

**Modélisation simplifiée de sources de production
décentralisée pour des études de dynamique des réseaux.
Application à l'intégration d'une production éolienne
dans un réseau de distribution insulaire.**

THÈSE

présentée et soutenue publiquement le 17 décembre 2004

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE D'ARTOIS

discipline: GENIE ELECTRIQUE

par

Vincent ROGÉZ

Composition du jury

Président : J. F. Brudny

Rapporteurs : B. Dakyo
M. Machmoun

Examineurs : J. Deuse
X. Guillaud Directeur de thèse
H. Roisse Co-encadrant

Mis en page avec la classe thloria.

Remerciements

Je remercie dans un premier temps cette dite thèse pour m'avoir ouvert les yeux sur ce que je ne veux plus jamais faire. Pendant ces trois années, j'ai mis à contribution un certain nombre de personnes que je tiens à remercier pour leur aide, leur réconfort ou tout simplement leur façon d'être.

Je pense tout d'abord au soutien important apporté par mes proches, en particulier, par ma compagne *Marina*, ma soeur *Fanny*, mon frère *Fabien* et mes parents *Marie-Anne* et *Dominique*. Une pensée également à la famille *Briand* avec qui je m'entends bien. Je remercie également mon ami de toujours *David*, qui a compris avant moi les vraies valeurs de la vie.

Parmi les aspects les plus positifs, je retiendrai, ensuite, les nombreuses rencontres liées de près ou de loin à ce travail de thèse. Je voudrais citer *Richard Bearée*, chercheur à la cemodyne, qui fut mon acolyte du premier jour. Je pense aussi à *Eric Vandenbrande*, ex-ingénieur de chez Tractebel, qui est animé par la même passion de la vie. Je tiens également à témoigner ma plus sincère sympathie à *Bernard Détant*, pilier du laboratoire des arts et métiers. Je n'oublie pas, *Dominique Loriol*, ingénieur informaticien, avec qui, tout ce qui est compliqué n'est pas si simple, et tout ce qui est simple est quand même compliqué. Je n'oublie pas non plus, l'ensemble de l'équipe présente, tous niveaux confondus, au laboratoire de l'ENSAM, notamment *Pierre Jean Barre* et *Philippe Degobert*, ainsi que *Luc*, *Gérard*, *Rodolphe* et *Marc* et les nombreux doctorants comme *Jia*, *Fabrice* ou *Ghislain* et avec une pensée particulière pour *Michel Vroman*, jeune retraité fougueux.

Un grand merci aussi à mon directeur de thèse *Xavier Guillaud* et à mon co-directeur *Hervé Roisse* pour l'appui scientifique, administratif et moral et surtout pour m'avoir supporté pendant ces trois longues années.

Enfin, je remercie très sincèrement les rapporteurs et membres du jury, en particulier *Jean-François Brudny*, *Brayima Dakyo* et *Mohamed Machmoun* pour leurs remarques pertinentes et constructives, ainsi que *Jacques Deuse* qui n'a jamais hésité à me faire partager son incommensurable savoir.

Je voudrais saluer aussi l'ensemble des membres du CNRT, surtout son responsable *Jean-Paul Hautier*, pour qui j'ai la plus haute estime. Je remercie pour finir, mon ami chercheur *Yann*, en lui souhaitant bonne chance.

Pour beaucoup, les pages qui vont suivre seront incompréhensibles mais ces pages n'auraient pas pu exister sans tous ceux que je viens de citer.

A la beauté des rêves.

*De toute ma vie de lamantin,
je n'aurai pas connu d'ennemi plus féroce,
de danger plus précis, que la folie des hommes.*

Dominique Ané.

Table des matières

Nomenclature	1
Introduction générale	5

I Modélisation des sources.

1	Elaboration d'un modèle simplifié de la TAG LM6000.	11
1.1	Introduction.	11
1.2	Description globale de la TAG LM6000.	12
1.2.1	Introduction.	12
1.2.2	Principe de fonctionnement.	13
1.2.3	Principaux éléments de la TAG LM6000.	14
1.2.4	Le contrôle du carburant.	17
1.2.5	Customer Model, modélisation et bibliographie.	18
1.3	Identification statique.	19
1.3.1	Présentation des conditions de simulation.	19
1.3.2	Expression du couple mécanique.	20
1.3.3	Expression de la température d'éjection des gaz.	22
1.3.4	Expression du débit d'air.	25
1.3.5	Expression de la vitesse HP.	25
1.3.6	Conclusion sur l'identification statique.	27
1.4	Identification dynamique	27
1.4.1	Présentation simplifiée du processus.	27
1.4.2	Identification fréquentielle.	28
1.4.3	Etude dynamique du couple en fonction du débit de gaz.	30
1.4.4	Etude dynamique de la vitesse HP en fonction du débit de gaz.	31

1.4.5	Conclusion sur l'identification dynamique.	32
1.5	Mise en place de la régulation.	32
1.5.1	Introduction.	33
1.5.2	Régulation de vitesse LP.	33
1.5.3	Contrôle de l'accélération et la décélération de l'arbre HP.	34
1.5.4	Limitation de la puissance délivrée par la turbine.	34
1.6	Validation du modèle.	36
1.6.1	Présentation du réseau test.	36
1.6.2	Présentation des résultats.	37
1.7	Conclusion.	39
2	Modélisation électromécanique des éoliennes.	41
2.1	Introduction.	41
2.2	Modélisation des éoliennes.	42
2.2.1	Modèles de vent.	43
2.2.2	La conversion aérodynamique.	47
2.2.3	Modèle de la partie mécanique.	49
2.2.4	Modèle causal de l'éolienne.	51
2.2.5	Synthèse sur les éoliennes de grande puissance actuelle.	52
2.2.6	Description de l'éolienne de référence WKA-60.	53
2.3	Principes généraux de contrôle des éoliennes à vitesse variable.	55
2.3.1	Introduction.	55
2.3.2	Contrôle direct de la vitesse (boucle de vitesse).	56
2.3.3	Contrôle indirect de la vitesse (loi de contrôle du couple).	71
2.3.4	Etude comparative des lois de commande.	74
2.3.5	Conclusion.	78
2.4	Génération d'énergie électrique.	79
2.4.1	Introduction.	79
2.4.2	Connexion directe.	79
2.4.3	Éolienne commandée par le stator.	85
2.4.4	Éolienne commandée par le rotor.	89
2.5	Etude du comportement en cas de court-circuit.	95
2.5.1	Introduction.	95
2.5.2	Connexion directe.	95
2.5.3	Éolienne commandée par le stator.	96
2.5.4	Éolienne commandée par le rotor.	100
2.5.5	Synthèse.	102

2.6	Initialisation des modèles.	102
2.6.1	Positionnement du problème	102
2.6.2	Présentation de l'initialisation sous EUROSTAG.	102
2.6.3	Initialisation du modèle d'éolienne à couplage direct.	103
2.6.4	Initialisation du modèle d'éolienne avec contrôle indirect de la vitesse.	106
2.6.5	Initialisation du modèle d'éolienne avec contrôle direct de la vitesse.	107
2.7	Conclusion.	108

II Insertion des sources dans un réseau.

