l'expression suivante :

$$\begin{cases} V_{d-ond-ref} = f_{V_{d-ond-ref}} \left( y_{V-ref}, \dot{y}_{V-ref}, \chi_V, y_{Q-ref} \right) \\ V_{q-ond-ref} = f_{V_{q-ond-ref}} \left( y_{V-ref}, \dot{y}_{V-ref}, y_{Q-ref}, \chi_Q \right) \end{cases} \quad (2.52)$$

Ainsi, la figure 2.8 résume la construction de ce vecteur de commande.

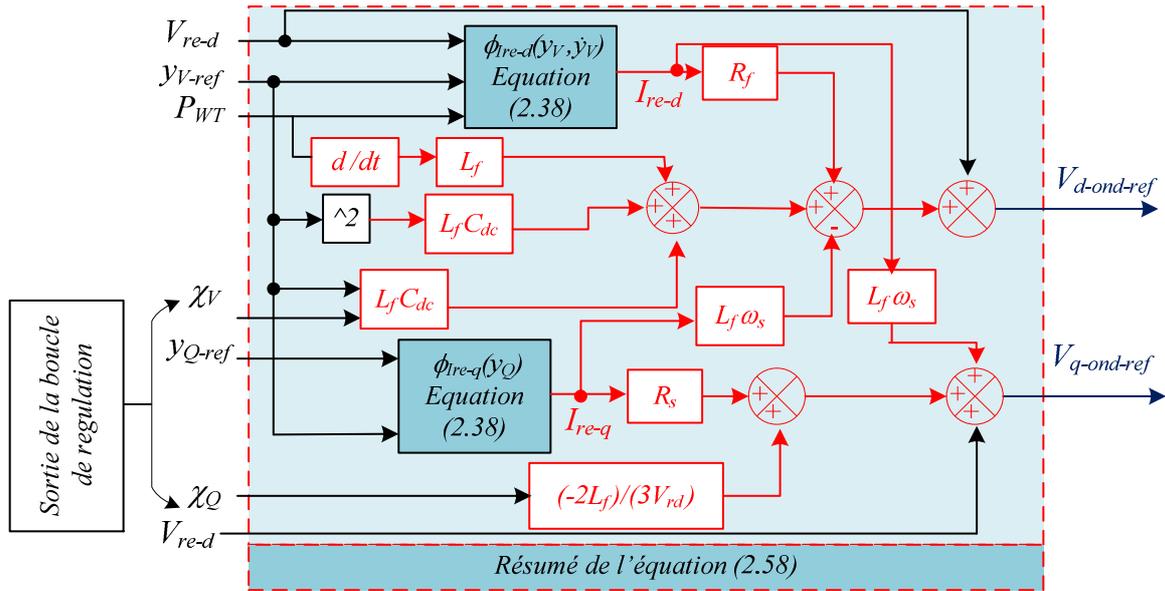


Figure 2.8 : Schéma bloc de la construction de ce vecteur de commande  $u_2$ .

La figure 2.9 présente le schéma de principe de la commande proposée pour le contrôle de l'interface avec le PDC.

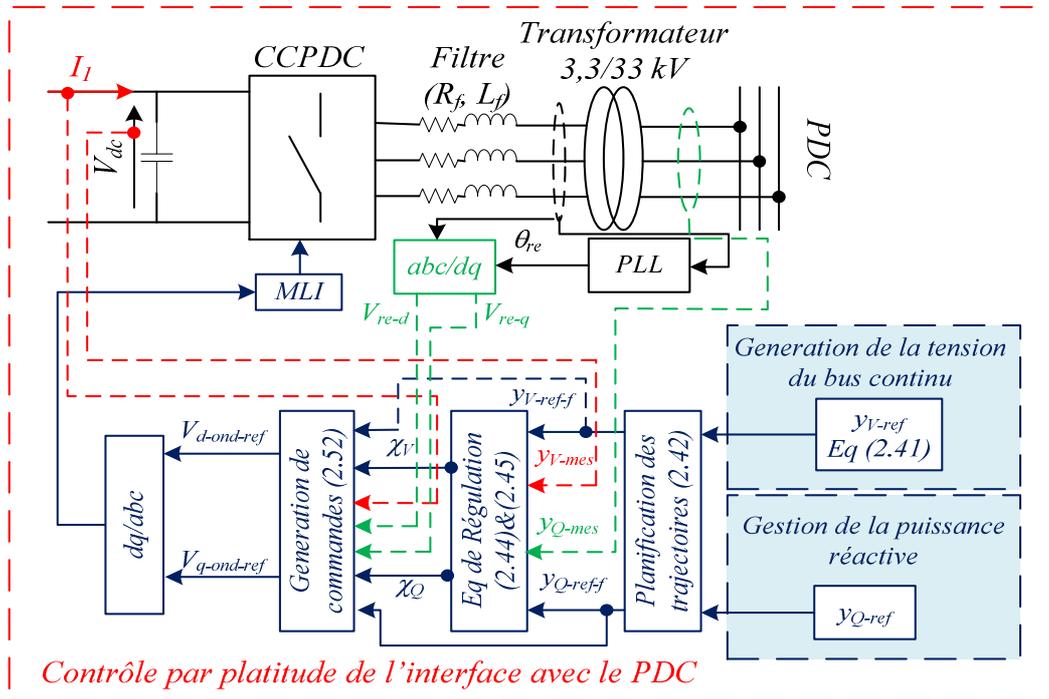


Figure 2.9 : Schéma fonctionnel de la commande de l'interface avec le PDC.

#### 4. Résultats de simulations

Pour attester que le concept de platitude est vérifié, c'est-à-dire qu'il est possible de prédire l'évolution des variables d'états du système à partir des sorties plates, le modèle de la chaîne de conversion d'énergie éolienne ainsi que les lois de commandes élaborées sont validés

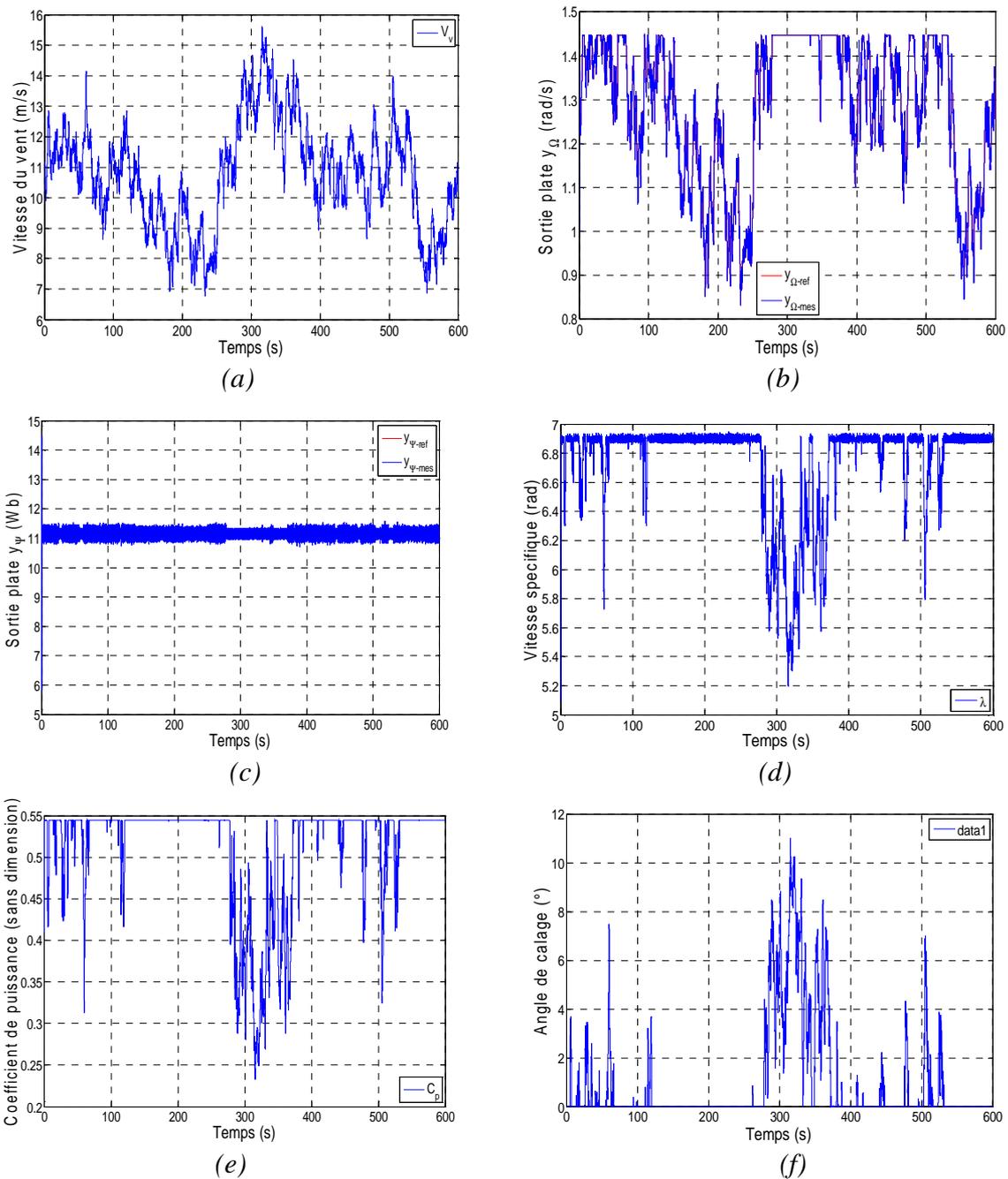
par une simulation sur l'environnement Matlab/SimPowerSystems. La vitesse du vent utilisée étant issue du même modèle présenté dans la section (5.1.1) du *Chapitre I*, elle présente un profil aléatoire de vitesse variable, avec une valeur moyenne égale à 11 m/s. Son profil mesuré est donné sur la figure 2.10 (a). Rappelons que dans cette simulation, les paramètres sont identiques à ceux que nous avons présentés dans le chapitre précédent.

Les figures 2.10 (b) et 2.10 (c) montrent respectivement l'évolution des sorties plates  $y_\Omega$  et  $y_\Psi$  pour le profil de la vitesse du vent présenté sur la figure 2.10 (a). Comme le montrent ces figures, les sorties plates mesurées suivent parfaitement leurs trajectoires de références. Ainsi, le contrôle proposé avec son algorithme de planification de trajectoires permet de forcer le système à suivre les trajectoires prédéfinies.

Lorsque la vitesse du vent est inférieure à sa valeur nominale, la trajectoire de référence correspondant à la vitesse de rotation de la turbine éolienne  $y_{\Omega-ref}$  est générée de telle sorte qu'elle soit contrôlée pour extraire le maximum de puissance du vent. Cette trajectoire de référence impose ainsi le rapport cyclique ( $\lambda$ ) à sa valeur maximale tel qu'il est présenté sur la figure 2.10 (d), ce qui permet par la suite à l'éolienne de fonctionner avec un coefficient de puissance maximal  $C_{p-max}$  comme le montre la figure 2.10 (e) et donc, l'éolienne extrait le maximum d'énergie existante dans le vent. Toutefois, lorsque la vitesse du vent est supérieure à la valeur nominale, l'angle de calage de la figure 2.10 (f) augmente pour limiter la puissance produite par le générateur à sa valeur nominale. Par conséquent, la puissance produite reste constante et elle est égale à 5 MW. Dans ce cas, la trajectoire de référence  $y_{\Omega-ref}$  est constante et elle est égale à sa valeur nominale. Dans cette situation, la vitesse spécifique  $\lambda$  et le coefficient de puissance  $C_p$  diminuent de leurs valeurs nominales à leurs valeurs optimales ( $\lambda_{opt}$  et  $C_{p-opt}$ ). La figure 2.10 (g) montre la puissance mécanique et électrique produite par l'éolienne et résume les scénarios de productions expliqués ci-dessus.

De même, il est possible de connaître l'évolution des grandeurs de commande de la partie production  $V_{ds}$  et  $V_{qs}$  définies par la relation (2.14). La sortie plate et ses dérivées successives sont remplacées par leurs références respectives et les vecteurs de contrôle fictif sont obtenus par les régulateurs des sorties concernées. La figure 2.10 (h) montre les résultats de simulation des tensions de commande  $V_{ds}$  et  $V_{qs}$  obtenues avec la relation (2.30). En effet, le système est supposé parfaitement connu et le régulateur n'a quasiment pas d'effort à fournir pour assurer le suivi de trajectoire.

La figure 2.10 (i) montre les formes d'ondes des variables d'état  $I_{ds}$  et  $I_{qs}$  (les composantes  $d-q$  des courants de la machine synchrone à aimants permanents) qui sont en fonctions de la variable de sortie et ses dérivés successives obtenus à partir de l'équation (2.12). Ces résultats permettent de montrer que bien que les courants d'axe  $d-q$  ne soient pas « directement » contrôlés, ils suivent parfaitement les variables d'états prédites  $I_{ds-pred} = f_{Id}(y\Psi_{ref})$  et  $I_{qs-pred} = f_{Iq}(y\Omega_{ref}, \dot{y}\Omega_{ref})$  par la commande, c'est-à-dire, elles sont prédites en fonction de la sortie plate de référence  $y_I$  comme elle est exprimée dans (2.20).



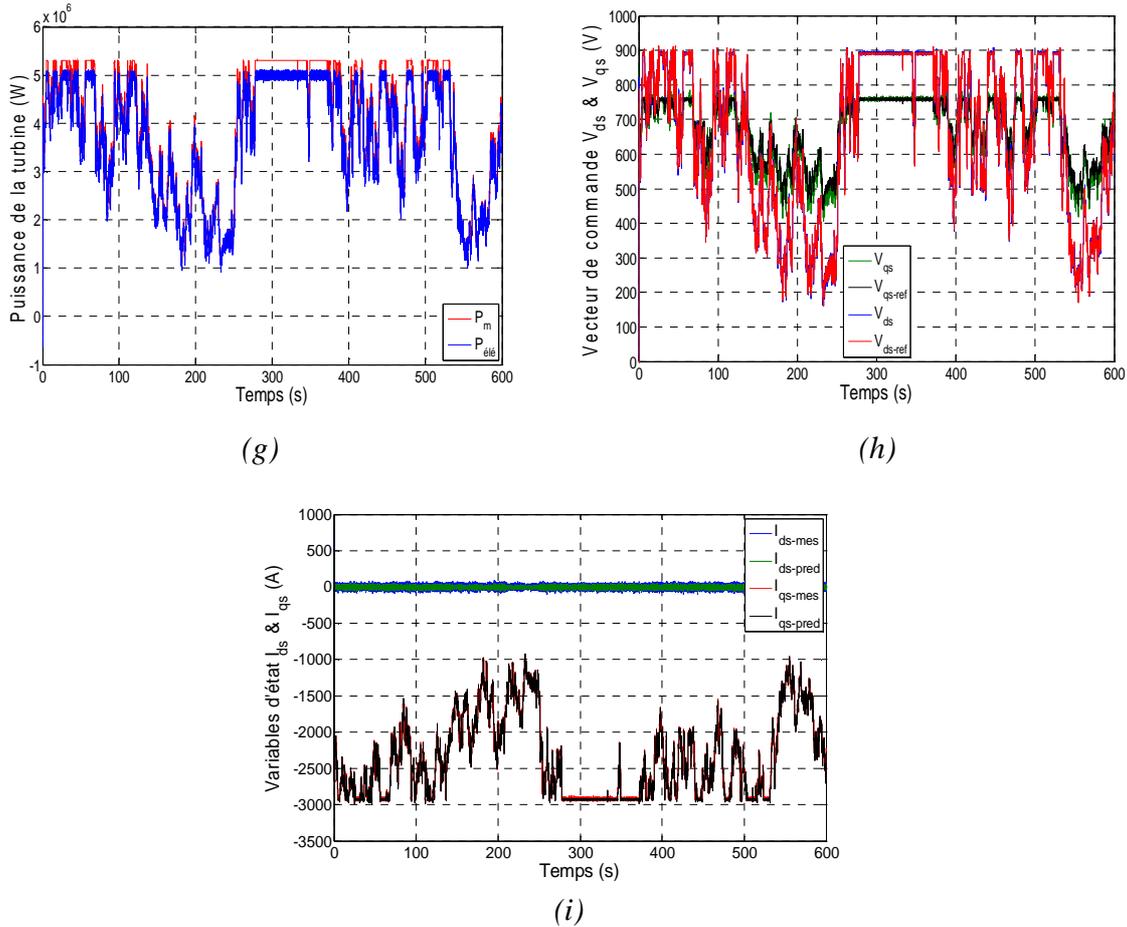


Figure 2.10 : Résultats de simulation, partie production.

**Notes :** (a) profil de la vitesse du vent; (b) sortie plate  $y_\Omega$  de la turbine éolienne; (c) sortie plate  $y_\psi$  de la génératrice; (d) rapport cyclique  $\lambda$  de la turbine éolienne; (e) coefficient de puissance de la turbine éolienne; (f) angle de calage de la turbine ; (g) puissance mécanique et électrique de l'aérogénérateur ;(h) variables de commandes du système de production ; (i) variables d'états du système.

Les figures 2.11 (a) et (b) montrent respectivement l'évolution des sorties plates  $y_V$  et  $y_Q$  pour le profil de la puissance produite par l'éolienne présenté sur la figure 2.11 (g). Comme le montrent ces figures, les sorties plates mesurées suivent parfaitement leurs trajectoires de références. Ainsi, le contrôle proposé avec son algorithme de planification de trajectoires permet de forcer le système à suivre les trajectoires prédéfinis.

Le résultat de la figure 2.11 (a) montre que la méthode de contrôle proposée étant satisfaisante, il permet de conclure que la tension du bus continu n'est pas affectée par les variations de la vitesse du générateur. La figure 2.11 (b) montre la puissance réactive échangée

au PDC. Nous pouvons également noter que la méthode de contrôle proposée est satisfaisante. Elle permet ainsi au système de fonctionner avec un facteur de puissance unitaire dans ce cas.

De même, il est possible de connaître l'évolution des grandeurs de commande de la partie couplage au PDC  $V_{d-re}$  et  $V_{q-re}$  définies par la relation (2.40). La sortie plate et ses dérivées successives sont remplacées par leurs références respectives et les vecteurs de contrôle fictifs sont obtenus par les régulateurs des sorties concernées. La figure 2.11 (c) montre les résultats de simulation des tensions de commande  $V_{d-ond}$  et  $V_{q-ond}$  obtenues avec la relation (2.52). En effet, le système est supposé parfaitement connu et le régulateur n'a quasiment pas d'effort à fournir pour assurer le suivi de trajectoire.

La figure 2.11 (d) montre les formes d'ondes des variables d'état  $I_{d-re}$  et  $I_{q-re}$  (les composantes  $d-q$  des courants injectés au PDC) qui sont en fonctions de la variable de sortie et ses dérivés successives obtenus à partir de (2.38). Comme le premier sous-système, les courants d'axe  $d-q$  du second sous-système sont également indirectement contrôlés par la commande. Ces résultats permettent de montrer que les composantes d'axe  $d-q$  du courant injectés au PDC suivent parfaitement les variables d'états prédites  $I_{d-re-pred} = f_{Id-re}(y_{V-ref}, \dot{y}_{V-ref})$  et  $I_{q-re-q-pred} = f_{Iq-re}(y_{Q-ref})$  par la commande, c'est-à-dire, elles sont prédites en fonction de la sortie plate de référence  $y_2$  comme il est exprimé dans (2.38).

Il est facile de vérifier que la vitesse de la turbine (figure 2.10 (b)) et la puissance électrique (figure 2.10 (f)) sont profondément en corrélation avec la vitesse du vent. Les courants injectés au PDC sont représentés sur la figure 2.11 (e). Nous constatons que ce sont trois courants alternatifs avec une fréquence constante de 50 Hz et une amplitude variable en fonction de la variation de la vitesse du vent. La figure 2.11 (f) nous montre par la suite les tensions à la sortie de la turbine (au PDC), elles sont des tensions alternatives de fréquence de 50 Hz.

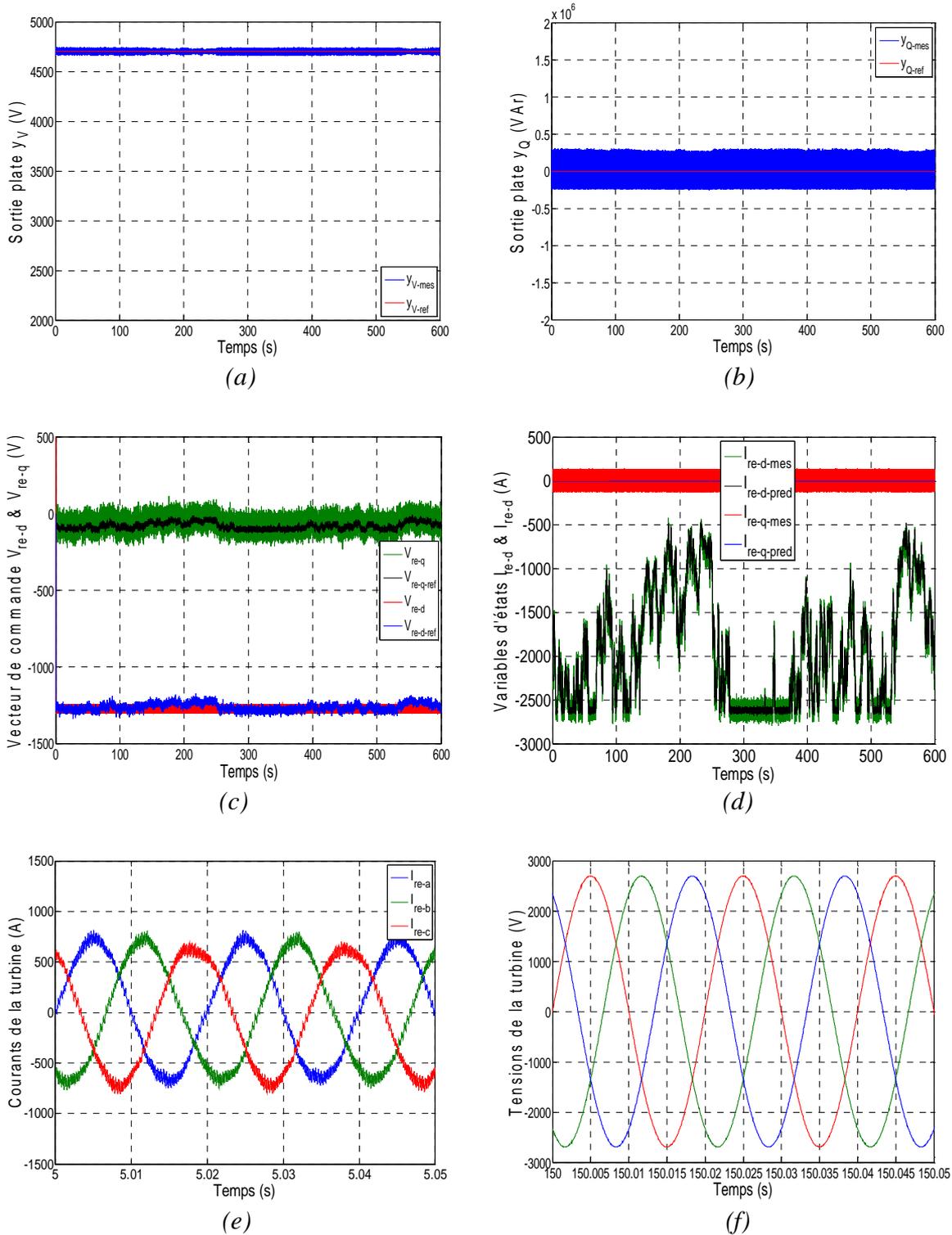


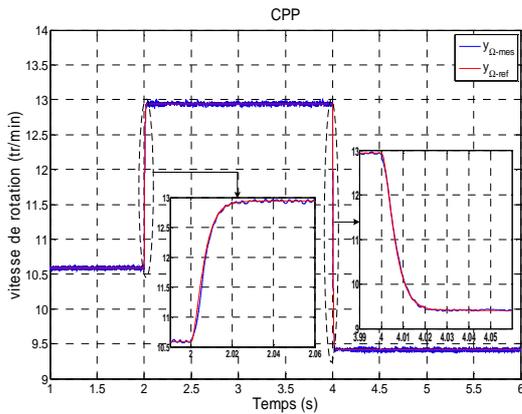
Figure 2.11 : Résultats de simulation, partie couplage au PDC.

**Notes :** (a) sortie plate  $y_V$  de l'interface avec le PDC ; (b) sortie plate  $y_Q$  de l'interface avec le PDC ; (c) variables de commandes de l'interface avec le PDC ; (d) variables d'états du système ; (e) zoom des courant triphasés injectés au PDC ; (f) zoom des tensions de raccordement au PDC.

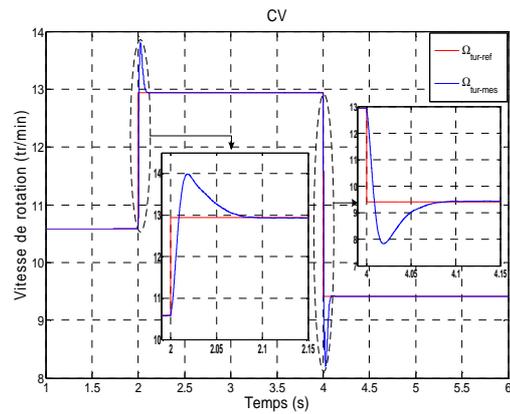
## 5. Etude du potentiel de la commande par platitude

Dans cette partie, nous allons comparer les performances de la commande proposée (CPP) à la stratégie de commande vectorielle conventionnelle (CV) présentée dans le chapitre précédent qui a fait l'objet de recherches dans le travail de [7, 20-21, 24]. Dans cette analyse, nous effectuerons des tests comparatifs dans le régime transitoire de chaque méthode de contrôle. Pour la validation de l'étude menée, les paramètres du système étudié, à savoir la turbine éolienne, la MSAP, la tension de bus continu et le filtre  $RL$  sont donnés dans les annexes A, B et D.

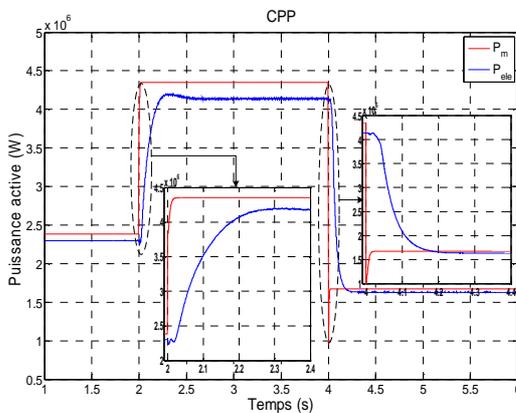
Pour comparer les performances dynamiques de la méthode classique et la méthode proposée de la partie production, nous avons analysé les évolutions des variables contrôlées du système pour une variation du profil de la vitesse du vent. Ce dernier commence avec une vitesse de 9 m/s, puis un échelon positif à l'instant  $t = 2$  s est appliqué pour augmenter à 11 m/s, en fin, un autre échelon négatif à l'instant  $t = 4$  s est appliqué pour atteindre la vitesse de 8 m/s. les résultats de simulation sont donnés sur les figures 2.12 (a, b, c, d, e, f, g, h).



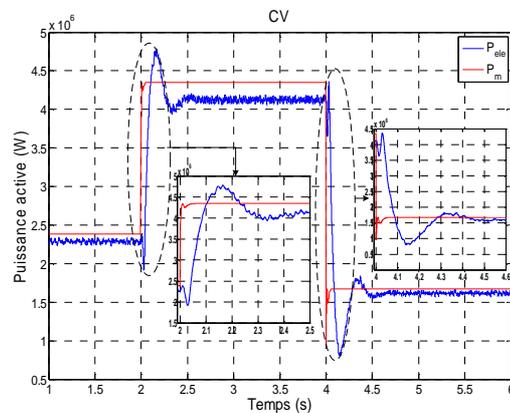
(a)



(b)



(c)



(d)

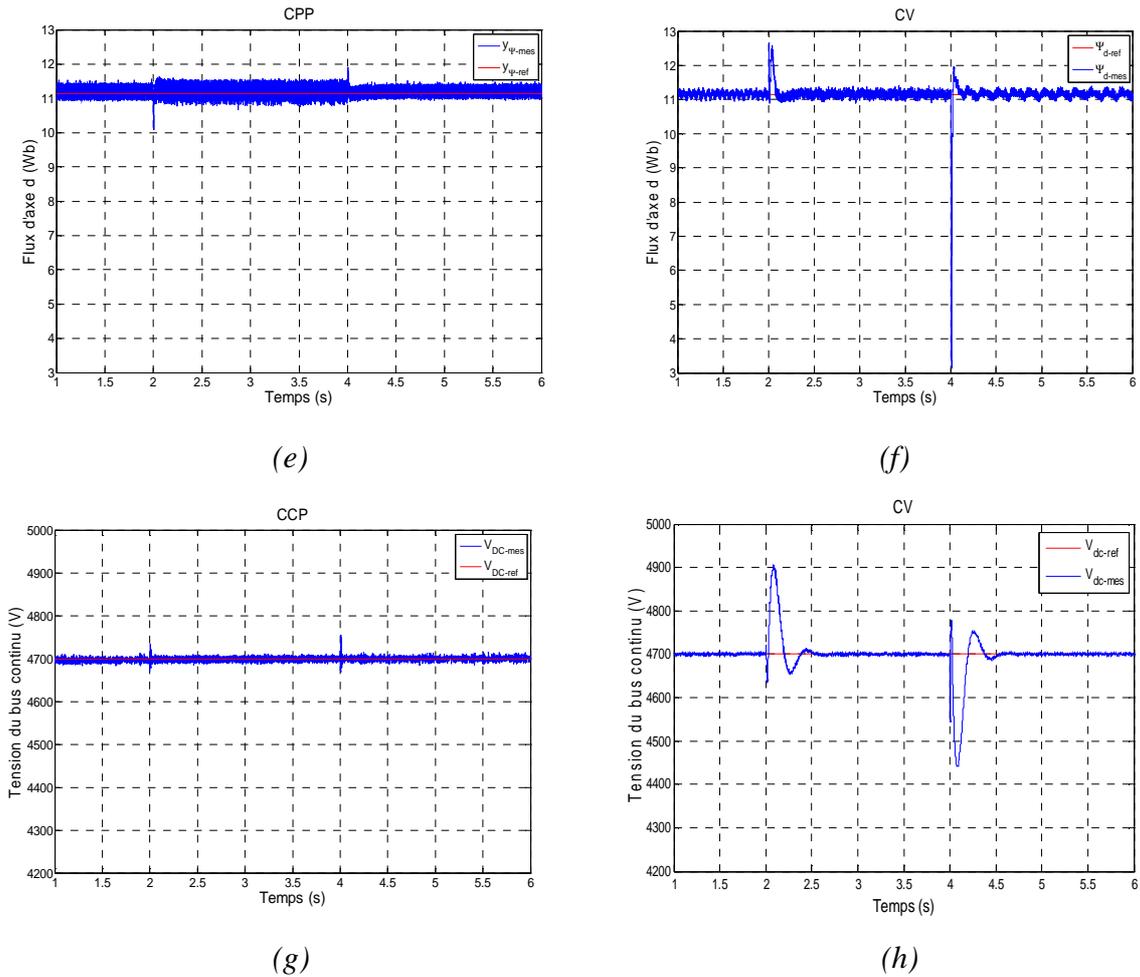


Figure 2.12 : Comportement du système lors d'un transitoire de la vitesse du vent.

**Notes :** (a) régulation de la sortie plate  $y_{\Omega}$  cas CPP ; (b) régulation de la vitesse de rotation de la turbine  $\Omega_{tur}$  cas CV ; (c) Puissance produite par l'éolien cas CPP ; (d) Puissance produite par l'éolien cas CV ; (e) composante directe du flux de la MSAP cas CPP ; (f) composante directe du flux de la MSAP cas CV ; (g) tension du bus continu cas de la CPP ; (h) tension du bus continu cas de la CV.

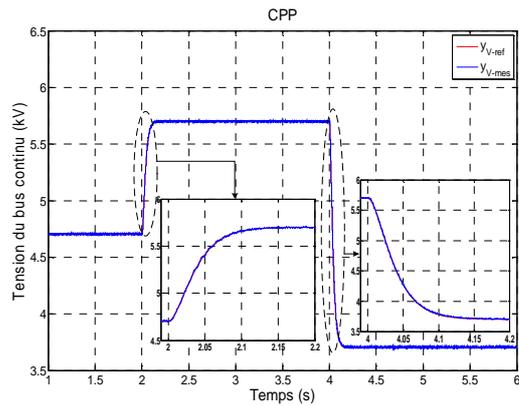
Les figures 2.12 (a) et (b) montrent les résultats de commande pour les boucles de régulation de la vitesse de rotation de la turbine éolienne obtenus avec les deux méthodes de contrôle (CPP et CV) respectivement, les références pour les autres composantes des sorties plates sont tenues constantes, à savoir, la tension du bus continu et la puissance réactive ( $V_{dc-ref} = 4700 V$  et  $Q_{re-ref} = 0 VAR$ ). Il convient de mentionner que l'éolienne est contrôlée pour extraire le maximum d'énergie du vent pour les deux méthodes de contrôle. Par conséquent, la valeur de référence pour la vitesse de rotation est générée par la stratégie PPPM en utilisant la figure 1.23 du chapitre I pour chaque vitesse du vent. Ici, pour atteindre ces références, un changement brutal de la consigne de la vitesse du vent est appliqué, commençant d'une valeur initiale de 9 m/s (correspondant à une vitesse de rotation de 10,6 tr/min) jusqu'à qu'elle atteigne 11 m/s qui

présente une vitesse de rotation de la turbine de 12,9 tr/min, puis elle diminue jusqu'à 8 m/s (9,4 tr/min pour la vitesse de la turbine éolienne). Bien que la vitesse de rotation soit bien régulée avec les deux méthodes de contrôle, la vitesse de rotation de la turbine contrôlée par la méthode de commande classique a un transitoire avec un dépassement significatif lors des variations de la vitesse du vent. Le dépassement mesuré pour cette méthode de contrôle est de plus de 36.56 %, tandis qu'il est absent pour la méthode de contrôle proposée (commande par platitude). Quant au temps de réponse, la méthode de contrôle proposée a un temps de réponse inférieur par rapport à celui de la méthode classique, cela signifie que la méthode basée sur la platitude a une réponse dynamique plus rapide que l'autre méthode. Ses deux paramètres sont résumés dans le tableau 2.2 pour l'ensemble de cette analyse.

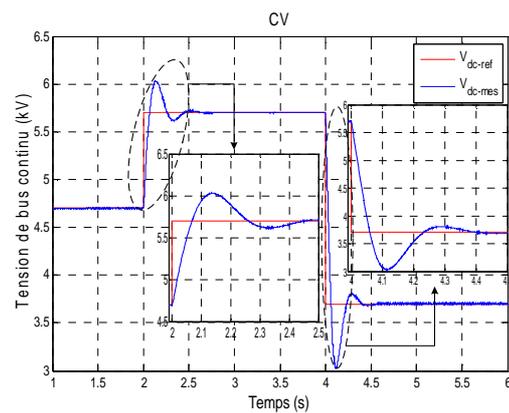
Si nous nous intéressons maintenant à l'impact de la variation brutale provoquée volontairement sur l'ensemble de système éolien, nous trouvons sur la figure 2.12 (c) et (d) la puissance produite par l'éolienne pour les deux types de contrôle. Nous constatons un régime transitoire au niveau de la puissance électrique produite par la stratégie de contrôle classique, ce phénomène est dû à la variation brutale de la vitesse de rotation de la turbine éolienne ce qui entraîne une augmentation immédiate de la puissance électrique ( $P_{ele} > P_{mec}$ ), mais en contrepartie, ce pic de puissance est effacé dans la stratégie de commande proposée, vue que cette commande tient compte à l'avance de ce phénomène dans la partie dimensionnement des composants des sortie plates du système du contrôle (la vitesse de référence pourrait tenir en compte toutes les contraintes physique, électrique ... du système étudié). Ce phénomène apparu sur la commande classique va impacté par la suite la composante directe du courant de la génératrice  $I_{ds}$ , ce qui justifie l'apparition des régimes transitoires lors de la mesure de la composante directe du flux de cette génératrice présentée sur la figure 2.12 (f), contrairement au résultat présenté pour la méthode de contrôle par platitude sur la figure 2.12 (e) où se phénomène n'apparait pas. Dans l'autre partie, Ce phénomène va perturber la tension de bus continu  $V_{dc-mes}$  de l'interface d'électronique de puissance, comme nous le voyons sur la figure 2.12 (h), malgré que cette tension soit bien régulée, la stratégie classique présente un déséquilibre (transitoire) sur la valeur réelle mesurée, en contrepartie, pour la tension de bus continu présentée sur la figure 2.12 (g), elle suit sa trajectoire imposée sans aucune perturbation de la tension réelle mesurée.

Pour analyser et comparer les performances dynamiques des deux méthodes étudiées pour la partie connexion au point de couplage, nous avons comparé les évolutions des variables contrôlées du système pour une variation de la référence du bus continu et de la puissance

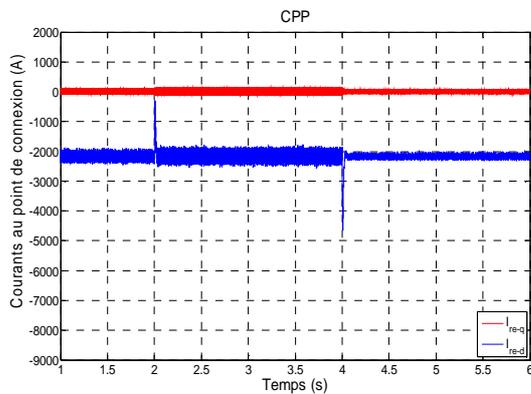
réactive injectée au PDC. Pour un premier cas, nous avons imposé au système une référence de la tension de bus continu variable qui commence avec une tension 4700 V, puis un échelon positif à l'instant  $t = 2$  s est appliqué pour augmenter la tension à 5700 V, en fin, un autre échelon négatif à l'instant  $t = 4$  s est appliqué pour atteindre la tension de 3700 V, pendant ce temps-là la vitesse du vent (vitesse de rotation) et la puissance réactive sont prise constantes et elles sont égale à 11 m/s et 0 VAr respectivement. Les résultats de comparaison sont présentés sur les figures 2.13 (a, b, c, d, e, f, g, h).



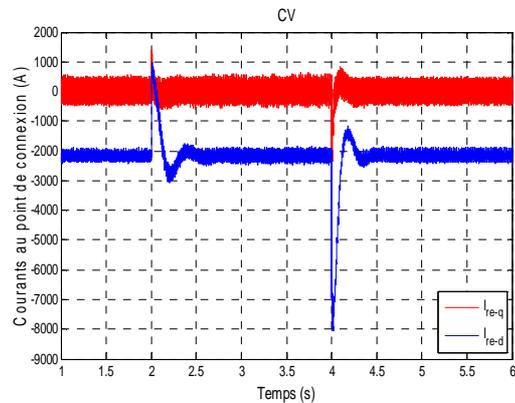
(a)



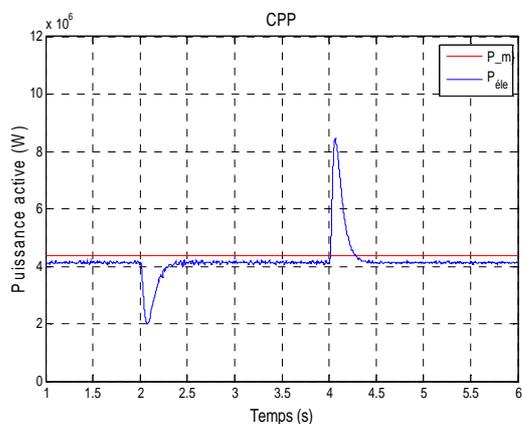
(b)



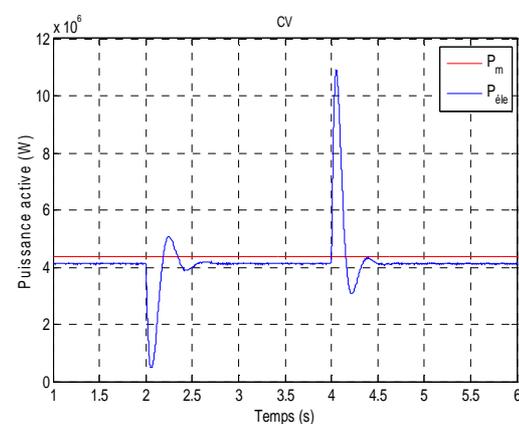
(c)



(d)



(e)



(f)

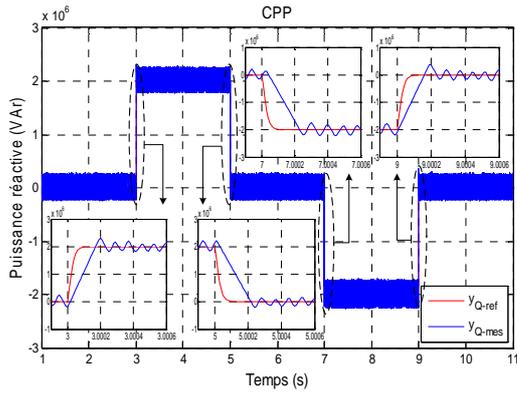
Figure 2.13 : Comportement du système lors d'un transitoire sur le bus continu.

*Notes : (a) régulation de la sortie plate  $y_v$  cas CPP ; (b) régulation de la tension du bus continu  $V_{dc}$  cas CV ; (c) courants électrique injectés au point de connexion cas CPP ; (d) courants électrique injectés au point de connexion cas CV ; (e) Puissance produite par l'éolien cas CPP ; (f) Puissance produite par l'éolien cas CV.*

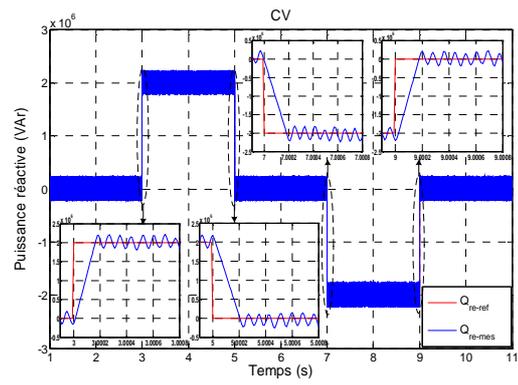
Les figures 2.13 (a) et (b) montrent les réponses des boucles de régulation de la tension du bus continu pour l'interface d'électronique de puissance obtenus avec les deux méthodes de contrôle (CPP et CV) respectivement. Bien que la tension soit bien contrôlée avec les deux méthodes de commande, nous constatons pour la méthode de contrôle classique l'apparition d'un dépassement (pic) significatif sur la tension mesurée au niveau du bus continu lors des variations de la tension de référence (figure 2.13 (b)). Ce pic dépasse les 33 % par rapport à la valeur finale souhaitée, tandis qu'il est absent pour la méthode de contrôle proposée (commande par platitude). En contrepartie, si on s'intéresse au temps de réponse des boucles de régulation, la méthode de contrôle proposée a un temps de réponse inférieur par rapport à celui de la méthode classique, cela signifie aussi que la boucle de régulation utilisant la méthode de contrôle basée sur la platitude a une réponse dynamique plus rapide que celle utilisant la commande vectorielle.

