

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE.....	5
1.1 La commande	5
1.1.1 Le système de commande	6
1.2 Origine des éoliennes et de leurs systèmes de commande	7
1.2.1 Les machines à vent à axe vertical	8
1.2.2 Les moulins	8
1.2.3 Les générateurs d'électricité	11
1.3 Les petites éoliennes contemporaines.....	13
1.3.1 Constituants des petites éoliennes	15
1.3.2 Système de génération.....	17
1.4 Exploitation d'une éolienne	18
1.4.1 Aérodynamique	18
1.4.2 Stratégies d'exploitation d'une éolienne	25
1.4.2.1 Exploitation à vitesse fixe et calage fixe (VF-CF)	27
1.4.2.2 Exploitation à vitesse variable et calage fixe (VV-CF).....	28
1.4.2.3 Exploitation à vitesse variable et calage variable (VV-CV) ...	30
1.5 Stratégies de commande	31
1.5.1 Commande classique	31
1.5.2 Commande moderne.....	33
1.5.3 Conversion entre la commande classique et la commande moderne	37
1.5.4 Systèmes discrets	38
1.5.5 Stratégies de commande en éolien.....	40
1.5.5.1 Stratégie proportionnelle intégrale (PI).....	42
1.5.5.2 Stratégies optimales	42
1.5.5.3 Stratégie d'accommodation à la perturbation (DAC)	43
1.5.5.4 Stratégies adaptatives.....	46
1.5.5.5 Stratégie de la variation linéaire de paramètre (LPV).....	46
1.5.5.6 Stratégies de logique floue	47
1.5.6 Systèmes de commande simultanée	48
1.6 Mécanique des vents.....	49
1.6.1 Les vents globaux.....	49
1.6.2 Les vents locaux	50
1.7 Normes et indicateurs de performance	54
1.7.1 La courbe de puissance	55
1.7.2 La disponibilité	56

CHAPITRE 2	MÉTHODOLOGIE	57
2.1	Processus de développement d'une stratégie de commande	57
2.2	Choix du logiciel de modélisation d'éolienne	59
2.3	Déroulement du projet	60
CHAPITRE 3	L'ÉOLIENNE DU WESNET	63
3.1	Le système de génération	64
3.2	Le système de calage variable	65
3.2.1	Composantes mécaniques	66
3.2.2	Composantes électriques	68
3.2.3	Programmation de base de la routine de calcul de l'angle de calage.....	70
3.3	Modèles de l'éolienne	72
3.3.1	Modélisation FAST	73
3.3.2	Modélisation SIMULINK	76
3.3.2.1	Le système de génération.....	77
3.3.2.2	Le système de calage variable.....	78
3.3.2.3	Le capteur de vitesse	80
3.3.3	Linéarisation	81
3.3.4	Les cas de vents de la simulation non linéaire	83
CHAPITRE 4	MESURES ET TRAITEMENT DES DONNÉES.....	85
4.1	Acquisition de données	85
4.1.1	Les mesures des capteurs.....	85
4.2	Traitement des données des indicateurs de performances	88
4.2.1	Sélection des données	88
4.2.2	Normalisation et correction des données	91
4.2.3	Incertitude sur la puissance	95
CHAPITRE 5	CONCEPTION DE LA STRATÉGIE DE COMMANDE PI.....	99
5.1	Méthode de sélection des gains	99
5.2	Simulation linéaire	102
5.3	Simulation non linéaire	103
5.4	Implantation de la stratégie dans le module de commande	108
5.5	Résultats expérimentaux et vérification du modèle non linéaire.....	108
CHAPITRE 6	CONCEPTION DE LA STRATÉGIE DE COMMANDE DAC.....	113
6.1	Méthode de sélection des gains	113
6.2	Simulation linéaire	117
6.3	Simulation non linéaire	123
6.4	Implantation de la stratégie dans le module de commande	127
6.5	Résultats expérimentaux.....	129
CHAPITRE 7	COMPARAISON DES STRATÉGIES DE COMMANDE	133
7.1	Courbes de puissance	133

7.2	Perte de disponibilité	140
7.3	Comparaison des données de fonctionnement.....	142
	CONCLUSION.....	151
	RECOMMANDATION	153
ANNEXE I	FICHIERS FAST	157
ANNEXE II	CALCUL DU CALAGE DES PALES EN FONCTION DE LA POSITION DE L'ACTIONNEUR	165
ANNEXE III	PLAN ÉLECTRIQUE DE L'ÉOLIENNE DU WESNET.....	167
ANNEXE IV	DIAGRAMME DE FLUX DU PROGRAMME PRINCIPAL DU MODULE DE COMMANDE	171
ANNEXE V	CALCUL DE LA FRÉQUENCE NATURELLE EN TORSION DE L'ARBRE DU ROTOR	183
ANNEXE VI	CALCUL DE L'AMORTISSEMENT DES PALES.....	185
ANNEXE VII	PLAN DU SITE DU WEICAN	189
ANNEXE VIII	VALEURS EXPÉRIMENTALES DE L'EXPOSANT DU PROFIL DE VITESSE LOGARITHMIQUE SELON LA CLASSE	191
ANNEXE IX	VÉRIFICATION DE LA MÉTHODE DE CORRECTION DE LA VITESSE DU VENT ET CALCUL DE L'INCERTITUDE Y ÉTANT ASSOCIÉE	195
ANNEXE X	CODE ET SCHÉMA DE LA SIMULATION LINÉAIRE AVEC LE RÉGULATEUR PI	203
ANNEXE XI	CODE ET SCHÉMA DE LA SIMULATION LINÉAIRE AVEC LE RÉGULATEUR DAC	205
ANNEXE XII	CODE EN LANGAGE GALIL POUR LA STRATÉGIE PI	209
ANNEXE XIII	CODE EN LANGAGE GALIL POUR LA STRATÉGIE DAC	223
ANNEXE XIV	COMPARAISON DES DONNÉES DE FONCTIONNEMENT	237
	BIBLIOGRAPHIE	245

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 1.1	Liste de choix technologiques et de leur impact sur la constitution d'une petite éolienne	16
Tableau 1.2	Valeurs des rugosités de surface associées à différents types de reliefs. Adapté de Manwell <i>et al.</i> (2010).	51
Tableau 3.1	Principales caractéristiques de l'éolienne du WESNet.	63
Tableau 3.2	Liste des angles de calage les plus souvent utilisés pour l'éolienne du WESNet.....	68
Tableau 3.3	Liste des degrés de liberté disponibles dans FAST	74
Tableau 3.4	Cas de vent utilisés pour les simulations non-linéaires.	83
Tableau 4.1	Liste des instruments de mesure nécessaire au calcul des performances de l'éolienne avec le calcul d'incertitude associé.	86
Tableau 4.2	Liste des incertitudes reliées aux mesures selon la norme IEC61400.....	89
Tableau 4.3	Calcul des secteurs d'exclusion pour l'éolienne du WESNet selon l'obstacle.	90
Tableau 5.1	Gains utilisés par la stratégie PI en fonctionnement selon l'intervalle d'angle de calage	104
Tableau 6.1	Équivalences entre les variables de la stratégie DAC et les variables du modèle de l'éolienne du WESNet.....	113
Tableau 6.2	Valeurs des constantes de la représentation d'état du procédé et de la perturbation pour les domaines continus et discrets.....	117
Tableau 6.3	Valeurs des gains de la stratégie DAC utilisés pour la simulation linéaire dans le domaine discret avec observateurs courants.	118
Tableau 6.4	Valeurs des gains de la stratégie DAC utilisés pour la simulation non linéaire.....	123
Tableau 6.5	Puissance moyenne \bar{P} du système de calage variable et de l'éolienne pour chacune des stratégies de commande.....	123

Tableau 6.6	Valeurs des gains de la stratégie DAC utilisés en fonctionnement.	130
Tableau 7.1	Perte de disponibilité due aux arrêts pour survitesse selon la stratégie de commande.	140
Tableau 7.2	Données de fonctionnement utilisées pour chaque stratégie selon le cas de comparaison.	142
Tableau 7.3	Statistiques de fonctionnement de l'éolienne selon le cas de comparaison et la stratégie de commande.	143
Tableau 7.4	Écarts entre les statistiques de fonctionnement de l'éolienne selon le cas de vent.	144

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Réponse en amplitude d'un système avec identification des régimes et des critères de performance.....	6
Figure 1.2	Schéma-bloc fonctionnel d'un système de commande.....	7
Figure 1.3	Les machines à vents archaïques.....	9
Figure 1.4	Les moulins.....	10
Figure 1.5	Les premières éoliennes.....	12
Figure 1.6	Les petites éoliennes.....	12
Figure 1.7	Les trois parties d'une éolienne avec leurs principales composantes.....	14
Figure 1.8	Diagramme de fonctionnement du mécanisme de calage variable passif d'un <i>Windcharger</i>	14
Figure 1.9	Principales configurations du système de génération électrique d'une petite éolienne.....	18
Figure 1.10	Puissance totale du vent et puissance mécanique maximale exploitable selon la limite de Betz.....	20
Figure 1.11	La théorie de l'élément de pale.....	21
Figure 1.12	Graphique des coefficients de portance C_l et de traînée C_d en fonction de l'angle d'attaque α pour le profil profil DU-00-W-212.....	22
Figure 1.13	Tracé de contours en fonction de β et de λ	23
Figure 1.14	P_m et Q en fonction de la vitesse de rotation ω	24
Figure 1.15	Courbe de puissance théorique idéale d'une éolienne.....	25
Figure 1.16	Stratégie d'opération VF-CF.....	27
Figure 1.17	Stratégie d'opération VV-CF.....	29
Figure 1.18	Stratégie d'opération VV-CV.....	30

XVIII

Figure 1.19	Schéma-bloc en commande classique d'un système en boucle fermée.....	32
Figure 1.20	Schéma-bloc en commande moderne d'un système en boucle fermée selon la stratégie de commande par retour d'états	34
Figure 1.21	Schéma-bloc d'un système en commande moderne avec observateur.....	35
Figure 1.22	Schéma-bloc d'un système discret en commande moderne avec observateur courant.	40
Figure 1.23	Courbe de l'angle de calage β théorique permettant d'obtenir une courbe de puissance idéale	41
Figure 1.24	Schéma-bloc en commande moderne d'un système avec la stratégie DAC.	45
Figure 1.25	Schéma-bloc en commande moderne d'un système avec une stratégie adaptative.....	47
Figure 1.26	Schéma-bloc en commande moderne d'un système avec une stratégie LPV.....	48
Figure 1.27	Profil logarithmique de la vitesse moyenne horizontale du vent valide pour les premiers 100 m d'altitude à partir du sol.....	51
Figure 1.28	Durée cumulée des vents en fonction de la vitesse horizontale v pour une année selon une distribution de Rayleigh	52
Figure 1.29	Puissance de densité spectrale de la vitesse horizontale du vent à 100 m d'altitude.....	53
Figure 1.30	Roses de la fréquence relative des vents par direction	54
Figure 2.1	Diagramme de flux du processus de développement d'une stratégie de commande.....	58
Figure 3.1	Éolienne du WESNet installée sur son mât au WEICan	64
Figure 3.2	Vue de coupe de la nacelle de l'éolienne du WESNet avec identification des composantes.	65
Figure 3.3	Composantes électriques de l'éolienne du WESNet	66
Figure 3.4	Caractéristiques théoriques du générateur en puissance (à la sortie) et en couple en fonction de la vitesse de rotation.....	67

Figure 3.5	Couple aérodynamique des angles de calage β de démarrage en fonction de la vitesse angulaire ω	69
Figure 3.6	Capteurs associés aux différentes boucles de commandes exécutées par le module de commande Galil.	70
Figure 3.7	Vitesse angulaire et calage de l'éolienne du WESNet sur 3 min le 25 octobre 2013 à partir de 03h35	71
Figure 3.8	Structure des fichiers de description du logiciel FAST.....	73
Figure 3.9	Données de fonctionnement de l'éolienne du WESNet sur 10 min le 24 octobre 2013 à partir de 13h15	75
Figure 3.10	Modélisation SIMULINK de l'éolienne du WESNet.	76
Figure 3.11	Modélisation SIMULINK du générateur de l'éolienne du WESNet.	77
Figure 3.12	Modélisation SIMULINK du régulateur de l'éolienne du WESNet.	79
Figure 3.13	Contenu du bloc identifié <i>Dynamique du calage variable</i> modélisant la dynamique de l'actionneur.	79
Figure 3.14	Contenu du bloc identifié <i>Puissance PV</i> modélisant la puissance du système de calage variable.	79
Figure 3.15	Réponses expérimentale et simulé du système de calage variable à une consigne calculé par le régulateur.	80
Figure 3.16	Modélisation SIMULINK du capteur de vitesse de l'éolienne du WESNet avec ajout de bruit sur la mesure.....	81
Figure 4.1	Schéma de l'acquisition de données pour l'éolienne du WESNet.	87
Figure 4.2	Dispositifs d'acquisition à l'intérieur de l'abri à la base de l'éolienne.	87
Figure 4.3	Interface du programme d'acquisition construit avec LabVIEW.	88
Figure 4.4	Exemple de la méthode d'exclusion des secteurs selon l'obstacle.....	91
Figure 4.5	Secteurs d'exclusion pour l'éolienne et le mat météo en fonction de l'obstacle.....	91
Figure 4.6	Variables utilisées pour le calcul de l'exposant du profil logarithmique de vitesse du vent.	93

Figure 4.7	Valeurs de α en fonction de la direction d'arrivée et de la vitesse moyenne du vent sur 10 min.....	95
Figure 5.1	Schéma-bloc en boucle fermée de la commande avec régulateur PI.	100
Figure 5.2	Réponse temporelle de la stratégie PI.....	101
Figure 5.3	Réponse fréquentielle de la stratégie PI.....	101
Figure 5.4	Résultats de la simulation linéaire avec le régulateur PI pour un vent généré aléatoirement.....	103
Figure 5.5	Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur PI pour le cas de vent 1.	105
Figure 5.6	Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur PI pour le cas de vent 2.	106
Figure 5.7	Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur PI pour le cas de vent 3.	107
Figure 5.8	Comparaison des résultats de la simulation non linéaire avec les données de fonctionnement pour le cas de vent 1 avec le régulateur PI. ...	110
Figure 5.9	Comparaison des résultats de la simulation non linéaire avec les données de fonctionnement pour le cas de vent 2 avec le régulateur PI. ...	111
Figure 5.10	Comparaison des résultats de la simulation non linéaire avec les données de fonctionnement pour le cas de vent 3 avec le régulateur PI. ...	112
Figure 6.1	Réponse temporelle de la stratégie DAC à un échelon unitaire de vent de 1 m/s.	120
Figure 6.2	Réponse fréquentielle de la stratégie DAC.....	120
Figure 6.3	Schéma-bloc du régulateur DAC discret.....	121
Figure 6.4	Résultats de la simulation linéaire avec le régulateur DAC.....	122
Figure 6.5	Comparaison des simulations linéaires des régulateurs avec mesure de la vitesse angulaire bruitée.....	122
Figure 6.6	Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur DAC pour le cas de vent 1.	124

Figure 6.7	Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur DAC pour le cas de vent 2.	125
Figure 6.8	Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur DAC pour le cas de vent 3.	126
Figure 6.9	Vents mesuré et estimé en simulation pour le cas de vent 3.....	129
Figure 6.10	Données de fonctionnement de l'éolienne du WESNet sur 6 min le 8 décembre 2013 à partir de 6h08.....	131
Figure 7.1	Diagramme de dispersion pour la stratégie PI.	134
Figure 7.2	Courbe de puissance pour la stratégie PI.....	134
Figure 7.3	Diagramme de dispersion pour la stratégie DAC.	135
Figure 7.4	Courbe de puissance pour la stratégie DAC.	135
Figure 7.5	Courbe des coefficients de puissance pour la stratégie PI.....	136
Figure 7.6	Courbe des coefficients de puissance pour la stratégie DAC.....	136
Figure 7.7	Nombre de données utilisées pour le traçage de la courbe de puissance par classe de vent pour la stratégie PI.	137
Figure 7.8	Nombre de données utilisées pour le traçage de la courbe de puissance par classe de vent pour la stratégie DAC.	137
Figure 7.9	Production annuelle d'énergie extrapolée pour les deux stratégies de commande.....	139
Figure 7.10	Production annuelle d'énergie extrapolée réelle pour les deux stratégies de commande.....	139
Figure 7.11	Nombre d'arrêts pour survitesse par classe de vent pour la stratégie PI....	141
Figure 7.12	Nombre d'arrêts pour survitesse par classe de vent pour la stratégie DAC.	141
Figure 7.13	Régressions linéaires et coefficients de corrélation liant les écarts sur \bar{v} et $\bar{\omega}$ ainsi que l' IT et l'écart sur s_{ω} pour les sept cas de comparaison	144
Figure 7.14	Valeurs de s_{ω} selon IT pour les sept cas de comparaison et les deux stratégies	145

Figure 7.15	Régression linéaire et coefficient de corrélation liant les valeurs de s_ω et $\bar{\omega}$ pour les sept cas de comparaison et les deux stratégies	146
Figure 7.16	Comparaison des résultats de fonctionnement avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 3.	148
Figure 7.17	Comparaison des résultats de fonctionnement avec le DAC et le PI pour 10 min du cas de comparaison 5.	149
Figure 7.18	Comparaison des résultats de fonctionnement avec le DAC et le PI pour 10 min du cas de comparaison 6.	150
Figure 7.19	Données de fonctionnement de l'éolienne du WESNet sur 9 min le 04 décembre 2013 à partir de 17h04 avec la stratégie DAC	155

LISTE DES EXTRAITS DE CODE

	Page
Extrait de code 3.1	Extrait simplifié de la routine <code>PTCHCAL</code> appliquant la limitation du calage. 72
Extrait de code 5.1	Extrait simplifié de la routine <code>PTCHCAL</code> appliquant la stratégie PI. 108
Extrait de code 6.1	Extrait simplifié de la routine <code>PTCHCAL</code> appliquant la stratégie DAC. 128
Extrait de code 6.2	Extrait simplifié de la routine <code>PTCHCAL</code> calculant la vitesse du vent d'après l'estimation de la perturbation. 128

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

ÉTS	École de Technologie Supérieure
BEM	Théorie de l'élément de pale
BF	Boucle fermée
BO	Boucle ouverte
CA	courant alternatif
CC	Courant continu
CF	Calage fixe
CV	Calage variable
DAC	Stratégie d'accommodation à la perturbation
DDL	Degrés de liberté
FT	Fonction de transfert
LQG	Stratégie de l'observateur d'état quadratique optimal
LQR	Stratégie du régulateur linéaire quadratique quadratique
MIMO	Entrées multiples, sorties multiples
MMPC	Stratégie prédictive à modèles multiples
MRAS	Stratégie d'adaptation du modèle à une référence
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PEA	Production annuelle d'énergie
PID	Proportionnel, intégrale, dérivé
SISO	Entrée unique, sortie unique
STR	Stratégie du régulateur autoajustable
VF	Vitesse fixe
VV	Vitesse variable
WESNet	Wind Energy Strategic Network
WEICan	Institut de l'énergie éolienne du Canada

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

A	Aire [m ²]
\mathbf{A}	Matrice d'état [-]
a	Coefficient d'induction axiale [-]
a'	Coefficient d'induction tangentielle [-]
\mathbf{B}	Matrice de commande [-]
B_{1min}	Pression atmosphérique moyenne mesurée sur 1 min [hPa]
\mathbf{B}_d	Matrice de perturbation [-]
b_v	Incertitude systématique sur la correction de la vitesse du vent [m/s]
\mathbf{C}	Matrice de sortie [-]
$C_{B,i}$	Facteur de sensibilité sur la mesure de la pression atmosphérique [kW/hPa]
C_D	Coefficient de traînée [-]
C_L	Coefficient de portance [-]
C_P	Coefficient de puissance [-]
C_Q	Coefficient de couple [-]
$C_{T,i}$	Facteur de sensibilité sur la mesure de la température [kW/k]
$C_{v,i}$	Facteur de sensibilité sur la mesure de la vitesse du vent [kW·s/m]
c	Corde d'un profil aérodynamique [m]
D	Force de traînée [N]
D_n	Diamètre de l'obstacle [m]
d	Direction d'arrivée du vent [°]
d_d	Force de traînée par unité de longueur [N/m]
d_L	Force de portance par unité de longueur [N/m]
d_i	Indice indiquant le domaine discret [-]
$E(s)$	FT exprimant l'influence de l'angle de calage sur la vitesse angulaire [tours/-min/degré]

XXVIII

$E_{c,v}$	Énergie cinétique d'une masse d'air [J]
$E_d(s)$	FT exprimant l'influence de la vitesse du vent sur la vitesse angulaire [m/s/-degré]
e	Erreur [tours/min]
e_d	Erreur d'estimation sur la perturbation [-]
e_x	Erreur d'estimation sur les états [-]
F	Variable d'état de la perturbation [-]
f	Fréquence de rotation du générateur [Hz]
G	Vecteur des gains de la commande par retour d'état pour le DAC [-]
G_d	Gain de la commande par retour de la perturbation [-]
H_s	FT du régulateur [-]
h	Altitude du rotor de l'éolienne [m]
h_{ref}	Altitude du rotor de l'éolienne [m]
I	Matrice identité [-]
IT	Intensité turbulente [%]
J	Moment d'inertie [kg·m ²]
k	Indice temporel [-]
k	Vecteur des gains de l'observateur des états [-]
k_d	Gain de l'observateur de la perturbation [-]
k_P, k_I, k_D	Gains proportionnel, intégral, dérivé [-]
k_{obs}	Vecteur des gains de l'observateur [-]
$k_{obs,c}$	Gain de l'observateur courant [-]
$k_{obs,p}$	Gain de l'observateur prédictif [-]
L	Force de portance [N]
L_n	Distance de l'obstacle [m]
m	Masse [kg]

N_h	Nombre d'heures dans une année [h]
N	Nombre de classes d'une courbe de puissance [h]
P	Puissance de sortie d'une éolienne [W]
P_{1min}	Puissance moyenne mesurée sur 1 min [W]
P_i	Puissance par classe de vent [W]
P_n	Puissance normalisée [W]
P_m	Puissance mécanique au rotor [W]
P_v	Puissance contenue dans le vent [W]
p	Nombre de pôles du générateur [pôles]
p	Densité de probabilité [-]
Q	Couple aérodynamique [N·m]
Q	Matrice de pondération des états [-]
Q_{gen}	Couple au générateur [N·m]
Q_{res}	Couple résistant [N·m]
R	Rayon de l'éolienne [m]
R	Coefficient de corrélation [-]
R	Vecteur de pondération de la commande [-]
r	Consigne [-]
s	Variable complexe [-]
s_i	Incertitude de catégorie A, par classe [kW]
$s_{P,i}$	Incertitude sur la puissance, par classe [kW]
$s_{v,i}$	Incertitude sur la correction de la vitesse du vent, par classe [kW]
$s_{va,i}$	Incertitude aléatoire sur la correction de la vitesse du vent, par classe [m/s]
s_ω	Écart-type sur la vitesse angulaire [tours/min]
T	Force de poussée du rotor [N]
$T, \Delta T$	Intervalle d'échantillonnage, intervalle d'échantillonnage mesuré [-]

XXX

T_{1min}	Température moyenne mesurée sur 1 min [K]
t	Temps [s]
u	Variable de commande [-]
u_B	Incertitude sur la mesure de la pression atmosphérique, catégorie B [hPa]
$u_{P,i}$	Incertitude sur la mesure de la puissance par classe de vent, catégorie B [kW]
u_T	Incertitude sur la mesure de la température, catégorie B [K]
$u_{c,i}$	Incertitude combinée, par classe [W]
u_d	Signal de commande du DAC attribuable à la perturbation [-]
\mathbf{u}_d	Variable de perturbation [-]
u_i	Incertitude de catégorie B, par classe [W]
$u_{v,i}$	Incertitude sur la mesure de la vitesse du vent classe de vent, catégorie B [m/s]
u_x	Signal de commande du DAC attribuable aux états [-]
v	Vitesse du vent [m/s]
\hat{v}	Vitesse du vent estimée [m/s]
\bar{v}	Vitesse moyenne du vent [m/s]
v_0	Vitesse nominale du vent [m/s]
v_{1min}	Vitesse du vent moyenne mesurée sur 1 min [m/s]
v_a	Vitesse du vent axial [m/s]
v_{arr}	Vitesse du vent d'arrêt de l'éolienne [m/s]
v_{dem}	Vitesse du vent de démarrage de l'éolienne [m/s]
v_i	Vitesse moyenne d'une classe de vent [W]
v_{rel}	Vitesse du vent relatif [m/s]
v_{rot}	Vitesse du vent induite par la rotation [m/s]
y	Variable de sortie [-]
\hat{y}	Variables de sortie estimés [-]

z	Variable discrète [-]
z^{-1}	Délais unitaire [-]
z_0	Hauteur de rugosité du relief [m]
\mathbf{x}	Vecteur d'état [-]
$\hat{\mathbf{x}}$	Vecteur des états estimés [-]
$\bar{\mathbf{x}}$	Prédiction du vecteur des états estimés [-]
α	Angle d'attaque [°]
β	Angle de calage [°]
β_{opt}	Angle de calage optimal [°]
ζ	Ratio d'amortissement [-]
Θ	Variable de sortie de la perturbation [-]
θ_{mot}	Position angulaire du moteur [imp]
θ_p	Angle de calage [°]
λ	Vitesse en bout de pale [-]
λ_{opt}	Vitesse en bout de pale optimal [-]
ρ	Masse volumique [kg/m ³]
ρ_0	Masse de l'air [kg/m ³]
ρ_{1min}	Masse volumique moyenne calculé sur 1 min [kg/m ³]
τ	constante de temps [s]
ω	Vitesse angulaire du rotor [rad/s]
ω_0	Vitesse angulaire nominale [tours/min]
ω_{gen}	Vitesse angulaire du générateur [rad/s]
ω_{max}	Limite maximale de la vitesse angulaire [tours/min]
ω_n	Fréquence naturelle [rad/s]

INTRODUCTION

Une part grandissante de l'électricité québécoise est produite à l'aide d'éoliennes. En 2015, la puissance installée de la province devrait totaliser 4 000 MW répartis en parcs gérés par des sociétés privées (Hydro-Québec, 2014). Ces parcs sont majoritairement composés d'éoliennes d'une puissance dépassant le mégawatt.

Les particuliers aussi peuvent produire de l'électricité à partir du vent. Selon Ressources naturelles Canada (2005), la production éolienne privée est typiquement utilisée pour :

- le chargement des batteries d'équipement isolé ;
- l'alimentation de résidences privées connectées au réseau ;
- l'alimentation de fermes et d'entreprises ;
- l'alimentation des communautés isolées et de la région nord du Canada.

Les petites éoliennes ont une puissance entre 1 et 30 kW (Association canadienne de l'énergie éolienne, 2010). Elles sont adaptées à ces applications en raison de leur faible coût d'acquisition, de leur facilité d'installation et de leurs dimensions (Gipe, 1993). Pour cette raison, la Feuille de route technologique du Canada sur l'énergie éolienne (Farrell et Munro, 2010) recommande d'accélérer le développement des petites éoliennes.

Le Wind Energy Strategic Network (WESNet) est une initiative en ce sens du Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG). Ce réseau d'universités et d'industriels canadiens a notamment pour but de développer des technologies pour optimiser le design des éoliennes pour le climat canadien. L'éolienne de 10 kW a été conçue à l'Université du Nouveau-Brunswick et à l'École de technologie supérieure pour répondre à ce mandat. Elle présente deux technologies novatrices : un système électrique permettant d'optimiser la production et un système de calage variable.

Le système de calage variable est un dispositif électromécanique qui détermine automatiquement la valeur de l'angle de calage des pales, ou, autrement dit, de l'angle avec lequel le vent frappe les pales. Il permet de réguler la production de l'éolienne en dépit des variations de la vitesse du vent. Un tel système est très peu rencontré sur des éoliennes d'une puissance nominale égale ou inférieure à 10 kW. Le calcul du calage est effectué par une stratégie de commande basée sur la mesure de la vitesse angulaire du rotor de l'éolienne. En modifiant la stratégie de commande, il est possible d'influencer l'exploitation d'une éolienne après son installation.

L'éolienne du WESNet a été installée sur le site de l'Institut de l'énergie éolienne du Canada (WEICan) à l'été 2012. Le but du projet présenté est de concevoir deux stratégies de commande pour le système de calage variable de cette éolienne et de déterminer laquelle permet la meilleure production d'énergie en conditions réelles de fonctionnement.

La revue de la littérature utilisée pour répondre à cette problématique est présentée au chapitre 1. Elle traite de sujets variés tels la commande, l'aérodynamique des pales, les stratégies d'exploitation d'une éolienne et la mécanique des vents. Le chapitre 2 apporte quelques précisions à la problématique et détaille la méthodologie du projet. Le chapitre 3 présente l'éolienne. Il montre ses composantes, sa programmation et sa modélisation. Les mesures nécessaires à l'évaluation des performances des stratégies de commande ainsi que le traitement des données sont présentés au chapitre 4. Les chapitres 5 et 6 constituent le cœur du mémoire. Ils présentent les deux stratégies de commande utilisées pour la gestion du système de calage variable : la stratégie proportionnelle intégrale (PI) et la stratégie d'accommodation à la perturbation (DAC). Dans les deux cas, la conception des stratégies à l'aide des modèles linéaire et non linéaire ainsi que leur implantation dans le régulateur de l'éolienne sont présentées. Les deux stratégies ont été testées en fonctionnement pendant environ 1 mois chacune. Un dernier chapitre analyse les données de fonctionnement recueillies et compare leurs performances dans le but d'identifier la stratégie la plus apte à maximiser la production de l'éolienne.

Conventions de présentation

Les conventions typographiques et mathématiques suivantes sont utilisées dans ce mémoire.

- Les termes en anglais sont en caractères *italiques*.
- Les fonctions et les variables de programmations sont en caractères `monochasses`.
- Les matrices sont en caractères mathématiques gras afin de les différencier des scalaires. Ainsi, la même matrice est identifiée **A** si elle est de dimension 2×2 et *A* si elle est de dimension 1×1 . Il en va de même pour les vecteurs.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

La mécatronique est le domaine de l'ingénierie s'intéressant à la conception et à l'application de stratégies de commande. Il est au croisement de la mécanique, de l'électricité et de la commande. En outre, elle demande une compréhension poussée du procédé à commander. La présente revue de littérature traite par conséquent de sujets de natures diverses.

Ce chapitre débute par une définition de la commande et du vocabulaire y étant associé. Une brève revue historique de l'application de celle-ci à l'éolien est ensuite présentée. Une section est spécifiquement dédiée aux petites éoliennes contemporaines, puisqu'elles diffèrent des éoliennes de grande taille traditionnellement décrites dans la littérature. Le cœur de la revue de littérature est constitué d'une section présentant le fonctionnement d'une éolienne, tant au niveau aérodynamique qu'opérationnel. La section sur les stratégies de commande est également centrale dans la mesure où elle présente les outils utilisés pour réaliser la commande ainsi qu'une revue des différentes stratégies utilisées en éolien pour la commande du calage variable. Les deux dernières sections présentent la mécanique des vents ainsi que les normes et les indicateurs de performance spécifiques à l'éolien.

1.1 La commande

La commande est le domaine de l'ingénierie s'appliquant à influencer la réponse d'un procédé afin d'obtenir la performance désirée en fonction d'une consigne (Nise, 2008). Le procédé représente le mécanisme, la réaction chimique ou encore le phénomène physique visé par la commande.

La performance est mesurée sur l'ensemble de la réponse d'un procédé. En régime transitoire, deux principaux critères sont utilisés : le dépassement maximal et le temps de stabilisation. En régime permanent, seule l'erreur statique, qui montre l'écart entre la consigne et la réponse finale du procédé, est employée. Ces critères sont illustrés sur la figure 1.1. La performance

est jugée en fonction de l'objectif de la commande. Celui-ci peut être d'atteindre la consigne le plus rapidement possible. Dans ce cas, un temps de stabilisation court sera le critère le plus important.

La commande est réalisée par un système de commande.

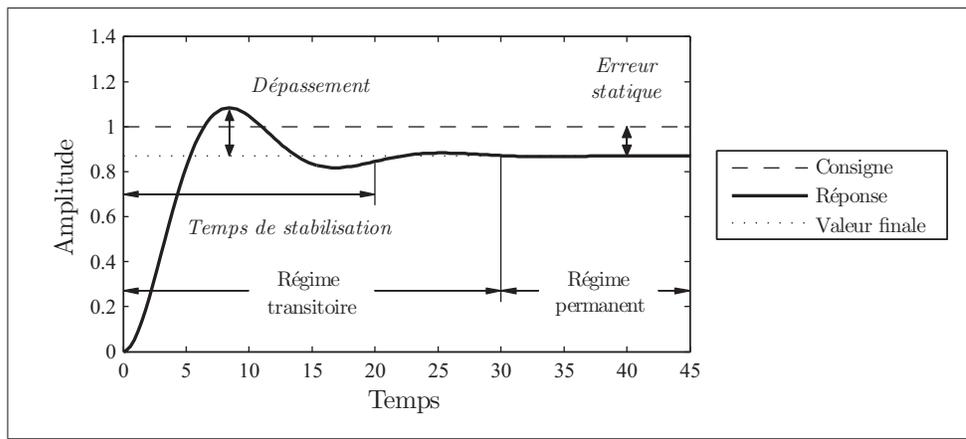


Figure 1.1 Réponse en amplitude d'un système avec identification des régimes et des critères de performance.

1.1.1 Le système de commande

L'agencement d'un régulateur et d'une machine forme un système de commande tel que représenté par le schéma-bloc fonctionnel de la figure 1.2 (Ellis, 2012). Le régulateur utilise une stratégie de commande qui dicte le comportement de l'actionneur selon la consigne à l'aide de lois mathématiques. La stratégie de commande constitue le cerveau du système ; c'est par sa conception que l'ingénieur peut influencer un procédé. Elle est mise en application par l'implantation des lois mathématiques sous forme de lignes de code dans un module de commande.

La machine est constituée du procédé et du capteur. Ce dernier permet la rétroaction. Ainsi, le régulateur agit non pas en fonction de la consigne seule, mais en fonction de la différence entre la consigne et la réponse, aussi appelée erreur. Un tel système opère en boucle fermée

(BF) et possède l'avantage de compenser l'effet des perturbations sur le procédé (Nise, 2008). Par opposition, un procédé sans rétroaction opère en boucle ouverte (BO).

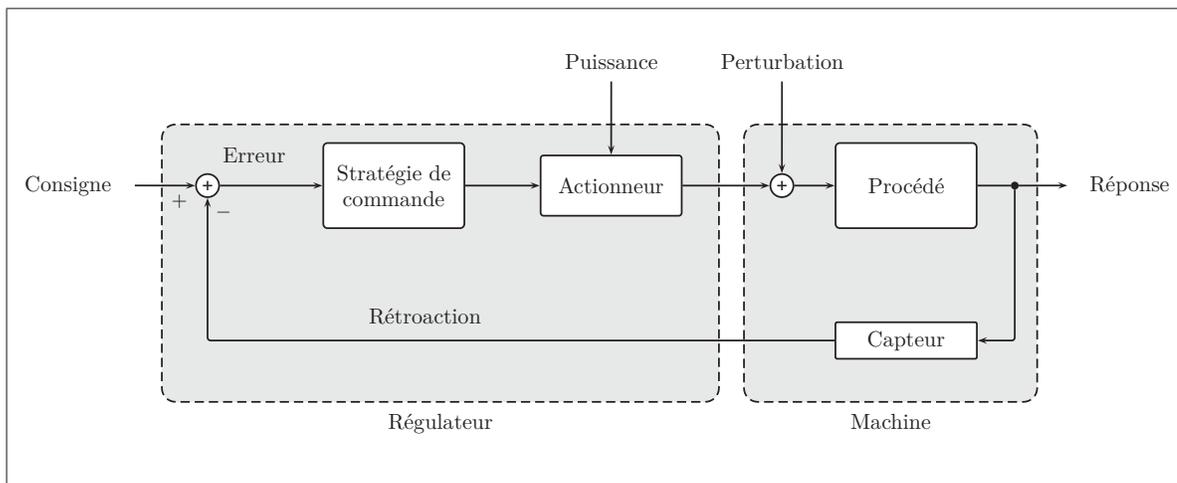


Figure 1.2 Schéma-bloc fonctionnel d'un système de commande avec termes anglais en caractères italiques adapté de Ellis (2012).

Les systèmes de commande du calage variable des éoliennes modernes sont actifs et agissent en boucle fermée, bien qu'il n'en ait pas toujours été ainsi.

1.2 Origine des éoliennes et de leurs systèmes de commande

Les prochains paragraphes présentent brièvement certains ancêtres des éoliennes contemporaines, avec un accent sur les systèmes de commande. Leur présentation permet de comprendre la conception des systèmes de commande actuels.

Les machines présentées sont regroupées en trois familles, selon leurs caractéristiques de fonctionnement, en commençant par les machines archaïques apparues au 7^e siècle. La deuxième famille regroupe les moulins à axe horizontal européens apparus au 12^e siècle ainsi que les moulins américains appelés *fan mills* apparus en 1850. Les machines composant le dernier groupe ont toutes en commun la production d'électricité.

1.2.1 Les machines à vent à axe vertical

Les premiers ancêtres des éoliennes modernes ont vu le jour au Seistan, une province de l'Iran située à la frontière afghane (Hau, 2006). Les moulins perses présentent un rotor à axe vertical composé de panneaux de bois et entouré d'une enceinte permettant de canaliser le vent (figure 1.3a). Ces machines tirent parti de la force de traînée afin de moulinier le grain. D'autres moulins actionnés par la traînée ont également existé à la même époque en Asie pour l'irrigation et le drainage des rizières (figure 1.3b). La conception plus ingénieuse de ces derniers (la figure 1.3c montre l'action des pales sous l'effet du vent) ne les protège cependant pas des dommages causés par le vent. En effet, aucun mécanisme ne permet de limiter la vitesse de rotation. Tout de même, la conception généralement simple et peu coûteuse de cette famille de machines à vent est probablement à l'origine de leur longévité : certains moulins perses étaient encore en exploitation en 1963 (Shepherd, 1990).

1.2.2 Les moulins

Les moulins à axe horizontal ont vu le jour en Europe. Leurs rotors munis de quatre pales en toile ou en bois disposées en croix (figure 1.4) agissent à la manière des voiles d'un bateau afin de générer de la portance (Manwell *et al.*, 2010), ce qui permet un gain d'efficacité considérable en comparaison de leurs prédécesseurs (Hau, 2006).

Mayr (1970) évoque un mécanisme de régulation ayant équipé ce type de moulin. Le baille-blé (figure 1.4b) consiste en un distributeur de grain suspendu dont le déversement est déclenché par le passage d'un relief sur la meule. Une augmentation de la vitesse de rotation de la meule entraîne une plus grande quantité de grain entre les deux pierres. Cette action a pour double effet d'augmenter la production de la meule et d'augmenter la charge sur l'arbre du rotor, le ralentissant ainsi. La régulation de vitesse fut perfectionnée en 1787 par Thomas Mead avec l'invention du régulateur à boules. Pour modifier la charge au rotor, le *lift-tenter* (figure 1.4c) ajuste l'espacement entre les pierres de la meule à l'aide d'une chaîne reliée aux deux masses

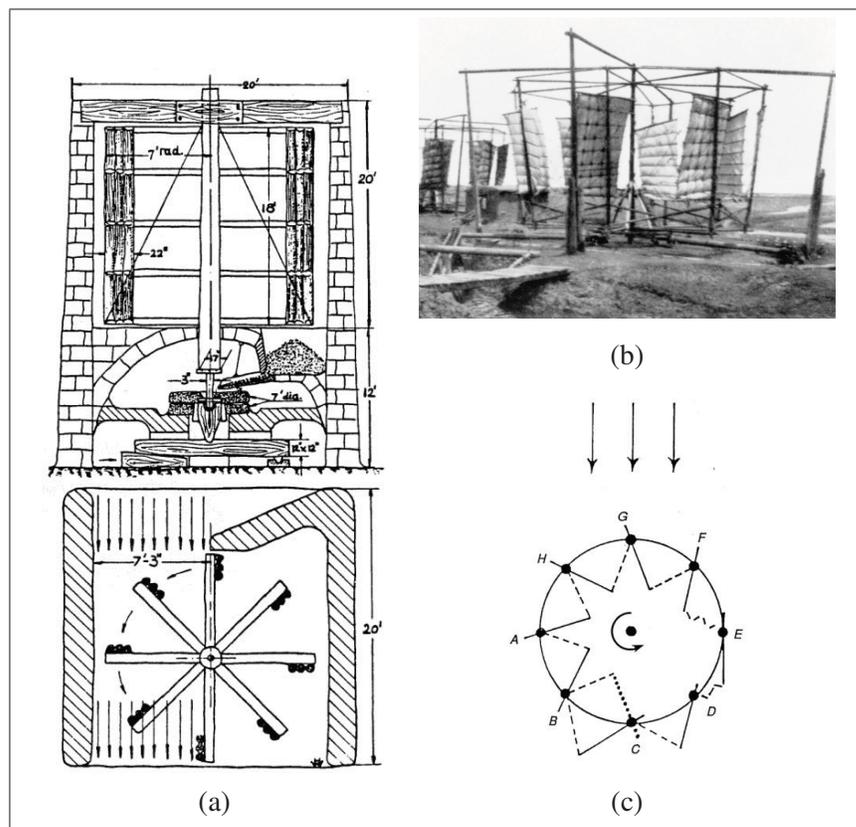


Figure 1.3 Les machines à vents archaïques : (a) schéma et vue de coupe d'un moulin perse tirés de Shepherd (1990, p.8), (b) photographie d'un moulin à eau chinois tirée de Hau (2006, p.3), (c) schéma de fonctionnement d'un moulin à eau chinois tiré de Shepherd (1990, p.10) ; les traits pleins représentent les pales et les traits pointillés représentent des liens souples retenant les pales.

excentriques du régulateur tournant avec l'arbre principal et s'élevant sous l'effet de la force centrifuge.

Un second type de système de commande permet de réguler la vitesse de rotation des moulins, mais en agissant cette fois sur la surface de la voilure de manière à modifier la force générée par le rotor. Mead en 1787 et Stephen Hopper en 1789 proposèrent des mécanismes utilisant un pendule centrifuge afin d'enrouler et de dérouler automatiquement la toile sur les pales (figure 1.4d). Ces dispositifs mécaniquement très complexes furent supplantés en utilisation par la voilure à jalousie de l'écosais Andrew Meikle (Mayr, 1970; Hau, 2006). Celle-ci consiste à

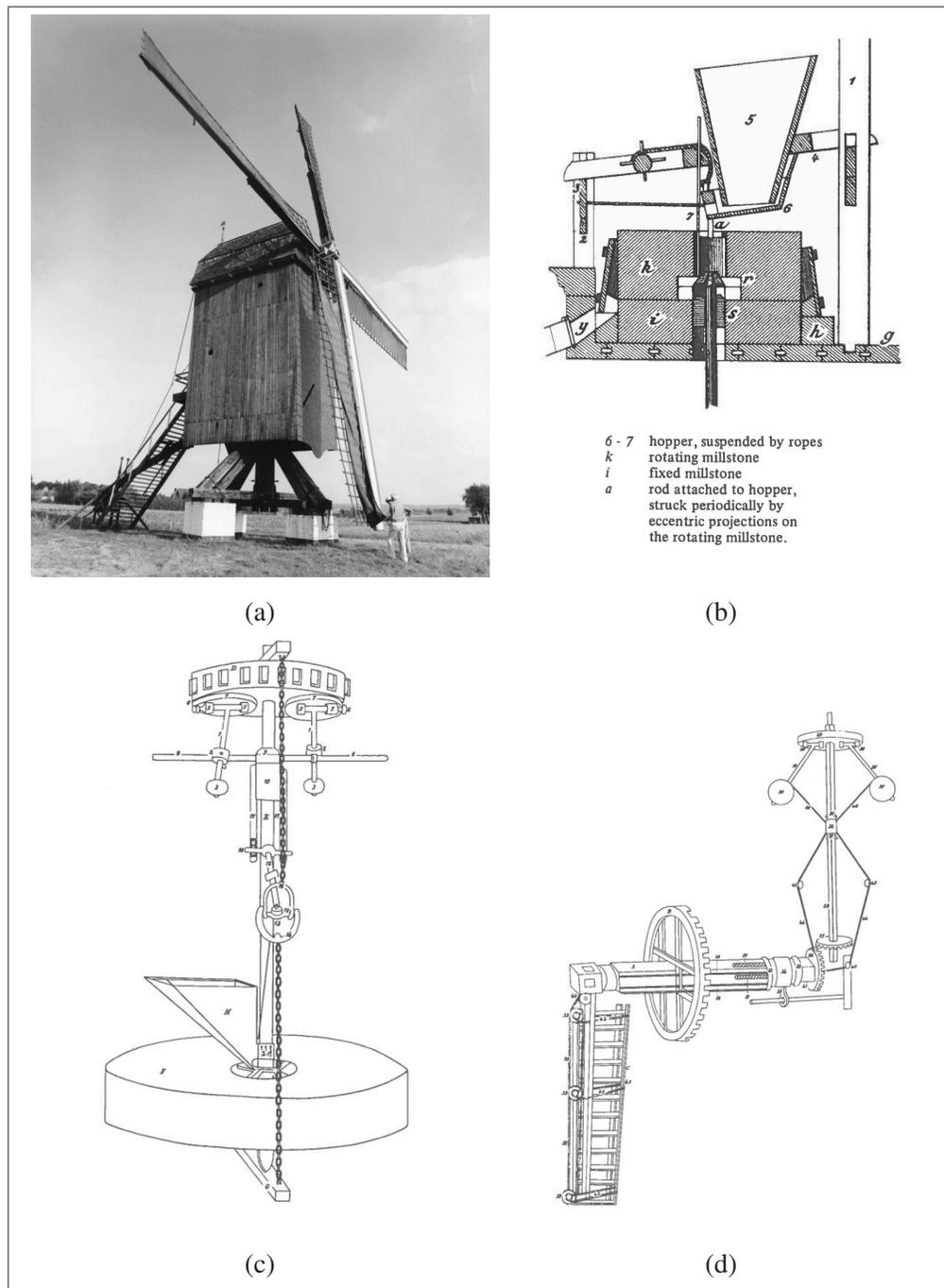


Figure 1.4 Les moulins : (a) photographie d'un moulin chandelier allemand tirée de Hau (2006), (b) schéma du baille-blé avec annotations de fonctionnement tiré de Mayr (1970, p.91), (c) schéma du *lift-tenter* de Mead tiré de Mayr (1970, p.101), (d) schéma de l'enrouleur-dérouleur de Mead tiré de Mayr (1970, p.104).

diviser la pale en de multiples volets qui sont maintenus fermés par la force d'un ressort situé près du moyeu du rotor. Lorsque la pression du vent sur les pales devient équivalente à la force du ressort, les volets ouvrent et diminuent la surface de la voilure.

Ces deux types de systèmes de commande montrent les deux actions qui permettent d'influencer la vitesse angulaire d'un rotor. Dans le premier cas, les dispositifs comme le baille-blé modifient le couple résistif sur l'arbre du rotor. Dans le second, la voilure à jalousie et les mécanismes comparables modifient le couple aérodynamique produit par le vent sur le rotor. Un déséquilibre entre ces deux couples entraîne inévitablement une accélération ou une décélération du rotor. La formule 1.1 exprime cette relation, où $\dot{\omega}$ représente l'accélération angulaire du rotor, J_{tot} l'inertie combinée du rotor et des pièces en rotation, Q le couple aérodynamique et Q_{res} le couple résistif.

$$\dot{\omega}J_{tot} = Q - Q_{res} \quad (1.1)$$

1.2.3 Les générateurs d'électricité

Les premières éoliennes alliant génération d'électricité et pales profilées semblables à celles utilisées aujourd'hui sont apparues dans les années 30 et 40 du 20^e siècle. De nouveaux types de systèmes de commande issus de l'aéronautique ont été adaptés aux éoliennes afin de réguler la vitesse et la puissance de leur rotor. Entre autres, la machine de 50 kW de la compagnie F.L. Smidth utilise des aérofreins détruisant la portance des pales en cas de survitesse afin de ralentir le rotor. L'éolienne russe WIME D-30 de 100 kW, elle, emploie des volets modifiant les caractéristiques aérodynamiques des pales afin de réguler la puissance produite. Ceux-ci sont visibles sur la figure 1.5a. Cette idée est reprise de manière plus efficace par l'éolienne Smith-Putnam (figure 1.5b) : au lieu de modifier les propriétés du profil aérodynamique, seule l'incidence du vent est modifiée grâce à un système de calage variable hydraulique faisant pivoter la pale autour de son axe longitudinal (Hau, 2006). Ce type de système de commande est encore utilisé aujourd'hui et équipe l'éolienne à l'étude dans ce mémoire.

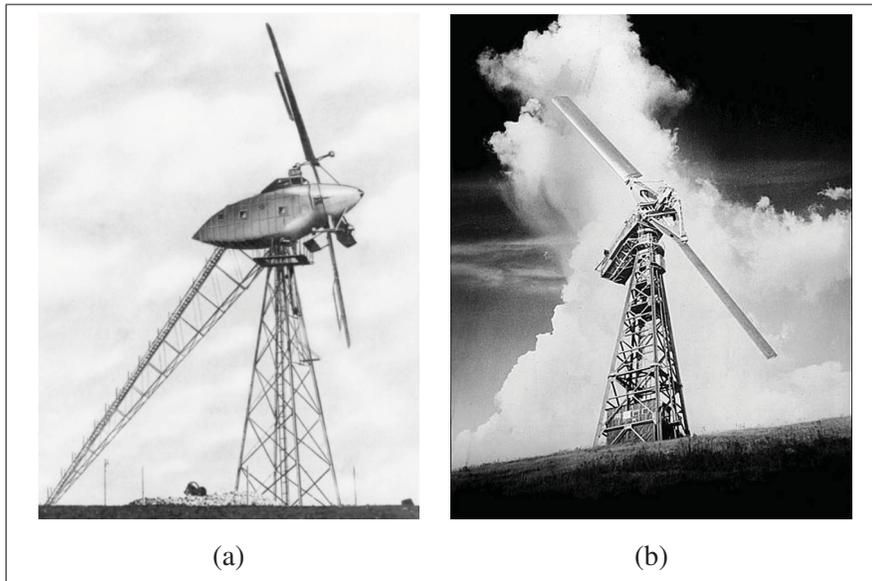


Figure 1.5 Les premières éoliennes : (a) photographie de l'éolienne WIME D-30 de 100 kW et de 30 m de diamètre avec les volets aérodynamiques visibles, tirée de Hau (2006, p.32), (b) photographie de l'éolienne Smith-Putnam de 1.25 MW et de 53,3 m de diamètre tirée de Gipe (2011).

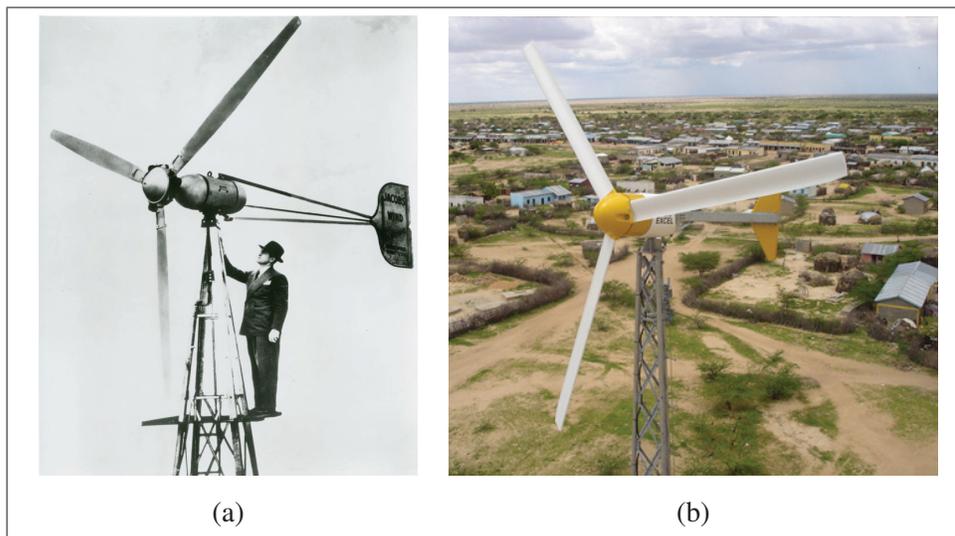


Figure 1.6 Les petites éoliennes : (a) photographie de Marcellus Jacobs et d'un *Wind Charger* de 2,5 kW de 4.24 m de diamètre en 1940 tirée de Jacobs Wind Electric co. (2011), (b) photographie de l'éolienne *Excel 10kW* d'une puissance nominale de 8.9 kW et de 7 m de diamètre tirée de Bergey Wind Power co. (2012).

L'éolienne Smith-Putnam a aussi contourné de manière fort simple le problème de l'orientation du rotor. En plaçant ce dernier sous le vent, c'est-à-dire en aval du point de pivot de la nacelle avec la tour, Putnam a éliminé le besoin de système de commande à ce niveau (Righter, 1996).

Il est pertinent, en terminant, de mentionner les éoliennes *Windchargers* des frères Marcellus et Joseph Jacobs, dont un exemple est montré sur la figure 1.6a. Ces petites machines produites dès 1920 dans des variantes allant de 1,8 à 3 kW ont introduit le rotor à trois pales (Manwell *et al.*, 2010). En plus de connaître un grand succès commercial, ces éoliennes ont acquis une réputation de très grande fiabilité, ce qui en fait un exemple à suivre pour les petites éoliennes contemporaines.

1.3 Les petites éoliennes contemporaines

Selon la Commission électrotechnique internationale (IEC), la dénomination petite éolienne s'applique à une machine présentant surface de rotor de moins de 200 m², ce qui correspond à un rayon de 16 m et à une production d'environ 50 kW (International Electrotechnical Commission, 2005). Au Canada, une petite éolienne possède une puissance entre 1 et 30 kW (Association canadienne de l'énergie éolienne, 2010). Une éolienne de dimension inférieure est qualifiée de mini éolienne.

La composition de la majorité des petites éoliennes actuelles ressemble beaucoup à celle des éoliennes du milieu du 20^e siècle. La figure 1.6 comparant un *Windchargers* de la Jacobs Wind Electric co. et l'éolienne *Excel 10kW* de la compagnie Bergey Wind Power en fait foi. Une revue des caractéristiques des éoliennes modernes est présentée à la section suivante. Les systèmes de génération sont abordés par la suite puisqu'ils ont une influence sur l'opération d'une éolienne.

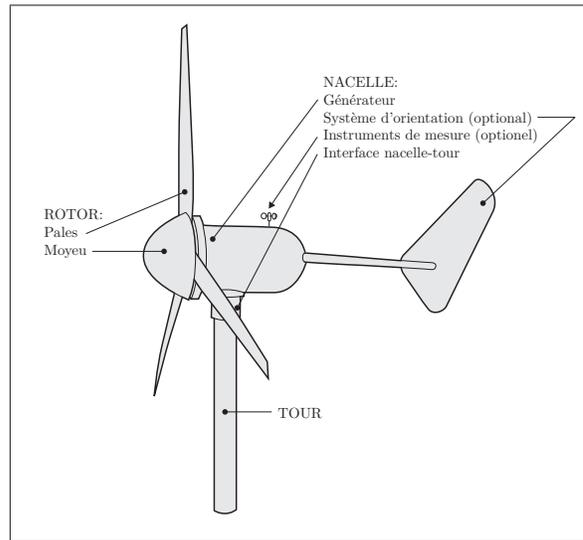


Figure 1.7 Les trois parties d'une éolienne avec leurs principales composantes.

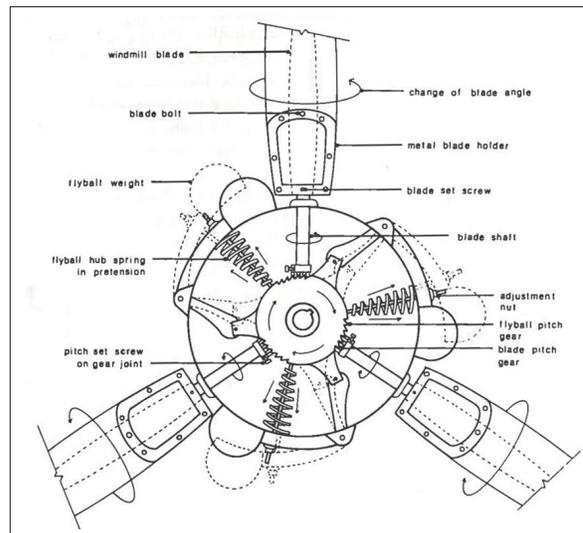


Figure 1.8 Diagramme de fonctionnement du mécanisme de calage variable passif d'un *Windcharger* de la compagnie Jacobs Wind Electric co. avec annotations en anglais. Le calage des pales est causé par le déplacement des masses s'éloignant de l'axe de rotation sous l'effet de la vitesse angulaire du rotor et de la force des ressorts d'ajustement. Tiré de Gipe (1993).

1.3.1 Constituants des petites éoliennes

Les trois parties principales d'une petite éolienne sont le rotor, la nacelle et la tour comme montré par la figure 1.7. La nacelle est la partie supérieure de l'éolienne faisant le lien entre la tour et le rotor. Elle abrite de l'équipement électrique dont le générateur et peut inclure un système d'orientation en lacet (actif ou passif), divers capteurs, des instruments de mesure (tel un anémomètre), le système de commande de l'angle de calage, un réducteur de vitesse et un frein. Le rotor regroupe : les pales, le moyeu et un arbre de transmission.

La présence d'un élément dépend des choix effectués lors de la conception de l'éolienne. Le tableau 1.1 présente une liste de choix technologiques influençant la constitution d'une éolienne accompagnée d'exemples d'éoliennes commerciales présentant ces caractéristiques.

L'utilisation des systèmes de commande est généralisée chez les petites éoliennes. Quelques-unes utilisent maintenant la commande active du lacet, même si la plupart utilisent un panneau girouette ou opèrent sous le vent. Pour limiter la vitesse de rotation, quelques-unes utilisent le concept du lacet automatique (qui consiste à faire pivoter le rotor hors du vent lorsque sa vitesse de rotation devient trop grande à la manière des *fanmills* américains) ou encore le décrochage aérodynamique des pales (Burton *et al.*, 2001). L'utilisation du calage variable actif est répandue pour les éoliennes de plus de 100 kW, mais reste peu fréquente pour les petites éoliennes. Quelques fabricants de petites éoliennes utilisent un calage variable passif, donc purement mécanique (voir figure 1.8), mais la plupart jugent que ces systèmes sont coûteux et demandent trop d'entretien (Gipe, 1993).

Tableau 1.1 Liste de choix technologiques et de leur impact sur la constitution d'une petite éolienne avec des exemples de machines commerciales présentant ces caractéristiques. Elle ne présente que les configurations les plus fréquemment rencontrées.

Éléments stratégiques	Choix et sous-choix technologiques			Composantes rattachées	Éoliennes commerciales présentant ces caractéristiques		
	Face au vent	Passif	Actif		Nom	Puissance nominale (kW)	Diamètre du rotor (m)
Orientation du rotor	Face au vent	Passif	Actif	Panneau girouette	Bergy Excel 10kW	10	7
	Sous le vent			Système de commande du lacet, frein, girouette	Éocyle EO-25/12	25	12,6
Système de génération d'électricité	Opération à vitesse variable			Générateur synchrone à aimants permanents et inverseur	Southwest Wind Power Skystream 3.7	2,4	3,72
	Opération à vitesse fixe			Générateur asynchrone et réducteur de vitesse	Phono Wind W-5.0	5	5
Pales	Nombre de pales			Pales à section constante	Endurance S-343	5	6,37
				Pales à section variable	Bergy Excel 10kW	10	7
Limitation de la vitesse de rotation	Décrochage des pales			Pales à profil balayé	Kestrel e160i (5 pales)	0,6	1,6
				Couplage vitesse du vent/angle de calage	Southwest Wind Power Skystream 3.7	2,4	3,72
				Passif	Bergy Excel 10kW	10	7
Méthode d'arrêt d'urgence	Actif			Inertie, ressorts, etc...	Windspot 7,5kW	7,5	6,3
				Système de commande du calage variable	Tozzi Nord TN535	10	13,2
				Frein aérodynamique	AOC 15/50	50	15
Méthode d'arrêt d'urgence	Actif			Nacelle avec pivot décentré ou ressorts	Montanari Energy m'2500	3	3,2
				Calage des pales jusqu'au drapeau	Tozzi Nord TN535	10	13,2
				Blocage de l'arbre du rotor	Endurance S-343	5	6,37

1.3.2 Système de génération

Le passage du courant continu (CC) au courant alternatif (CA) constitue un changement important du dernier demi-siècle en éolien. Les *Windchargers* étaient équipés de générateur CC alimentant une batterie ou des charges acceptant une électricité de puissance inconstante, comme une pompe par exemple (Gipe, 1993). Les générateurs CA utilisés aujourd'hui sont généralement plus petits pour une même puissance que leurs équivalents CC et peuvent être connectés directement au réseau de distribution. L'éolienne Endurance S-343 de 5 kW présente une configuration électrique typique à vitesse fixe. Elle est équipée d'un générateur asynchrone CA (aussi appelé générateur à induction) sans inverseur. Pour qu'un tel générateur produise de l'électricité, sa vitesse de rotation doit être supérieure à sa vitesse synchrone, faute de quoi il opère en mode moteur et consomme de l'électricité. Sa vitesse de rotation maximale ne peut dépasser la vitesse synchrone que par un faible pourcentage appelé glissement. La vitesse angulaire d'une éolienne est donc quasi constante pour toutes les vitesses de vent. La vitesse synchrone est fixée par la fréquence du réseau de distribution et par la configuration du bobinage du générateur (Wildi et Sybille, 2005). Elle est en général aux environs de 1800 tours/min. Un réducteur de vitesse est par conséquent requis afin d'augmenter la vitesse du rotor, comme l'indique la figure 1.9b.

Un inverseur est un appareil électronique permettant au générateur de tourner à vitesse variable. Comme montré par la figure 1.9a, l'inverseur est l'intermédiaire permettant de désynchroniser les fréquences du réseau et du générateur ainsi que d'ajuster la charge de ce dernier. Cette dernière action a pour effet de modifier le couple absorbé par le générateur de manière à commander la puissance produite. Un inverseur est la plupart du temps utilisé avec un générateur synchrone (Wood, 2011) pouvant opérer sans réducteur de vitesse. Bien que le générateur synchrone soit plus coûteux que le générateur à induction, cette configuration est plus efficace et plus fiable que l'alternative à vitesse fixe (Bang *et al.*, 2008).

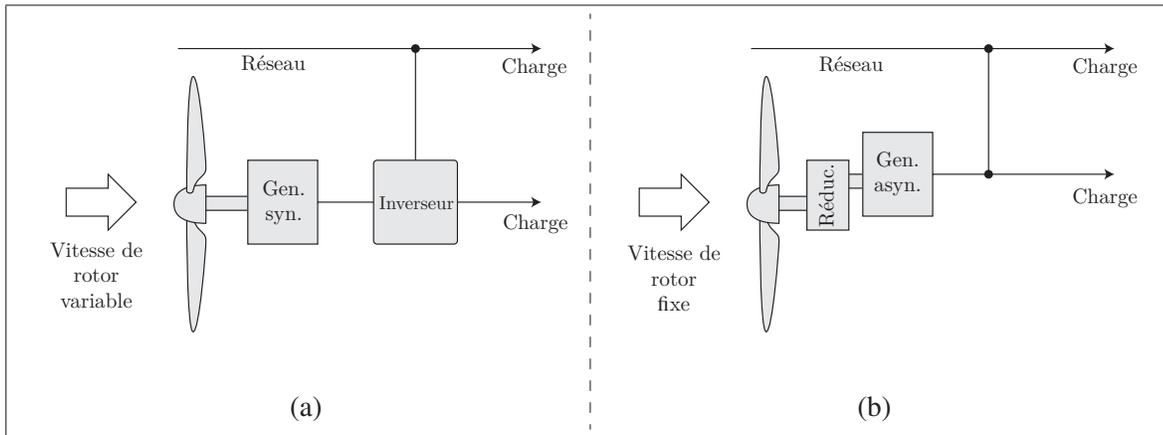


Figure 1.9 Principales configurations du système de génération électrique d'une petite éolienne : (a) configuration pour opération à vitesse variable avec générateur synchrone (souvent à aimants permanents) et inverseur, (b) configuration pour opération à vitesse fixe avec générateur asynchrone (souvent à cage d'écureuil) et réducteur de vitesse. Adapté de Gipe (1993).

1.4 Exploitation d'une éolienne

La force du vent est convertie en puissance mécanique au rotor par des phénomènes aérodynamiques. Ceux-ci sont présentés en première partie de cette section. Le développement des équations est tiré des livres de Manwell *et al.* (2010) et de Hansen (2008). Les graphiques présentés sont basés sur les caractéristiques de l'éolienne du WESNet.

La deuxième partie traite des stratégies d'exploitation de l'éolienne. Les différentes utilisations de l'aérodynamique et du système de génération d'électricité visant à réguler et à optimiser la production de l'éolienne y sont expliquées.

1.4.1 Aérodynamique

Il est possible de quantifier la puissance disponible dans le vent à l'aide des définitions du débit massique et de l'énergie cinétique. En effet, le vent est le résultat du déplacement d'une masse d'air m de densité ρ à une vitesse v . La quantité de masse traversant un disque d'aire A en une période de temps donnée s'exprime à l'aide de l'équation 1.2.

$$\frac{dm}{dt} = \rho Av \quad (1.2)$$

$$E_{c,v} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.3)$$

L'énergie cinétique $E_{c,v}$ d'une masse de vent est proportionnelle à sa vitesse v élevée au carré (équation 1.3). La puissance disponible dans le vent P_v est, quant à elle, la quantité d'énergie cinétique $E_{c,v}$ fournie par unité de temps. En combinant les équations 1.2 et 1.3, on obtient :

$$P_v = \frac{dE_{c,v}}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 = \frac{1}{2} \rho Av^3 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 \quad (1.4)$$

L'équation 1.4 montre que la puissance varie en fonction de la vitesse du vent élevée au cube.

Le coefficient de puissance C_P exprime l'efficacité de la conversion de puissance au rotor. Il est le résultat de la division de la puissance mécanique P_m par P_v (équation 1.5). En pratique, il est impossible d'extirper toute la puissance contenue dans le vent, car ceci aurait pour effet d'immobiliser complètement la masse d'air tout juste derrière le rotor. Pour cette raison, la limite théorique de C_P , appelée limite de Betz, est de $16/27$ ou 0,593. Elle est obtenue à l'aide de la théorie de la quantité de mouvement (*momentum theory*), qui décrit la relation entre la vitesse du vent en amont et en aval du rotor. La figure 1.10 montre la puissance P_v ainsi que la puissance maximale exploitable selon la limite de Betz. En considérant le rendement des divers systèmes des éoliennes, ces dernière opèrent à des valeurs de C_P inférieures à 0,5.

$$C_P = \frac{P_m}{P_v} = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3} \quad (1.5)$$

La puissance mécanique d'une éolienne peut également être exprimée par la relation 1.6 où ω est la vitesse angulaire du rotor.

$$P_m = Q\omega \quad (1.6)$$

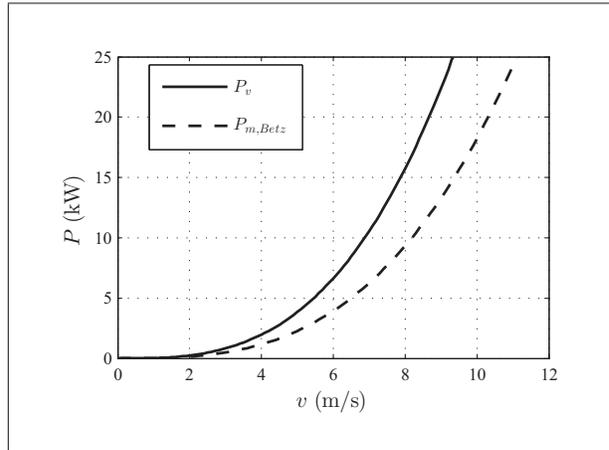


Figure 1.10 Puissance totale du vent et puissance mécanique maximale exploitable selon la limite de Betz pour l'éolienne du WESNet ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ et $R = 4.04 \text{ m}$).

Le couple Q est le produit des forces aérodynamiques de portance L et de traînée D causée par le vent circulant de part et d'autre d'un profil aérodynamique. La théorie de l'élément de pale (*blade element theory* ou BEM) permet de calculer ces forces sur de petites sections d'une pale appelées éléments (figure 1.11a). Le couple Q et la poussée T résultent de la somme des forces de tous les éléments. Cette théorie se base sur deux hypothèses :

- les forces par unité de longueur dL et dD sont déterminées uniquement par les coefficients aérodynamiques des profils des éléments ;
- il n'y a pas d'interaction aérodynamique entre les éléments.

Les équations 1.7 permettent de trouver les forces par unité de longueur dL et dD à partir des coefficients de portance C_l et de traînée C_d . Ces derniers sont déterminés par le profil aérodynamique d'un élément. Ils varient en fonction de l'angle d'incidence du vent relatif v_{rel} , aussi appelé angle d'attaque et identifié α . Leurs valeurs sont précalculées pour chaque profil (figure 1.12). La variable c est la corde, c'est-à-dire la distance entre les bords d'attaque et de fuite du profil. La portance dL est toujours perpendiculaire à v_{rel} alors que la traînée dD y est

toujours parallèle (figure 1.11b). Tel que montré sur la figure 1.11b, une variation de l'angle de calage de la pale β cause une modification de α entraînant un changement de C_l et de C_d .

$$dL = \frac{1}{2} \rho v^2 C_l dr \quad (1.7a)$$

$$dD = \frac{1}{2} \rho v^2 C_d dr \quad (1.7b)$$

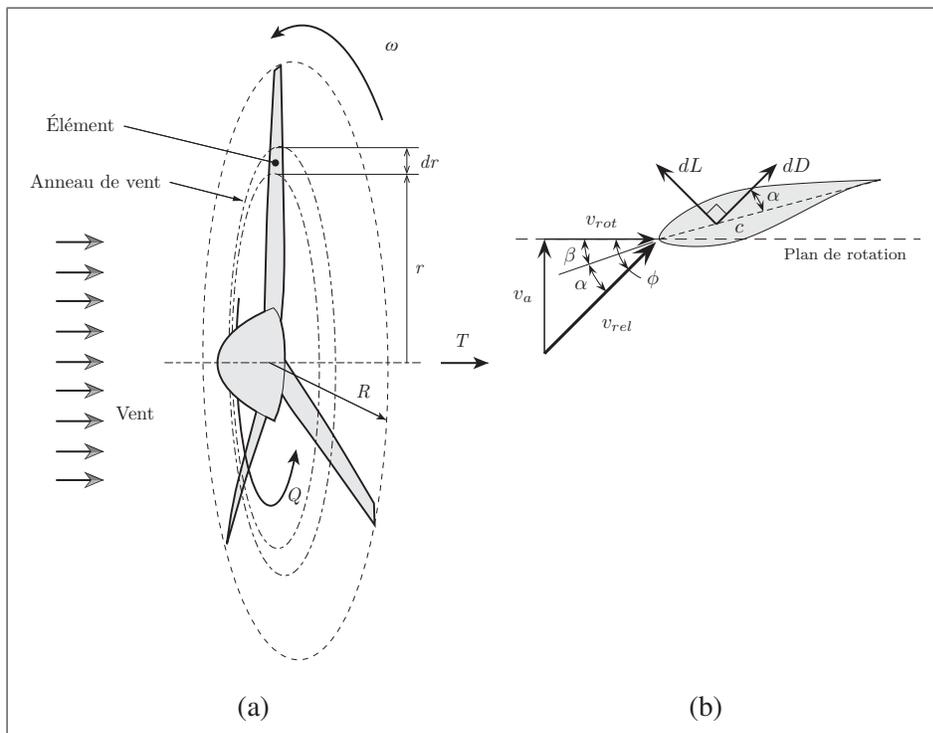


Figure 1.11 La théorie de l'élément de pale : (a) représentation d'un rotor avec illustration d'un élément et représentation du couple Q et de la poussée T , (b) détail d'un élément avec identification des variables et des principales forces aérodynamiques.

L'angle ϕ d'arrivée du vent relatif v_{rel} ainsi que sa vitesse dépendent de la vitesse axiale du vent atmosphérique v et de la vitesse linéaire d'un point de la pale $r\omega$. Or, la vitesse axiale du vent à la pale v_a et la vitesse radiale v_{rot} (équation 1.8a) sont utilisées pour calculer v_{rel} . Les coefficients d'induction axiale a et tangentielle a' permettent de tenir compte du ralentissement

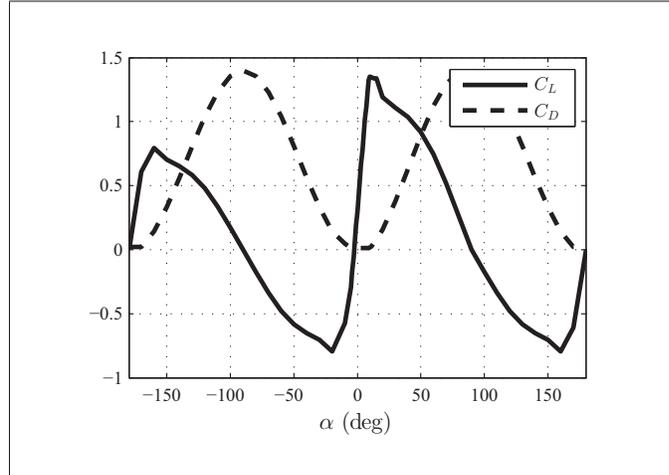


Figure 1.12 Graphique des coefficients de portance C_L et de traînée C_D en fonction de l'angle d'attaque α pour le profil profil DU-00-W-212.

de l'air traversant le rotor et de l'effet de la rotation de l'air dans son sillage. La valeur de ces deux coefficients est calculée à l'aide de la BEM. Q , T et P_m sont obtenus une fois a et a' définis pour tous les éléments.

$$v_a = v(1 - a) \quad (1.8a)$$

$$v_{rot} = r\omega(1 + a') \quad (1.8b)$$

$$v_{rel}^2 = v_a^2 + v_{rot}^2 \quad (1.8c)$$

Par conséquent, trois facteurs peuvent avoir un impact sur le C_P d'une éolienne : la vitesse du vent v , la vitesse angulaire du rotor ω et l'angle de calage β ¹. La puissance mécanique P_m peut être exprimée par l'équation 1.9.

1. Dans la littérature, l'angle de calage de la pale est souvent identifié $\theta_{p,0}$ alors que l'angle de vrille local est identifié θ_p . Dans cette explication, un angle de vrille nul est considéré et β est utilisé pour l'angle de calage de la pale.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_P(v, \omega, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_P(\lambda, \beta) \quad (1.9)$$

L'introduction de la vitesse en bout de pale λ permet de lier v et ω en une seule variable sans unité :

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (1.10)$$

Cette relation entre la vitesse tangentielle du bout de pale et la vitesse axiale du vent apparaît fréquemment dans les calculs aérodynamiques d'éoliennes. La figure 1.13a montre la cartographie de C_P en fonction de λ et de β . Elle permet d'effectuer deux constats. Premièrement, le coefficient de puissance optimal est atteint à une seule valeur de λ identifiée λ_{opt} . Ceci signifie que ω doit toujours être proportionnel à v afin de tirer la puissance maximale du vent. La figure 1.13a confirme qu'une valeur de $\lambda_{opt} = 8$ permet d'obtenir le C_P optimal pour l'éolienne du WESNet. Deuxièmement, le coefficient de puissance maximal est atteint à une seule valeur de β identifiée β_{opt} et une augmentation de β entraîne une baisse de C_P ou, autrement dit, de l'efficacité de l'éolienne (figure 1.14c).

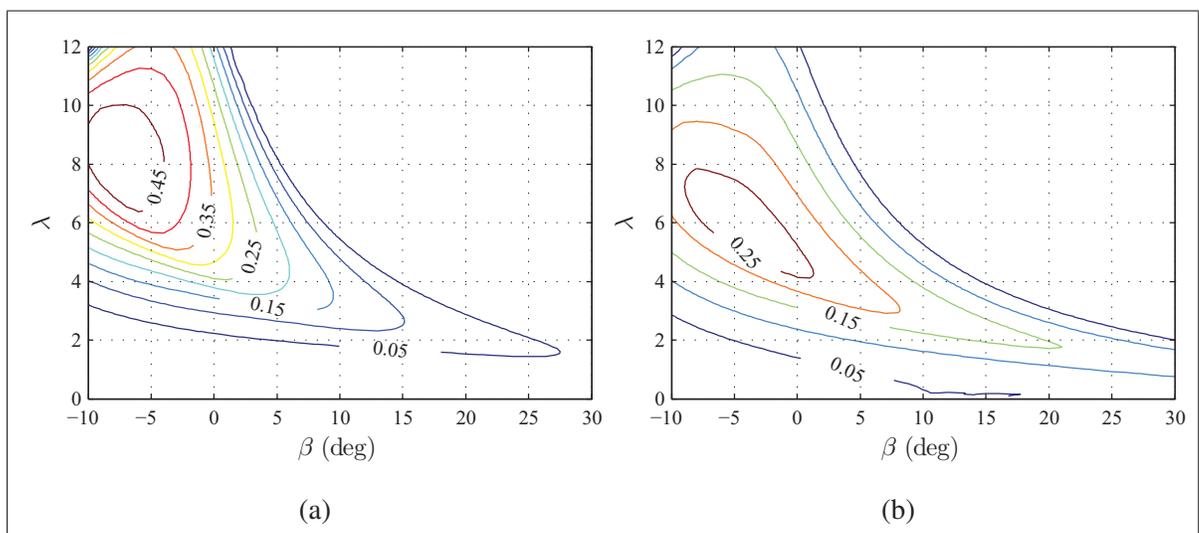


Figure 1.13 Tracé de contours en fonction de β et de λ pour l'éolienne du WESNet avec $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ et $R = 4.04 \text{ m}$ pour : (a) C_P et (b) C_Q .

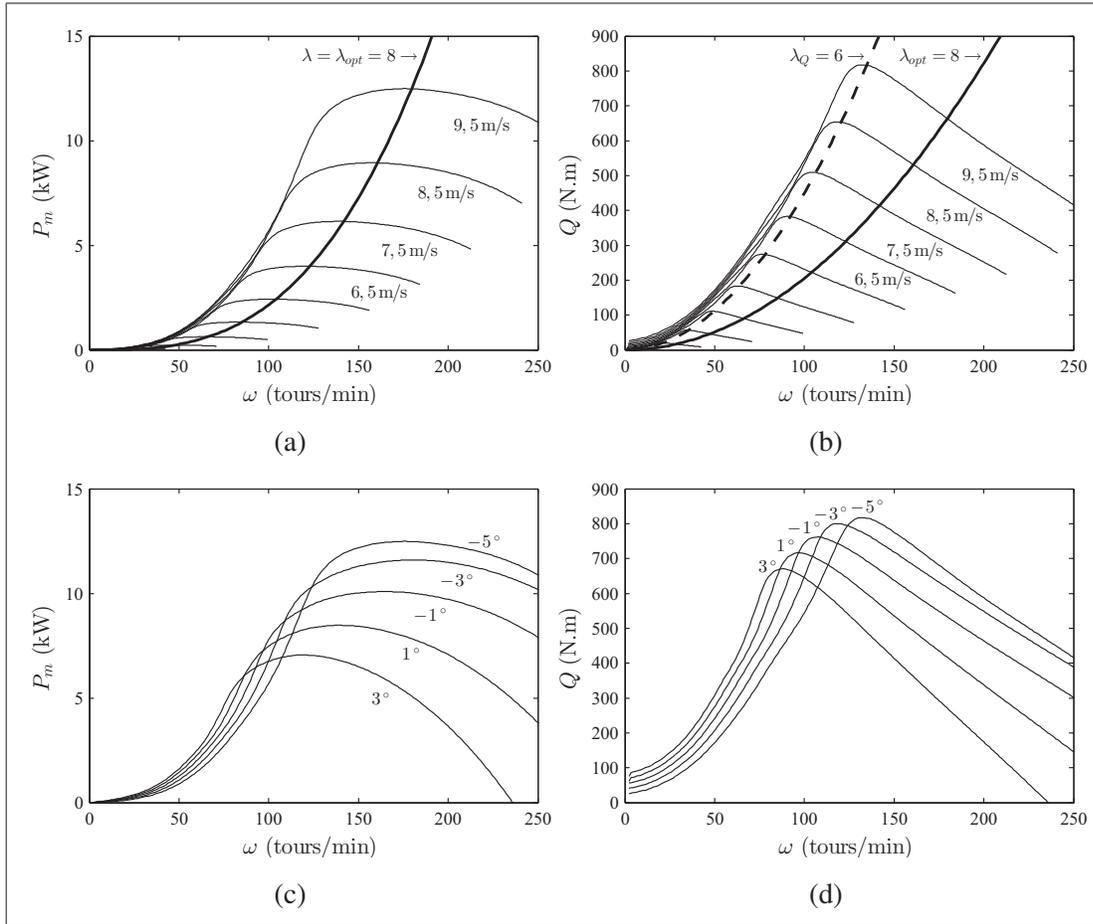


Figure 1.14 P_m et Q en fonction de la vitesse de rotation ω pour l'éolienne du WESNet avec $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ et $R = 4.04 \text{ m}$: (a) P_m selon la vitesse du vent v pour $\beta = 5^\circ$, (b) Q selon v pour $\beta = 5^\circ$, (c) P_m selon β pour $v = 9,5 \text{ m/s}$, (d) Q selon β pour $v = 9,5 \text{ m/s}$.