1	Etude du réglage de tension dans un réseau de distribution.	111
1.1	Introduction.	111
1.2	Présentation du réseau d'étude.	111
1.2.1	Structure du réseau.	111
1.2.2	Etudes de base du réseau.	113
1.3	Etude du réglage de tension dans le réseau 15.5kV.	117
1.3.1	Etude théorique de la stabilité de tension dans le réseau 15.5kV.	117
1.3.2	Etude du réglage de tension avec la configuration existante.	121
1.3.3	Etude de l'impact d'une ligne spécifique dédiée à la production éolienne.	125
1.3.4	Conclusion.	128
1.4	Mise en oeuvre d'une régulation de tension pour des éoliennes à vitesse variable.	129
1.4.1	Introduction.	129
1.4.2	Principe de fonctionnement d'un dispositif de réglage de tension.	129
1.4.3	Mise en oeuvre de la régulation de tension simplifiée.	130
1.5	Conclusion.	131
2	Etude d'un réseau insulaire.	135
2.1	Introduction.	135
2.2	Généralités sur le réglage de fréquence.	136
2.3	Présentation du réseau.	138
2.4	Présentation des groupes diesel.	139
2.4.1	Présentation du modèle.	139
2.4.2	Participation au réglage secondaire de fréquence.	141
2.5	Etude de la contribution des éoliennes au réglage de fréquence.	144
2.5.1	Introduction.	144

2.5.2	Proposition d'une loi de commande.	144
2.5.3	Etudes dynamiques.	149
2.6	Conclusion.	152
Conclusion générale		153
Annexes		157
A Identification statique de la TAG.		159
B Modélisation des éoliennes.		165
C Etude de réseaux.		185
Bibliographie		189

Nomenclature

β : angle de calage des pales

$\cos\varphi_0$: facteur de puissance initial de référence de la production éolienne

$\cos\varphi_{REF}$: facteur de puissance de référence de la production éolienne

$\cos\varphi_{min}$: facteur de puissance minimum de la production éolienne

C_{cap} : capacité du bus continu

CM : couple mécanique

CM_{load} : couple de charge

C_{Ω_1} : correcteur de vitesse en *partial load*

C_{Ω_2} : correcteur de vitesse en *full load*

C_p : coefficient de puissance de l'éolienne

C_{pmax} : coefficient de puissance maximal

C_t : coefficient de couple de l'éolienne

D : coefficient de frottement ramené sur l'arbre lent

D_e : coefficient de frottement du générateur électrique

D_w : coefficient de frottement de l'éolienne

δ : statisme

E_1 : tension sur le noeud ST LOUIS

E_2 : tension sur le noeud EOL NEG

f : fréquence du réseau

f_{nom} : fréquence nominale du réseau

f_{REF} : fréquence de référence du réseau

γ : rapport de multiplication

Γ_{HP} : accélération de l'arbre HP

H : constante d'inertie

H_e : constante d'inertie du générateur électrique

H_g : constante d'inertie du multiplicateur de vitesse

H_T : constante totale d'inertie

H_w : constante d'inertie des pales de l'éolienne

Nomenclature

- HP : haute pression (High Pressure)
- i_{inv} : courant entrant dans l'onduleur
- i_{rect} : courant sortant du pont redresseur
- i_{rd}, i_{rq} : courants rotoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}),
- i_{sd}, i_{sq} : courants statoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}),
- I_{max} : courant maximal du convertisseur
- J : inertie équivalente ramenée sur l'arbre lent
- J_e : inertie du générateur électrique
- J_w : inertie de l'éolienne
- k : exposant adiabatique
- k_σ : coefficient de variance
- K_n : énergie réglante du groupe n
- K_T : gain du correcteur proportionnel du dispositif de régulation de tension
- l_s : inductance propre d'une phase statorique
- l_r : inductance propre d'une phase rotorique
- L : longueur de la ligne dédiée
- L_d : inductance de lissage du dispositif de dissipation
- L_r : inductance cyclique rotorique
- L_s : inductance cyclique statorique
- L_v : échelle de longueur de turbulence
- LP : basse pression (Low Pressure)
- λ : coefficient de vitesse spécifique
- λ_{opt} : coefficient de vitesse spécifique optimal
- m_1 : rapport de transformation du transformateur T1
- m_2 : rapport de transformation du transformateur T2
- M : inductance cyclique entre stator et rotor
- M_r : coefficient de mutuelle inductance entre deux phases du rotor
- M_s : coefficient de mutuelle inductance entre deux phases du stator
- N : vitesse du rotor BP
- N_{BASE} : vitesse de base
- N_{HP} : vitesse du rotor HP
- N_{nom} : vitesse nominale du rotor BP
- N_{REF} : vitesse de référence du rotor BP
- ω : vitesse angulaire de rotation
- ω_r : vitesse angulaire des axes d, q dans le repère rotorique
- ω_s : vitesse angulaire des axes d, q dans le repère statorique

ω_{REF} : vitesse angulaire de rotation de référence du moteur diesel
 $\Omega_{BASE} = \omega_b$: vitesse angulaire de rotation de base
 Ω : vitesse angulaire de rotation du rotor
 Ω_b : vitesse angulaire de rotation de l'éolienne au moment du basculement
 Ω_e : vitesse angulaire de rotation du générateur électrique
 Ω_w : vitesse angulaire de rotation des pales
 Ω_{wREF} : vitesse angulaire de référence de rotation des pales
 p : nombre de paires de pôles
 P_g : puissance active générée par la production décentralisée
 P_{load} : puissance active consommée par la charge
 $P_{max\lambda}$: puissance maximale en *partial load 1*
 P_{nom} : puissance nominale
 P_{BASE} : puissance de base
 P_{GEN} : puissance générée par la machine électrique
 P_{GRID} : puissance injectée au réseau
 P_{LIM} : puissance de limitation pour la production éolienne
 P_{REF} : puissance active de référence
 ϕ : débit de combustible
 ϕ_{rd}, ϕ_{rq} : flux rotoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}),
 ϕ_{sd}, ϕ_{sq} : flux statoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}),
 Q_{load} : puissance réactive consommée par la charge
 Q_g : puissance réactive générée par la production décentralisée
 Q_s : puissance réactive au stator
 R : rayon des pales
 R_{cc} : résistance de court-circuit en 34kV
 R_d : résistance de dissipation
 R_{equ} : résistance équivalente ramenée dans le réseau 15.5kV
 R_L : résistance des lignes en 15.5kV
 R_s : résistance d'une phase statorique
 R_r : résistance d'une phase rotorique
 R_{T1} : résistance des enroulements du transformateur T1 ramenée au secondaire
 R_{T2} : résistance des enroulements du transformateur T2 ramenée au secondaire
 ρ : densité volumique de l'air
 S : section balayée par les pales
 σ_v : écart type de la turbulence
 t_1 : temps de réaction