Si nous nous intéressons maintenant à l'impact de la variation brutale provoquée volontairement sur la tension de bus continu sur l'ensemble du système éolien, les figures 2.13 (c),(d), (e) et (f) représentent la puissance produite par l'éolienne et les courants au PDC. Pour les deux types de contrôle, même si nous constatons un régime transitoire au niveau de la puissance électrique ainsi que les courants injectés au PDC, ils sont moins sévères pour le cas de la méthode de commande proposée. Cela montre bien la sensibilité de la perturbation de la tension du bus continu sur l'ensemble de fonctionnement de la chaîne de conversion d'énergie éolienne. Ce phénomène est dû à la variation brutale de la tension de qui va créer des pics sur les courants injectés au PDC, ce qui entraîne par la suite une augmentation immédiate de la puissance électrique ( $P_{éle} > P_{méc}$ ).

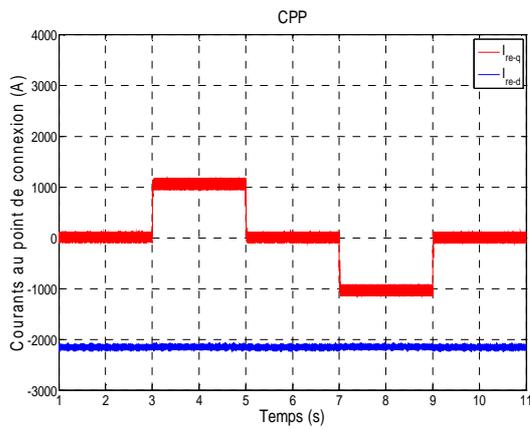
Pour un deuxième cas, nous avons imposé au système une référence variable de la puissance réactive injectée au PDC. Elle commence avec une puissance nulle, puis des variations brusques sont appliquées pour comparer les réponses des deux méthodes de commandes, le profil de référence est présenté sur les figures 2.16 (a) et (b).



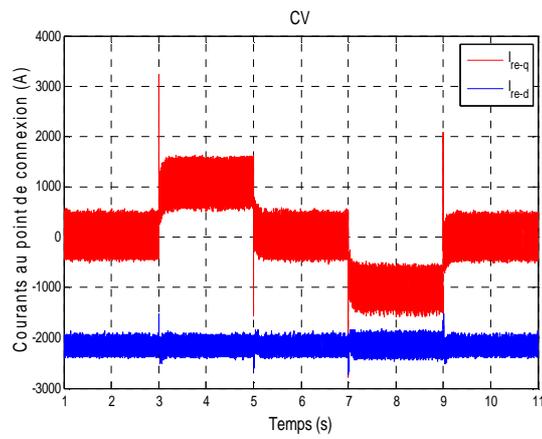
(a)



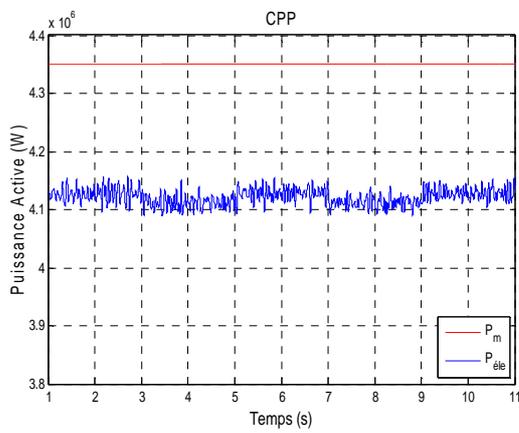
(b)



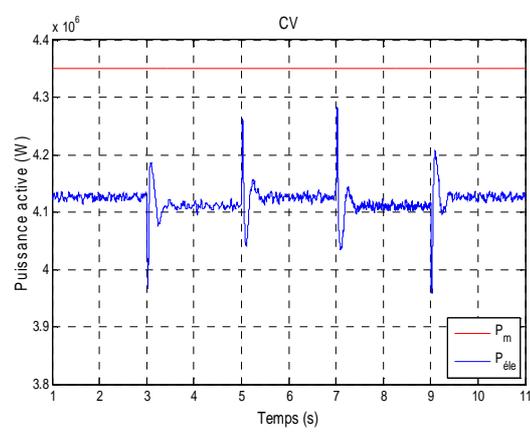
(c)



(d)



(e)



(f)

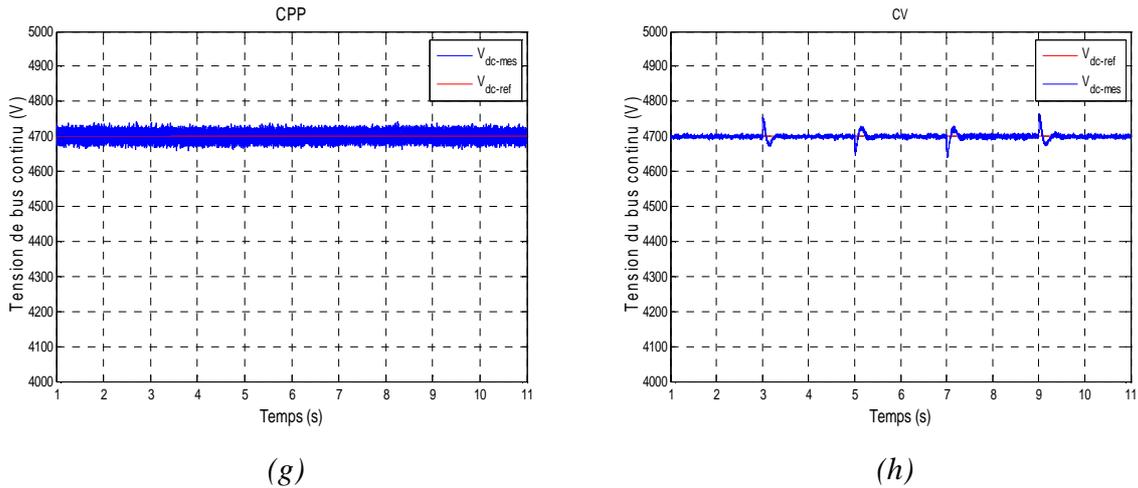


Figure 2.14 : Comportement du système lors d'un transitoire sur la puissance réactive.

*Notes :* (a) régulation de la sortie plate  $y_Q$  cas CPP ; (b) régulation de la tension du bus continu  $Q_{re}$  cas CV ; (c) courants électrique injectés au PDC cas CPP ; (d) courants électrique injectés au PDC cas CV ; (e) Puissance produite par l'éolien cas CPP ; (f) Puissance produite par l'éolien cas CV ; (g) tension du bus continu cas de la CPP ; (h) tension du bus continu cas de la CV.

Les figures 2.14 (a) et (b) montrent les réponses des boucles de régulation de la puissance réactive injectée au PDC obtenus avec les deux méthodes de contrôle (CPP et CV) respectivement. Nous constatons que la puissance réactive suit bien sa référence imposée pour les deux méthodes de commande sans aucune perturbation lors de changement de la référence de la puissance réactive. Si nous nous intéressons à l'impact de la variation brutale de cette référence sur l'ensemble du système éolien, nous trouvons sur la figure 2.14 (c) et (d) les courants injectés au PDC. Pour la commande classique, nous constatons un pic (dépassement) au niveau de la composante quadratique du courant mesuré qui est l'image de la puissance réactive. Ce pics vont créer des légers déséquilibres sur la puissance électrique produite par l'éolienne et sur la tension du bus continu présentés sur les figures 2.14 (f) et (h) respectivement, mais en contrepartie, comme nous voyons sur les figures 2.14 (e) et (g), l'inexistence de ce phénomène dans la stratégie de commande par platitude.

En fin, le tableau 2.1 résume et donne les valeurs numériques obtenues à partir de cette étude comparative menée, ses valeurs sont mesurées à partir des résultats de simulations pour les variables du système mentionnés. Par définition ces deux paramètres sont expliqués de la façon suivante :

- **Temps de réponse  $t_r$  :** Théoriquement, le temps de réponse est le temps nécessaire pour que le régime transitoire ait totalement disparu. Toutefois en pratique, on convient, en

fonction de la précision exigé que c'est le temps au bout duquel la réponse du système rentre dans la bande de plus ou moins  $x\%$  de la valeur finale sans en sortir.

- **Dépassement** : En réponse à un échelon d'amplitude  $\Delta u$ , la sortie d'un système varie de  $\Delta y = y(\infty) - y(0)$ , avec un dépassement de la valeur finale. C'est-à-dire que la réponse présente un maximum  $y_{max}$  supérieur à la valeur finale.

	Temps de réponse (ms)		Dépassement (%)	
	Commande par platitude	Commande Vectorielle	Commande par platitude	Commande Vectorielle
Vitesse de rotation ( $\Omega_{tur}$ )	15	40	0	36,56
Puissance active ( $P_{\acute{e}le}$ )	180	250	0	35,59
Tension du bus continu ( $V_{dc}$ )	70	450	0	33,5
Réactive power ( $Q_{re}$ )	0,2	0,2	-	-

Tableau 2.1 : Valeurs numérique de la comparaison des deux méthodes.

En conséquence, bien que les deux stratégies de contrôle soient efficaces pour gérer l'énergie dans le système étudié, la commande par platitude a de meilleures performances en particulier dans les régimes transitoires. Cela a été prouvé par les résultats de simulations pour les pires des cas où les variables de sorties du système vont subir des variations brusques de leurs références.

### Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé d'abord une nouvelle commande pour le contrôle de la chaine de conversion d'énergie éolienne présenté sur la figure 2.1, la platitude du système a été démontrée pour chaque partie de la chaine de conversion. Nous avons abordé le rôle de chaque convertisseur utilisé dans cette chaine de conversion. Ensuite, nous avons, procédé à la génération des trajectoires appropriées pour le système de contrôle. Puis, nous avons utilisé le concept de platitude pour synthétiser un régulateur à une boucle de régulation, nous avons montré la faisabilité de différentes lois de commandes par la simulation. Les résultats présentés dans ce chapitre montrent que le comportement de la chaine de conversion développée est approprié pour convertir l'énergie éolienne en énergie électrique et de maîtriser les conditions de l'injection au PDC. Le découplage fonctionnel (degré de liberté) obtenu pour les deux convertisseurs l'un coté génératrice et l'autre côté PDC permet une approche de commande optimisée.

Pour la suite, dans ce chapitre, nous avons proposé des tests comparatifs entre les performances de la commande par platitude et celles plus usuelles dans le premier chapitre pour mieux montrer les avantages escomptés. Nous avons pu analyser l'impact des deux stratégies de commande lors des régimes transitoires subies par le système.

Le formalisme et l'algorithme développés présentent principalement les avantages :

- Le formalisme dédié aux systèmes plats permet de connaître le comportement de toutes les variables d'état en régime permanent et transitoire, même si ces variables d'état ne sont pas contrôlés.
- L'algorithme de contrôle à une boucle, permet de fixer des dynamiques en asservissement et permet un niveau élevé de rejet de perturbations.

Pour conclure, l'approche proposée possède des avantages incontestables en termes de qualité de réponse (dépassement et temps de réponse) et de stabilité (rejet de perturbations) ce qui justifie son utilisation dans le domaine de la gestion de la variabilité de l'énergie éolienne source de perturbations pour les systèmes de commande.



***Chapitre III : Exploitation de la stratégie de commande en vue de la gestion de la puissance active et la participation au réglage de fréquence d'un parc éolien offshore***

1. Introduction.....	99
2. Parc éolien offshore.....	100
2.1. Topologies des Parcs éoliens offshore.....	101
2.1.1. Structure de la connexion en AC.....	101
2.1.2. Structure de la connexion en DC.....	102
3. Prescriptions techniques des différents codes réseau sur la participation des éoliennes au réglage de fréquence).....	104
4. Techniques de contrôle en vue de la participation au réglage primaire de fréquence...109	
4.1. Création de la réserve par action sur la référence de l'angle de calage.....110	
4.1.1. Introduction.....	110
4.1.2. Principe de création de la réserve.....	111
4.1.3. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle.....	112
4.2. Création de la réserve par action sur la trajectoire de référence de la vitesse de rotation.....115	
4.2.1. Introduction.....	115
4.2.2. Principe d'accélération.....	116
4.2.3. Limites technique de la stratégie de contrôle.....	119
4.2.4. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle.....	120
5. Etude de l'impact des régimes transitoires sur la réserve d'un parc éolien offshore...123	
5.1. Architecture du parc étudié.....	123
5.2. Répartition de la vitesse du vent dans le parc éolien offshore.....	126
5.3. Gestion de la puissance active du parc éolien offshore.....	127
5.4. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle proposée.....	128
Conclusion.....	135



## **1. Introduction**

Dans le chapitre précédent, nous avons développé un modèle pour un aérogénérateur basé sur la machine synchrone à aimants permanents après en avoir démontré la platitude. Ainsi, nous avons développé une stratégie de contrôle basée sur la commande par platitude pour l'optimisation de la puissance produite pour différents modes de fonctionnement gérés par des trajectoires de référence imposées aux sorties plates préalablement choisies.

Face à l'augmentation du taux de pénétration des énergies intermittentes et renouvelables dans les réseaux électriques les gestionnaires de réseau de transport (GRT) de nombreux pays sont confrontés à des prescriptions techniques contraignantes pour le raccordement au réseau. Ces exigences sont généralement référencées dans ce qu'on appelle codes réseau qui concernent donc des grands parcs éoliens et leur raccordement au réseau de transmission. Certains nouveaux codes de réseau stipulent que les parcs éoliens ont vocation à contribuer au contrôle de la qualité du réseau (fréquence et également la tension), au même titre que les centrales classiques.

Dans le présent chapitre, nous montrons l'impact d'une perturbation transitoire de fréquence du réseau dû à un parc éolien offshore, autrement dit, l'impact de ce transitoire sur la gestion de la réserve de puissance de ce parc éolien. Deux méthodes de création de la réserve de puissance pour une turbine éolienne seront présentées. Ces méthodes seront mises en œuvre dans le contrôle et la gestion de sa puissance active d'un parc éolien offshore. Il s'agira d'étudier l'impact d'un régime transitoire lié à une perturbation de fréquence du réseau sur la réserve de puissance intentionnellement créée dans la perspective d'un fort taux de pénétration.

On trouvera donc dans ce chapitre une partie concernant les réglementations de tenue aux variations de fréquence, puis des méthodes de contrôles seront mises en œuvre sur un parc éolien offshore pour sa participation à ce réglage.

## **2. Parc éolien offshore**

Un parc éolien offshore (PEO) correspond à l'association de plusieurs éoliennes en mer connectées au réseau électrique terrestre (onshore) par une liaison de transport d'énergie. Un PEO est constitué de trois parties comme illustré sur la figure 3.1. La première partie présente le système de production constitué d'un certain nombre d'éoliennes réparties sur une large surface en mer permettant la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

La deuxième partie correspond au réseau de distribution interne de moyenne tension (MT), ce réseau est constitué de plusieurs clusters (regroupement d'éoliennes connectées entre elles par une association série ou parallèle) connectés entre eux à un point commun centralisé qui présente la sous-station offshore. Les réseaux internes des PEOs actuelle sont du type à courant alternatif (AC) du 33 kV. Enfin, la troisième partie est le réseau de transport sous-marin en haute tension (HT). Pour relier une ferme éolienne offshore au continent et transporter toute l'énergie produite dans le parc éolien vers le réseau électrique terrestre, au niveau de la sous-station électrique offshore, la tension est élevée à un niveau HT supérieur à 132 kV pour minimiser au maximum les pertes dans les câbles de transport. Selon la distance qui sépare le parc de la terre, la capacité de production de ce parc, les niveaux de tensions et les choix technologiques, le transport peut être réalisé en alternatif ou en continu (HVAC ou HVDC).

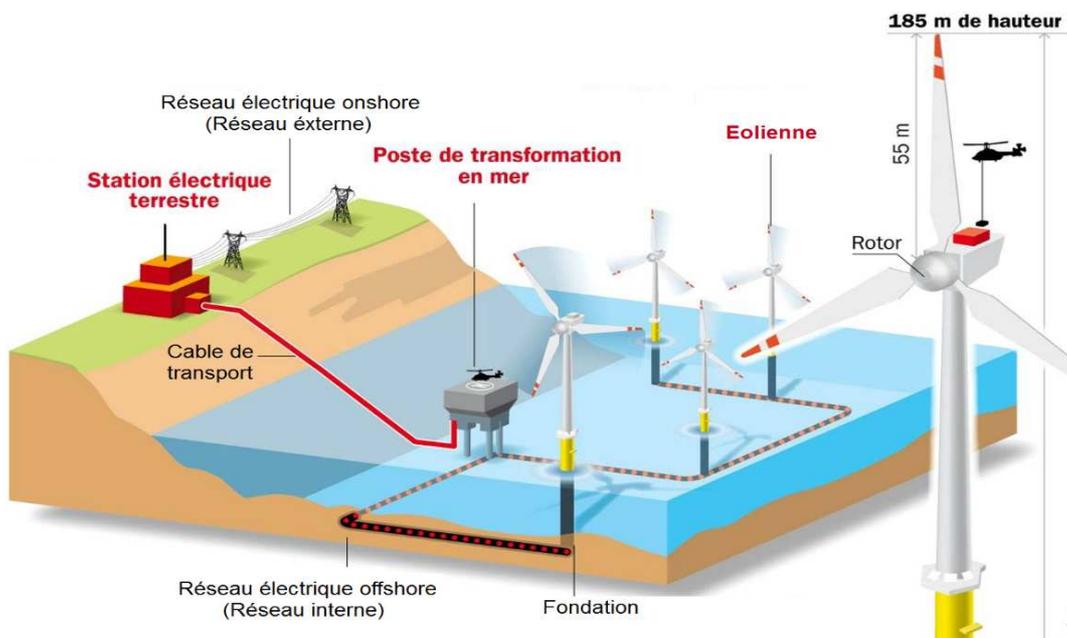


Figure 3.1 : Schéma d'une ferme éolienne offshore [89]

La figure 3.1 présente la configuration générale de l'architecture typique d'une ferme éolienne offshore comprenant :

- Les turbines éoliennes permettant la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.
- Le réseau électrique offshore qui présente la connexion entre les différentes turbines éoliennes du parc éolien offshore.

- La plate-forme offshore qui permet de convertir l'énergie, ré-augmenter la tension à un niveau plus élevé, compensation de l'énergie réactive,... etc.
- Le câble de transport d'énergie de la plate-forme offshore à un poste onshore.
- Le poste de transformation de l'énergie onshore qui permet de connecter le parc éolien offshore au réseau de transport terrestre.

## 2.1. Topologies des Parcs éoliens offshore

Pour relier un parc éolien offshore au réseau terrestre, différentes topologies existent. Selon la distance qui le sépare du continent, le nombre d'éoliennes (puissance installée), les niveaux de tensions et les choix technologiques, les connexions électriques diffèrent entre les éoliennes ainsi que les liaisons au continent.

### 2.1.1. Structure de la connexion en AC

Jusqu'à ce jour, presque la totalité des parcs éoliens offshore au monde sont connecté au réseau terrestre par une liaison en courant alternatif à haute tension (High Voltage Alternating Current (HVAC) en anglais) pour des raisons économiques, de fiabilité de ce système, de la disponibilité de systèmes de protections et leur fiabilités en AC et l'industrialisation de ces liaisons en HVAC [93, 95]. La configuration générale de cette liaison est illustrée sur la figure 3.2. Le système global comporte un réseau de distribution interne avec un niveau de tension en HTA (la plus part des parcs éoliens offshore existant ont une tension alternative de 33 kV). Par la suite, cette tension sera élevée au niveau de la sous-station offshore par l'intermédiaire d'un transformateur de puissance de haute tension. En fin, les parcs seront connectés au réseau terrestre à travers des câbles sous-marin de haute tension. Donc, ce système nécessite une plate-forme marine dite sous-station offshore pour l'installation de l'ensemble de ces éléments.

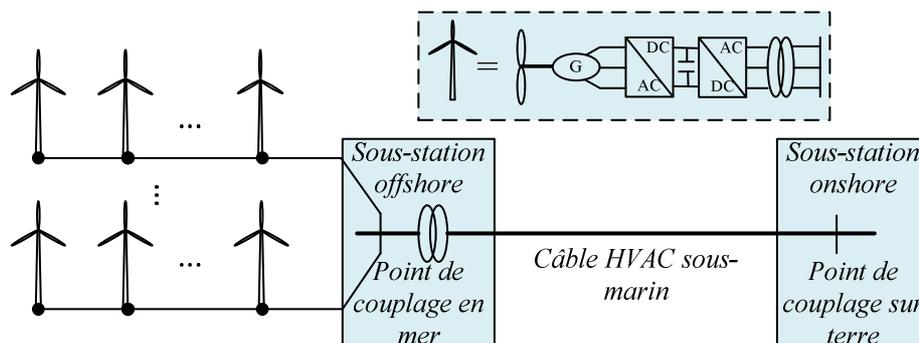


Figure 3.2 : Configuration générale pour la connexion en HVAC [7].

L'utilisation des câbles sous-marins à courant alternatif (AC) est l'inconvénient majeur du système de transmission en HVAC en raison de la production d'énergie réactive qui limite la capacité de transport de la puissance active et la quantité de la puissance réactive produite dépend de la longueur du câble et du niveau de tension. Théoriquement, la distance de transport pourrait être augmentée tant que la production de puissance réactive est compensée le long de la liaison. Mais cela n'est pratiquement pas faisable, car l'installation des équipements de compensation dans l'environnement marin ne peut se faire qu'aux extrémités de la liaison en HVAC, cela implique un surcoût pour l'installation.

### 2.1.2. Structure de la connexion en DC

Cependant, durant ces dernières années, l'idée de la technique de la liaison en courant continu à haute tension (High Voltage Direct Current (HVDC) en anglais) a connu une forte évolution technique de fait que certains parcs éoliens offshore de grandes puissances situés sur des distances très élevées commencent à utiliser cette stratégie de transport d'énergie (tableau 3.1). La configuration générale de cette technique est présentée sur la figure 3.3.

Pour la topologie en HVDC, la ligne de transmission HVAC dans les parcs éoliens offshore sera remplacée par une ligne de transmission en courant continu à haute tension. Cette ligne est souvent insérée dans un réseau AC comme c'est le cas sur la figure 3.3, entre la production et le réseau. Depuis le réseau de distribution interne AC, la tension est augmentée par un transformateur côté offshore puis le courant électrique est converti en courant continu dans une station de conversion (le redresseur) et transmis à une autre station de conversion (l'onduleur) par des lignes ou des câbles électriques HVDC. Ce type de système est souvent proposé lorsque la plate-forme maritime et le point de connexion sur terre se séparent par une grande distance. 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 terrestre.

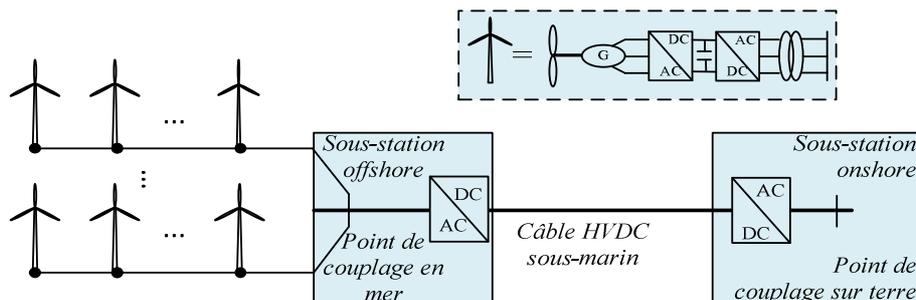


Figure 3.3 : Configuration générale pour la connexion en HVDC [7].

La figure 3.4 issue de [7] illustre d'une manière générale le choix des technologies de transmission en fonction de la distance et de la puissance (figure 3.4 (a)) et une comparaison entre les coûts des technologies HVAC et HVDC en fonction de la distance (figure 3.4 (b)). Selon la comparaison menée par [90] entre les deux configurations, elle précise que pour des distances qui séparent le parc de la terre inférieures à 120 km, la technique de connexion en HVAC est la plus rentable. Cette comparaison a pris en compte des coûts de l'énergie produite en fonction de la distance qui sépare le parc éolien offshore de la terre, des limites techniques pour les technologies des convertisseurs et des éléments du parc. Siemens a publié aussi une courbe qui compare les coûts de l'énergie produite en fonction de la distance qui sépare le parc éolien offshore de la terre (figure 3.4 (b)). Sur cette courbe, la «distance au point d'égalité (break-Even Distance)» est la distance à partir de laquelle une liaison HVDC devient économiquement plus intéressante qu'une liaison HVAC. Ainsi, la limite des interconnexions de type «aérien» est fixée entre 500 et 800 km selon [91-92]. Pour les interconnexions de type «souterrain/sous-marin», la distance est estimée entre 70 et 100 km selon [93-94].

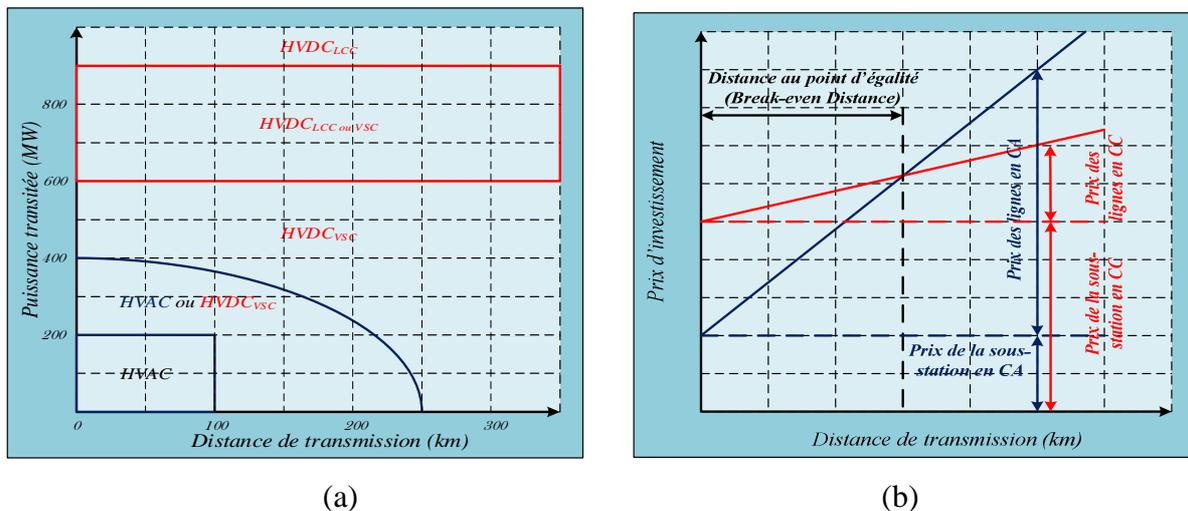


Figure 3.4 : Comparaison entre les technologies HVAC et HVDC.

(a) : Choix de la transmission en fonction de la distance et de la puissance transmise ;

(b) : Coûts des technologies HVAC et HVDC en fonction de la distance (Siemens).

Le tableau 3.1 présente les principales fermes offshore existantes à travers le monde [7, 93, 95-97]. GB se réfère à la Grande-Bretagne. A travers ce tableau on remarque qu'à la fin de l'année 2012, un seul parc était connecté au réseau avec une liaison de technologie HVDC. Récemment, cette technologie a été prévue pour certains parcs éoliens offshore en cours construction.

Nom	Pays	Puissance [MW]	Eolienne	Connexions		Distance [km]	Année de construction
				Réseau interne	Transport		
North Wind	Belgique	216	72 x 3 MW Vestas	33 kV AC	245 kV HVAC	36 km	2014
Riffgat	Allemagne	108	30 x 3,6 MW Siemens	33 kV AC	150 kV HVAC	15 km	2014
London array	Grande Bretagne	630	175 x 3,6 MW Siemens	33 kV AC	150 kV HVAC	20 km	2013
Anholt	Danemark	399.6	111 x 3,6 MW Siemens	33 kV AC	220 kV HVAC	15 km	2013
BARD offshore 1	Allemagne	400	80 x 5 MW BARD 5.0	33 kV AC	150 kV HVDC	200 km	2013
Global tech 1	Allemagne	400	80 x 5 MW Areva	33 kV AC	150 kV HVDC	115 km	En construction
Fecamp	France	498	83 x 6 MW Alstom Haliade 6	33 kV AC	225 kV HVAC	17 km	En construction

Tableau 3.1 : Différents parcs éoliens offshore dans le monde [7, 93, 95-97].

### 3. Prescriptions techniques des différents codes réseau sur la participation des éoliennes au réglage de fréquence

L'augmentation du taux de pénétration de l'énergie éolienne aux réseaux électriques conduit à l'élaboration de prescriptions techniques spécifiques pour le raccordement de grands parcs éoliens, généralement comme une partie des codes de réseau émis par les gestionnaires de réseau de transport (GRT). Ces exigences font généralement référence à des grands parcs éoliens reliés au système de transmission. Les nouveaux codes de réseau stipulent que les parcs éoliens doivent être capables de contribuer au contrôle du système d'alimentation. Certaines réglementations (comme le cas Irlandais) précisent également que tous les parcs éoliens d'une puissance nominale supérieure à 5 MW doivent pouvoir réduire leur puissance sur ordre du gestionnaire du réseau en cas de sur-fréquence et seuls les parcs d'une puissance supérieure à 10 MW doivent avoir la capacité de constituer une réserve et contribuer au réglage primaire de fréquence en cas de sous-fréquence [98-100]. Par contre, le code réseau danois ne fait pas mention d'une telle spécification. En résumé, la figure 3.5 présente une comparaison des limites de fréquence de fonctionnement des parcs éolien dont l'échelle est seulement indicative de la durée que ces parcs éoliens sont requis de rester en service dans certains pays européen où les systèmes d'alimentation est de 50 Hz.

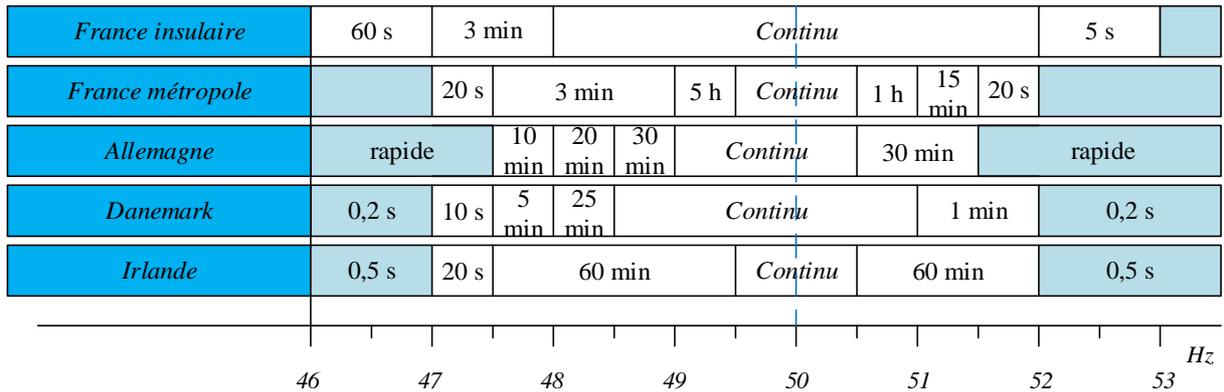


Figure 3.5 : limites de fréquence de fonctionnement imposées par divers codes réseau [101].

Les systèmes électriques isolés avec absence d'interconnexion à d'autres réseaux électriques, comme en Irlande [102] ou la Grande-Bretagne [103], ou avec une pénétration très élevé de l'énergie éolienne comme au Danemark [104] ou l'Espagne [105], demandent des exigences très strictes en termes de contrôle de la puissance active et de la fréquence. Particulièrement, le Danemark établit des contraintes plus exigeantes en matière de contrôle de la puissance active. Donc, nous trouvons les fonctions de régulation principales qui peuvent être demandées par le gestionnaire du réseau en fonction de l'état et des conditions d'exploitation du réseau demandées tels que la limitation de puissance (« *absolute power constraint* »), fonctionnement avec réserve (« *delta production constraint* »), la limitation du gradient de puissance (« *power gradient constraint* »), la réglementation de l'équilibre (« *balance regulation* ») et la régulation de la fréquence (« *frequency regulation* ») [34, 100, 103]. Pour le fonctionnement avec réserve, les éoliennes doivent être capables de fonctionner avec une réserve constante comme illustré sur la figure 3.6. Lors de l'injection de cette réserve, la variation temporelle de la puissance éolienne doit être réglée à un taux de rampe de valeur comprise entre 10% et 100% par minute de la puissance nominale [105].

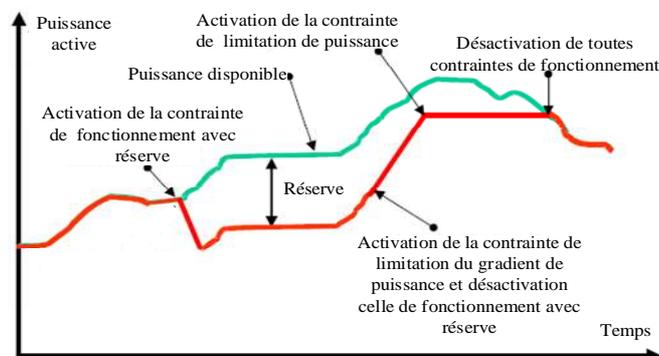


Figure 3.6 : Différentes contraintes de fonctionnement imposées par le GRT au Danemark [106].

Dans le cas irlandais, chaque turbine éolienne participant au réglage de fréquence doit être équipée d'un dispositif de contrôle qui va la permettre de fonctionner à puissance réduite par ordre en ligne de la part de l'opérateur du réseau électrique (cette puissance est inférieure à la puissance maximale disponible en fonctionnement normal du système sous une fréquence de 50 Hz). La nouvelle consigne doit être mise en œuvre dans les 10 secondes qui vont suivre à partir de la réception de cet ordre [106]. La puissance non produite forme par la suite une réserve de puissance pour l'éolienne. En cas de défaut, les parcs éoliens doivent avoir une réponse en fréquence définie par le gestionnaire du réseau pour compenser l'écart de fréquence selon la caractéristique puissance / fréquence illustrée sur la figure 3.7 (ligne rouge définie par *ABCDE*), elle montre que la consigne de la puissance fonctionne en réserve avec un pourcentage de la puissance éolienne disponible  $P_{dis}$ . La ligne bleu est définie par les points  $(F_x, P_x)$  qui sont données par le tableau à droite. Pour les fréquences inférieures à  $F_B$ , la puissance de sortie du parc éolien augmente en pourcentage avec  $P_{dis}$  en fonction de la pente *AB* alors que pour les fréquences supérieures à  $F_C$ , la puissance de sortie du parc éolien diminue en pourcentage avec  $P_{dis}$  en fonction de la pente *CDE*. Ainsi, pour les fréquences comprises entre  $F_B$  et  $F_C$  considérés comme des gammes fréquences normales du réseau, la puissance de sortie ne répond pas à ces variations de fréquence (bande morte). Ces points peuvent être ajustés en temps réel à la demande de l'opérateur du réseau et seront différentes pour chaque ferme selon les conditions du système et la localisation de la ferme [34]. Le réglage de fréquence devrait être atteint sans déconnecter les aérogénérateurs sauf pour les fréquences au-delà de la pente *DE*. Aucune temporisation autre que celles nécessairement inhérente à la conception de la boucle de commande associée au réglage de fréquence doivent être introduits [98]. Le GRT exige à chaque parc éolien d'une capacité supérieure à 30 MW de fournir des prévisions de production et les valeurs de puissance disponibles [4].

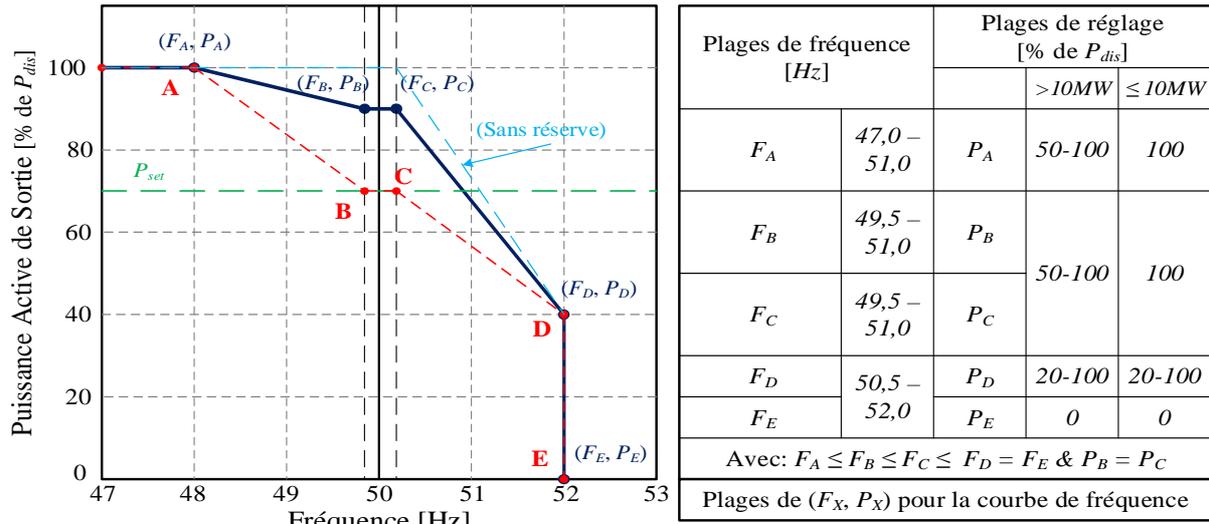


Figure 3.7 : Caractéristique de la fréquence pour les parcs éoliens offshore pour le code réseau Irlandais [107].

Pour le cas allemand, la participation à la gestion de la puissance active de parc éolien offshore est nécessaire afin d'assurer un fonctionnement fiable et pour protéger les équipements de tout dommage. Selon le code du gestionnaire du réseau (E.ON), les parcs éoliens offshore doivent rester connectés au réseau dans une plage de fréquence de 47,5 Hz à 52,7 Hz. Au-delà de ces limites, la déconnexion est obligatoire sans aucun temps de retard. Cependant, les éoliennes doivent commencer à réduire leur puissance active à des fréquences d'environ 50,2 Hz avec un gradient de 40% de la puissance actuelle disponible de l'aérogénérateur par Hertz, comme le montre la figure 3.8. Lorsque la fréquence revient à une valeur de 50,05 Hz, la puissance active peut être augmentée à nouveau (avec surveillance de fréquence  $f \leq 50,2$  Hz). Cette régulation est effectuée de manière décentralisée (à chaque générateur individuel). Ainsi, la bande morte de plage d'insensibilité doit être inférieure à 10 mHz [34, 108]. Le réglage de fréquence devrait être atteint sans déconnecter les aérogénérateurs sauf pour les fréquences au-delà de la fréquence critique de 52.7 Hz. Dans [109], un code de réseau générique pour les centrales éoliennes visant à unifier les exigences en Europe est fourni.

En se basant sur cette recherche biographique, nous constatons que tous les autres codes réseau pour les différents GRTs au monde sont similaires ou moins exigeants à l'un des trois mentionnés précédemment [7, 110-113].

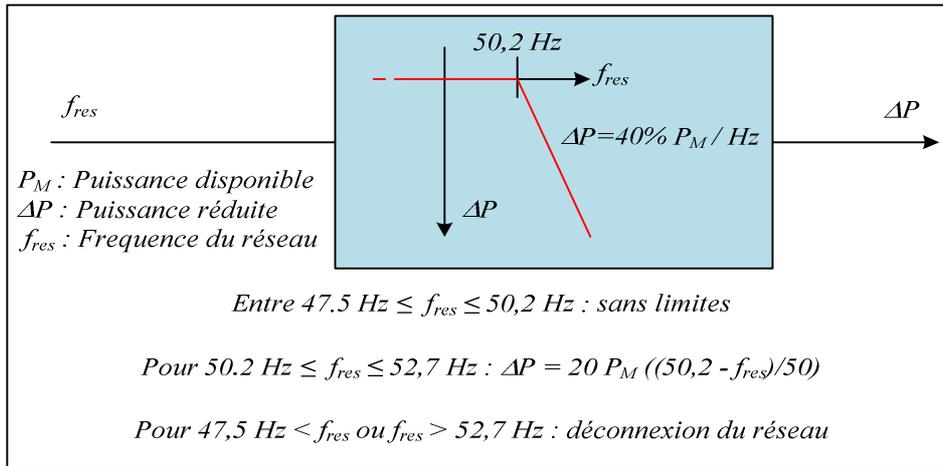


Figure 3.8 : Caractéristique de la fréquence pour les parcs éoliens offshore pour le code réseau Allemand [108].

Dans le cas de la France, en métropole, les conditions techniques de raccordement françaises ne prévoient pas la participation des parcs éoliens au réglage de fréquence vue que le taux d'intégration de la puissance éolienne reste encore marginal. Mais l'augmentation continue de la production éolienne va conduire à l'élaboration de prescriptions techniques spécifiques pour le raccordement de grands parcs éoliens qui vont dans le sens d'une exigence de ce service dans le futur proche, dans l'arrêté de 2008 [37], il est précisé que toutes les installations de production dont la puissance installée est supérieure ou égale à 5 MW doivent rester en fonctionnement lors des perturbations sur la fréquence du réseau. Il définit un temps minimal pour lequel les centrales de production doivent restées connectées au réseau en fonction d'une plage de fréquence donnée. Ces contraintes sont illustrées sur la figure 3.5. Ces centrales de productions doivent être dotées d'un système de contrôle permettant de réduire sa puissance produite lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 et 52 Hz. La performance de ce contrôle ainsi que le réglage du seuil précité sont convenus entre le producteur et le GRT. En outre, lorsque la fréquence excède la valeur de 52 Hz, le producteur peut déconnecter l'installation de production du réseau électrique, de sa propre initiative. S'il décide de la maintenir connectée, il doit s'assurer au préalable qu'elle est capable de supporter des excursions de fréquence entre 52 et 55 Hz pendant au moins soixante secondes.