Une réorganisation de l'équation 1.6 met en évidence que le couple Q est également fonction de λ et de β (équation 1.11), et qu'il est proportionnel à la vitesse axiale du vent élevée au carré.

$$Q = \frac{P_m}{\omega} = \frac{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_P(v, \omega, \beta)}{\omega}$$

$$Q = \frac{\frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_P(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (1.11)$$

Le coefficient de couple C_Q est défini par l'équation 1.12 et permet d'écrire une équation pour Q sous la même forme que 1.9.

$$C_Q = \frac{C_P(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (1.12)$$

$$Q = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_Q(\lambda, \beta) \quad (1.13)$$

La figure 1.14b montre que le couple maximal pour toute vitesse de vent n'est pas obtenu à λ_{opt} , mais bien à une valeur inférieure λ_Q comme démontré par le tracé de contour 1.13b. La figure 1.14d montre l'influence de l'angle de calage β sur le couple Q : une augmentation de β entraîne une diminution du couple maximal pouvant être extrait du vent. Ces notions sont utilisées pour optimiser l'exploitation d'une éolienne.

1.4.2 Stratégies d'exploitation d'une éolienne

La figure 1.15 montre la courbe de puissance théorique permettant de maximiser la production d'une éolienne. Elle peut être divisée en 4 régions d'exploitation. Pour des vents très faibles (région 1) ou très puissants (région 4), l'éolienne est à l'arrêt, car les frais d'exploitation sont supérieurs aux bénéfiques potentiels. De plus, ces vents ne représentent qu'une petite fraction de la puissance exploitable en raison de leur faible fréquence annuelle (Bianchi *et al.*, 2007).

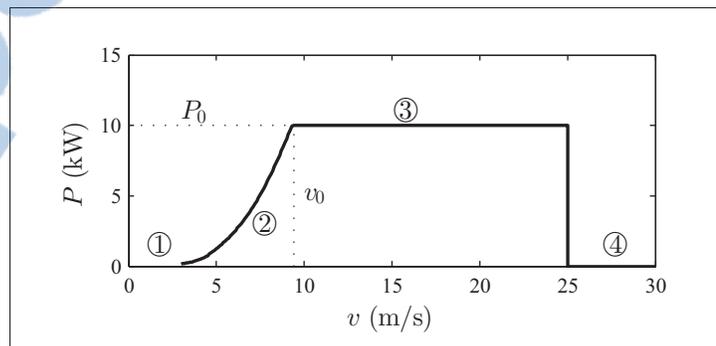


Figure 1.15 Courbe de puissance théorique idéale d'une éolienne. Les régions d'opération sont identifiées par les chiffres encadrés.

De manière générale, les éoliennes sont en production à partir de la vitesse de démarrage $v_{dem} = 3 \text{ m/s}$ jusqu'à la vitesse d'arrêt $v_{arr} = 25 \text{ m/s}$. En région 2, la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale v_0 . Celle-ci correspond au vent minimal permettant d'atteindre la puissance nominale P_0 . La puissance produite y est maximisée au gré de l'augmentation de la vitesse du vent. Ceci demande une vitesse en bout de pale λ_{opt} constante, comme expliqué en section 1.4.1. En région 3, les vents sont supérieurs à v_0 . La puissance produite doit être maintenue à P_0 afin de limiter les charges mécaniques subies par les composantes de l'éolienne. Dans cette région, le rendement doit donc diminuer.

La capacité d'atteindre la courbe de puissance idéale de la figure 1.15 est fonction de la stratégie d'exploitation de l'éolienne. Le choix de celle-ci s'effectue lors de la conception de l'éolienne (Pao et Johnson, 2009). À titre d'exemple, une éolienne possédant un générateur asynchrone relié directement au réseau ne pourra opérer à vitesse variable comme expliqué en section 1.3. Selon Bianchi *et al.* (2007), il existe 4 familles de stratégies d'exploitation :

- exploitation à vitesse fixe et calage fixe (VF-CF) ;
- exploitation à vitesse variable et calage fixe (VV-CF) ;
- exploitation à vitesse fixe et calage variable (VF-CV) ;
- exploitation à vitesse variable et calage variable (VV-CV).

L'exécution de ces stratégies requiert l'utilisation de systèmes de commande. Ceux-ci peuvent avoir un effet sur la puissance de l'éolienne en agissant sur le couple aérodynamique Q , sur le couple du générateur Q_{gen} ou encore sur la vitesse angulaire ω . En effet, la puissance au rotor est le résultat de l'action du couple aérodynamique Q et de la vitesse angulaire ω (équation 1.6), alors que les modifications de la vitesse angulaire sont dues à un déséquilibre entre le couple aérodynamique Q et le couple du générateur Q_{gen} comme le prouve l'équation 1.14 qui est une reformulation de l'équation 1.1.

$$\dot{\omega} J_{tot} = Q - Q_{gen} \quad (1.14)$$

Le fonctionnement de chacune des familles de stratégies d'exploitation est expliqué dans les sections suivantes. Celui de la famille VF-CV ne sera pas décrit parce qu'il est très peu utilisé.

1.4.2.1 Exploitation à vitesse fixe et calage fixe (VF-CF)

L'exploitation à vitesse fixe et calage fixe est utilisée par beaucoup de petites éoliennes. L'utilisation d'un générateur de type asynchrone peu coûteux sans inverseur et l'absence de mécanique complexe pour le calage des pales en font un choix économique (Manwell *et al.*, 2010).

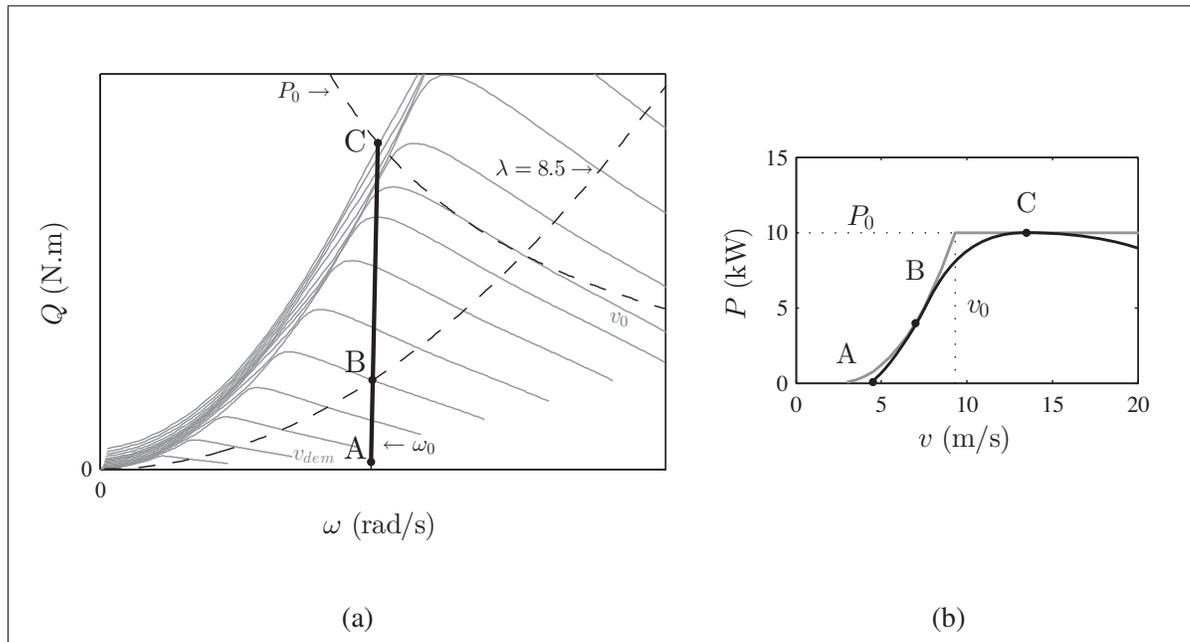


Figure 1.16 Stratégie d'opération VF-CF : (a) comportement typique de cette stratégie dans le plan ω - Q , (b) courbe de puissance typique de cette stratégie.

Les courbes grises de la figure 1.16a indiquent le couple aérodynamique Q disponible selon la vitesse du vent. La ligne noire montre le couple au générateur Q_{gen} typique de cette stratégie. Les croisements des courbes noires et grises constituent les points d'exploitation en régime permanent pour chaque vitesse de vent. Dès que le vent le permet, une éolienne opérant à VF-



CF accélère rapidement jusqu'à une vitesse de rotation nominale (point A) en se servant du générateur en mode moteur. Sa vitesse est maintenue quasi constante en dépit de l'augmentation de la vitesse du vent. Le générateur convertit tout le couple résultant d'une accélération du vent en puissance électrique, jusqu'au décrochage aérodynamique des pales (point C), c'est-à-dire jusqu'au plafonnement de l'augmentation du couple Q .

La courbe λ_{opt} permettant de maintenir un C_p optimal pour chaque vitesse de vent est également présente sur cette figure. Elle n'est atteinte qu'en un seul point identifié B. Ce point est également présent en région 2 sur la courbe de puissance typique noire de la figure 1.16b. Elle représente la courbe de puissance typique de cette stratégie, alors que la courbe grise est idéale. L'écart entre les deux courbes est visible à plusieurs endroits. En région 3, P_0 n'est atteint qu'en un seul point identifié C.

Un des inconvénients de cette stratégie d'opération est donc une production sous-optimale. De plus, la qualité de l'énergie produite est faible : toutes les variations de la vitesse du vent sont converties en puissance et absorbées par le réseau de distribution. Finalement, des charges aérodynamiques transitoires élevées sont imposées à la structure de l'éolienne lors du décrochage (Bianchi *et al.*, 2007).

1.4.2.2 Exploitation à vitesse variable et calage fixe (VV-CF)

Le nombre de petites éoliennes opérant à vitesse variable ne cesse d'augmenter depuis le début des années 2000 (Bianchi *et al.*, 2007; Gipe, 1993). Selon Hau (2006), le faible coût de l'électronique de puissance permettant à un générateur d'opérer à une fréquence différente de celle du réseau est à l'origine de cette hausse.

La figure 1.17a montre que cette stratégie vise à maximiser la puissance en conservant λ_{opt} pour toutes les vitesses de vent entre v_{dem} et v_0 . Cette action est le plus souvent réalisée en ajustant la vitesse de rotation au moyen de la commande du couple du générateur Q_{gen} (Pao et Johnson, 2009). En région 2, il s'agit donc d'une stratégie d'optimisation de la puissance. Au point B, la vitesse de rotation est plafonnée à ω_0 par les propriétés électriques du générateur.

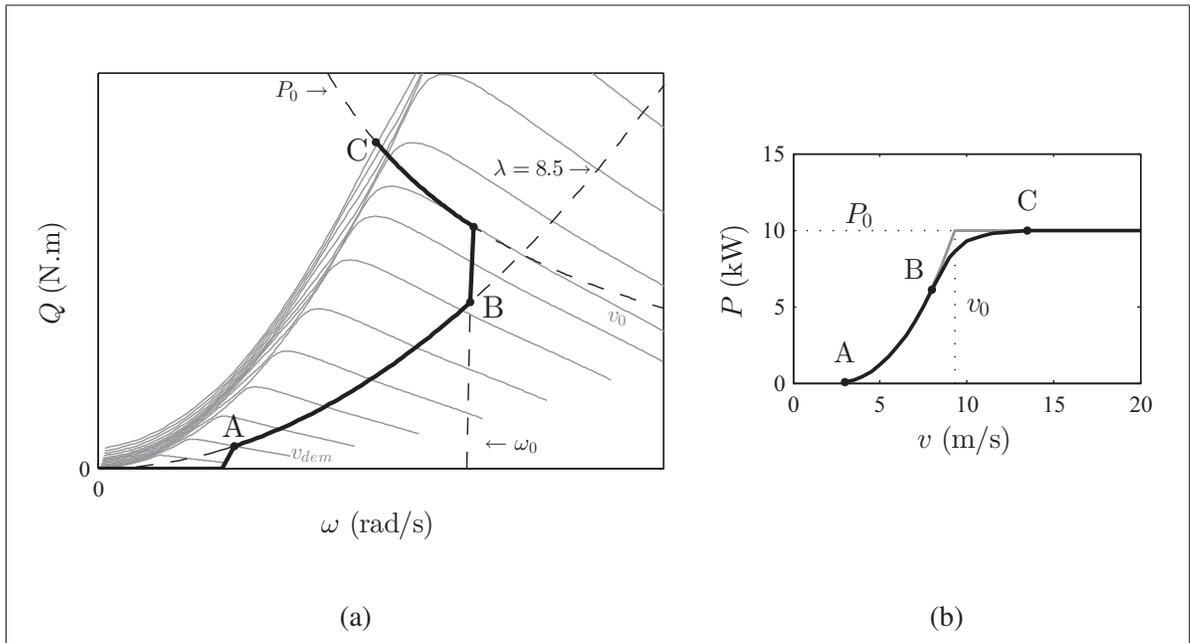


Figure 1.17 Stratégie d'opération VV-CF : (a) comportement typique de cette stratégie dans le plan ω - Q , (b) courbe de puissance typique de cette stratégie.

Tout comme pour la stratégie VF-CF, le décrochage limite le couple aérodynamique Q (point C). Le maintien de la puissance nominale P_0 en région 3 est également réalisé à l'aide de la commande de Q_{gen} .

Cette stratégie permet d'obtenir une courbe de puissance quasi optimale en région 2 (figure 1.17b). Il s'agit d'ailleurs d'un de ses principaux avantages, avec l'amélioration de la qualité de la puissance générée. En effet, cette dernière est plus constante, car les variations de la vitesse du vent ne se traduisent pas toutes par une augmentation instantanée de la puissance (Muljadi *et al.*, 2000). La production n'est toutefois optimale en région 3 : en pratique, P_0 n'est pas maintenu pour les vitesses de vent élevées à cause de la nature instable d'un rotor en décrochage. Finalement, les charges transitoires générées par le décrochage demeurent importantes.

1.4.2.3 Exploitation à vitesse variable et calage variable (VV-CV)

Tel que mentionné en introduction de section, la commande de la puissance peut s'effectuer par l'entremise du couple aérodynamique Q , du couple du générateur Q_{gen} ou de la vitesse angulaire ω . En région 3, l'angle de calage β est utilisé pour modifier Q et ainsi plafonner la puissance.

La figure 1.14d a montré la façon dont l'angle de calage β est utilisé afin de modifier le couple aérodynamique Q . De la même manière, la figure 1.18a montre que β est modifié au gré de l'augmentation de la vitesse du vent afin de conserver un Q constant à la vitesse angulaire ω_0 (point B). Si Q et ω sont constants, P l'est aussi.

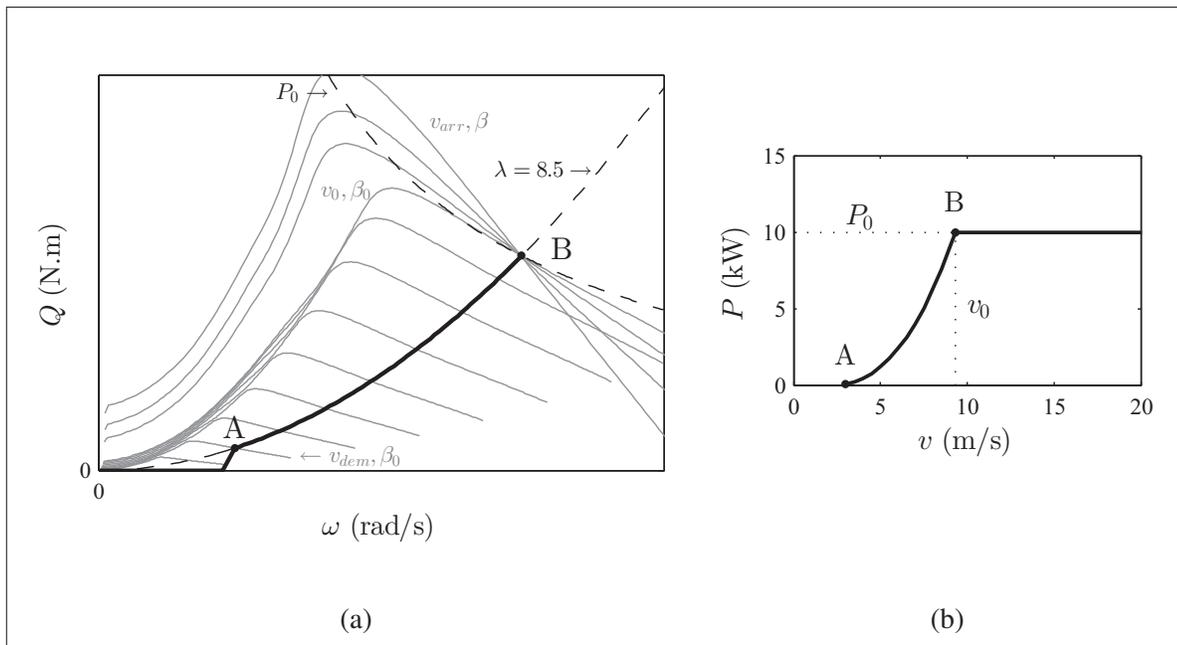


Figure 1.18 Stratégie d'opération VV-CV : (a) comportement typique de cette stratégie dans le plan ω - Q , (b) courbe de puissance typique de cette stratégie.

Comme le montre la figure 1.18b, cette stratégie permet de réaliser une production optimale. La commande de la puissance en région 2 permet d'y maintenir un coefficient de puissance maximal alors que la commande de la vitesse en région 3 permet de réguler P . Bien que

la stratégie VV-CV diminue les charges transitoires reliées au plafonnement de la puissance produite, une transition inadéquate entre les deux systèmes de commande peut entraîner des chargements en fatigue (Bianchi *et al.*, 2007; Pao et Johnson, 2009). Le fonctionnement de deux systèmes de commande en simultané est abordé à la section 1.5.6.

1.5 Stratégies de commande

Les systèmes de commande sont essentiels à l'exécution de la stratégie d'exploitation d'une éolienne et aide à en optimiser la production. La stratégie de commande est l'outil mathématique par lequel la commande prend forme.

Cette section présente les deux méthodes utilisées pour la conception de stratégies de commande et la modélisation de procédés : la commande classique et la commande moderne. La conversion entre les deux méthodes ainsi que le passage dans le domaine discret à des fins d'implantation dans un régulateur sont aussi évoqués. Quelques paragraphes présentent une revue des stratégies propres à l'éolien. Les problèmes potentiels reliés à l'utilisation de deux systèmes de commande en simultanée sont abordés pour conclure.

1.5.1 Commande classique

La commande classique est apparue dans les années 40 des nécessités de la guerre. Une connaissance théorique de la commande était alors requise pour développer des dispositifs de guerre plus puissants et plus automatisés (Friedland, 1986). Elle fait suite à la commande dite primitive dont sont issus la plupart des mécanismes décrits en section 1.2.

La commande classique utilise une fonction du domaine fréquentiel obtenue par l'application d'une transformée de Laplace à des équations différentielles : la fonction de transfert (FT). Une FT exprime le lien entre l'entrée $R(s)$ et la sortie $Y(s)$ d'un procédé $G(s)$, s étant une variable complexe (équation 1.15). Il est possible de combiner plusieurs FT (assimilables à des sous-systèmes) pour former un système (Nise, 2008). Celui-ci peut être représenté graphiquement à l'aide d'un schéma-bloc. Les FT y sont symbolisées par des blocs unis par des liens et identifiés

par des lettres majuscules. La figure 1.19 montre un exemple de schéma-bloc d'un système de commande en boucle fermée.

$$Y(s) = G(s)R(s) \quad (1.15)$$

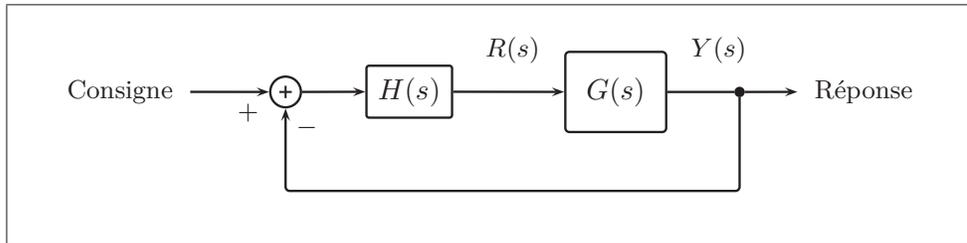


Figure 1.19 Schéma-bloc en commande classique d'un système en boucle fermée.

La stratégie de commande de la figure 1.19 est identifiée $H(s)$. Elle est de type proportionnel intégral dérivé (PID, voir équation 1.16). C'est par l'intermédiaire des trois gains k_P , k_I et k_D que l'ingénieur peut asservir un système. Pour définir les valeurs de ces gains, il est nécessaire de réduire le schéma-bloc de la figure 1.19 en une seule FT représentant le système en boucle fermée. Par la suite, il suffit de fixer la valeur des critères de performance désirés, comme le temps de stabilisation ou l'erreur statique, pour trouver mathématiquement la valeur des gains. Les détails de cette méthode sont disponibles dans le livre de Nise (2008), parmi d'autres.

$$H(s) = k_P + \frac{k_I}{s} + k_D s \quad (1.16)$$

Le PID est le type de stratégie le plus utilisé en commande classique. L'effet d'une composante est nul si son gain est égal à 0. Ainsi, des stratégies de type P, PD ou PI peuvent être utilisées. Ceci vise à éviter certains problèmes. La composante dérivée D présente une grande sensibilité au bruit. L'ajout d'un filtre passe-bas amoindrit l'ampleur de ce problème. La composante I présente une particularité appelée accumulation qui apparaît lorsque la réponse d'un système est différente de la consigne pour une période prolongée. L'erreur intégrale grossit alors jusqu'à

empêcher toute action du régulateur. La solution à ce problème consiste à utiliser une routine de limitation de l'accumulation telle que celles présentées par Sung *et al.* (2009).

Les principaux avantages de la méthode classique sont sa simplicité d'utilisation et sa représentation graphique intuitive. Le diagramme de Bode et le lieu des racines sont des outils pratiques qui permettent de concevoir rapidement des stratégies de commande, particulièrement pour des systèmes SISO. Par contre, la commande classique est assez mal adaptée aux systèmes MIMO. Une FT ne modélise que le lien entre l'entrée et la sortie d'un système sans donner accès à son état interne. De plus, la méthode classique considère obligatoirement des conditions initiales nulles (Friedland, 1986).

1.5.2 Commande moderne

Le développement de la commande moderne a débuté en URSS pour le lancement des satellites Spoutnik à la fin des années 50. Elle utilise des équations différentielles pour représenter les systèmes au lieu des fonctions de transfert. Comme le fait remarquer Friedland (1986), bien que ce changement évoque davantage une régression qu'une évolution, les équations différentielles sont mieux adaptées à des applications complexes présentant plusieurs degrés de liberté et demandant plus de flexibilité, notamment dans l'expression des conditions initiales. La gouverne d'un avion est un bon exemple de système présentant plusieurs entrées et plusieurs sorties (position, orientation, vitesse, gouvernes, etc...).

La commande moderne utilise la représentation d'état (*state-space*). Le terme *état* constitue l'ensemble de l'information nécessaire pour calculer la sortie d'un système lorsque l'entrée et les conditions initiales sont connues, ou, autrement dit, lorsque l'état du système au temps t_0 est connu (Ljung et Glad, 1994). Les variables d'état sont les quantités physiques servant à définir l'état du système. Elles sont les degrés de liberté du système : le nombre de conditions initiales requises détermine le nombre de variables d'état. Dans la représentation d'état de l'équation 3.2, seules des équations différentielles du premier ordre incluant les variables d'état

et leurs premières dérivées sont utilisées². La variable x est un vecteur regroupant les variables d'état tandis que \dot{x} est un vecteur regroupant leurs dérivées. Les variables u et y représentent respectivement la commande et la sortie du système. Le schéma-bloc de la représentation d'état du procédé en boucle ouverte (partie grisée de la figure 1.20) aide à comprendre la fonction de chaque matrice. Les lettres majuscules sont des matrices lorsque plus d'une variable d'état est utilisée. La matrice d'état A est le cœur de la modélisation et exprime les interactions entre les états. La matrice de commande B exprime l'effet des entrées sur les états et la matrice de sortie C permet d'identifier les états de sortie et d'effectuer un changement d'unité si nécessaire.

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (1.17a)$$

$$y = Cx \quad (1.17b)$$

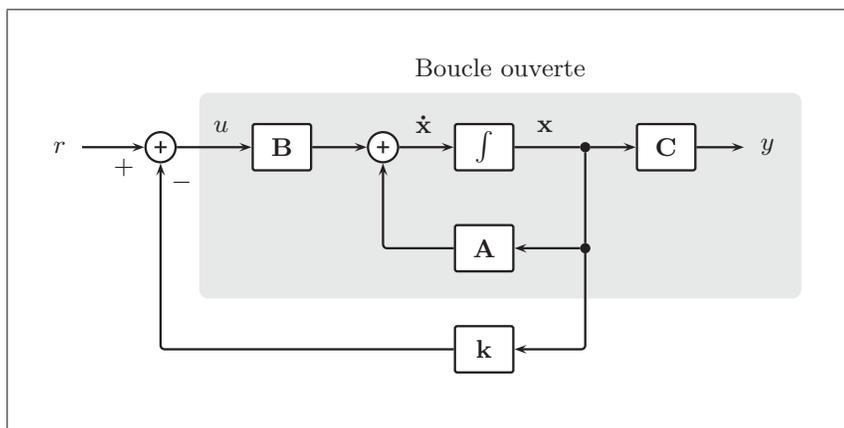


Figure 1.20 Schéma-bloc en commande moderne d'un système en boucle fermée selon la stratégie de commande par retour d'états. La partie grisée correspond à la modélisation du procédé en boucle ouverte.

La rétroaction la plus simple en commande moderne s'effectue par retour d'états tel que montré par l'équation 1.18 et la figure 1.20. Pour déterminer la valeur des gains k , il est nécessaire

². La matrice d'action directe D est omise ici. Elle n'est pas utilisée dans ce projet et sa présence complexifie certains calculs.

d'écrire l'équation du système en boucle fermée (équation 1.19) et d'appliquer la technique du placement de pôles à la matrice d'état en boucle fermée ($A - Bk$) (voir section 1.5.3 pour plus de détails sur cette méthode).

$$u = r - kx \quad (1.18)$$

$$\dot{x} = (A - Bk)x \quad (1.19a)$$

$$y = Cx \quad (1.19b)$$

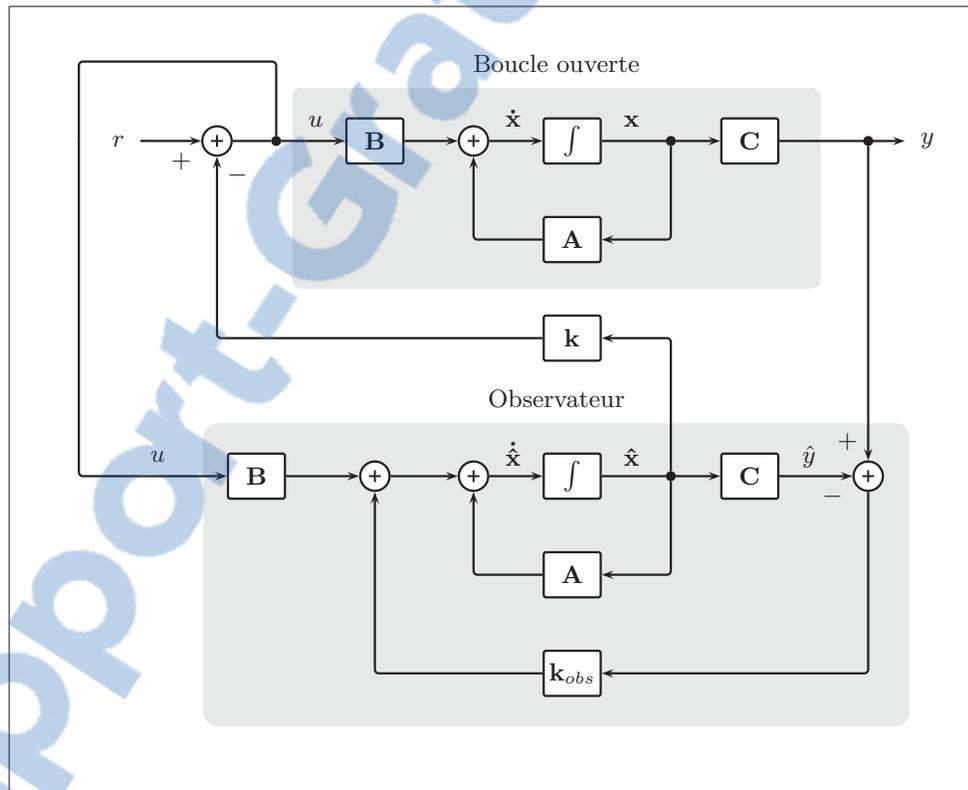


Figure 1.21 Schéma-bloc d'un système en commande moderne avec observateur.

Pour réaliser la stratégie de commande par retour d'état, tous les états doivent être mesurés. Ceci s'avère impossible ou très coûteux dans la plupart des cas. L'utilisation d'un observateur permet de contourner ce problème. Un observateur est une modélisation du procédé subissant

la même entrée u et servant à en estimer les états (figure 1.21). Pour que ses estimations convergent avec les états réels, il possède une rétroaction basée sur l'erreur d'estimation de la sortie y via \mathbf{k}_{obs} . Il permet d'effectuer la rétroaction par retour d'état à partir de $\hat{\mathbf{x}}$ via \mathbf{k} . Il est certain que plus le nombre d'états mesurés est grand, plus les estimations seront précises. Friedland (1986) affirme que les états estimés sont souvent plus précis que les états mesurés en raison de l'incertitude de certains instruments de mesure. Il est possible de calculer les gains \mathbf{k}_{obs} de l'observateur par l'application de la méthode du placement de pôle à la matrice d'état de l'observateur en boucle fermée $(\mathbf{A} - \mathbf{k}_{obs}\mathbf{C})$. Les pôles de l'observateur doivent être 4 à 10 fois plus rapides que ceux du système (Friedland, 1986).

La méthode du placement de pôles peut s'avérer complexe et inefficace pour calculer \mathbf{k} lorsque le nombre de variables d'état est grand ou qu'un système possède plusieurs entrées (Nise, 2008). La stratégie du régulateur linéaire quadratique (LQR) permet d'optimiser le placement de pôle à l'aide d'une équation de coût (équation 1.20). Cette stratégie est qualifiée d'optimale. La matrice de pondération des états \mathbf{Q} et la matrice de pondération de la commande \mathbf{R} permettent de déterminer l'importance relative du respect de la consigne de chaque état par rapport à l'effort de commande. Par cette technique, il est plus aisé de limiter l'effort (et donc la consommation) d'un actionneur aux dépens des performances du système. La commande MATLAB `lqr` permet de calculer les valeurs de \mathbf{k} .

$$J(u) = \int_0^{\infty} (\mathbf{x}'\mathbf{Q}\mathbf{x} + u'\mathbf{R}u) dt \quad (1.20)$$

Les gains \mathbf{k} n'ont aucune action intégrale, c'est-à-dire qu'une erreur statique peut apparaître lorsqu'une perturbation (représentée par u_d dans l'équation 1.21) est appliquée sur le procédé. Une action intégrale peut être ajoutée à la stratégie de commande de plusieurs façons, la plus commune étant d'ajouter une variable d'état dont la dérivée égale l'erreur statique. D'autres stratégies, comme l'accommodation à la perturbation (*disturbance accommodating control* ou DAC) ont des fonctions intégrales inhérentes.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}u + \mathbf{B}_d u_d \quad (1.21a)$$

$$y = \mathbf{C}\mathbf{x} \quad (1.21b)$$

Les principaux avantages des stratégies de commande moderne sont la possibilité d'application aux systèmes MIMO ainsi qu'une très grande flexibilité. La totalité d'un système est modélisée, ce qui permet d'avoir accès à un état interne du système. Par contre, ces stratégies sont complexes de compréhension et d'utilisation, en plus d'exiger beaucoup de puissance de calcul pour opérer dans la plupart des cas.

1.5.3 Conversion entre la commande classique et la commande moderne

Afin de comparer des modélisations de procédés réalisées selon des techniques différentes, il est utile de pouvoir passer de la représentation d'état (commande moderne) à la représentation par FT (commande classique). L'équation 1.23 permet d'effectuer cette transformation. \mathbf{I} est une matrice identité.

$$G(s) = \frac{R(s)}{Y(s)} = \mathbf{C}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \cdot \mathbf{B} \quad (1.22)$$

La fonction MATLAB `ss2tf` permet d'effectuer cette transformation. La transformation inverse est `tf2ss`.

La méthode du placement de pôles permet de calculer la valeur des gains \mathbf{k} et \mathbf{k}_{obs} de la commande moderne. Or, la notion de pôle d'une fonction est une technique d'analyse en commande classique : les pôles d'un système sont les racines complexes du dénominateur d'une FT. Ils indiquent la stabilité et les performances d'un système et permettent d'esquisser rapidement une stratégie de commande. Pour appliquer la méthode du placement de pôle à un système en représentation d'état, il faut d'abord calculer l'emplacement de ses pôles sur le plan complexe s et ensuite identifier une position souhaitable pour chacun de ceux-ci.

Les valeurs propres de la matrice d'état \mathbf{A} sont les valeurs de s quand :

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (1.23)$$

Ces valeurs propres constituent un équivalent des pôles d'une FT. Pour un système en BF en représentation d'état, il est donc possible d'établir la valeur des gains \mathbf{k} en plaçant les pôles de la matrice d'état en boucle fermée ($\mathbf{A} - \mathbf{B}\mathbf{k}$). Les fonctions `place` et `acker` de MATLAB effectuent cette opération.

1.5.4 Systèmes discrets

La théorie de la commande présentée jusqu'à maintenant est applicable à des systèmes continus des domaines fréquentiel et temporel. Or, les systèmes de commande numériques actuels opèrent dans le domaine discret : les calculs du régulateur et les prises de mesure des capteurs sont effectués à un intervalle d'échantillonnage T . Cette différence est majeure et une stratégie de commande conçue pour des données continues n'aura pas nécessairement de bonnes performances en opération avec des données discrètes.

Lors de la conception d'un système de commande classique, deux choix s'offrent à l'ingénieur : convertir une stratégie de commande continue dans le domaine discret au moment de l'implantation dans le régulateur ou représenter le procédé dans le domaine discret afin d'y concevoir directement la stratégie de commande. Gopal (2008) indique que cette décision repose sur la rapidité relative du système de commande : si T est 20 fois plus rapide que la fréquence de coupure ω_c du procédé, alors le premier choix doit être utilisé. Cette technique s'appelle conception par émulation. Il suffit d'utiliser les équations de différences 1.24, 1.25 et 1.26 fournies par (Sung *et al.*, 2009) et les valeurs des gains k_P , k_I et k_D afin d'implanter une stratégie de commande PID continue dans un régulateur discret. Il est à noter que l'intervalle réel d'échantillonnage Δt est utilisé au lieu de l'intervalle théorique T . Le terme e représente l'erreur issue de la rétroaction et l'indice k la mesure courante (à ne pas confondre avec un gain).

$$(u_P)_k = k_P \cdot e_k \quad (1.24)$$

$$(u_I)_k = (u_I)_{k-1} + k_I \cdot e_k \Delta t \quad (1.25)$$

$$(u_D)_k = k_D + \frac{e_k - e_{k-1}}{\Delta t} \quad (1.26)$$

Si T n'est pas 20 fois plus rapide que ω_c , le procédé doit être représenté dans le domaine discret. Pour ce faire, $G(s)$ doit devenir $G(z)$ en remplaçant s dans la FT par un terme fonction de z dont la forme dépend de la méthode de discrétisation des données utilisée. La fonction `c2d` permet d'effectuer cette opération dans MATLAB. Pour concevoir une stratégie de commande dans le domaine discret, le lieu des racines peut être employé à l'instar de la conception de stratégies continues. Toutefois, il est réalisé dans le plan z et les critères de performances y sont localisés différemment.

Pour un système en représentation d'état, il est recommandé de concevoir toute stratégie qui sera implantée dans un régulateur directement dans le domaine discret (Johnson, 2005b). La modélisation du procédé discret est obtenue à partir d'une modélisation continue et de la fonction `c2d`. Pour distinguer les matrices **A**, **B** et **C** de leurs équivalents discrets, l'indice *di* est utilisé. Dans la représentation en schéma-bloc discret, l'intégrale est remplacée par un délai unitaire z^{-1} comme montré par la figure 1.22. Le calcul des gains discrets **k** est fait par la méthode du placement des pôles dans le plan z . La stratégie LQR est appliquée dans le domaine discret à l'aide de la fonction MATLAB `dlqr`.

Un observateur correspondant à celui de la 1.21 peut être conçu dans le domaine discret. Il s'agit alors d'un observateur de prédiction, car le calcul de u à l'aide de **k** se base sur les états estimés \hat{x} qui sont connus au temps $k + 1$. Il est possible de modifier la structure de l'observateur et de connaître \hat{x} au temps k de manière à réduire le délai de réaction du système de commande. Cette forme est appelée observateur courant et son schéma-bloc est présenté à la figure 1.22. La consigne r y est égale à zéro pour simplifier le schéma. Les gains discrets de l'observateur de prédiction $\mathbf{k}_{obs,p}$ sont obtenus par la méthode du placement de pôles dans

le plan z . Les gains $\mathbf{k}_{obs,c}$ de l'observateur courant se calculent à l'aide de l'équation 1.27 (Franklin *et al.*, 1998).

$$\mathbf{k}_{obs,c} = \mathbf{A}_{di}^{-1} \mathbf{k}_{obs,p} \quad (1.27)$$

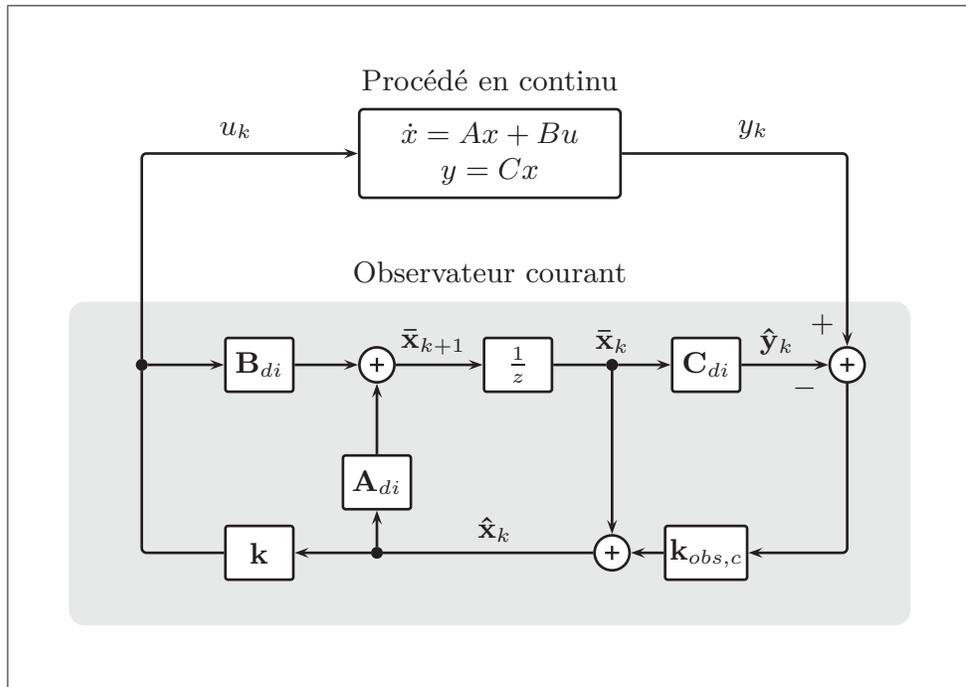


Figure 1.22 Schéma-bloc d'un système discret en commande moderne avec observateur courant.

1.5.5 Stratégies de commande en éolien

Les fonctions des stratégies de commande en éolien sont (Leithead *et al.*, 1991) :

1. maximiser la production d'énergie (région 2) ;
2. réguler la production d'énergie (région 3) ;
3. limiter les chargements sur les composantes.

L'opération à vitesse variable et à calage variable nécessite deux stratégies de commande : l'optimisation de la puissance en région 2 est réalisée à l'aide de la commande du couple du générateur alors que la régulation de la puissance en région 3 est assurée par la commande du calage des pales.

Lors du fonctionnement de l'éolienne, le système de calage variable doit déterminer l'angle de calage β nécessaire au maintien de P_0 . Cet angle peut être calculé à l'aide de la théorie de l'élément de pale pour toutes les vitesses de vent (figure 1.23). Toutefois, puisqu'il est difficile d'obtenir une mesure fiable du vent (Wright, 2004), la commande de la vitesse angulaire ω est plutôt utilisée.

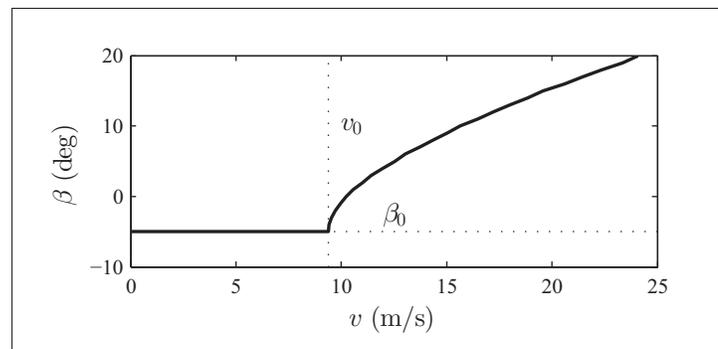


Figure 1.23 Courbe de l'angle de calage β théorique permettant d'obtenir une courbe de puissance idéale

La plupart des stratégies de commande utilisées en éolien sont linéaires. Le comportement intrinsèquement non linéaire de l'éolienne doit donc être linéarisé autour d'un point d'équilibre. Ceci signifie que la variation des états Δx en commande moderne est considérée linéaire autour de leurs points d'opérations x_0 . Le système de calage variable d'une éolienne doit maintenir un Δx nul en dépit d'une perturbation, c'est-à-dire d'un changement de la vitesse du vent. Plus de détails sur la linéarisation seront donnés en section 3.3.3.

La littérature contient des exemples de stratégies de commande ayant été utilisées pour réaliser la commande des systèmes de calage variable. Quelques-unes ont été testées en conditions réelles de fonctionnement. Les sections suivantes présentent les plus importantes d'entre elles.

1.5.5.1 Stratégie proportionnelle intégrale (PI)

La stratégie de commande classique la plus utilisée pour le calage variable d'une éolienne est de type PI (Wright, 2004). La composante D est laissée de côté en raison de sa sensibilité au bruit, ou est utilisée en conjonction avec un filtre passe-bas (Pao et Johnson, 2009; Bossanyi, 2000). Wright et Fingersh (2008) présentent une méthode simple de conception de la stratégie PI à l'aide d'un modèle linéaire.

Si cette stratégie répond bien à la fonction 2, elle ne tient pas compte des chargements générés sur les composantes de l'éolienne. D'autres boucles de commande peuvent être ajoutées à la stratégie PI afin de pallier ce problème. Une rétroaction sur les vibrations de la tour, par exemple, peut être utilisée. Cette méthode a toutefois ses limites, car plus la flexibilité d'une structure augmente, plus les divers degrés de liberté de l'éolienne sont couplés. Une action d'une boucle de commande peut alors entraîner une réaction indésirable dans une autre. De plus, en raison de la non-linéarité du comportement dynamique des éoliennes, les gains k_P et k_I calculés autour du point d'opération x_0 peuvent s'avérer inefficaces lorsque que la perturbation est grande. La technique de l'ordonnement de gains peut être utilisée afin de modifier la valeur de k_P et k_I en fonction de β . En résumé, la stratégie PI arrive à la puissance de l'éolienne (fonction 2), mais peine à réduire les charges sur les composantes (fonction 3).

1.5.5.2 Stratégies optimales

Des stratégies de commande moderne permettent d'améliorer la régulation de la puissance et d'inclure la réduction des charges comme critère de sélection des gains. Une stratégie de type LQR fût développée pour l'éolienne suédoise KaMeWa de 2 MW au milieu des années 80 (Liebst, 1985). Les difficultés liées à l'application de cette stratégie optimale (la mesure

obligatoire de tous les états) ont mené à l'utilisation d'observateurs afin d'estimer les états difficilement mesurables comme la déflexion des pales.

La stratégie de l'observateur d'état quadratique optimal (LQG) est la stratégie LQR pour un observateur. Elle emploie une fonction de coût quadratique basée sur le bruit de la prise de mesure et sur le bruit affectant la dynamique du système pour la sélection des gains k_{obs} . Ce dernier bruit permet en pratique de prendre en compte l'incertitude du modèle, et peut être manipulé par l'ingénieur afin de modifier le poids de l'estimation des états dans le calcul de la commande u . Bossanyi (2000) rapporte que la stratégie LQG fût utilisée avec succès au début des années 90 sur une éolienne bi-pale de 300 kW opérant à VF-CV. La stratégie LQG a permis une réduction de l'effort de commande pour une production semblable à celle de la stratégie PI. Plus récemment, Ameku et Uezato (2011) ont utilisé cette stratégie afin d'estimer la vitesse du vent pour le calcul du calage avec de bons résultats. Cependant, comme elle ne présente pas d'effet intégral, les auteurs ont utilisé la moyenne de la vitesse du vent mesurée sur 10 min afin de modifier le point d'opération et les gains. Par ailleurs, Munteanu *et al.* (2005) utilisent une boucle de commande PI à basse fréquence pour maintenir le système au point d'équilibre et une boucle de commande LQG à haute fréquence pour contrer l'effet de la turbulence afin de réaliser la commande du couple en région 2.

La stratégie H_∞ est une autre stratégie optimale qui a pour différence de prendre en compte l'incertitude de modélisation (Wright et Balas, 2003). Il s'agit donc d'une stratégie robuste. Selon Bianchi *et al.* (2004), la H_∞ a entraîné une réduction de l'effort de calage et une réduction potentielle des efforts en fatigue sur une éolienne de 400 kW opérant à VF-CV. Ces stratégies optimales permettent donc de respecter la fonction 3, mais demandent une stratégie supplémentaire pour éliminer l'erreur statique due aux perturbations.

1.5.5.3 Stratégie d'accommodation à la perturbation (DAC)

La stratégie d'accommodation à la perturbation (DAC) permet de réduire l'erreur statique en tenant compte de l'amplitude d'une perturbation via un observateur dédié (Johnson, 1986).

Pour ce faire, elle utilise une représentation du procédé (équation 1.28) ainsi qu'une représentation de la perturbation (équation 1.29). L'état de la perturbation est identifié z_d et la perturbation est identifiée u_d . Les matrices F et Θ permettent de modéliser la forme de la perturbation anticipée. Pour modéliser une perturbation de type échelon, $F = 0$ et $\Theta = 1$. La figure 1.24 montre les deux observateurs sous forme de schéma-bloc : l'observateur du haut estime les états du procédé alors que celui du bas estime la perturbation.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}u + \mathbf{B}_d u_d \quad (1.28a)$$

$$y = \mathbf{C}\mathbf{x} \quad (1.28b)$$

$$\dot{z}_d = F z_d \quad (1.29a)$$

$$u_d = \Theta z_d \quad (1.29b)$$

$$u = \mathbf{G}\hat{\mathbf{x}} + G_d \hat{z}_d \quad (1.30)$$

La commande par retour d'état est basée sur les états estimés $\hat{\mathbf{x}}$ et sur la perturbation estimée \hat{z} comme montré par l'équation 1.30. Quatre séries de gains sont à calculer pour appliquer cette méthode : les deux gains des observateurs \mathbf{K} et K_d ainsi que les deux gains du retour d'état \mathbf{G} et G_d . La valeur du gain G_d est fixée théoriquement de manière à annuler l'effet de la perturbation sur les états. Le choix des autres gains revient à l'ingénieur et sont calculés à l'aide du placement de pôles. Si les pôles des observateurs sont rapides, les états estimés convergent rapidement vers les états réels. S'ils sont lents, ils ont l'effet d'un filtre passe-bas et ajoutent un délai sur les états estimés. Les gains G peuvent être calculés avec la méthode optimale LQR (Johnson, 2005a; Wright *et al.*, 2005). Cette technique permet à la fois d'équilibrer la contribution de la perturbation et des états à la commande et de pondérer l'importance du maintien des états au point d'opération face à l'effort de commande.

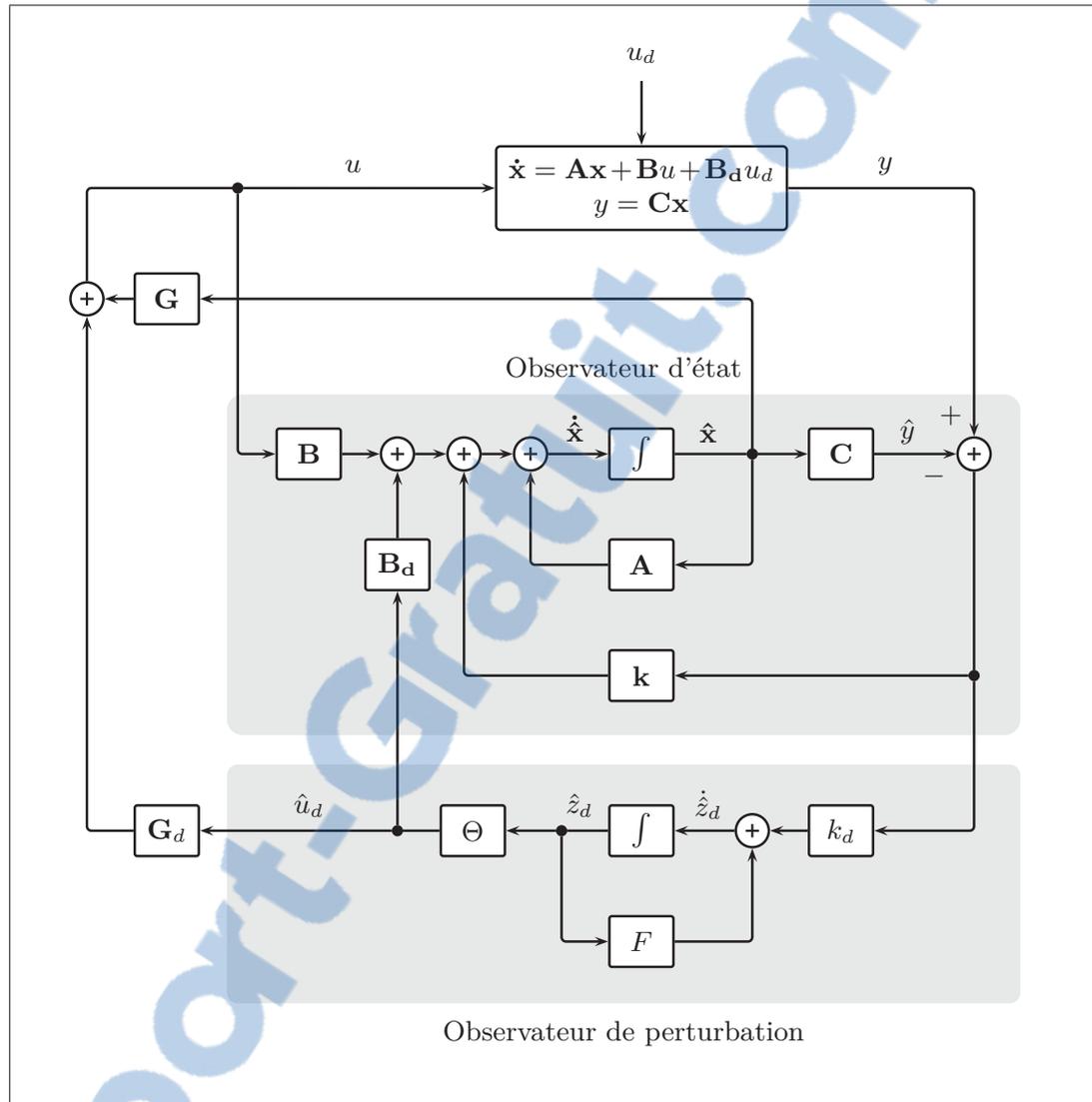


Figure 1.24 Schéma-bloc en commande moderne d'un système avec la stratégie DAC.

Selon Johnson (1971), plutôt que d'annuler l'effet de toutes les perturbations, la stratégie DAC n'agit que contre l'effet des perturbations qui tendent à éloigner le procédé du point d'opération de manière à diminuer la sollicitation de l'actionneur. Un autre avantage de la stratégie DAC par rapport à l'observateur avec effet intégral est qu'il n'ajoute pas d'état à la modélisation du procédé. Cela simplifie les calculs du régulateur. La théorie de la stratégie DAC a été appliquée aux éoliennes par Balas *et al.* (1998). Ses techniques ont depuis été testées par le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) avec de bons résultats. Les résultats de Wright *et al.*

(2006) sur l'éolienne CART du NREL (bi-pale VV-CV de 600 kW) confirment les résultats de simulations (Wright, 2004) : la stratégie DAC est susceptible d'entraîner une réduction de l'effort de commande pour une régulation de la vitesse angulaire équivalente à celle de la stratégie PI. De plus, la stratégie DAC permettrait une réduction du chargement sur les composantes de l'éolienne (Wright *et al.*, 2005). Ces constats sont toutefois basés sur très peu de données expérimentales ; davantage de données de fonctionnement sont nécessaires. La stratégie DAC est encore à l'étude au NREL. Il est envisagé de l'utiliser avec un LIDAR afin de contrer l'effet de bourrasques de vents et de limiter le nombre d'arrêts pour survitesse (Pace *et al.*, 2014).

1.5.5.4 Stratégies adaptatives

Des stratégies adaptatives ont également été appliquées à la commande du calage variable. Ces stratégies non linéaires permettent d'opérer avec une modélisation imparfaite d'un procédé et d'optimiser les gains en fonction de la réponse d'un système. Pour ce faire, elles utilisent une boucle pour la rétroaction et une seconde pour modifier le système (figure 1.25). Ces modifications peuvent affecter strictement les gains du régulateur dans le cas de la stratégie d'adaptation du modèle à une référence (MRAS) ou à la fois la modélisation du procédé et les gains du régulateur pour la stratégie du régulateur autoajustable (STR). Pour la MRAS, les gains du régulateur sont choisis de manière à ce que les performances du procédé épousent celles du modèle. Pour la STR, le modèle est amélioré en fonction de l'écart d'estimation et les gains sont sélectionnés à l'aide d'une formule de coût.

1.5.5.5 Stratégie de la variation linéaire de paramètre (LPV)

Dans leur livre, Bianchi *et al.* (2007) appliquent la stratégie de variation linéaire de paramètre (LPV) à l'éolien de manière théorique. Il s'agit d'un ordonnancement agissant sur le modèle plutôt que sur les gains. Le schéma-bloc de cette stratégie est présenté à la figure 1.26. La valeur des matrices de la représentation d'état varient en fonction d'un ou de plusieurs paramètres d'ordonnancement θ et les gains sont calculés à l'aide de la minimisation d'une fonction de

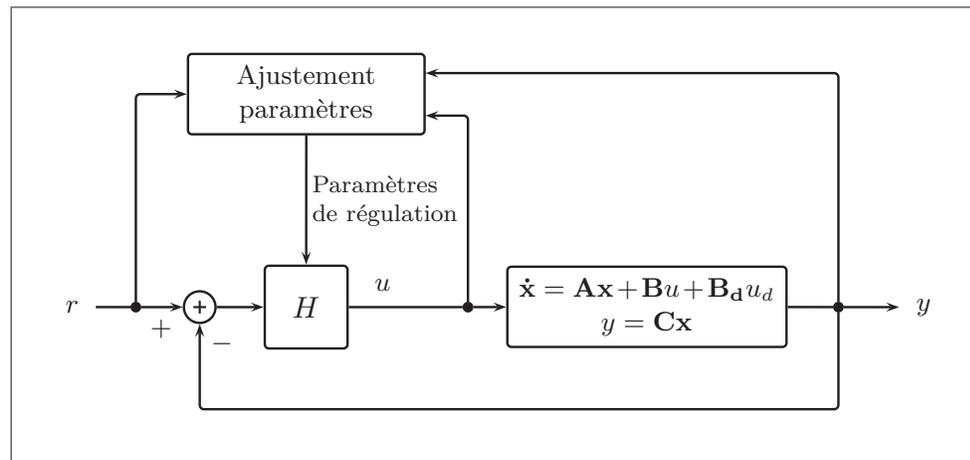


Figure 1.25 Schéma-bloc en commande moderne d'un système avec une stratégie adaptative. Adapté de Åström et Wittenmark (1995).

coût. θ est aussi utilisé pour coordonner la transition entre la commande du couple en région 2 et la commande du calage en région 3. Cette stratégie permet en théorie de bien gérer l'accomplissement des fonctions contradictoires comme la régulation et la minimisation des charges. Elle permet également d'unifier la conception des boucles de commande et de réduire la sollicitation de l'actionneur du calage variable. Toutefois, la stratégie LPV demande beaucoup de puissance de calcul pour opérer et exige la mesure de plusieurs états. Plus récemment, une stratégie prédictive à modèles multiples (MMPC) de fonctionnement quasi similaire a été utilisée en simulation par Soliman *et al.* (2010) pour le calage variable d'une éolienne. Quoique plus simple d'application, la MPPC reste très lourde en calcul pour le régulateur.

1.5.5.6 Stratégies de logique floue

Finalement, les stratégies de type logique floue ou réseau de neurones sont peu adaptées à la commande du calage variable. Comme soutient Bossanyi (2000), ces stratégies visent des systèmes dont la dynamique est mal connue ou hautement non linéaire. L'article d'Ayoubi et Tai (2010) présente la conception, la simulation et la comparaison de deux stratégies en logique floue avec une stratégie de type PI. Ils constatent que bien que la régulation de la vitesse de rotation soit bonne, les contraintes générées sur les composantes sont trop grandes.

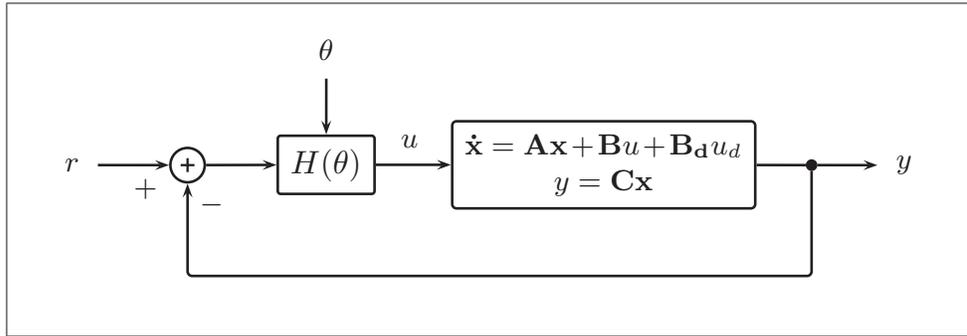


Figure 1.26 Schéma-bloc en commande moderne d'un système avec une stratégie LPV. Adapté de Bianchi *et al.* (2007).

1.5.6 Systèmes de commande simultanée

Lorsque plusieurs systèmes de commande sont actifs simultanément, il est possible que leurs actions créent de l'instabilité. En éolien, il se peut que les systèmes de commande des régions 2 et 3 opèrent en même temps, particulièrement dans la transition entre les deux régions. L'équation 1.14 montre qu'en agissant respectivement sur le couple du générateur et sur le couple aérodynamique, ils peuvent provoquer des variations brusques de la vitesse du rotor. En effet, pour contrer une accélération angulaire, l'angle calage agit de manière à réduire le couple Q alors que le couple Q_{gen} du générateur grandit afin d'augmenter la puissance produite. L'action est par conséquent double et la décélération peut être trop grande. Une oscillation de la vitesse de rotation ω peut alors apparaître. L'ampleur de ce phénomène dépend de la rapidité (et donc du délai) de chacun des régulateurs : plus l'écart entre leurs fréquences de commande est grand, moins il y a d'interactions.

Wright *et al.* (2006) ont fait face à ce type de problème. Leur texte présente un système de calage variable amplifiant des vibrations engendrées par la commande du couple sur l'arbre à haute vitesse du rotor. Ce problème est contré en basant la commande du calage sur la mesure de la rotation de l'arbre à basse vitesse présentant une fréquence de vibration plus basse. Cette solution est également utilisée par Munteanu *et al.* (2005). Dans ce texte, deux systèmes de commande influencent la même variable, mais opèrent à des fréquences totalement diffé-

rentes. Pour commander la vitesse de rotation, le premier réagit aux bourrasques de vents de manière très rapide, alors que le second agit en fonction de la vitesse moyenne du vent sur une période prolongée. Ceci permet d'éviter les interactions nuisibles. Une autre solution consiste à utiliser des boucles de commande. Le terme boucle est employé pour identifier des systèmes de commande pouvant échanger des informations afin d'éviter de dédoubler les actions. C'est cette solution que privilégient Jelavic et Peric (2009) pour réaliser la commande de la puissance en région 3 à l'aide de la commande du couple et du calage.

1.6 Mécanique des vents

La connaissance des mécanismes de formation des vents est utile à l'évaluation des performances d'une éolienne. Les phénomènes à l'origine de la formation des vents globaux influencent la force des vents au cours d'une année de production. Les vents locaux, eux, influent sur l'opération de l'éolienne et sur son efficacité.

1.6.1 Les vents globaux

Les vents sont formés par un déséquilibre de la pression atmosphérique causé par les différences de température de la surface terrestre. L'air chaud, plus léger, constitue une basse pression alors que l'air froid, plus dense, constitue une haute pression. La force du gradient de pression déplace les masses d'air afin d'équilibrer la pression atmosphérique. Ce déplacement s'opère des pôles vers l'équateur.

La force de Coriolis vient modifier le parcours pôles-équateur des vents. La rotation de la Terre fait dévier les masses d'air vers la droite dans l'hémisphère nord et vers la gauche dans l'hémisphère sud, si bien que les vents se déplacent perpendiculairement aux gradients de pression. Ce phénomène jumelé aux courants de convection crée des zones de vents dominants.

1.6.2 Les vents locaux

La friction de la surface terrestre est la troisième force affectant la direction du vent. Le relief de la terre dévie et ralentit les masses d'airs et détermine les vents dominants locaux. La nature du sol et de la végétation est également un facteur déterminant la puissance des vents ; une forêt de grands arbres freinera les vents en basse altitude alors que la surface d'un lac offrira très peu de résistance. De la même manière, les vents en altitude sont plus rapides que les vents à la surface de la Terre (voir figure 1.27). Un modèle logarithmique peut exprimer les différences de vitesse entre des vents de différentes altitudes. Il est possible de calculer la vitesse v d'un vent à l'altitude h à partir d'une vitesse de référence v_{ref} à l'altitude h_{ref} avec l'équation 1.31.

$$\frac{v}{v_{ref}} = \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha \quad (1.31a)$$

$$\alpha = 0.096 \log_{10} z_0 + 0.016 (\log_{10} z_0)^2 + 0.24 \quad (1.31b)$$

L'exposant α est ici calculé selon la rugosité du relief z_0 , mais peut également être calculé selon v_{ref} et h_{ref} (Manwell *et al.*, 2010). Le tableau 1.2 est un outil de sélection de z_0 selon les caractéristiques d'un site.

La vitesse des vents locaux varie dans le temps. Les premières variations sont interannuelles. Elles apparaissent sur des périodes d'observation d'environ 30 ans (Manwell *et al.*, 2010). À l'intérieur d'une année, la vitesse moyenne du vent varie de manière saisonnière. La distribution statistique de Rayleigh (équation 1.32) permet de décrire la fréquence d'occurrence des vents en une année pour un site donné.

$$p(v) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{v}{\bar{v}} \right) e^{\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^2 \right]} \quad (1.32)$$

La variable \bar{v} est la moyenne annuelle de vitesse du vent pour un site. Au Canada, celle-ci peut être trouvée avec l'Atlas canadien d'énergie éolienne (Environnement Canada, 2008). La

variable p est la densité de probabilité. La figure 1.28 présente un exemple de la durée annuelle des vents basé sur cette distribution.

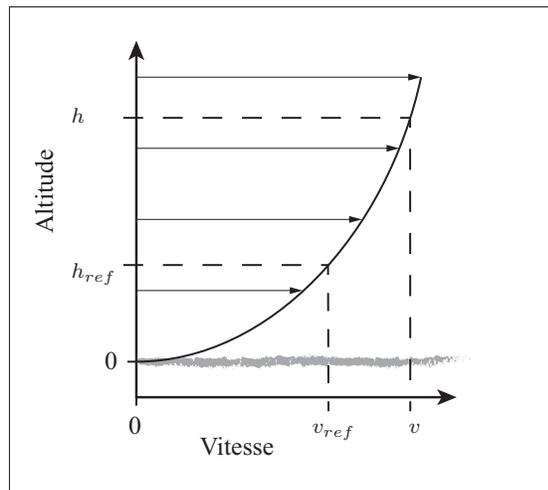


Figure 1.27 Profil logarithmique de la vitesse moyenne horizontale du vent valide pour les premiers 100 m d'altitude à partir du sol.

Tableau 1.2 Valeurs des rugosités de surface associées à différents types de reliefs. Adapté de Manwell *et al.* (2010).

z_0	Description du relief
0,0002 m	Surface d'une étendue d'eau calme
0,0024 m	Terrains découverts et lisses
0,0300 m	Terrains agricoles découverts, sans clôtures ni haies, avec constructions éparpillées et collines peu profilées
0,0550 m	Terrains agricoles avec quelques bâtiments et des haies de 8 m de hauteur distantes de plus de 1 km
0,1000 m	Terrains agricoles avec quelques bâtiments et des haies de 8 m de hauteur distantes d'environ 500 m
0,2000 m	Terrains agricoles avec de nombreux bâtiments, des buissons et des plantes ou des haies de 8 m de hauteur distantes d'environ 250 m
0,4000 m	Villages, petites villes, terrains agricoles avec de nombreuses haies ou de hauts arbres, forêts, terrains très accidentés
1,5000 m	Grandes villes avec de hauts bâtiments
3,0000 m	Grandes villes avec de hauts bâtiments et des gratte-ciels

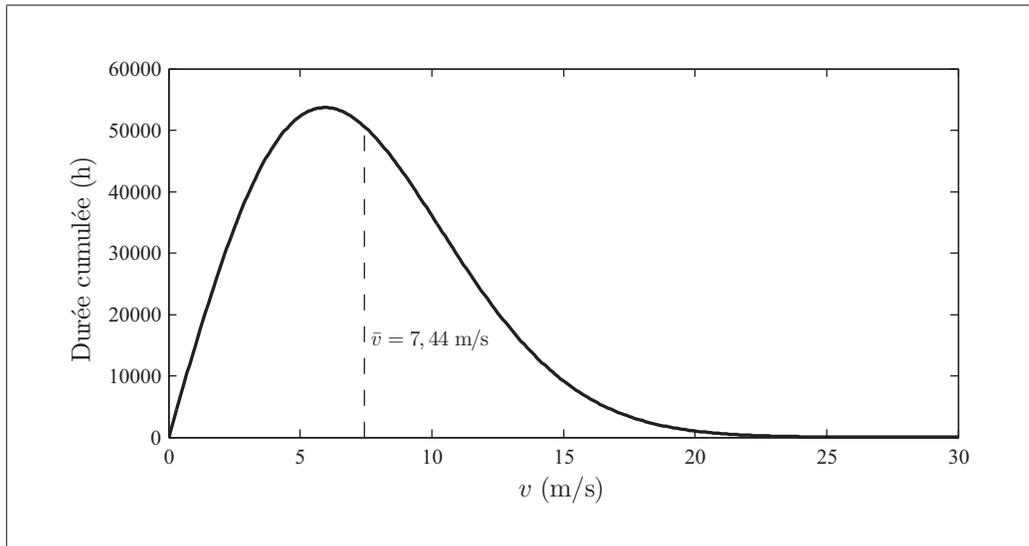


Figure 1.28 Durée cumulée des vents en fonction de la vitesse horizontale v pour une année selon une distribution de Rayleigh pour une vitesse moyenne de vent de 7,44 m/s.

Des variations ont également lieu sur une échelle temporelle plus courte. La figure 1.29 montre le spectre de van der Hoven (1957), également basé sur des données d'observation de la vitesse du vent. Les sommets à 4 j, 12 h et 1 min montrent les fréquences principales auxquelles s'exécutent les variations de la vitesse de vent. Les variations sur plusieurs jours sont attribuables au déplacement des hautes et des basses pressions locales. Les cycles quotidiens de 12 h sont reliés aux différences de température (et donc de pression) des éléments de la surface terrestre. Les variations d'une fréquence égale ou inférieure à 1 min sont qualifiées de turbulences. Elles sont causées par la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie thermique (Manwell *et al.*, 2010). L'intensité de turbulence (IT) est la mesure la plus utilisée pour les quantifier. Elle est obtenue par le ratio de l'écart-type de la vitesse horizontale du vent mesurée σ_v sur la vitesse horizontale moyenne mesurée \bar{v} (équation 1.33). Ces deux statistiques sont réalisées sur des données échantillonnées à une fréquence de 1 Hz pendant 10 min (International Electrotechnical Commission, 2005). Les valeurs typiques de IT considérées pour la conception d'éoliennes sont entre 16% et 18%, bien que des valeurs jusqu'à 20% puissent être rencontrées (Hau, 2006).

$$IT = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} \quad (1.33)$$

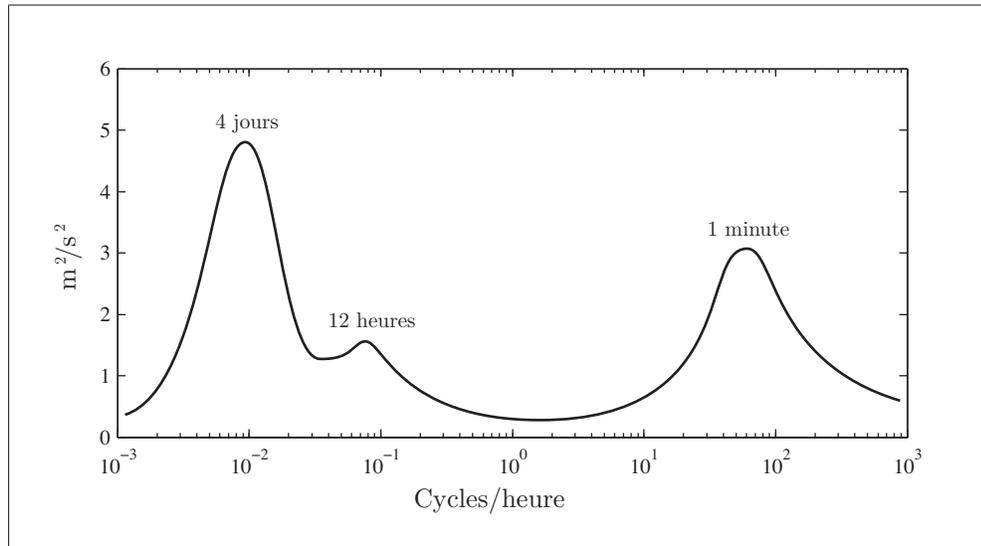


Figure 1.29 Puissance de densité spectrale de la vitesse horizontale du vent à 100 m d'altitude au *Brookhaven National Laboratory* en fonction de la fréquence d'occurrence. Adapté de van der Hoven (1957).

La direction des vents locaux varie également dans le temps. Les turbulences sont à l'origine des changements à court terme, alors que l'alternance des saisons est la cause des changements sur une année. Ces derniers peuvent être de grande amplitude, comme le montrent les roses des vents de la figure 1.30.

Il est bon de mentionner, en terminant, que de la turbulence peut être générée par des obstacles situés à proximité d'une éolienne. Par conséquent, lors des tests de certification de performance d'une éolienne, les vents provenant de directions où se trouvent de tels obstacles doivent être exclus des données. Les règles d'exclusion sont régies par des normes.

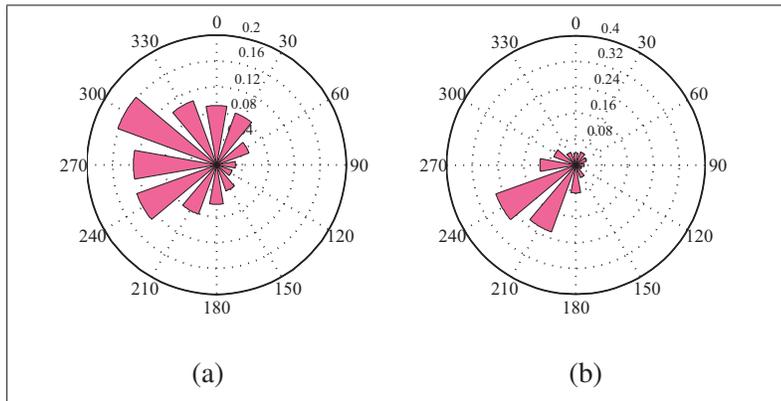


Figure 1.30 Roses de la fréquence relative des vents par direction (0 degré représentant de nord) pour le site du WEICan : (a) en hiver, (b) en été. Données provenant de Environnement Canada (2008).

1.7 Normes et indicateurs de performance

Il existe des normes encadrant la conception d'une éolienne. La norme IEC61400 (International Electrotechnical Commission, 2005) est la plus utilisée. La partie 2 de cette norme décrit les exigences pour la conception de petites éoliennes. Elle contient notamment les cas de vent à tester en simulation afin d'obtenir les chargements sur les composants pour la conception. Elle mentionne également des règles de sécurité à respecter en exploitation. Il y est spécifié qu'un mécanisme doit veiller à ce que la vitesse angulaire maximale ω_{max} ne soit jamais dépassée. De plus, il doit être possible d'arrêter l'opération de l'éolienne à l'aide d'une commande manuelle ayant préséance sur la commande automatique de l'éolienne.

La partie 12 de cette norme concerne les indicateurs des performances. Elle indique de manière détaillée les méthodes de prise de mesures, le calcul de l'incertitude et les corrections sur les mesures en fonction de la densité de l'air. Une section décrit le traçage des courbes de puissance. Il y est spécifié que la courbe de puissance doit représenter l'opération de l'éolienne pour une disponibilité de 100%, c'est-à-dire en excluant les temps d'arrêt. La notion de disponibilité est présentée dans la partie 26 de la même norme. La partie 12 régit également le calcul de la production annuelle d'énergie (PAE).

Certains organismes peuvent certifier des éoliennes selon la norme IEC61400. Le *Small Wind Certification Council* est un exemple d'organisme spécialisé dans la certification de petites éoliennes.

1.7.1 La courbe de puissance

La courbe de puissance utilise les données de puissance de l'éolienne en fonctionnement et de vitesse de vent sur 1 min identifiées P_{1min} et v_{1min} . Il s'agit de la version expérimentale de la courbe de puissance théorique présentée en section 1.4.2. Selon la partie 12-1 de la norme IEC61400, la courbe doit être tracée à partir de classes de vitesse de vent de 0,5 m/s centrées à des multiples de 0,5 m/s à la manière d'un histogramme. Pour qu'une courbe soit valide, les classes allant d'une vitesse de vent de 1,5 m/s à 14 m/s doivent contenir au moins 10 minutes de données chacune. Au total, 60 h de données doivent être présentes dans la courbe. La puissance et la vitesse moyenne d'une classe i sont identifiées P_i et v_i . Un diagramme de dispersion affichant les valeurs maximums, minimums et l'écart-type de chaque période de 1 min doit accompagner la courbe de puissance.

La PAE et le coefficient de puissance C_p sont deux indicateurs calculés à partir de la courbe de puissance. Le C_p est obtenue en divisant la puissance réelle par la puissance exploitable du vent P_v pour chaque classe. La PAE est calculée à partir d'une distribution de vent de Rayleigh et de la courbe de puissance pour des moyennes de vitesse de vent \bar{v} allant de 4 à 11 m/s. Elle utilise les équations :

$$PAE = N_h \sum_{i=1}^N [F(v_i) - F(v_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (1.34a)$$

$$F(v_i) = 1 - e \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_i}{\bar{v}} \right)^2 \right] \quad (1.34b)$$

où N_h est le nombre d'heures dans une année, N est le nombre de classes utilisées et F est la fonction cumulative d'une distribution de Rayleigh. Si des classes sous v_{arr} ne sont pas remplies, leur puissance doit être considérée nulle. Le résultat sera identifié PAE mesurée.

Sinon, leur puissance peut être considérée égale à celle de la dernière classe remplie et le résultat portera la mention PAE extrapolée.

1.7.2 La disponibilité

La disponibilité représente le pourcentage des heures présentant des conditions normales d'opération pour lesquelles une éolienne est en fonction. Les conditions normales sont définies comme les conditions pour lesquelles il est possible d'être en exploitation. Pour un fabricant d'éolienne, les épisodes de vent très forts, les arrêts de production pour maintenance, les arrêts dus à des causes extérieures (comme les conditions météorologiques) et les arrêts pour bris mécaniques ne constituent pas des conditions normales. La disponibilité se calcule à l'aide de l'équation :

$$d = 100\% \cdot \frac{n}{m} \quad (1.35)$$

où m est le nombre de minutes respectant les conditions normales d'exploitation et n est le nombre de minutes d'exploitation de l'éolienne.

La méthode de calcul peut être adaptée pour calculer la perte de disponibilité due aux arrêts pour survitesse. Ceux-ci surviennent lorsque la vitesse angulaire d'une éolienne dépasse la vitesse maximale admissible. L'éolienne est alors à l'arrêt pour une période de temps déterminée avant de reprendre l'exploitation normale. La perte de disponibilité d_{arr} se calcule :

$$d_{arr} = \frac{n}{m} \quad (1.36)$$

où n est le nombre total de minutes au cours desquelles est survenu un arrêt pour survitesse, et m est le nombre de minutes d'exploitation de l'éolienne.

CHAPITRE 2

MÉTHODOLOGIE

L'éolienne du WESNet est une petite éolienne de 10 kW opérant à vitesse variable et à calage variable (VV-CV) qui a été installée sur le site du WEICan au mois de juin 2012. Un système d'optimisation de la puissance commande le couple de l'éolienne en tout temps (région 2 et 3) et un système de calage variable commande la vitesse de rotation lorsque le vent souffle au-dessus de la vitesse nominale (région 3).

L'objectif de ce mémoire est de concevoir deux stratégies de commande pour le système de calage variable de l'éolienne du WESNet et de comparer leurs performances en conditions réelles de fonctionnement afin de déterminer laquelle permet la meilleure production. Le fonctionnement simultané des systèmes de calage variable et d'optimisation de la puissance est une contrainte du projet : il n'est pas possible de désactiver ce dernier, ni d'échanger des données en temps réel avec lui. Comme expliqué en section 1.5.6, ce fait complique la commande en région 3.

Ce chapitre présente les outils permettant d'établir la méthodologie à suivre pour la réalisation de ce projet : le processus de développement d'une stratégie de commande ainsi que le logiciel employé pour modéliser l'éolienne. La méthodologie du projet est détaillée par la suite.

2.1 Processus de développement d'une stratégie de commande

Le processus de développement d'une stratégie de commande est présenté sous forme de diagramme de flux à la figure 2.1. Il débute par l'établissement d'un besoin qui est concrétisé par des critères de performance. Le système à commander doit être modélisé selon la compréhension physique du système et linéarisé avant de concevoir la stratégie de commande. L'efficacité de celle-ci est jugée en regard des critères de performance. Elle est ensuite implantée dans le régulateur et ses performances sont validées expérimentalement. En général, les étapes de la conception et de la simulation de la stratégie de commande sont effectuées plus d'une fois

(Friedland, 1996). De même, plusieurs cycles d'ajustement des paramètres du modèle non linéaire sont à prévoir afin de garantir une similarité entre celui-ci et le système physique (Ljung et Glad, 1994).

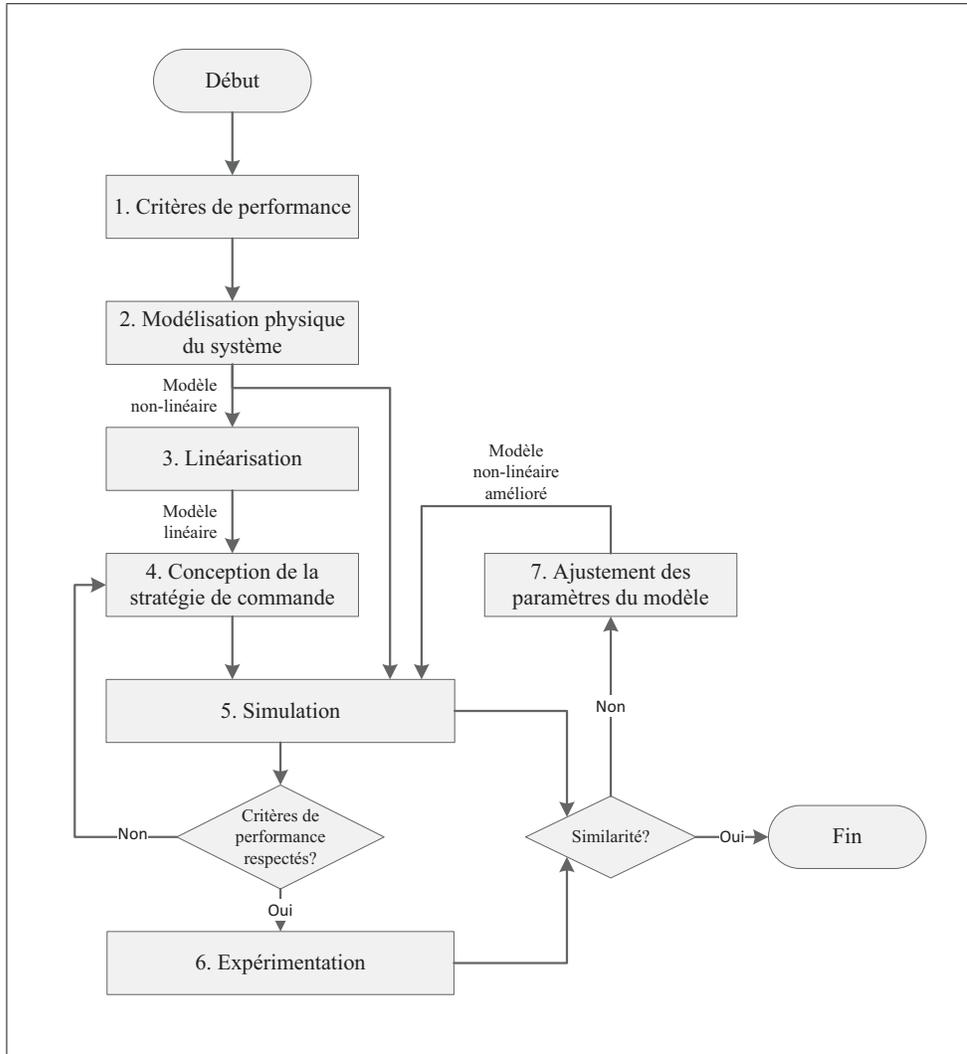


Figure 2.1 Diagramme de flux du processus de développement d'une stratégie de commande.