Nomenclature

- t_e : période d'échantillonnage
- t_{int} : temps entre deux changements de prise
- T_{amb} : température ambiante
- T_{BASE} : couple mécanique de base
- T_{em} : couple électromagnétique de la machine électrique
- T_g : effet du couple électromagnétique sur l'arbre lent
- T_r : température de référence
- T_w : couple éolien
- T_x : température d'éjection des gaz
- τ_{rpl} : constante de temps du système bouclé pour le *partial load*
- τ_{rfl} : constante de temps du système bouclé pour le *full load*
- u : signal de commande de l'actionneur
- u_{cap} : tension du bus continu
- u_{capREF} : tension de référence du bus continu
- U_i : tension sur le noeud réglé
- U_1 : tension en amont
- U_2 : tension en bout de ligne
- vb : vitesse du vent de basculement
- v_{rd}, v_{rq} : tensions rotoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}),
- v_{sd}, v_{sq} : tensions statoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}),
- $v_t(t)$: composante de fluctuation instantanée du vent
- v_{wind} : vitesse du vent
- $V(t)$: vitesse moyenne du vent
- V_{GRID} : tension du réseau entre phase et terre
- WF : débit de gaz
- WF_{DMD} : demande de débit de gaz
- WF_{DMD0} : demande de débit de gaz de référence
- W_X : débit de d'air
- X_{cc} : réactance de court-circuit en 34kV
- X_{equ} : réactance équivalente ramenée dans le réseau 15.5kV
- X_L : réactance des lignes en 15.5kV
- X_{T1} : réactance des enroulements du transformateur T1 ramenée au secondaire
- X_{T2} : réactance des enroulements du transformateur T2 ramenée au secondaire
- \bar{X} : expression de X dans le système per unit
- \tilde{Y} : estimation de la grandeur Y
- $\langle z \rangle_{t_e}$: valeur moyenne de la grandeur z sur une période d'échantillonnage t_e

Introduction générale

DEPUIS un peu plus de dix ans, le secteur électrique est confronté à un flux continu de directives européennes le concernant. Celles-ci ont eu et continueront d'avoir un effet considérable sur la structure et l'organisation du marché de l'électricité. Trois contributions, parmi les plus importantes, doivent retenir l'attention :

- tout d'abord, la séparation des activités de production, de transport et de distribution visant la création d'un marché unique de l'électricité en Europe, toujours en cours d'implantation ;
- ensuite, la promotion de l'indépendance énergétique par un recours accru aux énergies renouvelables et en particulier à l'énergie éolienne ;
- enfin, le respect des engagements de Kyoto qui impliquent l'amélioration des rendements de conversion énergétique, essentiellement le recours à la cogénération de chaleur et d'électricité, en particulier au niveau du réseau de distribution via la production distribuée.

Ces mutations qui ont trait à l'organisation du secteur ont une incidence notable sur le fonctionnement du système électrique. En effet, pour la plupart d'entre eux, les moyens de production nouveaux que sont : l'éolien, le solaire, le petit hydraulique, la production décentralisée de chaleur et d'électricité, présentent des capacités de production incertaines et souvent fluctuantes, non corrélées à l'évolution de la charge. De plus, certains de ces moyens de production, tel l'éolien, présentent des caractéristiques pouvant rendre le réseau interconnecté particulièrement vulnérable. Ainsi une proportion importante de la production éolienne peut être brusquement déconnectée du système à la suite d'un événement commun, que ce soit un court-circuit dans le réseau haute tension affectant une région entière, ou encore un front de tempête conduisant à des vents dont la vitesse dépasse le maximum admissible par les éoliennes [NEL04]. Au niveau du système, les conséquences du recours à la production décentralisée doivent être envisagées à différents horizons : le court, le moyen et le long terme. Dans ces différents plans, des mesures adéquates doivent être évaluées, développées et enfin déployées pour que le système électrique

conserve ou éventuellement améliore son niveau de fiabilité actuel. Les fluctuations de la charge et de la production en énergie renouvelable de l'ordre de quelques minutes vont induire un effort de réglage complémentaire sur les unités de production classiques, ce qui implique pour assurer ce réglage, un nombre accru d'unités en fonctionnement. Les variations possibles de la production éolienne pour le lendemain pourraient conduire à la nécessité d'augmenter la réserve. Dans le long terme, il serait alors nécessaire d'accroître l'investissement en moyens de production flexibles, ou en moyens de production de pointe ou encore il serait nécessaire de déployer des solutions agissant directement sur la charge [LIP04] [GRI04]. Quelques points importants relatifs aux développements récents du schéma de production du système électrique sont abordés au cours de ce travail : le recours à la cogénération sur site industriel sur base de turbines à combustion aéro-dérivées utilisées en cycle combiné ; la production éolienne d'électricité en réseau moyenne tension et son incidence sur les réglages de tension et de fréquence. L'étude du fonctionnement du système électrique implique la mise au point de modèles de ces unités de production nouvelles. Ces modèles doivent être simples car leur utilisation s'envisage dans le cadre d'études à l'échelle d'un pays voire d'un réseau interconnecté continental. Ils doivent cependant être conçus pour permettre la prise en compte d'une large plage de fonctionnement allant du régime établi à la réponse transitoire en cas de court-circuit proche. Les modèles développés dans le cadre de ce travail répondent à ces deux exigences contradictoires.

Le travail présenté est structuré en deux grandes parties :

- La première partie fait l'objet de la modélisation des sources de production décentralisées et est divisée en deux chapitres.

Le premier concerne la modélisation de la turbine à gaz (TAG) LM6000 de *General Electric*. Cette TAG aéro-dérivée de 42MW connaît un engouement important dans les pays industrialisés et est souvent associée à une cogénération. Jusqu'à présent, le seul modèle viable de cette turbine est celui fourni par son constructeur. Ce modèle est même considéré comme étant très proche de la réalité. Cependant, l'utilisation de ce dernier est limitée par des temps de simulation conséquents, c'est pourquoi, il est nécessaire d'établir un modèle simplifié de cette source qui est développé dans ce chapitre. De nombreuses simulations valident le modèle simplifié établi.