Dans les systèmes électriques insulaires français, le service du réglage de fréquence n'est pas exigé aux fermes éoliennes pour l'instant. Avec l'augmentation continue de la production éolienne, les contraintes techniques vont dans le sens d'une exigence de ce service. Dans l'appel d'offres de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) portant sur des

installations éoliennes terrestres en Corse et en outre-mer, publié en 2010 [114], la capacité de constituer une bande de réserve constante et équivalente à 10% de la puissance nominale a été demandée aux nouvelles fermes qui seront raccordées aux réseaux insulaires, mais cette fonction sera réalisée à l'aide du système de stockage intégré au sein de la ferme [115].

#### **4. Techniques de contrôle en vue de la participation au réglage primaire de fréquence**

La participation des parcs éoliens offshore au réglage primaire de fréquence exige d'avoir une réserve de puissance suffisante dite primaire, comme pour un groupe de production conventionnel. Cette réserve correspond à la capacité du parc à rétablir l'équilibre de puissance dans le réseau électrique lorsque la production se trouve déficitaire. Donc, le moyen le plus simple pour y parvenir à cette réserve est de fonctionner en dessous de la capacité maximale disponible de tous les aérogénérateurs du parc afin qu'ils puissent augmenter leur puissance produite en cas de chute de fréquence, comme c'est le cas pour les parcs éoliens terrestre (onshore). L'idée de base de ce réglage consiste à respecter un fonctionnement imposé par le GRT sous une droite de statisme telle que celle imposé aux groupes de production conventionnels. Cette droite présente la dose de puissance active à envoyer au Point de Couplage Commun (PCC) en fonction de la variation de fréquence pour rétablir l'équilibre entre les puissances dans le système d'exploitation comme il est donné par l'équation suivante :

$$\Delta P_{stat}^{TE} = K(f - f_0) \quad (3.1)$$

Où  $f_0$  présente la fréquence de référence du réseau et  $K$  (MW/Hz) est un coefficient qui est égal à l'inverse du statisme imposé par le GRT (énergie réglante).

Pour obtenir une réserve de puissance, le point de fonctionnement du générateur éolien doit se situer en dessous du fonctionnement optimal, comme il est présenté sur la figure 3.9. Pour dégrader la puissance aérodynamique convertie, on distingue deux techniques d'action possibles, leurs applications dépendent du mode de fonctionnement de l'aérogénérateur (charge partielle ou pleine charge) :

- La première technique étant la plus simple et la plus répandue, elle s'applique sur toute la plage de fonctionnement de la turbine éolienne (charge partielle et pleine charge). Elle consiste à intervenir directement sur l'angle de calage des pales de la turbine éolienne permettant par la suite la dégradation du rendement aérodynamique de la turbine et par la

suite, une réserve de puissance sera constituée. Dans ce cas, l'énergie est perdue et elle n'est pas stockée dans les masses en rotation de la turbine éolienne [116-121].

- La deuxième technique s'applique dans la zone de fonctionnement à charge partielle, elle consiste à modifier le point de fonctionnement de l'aérogénérateur en intervenant sur le contrôle de la vitesse de rotation de la turbine éolienne. Une nouvelle trajectoire concernant la sortie plate liée à la vitesse de rotation de référence sera générée. Cela a pour but de diminuer le coefficient de puissance de la turbine qui est censé d'être à son maximum lors du fonctionnement normale. Cela va engendrer une dégradation du rendement aérodynamique de la turbine éolienne, permettant ainsi d'avoir une réserve de puissance sous forme d'énergie cinétique stockée au niveau des masses tournantes de l'éolienne [120-123]. Pour des vitesses du vent très faibles, cette technique peut permettre à l'éolienne de fonctionner en volent d'inertie [116, 124-125].

Dans ce qui suit dans cette partie, la création de la réserve de puissance pour les générateurs éoliens avec les deux techniques de fonctionnement évoquées va être développée. Cela va montrer les capacités techniques d'une éolienne offshore à participer au réglage primaire de fréquence.

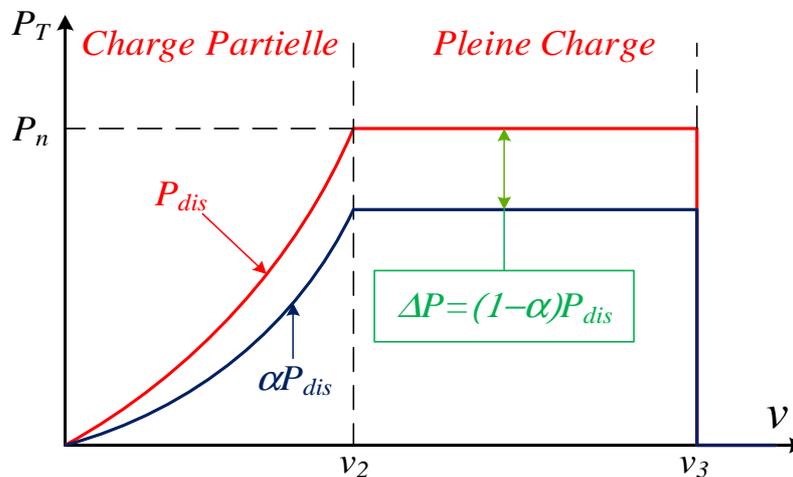


Figure 3.9 : Fonctionnement d'une éolienne avec réserve de puissance.

#### 4.1. Création de la réserve par action sur la référence de l'angle de calage

##### 4.1.1. Introduction

En fonctionnement normal, le contrôle de l'angle de calage permet aux éoliennes de fonctionner à leur régime nominal en toute sécurité, cela en limitant leurs puissances captées à leur valeur nominale. L'augmentation de l'angle de calage fait diminuer la portance de la pale,

ce qui réduit le couple de la turbine et donc la puissance extraite du vent. C'est ce que l'on remarque sur les caractéristiques  $C_p(\lambda, \beta)$  de la figure 3.10, lorsque la valeur de l'angle  $\beta$  augmente, le coefficient de puissance  $C_p$  diminue et inversement. Quelle que soit la vitesse du vent, il est donc possible d'agir sur l'angle de calage pour augmenter ou diminuer la puissance extraite par la turbine [7, 20].

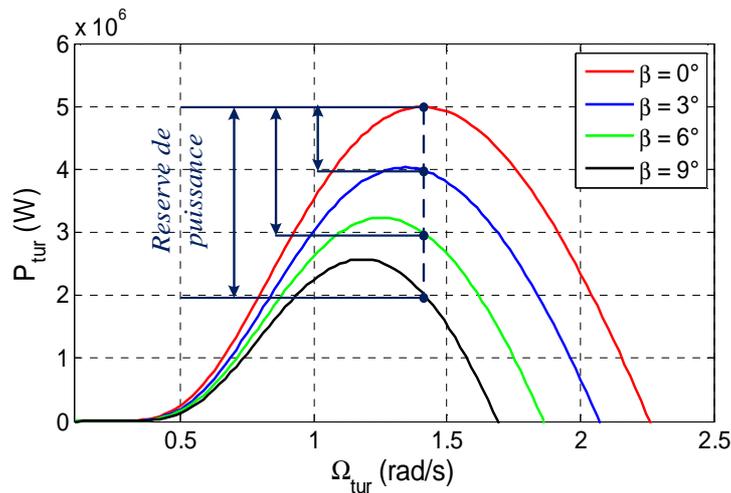


Figure 3.10 : Principe de création de la réserve par action sur l'angle de calage.

#### 4.1.2. Principe de création de la réserve

Le principe de la technique de création de la réserve de puissance en ajustant l'angle de calage des pales de la turbine éolienne est une solution applicable sur toute la plage de fonctionnement de l'éolienne. Mais dans la littérature, les auteurs précisent que cette technique est plus efficace dans la zone de fonctionnement à pleine charge (pour des raisons de stabilité de fonctionnement dans les systèmes éolien) [116-121]. Elle permet ainsi de contrôler (augmentation ou réduction) la puissance éolienne extraite du vent.

Pour constituer une réserve de puissance, le point de fonctionnement de la turbine éolienne doit se situer en dessous du point de fonctionnement optimal (fonctionnement en PPPM) comme elle est présentée par la figure 3.9. La technique de variation d'angle de calage étant une solution simple pour constituer la réserve souhaitée, elle consiste à imposer une puissance de référence inférieure à la puissance disponible de la turbine éolienne. Cette dernière est déterminée en multipliant la puissance disponible par un coefficient qui présente le pourcentage de puissance à réserver dont l'expression analytique est donnée par la suite par l'équation (3.2)

$$P_{ref} = (1 - \alpha)P_{dis} \quad (3.2)$$

où  $\alpha$  est un coefficient qui présente le pourcentage de puissance active à stocker,  $P_{dis}$ ,  $P_{ref}$  présentent respectivement la puissance disponible au niveau des éoliennes et la puissance de référence imposée aux turbines éoliennes. Ainsi, la réserve de puissance  $\Delta P$  sera donnée par l'équation suivante :

$$\Delta P = P_{dis} - P_{ref} = \alpha P_{dis} \quad (3.3)$$

Par la suite, la référence de l'angle de calage est déterminée par la boucle de régulation de l'angle de calage de la turbine éolienne. Cette référence va permettre à la turbine de fonctionner à une puissance active désirée, ainsi, la réserve de puissance souhaitée va être constituée au niveau de la turbine. Pendant ce temps, la stratégie de contrôle permet à la turbine éolienne de fonctionner à sa vitesse de rotation optimale obtenue par la technique de PPPM.

Pour parvenir à gérer l'impact des régimes transitoires de la fréquence du réseau sur la réserve de puissance, la gestion de la puissance active des éoliennes est soumise à un fonctionnement sous un statisme imposé par le GRT. Ce dernier diffère de celui que l'on trouve sur les moyens de production classiques, à savoir que la puissance maximale considérée ici est la puissance éolienne disponible dans le vent et non pas la puissance nominale de la génératrice, cela est dû au caractère aléatoire de la source d'énergie. En fin, la figure 3.11 résume le principe de fonctionnement de la technique de création de la réserve par action sur l'angle de calage de la turbine éolienne.

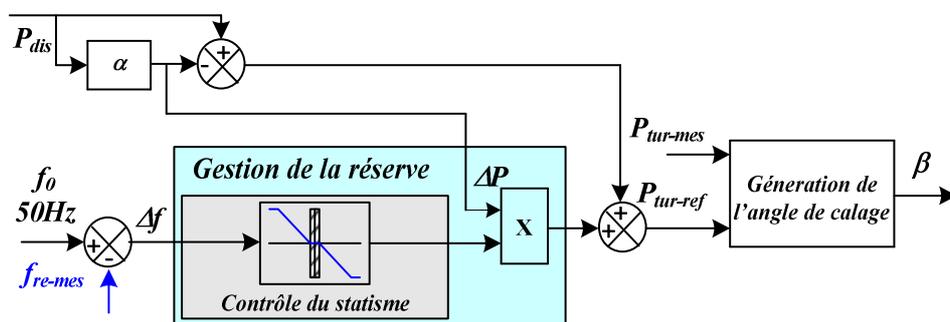
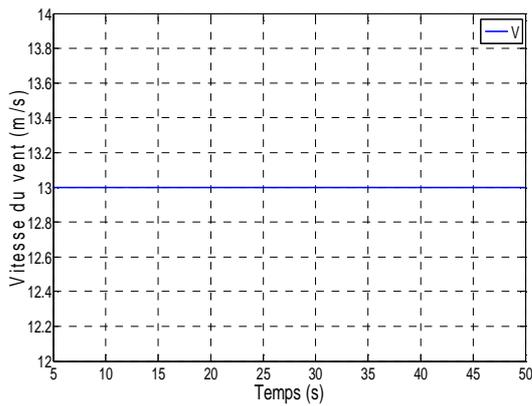


Figure 3.11 : Architecture de création de la réserve par action sur l'angle de calage.

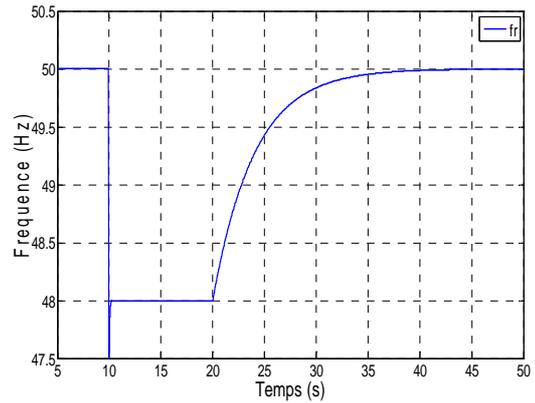
#### 4.1.3. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle

Les résultats qui seront montrés dans cette partie feront l'objet d'une simulation de l'algorithme de contrôle expliqué, il est intégré dans la commande de l'aérogénérateur

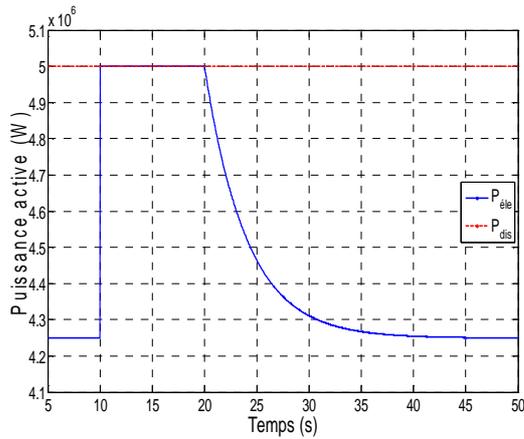
présenté dans le chapitre 2. La variation de fréquence qui survienne à l'instant  $t = 10$  s est similaire à ce qui pourrait se produire sur un réseau en cas de perte d'un générateur ou d'une surcharge [20, 157]. Les conditions du fonctionnement imposent un statisme de 4% et une réserve de 15% de la puissance disponible du vent qui correspondant à un coefficient  $\alpha = 0,15$ . Pendant ce temps, l'aérogénérateur fonction dans la zone de fonctionnement à pleine charge avec une vitesse du vent de 13 m/s.



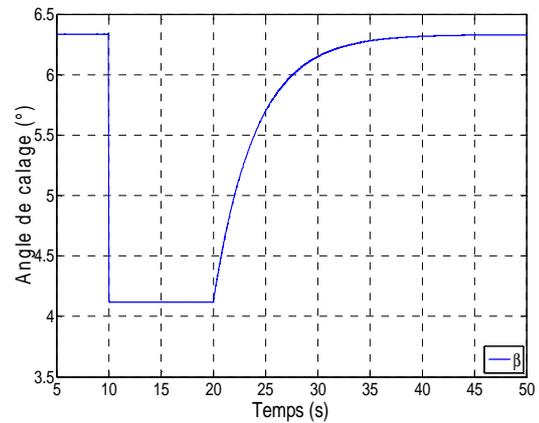
(a)



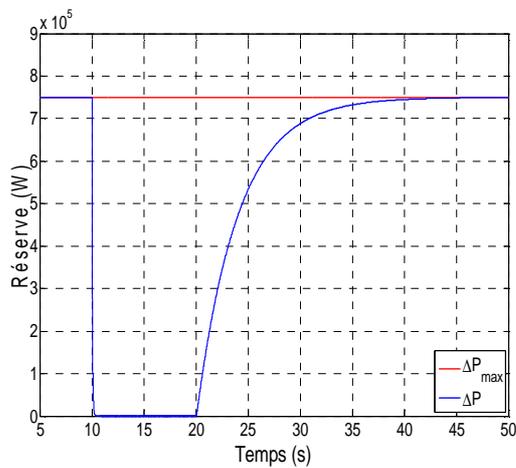
(b)



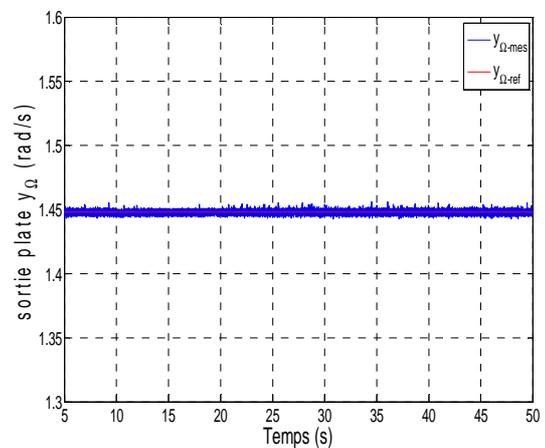
(c)



(d)



(e)



(f)

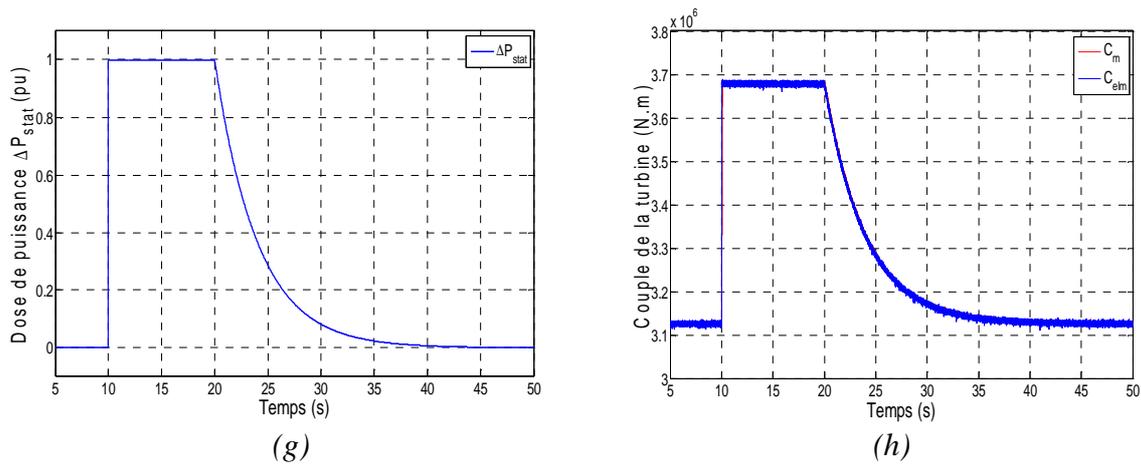


Figure 3.12 : Impact du transitoire de fréquence sur la réserve de puissance.

(a) : vitesse du vent ; (b) : fréquence du réseau ; (c) : puissance Active de la turbine éolienne ; (d) : angle de calage de la turbine ; (e) : réserve de puissance de la turbine ; (f) : sortie plate  $y_\Omega$  de la turbine ; (g) : dose de la réserve de puissance à injectée au PDC lors du transitoire ; (h) : couple de la turbine.

Les courbes représentées en traits discontinus de couleur rouge correspondent au fonctionnement de l'éolienne sous la stratégie de commande en mode PPM permettant à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance existante dans le vent, tandis que les courbes en traits continus de couleur bleu correspondent au fonctionnement de l'éolienne sous la stratégie de commande en mode réserve permettant à l'éolienne de respecter un fonctionnement sous un statisme donné, cela va permettre à l'éolienne de contribuer ainsi au réglage primaire de la fréquence.

Le comportement de l'éolienne lors d'un transitoire de fréquence est présenté sur la figure 3.12. Ces courbes montrent la capacité de l'angle de calage pour le contrôle de la puissance éolienne, ces résultats prouvent que cette technique de contrôle offre une bonne maîtrise de la puissance active. La turbine éolienne répond correctement au réglage de fréquence en augmentant rapidement leur puissance en fonction de la variation de fréquence grâce à l'implantation de la droite du statisme dans le système de contrôle (ici le réglage mis en place permet de libérer toute la puissance réservée pour une chute de fréquence de 2 Hz comme le montre la figure 3.12.(g)). Le retour de la fréquence à l'instant  $t = 20s$ , correspond à l'action du réglage secondaire (dans cette étude on fait l'hypothèse que les éoliennes ne participent pas à ce réglage). En réalité l'action du réglage secondaire est plus lente (délais raccourci ici pour des raisons de temps de simulation). Lors de cette action, la réserve de

puissance commence à se restituer. Avec le retour de la fréquence à sa valeur nominale, cette réserve sera entièrement reconstituée. Pendant ce temps, la sortie plate  $y_\Omega$  qui correspond à la vitesse de rotation de la turbine éolienne reste constante et égale à sa valeur optimale (par conséquent, la vitesse spécifique  $\lambda$  reste aussi constante et égale à sa valeur nominale), quant à lui, le point de fonctionnement se déplace sur la courbe du coefficient de puissance uniquement en fonction de l'angle de calage  $\beta$ , comme il est montré sur la figure 3.10.

## **4.2. Création de la réserve par action sur la trajectoire de référence de la vitesse de rotation**

### **4.2.1. Introduction**

En fonctionnement normal dans la zone à charge partielle, les éoliennes à vitesse variable optimisent l'extraction de puissance en ajustant leurs vitesses de rotation à celles qui correspondent aux vitesses optimales (fonctionnement sous la courbe de PPPM), cela est réalisé en plaçant le point de fonctionnement des turbines éoliennes au maximum de leur caractéristique  $C_p$ . Elles permettent ainsi d'extraire le maximum d'énergie possible du vent. Le contrôle avec réserve (en mode déchargé) conduit à dégrader ce point de fonctionnement imposant ainsi aux turbines de fonctionner sur des courbes en dessous de leurs points maximaux. Cela permet de stocker une partie de leurs puissances disponibles comme une réserve de puissance destinée au contrôle à long terme de fréquence (puisque l'exploitation de cette réserve peut être utilisée aussi longtemps que nécessaire) [20, 24]. Dans la littérature, plusieurs stratégies pour le contrôle de la puissance active sont étudiées où la plupart des auteurs précisent que pour les vitesses du vent élevées, la création de la réserve de puissance par action sur l'angle de calage des turbines éoliennes semble que c'est la méthode la plus pertinente [117, 126]. Tandis que, pour les vitesses de vent faibles, la création de cette réserve par action sur la vitesse de rotation est plus commode [120-122, 126].

En fait, comme le montre la figure 3.13, la diminution ou l'augmentation de la vitesse de rotation en dessous de la vitesse auquel les éoliennes fonctionnent en régime optimale sont ainsi des possibilités de stockage de puissance sous forme d'énergie cinétique dans les masses tournantes des turbines. Cependant, la stratégie de création de la réserve par la diminution de la vitesse de rotation (décélération) des turbines éoliennes n'est pas préférée car elle pourrait engendrer une instabilité de fonctionnement dans le système éolien [115, 123-124]. Par contre, l'autre stratégie qu'étant la création de la réserve par accélération des turbines

améliore la stabilité de leurs fonctionnements par rapport à la méthode de contrôle par action sur l'angle de calage [117, 126-128]. Par conséquent, la stratégie par accélération est préférable par rapport à celle de la décélération des turbines éoliennes, ainsi, elle sera retenue pour la suite de cette partie.

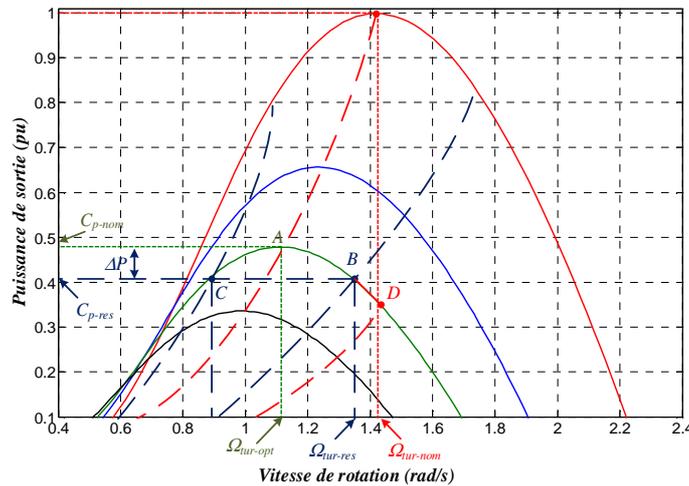


Figure 3.13 : Principe de création de la réserve par action sur la vitesse de rotation de la turbine éolienne.

#### 4.2.2. Principe d'accélération

L'augmentation de la sortie plate  $y_{\Omega}$  de la turbine éolienne entraîne l'augmentation de son rapport de vitesse spécifique  $\lambda$ . Comme le montrent les figures 3.13 (la courbe verte) et 3.14, le point de fonctionnement de la turbine se déplace donc sur la courbe de la caractéristique  $C_p$  pour venir se placer au point B ( $C_{p-res}$  ;  $\lambda_{res}$ ) et par conséquent, il y aura une réduction de la puissance captée par la turbine car une partie de sa puissance est utilisée pour accélérer les masses tournantes, cela se dit que la turbine est déchargée (deloaded wind turbine en anglais). De cette manière, on obtient une réserve d'énergie physique stockée mécaniquement au niveau de la turbine et une réserve de puissance disponible et utilisable en augmentant son coefficient de puissance. Si plus de réserve est demandée, le couple électromagnétique de la turbine éolienne  $C_{em}$  diminue encore et la sortie plate  $y_{\Omega}$  de la turbine peut être augmentée jusqu'à sa valeur maximale admissible au point D (figure 3.13). Dans ce cas, la puissance ne peut plus être réduite par cette méthode.

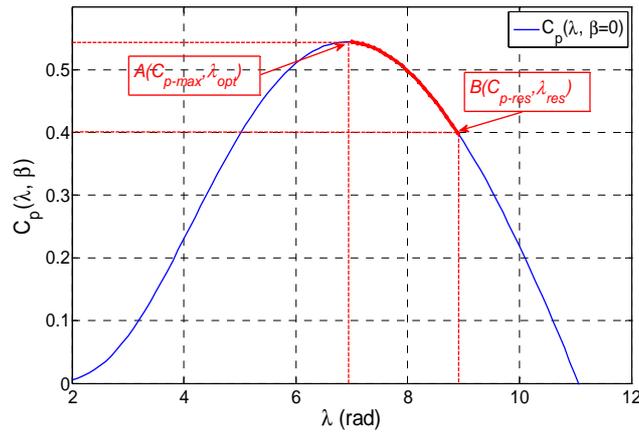


Figure 3.14 : Dégradation du coefficient  $C_p$  par action sur la vitesse spécifique  $\lambda$ .

Pour une vitesse du vent donnée, l'augmentation de la sortie plate  $y_\Omega$  de la turbine est réalisée par sa boucle de régulation donnée sur la figure 3.15. Cette technique est plus pratique que celle du contrôle de l'angle de calage dans la zone de fonctionnement à charge partielle [120-122, 126]. En plus, dans cet intervalle de fonctionnement, cette technique peut protéger les turbines éoliennes de l'usure comparativement à l'utilisation seulement de la méthode de contrôle par action sur l'angle de calage [126, 128]. Cette stratégie consiste alors à générer des nouvelles trajectoires de références qui vont engendrer une accélération des turbines éoliennes, cela va permettre de stocker une part d'énergie cinétique qui pourra ensuite être exploitée à la demande du GRT pour le contrôle à long terme de fréquence.

Pour décrire le principe de création de la réserve de puissance par action sur les trajectoires de références des sorties plates du système, on fait l'hypothèse que l'angle de calage est maintenu nul et constant. Par conséquent, il n'existe plus qu'une seule variable sur la caractéristique de  $C_p$  sur laquelle le point de fonctionnement se déplace, à savoir la vitesse spécifique  $\lambda$  des turbines éoliennes. Par la suite, pour calculer cette variable, un contrôle par inversion du modèle du coefficient de puissance sera développé.

La non-linéarité entre la puissance active des turbines éoliennes et la vitesse de rotation est essentiellement apportée par la courbe du coefficient de puissance  $C_p(\lambda, \beta)$  qui peut être représentée sous le modèle mathématique de  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  et  $\beta$  de l'équation (1.14). La méthode développée consiste à trouver chaque vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent et de la réserve de puissance souhaitée en utilisant la fonction inverse de  $C_p$  sur laquelle on peut générer la référence de la vitesse spécifique  $\lambda(C_p, \beta=0)$ .

La référence de la vitesse spécifique qui correspond à la réserve souhaitée  $\lambda_{res}$  est donnée par la fonction inversée  $\lambda(C_p, \beta=0)$  en connaissant la valeur de la référence du coefficient de puissance ( $C_{p-res}$ ). Ce dernier peut être calculé pour chaque vitesse du vent inférieur à sa valeur nominale et pour la réserve de puissance souhaitée par l'expression suivante.

$$C_{p-res} = \frac{P_{ref}}{P} = \frac{P_{ref}}{P_{dis}} C_{p-max} \quad (3.4)$$

L'utilisation du nouveau coefficient  $C_{p-res}$  comme entrée pour la fonction inverse de la vitesse spécifique  $\lambda_{res}(C_{p-res}, \beta=0)$  donne la vitesse spécifique qui correspond à la puissance de référence souhaitée. Cependant, l'architecture de cet algorithme de la commande est présentée sur la figure 3.15.

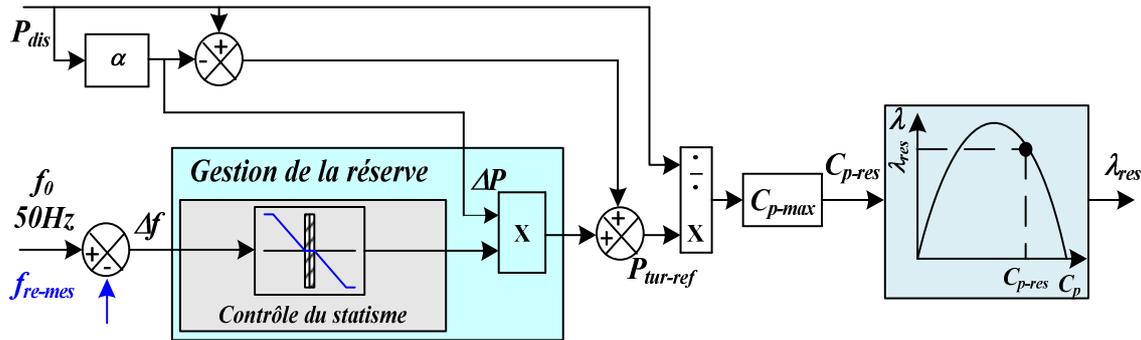


Figure 3.15 : Architecture de l'algorithme de déchargement de la turbine éolienne.

A partir de cette nouvelle vitesse spécifique et de l'équation (1.15), la trajectoire de référence pour la sortie plate  $y_{\Omega}$  de la turbine éolienne pourra être générée, cette dernière est donnée par l'équation (3.5)

$$y_{\Omega-res} = \Omega_{tur-res} = \frac{\lambda_{res} V}{R} \quad (3.5)$$

La vitesse de rotation obtenue par l'équation (3.5) sera utilisée comme une valeur de référence pour le contrôle de la turbine éolienne. Cela va permettre à cette dernière de fonctionner en mode déchargé, créant ainsi la réserve d'énergie souhaitée sous forme cinétique dans les masses tournantes de la turbine. L'algorithme de calcul de la fonction inverse du coefficient de puissance correspondant à la vitesse spécifique  $\lambda_{res}(C_{p-res}, \beta=0)$  est donnée dans l'Annexe C.1. Enfin, l'architecture du contrôle de la trajectoire  $y_{\Omega}$  de la turbine éolienne est présentée sur la figure 3.16.

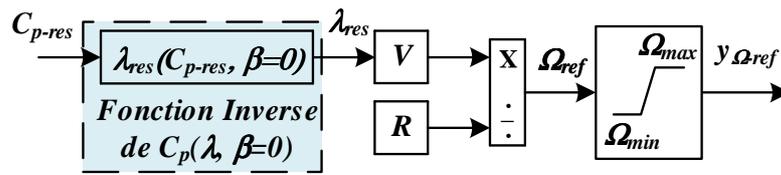


Figure 3.16 : Contrôle de la trajectoire  $y_{\Omega}$  de la turbine éolienne.

#### 4.2.3. Limites technique de la stratégie de contrôle

Comme déjà évoqué auparavant, cette stratégie de contrôle est applicable uniquement pour le fonctionnement en charge partielle des éoliennes à vitesse variable. Cette technique consiste à augmenter la vitesse de rotation de la turbine pour créer une réserve de puissance.

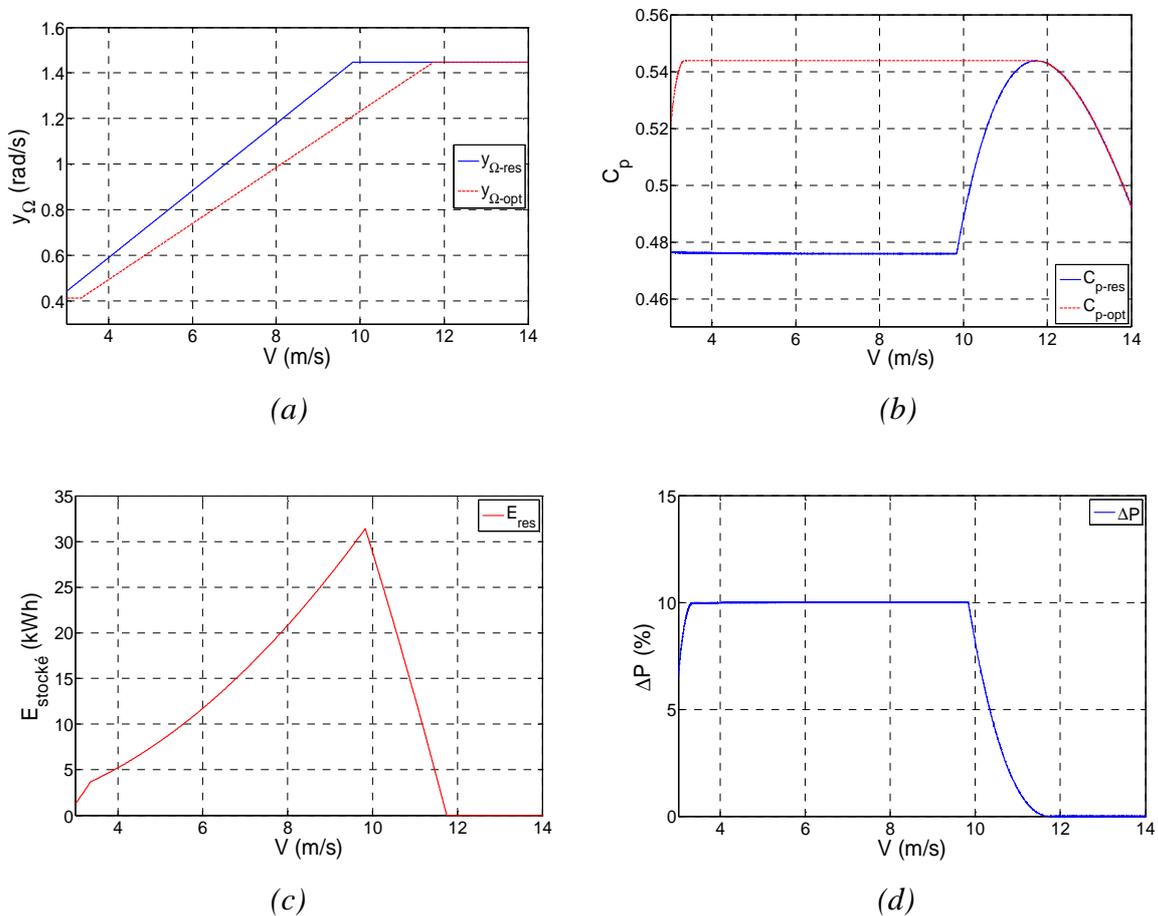


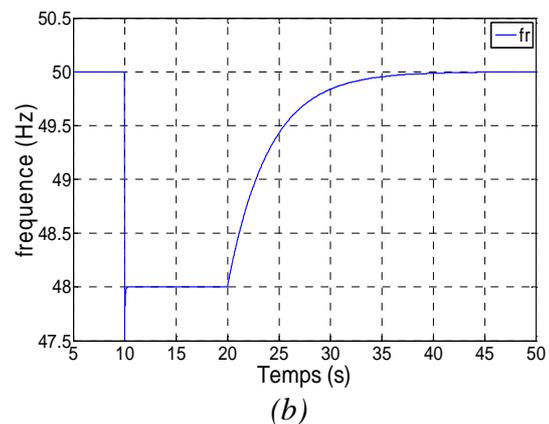
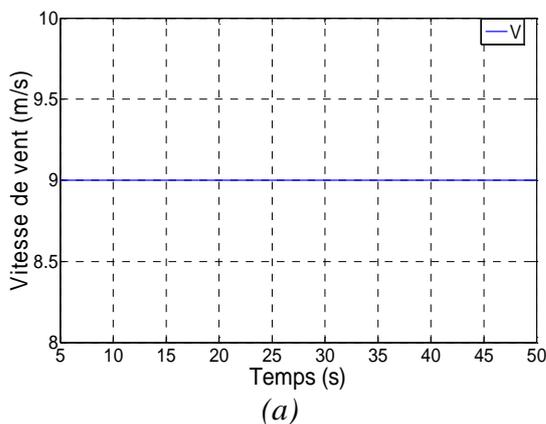
Figure 3.17 : Limites technique de la méthode de déchargement proposée.

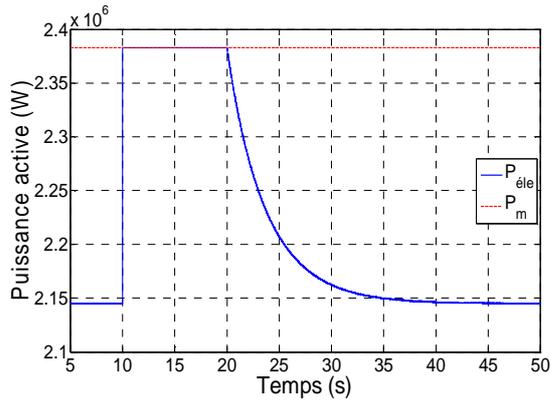
(a) : sortie plate  $\gamma_{\Omega}$  en mode de fonctionnement déchargé et optimale ; (b) : coefficient de puissance  $C_p$  mode déchargé et optimale ; (c) : énergie cinétique stockée dans les masses tournantes ; (d) : réserve de puissance créée par la méthode de fonctionnement déchargé.

Les limites de cette technique résident dans le fait que les turbines éoliennes ne peuvent pas dépasser leur vitesse de rotation nominale pour assurer leur protection. Par conséquent, lorsqu'on atteint cette vitesse, on ne peut plus conserver cette réserve de puissance. Pour bien voir ces limites, la figure 3.17 montre la création d'une réserve de puissance de 10% par rapport à la puissance nominale disponible du vent, ce qui obligera la turbine éolienne de fonctionner en mode déchargé. On remarque bien que dès le démarrage de la turbine éolienne, ce fonctionnement est atteint et il assure ainsi la réserve souhaitée. En outre, une fois la limite de la vitesse de rotation maximale de la turbine est atteinte ( $v = 9,8$  m/s), la réserve d'énergie cinétique atteint son maximum et il n'est plus possible de maintenir la décharge de la turbine avec l'augmentation progressive de la vitesse du vent. Son point de fonctionnement remonte progressivement jusqu'à qu'il atteigne son maximum et la réserve d'énergie cinétique s'épuise. Par conséquent, on a atteint les limites possibles de cette technique. Afin de maintenir cette réserve de puissance, permettant ainsi la participation au réglage primaire de fréquence, la technique de création de la réserve de puissance par action sur la référence de l'angle de calage est nécessaire pour compléter cette stratégie de contrôle.

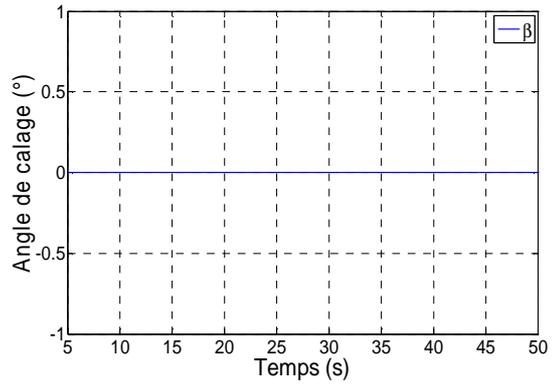
#### 4.2.4. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle

Les résultats qui seront montrés dans cette partie feront l'objet d'une simulation de l'algorithme de contrôle développé. Il est ainsi intégré dans la commande de l'aérogénérateur pour répondre à la perturbation de la fréquence. Comme dans la partie précédente, la variation de fréquence qui survient à l'instant  $t = 10$  s est similaire à ce qui pourrait se produire sur un réseau en cas de perte d'un générateur ou d'une surcharge [20, 157]. Les conditions du fonctionnement imposent un statisme de 4% et une réserve de 10% de la puissance disponible du vent qui correspond à un coefficient  $\alpha = 0,1$ . Pendant ce temps, l'aérogénérateur fonctionne dans la zone à charge partielle avec une vitesse du vent de 9 m/s.