Les modèles sont des représentations simplifiées de la réalité. Ils établissent le lien entre l'entrée, la sortie et les différents états d'un système à l'aide d'équations différentielles basées sur les lois fondamentales de la physique (Bolton, 2008). Ainsi, le modèle d'une éolienne sera un

assemblage d'équations décrivant des phénomènes aérodynamiques, électriques, dynamiques et mécaniques. La complexité d'un modèle varie selon son utilisation. Un modèle pour la simulation présente un haut niveau de complexité, alors qu'un modèle visant la conception de stratégies de commande ne compte que quelques états. Wright (2004) soutient que de manière générale, l'ordre d'un modèle d'éolienne visant la linéarisation doit être minimal tout en incluant les états susceptibles de déstabiliser le système ou d'influencer significativement ses performances. Il doit aussi inclure tous les états impliqués dans la commande.

Dans le domaine de l'éolien, les modèles sont réalisés à l'aide de logiciels spécialisés.

2.2 Choix du logiciel de modélisation d'éolienne

Molenaar (2003) établit les trois caractéristiques obligatoires d'un logiciel de modélisation d'éolienne pour la commande :

1. il doit avoir une structure modulaire permettant l'adaptation à plusieurs configurations d'éolienne ;
2. il doit prendre en compte les interactions entre les modules ainsi qu'avec l'environnement immédiat de l'éolienne ;
3. il doit être en mesure de créer un modèle linéaire.

Cet auteur souligne que la plupart des logiciels de simulation d'éoliennes ont été créés dans le but de calculer les charges engendrées par le fonctionnement d'une éolienne et sont trop complexes pour la conception de stratégies de commande. À l'inverse, certains modèles linéaires simples comme celui de Bindner (1999) ont été développés pour la commande, mais produisent des résultats peu réalistes en simulation.

Le logiciel FAST v7.02 conçu par le NREL est utilisé pour ce projet, car il possède les trois caractéristiques essentielles. FAST est un code de simulation pour la conception mécanique d'éolienne auquel a été ajouté un module de linéarisation.

Beaucoup de littérature sur la conception de stratégies de commande avec FAST est disponible. Outre la documentation du logiciel écrite par Jonkman et Buhl (2005), les textes de Wright (2004), Wright et Fingersh (2008), Jonkman *et al.* (2009) présentent des exemples de conception de stratégies de commande classiques et modernes réalisées à l'aide de FAST. De plus, le fonctionnement de FAST a été certifié par l'organisme Germanischer Lloyd pour la simulation de petites éoliennes à partir des données expérimentales d'une machine bipale de 11 kW.

Le modèle non linéaire de l'éolienne est réalisé dans SIMULINK. L'intégration de FAST dans ce module du logiciel MATLAB permet de modéliser plus finement le comportement du système de commande, des capteurs et du générateur. FAST modélise quant à lui l'aérodynamique ainsi que la dynamique multicorps et structurelle de l'éolienne. Le modèle linéaire est issu de FAST.

2.3 Déroulement du projet

Deux critères de performance sont utilisés afin de concevoir les stratégies de commande du système de calage variable :

1. écart-type maximal sur la vitesse instantanée en fonctionnement de ± 25 tours/min ;
2. un effort minimal de l'actionneur.

Le respect du premier critère est facilement déterminé par les simulations linéaires et non linéaires. Il est difficile d'évaluer le respect du deuxième critère sans point de comparaison. Une méthode d'évaluation de la puissance simulée requise par le système de calage variable, qui est directement proportionnelle à l'effort fourni, est donc mise en place au chapitre 3.

La première stratégie de commande à être conçue est de type PI (chapitre 5). Elle est choisie en raison de sa simplicité de conception et d'application, de l'abondante littérature disponible et de ses bonnes performances démontrées (Wright et Fingersh, 2008). Son développement suit

le processus de la figure 2.1 : elle est conçue à l'aide du modèle linéaire et testée avec le modèle non linéaire. Puisqu'elle est la première à être implantée dans le régulateur de l'éolienne du WESNet, ses données de fonctionnement de l'éolienne servent à valider le modèle non linéaire.

La seconde stratégie de commande est de type DAC (chapitre 6). Elle est choisie en raison de la grande flexibilité d'ajustement de son comportement, de son adaptabilité aux systèmes MIMO, de sa simplicité d'application en comparaison des autres stratégies de commande moderne et des résultats expérimentaux prometteurs relatés dans la littérature. Puisqu'elle base sa commande en partie sur l'estimation de la vitesse du vent, elle pourrait permettre de réduire l'interaction entre les systèmes de commande actifs en région 3. Elle est susceptible de diminuer la consommation d'énergie du calage variable en plus de diminuer les charges sur les composantes en comparaison de la stratégie PI. Son développement suit également le processus de la figure 2.1.

Les productions expérimentales des deux stratégies sont comparées à l'aide de leurs courbes de puissance (chapitre 7). Celles-ci doivent être en exploitation pour une durée approximative d'un mois chacune afin d'être statistiquement représentatives. La production annuelle d'énergie (PAE) découle de la courbe de puissance. L'impact de la perte de disponibilité due aux arrêts pour survitesse sur la PEA est quantifié avec la PEA réelle. Cet indicateur présente l'aperçu le plus réaliste des performances de l'éolienne. La meilleure stratégie sera celle qui obtient la meilleure PEA réelle. Les données de fonctionnement aux secondes seront également analysées afin de déterminer les causes des différences entre les courbes de puissances des deux stratégies.

CHAPITRE 3

L'ÉOLIENNE DU WESNET

La machine du WESNet est une éolienne tripale de 10 kW. Ses principales caractéristiques sont présentées dans le tableau 3.1. Les propriétés mécaniques détaillées de l'éolienne incluant l'inertie de ses composantes et les propriétés aérodynamiques sont disponibles dans les fichiers entrants de FAST en annexe I.

Tableau 3.1 Principales caractéristiques de l'éolienne du WESNet.

Diamètre :	8 m
Hauteur du moyeu du rotor :	26 m
Puissance nominale P_0 :	10 kW
Vitesse de vent nominale v_0 :	9,5 m/s
Vitesse de vent de démarrage :	≈ 3 m/s
Vitesse de rotation nominale ω_0 :	210 tours/min
Calage nominal β_0 :	-5°
Angle de conicité du rotor :	3°
Stratégie d'exploitation :	VV-CV
Mécanisme d'orientation :	sous le vent, libre

Une photo de l'éolienne installée sur son mât au site du WEICAN à l'Île-du-Prince-Édouard est montrée en figure 3.1a. Ce mât de section constante est haubané sur 4 côtés et pivote sur sa base de manière à faciliter l'installation de la nacelle (figure 3.1b).

Ce chapitre décrit, dans un premier temps, l'éolienne du WESNet. Des sections traitent spécifiquement des systèmes de génération et de calage variable. Leur disposition dans la nacelle de l'éolienne est montrée par la figure 3.2. La seconde partie de ce chapitre présente la modélisation utilisée pour la conception et la simulation des stratégies de commande du calage variable.

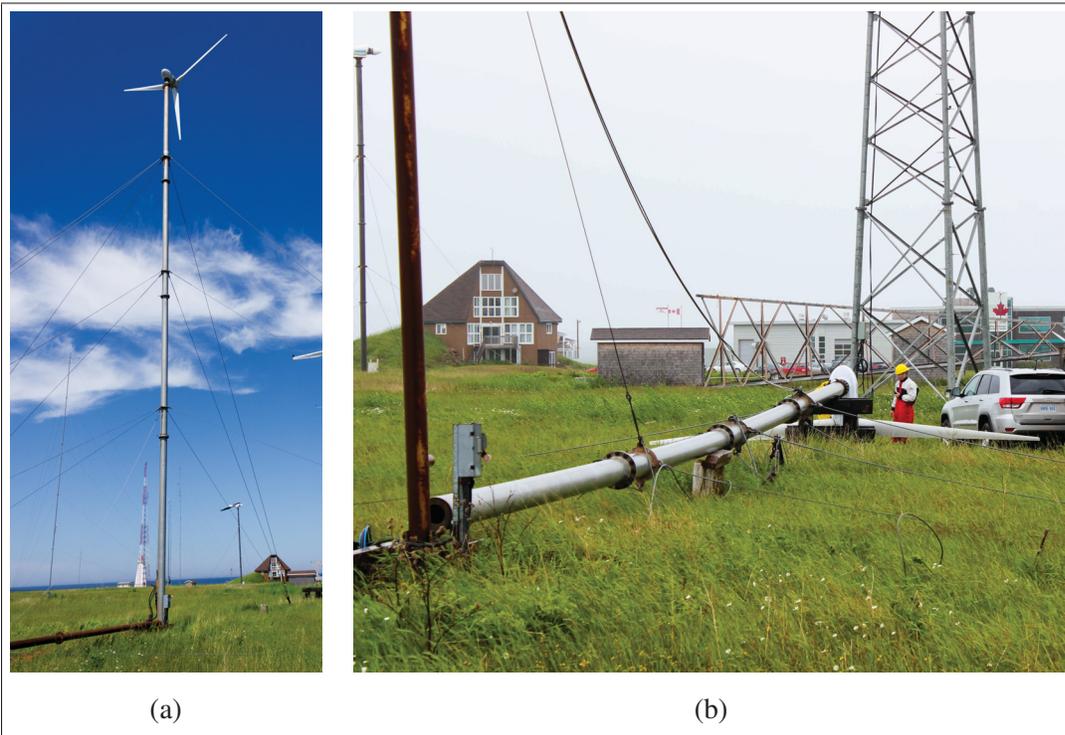


Figure 3.1 Éolienne du WESNet installée sur son mât au WEICan en position : (a) d'exploitation, (b) de maintenance.

3.1 Le système de génération

L'éolienne du WESNet est équipée d'un générateur synchrone à aimants permanents (PMSG) possédant 42 paires de pôles disposés dans le rotor. En exploitation, il est considéré que la tension dans le stator est proportionnelle à la vitesse, et que le courant est fonction de la charge électrique. L'inverseur de puissance (figure 3.3b) permet l'exploitation à vitesse variable en région 2 en modifiant cette charge. Il utilise pour ce faire une stratégie de suivi du point de puissance maximal (*maximum power point tracking* ou MPPT) qui consiste à rechercher de manière itérative le point optimal de fonctionnement (Thongham et Ouhrouche, 2011). La méthode spécifique utilisée pour réaliser cette stratégie est un mélange de la recherche de l'extremum et de la rétroaction de la puissance (Chang, 2007). Concrètement, elle consiste à utiliser une courbe théorique de la puissance (figure 3.4) comme point de départ aux itérations.

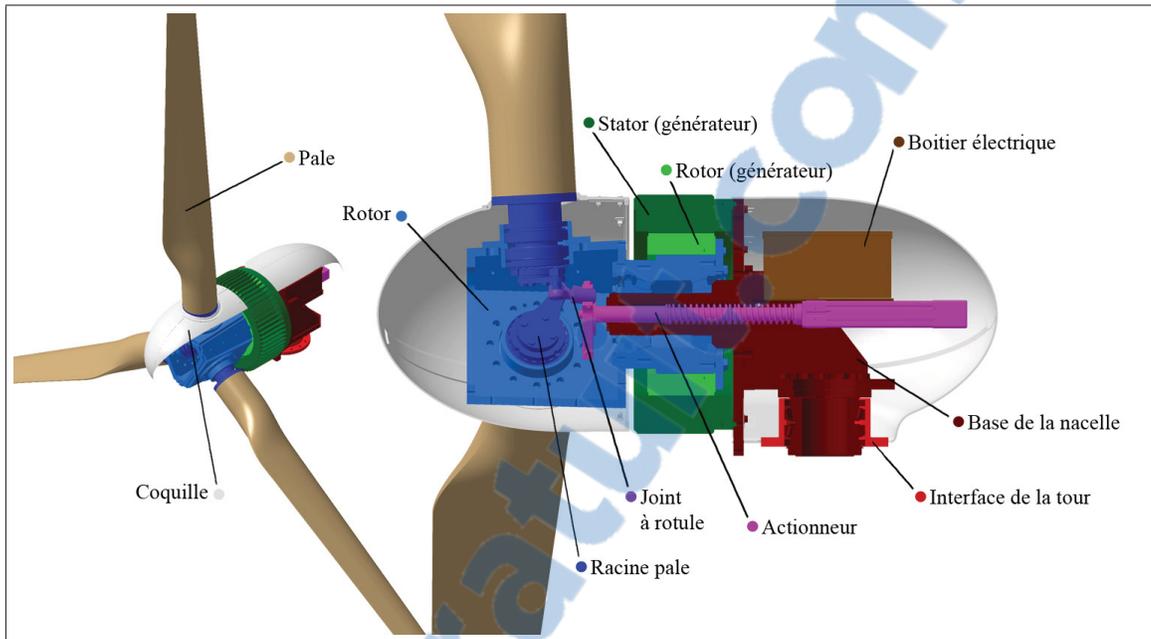


Figure 3.2 Vue de coupe de la nacelle de l'éolienne du WESNet avec identification des composantes.

Tandis que l'inverseur de puissance équipant l'éolienne est un modèle éprouvé, le générateur est d'une conception nouvelle testée pour la première fois sur l'éolienne du WESNet. En exploitation, il s'est avéré que la courbe de puissance théorique initiale du générateur présenté en figure 3.4 n'était pas réalisable en raison de la faible performance des aimants permanents utilisés. Par conséquent, il a été décidé de faire passer la vitesse angulaire nominale ω_0 de 185 tours/min à 210 tours/min dans le but d'atteindre la production nominale.

3.2 Le système de calage variable

Le système de calage variable est un système complexe alliant des composantes mécaniques et électriques. La partie mécanique de l'actionneur est identifiée sur la figure 3.2. La composante électrique principale, le module de commande, est contenue dans le boîtier électrique (figure 3.3a). Tous les capteurs nécessaires aux mouvements de l'actionneur lui sont reliés. Il est le cerveau du système de calage variable ; c'est par sa programmation que sont appliquées les stratégies de commande.

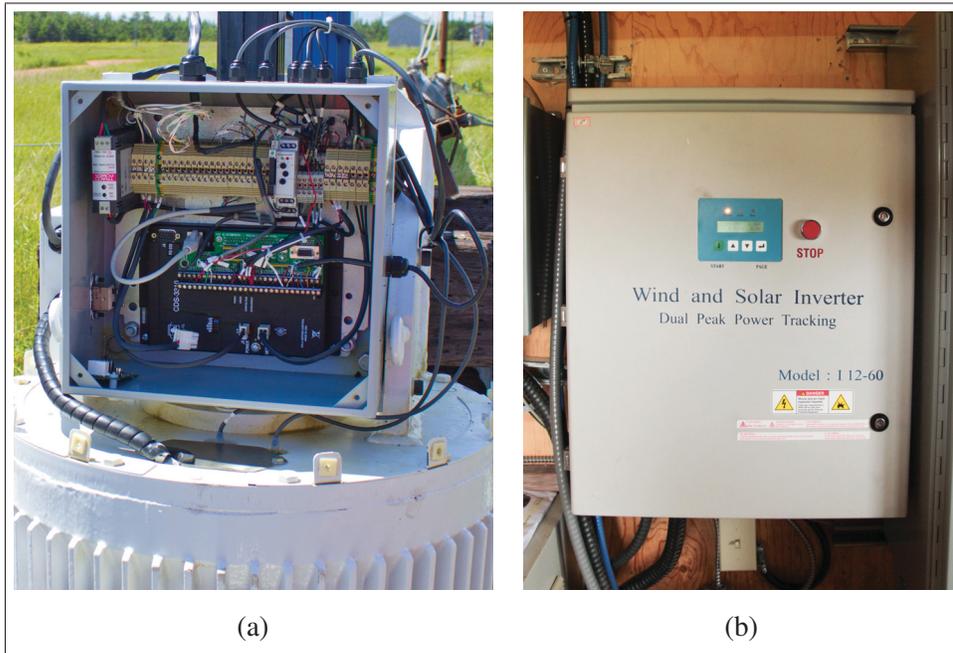


Figure 3.3 Composantes électriques le l'éolienne du WESNet : (a) Module de commande Galil CDS-3310 installé dans le boîtier électrique de la nacelle, (b) boîtier de l'inverseur de puissance installé dans l'abri à la base de l'éolienne.

3.2.1 Composantes mécaniques

Le cœur mécanique de l'actionneur du calage variable est la vis à billes. Elle est reliée aux racines des pales par l'intermédiaire de membrures équipées de joints à rotule. La vis à billes est entraînée par un moteur CC sans balai.

La relation unissant la rotation des pales à la rotation du moteur n'est pas linéaire, mais peut être estimée par une fonction du premier ordre (équation 3.1). Les détails du calcul sont en annexe II.

$$\theta_{mot} = -23704 \cdot \beta + 1447455 \quad (3.1)$$

Un encodeur incrémentiel produisant 8000 impulsions/tour est installé sur le moteur. Dans l'équation 3.1, les unités de l'angle de calage β sont des degrés et celles de la position angulaire du moteur θ_{mot} sont des impulsions. La réduction totale entre le moteur et la vis est de 8 : 1.

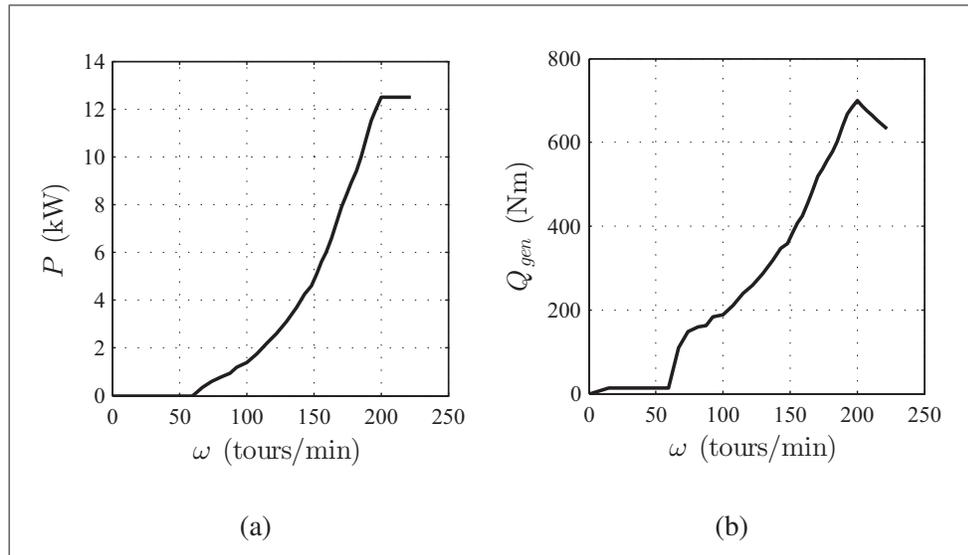
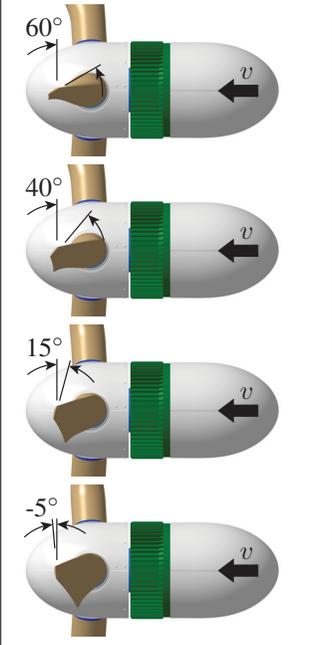


Figure 3.4 Caractéristiques théoriques du générateur en puissance (à la sortie) et en couple en fonction de la vitesse de rotation.

La vis effectue 5 tours/po et sa course totale est de 6 po, ce qui correspond à une plage d'angle de calage de -10° à 60° . Le tableau 3.2 présente une liste des principales valeurs de calage utilisées.

Dans la position drapeau, les pales ne génèrent pas assez de portance pour que le rotor accélère. Il s'agit de la position sécuritaire des pales à l'arrêt. Un ressort positionné sur l'arbre de la vis ramène les pales en drapeau en cas de perte d'alimentation du moteur. Les positions de démarrage $\beta = 40^\circ$ et $\beta = 15^\circ$ ont été choisies de manière à obtenir une accélération rapide jusqu'à 60 tours/min, vitesse où la production d'électricité débute. La figure 3.5 montre un exemple de couple aérodynamique Q en fonction de la vitesse de rotation pour les angles de démarrage. L'angle nominal de -5° est conservé jusqu'à ce que la vitesse angulaire dépasse la valeur nominale $\omega_0 = 210$ tours/min. Par la suite, les modifications de l'angle de calage se font vers le drapeau : le couple Q diminue sous l'effet d'une modification du calage β par la stratégie de commande.

Tableau 3.2 Liste des angles de calage les plus souvent utilisés pour l'éolienne du WESNet.

	Nom de la position	Angle de calage β	Position du moteur θ_{mot}	Intervalle de validité (tours/min)
60°	Drapeau	60°	0 imp	-
40°	Démarrage 1	40°	499 307 imp	$0 \leq \omega < 8$
15°	Démarrage 2	15°	1 091 899 imp	$8 \leq \omega < 40$
-5°	Nominale	-5°	1 565 974 imp	$40 \leq \omega < \omega_0$

3.2.2 Composantes électriques

Le système de calage variable utilise un module de commande Galil CDS-3310 situé dans la nacelle (figure 3.3a). Il permet à la fois d'assurer l'exploitation sécuritaire de l'éolienne, de mettre en application la stratégie de commande en région 3 et de commander la position du moteur de l'actionneur. La figure 3.6 montre les capteurs utilisés par le régulateur pour chacune de ces fonctions. Pour plus de détails, l'annexe III montre les plans électriques du système de calage variable.

L'exploitation sécuritaire de l'éolienne est assurée par le programme principal du module de commande. À chaque cycle de calcul, il s'assure que la vitesse de rotation ne dépasse pas la limite de survitesse fixée à 275 tours/min, faute de quoi il force la position drapeau des pales. Il utilise les capteurs de fin de course de l'actionneur afin de déterminer la position d'origine de l'angle de calage β à chaque démarrage de l'éolienne. Il gère également différentes routines,

comme le calcul de la vitesse angulaire du rotor à partir des mesures des capteurs de proximité. L'annexe IV contient le diagramme de flux illustrant le déroulement du programme principal.

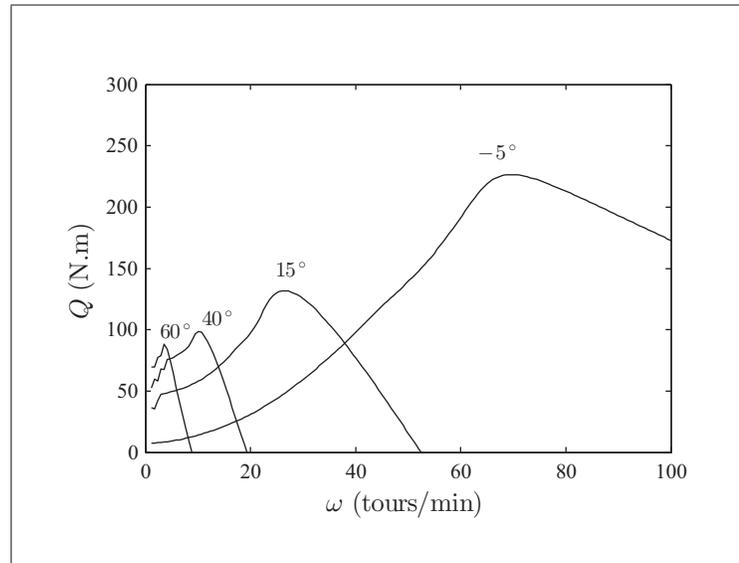


Figure 3.5 Couple aérodynamique des angles de calage β de démarrage en fonction de la vitesse angulaire ω pour un vent de vitesse $v = 5$ m/s pour l'éolienne du WESNet.

Le programme principal appelle la routine de calcul de l'angle de calage. Elle est identifiée #PTCHCAL dans le diagramme de flux. Cette routine se base sur la vitesse angulaire pour déterminer la valeur de l'angle : une vitesse angulaire supérieure à la vitesse nominale entraîne une modification de l'angle de calage selon la stratégie de commande utilisée.

La commande en position du moteur est assurée par une fonction préprogrammée du module de commande. Ce module utilise une stratégie PID dont les gains doivent être ajustés par l'utilisateur selon la méthode spécifiée dans la documentation Galil. Lorsque la routine #PTCHCAL détermine la valeur d'angle de calage requise, elle l'envoie à ce module qui active le moteur de l'actionneur afin qu'il atteigne la position correspondante.

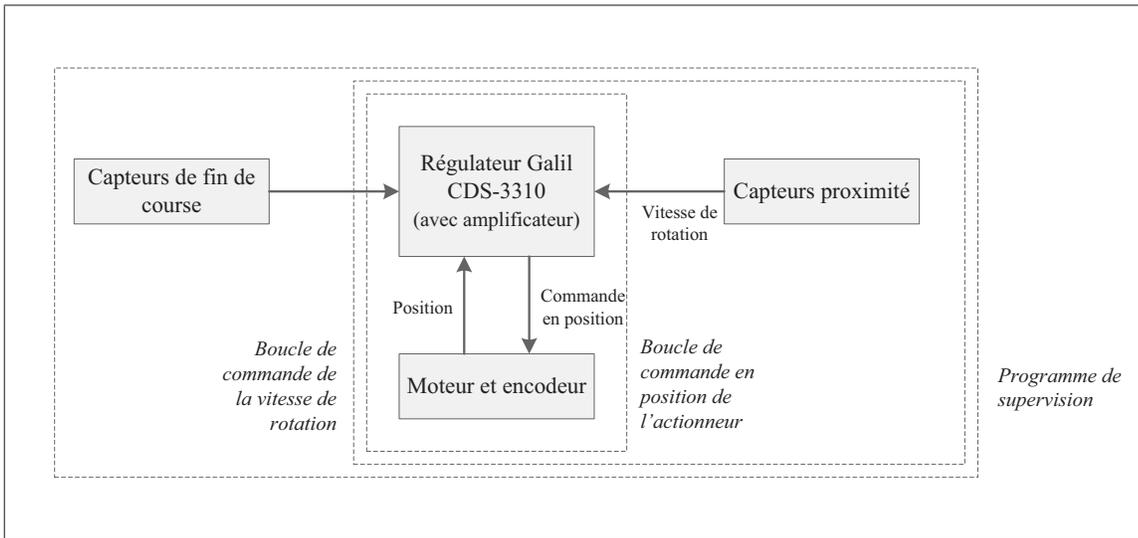


Figure 3.6 Capteurs associés aux différentes boucles de commandes exécutées par le module de commande Galil.

Il est à noter qu'un programme principal ne peut avoir plus de 1000 lignes. De plus, le temps minimal nécessaire au module de commande pour effectuer un cycle de calcul avec le programme du WESNet a été évalué à 0,1 s. Ces deux faits limitent considérablement la complexité des stratégies de commande pouvant être utilisées.

3.2.3 Programmation de base de la routine de calcul de l'angle de calage

Même si les méthodes de calcul de l'angle de calage sont différentes pour les deux stratégies de commande, la majorité du code de la routine #PTCHCAL est semblable : les deux stratégies possèdent une limitation de la vitesse du calage au démarrage et une limitation de la valeur inférieure du calage.

La limitation de la vitesse de calage permet d'éviter la plupart des arrêts pour survitesse survenant au démarrage de l'éolienne par grands vents. Tel que montré par la figure 3.7 entre 35 min et 37 min, la vitesse de modification du calage est fixée à 15 000 imp/s (0,63°/s) lors d'un déplacement depuis la position drapeau ($\beta \approx 60^\circ$). La vitesse passe à 150 000 imp/s (6,3°/s) une

fois β_0 atteint ou lorsque le calage requis par la stratégie de commande est supérieur au calage réel de l'actionneur.

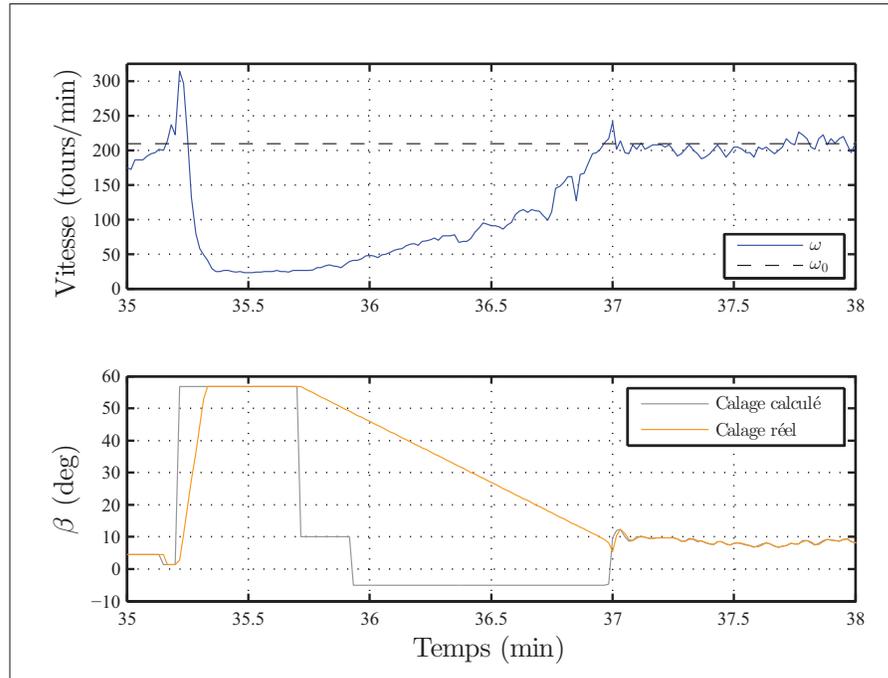


Figure 3.7 Vitesse angulaire et calage de l'éolienne du WESNet sur 3 min le 25 octobre 2013 à partir de 03h35. $\bar{v} = 15,68 \text{ m/s}$, $IT = 0,117$ et direction moyenne d'arrivée du vent de 256°

La limite inférieure de l'angle de calage vise également à éviter certains arrêts pour survitesse. Lors d'une baisse de la vitesse angulaire, le calage calculé par le régulateur diminue de manière à augmenter le couple aérodynamique Q et à rétablir la vitesse angulaire nominale ω_0 le plus rapidement possible. Or, l'accélération générée par cet apport de couple peut devenir trop grande si elle survient au même moment qu'une bourrasque de vent ou qu'un alignement du rotor dans le vent. En fixant la valeur inférieure du calage, l'augmentation du couple Q est limitée et le système de calage variable est en mesure de réagir plus rapidement aux accélérations. La limite est fixée à 4° sous la moyenne du calage établi sur une période de 20 s.

Cette période permet une adaptation aux cycles de variations de vitesse du vent sans nuire aux performances de l'éolienne.

Son action est visible sur la figure 3.9, notamment à 24 min : elle est responsable du maintien d'une valeur de β pendant une période prolongée. Il est important de noter qu'en raison du positionnement fautif du mât météo évoqué au chapitre 4, le vent mesuré affiché sur cette figure n'est pas synchronisé avec celui subi par l'éolienne. Le graphique du vent est présenté à titre de référence.

Dans la routine #PTCHCAL, cette limite de calage est appliquée après le calcul du signal de calage u par la stratégie de commande, comme montré par l'extrait de code 3.1 en langage Galil. La variable `ptchMin` est la limite inférieure du calage, `MeanFl` est la valeur moyenne du calage calculée sur 20 s et `PtchFl` est le décalage de 4° sous la moyenne.

Extrait de code 3.1 Extrait simplifié de la routine PTCHCAL appliquant la limitation du calage.

```

1 ptchMin=MeanFl-PtchFl      ;'Calcul de la limite inférieure du calage
2 IF (u<ptchMin)            ;'Si valeur calage calculé sous la limite
3   u=ptchMin                ;'Application de la limitation
4 ENDIF

```

Les méthodes de calcul de l'angle de calage spécifiques à chaque stratégie sont présentées aux chapitres 5 et 6.

3.3 Modèles de l'éolienne

Selon le processus de développement d'une stratégie de commande énoncé au chapitre 2, le modèle non linéaire est basé sur la compréhension physique du système. Il est par la suite raffiné à l'aide de résultats expérimentaux.

Les composantes aérodynamique et structurelle du modèle non linéaire de l'éolienne du WES-Net sont réalisées dans le code de conception d'éoliennes FAST, alors que les comportements de système de génération, du régulateur et des capteurs sont recréés dans le logiciel SIMU-

LINK. Ces deux outils communiquent ensemble via des liens à l'intérieur de SIMULINK. Le modèle linéaire est issu du modèle non linéaire à l'aide d'un module de FAST.

3.3.1 Modélisation FAST

Le code FAST est modulaire et peut s'adapter à la plupart des éoliennes existantes. Cette flexibilité provient de sa structure multicorps permettant de n'inclure que les composantes nécessaires via des fichiers de description. La figure 3.8 présente la hiérarchie des fichiers appelés lors de l'exécution de FAST. L'annexe I contient les fichiers utilisés pour décrire l'éolienne du WESNet.

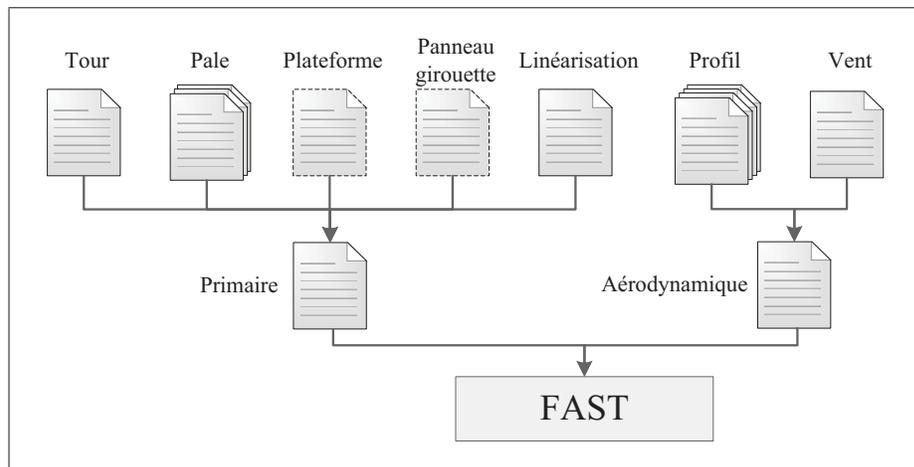


Figure 3.8 Structure des fichiers de description du logiciel FAST. Les fichiers non utilisés pour l'éolienne du WESNet sont en traits pointillés. Adapté de Jonkman et Buhl (2005).

La complexité d'un modèle FAST varie selon l'activation des degrés de liberté (DDL). Le tableau 3.3 présente une liste des plus importants DDL accessibles dans FAST.

Le DDL 13 de l'angle d'azimut du rotor est obligatoirement activé. Tous les autres sont optionnels. Le DDL 11 est activé dans le modèle non linéaire de l'éolienne du WESNet pour recréer le système d'orientation sous le vent. Comme l'indique Wright (2004), la flexibilité des pales, de la tour et de l'arbre d'entraînement du rotor de l'éolienne peuvent avoir un impact sur le

comportement du modèle et doivent y être inclus s'ils en améliorent la qualité. Ces flexibilités sont recréées en activant certains DDL : 14 à 22 pour les pales, 7 à 10 pour la tour et 12 et 13 pour la flexibilité de l'arbre.

Tableau 3.3 Liste des degrés de liberté disponibles dans FAST.
Adapté de Jonkman et Buhl (2005).

Numéros	Description
1 à 6	Translations et rotations de la plateforme de l'éolienne
7 à 10	Déplacements longitudinaux et latéraux de la tour pour les deux premiers modes
11	Position angulaire de la nacelle
12	Angle d'azimut du générateur
13	Angle d'azimut du rotor
14 à 16	Déplacements des bouts des pales pour le premier mode en battement
17 à 19	Déplacements des bouts des pales pour le deuxième mode en battement
20 à 22	Déplacements des bouts des pales pour le premier mode dans le sens de la corde

Pour l'éolienne du WESNet, il a été calculé que la flexibilité de l'arbre du rotor n'avait pas d'impact sur la dynamique de l'éolienne. La fréquence naturelle en torsion de l'arbre est en effet beaucoup trop élevée (388 Hz) pour risquer d'être excitée par l'exploitation de l'éolienne (les détails du calcul sont en annexe V). De la même manière, les simulations ont montré que la flexibilité des pales n'avait pas d'impact sur la commande du rotor. L'amortissement des pales a été fixé à 0.75% à partir de tests avec accéléromètres sur une pale de l'éolienne (voir annexe VI). La flexibilité de la tour n'a pas été incluse dans le modèle non plus, même si elle a un impact certain sur la dynamique de l'éolienne. Ce choix a été fait en raison de la difficulté d'obtention des propriétés de la tour haubanée dans le cadre du projet.

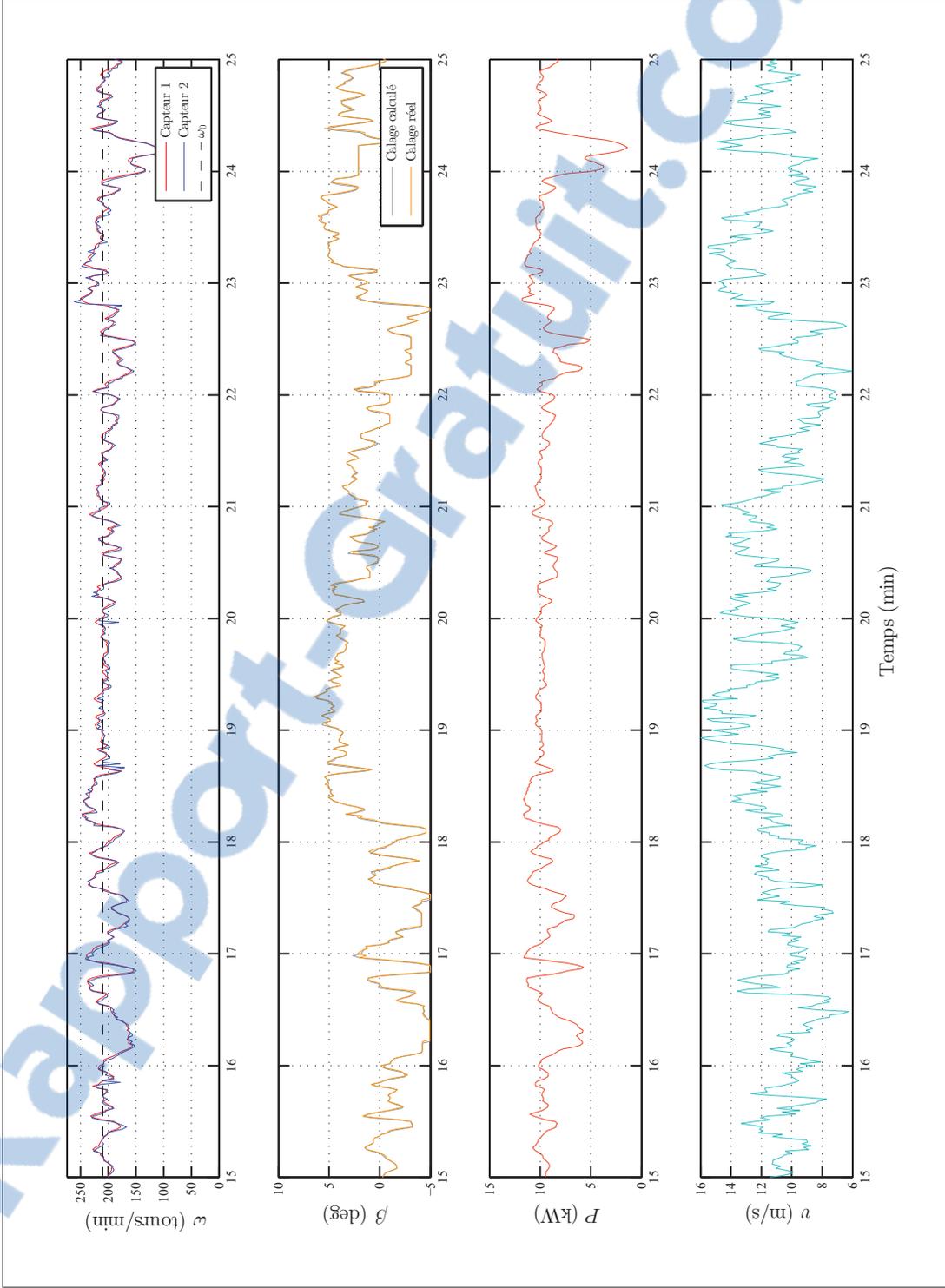


Figure 3.9 Données de fonctionnement de l'éolienne du WESNet sur 10 min le 24 octobre 2013 à partir de 13h15.
 $\bar{v} = 12, 21 \text{ m/s}$, $IT = 0, 154$ et direction moyenne d'arrivée du vent de 245°

3.3.2 Modélisation SIMULINK

Le modèle SIMULINK contient un bloc permettant de communiquer avec l'exécutable FAST. Il est en vert sur la figure 3.10. Il donne accès à chacune des variables de sortie de FAST tout au long de la simulation. Jonkman et Buhl (2005) en répertorie plus de 200 : vitesse de rotation, angle de lacet, puissance produite, charges locales sur les composants, etc. Ce bloc permet aussi de fournir 7 variables d'entrée à FAST : le couple et la puissance instantanés du générateur, la position et la vitesse angulaire de la nacelle ainsi que le calage individuel des 3 pales.

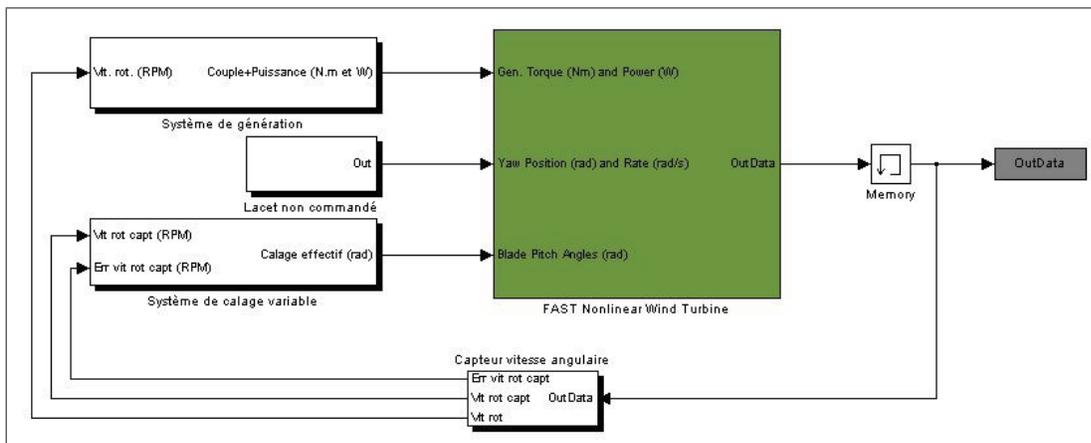


Figure 3.10 Modélisation SIMULINK de l'éolienne du WESNet.

Ces entrées et ces sorties permettent de modéliser des éléments de l'éolienne à l'aide des outils SIMULINK : le système de génération, la stratégie de commande et le comportement des capteurs. Les trois prochaines sections présentent leurs modélisations. Elles sont basées sur les données de fonctionnement de l'éolienne du WESNet et quelques cycles d'ajustement de leurs paramètres ont été requis afin d'atteindre la similarité avec les résultats expérimentaux. Le modèle SIMULINK complet se trouve en annexe numérique.

3.3.2.1 Le système de génération

Le système de génération est composé de deux éléments : le PMSG et l'inverseur de puissance. Des modèles détaillés de PMSG comme celui de Rolàn *et al.* (2009) peuvent être réalisés dans SIMULINK. Toutefois, puisque la dynamique du PMSG est très rapide et n'a que peu d'impact sur la dynamique du système, ce type de modèle ne sera pas utilisé.

C'est l'inverseur qui définit le comportement du système. Il est responsable de l'application de la stratégie MPPT et donc des variations du couple du générateur Q_{gen} . Par conséquent, son comportement est estimé par des tables de correspondances reprenant les informations des courbes théoriques de la figure 3.4. La courbe de puissance a été établie par les concepteurs du système de génération lors de tests à vide. Pour reproduire le temps de réponse de la routine MPPT, un délai de 1 s est imposé sur l'application du couple, comme montré par la figure 3.11. Les efficacités du générateur et de l'inverseur de puissance sont appliquées à la puissance de sortie de l'éolienne.

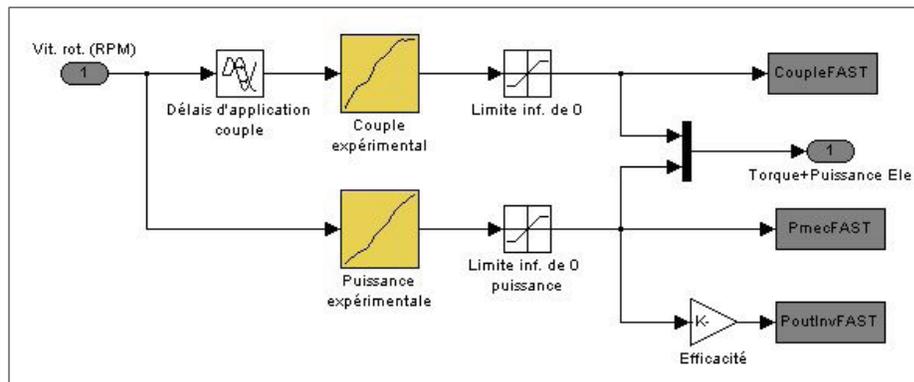


Figure 3.11 Modélisation SIMULINK du générateur de l'éolienne du WESNet.

3.3.2.2 Le système de calage variable

Deux aspects sont à considérer pour la modélisation du système de calage variable dans SIMULINK. Premièrement, la similitude entre la programmation des modules de commande réel et virtuel doit être assurée. Pour ce faire, une fonction MATLAB intégrée permet de recréer le code de la routine #PTCHCAL dans la simulation avec un minimum de modifications. L'intervalle de calcul de la simulation est fixé à 0,25 s et correspond à celui du module Galil. Des transitions identifiées *Rate Transition* sont intégrées au modèle (figure 3.12) afin d'utiliser un intervalle de calcul plus rapide pour l'exécution des calculs aérodynamiques et structurels de FAST (0,005 s).

Deuxièmement, la dynamique du système de calage affecte le comportement aérodynamique de l'éolienne et doit être incluse dans la simulation. En effet, la friction et l'amortissement présents dans sa partie mécanique ont un impact sur sa bande passante et sur son temps de stabilisation. Comme les valeurs physiques de ces phénomènes ne sont pas connues, la dynamique du système de calage est modélisée à l'aide d'un filtre passe-bas (en jaune sur la figure 3.13) conformément à ce qui est fait par Wright et Fingersh (2008) et Hansen *et al.* (2005). La constante de temps de ce filtre a été évaluée à $\tau = 0,075$ s à l'aide de la fonction d'identification des paramètres de MATLAB. Un délai de 0,007 s a de plus été ajouté au signal. La figure 3.15 montre les réponses expérimentale et simulée de l'actionneur sous l'effet d'une consigne de calage. La consigne et la réponse expérimentale de l'actionneur proviennent du fichier d'acquisition. Cette modélisation, bien qu'imparfaite, permet également de tenir compte des limitations de l'accélération du moteur imposées par le module de commande en raison de l'emploi d'un profil de déplacement trapézoïdal.

Une fonction de calcul de la puissance électrique requise par le système de calage variable est inclus dans le modèle non linéaire afin d'obtenir un outil de comparaison entre les deux stratégies de commande. Le calcul est basé sur la valeur de l'angle de calage, comme le montre la figure 3.14. La puissance est calculée de manière mécanique, c'est-à-dire en multipliant la vitesse angulaire au moteur par le couple fourni. La vitesse angulaire est obtenue par la dérivée

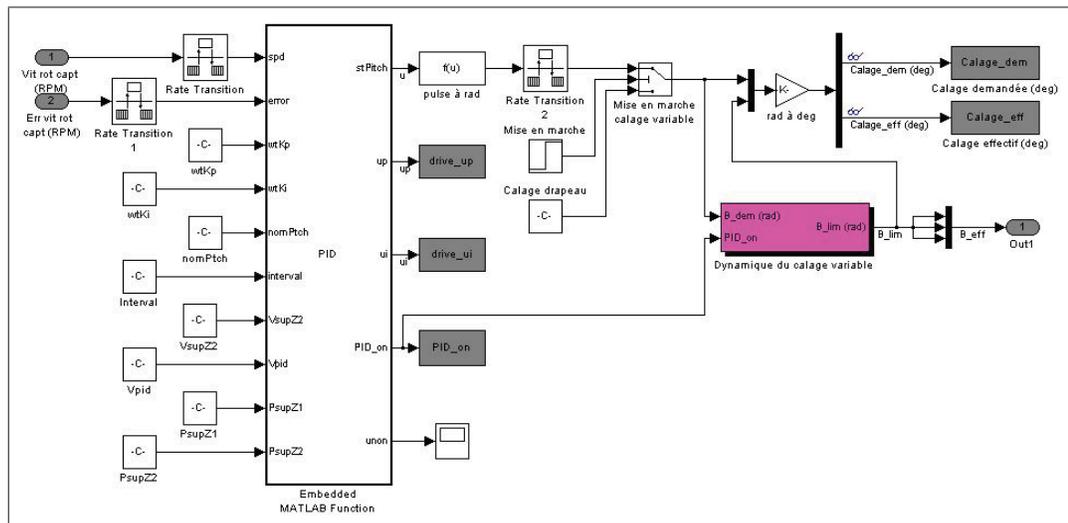


Figure 3.12 Modélisation SIMULINK du régulateur de l'éolienne du WESNet.

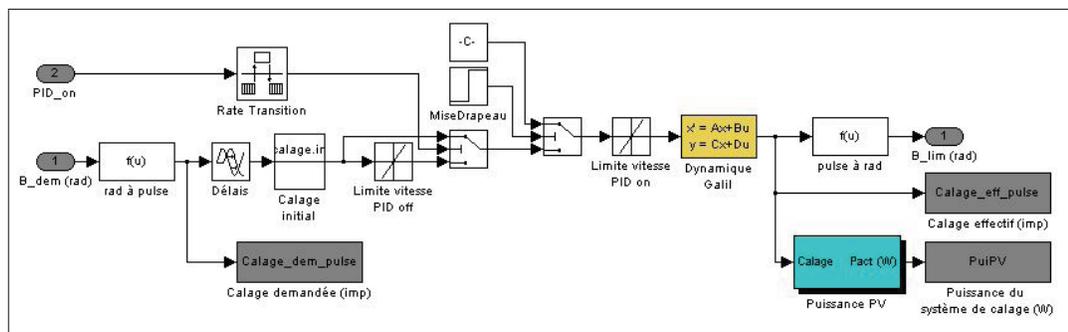


Figure 3.13 Contenu du bloc identifié *Dynamique du calage variable* modélisant la dynamique de l'actionneur.

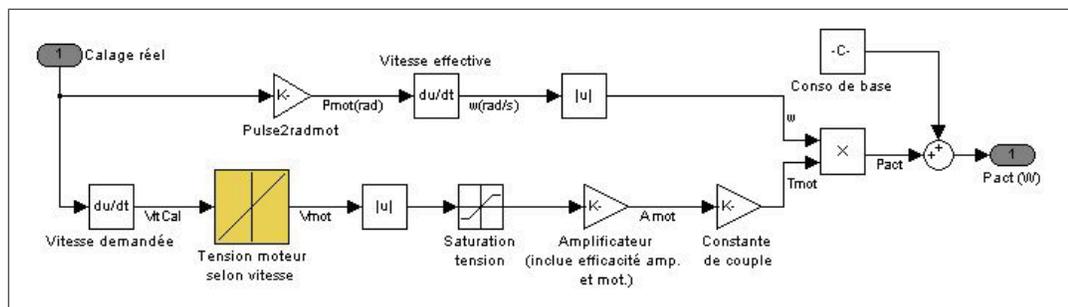


Figure 3.14 Contenu du bloc identifié *Puissance PV* modélisant la puissance du système de calage variable.

du signal de calage. Le couple provient d'une relation empirique liant la vitesse angulaire de calage et la tension au moteur. Celle-ci découle des résultats expérimentaux. La tension au moteur est convertie en courant en fonction de la constante de l'amplificateur, pour ensuite être convertie à l'aide de la constante de couple du moteur. Les efficacités du moteur (80%) et de l'amplificateur (95%) sont appliquées sur le couple. À la puissance calculée s'ajoute la consommation de base mesurée du système qui s'élève à 36 W en tout temps.

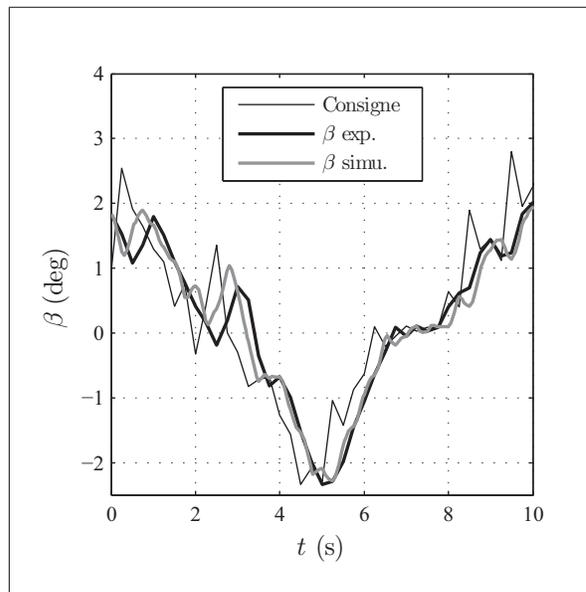


Figure 3.15 Réponses expérimentale et simulée du système de calage variable à une consigne calculée par le régulateur.

3.3.2.3 Le capteur de vitesse

À l'instar du régulateur, le capteur de la vitesse angulaire du rotor peut être modélisé à l'aide d'une fonction MATLAB intégrée. Cette fonction vise à reproduire le code Galil utilisé pour traduire les impulsions mesurées en vitesse angulaire. Elle s'exécute à chaque période de 0.25 s.

Un bloc en rouge sur la figure 3.16 permet de reproduire les variations indésirables présentes dans les mesures du capteur. Un bruit blanc d'un écart-type de 3,78 tours/min est ajouté à la mesure de la vitesse. Cette valeur inclue l'incertitude sur la mesure (son calcul est présenté à la section 4.1.1) ainsi que le bruit dû aux doubles détections du capteur de proximité. Ce dernier entraîne une augmentation soudaine de la vitesse angulaire mesurée et n'est présent que pour de hautes vitesses angulaires. Pour cette raison, le bruit blanc est appliqué proportionnellement à la vitesse. Cela entraîne une augmentation soudaine de la vitesse angulaire mesurée et n'est présent que pour de hautes vitesses angulaires. Pour cette raison, le bruit blanc est appliqué proportionnellement à la vitesse : il est nul à 0 tours/min et maximal à 210 tours/min.

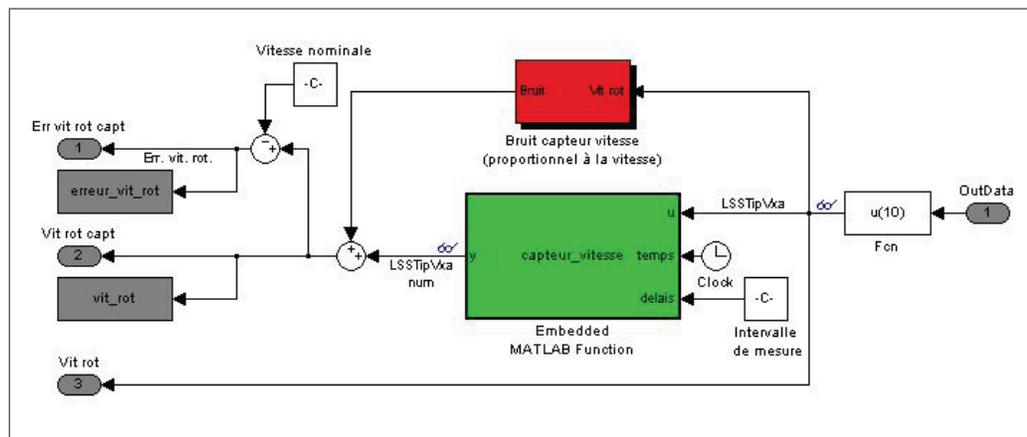


Figure 3.16 Modélisation SIMULINK du capteur de vitesse de l'éolienne du WESNet avec ajout de bruit sur la mesure.

3.3.3 Linéarisation

Pour la linéarisation, l'exécutable de FAST doit être lancé à partir de l'invite de commande WINDOWS. En plus des fichiers de description, un fichier d'options de linéarisation est requis (voir figure 3.8). Il spécifie la variable de commande : pour la commande de la vitesse du rotor à l'aide du calage variable, le couple du générateur Q_{gen} et la position du lacet doivent être déclarés constants.

Le modèle linéarisé de l'éolienne du WESNet de l'équation 3.2 est en représentation d'état. Il ne compte qu'un seul état : la vitesse angulaire ω . Par conséquent, seul le DDL 13 est activé

et A , B et B_d sont de dimension 1×1 . Leur valeur est fixée par FAST une fois le régime permanent à la vitesse angulaire ω_0 atteint sous l'effet d'un vent spécifié par l'utilisateur. Pour ce projet, le vent soumis est constant à la vitesse nominale v_0 .

$$\Delta\dot{\omega} = A\Delta\omega + B\Delta\beta + B_d\Delta v \quad (3.2)$$

La signification physique de A , B et B_d est expliquée par Wright (2004). Comme mentionné en section 1.4.1, le couple aérodynamique Q est fonction de la vitesse du vent v , de la vitesse de rotation ω et de l'angle de calage β . Il peut s'exprimer par la série de Taylor :

$$Q = Q(\omega_0, \beta_0, v_0) + \frac{\partial Q}{\partial \omega} \Delta\omega + \frac{\partial Q}{\partial \beta} \Delta\beta + \frac{\partial Q}{\partial v} \Delta v \quad (3.3)$$

où les termes d'ordre élevé sont négligés et où $Q(v_0, \omega_0, \beta_0)$ représente le couple aérodynamique au point d'opération nominal. Δ représente une variation autour de ce point. En introduisant 3.3 dans 1.14, on obtient :

$$J_{tot} \cdot \dot{\omega} = Q(\omega_0, \beta_0, v_0) + \frac{\partial Q}{\partial \omega} \Delta\omega + \frac{\partial Q}{\partial \beta} \Delta\beta + \frac{\partial Q}{\partial v} \Delta v - Q_{gen} \quad (3.4)$$

Lorsque le rotor est à l'équilibre autour du point d'opération nominal, l'équation 3.4 devient :

$$0 = Q(\omega_0, \beta_0, v_0) - Q_{gen}$$

ce qui signifie pour de petites variations autour de ce point que :

$$J_{tot} \cdot \dot{\omega} = \frac{\partial Q}{\partial \omega} \Delta\omega + \frac{\partial Q}{\partial \beta} \Delta\beta + \frac{\partial Q}{\partial v} \Delta v \quad (3.5)$$

En faisant passer J_{tot} à droite de l'égalité, on obtient les équivalences suivantes :

$$A = \frac{\partial Q / \partial \omega}{J_{tot}} \quad B = \frac{\partial Q / \partial \beta}{J_{tot}} \quad B_d = \frac{\partial Q / \partial v}{J_{tot}}$$

A , B et B_d expriment donc l'influence d'une modification de la vitesse de rotation, de l'angle de calage et de la vitesse du vent sur le couple aérodynamique. Cette influence est normalisée en fonction de l'inertie. La linéarisation permet de trouver les valeurs suivantes :

$$A = -0,1567$$

$$B = -4,8808$$

$$B_d = 0,8742$$

$$C = 9,5490$$

La valeur de la matrice de sortie C permet le passage d'une vitesse de rotation en rad/s à une vitesse en tours/min.

3.3.4 Les cas de vents de la simulation non linéaire

Pour la simulation comme pour la linéarisation, le vent est défini par l'utilisateur dans un fichier de description FAST. Ainsi, un échantillon de vent mesuré peut être soumis à la simulation afin de valider le comportement du modèle non linéaire. Trois séries de données de fonctionnement de l'éolienne ont été choisies pour ce faire. Elles sont présentées dans le tableau 3.4. Ces séries ont été mesurées lors de l'opération de l'éolienne avec la stratégie PI. Elles présentent une diversité de conditions de vent. Elles ont une durée de 1 h chacune et sont exemptes d'arrêts pour cause de survitesse, puisque que ceux-ci ne peuvent être reproduits dans la simulation.

Tableau 3.4 Cas de vent utilisés pour les simulations non-linéaires.

Cas de vent	Date	Heure	\bar{v}	IT	Direction moy.
1	31 octobre 2013	05 h	9,31 m/s	0,180	287°
2	24 octobre 2013	13 h	12,21 m/s	0,154	245°
3	24 octobre 2013	20 h	15,49 m/s	0,141	247°

Des cas de vents standardisés sont aussi proposés par la norme IEC61400 afin de valider la conception structurelle d'une éolienne, mais ne sont pas utilisés dans le cadre de ce mémoire.

CHAPITRE 4

MESURES ET TRAITEMENT DES DONNÉES

Les mesures prises lors du fonctionnement de l'éolienne servent à réaliser la stratégie de commande, à raffiner son modèle non linéaire et à établir ses performances. Pour cette raison, la première section de ce chapitre traite des outils utilisés pour réaliser les mesures et de l'acquisition des données. La seconde section contient les étapes de traitement de ces données nécessaires au calcul des indicateurs de performance de l'éolienne. L'incertitude sur la courbe de puissance, le principal indicateur, y est calculé à partir des incertitudes des différents capteurs.

4.1 Acquisition de données

L'éolienne du WESNet est équipée du système d'acquisition dépeint à la figure 4.1. Un enregistreur de données est utilisé pour une acquisition détaillée des mesures provenant du mât météo et du système de génération. Il reçoit aussi le signal analogique provenant du régulateur indiquant la valeur de l'angle de calage. Toutes les données de l'enregistreur sont moyennées sur 1 min et servent au calcul des performances de l'éolienne. Pour l'affichage de l'état de l'éolienne en temps réel, une carte d'acquisition USB et un ordinateur traitent les signaux provenant du module de commande Galil et de l'enregistreur de données. Une interface réalisée dans LabVIEW (voir figure 4.3) permet d'afficher les données en temps réel à l'écran. Il est possible de se connecter à l'ordinateur à distance. La figure 4.2 montre l'agencement physique du dispositif d'acquisition dans l'abri à la base de l'éolienne.

4.1.1 Les mesures des capteurs

Les mesures nécessaires au calcul des performances d'une éolienne sont encadrées par la partie 12 de la norme IEC61400. La puissance d'une éolienne est calculée à partir des mesures de tension et de courant, tandis que la vitesse du vent est mesurée par un anémomètre, mais

est normalisée en fonction de la température et de la pression atmosphérique. Le tableau 4.1 présente les caractéristiques des instruments utilisés pour chaque mesure ainsi que les équations du calcul d'incertitude leur étant associées. Ce calcul est une somme quadratique des incertitudes reliées à divers facteurs évoqués au tableau 4.2. Ils ont été établis par l'équipe du WEICan. Les variables v_i et P_i représentent respectivement la vitesse et la puissance d'une classe de vent i de la courbe de puissance.

Tableau 4.1 Liste des instruments de mesure nécessaire au calcul des performances de l'éolienne avec le calcul d'incertitude associé.

Mesures	Marque de l'instrument	Modèle de l'instrument	Calcul de l'incertitude
Tension et courant	Camille Bauer	Sineax Cam-Power	$u_{P_i} = \sqrt{(a \cdot P_i)^2 + (b \cdot P_i)^2 + c^2 + d^2}$
Vitesse du vent	Anémomètre chauffant UL	n/a	$u_{v_i} = \sqrt{e^2 + (f \cdot v_i + g)^2 + (h \cdot v_i)^2 + (i \cdot v_i)^2 + j^2}$
Température	NRG	110S	$u_T = \sqrt{k^2 + l^2 + m^2 + n^2}$
Pression atmosphérique	NRG	BP20	$u_B = \sqrt{o^2 + p^2 + q^2}$

La vitesse angulaire du rotor de l'éolienne n'est pas nécessaire à la certification des performances d'une éolienne et n'est donc pas régi par la norme IEC61400-12. Puisque la commande du calage variable est basée sur cette mesure, son incertitude peut tout de même avoir un impact sur la qualité de la régulation de la puissance en région 3.

La vitesse angulaire est calculée à partir des impulsions envoyées par le capteur de proximité¹. Il est de modèle IFM-OF5012 et il est photoélectrique. Il utilise une lumière infrarouge pour détecter le passage des 60 encoches pratiquées dans le rotor de l'éolienne. Le nombre total d'impulsions n_1 est utilisé pour calculer la vitesse ω_1 sur une période t de 0.5 s avec :

$$\omega_1 = \frac{n_1}{t} \quad (4.1)$$

1. Un capteur secondaire de marque OMRON et de modèle E2A est aussi utilisé. Le calcul de son incertitude n'est pas présenté puisqu'il n'est pas utilisé pour la commande du calage variable.

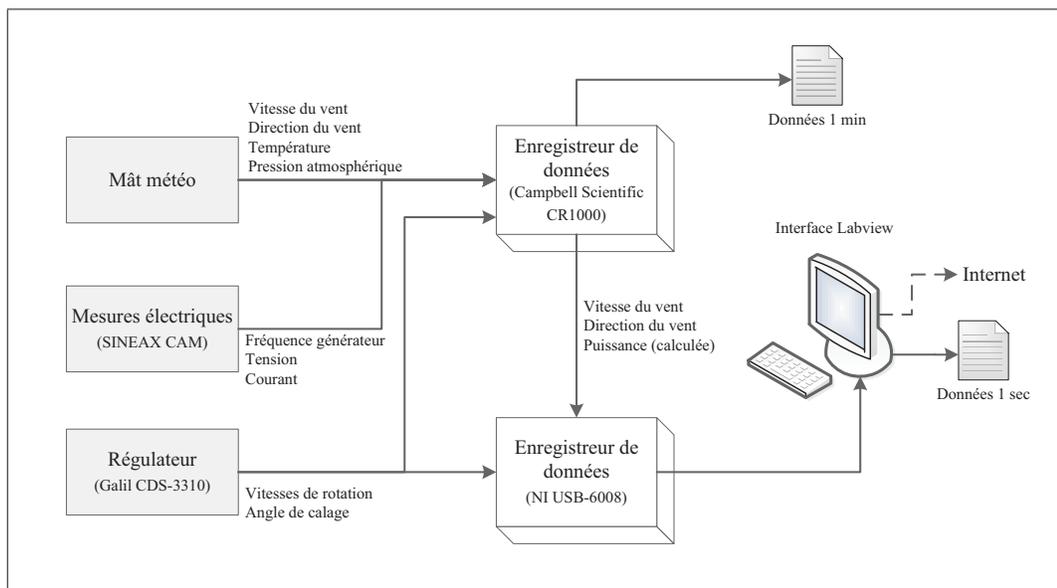


Figure 4.1 Schéma de l'acquisition de données pour l'éolienne du WESNet.



Figure 4.2 Dispositifs d'acquisition à l'intérieur de l'abri à la base de l'éolienne.

L'incertitude sur n_1 est de ± 1 imp et celle sur t de ± 0.001 s. Pour une vitesse réelle de 210 tours/min, la vitesse mesurée ω_1 peut donc varier entre 208 tours/min et 212 tours/min (le programme principal utilise des nombres entiers seulement).



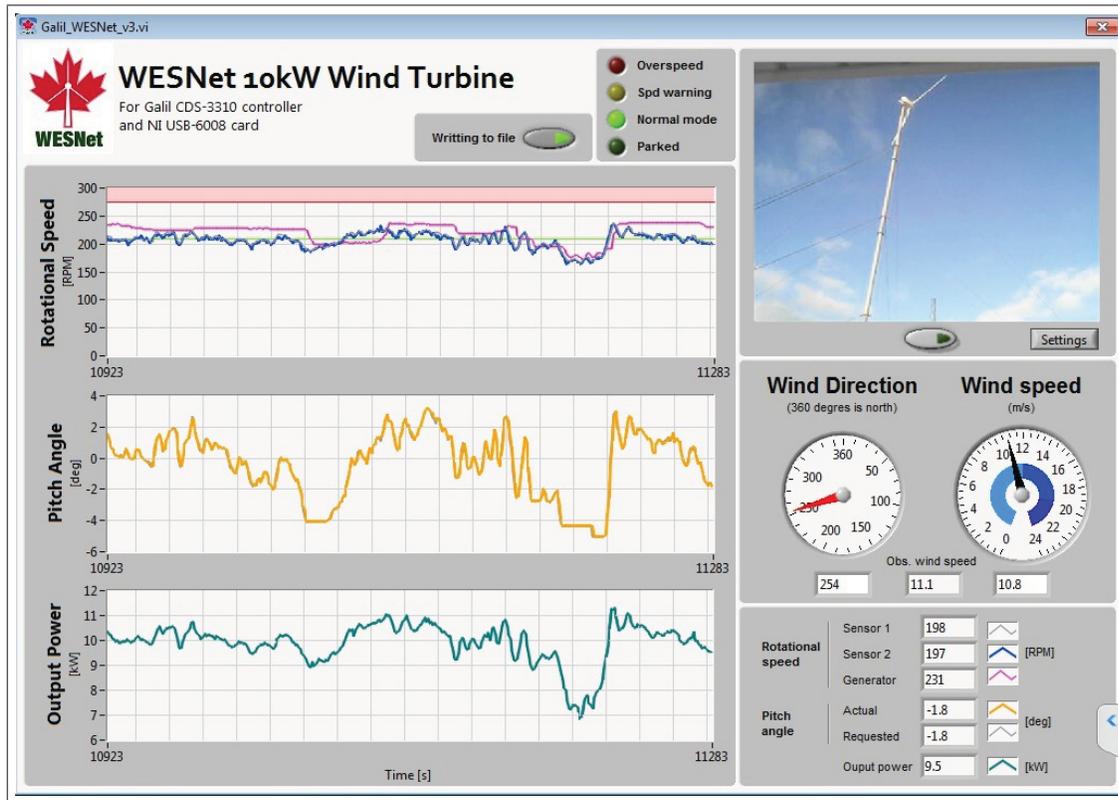


Figure 4.3 Interface du programme d'acquisition construit avec LabVIEW.

4.2 Traitement des données des indicateurs de performances

Ce ne sont pas toutes les données enregistrées par le système d'acquisition qui sont utilisées pour le calcul des indicateurs. La prochaine section décrit les critères de sélections utilisés. La section suivante traite de la normalisation et des corrections appliquées aux données. Une dernière section présente les calculs d'incertitude requis pour le traçage de la courbe de puissance.

4.2.1 Sélection des données

La courbe de puissance d'une éolienne doit être tracée pour une disponibilité de 100% : les données des arrêts pour survitesse ne doivent pas être utilisées. C'est aussi le cas des données enregistrées lorsque le vent provient d'une direction pour laquelle les mesures de la vitesse du vent seraient faussées en raison de la configuration du site du WEICan.

Tableau 4.2 Liste des incertitudes reliées aux mesures selon la norme IEC61400 (fournies par le WEICan).

Variable	Nature de l'erreur	Incertitude	Unité
a	Incertitude de la mesure du courant	0,087	%
b	Incertitude de la mesure de tension	0,000	%
c	Incertitude du transformateur	0,012	kW
d	Acquisition des mesures électriques	0,003	kW
e	Calibration de l'anémomètre	0,000	m/s
f	Fonctionnement de l'anémomètre	0,032	%
g	Déviations de l'anémomètre	0,003	m/s
h	Effet du montage de l'anémomètre	1,000	%
i	Effet de terrain sur l'anémomètre	3,000	%
j	Acquisition de la vitesse du vent	0,058	m/s
k	Calibration du thermomètre	0,200	K
l	Protection contre les radiations	0,200	K
m	Effet du montage	0,004	K
n	Acquisition de la température	0,060	K
o	Calibration du baromètre	0,150	hPa
p	Effet du montage du baromètre	0,310	hPa
q	Acquisition	0,156	hPa

Les critères de discrimination des données en fonction de la direction du vent sont établis à l'aide de la norme IEC61400-12. Les obstacles présents sur le site de certification faussent non seulement les données recueillies, mais modifient le vent subi par l'éolienne : le sillage d'une autre éolienne peut créer des perturbations artificielles dans le vent. De même, l'éolienne du WESNet peut fausser la vitesse du vent mesurée au mât météo. L'annexe A de la norme décrit la méthode à utiliser pour établir les secteurs d'exclusion des données. Le tableau 4.3 présente cette méthode appliquée à l'éolienne du WESNet. Pour calculer le secteur à exclure en raison du positionnement de l'éolienne Vestas #1, par exemple, il suffit de diviser la distance L_n séparant les deux machines par le diamètre D_n de la Vestas #1 et d'identifier le secteur correspondant à ce ratio dans la table de la norme. Ce secteur d'exclusion est centré sur la direction de la Vestas par rapport à l'éolienne du WESNet comme le montre la figure 4.4. Les données enregistrées lorsque le vent provient d'une direction comprise entre 70° et 118° sont donc exclues. Cette méthode s'applique à l'éolienne du WESNet et au mât météo sur lequel

est installé l'anémomètre. La figure 4.5 présente les résultats pour ces deux emplacements. Les calculs sont basés sur le plan du site du WEICan qui se trouve en annexe VII.

Tableau 4.3 Calcul des secteurs d'exclusion pour l'éolienne du WESNet selon l'obstacle.

Nom	Distance	Diamètre	Ratio	Secteur d'exclusion	Direction
<i>Autres éoliennes</i>	L_n	D_n	L_n/D_n		
Vestas #1	282 m	47 m	6	48°	94°
Vestas #2	178 m	47 m	3.8	62°	141°
Vestas #3	231 m	47 m	4.9	53°	198°
AOC #1	101 m	15 m	6.7	46°	40°
AOC #2	182 m	15 m	12.1	37°	71°
Vantera	191 m	1.8 m	106.1	0°	10°
Skystream	108 m	3.7 m	29.0	0°	244°
Éocycle	289 m	12.6 m	22.9	0°	228°
Éolienne inconnue #1	103 m	10 m	10.3	38°	182°
Éolienne inconnue #2	81 m	5 m	16.2	0°	244°
Éolienne inconnue #3	155 m	2.9 m	53.5	0°	253°
<i>Obstacles</i>	Le	De	Le/De		
Abris #1	22 m	4 m	5.5	0°	208°
Abris #2	25.6 m	4 m	6.4	0°	45°
Mât météo	60.2 m	0 m	0	0°	225°

En pratique, toutes ces exclusions de données sont mises en œuvre à l'aide de filtres appliqués aux fichiers de l'enregistreur de données de manière à ne conserver que les données :

- a. dont la direction d'arrivée du vent n'est pas comprise entre 8° et 241° ;
- b. dont le calage est inférieur à 60° ;
- c. dont la puissance est inférieure (consommation) à 0 kW pour une vitesse de vent supérieur à 5 m/s.

Ce dernier critère vise à exclure les minutes pour lesquelles le système de génération est en faute. En effet, des problèmes du réseau de distribution ont engendré des arrêts du système de génération en quelques occasions, sans toutefois causer d'arrêt du rotor de l'éolienne. Comme ces interruptions sont dues à une cause externe, elles peuvent être exclues de sa disponibilité.

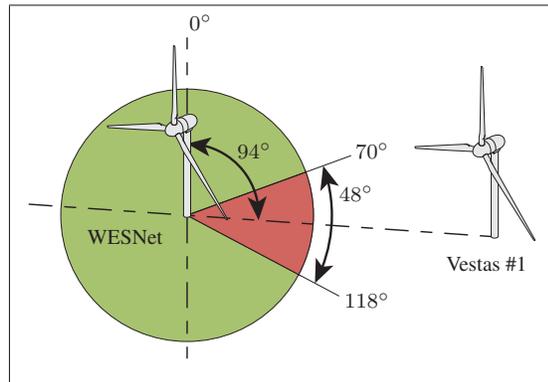


Figure 4.4 Exemple de la méthode d'exclusion des secteurs selon l'obstacle.

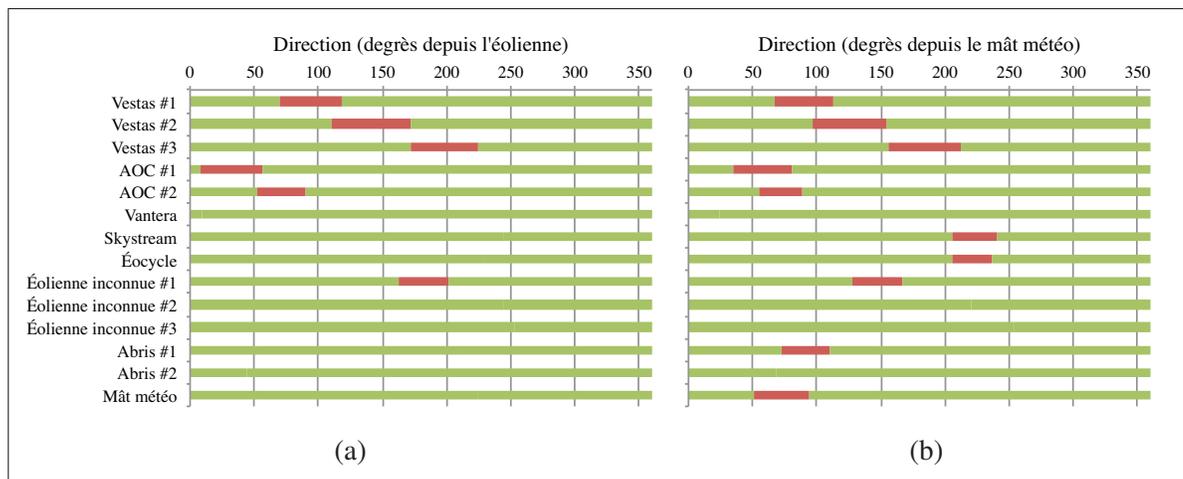


Figure 4.5 Secteurs exclus (en rouge) selon l'obstacle pour (a) l'éolienne et (b) le mat météo.

4.2.2 Normalisation et correction des données

Pour une éolienne à calage variable, il est obligatoire de normaliser les données de vitesse du vent en fonction de la densité de l'air. La densité de l'air ρ_{1min} est calculée à partir de :

$$\rho_{1min} = \frac{B_{1min}}{R \cdot T_{1min}} \quad (4.2)$$

où B_{1min} et T_{1min} sont respectivement la pression (en Pa) et la température (en K) moyennes sur 1 min et R est la constante des gaz parfaits de 287,05 J/(kg · K).

La vitesse du vent normalisée v_n se calcule ensuite à l'aide de :

$$v_n = v_{1min} \left(\frac{\rho_{1min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (4.3)$$

où ρ_0 est la densité normale de $1,225 \text{ kg/m}^3$.

Le mât météo et l'anémomètre ne sont pas positionnés conformément aux indications de la norme IEC61400-12. Elle spécifie que le mât doit se trouver à une distance comprise entre 2 et 4 diamètres de l'éolienne (distance de 16 à 32 m), alors qu'il se trouve à 60 m. Un décalage entre le vent mesuré et le vent subi par l'éolienne résulte de ce fait. L'anémomètre doit être installé à $\pm 2,5\%$ de la hauteur du rotor (26 m). Or, le WEICan utilise un anémomètre installé à une hauteur de 8,7 m, ce qui représente une différence de 66%. Comme souligné en section 1.6, la vitesse du vent varie selon l'altitude. Le vent mesuré est donc de vitesse inférieure au vent subi par l'éolienne. Aucune correction des données n'a pu être faite pour pallier le positionnement du mât, mais une correction est appliquée pour corriger les lectures de vitesse de vent en fonction de l'altitude de l'anémomètre.

La vitesse du vent à la hauteur du rotor peut être calculée à partir de la mesure à 8,7 m en utilisant un profil de vitesse logarithmique (équation 1.31). Les premières courbes de puissance tracées pour l'éolienne du WESNet ont montré que le facteur de rugosité $z_0 = 0,01 \text{ m}$ sélectionné à l'aide de la table 1.2 sous-estime la vitesse du vent à la hauteur du rotor. Pour cette raison, un calcul expérimental de l'exposant α de l'équation du profil logarithmique a été fait à partir de données d'anémomètres situés sur le même mât météo à des altitudes de 20 et 30 m. Ce calcul n'est encadré par aucune norme. Les données de ces anémomètres n'ont pas pu être utilisées directement pour le calcul de la courbe de puissance, car elles ne sont disponibles que pour une fréquence de 10 min.