Le deuxième chapitre concentre un certain nombre d'éléments théoriques permettant de définir des modèles génériques des principales chaînes de conversion éoliennes actuelles (processus et commande). Ce deuxième chapitre s'appuie sur de nombreuses références bibliographiques et sur l'utilisation d'un outil d'ordonnancement causal. Ce dernier, appelé Graphe Informationnel

Causal, est un outil de représentation, de réflexion et de conception de la commande à partir du modèle d'un processus. La modélisation du vent, de la conversion aérodynamique et de la partie mécanique est réalisée en partant des lois de la physique. Nous avons alors déduit, à partir du modèle de la partie puissance, des lois de commande génériques par inversion complète ou non de son graphe de causalité.

- La deuxième partie est afférente à l'insertion dans un réseau de distribution des modèles d'éoliennes, développés dans la première partie. Celle-ci se décompose également en deux chapitres. Le premier consiste en l'étude du réglage de tension avec des aérogénérateurs dans un réseau de taille relativement limité. La structure de ce réseau est fortement inspirée d'un réseau existant. L'influence des éoliennes sur le réglage de tension est mis en avant. Il est également montré que les éoliennes peuvent participer activement à ce réglage et il en résulte une proposition d'une loi de réglage en tension pour les éoliennes à couplage électronique.

Le deuxième chapitre est relatif au réglage de fréquence et à l'analyse de la contribution des éoliennes à ce réglage. La configuration précédente du réseau est reprise mais la production principale est maintenant constituée de groupes électrogènes diesels. De nouveau, il est montré que les éoliennes peuvent apporter une contribution bénéfique à ce réglage et nous proposons une loi de réglage de la fréquence pour des éoliennes à pas variable et à couplage électronique.

Première partie

Modélisation des sources.

Chapitre 1

Elaboration d'un modèle simplifié de la TAG LM6000.

1.1 Introduction.

Le recours au gaz comme source d'énergie primaire et la mise en place sur le marché d'unités de production compactes de haut rendement ont induit une profonde mutation du schéma de production, affectant le fonctionnement du système électrique. Les premiers réseaux touchés se situent dans les zones industrielles où la production combinée de chaleur et d'électricité assure une amélioration substantielle du rendement énergétique global. Les conditions économiques du marché de l'électricité tendent à privilégier les groupes à haut rendement électrique. Il s'en suit une large utilisation des turbines à gaz aérodérivées. Celles-ci couvrent le domaine des puissances allant jusqu'à $50MW$ environ. Leur utilisation nécessite une modélisation numérique pour pouvoir analyser leur comportement. Cette partie présente une modélisation simplifiée de la turbine à gaz aérodérivée LM6000 de *General Electric (GE)* réalisée dans les locaux de Tractebel à Bruxelles. Cette partie commence avec une description globale de la LM6000 et de ses éléments les plus importants. Les comportements statiques et dynamiques sont ensuite analysés en utilisant le modèle de cette turbine fourni par *GE*, le *Customer Model*. Ce modèle développé en code Fortran est couplé au logiciel **EUROSTAG** et permet de simuler le comportement de la partie puissance de la machine et de sa régulation. Les simulations réalisées avec ce modèle sont considérées comme suffisamment représentatives de la réalité pour être prises comme référence. Les variables enregistrées lors de simulations, qu'il s'agisse des variables physiques ou de régulation,

sont considérées comme équivalentes à des enregistrements effectués au cours d'essais réels. La nécessité de concevoir un modèle simplifié se justifie par des temps de simulation démesurés de ce modèle qui limitent fortement les possibilités de simulations de grands réseaux. Cette partie présente les identifications statiques et dynamiques réalisées sur base de ce *Customer Model*. La mise en place de la régulation, la construction du modèle sous EUROSTAG et sa validation sont également présentées.

1.2 Description globale de la TAG LM6000.

1.2.1 Introduction.

La turbine à gaz *General Electric* LM6000 [LM6000] est dérivée de la famille des moteurs à réaction CF6. La version aéronautique de ce moteur est utilisée pour entraîner plusieurs types d'avion commerciaux "gros porteurs" comme le Boeing 747. La machine a été convertie en un moteur industriel aérodérivé en enlevant l'hélice du rotor basse pression ou "low pressure" (LP) et en ajoutant des étages au compresseur LP. Pour des applications de génération de puissance électrique, le moteur est connecté avec un générateur synchrone via une boîte de réduction de vitesse en cas d'exécution à $50Hz$. A la différence du moteur d'avion, le rotor à basse pression fonctionne à une vitesse constante de $3600tr/mn$ dans l'intervalle allant du fonctionnement à vide jusqu'à celui à puissance maximale. Au final, cette turbine conserve une spécificité essentielle des moteurs d'avion à savoir qu'elle dispose de deux arbres, l'arbre Haute Pression (HP) et l'arbre Basse Pression (LP). Ceci confère à l'ensemble de la TAG une meilleure stabilité dynamique et améliore très légèrement le rendement [COH96].

La TAG LM6000 en chiffres :

- puissance nominale = $42MW(60000CV)$
- température de flamme = $1650^{\circ}C$
- vitesse arbre LP = $3600tr/mn$
- vitesse arbre HP = $10260tr/mn$
- rendement = 42%
- rapport de compression = 29
- température des gaz d'échappement = $450^{\circ}C$
- flux des gaz d'échappement = $125kg/s$

1.2.2 Principe de fonctionnement.

Le principe de fonctionnement de la turbine à gaz LM6000 est le même que celui de toutes les turbines à gaz : l'air est comprimé par un compresseur, réchauffé dans une chambre de combustion, puis se dilate dans une turbine, développant ainsi une puissance mécanique. Cette puissance est utilisée en partie pour l'entraînement du compresseur ; la puissance de l'arbre restante est disponible pour la commande d'une charge. Le cycle idéalisé d'une turbine à gaz est présenté à la figure 1.1 dans un diagramme de Clapeyron (P , V). Les réseaux de courbes du diagramme sont déduits de la loi de Poisson qui définit, dans le cas de changements d'états adiabatiques (pas d'échange de chaleur avec l'environnement), la relation suivante :

$$P.V^k = cte \quad (1.1)$$

P = pression en bars

V = volume massique en [m^3/kg]

k = exposant adiabatique ($k \approx 1.4$ pour l'air)

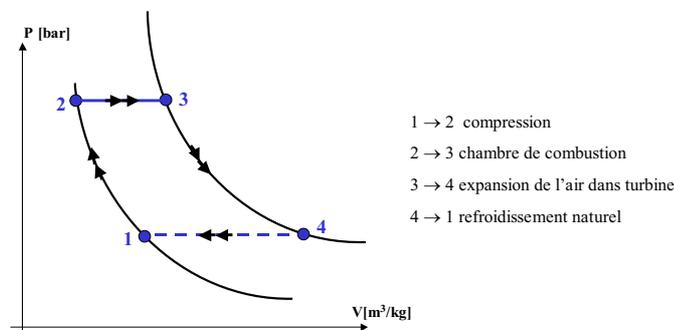


FIG. 1.1 – Cycle idéalisé d'une turbine à gaz.