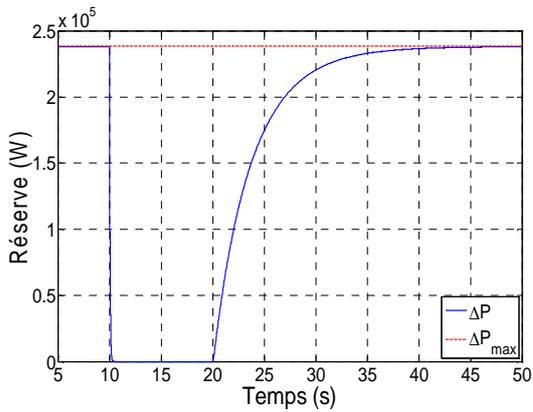




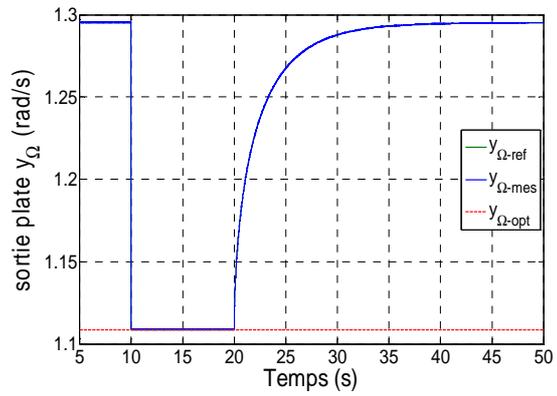
(c)



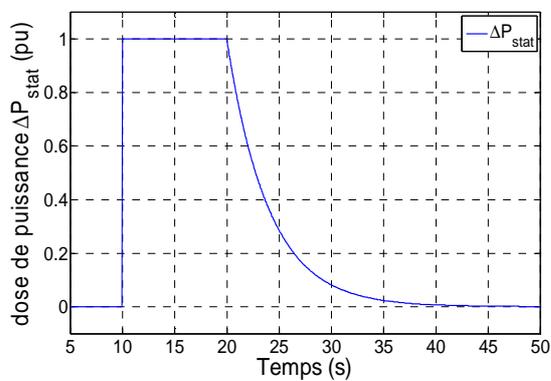
(d)



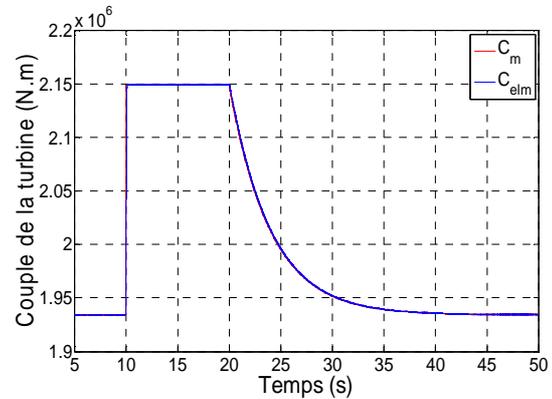
(e)



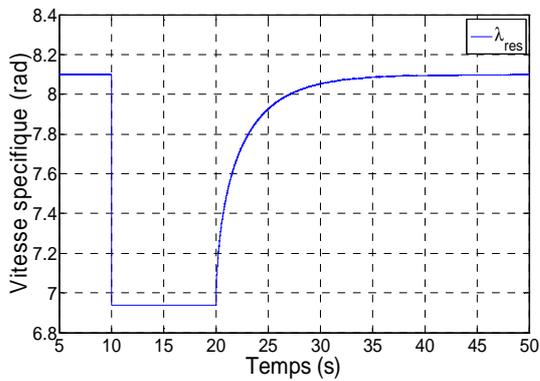
(f)



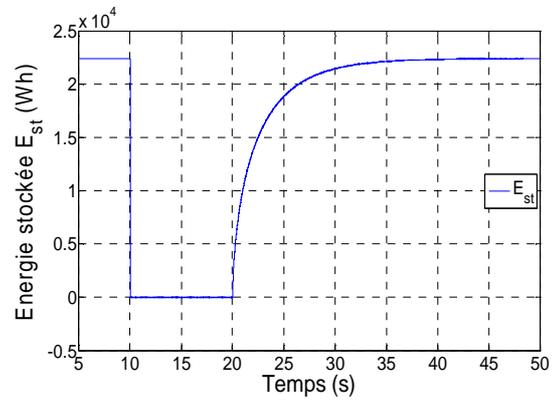
(g)



(h)



(i)



(j)

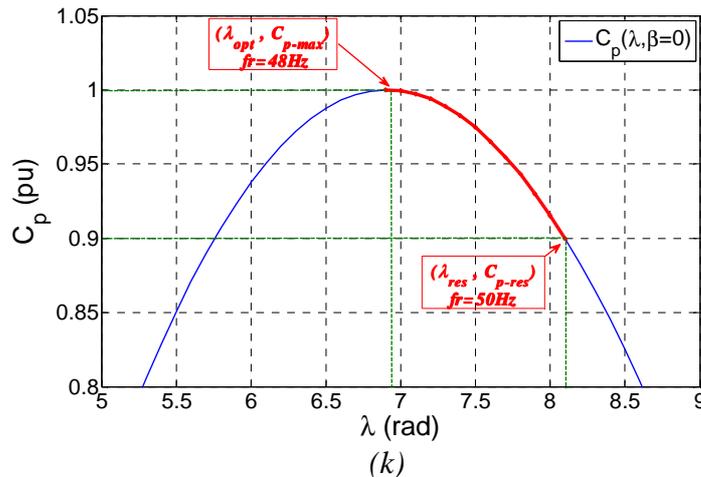


Figure 3.18 : Impact du transitoire de fréquence sur la réserve de puissance.

(a) : vitesse du vent ; (b) : fréquence du réseau ; (c) : puissance Active de la turbine éolienne ; (d) : angle de calage de la turbine ; (e) : réserve de puissance de la turbine ; (f) : sortie plate  $y_\Omega$  de la turbine ; (g) : dose de la réserve de puissance à injectée au PDC lors du transitoire ; (h) : couple de la turbine ; (i) : vitesse spécifique de la turbine ; (j) : énergie stockée dans les masses tournantes ; (k) : point de fonctionnement sur la courbe de  $C_p$ .

Les courbes représentées en traits discontinus correspondent au fonctionnement de l'éolienne sous la stratégie de commande en mode PPPM permettant à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance existante dans le vent, tandis que les courbes en traits continus de couleur bleu correspondent au fonctionnement de l'éolienne sous la stratégie de commande en mode déchargé permettant à l'éolienne de respecter un fonctionnement sous un statisme donné. Cela va permettre à l'éolienne de contribuer ainsi au réglage primaire de la fréquence.

Le comportement de l'éolienne lors d'une variation de fréquence est présenté sur la figure 3.18 où ces courbes montrent la capacité de la stratégie de contrôle sur la gestion de la puissance active par action sur la trajectoire de référence pour la sortie plate correspondant à la vitesse de rotation de la turbine éolienne. La stratégie développée permet aux éoliennes de répondre correctement au réglage de fréquence en augmentant rapidement leur puissance en fonction de la variation de fréquence grâce à l'implantation de la droite du statisme dans le système de contrôle. Pendant le fonctionnement normal, l'algorithme utilisé oblige les éoliennes de fonctionner sous un régime accéléré, cela va stocker une part d'énergie sous forme cinétique dans les masses tournantes de la turbine éolienne (réserve de puissance exigée). Lors d'un défaut sur la fréquence à l'instant  $t=10\text{s}$ , le contrôle proposé va diminuer la vitesse spécifique  $\lambda$  de la turbine éolienne, cela va ralentir sa vitesse de rotation libérant ainsi

l'énergie emmagasinée sous forme d'une puissance active. Par conséquent, cette stratégie va permettre à la turbine éolienne de participer au réglage primaire de fréquence.

Le retour de la fréquence à l'instant  $t = 20s$ , correspond à l'action du réglage secondaire. Pour des raisons de temps de simulation, il intervient ici seulement une dizaine de seconde après le défaut. Lors de cette action, la turbine s'accélère à nouveau et la réserve de puissance commence à se restituer. Avec le retour de la fréquence à sa valeur nominale, la vitesse de rotation atteint encore une fois encore sa valeur de référence accélérée et par conséquent, la réserve de puissance sera entièrement reconstituée. Pendant ce temps, la figure 3.18 (k) illustre le déplacement du point de fonctionnement de la turbine sur la courbe du coefficient de puissance. On constate qu'il est en fonction uniquement de la vitesse spécifique  $\lambda$  de fait que l'angle de calage  $\beta$  soit nulle dans la zone de fonctionnement à charge partielle.

## **5. Etude de l'impact des régimes transitoires sur la réserve d'un parc éolien offshore**

Dans cette partie, une étude de l'impact des régimes transitoires de la fréquence du réseau sur un parc éolien offshore d'une capacité installée de 200 MW sera développée. Pour cela une présentation de la configuration de la connexion du parc étudié ainsi que la distribution de la vitesse du vent à l'intérieure du parc seront tout d'abord abordés.

### **5.1. Architecture du parc étudié**

Le cas d'étude se fait sur un parc éolien offshore de capacité installée de 200 MW comprenant 40 éoliennes de 5 MW, située à 15 km du point de connexion onshore. Le réseau interne du parc est raccordé par la topologie de connexion dite radial comme présenté sur la figure 3.19, cette topologie a été choisie du fait qu'elle soit peu coûteuse et pour la simplicité de son contrôle et de son système de protection. Cette structure de connexion a été adoptée dans plusieurs projets de parcs éoliens offshore tels que : Barrow (Royaume-Uni, 2006, 90 MW) [129], Horns Rev (Danemark, 2002, 160 MW) [130], Borkum Riffgrund I (Allemagne, 2015, 312 MW) [131] ainsi que tous les parcs éolien offshore prévue en France (Le Tréport, Fécamp, Calvados et Saint-Nazaire) [132]. Les 40 éoliennes sont réparties sur quatre lignes de dix éoliennes et chaque éolienne est distante de celle qui la suit de 7 fois le diamètre du rotor, soit de 800 mètres pour des éoliennes de 5 MW (rotor de 112 mètres environ) pour éviter des turbulences entre chaque éolienne (amélioration du phénomène de l'effet de sillage) [7, 90, 133]. Par conséquent, le parc éolien étudié s'étend sur une longueur de 8 km et d'une largeur de 3.2 km environ.

Dans le présent cas d'étude, chaque cluster du parc éolien offshore contient au maximum cinq éoliennes. Afin de minimiser le nombre de câbles de sections différentes utilisés et pour optimiser la circulation de puissance dans le réseau interne du parc, la section des câbles augmente avec le courant transité toutes les deux éoliennes. Par conséquent, pour ce cas d'étude, il y aura trois sections de câble par cluster, dont la plus grande section se trouve dans la dernière partie de câble de chaque cluster du fait qu'il transporte le maximum de puissance (récupère la puissance des cinq éoliens de chaque cluster). Le schéma de la configuration (réseau interne) et de connexion du parc est représenté sur la figure 3.19.

Les tensions de sorties des turbines éoliennes sont de Moyennes Tensions (MT) d'une valeur de 3,3 kV et le bus continu en sortie du convertisseur connecté à la machine est à 4.7 kV. Ces tensions de sorties sont ainsi élevées à un autre niveau de tension de 33 kV par l'intermédiaire d'un transformateur. La ferme éolienne offshore étant connectée en cluster de cinq éoliennes, elle est constituée de huit clusters reliés à la plate-forme offshore par un réseau interne de 33 kV (tension conventionnelle pour les câbles de fermes éoliennes offshore). Comme déjà évoqué auparavant, cette plate-forme offshore contient principalement des transformateurs permettant de ré-augmenter la tension à un niveau plus élevé pour le transport de l'énergie au réseau terrestre (225 kV dans notre cas), des filtres, des refroidisseurs et des protections.

Plusieurs travaux de recherche sont menés sur l'optimisation par des algorithmes génétiques de la configuration du réseau interne pour les fermes selon différents paramètres [134-138], comme les pertes ou les coûts. Ces algorithmes sont principalement utilisés pour des cas de connexions où le nombre d'éoliennes est important. D'autres études cherchent à optimiser l'efficacité énergétique de parcs éoliens offshore pour différentes gammes de puissance tout en prenant en considération des contraintes techniques telles que les pertes de puissance, la fiabilité et également les aspects économiques [92]. M.Q. Lee [140] cherche l'architecture optimale des clusters pour le réseau local d'un parc hydrolienne, dans ce travail chaque cluster comporte 5 hydroliennes de 1 MW. Plusieurs architectures sont comparées avec prise en compte des coûts des câbles, des disjoncteurs, des fusibles, l'indisponibilité de l'énergie et les pertes globales. Il en retire le schéma optimal qui a le coût le plus faible sur la durée de vie de 20 ans, compromis de la fiabilité, de l'investissement de départ et des pertes.

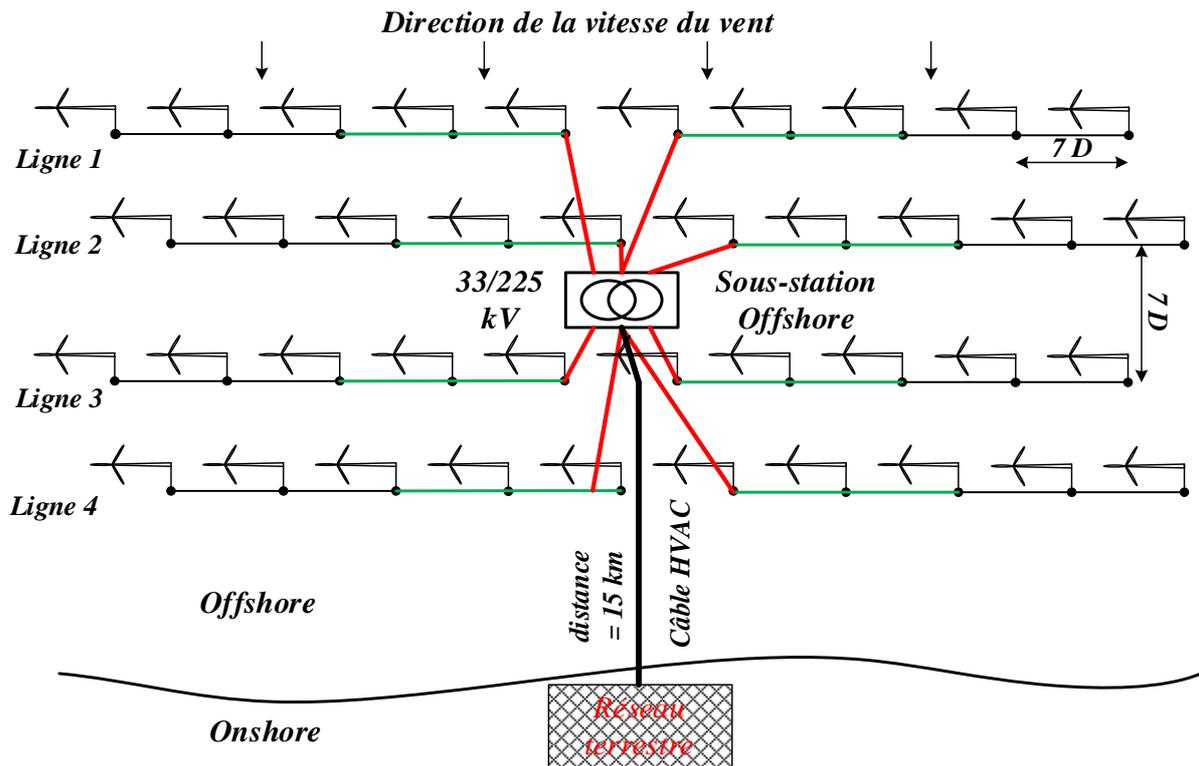


Figure 3.19 : Configuration de la connexion du parc éolien.

Le choix de la liaison HVAC d'une tension phase-phase de 225 kV pour la configuration du parc a été pris d'une part car elle est plus avantageuse par rapport aux autres de point de vue technique, comme elle est donnée par la figure 3.4 (a) et (b) et d'une autre part parce qu'elle est la plus simple et la plus fiable (complexité de contrôle et de maintenance pour la liaison HVDC, exemple du parc éolien offshore « BARD offshore 1 en Allemagne » interconnecté par une liaison HVDC construit en Août 2013, ce qui est déconnecté du réseau électrique depuis mars 2014 en raison d'importants problèmes techniques). Sur terre, un autre poste similaire à la plate-forme offshore permet de réadapter la tension au réseau terrestre.

## 5.2. Répartition de la vitesse du vent au sein du parc éolien offshore

La manière dont la vitesse de vent se propage dans le parc éolien offshore étant un élément important dans l'étude de la gestion de puissance de ce parc, pour caractériser sa distribution à l'intérieur du parc, un modèle de répartition de la vitesse du vent présenté dans le chapitre 1 sera développé dans cette partie. Ce modèle que nous proposons pour cette étude tient compte de la dégradation de la vitesse du vent après chaque ligne du parc éolien (variation de la vitesse de vent après chaque ligne du parc) à cause des fortes interactions entre les éoliennes du parc et les effets aérodynamiques associés à l'aménagement des

éoliennes dans ce parc connus sous l'appellation d'effet de sillage. En général, ce phénomène est tridimensionnel, mais cette représentation est trop complexe. Dans [139], une formulation de ce phénomène sous forme d'une fonction exponentiel est développée. Ainsi dans [141-142], une représentation simplifiée de ce phénomène est utilisée dans laquelle la vitesse du vent diminue d'un certain pourcentage (2 à 4%) après chaque ligne/colonne du parc. Cette dernière technique est prise pour l'implanter dans le modèle de répartition du vent.

Ici, nous posons l'hypothèse que la vitesse du vent est presque la même pour toutes les éoliennes de la même ligne. Afin de prendre en compte les effets aérodynamiques associés à l'aménagement des éoliennes dans le parc, les éoliennes de la première rangée récupère une partie de l'énergie cinétique du vent. Par conséquent, la vitesse du vent pour la deuxième rangée est réduite, et ainsi de suite dans les lignes suivantes. L'expression de la vitesse du vent dans chaque ligne  $k$  sera exprimée par l'équation (3.6) [139].

$$V(k) = V(1 - ds_k) \quad (3.6)$$

où  $k$  est le numéro de la ligne ( $1 \leq k \leq 4$ ) et  $ds_k$  est un coefficient qui représente la diminution de la vitesse du vent après chaque ligne dans le parc dû à l'effet de sillage.

En plus du phénomène de la réduction de la vitesse du vent, l'effet d'un retard temporaire dans les variations de la vitesse du vent dans ces turbines est un facteur contribuant ainsi. Autrement dit, les turbines de la seconde rangée subissent les variations de la vitesse du vent de première ligne après un certain temps, appelé le temps de propagation qui dépend de la vitesse du vent et la distance de séparation entre les turbines. Pour tenir compte de ce retard, nous avons ajouté une fonction retard dans l'expression du vent. Par conséquent, le nouveau modèle de la vitesse du vent sera exprimé par l'équation suivante.

$$V(t, k) = V(t - t_p)(1 - ds_k) \quad (3.7)$$

Les coefficients  $t_p$  et  $ds_k$  sont calculés par l'expression suivante.

$$\begin{cases} t_p(k) = \frac{D(k-1)}{\bar{V}} \\ ds_k = b(k-1) \end{cases} \quad (3.8)$$

où  $t_p(k)$  représente la fonction retard pour la propagation de la vitesse du vent,  $D$  est le diamètre de la surface balayée par les pales de la turbine,  $\bar{V}$  est la vitesse du vent moyen et  $b$  représente le pourcentage diminué après chaque ligne  $k$ .

### 5.3. Gestion de la puissance active du parc éolien offshore

La puissance produite par le parc éolien est la somme des puissances produites par chaque éolienne, son expression mathématique est donnée par l'équation (3.9)

$$P_{parc} = \sum_{k=1, l=1}^{k=4, l=10} P_{k,l} \quad (3.9)$$

$P_{parc}$  est la puissance totale du parc éolien et  $P_{k,l}$  présente la puissance de la turbine de la ligne  $k$  et la colonne  $l$ .

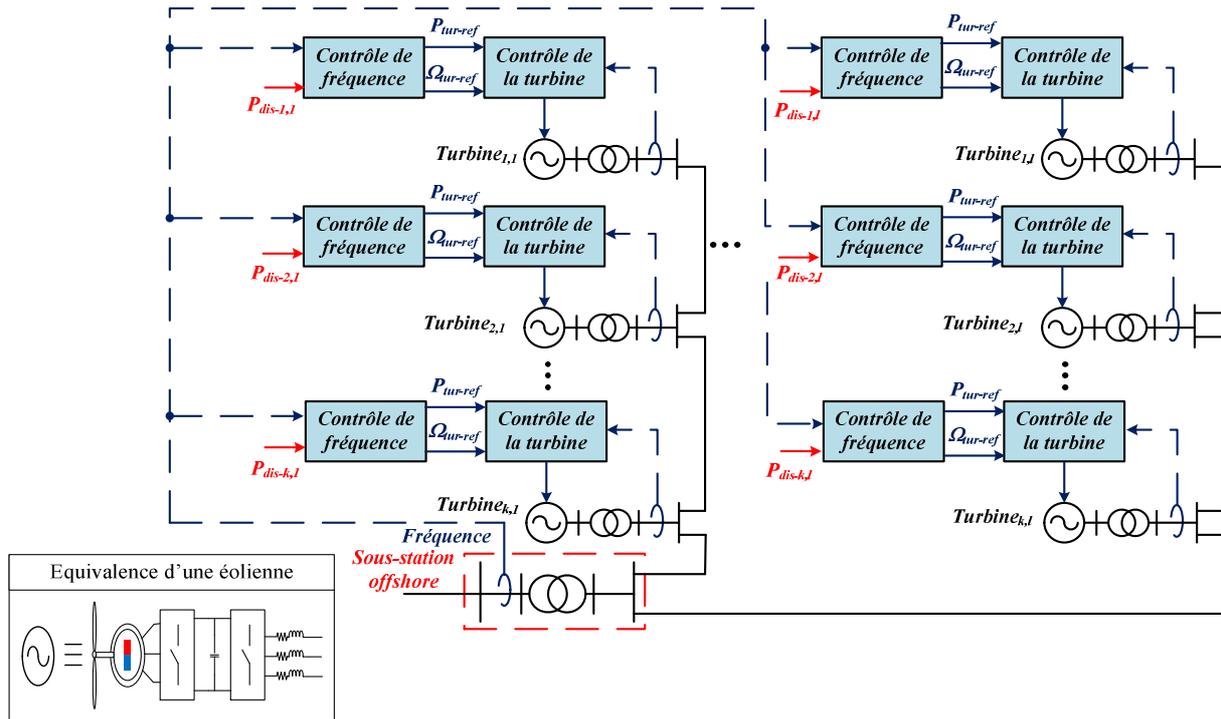
Dans le fonctionnement, pour répondre à la demande de GRT, plusieurs méthodes de répartition de puissance (dispatching) dans le parc sont possibles. La méthode la plus utilisée est présentée par l'algorithme suivant [40, 143].

$$P_{ref-éol-k,l} = \frac{P_{dis-éol-k,l}}{P_{dis-parc}} P_{ref-parc} \quad (3.10)$$

où  $P_{ref-éol-k,l}$  est la puissance de référence pour la turbine de la ligne  $k$  et la colonne  $l$ ,  $P_{dis-éol-k,l}$  présente la puissance disponible de la turbine de la ligne  $k$  et la colonne  $l$ ,  $P_{ref-parc}$  est la puissance demandée pour le parc éolien et  $P_{dis-parc}$  représente la puissance disponible de parc éolien.

Cet algorithme va permettre de répartir la puissance de référence (demandée) du parc éolien offshore sur l'ensemble de ses éoliennes en fonction de leurs puissances disponibles.

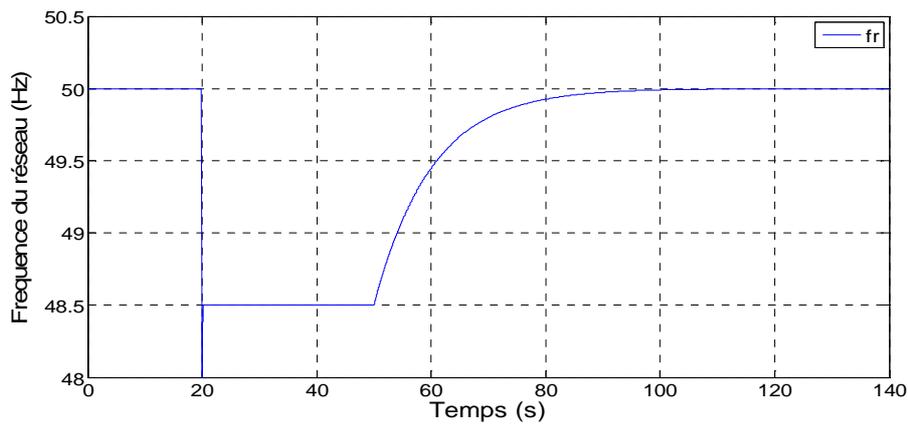
Dans le cas d'un défaut sur le réseau, l'architecture de contrôle proposée pour la gestion de puissance du parc pour d'éventuels transitoires sur la fréquence du réseau est présentée sur la figure 3.20. La méthode de contrôle étant implantée au niveau de chaque turbine éolienne, cette méthode contient deux blocs de commande : le premier sert à gérer la puissance de la turbine pour répondre aux exigences imposées par le GRT sur le contrôle de la fréquence, ce qui constitue ainsi les techniques de commande présentées dans la partie 4.1 et 4.2 et le deuxième bloc constitue les différentes stratégies de contrôle basée sur la notion de platitude (présentées dans le *chapitre 2*). Ce dernier permet à l'éolien d'atteindre le fonctionnement souhaité (contrôle de la turbine éolienne).



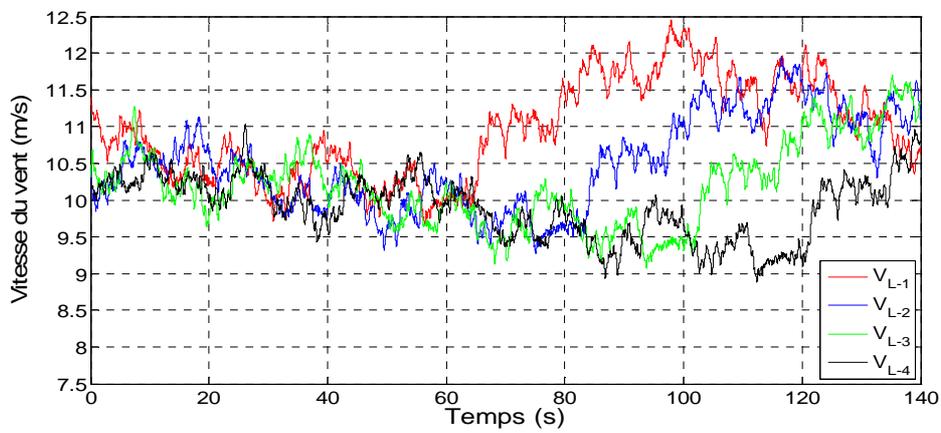
La figure 3.20 : Principe de contrôle du parc éolien.

#### 5.4. Evaluation des performances de la stratégie de contrôle proposée

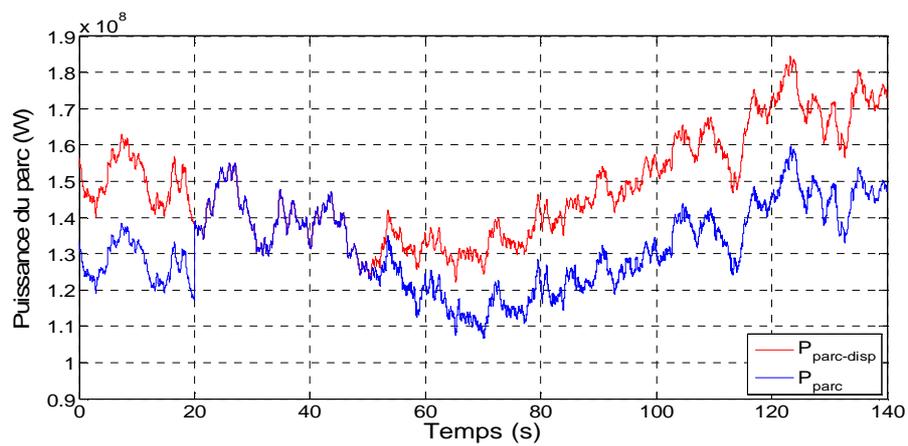
Les résultats qui seront montrés dans cette partie feront l'objet d'une simulation du parc éolien offshore connecté au réseau électrique terrestre via la connexion HVAC. La stratégie de contrôle proposée pour cette étude contient à la fois les deux algorithmes de contrôle développé auparavant, ils sont ainsi intégrés dans la commande des turbines éoliennes pour répondre à la perturbation de la fréquence. Comme dans les parties précédentes, la variation de fréquence qui survienne à l'instant  $t = 20$  s est similaire à ce qui pourrait se produire sur un réseau en cas de perte d'un générateur ou d'une surcharge (figure 3.21 (a)), les conditions de fonctionnement imposent un statisme de 3% et une réserve de 15% de la puissance disponible dans le parc, cela va correspondre à un coefficient  $\alpha = 0,15$ . Pendant ce temps, le profil de la vitesse du vent appliqué pour cette simulation est celui présenté dans le *chapitre 1*. L'algorithme développé pour la réparation de la vitesse de vent nous permet d'avoir des vents à des vitesses différentes entre les lignes du parc (figure 3.21 (b)), du coup, les aérogénérateurs du parc éolien fonctionnent sur l'intégralité de leurs plage de fonctionnement, entre (3 m/s et 25 m/s).



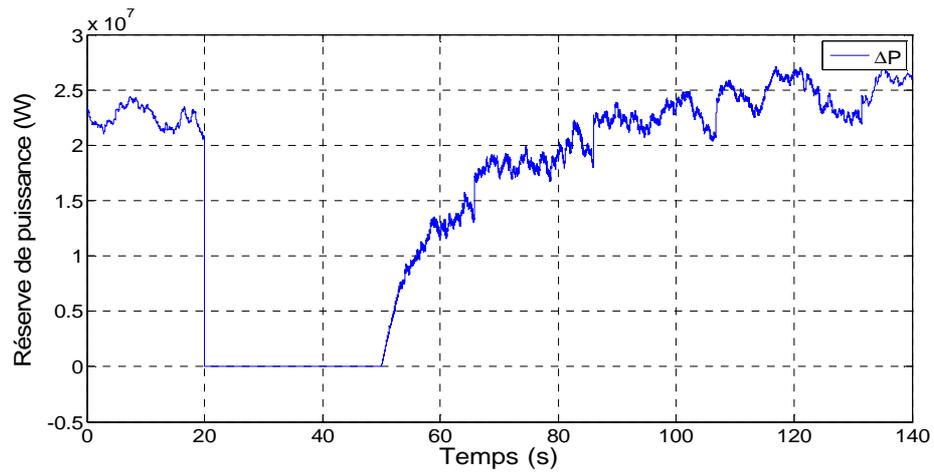
(a)



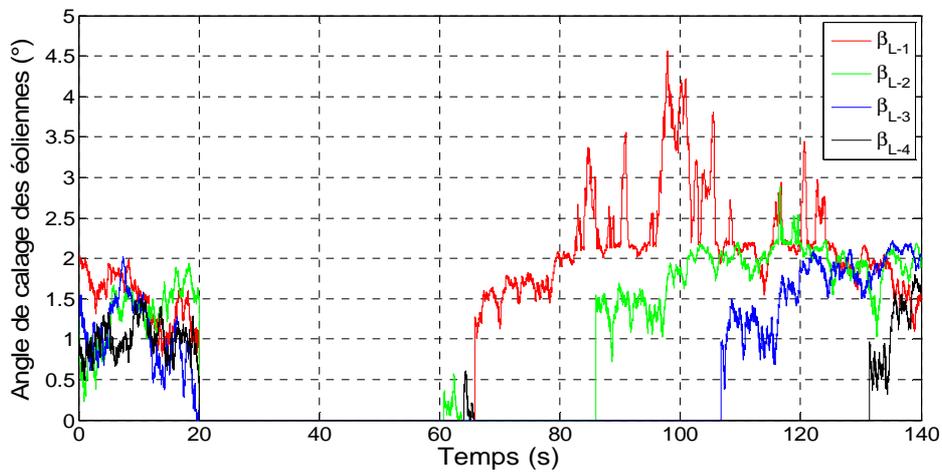
(b)



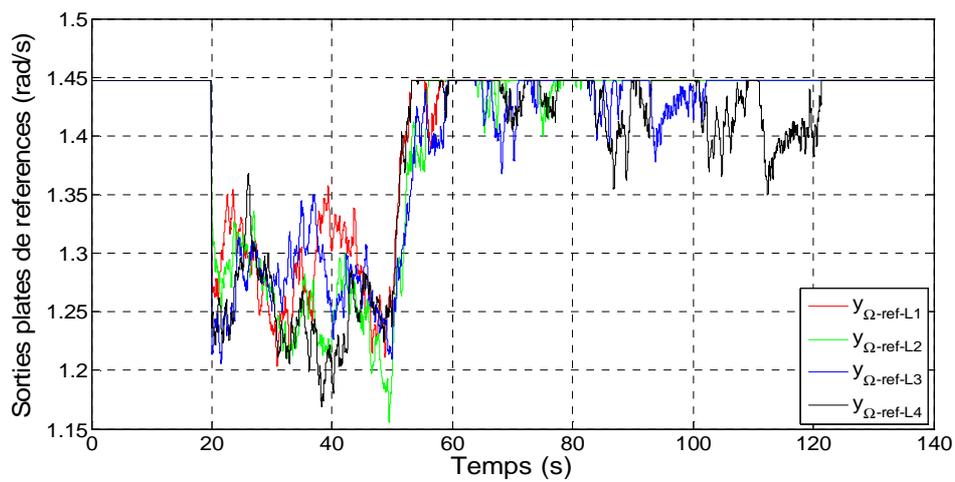
(c)



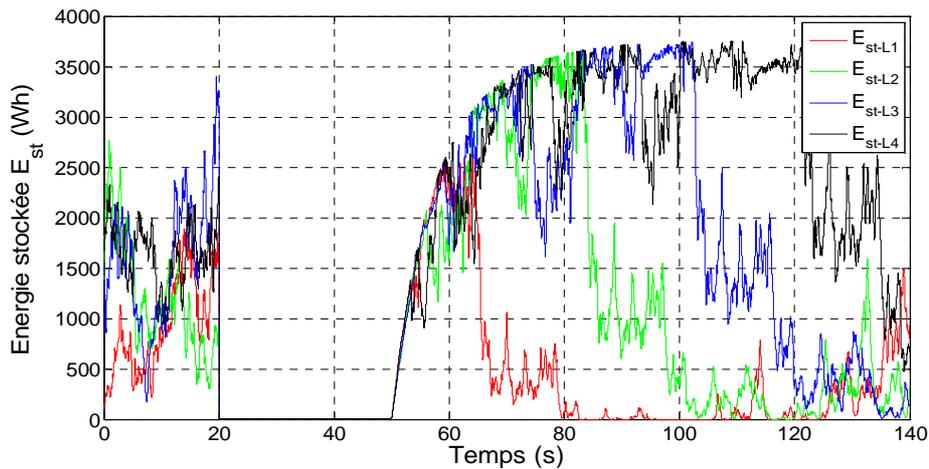
(d)



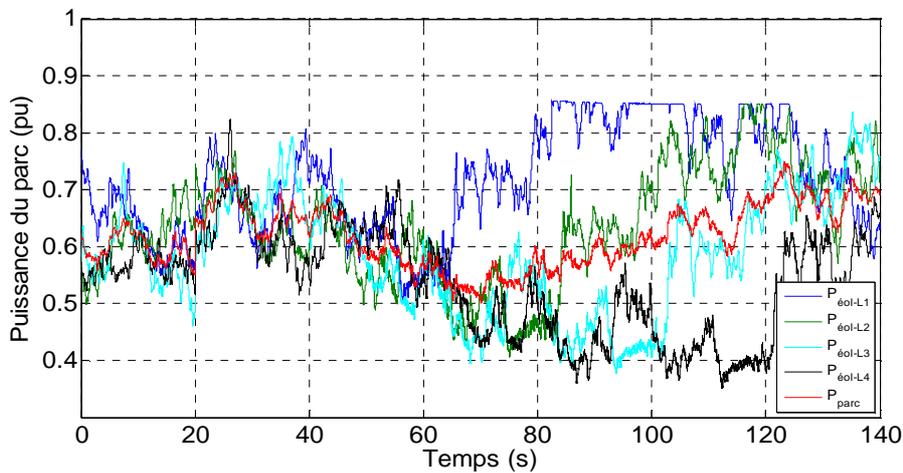
(e)



(f)



(g)



(h)

Figure 3.21 : Impact du régime transitoire sur la réserve du parc éolien.

(a) : fréquence du réseau (b) : distribution de la vitesse du vent au sein du parc éolien ; (c) : puissance produite par l'ensemble du parc éolien ; (d) : réserve de puissance du parc éolien ; (e) : angle de calage des turbines éoliennes dans les différents ligne du parc ; (f) : sorties plate de références  $y_{\Omega-ref}$  des différentes turbines ; (g) : énergies stockées dans les masses tournantes des différentes turbines éoliennes ; (h) : puissance produite par les différentes éoliennes du parc.

Les figures présentées ci-dessus montrent l'impact d'un régime transitoire de fréquence du réseau sur le service de réglage de fréquence, autrement dit, l'impact de ce transitoire sur la gestion de la réserve de puissance du parc éolien offshore. Avec le statisme mis en place pour les éoliennes du parc, l'énergie réglante d'une éolienne dépend de la valeur du statisme et de la puissance maximale que peut extraire la turbine ( $P_{dis}$ ) à une vitesse de vent donnée.

Dans cet exemple les éoliennes sont proches de leur fonctionnement nominal et la puissance moyenne disponible au parc éolienne est de  $150 \text{ MW}$  (figure 2.21 (c)). Avec un statisme de  $\delta = 3\%$ , l'énergie réglante moyenne de l'ensemble de la production éolienne est de  $K = 100 \text{ MW/Hz}$ .

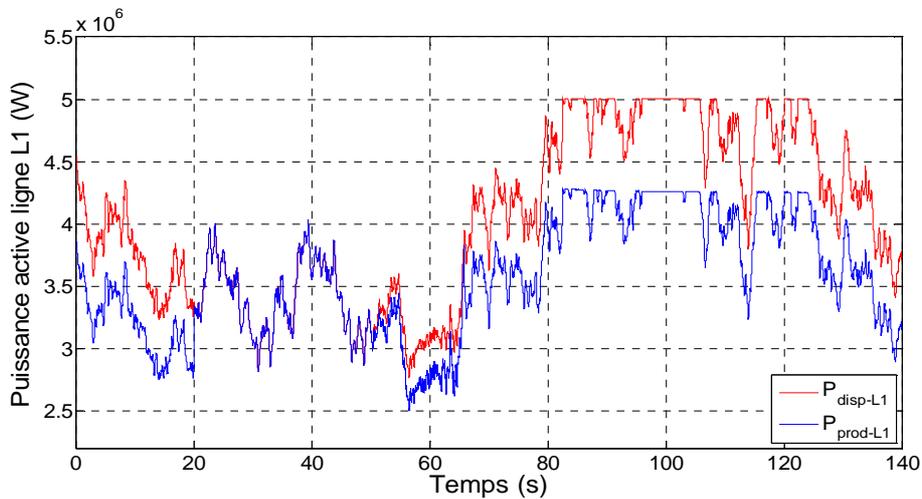
La réserve de puissance étant de 15% (figure 3.21 (d)), toute la réserve est utilisée pour une variation de fréquence supérieure ou égale à 1,5 Hz. C'est pourquoi l'angle de calage présenté sur la figure 3.21 (e) s'annule pendant la variation de la fréquence.

Dans cette étude, la réserve de puissance est obtenue par action sur la vitesse de rotation des turbines et sur leurs angles de calage. Lorsque la vitesse de rotation atteint sa valeur maximale (figure 3.21 (f)), la réserve sera complétée par l'action de l'angle de calage  $\beta$  (figure 3.21 (e)). À l'apparition du défaut à l'instant  $t=20s$ , la puissance de référence pour le parc éolien augmente en fonction de la droite du statisme imposée, cela va engendrer une diminution de la vitesse de rotation des turbines éoliennes (figure 3.21 (f)), mais celle-ci est limitée par l'action du filtre à une constante du temps souhaitée. Par la suite, cela va servir comme protection pour les turbines éoliennes des dépassements de puissance (car une action trop brutale menée sur la vitesse de la turbine se répercuterait de façon notable sur la puissance électrique) lors de ce transitoire (figure 3.21 (a)). Le ralentissement des turbines engendre une libération d'une partie de l'énergie cinétique qu'elles stockent aux seins de leurs masses tournants (figure 3.21 (g)), cela va permettre d'augmenter leurs coefficients de puissance, ce qui explique l'augmentation de la puissance injectée sur le réseau. Dès que la vitesse de rotation des turbines se stabilise à sa vitesse de rotation optimale, il n'y a plus de variation d'énergie cinétique, du coup le reste de puissance sera complété par l'action sur l'angle du calage.

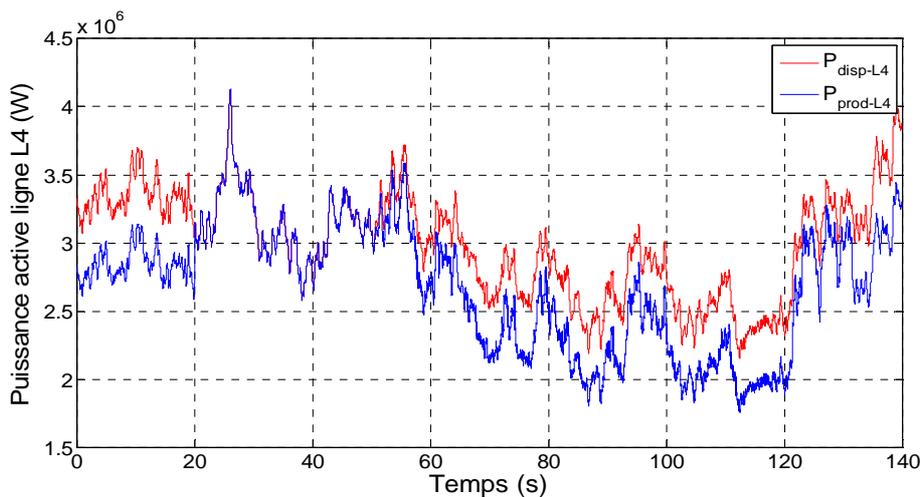
Le retour de la fréquence à  $t = 50s$ , correspond à l'action du réglage secondaire. Pour des raisons de temps de simulation, il intervient ici seulement une vingtaine de secondes après le défaut. Lors de cette action, les turbines s'accélèrent à nouveau, cela va dégrader encore une fois leurs coefficients de puissance  $C_p$  et la réserve de puissance commence ainsi à se restituer et une partie d'énergie cinétique sera emmagasinée (figures 3.21 (d) et (g)). Dès que les vitesses de rotation atteignent leurs valeurs nominales, l'angle de calage va augmenter une seconde fois (figure 3.21 (e)). Cela va permettre de compléter la réserve de puissance demandée. Avec le retour de la fréquence à sa valeur nominale, le parc éolien revient à son

fonctionnement normal et par conséquent, la réserve de puissance sera entièrement reconstituée.

Ainsi, les courbes représentées sur les figures 3.21 (b) et (h) viennent pour valider le modèle de la distribution du vent proposé, montrant ainsi la propagation de l'onde du vent au sein du parc éolien offshore. La figure 3.31 (h) montre la production des différentes éoliennes qui se trouvent sur des différentes lignes du parc et la puissance produite par l'ensemble du parc éolien. Cette puissance est lissée (moins fluctuante) si nous la comparons à la puissance produite par une seule éolienne du parc, cela est dû à la distribution de la vitesse du vent et au phénomène d'effet de sillage existant dans les parcs éolien.