Deux hypothèses ont été posées pour réaliser la validation. Premièrement, la rugosité du sol est différente selon la direction d'arrivée du vent. Deuxièmement, l'impact de la rugosité du sol est fonction de la vitesse moyenne du vent. Des classes de direction (indice i) et de vitesse de vent (indice j) ont donc été créées avec une taille respective de 10° et de $0,5 \text{ m/s}$. L'équation

du profil de vitesse logarithmique a été utilisée pour trouver la valeur de l'exposant α selon les anémomètres à 20 m et 30 m pour chaque classe d'indice i, j (voir figure 4.6). Un nombre k de valeurs d'exposant ont été calculés pour chaque classe et une moyenne a été effectuée pour trouver α_{20m} et α_{30m} comme démontré par les équations 4.4.

$$\left(\frac{1}{k} \sum_{n=1}^k \frac{\ln \frac{(v_{20m})_n}{(v_{8.7m})_n}}{\ln \frac{20}{8.7}} \right)_{i,j} = (\alpha_{20m})_{i,j} \quad (4.4a)$$

$$\left(\frac{1}{k} \sum_{n=1}^k \frac{\ln \frac{(v_{30m})_n}{(v_{8.7m})_n}}{\ln \frac{30}{8.7}} \right)_{i,j} = (\alpha_{30m})_{i,j} \quad (4.4b)$$

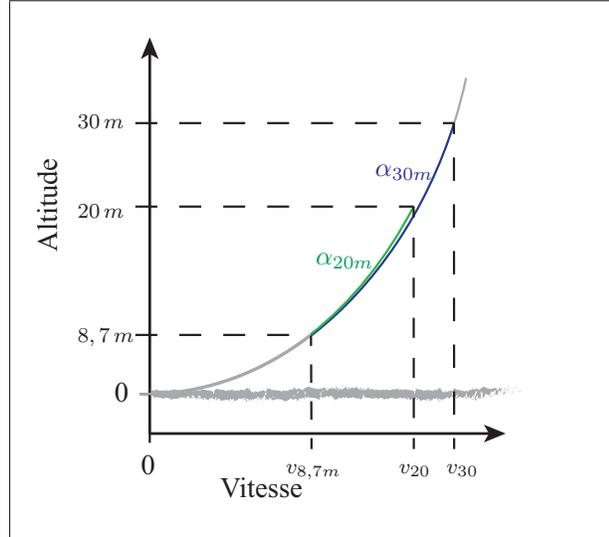


Figure 4.6 Variables utilisées pour le calcul de l'exposant du profil logarithmique de vitesse du vent.

Une moyenne pondérée a été pratiquée pour trouver la valeur finale de α à 26 m à partir des valeurs calculées pour 20 et 30 m (équation 4.5).

$$\alpha_{i,j} = 0.4(\alpha_{20m})_{i,j} + 0.6(\alpha_{30m})_{i,j} \quad (4.5)$$

Deux calculs de $\alpha_{i,j}$ ont été effectués, un pour l'hiver et un pour l'été, dans le but de tenir compte des changements de rugosité du sol sur une année. Dans le premier cas, les données des mois de janvier et de février ont été utilisées. Dans le second, des données des mois de juin, juillet, août, septembre et octobre ont dû être utilisées pour remplir suffisamment de classes de vitesse de vent. Les vents sous 3 m/s n'ont pas été considérés puisqu'ils ne permettent pas l'opération de l'éolienne. Les vents provenant des secteurs exclus n'ont pas été utilisés, et seules les classes présentant plus de 30 min de données ont été conservées (à l'instar de la règle appliquée pour la courbe de puissance). Toutes les classes non remplies se sont vues attribuer la valeur moyenne de l'exposant calculée à partir des valeurs des classes valides. Il est à noter que les données des anémomètres sont disponibles pour une fréquence de 10 min, ce qui diminue l'impact de l'incertitude des mesures de vitesse de vent sur le calcul de α .

Les résultats sont présentés à la figure 4.7. Les courbes de niveau sont une interpolation des données de chaque classe. À titre de référence, les valeurs limites de l'échelle de couleur équivalent à un z_0 allant de 0.003 m à 3 m. Selon le tableau 1.2, cette dernière valeur correspond à un relief urbain avec de hauts gratte-ciel. L'ampleur de la plage de valeurs de rugosité estimées est normale puisqu'à faible altitude, une petite variation de la vitesse du vent a un grand impact sur la valeur de l'exposant α . Il est possible de constater que l'orientation du vent a un impact important sur α et que les écarts de rugosité entre les secteurs sont plus marqués en été. Ceci est visible à la faible distance séparant les courbes de niveau. La vitesse du vent semble avoir un impact moindre, mais tout de même significatif sur la valeur de α .

Les valeurs de l'exposant α par classes sont utilisés pour corriger les données de vitesse de vent. Elles sont présentées à l'annexe VIII.

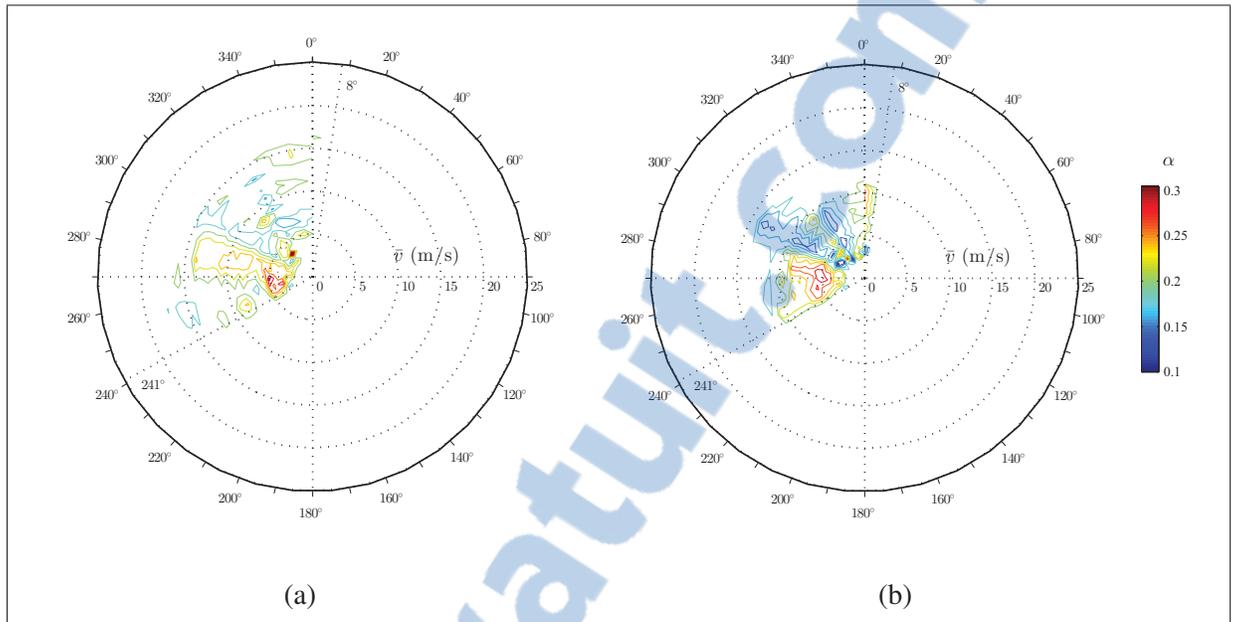


Figure 4.7 Valeurs de α en fonction de la direction d'arrivée et de la vitesse moyenne du vent sur 10 min (a) en hiver et (b) en été.

4.2.3 Incertitude sur la puissance

La norme IEC61400-12 spécifie une méthode à utiliser pour le calcul de l'incertitude sur la puissance P_i de chaque classe d'indice i . Deux catégories sont à considérer. L'incertitude de catégorie A concerne toutes les erreurs qu'il est possible de quantifier à l'aide de données expérimentales. L'incertitude $s_{P,i}$ sur les mesures de puissance à l'intérieur d'une classe se calcule à l'aide de l'équation 4.6 :

$$s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad [\text{kW}] \quad (4.6)$$

où $\sigma_{P,i}$ et N_i sont respectivement l'écart-type sur la puissance à l'intérieur d'une classe et le nombre de données par classe. Plus une classe contient de données, plus $s_{P,i}$ diminue.

L'incertitude due à la correction de la vitesse du vent n'est pas encadrée par la norme IEC61400-12. Toutefois, puisqu'il est possible de quantifier l'erreur engendrée par cette méthode (voir la

comparaison entre la vitesse du vent corrigée et les mesures réalisées à 30 m d'altitude en annexe IX), il est possible d'inclure son incertitude $s_{v,i}$ dans la catégorie A.

Elle s'exprime :

$$s_{v,i} = \sqrt{b_v^2 + s_{va,i}^2} \quad [\text{m/s}] \quad (4.7)$$

où b_v est l'erreur systématique (ou l'erreur de biais) constante pour toutes les classes de vent et $s_{va,i}$ est l'erreur aléatoire par classe (voir l'annexe IX pour le détail de leur calcul).

L'incertitude combinée de catégorie A regroupe l'incertitude sur la puissance $s_{P,i}$ ainsi que les erreurs systématique et aléatoire de la correction du vent en une seule somme quadratique (équation 4.8). Pour convertir l'incertitude due à la correction de la vitesse vent en unité de puissance, il est nécessaire d'utiliser le facteur de sensibilité $C_{v,i}$ tel que recommandé par la norme (équation 4.9).

$$s_i = \sqrt{s_{P,i}^2 + (C_{v,i} \cdot b_v)^2 + (C_{v,i} \cdot s_{va,i})^2} \quad [\text{m/s}] \quad (4.8)$$

$$C_{v,i} = \left| \frac{P_i - P_{i-1}}{v_i - v_{i-1}} \right| \quad \left[\frac{\text{kW}}{\text{m/s}} \right] \quad (4.9)$$

La catégorie B regroupe les incertitudes pour lesquelles aucune mesure n'est disponible. Elle utilise les équations du tableau 4.1 auxquelles sont appliqués les facteurs de sensibilité 4.10 et 4.11.

$$C_{T,i} = \frac{P_i}{288,15} \quad \left[\frac{\text{kW}}{\text{K}} \right] \quad (4.10)$$

$$C_{B,i} = \frac{P_i}{1013} \quad \left[\frac{\text{kW}}{\text{hPa}} \right] \quad (4.11)$$

L'incertitude u_i de catégorie B se calcule :

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + (C_{v,i} \cdot u_{v,i})^2 + (C_{T,i} \cdot u_T)^2 + (C_{B,i} \cdot u_B)^2} \quad [\text{kW}] \quad (4.12)$$

L'incertitude totale combinée est la somme quadratique des deux catégories :

$$u_{c,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} \quad [\text{kW}] \quad (4.13)$$

L'incertitude combinée est affichée sur la courbe de puissance au moyen de barres symétriques.

CHAPITRE 5

CONCEPTION DE LA STRATÉGIE DE COMMANDE PI

La première stratégie de commande utilisée pour le système de calage variable de l'éolienne du WESNet est de type PI. Les fondements théoriques de la sélection des gains sont présentés dans la première section. Par la suite, ce chapitre suit le processus de développement établi en section 2.1 : les simulations linéaire et non linéaire sont utilisées pour fixer la valeur des gains et ensuite évaluer le respect des critères de performance. Les détails de l'implantation de la stratégie dans le module de commande sont ensuite présentés. Puisque la stratégie PI est la première à être développée, ses résultats de fonctionnement sont utilisés en dernière section afin de valider le comportement du modèle non linéaire.

5.1 Méthode de sélection des gains

Afin de concevoir une stratégie en commande classique, le modèle linéaire de l'équation 3.2 doit être converti en deux fonctions de transfert, une exprimant la vitesse angulaire en fonction de l'angle de calage, l'autre en fonction de la vitesse du vent :

$$E(s) = \frac{\omega(s)}{\beta(s)} = C(sI - A)^{-1} \cdot B = \frac{CB}{s - A} \quad (5.1)$$

$$E_d(s) = \frac{\omega(s)}{v(s)} = C(sI - A)^{-1} \cdot B_d = \frac{CB_d}{s - A} \quad (5.2)$$

où ω est la vitesse angulaire, β est l'angle de calage, v est la vitesse du vent et A , B , B_d et C sont les constantes du modèle linéaire.

Les FT $E(s)$, $E_d(s)$ et $H(s)$ forment la boucle fermée de la figure 5.1, où $H(s)$ est la loi de commande PI utilisée afin de commander l'angle de calage en fonction de la vitesse de rotation. La partie P de la loi de commande réagit rapidement à une variation de la vitesse angulaire et sa partie I permet de conserver une erreur nulle sur la vitesse de consigne lorsqu'elle est constante. La loi de commande n'inclut pas de composante dérivée (D) afin de réduire sa sensibilité au

bruit perturbant les signaux mesurés. Le calage vers le drapeau est utilisé pour commander β afin que les modifications du couple aérodynamique soit prévisibles (Hansen, 2008).

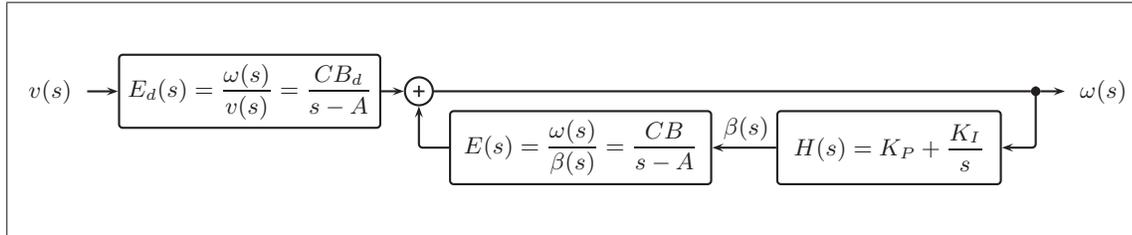


Figure 5.1 Schéma-bloc en boucle fermée de la commande avec régulateur PI.

L'équation en boucle fermée du schéma-bloc de la figure 5.1 est :

$$\frac{\omega(s)}{v(s)} = \frac{E_d(s)}{1 - H(s) \cdot E(s)} = \frac{CB_d s}{s^2 - \underbrace{(A + CBk_P)}_{2\zeta\omega_n} s - \underbrace{CBk_I}_{\omega_n^2}} \quad (5.3)$$

Les accolades de l'équation 5.3 indiquent les équivalences entre l'équation en boucle fermée du régulateur PI et les paramètres d'une FT de deuxième ordre conventionnelle. La fréquence naturelle ω_n du régulateur PI est donc fonction de k_I et le ratio d'amortissement ζ est fonction d'une combinaison de k_P et de k_I . Le lieu des racines du système de la figure 5.2a illustre l'effet d'une modification des gains sur le système : une augmentation de k_I provoque un déplacement vers la gauche du point de croisement des branches avec l'axe des réels, alors qu'une augmentation de k_P rapproche les pôles de l'axe réel. Si un temps de réponse très rapide ainsi qu'un dépassement nul sont souhaités, il est avantageux de choisir un très grand k_I et une valeur de k_P produisant des pôles réels. En pratique, un tel choix sollicite fortement l'actionneur et entraîne une consommation d'électricité élevée. Cette considération pratique guide la sélection des gains : ω_n et ζ sont choisis de manière à respecter les critères de performance tout en minimisant l'effort de l'actionneur. Dans le texte de Hansen *et al.* (2005), des valeurs pour ω_n

de 0.6 rad/s et pour ζ entre 0.6 et 0.7 sont recommandées. Elles sont à modifier en fonction des propriétés de l'éolienne.

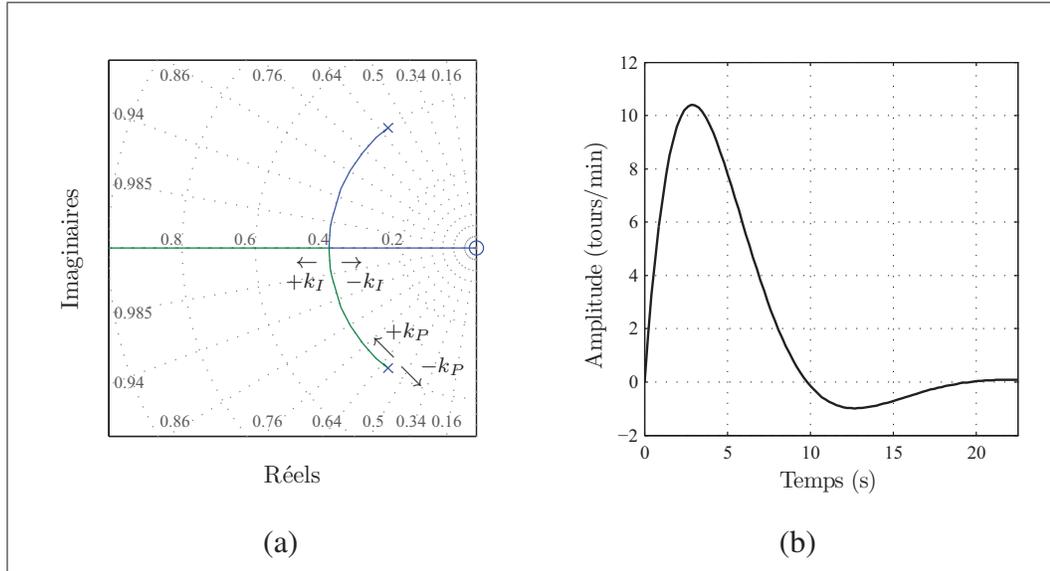


Figure 5.2 Réponse temporelle de la stratégie PI : (a) lieu des racines avec indications de l'effet des gains et affichage des valeurs de ω_n et de ζ constantes comme grille du graphique, (b) réponse à un échelon unitaire de vent de 1 m/s.

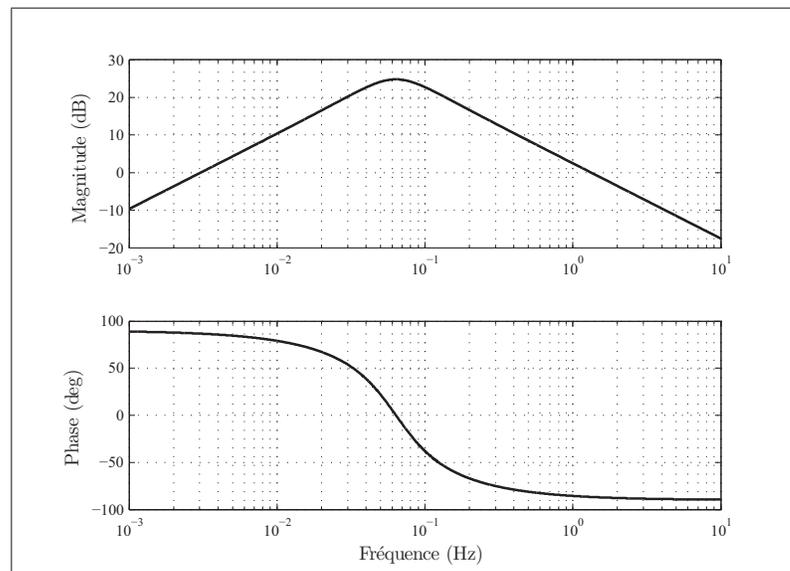


Figure 5.3 Réponse fréquentielle de la stratégie PI.

5.2 Simulation linéaire

Les valeurs de ω_n et ζ ont été fixées en simulation linéaire. Pour ce faire, le schéma-bloc de la figure 5.1 a été reproduit dans SIMULINK. Le vent utilisé est généré aléatoirement à partir d'un bruit blanc recréant un vent d'une vitesse moyenne de 11,5 m/s (2 m/s de plus que v_0) et d'une IT de 15%. Le modèle et le code associé sont présentés en annexe X.

Les résultats des simulations montrées à la figure 5.4 ont été obtenus avec des valeurs $\omega_n = 0.4$ rad/s et $\zeta = 1$. Elle correspondent à :

$$k_P = 0.0069 \frac{\text{rad}}{\text{tours/min}} = -9420 \frac{\text{imp}}{\text{tours/min}}$$

$$k_I = 0.0034 \frac{\text{rad}}{\text{tours/min} \cdot \text{s}} = -4662 \frac{\text{imp}}{\text{tours/min} \cdot \text{s}}$$

Les valeurs négatives des gains en impulsions sont dues à la relation inversement proportionnelle entre l'angle de calage et la position angulaire du moteur de l'actionneur (voir section 3.2).

La simulation montre qu'avec ces gains, le système de calage variable est en mesure de réguler la vitesse angulaire du rotor à l'intérieur de ± 15 tours/min. Ce comportement simulé concorde avec la réponse temporelle théorique du système à une impulsion (figure 5.2b) : une augmentation instantanée de la vitesse du vent de 1 m/s produit une augmentation de la vitesse angulaire d'environ 10 tours/min.

La réponse fréquentielle de la figure 5.3 indique, quant à elle, qu'une période de variation de la vitesse du vent entre 8 s et 28 s (entre 0,125 Hz et 0,035 Hz) est susceptible de causer de très grandes variations en vitesse angulaire. Tel qu'indiqué par Hau (2006), certaines turbulences peuvent correspondre à cet intervalle. Une modification des gains n'a que peu d'effets sur l'intervalle. La réponse fréquentielle indique donc qu'il subsistera toujours un risque que les turbulences provoquent une résonance de la vitesse angulaire de l'éolienne en dépit des actions du calage variable. Elle montre aussi que l'inertie du rotor est trop faible pour le prémunir des

aléas de la vitesse du vent : la plupart des turbulences se traduisent par une variation de la vitesse angulaire.

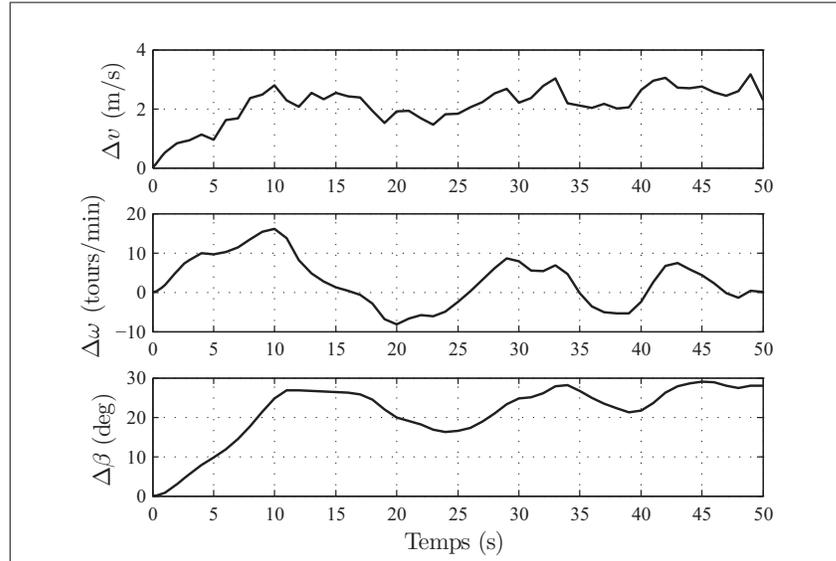


Figure 5.4 Résultats de la simulation linéaire avec le régulateur PI pour un vent généré aléatoirement. Les Δ signifient que les courbes décrivent une variation autour de la valeur nominale de la variable. Ces valeurs nominales sont : $v_0 = 9.5$ m/s, $\omega_0 = 210$ tours/min et $\beta_0 = -5^\circ$.

5.3 Simulation non linéaire

Les simulations non linéaires utilisent le modèle SIMULINK/FAST décrit en section 3. Les figures 5.5 à 5.7 en montrent les résultats pour chaque cas de vent du tableau 3.4. La courbe du vent pour chaque simulation est de couleur différente pour signifier la provenance expérimentale des données.

Le tableau 5.1 montre les valeurs des gains utilisés pour la simulation non linéaire. Un ordonnancement des gains par palier a dû être instauré afin de tenir compte de la non-linéarité de la relation entre le calage et la vitesse du vent. Lors de l'opération de l'éolienne, les gains k_P et

k_I sont sélectionnés par le régulateur selon la valeur moyenne du calage sur 45 s. Trois paires de gains sont associées aux trois intervalles de β présentés au tableau 5.1.¹

Tableau 5.1 Gains utilisés par la stratégie PI en fonctionnement selon le pallier d'angle de calage. Les unités ont été raccourcies : (rad) signifie (rad/tours/min) pour k_P et (rad/tours/(min s)) pour k_I tandis que (imp) signifie (imp/tours/min) pour k_P et (imp/tours/(min s)) pour k_I .

Paliers de β	k_I (rad)	k_P (rad)	k_I (imp)	k_P (imp)	ζ	ω_n
$-5 \leq \beta < 5$	0,0017	0,00017	-2250	-225	1,325	0,089
$5 \leq \beta < 10$	0,0012	0,00017	-1635	-225	1,195	0,089
$10 \leq \beta$	0,0010	0,00017	-1385	-225	1,142	0,089

Les valeurs des gains sont plus faibles que celles trouvées à l'aide du modèle linéaire. Deux raisons peuvent expliquer ce fait. Premièrement, les variations du calage requis pour conserver une vitesse angulaire constante décroissent avec l'augmentation de la vitesse du vent, tel que montré par la figure 1.23. Les gains théoriques ont été calculés avec un modèle linéarisé autour du point d'opération nominal et sont, par conséquent, très agressifs. Ils sont adaptés lorsque le vent souffle à la vitesse nominale v_0 , mais sont trop élevés lorsque $v > v_0$.

Deuxièmement, le système de génération aide à limiter la vitesse de rotation de l'éolienne. Lors d'une accélération du rotor, la routine d'optimisation de la puissance ajuste le couple du générateur à la hausse pour augmenter la production. Les variations de l'angle de calage requises pour diminuer la vitesse angulaire du rotor sont donc moins importantes.

Les résultats pour les trois cas de vent semblent respecter les critères de performance : la vitesse angulaire est maintenue à environ ± 25 tours/min de la vitesse nominale ω_0 . Les variations de l'angle de calage sont plus marquées dans les simulations non linéaires que dans les simulations linéaires. Même si elle réduit l'amplitude des variations requises de l'angle de calage, la variation du couple du générateur constitue une perturbation qui s'additionne aux turbulences du vent, ce qui explique ce fait.

1. L'ajout de paliers n'a pas amélioré la qualité de la régulation lors de tests en fonctionnement.

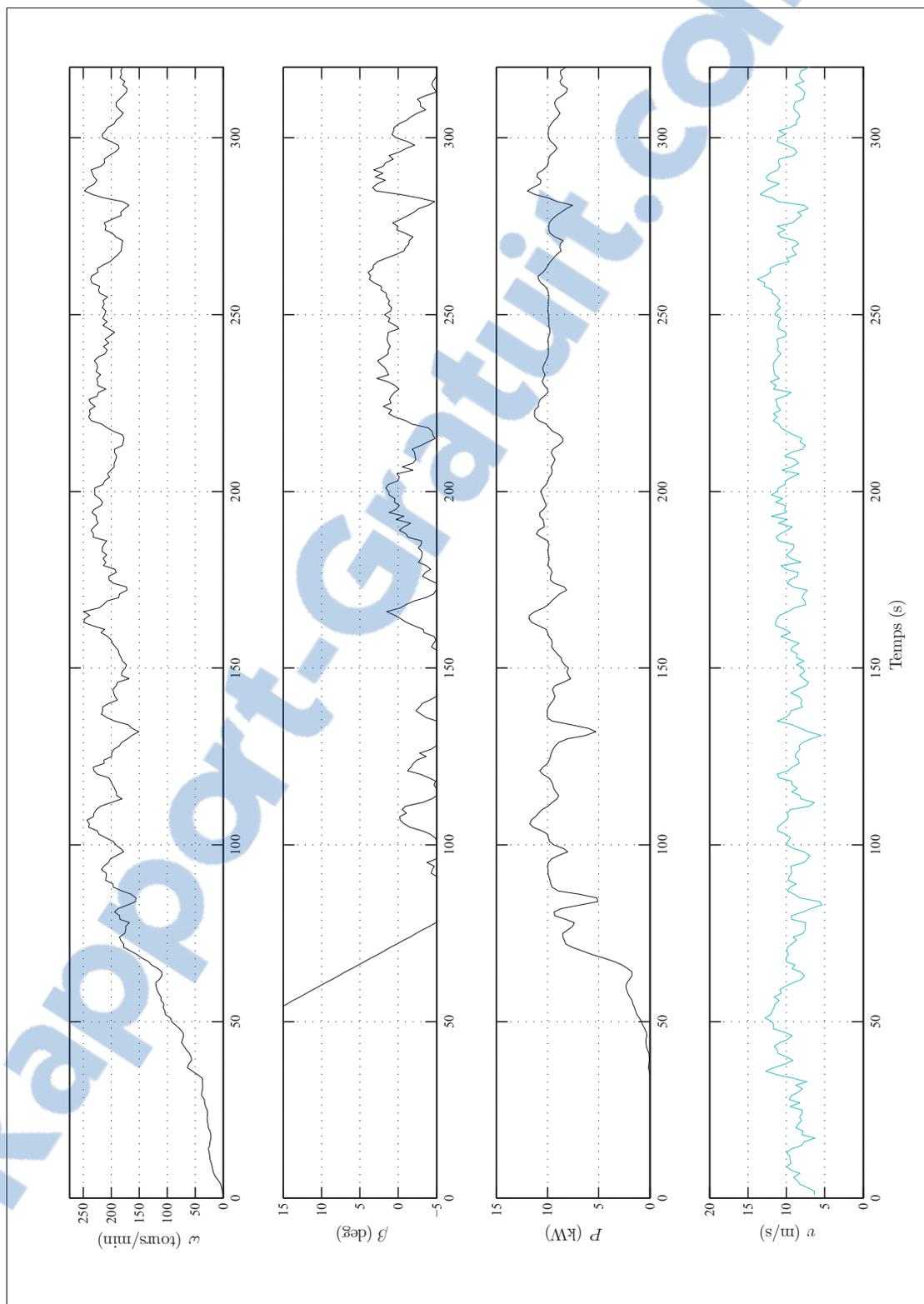


Figure 5.5 Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur PI pour le cas de vent 1.

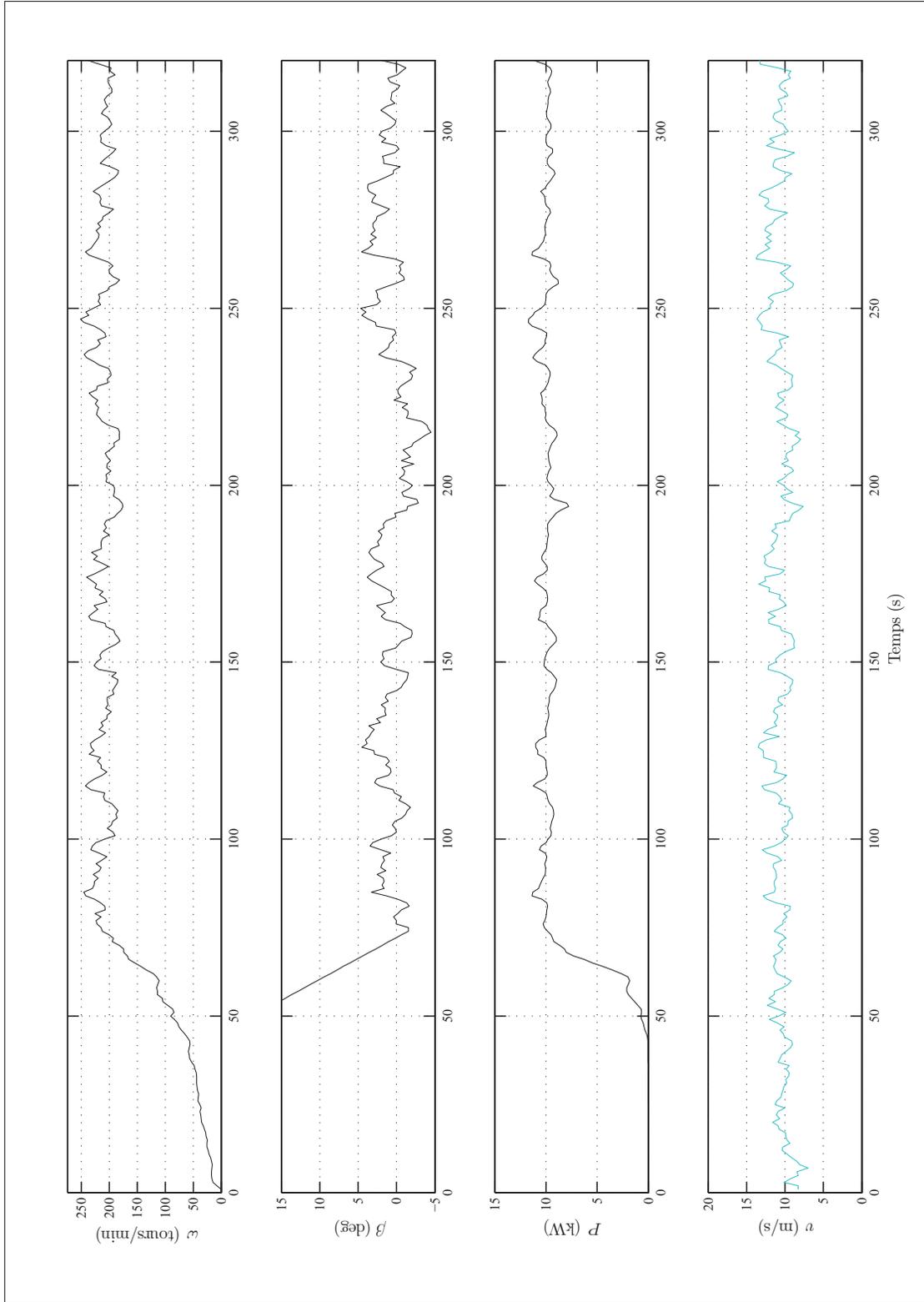


Figure 5.6 Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur PI pour le cas de vent 2.

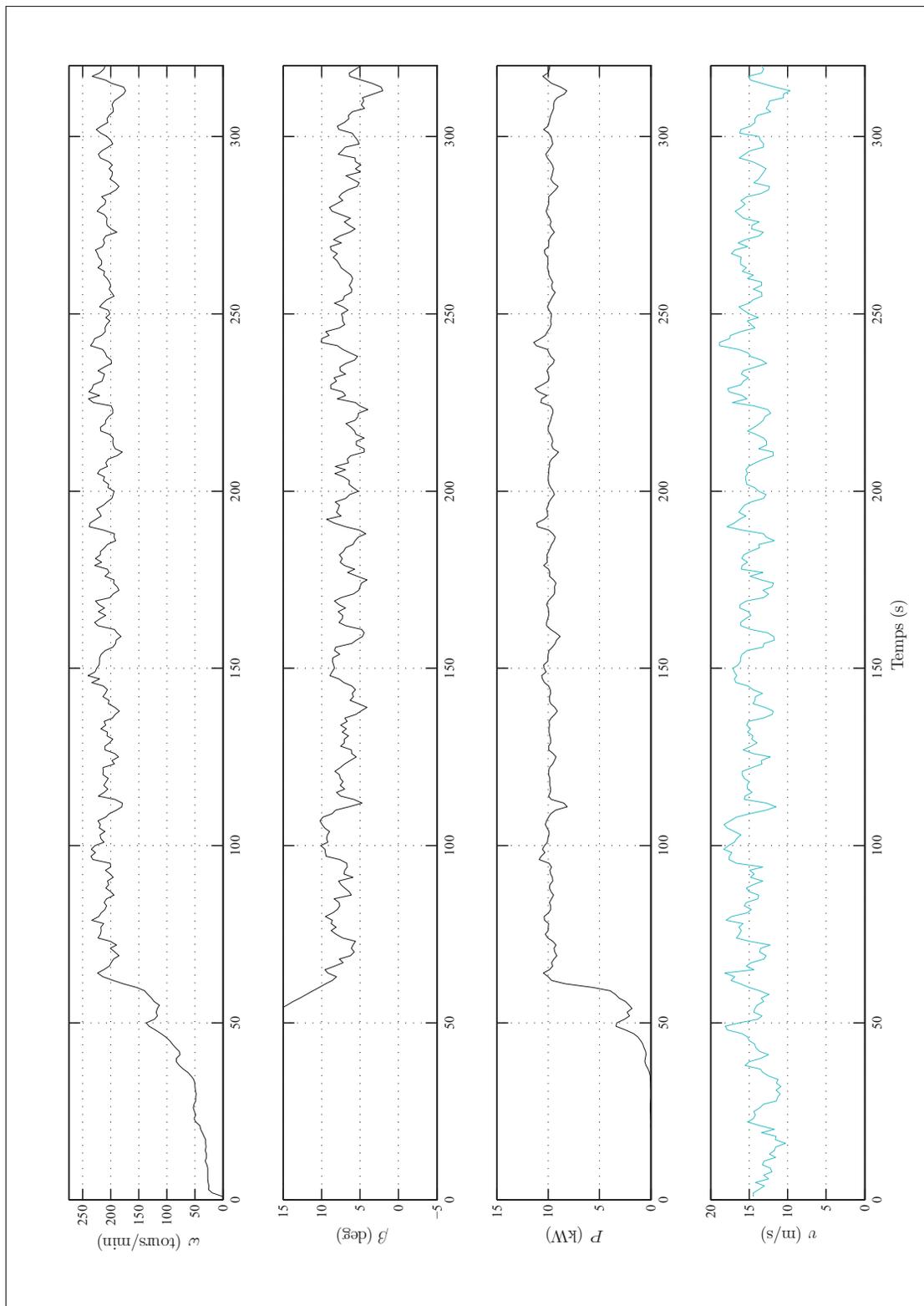


Figure 5.7 Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur PI pour le cas de vent 3.

5.4 Implantation de la stratégie dans le module de commande

Tel que mentionné au chapitre 3, la routine #PTCHCAL de la programmation du module de commande Galil applique les stratégies de commande lors de l'opération de l'éolienne. La stratégie PI dans le domaine discret utilise les équations 1.24 et 1.25. La formulation des composantes P et I est reprise dans l'extrait de code simplifié 5.1. Les variables `up` et `ui` sont les composantes proportionnelle et intégrale du signal de commande à envoyer à l'actionneur, `error` est l'erreur issue de la rétroaction, `ptchref` est la valeur nominale de l'angle de calage et `u` est le signal de calage envoyé au moteur de l'actionneur.

Extrait de code 5.1 Extrait simplifié de la routine PTCHCAL appliquant la stratégie PI.

```

1 error=(spd-setSpd)           ;'Calcul de l'erreur (rétroaction)
2 up=wtKp*error               ;'Calcul composante P du signal de calage
3 ui=(wtKi*error*dtTime)+uiOld ;'Calcul composante I du signal de calage
4 u=up+ui+ptchRef            ;'Calcul du signal de calage
5 IF ((u<=ptchMin)&(u>=ptchMax))
6     uiOld=ui                ;'L'erreur intégrale est ajouté à la somme
7 ENDIF

```

La limitation de l'accumulation de l'erreur intégrale est effectuée aux lignes 5 à 7. Si l'angle de calage calculé est plus petit ou égale à la valeur nominale, cela signifie que les vents ne permettent pas d'atteindre la vitesse angulaire nominale. La nouvelle erreur intégrale `ui` n'est donc pas ajoutée à la somme des erreurs intégrales précédentes `uiOld`.

5.5 Résultats expérimentaux et vérification du modèle non linéaire

Les figures 5.8 à 5.10 présentent une comparaison des données de fonctionnement de l'éolienne du WESNet équipée de la stratégie PI avec les résultats des simulations non linéaires. Comme mentionné précédemment, il n'est pas possible de comparer directement les courbes de la simulation et du fonctionnement de l'éolienne, car le vent mesuré n'est pas synchronisé avec celui subi par l'éolienne. De plus, les résultats des simulations comportent une phase de démarrage contrairement aux résultats de fonctionnement.

Cette dernière différence est à l'origine des disparités observées pour le cas de vent 1. Des écarts importants sont visibles pour le calage entre 80 et 180 min. Ils sont attribuables au délai de construction de la composante intégrale de la stratégie PI : il est commun d'observer un calage irrégulier pour une courte période suivant le démarrage de l'éolienne, car la composante intégrale n'est pas encore assez grande pour participer au calcul de β .

Une analyse basée sur les écarts-types et les valeurs moyennes des courbes a permis de déterminer la validité du modèle. De manière générale, les résultats pour tous les cas de vents montrent que le modèle non linéaire est en mesure de reproduire le comportement de l'éolienne du WESNet.

À la lumière de ces résultats de fonctionnement, il appert que la stratégie PI présente quelques points à améliorer. La stratégie PI entraîne beaucoup d'arrêts pour survitesse. Ceux-ci surviennent majoritairement en période de grands vents, alors que de petites variations de l'angle de calage produisent de grandes variations du couple aérodynamique. De plus, il n'est pas rare que les réactions du PI à une bourrasque de vent déstabilisent le rotor et provoquent un arrêt lors des bourrasques subséquentes. La trop grande réaction du PI au bruit sur la mesure de vitesse peut également être une cause de ces arrêts. La composante P du régulateur réagit promptement à chacune des variations de ω , ce qui entraîne quelques fois des changements inutiles de l'angle de calage.

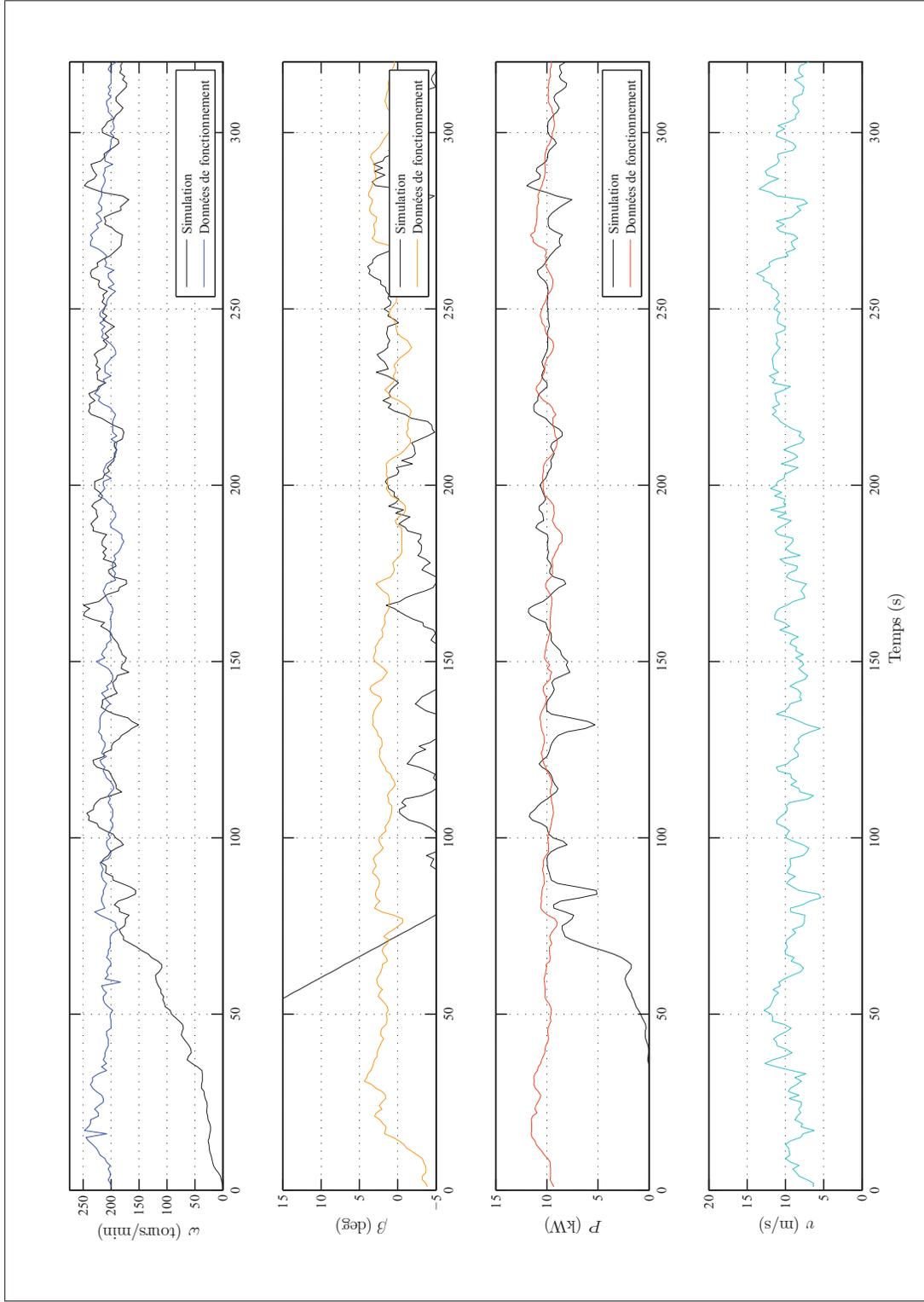


Figure 5.8 Comparaison des résultats de la simulation non linéaire avec les données de fonctionnement pour le cas de vent 1 avec le régulateur PI.

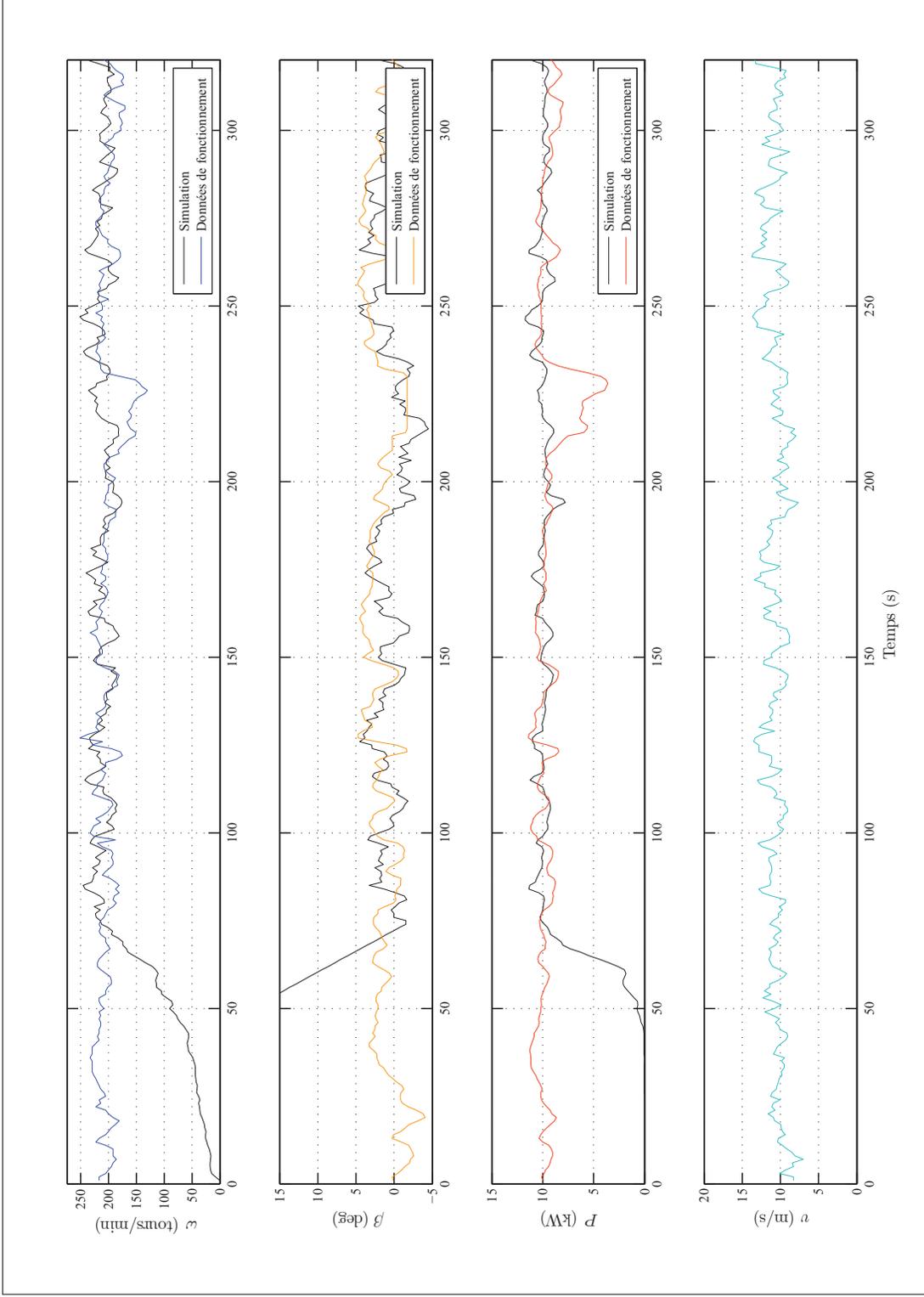


Figure 5.9 Comparaison des résultats de la simulation non linéaire avec les données de fonctionnement pour le cas de vent 2 avec le régulateur PI.

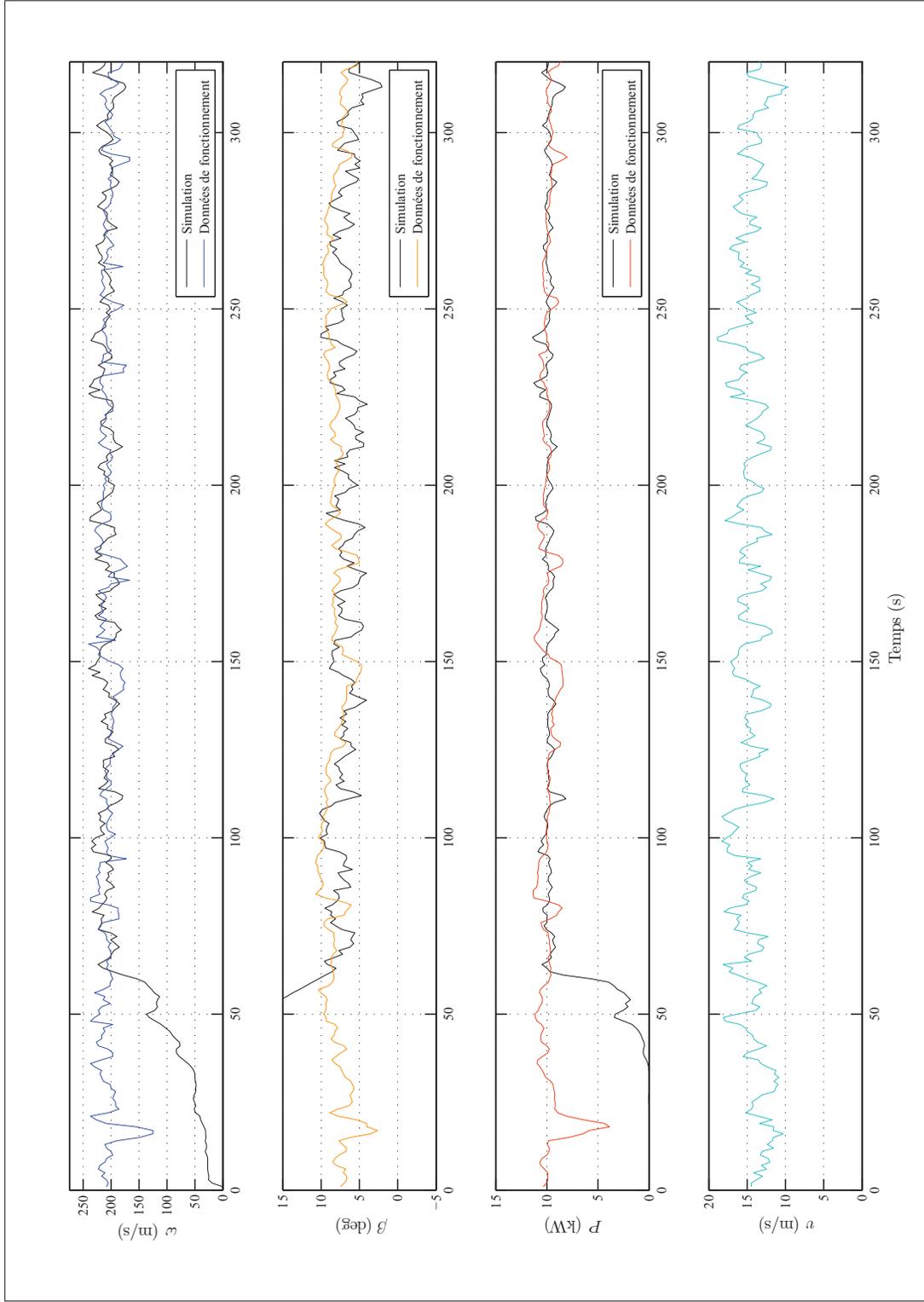


Figure 5.10 Comparaison des résultats de la simulation non linéaire avec les données de fonctionnement pour le cas de vent 3 avec le régulateur PI.

CHAPITRE 6

CONCEPTION DE LA STRATÉGIE DE COMMANDE DAC

La seconde stratégie de commande utilisée pour le système de calage variable de l'éolienne du WESNet est de type DAC. Comme c'est le cas pour la stratégie PI, la structure de ce chapitre est fidèle au processus de développement d'une stratégie de commande. Des résultats de fonctionnement sont présentés en fin de chapitre sans toutefois servir à la validation du modèle non linéaire, puisque celle-ci a déjà été réalisée (voir section 5.5).

Les variables génériques des représentations du procédé (équation 1.28) et de la perturbation (équation 1.29) sont utilisées pour les manipulations mathématiques de cette section. Les équivalences avec les variables du modèle linéaire de l'éolienne du WESNet sont présentées au tableau 6.1.

Tableau 6.1 Équivalences entre les variables de la stratégie DAC et les variables du modèle de l'éolienne du WESNet.

Variables stratégie DAC	Significations des variables	Variables éolienne du WESNet
x	État	ω
u	Commande	β
u_d	Perturbation	v
y	Sortie	ω

6.1 Méthode de sélection des gains

Deux séries de gains sont à établir pour la stratégie DAC : les gains G et G_d de la commande par retour d'état et les gains k et k_d des observateurs. En vertu du principe de séparation, il est possible de calculer les valeurs de ces deux séries séparément.

Les équations de la représentation d'état du procédé et de la perturbation (1.28 et 1.29) peuvent être réécrites avec une notation adaptée à l'éolienne du WESNet, c'est-à-dire en ne considérant qu'un seul état x , qu'une seule variable de commande u et qu'une seule perturbation u_d :

$$\dot{x} = Ax + Bu + B_d u_d \quad (6.1a)$$

$$y = Cx \quad (6.1b)$$

$$\dot{z}_d = Fz_d \quad (6.2a)$$

$$u_d = \Theta z_d \quad (6.2b)$$

Dans l'équation 6.2, z_d est l'état de la perturbation et les constantes F et Θ valent respectivement 0 et 1 : la perturbation anticipée est de type échelon.

Les estimations des observateurs des états du procédé et de la perturbation sont basées sur la différence entre la sortie mesurée du procédé y et sa valeur estimée \hat{y} . Ils s'expriment :

$$\dot{\hat{x}} = A\hat{x} + Bu + B_d \hat{u}_d + k(y - \hat{y}) \quad (6.3a)$$

$$\hat{y} = C\hat{x} \quad (6.3b)$$

$$\dot{\hat{z}}_d = F\hat{z}_d + k_d(y - \hat{y}) \quad (6.4a)$$

$$\hat{u}_d = \Theta \hat{z}_d \quad (6.4b)$$

Les gains k et k_d des observateurs sont choisis de manière à faire converger les erreurs d'estimation 6.5 et 6.6 vers zéro.

$$e_x = \hat{x} - x \quad (6.5)$$

$$e_d = \hat{z}_d - z_d \quad (6.6)$$

La dynamique de e_x et de e_d est obtenue à l'aide des équations 6.1 à 6.4 :

$$\begin{aligned}
 \dot{e}_x = \dot{\hat{x}} - \dot{x} &= A\hat{x} + Bu + B_d\hat{u}_d + k(y - \hat{y}) - Ax - Bu - B_d u_d \\
 &= A(\hat{x} - x) + B_d(\hat{u}_d - u_d) + k(y - \hat{y}) \\
 &= A(\hat{x} - x) + B_d(\theta\hat{z}_d - \theta z_d) + k(Cx - C\hat{x}) \\
 &= Ae_x + B_d\theta e_d - kCe_x
 \end{aligned} \tag{6.7}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{e}_d = \dot{\hat{z}}_d - \dot{z}_d &= F\hat{z}_d + k(y - \hat{y}) - Fz_d \\
 &= F(\hat{z}_d - z_d) + k(Cx - C\hat{x}) \\
 &= Fe_d - kCe_x
 \end{aligned} \tag{6.8}$$

Les équations 6.7 et 6.8 peuvent être unies sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \dot{e}_x \\ \dot{e}_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A - kC & B_d\theta \\ -k_dC & F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_x \\ e_d \end{bmatrix} \tag{6.9}$$

L'équation 6.9 s'exprime également par :

$$\dot{e} = (\bar{A} - \bar{k}\bar{C})e \tag{6.10}$$

où :

$$\bar{A} = \begin{bmatrix} A & B_d\theta \\ 0 & F \end{bmatrix} \quad \bar{k} = \begin{bmatrix} k \\ k_d \end{bmatrix} \quad \bar{C} = \begin{bmatrix} C & 0 \end{bmatrix}$$

L'équation 6.10 montre que la dynamique de l'erreur est totalement exprimée par la matrice d'état $(\bar{A} - \bar{k}\bar{C})$. Il est donc possible de fixer la valeur de \bar{k} par la méthode du placement de pôles expliquée en section 1.5.3.

La valeur du signal de commande u est fixée à partir des estimations \hat{x} et \hat{z}_d :

$$u = G\hat{x} + G_d\hat{z}_d \tag{6.11}$$

Il est possible d'insérer les définitions des erreurs d'estimations (équations 6.5 et 6.6) dans l'équation 6.11 de manière à obtenir :

$$u = Gx + G_d z_d + Ge_x + G_d e_d \quad (6.12)$$

L'influence des gains G et G_d sur la dynamique du procédé peut être mise en évidence en insérant 6.12 dans l'équation 6.1a. On obtient alors :

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu + B_d u_d \\ &= Ax + B(Gx + G_d z_d + Ge_x + G_d e_d) + B_d \Theta z_d \\ &= (A + BG)x + (BG_d + B_d \Theta)z_d + \bar{\mathbf{G}}\mathbf{e} \end{aligned} \quad (6.13)$$

où :

$$\bar{\mathbf{G}} = \begin{bmatrix} G & G_d \end{bmatrix} \quad \mathbf{e} = \begin{bmatrix} e_x \\ e_d \end{bmatrix}$$

L'équation 6.13 montre d'une part qu'il est possible de déterminer la valeur du gain G à l'aide de la méthode du placement de pôle appliqué à la matrice $(A + BG)$, et d'autre part qu'il est souhaitable de sélectionner G_d de manière à éliminer l'effet de la perturbation sur le procédé. G_d est choisi pour obtenir $BG_d + B_d \Theta = 0$.

Sous forme matricielle les équations 6.10 et 6.13 forment une représentation du système augmentée de l'erreur d'estimation :

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{e} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A + BG & B\bar{\mathbf{G}} \\ 0 & (\bar{\mathbf{A}} - \bar{\mathbf{k}}\bar{\mathbf{C}}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ e \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} BG_d + B_d \Theta \\ 0 \end{bmatrix} z_d \quad (6.14)$$

Cette équation met en évidence les trois étapes du processus de sélection des gains de la stratégie DAC évoquées par Wright (2004) :

1. calculer la valeur de G_d à l'aide de $BG_d + B_d\Theta = 0$;
2. placer le pôle de $(A + BG)$ à l'aide de la méthode LQR ;
3. placer les pôles de $(\bar{A} - \bar{k}\bar{C})$ pour obtenir la réponse désirée des estimateurs.

6.2 Simulation linéaire

Tel que mentionné en section 1.5.4, la conception du régulateur DAC doit s'effectuer dans le domaine discret. Il est donc nécessaire de convertir les modèles linéaires continus du procédé et de la perturbation. Le tableau 6.2 présente les valeurs des constantes A , B , B_d , C , F et Θ pour les deux domaines. La fonction `c2d` de MATLAB a été utilisée pour la conversion avec un intervalle d'échantillonnage $T = 0,25$ s.

Tableau 6.2 Valeurs des constantes de la représentation d'état du procédé et de la perturbation pour les domaines continus et discrets.

Domaine continu		Domaine discret	
Constante	Valeur	Constante	Valeur
A	-0,1567	A_{di}	0,9616
B	-4,8808	B_{di}	-1,1966
B_d	-0,8742	$B_{d,di}$	0,2143
C	9,5490	C_{di}	9,5490
F	0	F_{di}	0
Θ	1	Θ_{di}	1

L'application du processus de sélection des gains a mené aux résultats du tableau 6.3. Le gain G_d a été calculé à l'aide de $G_d = B_d\Theta/B$. La valeur de la matrice G a été obtenue par la méthode LQR décrite en section 1.5.2. Une pondération $Q = 0,05$ a été utilisée. Celle-ci détermine l'importance de chaque état dans le calcul du signal de commande u . Une valeur de

1 signifie que la vitesse angulaire et la perturbation estimée ont la même importance, tandis qu'une valeur de 0,05 signifie que la perturbation est plus importante. En pratique, une faible valeur de Q diminue l'effort de l'actionneur, mais risque d'entraîner plus de variations de la vitesse angulaire. Les valeurs de k et k_d ont été obtenues en plaçant les pôles des observateurs à $z = 0,89$ et $z = 0,88$. Ces valeurs permettent d'obtenir des estimations de vitesse angulaire et de vitesse du vent convergeant rapidement avec leurs valeurs réelles tout en filtrant une partie du bruit sur la mesure. Puisque la stratégie DAC discrète utilise des observateurs courants dont la forme est différente de celle des observateurs conventionnels, les gains k et k_d du tableau 6.3 ont été convertis à l'aide des matrices A_{di}^{-1} et par F_{di}^{-1} conformément aux indications de la section 1.5.4.

Tableau 6.3 Valeurs des gains de la stratégie DAC utilisés pour la simulation linéaire dans le domaine discret avec observateurs courants.

Gain	Valeur
G	0.1687
G_d	-0.1791
k	0.0203
k_d	0.0062

Il est possible de calculer une fonction de transfert équivalente $H(s)$ de la stratégie DAC afin de comparer ses réponses temporelle et fréquentielle à celles de la stratégie PI. Sous forme matricielle, les équations 6.1a, 6.3a, 6.3b, 6.4a et 6.12 forment l'équation complète en représentation d'état de la stratégie DAC :

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{x}} \\ \dot{\hat{z}}_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A + BG + Ck & B_d\Theta + BG_d \\ -Ck_d & F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{x} \\ \hat{z}_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k \\ k_d \end{bmatrix} y \quad (6.15a)$$

$$u = \begin{bmatrix} G & G_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k \\ k_d \end{bmatrix} \quad (6.15b)$$

Elle peut également s'écrire :

$$\dot{\hat{x}} = \bar{\mathbf{L}}\hat{x} + \mathbf{k}y \quad (6.16a)$$

$$u = \bar{\mathbf{G}}\hat{x} \quad (6.16b)$$

La fonction de transfert équivalente $H(s)$ est calculée à l'aide de :

$$H(s) = \bar{\mathbf{G}}(s\mathbf{I} - \bar{\mathbf{L}})^{-1} \cdot \mathbf{k} \quad (6.17)$$

Comme pour le régulateur PI, la fonction de transfert du régulateur DAC en boucle fermée est calculée avec :

$$\frac{\omega(s)}{v(s)} = \frac{E_d(s)}{1 - H(s) \cdot E(s)} \quad (6.18)$$

où $E(s)$ et $E_d(s)$ sont des FT exprimant respectivement l'effet de l'angle de calage et de la vitesse du vent sur la vitesse angulaire (voir équations 5.1 et 5.2).

La réponse temporelle de la stratégie DAC (figure 6.1) est de la même amplitude que celle de la stratégie PI : une augmentation de la vitesse du vent de 1 m/s produit une variation de la vitesse angulaire d'environ 10 tours/min. Le temps de stabilisation est également semblable. Toutefois, le DAC ne génère pas d'oscillation lors du retour à une amplitude nulle, ce qui indique un amortissement plus élevé. La réponse fréquentielle du DAC (figure 6.2) présente un sommet moins élevé que le PI et une bande passante plus grande (période d'oscillation allant de 6,5 à 35 s). Avec ces seules informations, il est difficile de prévoir quel régulateur aura la meilleure performance.

La simulation linéaire a été réalisé dans SIMULINK à partir du même vent que celui utilisé pour la stratégie PI (vitesse moyenne de 11,5 m/s et IT de 15%). Le schéma-bloc du régulateur DAC discret avec observateurs courants montré à la figure 6.3 a été reproduit dans SIMULINK

(voir annexe XI). La variable y_k y représente la mesure de la vitesse angulaire tandis que la variable u_k est le signal de commande calculé par la stratégie.

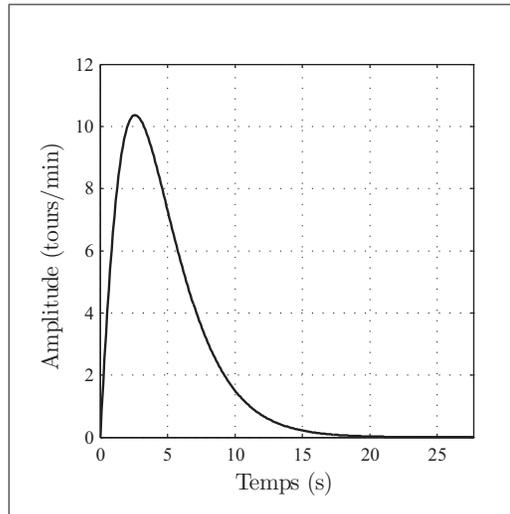


Figure 6.1 Réponse temporelle de la stratégie DAC à un échelon unitaire de vent de 1 m/s.

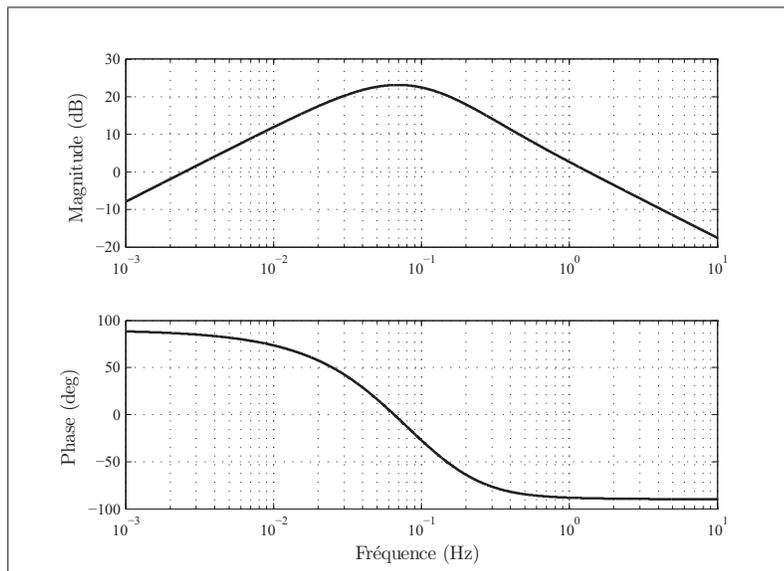


Figure 6.2 Réponse fréquentielle de la stratégie DAC.

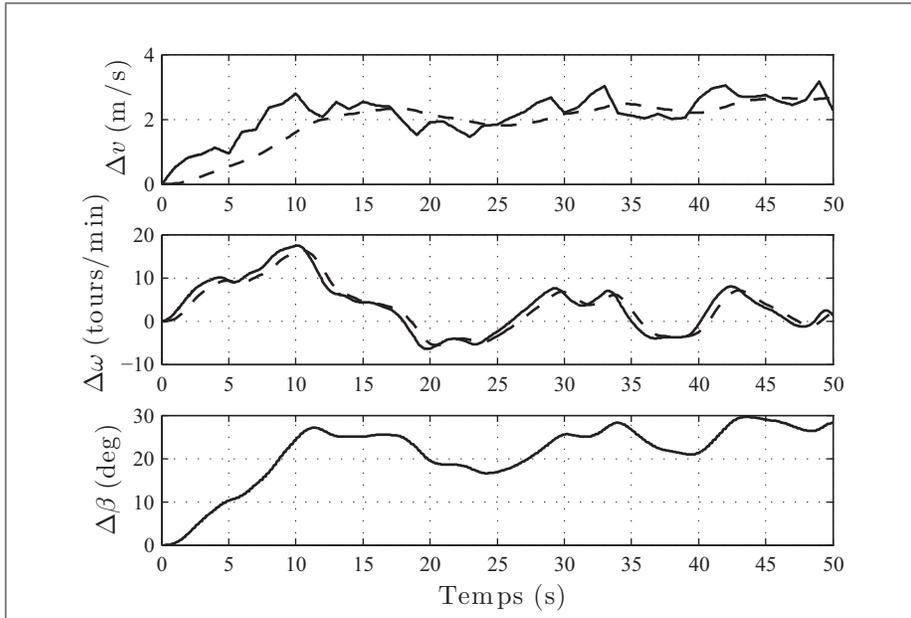


Figure 6.4 Résultats de la simulation linéaire avec le régulateur DAC (estimations des observateurs en traits pointillés). Les Δ signifient que les courbes décrivent une variation autour de la valeur nominale de la variable. Ces valeurs nominales sont : $v_0 = 9.5$ m/s, $\omega_0 = 210$ tours/min et $\beta_0 = -5^\circ$.

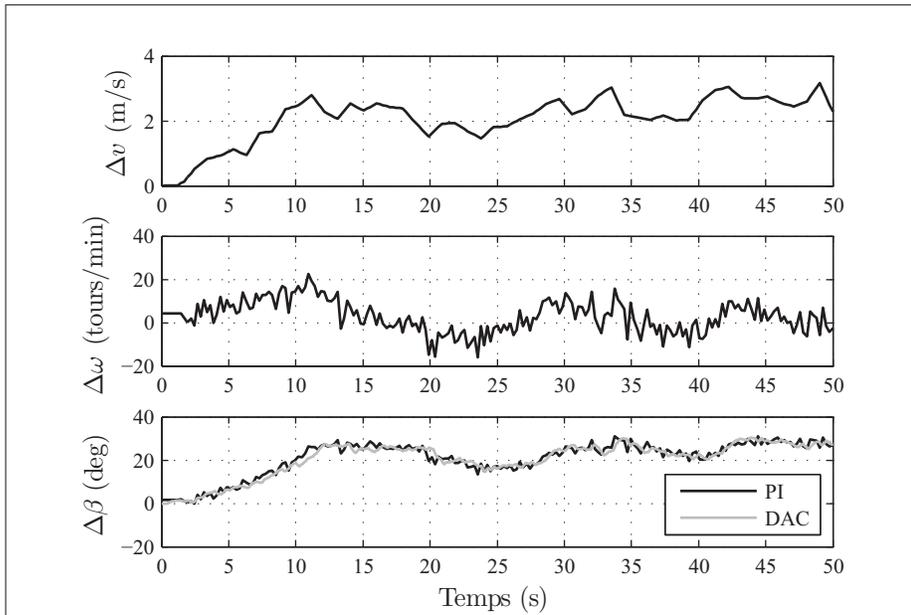


Figure 6.5 Comparaison des simulations linéaires des régulateurs avec mesure de la vitesse angulaire bruitée. Les Δ signifient que les courbes décrivent une variation autour de la valeur nominale de la variable. Ces valeurs nominales sont : $v_0 = 9.5$ m/s, $\omega_0 = 210$ tours/min et $\beta_0 = -5^\circ$.

6.3 Simulation non linéaire

Les cas de vents utilisés pour les simulations non linéaires avec le DAC sont les mêmes que pour la stratégie PI (voir tableau 3.4). Les résultats des simulations pour les deux régulateurs sont présentés aux figures 6.6 à 6.8.

Les gains utilisés dans la simulation non linéaire sont présentés au tableau 6.5. Les valeurs sont différentes de celles utilisées dans la simulation linéaire (tableau 6.3). Elles ont permis de minimiser l'impact du bruit sur la mesure : la diminution de G permet de baser davantage la commande sur l'estimation du vent, et la diminution de k_d amoindrit l'impact du bruit sur l'estimation du vent.

Tableau 6.4 Valeurs des gains de la stratégie DAC utilisés pour la simulation non linéaire.

Gain	Valeur
G	0.0150
G_d	-0.1791
k	0.0241
k_d	0.0008

Tableau 6.5 Puissance moyenne \bar{P} du système de calage variable et de l'éolienne pour chacune des stratégies de commande.

Cas de vent	\bar{P} calage PI	\bar{P} éolienne PI	\bar{P} calage DAC	\bar{P} éolienne DAC
1	-53 W	7669 W	-44 W	7711 W
2	-56 W	8009 W	-46 W	8158 W
3	-52 W	8156 W	-49 W	8183 W

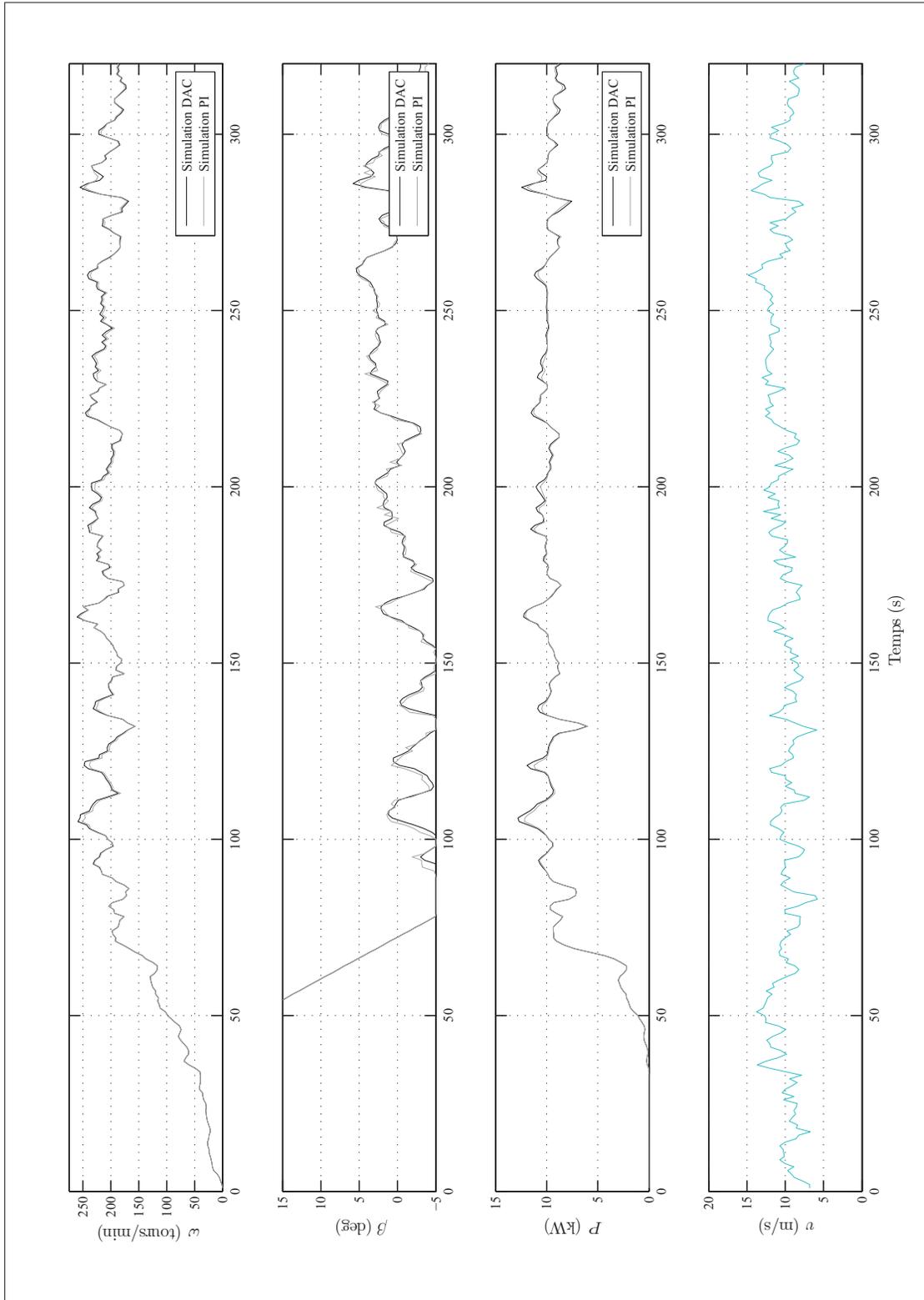


Figure 6.6 Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur DAC pour le cas de vent 1.

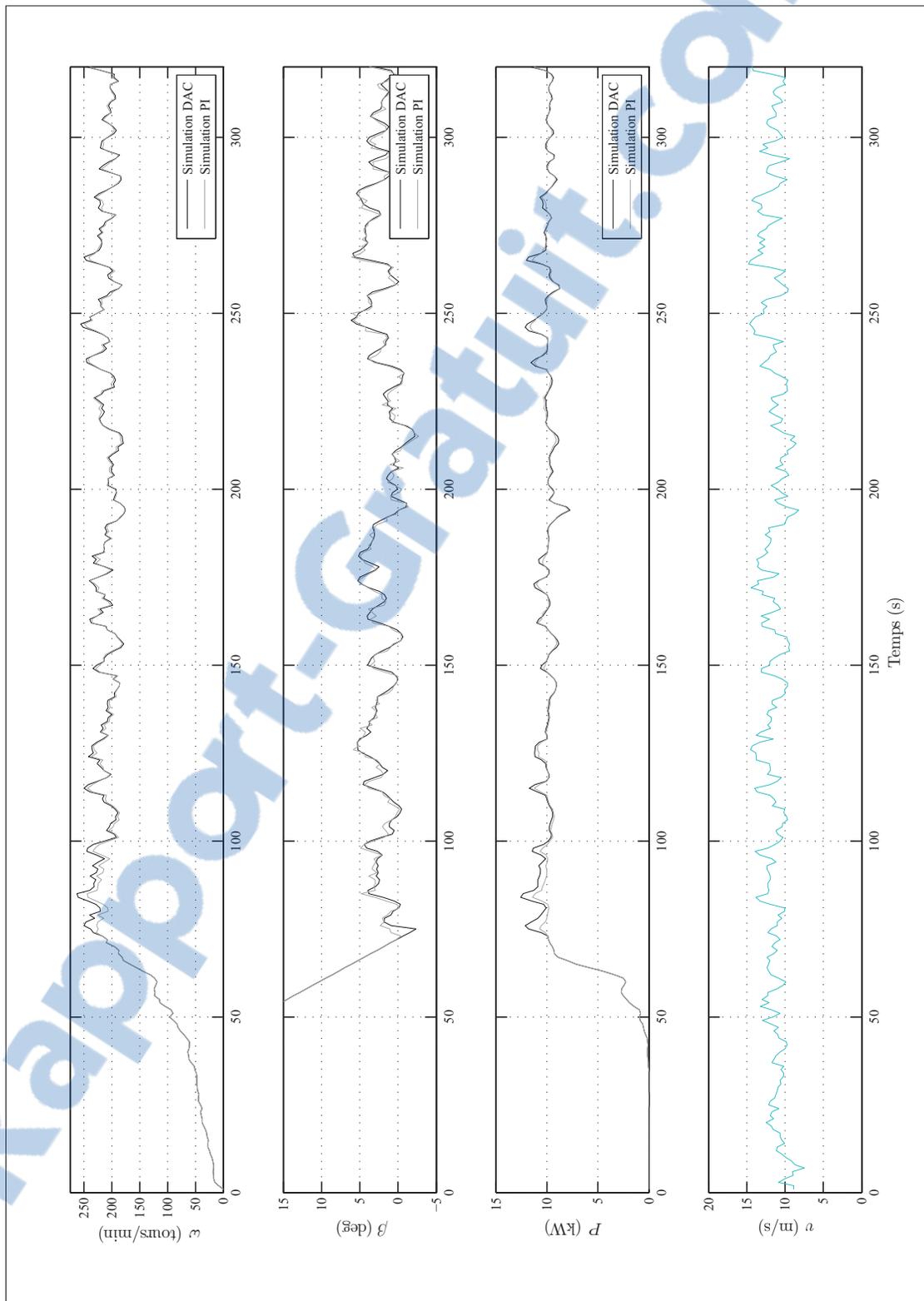


Figure 6.7 Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur DAC pour le cas de vent 2.

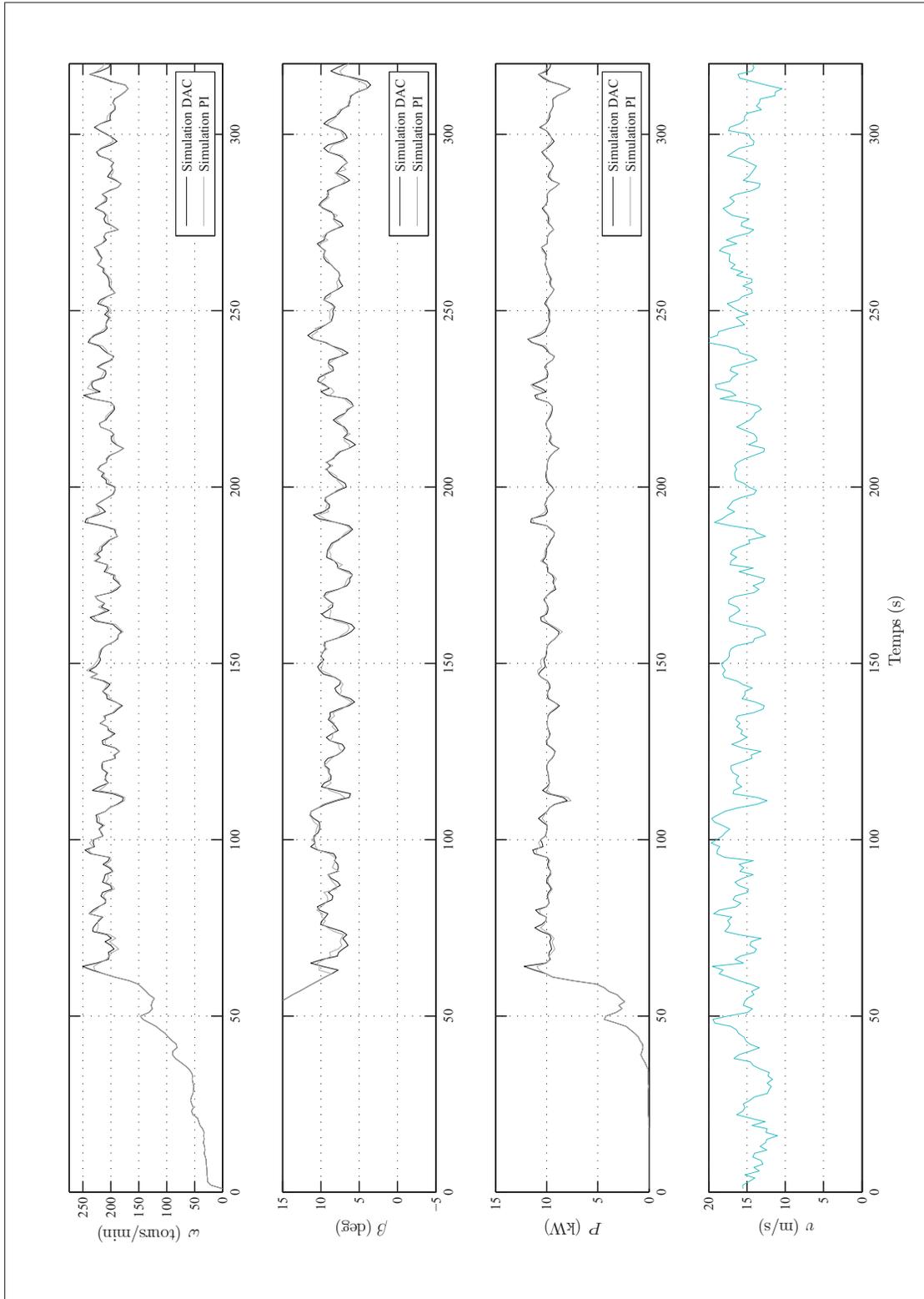


Figure 6.8 Résultats de la simulation non linéaire avec le régulateur DAC pour le cas de vent 3.