Le cycle ainsi décrit est dit ouvert, car la dernière étape relative au refroidissement s'effectue dans l'air. La turbine à gaz LM6000 comprend deux grandes parties : le générateur de gaz et la turbine de puissance. Le générateur de gaz est de type à "bobine double", ce qui signifie qu'il possède **deux rotors**, le rotor Haute Pression et le rotor Basse Pression. Ce générateur est constitué d'un compresseur (à écoulement axial) basse pression (LPC), commandé par la turbine de puissance basse pression (LPT), un compresseur haute pression (HPC), commandé par la

turbine haute pression (HPT), et une chambre de combustion annulaire. La turbine de puissance basse pression entraîne le compresseur axial basse pression et la charge. Le schéma de la turbine est donné à la figure 1.2.

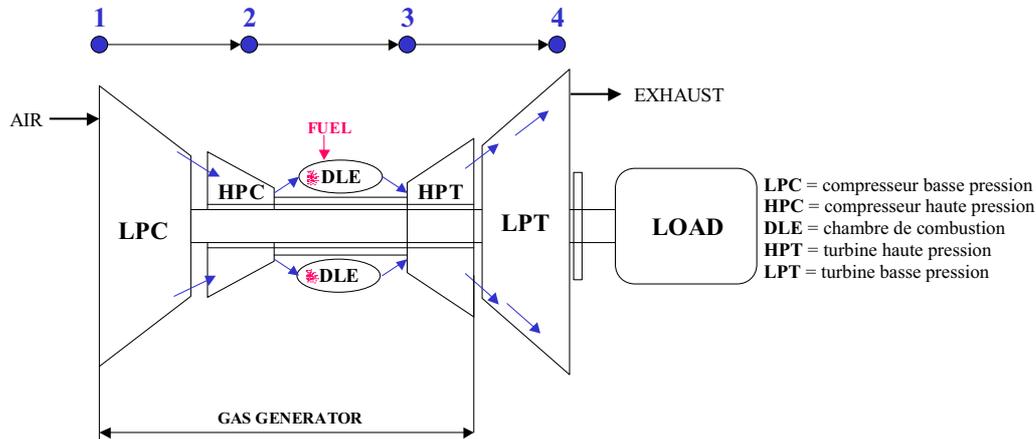


FIG. 1.2 – Turbine à gaz avec générateur de gaz à bobine double.

Si on s'intéresse aux évolutions de la pression et de la température de l'air ou des gaz dans les différents éléments de cette turbine :

- pour la pression, l'action des deux compresseurs réunis confère un rapport de compression de l'ordre de 29, une perte de pression de 1 bar a lieu dans la chambre de combustion due à ses ouvertures étroites, puis la pression diminue dans la turbine HP pour revenir à des conditions normales au niveau de la turbine de puissance,
- pour la température à la sortie des différents éléments, la température atteint environ 1200°C à la sortie de la chambre de combustion, ce qui signifie que les premiers étages de la turbine HP font partie des zones les plus chaudes de la TAG et la température d'éjection des gaz est de l'ordre de 450°C . Les profils de ces deux grandeurs aux travers des différents éléments sont donnés à la figure 1.3.

1.2.3 Principaux éléments de la TAG LM6000.

Le Compresseur Basse Pression (LPC)

C'est un compresseur à écoulement axial de 5 étages, commandé par la turbine de puissance LP. Le compresseur développe un rapport de compression de 2.4 environ, ce qui signifie

qu'avec une pression d'aspiration de 1 bar, la pression de refoulement du compresseur LP sera de **2.4 bars**. La température due à la compression de l'air atteint environ **115°C**. La vitesse du rotor est de **3600 tr/mn**, la puissance consommée de **12.9 MW** environ.

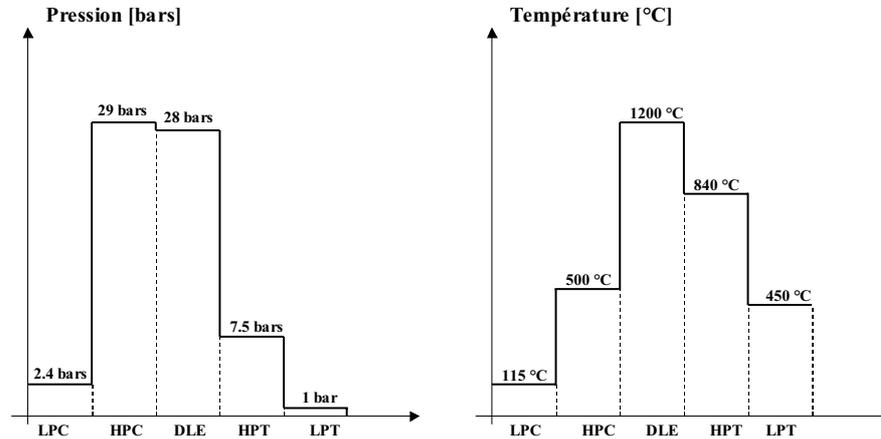


FIG. 1.3 – Evolutions de la pression et de la température dans les différents éléments.

Le Compresseur Haute Pression (HPC)

C'est un compresseur à écoulement axial de 14 étages entraîné par la turbine HP. Ce compresseur développe un rapport de compression de 12, ce qui signifie qu'avec une pression d'aspiration de **2.4 bars**, la pression de refoulement du compresseur HP sera de **29 bars**. La température due à la compression de l'air atteint environ **500°C**. La vitesse du rotor est de **10260 tr/mn**, la puissance consommée est de **53 MW** environ.

La chambre de combustion DLE

C'est une chambre de combustion annulaire comportant trois cercles concentriques de brûleurs. Les deux cercles externes (A et B) ont chacun 30 brûleurs alors que le cercle intérieur (C) n'en possède que 15. Le cercle B est le cercle pilote et est toujours actif. Les cercles A et C peuvent fonctionner en cercle complet ou en demi-cercle (A/2, C/2). Le but du système DLE (Dry Low Emission) est de réguler la température de flamme à une valeur faible plus au moins constante proche de **1650°C**. Dans un souci écologique, cette température doit être indépendante de la puissance délivrée par la turbine (dans sa plage d'utilisation courante 35-42MW) afin de garantir des niveaux bas de NO_x (oxydes nitreux), sans injection d'eau ni de vapeur. La plage de

température de flamme étant ainsi limitée, un contrôle du carburant dans les brûleurs des cercles A et C est nécessaire. La chambre de combustion DLE dispose ainsi de six configurations (de 30 à 75 brûleurs) variant en fonction de la puissance délivrée par la turbine (cf figure 1.4). Chaque configuration couvre seulement un intervalle limité de fonctionnement de puissance. Pour une configuration donnée, l'augmentation ou la diminution du débit d'air par un système de purge permet un réglage supplémentaire de la température de flamme et une meilleure couverture du domaine de puissance. Pour chaque configuration de la chambre de combustion, une "fenêtre de la température de flamme" est définie. Pendant que la puissance change, la commande ajuste la purge de sorte que la température de flamme évolue entre les limites maximale et minimale. Quand on atteint une des limites, on passe dans une autre configuration. La figure 1.4 représente les fenêtres de températures de flamme pour deux configurations successives de la chambre de combustion ainsi définies. Afin d'éviter des pressions dynamiques élevées et de s'assurer également que chaque cercle reste allumé, le contrôle de la température de flamme s'effectue indépendamment sur chaque cercle. Ce mode de fonctionnement explique en partie la forte non-linéarité du système lors des changements de configuration des brûleurs.