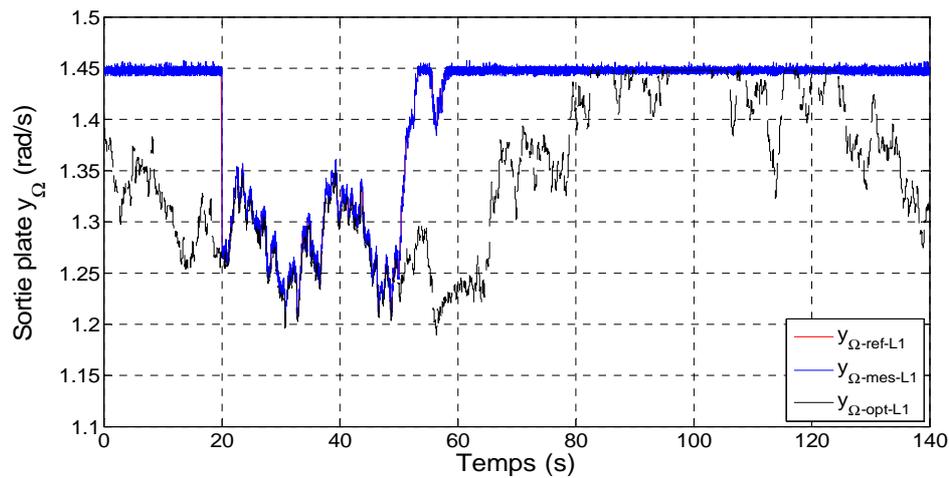


(a)

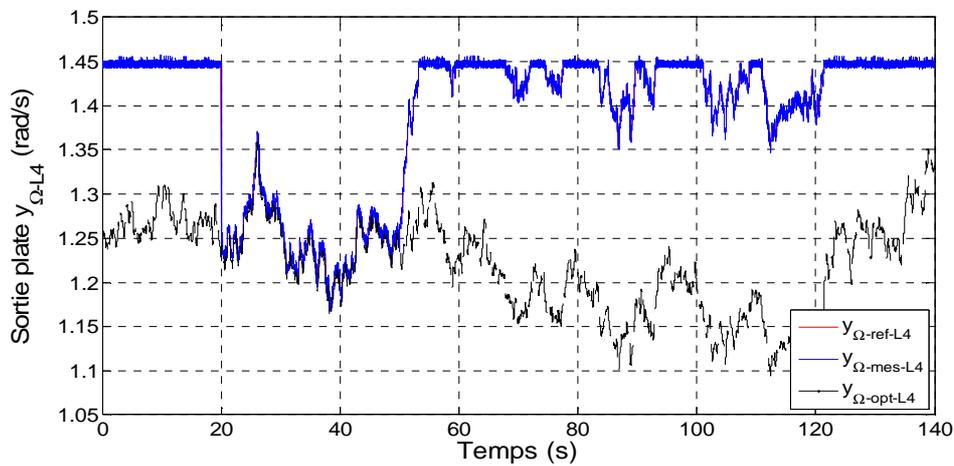


(b)

Figure 3.22 : Puissance produite par une éolienne qui se situe sur  
(a) : La première ligne du parc ; (b) : La dernière ligne du parc.



(a)



(b)

Figure 3.23: Sortie plate de référence pour une éolienne qui se situe sur  
(a) : La première ligne du parc ; (b) : La dernière ligne du parc.

Les figures 3.22 (a) et (b) vient ici pour montrer ce phénomène en montrant la capacité de production d'une turbine qui se situe à la première ligne du parc et d'une autre turbine qui se situe à la dernière ligne, ces figures montrent la perte énergétique après chaque ligne au sein du parc éolien. Les courbes représentées sur les figures 3.23 (a) et (b) en traits noirs discontinus correspondent au fonctionnement de l'éolienne sous la stratégie de commande en mode PPPM permettant à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance existante dans le vent, tandis que les courbes en traits continus de couleur bleue correspondent au fonctionnement des éoliennes sous la stratégie de commande en mode déchargé permettant à ces éoliennes de respecter un fonctionnement sous un statisme donné, cela va permettre à l'éolienne de contribuer ainsi au réglage primaire de la fréquence, ces courbes montrent ainsi

que les éoliennes qui se trouvent à la dernière ligne du parc ont la possibilité de stocker une grande quantité d'énergie comparativement à ceux qui se trouvent à la première ligne du parc, cela est dû au fait que les éoliennes de la première ligne fonctionnent à des vitesses du vent proches de la vitesse nominale. Donc, la technique de déchargement par accélération des turbines éoliennes atteint leurs limites possibles (*partie 4.2.3*).

### **Conclusion**

L'étude menée dans le présent chapitre, nous a permis de préciser le service de réglage de fréquence que l'on pourrait attendre d'un parc éolien offshore. Il a été possible de montrer l'impact d'un transitoire de fréquence du réseau et grâce à la stratégie de commande proposée dans cette thèse, nous montrons que le concept de parc éolien offshore est tout à fait compatible avec une participation éventuelle au réglage de fréquence. Avec les contrôles mis en place sur chaque éolienne, le parc éolien offshore répond rapidement et efficacement aux transitoires (variations) de fréquence. Nous avons également pu comparer deux stratégies de contrôle pour les structures à vitesse variable : d'une part la création de la réserve de puissance par action sur l'angle de calage des pales et d'autre part, par action sur la trajectoire de la vitesse de rotation de la turbine. En fonction de l'intervalle de fonctionnement (charge partielle et pleine charge), nous avons affecté, avec succès, le calage des pales pour la pleine charge et le réglage de trajectoire de vitesse pour la charge partielle.

L'étude du service de réglage de fréquence d'un parc éolien offshore qui vient d'être présentée permet les observations suivantes :

- La stratégie de contrôle proposée dans cette thèse (commande par platitude) améliore la commande des aérogénérateurs pour la gestion de la puissance des éoliennes d'un parc offshore, avec une capacité de répondre à un besoin de réglage de fréquence.
- Selon les exigences du grid code, les algorithmes développés permettent de rééquilibrer le système après un défaut sur la fréquence assurant ainsi la stabilité du système. Cette aptitude est reliée principalement aux performances de la commande par platitude (temps de réponse très rapide).



***Chapitre IV : Exploitation de la stratégie de commande en vue de la gestion de la puissance réactive et la participation au réglage de tension d'un parc éolien offshore***

1. Introduction.....	139
2. Prescriptions techniques des différents codes réseau sur la participation des éoliennes au réglage de tension.....	139
2.1. Danemark.....	140
2.2. Irlande.....	142
2.3. Allemagne.....	143
2.4. France.....	145
3. Capacité des éoliennes en réactif pour la participation au réglage de tension.....	147
3.2. Dimensionnement de l'onduleur en vue de la gestion du réactif.....	147
3.2. Gestion de la puissance réactive.....	149
4. Participation de la turbine éolienne au réglage de tension.....	150
5. Tenue aux creux de tension (Impact des régimes transitoires sur le service de réglage de tension).....	153
5.1. Modèle du réseau électrique pour l'étude de la tenue aux creux de tension.....	155
5.2. Tenue aux creux de tension.....	156
5.3. Études de cas.....	158
5.3.1. Cas du gabarit défini par le code réseau Irlandais.....	158
5.3.2. Cas du gabarit défini par le code réseau Allemand.....	161
Conclusion.....	164
6. Etude de l'impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le comportement dynamique du parc éolien offshore (défauts de réseau).....	165
6.1 Gestion de la puissance réactive du parc éolien offshore.....	165
6.2 Evaluation des performances de la stratégie de contrôle proposée.....	167
Conclusion.....	171



## **1. Introduction**

Dans le présent chapitre, nous évaluons le service de réglage de tension d'un parc éolien offshore en montrant l'impact du réglage de la puissance réactive délivrée sur une perturbation transitoire de tension du réseau. Dans la première partie de ce chapitre, une méthode de gestion de la puissance réactive et du réglage de tension d'un système sera présentée. Puis, dans la deuxième partie, cette méthode sera utilisée pour le contrôle de la turbine éolienne en vue de sa reprise au vol après un défaut sur le réseau (Tenue Aux Creux de Tension TACT). Pour évaluer la robustesse du système de contrôle, la turbine éolienne sera testée pour les deux codes réseau Irlandais et Allemand. Dans la dernière partie de ce chapitre, l'ensemble des algorithmes de contrôle sera mis en œuvre pour le contrôle d'un parc éolien offshore concernant la participation au réglage de tension et pour voir l'impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le fonctionnement des aérogénérateurs et sur la réserve de puissance réactive (étude de la tenue aux creux de tension du parc éolien).

## **2. Prescriptions techniques des différents codes réseau sur la participation des éoliennes au réglage de tension**

Pendant le début de la dernière décennie, la plupart des codes de réseau n'obligent pas les éoliennes de soutenir le système d'alimentation lors d'une perturbation sur la tension du réseau. Quand une tension anormale sur le réseau électrique est détectée, le gestionnaire du réseau demande juste à ces turbines éoliennes d'être déconnectées. Avec l'augmentation de l'intégration de l'énergie éolienne dans le système d'alimentation au fil des années, si les codes réseau restent tels qu'ils étaient définis avant, en cas de défauts sur le réseau, il y aura une grande perte de puissance soudaine en raison de la déconnexion de ces éoliennes. Cela pourrait engendrer des grands problèmes sur le système d'alimentation (déséquilibres au sein du réseau électrique et par conséquent, problèmes de contrôle de la fréquence et de la tension dans le système), voir même le pire des cas un effondrement du réseau électrique. La croissance de la pénétration de l'énergie éolienne dans le système d'alimentation au cours de la dernière décennie a donc conduit à une sérieuse préoccupation à propos de son influence sur le comportement dynamique du réseau. Cela a permis aux gestionnaires du réseau de réviser et de modifier les codes réseau dans plusieurs pays, comme en Allemagne [144], en Irlande [98] et au Danemark [100]. En gros, pour l'énergie éolienne, ces codes réseau exigent un fonctionnement plus similaire à celui des centrales de production conventionnelles et plus de responsabilités (contribution) dans le fonctionnement du réseau. Ces codes réseau exigent aux

parcs éoliens de participer au réglage de tension avec une capacité constructive de gestion de la puissance réactive qui diffère d'un pays à un autre. Un aperçu de ces codes réseau est donné dans [105, 145-146]. Ces exigences font généralement référence à de grands parcs éoliens reliés au système de transport mais certains gestionnaires de réseau d'électricité précisent également des codes réseau pour les systèmes de distribution. L'attention de ces exigences est tirée à la fois sur la capacité de tenir face aux creux de tension (connue aussi sous l'appellation de « la reprise au vol ») et la capacité des turbines éoliennes pour le soutien du réseau électrique, c'est-à-dire, leur capacité à soutenir le système d'alimentation en puissance réactive (en fournissant des services auxiliaires) [147].

## 2.1. Danemark

Pour le raccordement des parcs éoliens à une tension supérieurs à 100 kV, les capacités de gestion de la puissance réactive définies dans le code réseau danois sont présentées sur la figure 4.1. À de telles tensions ou même supérieures, il est demandé aux éoliennes de réguler la tension ou la puissance réactive à leur point de livraison [99].

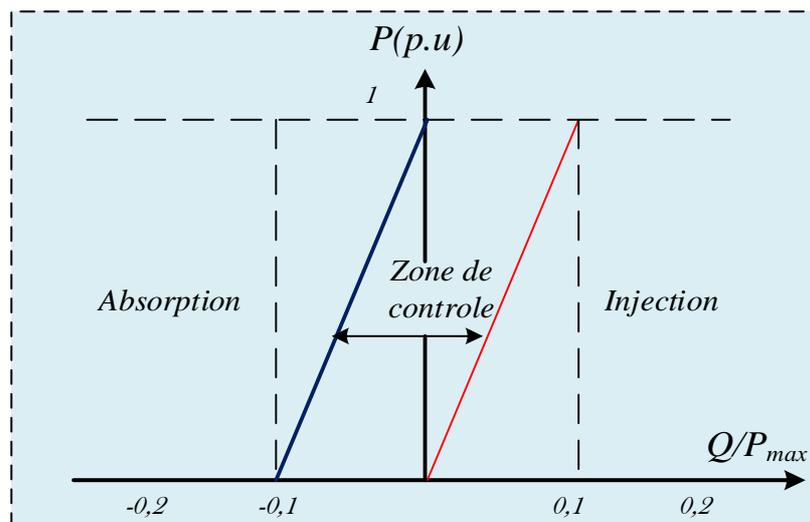


Figure 4.1: Contrainte des capacités en réactif : Code réseau danois

Dans code réseau danois, il est mentionné que le propriétaire du parc éolien doit fournir un diagramme  $P-Q$  montrant la capacité de régulation de la puissance réactive au point de connexion. La quantité de puissance réactive qu'un parc éolien peut absorber ou consommer doit être mise à la disposition du gestionnaire de réseau pour le contrôle du système d'alimentation en matière d'exigence en puissance réactive. Dans telles situations, la bande de contrôle de la figure 4.1 n'a pas besoin d'être prise en compte, mais la ferme éolienne doit contribuer autant que possible au maintien de l'échange en matière de puissance réactive ou au

maintien du niveau de tension convenu au point de référence. Le point de référence doit être convenu pour le parc éolien individuel. La régulation de la puissance réactive doit se faire ainsi pour la totalité du parc éolien via une fonction de contrôle. Elle permettra de placer les commandes et les réglages souhaités en réactifs [99].

Concernant la tenue aux creux de tension, pour vérifier que les propriétés de base de stabilité sont incorporées dans la conception du parc éolien, un test de la turbine éolienne qui forme le parc doit être effectué. Ce test est effectué par simulation de la stabilité du parc éolien en appliquant un court-circuit triphasé symétrique sur le réseau électrique. En outre, le parc éolien doit être capable de résister à l'impact de défauts asymétriques sur le réseau sans nécessiter la déconnexion des éoliennes du réseau électrique.

La simulation pour l'exigence en matière de la tenue aux creux de tension est spécifiée par le profil de tension présenté par la figure 4.2. Ce profil simule une chute de tension jusqu'à 25% de la tension nominale pour une durée de 100 ms continue avec une augmentation linéaire de la tension jusqu'à 75% à 750 ms après le début du défaut. 10 secondes après cet incident, la tension se rétablit entièrement au-dessus de 90%. Le profil de tension définit une marge plus faible, au-dessus de ce profil, les éoliennes ne sont pas autorisées à se déconnecter. Si un défaut sur le réseau conduit à une chute de tension au-dessous du profil de tension définie, la déconnexion sera tolérée.

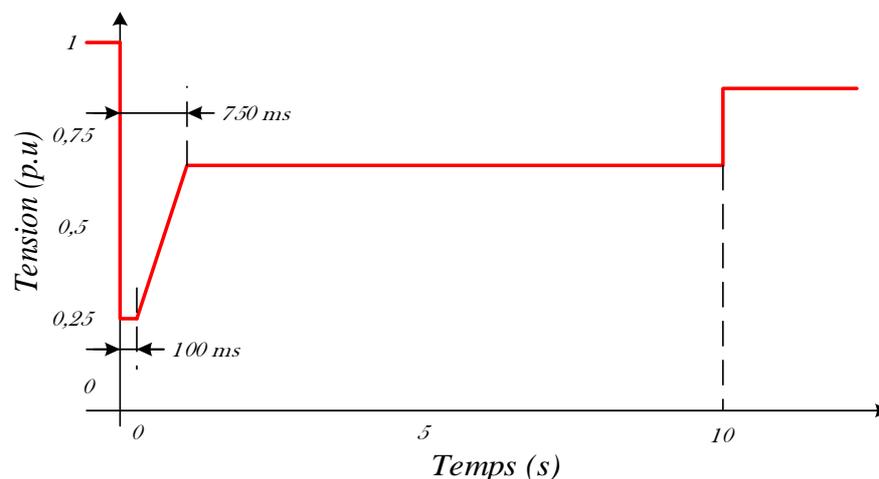


Figure 4.2: profil de tension pour la tenue aux creux de tension gestionnaire Ernginet.dk. [99].

En outre, le code de réseau danois spécifie la production de puissance active et réactive de l'éolienne pendant le défaut sur le réseau. Lors de la chute de tension, la puissance active au point de connexion doit satisfaire aux conditions de l'équation suivante:

$$P_{actuelle} \geq 0,4 \cdot P_{t=0} \cdot \left( \frac{U_{actuelle}}{U_{t=0}} \right)^2 \quad (4.1)$$

$P_{actuelle}$  est la puissance active mesurée au point de connexion au moment du défaut,  $P_{t=0}$  présente la puissance active mesurée au point de connexion juste avant le défaut,  $U_{actuelle}$  représente la tension au point de connexion au moment du défaut et  $U_{t=0}$  est la tension au point de connexion juste avant le défaut.

En plus de cela, l'éolienne peut contribuer à la fourniture de la puissance réactive avec le courant réactif restant. Cela signifie que, en fonction de la puissance active fournie, la fourniture de la puissance réactive peut également être accomplie. L'éolienne doit donc être en mesure de produire ou absorber un courant réactif d'une valeur maximale égale à son courant nominal [148].

## 2.2. Irlande

Pour le code réseau irlandais, les prescriptions technique sur le réseau du transport définissent que toute unité de production raccordée au réseau de transport doit avoir les capacités de production et de consommation de puissance réactive présentées par la figure 4.3 [149-150].

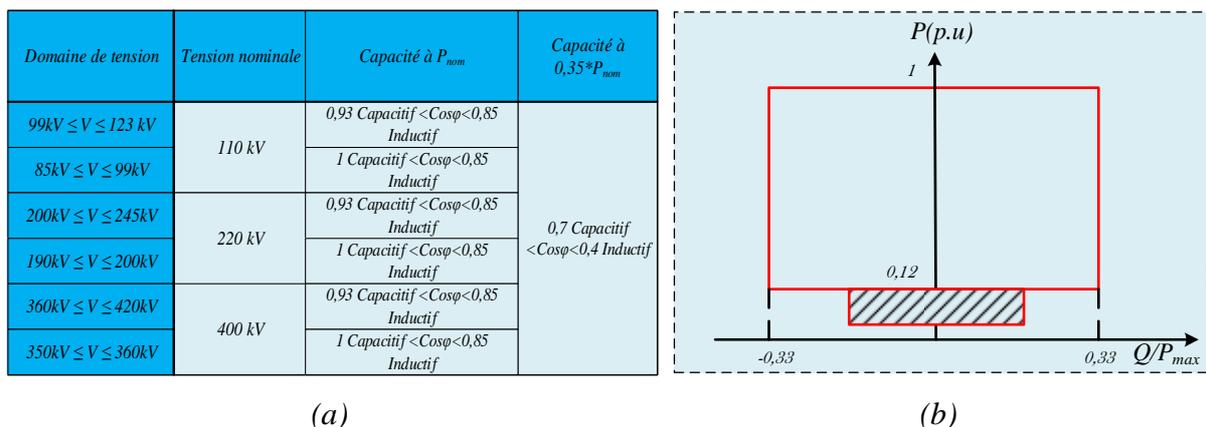


Figure 4.3: Contrainte des capacités en réactif : Code réseau Irlandais.

(a) : Capacité d'échange de puissance réactive pour le réseau de transport Irlandais ; (b) : Polygone PQ imposé par le GRT Irlandais.

En Irlande, les groupes de production connectés au réseau de transport doivent pouvoir tenir face aux creux de tension d'une profondeur de 95% de la tension nominale d'une durée de jusqu'à 0,2 secondes et aux creux de tension d'une profondeur de 50% de la tension nominale pendant au moins 0,6 secondes. Pour les éoliennes connectées au réseau de transport, elles doivent pouvoir faire face aux creux de tension déterminés par le gabarit rouge de la figure 4.4 qui est légèrement différent par rapport à celui donné par le gestionnaire du réseau danois. Le profil de tension définit une chute de tension à 15% pour 625 ms, puis la tension va être récupérer linéairement à 90% à 3 s après le défaut. Ce profil est divisé en 2 zones, la première zone correspond à celle qui se situe au-dessus de la ligne rouge, dans cette zone, les éoliennes ne sont pas autorisées à se déclencher. La deuxième zone correspond à celle qui se situe au-dessous de la ligne rouge, dans cette zone, les éoliennes peuvent être déconnectées (l'exigence de tenir face à un défaut n'est pas demandé).

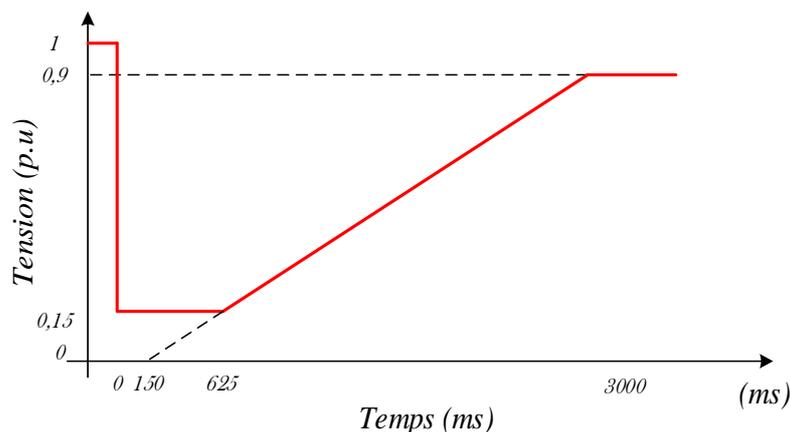


Figure 4.4: Profil de la tension pour la tenue aux creux de tension gestionnaire *Eirgrid* [149].

### 2.3. Allemagne

Pour l'Allemagne, on s'intéresse aux prescriptions techniques du gestionnaire E-On Netz [144] et Tennet TSO [108]. Pour ces gestionnaires, les fermes éoliennes offshore doivent pouvoir fonctionner avec un facteur de puissance égale à 0,95 en comportement inductif, et égale à 0,925 en comportement capacitif, comme elle le présente les figure 4.5 (a) et (b) [20, 108, 144]. Concernant la tenue aux creux de tension et la fourniture de la puissance réactive pendant les défauts sur le réseau, les prescriptions du code réseau de ces gestionnaires sont similaires à celles données par le code réseau danois (Energinet.dk).

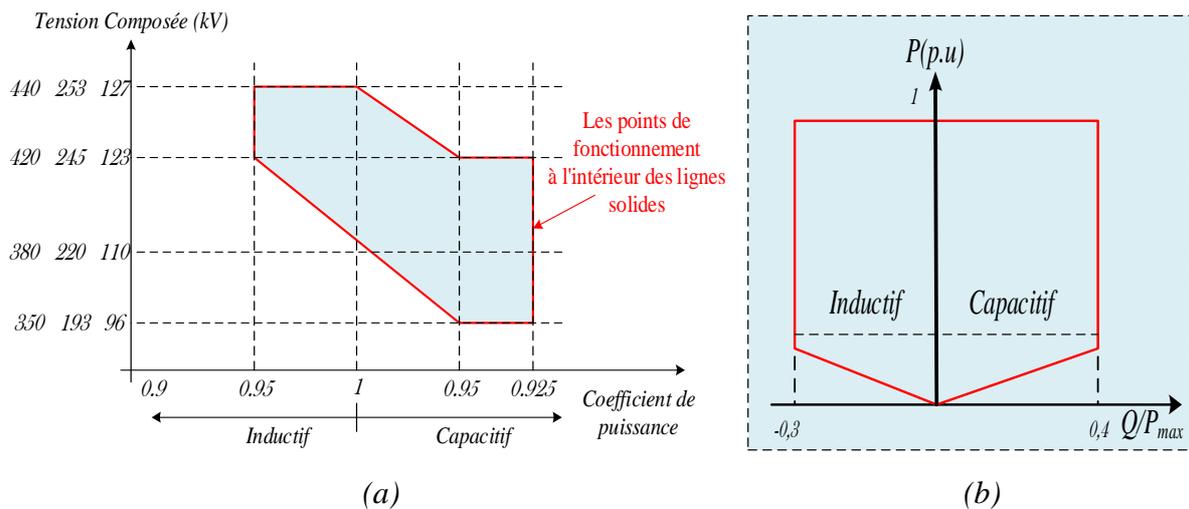


Figure 4.5: Capacités de la gestion de puissance réactive pour un parc éolien offshore: Code réseau Allemand [108].

(a) : Plage de fonctionnement en fonction de la tension et du facteur de puissance ; (b) : diagramme P/Q pour le fonctionnement dans la gamme de tension de  $\pm 5\% U_n$ .

Le gestionnaire du réseau allemand définit un profil de tension légèrement différent par rapport à ceux du code réseau danois et Irlandais. Il est montré sur la figure 4.6, ce profil définit la courbe de limitation auquel la reprise au vol (TACT) des éoliennes est nécessaire. Le profil de tension est divisé en 4 zones, la première correspond à la zone située au-dessus de la ligne en pointillée de couleur rouge. Dans cette zone, l'éolienne n'est pas autorisée à se déclencher. La deuxième zone est définie par la ligne continue de couleur bleu définissant également l'exigence de la reprise au vol de l'éolienne, mais permet son interruption à court terme en cas de survenance d'une instabilité. Le profil de tension définit une chute de tension à 0% pour 150 ms, puis la tension va être récupérée linéairement à 90% à 1,5 s après le défaut. La chute de tension définie par E.ON est donc plus profonde et plus longue par rapport au profil donné par Energinet.dk. Cependant, d'autre part, l'exigence du gestionnaire Energinet.dk de tenir face à un défaut avec un niveau de tension de 75% pendant 10 s est plus sévère que celle du gestionnaire du E.ON en termes de recréation totale de la tension. Pour les zones 3 et 4 de la figure 4.6, l'éolienne peut être déconnectée (l'exigence de tenir face à un défaut n'est pas demandé).

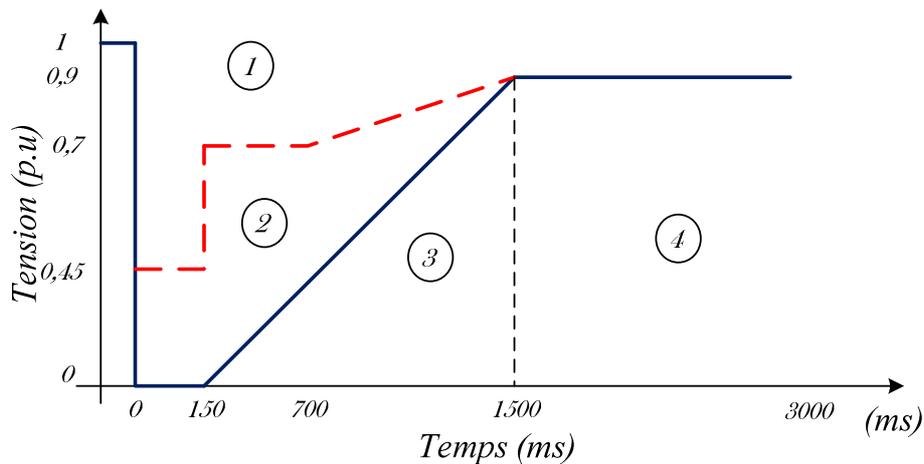


Figure 4.6: Profil de la tension pour la tenue aux creux de tension gestionnaire *E.ON-Netz* [144].

En plus de précision sur l'exigence au cours des défauts sévères sur le réseau, les parcs éoliens offshore sont également obligés pour soutenir le profil de tension de réseau lorsque la tension dévie de  $\pm 5\%$  par rapport à sa valeur nominale. Le contrôle caractéristique de tension prescrite en termes d'injection de puissance réactive est représenté sur la figure 4.7. Pour une chute de tension en dessous 50% de la tension nominale, le maximum du courant réactif (1 p.u) est exigé. Le réglage de la tension doit être activé dans les 20 ms de temps de montée après la détection de défaut. Le contrôle de la tension doit se poursuivre pendant encore 500 ms après le retour à la tension à la bande morte ( $\pm 5\%$  de  $U_n$ ).

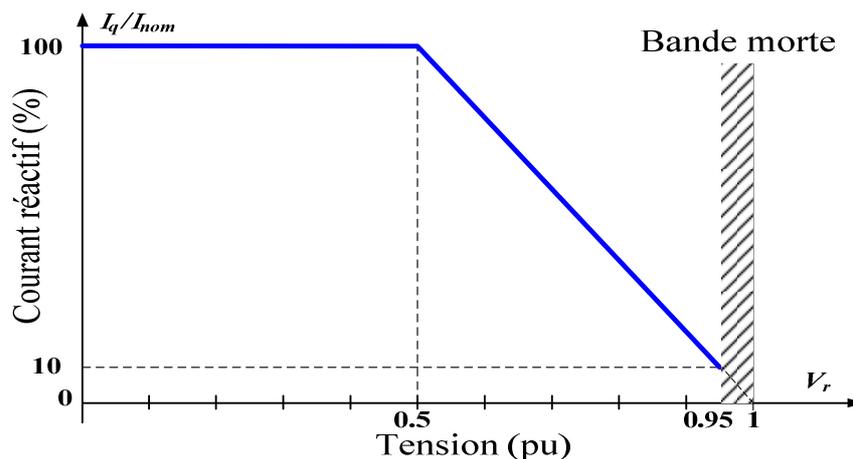


Figure 4.7: Fourniture en réactif pour les parcs éoliens offshore [108].

## 2.4. France

Les dernières réglementations en matière de raccordement d'installations de production sur les réseaux publics de transport datent d'avril 2008 [37]. Elles définissent les capacités de

gestion de puissance réactive auxquelles doivent répondre les moyens de production. Ces prescriptions précisent que, pour toute la plage de tension considérée en fonctionnement normal ( $\pm 5\%$  de  $U_{nom}$ ), les installations de production doivent pouvoir absorber une puissance réactive  $Q = 0,35 \times P_{max}$  et fournir une puissance réactive  $Q = 0,4 \times P_{max}$ . Pour une tension égale à 90% de la tension nominale  $U_{nom}$ , l'installation doit être en mesure de fournir au minimum  $Q = 0,3 \times P_{max}$ . De plus, un dispositif de régulation de tension asservissant la production ou la consommation d'énergie réactive dans les limites des capacités présentées ci-dessus doit être installé [20, 37]. L'arrêté concernant le raccordement de production aux réseaux de transport ne fait pas de distinction entre les différents moyens de productions. Toute installation se doit donc de répondre à ces exigences.

Pour la tenue aux creux de tension, le gestionnaire du réseau de transport (RTE) définit un profil de tension légèrement différent par rapport à ceux présenté auparavant, ce profil est montré sur la figure 4.8. Le profil de tension définit une chute de tension à 100% pour 150 ms, un palier à 50%  $U_{nom}$  pendant les 550 ms suivantes, après la tension va être récupérer linéairement à 100% pendant les 800 ms suivantes du défaut. Le GRT (RTE) impose à toutes les installations d'être capables de supporter sans déclenchement les creux de tension d'amplitude inférieure aux gabarits imposé sur la figure 4.8, lorsque ces derniers n'entraînent pas de rupture de synchronisme.

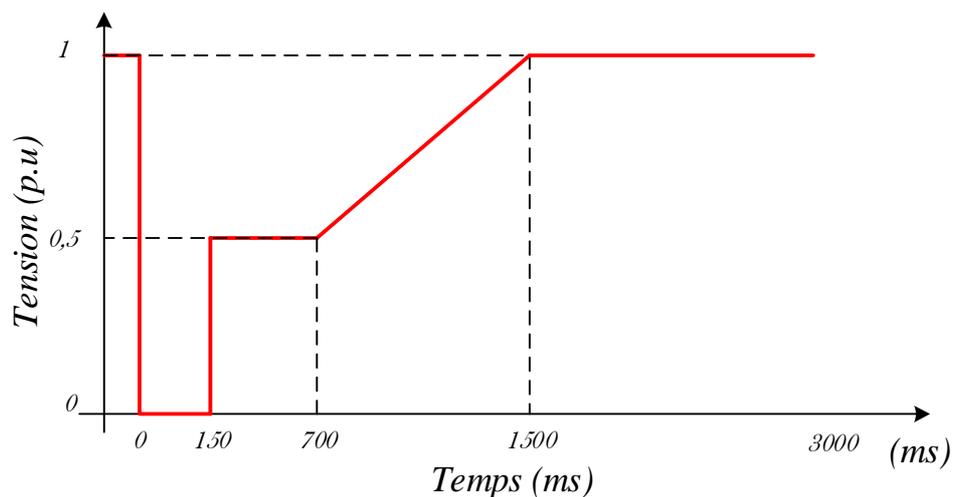


Figure 4.8: Gabarit de tension pour les réseaux de transport [150].

Le tableau 4.1 présente un résumé des capacités constructives en réactif présentes dans diverses réglementations européennes dont les facteurs de puissance sont donnés pour un fonctionnement à puissance nominale. On remarque bien que les conditions techniques de

raccordement ne sont pas harmonisées au niveau européen. De plus, chaque gestionnaire de réseau définit ses propres conditions en accord avec les prescriptions de leur code réseau national. Ceci explique la diversité des contraintes qui existent et le problème auquel sont confrontés les constructeurs pour pouvoir satisfaire l'ensemble de ces contraintes.

<i>Pays</i>	<i>Gestionnaire</i>	<i>Cos<math>\phi</math> Inductif</i>	<i>Cos<math>\phi</math> Capacitif</i>
<i>Danemark</i>	<i>Ereginet</i>	<i>0,995</i>	<i>0,995</i>
<i>Irlande</i>	<i>EirGrid</i>	<i>0,95</i>	<i>0,95</i>
<i>Allemagne</i>	<i>E-On netz</i>	<i>0,95</i>	<i>0,925</i>
<i>France</i>	Arrêté ministériel 2008	<i>0,944</i>	<i>0,928</i>

Tableau 4.1: Capacités constructives en réactif dans divers codes réseau européens.

### **3. Capacité des éoliennes en réactif pour la participation au réglage de tension**

Dans les chapitres précédents, la composition, le fonctionnement et la modélisation de la structure d'éolienne prise en compte dans cette thèse ont été présentés. L'analyse de cette structure a permis de mettre en évidence les possibilités de contrôle offertes par la turbine éolienne. Nous nous intéressons dans cette partie aux moyens de réglage du réactif offerts par l'interface d'électronique de puissance de la structure de l'éolienne basée sur une MSAP. Pour cette structure, le seul lien avec le réseau étant un convertisseur d'électronique de puissance. Donc, ce convertisseur est l'unique moyen de moduler la puissance réactive échangée avec le réseau. Cela va permettre de contrôler la composante réactive du courant injecté sur le réseau.

Dans ce qui suit pour cette partie, nous nous attacherons à la stratégie de dimensionnement du convertisseur connecté au réseau afin que ce type d'aérogénérateur puisse répondre aux exigences de gestion de la puissance réactive définies dans les réglementations des codes réseau des différents GRTs. Par la suite, nous allons présenter la capacité et la stratégie de la gestion de la puissance réactive pour ce type d'éolien.

#### **3.1. Dimensionnement de l'onduleur en vue de la gestion du réactif**

Pour que le type d'éolienne choisie dans notre travail soit en mesure de respecter les exigences de raccordement imposées par les différents GRTs en matière de gestion du réactif sur toute la plage de tension, le convertisseur doit être correctement dimensionné.

Le dimensionnement du convertisseur pour le cas français se fait en se basant sur les exigences imposées par le code réseau national ( $Q_{min} = -0,35 \times P_{max}$  et  $Q_{max} = 0,4 \times P_{max}$ ) et à la vue des capacités que le convertisseur connecté au point de couplage offre, les conditions à prendre en compte pour le dimensionnement sont les suivantes [20, 37] :

- la contrainte maximale en réactif : fourniture de  $Q_{max} = 0,4 \times P_{max}$ ,
- un fonctionnement à puissance nominale,
- une tension égale à 0,95 pu.

A partir de ces considérations et pour dimensionner la puissance apparente minimale du convertisseur coté PDC, il faut savoir que ce convertisseur doit être capable de passer la puissance active et réactive maximales en même temps.

Or, la capacité de la puissance réactive en fonction de la tension s'exprime par l'équation suivante [20, 148, 152-155] :

$$Q = \sqrt{(V_{pu} \cdot S_{nom})^2 - P_{nom}^2} \quad (4.2)$$

Ce qui signifie qu'à tension et puissance active nominale, le convertisseur doit pouvoir fonctionner avec un facteur de puissance défini par l'équation (4.3), où  $\tan \varphi_c$  est la contrainte correspondante à  $Q=0,4 \times P_{max}$  ( $\tan \varphi_c=0,4$ ).

$$\cos \varphi \geq \sqrt{\frac{V_{pu}^2}{\tan^2 \varphi_c + 1}} \approx 0,882 \quad (4.3)$$

Donc la puissance apparente minimale sera déterminée par la relation suivante :

$$S_{min} = \sqrt{P_{nom}^2 + Q_{nom}^2} = \sqrt{(1 + \tan^2 \varphi_c) P_{nom}^2} \quad (4.4)$$

Dans cette relation,  $S_{min}$  est la puissance apparente minimale pour le dimensionnement du CCPDC,  $P_{nom}$  présente la puissance active nominale du CCPDC et  $Q_{nom}$  est la puissance réactive nominale à la tension considérée par le cahier des charges ( $V_{pu}=0,95$  pu). Donc, pour le cas présent le dimensionnement du convertisseur doit être d'au moins 113,4% de la puissance active nominale ( $S_{CCPDC} \approx 1,134 \times P_{nom}$ ).

La représentation graphique de l'équation (4.4) est donnée sur la figure 4.9. Elle montre le lien entre la réserve de la puissance réactive de ce type d'éolienne à la puissance active nominale et de la puissance apparente de la partie puissance de l'éolienne. Par exemple, si la puissance apparente du convertisseur est de 10% plus grande que la puissance active nominale

( $S_{CCPDC}=I, I \times P_{nom}$ ), dans la condition où la tension au point de raccordement est de 1 p.u et la production de la puissance active est nominale, le convertisseur est en mesure de délivrer une puissance réactive de 45% de la puissance active nominale transmise [154-155].

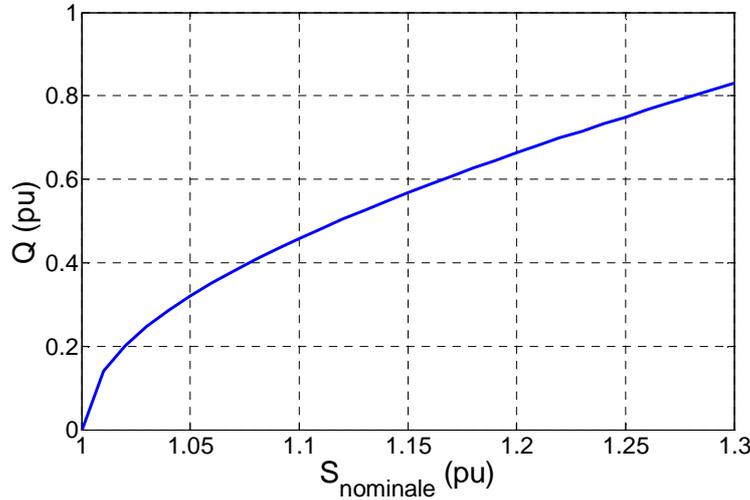


Figure 4.9: Relation entre la réserve de puissance réactive et la taille de l'onduleur.

### 3.2. Gestion de la puissance réactive

Le type d'éoliens pris en compte dans cette thèse est totalement interfacé du réseau par un dispositif d'électronique de puissance. Le seul moyen pour moduler la puissance réactive échangée avec le système d'exploitation pour cette structure est l'onduleur de tension connecté au PDC en contrôlant la composante réactive du courant qui est injectée au PDC. Etant donné la modélisation de la liaison au PDC pour le référentiel choisi dans le deuxième chapitre de cette thèse, la puissance réactive est directement proportionnelle à la composante réactive du courant  $I_{re-q}$  en sortie de l'onduleur comme le présente l'équation 4.5.

$$y_Q = Q_{re} = -\frac{3}{2}(V_{re-d} I_{re-q}) \quad (4.5)$$

Pour le réglage de la tension du réseau, les éoliennes sont équipées d'un régulateur de tension qui sert à générer une trajectoire de référence  $y_Q$  de la puissance réactive. Cette dernière est appliquée pour le contrôle du dispositif d'électronique de puissance (onduleur).

Pour l'étude de la réserve de puissance réactive pour ce type d'éolienne, on peut montrer que le diagramme de fonctionnement  $PQ$  pour ce type d'éolienne dépend seulement des limites de la tension et du courant de la partie d'électronique de puissance [20, 145, 149-152]. La figure 4.10 montre ce diagramme pour trois différentes valeurs de tension de réseau lorsque le convertisseur est surdimensionné à 113,4% de la puissance active nominale. Le

surdimensionnement de ce convertisseur va permettre à l'éolienne de répondre aux exigences imposées par le GRT français concernant la gestion du réactif. On remarque sur cette figure que pour une puissance active donnée, les capacités d'absorption ou de fourniture sont identiques et c'est pour un fonctionnement à puissance nominale qu'elles sont les plus limitées. Ainsi, lors de l'absence de production éolienne en puissance active, cette structure offre la possibilité d'échange de la puissance réactive et dans ce cas, seul le convertisseur connecté au réseau fonctionne. Cela sera identique au fonctionnement d'un STATCOM (*Static Synchronous Compensator*). De plus, une diminution de la tension entraîne une réduction des capacités en réactif. Cette constatation doit être prise en compte pour le dimensionnement du convertisseur.

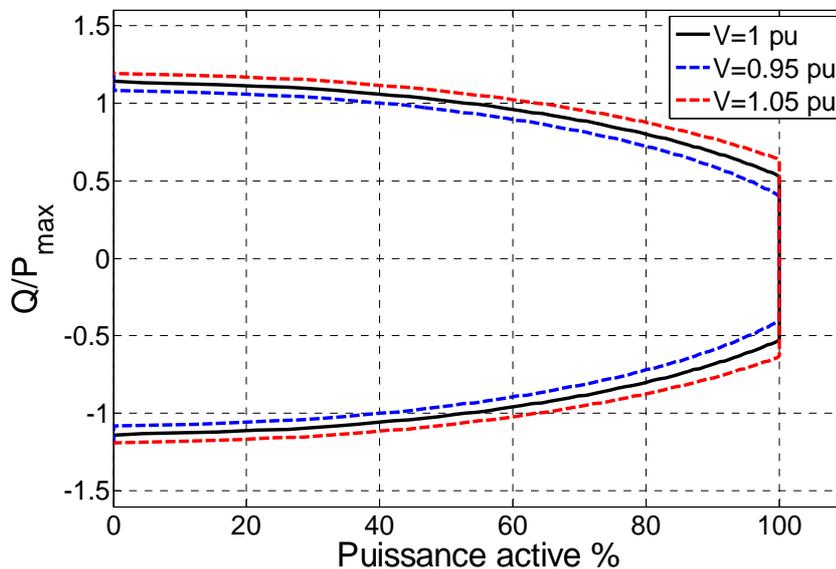


Figure 4.10: Capacités en réactif d'une éolienne à base de machine synchrone pour un surdimensionnement de l'onduleur à  $S_{nom} = 1,134 \times P_{nom}$ .