La vitesse de rotation en simulation non linéaire est sensiblement la même pour les deux stratégies. Le DAC présente à quelques reprises des vitesses légèrement supérieures à celles du PI. La courbe du calage du DAC est cependant bien plus lisse que celle du PI. Cette différence de variation du calage est très marquée pour les cas de vents 1 et 2, mais semble s'estomper pour le cas de vent 3. Ceci peut être dû à l'utilisation de l'ordonnement de gain par la stratégie PI. Puisque le calage requis par ce cas de vent est supérieur à 5° , une plus faible valeur de k_P est utilisée. La réaction de la stratégie PI au bruit sur la mesure est donc moins forte.

Comme le stipulent (Wright et Balas, 2003), bien qu'un ordonnancement de gain soit théoriquement requis pour adapter la stratégie linéaire DAC au comportement non linéaire de l'éolienne, il n'est en pratique pas nécessaire d'avoir recourt à plusieurs valeurs de gains à utiliser selon l'angle de calage. L'estimation de la vitesse du vent devient certes moins précise pour des conditions éloignées du point d'opération nominale, mais le régulateur DAC reste en mesure d'assurer la stabilité de l'éolienne.

Le tableau 6.5 montre la puissance simulée moyenne requise par le système de calage variable et la puissance moyenne de l'éolienne pour les trois cas de vents selon le type de stratégie. Tel que prédit par les simulations linéaires, la stratégie DAC présente une consommation plus faible que la stratégie PI. De plus, le DAC obtient une puissance moyenne plus élevée.

6.4 Implantation de la stratégie dans le module de commande

La programmation de la routine #PTCHCAL de la stratégie DAC (extrait 6.1) traduit le schéma-bloc discret avec observateur courant de la figure 6.3 en équations. Les variables de la programmation ont les mêmes noms que celles du schéma-bloc. De plus, la variable `res` est l'erreur d'estimation sur la vitesse angulaire, `ux` et `ud` sont les composantes du signal de commande dues au procédé et à la perturbation, `error` est l'erreur issue de la rétroaction, `ptchref` est la valeur nominale de l'angle de calage et `u` est le signal de calage envoyé au moteur de l'actionneur.

Extrait de code 6.1 Extrait simplifié de la routine PTCHCAL appliquant la stratégie DAC.

```

1 error=(spd2-setSpd)           ;'Calcul de l'erreur (rétroaction)
2 xBar=xBarD
3 yBar=(C*xBar)
4 Res=error-yBar
5 xHat=(K*Res)+xBar           ;'Estimation de l'état
6 zBar=zBarD
7 zHat=(Kd*Res)+zBar
8 udHat=(H*zHat)             ;'Estimation de la perturbation
9 ux=-G*xHat                 ;'Commande causée par le procédé
10 ud=-Gd*udHat              ;'Commande causée par la perturbation
11 u=ux+ud+nomPtch
12 zBarD=F*zHat              ;'Mise à jour de l'est. du procédé
13 xBarD=(B*u)+(Bd*udHat)+(A*xHat) ;'Mise à jour de l'est. de la pert.

```

La variable \hat{u}_d n'est pas directement égale à la vitesse du vent en raison de la non-linéarité du système. L'équation 6.19 permet d'obtenir une estimation du vent \hat{v} plus près de la réalité. Elle est basée sur la valeur de \hat{u}_d ainsi que sur la vitesse du vent estimée \hat{v} obtenue au cycle de calcul précédent (d'indice $k - 1$). Les valeurs des constantes ont été établies empiriquement.

$$\hat{v}_k = \hat{u}_{d,k} \cdot 6.5 \cdot \frac{\hat{v}_{k-1}}{21} + v_0 \quad (6.19)$$

Dans #PTCHCAL, la vitesse estimée du vent est identifiée vitVent. Son calcul est présenté dans l'extrait de code 6.2. le code Galil complet de la stratégie DAC est disponible en annexe XIII.

Extrait de code 6.2 Extrait simplifié de la routine PTCHCAL calculant la vitesse du vent d'après l'estimation de la perturbation.

```

1 vitVent=(udHat*6.5*vitVent0/21)+9.5 ;'Calcul de la vitesse du vent
2 vitVent0=vitVent                    ;'Mise en mémoire pour cycle suiva

```

La figure 6.9 permet d'apprécier la justesse de la vitesse du vent estimée avec l'équation 6.19. Il est possible de constater que l'estimation de la vitesse est limitée sous la vitesse de vent nominale afin d'éviter l'accumulation de l'erreur d'estimation.

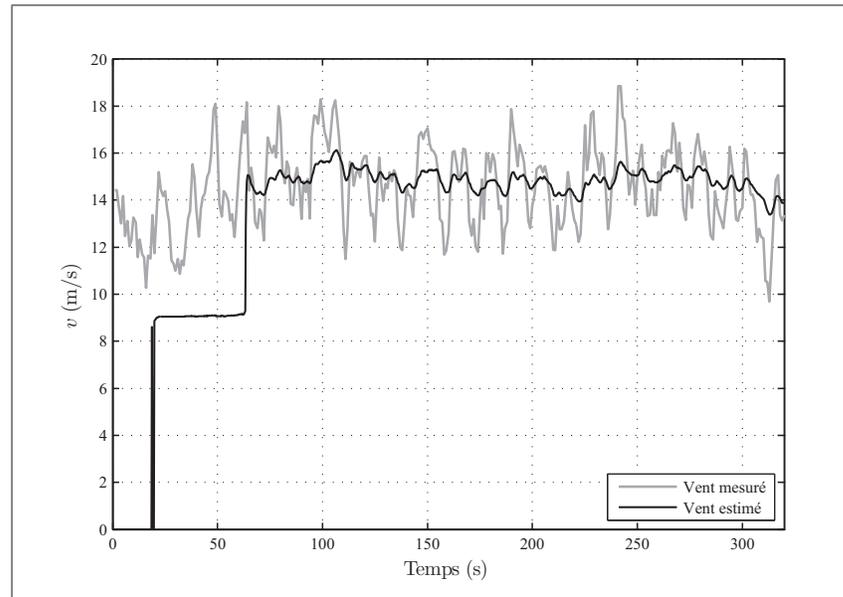


Figure 6.9 Vents mesuré et estimé en simulation pour le cas de vent 3.

6.5 Résultats expérimentaux

Des résultats de fonctionnement de l'éolienne équipée de la stratégie DAC sont présentés à la figure 6.10. Il est possible de constater que la stratégie DAC régule très bien la vitesse de rotation, ce qui permet d'atteindre une puissance élevée. Un phénomène transitoire semble toutefois entraîner des phases d'oscillation de ω . Elles sont visibles sur les graphiques aux minutes 9 et 11 ainsi qu'entre les minutes 12 et 13. Durant ces phases d'oscillation, les mouvements du calage semblent amplifier les variations de la vitesse angulaire. Il est difficile de déterminer la cause de ce phénomène. Il peut s'agir d'interactions avec le système d'optimisation de la puissance. Il pourrait même s'agir d'une interaction avec un mode structural de l'éolienne provenant des pales ou de la tour. Afin de diminuer l'impact de ces phases d'oscillation, la limite inférieure ajustable du calage est utilisée tout comme pour la stratégie PI.

Plusieurs valeurs de gains ont été testées, et les meilleurs résultats de régulation ont été obtenus avec les gains du tableau 6.6. La valeur de G a été augmentée par rapport à la simulation non linéaire de manière à baser la commande davantage sur l'estimation de la vitesse angulaire. La

valeur de k_d a également été augmentée de manière à accélérer la convergence de l'estimation de la perturbation avec la valeur réelle.

Tableau 6.6 Valeurs des gains de la stratégie DAC utilisés en fonctionnement.

Gain	Valeur
G	0.0302
G_d	-0.1791
k	0.0241
k_d	0.0012

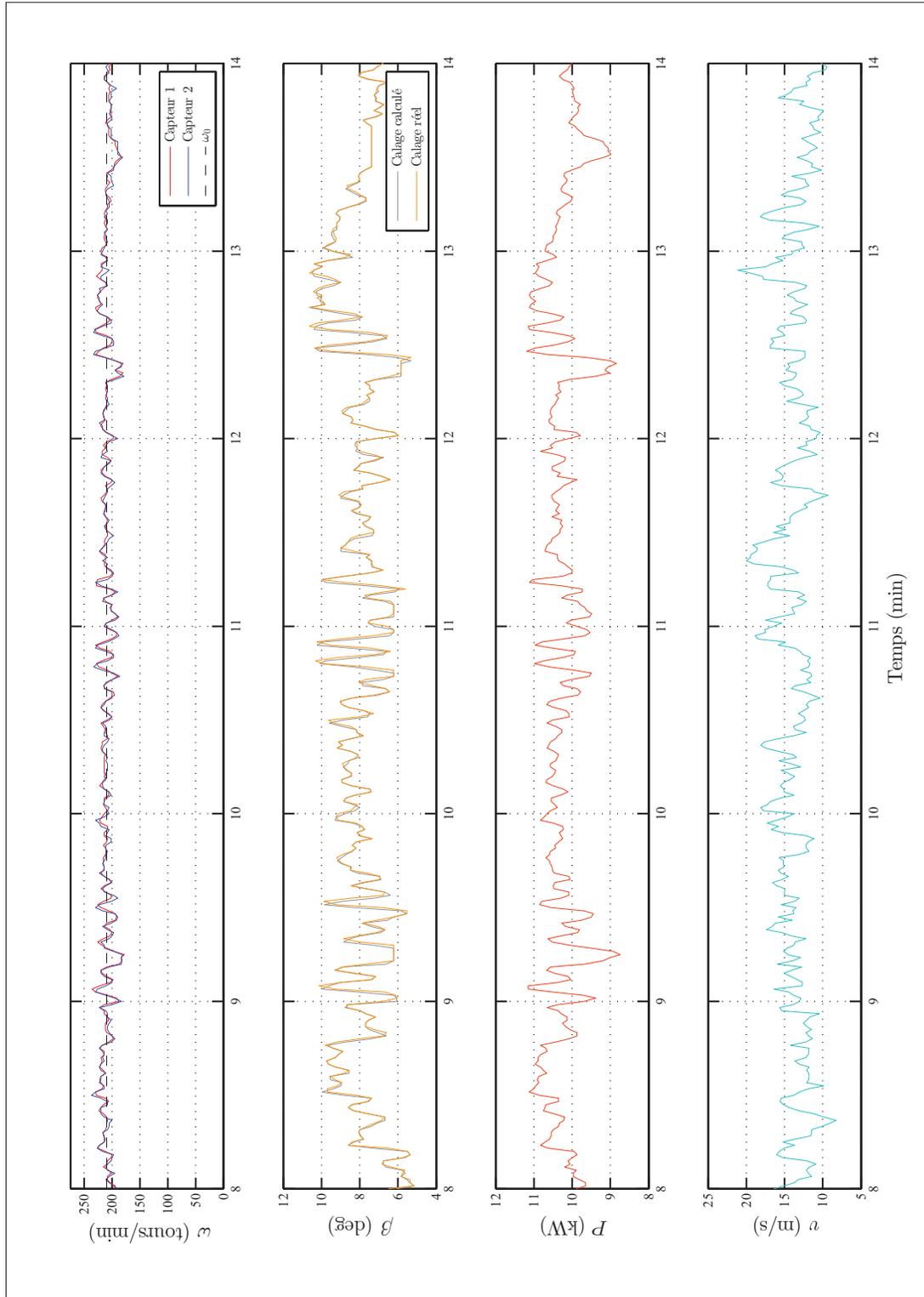


Figure 6.10 Données de fonctionnement de l'éolienne du WESNet sur 6 min le 8 décembre 2013 à partir de 6h08. $\bar{v} = 13,66 \text{ m/s}$, $IT = 0,154$ et direction moyenne d'arrivée du vent de 281°

CHAPITRE 7

COMPARAISON DES STRATÉGIES DE COMMANDE

Les performances des stratégies PI et DAC doivent être comparées afin d'identifier la plus apte à la production d'énergie. Divers indicateurs sont utilisés pour ce faire. Le premier est la courbe de puissance. Elle permet d'établir la production annuelle d'énergie (PAE) extrapolée des stratégies. Un deuxième indicateur, la disponibilité, rend possible le calcul de la PAE extrapolée réelle, qui se veut une mesure réaliste du potentiel de production d'une stratégie. Ce chapitre se conclut avec une comparaison des données de fonctionnement de l'éolienne avec chaque stratégie. Elle permet d'identifier les causes de leurs performances.

7.1 Courbes de puissance

Les courbes de puissance des deux stratégies sont présentées aux pages suivantes (figures 7.1, 7.2, 7.3 et 7.4). Les données de vitesse de vent et de puissance ont été corrigées et sélectionnées conformément aux indications de la section 4.2. La correction de la vitesse de vent à l'aide du profil logarithmique s'est faite en fonction des valeurs d'exposants d'été pour la stratégie PI et des facteurs d'hiver pour la stratégie DAC.

Un total de 15 282 min de données ont été retenues pour tracer la courbe de la stratégie PI. La période d'acquisition s'est déroulée du 16 octobre 2013 au 8 novembre 2013 inclusivement. Pour la stratégie DAC, la période d'acquisition s'est déroulée du 10 novembre au 10 décembre 2013 et un total de 16 505 min ont été utilisées.

La courbe de la stratégie DAC contient plus de classes de vents. Les classes jusqu'à 21,5 m/s sont valides, et des données ont été enregistrées jusqu'à une vitesse de 22,5 m/s. La courbe du PI contient des classes allant jusqu'à 17 m/s. Cette différence s'explique par le décalage des périodes d'acquisition. La moyenne de vitesse de vent est plus élevée en hiver qu'en été et la direction dominante d'arrivée des vents y est plus favorable à l'acquisition.

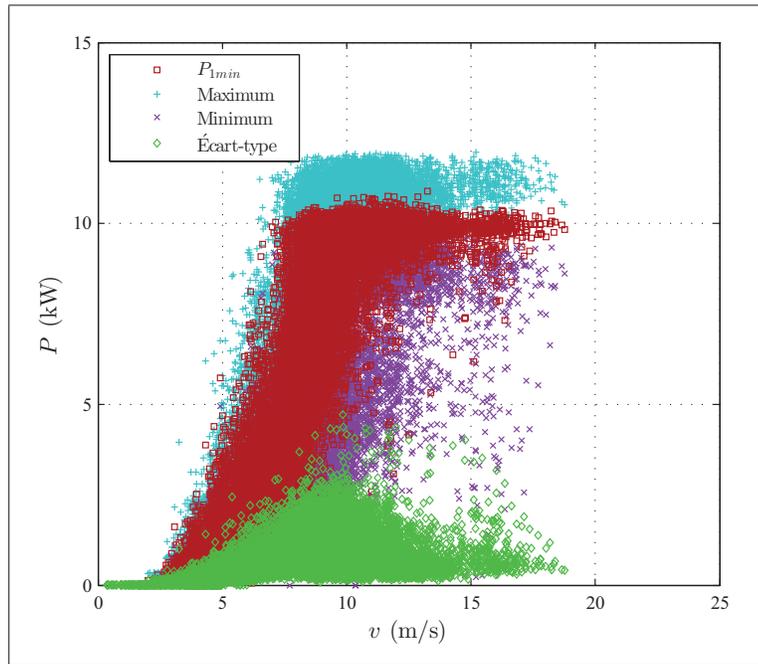


Figure 7.1 Diagramme de dispersion pour la stratégie PI.

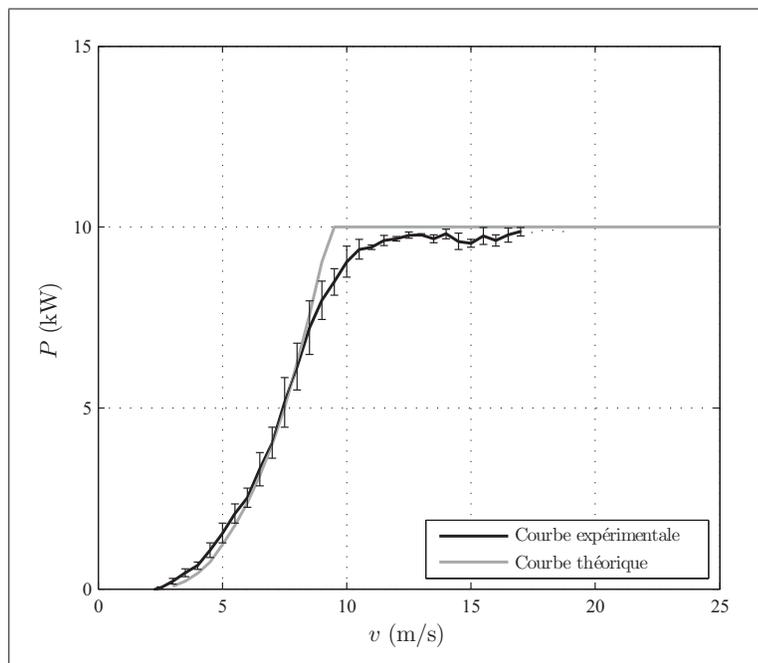


Figure 7.2 Courbe de puissance pour la stratégie PI.

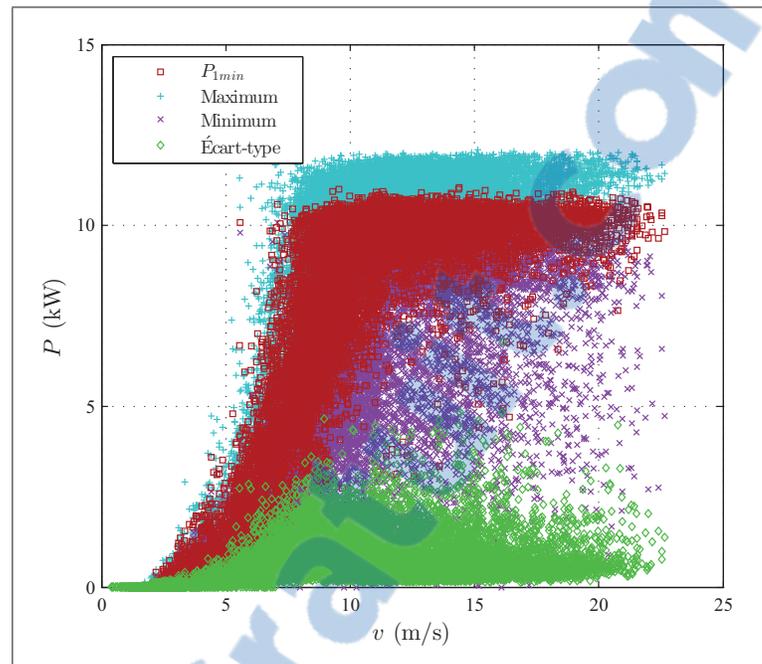


Figure 7.3 Diagramme de dispersion pour la stratégie DAC.

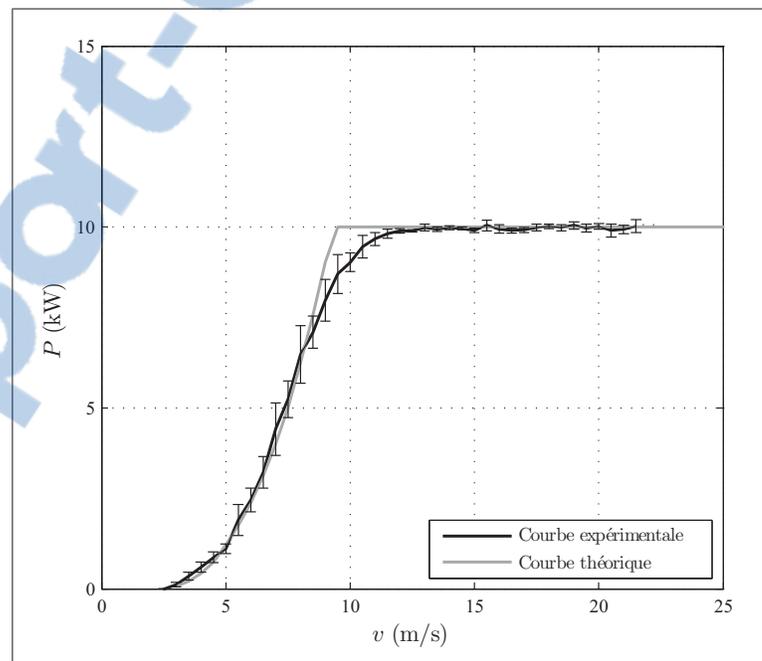


Figure 7.4 Courbe de puissance pour la stratégie DAC.

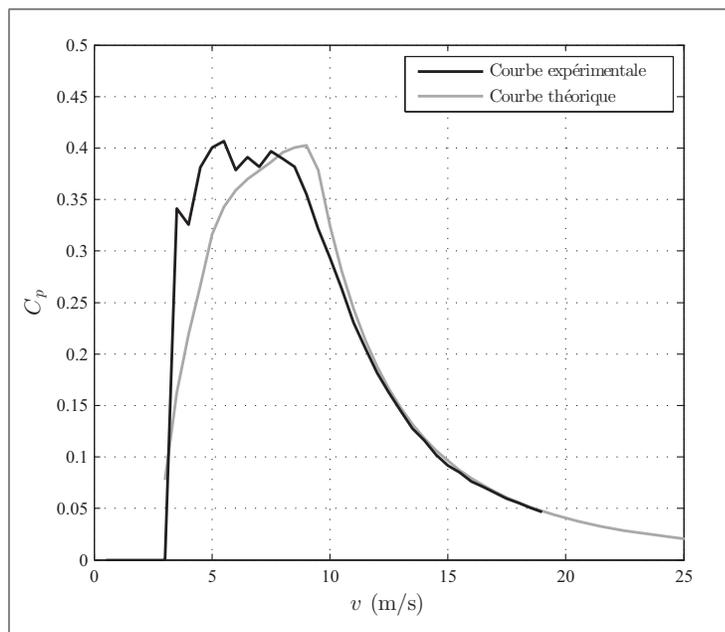


Figure 7.5 Courbe des coefficients de puissance pour la stratégie PI.

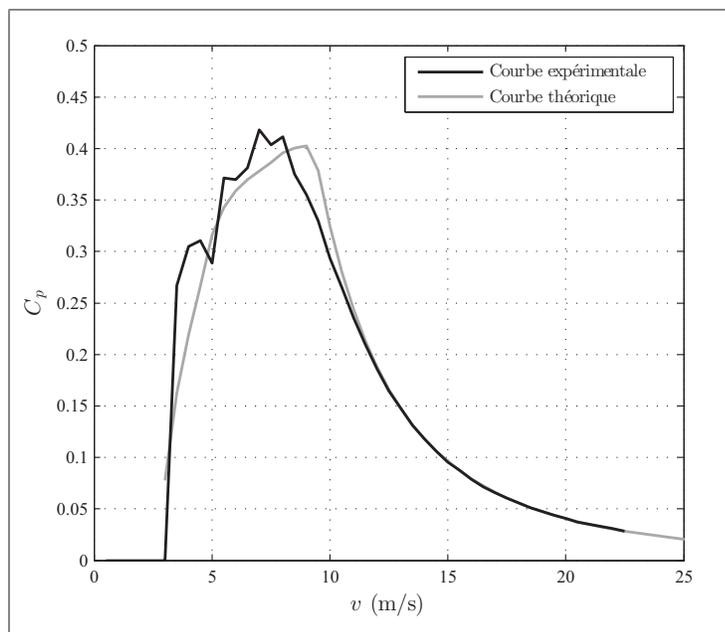


Figure 7.6 Courbe des coefficients de puissance pour la stratégie DAC.

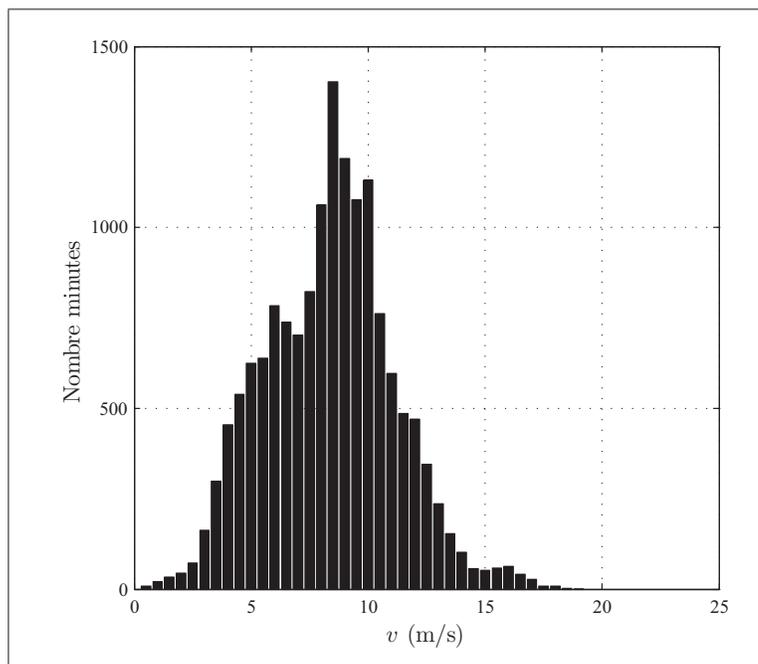


Figure 7.7 Nombre de données utilisées pour le traçage de la courbe de puissance par classe de vent pour la stratégie PI.

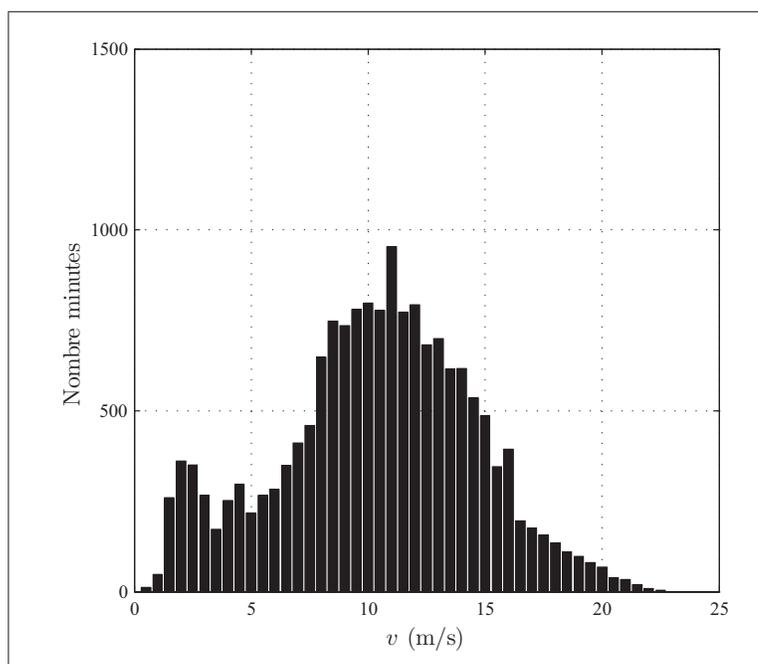


Figure 7.8 Nombre de données utilisées pour le traçage de la courbe de puissance par classe de vent pour la stratégie DAC.

Puisque la période d'acquisition de la stratégie DAC s'est déroulée tout juste avant l'arrivée de l'hiver, les vents y ont été considérablement plus élevés, comme le prouvent les figures 7.7 et 7.8.

Les deux courbes de puissance sont très semblables sous $v_0 = 9,5 \text{ m/s}$. Le système d'optimisation de la puissance est en mesure d'extirper un peu plus de puissance du vent que ce qui était prévu à l'origine. Les coefficients de puissance (figures 7.5 et 7.6) y atteignent des valeurs maximales supérieures à 0,4 ce qui est élevé. À titre de référence, l'éolienne *Excel 10kW* de Bergey (figure 1.6) présente un C_p maximale de 0,3 (Bergey Wind Power co., 2012).

La production de l'éolienne du WESNet est sous les prévisions entre $v = 8 \text{ m/s}$ et $v = 12 \text{ m/s}$ pour les deux stratégies. Les faibles coefficients de puissance dans cette région peuvent être attribuables au fonctionnement simultané des systèmes de calage variable et d'optimisation de la puissance. L'utilisation du calage pour réduire le couple aérodynamique est intermittente dans cette région, car le vent ne permet pas d'atteindre la vitesse angulaire nominale de manière constante. Il est difficile pour le système d'optimisation de la puissance de s'adapter à de telles discontinuités. Ceci entraîne des fluctuations de la puissance comme le montrent les écarts-types sur 1 min des diagrammes de dispersions pour les deux stratégies (figures 7.1 et 7.3).

Les courbes de puissance sont très différentes au-dessus de v_0 . La stratégie PI présente une production variant de 9,40 kW et 9,80 kW, alors que celle de la stratégie DAC varie entre 9,90 kW et 10,05 kW. La production du DAC est beaucoup plus stable que celle du PI pour ces vitesses de vent. Le DAC est donc en mesure de produire plus d'énergie annuellement, comme le confirment les graphiques de la PAE des deux stratégies de la figure 7.9. Pour ne pas avantager indûment la stratégie DAC, la PAE extrapolée a été calculée en ne considérant que les classes de vents de 0,5 m/s à 17 m/s. Toutes les classes subséquentes ont une valeur de puissance égale à celle de la classe 17 m/s.

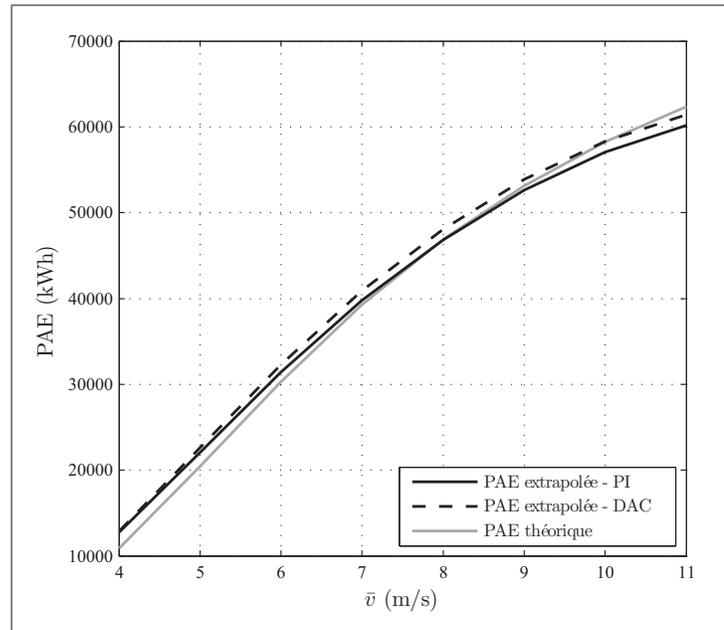


Figure 7.9 Production annuelle d'énergie extrapolée pour les deux stratégies de commande.

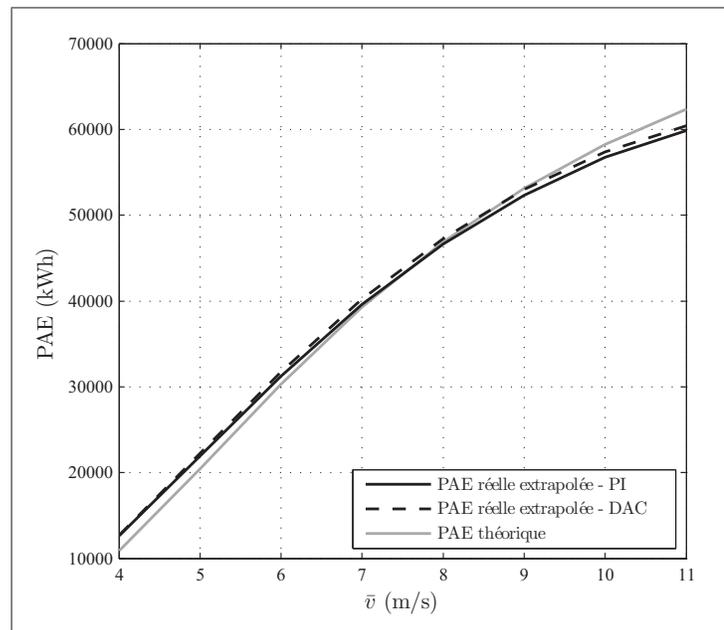


Figure 7.10 Production annuelle d'énergie extrapolée réelle pour les deux stratégies de commande.

7.2 Perte de disponibilité

La perte de disponibilité d_{arr} due aux arrêts pour survitesse est présentée au tableau 7.1 pour chaque stratégie. Même si sa courbe de puissance est plus régulière en région 3, la stratégie DAC présente une perte de disponibilité plus élevée que la stratégie PI. Ce fait peut s'expliquer par les vitesses de vent enregistrées pour chaque période d'acquisition. Les figures 7.7 et 7.8 montrent que la stratégie DAC a subi beaucoup plus de vent de vitesses supérieures à 11 m/s que la stratégie PI. Les figures 7.11 et 7.12 indiquent que ces vitesses de vents ont engendré la majorité des arrêts pour survitesse. Les deux stratégies sont tout de même sous les 3% de perte de disponibilité pour cause de survitesse. Cette valeur correspond à la moyenne de perte de disponibilité (toutes causes confondues) des parcs éoliens (Stevens et Harman, 2008). Puisque la perte de disponibilité de l'éolienne du WESNet provient en quasi-totalité des arrêts pour survitesse, elle est en exploitation au moins aussi souvent que les grands parcs commerciaux.

Tableau 7.1 Perte de disponibilité due aux arrêts pour survitesse selon la stratégie de commande.

Stratégie	d_{arr}
PI	0,52%
DAC	1,77%

Comme mentionné en section 2.3, il est intéressant de quantifier l'impact de la perte de disponibilité sur la PAE. La figure 7.10 présente la PAE extrapolée réelle. Ces courbes sont obtenues en multipliant la PAE par la disponibilité. Pour la stratégie DAC par exemple, la PAE a été multipliée par 98,33%. La PAE réelle montre qu'en dépit du nombre plus élevé d'arrêts pour survitesse survenant avec la stratégie DAC, sa production annuelle reste meilleure que celle du PI.

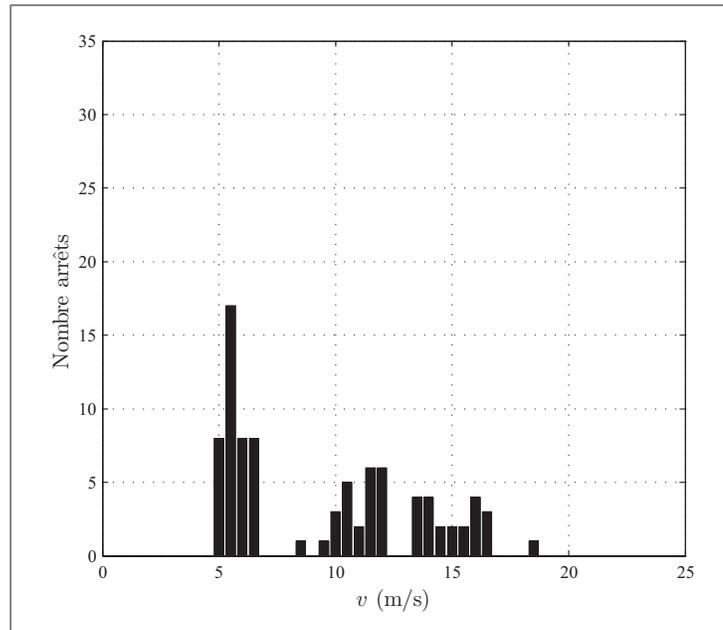


Figure 7.11 Nombre d'arrêts pour survitesse par classe de vent pour la stratégie PI.

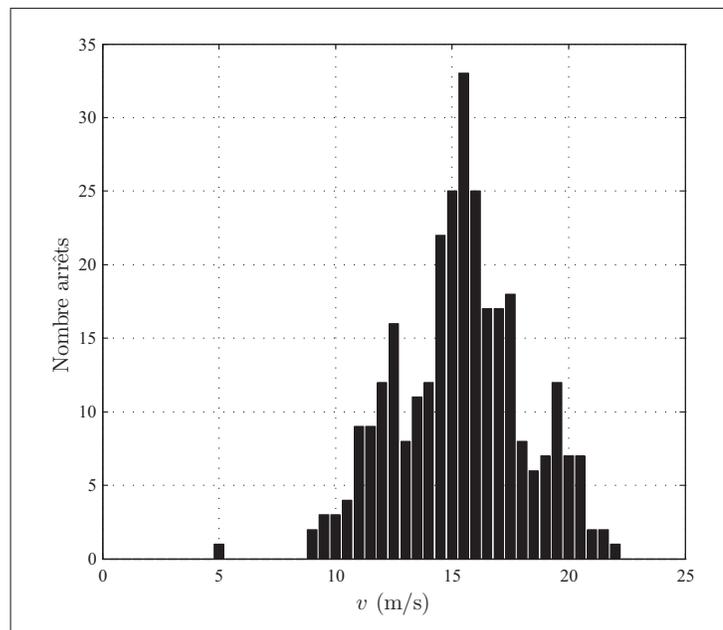


Figure 7.12 Nombre d'arrêts pour survitesse par classe de vent pour la stratégie DAC.

7.3 Comparaison des données de fonctionnement

Sept cas de comparaison ont été définis afin d'examiner les causes des différences entre les courbes de puissance des deux stratégies. Le tableau 7.2 présente des périodes de 1 h de fonctionnement de l'éolienne sélectionnée pour chaque stratégie parmi les données utilisées pour tracer les courbes de puissance. Les heures choisies pour un même cas de comparaison présentent des valeurs de vitesse de vent et d'intensité turbulente IT semblables pour les deux stratégies. Elles ne contiennent pas d'arrêts pour survitesse. Les trois premiers cas de comparaison correspondent aux cas de vents utilisés pour la simulation non linéaire (voir tableau 3.4). Les données de fonctionnement associées à chaque cas de comparaison sont présentées sous forme de graphiques à l'annexe XIV.

Tableau 7.2 Données de fonctionnement utilisées pour chaque stratégie selon le cas de comparaison.

Cas	PI					DAC				
	Date	Heure	\bar{v} (m/s)	IT (%)	Dir. moy.	Date	Heure	\bar{v} (m/s)	IT (%)	Dir. moy.
1	31 octobre 2013	05 h	9,31	18,0	287°	25 novembre 2013	22 h	9,31	18,0	278°
2	24 octobre 2013	13 h	12,21	15,4	245°	21 novembre 2013	10 h	12,49	15,0	303°
3	24 octobre 2013	20 h	15,49	14,1	247°	21 novembre 2013	00 h	16,37	14,9	321°
4	31 octobre 2013	00 h	10,72	14,1	261°	21 novembre 2013	17 h	10,88	14,7	303°
5	24 octobre 2013	17 h	13,78	14,8	253°	8 décembre 2013	06 h	13,66	15,4	281°
6	2 novembre 2013	22 h	11,96	19,2	317°	23 novembre 2013	12 h	12,30	19,3	247°
7	3 novembre 2013	00 h	13,00	19,6	315°	21 novembre 2013	04 h	12,54	19,9	311°

Le tableau 7.3 présente les statistiques de fonctionnement selon le cas et la stratégie de commande utilisée. Les cas sont classés en ordre croissant selon la vitesse moyenne \bar{v} afin de mettre en évidence certaines tendances. La ligne horizontale pointillée au centre du tableau sépare les cas selon leur IT ; les cas très turbulents sont situés sous cette frontière.

Le tableau 7.4 présente les écarts entre les statistiques des deux stratégies. Les écarts négatifs sont en caractères rouges. Ces écarts ont été calculés de manière à ce qu'un résultat positif indique un avantage pour la stratégie DAC. Par exemple, un écart sur \bar{v} de 0,157 indique que

la vitesse moyenne du vent est plus élevée pour la stratégie DAC que pour la stratégie PI. Par contre, un écart sur s_P de 1,194 indique que le DAC présente un écart-type sur la puissance moins élevé que le PI. La troisième ligne du tableau indique l'ordre de la soustraction effectuée.

Les écarts du tableau 7.4 ne sont pas dus aux légères différences entre les conditions de vents sélectionnées pour un même cas de comparaison. La figure 7.13 montre deux graphiques, un mettant en relation l'écart sur la vitesse angulaire et celui sur la vitesse du vent, l'autre mettant en relation l'écart sur la variation des mêmes données. Dans les deux cas, la corrélation est très faible, soit aux environs de 0,11.

Tableau 7.3 Statistiques de fonctionnement de l'éolienne selon le cas de comparaison et la stratégie de commande. s_p est l'écart-type sur la puissance alors que s_w est l'écart-type sur la vitesse angulaire.

Cas	Stratégie	\bar{v}	IT	$\bar{\omega}$	s_w	\bar{P}	s_P	$\bar{\dot{\beta}}$	$\dot{\beta}_{max}$
		(m/s)	(%)	(tours/min)	(tours/min)	(kW)	(kW)	(deg/s)	(deg/s)
4	PI	10,719	14,1	192,00	25,756	8,738	2,055	1,09	9,64
	DAC	10,876	14,7	205,10	14,190	9,761	0,861	1,31	8,80
2	PI	12,211	15,4	203,70	17,307	9,619	1,103	1,92	13,16
	DAC	12,494	15,0	210,00	8,578	10,170	0,381	1,74	17,76
5	PI	13,785	14,8	204,10	17,393	9,678	1,037	2,03	15,96
	DAC	13,662	15,4	206,10	15,707	10,050	0,995	2,23	24,32
3	PI	15,489	14,1	205,30	16,860	9,825	0,934	1,82	14,08
	DAC	16,371	14,9	208,10	14,080	10,119	0,776	2,54	20,36
1	PI	9,305	18,0	195,10	21,197	9,090	1,570	0,79	7,16
	DAC	9,309	18,0	184,70	24,851	8,285	2,071	0,86	13,12
6	PI	11,956	19,2	206,50	10,389	9,908	0,503	1,33	10,76
	DAC	12,295	19,3	206,50	16,032	10,029	1,037	2,29	15,16
7	PI	12,997	19,6	206,20	11,094	9,922	0,573	1,26	9,64
	DAC	12,540	19,9	209,20	11,336	10,196	0,536	2,25	20,12

Le graphique 7.14 confirme les piètres résultats des deux stratégies de commande pour des vents autour de la vitesse nominale. Les valeurs de variation de la vitesse angulaire s_w pour les deux stratégies sont très élevées autour de $\bar{v} = 9,5$ m/s. Tel qu'expliqué en section 7.1, ce comportement est possiblement dû à la grande sensibilité du couple aux modifications du

calage pour cette vitesse de vent ainsi qu'à l'utilisation intermittente du système de calage variable.

Tableau 7.4 Écarts entre les statistiques de fonctionnement de l'éolienne selon le cas de vent.

Cas	\bar{v}	IT	$\bar{\omega}$	s_{ω}	\bar{P}	s_P	$\bar{\beta}$	$\dot{\beta}_{max}$
	(m/s)	(%)	(tours/min)	(tours/min)	(kW)	(kW)	(deg/s)	(deg/s)
	DAC-PI	DAC-PI	DAC-PI	PI-DAC	DAC-PI	PI-DAC	PI-DAC	PI-DAC
4	0,157	0,6	13,10	11,566	1,023	1,194	-0,22	0,84
2	0,283	-0,4	6,30	8,729	0,551	0,722	0,18	-4,60
5	-0,123	0,6	2,00	1,686	0,372	0,042	-0,20	-8,36
3	0,882	0,8	2,80	2,780	0,294	0,158	-0,72	-6,28
1	0,004	0,0	-10,40	-3,654	-0,805	-0,501	-0,07	-5,96
6	0,339	0,1	0,00	-5,643	0,121	-0,534	-0,96	-4,40
7	-0,457	0,3	3,00	-0,242	0,274	0,037	-0,99	-10,48

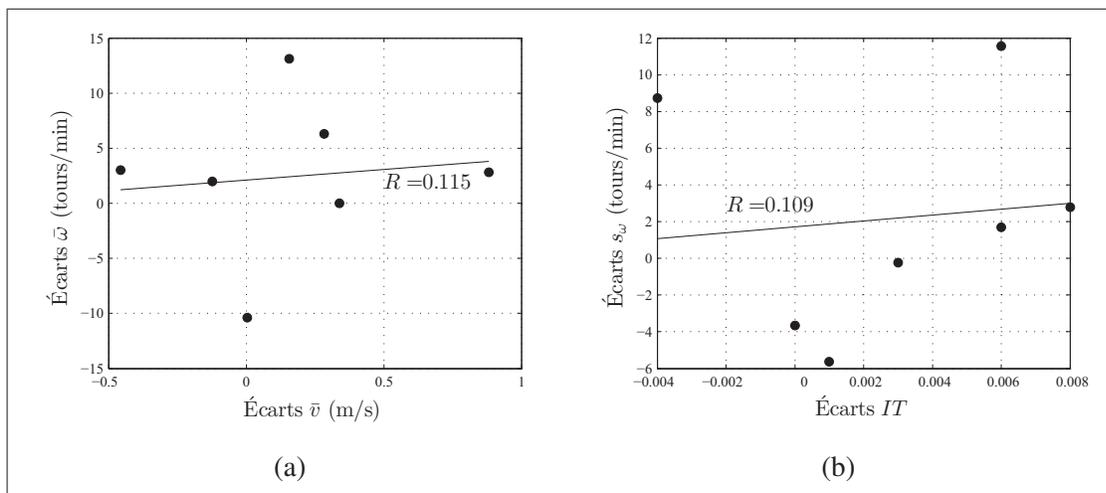


Figure 7.13 Régressions linéaires (traits noirs) et coefficients de corrélation liant (a) les écarts sur la vitesse moyenne du vent \bar{v} et la vitesse angulaire moyenne $\bar{\omega}$ ainsi que (b) l' IT et l'écart sur s_{ω} pour les sept cas de comparaison (7 données).

Le tableau 7.4 montre que la stratégie DAC possède des valeurs de puissance produite plus élevées que la stratégie PI. La puissance du générateur étant proportionnelle à sa vitesse de

rotation, c'est en raison de sa meilleure régulation de la vitesse angulaire que la stratégie DAC produit plus. La figure 7.15 le prouve : pour les deux stratégies, les heures de fonctionnement où l'écart-type sur la vitesse angulaire s_ω est faible présentent une moyenne de vitesse angulaire plus élevée. Comme le montre le graphique de comparaison des deux stratégies de commande pour le cas 3 (figure 7.16), une meilleure régulation de la vitesse angulaire se traduit par des valeurs maximales moins élevées, mais surtout par des valeurs minimales plus élevées. Pour les 20 min de fonctionnement présentées, la stratégie DAC réussit à maintenir la vitesse angulaire au-dessus de 190 tours/min. Il n'est pas possible d'augmenter la vitesse de consigne du PI pour qu'il obtienne une production similaire à celle du DAC. Beaucoup d'arrêts pour survitesse seraient générés, pénalisant ainsi la production annuelle d'énergie réelle.

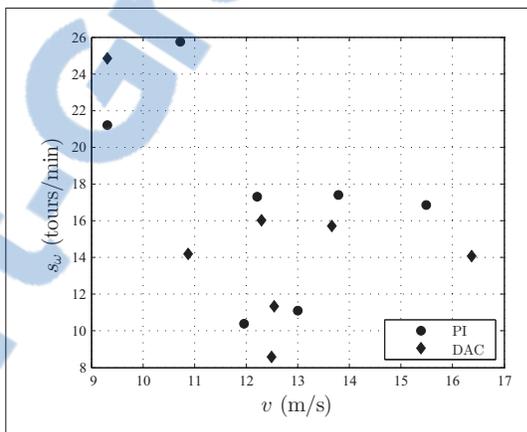


Figure 7.14 Valeurs de s_ω selon IT pour les sept cas de comparaison et les deux stratégies (14 données).

Si la stratégie DAC permet une meilleure régulation de la vitesse angulaire, c'est en raison d'un effort plus soutenu du système de calage variable. Pour la quasi-totalité des cas de comparaison, la stratégie DAC présente une vitesse de calage moyenne $\bar{\beta}$ plus élevée que la stratégie PI. La figure 7.17, qui présente 10 min de fonctionnement de l'éolienne pour le cas 5, permet d'en examiner les causes. Comme évoqué en section 6.5, bien qu'elle soit en mesure de très bien réguler la vitesse angulaire avec un effort minimal de l'actionneur (aux minutes 36 et 37),

la stratégie DAC présente quelques épisodes d'oscillation, et donc de déplacements rapides du calage (aux minutes 33 et 38). Ce comportement est également observé avec la stratégie PI, mais dans une moindre mesure : elle présente un comportement plus constant.

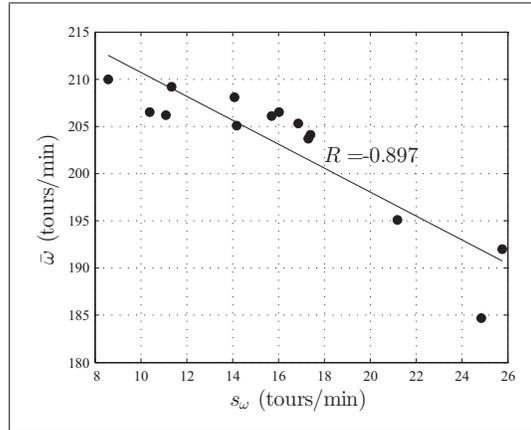


Figure 7.15 Régression linéaire (trait noir) et coefficient de corrélation liant les valeurs de s_{ω} et $\bar{\omega}$ pour les sept cas de comparaison et les deux stratégies (14 données).

La stratégie PI a une meilleure régulation de la vitesse angulaire que la stratégie DAC pour les cas les plus turbulents, c'est-à-dire les cas 1, 6 et 7. La fréquence des phases d'oscillation du DAC s'accroît pour ces vents (voir figure 7.18). Si la stratégie DAC produit plus que la stratégie PI, c'est parce que sa vitesse angulaire reste en moyenne plus élevée malgré sa moins bonne régulation. L'oscillation de la stratégie DAC pour ces cas de comparaison est sans doute à l'origine de son grand nombre d'arrêts pour survitesse.

En résumé, la comparaison des stratégies de commande pour 7 conditions de vent confirme que la stratégie DAC permet une meilleure production que la stratégie PI, et ce, en raison de sa régulation plus serrée de la vitesse angulaire. Toutefois, loin de minimiser l'effort du système de calage variable, elle l'augmente de manière significative. Ce fait est attribuable aux épisodes d'oscillation de l'angle de calage. Ceux-ci peuvent être causés par une interaction avec le système d'optimisation de la puissance ou avec un mode structural de l'éolienne, comme les

déplacements de la tour. La modification du gain G peut également expliquer la disparité entre les résultats des simulations et la réalité. Ce gain détermine l'apport respectif des estimations de la vitesse angulaire et de la vitesse du vent à la commande. Il a dû être modifié lors de l'implantation de la stratégie DAC afin d'augmenter la qualité de la régulation. Dans tous les cas, il semble que l'amélioration de la régulation et de la production se fasse au prix d'un effort plus soutenu de l'actionneur.

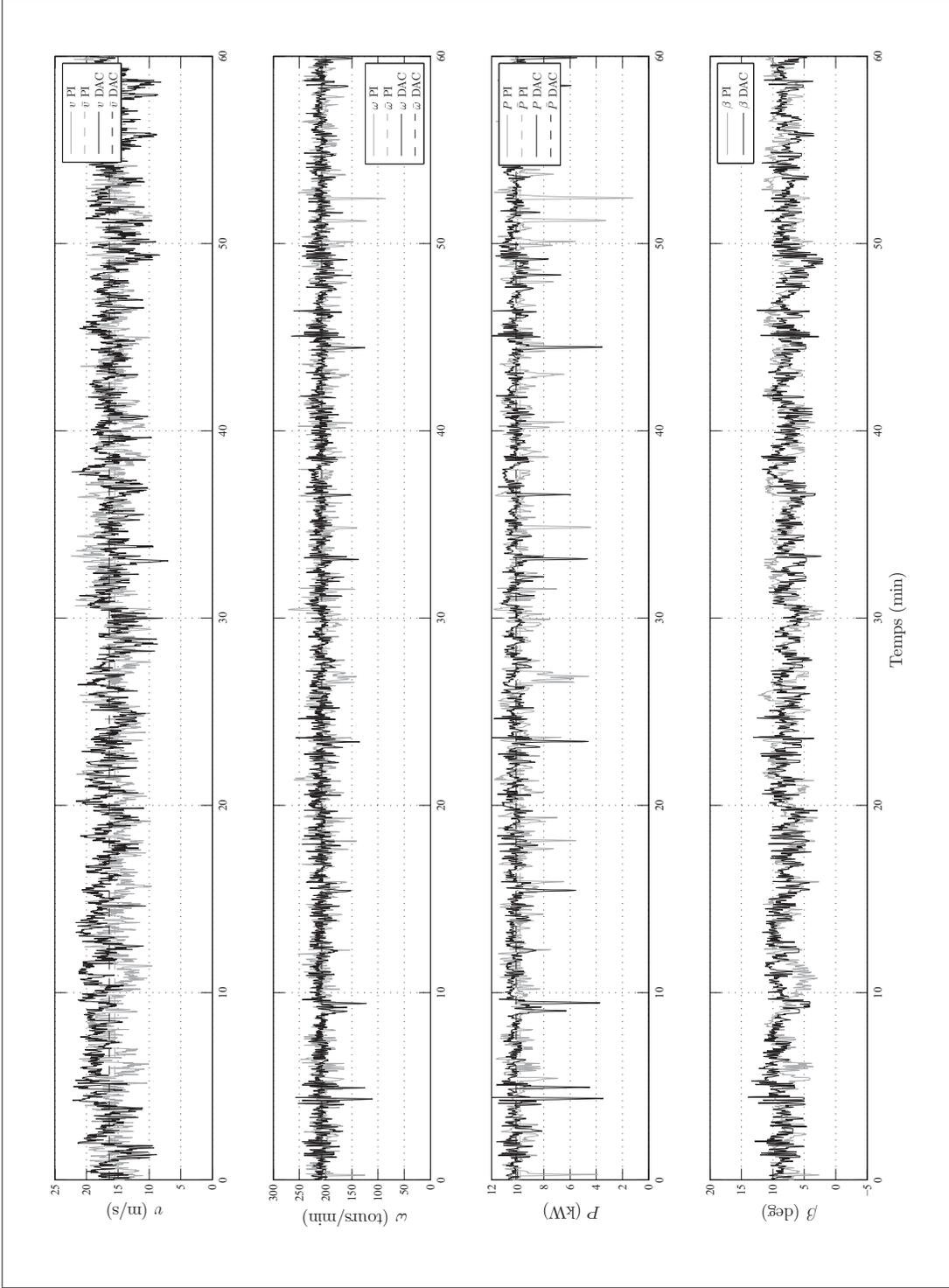


Figure 7.16 Comparaison des résultats de fonctionnement avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 3.

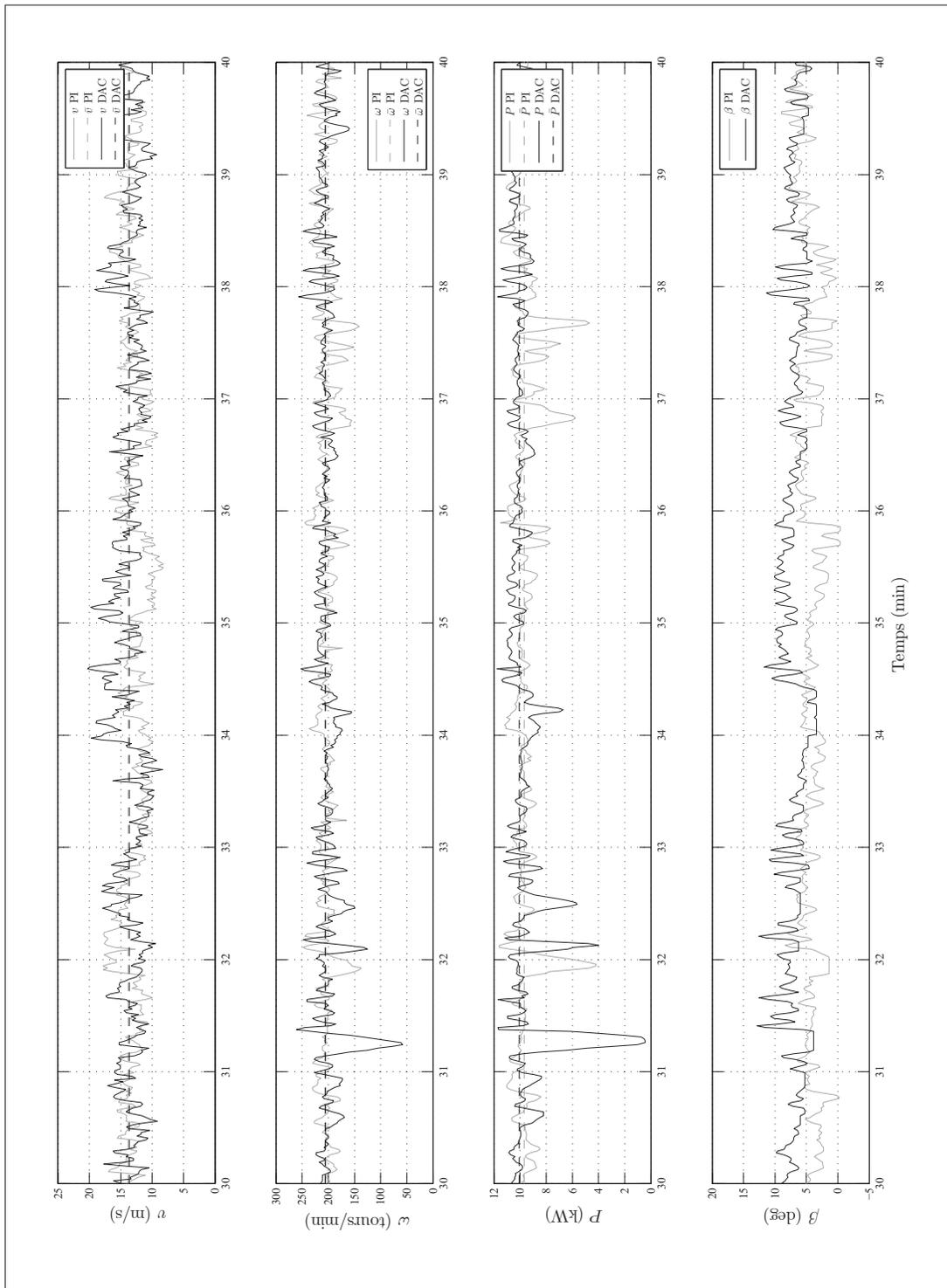


Figure 7.17 Comparaison des résultats de fonctionnement avec le DAC et le PI pour 10 min du cas de comparaison 5.

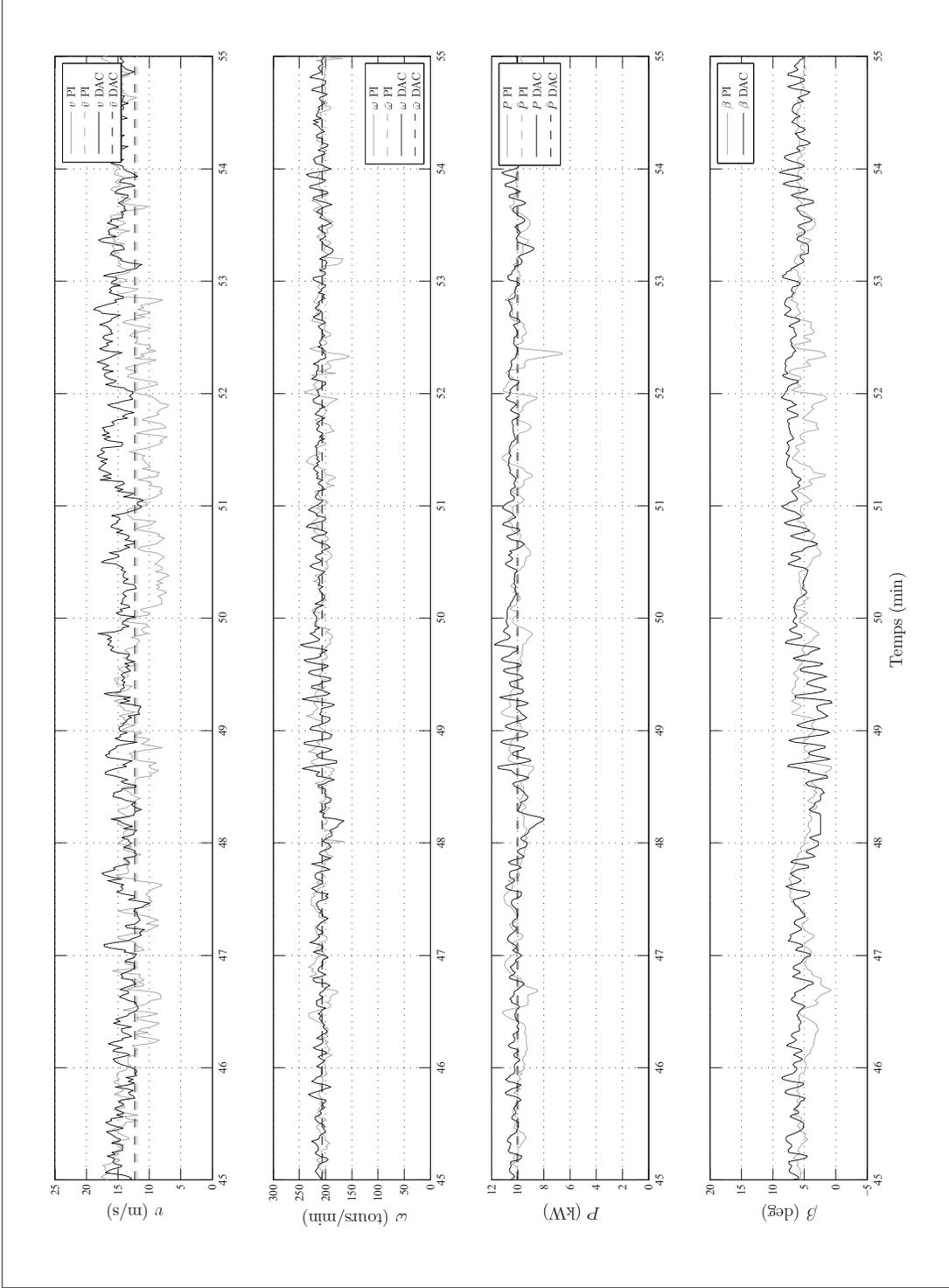


Figure 7.18 Comparaison des résultats de fonctionnement avec le DAC et le PI pour 10 min du cas de comparaison 6.

CONCLUSION

L'objectif de ce mémoire était de concevoir deux stratégies de commande pour le système de calage variable de l'éolienne du WESNet et de comparer leur performance en conditions réelles de fonctionnement afin de déterminer laquelle permet la meilleure production. La première stratégie de commande à être conçue est de type proportionnelle intégrale (PI). Elle est choisie en raison de sa simplicité de conception et d'application et de ses bonnes performances démontrées. La seconde est une stratégie d'accommodation à la perturbation (DAC) choisie en raison de la grande flexibilité d'ajustement de son comportement, de sa simplicité d'application en comparaison des autres stratégies de commande moderne et des résultats expérimentaux prometteurs relatés dans la littérature.

Les deux stratégies ont été en exploitation pendant environ 1 mois chacune. Au final, la stratégie DAC s'est révélée plus apte à la production que la stratégie PI. Le plateau de production visible en région 3 sur sa courbe de puissance est plus constant et plus élevé : la valeur de production nominale de 10 kW n'a été atteinte que sur la courbe de la stratégie DAC. De plus, elle présente une production annuelle d'énergie plus élevée que la stratégie PI, en dépit d'une disponibilité plus faible causée par un nombre élevé d'arrêts pour survitesse.

La production accrue de la stratégie DAC est due à une meilleure régulation de la vitesse angulaire en région 3 pour la majorité des sept cas de comparaison de données de fonctionnement présentés. Pour y arriver, la stratégie DAC demande plus d'efforts de l'actionneur, contrairement aux résultats obtenus en simulation non linéaire. Ceci est dû aux phases d'oscillations de la vitesse angulaire et de l'angle de calage survenant périodiquement lors du fonctionnement de l'éolienne que l'ajout d'une limite inférieure du calage n'a pas éliminées. La stratégie PI accomplit une meilleure régulation que la stratégie DAC lorsque les vents sont très turbulents (IT au dessus de 18 %), mais ne présente pas une production plus élevée pour autant. La stratégie DAC présente l'avantage de fournir une estimation de la vitesse du vent.

Les résultats de ce projet ont été obtenus sur une éolienne atypique. Les stratégies de commande ont fait face à deux perturbations : les variations de la vitesse du vent et les variations du couple absorbé par le générateur. Il est tout de même possible d'affirmer que la stratégie DAC est adaptée à une utilisation pour la régulation de la vitesse angulaire d'une éolienne. Elle est plus flexible que la stratégie PI, car elle comporte plus de gains à ajuster. À ce sujet, puisque les gains ont été ajustés de manière rigoureuse lors du fonctionnement de l'éolienne, il est peu probable que les écarts entre les performances des stratégies de commande soient dus à une mauvaise sélection des gains. De plus, les résultats obtenus sont valides seulement pour une éolienne de taille comparable. En effet, l'inertie du rotor a un effet non négligeable sur la sensibilité du rotor aux turbulences. La fréquence de calcul du module de commande (4 Hz) est également une limitation du projet : une meilleure régulation aurait probablement pu être accomplie avec une fréquence plus élevée.

Une limitation de la validité des courbes de puissance provient de la mesure de la vitesse du vent. Elles ont été réalisées à partir de données provenant d'un anémomètre mal positionné : il est situé sur un mât météo trop loin de l'éolienne et à une altitude 66 % inférieure à celle du rotor. Pour pallier ce problème, les valeurs de l'exposant α du profil de vitesse logarithmique utilisées pour corriger les mesures de vent ont été déterminées expérimentalement. L'incertitude associée à cette correction est incluse dans le calcul d'incertitude de la courbe de puissance. Toutes les autres mesures utilisées pour le traçage de cette courbe sont en conformité avec la norme IEC61400-12.

RECOMMANDATION

Une part importante des épisodes d'instabilité de la vitesse angulaire ω observés en fonctionnement est due à une interaction entre le système de calage variable et le système d'optimisation de la puissance. Ce risque est évoqué en section 1.5.6. En effet, lors de pannes du système de génération d'électricité, le système de calage variable régule la vitesse angulaire à l'intérieur d'une enveloppe de ± 10 tours/min, soit environ la moitié de la valeur habituelle. La figure 7.19 en montre un exemple : la vitesse angulaire est très constante entre 4 et 7 min, soit lorsque la puissance est nulle, et donc que le système de génération est inactif. Pour cette raison, il serait souhaitable que l'action du système de calage variable soit minimale. Il ne devrait agir que lorsque le système de génération n'est plus en mesure de conserver la vitesse angulaire à une valeur sécuritaire. Cette solution requiert la communication entre les deux systèmes. Une telle solution est toutefois difficile à mettre en application dans le contexte actuel, car les deux systèmes agissent de manière complètement indépendante. Une solution alternative serait d'interrompre la commande du couple du générateur au-dessus de la vitesse nominale v_0 et de conserver le couple constant. Le système de calage variable serait alors le seul à influencer la vitesse angulaire.

Il est également possible que les changements de direction du vent entraînent des baisses marquées de la vitesse angulaire. Cependant, les changements d'orientation de la nacelle peuvent aussi être causés par l'effet gyroscopique engendré par les accélérations angulaires du rotor. Dans tous les cas, il serait souhaitable d'amortir le mouvement de la nacelle afin de réduire les changements brusques d'orientation.

Des modifications aux stratégies PI et DAC peuvent potentiellement améliorer la régulation en région 3. Comme suggéré par Wright et Fingersh (2008), un filtre passe-bas peut réduire la sensibilité au bruit sur la mesure de la vitesse angulaire de la stratégie PI. Il serait ainsi possible d'augmenter ses gains sans risquer de réagir trop fortement au bruit. Pour la stratégie DAC, Wright *et al.* (2005) suggère d'ajouter la vitesse de calage aux états mesurés de l'éolienne afin de sélectionner les gains de manière à minimiser la consommation du système de calage

variable. Cette solution permettrait de réduire les oscillations du calage observé en fonctionnement. D'autres mesures, telles le lacet de la nacelle ou l'accélération de la tour, pourraient aussi être incluses aux calculs du calage. De cette façon, l'estimation de la vitesse du vent serait plus rapide et la commande du calage plus efficace. Par ailleurs, d'autres états, comme la déflexion des pales, peuvent être estimés dans le but d'inclure la minimisation de la sollicitation en fatigue des pales comme critère de calcul de l'angle de calage. Ces modifications pourraient améliorer la durée de vie des composantes de l'éolienne.

Finalement, comme le suggère Pace *et al.* (2014), un ordonnancement de gain peut améliorer le comportement de la stratégie DAC pour de forts vents. Pour les deux stratégies, un ordonnancement dynamique tel que celui de Hansen *et al.* (2005) devrait être utilisé pour combler les lacunes de l'ordonnancement par pallier.

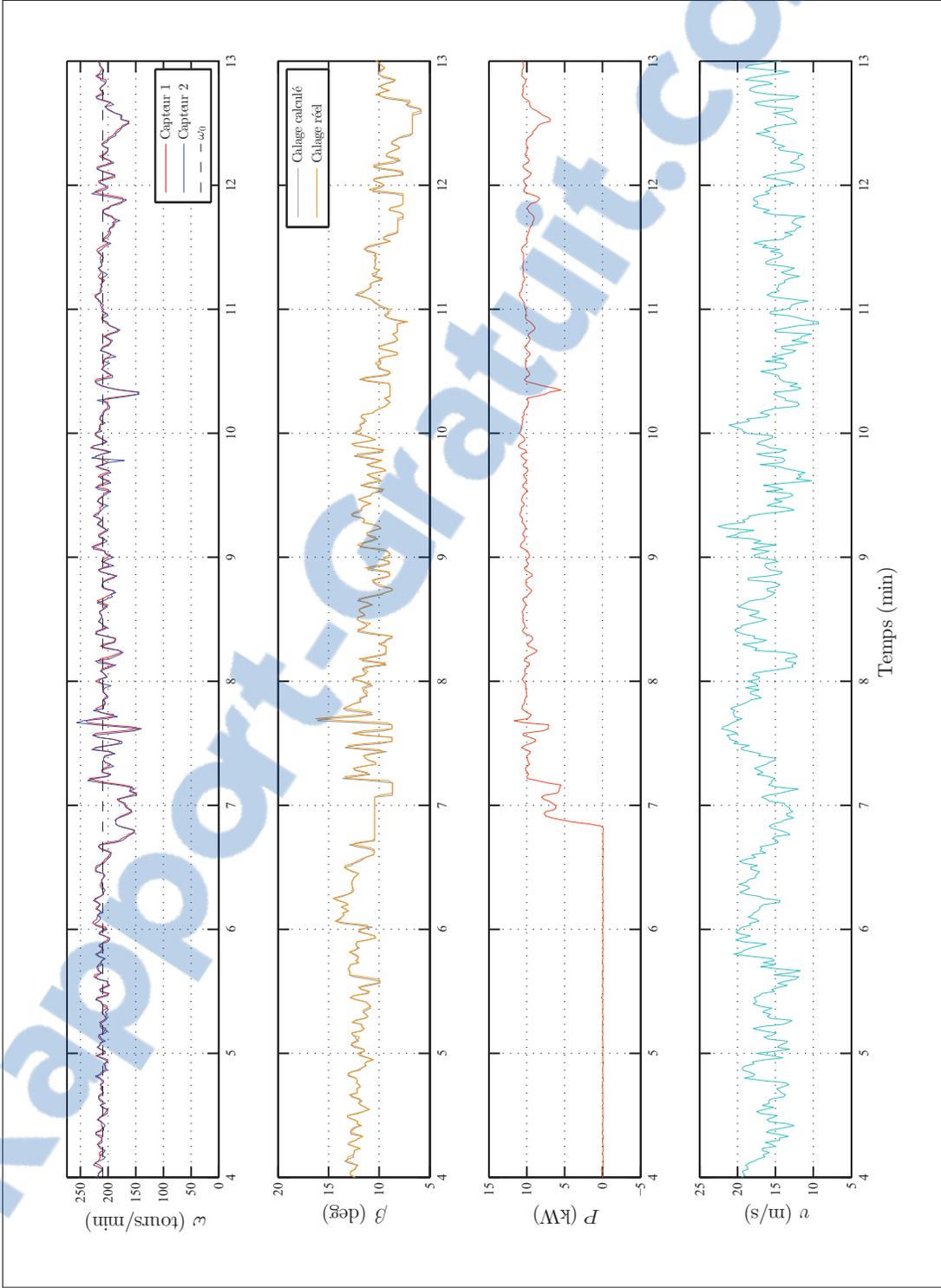


Figure 7.19 Données de fonctionnement de l'éolienne du WESNet sur 9 min le 04 décembre 2013 à partir de 17h04 avec la stratégie DAC. $\bar{v} = 15,61 \text{ m/s}$, $IT = 0,136$ et direction moyenne d'arrivée du vent de 322°

ANNEXE I

FICHIERS FAST

Les fichiers de descriptions FAST de la simulation de l'éolienne du WESNet contenant les paramètres de l'éolienne sont contenus dans les extraits de code I.1 à I.6. Le tableau I-1 contient les noms leurs étant associés dans l'annexe numérique. Il est à noter que chaque cas de vent demande un fichier et que celui présenté ne constitue qu'un court exemple. Les fins de lignes sont tronquées ; les informations importantes se trouvent en début de ligne.

Tableau-A I-1 Nom et extension des fichiers de description FAST.