Remarque : Dans la suite, les configurations seront nommées par la lettre du cercle ou du demi-cercle en action. Étant donné que l'air s'écoule vers les ouvertures étroites de la chambre de combustion agissant comme des résistances, une perte de pression d'environ 1 bar a lieu. Ce qui signifie que la pression à la sortie de la chambre de combustion est d'environ **28 bars**. La puissance fournie à la chambre de combustion sous forme d'énergie combustible est d'environ **102 MW**.

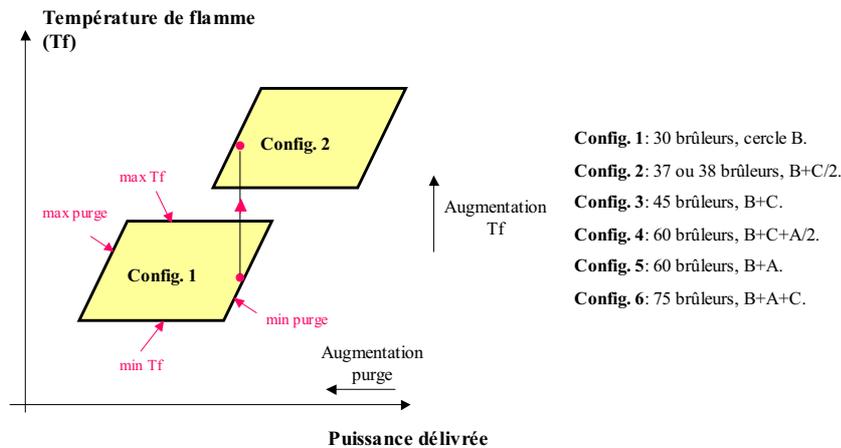


FIG. 1.4 – Fenêtres de température de flamme.

La Turbine Haute Pression (HPT)

C'est une turbine du type à action à deux étages utilisée pour entraîner le HPC. La HPT est l'une des parties les plus chaudes de la turbine à gaz car les gaz chauds provenant de la chambre de combustion passent par les injecteurs et les aubages de la turbine. L'air relativement frais, prélevé en sortie du compresseur HP, refroidit intensément ces parties chaudes. Les conditions à l'entrée sont une pression de **28 bars** et une température de **1200°C**. Les conditions à la sortie sont une pression d'environ **7.5 bars** et une température d'environ **840°C**. La vitesse du rotor est d'environ **10260 tr/mn**, la puissance développée de **53MW**.

La Turbine Basse Pression (LPT)

Elle est également dénommée turbine de puissance. C'est une turbine du type à action/réaction de 5 étages utilisée pour commander le LPC et la charge. La LPT constitue également une partie chaude de la turbine à gaz, bien que moins chaude que la HPT. Les conditions à l'entrée de la LPT sont une pression de **7.5 bars** et une température de **840°C**. Les conditions de sortie sont une pression de **1 bar** et une température d'éjection des gaz d'environ **450°C**. La vitesse du rotor est de **3600 tr/mn**, la puissance développée est de **55.9 MW**, soit **12.9 MW** pour entraîner le LPC et **43 MW** pour la charge.

1.2.4 Le contrôle du carburant.

La commande de carburant est fondée sur un système à commande numérique qui détermine la demande totale de carburant. Cette demande est séparée en trois demandes fondées sur le contrôle individuel de la température de flamme de chaque cercle. Les limites maximales et minimales de débit de carburant correspondent ainsi aux limites de la température de flamme. La régulation qui détermine l'admission de gaz a une structure par substitution. Durant les transitoires de relance, cette dernière permet à la vitesse LP (qui constitue l'entrée principale de la régulation de combustible) d'être substituée par une série d'autres signaux. Ceux-ci correspondent à des boucles de limitation de grandeurs internes activées lors de différents événements.

Les grandeurs surveillées sont principalement :

- la vitesse et l'accélération de l'arbre haute vitesse,
- la température à l'entrée de la turbine basse pression,
- la température de flamme,

- le débit maximum de carburant,
- la pression et la température à l'entrée de la chambre de combustion.

Seul un régulateur ou limiteur peut être actif à tout moment. La figure 1.5 illustre le principe de la régulation du combustible avec ses dix boucles de régulation et son système de sélection des demandes de gaz respectives.

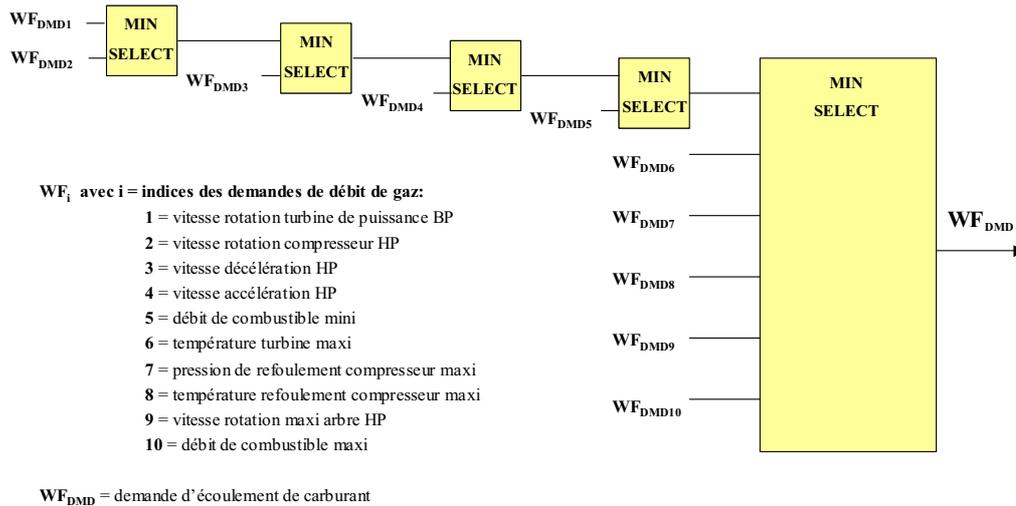


FIG. 1.5 – Principe de la régulation de combustible.