#### 4. Participation de la turbine éolienne au réglage de tension

Après la présentation des moyens et la stratégie de gestion de la puissance réactive de la turbine éolienne prise pour nos travaux de recherche, nous allons maintenant illustrer la performance de la stratégie de commande et la capacité de cette éolienne pour la participation au service de réglage de tension. Pour cette illustration, on s'appuie sur l'idée traitée dans les travaux d'Alexandre Tenenge pour le dimensionnement du système électrique présenté de la manière suivant [20] :

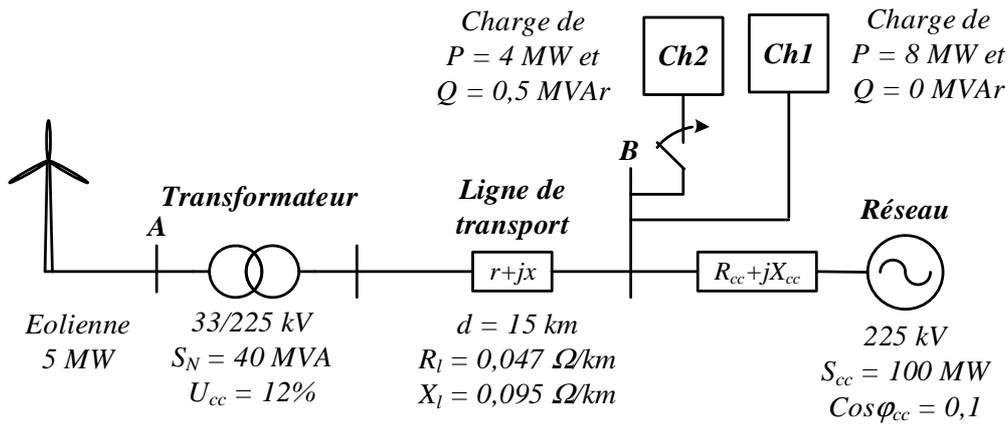


Figure 4.11: Système électrique étudié pour la gestion de la puissance réactive.

Les résultats qui vont être présentés ci-dessous (figure 4.12), montrent la gestion de puissance réactive pour la turbine éolienne fonctionnant à pleine charge. La tension au point A est contrôlé par l'intermédiaire du régulateur de tension de la turbine éolienne à sa valeur nominale de 33 kV. On considère une surcharge du réseau de 50% (connexion de la charge Ch2 de puissance active  $P = 4$  MW et de puissance réactive  $Q = 0,5$  MVar) à l'instant  $t = 3$  s, puis cette surcharge sera déconnectée au bout de trois secondes, soit à  $t = 6$  s.

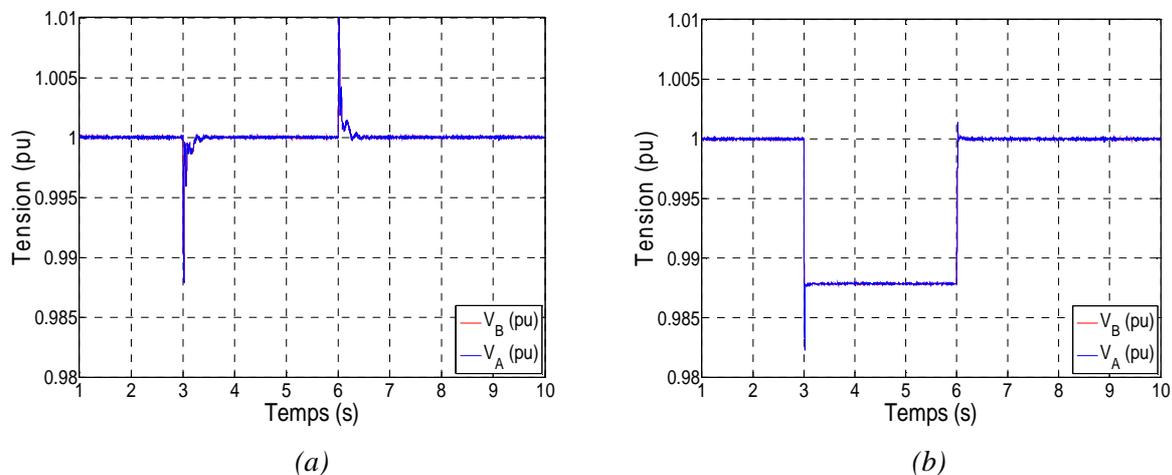


Figure 4.12: Evolution de la tension aux points de connexion A et B.

(a) : Tension aux points A et B avec régulation de tension; (b) : Tension aux points A et B sans régulation de tension.

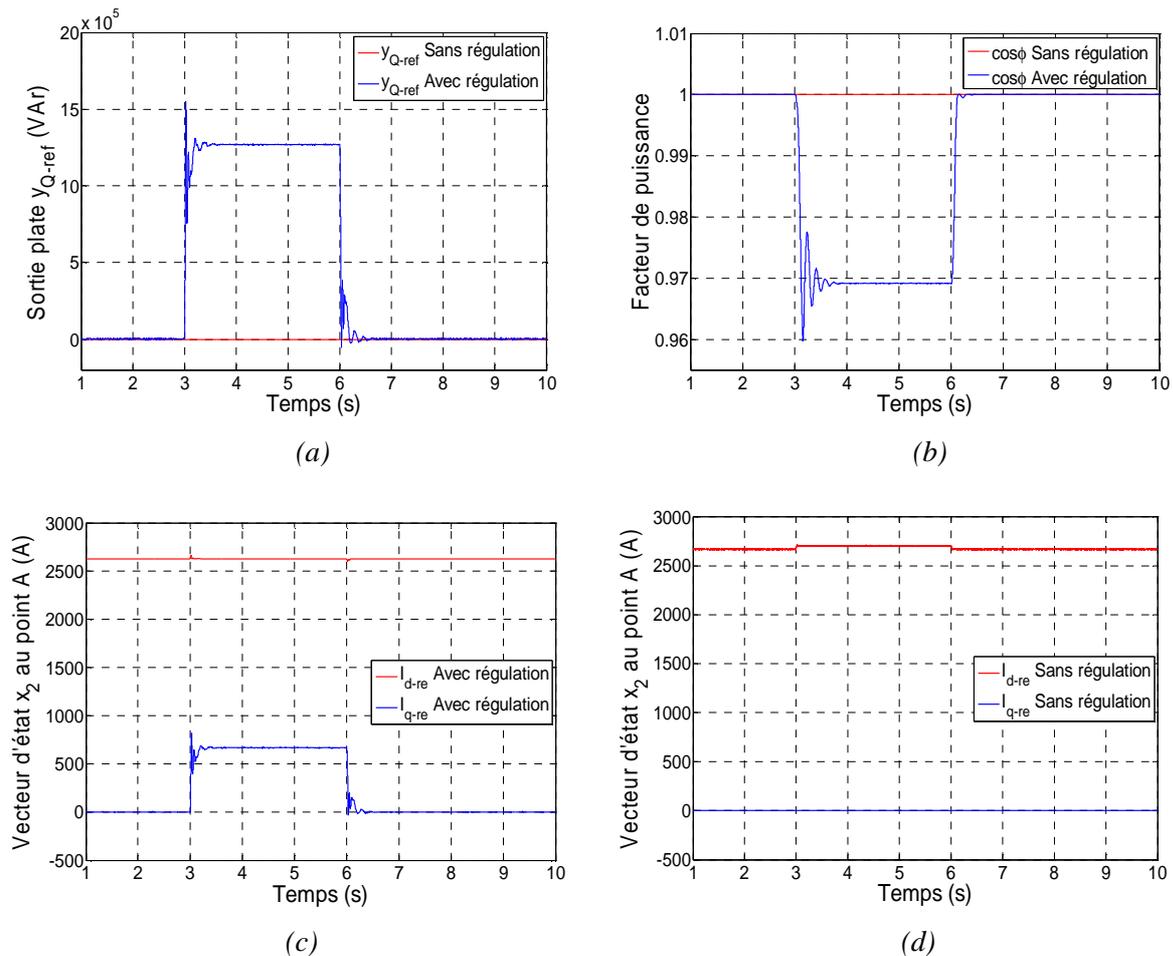


Figure 4.13: Gestion de la puissance réactive.

(a) : Puissance réactive avec et sans régulation de tension ; (b) : Facteur de puissance avec et sans régulation de tension ; (c) : Courants injectés au point de connexion (point A) avec régulation de tension ; (d) : Courants injectés au point de connexion (point A) sans régulation de tension.

Comme évoqué auparavant, la trajectoire de référence pour la puissance réactive de l'éolienne  $y_{Q-ref} = Q_{ref}$  provient du régulateur de tension dont ces paramètres sont donnés dans l'annexe A.5. Ce régulateur permet de contrôler la tension au point de raccordement de l'éolienne (point A).

Les résultats présentés sur la figure 4.12 (a) et celles des figures 4.13 (a, b et c) montrent la performance de la stratégie de contrôle appliquée pour la gestion de la puissance réactive montrant ainsi le comportement de la turbine éolienne lorsqu'elle fonctionne à puissance nominale. Dans ce cas la puissance injectée sur le réseau est quasiment constante.

Le réglage de tension appliqué sur l'éolienne régule la tension de sortie du convertisseur à sa valeur de consigne (valeur nominale de 3,3 kV). Au moment de la surcharge ( $t = 3$  s), la tension à la sortie de l'éolienne est maintenue, après un court transitoire, à sa valeur de référence en injectant la quantité nécessaire de puissance réactive par l'intermédiaire du dispositif d'électronique de puissance (l'onduleur). Cela est dû pour satisfaire la demande en réactif et assurer la régulation de tension qui permet la compensation de la chute de tension au point de connexion des charges Ch1 et Ch2, montrée par la figure 4.13 (b). Le facteur de puissance de la turbine éolienne diminue par la suite de 1 à 0,987 et par conséquent, le point de fonctionnement de l'éolienne se situe à l'intérieure de l'enveloppe précisée par le GRT français. On remarque bien pour ce transitoire et pour cette structure d'éolienne que la limite de fourniture en réactif du l'onduleur n'est pas atteinte. Contrairement à ces résultats, en absence de cette régulation de tension, les tensions à la sortie du convertisseur et au point de connexion de la charge (aux points A et B) chutent à 98,8% de leurs tensions nominales (figure 4.12 (b)), cela est dû à l'absence du réactif dans le système (figure 4.13 (a)).

Au moment de déclenchement de la charge Ch2 (à  $t = 6$ s), la régulation de tension permet à l'éolienne de restituer sa réserve de puissance réactive (trajectoire de référence pour la puissance réactive devient nulle) permettant ainsi de régler la tension, après un court transitoire, à sa valeur de consigne.

A partir de ces résultats, nous pouvons conclure que la stratégie proposée pour la gestion de la puissance réactive pour la turbine éolienne à vitesse variable choisie est efficace. Ces résultats prouvent que ce type d'éoliennes peut participer au réglage de tension sans recours à des dispositifs auxiliaires. Toutefois, les capacités de ces éoliennes en matière de puissance réactive dépendent du dimensionnement de ces interfaces d'électronique de puissance. La gestion de cette puissance réactive se fait naturellement par l'intermédiaire de ces interfaces.

## **5. Tenue aux creux de tension (Impact des régimes transitoires sur le service de réglage de tension)**

Pour éviter d'éventuels incidents sur le réseau comme celui qui est survenu sur le réseau européen le 04 Novembre 2006, les nouveaux codes de réseau européen stipulent que les parcs éoliens devraient contribuer au contrôle du système d'alimentation (fréquence et également la tension), autant que les centrales classiques. Une des exigences de raccordement les plus contraignantes pour les générateurs éoliens est la tenue aux creux de tension. Pour éviter

l'effondrement du réseau, les générateurs éoliens sont obligés de rester connectés au réseau et de retrouver un fonctionnement normal suite à un tel défaut. Dans cette thèse nous définissons cette capacité par l'appellation de la Tenue Aux Creux de Tension (TACT) connue dans la littérature par « *Low Voltage Ride Through (LVRT)* » en anglais dans [20, 156-157] ou par le terme de « reprise au vol ». Avant cet incident sur le réseau européen, les turbines éoliennes n'étaient pas obligées de rester connectées suite à la détection d'un défaut sur le réseau (creux de tension). Par conséquent, les aérogénérateurs peuvent être découplés de ce dernier, cela peut engendrer de grave conséquence sur la stabilité du système. C'est pourquoi avec l'augmentation du taux d'intégration de la puissance éolienne dans le réseau, il est spécifié dans les nouvelles conditions techniques de raccordement que ces générateurs doivent avoir la capacité de tenir face à ces creux de tension.

En plus de la tenue aux creux de tension, les nouvelles prescriptions techniques des codes réseau européen (Espagne, Allemagne et Danemark) pour la connexion des parcs éoliens au réseau précisent que ces derniers doivent contribuer au retour de la tension en injectant de la puissance réactive sur le réseau pendant les creux de tension. Pour les prescriptions du code réseau allemand pour les parcs éoliens offshore [141] comme le montre la figure 4.7, dès que la tension est inférieure à 5% de sa valeur nominale, pour chaque pourcent de chute tension, les turbines éoliennes du parc se doivent de fournir une composante réactive de courant de 2% du courant nominal. Cette composante réactive va atteindre par la suite la valeur nominale du courant pour une chute de tension de 50% de la tension nominale. Cependant, pour des creux de tension supérieurs à 50% de la tension nominale, la demande de fourniture de puissance réactive pendant ces creux de tension amène la composante réactive du courant à la valeur nominale du courant de l'éolienne. Cela implique que le transfert de puissance active doit être limité, voir même annulé. Le système doit donc être en mesure de limiter, stocker et/ou dissiper cette puissance lors de ces creux de tension.

La contrainte concernant le réactif des autres codes réseau (Espagne, Danemark et Irlande) est presque identique à celle définie par le code réseau allemand, tous les parcs éolien connectés au réseau de transport doivent fournir un minimum de puissance active en fonction du creux de tension et ils sont obligés de fournir le maximum de puissance réactive de sorte à ce que la composante réactive du courant soit égale à sa valeur nominale. Si on prend le cas espagnol, le GRT *Red Eléctrica* définit cette contrainte par une enveloppe comme il est illustrée par la figure 4.14 [160-161]. Pour des creux de tensions supérieures à 50% de la tension

nominale, la composante réactive du courant doit être comprise dans une enveloppe de 10% de la valeur nominale du courant de la turbine éolienne.

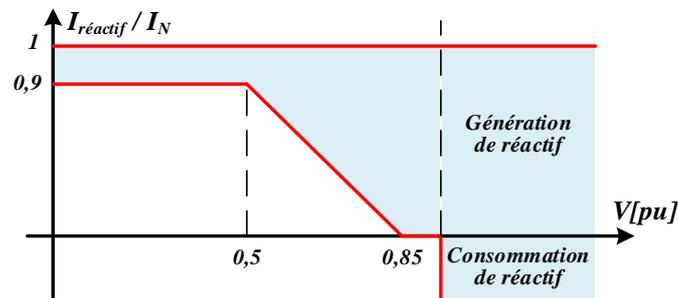


Figure 4.14: Fourniture en réactif dans le code réseau espagnol.

### 5.1. Modèle du réseau électrique pour l'étude de la tenue aux creux de tension

Afin d'évaluer le comportement dynamique des turbines éoliennes et leurs capacités de tenir face aux creux de tension suite à des défauts sur le réseau électrique, le code réseau danois définit une modélisation du réseau sous forme d'un modèle équivalent de Thévenin comme illustré sur la figure 4.15 [99]. Comme il est déjà mentionné dans [20, 156], un creux de tension n'aura pas le même effet sur les éoliennes suivant l'impédance de court-circuit du réseau auquel elles sont raccordées. Or, cette méthode de modélisation définit une forte impédance de court-circuit du réseau, cela va permettre de modéliser la situation la plus critique.

Pour ce qui suit dans ce chapitre, nous nous intéressons directement à l'utilisation de cette méthode (modèle) pour l'étude du comportement dynamique de la turbine éolienne. La simulation d'un défaut sur le réseau doit être effectuée dans les conditions suivantes. Avant ce défaut, les éoliennes doivent fonctionner à une vitesse nominale, ce qui se traduit par la production de la puissance nominale. Il suffit de simuler un court-circuit triphasé, que ce court-circuit représente le pire des cas. On notera que c'est dans ces conditions que la reprise au vol est la plus difficile, notamment à cause de l'accélération de la turbine. Pour le réseau amont, il doit être caractérisé par un ratio  $R/X$  qui est égale à 0,1 et d'une puissance de court-circuit  $S_{cc}$  qui doit être égale à dix fois la puissance active nominale de cette éolienne, puis, cette dernière est raccordée au réseau électrique via un transformateur. Afin de simuler un court-circuit, un profil de tension prédéfini doit être appliqué à la source de tension. Les gabarits du profil de creux de tension que nous considérons dans cette étude sont basés sur ceux définis par le code réseau Irlandais et allemand.

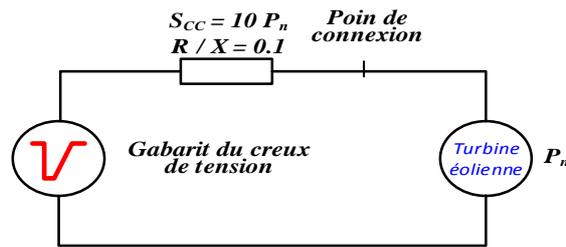


Figure 4.15: Diagramme monophasé du modèle équivalent de Thévenin.

## 5.2. Tenue aux creux de tension

Afin de protéger le système lors des creux de tension sur le réseau, les GRTs des différents pays demandent à ce que la puissance active injectée par les parcs éoliens au réseau électrique  $P_{re}$  soit réduite pour ne pas aggraver sa situation. En contrepartie, ils demandent d'injecter le maximum de puissance réactive pour soutenir le retour de tension à sa valeur nominale.

Pour le cas de la turbine éolienne utilisée dans notre travail, elle est entièrement découplée du réseau à travers le convertisseur coté point de connexion. Par conséquent, au moment de l'apparition du défaut sur le réseau, la puissance captée par la turbine  $P_{tur}$  est constante et elle est égale à sa valeur nominale. Donc, le problème réside dans la gestion de la puissance à ne pas injectée au réseau qui se quantifie par l'équation (4.6).

$$\Delta P = P_{tur} - P_{re} \quad (4.6)$$

Pour ne pas déconnecter l'éolienne, cet excès de puissance ne doit pas déclencher les systèmes de protection de la turbine éolienne. Autrement dit, ce surplus de puissance ne doit pas amener les grandeurs électriques et mécaniques au-delà de leur seuil de protection.

Pour la gestion de cet excès de puissance, un élément de dissipation de puissance active est ajouté au bus continu de l'interface de l'électronique de puissance. Comme dans les travaux de [157, 160-162], nous avons considéré pour notre cas une résistance de dissipation (*crowbar*) accompagnée d'un interrupteur pour dissiper ce surplus de puissance active, ce dispositif étant présenté dans la figure 4.16.

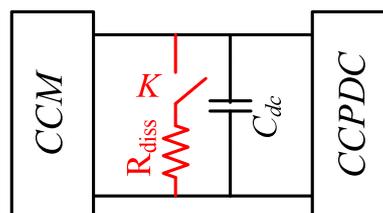


Figure 4.16: Système de dissipation de surplus de puissance active.

La mise en œuvre de ce hacheur peut améliorer la reprise au vol de la turbine éolienne lors des défauts du réseau car il dissipe la puissance active provenant de la turbine. Du coup, il offre au convertisseur côté point de couplage la possibilité de produire le maximum de puissance réactive, accordant ainsi la priorité à la composante quadratique du courant injecté au réseau.

Pendant les défauts sur le réseau, le déséquilibre entre la puissance produite et celle injectée au réseau crée un surplus de puissance au sein de la turbine éolienne. Du coup, le condensateur du bus continu sera chargé et la tension à ses bornes augmente. Le hacheur est alors activé, si la tension de bus continu dépasse un certain seuil [20, 150, 163]. Au cours du temps, lorsque le hacheur est activé, le surplus de puissance sera dissipé de telle sorte que la tension de bus continu reste constante à cette valeur (seuil) prédéfinie. Tant que le surplus de puissance se dissipe, ce dispositif permet d'éviter les surtensions de bus continu et l'accélération du générateur éolien. Le principe de contrôle de cet interrupteur (hacheur) est résumé sur la figure 4.17.

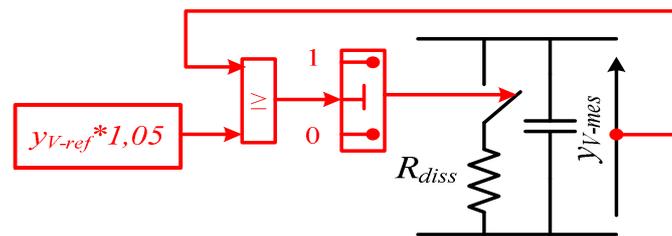


Figure 4.17: Contrôle de système de dissipation de surplus de puissance.

Pour que le contrôle du CCPDC de l'éolienne soit adapté à la situation de défaut et permet de maintenir les grandeurs électriques et mécaniques sous leurs valeurs de déclenchement, au cours des perturbations sévères sur réseau, le convertisseur doit diminuer le transfert de la puissance active à partir de bus continu vers le réseau. Donc, il doit fournir un courant réactif suffisant pour contribuer au retour de la tension du réseau électrique. Comme décrit précédemment, selon le code de réseau allemand, pour les creux de tension de profondeurs supérieures à 50% de la tension nominale, le CCPDC ne doit pas injecter du courant actif au réseau. Pour répondre à cette exigence, une limitation est appliquée sur les composantes du vecteur des variables d'état du convertisseur injecté au réseau. Afin de protéger le convertisseur des forts courants pendant les défauts, une action de saturation est ajoutée pour la limitation de ces composantes. Cette stratégie est présentée sur la figure 4.18.

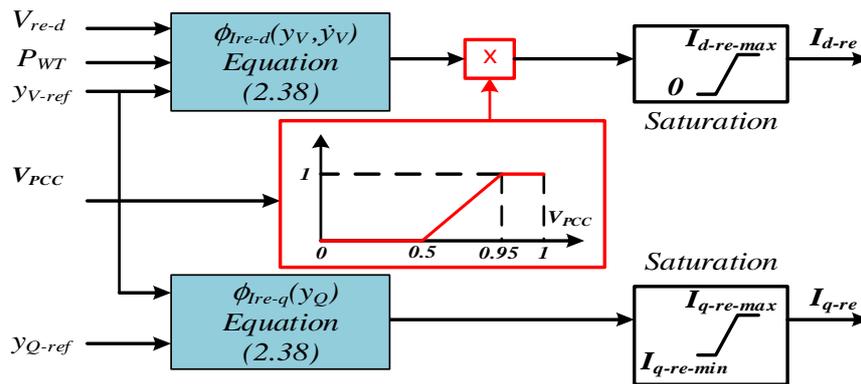


Figure 4.18: Commande de la variable d'état  $I_{d-re}$  du CCPDC.

### 5.3. Études de cas

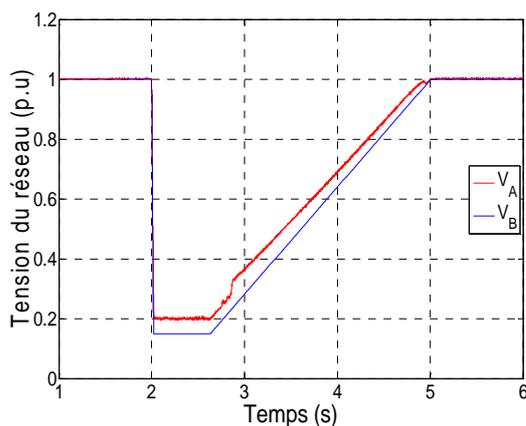
Dans ce paragraphe, un examen de la conformité de la turbine éolienne avec les différentes prescriptions des codes réseau sera effectué. Deux cas d'études seront étudiés, le premier sera la simulation de la turbine éolienne en se basant sur les prescriptions du code réseau Irlandais et le deuxième sur ceux de code réseau allemand. Pour cela, le modèle de la turbine éolienne sera connecté au modèle équivalent de Thevenin spécifié par le code réseau danois (Energinet.dk) comme il est illustré sur la figure 4.15. Les deux profils de tension du code de réseau *Eirgrid* et *E.ON Netz* seront appliqués à la source de tension de ce modèle. L'objectif de ces deux études de cas est la démonstration de la robustesse de la commande proposée et la capacité de soutien de la tension et la TACT (reprise au vol) de cette turbine éolienne pour les deux sévères creux de tension des différents codes réseau où le premier se caractérise par un lent temps de rétablissement de la tension à sa valeur nominale et le deuxième par la profondeur du creux de tension.

#### 5.3.1. Cas du gabarit défini par le code réseau Irlandais

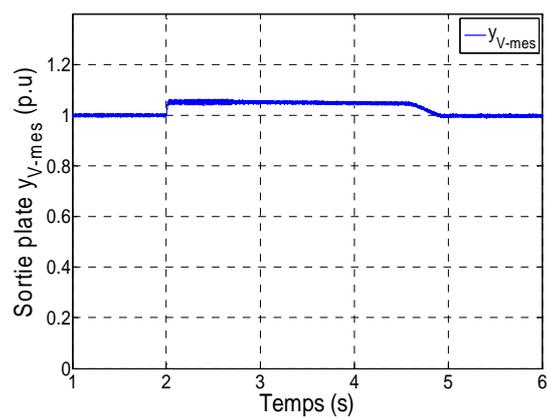
Pour voir le comportement de l'éolienne face à un creux de tension défini par les spécifications du code réseau *EirGrid*, le profil de tension présenté par la figure 4.4 est appliqué à la source de tension du modèle équivalent du Thevenin. Ce profil représente la ligne frontière au-dessus de laquelle la reprise au vol doit être accomplie. Le profil de tension se caractérise par un lent temps de rétablissement de la tension (3 seconde à partir de la détection du défaut). L'allure de la tension au point de connexion de cette éolienne est illustrée sur la figure 4.19 (a). En outre, la capacité de fourniture de la turbine telle que la production de puissance active et réactive et la fourniture en courant réactif de l'éolienne sont également illustrées sur la figure 4.19.

Le profil de tension représente une chute de tension à 15% de la tension nominale du réseau sur une durée de 650 ms. La tension sera alors récupérée linéairement et complètement à sa valeur nominale à 3 secondes après la détection du défaut. Pendant cette phase de fonctionnement la tension du bus continu est assurée par le dispositif de dissipation (figure 4.19 (b)).

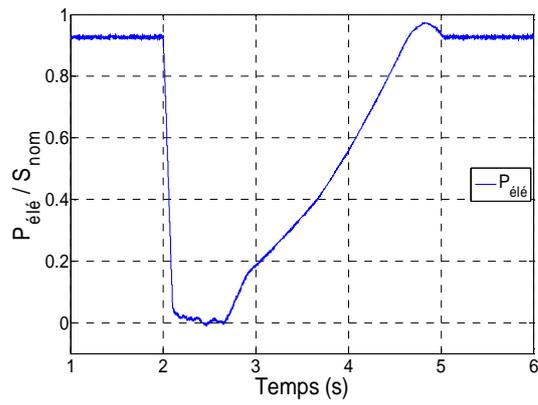
Selon le code réseau Irlandais (*EirGrid*), l'injection du courant réactif doit être fournie lors du creux de tension. Comme la turbine éolienne est connectée via un convertisseur surdimensionné à 113% de la puissance nominale, le contrôle est en mesure de fournir un courant réactif maximal au réseau. Cependant, pendant le défaut, la fourniture de la puissance réactive est alors prioritaire par rapport à la production de la puissance active comme le prouvent les figures 4.19 (c) et (d). Lors d'un creux de tension d'une profondeur supérieure à 50% de la tension nominale, la composante directe du courant actif ( $I_{d-re}$ ) est annulée pour assurer le maximum de la fourniture du courant réactif comme le montrent les figures 4.19 (e) et (f). Après la détection du défaut, le courant réactif est augmenté immédiatement et la puissance active est réduite à zéro. Ainsi, le surplus de puissance active de la turbine est dissipé dans la résistance à travers le hacheur installé dans l'interface d'électronique de puissance comme le présentent les figures 4.19 (i) et (j). Pendant ce moment, la turbine est entièrement découplée du réseau. Par conséquent, sa puissance produite ainsi que sa vitesse de rotation restent constante (figures 4.19 (g) et (h)).



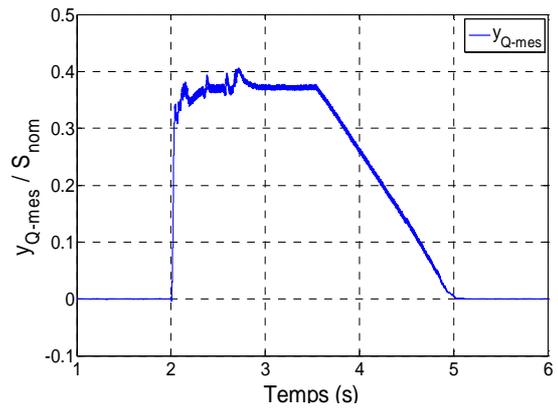
(a)



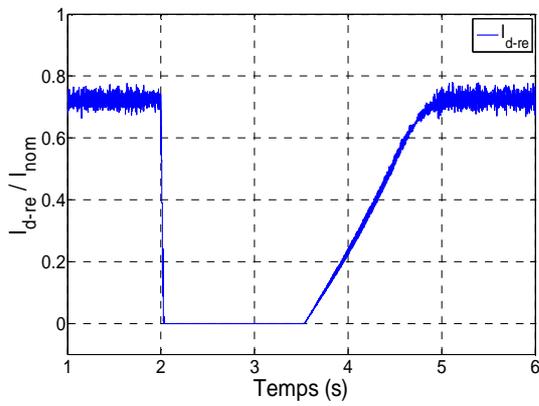
(b)



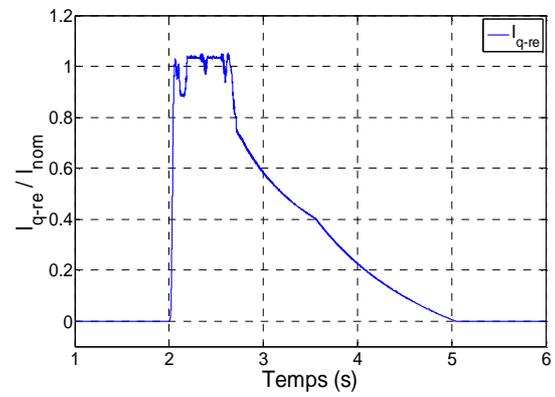
(c)



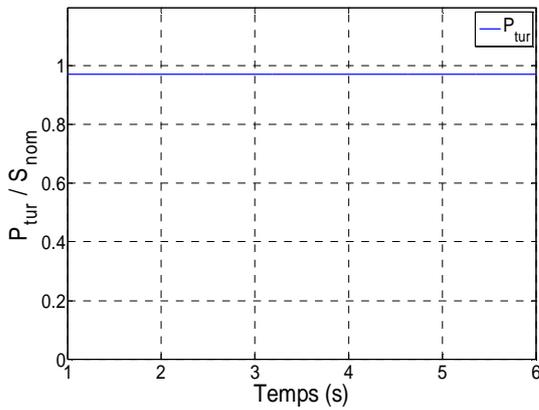
(d)



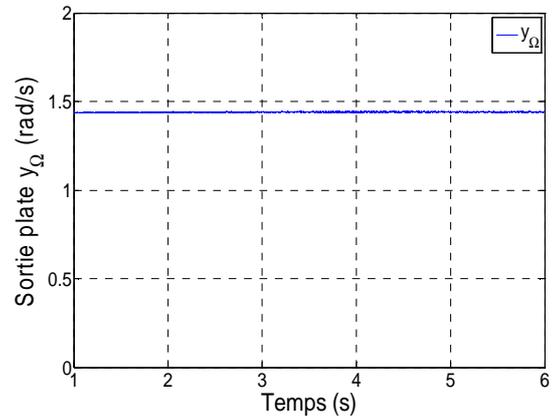
(e)



(f)



(g)



(h)

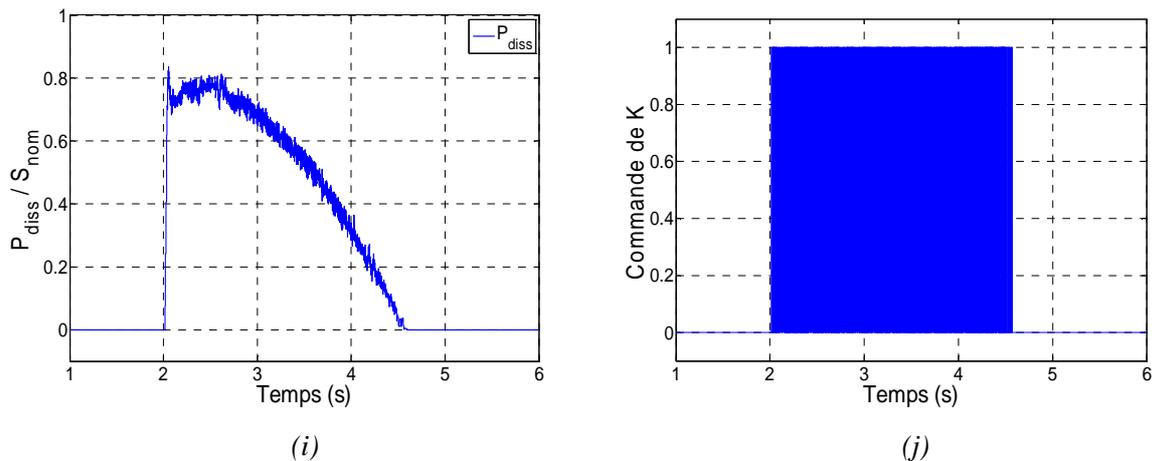


Figure 4.19 : Comportement de la turbine éolienne face au creux de tension défini par le code réseau Irlandais.

(a) : Tension aux points A et B ; (b) : Tension de bus continu ; (c) et (d) respectivement : Puissance active et réactive injectée au point de connexion (point A) ; (e) et (f) respectivement : Composante  $dq$  du courant injecté au point de connexion ; (g) et (h) respectivement : Puissance mécanique et vitesse de rotation  $\gamma_{\Omega}$  de la turbine éolienne ; (i) : Puissance dissipée dans la résistance R ; (j) : signal de commande de l'interrupteur K.

A partir de ces résultats, nous pouvons conclure que malgré la durée du défaut, ce type d'éolienne n'a aucun mal à tenir face à ce type de creux de tension (peut reprendre au vol), ce qui prouve la dynamique rapide de la stratégie de contrôle développée à la base de platitude. Cette stratégie permet de répondre également aux exigences du gestionnaire du réseau Irlandais par rapport à la fourniture en termes de puissance réactive. L'interface d'électronique de puissance de cette éolienne découple totalement la génératrice du réseau : elle n'est par conséquent nullement affectée par le défaut. La tension du bus continu est maintenue grâce à la dissipation de la puissance provenant de la génératrice. Il est à noter qu'on peut même stocker l'énergie dissipée sur la résistance dans un organe de stockage pendant le défaut et de la restituer au réseau après résolution du problème.

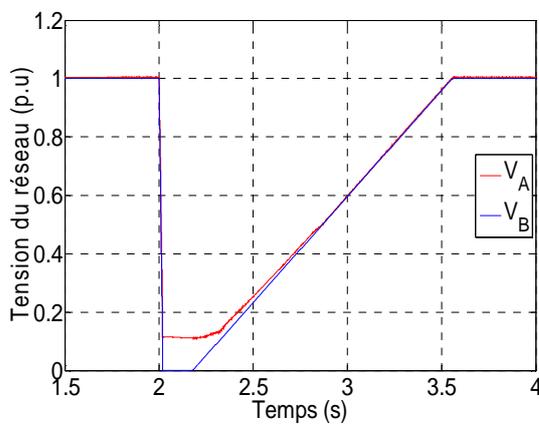
### 5.3.2. Cas du gabarit défini par le code réseau Allemand

Par comparaison aux résultats précédents, pour voir le comportement de l'éolienne face un creux de tension plus sévère par rapport à sa profondeur, la simulation de la turbine éolienne est affrontée aux spécifications du code réseau *E.ON-Netz*. Le profil de tension présenté par la figure 4.6 est appliqué à la source de tension du modèle équivalent de Thevenin. Ce profil représente la ligne frontière au-dessus de laquelle la reprise au vol doit être accomplie. Le profil

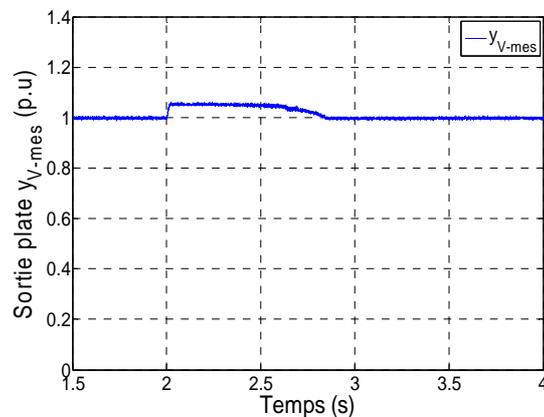
de tension modélise un court-circuit triphasé, il se caractérise par une sévère chute de tension à zéro pendant  $150\text{ ms}$ . L'allure de la tension au point de connexion de cette éolienne est illustrée sur la figure 4.20 (a).

Le profil de tension défini par le gestionnaire du réseau allemand est légèrement différent par rapport à celui du gestionnaire *EirGrid* où il représente une chute de tension à zéro pour une durée de  $150\text{ ms}$ . La tension sera alors récupérée linéairement et complètement à sa valeur nominale à  $1,5\text{ s}$  après la détection du défaut. Comme dans la partie précédente, pendant ce creux de tension la tension du bus continu est assurée par le dispositif de dissipation mis dans l'interface d'électronique de puissance (figure 4.20 (b)).

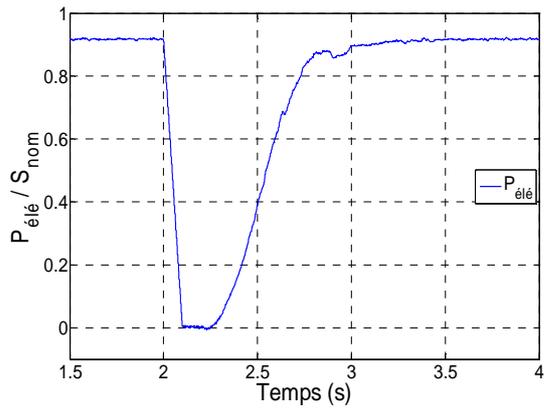
Comme le cas précédent, l'injection du courant réactif pour le code réseau allemand doit être fournie pendant le creux de tension. Cependant, lors du défaut, la fourniture de la puissance réactive est aussi prioritaire par rapport à la production de la puissance active. Cela est prouvé par les figures 4.20 (c) et (d). Pour un creux de tension d'une profondeur supérieure à  $50\%$  de la tension nominale, le *GRT E.ON-Netz* demande à ce que la composante directe du courant actif ( $I_{d-re}$ ) injecté au réseau soit nulle, cela va permettre d'assurer le maximum de la fourniture du courant réactif (comme le montrent les figures 4.20 (e) et (f)). Comme dans la partie précédente, après la détection du défaut, le courant réactif est augmenté immédiatement, la puissance active injectée au réseau est réduite à zéro. Ainsi, le surplus de puissance active de la turbine est dissipé dans la résistance de dissipation, cela est présenté par les figures 4.20 (i) et (j). Pendant ce moment, la turbine est entièrement interfacée du réseau. Par conséquent, sa puissance mécanique ainsi que sa vitesse de rotation restent constante (figures 4.20 (g) et (h)).