Fichier de description	Nom du fichier
Fichier primaire	WESNet_Primary_FD.fst
Fichier de la tour	WESNet_Tower_FD.dat
Fichier des pales	WESNet_Blade_FD.dat
Fichier aérodynamique	WESNet_AeroDyn_FD.ipt
Fichier du vent	Vnomcste.wnd
Fichier de linéarisation	WESNet_Linear_FD.dat

Extrait de code I.1 Code du fichier primaire de FAST.

```
1 -----
2 ----- FAST INPUT FILE -----
3 FAST for WESNet WindTurbine: FAST model of a 3-bladed 10 kW downwind turbine.
4 Francois Dube, WESNet, may, 2012. Compatible with FAST v7.00.00.
5 ----- SIMULATION CONTROL -----
6 False      Echo          - Echo input data to "echo.out" (flag)
7   1         ADAMSPrep    - ADAMS preprocessor mode {1: Run FAST, 2: use FAST as a preproce
8   1         AnalMode     - Analysis mode {1: Run a time-marching simulation, 2: create a p
9   3         NumBl       - Number of blades (-)
10  200              TMax      - Total run time (s)
11  0.0100           DT        - Integration time step (s)
12 ----- TURBINE CONTROL -----
13  2              YCMode     - Yaw control mode {0: none, 1: user-defined from routine UserYaw
14  0.0            TYCon     - Time to enable active yaw control (s) [unused when YCMode=0]
15  2              PCMode     - Pitch control mode {0: none, 1: user-defined from routine Pitch
16  0.0            TPCOn     - Time to enable active pitch control (s) [unused when PCMode=0]
17  3              VSContrl  - Variable-speed control mode {0: none, 1: simple VS, 2: user-def
18  9999.9         VS_RtGnSp - Rated generator speed for simple variable-speed generator contr
19  9999.9         VS_RtTq   - Rated generator torque/constant generator torque in Region 3 fo
20  9999.9         VS_Rgn2K  - Generator torque constant in Region 2 for simple variable-speed
21  9999.9         VS_SlPc   - Rated generator slip percentage in Region 2 1/2 for simple vari
```

```

22 | 1      GenModel      - Generator model {1: simple, 2: Thevenin, 3: user-defined from r
23 | True   GenTiStp      - Method to start the generator {T: timed using TimGenOn, F: gene
24 | True   GenTiStp      - Method to stop the generator {T: timed using TimGenOf, F: when
25 | 9999.9 SpdGenOn      - Generator speed to turn on the generator for a startup (HSS spe
26 | 0.0    TimGenOn      - Time to turn on the generator for a startup (s) [used only when
27 | 9999.9 TimGenOf      - Time to turn off the generator (s) [used only when GenTiStp=Tru
28 | 1      HSSBrMode     - HSS brake model {1: simple, 2: user-defined from routine UserHS
29 | 9999.9 THSSBrDp     - Time to initiate deployment of the HSS brake (s)
30 | 9999.9 TiDynBrk     - Time to initiate deployment of the dynamic generator brake [CUR
31 | 9999.9 TTPBrDp(1)   - Time to initiate deployment of tip brake 1 (s)
32 | 9999.9 TTPBrDp(2)   - Time to initiate deployment of tip brake 2 (s)
33 | 9999.9 TTPBrDp(3)   - Time to initiate deployment of tip brake 3 (s) [unused for 2 bl
34 | 9999.9 TBDepISp(1) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 1 (rpm)
35 | 9999.9 TBDepISp(2) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 2 (rpm)
36 | 9999.9 TBDepISp(3) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 3 (rpm)
37 | 9999.9 TYawManS   - Time to start override yaw maneuver and end standard yaw contro
38 | 9999.9 TYawManE   - Time at which override yaw maneuver reaches final yaw angle (s)
39 | 0.0    NacYawF      - Final yaw angle for yaw maneuvers (degrees)
40 | 9999.9 TPitManS(1)  - Time to start override pitch maneuver for blade 1 and end stand
41 | 9999.9 TPitManS(2)  - Time to start override pitch maneuver for blade 2 and end stand
42 | 9999.9 TPitManS(3)  - Time to start override pitch maneuver for blade 3 and end stand
43 | 9999.9 TPitManE(1)  - Time at which override pitch maneuver for blade 1 reaches final
44 | 9999.9 TPitManE(2)  - Time at which override pitch maneuver for blade 2 reaches final
45 | 9999.9 TPitManE(3)  - Time at which override pitch maneuver for blade 3 reaches final
46 | 60.0   BLPitch(1)   - Blade 1 initial pitch (degrees)
47 | 60.0   BLPitch(2)   - Blade 2 initial pitch (degrees)
48 | 60.0   BLPitch(3)   - Blade 3 initial pitch (degrees)
49 | 0.0    BLPitchF(1)  - Blade 1 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
50 | 0.0    BLPitchF(2)  - Blade 2 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
51 | 0.0    BLPitchF(3)  - Blade 3 final pitch for pitch maneuvers (degrees) [unused for 2
52 | ----- ENVIRONMENTAL CONDITIONS -----
53 | 9.81   Gravity    - Gravitational acceleration (m/s^2)
54 | ----- FEATURE FLAGS -----
55 | False  FlapDOF1    - First flapwise blade mode DOF (flag)
56 | False  FlapDOF2    - Second flapwise blade mode DOF (flag)
57 | False  EdgeDOF    - First edgewise blade mode DOF (flag)
58 | False  TeetDOF    - Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]
59 | False  DrTrDOF    - Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)
60 | True   GenDOF     - Generator DOF (flag)
61 | True   YawDOF     - Yaw DOF (flag)
62 | False  TwFADOF1   - First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
63 | False  TwFADOF2   - Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
64 | False  TwSSDOF1   - First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
65 | False  TwSSDOF2   - Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
66 | True   CompAero   - Compute aerodynamic forces (flag)
67 | False  CompNoise  - Compute aerodynamic noise (flag)
68 | ----- INITIAL CONDITIONS -----
69 | 0.0    OopDefl    - Initial out-of-plane blade-tip displacement (meters)
70 | 0.0    IPDefl    - Initial in-plane blade-tip deflection (meters)
71 | 0.0    TeetDefl   - Initial or fixed teeter angle (degrees) [unused for 3 blades]
72 | 0.0    Azimuth   - Initial azimuth angle for blade 1 (degrees)
73 | 0.0    RotSpeed   - Initial or fixed rotor speed (rpm)
74 | 0.0    NacYaw     - Initial or fixed nacelle-yaw angle (degrees)
75 | 0.0    TTDspFA    - Initial fore-aft tower-top displacement (meters)
76 | 0.0    TTDspSS    - Initial side-to-side tower-top displacement (meters)
77 | ----- TURBINE CONFIGURATION -----
78 | 4.04   TipRad     - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)
79 | 0.28   HubRad     - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)
80 | 1      PSpnElN     - Number of the innermost blade element which is still part of th
81 | 0.0    UndSling   - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex]
82 | 0.035  HubCM      - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meter
83 | 0.670  OverHang    - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [
84 | 0.133  NacCMxn     - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
85 | 0.0    NacCMyn     - Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
86 | 0.217  NacCMzn     - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

```

87	18.5	TowerHt	- Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore]
88	0.311	Twr2Shft	- Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)
89	0.0	TwrRBHt	- Tower rigid base height (meters)
90	0.0	ShftTilt	- Rotor shaft tilt angle (degrees). Negative for an upwind rotor
91	0.0	Delta3	- Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blad
92	3.0	PreCone(1)	- Blade 1 cone angle (degrees)
93	3.0	PreCone(2)	- Blade 2 cone angle (degrees)
94	3.0	PreCone(3)	- Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]
95	0.0	AzimBlUp	- Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)
96			----- MASS AND INERTIA -----
97	0.0	YawBrMass	- Yaw bearing mass (kg)
98	319	NacMass	- Nacelle mass (kg)
99	229	HubMass	- Hub mass (kg)
100	0.0	TipMass(1)	- Tip-brake mass, blade 1 (kg)
101	0.0	TipMass(2)	- Tip-brake mass, blade 2 (kg)
102	0.0	TipMass(3)	- Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]
103	32.09	NacYIner	- Nacelle inertia about yaw axis (kg m^2)
104	0.0	GenIner	- Generator inertia about HSS (kg m^2)
105	10.552	HubIner	- Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blade
106			----- DRIVETRAIN -----
107	100.0	GBoxEff	- Gearbox efficiency (%)
108	0.0	GenEff	- Generator efficiency [ignored by the Thevenin and user-defined
109	1.0	GBRatio	- Gearbox ratio (-)
110	False	GBRevers	- Gearbox reversal {T: if rotor and generator rotate in opposite
111	9999.9	HSSBrTqF	- Fully deployed HSS-brake torque (N-m)
112	9999.9	HSSBrDT	- Time for HSS-brake to reach full deployment once initiated (sec
113	" "	DynBrkFi	- File containing a mech-gen-torque vs HSS-speed curve for a dyna
114	9999.9	DTTorSpr	- Drivetrain torsional spring (N-m/rad)
115	9999.9	DTTorDmp	- Drivetrain torsional damper (N-m/(rad/s))
116			----- SIMPLE INDUCTION GENERATOR -----
117	9999.9	SIG_SlPc	- Rated generator slip percentage (%) [used only when VSContrl=0
118	9999.9	SIG_SySp	- Synchronous (zero-torque) generator speed (rpm) [used only when
119	9999.9	SIG_RtTq	- Rated torque (N-m) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
120	9999.9	SIG_PORT	- Pull-out ratio (Tpullout/Trated) (-) [used only when VSContrl=0
121			----- THEVENIN-EQUIVALENT INDUCTION GENERATOR -----
122	9999.9	TEC_Freq	- Line frequency [50 or 60] (Hz) [used only when VSContrl=0 and G
123	9999.9	TEC_NPol	- Number of poles [even integer > 0] (-) [used only when VSContrl
124	9999.9	TEC_SRes	- Stator resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenMode
125	9999.9	TEC_RRes	- Rotor resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel
126	9999.9	TEC_VLL	- Line-to-line RMS voltage (volts) [used only when VSContrl=0 and
127	9999.9	TEC_SLR	- Stator leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and
128	9999.9	TEC_RLR	- Rotor leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and G
129	9999.9	TEC_MR	- Magnetizing reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and Gen
130			----- PLATFORM -----
131	0	PtfmModel	- Platform model {0: none, 1: onshore, 2: fixed bottom offshore,
132	" "	PtfmFile	- Name of file containing platform properties (quoted string) [un
133			----- TOWER -----
134	10	TwrNodes	- Number of tower nodes used for analysis (-)
135	"WESNet_Tower_FD.dat"	TwrFile	- Name of file containing tower properties (quoted s
136			----- NACELLE-YAW -----
137	0.0	YawSpr	- Nacelle-yaw spring constant (N-m/rad)
138	30.0	YawDamp	- Nacelle-yaw damping constant (N-m/(rad/s)) *****A verifier
139	0.0	YawNeut	- Neutral yaw position--yaw spring force is zero at this yaw (deg
140			----- FURLING -----
141	False	Furling	- Read in additional model properties for furling turbine (flag)
142	" "	FurlFile	- Name of file containing furling properties (quoted string) [unu
143			----- ROTOR-TEETER -----
144	0	TeetMod	- Rotor-teeter spring/damper model {0: none, 1: standard, 2: user
145	0.0	TeetDmpP	- Rotor-teeter damper position (degrees) [used only for 2 blades
146	0.0	TeetDmp	- Rotor-teeter damping constant (N-m/(rad/s)) [used only for 2 bl
147	0.0	TeetCDmp	- Rotor-teeter rate-independent Coulomb-damping moment (N-m) [use
148	0.0	TeetSStP	- Rotor-teeter soft-stop position (degrees) [used only for 2 blad
149	0.0	TeetHStP	- Rotor-teeter hard-stop position (degrees) [used only for 2 blad
150	0.0	TeetSSSp	- Rotor-teeter soft-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used o
151	0.0	TeetHSSp	- Rotor-teeter hard-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used o

```

152 ----- TIP-BRAKE -----
153 0.0 TDrConN - Tip-brake drag constant during normal operation, Cd*Area (m^2)
154 0.0 TDrConD - Tip-brake drag constant during fully-deployed operation, Cd*Area
155 0.0 TpBrDT - Time for tip-brake to reach full deployment once released (sec)
156 ----- BLADE -----
157 "WESNet_Blade_FD.dat" BldFile(1) - Name of file containing properties for blade 1 (quot
158 "WESNet_Blade_FD.dat" BldFile(2) - Name of file containing properties for blade 2 (quot
159 "WESNet_Blade_FD.dat" BldFile(3) - Name of file containing properties for blade 3 (quot
160 ----- AERODYN -----
161 "WESNet_AeroDyn_FD.ipt" ADFile - Name of file containing AeroDyn input paramete
162 ----- NOISE -----
163 " " NoiseFile - Name of file containing aerodynamic noise input parameters (quo
164 ----- ADAMS -----
165 " " ADAMSFile - Name of file containing ADAMS-specific input parameters (quoted
166 ----- LINEARIZATION CONTROL -----
167 "WESNet_Linear_FD.dat" LinFile - Name of file containing FAST linearization par
168 ----- OUTPUT -----
169 True SumPrint - Print summary data to "<RootName>.fsm" (flag)
170 True TabDelim - Generate a tab-delimited tabular output file. (flag)
171 "ES10.3E2" OutFmt - Format used for tabular output except time. Resulting field sh
172 0.0 TStart - Time to begin tabular output (s)
173 2 DecFact - Decimation factor for tabular output {1: output every time step
174 1.0 SttsTime - Amount of time between screen status messages (sec)
175 0.0 NcIMUxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters
176 0.0 NcIMUyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters
177 0.0 NcIMUzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters
178 -0.1881 ShftGagL - Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to
179 0 NTwGages - Number of tower nodes that have strain gages for output [0 to 9
180 0 TwrGagNd - List of tower nodes that have strain gages [1 to TwrNodes] (-)
181 5 NBlGages - Number of blade nodes that have strain gages for output [0 to 9
182 3,6,9,12,15 BldGagNd - List of blade nodes that have strain gages [1 to BldNodes] (-)
183 OutList - The next line(s) contains a list of output parameters. See Out
184
185 "TotWindV" - Total hub height wind speed magnitude (m/sec)
186 "HorWndDir" - Horizontal hub height wind speed direction (deg) **
187
188 "TipDxc1, TipDyc1, TipDzc1" - Blade 1 out-of-plane, in-plane and axial tip deflec
189 "TipDxb1, TipDyb1" - Blade 1 edgewise and flapwise tip deflection (relat
190 "BldPitch1" - Pitch of blade 1, positive toward feather about the
191 "LSSTipPxa, LSSTipVxa, LSSTipAxa" - Rotor Azimuth position (deg), speed (rpm) and
192 "NacYawP, NacYawV, NacYawA" - Nacelle yaw angle, angular velocity and accelereta
193
194 "Spn1MLxb1, Spn1MLyb1, Spn1MLzb1" - Blade 1 local edgewise, flapwise and
195 "Spn2MLxb1, Spn2MLyb1, Spn2MLzb1" - Blade 1 local edgewise, flapwise and
196 "Spn3MLxb1, Spn3MLyb1, Spn3MLzb1" - Blade 1 local edgewise, flapwise and
197 "Spn4MLxb1, Spn4MLyb1, Spn4MLzb1" - Blade 1 local edgewise, flapwise and
198 "Spn5MLxb1, Spn5MLyb1, Spn5MLzb1" - Blade 1 local edgewise, flapwise and
199 "RootFxb1, RootFyb1, RootFzb1" - Blade 1 flapwise and edgewise shear force
200 "RootMxb1, RootMyb1, RootMzc1" - Blade 1 edgewise, flapwise and pitching m
201 "RootFxc1, RootFyc1, RootFzc1" - Blade 1 out-of-plane and in-plane shear f
202 "RootMxc1, RootMyc1, RootMzc1" - Blade 1 in-plane, out-of-plane and pitchi
203 "LSShftFxa, LSShftFya, LSShftFza" - LSS thrust force along the xa and xs
204 "LSShftFys, LSShftFzs" - Nonrotating LSS shear force along the ys and zs a
205 "LSShftMxa, LSShftMya, LSShftMza" - LSS torque about the xa and xs axis,
206 "LSShftMys, LSShftMzs" - Nonrotating LSS bending moment at the shaft tip a
207 "LSSGagMya, LSSGagMza" - Rotating LSS bending moment at the shaft's stain
208 "YawBrFxn, YawBrFyn, YawBrFzn" - Rotating (with nacelle) tower-top / yaw b
209 "YawBrFxp, YawBrFyp" - Tower-top / yaw bearing shear force along the xp
210 "YawBrMxn, YawBrMyn, YawBrMzn" - Rotating (with nacelle) tower-top / yaw b
211 "YawBrMxp, YawBrMyp" - Nonrotating tower-top / yaw bearing roll moment a
212 "TwrBsFxt, TwrBsFyt, TwrBsFzt" - Tower base fore-aft shear force, side-to-
213 "TwrBsMxt, TwrBsMyt, TwrBsMzt" - Tower base side-to-side, fore-aft and tor
214
215 "GenPwr" - Generator power (kW)
216 "RotTorq, RotThrust, RotPwr" - Rotor torque, thrust, power (kNm) (kN) (k

```

```

217 "PtchPMzc1, PtchPMzc2, PtchPMzc3"          - Pitch blade 1, 2 and 3 (deg)
218
219 END of FAST input file (the word "END" must appear in the first 3 columns o
220 -----

```

Extrait de code I.2 Code du fichier de la tour de FAST.

```

1 -----
2 ----- FAST TOWER FILE -----
3 RIGID TOWER- none of this information is correct but, it does not matter for a rigid towe
4 ----- TOWER PARAMETERS -----
5      1      NTwInpSt - Number of input stations to specify tower geometry
6 False      CalcTMode - Calculate tower mode shapes internally (T: ignore mode shapes f
7      3.435   TwrFADmp(1) - Tower 1st fore-aft mode structural damping ratio (%)
8      3.435   TwrFADmp(2) - Tower 2nd fore-aft mode structural damping ratio (%)
9      3.435   TwrSSDmp(1) - Tower 1st side-to-side mode structural damping ratio (%)
10     3.435   TwrSSDmp(2) - Tower 2nd side-to-side mode structural damping ratio (%)
11 ----- TOWER ADJUSTMUNT FACTORS -----
12     1.0     FASTTunr(1) - Tower fore-aft modal stiffness tuner, 1st mode (-)
13     1.0     FASTTunr(2) - Tower fore-aft modal stiffness tuner, 2nd mode (-)
14     1.0     SSStTunr(1) - Tower side-to-side stiffness tuner, 1st mode (-)
15     1.0     SSStTunr(2) - Tower side-to-side stiffness tuner, 2nd mode (-)
16     1.0     AdjTwMa - Factor to adjust tower mass density (-)
17     1.0     AdjFAST - Factor to adjust tower fore-aft stiffness (-)
18     1.0     AdjSSSt - Factor to adjust tower side-to-side stiffness (-)
19 ----- DISTRIBUTED TOWER PROPERTIES -----
20 HtFract      TMassDen      TwFASTif      TwSSStif      TwGJStif      TwEASTif      TwFAIner
21 (-)          (kg/m)        (Nm^2)       (Nm^2)       (Nm^2)       (N)          (kg m)
22 0.000        163.88        1.564E10    1.564E10    0.0          0.0          0.0
23 ----- TOWER FORE-AFT MODE SHAPES -----
24     1.6400   TwFAM1Sh(2) - Mode 1, coefficient of x^2 term
25    -0.6510   TwFAM1Sh(3) -      , coefficient of x^3 term
26    -0.0460   TwFAM1Sh(4) -      , coefficient of x^4 term
27     0.0520   TwFAM1Sh(5) -      , coefficient of x^5 term
28     0.0050   TwFAM1Sh(6) -      , coefficient of x^6 term
29    -17.9490   TwFAM2Sh(2) - Mode 2, coefficient of x^2 term
30     22.8840   TwFAM2Sh(3) -      , coefficient of x^3 term
31     14.1730   TwFAM2Sh(4) -      , coefficient of x^4 term
32    -27.1580   TwFAM2Sh(5) -      , coefficient of x^5 term
33     9.0500   TwFAM2Sh(6) -      , coefficient of x^6 term
34 ----- TOWER SIDE-TO-SIDE MODE SHAPES -----
35     1.6400   TwSSM1Sh(2) - Mode 1, coefficient of x^2 term
36    -0.6510   TwSSM1Sh(3) -      , coefficient of x^3 term
37    -0.0460   TwSSM1Sh(4) -      , coefficient of x^4 term
38     0.0520   TwSSM1Sh(5) -      , coefficient of x^5 term
39     0.0050   TwSSM1Sh(6) -      , coefficient of x^6 term
40    -17.9490   TwSSM2Sh(2) - Mode 2, coefficient of x^2 term
41     22.8840   TwSSM2Sh(3) -      , coefficient of x^3 term
42     14.1730   TwSSM2Sh(4) -      , coefficient of x^4 term
43    -27.1580   TwSSM2Sh(5) -      , coefficient of x^5 term
44     9.0500   TwSSM2Sh(6) -      , coefficient of x^6 term

```

Extrait de code I.3 Code du fichier des pales de FAST.

```

1 -----
2 ----- FAST INDIVIDUAL BLADE FILE -----
3 WESNet blade - Mise à jour LC Forcier le 7 mai 2013

```

```

4 ----- BLADE PARAMETERS -----
5 25      NBlInpSt   - Number of blade input stations (-)
6 False   CalcBMode - Calculate blade mode shapes internally {T: ignore mode shapes f
7 0.75    BldFlDmp(1) - Blade flap mode #1 structural damping in percent of critical (
8 0.75    BldFlDmp(2) - Blade flap mode #2 structural damping in percent of critical (
9 0.75    BldEdDmp(1) - Blade edge mode #1 structural damping in percent of critical (
10 ----- BLADE ADJUSTMENT FACTORS -----
11 1.0     FlStTunr(1) - Blade flapwise modal stiffness tuner, 1st mode (-)
12 1.0     FlStTunr(2) - Blade flapwise modal stiffness tuner, 2nd mode (-)
13 1.0     AdjBlMs   - Factor to adjust blade mass density (-)
14 1.0     AdjFlSt   - Factor to adjust blade flap stiffness (-)
15 1.0     AdjEdSt   - Factor to adjust blade edge stiffness (-)
16 ----- DISTRIBUTED BLADE PROPERTIES -----
17      BlFract  AeroCent  StrcTwst  BMassDen  FlpStfff  EdgStfff  GJStfff  EASTfff
18      (-)      (-)      (deg)     (kg/m)    (Nm^2)    (Nm^2)    (Nm^2)    (N)
19 0.000      0.25    15.302   0.4736E+02  0.9588E+06  0.9588E+06  0.0      0.0
20 0.056      0.25    15.302   0.4736E+02  0.9588E+06  0.9588E+06  0.0      0.0
21 0.062      0.25    15.302   0.1110E+02  0.7064E+06  0.7850E+06  0.0      0.0
22 0.149      0.25    15.302   0.1134E+02  0.1611E+06  0.1478E+07  0.0      0.0
23 0.202      0.25    14.490   0.1081E+02  0.1379E+06  0.1277E+07  0.0      0.0
24 0.255      0.25    13.678   0.1003E+02  0.8085E+05  0.1066E+07  0.0      0.0
25 0.262      0.25    13.678   0.5769E+01  0.5259E+05  0.2822E+06  0.0      0.0
26 0.309      0.25    12.866   0.5470E+01  0.4423E+05  0.2404E+06  0.0      0.0
27 0.362      0.25    12.054   0.5169E+01  0.3677E+05  0.2027E+06  0.0      0.0
28 0.415      0.25    11.242   0.4870E+01  0.3023E+05  0.1694E+06  0.0      0.0
29 0.468      0.25    10.435   0.4505E+01  0.1998E+05  0.1369E+06  0.0      0.0
30 0.475      0.25    10.435   0.4474E+01  0.1998E+05  0.1328E+06  0.0      0.0
31 0.521      0.25    9.618    0.4141E+01  0.1325E+05  0.1071E+06  0.0      0.0
32 0.574      0.25    8.806    0.3849E+01  0.1032E+05  0.8595E+05  0.0      0.0
33 0.628      0.25    7.994    0.3529E+01  0.6820E+04  0.6764E+05  0.0      0.0
34 0.681      0.25    7.182    0.3216E+01  0.4184E+04  0.5189E+05  0.0      0.0
35 0.688      0.25    7.182    0.2804E+01  0.3432E+04  0.4757E+05  0.0      0.0
36 0.747      0.25    6.167    0.2492E+01  0.2277E+04  0.3330E+05  0.0      0.0
37 0.814      0.25    5.152    0.2181E+01  0.1420E+04  0.2227E+05  0.0      0.0
38 0.840      0.25    4.738    0.2057E+01  0.1150E+04  0.1867E+05  0.0      0.0
39 0.847      0.25    4.738    0.1722E+01  0.8204E+03  0.1577E+05  0.0      0.0
40 0.867      0.25    4.323    0.1617E+01  0.6601E+03  0.1301E+05  0.0      0.0
41 0.920      0.25    3.197    0.1409E+01  0.4068E+03  0.8514E+04  0.0      0.0
42 0.973      0.25    1.267    0.1199E+01  0.2280E+03  0.5188E+04  0.0      0.0
43 1.000      0.25    0.000    0.1096E+01  0.1638E+03  0.3931E+04  0.0      0.0
44 ----- BLADE MODE SHAPES -----
45 0.0785    BldFl1Sh(2) - Flap , coeff of x^2
46 0.0052    BldFl1Sh(3) - , coeff of x^3
47 2.3838    BldFl1Sh(4) - , coeff of x^4
48 -1.8431   BldFl1Sh(5) - , coeff of x^5
49 0.3756    BldFl1Sh(6) - , coeff of x^6
50 -0.4269   BldFl2Sh(2) - Flap , coeff of x^2
51 3.0329    BldFl2Sh(3) - , coeff of x^3
52 -20.5564  BldFl2Sh(4) - , coeff of x^4
53 31.6483   BldFl2Sh(5) - , coeff of x^5
54 -12.6979  BldFl2Sh(6) - , coeff of x^6
55 0.9857    BldEdgSh(2) - Edge , coeff of x^2
56 -3.7680   BldEdgSh(3) - , coeff of x^3
57 10.0925   BldEdgSh(4) - , coeff of x^4
58 -8.9403   BldEdgSh(5) - , coeff of x^5
59 2.6301    BldEdgSh(6) - , coeff of x^6

```

Extrait de code I.4 Code du fichier aérodynamique de FAST.

```

1 1  Projet WESNet, mise à jour du 7 mai 2012 par Francois Dube
2 1  SI  Units for input and output

```

```

3 | BEDDOES (sim) ou STEADY (lin)      Dynamic stall model
4 | USE_CM                             Aerodynamic pitching moment model [NO Pitching Moments]
5 | DYNIN (sim) ou EQUIL (lin)        Inflow model [Equilibrium]
6 | SWIRL                              Induction factor model [Normal and Radial flow induction]
7 | 0.005                             Convergence tolerance for induction factor
8 | PRAND                             Tip-loss model [Prandtl model]
9 | PRAND                             Hub-loss model [Prandtl model]
10 | Wind\Vents_maisons\WESNet_20130204T200001_HH.wnd
11 | 26.9                               Wind reference (hub) height, m
12 | 0.1                               À VÉRIFIER Tower shadow centerline velocity deficit
13 | 1.0                               À VÉRIFIER Tower shadow half width, m
14 | 1.5                               À VÉRIFIER Tower shadow reference point, m
15 | 1.225                             Air density, kg/m^3
16 | 1.47e-5                           Kinematic air viscosity, m^2//sec
17 | 0.0001                            À VÉRIFIER Time interval for aerodynamic calculations, sec
18 | 7                                  Number of airfoil files used. Files listed below:
19 | "ClCd\Cercle.dat"
20 | "ClCd\DU-97-W-300-cl-cd-cm30.dat"
21 | "ClCd\DU-91-W2-250-cl-cd-cm30.dat"
22 | "ClCd\T-212-250-cl-cd-cm30.dat"
23 | "ClCd\DU-00-W-212-cl-cd-cm30.dat"
24 | "ClCd\T-180-212-cl-cd-cm30.dat"
25 | "ClCd\DU-96-W-180-cl-cd-cm30.dat"
26 | 18
27 | RNodes(m) AeroTwst(deg) DRNodes(m) Chord(m) NFoil PrnElm !!!!! pour FAST !!!!!
28 | 0.3834      0.00      0.2068      0.2000      1      PRINT
29 | 0.6134      16.42     0.2532      0.3341      1      PRINT
30 | 0.8400      15.30     0.20        0.3341      2      PRINT
31 | 1.0400      14.49     0.20        0.3184      2      PRINT
32 | 1.2400      13.68     0.20        0.3027      3      PRINT
33 | 1.4400      12.87     0.20        0.2870      3      PRINT
34 | 1.6400      12.05     0.20        0.2712      3      PRINT
35 | 1.8400      11.24     0.20        0.2555      3      PRINT
36 | 2.0400      10.44     0.20        0.2398      4      PRINT
37 | 2.2400      9.62      0.20        0.2241      5      PRINT
38 | 2.4400      8.81      0.20        0.2083      5      PRINT
39 | 2.6400      7.99      0.20        0.1926      6      PRINT
40 | 2.8400      7.18      0.20        0.1769      7      PRINT
41 | 3.0900      6.17      0.30        0.1572      7      PRINT
42 | 3.3400      5.15      0.20        0.1376      7      PRINT
43 | 3.5400      4.32      0.20        0.1219      7      PRINT
44 | 3.7400      3.20      0.20        0.1062      7      PRINT
45 | 3.9400      1.27      0.20        0.0904      7      PRINT
46 |
47 | RELM(m) Twist(deg) DR(m) Chord(m) "File ID" "Elem Data" !!!!! pour YAWDYN !!!!!
48 | 0.0550      5.55     0.11     0.2000      1      PRINT
49 | 0.2850      16.42     0.35     0.3341      1      PRINT
50 | 0.5600      15.30     0.20     0.3341      2      PRINT
51 | 0.7600      14.49     0.20     0.3184      2      PRINT
52 | 0.9600      13.68     0.20     0.3027      3      PRINT
53 | 1.1600      12.87     0.20     0.2870      3      PRINT
54 | 1.3600      12.05     0.20     0.2712      3      PRINT
55 | 1.5600      11.24     0.20     0.2555      3      PRINT
56 | 1.7600      10.44     0.20     0.2398      4      PRINT
57 | 1.9600      9.62      0.20     0.2241      5      PRINT
58 | 2.1600      8.81      0.20     0.2083      5      PRINT
59 | 2.3600      7.99      0.20     0.1926      6      PRINT
60 | 2.5600      7.18      0.20     0.1769      7      PRINT
61 | 2.8100      6.17      0.30     0.1572      7      PRINT
62 | 3.0600      5.15      0.20     0.1376      7      PRINT
63 | 3.2600      4.32      0.20     0.1219      7      PRINT
64 | 3.4600      3.20      0.20     0.1062      7      PRINT
65 | 3.6600      1.27      0.20     0.0904      7      PRINT

```

Extrait de code I.5 Code de vent primaire de FAST.

```

1 ! Fichier de vent produit par Francois Dube le 2012-05-23 pour test FAST conditions
2 !
3 ! The requested statistics for this data were:
4 !   Mean Total Wind Speed =   9.500 m/s
5 !   Turbulence Intensity  =   0.000 %
6 !
7 !   Time  HorSpd  WndDir  VerSpd  HorShr  VerShr  LnVShr  GstSpd
8 !   (sec)  (m/s)   (deg)   (m/s)   (-)     (-)     (-)     (m/s)
9 !   0.000  9.50    0.00    0.00    0.000  0.000  0.000  0.00
10 !  200.000 9.50    0.00    0.00    0.000  0.000  0.000  0.00

```

Extrait de code I.6 Code du fichier de linéarisation de FAST.

```

1 -----
2 ----- FAST LINEARIZATION CONTROL FILE -----
3 SWRT linearization input properties.
4 ----- PERIODIC STEADY STATE SOLUTION -----
5 True      CalcStdy   - Calculate periodic steady state condition {False: linearize about
6   3        TrimCase  - Trim case {1: find nacelle yaw, 2: find generator torque, 3: find
7   0.0001   DispTol    - Convergence tolerance for the 2-norm of displacements in the per
8   0.00001  VelTol     - Convergence tolerance for the 2-norm of velocities in the per
9 ----- MODEL LINEARIZATION -----
10  8        NAzimStep - Number of equally-spaced azimuth steps in periodic linearized mo
11  1        MdlOrder  - Order of output linearized model {1: 1st order A, B, Bd, C, D, D
12 ----- INPUTS AND DISTURBANCES -----
13  1        NInputs   - Number of control inputs [0 (none) or 1 to 4+NumBl] (-)
14  4        CntrlInpt - List of control inputs [1 to NInputs] {1: nacelle yaw angle, 2
15  1        NDistorbs - Number of wind disturbances [0 (none) or 1 to 7] (-)
16  1        Disturbnc - List of input wind disturbances [1 to NDistorbs] {1: horizonta

```

ANNEXE II

CALCUL DU CALAGE DES PALES EN FONCTION DE LA POSITION DE L'ACTIONNEUR

Cette annexe présente les détails du calcul de la relation géométrique unissant la position du moteur de l'actionneur et le calage des pales. Il est considéré que les membrures agissent dans un plan afin de simplifier le problème.

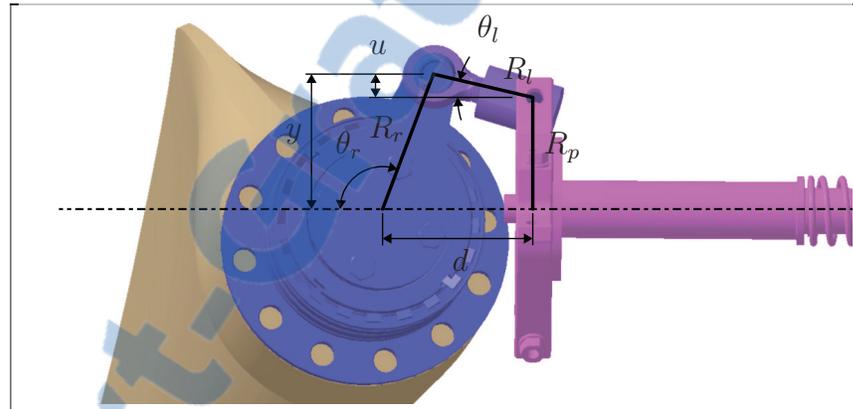


Figure-A II-1 Modélisation 3D de la géométrie de l'actionneur du calage variable avec identification des variables.

Le développement ci-dessous est basé sur le diagramme de la figure II-1. Il a pour but d'établir la relation A II-1 unissant les angles du lien θ_l et de la racine de la pale θ_r .

$$y = R_r \sin \theta_r$$

$$u = R_l \sin \theta_l$$

$$u = R_p - y$$

$$R_l \sin \theta_l = R_p - R_r \sin \theta_r$$

$$\theta_l = -\sin^{-1} \left(\frac{R_p - R_r \sin \theta_r}{R_l} \right) \quad (\text{A II-1})$$

La distance d est fonction de l'angle de racine de la pale θ_r (équation A II-2).

$$d = R_l \cos \theta_l - R_r \cos \theta_r \quad (\text{A II-2})$$

Le tableau II-1 montre la correspondance entre θ_r et l'angle de calage β ainsi que la distance d calculée pour chaque angle. La figure II-2 montre la relation non-linéaire unissant la course de la vis et β . L'équation linéaire 3.1 approxime cette relation.

Tableau-A II-1 Valeurs du calcul de la géométrie de l'actionneur du calage variable.

β	β	θ_r	θ_r	θ_l	θ_l	d	Course vis	θ_{mot}
deg	rad	deg	rad	deg	rad	mm	m	imp
60	1,047	10	0,175	-52,71	-0,920	-55,47	0,107	25233
50	0,873	20	0,349	-34,28	-0,598	-34,66	0,087	262270
40	0,698	30	0,524	-20,19	-0,352	-18,91	0,071	499307
30	0,524	40	0,698	-8,51	-0,149	-5,04	0,057	736344
20	0,349	50	0,873	1,27	0,022	8,27	0,044	973381
10	0,175	60	1,047	9,22	0,161	21,85	0,030	1210418
0	0,000	70	1,222	15,18	0,265	36,28	0,016	1447455
-10	-0,175	80	1,396	18,91	0,330	51,98	0,000	1684492

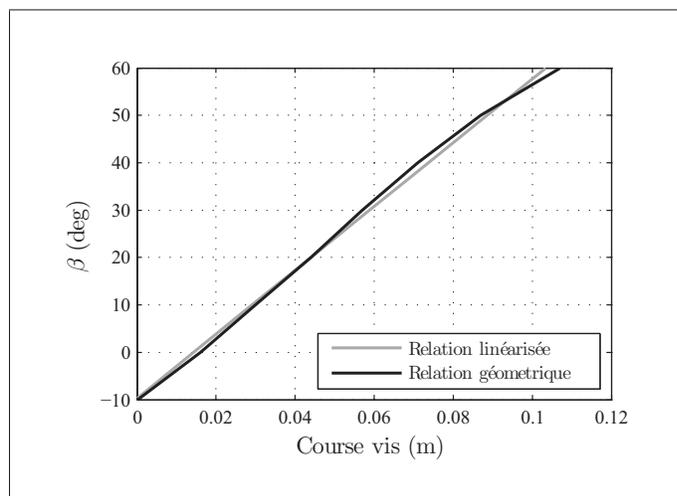


Figure-A II-2 Relation entre la course de la vis de l'actionneur et l'angle de calage β .

ANNEXE III

PLAN ÉLECTRIQUE DE L'ÉOLIENNE DU WESNET

Les figures III-1 et III-2 montrent les plans électriques de l'éolienne du WENSet.

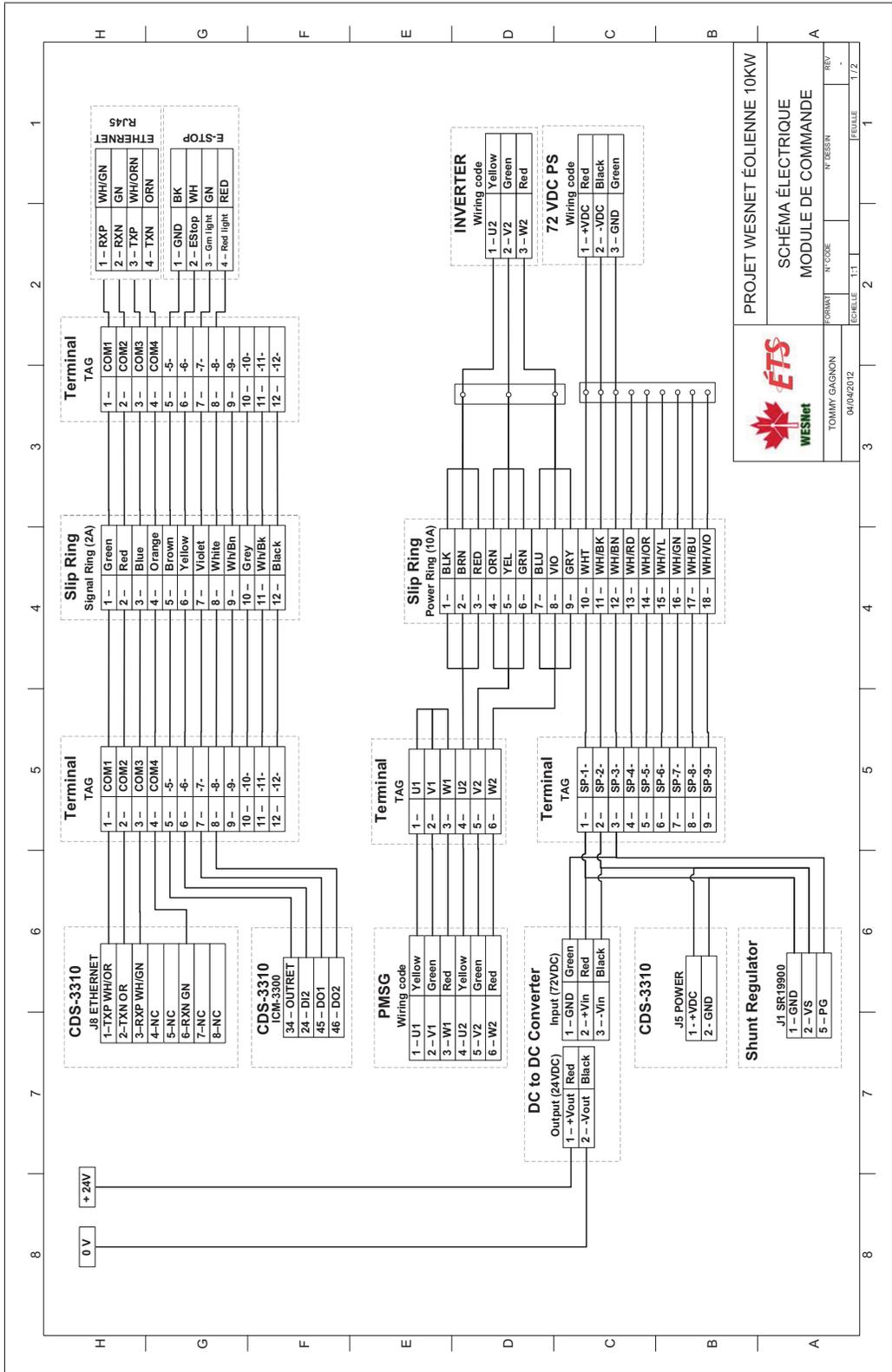


Figure-A III-1 Schéma électrique complet de l'éolienne du WESNET.

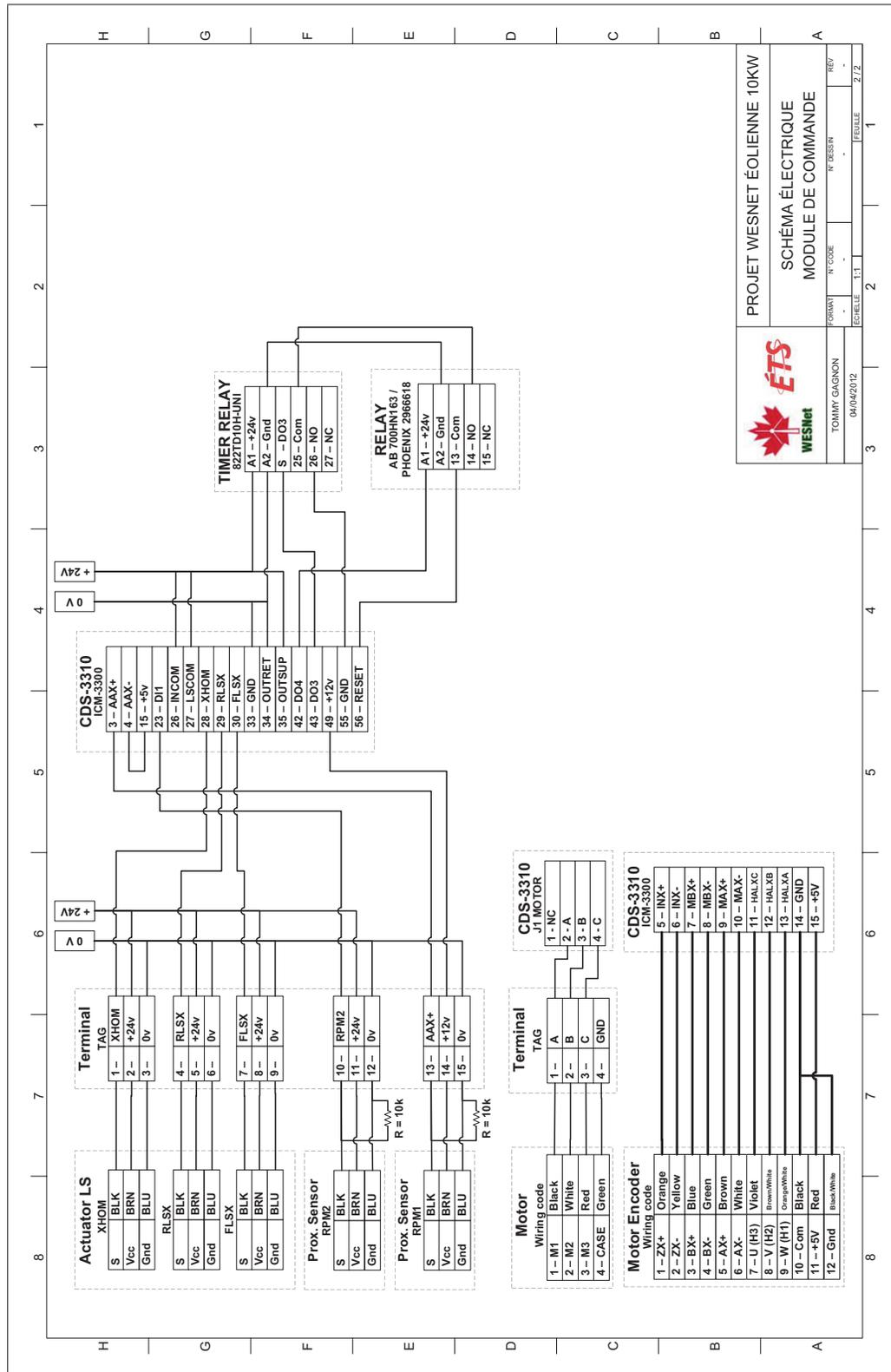


Figure-A III-2 Schéma électrique complet de l'éolienne du WESNet (suite).

ANNEXE IV

DIAGRAMME DE FLUX DU PROGRAMME PRINCIPAL DU MODULE DE COMMANDE

Les figures IV-1 à IV-11 contiennent le diagramme de flux (en anglais) du programme principal `MAIN_vX_XX.dmc` animant le module de commande. Seules les parties communes aux deux stratégies de commande sont incluses. Les règles de présentation ci-dessous sont en vigueur.

- Les programmes et les routines débutent par des bloc arrondis ou sont encadrés par une ligne pointillée.
- Les programmes débutent par un bloc arrondi blanc ; les routines par un bloc arrondi de couleur.
- Le numéro de fil de chaque programme est identifié en début de diagramme ; la routine `#MAIN` occupe le fil 0.
- Les blocs en traits rouges représentent des procédures d'urgence.

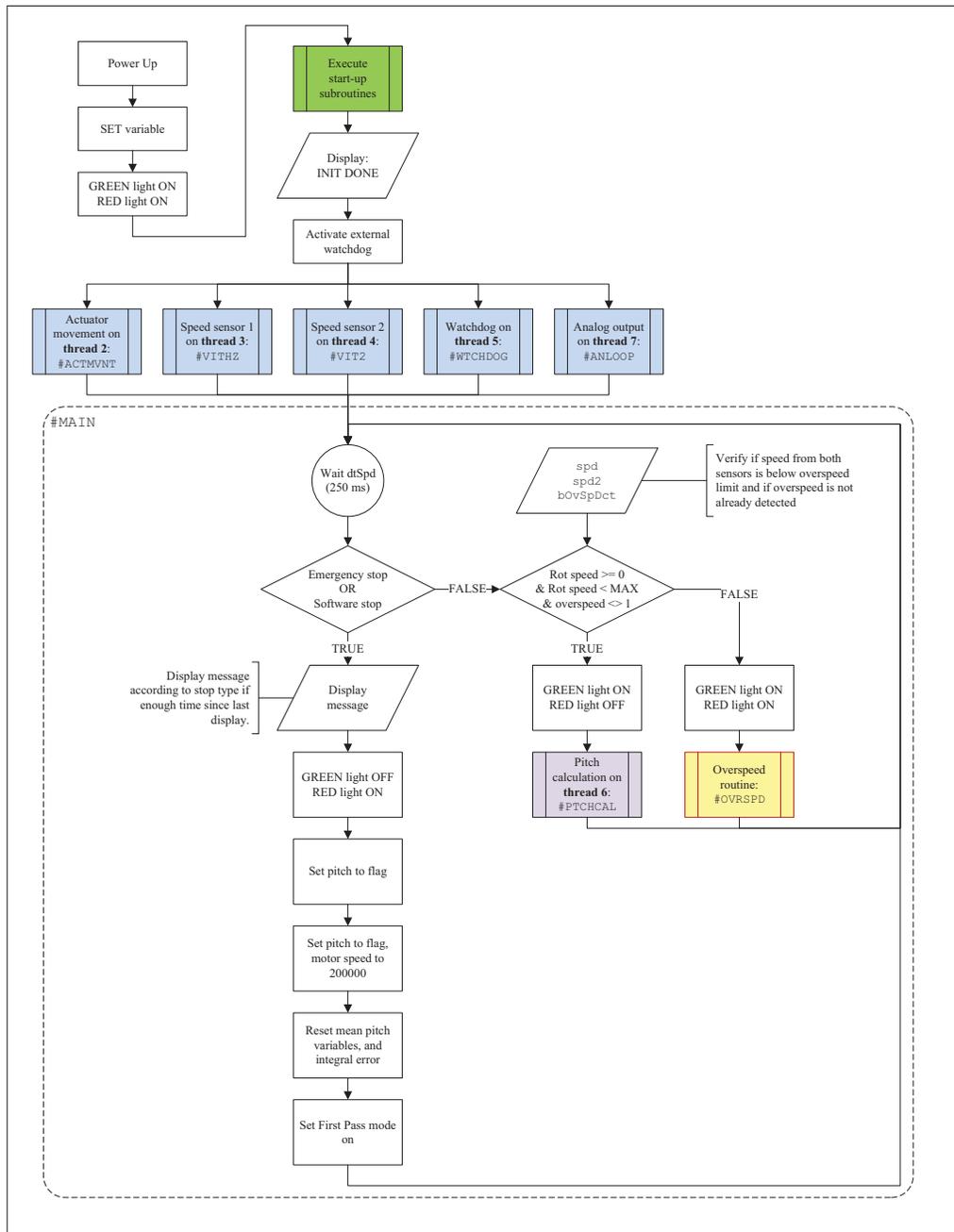


Figure-A IV-1 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet.

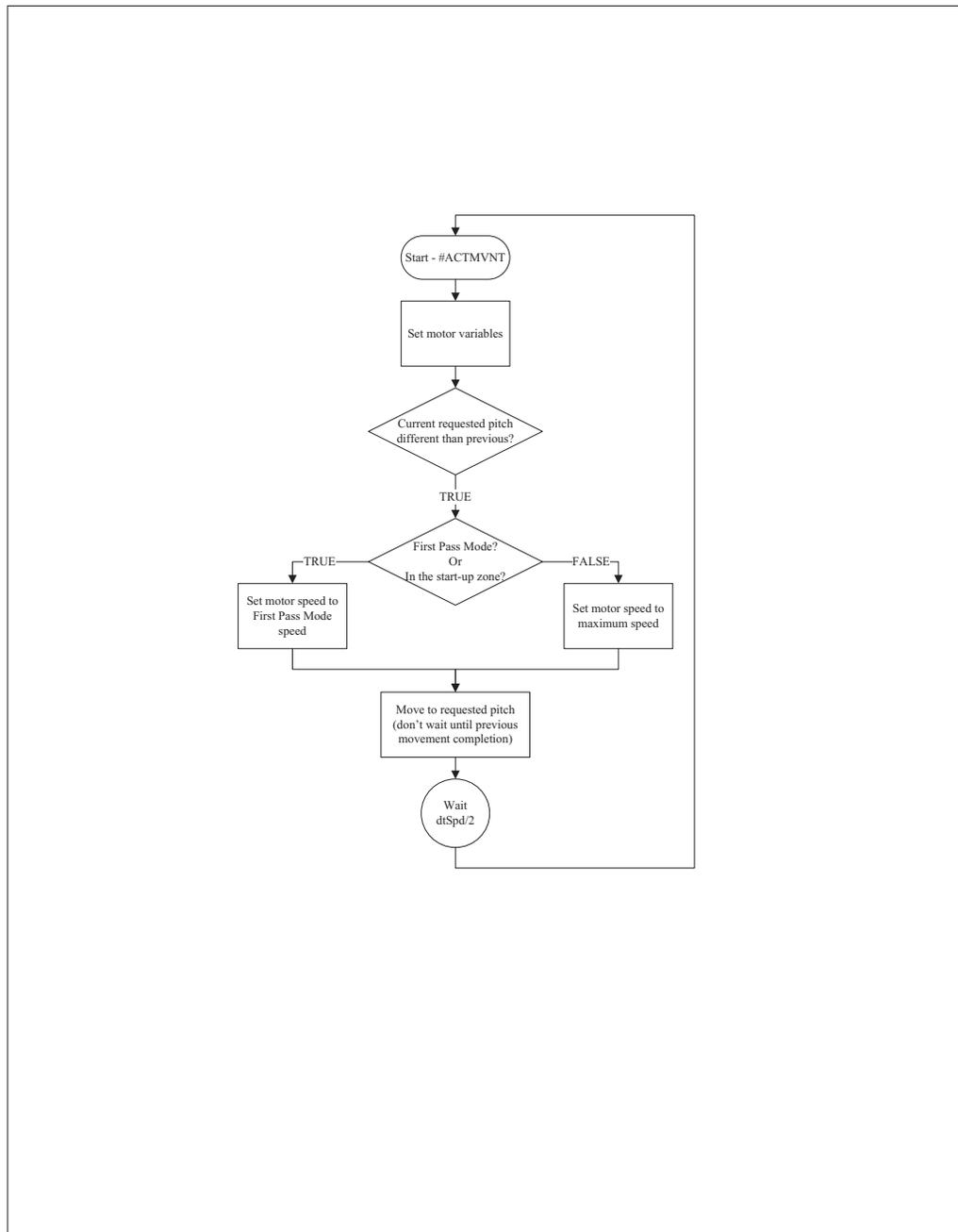


Figure-A IV-2 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

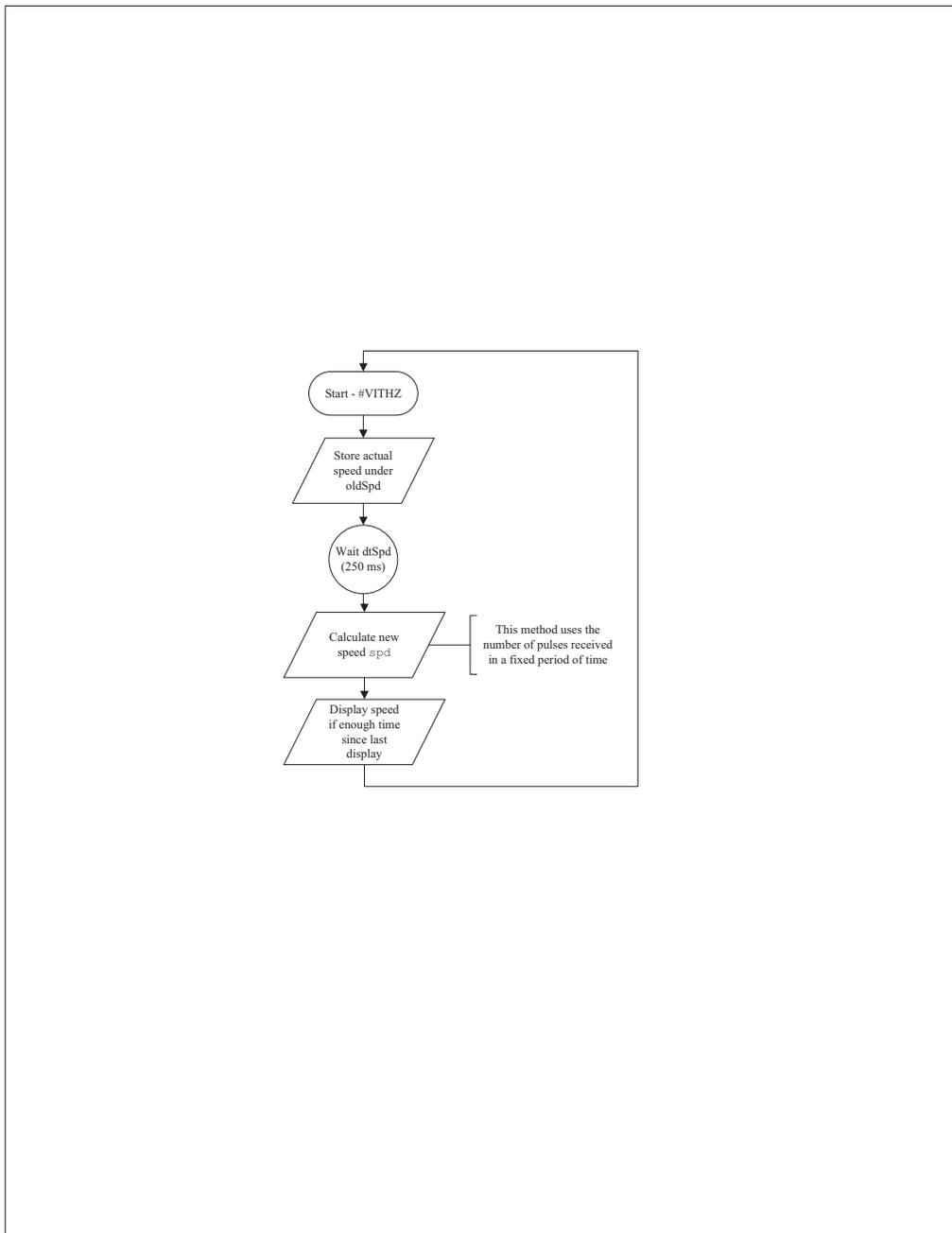


Figure-A IV-3 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

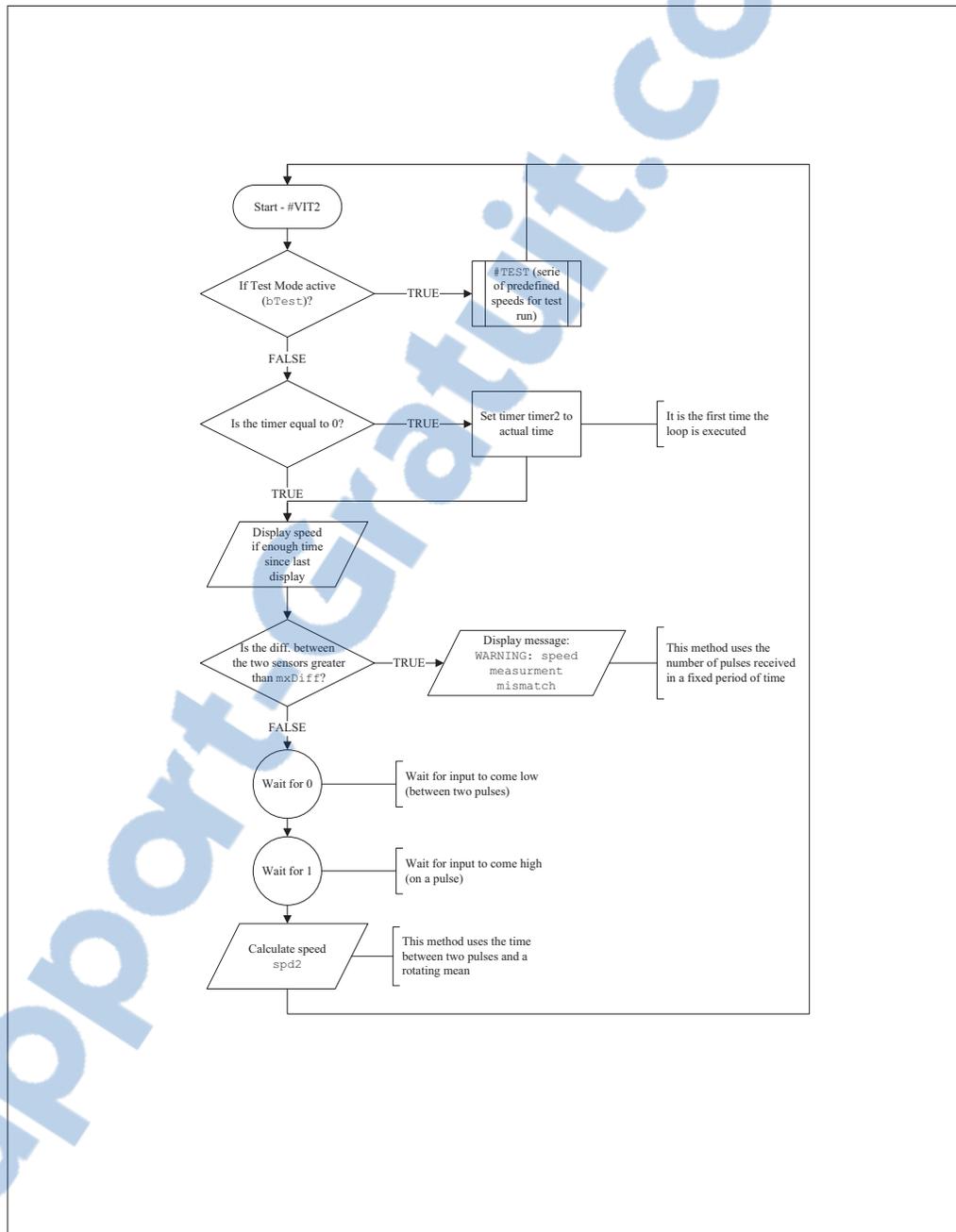


Figure-A IV-4 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

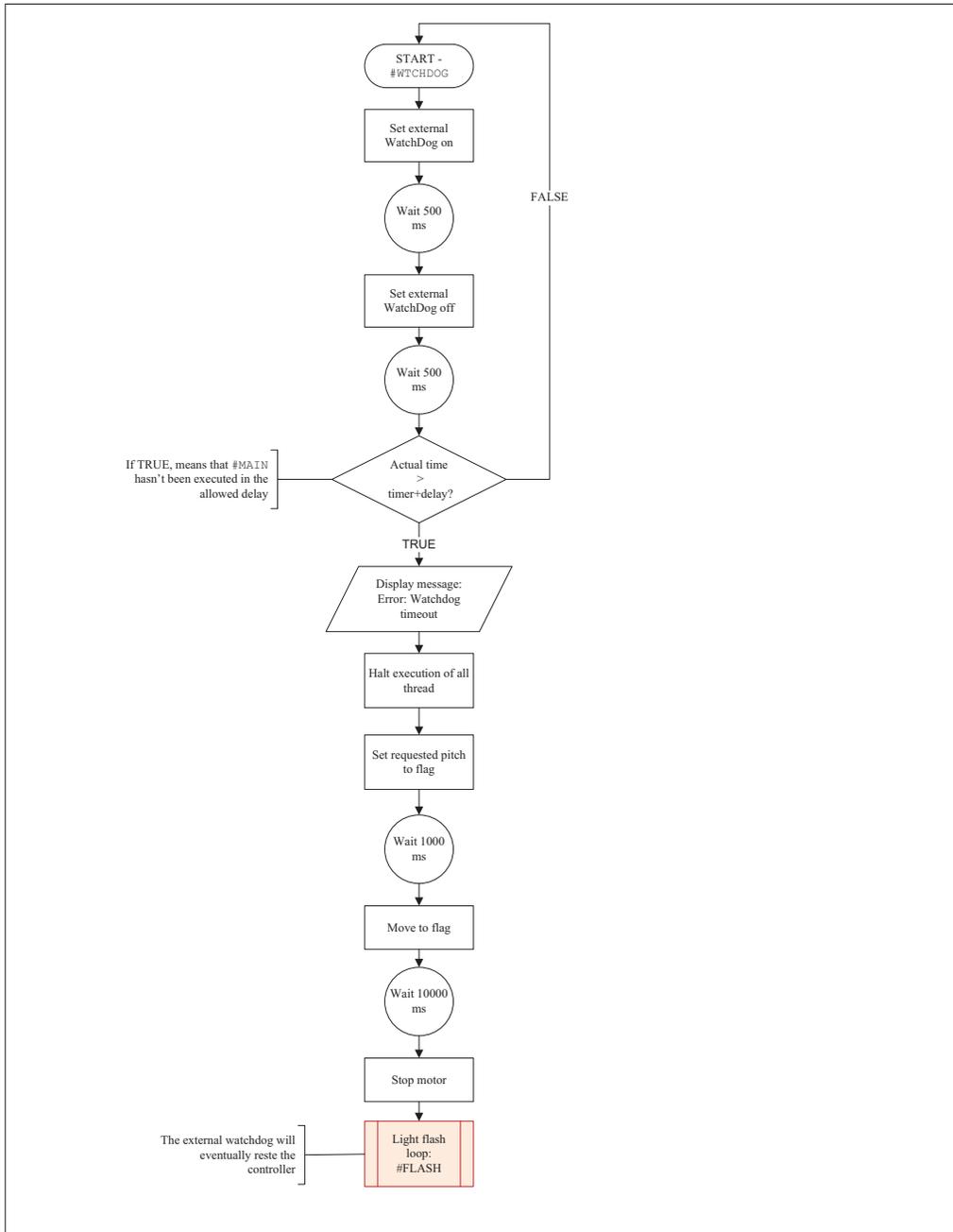


Figure-A IV-5 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

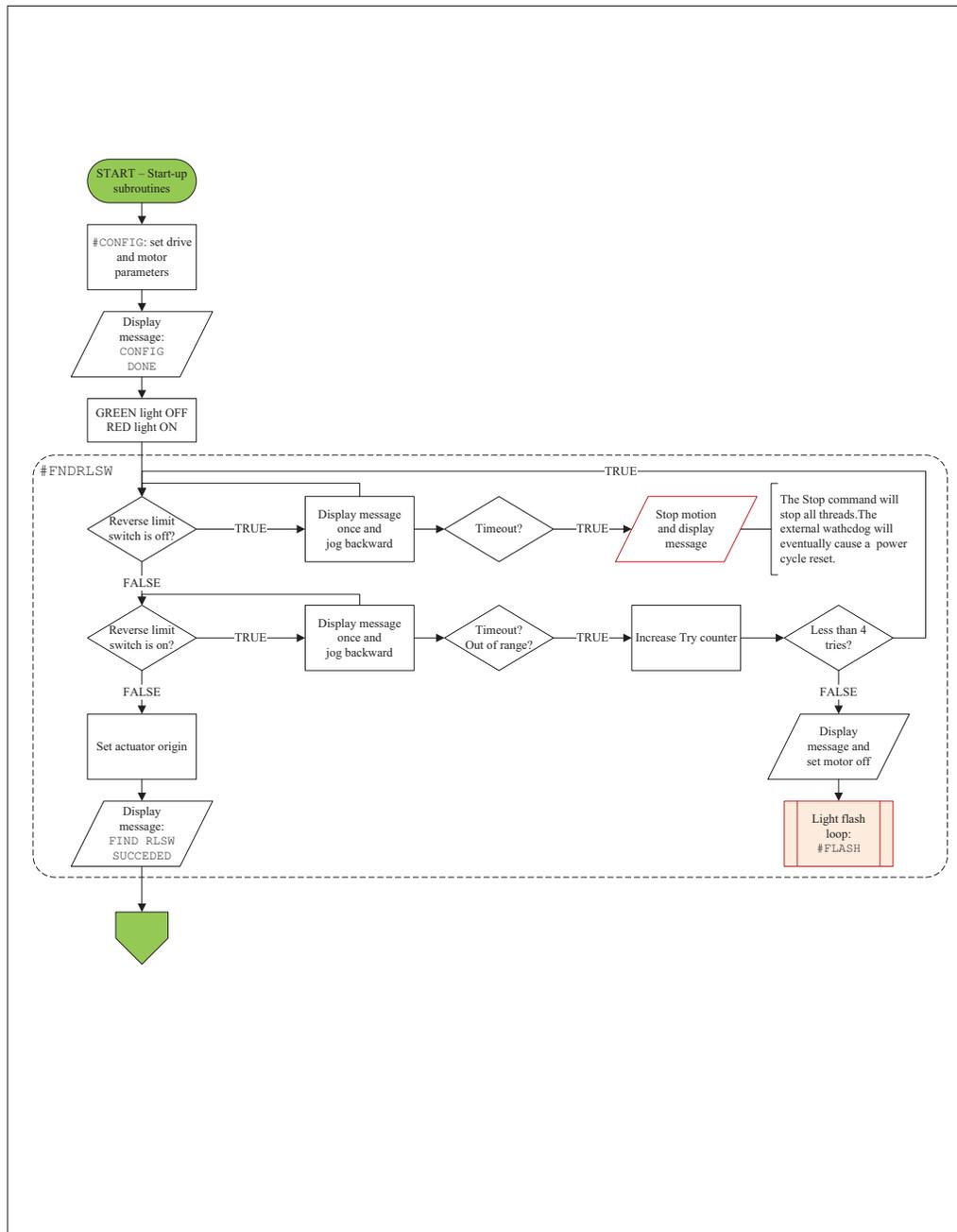


Figure-A IV-6 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

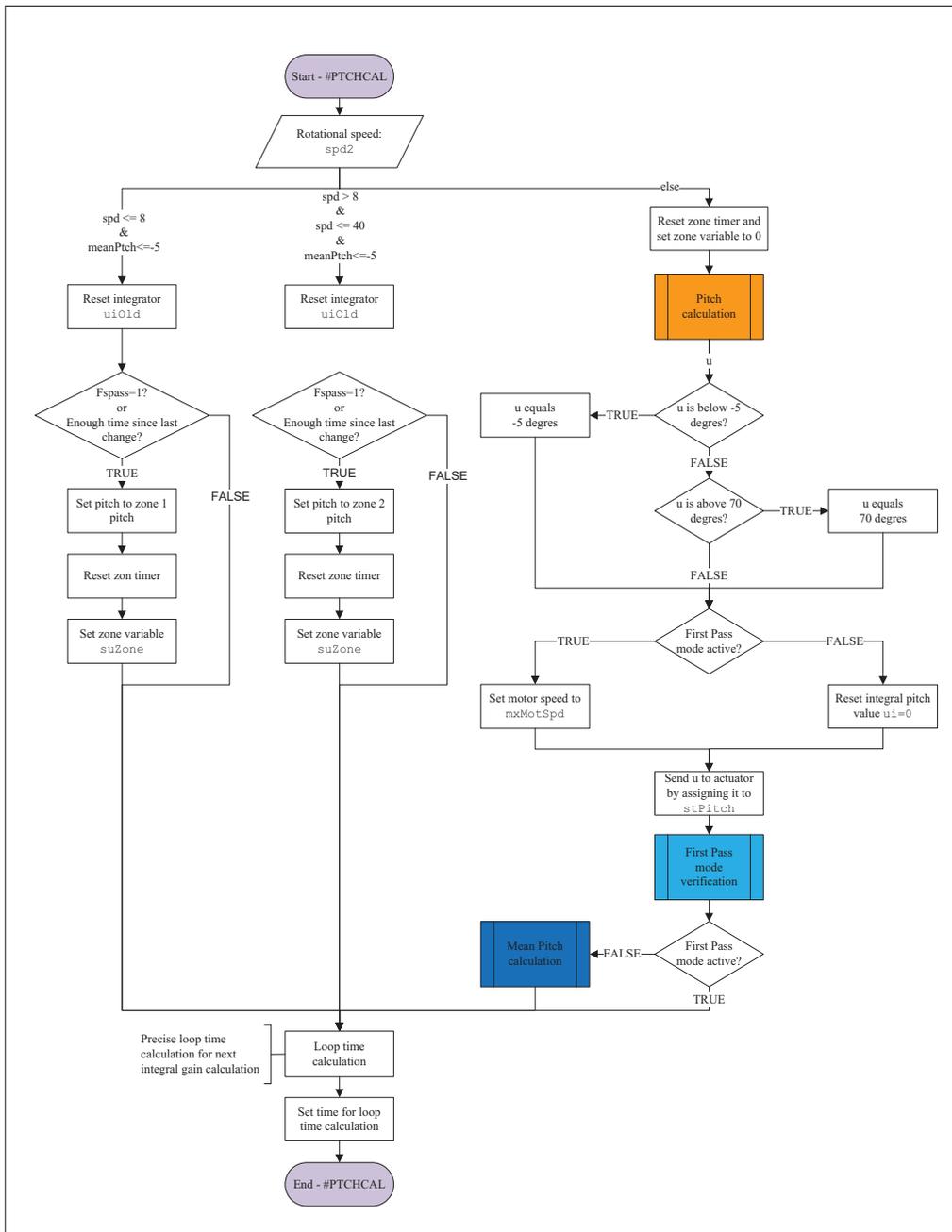


Figure-A IV-7 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

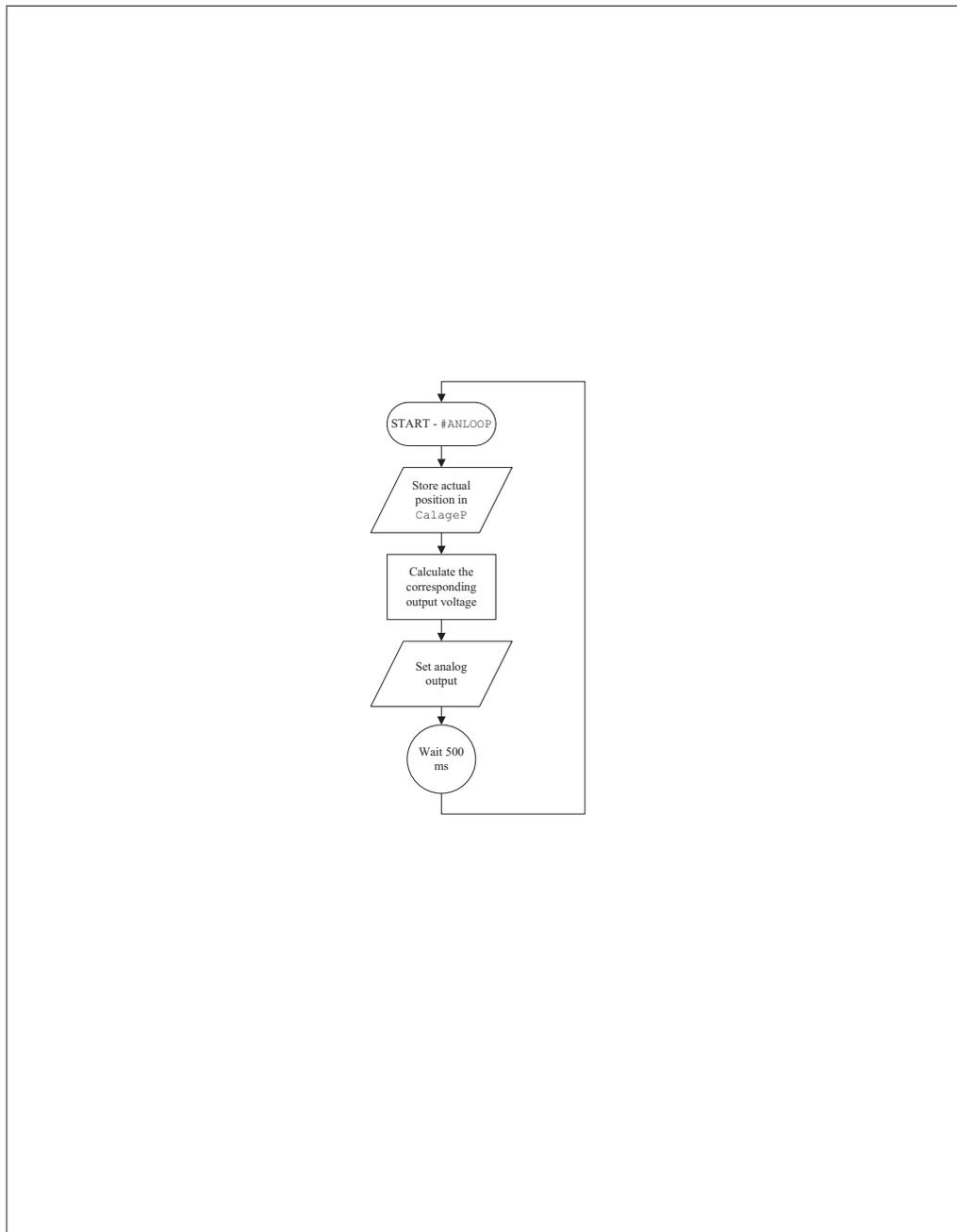


Figure-A IV-8 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

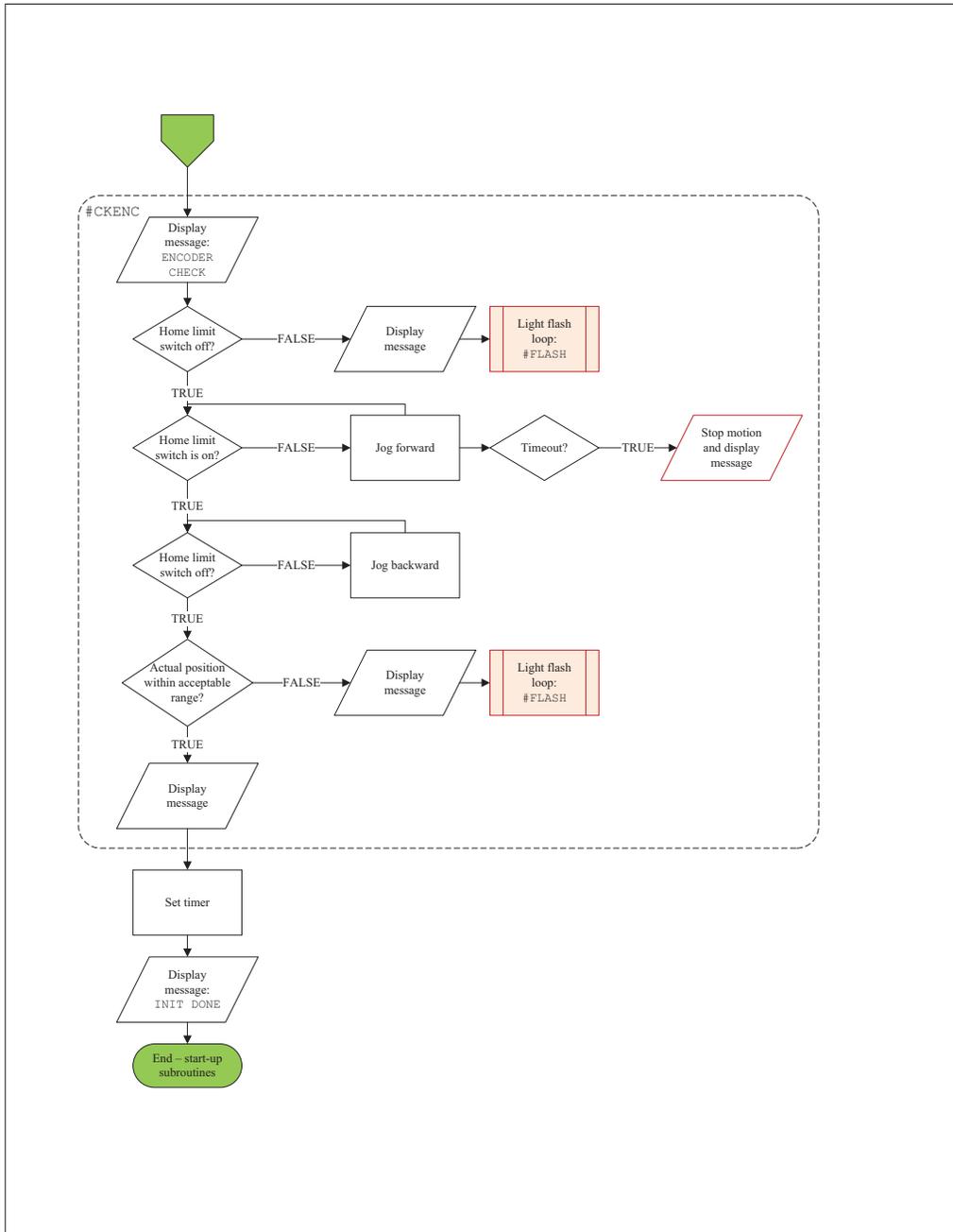


Figure-A IV-9 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

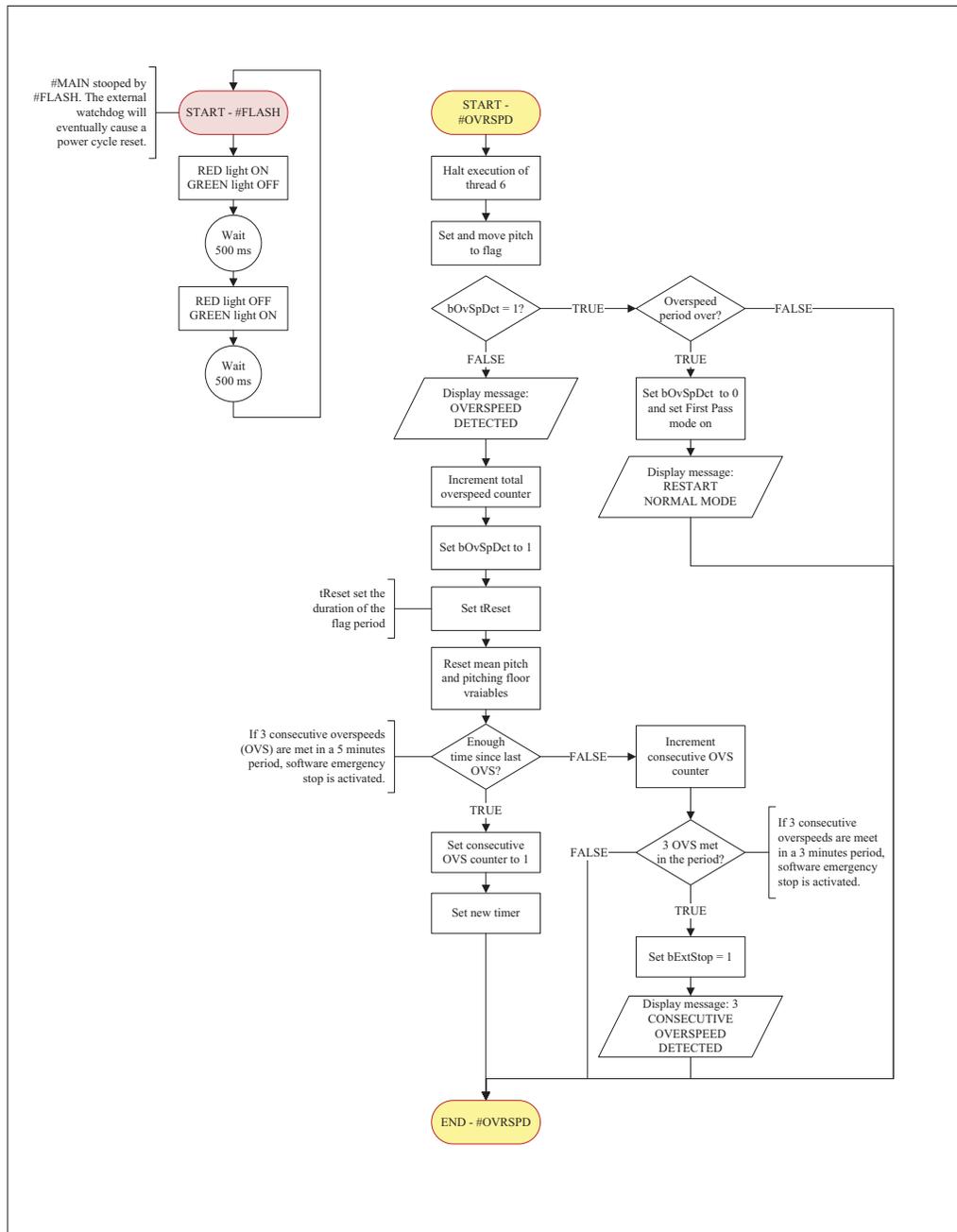


Figure-A IV-10 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

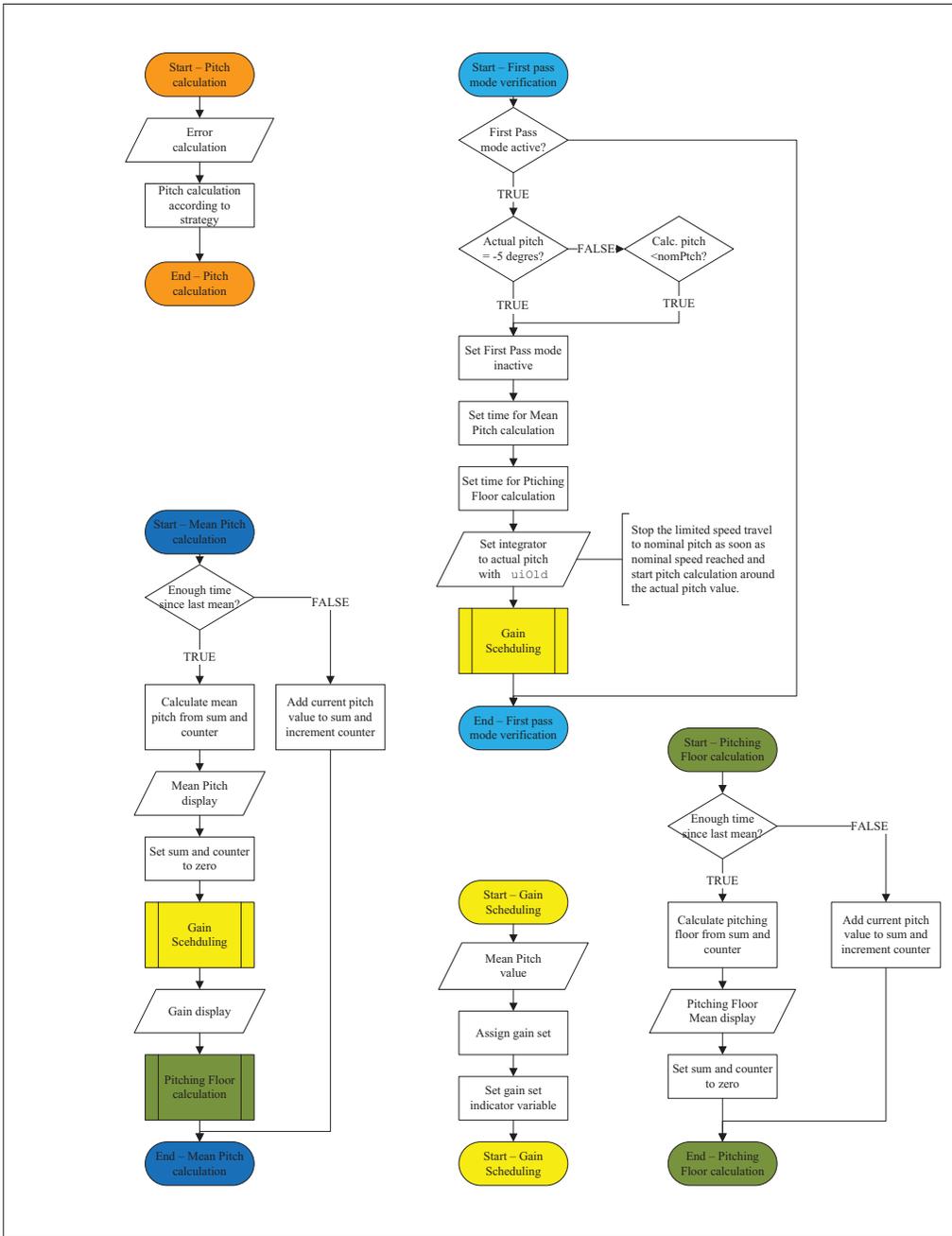


Figure-A IV-11 Diagramme de flux du programme principal de l'éolienne du WESNet (suite).

ANNEXE V

CALCUL DE LA FRÉQUENCE NATURELLE EN TORSION DE L'ARBRE DU ROTOR

L'arbre connectant le rotor de l'éolienne du WESNet au rotor du générateur est présenté à la figure V-1. Le calcul de sa fréquence naturelle ω_n en torsion permet de déterminer si sa dynamique peut avoir un impact sur celle de l'éolienne. La fréquence de rotation du rotor est de $P = 4.15$ Hz (250 tours/min maximum) et la fréquence de passage d'une pale est $3P$. Si ω_n est inférieur ou égal à $3P$, sa dynamique doit être incluse dans le modèle non-linéaire de l'éolienne (Wright, 2004).

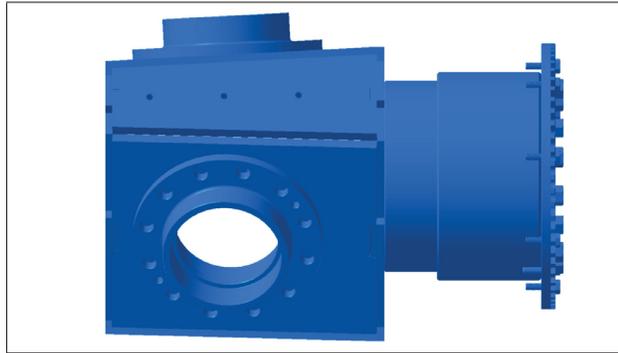


Figure-A V-1 Modélisation en 3D de l'arbre du rotor de l'éolienne du WESNet avec la partie du rotor accueillant la racine des pales.