1.2.5 Customer Model, modélisation et bibliographie.

Le *Customer Model* intègre une description détaillée des parties thermodynamiques de la machine ainsi que le code qui constitue la régulation numérique. Le modèle de *General Electric* est fondé sur le code Fortran et fonctionne comme un vrai contrôleur digital avec des pas de temps de 10ms. Une approche similaire a été réalisée pour intégrer ce code dans l'algorithme à pas variable d'EUROSTAG. Avec ce modèle, la taille du pas maximum est limitée à 10ms, ce qui réduit fortement les possibilités de simulations. Des études ont déjà démontré la validité et la fiabilité du modèle par rapport à la réalité. Ces deux derniers points justifient la nécessité de concevoir un modèle simplifié en se fondant sur le *Customer Model* pour pouvoir notamment analyser des comportements de réseaux à forte concentration de TAG avec un modèle simplifié sous EUROSTAG. Tractebel dispose de documentations techniques et générales sur la LM6000 [HUI99] [LM6000], ainsi que des ouvrages traitant plus de l'interprétation thermodynamique des phénomènes [COH96] [VIV65]. La modélisation des turbines à combustion dans le cadre de la

simulation des systèmes électriques repose généralement sur un modèle initialement proposé par W.I. Rowen [ROW83a]. Dans l'état actuel de la réflexion, rien ne permet de croire à la remise en cause de ce choix. Les modèles simplifiés déjà développés par Tractebel et son expérience ont aussi servi de base et de support au modèle développé ici. Au niveau des entrées/sorties du modèle à réaliser, son entrée doit être la fréquence (ou la vitesse de rotation LP), ses sorties sont le couple mécanique délivré par la turbine (le modèle de TAG est ensuite couplé à un générateur synchrone) et éventuellement le débit d'air (ou plutôt des gaz d'échappement) pour des applications en cycle combiné du modèle.

L'objectif poursuivi est donc d'obtenir un modèle à la fois simple et fidèle, mettant en oeuvre les règles de modélisation assurant des performances adéquates en simulations à moyen et long termes dans EUROSTAG.

1.3 Identification statique.

La première étape a consisté à établir un modèle linéarisé autour du point de fonctionnement nominal en vitesse sur la base de la méthode de Rowen [ROW83a]. Ces équations fournissent le couple de la turbine et la température d'éjection des gaz en fonction de la vitesse de rotation LP, du débit de gaz et de la température ambiante. A défaut de relevés expérimentaux, le *Customer Model* développé par *General Electric* a été utilisé. Les résultats issus de ce modèle sont considérés comme suffisamment représentatifs pour servir de référence.

1.3.1 Présentation des conditions de simulation.

Les simulations sous EUROSTAG avec le *Customer Model* vont donc permettre d'identifier les coefficients des équations statiques définies par Rowen. Le réseau élémentaire permettant d'extraire des simulations de référence est présenté à la figure 1.6.

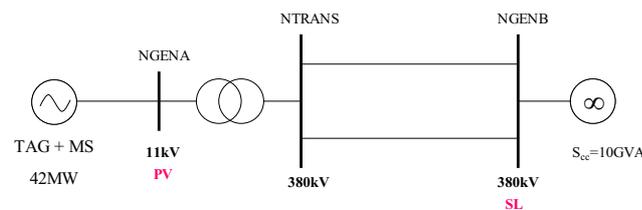


FIG. 1.6 – Réseau de simulation de référence avec le *Customer Model*.

La turbine à gaz modélisée par le *Customer Model* est couplée à un générateur synchrone et est raccordée à un noeud *NGENA* de 11 kV. La tension est régulée en ce noeud (noeud PV pour load flow). Le générateur synchrone est modélisé en tenant compte de toute l'inertie de l'arbre basse pression, de la boîte de réduction de vitesse et du rotor du générateur. La puissance maximale délivrée par la TAG est de l'ordre de 42 MW à 0°C. La LM6000 est placée dans un réseau simplifié avec un noeud infini *NGENB* défini comme le noeud balancier (noeud SL pour load flow). *NGENB* absorbe la puissance délivrée par la génération. Un modèle de charge (simple et robuste) correspondant à une impédance réglée est affecté à l'ensemble des noeuds du réseau ce qui n'implique pas que tous les noeuds possèdent une charge. L'interfaçage du *Customer Model* avec *EUROSTAG* donne accès, après simulation, à un grand nombre de paramètres internes de la machine notamment la vitesse de l'arbre LP (N), la vitesse de l'arbre HP (N_{HP}), le couple mécanique (CM), la température d'éjection des gaz (T_X), le débit de gaz (WF) et le débit d'air (W_X). L'observation et l'analyse de ces différentes grandeurs vont permettre de déduire les différentes équations statiques de la TAG.

1.3.2 Expression du couple mécanique.

L'expression statique du couple mécanique fourni par la turbine (1.2) est recherchée sous la même forme que celle proposée par Rowen [ROW83a], à laquelle est ajoutée une dépendance à la température ambiante.

$$CM = \alpha_1.WF + \alpha_2.N + \alpha_3.T_{amb} + \alpha_4 \quad (1.2)$$

avec :

CM = couple mécanique en [pu] ($1pu = 117146Nm$)

WF = débit de gaz en [pu] ($1pu = 8690kg/h$)

N = vitesse du rotor BP en [pu] ($1pu = 3600tr/mn$)

T_{amb} = température ambiante en [°C]

α_i = coefficient linéaire à identifier ($i \in [1, 4]$)

Remarque sur l'obtention des grandeurs de référence :

$$CM_{base} = \frac{P_{base}}{\Omega_{base}} = \frac{44.16310^6}{2.\pi.\frac{3600}{60}} = 117146Nm$$

$$WF = 1pu \text{ quand } CM = 1pu \text{ avec } N = 1pu \text{ et } T_{amb} = 0^\circ C$$

L'identification des différents coefficients α_i est réalisée en faisant varier les paramètres du *Customer Model*. La température ambiante est imposée pour toute la durée de la simulation. En changeant la puissance générée par la TAG au noeud *NGENA*, le couple mécanique et le débit de gaz vont varier alors que la vitesse de rotation va rester constante ($N=3600\text{tr/mn}$) en régime permanent. La figure 1.7 donne les variations relevées du couple mécanique exprimé en [pu] en fonction du débit de gaz (WF) exprimé en [kg/h] pour différentes températures ambiantes.

Les variations observées sont assez linéaires et il apparaît que la participation de la température ambiante sur l'évolution du couple est dérisoire. A noter que la température ambiante joue sur le couple maximal délivrable par la turbine. Le coefficient α_1 peut être ainsi déduit directement. Pour identifier les autres coefficients, l'utilisation d'une méthode linéaire de régression multiple s'appuyant sur la méthode des moindres carrés (cf annexe A.1) fut retenue, car il est difficile de faire varier chaque paramètre indépendamment.