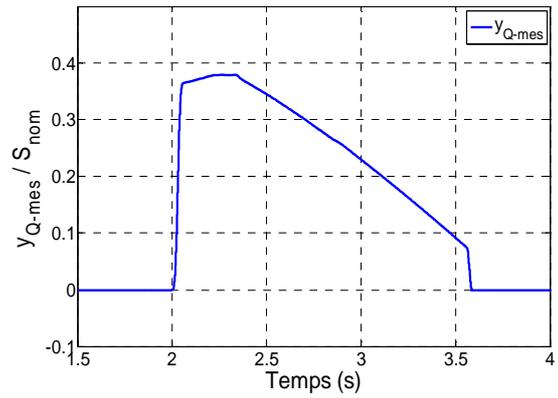
(a)



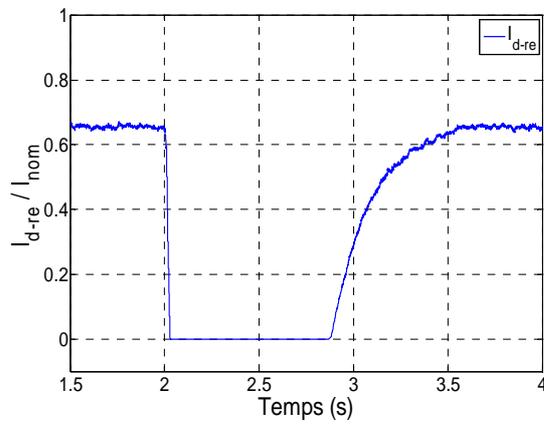
(b)



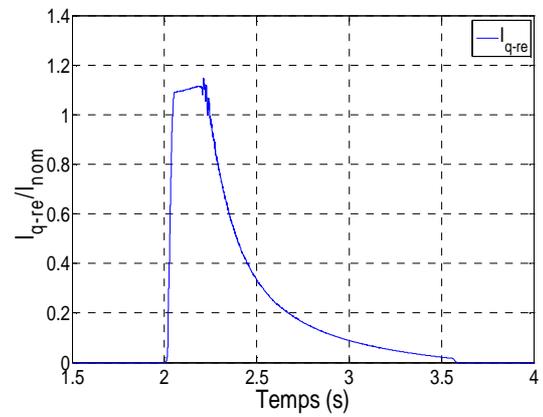
(c)



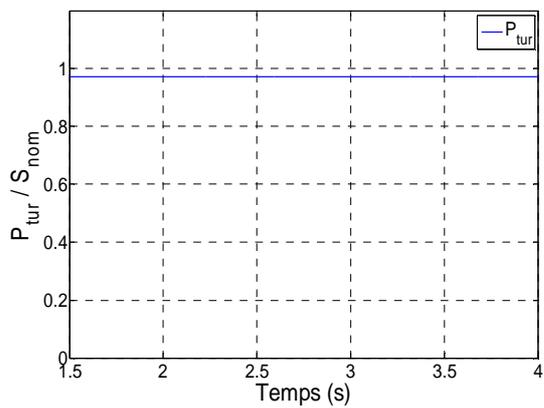
(d)



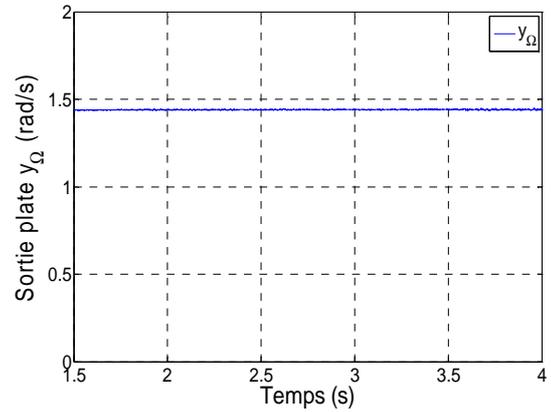
(e)



(f)



(g)



(h)

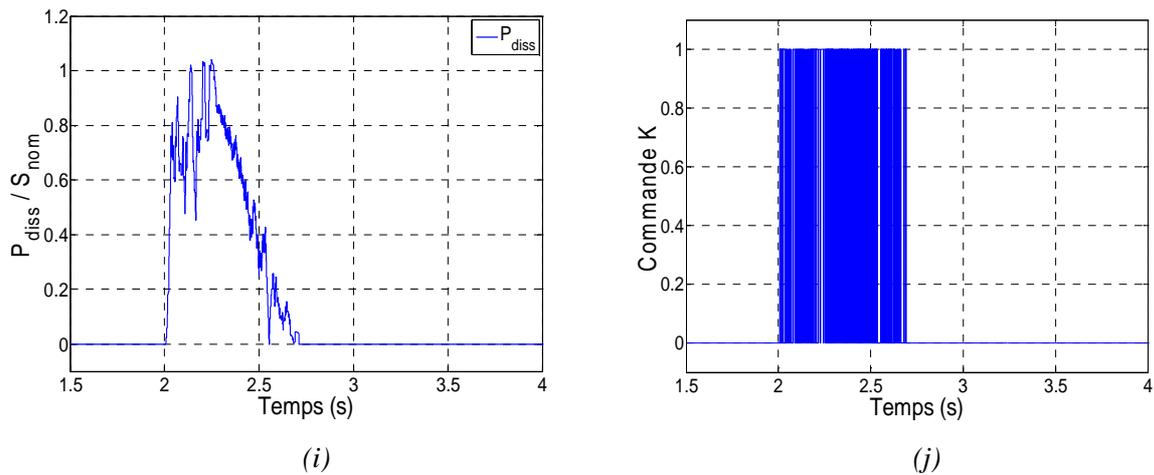


Figure 4.20: Comportement de la turbine éolienne face au creux de tension défini par le code réseau Allemand.

(a) : Tension aux points A et B ; (b) : Tension de bus continu ; (c) et (d) respectivement : Puissance active et réactive injectée au point de connexion (point A) ; (e) et (f) respectivement : Composante dq du courant injecté au point de connexion ; (g) et (h) respectivement : Puissance mécanique et vitesse de rotation  $\gamma_{\Omega}$  de la turbine éolienne ; (i) : Puissance dissipée dans la résistance R ;(j) : signal de commande de l'interrupteur K.

A partir de ces résultats, nous pouvons conclure que malgré la sévérité du défaut, ce type d'éolienne n'a encore aucun mal à tenir face à ces creux de tension (peut reprendre au vol), la stratégie mise en place permet de répondre également aux exigences du gestionnaire du réseau Allemand par rapport à la fourniture en termes de puissance réactive.

### Conclusion

A partir des résultats présentés dans les deux dernières parties, nous pouvons conclure que la stratégie de commande proposée (commande par platitude) pour le contrôle de la turbine éolienne lors des défauts du réseau (creux de tension) est efficace et robuste pour les deux cas d'étude. Nous concluons ainsi que ce type d'éolienne sont amplement capables de tenir les creux de tension. L'interface d'électronique de puissance de cette éolienne découple totalement la machine synchrone du réseau et par conséquent, cette génératrice n'est nullement affectée par le défaut. De plus, il est facile de maîtriser les courants injectés sur le réseau grâce à la souplesse de contrôle du convertisseur coté point de connexion. Il est donc possible d'adapter la commande pour répondre aux contraintes en réactif pendant les défauts sur le réseau.

L'étude qui vient d'être présentée montre que la stratégie de commande proposée est efficace concernant la tenue aux creux de tension, ainsi que les éoliennes à vitesse variable

utilisées dans nos travaux de recherche ont une très bonne capacité de soutenir le réseau du fait qu'elles sont entièrement interfacées du réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de fréquence à grande échelle. Toutefois ces éoliennes sont capables de répondre aux contraintes de gestion de la puissance réactive.

## **6. Etude de l'impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le comportement dynamique du parc éolien offshore (défauts de réseau)**

Dans cette partie, une étude de l'impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le parc éolien étudié dans le chapitre 3 (parc de capacité installé de 200 MW) sera développée. Pour cette étude la configuration de la connexion du parc restera la même que la précédente. Quant à la distribution de la vitesse du vent à l'intérieur du parc sera prise constante à une valeur supérieur à la vitesse nominale dans le but de se mettre dans les conditions les plus défavorables, la puissance de court-circuit du réseau restera aussi constante (conditions du code réseau danois). Elle sera donc égale à dix fois la puissance active nominale du parc éolien.

Dans cette étude, les convertisseurs côté point de couplage sont dimensionnés à 113,4% de la puissance nominale des éoliennes ( $S_{CCPDC} = 5,67 \text{ MVA}$ ) comme dans la partie précédente. Cela va permettre aux éoliennes du parc de répondre à la contrainte de fourniture du réactif imposée par le code réseau français.

### **6.1 Gestion de la puissance réactive du parc éolien offshore**

La puissance réactive produite par le parc éolien est la somme des puissances réactive produites par chaque éolienne, son expression mathématique est donnée par l'équation (4.7).

$$Q_{parc} = \sum_{k=1, l=1}^{k=4, l=10} Q_{éol-k,l} \quad (4.7)$$

où  $Q_{parc}$  est la puissance réactive totale du parc éolien et  $Q_{éol-k,l}$  présente la puissance réactive produite par la turbine de la ligne  $k$  et la colonne  $l$ .

Pour répondre à la demande en puissance réactive, une méthode de répartition de la puissance réactive du parc sera utilisée. Cette méthode est basée sur la répartition proportionnelle de la puissance réactive au sein du parc, comme elle est donnée par l'équation (4.8) [40, 143].

$$Q_{ref-éol-k,l} = \frac{Q_{dis-éol-k,l}}{Q_{dis-parc}} Q_{ref-parc} \quad (4.8)$$

$Q_{ref-éol-k,l}$  est la puissance réactive de référence pour la turbine de la ligne  $k$  et la colonne  $l$ ,  $Q_{dis-éol-k,l}$  présente la puissance réactive disponible de la turbine de la ligne  $k$  et la colonne  $l$ ,  $Q_{ref-parc}$  est la puissance réactive demandée pour le parc éolien et  $Q_{dis-parc}$  représente la puissance réactive disponible au niveau du parc éolien.

Comme déjà évoqué précédemment, la puissance réactive disponible au niveau du parc éolien est la somme de toutes les puissances réactive disponible au niveau de chaque turbine éolienne. Ainsi, dans notre cas d'étude, les puissances réactives des turbines éoliennes sont égales du fait que toutes ces turbines sont dimensionnées de la même manière et qu'elles subissent les mêmes conditions de fonctionnement. Par conséquent, la puissance réactive disponible au niveau du parc est égale à la multiplication de la puissance disponible d'une éolienne par le nombre de turbines au sein de ce parc. La nouvelle formulation de l'algorithme de répartition de puissance réactive sera donnée par l'équation (4.9).

$$Q_{ref-éol-k,l} = \frac{1}{N} Q_{ref-parc} \quad (4.9)$$

$N$  étant le nombre de turbine éolienne qui constitue le parc éolien offshore.

Cet algorithme va permettre de répartir la puissance réactive de référence (demandée) du parc éolien offshore sur l'ensemble de ses éoliennes d'une manière équitable.

Dans le cas d'un défaut sur le réseau, l'architecture de contrôle proposée pour la gestion de puissance du parc pour d'éventuels transitoires sur la tension du réseau est présentée sur la figure 4.21. La méthode de contrôle est implantée d'une manière centralisée au niveau de la sous station offshore du parc éolien. Cette méthode contient un seul bloc de commande qui sert à générer la puissance réactive de référence afin de répondre aux exigences imposées par le GRT sur le réglage de tension (en matière de fourniture de réactif). Ce bloc constitue le régulateur de tension qui génère la trajectoire de référence liée à la puissance réactive pour l'ensemble du parc. A partir de l'algorithme de la gestion de la puissance réactive, une trajectoire de référence sera injectée dans le bloc de contrôle de l'éolienne qui constitue les différentes stratégies de contrôle présentées dans le *chapitre 2*, ce bloc permet à l'éolien d'atteindre le fonctionnement souhaité (contrôle de l'interface réseau pour faire face aux creux de tension).

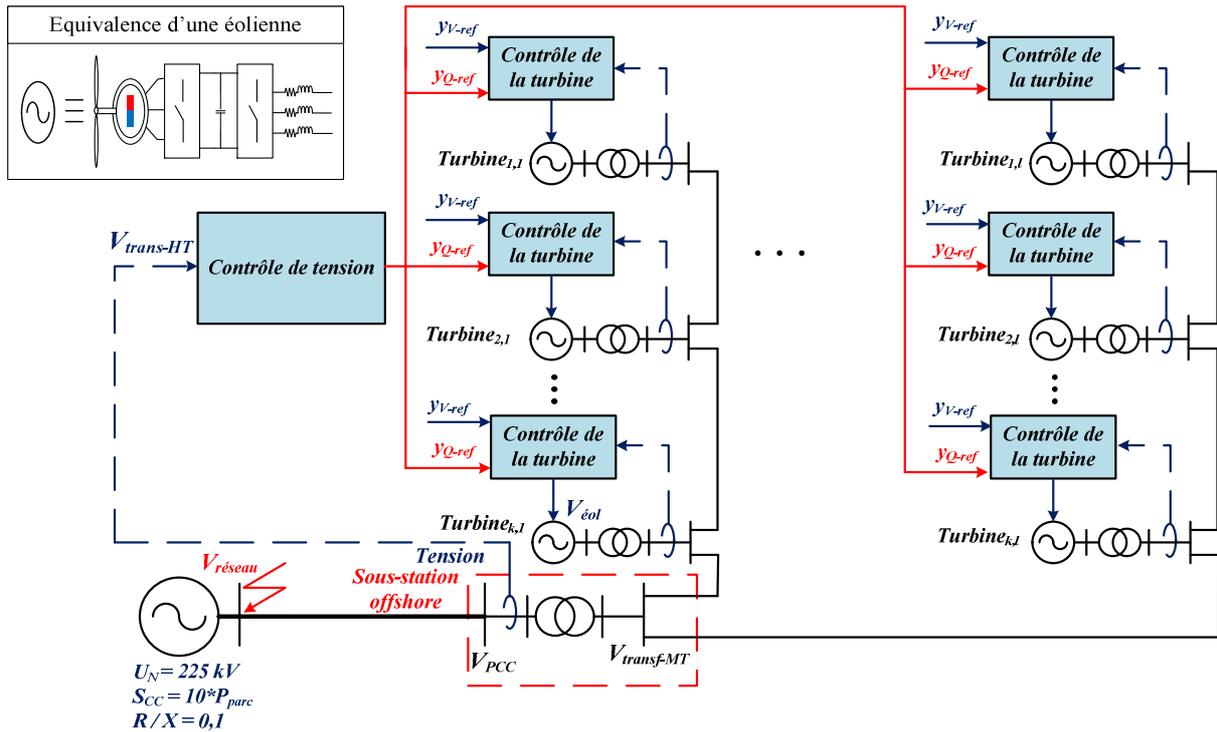


Figure 4.21: Principe de gestion de la puissance réactive du parc éolien.

## 6.2 Evaluation des performances de la stratégie de contrôle proposée

Les résultats qui seront montrés dans cette partie feront l'objet d'une simulation du parc éolien offshore connecté au réseau électrique terrestre via la connexion HVAC. La stratégie de contrôle proposée pour cette étude se base sur l'algorithme de gestion de la puissance réactive présenté précédemment. Il est ainsi intégré dans le contrôle des turbines éoliennes pour répondre aux perturbations de la tension du réseau. Comme dans les parties précédentes, ces résultats présentent la simulation d'un transitoire sur la tension du réseau électrique qui présente des chutes de tension successives de profondeurs différentes sur ce réseau, à l'instant  $t=2s$ ,  $3,5s$  et  $5s$  des chutes de tension brutales de profondeurs de  $90\%$ ,  $60\%$  et de  $20\%$  de la tension nominale du réseau d'une durée de  $0,15$  secondes se surviennent successivement sur le réseau électrique (figure 4.22 (a)). Quant à la vitesse du vent dans le parc, elle est considérée constante et égale à  $13m/s$ . Par conséquent, les aérogénérateurs du parc éolien fonctionnent en mode pleine charge.

Les figures 4.22 (b) et (c) montrent la réponse du parc lors des défauts qui provoque la succession des creux de tension d'une durée  $0,15s$  au niveau du réseau. En ce qui concerne les tensions du système, l'injection de puissance réactive du parc éolien permet de soutenir la tension du réseau. Cela fait augmenter la tension au niveau de la sous-station offshore du parc

(Moyenne Tension  $V_{MT}$ ) et au niveau du  $PCC$  (Haute Tension  $V_{PCC}$ ). La différence entre les tensions au  $PCC$  et du côté moyenne tension mesurées dans la sous-station offshore du parc est due à la chute de tension qui se produit lors de la circulation de la puissance réactive à travers le transformateur  $HT/MT$  de la sous-station (figure 4.22 (c)) (la connexion du transformateur est étoile/triangle, ne permet pas le transit de la composante homopolaire [164]). Il peut être observé sur la figure 4.22 (b) que la puissance active injectée au réseau est réduite pour les creux de tension du réseau et elle est nulle pour ceux qui sont supérieurs à  $0,5 p.u$  comme il est prescrit dans le code réseau allemand.

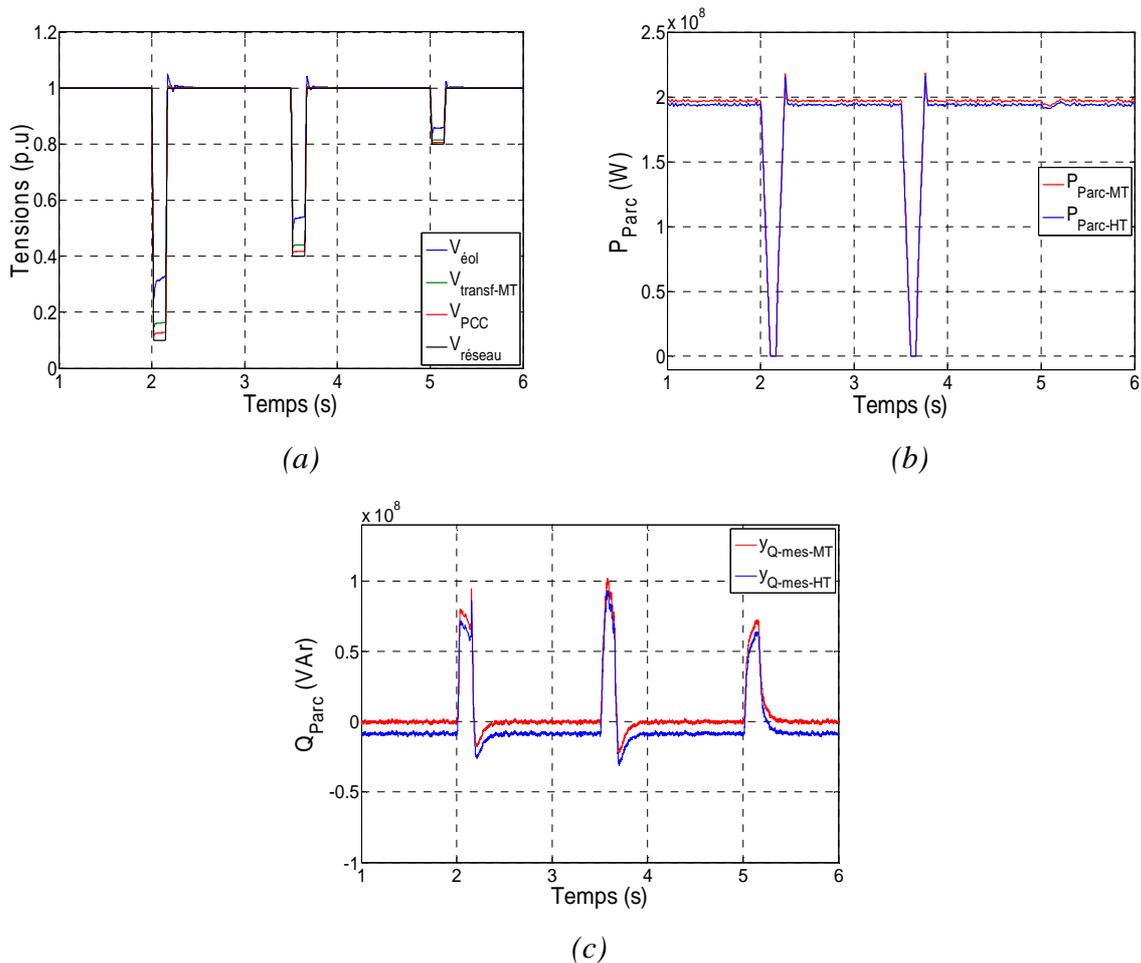
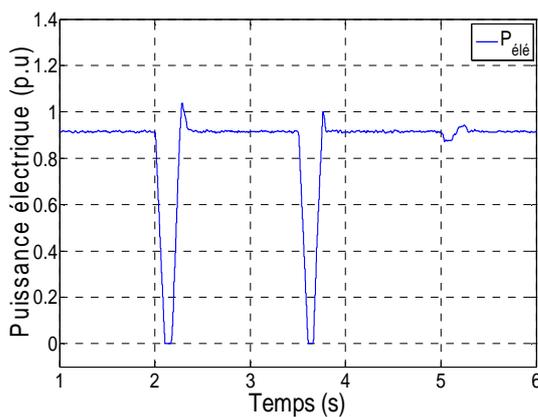


Figure 4.22 : Impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le fonctionnement du parc éolien.

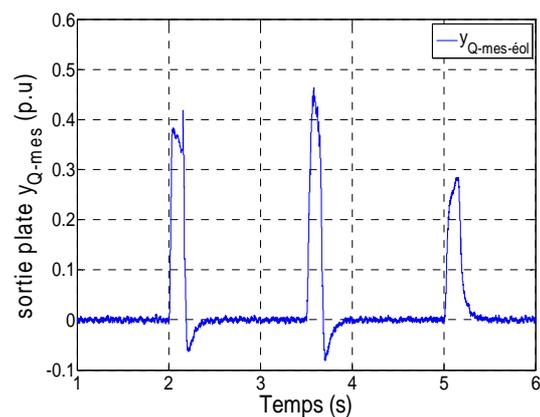
(a) : Tension du réseau, à la sortie de la sous-station offshore HT et au niveau de la sortie de l'interface avec le point de couplage ; (b) : Puissance active produite par le parc éolien (injectée au réseau) ; (c) : Puissance réactive produite par le parc éolien (au niveau de la sous-station offshore).

En ce qui concerne l'impact de ces transitoires sur le fonctionnement individuel de chaque éolienne du parc, les résultats présentés sur la figure 4.23 résume leurs comportement.

Comme le cas précédent, pour la plupart des codes réseau ainsi que celui allemand, l'injection du courant réactif doit être fournie pendant les creux de tension. Cependant, lors des défauts sur la tension du réseau, la fourniture des éoliennes du parc en matière de la puissance réactive a été privilégiée par rapport à la production de la puissance active comme le montrent les figures 4.23 (a) et (b). Pour un creux de tension d'une profondeur supérieure à 50% de la tension nominale, la puissance active produite par les éoliennes est annulée dans le but de produire le maximum du réactif. Cela est assuré par l'algorithme de contrôle proposé pour la commande des interfaces réseau des éoliennes qui impose à la composante directe du courant actif ( $I_{d-re}$ ) injecté au réseau qu'elle soit nulle. Cela va permettre par la suite d'assurer le maximum de la fourniture du courant réactif (figures 4.23 (c) et (d)). Comme dans les parties précédentes, pendant ces creux de tension, la tension du bus continu est assurée par le dispositif de dissipation mis dans l'interface d'électronique de puissance (figure 4.23 (e)) permettant ainsi de dissiper le surplus de puissance active produite par les turbines éoliennes. Pendant ces défauts, les turbines sont entièrement découplées du réseau et par conséquent, elles ne seront pas perturbées, leurs puissances produite ainsi que leurs vitesses de rotation restent constante à leurs valeurs nominales (figures 4.23 (f) et (g)).



(a)



(b)

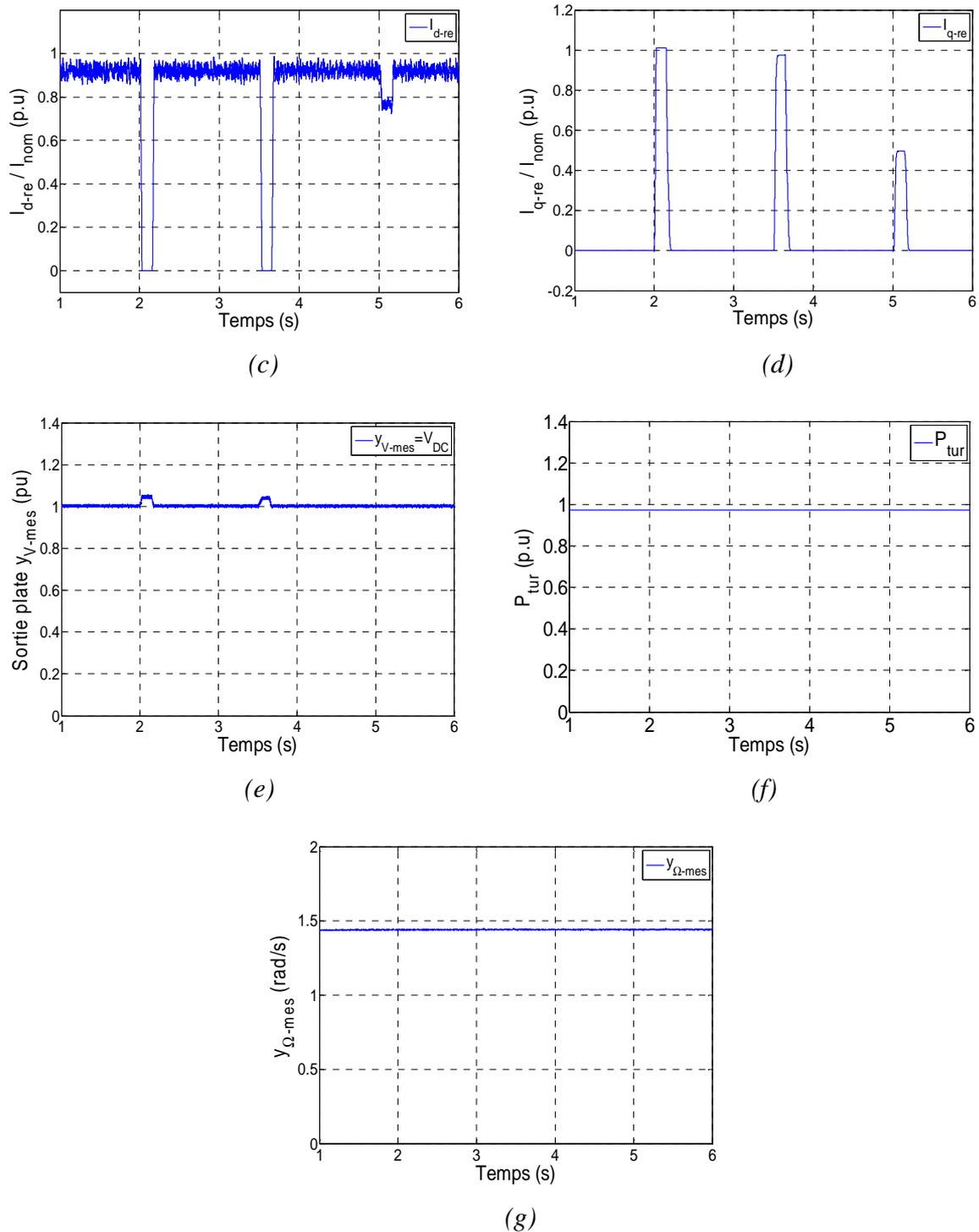


Figure 4.23: Impact des régimes transitoires de la tension du réseau sur le fonctionnement de chaque turbine éolienne.

(a) : Puissance active ; (b) : Puissance réactive; (c) et (d) respectivement : Composante  $dq$  du courant injecté au point de connexion ; (e) et (f) respectivement : tension du bus continu et puissance mécanique; (g) : vitesse de rotation  $y_{\Omega}$ .

### **Conclusion**

L'étude menée dans le présent chapitre, nous a permis d'évaluer la capacité d'un parc éolien offshore constitué d'aérogénérateurs à aimants permanents à impacter le service de réglage de tension lors des régimes transitoires. Tout comme le service de réglage de la fréquence il apparaît que le concept de parc éolien offshore doté de la commande proposée permet une participation au réglage de tension. Les études menées montrent que les technologies d'éoliennes utilisées (éoliennes à vitesse variable et machines synchrones à aimants permanents) tout en fonctionnant à vitesse variable (puissance variable) peuvent participer au réglage de tension par le contrôle de la puissance réactive.

Avec l'algorithme de gestion de la puissance réactive (basée sur la notion de platitude), mis en place pour la génération des trajectoires de références, le parc éolien offshore répond rapidement et efficacement face aux transitoires de tension (creux de tension). Cela prouve la dynamique rapide et la pertinence de la stratégie proposée.



## **Conclusion générale et perspectives**



Les travaux présentés dans cette thèse se sont focalisés sur la problématique de l'intégration des parcs éoliens offshore en tant que pôles de production décentralisés de puissance d'un réseau électrique. Il s'est agi d'évaluer la capacité d'un parc éolien offshore à intervenir lors de régimes transitoires afin de rendre un service pour le maintien de la bonne qualité de la fourniture d'électricité. L'idée principale a été de proposer une stratégie de commande non-linéaire basée sur la commande par platitude pour la gestion de l'énergie produite par un parc éolien offshore connecté au réseau électrique. L'étude a été réalisée en passant par une évaluation de l'impact de différents défauts du réseau sur les services communément proposés (réglage de fréquence et de tension).

Une bibliographie et une synthèse des différentes technologies de production d'énergie éolienne ont permis de déterminer quelques critères d'adéquation entre la constitution du parc éolien offshore et les principales contraintes de raccordement existantes actuellement en Europe.

Afin d'améliorer les performances limitées des commandes classiques, nous avons étudié celles d'une nouvelle stratégie de commande non-linéaire basée sur la commande par platitude appliquée à une chaîne de conversion utilisant une machine synchrone à aimants permanents. La stratégie proposée donne de meilleurs résultats que la commande vectorielle classique tant en régime transitoire (temps de réponse et dépassement) ainsi qu'en régime permanent. Avec cette nouvelle commande le comportement de toutes les variables d'état dans les deux régimes (permanent et transitoire) est connu, y compris celui des variables d'état qui ne sont pas contrôlés. Dans un parc éolien, cette stratégie permet une extraction efficace du maximum de puissance du vent en régulant les vitesses de rotation des turbines selon des trajectoires de références. La régulation des sorties plates constituées par les vitesses de rotation est réalisée via un correcteur par retour d'état.

L'étude que nous avons menée sur la contrainte de la participation au réglage de fréquence a montré l'impact d'un transitoire de fréquence du réseau sur le service de réglage de fréquence pour un parc éolien offshore. Cette étude tend à prouver que le concept de parc éolien offshore à partir des technologies MSAP et la commande par platitude est tout à fait compatible avec la participation au réglage de fréquence. En effet, deux principes de contribution au réglage de fréquence ont été étudiés. Le premier est basé sur la création d'une réserve de puissance par action sur l'angle de calage et le second est basé sur la création d'une réserve de puissance par action sur la trajectoire de référence de la vitesse de rotation des turbines éoliennes. Ce second

réglage passe par une inversion de la courbe du coefficient de puissance. Comme il est nécessaire de disposer d'une réserve de puissance pour la contribution au rétablissement de l'équilibre du réseau électrique dans les conditions de défauts, la mise en place de cette stratégie exige une dégradation de la production des éoliennes (conditions sous optimales en termes de production d'énergie). Au moyen de simulations des régimes dynamiques nous avons pu montrer, la capacité des éoliennes à libérer efficacement et très rapidement leur puissance de réserve lors de variations de fréquence.

Par ailleurs l'étude menée sur la contrainte de participation au réglage de tension a permis de montrer que les éoliennes à vitesse variable utilisées (basées sur la machine synchrone à aimants permanents) possèdent une capacité de réaction suffisante pour le réglage primaire. Cela est dû à la présence de l'interface d'électronique de puissance qui offre un effet bénéfique de découplage entre la machine synchrone et le réseau électrique. Ainsi, les aérogénérateurs constitués ont des capacités de gestion de la puissance réactive avec les convertisseurs aux points de couplage au réseau. L'algorithme mis en place pour la génération des trajectoires de références pour la gestion de la puissance réactive des turbines éoliennes, procure en simulation une bonne réaction systémique face à des creux de tension.

Les études développées dans nos travaux permettent de montrer quelques impacts des interactions énergétiques transitoires dans un parc éolien offshore connecté au réseau électrique. Néanmoins, il existe des perspectives pour compléter et améliorer ces travaux. Nous citerons certaines d'elles ci-dessous.

- Dans ces travaux de thèse, le réseau électrique est modélisé par un générateur de tension d'une puissance de court-circuit égale à cent (100) fois la puissance nominale du parc éolien offshore. Une modélisation d'un réseau électrique intégrant les comportements dynamiques réels de différentes sources de production interconnectées (centrales thermique, hydraulique, nucléaire, ...etc.) permettrait de *mieux* évaluer d'une part les impacts du parc éolien offshore sur le réseau et d'autre part, les interactions entre ce parc éolien et les éléments constitutifs du réseau modélisé.
- Une analyse statistique est nécessaire pour évaluer le potentiel des réglages proposés, ce qui pourrait montrer l'impact de la variabilité et de l'erreur de prévision de la production (nature intermittente de la production éolienne) sur la création de la réserve de puissance.
- La configuration du parc éolien offshore utilisée dans cette thèse a été choisie de manière arbitraire. Une étude d'optimisation de la structure interne du parc éolien est une étape

déterminante pour optimiser la production et voir minimiser les interactions au sein du parc éolien.

Les résultats des travaux de cette thèse sont obtenus à travers des simulations à l'aide du logiciel Matlab/SimPowerSystems. Il serait intéressant de passer à l'étape suivante en implémentant les modèles et algorithmes sur un simulateur temps réel de réseau électrique. L'ensemble des matériels est aujourd'hui existant au sein du laboratoire GREAH.



## **Annexes**



## Annexe A

### 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:

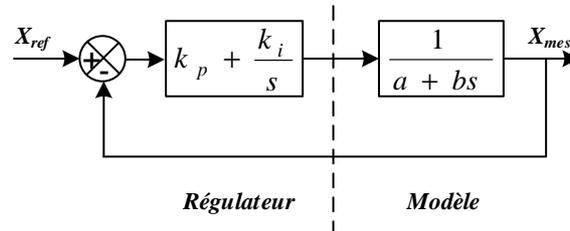


Figure A.1 : Schéma bloc du correcteur PI.

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  $\omega_n$  et un coefficient d'amortissement  $\xi$ .

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

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

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

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

Avec :  $\tau_n$  Constante du temps de la boucle de régulation.

### A.1. Paramètres des régulateurs de la turbine éolienne (chapitre I)

- Pour les régulateurs des courants statorique de la MSAP  $I_{dqs}$ , on remplace les valeurs de  $(a, b)$  par  $(R_s, L_s)$  respectivement et on prend la constante du temps  $\tau_n$  égale à :

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

- Pour le régulateur de la vitesse de rotation de la turbine éolienne, on pose les paramètres  $a=f_t$  et  $b=J_t$  avec la constante du temps  $\tau_n=0,9s$ , (la constante de temps de la boucle de régulation de vitesse de rotation de la turbine doit être très supérieure par rapport à celle de la boucle de régulation des courants de la MSAP de faite que les boucles sont en cascade  $\tau_{n-vitesse} \gg \tau_{n-courant}$ , donc ;  $\omega_{n-vitesse} \ll \omega_{n-courant}$ ).

- Pour les régulateurs des courants injectés au réseau électrique  $I_{re-dq}$  on remplace les valeurs de  $(a, b)$  par  $(R_f, L_f)$  respectivement et on prend la constante du temps  $\tau_n$  égale à :

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

- Pour le régulateur de la tension de bus continu, on pose les paramètres  $a = 0$  et  $b=C_{dc}$ . avec une constante du temps qui vaut cent fois celle de la boucle de régulation des courants injectés au réseau (la constante de temps de la boucle de régulation de la tension de bus continu doit être très supérieure par rapport à celle de la boucle de régulation des courants injectés au réseau du fait que les boucles sont en cascade  $\tau_{n-bus} \gg \tau_{n-courant}$ , donc ;  $\omega_{n-bus} \ll \omega_{n-courant}$ ).

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

### A.2. Paramètres du régulateur de la puissance réactive

La relation directe entre le courant  $I_{re-q}$  et la puissance réactive est donnée par l'équation (1.36) que nous reprenons ci-dessous:

$$Q_{re} = -\frac{3}{2} V_{dr} I_{qr} \quad (\text{A.4})$$

On pose  $G_I = -(3/2)V_{dr}$

La boucle de régulation de puissance active peut être modélisée comme l'indique la figure A.2

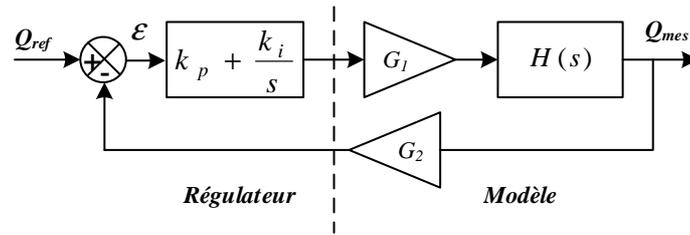


Figure A.2 : Boucle de régulation de la puissance réactive [161].

Avec  $\varepsilon$  qui représente la différence entre la puissance de consigne et la puissance mesurée (terme d'erreur).  $G_2$  étant égale à l'inverse de  $G_1$ .

$H(s)$ : est la fonction de transfert qui représente la dynamique de l'onduleur qui est supposé parfait,  $\tau_{ond}$  représente le temps de réponse de l'onduleur [7,163-164]

$$H(s) = \frac{1}{1 + \tau_{ond} \cdot s} \quad (\text{A.5})$$

Les coefficients du régulateur va être dimensionné de telle façon que la dynamique du système soit prédéterminée. La fonction de transfert du système en boucle fermée est du second ordre avec une pulsation naturelle  $\omega_{ond}$  et un coefficient d'amortissement  $\xi$ .

$$FTBF(s) = \frac{N(s)}{1 + \frac{2\xi}{\omega_{ond}}s + \frac{1}{\omega_{ond}^2}s^2} = \frac{G_1(K_{p-Q} \cdot s + K_{i-Q})}{1 + \frac{G_1 G_2 K_{p-Q} + 1}{K_{i-Q} G_1 G_2} s + \frac{\tau_{ond}}{K_{i-Q} G_1 G_2} s^2} \quad (\text{A.6})$$

Par identification des deux parties de la  $FTBF(s)$ , on arrive à déduire les paramètres du régulateur comme suit :

$$\begin{cases} \omega_{ond}^2 = \frac{K_{i-Q} G_1 G_2}{\tau_{ond}} \\ \frac{2\xi}{\omega_{ond}} = \frac{G_1 G_2 K_{p-Q} + 1}{K_{i-Q} G_1 G_2} \end{cases} \quad (\text{A.7})$$

$$\text{Donc :} \quad \begin{cases} K_{i-Q} = \omega_{ond} \\ K_{p-Q} = 2\xi - 1 \end{cases} \quad (\text{A.8})$$

En fixant la pulsation de coupure à  $\omega_{ond} = \frac{1}{\tau_{ond}}$  pour conserver la dynamique de l'onduleur

### A.3. Paramètres du régulateur de l'angle de calage

Les paramètres du régulateur de l'angle de calage des pales sont donnés par l'expression (A.9) [7, 20].

$$\begin{cases} K_p = -5,6.10^{-7} \\ K_i = -3,7333.10^{-5} \\ \tau_n = 0,015s \end{cases} \quad (\text{A.9})$$

#### A.4. Paramètres du régulateur de la boucle de verrouillage de la phase (PLL)

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.10) [165-169].

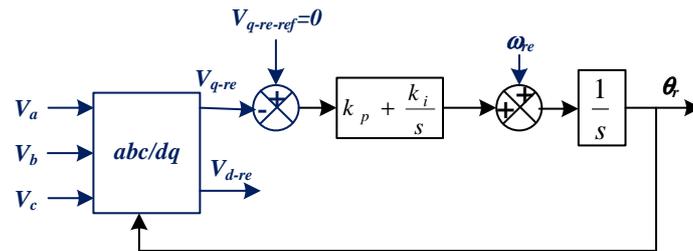


Figure A.3 : Boucle de verrouillage de phase, [7].

$$\begin{cases} K_p = 126,9203 \\ K_i = 8056,8 \\ \tau_n = 0,0158s \end{cases} \quad (\text{A.10})$$

#### A.5. Paramètres du régulateur de tension de réseau

Les valeurs des paramètres du régulateur PI sont données par l'expression (A.11) [20].

$$\begin{cases} K_p = 10000 \\ K_i = K_p / \tau_n \\ \tau_n = 0,05s \end{cases} \quad (\text{A.11})$$

#### A.6. Dimensionnement du bus continu

La capacité du bus continu est déterminée selon l'expression (A.12) issue de [20, 147, 170].

$$C = \frac{S}{V_{dc} \Delta V_{dc} 2\omega} \quad (\text{A.12})$$

Avec :

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

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, [171], comme le montre l'expression (A.13).

$$\tau = \frac{CV_{dc}^2}{P_n} \quad (\text{A.13})$$

Avec :

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

## Annexe B

### B.1. Paramètres des régulateurs par retour d'état pour la commande par platitude (chapitre II)

Les termes notés  $\omega$  représentent les pulsations propres des trajectoires, en quelque sorte la bande passante de la régulation de la grandeur prise en compte. Les paramètres  $\xi$  sont les coefficients d'amortissement. Enfin, les pôles réels  $p_\Omega$  et  $p_\Psi$  sont choisis pour que leurs influences soient négligeables afin d'obtenir un comportement proche de celui d'un deuxième ordre. Ils sont choisis égaux à 1. Nous fixons dans un premier temps les valeurs des paramètres de régulation de la boucle de commande de la partie production comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} p_\Omega = 1 \\ \xi = 0,7 \\ \omega_{n-\Omega} = 500 \text{rad/s} \\ \omega_{n-\Psi} = 1000 \text{rad/s} \end{array} \right. \quad (\text{B.1})$$

Par la suite les paramètres des correcteurs sont donnés comme suit

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{\Omega 1} = 1001 \\ k_{\Omega 2} = 251000 \\ k_{\Omega 3} = 250000 \\ k_{\Psi 1} = 2000 \\ k_{\Psi 2} = 1000000 \end{array} \right. \quad (\text{B.2})$$

Dans un deuxième temps, nous fixons les valeurs des paramètres de régulation de la boucle de commande de la partie couplage au point de connexion comme suit :

$$\begin{cases} p_V = 1 \\ \xi = 0,7 \\ \omega_{n-V} = \omega_{n-Q} = \omega_{n-bus} = \frac{1}{\tau_n} \\ \tau_n = 10 \left( \frac{L_f}{R_f} \right) \end{cases} \quad (\text{B.3})$$

Par la suite les paramètres des correcteurs sont donnés comme suit

$$\begin{cases} k_{V1} = 63,8319 \\ k_{V2} = 32403 \\ k_{V3} = 986,9604 \\ k_{Q1} = 62,8319 \\ k_{Q2} = 986,9604 \end{cases} \quad (\text{B.4})$$

## Annexe C

### C.1. Méthode de calcul de la fonction inversion $C_p(\lambda, \beta)$

La méthode d'inversion de la fonction  $C_p(\lambda, \beta)$ , qui est une fonction à deux variables, consiste à calculer la fonction polynomiale correspondante à la fonction inverse de cette fonction sur l'intervalle de fonctionnement de l'éolienne ( $\Omega_{min} \leq \Omega_{tur} \leq \Omega_{nom}$ ), la fonction de coefficient de puissance est donnée sur l'équation suivante :

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \\ \lambda_i = \left[ \left( \frac{1}{\lambda - 0.02\beta} \right) - \left( \frac{0.003}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \end{cases} \quad (\text{C.1})$$

Dans cet intervalle de fonctionnement, l'angle de calage est nul. Donc la nouvelle expression du coefficient de puissance est donnée par l'équation (C.2)

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta = 0) = 0.73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \\ \lambda_i = \left[ \frac{1}{\lambda} - 0.003 \right]^{-1} \end{cases} \quad (\text{C.2})$$

Après calcul sous Matlab, la fonction inverse de l'expression du coefficient de puissance est donnée sur l'équation (C.3)

$$\lambda = -1 \left[ \frac{\text{lambertw} \left( \frac{C_p * e^{1,6084}}{7,3858} \right)}{18,4} - 0,0904 \right] \quad (\text{C.3})$$

Cette équation nous permet de calculer chaque valeur du rapport spécifique  $\lambda$  en fonction de chaque valeur de l'entrée  $C_p$ .