La plus petite section de l'arbre du rotor est un cylindre creux de diamètre $d_{ext} = 256$ mm et $d_{int} = 180$ mm pour un moment d'inertie polaire de $J = 318.6 \times 10^6$ mm⁴ autour de son axe. Le module de cisaillement G de l'acier utilisé est de 80.8 MPa. Il est possible de calculer la constante de rigidité K de l'arbre à partir de la formule de l'angle de torsion :

$$\theta = \frac{T \cdot l}{G \cdot J}$$

$$\frac{T}{\theta} = \frac{G \cdot J}{l} = K \quad (\text{A V-1})$$

En utilisant la longueur $l = 410 \text{ mm}$ dans l'équation A V-1, une valeur de $K = 62.8 \times 10^6 \text{ N}\cdot\text{mm}/\text{rad}$ est obtenue. L'arbre du rotor est considéré encastré à son extrémité connectée au générateur et libre à l'extrémité connectée au rotor, ce qui permet d'utiliser :

$$\omega_n = \frac{\sqrt{\frac{K}{J_{rotor}}}}{2\pi}$$

avec $J_{rotor} = 10.552 \text{ Kg}\cdot\text{m}^2$. La fréquence naturelle obtenue est de $\omega_n = 388.158 \text{ Hz}$, ce qui est bien au-dessus de $3P$. La flexibilité de l'arbre du rotor n'a donc aucun impact sur la dynamique de l'éolienne.

ANNEXE VI

CALCUL DE L'AMORTISSEMENT DES PALES

Des accéléromètres ont été collés sur une pale par Louis-Charles Forcier. Le signal en tension de l'accéléromètre a été enregistré pour 4 tests qui ont consisté à imposer une déflexion au bout de la pale et à la relâcher soudainement. La figure VI-1 présente les résultats après l'application d'une transformée de Fourier indiquant les fréquences propres de la pale pour les directions axiale, du battement et de la corde.

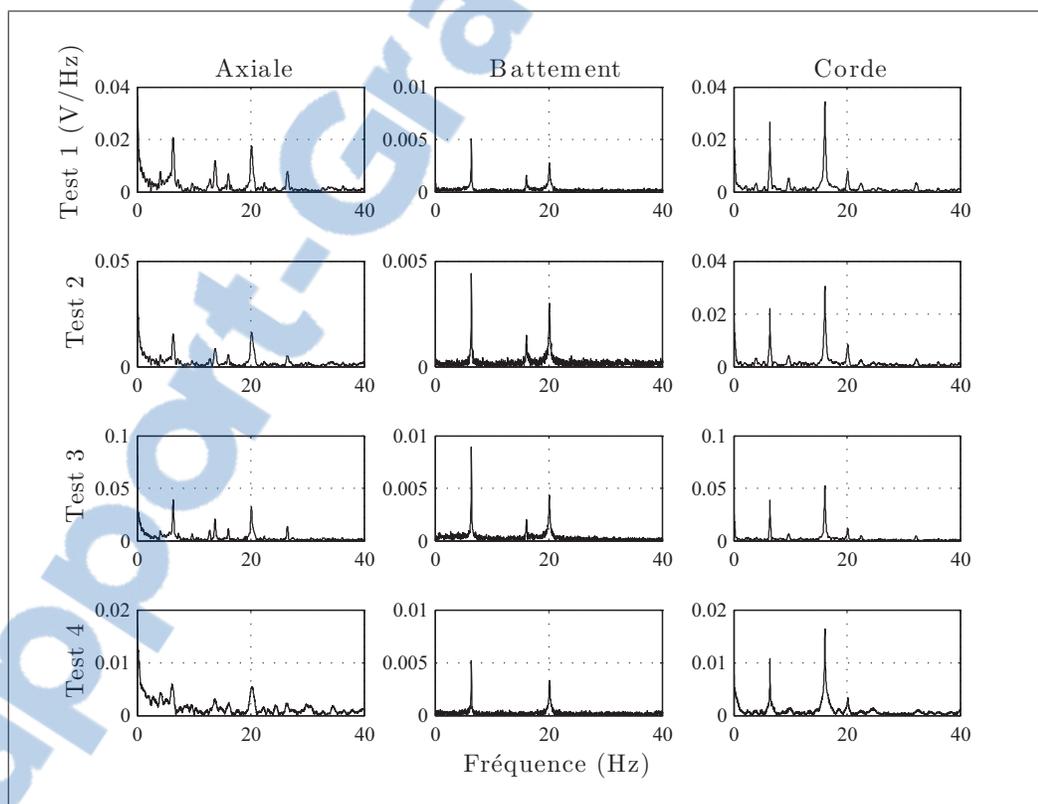


Figure-A VI-1 Contenu spectral des 4 tests avec accéléromètre sur une pale de l'éolienne du WESNet pour les directions axiale, du battement et de la corde.

Les 3 premières fréquences propres identifiées expérimentalement sur la figure VI-1 correspondent aux résultats théoriques obtenus par Louis-Charles Forcier par la méthode des éléments finis. La tableau VI-1 les présente avec la direction du mode et le nombre de nœuds associés.

Tableau-A VI-1 Valeurs propres expérimentales et théoriques identifiées à l'aide du contenu spectral des test avec accéléromètre sur une pale de l'éolienne du WESNet.

Mode	Fréquence propre expérimentale	Fréquence propre théorique	Direction du mode	Nombre de noeuds
1	6.39 Hz	6.40 Hz	Battement	1
2	16.09 Hz	16.20 Hz	Couplé	Battement :2 Corde :1
3	20.14 Hz	19.40 Hz	Battement	2

Des filtres passe-bande centrés sur ces fréquences propres permettent d'obtenir l'amplitude de l'accélération en fonction du temps pour chaque mode indépendamment (graphiques VI-2, VI-3 et VI-4). L'amortissement de la pale est obtenu à l'aide de la méthode du décrement logarithmique. Le trait pointillé de couleur rouge sur le graphique correspond à un décrement de 0.75 %.

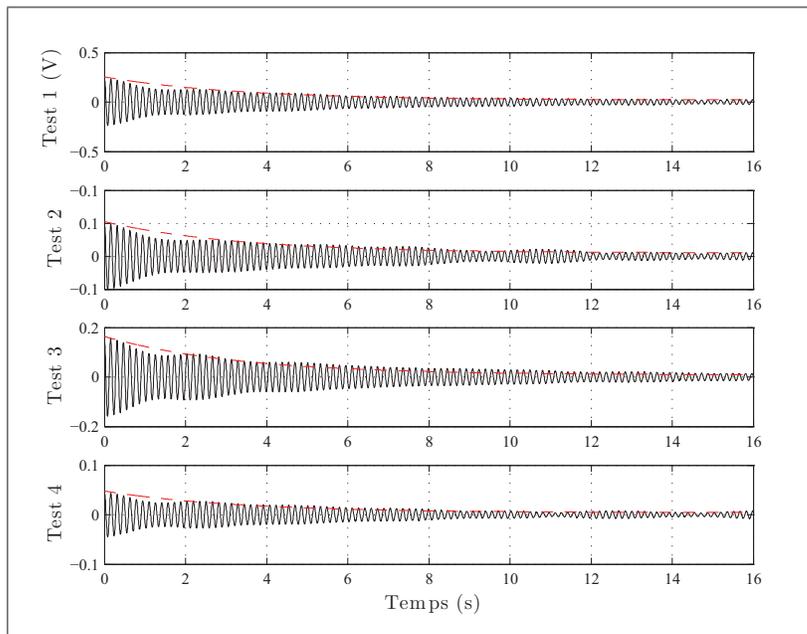


Figure-A VI-2 Amplitude du signal pour les 4 tests pour la première fréquence propre.

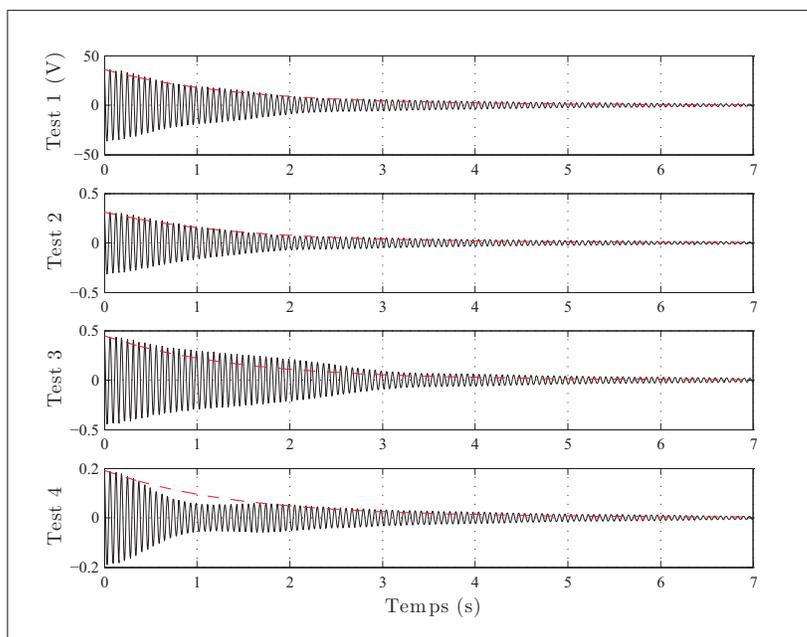


Figure-A VI-3 Amplitude du signal pour les 4 tests pour la deuxième fréquence propre.

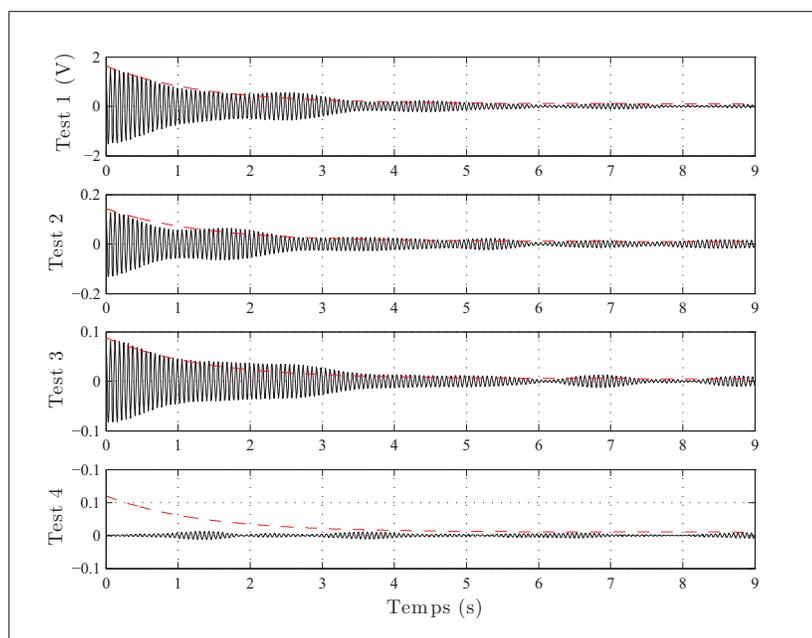


Figure-A VI-4 Amplitude du signal pour les 4 tests pour la troisième fréquence propre.

ANNEXE VII

PLAN DU SITE DU WEICAN

La figure VII-1 présente un plan du site du WEICan situé dans la ville de North Cape à l'Île-du-Prince-Édouard. Ce plan a été utilisé pour établir les secteurs d'exclusion de direction du vent en vue du calcul de la courbe de puissance. L'identification des éoliennes correspond au tableau 4.3, et les distances sont celles depuis l'éolienne du WESNet.

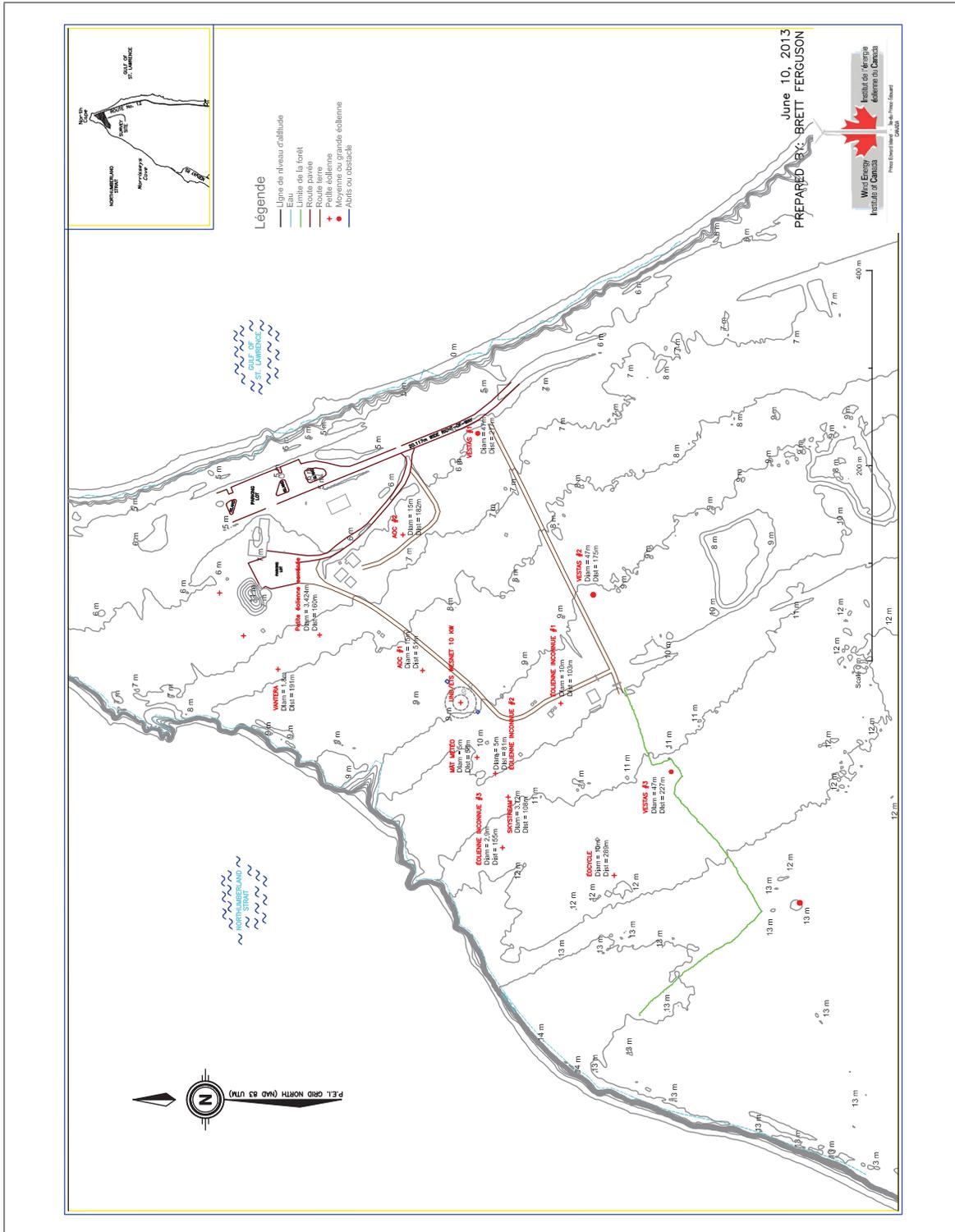


Figure-A VII-1 Plan du site du WEICan avec identification des éoliennes à proximité de celle du WESNet.

ANNEXE VIII

VALEURS EXPÉRIMENTALES DE L'EXPOSANT DU PROFIL DE VITESSE LOGARITHMIQUE SELON LA CLASSE

Les tableaux VIII-1 et VIII-1 contiennent les valeurs de l'exposant α de l'équation 1.31 calculées à partir de mesures réalisées à des altitudes de 8,7 m, 20 m et 30 m.

ANNEXE IX

VÉRIFICATION DE LA MÉTHODE DE CORRECTION DE LA VITESSE DU VENT ET CALCUL DE L'INCERTITUDE Y ÉTANT ASSOCIÉE

Les valeurs de l'exposant α du profil de vitesse logarithmique ont été trouvées expérimentalement à l'aide des lectures d'anémomètres installés à 20 m et 30 m. Elles servent à corriger les mesures réalisées à 8.7 m de manière à estimer la vitesse du vent à une altitude de 26 m.

Cette annexe vise tout d'abord à vérifier l'exactitude de cette méthode de correction des vitesses de vent. Elle présente une comparaison entre les vitesses de vent corrigées et les mesures de vitesse de vent à 30 m réalisées pour les périodes d'acquisition du projet. Par la suite, l'erreur de correction est utilisée pour calculer l'incertitude sur la courbe de puissance qu'entraîne cette méthode.

Vérification de la méthode de correction de la vitesse du vent

Les figures IX-1 et IX-2 montrent les mesures de vitesses de vent à 30 m v_{30m} (mesures aux 10 min), les mesures de l'anémomètre à 8,7 m (mesures aux minutes, moyenne sur 10 min) identifiées $v_{8,7m}$ ainsi que les corrections réalisées avec les facteurs α et identifiées $v_{30m,corr}$. Les données de toute la durée de l'acquisition sont montrées pour chaque stratégie. Seules les périodes de 10 min durant lesquelles le vent provient d'un secteur valide ont été considérées. Ce fait est à l'origine des discontinuités dans les courbes de vitesse et de direction du vent. Les vents sous 3 m/s n'ont pas été considérés puisqu'aucun calcul de coefficient α n'a été réalisé pour ces vitesses. Les facteurs utilisés sont ceux d'été pour la stratégie PI et ceux d'hiver pour la stratégie DAC.

Ces figures montrent également l'erreur de correction e_{corr} . Elle est calculée à l'aide de :

$$e_{corr} = v_{30m,corr} - v_{30m} \quad (\text{A IX-1})$$

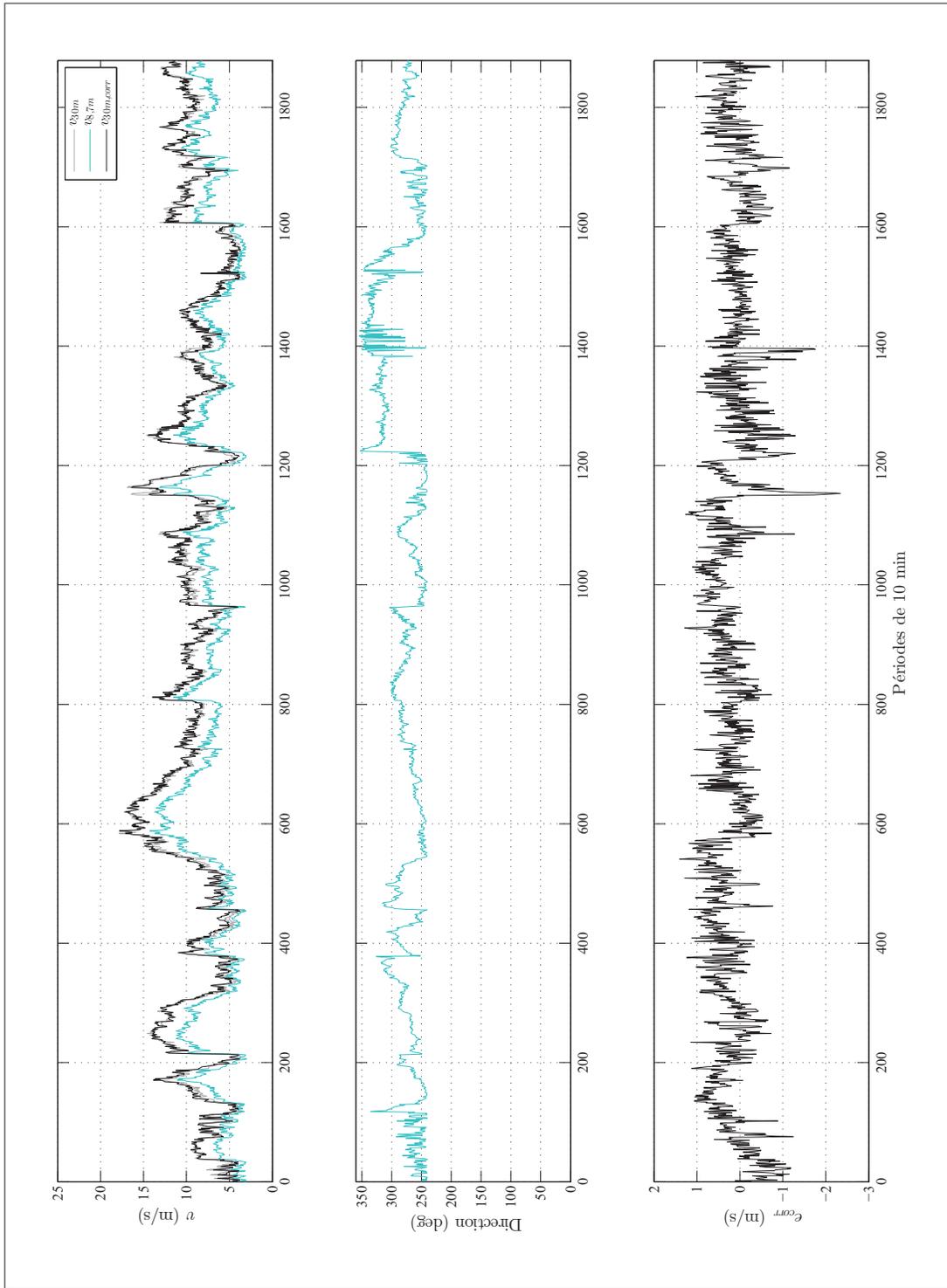


Figure-A IX-1 Comparaison des mesures de vent avec la vitesse du vent corrigé pour la période d'acquisition de la stratégie PI.

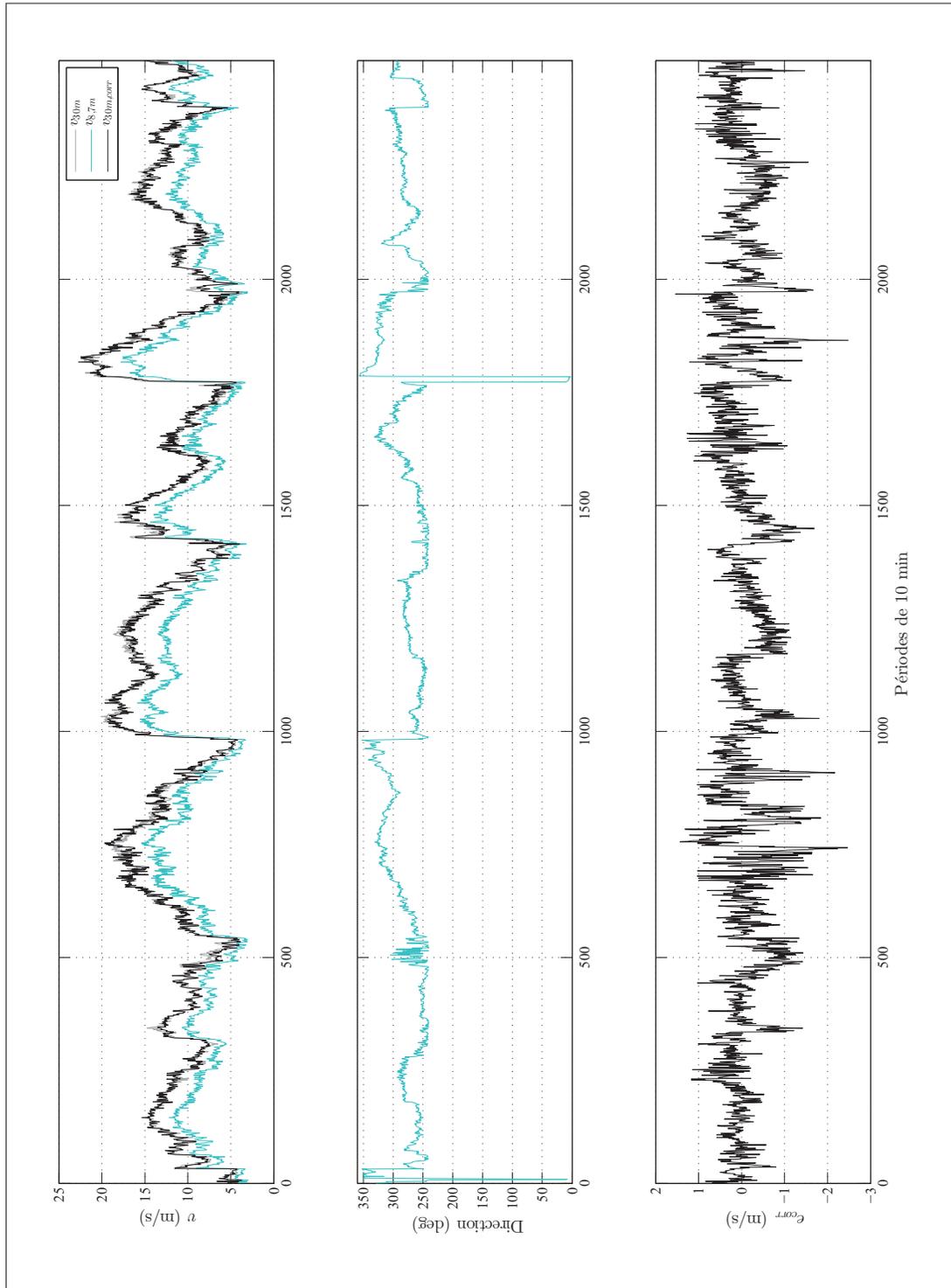


Figure-A IX-2 Comparaison des mesures de vent avec la vitesse du vent corrigé pour la période d'acquisition de la stratégie DAC.



La figure IX-3 montre l'erreur e_{corr} selon les classes de vent i . Pour les deux stratégies, elle ne dépasse 0,4 m/s que pour les dernières classes de la stratégie DAC où peu de données sont disponibles. Ces grandes erreurs pour ces classes de vent sont normales. En effet, lors du calcul de l'exposant α , plusieurs classes de vitesse et de direction de vent se sont vu attribuer la valeur moyenne de α en raison d'un manque de données expérimentales. Ces erreurs ont peu d'impact sur l'allure la courbe de puissance des stratégies puisque qu'elles surviennent dans la zone de régulation de puissance, c'est-à-dire dans le plateau en région 3.

La figure IX-4 montre les distributions de l'erreur de correction e_{corr} . Bien que les moyennes de ces distributions normales ne soient pas nulles, elles présentent des écart-types de valeurs égales à la taille d'une classe de vent de la courbe de puissance (tableau IX-1). Ceci signifie qu'environ 68% des erreurs de corrections sont inférieures à 0,5 m/s. L'erreur, bien que considérable, est jugée acceptable ; la méthode de correction de la vitesse de vent est valide, mais son incertitude doit être incluse ajoutée à celle de la courbe de puissance.

Tableau-A IX-1 Écart-type et moyenne sur l'erreur de correction de la vitesse du vent à la hauteur du rotor selon la stratégie de commande.

Stratégie	s_e	\bar{e}_{corr}
PI	0,1833 m/s	0,4630 m/s
DAC	-0,0431 m/s	0,5216 m/s

2 Calcul de l'incertitude reliée à la correction du vent

Puisque la distribution de l'erreur e_{corr} est de type normale, il est possible d'inclure l'incertitude de la correction du vent à celle de la courbe de puissance. Il est important de spécifier que la méthode de calcul de l'incertitude proposée ici n'est pas régit dans la norme IEC61400. Elle est toutefois en accord avec la norme ISO sur laquelle la norme IEC61400 est basée. Les justifications théoriques de la méthode de calcul peuvent être consulté dans le document de l'American National Standards Institute and American Society of Mechanical Engineers (1986).

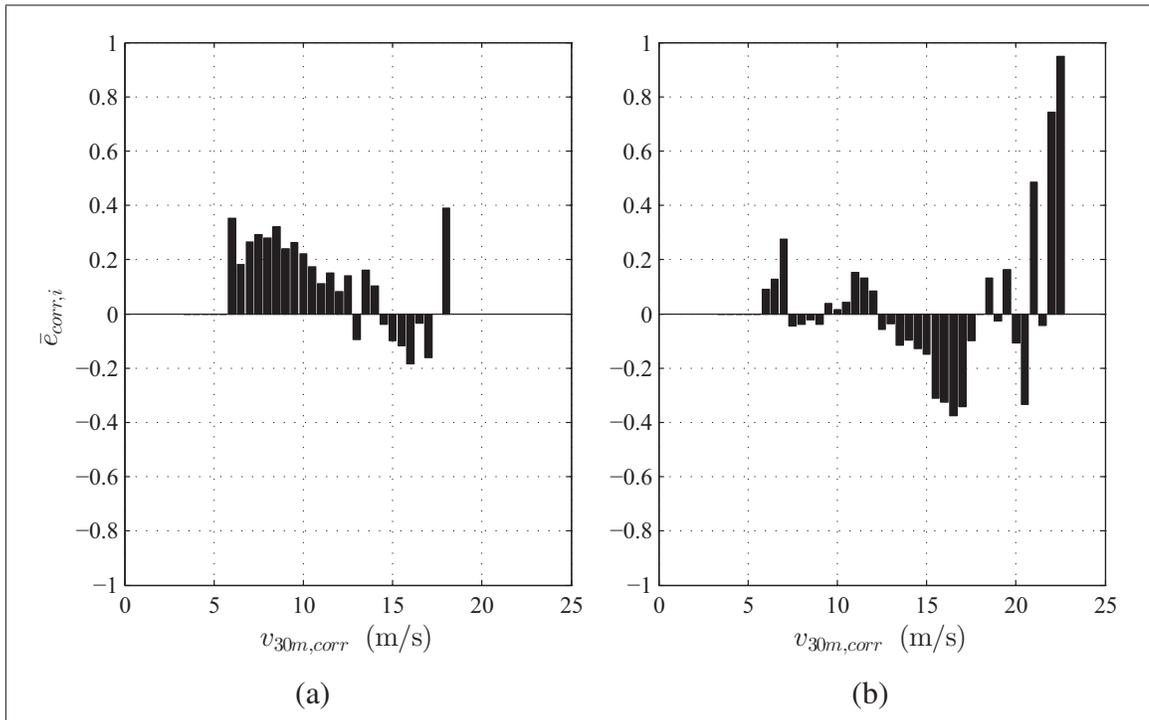


Figure-A IX-3 Erreur de correction par classe de vent $\bar{e}_{corr,i}$ pour (a) la stratégie PI, (b) la stratégie DAC.

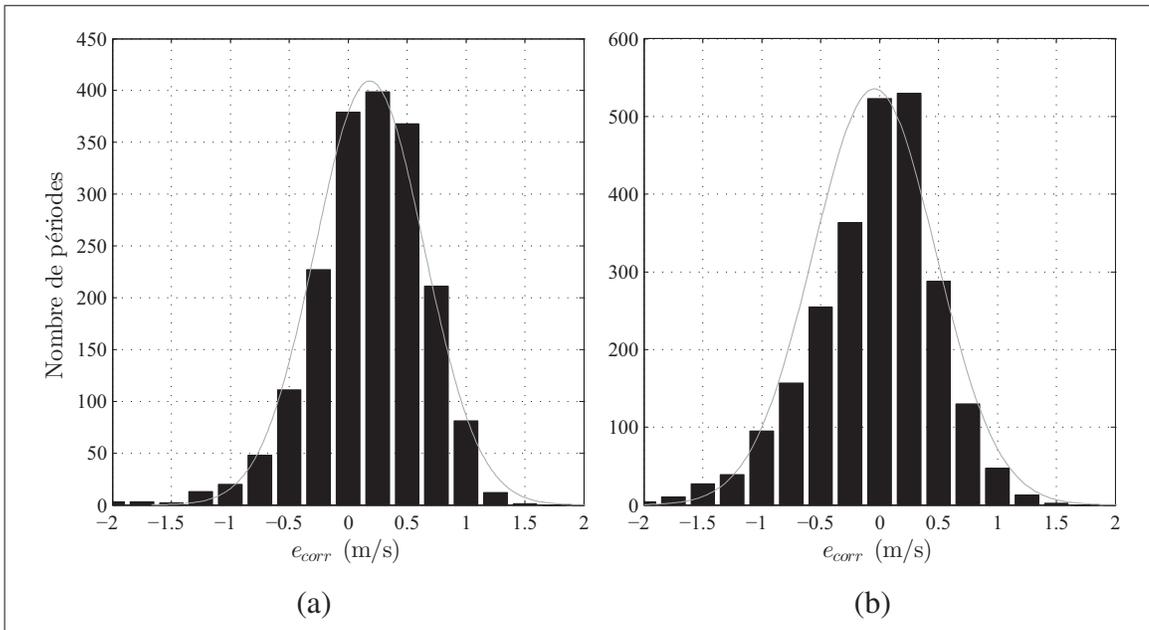


Figure-A IX-4 Distribution de l'erreur de correction e_{corr} avec courbe normale pour (a) la stratégie PI, (b) la stratégie DAC.

À la manière d'un instrument de mesure, la correction de la vitesse du vent induit une erreur aléatoire et une erreur systématique. L'incertitude aléatoire peut se calculer à l'aide de :

$$s_{va,i} = \frac{\sigma_{e,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (\text{A IX-2})$$

pour chaque classes de vent d'indice i lorsque que des données expérimentales sont disponibles. La variable $\sigma_{e,i}$ est l'écart-type de l'erreur à l'intérieur d'une classe de vent. Sa valeur pour chaque stratégie est donnée dans le tableau IX-2. La variable N_i est le nombre de valeurs de données dans une classe. L'erreur aléatoire $s_{va,i}$ représente l'enveloppe dans laquelle il est probable que la vraie moyenne d'erreur d'une classe se trouve.

Tableau-A IX-2 Valeur de l'écart-type $\sigma_{e,i}$ de l'erreur pour une classe de vent v_i .

v_i	(m/s)	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	
PI	(m/s)	0,061	0,074	0,046	0,061	0,043	0,058	0,043	0,051	0,053	0,040	0,035	0,036	
DAC	(m/s)	0,157	0,085	0,058	0,090	0,103	0,081	0,082	0,093	0,060	0,046	0,034	0,040	
v_i		10	10,5	11	11,5	12	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16
PI		0,029	0,030	0,048	0,054	0,060	0,053	0,080	0,101	0,126	0,185	0,119	0,057	0,046
DAC		0,043	0,038	0,035	0,037	0,043	0,048	0,045	0,052	0,049	0,048	0,050	0,061	0,061
v_i		16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5
PI		0,070	0,118	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
DAC		0,052	0,069	0,081	0,086	0,094	0,116	0,133	0,095	0,169	0,100	0,231	0,105	0,176

L'incertitude systématique, identifiée b_v , est semblable pour toutes les classes d'une stratégie. Elle est égale à la moyenne de la valeur absolue des erreurs moyennes de chaque classe identifiée $|\bar{e}_{corr,i}|$. La figure IX-5 illustre le calcul de b_v (ligne grise).

Les aléatoires $s_{va,i}$ et systématiques b_v sont utilisées au chapitre 4.

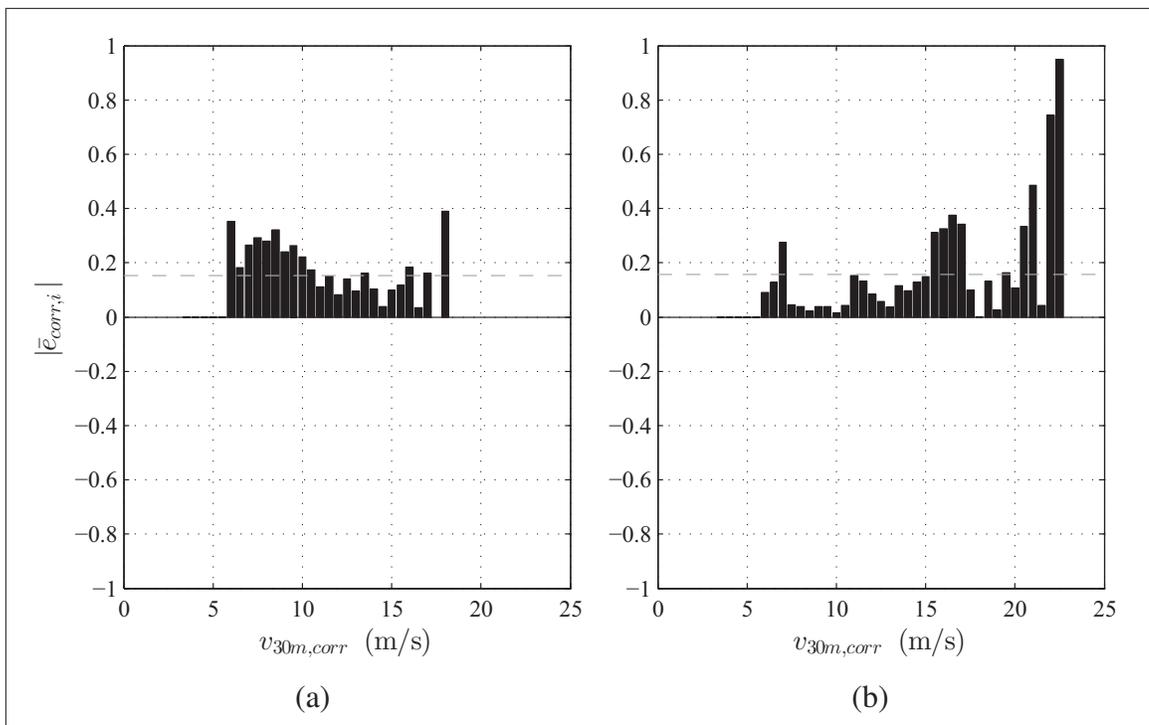


Figure-A IX-5 Valeur absolue de l'erreur de correction par classe de vent $|\bar{e}_{corr,i}|$ avec identification de l'erreur systématique b_v (ligne grise) pour (a) la stratégie PI, (b) la stratégie DAC.

ANNEXE X

CODE ET SCHÉMA DE LA SIMULATION LINÉAIRE AVEC LE RÉGULATEUR PI

La simulation linéaire pour le régulateur PI a été réalisée dans SIMULINK. La figure X-1 montre le schéma-bloc utilisé. Le code XI.1 présente le contenu du script MATLAB FT_continu.m utilisé pour initialiser la simulation.

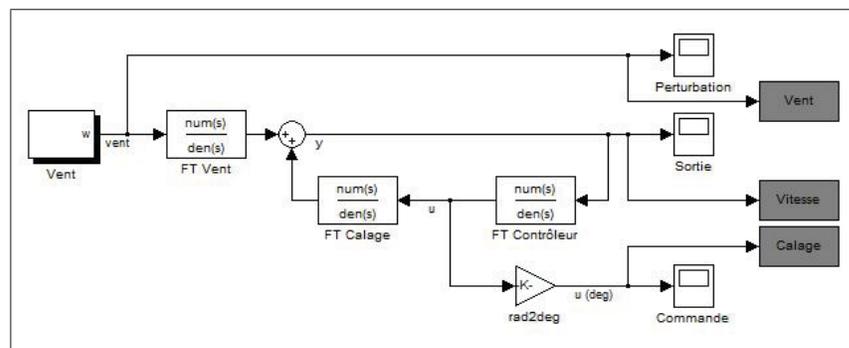


Figure-A X-1 Schéma-bloc de la simulation linéaire pour le régulateur PI dans SIMULINK.

Extrait de code X.1 Fichier MATLAB d'initialisation de la simulation linéaire de la stratégie PI.

```
1 %-----
2 % Test de stratégie PI continu
3 %-----
4 clear all
5 clc
6
7 %% Variables
8 t = 50;
9 % Vent
10 Lv = 250;           % Longueur de turbulence [m]
11 V0 = 9.5;           % Vitesse nominale du vent [m/s]
12 Tw = Lv/V0;
13 As = -1/Tw;
14 Bs = V0/Tw;
15 % Variables d'entrées (voir Welfonder p.69)
16 moy = 0.3;
17 w2 = 1;             % Écart-type du bruit de procédé sur le vent;
18 w_sp2 = 1;          % Temps d'échantillonnage du bruit
19 v = 3.78;           % Écart-type du bruit sur la mesure
20 v_sp = 0.25;        % Temps d'échantillonnage du bruit
21 % Variables de la linéarisation
22 load('C:\Users\ah49840\Dropbox\ÉTS\Maitrise\Simulations\FAST WESNet Linearisation\FAS
```

```

23 A = AvgAMat(2,2);
24 G = AvgBdMat(2,1);
25 B = AvgBMat(2,1);
26 C = AvgCMat(1,2);
27
28 %% Création des FT en BO
29 a = A;
30 b = B;
31 bd= AvgBdMat(2,1);
32 c = C;
33 [ft_vent_num,ft_vent_den] = ss2tf(a,bd,c,0);
34 ft_vent = tf(ft_vent_num,ft_vent_den)
35 [ft_calage_num,ft_calage_den] = ss2tf(a,b,c,0);
36 ft_calage = tf(ft_calage_num,ft_calage_den)
37 % Contrôleur initial
38 disp('Contrôleur initial:')
39 zeta = 1;%1
40 wn = 0.4;% 0.6
41 Kd = 0;
42 Kp = -a/(c*b) - (2*zeta*wn)/(c*b)
43 Ki = (-wn^2)/(c*b)
44 % Kp = 3.03;
45 % Ki = 10;
46 % zeta = -(a+b*c*Kp)/(2*sqrt(-c*b*Ki))
47 % wn = sqrt(-c*b*Ki)
48 Ti = Kp/Ki;
49 s = tf('s');
50 ft_cont = Kp + Ki/s;
51 %% Conversion
52 % Unité Kp: rad
53 convRadPulse = -1358122; % (pulse/rad)
54 convRdpsRPM = 2*pi/60;
55 Kppulse = round(Kp*convRadPulse*convRdpsRPM)
56 Kipulse = round(Ki*convRadPulse*convRdpsRPM)
57 %% Controlleur
58 tau = 0.075;
59 limvit = 75000;
60 delais = 0.007;
61 wc = 2
62 %% Simulation
63 sim('FT_continu_mdl')
64
65 %% Éolienne complète
66 ft_eolienne = c*bd*s/(s^2-(a+c*b*Kp)*s-c*b*Ki)
67 figure(1)
68 subplot(2,2,1);h = bodeplot(ft_eolienne);
69 setoptions(h,'FreqUnits','Hz'); xlim([10^-3 10^1]); grid on
70 subplot(2,2,2);step(ft_eolienne); grid on
71 subplot(2,2,3);rlocus(ft_eolienne); sgrid
72 % Lieux des racines discret
73 ft_eolienne_d = c2d(ft_eolienne,1,'zoh')
74 subplot(2,2,4);rlocus(ft_eolienne_d); axis([-1 1 -1 1]); zgrid

```

ANNEXE XI

CODE ET SCHÉMA DE LA SIMULATION LINÉAIRE AVEC LE RÉGULATEUR DAC

La simulation linéaire pour le régulateur DAC a été réalisée dans SIMULINK. La figure XI-1 montre le schéma-bloc utilisé. Le détail du bloc du régulateur (de couleur orange) est montré à la figure XI-2. Les blocs de couleur jaune permettent de passer du domaine continu au domaine discret ou l'inverse. Le code XI.1 présente le contenu du script MATLAB `DAC_discret.m` utilisé pour initialiser la simulation.

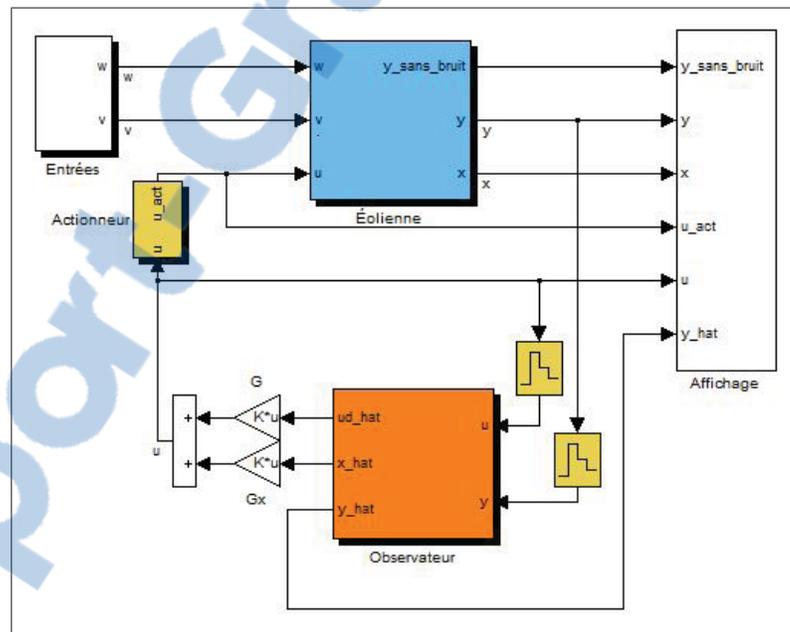


Figure-A XI-1 Schéma-bloc de la simulation linéaire pour le régulateur DAC dans SIMULINK.

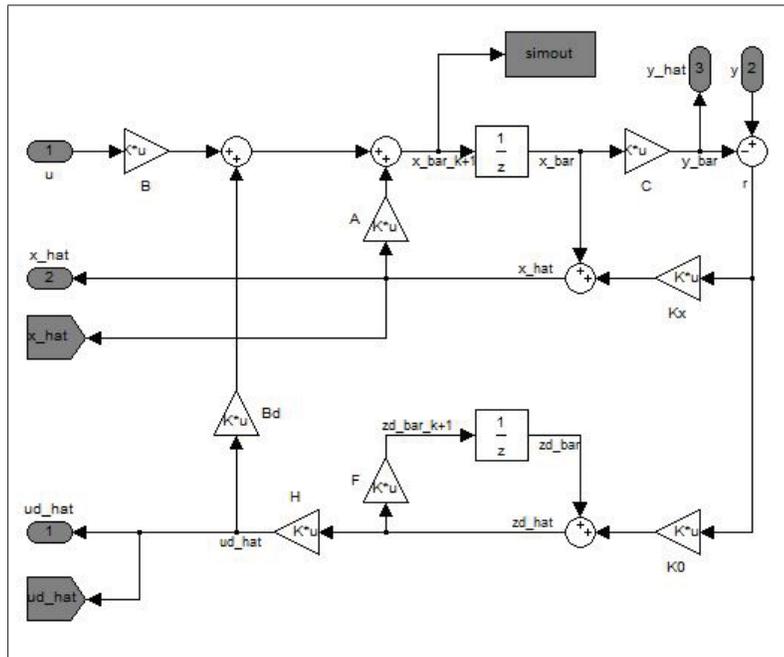


Figure-A XI-2 Schéma-bloc du régulateur DAC dans SIMULINK.

Extrait de code XI.1 Fichier MATLAB d'initialisation de la simulation linéaire de la stratégie DAC.

```

1  %-----
2  % Test de stratégie DAC domaine discret
3  %-----
4
5  clear all
6  clc
7
8  %% Variables
9  % Variables de la linéarisation
10 load('C:\Users\ah49840\Dropbox\ÉTS\Maitrise\Simulations\FAST WESNet Linearisation\FAST
11 A = AvgAMat(2,2);
12 B = AvgBMat(2,1);
13 Bd = AvgBdMat(2,1);
14 C = AvgCMat(1,2);
15 D = 0;
16 Dd = 0;
17 % Variables du vent
18 Lv = 250;           % Longueur de turbulence [m]
19 V0 = 9.5;          % Vitesse nominale du vent [m/s]
20 Tw = Lv/V0;
21 As = -1/Tw;
22 Bs = V0/Tw;
23 % Système SS
24 states = {'vitRot'};
25 inputs = {'thetap' 'vent'};
26 outputs = {'vitRot'};

```

```

27 sys_bo = ss(A,[B Bd],C,[D Dd],'statename',states,'inputname',inputs,'outputname',output
28 % Variables d'entrées (voir Welfonder p.69)
29 u      = [0 0];          % Entrée
30 moy    = 0.3;
31 w2     = 1;              % Écart-type du bruit de procédé sur le vent
32 w_sp2  = 1;              % Temps d'échantillonnage du bruit
33 v      = 3.78;          % Écart-type du bruit sur la mesure
34 v_sp   = 0.25;          % Temps d'échantillonnage du bruit
35 % Variables de génération des perturbations du vent
36 theta = 1;
37 F      = 0;
38 sys_dist = ss(F,0,0,0);
39 %% Domaine discret
40 Ts     = 0.25;
41 sys_d  = c2d(sys_bo,Ts,'zoh');
42 A_d   = sys_d.a;
43 B_d   = sys_d.b(:,1);
44 Bd_d  = sys_d.b(:,2);
45 C_d   = sys_d.c;
46 D_d   = sys_d.d(:,1);
47 Dd_d  = sys_d.d(:,2);
48 sys_dist_d = c2d(sys_dist,Ts,'zoh');
49 F_d   = sys_dist_d.a;
50 %% Analyse
51 %disp('----- Analyse du système -----')
52 co = ctrb(sys_d);
53 controllability = rank(co);
54 poles_bo = eig(A_d);
55 %% Estimateur d'état quadratique optimale (voir JdeL 6-21 et Friedland 351)
56 disp('----- Gain méthode LQR -----')
57 Q(1,1) = 0.003; %0.0035
58 R = 1;
59 % [G,Ml_bar,poles_bf] = lqr(Asys,Bsys,Q,R)
60 [Gx_d,Ml_bar,poles_bf] = dlqr(A_d,B_d,Q,R);
61 Gx_d = -Gx_d;
62 poles_proc = eig(A_d+B_d*Gx_d)
63 % Sélection de Gd
64 terme_a_eliminer = -Bd_d*theta;
65 Gd_d = terme_a_eliminer/B_d
66 %% Kalman (voir JdeL)
67 % Meta système
68 Ameta = [A_d Bd_d*theta;0 F_d];
69 Bmeta = [B_d;0];
70 Cmeta = [C_d 0];
71 %sys_meta_d = c2d(sys_meta,Ts,'zoh');
72 disp('----- Gain observateur -----')
73 K = acker(Ameta,'Cmeta',[0.99 0.75]); % [0.893 0.882] pour correspondre à [-0.45 -0.5]
74 Kx = K(1);
75 K0 = K(2);
76 Kx_d = inv(A_d)*Kx
77 K0_d = inv(F_d)*K0
78 Kmeta = [Kx_d;K0_d];
79 poles_obs = eig(Ameta-Kmeta*Cmeta)
80 %% Controlleur
81 tau = 0.075;
82 limvit = 75000;
83 delais = 0.007;
84 %% Simulation
85 sim('DAC_discret_mdl')

```


ANNEXE XII

CODE EN LANGAGE GALIL POUR LA STRATÉGIE PI

Le code XII.1 contient le programme principal du module de commande de l'éolienne du WESNet avec la stratégie PI.

Extrait de code XII.1 Code en langage GALIL du programme principal de la stratégie PI.

```
1 ' *****
2 'MAIN program
3 'WESNet 10 kW wind turbine
4 'Revision history
5 'v1 Tommy Gagnon 27/03/2012
6 'v2 Tommy Gagnon 27/03/2012
7 'v3_2 Tommy Gagnon 28/06/2012
8 'v3_3 Tommy Gagnon 30/06/2012 changement du point nominal operation
9 'v4 Francois Dube 12/07/2012 retour au ler pt op
10 'v4_1 Tommy Gagnon 13/07/2012 ajout de bExtStop qui simule le emergency stop
11 'v4_2 Francois Dube 13/07/2012 retrait du Gain Scheduling
12 'v4_3 Francois Dube 01/09/2012 ajout d'une boucle d'affichage du délais du PID
13 'v4_4 Francois Dube 19/09/2012 ajout d'une sortie analog pour pitch (#ANLOOP)
14 'v5 Francois Dube 24/09/2012 modifications majeures:
15 ' - Modification de l'interval d'acquisition de la vitesse dtSpd
16 ' de 1000 msec a 250 msec
17 ' - Modification des gains
18 ' - Modification de dtTime du calcul du gain intégral
19 ' - Ajustement de l'affichage de MLOOP et de VITHZ
20 'v5_1 Francois Dube 04/10/2012 ajout d'une séquence de démarrage graduelle
21 'v5_2 Francois Dube 10/10/2012 démarrage avec erreur intégrale de départ
22 ' et Overspeed à 275 RPM et 30 s d'arrêt
23 'v5_3 Francois Dube 23/10/2012 modifications:
24 ' - Changement des plateaux de démarrage
25 ' - Ajout d'une moyenne du calage à long terme pour déduire vit. vent
26 ' - Ajout de 3 choix de gains selon la moyenne du vent (Gain Scheduling)
27 ' - Condition pour empecher retour dans les plateaux de démarrage en PID
28 ' - Overspeed 260 RPM
29 'v5_4 Francois Dube 25/10/2012 modifications:
30 ' - Ajour d'une comparaison des mesures de vitesse des 2 capteurs
31 ' - Ajout d'une routine de test pour le capteur de vitesse 1 sur thread 7
32 'v5_5 Francois Dube 25/10/2012 modification de la routine du capteur de vit 2
33 ' et commande avec le capteur 2
34 'v5_7 Francois Dube 03/12/2012 reactivation gain scheduling + correction bug
35 'v5_8 Francois Dube 03/01/2013 Ajout shutdown preventif apres 3 OS consecutifs
36 ' Changement des paliers de gain scheduling
37 ' Ajout d'une selection de gain au start-up
38 ' Indicateur de gain actuel + compteur d'overspeed
39 'v5_9 Francois Dube 08/01/2013 Aucun Kp sous la vitesse de consigne
40 'v5_10 Francois Dube 21/01/2013 Ajout d'un plateau inférieur de calage
41 'v5_11 Francois Dube 05/02/2013 Moyenne diff pour GS et plateau
42 'v5_12 Francois Dube 16/04/2013 Épuration du programme et correction de bug:
43 ' - Changement du nom #VITHZ pour #VIT1
44 ' - Retrait de bTest dans #VIT1 et ajout dans #VIT2
45 ' - Simplification routine COS et changement nom variables
46 ' - Simplification de la gestion des vitesses moteur
47 'v5_13 Francois Dube 26/04/2013 Changement de l'initialisation des moyennes
48 'v5_14 Francois Dube 26/04/2013 Changement des palliers
```

```

49 '*****
50 'Program auto start when controller is power up
51 #AUTO
52 'IO assignation*****
53 'Digital inputs
54 speed2=1 ;'Speed 2 on DI port 1
55 emrgSTP=2 ;'Emergency stop is on DI port 2
56 'Digital outputs
57 green=1 ;'Green light is on DO port 1
58 red=2 ;'Red light is on DO port 2
59 wtchDog=3 ;'Watch dog is on DO port 3
60 wDgRelay=4 ;'Watch dog relay is on DO port 4
61 '
62 'Variable (variable name must have no more than 8 characters)*****
63 'Stop
64 bTest = 0 ;'If set to 1, wind speed will be simulated
65 bExtStop = 1 ;'Externally set blade to feather (same effect as E-Stop)
66 'Homing
67 errCode=0 ;'Error code
68 tdelay=2000 ;'Watch dog timer (ms)
69 timer=0 ;'Timer use by the Watchdog (ms)
70 tMaxTime=10000 ;'Maximum time for searching limits
71 homPos=170400 ;'Distance between RLSW and XHOM (pulse)
72 homTol=40000 ;'Tolerance on distance between RLSW and XHOM (pulse)
73 pos=0 ;'Position before finding zero in #FNDRLSW
74 posTol=100000 ;'Position tolerance when searching zero in #FNDRLSW
75 fndRLSW=0 ;'Equal to 1 when RLSW have been find
76 tryRLSW=0 ;'Counter used in #FNDRLSW
77 tryXHOM=0 ;'Counter Used in #CKENC
78 'First Speed sensor
79 mxSpd=275 ;'WT max speed (Hz) (275rpm*60pulse/turn*1min/60s)
80 spd=0 ;'WT actual speed (Hz)
81 oldSpd=0 ;'WT old speed (Hz)
82 dtSpd=500 ;'Rotational speed acquisition time delay (ms)
83 'Second speed sensor for speed validation
84 mxSpd2=mxSpd ;'WT max speed (Hz) (275rpm)
85 timer2=0 ;'WT timer for speed calculation (ms)
86 spd2=0 ;'WT actual speed
87 cntSpd2=0 ;'WT speed calculation counter
88 mcntSpd2=8 ;'Number of values in the rotating mean
89 'DM instspd2[mcntSpd2] ;'Define rotating mean array
90 sumSpd2=0 ;'Sum for rotating mean
91 mxDiff=20 ;'Max rot speed difference between the 2 speed sensors (Hz)
92 tSpd2=0 ;'Interval between two pulses
93 timeTemp=0 ;'Temporary value
94 'Overspeed subroutine variable
95 bOvSpDct=0 ;'Overspeed detected
96 dtReset=30000 ;'dt to reset normal operation after overspeed detection
97 tReset=0 ;'Time to reset normal operation after overspeed detection
98 dtCOS=300000 ;'period for consecutive overspeed (5 min)
99 tCOS=0 ;'Time for consecutive overspeed
100 limCOS=3 ;'Limit of overspeed for long term preventive shut-down
101 nbrCOS=0 ;'Nbr of overspeed for long term preventive shut-down
102 TotOS=0 ;'Total number of Overspeed since last reset
103 'Use AngleToPulse.xls to calculate nb of pulse for each case
104 flag=100000 ;'Nb pulse in flag position to be at 57 deg (pulse)
105 PsupZ1=499307 ;'Nb pulse in start-up zone 1 (40 deg) (pulse)
106 PsupZ2=1210418 ;'Nb pulse in start-up zone 2 (10 deg) (pulse)
107 nomPtch=1565973 ;'Nb pulse to be at nominal pitch angle (-5 deg) (pulse)
108 stPitch=flag ;'Initial set pitch (pulse)
109 PrvPtch=0 ;'Previous set pitch (pulse)
110 suZone=1 ;'Token for start-up zone operation
111 timerZ=0 ;'Timer for minimum zone duration
112 dtZone=30000 ;'Minimum zone duration
113 'Speed references

```

```

114  setSpd=210          ;'WT set speed (Hz) (nominal) (185rpm*60pulse/turn*1min/60s)
115  VsupZ1=0           ;'WT speed to start-up zone 1 pitch (Hz)
116  VsupZ2=8           ;'WT speed to start-up zone 2 pitch (Hz)
117  Vpid=40            ;'WT speed to PID pitch (Hz)
118  'PI controller variables
119  error=0            ;'WT speed error (rpm)
120  dtTime=dtSpd       ;'Initialize Integral time to the loop time (sec)
121  timePID=0          ;'Initialize Integral time to the loop time (sec)
122  u=0                ;'PI output (pulse)
123  up=0               ;'Proportionnal part of output (pulse)
124  ui=0               ;'Integral part of output (pulse)
125  uiOld=0           ;'Old integral part of output (pulse)
126  ptchRef=nomPtch   ;'Reference pitch angle (-5 deg) (pulse)
127  ptchMin=nomPtch   ;'Minimum pitch limit angle (-5 deg) (pulse)
128  ptchMax=0         ;'Maximum pitch limit angle (70 deg) (pulse)
129  fspass=1          ;'First run to PID pitch token
130  wtKp1=-17995/8    ;'WT rot spd proportionnal gain 1
131  wtKi1=-5998/25    ;'WT rot spd integral gain 1 (20)
132  wtKp2=-17995/11   ;'WT rot spd proportionnal gain 2
133  wtKi2=-5998/25    ;'WT rot spd integral gain 2 (30)
134  wtKp3=-17995/13   ;'WT rot spd proportionnal gain 3
135  wtKi3=-5998/25    ;'WT-1635 rot spd integral gain 3 (35)
136  wtKp=wtKp1        ;'WT rot spd proportionnal gain (1 is default) (pulse/rpm)
137  wtKi=wtKi1        ;'WT rot spd integral gain (1 is default) (pulse/rpm/s)
138  gSet=1            ;'Current gain set
139  vitVent=0         ;'For acquisition
140  'Mean pitch calculation
141  intMean=120        ;'Mean pitch period (180) (sec)
142  intfsp=45         ;'First mean pitch period after first pass (45) (sec)
143  FactT=1024.59     ;'Period conversion factor (1000ms/s*1000/976us/us)
144  tMeanP=TIME        ;'Initial time
145  MeanPtch=nomPtch  ;'Mean calculated pitch (pulse)
146  MeanPDeg=-5       ;'Mean calculated pitch (deg)
147  accuMean=0        ;'Pitch accumulation
148  nbrMean=0         ;'Number of accumulated pitch values
149  ptchdeg1=-5       ;'Starting pitch value for wtKp1 et wtKi1 (-5)
150  ptchdeg2=5        ;'Starting pitch value for wtKp2 et wtKi2 (5)
151  ptchdeg3=10       ;'Starting pitch value for wtKp3 et wtKi3 (11)
152  meanRST=0         ;'Reset token for means time
153  'Pitch Floor calculation
154  intFl=25          ;'Mean pitch period for floor(25) (sec)
155  tMeanFl=TIME      ;'Initial time
156  MeanFl=nomPtch    ;'Calculated mean (pulse)
157  MeanFLD=5         ;'Calculated mean (deg)
158  accuFl=0          ;'Pitch accumulation
159  nbrFl=0           ;'Number of accumulated pitch values
160  PtchFl=23704*3    ;'Pitching floor under mean pitch (4)
161  'Motor speed
162  suMotSpd=15000    ;'Maximum motor speed in start-up (20000)
163  mxMotSpd=150000   ;'Maximum motor speed in normal operation (200000)
164  OSMotSpd=200000   ;'Maximum motor speed in normal operation (200000)
165  'Analog output variables
166  SlopVtoP=-5.273   ;'Slope for voltage to pulse relation (-5 to +5V)
167  OriP=3.883063     ;'Origin
168  factVtoP=1000000  ;'Factor to divide SlopVtoP
169  'Display routine
170  dispTime=1000     ;'Display info each 1 sec (msec)
171  dpTime1=0         ;'Initializes time since last display thread 1 MLOOP
172  dpTime3=0         ;'Initializes time since last display thread 3 VITHZ
173  dpTime4=0         ;'Initializes time since last display thread 4 VIT2
174  'Speed sensor test
175  spdstest=0        ;'Trigger of the speed sensor test (thread #7)
176  '
177  JP#INIT
178  EN

```

```

179 '
180 #INIT
181 'Both light are on during initialisation
182 SB red ;'Red light is on
183 SB green ;'Green light is on
184 JS#CONFIG ;'Drive configuration
185 JS#FNDRLSW ;'Find reverse limit switch
186 JS#CKENC ;'Check if encoder work properly
187 MG "INIT DONE"
188 'Activate external watchdog
189 SB wtchDog ;'Watch dog is on
190 WT 500
191 CB wtchDog ;'Watch dog is off
192 WT 500
193 SB wDgRelay ;'Watch dog relay is on (automatically off if reset is on)
194 timer=TIME ;'Time stamp
195 'Start main thread
196 XQ #MAIN,1 ;'Execute main program
197 EN
198 '
199 #MAIN
200 XQ #ACTMVNT,2 ;'Actuator movement on thread 2
201 XQ #VIT1,3 ;'Turbine speed calculation on thread 3
202 XQ #VIT2,4 ;'Double check of turbine speed on thread 4
203 XQ #WTCHDOG,5 ;'Start watchdog on thread 5
204 XQ #ANLOOP,7 ;'Analog output of pulse for datalogger on thread 7
205 ' XQ #STIM,7 ;'Speed sensor test routine on thread 7
206 '
207 '=====
208 'Main loop
209 '=====
210 #MLOOP ;'Main loop
211 WT dtSpd ;'Wait 250 msec
212 IF (@IN[emrgSTP]=1)|(bExtStop = 1) ;'If emergency stop button is active
213 IF ((TIME-dpTime1)>=dispTime) ;'If enough time since last display
214 IF (@IN[emrgSTP]=1)
215 MG "Emergency Stop pressed"
216 ELSE
217 MG "Software Stop activated (bExtStop=1)"
218 ENDIF
219 nbrCOS=0 ;'Reset overspeed counter
220 dpTime1=TIME ;'Reset display counter
221 ENDIF
222 SB red ;'Red light is on
223 CB green ;'Green light is off
224 stPitch=flag ;'Set WT at pitch position
225 HX6
226 SP 200000 ;'Set speed to 200000
227 fspass=1 ;'First run to PID pitch token
228 MeanPtch=nomPtch ;'Reset Mean Pitch
229 MeanPDeg=ptchdeg1
230 ptchMin=nomPtch
231 accuMean=0 ;'Reset accuMean
232 nbrMean=0 ;'Reset nbrMean
233 uiOld=0 ;'Reset intergal error
234 ELSE
235 IF (spd>=0)&(spd2<mxSpd2)&(bOvSpDct<>1)
236 CB red ;'Red light is off
237 SB green ;'Green light is on
238 XQ #PTCHCAL,6 ;'Start thread for PI calculation
239 ELSE
240 SB red ;'Red light is on
241 SB green ;'Green light is on
242 JS#OVRSPD
243 ENDIF

```

```

244   ENDIF
245   timer=TIME           ;'Reset timer
246 JP#MLOOP
247 EN
248 '=====
249 '
250 'Drive configuration*****
251 #CONFIG
252 MO;
253 WT 5000
254 'Set amplifier gain if different than 1
255 agAct = _AGX
256 IF agAct<>1
257   AG 1           ;'Amplifier gain
258 ENDIF
259 '
260 TK 9.99           ;'Peak torque limit 9.98 A
261 TL 7              ;'Continuous torque limit 7 A
262 ER 240000        ;'Error limit at 24000 pulse (3 turn) (follow up error)
263 OE 0             ;'Off-on error enable (1) (shut off motor in case of error)
264 CE 4             ;'Auxiliary encoder in pulse direction mode
265 CN -1,-1,-1,0,0;'Configure limit switch polarity
266 KP 20            ;'Proportionnal gain 20 10 5
267 KD 100          ;'Derivative gain 100 50 30
268 KI 10           ;'Integral gain 10 5 3
269 MG "CONFIG DONE"
270 EN
271 '
272 'Find reverse limit switch*****
273 #FNDRLSW
274 SH              ;'Amplifier ON
275 SP 100000       ;'Max motor speed = 8000*1988/60=265000 pulse/sec
276 AC 750000       ;'Acceleration
277 DC 750000       ;'Set low deceleration so we overshoot the switch
278 IF (_LRX=1)     ;'RLSW active (CN=-1, 0=active, 1=inactive)
279   MG "Jog towards RLSW"
280   JG -100000    ;'jog towards RLSW
281   BG
282   timer=TIME    ;'Time stamp
283   'Wait until we hit the limit
284   #L;JP#L, (_LRX=1)&(TIME<(timer+tMaxTime))
285   'Check for timeout, so it means that Encoder or Belt broke
286   IF (TIME>(timer+tMaxTime))
287     MG "Error, unable to find RLSW due to timeout"
288     errCode=1   ;'Time out during FNDRLSW
289   ENDIF
290   ST            ;'Stop
291   AM            ;'Test for motion completed
292 ENDIF
293 posMax=_TPX+posTol ;'Actual position
294 DC 67107840       ;'Set infinite deceleration
295 JG 16000          ;'Reverse direction SLOW (2 rps)
296 BG               ;'Start motion
297 MG "Jog in other direction"
298 'Wait until we get off the limit or if we are to far
299 timer=TIME       ;'Time stamp
300 #M;JP#M, (_LRX=0)&(_HMX=1)&(_TPX<posMax)&(TIME<(timer+tMaxTime))
301 'Check for timeout, so it means that Encoder or Belt broke
302 IF (TIME>(timer+tMaxTime))
303   MG "Error, unable to find RLSW due to timeout"
304   errCode=1     ;'Time out during FNDRLSW
305 ENDIF
306 ST              ;'Stop
307 AM              ;'Test for motion completed
308 'If we hits XHOM or we move more than posMax

```

```

309 IF (_HMX=0)|(_TPX>posMax)
310 IF (_HMX=0)
311   MG "XHOM hits during FNDRLSW"
312 ELSE
313   MG "Actual position = ", _TPX{Z9.0}
314   MG "Actual position > pos+posTol"
315 ENDIF
316 IF (tryRLSW<4) ;'We try to find RLSW again
317   tryRLSW=tryRLSW+1
318   JP#FNDRLSW
319 ELSE
320   MG "Error, unable to find RLSW"
321   MO           ;'Amplifier OFF
322   errCode=2   ;'Unable to find RLSW during init
323   JS#FLASH    ;'Light flash
324 ENDIF
325 ELSE
326   DPX=0       ;'Define position
327   fndRLSW=1   ;'RLSW have been find
328   MG "FIND RLSW SUCCEEDED"
329 ENDIF
330 EN
331 '
332 'Check that encoder work properly*****
333 #CKENC
334 MG "Encoder check"
335 SH           ;'Amplifier ON
336 SP 100000    ;'Max motor speed = 8000*1988/60=265000 pulse/sec
337 AC 250000    ;'Acceleration
338 DC 250000    ;'Set low deceleration so we overshoot the switch
339 'If RLSW has been find and we are before XHOM (extra protection)
340 IF (fndRLSW=1)&(_TPX<homPos)
341   homMax=homPos+homTol
342   JG 25000    ;'Jog fowards to XHOM
343   BG
344   'Wait until we hit XHOM
345   timer=TIME ;'Time stamp
346 #N;JP#N, (_HMX=1)&(_TPX<homMax)&(TIME<(timer+tMaxTime))
347   'Check for timeout, so it means that Encoder or Belt broke
348   IF (TIME>(timer+tMaxTime))
349     MG "Error, unable to find XHOM due to timeout"
350     errCode=3 ;'Time out during encoder check
351   ENDIF
352   IF (_TPX>homMax)
353     MG "Error, unable to find XHOM due to limits"
354     errCode=4 ;'Out of limits during encoder check
355   ENDIF
356   '
357   ST           ;'Stop
358   AM           ;'Test for motion completed
359   DC 67107840 ;'Set infinite deceleration
360   JG -16000    ;'Reverse direction SLOW (2 rps)
361   BG           ;'Start motion
362   'Wait until we get off XHOM or hits RLSW
363   timer=TIME  ;'Time stamp
364 #O;JP#O, (_HMX=0)&(_LRX=1)&(TIME<(timer+tMaxTime))
365   'Check for timeout, so it means that Encoder or Belt broke
366   IF (TIME>(timer+tMaxTime))
367     MG "Error, unable to find XHOM due to timeout"
368     errCode=3 ;'Time out during encoder check
369   ENDIF
370   '
371   ST           ;'Stop
372   AM           ;'Wait for motion to be complete
373   IF (_HMX=1)&(_LRX=1)

```

```

374      'Check encoder, if we are in the limits
375      MG "Actual pos = ", _TPX{Z9}
376      IF (_TPX<(homPos+homTol)) & (_TPX>(homPos-homTol))
377          MG "Encoder is OK"
378      ELSE
379          MO                ;'Amplifier OFF
380          MG "Error, out of limits during encoder check"
381          errCode=5        ;'Out of limits during encoder check
382          JS#FLASH        ;'Light flash
383      ENDIF
384      ELSE
385          IF (_LRX=0)
386              MO                ;'Amplifier OFF
387              MG "Error, RLSW hits during encoder check, check XHOM"
388              errCode=6      ;'Error, RLSW hits during encoder check
389              JS#FLASH        ;'Light flash
390          ELSE
391              MO                ;'Amplifier OFF
392              MG "Error, check encoder"
393              errCode=7      ;'Error, check encoder
394              JS#FLASH        ;'Light flash
395          ENDIF
396      ENDIF
397      ELSE
398          MG "Error, try to execute CKENC without RLSW found"
399          MO                ;'Amplifier OFF
400          errCode=8        ;'Try to execute CKENC without RLSW found
401          JS#FLASH        ;'Light flash
402      ENDIF
403  EN
404  '
405  'Calculate pitch to set*****
406  #PTCHCAL
407      IF (spd<VsupZ2)
408          uiOld=0          ;'Reset integrator
409          meanRST=0
410          IF ((fspass=1) | (TIME>=timerZ))
411              IF (suZone<>1)
412                  timerZ=TIME+dtZone
413              ENDIF
414              suZone=1
415              stPitch=PsupZ1
416          ENDIF
417      ELSE
418          IF ((spd>=VsupZ2) & (spd<Vpid))
419              uiOld=0          ;'Reset integrator
420              meanRST=0
421              IF ((fspass=1) | (TIME>=timerZ))
422                  IF (suZone<>2)
423                      timerZ=TIME+dtZone
424                  ENDIF
425                  suZone=2
426                  stPitch=PsupZ2
427              ENDIF
428          ELSE
429              'PID calculation (see LEE p.131-133)*****
430              IF ((TIME>=timerZ) | (spd>=setSpd) | (suZone=0) | (fspass=1))
431                  IF (suZone<>0)
432                      timerZ=TIME+dtZone
433                  ENDIF
434                  suZone=0
435                  #CALCREG
436                  error=(spd-setSpd)
437                  up=wtKp*error
438                  ui=(wtKi*error*dtTime)+uiOld ;'Warning operation order count

```

```

439     u=up+ui+ptchRef
440     IF ((u<=ptchMin)&(u>=ptchMax))
441         uiOld=ui          ;'We update integrator
442     ENDIF
443     'We make sure that we are within actuator's limits
444     IF (u>ptchMin)
445         u=ptchMin
446     ENDIF
447     IF (u<ptchMax)
448         u=ptchMax
449     ENDIF
450     stPitch = u          ;'Set pitch to calculated pitch
451     IF (meanRST=0) ;'Reset means when first loop of PID
452         tMeanP=TIME-((intMean-intfsp)*FactT)
453         tMeanFl=TIME
454         accuMean=0
455         nbrMean=0
456         accuFl=0
457         nbrFl=0
458         meanRST=1
459     ENDIF
460     IF ((_TPX>=nomPtch)|(u<nomPtch))&(fspass=1)
461         'If we get to the nomPtch value, OR if the PID gets active
462         'but ONLY if we are in the first run to PID, then:
463         fspass=0          ;'Not anymore in first run to PID
464         ui=-nomPtch+_TPX ;'Set integrator to actual pitch value
465         uDeg=(_TPX-1447455)/(-23704);'Get pitch value in deg
466         uiOld=ui
467         tMeanP=TIME-((intMean-intfsp)*FactT) ;'Set new time for mean cacula
468         tMeanFl=TIME          ;'Set new time for floor caculation
469         ' accuMean=0          ;'Reset accuMean
470         ' nbrMean=0          ;'Reset nbrMean
471         'Gain selection for start-up
472         IF (uDeg<=ptchdeg2)
473             wtKp=wtKp1      ;'Assign proportional gain 1 to wtKp
474             wtKi=wtKi1      ;'Assign integral gain 1 to wtKi
475             gSet=1
476         ELSE
477             IF ((uDeg>ptchdeg2)&(uDeg<=ptchdeg3))
478                 wtKp=wtKp2  ;'Assign proportional gain 2 to wtKp
479                 wtKi=wtKi2  ;'Assign integral gain 2 to wtKi
480                 gSet=2
481             ELSE
482                 wtKp=wtKp3  ;'Assign proportional gain 3 to wtKp
483                 wtKi=wtKi3  ;'Assign integral gain 3 to wtKi
484                 gSet=3
485             ENDIF
486         ENDIF
487         JP#CALCREG
488     ENDIF
489     IF (fspass=0)
490     '-----Mean pitch calculation-----
491         IF ((TIME-tMeanP)>=(intMean*FactT))
492             MeanPtch=accuMean/nbrMean
493             MeanPDeg=(MeanPtch-1447455)/(-23704) ;'Conversion from pulse to deg
494             MeanPDeg=@RND[MeanPDeg]
495             MG "Mean Pitch = ", MeanPDeg {Z3.0} ;'Display mean pitch in deg
496             tMeanP=TIME          ;'Set new time for mean caculation
497             accuMean=0          ;'Reset accuMean
498             nbrMean=0          ;'Reset nbrMean
499             'Gain selection
500             IF (MeanPDeg<=ptchdeg2)
501                 wtKp=wtKp1      ;'Assign proportional gain 1 to wtKp
502                 wtKi=wtKi1      ;'Assign integral gain 1 to wtKi
503                 gSet=1

```

```

504 ELSE
505     IF ((MeanPDeg>ptchdeg2) & (MeanPDeg<=ptchdeg3))
506         wtKp=wtKp2 ;'Assign proportional gain 2 to wtKp
507         wtKi=wtKi2 ;'Assign integral gain 2 to wtKi
508         gSet=2
509     ELSE
510         wtKp=wtKp3 ;'Assign proportional gain 3 to wtKp
511         wtKi=wtKi3 ;'Assign integral gain 3 to wtKi
512         gSet=3
513     ENDIF
514 ENDIF
515 MG "wtKp = ", wtKp {Z5.0} ;'Display selected wtKp
516 MG "wtKi = ", wtKi {Z5.0} ;'Display selected wtKi
517 ELSE
518     accuMean=accuMean+stPitch ;'Accumulation of the ptch val
519     nbrMean=nbrMean+1 ;'Nbr of accumulated ptch val
520 ENDIF
521 '-----Pitch floor calculation-----
522 IF ((TIME-tMeanFl)>=(intFl*FactT))
523     MeanFl=accuFl/nbrFl
524     MeanFlD=(MeanFl-1447455)/(-23704) ;'Conversion from pulse to deg
525     MeanFlD=@RND[MeanFlD]
526     MG "Pitch floor mean = ", MeanFlD {Z3.0} ;'Display mean pitch in de
527     tMeanFl=TIME ;'Set new time for mean caculat
528     accuFl=0 ;'Reset accuMean
529     nbrFl=0 ;'Reset nbrMean
530     'Pitching floor ajustement
531     IF ((MeanFl+PtchFl)>=nomPtch)
532         ptchMin=nomPtch
533     ELSE
534         ptchMin=MeanFl+PtchFl
535     ENDIF
536 ELSE
537     accuFl=accuFl+stPitch ;'Accumulation of the ptch values
538     nbrFl=nbrFl+1 ;'Nbr of accumulated ptch values
539 ENDIF
540 '-----
541 ELSE ;'If fspass=1
542     ui=0 ;'Reste integrator
543 ENDIF
544 ENDIF
545 ENDIF
546 ENDIF
547 'Set dtTime to real loop time
548 IF (timePID<>0) ;'If not first loop
549     dtTime=(TIME-timePID)*(976/1000)/1000;'TIME:1 count every 976us
550 ENDIF
551 timePID=TIME ;'Initialize PID loop time
552 EN
553 '
554 'Acuator movement*****
555 #ACTMVNT
556 AC 250000 ;'Acceleration
557 DC 250000 ;'Deceleration
558 IT 0.5 ;'Smoothing function
559 PT1 ;'Position tracking enable
560 #MVNT
561 IF PrvPtch <> stPitch
562     IF ((fspass=1)|(suZone>=1))
563         SP suMotSpd ;'If first run to PID, SP set to start-up speed
564     ELSE
565         SP mxMotSpd
566     ENDIF
567     PA stPitch ;'Move to absolute set pitch position
568     PrvPtch = stPitch

```

```

569     ENDIF
570     WT dtSpd/2      ;'Update of the new target position every 125 ms
571     JP#MVNT
572 EN
573 '
574 'Overspeed detected*****
575 #OVRSPD
576     HX6              ;'Stop PI calculation
577     SP OSMotSpd      ;'Set actuator speed
578     stPitch=flag     ;'Set WT at pitch position
579     'If overspeed is detected, wait dtReset before restarting normal operation
580     IF bOvSpDct=1
581         IF tReset < TIME
582             bOvSpDct=0
583             MG "RESTART NORMAL MODE"
584             fspass=1      ;'First run to PID pitch token
585         ENDIF
586     ELSE
587         MG "OVERSPEED DETECTED"
588         errCode=10
589         TotOS=TotOS+1    ;'Total number overspeed
590         tReset=TIME + dtReset
591         MG tReset
592         bOvSpDct=1
593         fspass=1      ;'First run to PID pitch token
594         MeanPtch=nomPtch ;'Reset Mean Pitch
595         MeanPDeg=ptchdeg1
596         ptchMin=nomPtch
597         accuMean=0      ;'Reset accuMean
598         nbrMean=0      ;'Reset nbrMean
599         uiOld=0        ;'Reset intergal error
600         'Verification of consecutive overspeed (COS)
601         IF (TIME-dtCOS)>tCOS
602             nbrCOS=1    ;'Reset overspeed counter
603             tCOS=TIME
604         ELSE
605             nbrCOS=nbrCOS+1 ;'Number of consecutive overspeed
606             IF (nbrCOS>=limCOS)
607                 MG "3 CONSECUTIVE OVERSPEED DETECTED"
608                 bExtStop=1 ;'Shut-down of the wind turbine
609             ENDIF
610         ENDIF
611     ENDIF
612 EN
613 '
614 'Red light and green light flash in case of an error*****
615 #FLASH
616     SB red          ;'Red light is on
617     CB green        ;'Green light is off
618     WT 500
619     CB red          ;'Red light is off
620     SB green        ;'Green light is on
621     WT 500
622 JP#FLASH
623 EN
624 '
625 'Wind turbine speed calculation (Hz)*****
626 #VIT1
627     oldSpd = _TDX
628     WT dtSpd      ;'Wait 250 msec
629     spd = (_TDX - oldSpd)*(1000/dtSpd)
630     IF ((TIME-dpTime3)>=dispTime) ;'If enough time since last display
631         MG "V1 = ", spd {Z4.2}
632         dpTime3=TIME ;'Reset count
633     ENDIF

```

```

634     JP#VIT1
635 EN
636 '
637 'Backup wind turbine speed calculation (Hz)*****
638 #VIT2
639 IF bTest = 1      ;'Simulation of WT speed
640 JS#TEST          ;'WT speed simulation
641 ELSE
642   'Initialization routine
643   IF (timer2=0)
644     timer2=TIME          ;'Set timer2 for start-up
645   ENDIF
646   'Display routine
647   IF ((TIME-dpTime4)>=dispTime) ;'If enough time since last display
648     dpTime4=TIME
649     MG "V2 = ", spd2 {Z4.2}
650   ENDIF
651   'Verification of the speed difference between the sensors
652   IF (((spd<(spd2-mxDiff))|(spd>(spd2+mxDiff))&((TIME-dpTime4)>=dispTime*10))
653     MG "WARNING: speed measurements mismatch"
654   ENDIF
655   'Speed calculation routine
656   #VLOOP
657     JP#VLOOP,@IN[1]=1          ;'Wait for input to come low
658   '
659   #VLOOP2
660     JP#VLOOP2,@IN[1]=0        ;'Wait for input to come high
661   '
662   #VLOOP3
663     JP#VLOOP3,@IN[1]=1        ;'Wait for input to come low
664   '
665   #VLOOP4
666     JP#VLOOP4,@IN[1]=0        ;'Wait for input to come high
667   '
668   #VLOOP5
669     JP#VLOOP5,@IN[1]=1        ;'Wait for input to come low
670   '
671   #VLOOP6
672     JP#VLOOP6,@IN[1]=0        ;'Wait for input to come high
673   '
674   #VLOOP7
675     JP#VLOOP7,@IN[1]=1        ;'Wait for input to come low
676   '
677   #VLOOP8
678     JP#VLOOP8,@IN[1]=0        ;'Wait for input to come high
679   '
680   timeTemp=timer2
681   timer2=TIME          ;'Reset time between pulses
682   tSpd2=(TIME-timeTemp)/FactT ;'Time between two pulses (s)
683   instspd2=1/((tSpd2/4)*8/60) ;'Calculate instantaneous speed
684   spd2=@RND[instspd2]
685   ENDIF          ;'Calculate mean speed
686   JP#VIT2
687 EN
688 '
689 'Watchdog *****
690 #WICHDOG
691 SB wtchDog      ;'Watch dog is on
692 WT 500
693 CB wtchDog      ;'Watch dog is off
694 WT 500
695 IF TIME > timer+tdelay
696   MG "Error, watchdog timeout"
697   errCode=9      ;'Watchdog timeout
698   HX1            ;'Halt execution of thread 1 (#MAIN)

```

```

699     HX2             ;'Halt execution of thread 2 (#ACTMVNT)
700     HX3             ;'Halt execution of thread 3 (#VIT1)
701     HX4             ;'Halt execution of thread 4 (#VIT2)
702     ST              ;'Stop axis movement
703     PT0             ;'Stop tracking mode
704     SP 250000       ;'Max motor speed = 8000*1988/60=265000 pulse/sec
705     stPitch=flag    ;'Set pitch to flag
706     SHX
707     WT 1000
708     MG "move to flag"
709     PA stPitch
710     BG
711     WT10000
712     'External watch dog will reset controller automatically
713     MO              ;'Amplifier OFF
714     JS#FLASH       ;'Light flash
715     ENDIF
716     JP#WCHDOG
717 EN
718 '
719 'Analog output *****
720 'WARNING!!! The #ANLOOP and the #STIM subroutines cannot be active at the
721 'same time because they are both on thread 7. One has to be commented.
722 #ANLOOP
723     CalageP=_TPX           ;'Position acquisition
724     Voltage=CalageP*SlopVtoP/factVtoP+OriP ;'Voltage calculation
725     AO 1,Voltage          ;'Set analog output
726     WT 2*dtSpd           ;'Wait 500 msec
727     JP#ANLOOP
728 EN
729 '
730 'Speed sensor test routine*****
731 'WARNING!!! The #ANLOOP and the #STIM subroutines cannot be active at the
732 'same time because they are both on thread 7. One has to be commented.
733 #STIM
734 ' IF (spdstest=1)
735 '     count=0                ;'Begin thread
736 '     nbrd=1000              ;'Initialize counter
737 '     DM sltime[nbrd]        ;'Define array
738 '     sti=TIME                ;'Assign first time value
739 '     factstim=1/1000*976/1000 ;'Define conversion factor for int clock
740 '     MG "Speed sensor test: Started"
741 '     #STLOOP                ;'Begin loop
742 '     oldTD=_TDX              ;'Assign the initial time of TDX value
743 '     sltime[count]=(TIME-sti)*factstim ;'Assign time since last change of TDX
744 '     sti=TIME                ;'Assign new time
745 '     IF (count>=(nbrd-1))    ;'If max array size reached
746 '         MG "Speed sensor test: Done"
747 '         HX7                  ;'Halt execution of the #STIM
748 '     ENDIF
749 '     count=count+1           ;'Incerment counter
750 '     #STLOOP2;'curTD=_TDX;' JP#STLOOP2,curTD=oldTD ;'Loop until TDX changes
751 '     JP#STLOOP
752 ' ELSE
753 '     WT 1000                  ;'Wait 1000msec
754 '     JP #STIM                 ;'Jump to the beggining
755 ' ENDIF
756 ' EN
757 '
758 ' *****
759 ' Test
760 ' *****
761 #TEST
762     spd2=170; MG spd2; WT 1000
763     spd2=172; MG spd2; WT 1000

```

```

764   spd2=185; MG spd2; WT 1000
765   spd2=189; MG spd2; WT 1000
766   spd2=200; MG spd2; WT 1000
767   spd2=185; MG spd2; WT 1000
768   spd2=184; MG spd2; WT 1000
769   spd2=185; MG spd2; WT 1000
770   spd2=186; MG spd2; WT 1000
771   spd2=185; MG spd2; WT 1000
772   spd2=184; MG spd2; WT 1000
773   spd2=186; MG spd2; WT 1000
774   spd2=185; MG spd2; WT 1000
775   spd2=170; MG spd2; WT 1000
776   spd2=160; MG spd2; WT 1000
777   spd2=180; MG spd2; WT 1000
778 EN
779 '
780 '*****
781 'Automatic Error Routine (see doc p.60)
782 '*****
783 #CMDERR
784   MG"COMMAND ERROR"
785   TC1           ;'Display error code
786   TA0
787   ST           ;'Stop motion
788   MO           ;'Motor amplifier off
789   HX1         ;'Halt execution of thread 1 (#MAIN)
790   HX2         ;'Halt execution of thread 2 (#ACTMVNT)
791   HX3         ;'Halt execution of thread 3 (#VIT1)
792   HX4         ;'Halt execution of thread 4 (#VIT2)
793   HX5         ;'Halt execution of thread 5 (#WCTHDOG)
794   HX6         ;'
795   HX7         ;'
796   '   ZS0           ;'Zero stack
797   JP#AUTO     ;'Restart controller
798   MG"END"
799 EN
800 '
801 #AMPERR
802   MG"AMPLIFIER ERROR"
803   TA0           ;'Display error code
804   ST           ;'Stop motion
805   CB wDgRelay ;'Stop external WD
806   MO           ;'Motor amplifier off
807   HX1         ;'Halt execution of thread 1 (#MAIN)
808   HX2         ;'Halt execution of thread 2 (#ACTMVNT)
809   HX3         ;'Halt execution of thread 3 (#VIT1)
810   HX4         ;'Halt execution of thread 4 (#VIT2)
811   HX5         ;'Halt execution of thread 5 (#WCTHDOG)
812   HX6         ;'
813   HX7         ;'
814   '   ZS0           ;'Zero stack
815   JP#FLASH    ;'Restart controller
816   MG"END"
817 EN1

```


ANNEXE XIII

CODE EN LANGAGE GALIL POUR LA STRATÉGIE DAC

Le code XIII.1 contient le programme principal du module de commande de l'éolienne du WESNet avec la stratégie DAC.