Pour le calcul de la valeur du rapport spécifique  $\lambda_{res} = (C_{p-res}, \beta=0)$  qui génère la trajectoire de référence pour la vitesse de rotation de la turbine, il faut calculer le coefficient de puissance  $C_{p-res}$  correspondant à la puissance de référence demandée, puis, il suffit de l'intégrer comme entrée dans la fonction inverse présentée dans l'expression (C.3).

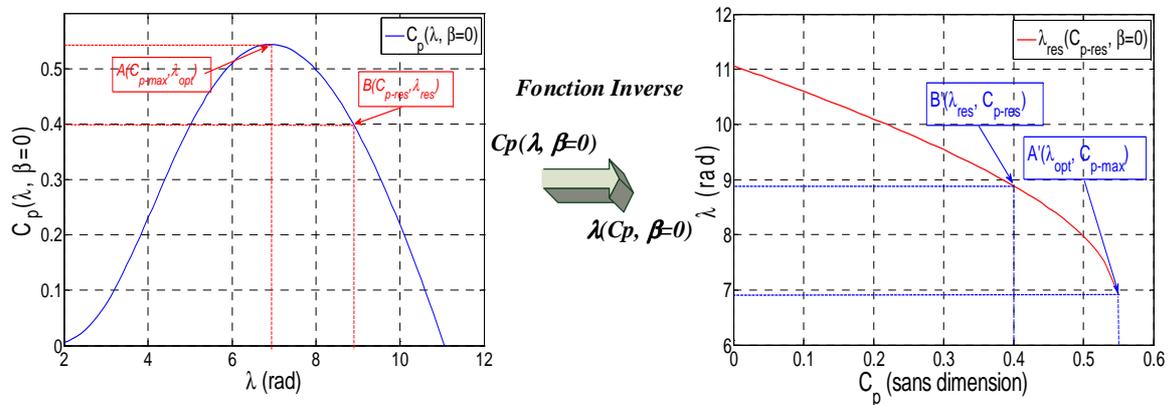


Figure C.1 : fonction Inverse  $\lambda_{res}(C_{p-res}, \beta=0)$  de la fonction du coefficient de puissance  $C_{p-res}(\lambda_{res}, \beta=0)$ .

Une fois que la procédure d'inversion ci-dessus est terminée, le rapport spécifique  $\lambda_{res}(C_{p-res}, \beta=0)$  est prête à être utilisé dans la chaîne de commande.

## Annexe D

### D.1 Paramètres de la turbine éolienne

Les paramètres de l'éolienne utilisée dans nos travaux sont donnés dans le tableau D.1

Caractéristique de la turbine éolienne	Symbole	Valeur	Unité
<i>Puissance mécanique nominale</i>	$P_{méc-nom}$	5,3026	MW
<i>Inertie de la turbine</i>	$J_{tur}$	30e+6	Kg.m <sup>2</sup>
<i>Rayon de la turbine</i>	$R$	58	m
<i>Vitesse spécifique optimale</i>	$\lambda_{opt}$	6,899	rad
<i>Coefficient de puissance maximale</i>	$C_{p-max}$	0,5439	-

Tableau D.1 : Caractéristiques de la turbine éolienne.

Les paramètres de la génératrice synchrone à aimant permanent sont donnés dans le tableau D.2.

Caractéristique de la MSAP	Symbole	Valeur	Unité
<i>Puissance électrique nominale</i>	$P_{tur-nom}$	5	MW
<i>Tension nominale</i>	$U_s$	3,3	kV
<i>Courant nominale</i>	$I_s$	875	A
<i>Nombre de pair de pôles</i>	$p$	75	-
<i>Résistance statorique</i>	$R_s$	6,25e-3	$\Omega$
<i>Inductance statorique</i>	$L_s$	4,229e-3	H
<i>Flux induit par les aimants</i>	$\Psi_f$	11,1416	Wb
<i>Vitesse de rotation nominale</i>	$\Omega_{tur}$	13,82	tr/min
<i>Couple nominale</i>	$C_{elm}$	3846	kN.m
<i>Inertie de la turbine</i>	$J_{MSAP}$	2e+5	Kg.m <sup>2</sup>

Tableau D.2 : Caractéristiques de la MSAP.

### D.2 Paramètres de la liaison de l'éolienne au point de couplage en mer

Les paramètres de la liaison de la chaîne de l'éolienne au point de couplage en mer sont donnés dans le tableau D.3. La liaison est assurée via un transformateur élévateur 3,3kV/33kV connecté en étoile/triangle (Y/ $\Delta$ ).

Caractéristique du transformateur	Symbole	Valeur	Unité
<i>Puissance apparente nominale</i>	$S_{nom}$	6,6	MVA
<i>Tension primaire</i>	$U_1$	3,3	kV
<i>Tension secondaire</i>	$U_2$	33	kV
<i>Résistance magnétique du transformateur</i>	$R_m$	78125	$\Omega$
<i>Réactance magnétique du transformateur</i>	$L_m$	70,459	H
<i>Résistance au primaire du transformateur</i>	$R_1$	6888e-5	$\Omega$
<i>Inductance au primaire du transformateur</i>	$L_1$	5,4813e-6	H
<i>Résistance au secondaire du transformateur</i>	$R_2$	0,13021	$\Omega$
<i>Inductance au secondaire du transformateur</i>	$L_2$	0,010362	H
<i>Résistance du filtre</i>	$R_f$	5e-3	$\Omega$
<i>Inductance du filtre</i>	$L_f$	0,002e-3	H

Tableau D.3 : Paramètres de la liaison de l'éolienne au point de couplage en mer.

### D.3 Connexion du parc éolien au réseau électrique de transport

La connexion du Parc éolien offshore au réseau électrique est faite à travers un câble de transport en HVAC. La connexion du parc nécessite un transformateur élévateur 33kV/225kV connecté en triangle/triangle ( $\Delta/\Delta$ ) et une ligne sous-marine triphasée de 15 km. Les caractéristiques de chaque élément sont données dans les tableaux D.4, D.5 et la figure D.1.

Caractéristique du transformateur	Symbole	Valeur	Unité
<i>Puissance apparente nominale</i>	$S_{nom}$	300	MVA
<i>Tension primaire</i>	$U_1$	33	kV
<i>Tension secondaire</i>	$U_2$	225	kV
<i>Résistance magnétique du transformateur</i>	$R_m$	77801	$\Omega$
<i>Réactance magnétique du transformateur</i>	$L_m$	206,37	H
<i>Résistance au primaire du transformateur</i>	$R_1$	0,68124	$\Omega$
<i>Inductance au primaire du transformateur</i>	$L_1$	4,1275e-3	H
<i>Résistance au secondaire du transformateur</i>	$R_2$	0,33075	$\Omega$
<i>Inductance au secondaire du transformateur</i>	$L_2$	0,7187e-3	H

Tableau D.4 : Caractéristiques du transformateur de la sous-station maritime.

Caractéristique du réseau	Symbole	Valeur	Unité
<i>Puissance de court-circuit</i>	$S_{cc}$	20000	MVA
<i>Tension</i>	$U$	225	kV
<i>Ratio X / R</i>	$X / R$	7	-
<i>Fréquence</i>	$f$	50	Hz

Tableau D.5 : Caractéristiques du réseau terrestre.

Les câbles souterrains ou sous-marins ont des capacités de fuite plus élevées que les câbles aériens du fait de l'isolement électrique. Cela limite le transport de puissance électrique en AC sur quelques dizaines de km sur des hauts niveaux de tension car de la puissance réactive transite dans ces capacités et limite le transfert de puissance active. Pour des grandes puissances (supérieures à 400 MW) avec des grandes distances de transport (supérieures à environ de 60 km), il est donc favorable de transporter en courant continu que en courant alternatif en utilisant des câbles souterrains. Une solution à ce problème est de compenser le réactif par des systèmes électrotechniques du type STATCOM (Static Synchronous Compensator) le long de la ligne ce qui implique un surcoût important comparé au DC. Cependant en mer, il est impossible de mettre ces installations le long du câble mais seulement en extrémité de ligne. Dans le problème souligné auparavant, les câbles AC produisent un courant capacitif  $I_{reactif}$  qui s'ajoute (en

complexe) au courant issu de la station de conversion offshore. Le câble a une limite de transit en courant et quand cette limite est atteinte, il est alors obligatoire de réduire la puissance provenant de la ferme éolienne ce qui représente une perte d'énergie [93].

Pour notre travail de thèse, la connexion utilisée est de type HVAC, un modèle du câble de transport est utilisé pour la connexion de ce parc éolien au réseau, comme il est donné sur la figure D.1.

Caractéristique de la ligne HVAC	Symbole	Valeur	Unité
Résistance	$R_{cable}$	0,047	$\Omega / km$
Inductance	$L_{cable}$	0,3	$mH / km$
Capacité	$C_{cable}$	0,14	$\mu F / km$
Séction	$S_{cable}$	400	$mm^2$
Tension nominale	$U_{réseau}$	225	$kV$

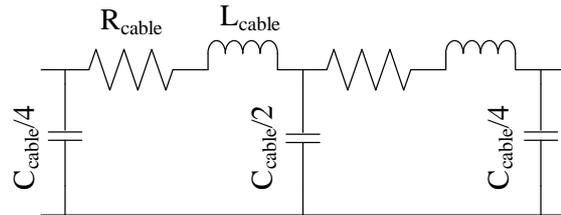


Figure D.1 : Caractéristiques et modèle du câble HVAC [93, 172-174]



## **Bibliographie**



- [1] B. Robyns, A. Davigny, B. François, A. Henneon et J. Sprooten, « Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables », première édition Lavoisier, Mai 2012,
- [2] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, « Dans l'air du temps, l'énergie éolienne », guide de l'ADEME énergie éolienne, [www.ademe.fr](http://www.ademe.fr), Décembre 2011.
- [3] European Wind Energy Association, « Delivering Offshore Wind Power in Europe: Policy Recommendations for Large-Scale Deployment of Offshore Wind Power in Europe by 2020 », technical report EWEA, [www.ewea.org](http://www.ewea.org), December 2007.
- [4] M. Karydis, « public attitudes and environmental impacts of wind farms: a review », *Global nest journal*, vol. 15, no. 4, pp. 581-600, 2013.
- [5] European Wind Energy Association, « Oceans of Opportunity: Harnessing Europe's Largest Domestic Energy Resource », technical report EWEA, [www.ewea.org](http://www.ewea.org), September 2009.
- [6] A. 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.
- [7] D. Ikni, « Production d'énergie marine: Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé », thèse de doctorat, Université du Havre, Décembre 2014.
- [8] Global Wind Energy Council, « Global Wind Report, Annual Market Update 2014 », technical report GWEC, [www.gewec.net](http://www.gewec.net), March 2015.
- [9] Global Wind Energy Council, « Global Wind Report, Annual Market Update 2010 », technical report GWEC, [www.gewec.net](http://www.gewec.net), April 2011.
- [10] World Wind Energy Association, « World Wind Energy Report 2010 », technical report WWEA, [www.wwindea.org](http://www.wwindea.org), April 2011.
- [11] European Wind Energy Association, « Wind in power, 2014 European statistics », technical report EWEA, [www.ewea.org](http://www.ewea.org), February 2015.
- [12] European Wind Energy Association, « Wind energy scenarios for 2020 », technical report EWEA, [www.ewea.org](http://www.ewea.org), July 2014.
- [13] Réseau de transport d'électricité, « Bilan électrique 2013 », rapport RTE, Edition actualisée au 27 Janvier 2014. [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [14] Réseau de transport d'électricité, « Bilan électrique 2012 », rapport RTE, Edition actualisée au 21 Janvier 2013, [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [15] Réseau de transport d'électricité, « Bilan électrique 2011 », rapport RTE, Edition actualisée au 19 Janvier 2012, [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).

- [16] Réseau de transport d'électricité, « Bilan électrique 2010 », rapport RTE, Edition actualisée au 25 Janvier 2011, [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [17] Réseau de transport d'électricité, « Bilan électrique 2014 », rapport RTE, Edition actualisée au 29 Janvier 2015, [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [18] Cour des comptes, « La politique de développement des énergies renouvelables », Juillet 2013.
- [19] D. I. Craciun, « modélisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques », thèse de doctorat, Université de Grenoble, Institut Polytechnique de Grenoble, 15 Décembre 2010.
- [20] A. Teninge, « Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire », thèse de doctorat, Université de Grenoble, Institut Polytechnique de Grenoble, le 14 Décembre 2009.
- [21] A. Davigny, « Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie », thèse de doctorat, Université de des Sciences et Technologies de Lille, le 11 Décembre 2007.
- [22] P. Kundur, « Power System Stability and Control », McGraw-Hill, New York, 1994.
- [23] Réseau de transport d'électricité, « Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT », RTE Documentation Technique de Référence, version 5, 1 Janvier 2014.
- [24] V. Courtecuisse, « Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique », thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 20 Novembre 2008.
- [25] Réseau de transport d'électricité, « Mémento de la sûreté du système électrique », Paris, 2004.
- [26] Décret n°2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- [27] O. Richardo, « Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée », thèse de doctorat, Université de Grenoble, Institut Polytechnique de Grenoble, le 10 octobre 2006.
- [28] 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.

- [29] A. Vergnol, «Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable : Gestion des congestions locales », thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille. 29 Novembre 2010.
- [30] M. Crappe, « Commande et régulation des réseaux électriques », édition Hermes/Lavoisier, Janvier 2003.
- [31] D. Souque, L. Chatonnet et E. Monnot, « Réglage de tension Rôles, obligations et organisation du producteur pour les besoins du système électrique en France », Techniques de l'ingénieur, 10 Novembre 2013.
- [32] J. P. Paul, J. Y. Léost, and J. M. Tesson, « Survey of the secondary voltage control in France: Present realization and investigation », IEEE Transactions on Power Systems, vol. 2, no. 2, pp. 505-511, 1987.
- [33] 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, Gif-sur-Yvette, 15 et 16 mars 2006.
- [34] Thomas Ackermann, " Wind Power in Power Systems ", Royal Institute of technology, Wiley, 2005.
- [35] H. Bayem, « Apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques », thèse de doctorat préparée à Supélec, soutenue à Gif-sur-Yvette, France, 23 novembre 2009.
- [36] H. Holttinen, P. Meibom, A. Orths, B. Lange, M. O'Malley, J. O. Tande, A. Estanqueiro, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, J. C. Smith, F. van Hulle, « Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration », 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks of Offshore Wind Farms, 14-15 October 2009, Bremen, Germany.
- [37] Arrêté du 25 avril 2008 relatif aux prescriptions technique de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique, disponible en ligne sur: [www.legifrance.gouv.fr](http://www.legifrance.gouv.fr).
- [38] F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, E. Rashayi, « Effects of the Synthetic Inertia from Wind Power on the Total System Inertia after a Frequency Disturbance », Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa (PowerAfrica), 2012 IEEE, Johannesburg, 9-13 July 2012.

- [39] F. Gonzalez-Longatt, « Impact of emulated inertia from wind power on under frequency protection schemes of future power systems », *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Springer, vol. 4 no. 2, pp. 211-8, 218, August 2015.
- [40] G. C. 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 into power systems, 2010. 18- 29 October 2010, Québec, Canada.
- [41] G. C. Tarnowski, « Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration », PhD Thesis, Technical university of Denmark, November 2011.
- [42] I. M. de Alegria, J. Andreu, J. L. Martin, P. Ibanez , J. L. Villate and H. Camblong, « Connection requirements for wind farms: A surveyon technical requierements and regulation », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 8, pp. 1858–1872, October 2007.
- [43] A. Esmaili and A. 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.
- [44] « Final report of the investigation committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy », UCTE, Avril 2004.
- [45] *Rapport d'enquête de la commission de régulation de l'énergie sur la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006*, Paris, 7 Février 2007.
- [46] « Final Report. System Disturbance on 4 November 2006 », UCTE, Janvier 2007.
- [47] A. Keane, M. Milligan, C. D'Annunzio, C. Dent, K. Dragoon, B. Hasche, H. Holttinen, N. Samaan, L. Söder, M. O'Malley, « Calculating the capacity value of wind », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 564-572, 2011.
- [48] H. Holttinen, P. Meibom, A. Orths, B. Lange, M. O'Malley, J. O. Tande, A. Estanqueiro, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, J. C. Smith, F. van Hulle, « Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration », *Wind Energy*, vol 14, no. 2, pp.179-192, March 2011.
- [49] « Eolien et photovoltaïque: enjeux énergétiques, industriels et sociétaux », *Rapport du Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie*, Septembre 2012.
- [50] J.G. Slootweg, « Wind Power, modelling and impact on power system dynamics », thèse de doctorat, Technical University of Delft, soutenue le 9 décembre 2003.

- [51] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, « Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3960, novembre 2004.
- [52] J. Martin, « Energies éoliennes », Techniques de l'Ingénieur, Traités Energétique B8585, 10 Janvier 1997, 22p.
- [53] M. Boutoubat, L. Mokrani and M. Machmoum, « Control of a wind energy conversion system equipped by a DFIG for active power generation and power quality improvement », Renewable Energy, vol. 50, pp. 378-386, February 2013.
- [54] T. Zouagi, « Variable Speed Drive modeling of Wind Turbine Permanent Magnet Synchronous Generator », International Conference on Engaging Pedagogies, 2004.
- [55] M. Dali, J. Belhadj and X. Roboam, « Design of a stand-alone hybrid Photovoltaic-Wind generating system », Journal of Electrical Systems, vol. 4, no. 3, pp. 25, September 2008.
- [56] R. Wernher and G. Henderson, « Synchronous and Synchronized Wind Power Generation », New Zealand Wind Energy Association, 2004.
- [57] D. Tran, « Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne (passive): Analyse de robustesse, validation expérimentale », Université de Toulouse, Institut National Polytechnique de Toulouse, le 27 septembre 2010.
- [58] G. O. Suvire and P. E. Mercado, « Dynamic Modelling of a Wind Farm and Analysis of Its Impact on a Weak Power System », Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan Argentina, January 2010.
- [59] M. W. Naouar, E. Monmasson, A. A. Naassani and I. Slama-Belkhdja, « FPGA-Based Dynamic Reconfiguration of Sliding Mode Current Controllers for Synchronous Machines », IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 9, no. 3, pp. 1262 – 1271, August 2013.
- [60] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo and E. Ceanga, « Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 17, no. 4, pp. 523-529, December 2002.
- [61] M. Aimene, A Payman and B. Dakyo, « A nonlinear control algorithm for a wind turbine », The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering (COMPEL), vol. 34 no. 6, pp. 1863-1878, 2015.
- [62] M. Aimene, A Payman and B. Dakyo, « Management of the wind turbine energy delivered to the grid based on the flatness control method », Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014 IEEE, 14-18 Sept 2014, Pittsburgh, PA.

- [63] M. Aimene, A Payman and B. Dakyo, « Flatness-based Control of a Variable-Speed Wind-Energy System Connected to the Grid », *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2014 Ninth International Conference on, 25-27 March 2014, Monte-Carlo.
- [64] 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, no 1, Mars 2006.
- [65] 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.
- [66] A. Payman, S. Pierfederici, F. Meibody-Tabar, B. Davat, « An Adapted Control Strategy to Minimize DC-Bus Capacitors of a Parallel Fuel Cell/Ultracapacitor Hybrid System », *IEEE Trans. Power Electron*, vol. 26, no.12, August 2011.
- [67] A. Payman, S. Pierfederici and F. Meibody-Tabar, « Energy Management in a Fuel cell / Supercapacitor Multisource/Multiload Electrical Hybrid System », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no.12, pp. 2681-2691, August 2009.
- [68] A. Houari, H. Renaudineau, J-P. Martin, S. Pierfederici and F. Meibody-Tabar, « Flatnessbased control of three-phase inverter with output LC filter », *IEEE Trans. Indust. Electronics*, vol. 59 no. 7, pp. 2890-2897, 2012.
- [69] P. Thounthong, S. Pierfederici and B. Davat, « Analysis of differential flatness-based-control for a fuel cell hybrid power source », *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 25, no.3, pp.909-920, 2010.
- [70] A. Gensior, T.M.P. Nguyen, J. Rudolph and H. Güldner, « Flatness-based loss optimization and control of a doubly fed induction generator system », *IEEE Transaction on Control Systems Technology*, vol. 19, no. 6, pp.1457-1466, 2011.
- [71] H. Alhamed Aldwaihi and E. Delaleau, « Maximum Power Point Tracker of a Wind Generator Based on The Flatness-Based Control », *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 883 - 888, 17-22 Sept. 2011, Phoenix, AZ, USA.
- [72] A. Battiston, E. Miliani, J-P Martin, B. Nahid-mobarakeh, S. Pierfederici and F. Meibody Tabar, « High bandwidth flatness-based control of a PM-motor with protections in case of saturations », *European Journal of Electrical Engineering*, Vol 17/3-4, pp.115-132, 2014.

- [73] E. Delaleau, A.M. Stankovic', « Flatness-based hierarchical control of the PM synchronous motor », American Control Conference, Proceeding of the 2004, vol.1, pp.65-70, June30-July 2, 2004, Boston, MA, USA.
- [74] E. Song, A. F. Lynch, and V. Dinavahi, « Experimental validation of nonlinear control for a voltage source converter », IEEE Transaction on Control System Technology, vol.17, no. 5, pp. 1135–1144, Sep. 2009.
- [75] J. Dannehl and F. W. Fuchs, « Flatness-based voltage-oriented control of three-phase PWM rectifiers », in Proc. IEEE EPE-PEMC 13th Annual Conference, vol. 1, pp. 444–450, 1-3 September 2008, Poznan.
- [76] J. Dannehl, and F.W. Fuchs, « Flatness-Based Control of an Induction Machine Fed via Voltage Source Inverter - Concept, Control Design and Performance Analysis », in Proc. 32nd Annu. IEEE Ind. Electron. Conf., pp.5125-5130, 6-10 Nov. 2006. Paris, France.
- [77] M. Fliess, J. Lévine, P. Martin et P. Rouchon, « Sur les systèmes non linéaires différentiellement plats », Comptes Rendus Académie des Sciences, t.315, serie I, pp. 619-624, 1992.
- [78] M. Fliess, J. Lévine, P. Martin and P. Rouchon, « Flatness and defect of nonlinear systems », Introductory theory and examples. International Journal of Control, Vol. 61, pp.1327-1361, 1995.
- [79] P. Martin, R.M. Murray and P. Rouchon, « flat systems, equivalence and trajectory generation », CDS Technical Report, CDS 2003-008, April, 2003.
- [80] V. Hagenmeyer and E. Delaleau, « Exact feedforward linearisation based on differential flatness: The SISO case », Nonlinear and Adaptive Control, Springer, vol. 281, pp 161-170, 2003.
- [81] A. Houari, « Contribution à l'étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources photovoltaïques », thèse de doctorat, université de Lorraine, 7 décembre 2012.
- [82] B. Laroche, Ph. Martin et N. Petit, « Commande par platitude, équations différentielles ordinaires et aux dérivées partielles », cours de DEA 2008, disponible sur : <https://cel.archives-ouvertes.fr/cel-00483381/document>.
- [83] M. Aimene, A. Payman et Brayima Dakyo, « Commande par platitude d'un système de conversion de l'énergie éolienne à vitesse variable connecté au réseau. », Symposium de Génie Electrique(sge'14) : EF-EPF-MGE 2014, 8-10 Juillet 2014, ENS Cachan, France.
- [84] T. L. Van, T. H. Nguyen and D-C. Lee, « Advanced Pitch Angle Control Based on Fuzzy Logic for Variable-Speed Wind Turbine Systems », IEEE Trans on Energy Conversion, Vol. 30, No.2, pp. 578 - 587, June 2015.

- [85] A. Gensior, H. Sira-ramirez, J. Rudolph and H. Güldner, « On some nonlinear current controllers for three-phase boost rectifiers », *IEEE transaction on industrial electronics*, vol. 56, no. 2, pp. 360-370, February 2009.
- [86] A. Maalouf, L. Idkhajine, S. Le Ballois and E. Monmasson, « Field programmable gate array-based sensorless control of a brushless synchronous starter generator for aircraft application », *IET electric power applications*, vol. 5, no. 1 pp. 181-192, July 2010.
- [87] O. Bouhali, « Contribution des convertisseurs multiniveaux au raccordement de la production d'origine éolienne sur un réseau électrique », thèse de doctorat, École Centrale de Lille, Avril 2007.
- [88] M. Aimene, A. Payman and B. Dakyo, « Flatness-Based Control Strategy of a Grid-Connected PMSG Offshore Wind Farm to Participate in Primary Frequency Control », *Eleventh Inter. Conf. on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, pp. 1-7, 6-8 April 2016, Monte-Carlo, Monaco.
- [89] Site FUTURA Environnement, accessible sur : <http://www.futura-sciences.com/magazines/environnement/infos/dico/d/energie-renouvelable-eolienne-6946/>
- [90] S. Lundberg, « Configuration study of large wind parks », Thesis for the Degree of Licentiate of Engineering, Chalmers University of Technology Goteborg, Sweden 2003.
- [91] Siemens « High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange », disponible en ligne sur: <http://www.energy.siemens.com>.
- [92] J. C. Sabonnadière et N. Hadjsaïd, « Lignes et réseaux électriques 1 », Edition Lavoisier, Février 2007, Paris.
- [93] P. 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, Septembre 2012.
- [94] ENTSOE, « Offshore Transmission Technology », 24 Novembre 2011, disponible en ligne sur : <http://www.entsoe.eu>.
- [95] O. Dahmani, « Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore », thèse de doctorat, Université de Nantes, Novembre 2014.
- [96] Website Offshore Renewables Center : [www.4coffshore.com](http://www.4coffshore.com).
- [97] Website Lindoe Offshore Renewables Center. <http://www.lorc.dk/Home>,
- [98] EirGrid, « EirGrid Grid Code », version 4.0, décembre 2011, disponible en ligne : [www.eirgrid.com](http://www.eirgrid.com).

- [99] Energinet, « Wind Turbine Connected to Grids with Voltage Below 100 kV », Technical Regulation TF 3.2.6, mai 2004.
- [100] Energinet, « Wind Turbine Connected to Grids with Voltage Above 100 kV », Technical Regulation TF 3.2.5, December 2004.
- [101] M. Tsili and S. Papathanassiou, « A review of grid code technical requirements for wind farms », IET Renewable Power Generation, vol. 3, no. 3, pp. 308-332, September 2009.
- [102] Eirgrid, « Grid Code Compliance Test Procedure », Version 2.0, 10 août 2010, disponible sur: <http://www.eirgrid.com/operations/gridcode>.
- [103] National Grid, « The Grid Code », Version 5, Revision 14, 26 août 2015, Royaume Uni, disponible sur : <http://www.nationalgrid.com/uk>
- [104] Eltra/Elkraft, « Regulation TF 3.2.5, Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV », Eltra/Elkraft, Denmark, 2004.
- [105] REE, « Instalaciones conectadas a la Red de Transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad », Octobre 2008. <http://www.ree.es>
- [106] T. Cronin, « An Overview of Grid Requirements in Denmark and the DTU Advanced Grid Test Facility at Østerild », DTU Wind Energy, Technical University of Denmark, 14 June 2013.
- [107] EirGrid, « Supplementary Guidance Notes on Ireland Grid Code Modifications for Wind Farm Power Stations », Rapport final, 7 Octobre 2013, disponible sur <http://www.eirgridgroup.com>.
- [108] TenneT, « Requirements for Offshore Grid Connections in the Grid of TenneT TSO GmbH », Bernecker, Bayreuth, 21 December 2012. <http://www.tennet.eu>
- [109] EWEA, « Powering Europe: wind energy and the electricity grid », A report by the European Wind Energy Association, November 2010.
- [110] Federal Energy Regulatory Commission – FERC, « Standard Interconnection Agreements for Wind Energy and Other Alternative Technologies, Appendix G », no. 12, December. 2005, USA, disponible en ligne sur: <http://www.ferc.gov>
- [111] Hydro-Québec Transenergie, « Technical requirements for the connection of generation facilities to the hydro-quebec transmission system-supplementary requirements for wind generation », Utility report, February 2009.
- [112] NERSA « grid connection code for Renewable Power Plants (RPPs) connected to the electricity Transmission System (TS) or the Distribution System (DS) in south africa», version 2.4, July 2014.

- [113] PRDC, « Indian Wind Grid Code », Draft report, July 2009, India.
- [114] Commission de Régulation de l'Énergie, « Cahier des charges de l'appel d'offres n° 332689-2010-FR portant sur des installations éoliennes terrestres de production d'électricité en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à La Réunion, à Saint-Barthélemy et à Saint Martin », publié le 9 novembre 2010.
- [115] Y. Wang, « Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire », thèse de doctorat, École centrale de Lille, Janvier 2013.
- [116] A. Tenenge, C. Jecu, D. Roye, S. Bacha, J. Duval and R. Belhomme, « Contribution to Frequency Control Through Wind Turbine Inertial Energy Storage », *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 3, pp 358-370, September 2009.
- [117] P. Moutis, E. Loukarakis, S. Papathanasiou, and N. D. Hatziargyriou, « Primary load-frequency control from pitch controlled wind turbines », in *PowerTech 2009*, pp. 1-7, June 28- July 2 2009, Bucharest. Romania.
- [118] R. G. de Almeida and J. A. Pegas Lopes, « Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 944-950, Aug. 2007.
- [119] R G. de Almeida, E. D. Castronuovo, and J. A. Pegas Lopes, « Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 718-725, May, 2006.
- [120] I. A. Gowaid, A. El-Zawawi and M. El-Gammal, « Improved Inertia and Frequency Support from Grid-Connected DFIG Wind Farms », *Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, 2011 IEEE/PES, 20-23 March 2011, Phoenix, AZ.
- [121] A. Zertek G. Verbic and M. Pantos, « Optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines », *Renewable Power Generation IET*, vol. 6, no.1, pp. 17-23, 30 January 2012.
- [122] K. V. Vidyanandan and N. Senroy, « Primary Frequency Regulation by Deloaded Wind Turbines Using Variable Droop, Power Systems », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 837-846, May 2013.
- [123] F. Gonzalez-Longatt, « Frequency Control and Inertial Response Schemes for the Future Power Networks », *Large Scale Renewable Power Generation, Advances in Technologies for Generation, Transmission and Storage*, Springer Science & Business Media, Singapore. pp. 193-231, 28 July 2014.

- [124] G. Ramtharan, J.B. Ekanayake et N. Jenkins, « Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines », IET Renewable Power Generation, tome 1, n°1, pages 3-9, 2007.
- [125] D. Boëda, A. Teninge, D. Roye, S. Bacha and R. Belhomme, « Contribution of wind farm to frequency control and network stability », EWEC'07 Conference, 7-10 May 2007, Milan, Italy.
- [126] N. A. Janssens, G. Lambin, and N. Bragard, « Active power control strategies of DFIG wind turbines », in PowerTech Conference 2007, pp. 516-521, 1-5 July 2007, Lausanne.
- [127] E. Loukarakis, I. Margaritis, and P. Moutis, « Frequency control support and participation methods provided by wind generation », in EPEC Conference 2009, pp. 1-6, 22-23 October 2009, Montreal, QC.
- [128] Y. Sun, Z-s. Zhang, G-j. Li and J. Lin, « Review on Frequency Control of Power Systems with Wind Power Penetration », 2010 International Conference on Power System Technology, pp. 1-8, 24-28 October 2010, Hangzhou.
- [129] « Barrow offshore wind farm », en ligne sur l'URL: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/barrow>.
- [130] « Horns Rev offshore wind farm », en ligne sur l'URL: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/horns-rev-1>. accédé le 12/02/2016.
- [131] « Borkum Riffgrund I offshore wind farm », en ligne sur l'URL: <http://www.4coffshore.com/windfarms/borkum-riffgrund-i-germany-de04.html>.
- [132] Site pour les parcs éoliens en France sur l'URL: <http://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmid=FR34>.
- [133] F.M. Gonzalez-Longatt, « Optimal Offshore Wind Farms' Collector Design based on the Multiple Travelling Salesman Problem and Genetic Algorithm », PowerTech Conference 2013, 16-20 June 2013, Grenoble, France.
- [134] D. D. Li, C. He and H. Y. Shu, « Optimization of Electric Distribution System of Large Offshore Wind Farm with Improved Genetic Algorithm », Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, 20-24 July 2008, Pittsburgh, PA.
- [135] F. M. Gonzalez-Longatt, P. Wall, P. Regulski and V. Terzija, « Optimal electric network design for a large offshore wind farm based on a modified genetic algorithm approach », IEEE Systems Journal, vol. 6, no. 1, pp. 164-172, Mar. 2012.

- [136] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, « Optimization of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm », *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, no. 2, pp. 205–216, Jun. 2009.
- [137] J. S. Gonzalez, A. G. Rodriguez, J. C. Mora, M. Burgos Payána and J. Riquelme Santosa, « Overall design optimization of wind farms », *Renewable Energy, Elsevier*, vol. 36, no. 7, pp. 1973-1982, Jul. 2011.
- [138] J.S. Gonzalez, M. Burgos Payan, and J.M. Riquelme-Santos, « Optimization of wind farm turbine layout including decision making under risk », *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 94-102, Mar. 2012.
- [139] G. O. Suvire and P. E. Mercado, « Dynamic Modelling of a Wind Farm and Analysis of Its Impact on a Weak Power System », *Dynamic Modelling book*, pp. 189-208, January 1, 2010.
- [140] M.Q. Lee, C.N. Lu and H.S. Huang, « Reliability and cost analyses of electricity collection systems of a marine current farm — A Taiwanese case study », *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier*, vol. 13, no. 8, pp. 2012–2021, October 2009.
- [141] 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*, vol. 24, no. 9, pp 709-717, November 2002.
- [142] C. E. Bănceanu and I. Vranceanu, « Coordinated control of wind turbine », Master Thesis, Dept. Energy Technology - Pontoppidanstræde 101 Aalborg , Univ Aalborg , Denmark, 2011.
- [143] X. Du, Y. Zhang, Z. Dai, H. Liu, S. Wei and J. Liu, « Power Distribution Strategy Considering Active Power Loss for DFIGs Wind Farm », *Journal of Power and Energy Engineering*, 2014, vol.4, no. 2, pp. 213-219, April 2014.
- [144] E.ON Netz GmbH, « Grid Code High and Extra High Voltage », E.ON Netz GmbH Bayreuth, 1 April 2006.
- [145] C. Jauch, P. Sørensen and B. Bak-Jensen, « International review of grid connection requirements for wind turbines », *Nordic wind Power Conference, Chalmers University of Technology*, 1-2 March, 2004.
- [146] S.M. Bolik, « Grid requirements challenges for wind turbines », *Proc. of the Fourth Int. Workshop on Large-Scale Integration on wind power and transmission networks for offshore wind farms*, Billund, Denmark, 2003.

- [147] A. D. Hansen, G. Michalke, P. Soerensen, T. Lund and F. Iov, « Co-ordinated voltage control of DFIG wind turbines in uninterrupted operation during grid faults », *Wind Energy*, vol 10, no 1, pp. 51-68, January/February 2007.
- [148] G. Michalke, « Variable Speed Wind Turbines - Modelling, Control, and Impact on Power Systems », Wind Energy Department Risø National Laboratory, universitaire technique de DARMSTADT 2008.
- [149] EIRGRID, « EirGrid Grid Code Version 6.0 », 22 Juillet 2015. Disponible sur l'URL : <http://www.eirgridgroup.com/>
- [150] David Marin, « Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques », Thèse doctorat, Ecole centrale de Lille, Avril 2009.
- [151] Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité RTE, « Référentiel Technique Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT Article 4.3 – Stabilité », 15 mai 2008.
- [152] U. N. Rahmat, B. Kankar and T. Torbjorn, « Reactive Power Ancillary Service from Wind Farms », *Electrical Power Conference, EPC2007*, Oct 25-26, 2007, Montréal, Canada.
- [153] U. N. Rahmat, B. Kankar and T. Torbjorn, « Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers—Technical and Economic Issues », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 3, pp. 661-672, 2009.
- [154] T. Lund, « Analysis of distribution systems with a high penetration of distributed generation », PhD Thesis Technical University of Denmark, 2007.
- [155] A. 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.
- [156] H. Gaztañaga Arantzamendi, « Étude des Structures d'Intégration des Systèmes de Génération Décentralisée : Application aux Microréseau », Thèse de Doctorat en Génie Électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble, décembre 2006.
- [157] N. Laverdure, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », thèse de doctorat, Université de Grenoble, Institut Polytechnique de Grenoble, le 09 décembre 2005.
- [158] Ministro de Industria Turismo y Comercio, Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3. Requisitos de respuesta frente la huecos de tensión de las instalaciones eólicas.

- [159] M. Altin, Ö Göksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B-B Jensen and L. Helle, « Overview of recent grid codes for wind power integration », Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2010 12th International Conference on, pp. 1152-1160, 20-22 May 2010, Brasov, Romania.
- [160] R. Zhu, Z. Chen, X. Wu and F. Deng, « Virtual Damping Flux-Based LVRT Control for DFIG-Based Wind Turbine », IEEE Transactions On Energy Conversions, vol. 30, no. 2, pp. 714-725, June 2015.
- [161] J.F. Conroy and R. Watson, « Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator », Renewable Power Generation, IET, vol 1, no 3, pp 182-189, September 2007.
- [162] H. G. Arantzamendi, « Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux micro-réseaux », thèse de doctorat, Université de Grenoble, Institut Polytechnique de Grenoble, le 15 décembre 2006.
- [163] Thi Minh Chau Le, « Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle / commande et rejet de perturbations », Thèse de doctorat, Université du Grenoble, 25 Janvier 2012.
- [164] G. Rami, « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », Thèse de doctorat, INP du Grenoble, 09 Novembre 2006.
- [165] F. Hassan and R. Critchley, « A Robust PLL for Grid Interactive Voltage Source Converters », IEEE, Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), pp. T2 (29-35), 6-8 September 2010, Ohrid.
- [166] S. M. Silva, B. M. Lopes, B. J. C. Filho and R. P. Campana, « Performance Evaluation of PLL Algorithms for Single-phase Grid-connected Systems », IEEE Conference on Industry Applications. 39th IAS Annual Meeting, pp. 2259-2263, vol.4, 3-7 October 2004.
- [167] J. L. Da Silva, R. G. de Oliveira, S. R. Silva, B. Rabelo and W. Hofmann, « A Discussion about a Start-up Procedure of a Doubly-Fed Induction Generator System », NORPIE/2008, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, June 9-11, 2008.
- [168] A. Ghoshal and J. Vinod, « A Method to Improve PLL Performance Under Abnormal Grid Conditions », National Power Electronics Conference 2007, 17-19 Dec. 2007, Indian Institute of Science, Bangalore.
- [169] S. K. Hoseini, E. Pouresmaeil, S. Hosseinnia and J.P.S. Catalao, « A control approach for the operation of DG units under variations of interfacing impedance in grid-connected

- mode », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 74, pp. 1–8, January 2016.
- [170] D. Chuiqing, « VSC-HVDC for Industrial Power Systems », Ph.D. dissertation, Energy and Environment Dept., Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2007.
- [171] 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.
- [172] B. Negra, J. Todorovic, T. Ackermann, « Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms », *Electric Power Systems Research*, vol 76, no. 11, pp. 916-927, July 2006.
- [173] M. Pays, M. Charoy, L. Deschamps, É. Dorison, P. Gauthier – J. P. Isnard et A. Pinet, « Câbles de transport d'énergie Technologies. Caractéristiques », *Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique*, réf. D 4 520, 10 décembre 1994.
- [174] « Liaisons terrestres 60-500 kV », Nexans, Edition 03/2013, disponible en ligne sur <http://www.nexans.com/>.



## **Services au système et gestion d'interactions énergétiques transitoires dans un parc éolien offshore**

**Résumé:** L'intégration massive de la production d'énergie éolienne intermittente au niveau des réseaux électriques pose un problème de stabilité du système électrique. En effet les caractéristiques sont très différentes de celles de sources conventionnelles maîtrisées par les gestionnaires de réseau. Par conséquent, l'injection de cette énergie induit de nouveaux challenges pour les gestionnaires de réseaux électriques. De plus, les conditions de raccordement évoluent et tendent à ce que toutes les sources participent aux services rendus aux systèmes électriques. Les travaux de cette thèse sont focalisés sur la proposition d'une nouvelle stratégie de commande non-linéaire basée sur la commande par « platitude à une boucle » d'un système de conversion d'énergie éolienne. Cette stratégie de contrôle vise la gestion des interactions au point de connexion par la génération et le suivi de trajectoires de références. De par le fait que toutes les variables du système sont liées à la « sortie plate » de ce système, cette commande procure une rapidité de réponse et une bonne maîtrise des régimes transitoires. La mise en œuvre de cette nouvelle stratégie de contrôle pour la constitution d'un parc éolien offshore, capable de satisfaire différentes conditions de raccordement a été simulée avec succès. Plus particulièrement, l'évaluation de l'impact de différents défauts du réseau sur les services proposés (Régulation de fréquence et de tension, la tenue aux creux de tension.) a été réalisée.

---

**Mots-clefs :** Commande par platitude, parc éolien offshore, régimes transitoires, services système, réglage de fréquence, réglage de tension, tenue aux creux de tension, réseau électrique.

---

## **Services to the system and management of transient energy interactions in an offshore wind farm**

**Abstract:** The massive integration of intermittent production of wind energy in electrical networks creates an electrical system stability problem. Indeed, its characteristics are very different from those of conventional sources controlled by Grid managers. Therefore, the injection of this energy makes new challenges for power Grid operators. Moreover, the connection conditions are evolving and go towards the situations that all different sources participate into services of electrical systems. This thesis proposes a new nonlinear control strategy based on a "one loop flatness control" of a wind energy conversion system. This control strategy has aim of energy interactions management at the connection point through generation and tracking of reference trajectories. As all system variables are functions of the "flat output" of the system, this control provides fast response and good control in transient state. The application of this new control strategy into an offshore wind farm which is able to satisfy different connection conditions was simulated successfully. Specifically, effects of various grid faults on the proposed ancillary services (frequency and voltage regulation, and low-voltage ride through capabilities) were performed.

---

**Keywords:** Flatness-Based Control, offshore wind farm, transient states, ancillary services, frequency control, voltage control, Low voltage ride through, electrical grid.

---