Extrait de code XIII.1 Code en langage GALIL du programme principal de la stratégie DAC.

```
1 ' *****
2 ' MAIN program
3 ' WESNet 10 kW wind turbine
4 ' Revision history
5 ' v1 Tommy Gagnon 27/03/2012
6 ' v2 Tommy Gagnon 27/03/2012
7 ' v3_2 Tommy Gagnon 28/06/2012
8 ' v3_3 Tommy Gagnon 30/06/2012 changement du point nominal operation
9 ' v4 Francois Dube 12/07/2012 retour au ler pt op
10 ' v4_1 Tommy Gagnon 13/07/2012 ajout de bExtStop qui simule le emergency stop
11 ' v4_2 Francois Dube 13/07/2012 retrait du Gain Scheduling
12 ' v4_3 Francois Dube 01/09/2012 ajout d'une boucle d'affichage du délais du PID
13 ' v4_4 Francois Dube 19/09/2012 ajout d'une sortie analog pour pitch (#ANLOOP)
14 ' v5 Francois Dube 24/09/2012 modifications majeures:
15 ' - Modification de l'interval d'acquisition de la vitesse dtSpd
16 ' de 1000 msec a 250 msec
17 ' - Modification des gains
18 ' - Modification de dtTime du calcul du gain intégral
19 ' - Ajustement de l'affichage de MLOOP et de VITHZ
20 ' v5_1 Francois Dube 04/10/2012 ajout d'une séquence de démarrage graduelle
21 ' v5_2 Francois Dube 10/10/2012 démarrage avec erreur intégrale de départ
22 ' et Overspeed à 275 RPM et 30 s d'arrêt
23 ' v5_3 Francois Dube 23/10/2012 modifications:
24 ' - Changement des plateaux de démarrage
25 ' - Ajout d'une moyenne du calage à long terme pour déduire vit. vent
26 ' - Ajout de 3 choix de gains selon la moyenne du vent (Gain Scheduling)
27 ' - Condition pour empecher retour dans les plateaux de démarrage en PID
28 ' - Overspeed 260 RPM
29 ' v5_4 Francois Dube 25/10/2012 modifications:
30 ' - Ajour d'une comparaison des mesures de vitesse des 2 capteurs
31 ' - Ajout d'une routine de test pour le capteur de vitesse 1 sur thread 7
32 ' v5_5 Francois Dube 25/10/2012 modification de la routine du capteur de vit 2
33 ' et commande avec le capteur 2
34 ' v5_7 Francois Dube 03/12/2012 reactivation gain scheduling + correction bug
35 ' v5_8 Francois Dube 03/01/2013 Ajout shutdown preventif apres 3 OS consecutifs
36 ' Changement des paliers de gain scheduling
37 ' Ajout d'une selection de gain au start-up
38 ' Indicateur de gain actuel + compteur d'overspeed
39 ' v5_9 Francois Dube 08/01/2013 Aucun Kp sous la vitesse de consigne
40 ' v5_10 Francois Dube 21/01/2013 Ajout d'un plateau inférieur de calage
41 ' v5_11 Francois Dube 05/02/2013 Moyenne diff pour GS et plateau
42 ' v5_12 Francois Dube 16/04/2013 Épuration du programme et correction de bug:
43 ' - Changement du nom #VITHZ pour #VIT1
44 ' - Retrait de bTest dans #VIT1 et ajout dans #VIT2
45 ' - Simplification routine COS et changement nom variables
46 ' - Simplification de la gestion des vitesses moteur
47 ' v5_13 Francois Dube 26/04/2013 Changement de l'initialisation des moyennes
48 ' v5_14 Francois Dube 26/04/2013 Changement des palliers
```

```

49 'v6      Francois Dube 16/05/2013 Version DAC
50 'v6_2    Francois Dube 08/11/2013 Correction pour similarité avec version PI_5_16
51 'v6_4    Francois Dube 13/11/2013 Version stable avec problem fspass réglé
52 'v6_5    Francois Dube 14/11/2013 Ajout du pitching floor
53 '*****
54 'Program auto start when controller is power up
55 #AUTO
56 'IO assignation*****
57 'Digital inputs
58 speed2=1      ;'Speed 2 on DI port 1
59 emrgSTP=2     ;'Emergency stop is on DI port 2
60 'Digital outputs
61 green=1      ;'Green light is on DO port 1
62 red=2        ;'Red light is on DO port 2
63 wtchDog=3    ;'Watch dog is on DO port 3
64 wDgRelay=4   ;'Watch dog relay is on DO port 4
65 '
66 'Variable (variable name must have no more than 8 characters)*****
67 'Stop
68 bTest = 0     ;'If set to 1, wind speed will be simulated
69 bExtStop = 1  ;'Externally set blade to feather (same effect as E-Stop)
70 'Homing
71 errCode=0    ;'Error code
72 tdelay=2000  ;'Watch dog timer (ms)
73 timer=0     ;'Timer use by the Watchdog (ms)
74 tMaxTime=10000 ;'Maximum time for searching limits
75 homPos=170400 ;'Distance between RLSW and XHOM (pulse)
76 homTol=40000 ;'Tolerance on distance between RLSW and XHOM (pulse)
77 pos=0       ;'Position before finding zero in #FNDRLSW
78 posTol=100000 ;'Position tolerance when searching zero in #FNDRLSW
79 fndRLSW=0   ;'Equal to 1 when RLSW have been find
80 tryRLSW=0   ;'Counter used in #FNDRLSW
81 tryXHOM=0   ;'Counter Used in #CKENC
82 'First Speed sensor
83 mxSpd=275   ;'WT max speed (Hz) (275rpm*60pulse/turn*1min/60s)
84 spd=0       ;'WT actual speed (Hz)
85 oldSpd=0    ;'WT old speed (Hz)
86 dtSpd=500  ;'Rotational speed acquisition time delay (ms)
87 'Second speed sensor for speed validation
88 mxSpd2=mxSpd ;'WT max speed (Hz) (275rpm)
89 timer2=0    ;'WT timer for speed calculation (ms)
90 spd2=0      ;'WT actual speed
91 cntSpd2=0   ;'WT speed calculation counter
92 mcntSpd2=8  ;'Number of values in the rotating mean
93 DM instspd2[mcntSpd2] ;'Define rotating mean array
94 sumSpd2=0   ;'Sum for rotating mean
95 mxDiff=20   ;'Max rot speed difference between the 2 speed sensors (Hz)
96 tSpd2=0     ;'Interval between two pulses
97 'Overspeed subroutine variable
98 bOvSpDct=0  ;'Overspeed detected
99 dtReset=30000 ;'dt to reset normal operation after overspeed detection
100 tReset=0    ;'Time to reset normal operation after overspeed detection
101 dtCOS=300000 ;'period for consecutive overspeed (5 min)
102 tCOS=0      ;'Time for consecutive overspeed
103 limCOS=3    ;'Limit of overspeed for long term preventive shut-down
104 nbrCOS=0    ;'Nbr of overspeed for long term preventive shut-down
105 TotOS=0     ;'Total number of Overspeed since last reset
106 'Use AngleToPulse.xls to calculate nb of pulse for each case
107 flag=100000 ;'Nb pulse in flag position to be at 57 deg (pulse)
108 PsupZ1=499307 ;'Nb pulse in start-up zone 1 (40 deg) (pulse)
109 PsupZ2=1210418 ;'Nb pulse in start-up zone 2 (10 deg) (pulse)
110 nomPtch=1565973 ;'Nb pulse to be at nominal pitch angle (-5 deg) (pulse)
111 stPitch=flag ;'Initial set pitch (pulse)
112 PrvPtch=0    ;'Previous set pitch (pulse)
113 suZone=1     ;'Token for start-up zone operation

```

```

114 timerZ=0           ;'Timer for minimum zone duration
115 dtZone=30000      ;'Minimum zone duration
116 'Speed references
117 setSpd=210        ;'WT set speed (Hz) (nominal) (185rpm*60pulse/turn*1min/60s)
118 VsupZ1=0          ;'WT speed to start-up zone 1 pitch (Hz)
119 VsupZ2=8          ;'WT speed to start-up zone 2 pitch (Hz)
120 Vpid=40           ;'WT speed to PID pitch (Hz)
121 'DAC controller variables
122 error=0           ;'WT speed error (rpm)
123 dtTime=dtSpd      ;'Initialize Integral time to the loop time (sec)
124 timePID=0         ;'Initialize Integral time to the loop time (sec)
125 u=0              ;'PI output (pulse)
126 ptchRef=nomPtch   ;'Reference pitch angle (-5 deg) (pulse)
127 ptchMin=nomPtch   ;'Minimum pitch limit angle (-5 deg) (pulse)
128 ptchMax=0         ;'Maximum pitch limit angle (70 deg) (pulse)
129 fspass=1          ;'First run to PID pitch token
130 sat=0             ;'-5 deg saturation token
131 xBarD=0           ;'State update value
132 zBarD=0           ;'Disturbance update value
133 zBarDold=0        ;'Disturbance -5 deg saturation value
134 A=0.9616         ;'A matrix value
135 B=-1.1966        ;'B matrix value
136 Bd=0.2143        ;'Bd matrix value
137 C=9.5490         ;'C matrix value
138 F=1              ;'F matrix value
139 H=1              ;'H matrix value
140 up=0             ;'PI gain value (for acquisition only)
141 ui=0             ;'PI gain value (for acquisition only)
142 vitVentO=21      ;'Starting value for wind estimation
143 Kx=0.0241        ;'Observer gain for state (0.0241)
144 Kd=0.0012        ;'Observer gain for disturbance (0.0012)
145 Gx=-0.0302       ;'Feedback gain for state (-0.0338)
146 Gd=-0.1791      ;'Feedback gain for state (DO NOT CHANGE)
147 'Pitch Floor calculation
148 intFl=25         ;'Mean pitch period for floor(25) (sec)
149 tMeanFl=TIME     ;'Initial time
150 MeanFl=nomPtch   ;'Calculated mean (pulse)
151 MeanFlD=5        ;'Calculated mean (deg)
152 accuFl=0         ;'Pitch accumulation
153 nbrFl=0          ;'Number of accumulated pitch values
154 PtchFl=23704*2   ;'Pitching floor under mean pitch (4)
155 'Motor speed
156 suMotSpd=15000   ;'Maximum motor speed in start-up (20000)
157 mxMotSpd=150000  ;'Maximum motor speed in normal operation (200000)
158 OSMotSpd=200000 ;'Maximum motor speed in normal operation (200000)
159 'Analog output variables
160 SlopVtoP=-5.273  ;'Slope for voltage to pulse relation (-5 to +5V)
161 OriP=3.883063    ;'Origin
162 factVtoP=1000000 ;'Factor to divide SlopVtoP
163 'Display routine
164 dispTime=1000    ;'Display info each 1 sec (msec)
165 dpTime1=0        ;'Initializes time since last display thread 1 MLOOP
166 dpTime3=0        ;'Initializes time since last display thread 3 VITHZ
167 dpTime4=0        ;'Initializes time since last display thread 4 VIT2
168 FactT=1024.59   ;'Period conversion factor (1000ms/s*1000/976us/us)
169 'Speed sensor test
170 spdstest=0       ;'Trigger of the speed sensor test (thread #7)
171 '
172 JP#INIT
173 EN
174 '
175 #INIT
176 'Both light are on during initialisation
177 SB red           ;'Red light is on
178 SB green        ;'Green light is on

```

```

179 JS#CONFIG           ;'Drive configuration
180 JS#FNDRLSW         ;'Find reverse limit switch
181 JS#CKENC           ;'Check if encoder work properly
182 MG "INIT DONE"
183 'Activate external watchdog
184 SB wtchDog         ;'Watch dog is on
185 WT 500
186 CB wtchDog         ;'Watch dog is off
187 WT 500
188 SB wDgRelay        ;'Watch dog relay is on (automatically off if reset is on)
189 timer=TIME         ;'Time stamp
190 'Start main thread
191 XQ #MAIN,1         ;'Execute main program
192 EN
193 '
194 #MAIN
195 XQ #ACTMVNT,2       ;'Actuator movement on thread 2
196 XQ #VIT1,3         ;'Turbine speed calculation on thread 3
197 XQ #VIT2,4         ;'Double check of turbine speed on thread 4
198 XQ #WTCHDOG,5      ;'Start watchdog on thread 5
199 XQ #ANLOOP,7       ;'Analog output of pulse for datalogger on thread 7
200 ' XQ #STIM,7       ;'Speed sensor test routine on thread 7
201 '
202 '=====
203 'Main loop
204 '=====
205 #MLOOP             ;'Main loop
206 WT dtSpd           ;'Wait 250 msec
207 IF (@IN[emrgSTP]=1)|(bExtStop = 1) ;'If emergency stop button is active
208 IF ((TIME-dpTime1)>=dispTime) ;'If enough time since last display
209 IF (@IN[emrgSTP]=1)
210     MG "Emergency Stop pressed"
211 ELSE
212     MG "Software Stop activated (bExtStop=1)"
213 ENDIF
214 nbrCOS=0           ;'Reset overspeed counter
215 dpTime1=TIME       ;'Reset display counter
216 ENDIF
217 SB red              ;'Red light is on
218 CB green            ;'Green light is off
219 stPitch=flag        ;'Set WT at pitch position
220 HX6
221 SP 200000           ;'Set speed to 200000
222 fspass=1            ;'First run to PID pitch token
223 xBarD=0             ;'Reset state estimation
224 zBarD=0             ;'Reset disturbance estimation
225 zBarDold=0
226 udHat=0
227 vitVentO=21        ;'Reset wind estimation
228 sat=0
229 MeanFl=nomPtch     ;'Calculated mean (pulse)
230 accuFl=0            ;'Pitch accumulation
231 nbrFl=0             ;'Number of accumulated pitch values
232 ptchMin=nomPtch
233 ELSE
234 IF (spd>=0) & (spd2<mxSpd2) & (bOvSpDct<>1)
235     CB red           ;'Red light is off
236     SB green         ;'Green light is on
237     XQ #PTCHCAL,6    ;'Start thread for PI calculation
238 ELSE
239     SB red           ;'Red light is on
240     SB green         ;'Green light is on
241     JS#OVRSPD
242 ENDIF
243 ENDIF

```

```

244 timer=TIME ;'Reset timer
245 JP#MLOOP
246 EN
247 '=====
248 '
249 'Drive configuration*****
250 #CONFIG
251 MO;
252 WT 5000
253 'Set amplifier gain if different than 1
254 agAct = _AGX
255 IF agAct<>1
256 AG 1 ;'Amplifier gain
257 ENDIF
258 '
259 TK 9.99 ;'Peak torque limit 9.98 A
260 TL 7 ;'Continuous torque limit 7 A
261 ER 240000 ;'Error limit at 24000 pulse (3 turn) (follow up error)
262 OE 0 ;'Off-on error enable (1) (shut off motor in case of error)
263 CE 4 ;'Auxiliary encoder in pulse direction mode
264 CN -1,-1,-1,0,0;'Configure limit switch polarity
265 KP 20 ;'Proportionnal gain 20 10 5
266 KD 100 ;'Derivative gain 100 50 30
267 KI 10 ;'Integral gain 10 5 3
268 MG "CONFIG DONE"
269 EN
270 '
271 'Find reverse limit switch*****
272 #FNDRLSW
273 SH ;'Amplifier ON
274 SP 100000 ;'Max motor speed = 8000*1988/60=265000 pulse/sec
275 AC 750000 ;'Acceleration
276 DC 750000 ;'Set low deceleration so we overshoot the switch
277 IF (_LRX=1) ;'RLSW active (CN=-1, 0=active, 1=inactive)
278 MG "Jog towards RLSW"
279 JG -100000 ;'jog towards RLSW
280 BG
281 timer=TIME ;'Time stamp
282 'Wait until we hit the limit
283 #L;JP#L, (_LRX=1)&(TIME<(timer+tMaxTime))
284 'Check for timeout, so it means that Encoder or Belt broke
285 IF (TIME>(timer+tMaxTime))
286 MG "Error, unable to find RLSW due to timeout"
287 errCode=1 ;'Time out during FNDRLSW
288 ENDIF
289 ST ;'Stop
290 AM ;'Test for motion completed
291 ENDIF
292 posMax=_TPX+posTol ;'Actual position
293 DC 67107840 ;'Set infinite deceleration
294 JG 16000 ;'Reverse direction SLOW (2 rps)
295 BG ;'Start motion
296 MG "Jog in other direction"
297 'Wait until we get off the limit or if we are to far
298 timer=TIME ;'Time stamp
299 #M;JP#M, (_LRX=0)&(_HMX=1)&(_TPX<posMax)&(TIME<(timer+tMaxTime))
300 'Check for timeout, so it means that Encoder or Belt broke
301 IF (TIME>(timer+tMaxTime))
302 MG "Error, unable to find RLSW due to timeout"
303 errCode=1 ;'Time out during FNDRLSW
304 ENDIF
305 ST ;'Stop
306 AM ;'Test for motion completed
307 'If we hits XHOM or we move more than posMax
308 IF (_HMX=0)|(_TPX>posMax)

```

```

309     IF (_HMX=0)
310         MG "XHOM hits during FNDRLSW"
311     ELSE
312         MG "Actual position = ", _TPX{Z9.0}
313         MG "Actual position > pos+posTol"
314     ENDIF
315     IF (tryRLSW<4) ;'We try to find RLSW again
316         tryRLSW=tryRLSW+1
317         JP#FNDRLSW
318     ELSE
319         MG "Error, unable to find RLSW"
320         MO                ;'Amplifier OFF
321         errCode=2        ;'Unable to find RLSW during init
322         JS#FLASH        ;'Light flash
323     ENDIF
324     ELSE
325         DPX=0            ;'Define position
326         fndRLSW=1        ;'RLSW have been find
327         MG "FIND RLSW SUCCEEDED"
328     ENDIF
329 EN
330 '
331 'Check that encoder work properly*****
332 #CKENC
333     MG "Encoder check"
334     SH                ;'Amplifier ON
335     SP 100000         ;'Max motor speed = 8000*1988/60=265000 pulse/sec
336     AC 250000        ;'Acceleration
337     DC 250000        ;'Set low deceleration so we overshoot the switch
338     'If RLSW has been find and we are before XHOM (extra protection)
339     IF (fndRLSW=1)&(_TPX<homPos)
340         homMax=homPos+homTol
341         JG 25000     ;'Jog fowards to XHOM
342         BG
343         'Wait until we hit XHOM
344         timer=TIME    ;'Time stamp
345     #N;JP#N, (_HMX=1)&(_TPX<homMax)&(TIME<(timer+tMaxTime))
346         'Check for timeout, so it means that Encoder or Belt broke
347         IF (TIME>(timer+tMaxTime))
348             MG "Error, unable to find XHOM due to timeout"
349             errCode=3    ;'Time out during encoder check
350         ENDIF
351         IF (_TPX>homMax)
352             MG "Error, unable to find XHOM due to limits"
353             errCode=4    ;'Out of limits during encoder check
354         ENDIF
355     '
356     ST                ;'Stop
357     AM                ;'Test for motion completed
358     DC 67107840       ;'Set infinite deceleration
359     JG -16000         ;'Reverse direction SLOW (2 rps)
360     BG                ;'Start motion
361     'Wait until we get off XHOM or hits RLSW
362     timer=TIME        ;'Time stamp
363     #O;JP#O, (_HMX=0)&(_LRX=1)&(TIME<(timer+tMaxTime))
364         'Check for timeout, so it means that Encoder or Belt broke
365         IF (TIME>(timer+tMaxTime))
366             MG "Error, unable to find XHOM due to timeout"
367             errCode=3    ;'Time out during encoder check
368         ENDIF
369     '
370     ST                ;'Stop
371     AM                ;'Wait for motion to be complete
372     IF (_HMX=1)&(_LRX=1)
373         'Check encoder, if we are in the limits

```

```

374     MG "Actual pos = ", _TPX{Z9}
375     IF (_TPX<(homPos+homTol))&(_TPX>(homPos-homTol))
376         MG "Encoder is OK"
377     ELSE
378         MO           ;'Amplifier OFF
379         MG "Error, out of limits during encoder check"
380         errCode=5   ;'Out of limits during encoder check
381         JS#FLASH    ;'Light flash
382     ENDIF
383 ELSE
384     IF (_LRX=0)
385         MO           ;'Amplifier OFF
386         MG "Error, RLSW hits during encoder check, check XHOM"
387         errCode=6   ;'Error, RLSW hits during encoder check
388         JS#FLASH    ;'Light flash
389     ELSE
390         MO           ;'Amplifier OFF
391         MG "Error, check encoder"
392         errCode=7   ;'Error, check encoder
393         JS#FLASH    ;'Light flash
394     ENDIF
395 ENDIF
396 ELSE
397     MG "Error, try to execute CKENC without RLSW found"
398     MO           ;'Amplifier OFF
399     errCode=8     ;'Try to execute CKENC without RLSW found
400     JS#FLASH     ;'Light flash
401 ENDIF
402 EN
403 '
404 'Calculate pitch to set*****
405 #PTCHCAL
406 IF (spd2<VsupZ2)
407     meanRST=0
408     IF ((fspass=1)|(TIME>=timerZ))
409         IF (suZone<>1)
410             timerZ=TIME+dtZone
411         ENDIF
412         suZone=1
413         stPitch=PsupZ1
414     ENDIF
415 ELSE
416     IF ((spd>=VsupZ2)&(spd2<Vpid))
417         meanRST=0
418         IF ((fspass=1)|(TIME>=timerZ))
419             IF (suZone<>2)
420                 timerZ=TIME+dtZone
421             ENDIF
422             suZone=2
423             stPitch=PsupZ2
424         ENDIF
425     ELSE
426         IF ((TIME>=timerZ)|(spd2>=setSpd)|(suZone=0)|(fspass=1))
427             IF (suZone<>0)
428                 timerZ=TIME+dtZone
429             ENDIF
430             suZone=0
431             #CALCREG
432             error=(spd2-setSpd)
433             ' State estimation
434             xBar=xBarD
435             yBar=(C*xBar)
436             Res=error-yBar
437             xHat=(Kx*Res)+xBar
438             ' Distrubance estimation

```

```

439     zBar=zBarD
440     zHat=(Kd*Res)+zBar
441     udHat=(H*zHat)
442     ' Pitch calculation
443     ux=-Gx*xHat
444     up=(ux*1358122)+nomPtch
445     ud=-Gd*udHat
446     ui=(ud*1358122)+nomPtch
447     utot=ux+ud
448     ' Update
449     zBarD=F*zHat
450     xBarD=(B*utot)+(Bd*udHat)+(A*xHat)
451     u=(-utot*1358122)+nomPtch
452     ' Saturation
453     IF u>ptchMin
454         u=ptchMin
455         'MG "Debug 4"
456         ' Limite de l'estimation de vitesse si sous setSpd
457         IF (spd2<setSpd)
458             IF (sat=0)
459                 zBarDold = zBarD
460             ENDIF
461             zBarD = zBarDold
462             sat = 1
463         ENDIF
464     ELSE
465         sat = 0
466     ENDIF
467     IF u<ptchMax
468         u=ptchMax
469     ENDIF
470     stPitch = u
471     vitRot = xHat/2/3.1416*60
472     vitVent = (udHat*6.5*vitVentO/21)+9.5
473     vitVentO = vitVent
474     IF (meanRST=0) ;'Reset mean when first loop of PID
475         tMeanFl=TIME
476         accuFl=0
477         nbrFl=0
478         meanRST=1
479     ENDIF
480     ' Routine first Pass
481     IF ((_TPX>=nomPtch)|(u<nomPtch))&(fspass=1)
482         fspass = 0
483         tMeanFl=TIME
484         zBarD = (((-1*_TPX-nomPtch))/1358122))/(-Gd)
485         JP#CALCREG
486     ENDIF
487 '-----Pitch floor calculation-----
488     IF ((TIME-tMeanFl)>=(intFl*FactT))&(fspass=0)
489         MeanFl=accuFl/nbrFl
490         MeanFlD=(MeanFl-1447455)/(-23704) ;'Conversion from pulse to deg
491         MeanFlD=@RND[MeanFlD]
492         MG "Pitch floor mean = ", MeanFlD {Z3.0} ;'Display mean pitch in de
493         tMeanFl=TIME ;'Set new time for mean caculat
494         accuFl=0 ;'Reset accuMean
495         nbrFl=0 ;'Reset nbrMean
496         'Pitching floor ajustement
497         IF ((MeanFl+PtchFl)>=nomPtch)
498             ptchMin=nomPtch
499         ELSE
500             ptchMin=MeanFl+PtchFl
501         ENDIF
502     ELSE
503         accuFl=accuFl+stPitch ;'Accumlation of the ptch values

```

```

504         nbrFl=nbrFl+1                               ;'Nbr of accumulated ptch values
505     ENDIF
506 '-----
507     ENDIF
508 ENDIF
509 ENDIF
510 'Set dtTime to real loop time
511 IF (timePID<>0)                                     ;'If not first loop
512     dtTime=(TIME-timePID)*(976/1000)/1000;'TIME:1 count every 976us
513 ENDIF
514 timePID=TIME                                       ;'Initialize PID loop time
515 'MG "Debug 10"
516 EN
517 '
518 'Actuator movement*****
519 #ACTMVNT
520 AC 250000      ;'Acceleration
521 DC 250000      ;'Deceleration
522 IT 0.5         ;'Smoothing function
523 PT1           ;'Position tracking enable
524 #MVNT
525 IF PrvPtch <> stPitch
526     IF ((fspass=1)|(suZone>=1))
527         SP suMotSpd ;'If first run to PID, SP set to start-up speed
528     ELSE
529         SP mxMotSpd
530     ENDIF
531     PA stPitch    ;'Move to absolute set pitch position
532     PrvPtch = stPitch
533 ENDIF
534 WT dtSpd/2      ;'Update of the new target position every 125 ms
535 JP#MVNT
536 EN
537 '
538 'Overspeed detected*****
539 #OVRSPD
540 HX6             ;'Stop PI calculation
541 SP OSMotSpd     ;'Set actuator speed
542 stPitch=flag    ;'Set WT at pitch position
543 'If overspeed is detected, wait dtReset before restarting normal operation
544 IF bOvSpDct=1
545     IF tReset < TIME
546         bOvSpDct=0
547         MG "RESTART NORMAL MODE"
548         fspass=1      ;'First run to PID pitch token
549     ENDIF
550 ELSE
551     MG "OVERSPEED DETECTED"
552     errCode=10
553     TotOS=TotOS+1    ;'Total number overspeed
554     tReset=TIME + dtReset
555     MG tReset
556     bOvSpDct=1
557     fspass=1         ;'First run to PID pitch token
558     xBarD=0         ;'Reset state estimation
559     zBarD=0         ;'Reset disturbance estimation
560     zBarDold=0
561     udHat=0
562     vitVent0=21     ;'Reset wind estimation
563     sat=0
564     MeanFl=nomPtch  ;'Calculated mean (pulse)
565     accuFl=0        ;'Pitch accumulation
566     nbrFl=0         ;'Number of accumulated pitch values
567     ptchMin=nomPtch
568     'Verification of consecutive overspeed (COS)

```

```

569     IF (TIME-dtCOS)>tCOS
570         nbrCOS=1             ;'Reset overspeed counter
571         tCOS=TIME
572     ELSE
573         nbrCOS=nbrCOS+1     ;'Number of consecutive overspeed
574         IF (nbrCOS>=limCOS)
575             MG "3 CONSECUTIVE OVERSPEED DETECTED"
576             bExtStop=1     ;'Shut-down of the wind turbine
577         ENDIF
578     ENDIF
579 ENDIF
580 EN
581 '
582 'Red light and green light flash in case of an error*****
583 #FLASH
584     SB red                 ;'Red light is on
585     CB green              ;'Green light is off
586     WT 500
587     CB red                ;'Red light is off
588     SB green              ;'Green light is on
589     WT 500
590 JP#FLASH
591 EN
592 '
593 'Wind turbine speed calculation (Hz)*****
594 #VIT1
595     oldSpd = _TDX
596     WT dtSpd             ;'Wait 250 msec
597     spd = (_TDX - oldSpd)*(1000/dtSpd)
598     IF ((TIME-dpTime3)>=dispTime) ;'If enough time since last display
599         MG "V1 = ", spd {Z4.2}
600         dpTime3=TIME     ;'Reset count
601     ENDIF
602 JP#VIT1
603 EN
604 '
605 'Backup wind turbine speed calculation (Hz)*****
606 #VIT2
607     IF bTest = 1         ;'Simulation of WT speed
608         JS#TEST          ;'WT speed simulation
609     ELSE
610         'Initialization routine
611         IF (timer2=0)
612             timer2=TIME     ;'Set timer2 for start-up
613         ENDIF
614         'Display routine
615         IF ((TIME-dpTime4)>=dispTime) ;'If enough time since last display
616             dpTime4=TIME
617             MG "V2 = ", spd2 {Z4.2}
618         ENDIF
619         'Verification of the speed difference between the sensors
620         IF (((spd<(spd2-mxDiff))|(spd>(spd2+mxDiff)))&((TIME-dpTime4)>=dispTime*10))
621             MG "WARNING: speed measurements mismatch"
622         ENDIF
623         'Speed calculation routine
624         #VLOOP
625         JP#VLOOP,@IN[1]=1     ;'Wait for input to come low
626     '
627         #VLOOP2
628         JP#VLOOP2,@IN[1]=0   ;'Wait for input to come high
629     '
630         #VLOOP3
631         JP#VLOOP3,@IN[1]=1   ;'Wait for input to come low
632     '
633     #VLOOP4

```

```

634     JP#VLOOP4,@IN[1]=0           ;'Wait for input to come high
635 '
636     #VLOOP5
637     JP#VLOOP5,@IN[1]=1         ;'Wait for input to come low
638 '
639     #VLOOP6
640     JP#VLOOP6,@IN[1]=0         ;'Wait for input to come high
641 '
642     #VLOOP7
643     JP#VLOOP7,@IN[1]=1         ;'Wait for input to come low
644 '
645     #VLOOP8
646     JP#VLOOP8,@IN[1]=0         ;'Wait for input to come high
647 '
648     timeTemp=timer2
649     timer2=TIME                 ;'Reset time between pulses
650     tSpd2=(TIME-timeTemp)/FactT ;'Time between two pulses (s)
651     instspd2=1/((tSpd2/4)*8/60) ;'Calculate instantaneous speed
652     spd2=@RND[instspd2]
653     ENDIF                       ;'Calculate mean speed
654     JP#VIT2
655 EN
656 '
657 ' Watchdog *****
658 #WTCHDOG
659 SB wtchDog           ;'Watch dog is on
660 WT 500
661 CB wtchDog           ;'Watch dog is off
662 WT 500
663 IF TIME > timer+tdelay
664 MG "Error, watchdog timeout"
665 errCode=9           ;'Watchdog timeout
666 HX1                 ;'Halt execution of thread 1 (#MAIN)
667 HX2                 ;'Halt execution of thread 2 (#ACTMVNT)
668 HX3                 ;'Halt execution of thread 3 (#VIT1)
669 HX4                 ;'Halt execution of thread 4 (#VIT2)
670 ST                 ;'Stop axis movement
671 PT0                 ;'Stop tracking mode
672 SP 250000           ;'Max motor speed = 8000*1988/60=265000 pulse/sec
673 stPitch=flag        ;'Set pitch to flag
674 SHX
675 WT 1000
676 MG "move to flag"
677 PA stPitch
678 BG
679 WT10000
680 'External watch dog will reset controller automatically
681 MO                 ;'Amplifier OFF
682 JS#FLASH           ;'Light flash
683 ENDIF
684 JP#WTCHDOG
685 EN
686 '
687 ' Analog output *****
688 ' WARNING!!! The #ANLOOP and the #STIM subroutines cannot be active at the
689 ' same time because they are both on thread 7. One has to be commented.
690 #ANLOOP
691 CalageP=_TPX           ;'Position acquisition
692 Voltage=CalageP*SlopVtoP/factVtoP+OriP ;'Voltage calculation
693 AO 1,Voltage           ;'Set analog output
694 WT 2*dtSpd             ;'Wait 500 msec
695 JP#ANLOOP
696 EN
697 '
698 'Speed sensor test routine*****

```

```

699 'WARNING!!! The #ANLOOP and the #STIM subroutines cannot be active at the
700 'same time because they are both on thread 7. One has to be commented.
701 '#STIM
702 'IF (spdstest=1)
703 '   count=0                               ;'Begin thread
704 '   nbrd=1000                             ;'Initialize counter
705 '   DM sltime[nbrd]                       ;'Define array
706 '   sti=TIME                              ;'Assign first time value
707 '   factstim=1/1000*976/1000             ;'Define conversion factor for int clock
708 '   MG "Speed sensor test: Started"
709 '   #STLOOP                               ;'Begin loop
710 '   oldTD=_TDX                            ;'Assign the initial time of TDX value
711 '   sltime[count]=(TIME-sti)*factstim    ;'Assign time since last change of TDX
712 '   sti=TIME                              ;'Assign new time
713 '   IF (count>=(nbrd-1))                 ;'If max array size reached
714 '       MG "Speed sensor test: Done"
715 '       HX7                              ;'Halt execution of the #STIM
716 '   ENDIF
717 '   count=count+1                         ;'Incerment counter
718 '   #STLOOP2;'curTD=_TDX;'JP#STLOOP2,curTD=oldTD ;'Loop until TDX changes
719 '   JP#STLOOP
720 'ELSE
721 '   WT 1000                               ;'Wait 1000msec
722 '   JP #STIM                             ;'Jump to the beggining
723 'ENDIF
724 'EN
725 '
726 '*****
727 'Test
728 '*****
729 #TEST
730   spd=170; MG spd; WT 1000
731   spd=172; MG spd; WT 1000
732   spd=185; MG spd; WT 1000
733   spd=189; MG spd; WT 1000
734   spd=200; MG spd; WT 1000
735   spd=185; MG spd; WT 1000
736   spd=184; MG spd; WT 1000
737   spd=185; MG spd; WT 1000
738   spd=186; MG spd; WT 1000
739   spd=185; MG spd; WT 1000
740   spd=184; MG spd; WT 1000
741   spd=186; MG spd; WT 1000
742   spd=185; MG spd; WT 1000
743   spd=170; MG spd; WT 1000
744   spd=160; MG spd; WT 1000
745   spd=180; MG spd; WT 1000
746 EN
747 '
748 '*****
749 'Automatic Error Routine (see doc p.60)
750 '*****
751 #CMDERR
752   MG"COMMAND ERROR"
753   TC1           ;'Display error code
754   TA0
755   ST           ;'Stop motion
756   MO           ;'Motor amplifier off
757   HX1         ;'Halt execution of thread 1 (#MAIN)
758   HX2         ;'Halt execution of thread 2 (#ACTMVNT)
759   HX3         ;'Halt execution of thread 3 (#VIT1)
760   HX4         ;'Halt execution of thread 4 (#VIT2)
761   HX5         ;'Halt execution of thread 5 (#WCTHDOG)
762   HX6         ;'
763   HX7         ;'

```

```
764 ' ZS0          ;'Zero stack
765 JP#AUTO       ;'Restart controller
766 MG"END"
767 EN
768 '
769 #AMPERR
770 MG"AMPLIFIER ERROR"
771 TA0           ;'Display error code
772 ST            ;'Stop motion
773 CB wDgRelay  ;'Stop external WD
774 MO           ;'Motor amplifier off
775 HX1          ;'Halt execution of thread 1 (#MAIN)
776 HX2          ;'Halt execution of thread 2 (#ACTMVNT)
777 HX3          ;'Halt execution of thread 3 (#VIT1)
778 HX4          ;'Halt execution of thread 4 (#VIT2)
779 HX5          ;'Halt execution of thread 5 (#WCTHDOG)
780 HX6          ;'
781 HX7          ;'
782 ' ZS0          ;'Zero stack
783 JP#FLASH     ;'Restart controller
784 MG"END"
785 EN1
```


ANNEXE XIV

COMPARAISON DES DONNÉES DE FONCTIONNEMENT

Les figures XIV-1 à XIV-7 présentent la comparaison des résultats de fonctionnement pour les deux stratégies de commande pour chaque cas du tableau 7.2.

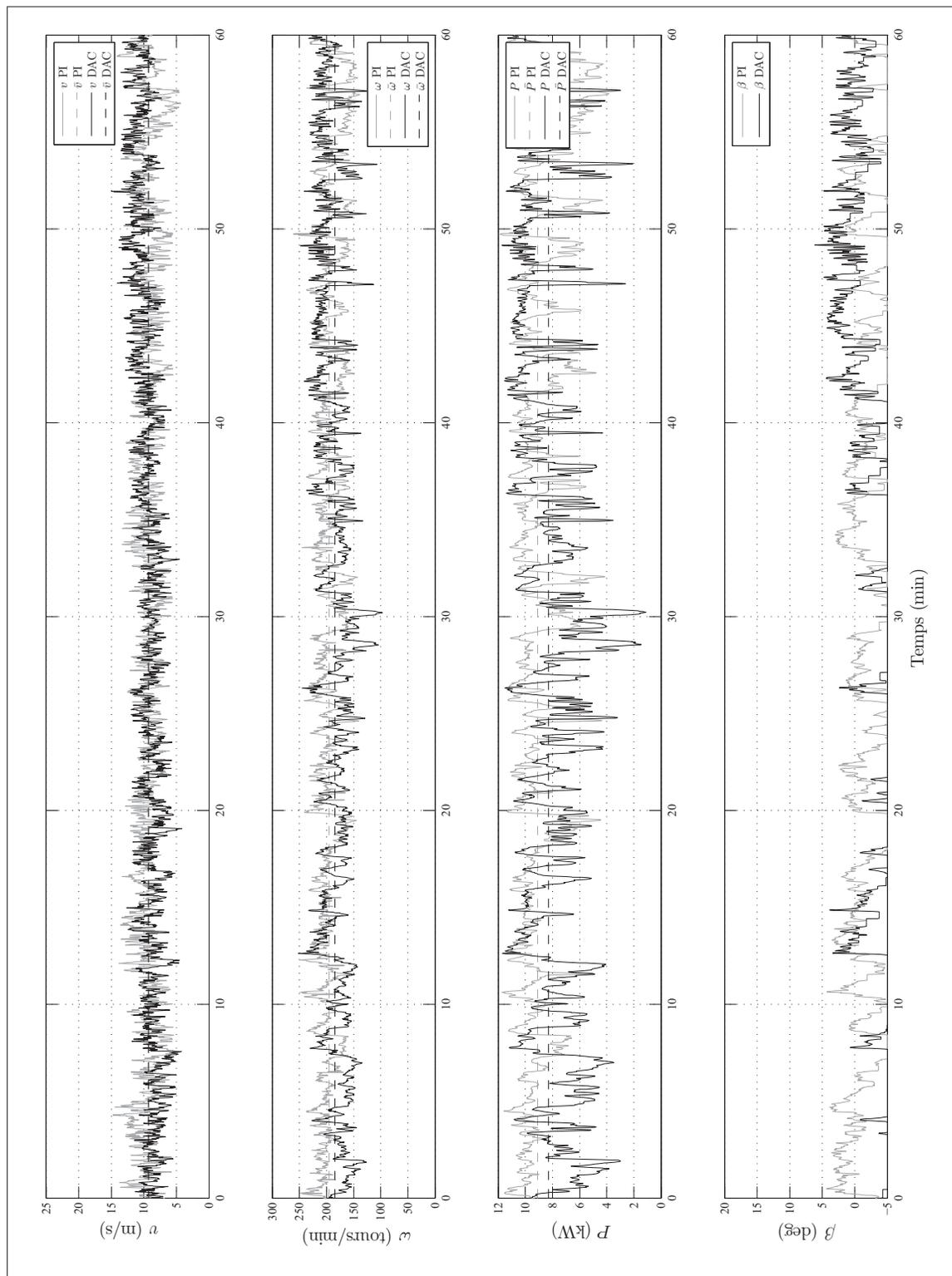


Figure-A XIV-1 Résultats de fonctionnement de l'éolienne avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 1.

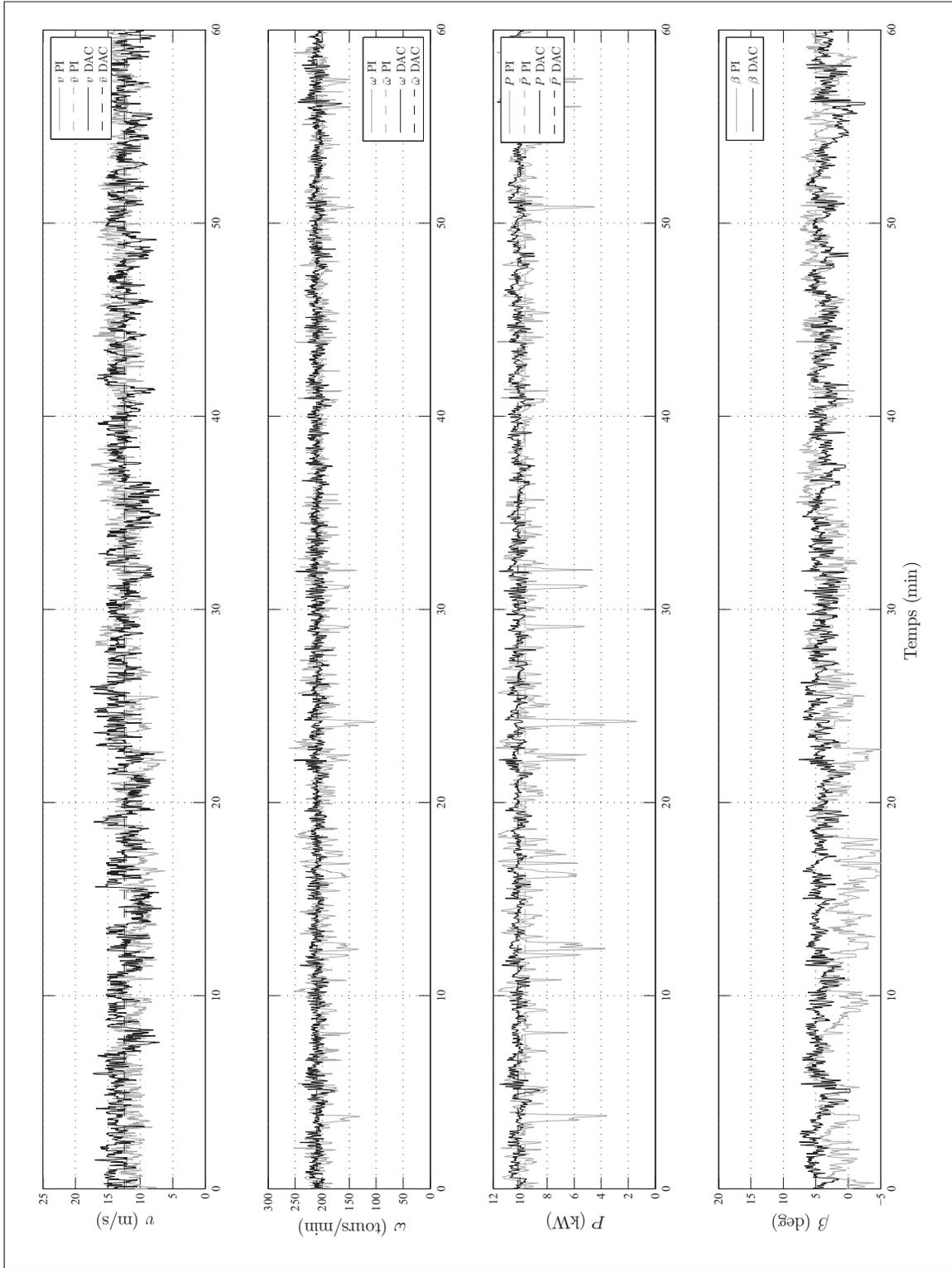


Figure-A XIV-2 Résultats de fonctionnement de l'éolienne avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 2.

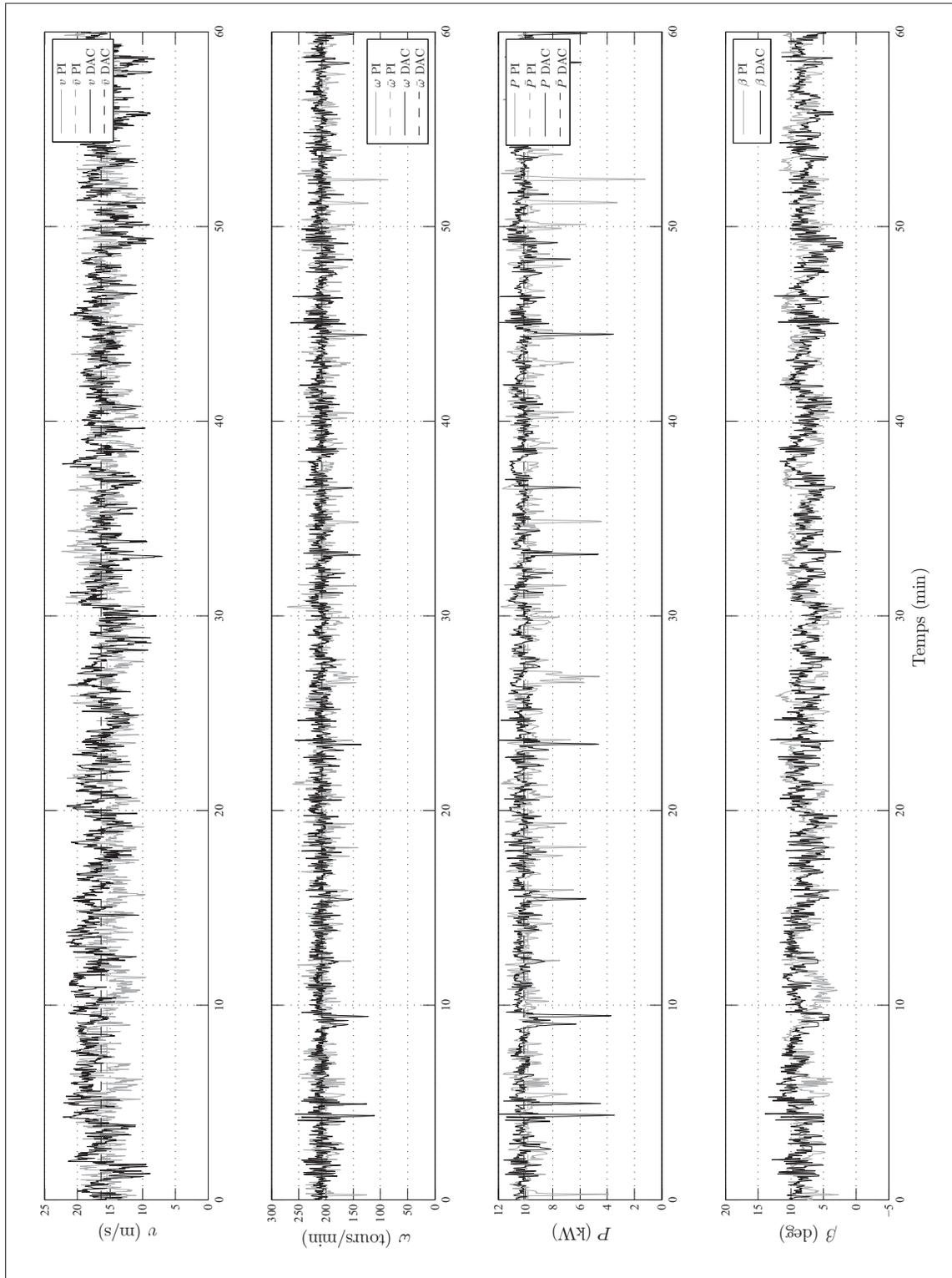


Figure-A XIV-3 Résultats de fonctionnement de l'éolienne avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 3.

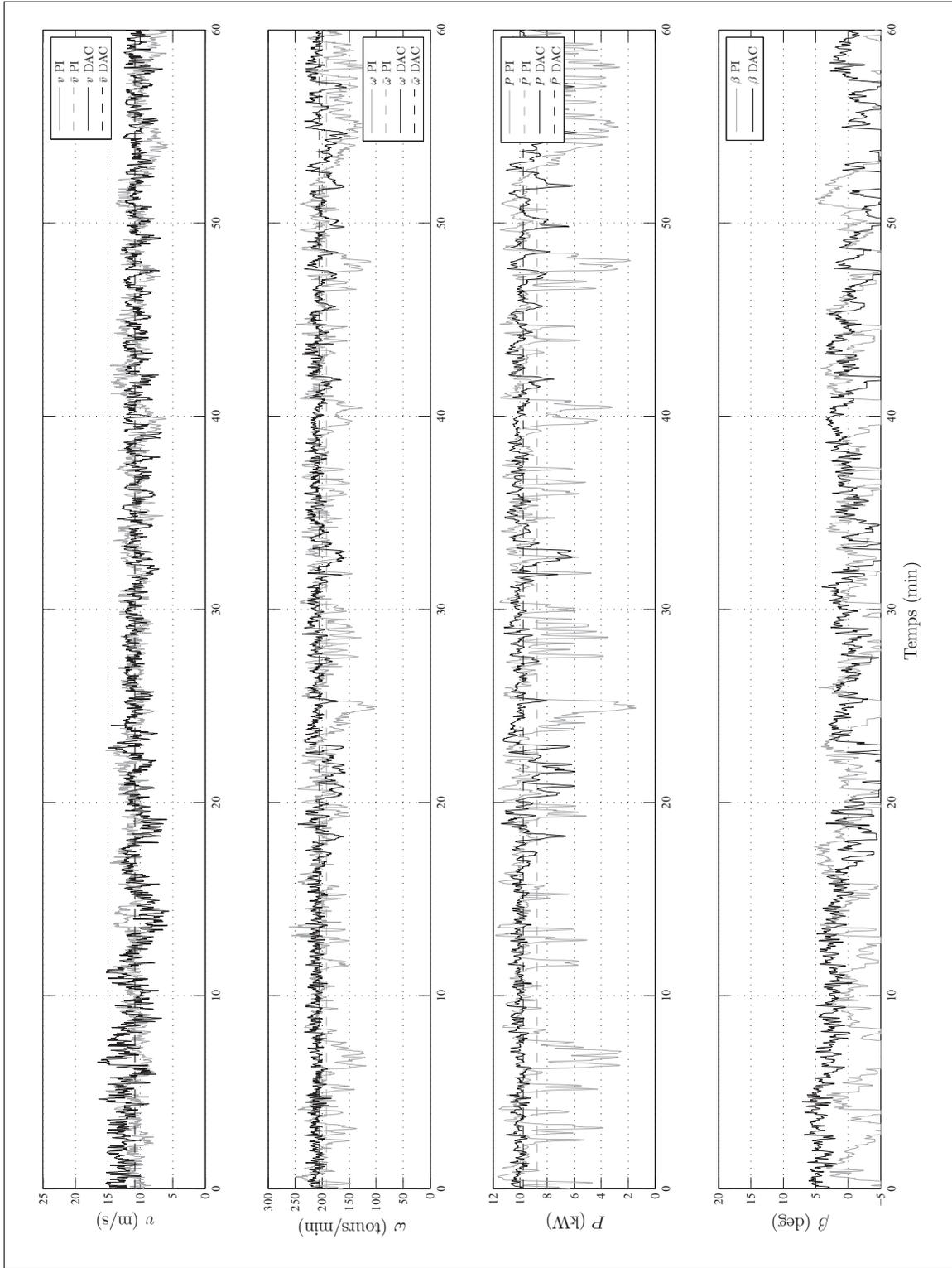


Figure-A XIV-4 Résultats de fonctionnement de l'éolienne avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 4.

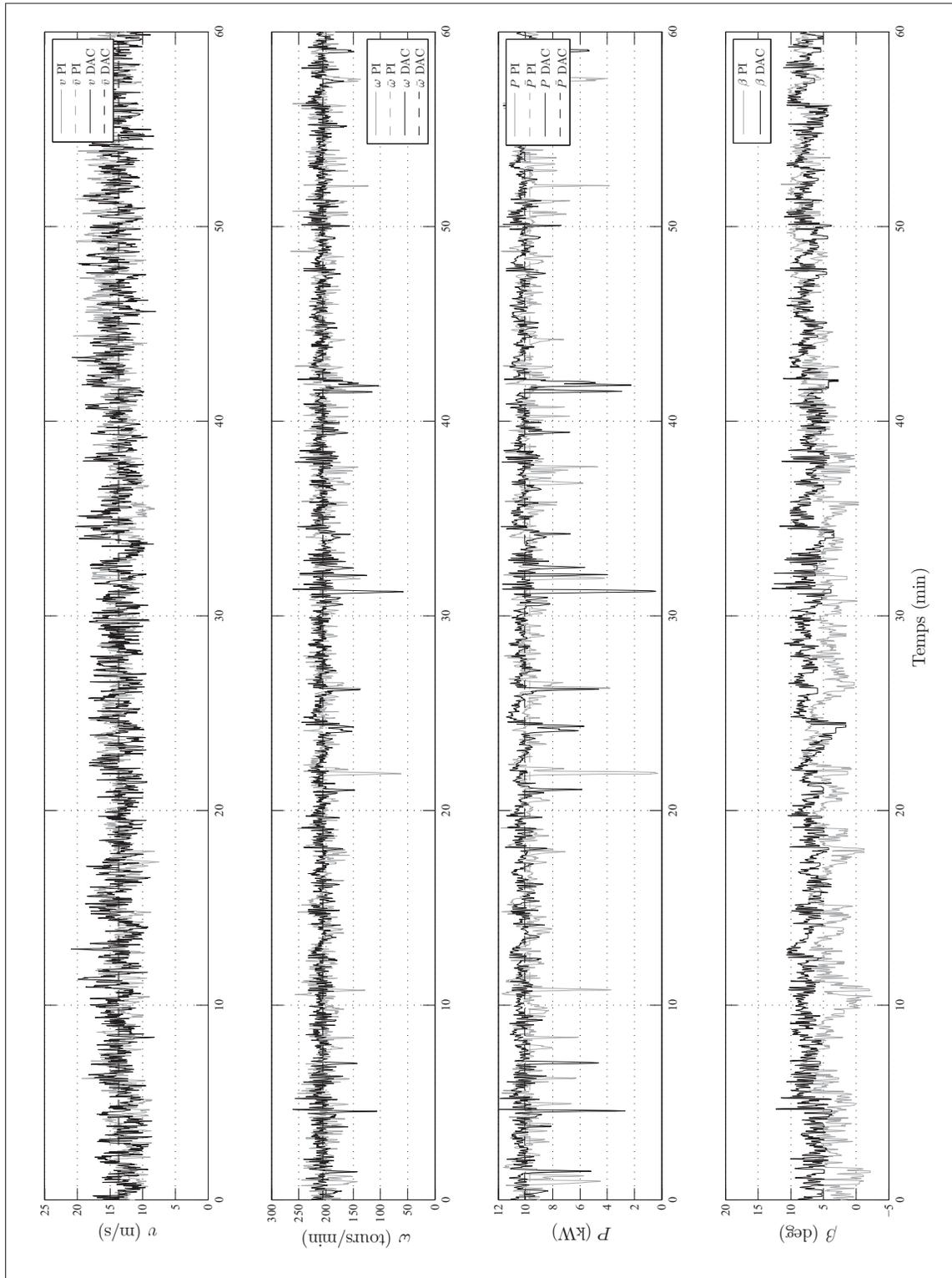


Figure-A XIV-5 Résultats de fonctionnement de l'éolienne avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 5.

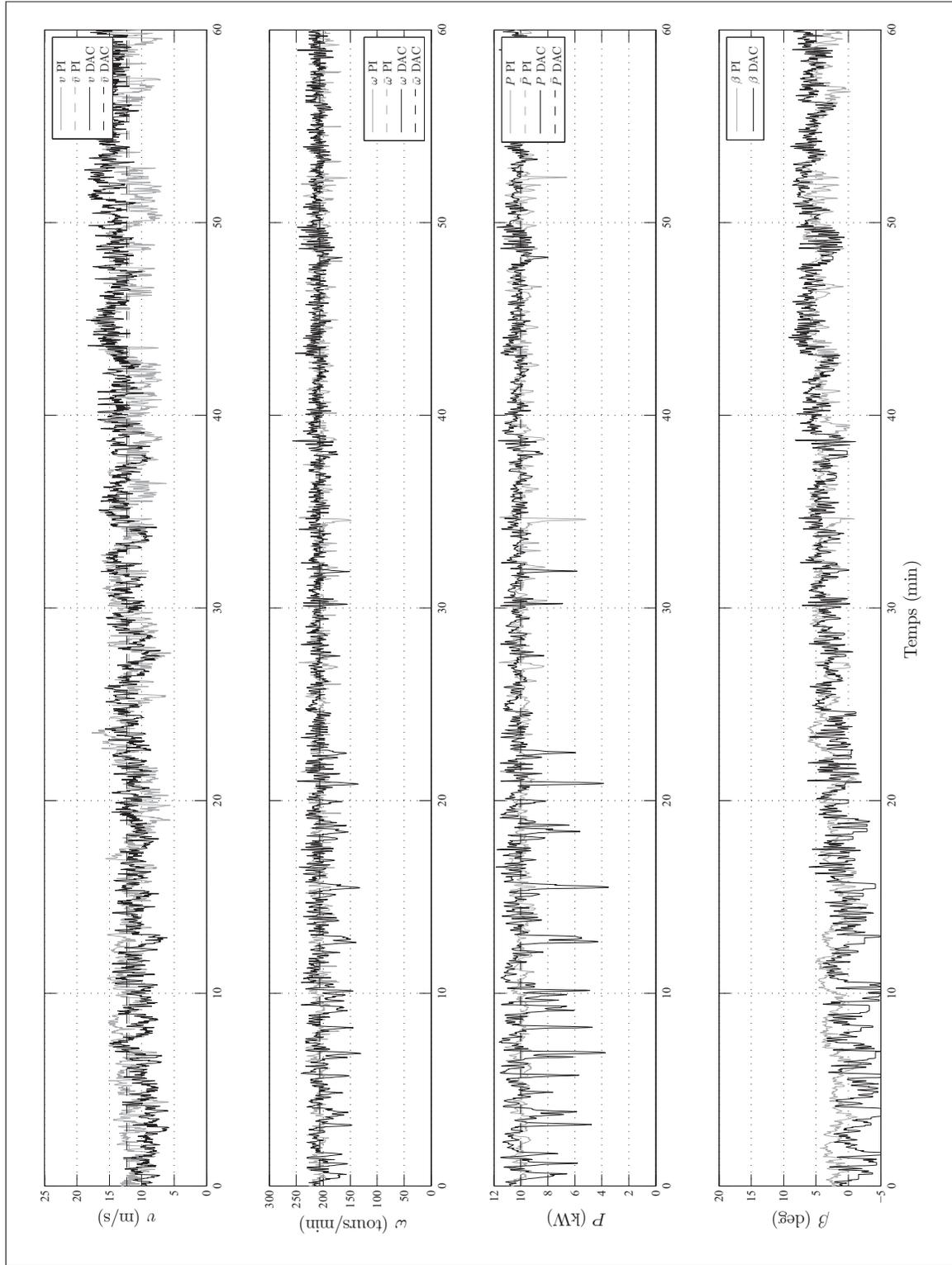


Figure-A XIV-6 Résultats de fonctionnement de l'éolienne avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 6.

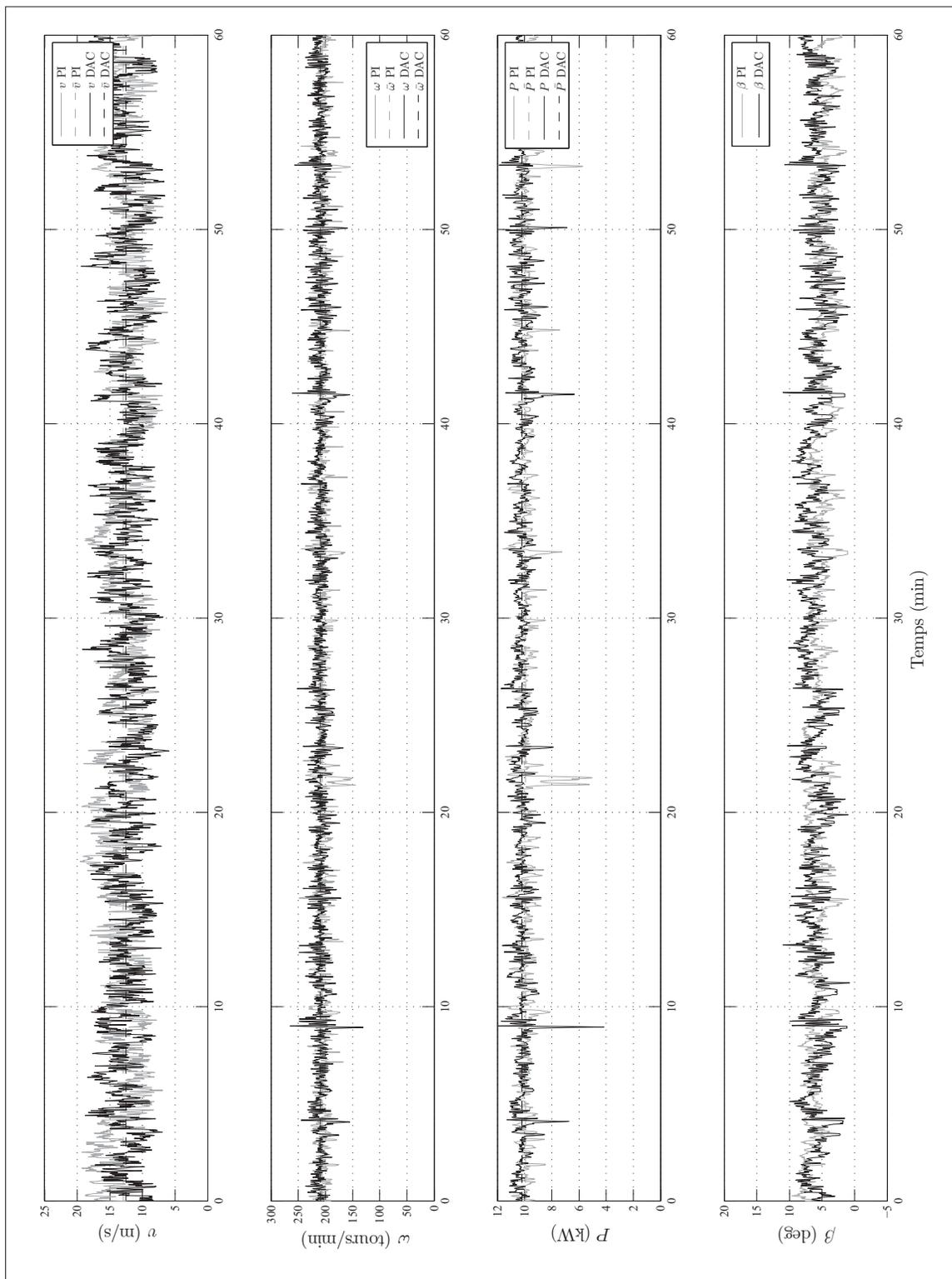


Figure-A XIV-7 Résultats de fonctionnement de l'éolienne avec le DAC et le PI pour le cas de comparaison 7.

BIBLIOGRAPHIE

- Ameku, Kazumasa et Eiho Uezato. 2011. « Study on a 3kW Small Wind Turbine Generator with Variable Pitch LQG Control System ». *Journal of Fluid Science and Technology*, vol. 6, n° 3, p. 322-332.
- American National Standards Institute and American Society of Mechanical Engineers, 1986. *Measurement Uncertainty : Instruments and Apparatus*. Number ptie. 1 in AN-SI/ASME. American Society of Mechanical Engineers.
- Association canadienne de l'énergie éolienne. 2010. *2010 CanWEA Small Wind Market Survey : An overview of Canada's Small Wind Manufacturing Sector*. Coll. « CanWEA Small Wind Market Survey ». 6 p.
- Åström, K.J. et B. Wittenmark, 1995. *Adaptive Control*. Addison-Wesley Series in Electrical Engineering. Addison-Wesley.
- Ayoubi, Mohammad A. et Li-Chou Tai. 2010. « Intelligent Control of a Large Variable Speed Wind Turbine ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 134, p. 8.
- Balas, M. J., Y. J. Lee, et Kendall L. 1998. « Disturbance Tracking Control theory with Application to Horizontal Axis Wind Turbines ». *AIAA Journal*, vol. 32, p. 95-99.
- Bang, D., H. Polinder, G. Shrestha, et J. A. Ferrerire. 2008. « Review of Generator Systems for Direct Drive Wind Turbine ». *Proceedings of 2008 European Wind Energy Conference (EWEK)*, vol. 1, p. 1-11.
- Bergey Wind Power co. 2012. « Products : The Excel 10kW wind turbine ». Dans le site web de la *Bergey Wind Power co.*. En ligne. <<http://bergey.com/>>. Consulté le 26 juin 2013.
- Bianchi, F. D., R. J. Mantz, et C. F. Christiansen. 2004. « Control of Variable-speed Wind Turbines by LPV Gain Scheduling ». *Wind Energy*, vol. 7, p. 1-8.
- Bianchi, Fernando D., Henán de Battista, et Ricardo J. Mantz, 2007. *Wind Turbine control System : Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Advances in Industrial Control. London (UK) : Springer, 205 p.
- Bindner, Henrik. Juillet 1999. *Active control : Wind turbine model*. Rapport technique. Roskilde (Denmark) : Riso National Laboratory.
- Bolton, W., 2008. *Mechatronics : A Multidisciplinary Approach*. Number vol. 10 in Mechatronics : a multidisciplinary approach. Pearson Prentice Hall.
- Bossanyi, E. A. 2000. « The Design of Closed Loop Controllers for Wind Turbines ». *Wind Energy*, vol. 3, p. 149-163.
- Burton, T., D. Sharpe, N. Jenkins, et E. Bossanyi, 2001. *Wind Energy Handbook*. Wiley, 617 p.

- Chang, Liuchen. 2007. « Development of a 10kW Single-Phase IGBT Inverter for Grid-Connected PV Application ». *2nd Canadian Solar Buildings Conference*, vol. 1, p. 1-7.
- Ellis, George, 2012. *Control System Design Guide*. éd. 4. Elsevier, 498 p.
- Environnement Canada. 2008. « Atlas canadien d'énergie éolienne ». En ligne. <<http://www.windatlas.ca/fr/maps.php>>. Consulté le 17 juin 2013.
- Farrell, Dawn et Geoff Munro. 2010. Feuille de route technologique sur l'énergie éolienne. Rapport du Gouvernement du Canada en ligne, <http://canmetenergie.rncan.gc.ca/energies-renouvelables/energie-eolienne/2360>. <<http://canmetenergie.rncan.gc.ca/energies-renouvelables/energie-eolienne/2360>>.
- Franklin, G.F.A., J.D.A. Powell, et M.L.A. Workman, 1998. *Digital control of dynamic systems*. Addison-Wesley world student series. éd. 3. Addison Wesley Longman, 742 p.
- Friedland, B., 1986. *Control system design : an introduction to state-space methods*. McGraw-Hill series in electrical engineering : Control theory. McGraw-Hill.
- Friedland, B., 1996. *Advanced Control Systems Design*. Prentice-Hall International editions. Prentice-Hall Internat.
- Gipe, Paul, 1993. *Wind Power for Home & Business : Renewable Energy for the 1990s and Beyond*. A Real goods solar living book. Chelsea Green Publishing Company, 413 p.
- Gipe, Paul. 2011. « Smith-Putnam Industrial Photos ». Dans le site web de la *Wind-Works.org*. En ligne. <<http://www.wind-works.org/>>. Consulté le 20 juin 2013.
- Gopal, M., 2008. *Control Systems : Principles and Design*. Core Concepts in Electrical Engineering. éd. 1. McGraw Hill, 971 p.
- Hansen, Martin O. L., 2008. *Aerodynamics of Wind Turbines*. éd. 2. London (UK) : Earthscan, 181 p.
- Hansen, Morten H., Anca Hansen, Torben J. Larsen, Stig Oye, Poul Sorensen, et Peter Fugslang. Janvier 2005. *Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine*. Technical report Risø-R-1500(EN). Roskilde (Denmark) : RisøDTU National Laboratory.
- Hau, Erich, 2006. *Wind Trubines - Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. éd. 2. Springer, 783 p.
- Hydro-Québec. 2014. « À propos d'Hydro-Québec : Des sources d'énergie complémentaires ». Dans le site web de Hydro-Québec. En ligne. <<http://www.hydroquebec.com/>>. Consulté le 17 ajnvier 2014.
- International Electrotechnical Commission. August 2005. « IEC 61400 (toutes les parties), Wind Turbine Generator Systems ».

- Jacobs Wind Electric co., inc. 2011. « History : Beginnings ». Dans le site web de la *Jacobs Wind Electric co., inc.* En ligne. <<http://www.jacobswind.net>>. Consulté le 17 juin 2013.
- Jelavic, Mate et Nedjeljko Peric. 2009. « Wind Turbine Control for Highly Turbulent Winds ». *Automatika – Journal for Control, Measurement, Electronics, Computing and Communications*, vol. 50, n° 3-4, p. 135-151.
- Johnson, C. D. june 1986. « Disturbance-Accommodating Control ; An Overview ». In *American Control Conference, 1986*. p. 526 -536.
- Johnson, C.D. 1971. « Accomodation of external disturbances in linear regulator and servomechanism problems ». *Automatic Control, IEEE Transactions on*, vol. 16, n° 6, p. 635-644.
- Johnson, C.D. march 2005a. « Controller design-algorithms for MIMO linear systems ; part 1 : continuous-time controllers for state-stabilization with high-performance disturbance-immunity ». In *System Theory, 2005. SSST '05. Proceedings of the Thirty-Seventh Southeastern Symposium on*. p. 201 - 208.
- Johnson, C.D. march 2005b. « Controller design-algorithms for MIMO linear systems ; part 2 : discrete-time controllers for state-stabilization with high-performance disturbance-immunity ». In *System Theory, 2005. SSST '05. Proceedings of the Thirty-Seventh Southeastern Symposium on*. p. 209 - 215.
- Jonkman, J. M., S. Butterfield, W. Musial, et G. Scott. February 2009. *Definition of a 5-mw reference wind turbine for offshore system development*. Technical Report NREL/TP-500-38060. NREL.
- Jonkman, Jason M. et Marshall L. Buhl. Août 2005. *FAST User's Guide*. Technical report NREL/EL-500-38230. Golden (CO) : National Renewable Energy Laboratory.
- Leithead, W.E., S. De La Salle, et D. Reardon. 1991. « Role and objectives of control for wind turbines ». *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, vol. 138, n° 2, p. 135-148.
- Liebst, B. S. Mars 1985. « A Pitch Control System for the KaMeWa Wind Turbine ». *Journal of Dynamic Systems, Measurement, and Control*, vol. 107, n° 1, p. 47-52.
- Ljung, Lennart et Torkel Glad, 1994. *Modeling of Dynamic Systems*. Prentice Hall Information and system Sciences Series. éd. 1. Upper Saddle River (NJ) : Prentice Hall Ptr, 361 p.
- Manwell, J.F., J.G. McGowan, et A.L. Rogers, 2010. *Wind Energy Explained : Theory, Design and Application*. éd. 2. West Sussex (Angleterre) : Wiley, 689 p.
- Mayr, Otto, 1970. *The Origins of Feedback Control*. The M.I.T. Press, 151 p.

- Molenaar, David-Pieter. 2003. « Cost-effective design and operation of variable speed wind turbines ». Thèse de doctorat en génie en ligne, Technische Universiteit Delft, Delft (Pays-Bas). <<http://repository.tudelft.nl/view/ir/uuid%3Af1d1bec2-1064-4ab6-87b4-fc78779d6404/>>, 337 p.
- Muljadi, E., K. Pierce, et P. Mugliore. 2000. *A conservative control strategy for variable-speed stall-regulated wind turbine*. Rapport NREL/CP-500-24791. NREL.
- Munteanu, Iulian, Nicolaos Antonio Cutululis, Antoneta Iuliana Bratcu, et Emil Ceangă. Juillet 2005. « Optimization of variable speed wind power systems based on a LQG approach ». *Control Engineering Practice*, vol. 13, n° 7, p. 903-912.
- Nise, Norman S., 2008. *Control System Engineering*. éd. 5. Hoboken (NJ) : Wiley, 861 p.
- Pace, A., K. Johnson, et A. Wright. 2014. « Preventing wind turbine overspeed in highly turbulent wind events using disturbance accommodating control and light detection and ranging ». *Wind Energy*, vol. 1, p. n/a–n/a.
- Pao, Lucy Y. et Kathryn E. Johnson. 2009. *A tutorial on the dynamics and control of wind turbines and wind farms*. Technical report. NREL.
- Ressources naturelles Canada. 2005. *Survey of the Small (300 W to 300 kW) Wind Turbine Market in Canada*. Technical Report M154-3/2005E. 102 p.
- Righter, R.W., 1996. *Wind Energy in America : A History*. University of Oklahoma Press.
- Rolàn, Alejandro, Alvaro Luna, Gerardo Vasquez, Daniel Aguilar, et Gustavo Azvedo. 2009. « Modeling if a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator ». *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, vol. 1, p. 734-739.
- Shepherd, Dennis G. 1990. *Historical development of the windmill*. Technical Report DOE/NASA/5266-1. NASA.
- Soliman, M., O. P. Malik, et D. T. Westwick. 2010. « Multiple Model MIMO Predictive Control for Variable Speed Variable Pitch Wind Turbines ». *American Control Conference*, vol. 1, p. 2778-2784.
- Stevens, J. et K. Harman. 2008. « Why is America's Availability Lower than Europe's ». In *Proceedings of American Wind Energy Association Asset Management Workshop*.
- Sung, Su Whan, Jietae Lee, et In-Beum Lee, 2009. *Process Identification and PID Control*. Sung, Su Whan.
- Thongham, Jogendra Singh et Mohand Ouhrouche, 2011. *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*. InTech.

- van der Hoven, Isaac. Avril 1957. « Power Spectrum of Horizontal Wind Speed in the Frequency Range from 0.007 to 900 Cycles per Hour ». *Journal of Meteorology*, vol. 14, p. 160-164.
- Wildi, T. et G. Sybille, 2005. *Électrotechnique*. éd. 4. Editions De Boeck Université.
- Wood, David, 2011. *Small Wind Turbines : Analysis, Design, and Application*. Green Energy and Technology. Springer London, 270 p.
- Wright, A. D. et L.J. Fingersh. Mars 2008. *Advanced control design for wind turbines*. Technical report TP500-42437. Golden (CO) : National Renewable Energy Laboratory.
- Wright, A.D., L.J. Fingersh, et K.A. Stol. 10-13 Janvier 2005. « Progress in Implementing and Testing State-Space Controls for the Controls Advanced Research Turbine ». In *Proceedings of the 2005 ASME Wind Energy Symposium*.
- Wright, A.D. et M.J. Balas. Juillet 2003. « Design of State-Space-Based Control Algorithms for Wind Turbine Speed Regulation ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 125, n° 4, p. 386-395.
- Wright, Alan D. Juillet 2004. *Modern control design for flexible wind turbines*. Rapport technique NREL/TP-500-35816. Golden (CO) : National Renewable Energy Laboratory.
- Wright, Alan D., Mark J. Balas, et Lee J. Fingersh. Juillet 2006. « Testing State-Space Controls for the Controls Advanced Research Turbine ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 128, n° 4, p. 506-515.