Pour faire varier la vitesse de rotation LP de la TAG, il faut travailler en floté. Les variations de vitesse de rotation ont également été obtenues par ajustement du statisme.

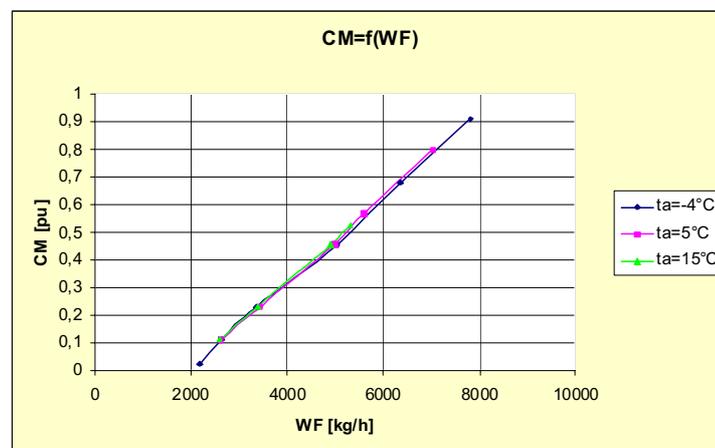


FIG. 1.7 – Variations du couple en fonction du débit de gaz.

La valeur de la température ambiante peut être modifiée avant chaque simulation (variations entre -4°C et 25°C). La figure 1.7 laisse entrevoir une faible dépendance du couple mécanique à la température ambiante.

Le coefficient α_1 fut également redéterminé par la méthode des moindres carrés. Ceci a permis de vérifier les résultats obtenus. L'annexe A.3 présente le détail des calculs des différents coefficients.

La détermination des différents coefficients par cette méthode a donné les coefficients suivants :

$$\alpha_1 = 1.36pu$$

$$\alpha_2 = -2.45pu$$

$$\alpha_3 = 0.0008^{\circ}C^{-1}$$

$$\alpha_4 = 2.15pu$$

Une comparaison des résultats du couple calculé avec ces coefficients et celui donné par les simulations avec le *Customer Model* (supposé et considéré comme étant la réalité) est présentée à la figure 1.8 pour un échantillon de 18 observations.

Un test mathématique (test de Fisher-Snédecor), qui discute de la validité et du sens de la formule, a été réalisé sur l'équation ainsi établie et s'est révélé très concluant (cf annexe A.2 et A.3). Les résultats obtenus sont donc satisfaisants (précision de l'ordre de 5%) et, de manière générale, plus précis que ceux trouvés par l'équation générale de Rowen définie pour des turbines à un seul arbre (formule donnée par Rowen [ROW83a] : $CM = 1.3WF - 0.5N + 0.201$, grandeurs exprimées en [pu]).

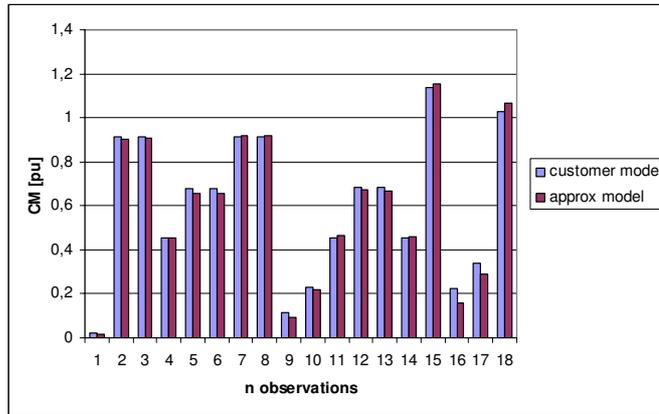


FIG. 1.8 – Comparaison des résultats de l'équation statique du couple.

1.3.3 Expression de la température d'éjection des gaz.

Pour l'expression de la température d'éjection des gaz, Rowen propose une expression linéaire sous la même forme que l'équation (A.9). Une approche similaire est donc entreprise pour la détermination des coefficients. Cependant, l'évolution de la température de sortie en fonction du débit de gaz à vitesse LP constante et à température ambiante donnée se révèle assez éloignée de la linéarité. La figure 1.9 présente l'évolution de ces courbes ainsi relevées.

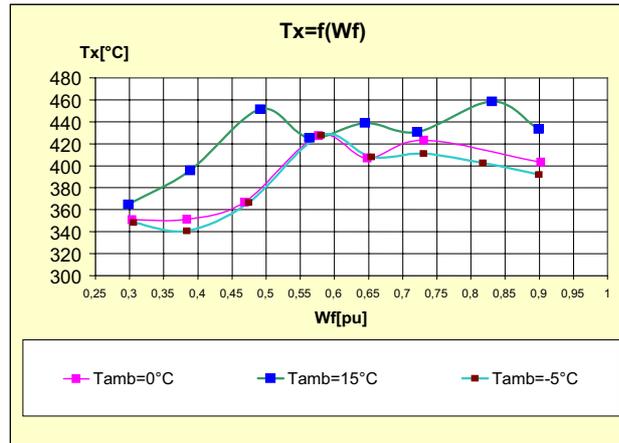


FIG. 1.9 – Variations de la température de sortie des gaz en fonction du débit de gaz.

Cette 'non linéarité' s'explique par la modélisation dans le *Customer Model* de la chambre de combustion DLE (Dry Low Emission). Celle-ci permet de maintenir la température de flamme à une valeur relativement faible et pratiquement constante (proche de 1650°C) assurant une émission réduite de NO_x . Cette température de sortie est donc fortement tributaire de la configuration des brûleurs de la chambre de combustion (cf figure 1.4) et les discontinuités observées correspondent à des changements de configurations. Par conséquent, pour notre cas, une approche de type 'Rowen' ne peut pas être envisagée. La méthode retenue consiste à dégager une allure moyenne de l'évolution de la température de sortie T_x en fonction de la puissance délivrée par la turbine. On corrige ensuite cette courbe en fonction de la température ambiante, car T_x présente une dépendance à T_{amb} [ROW83b]. La figure 1.10 précise la démarche de l'approximation où apparaît sur cette représentation la configuration de la chambre de combustion (B+C, B+A, ...) et les incidences qui en résultent sur la température de sortie. La détermination de T_x est donc déduite directement à partir de la valeur du couple mécanique. Même si la température ambiante influence très peu la valeur du couple mécanique, il n'en est pas de même pour T_x qui présente une dépendance à T_{amb} . Pour rendre compte de cette influence, il convient de multiplier la valeur de T_x trouvée par l'approximation, notée T_{x1} , par un coefficient α_T (dépendant de T_{amb}), identifié à l'aide des simulations avec le *Customer Model*.

D'où la valeur de la température d'éjection des gaz :

$$T_x = \alpha_T \cdot T_{x1} \quad (1.3)$$

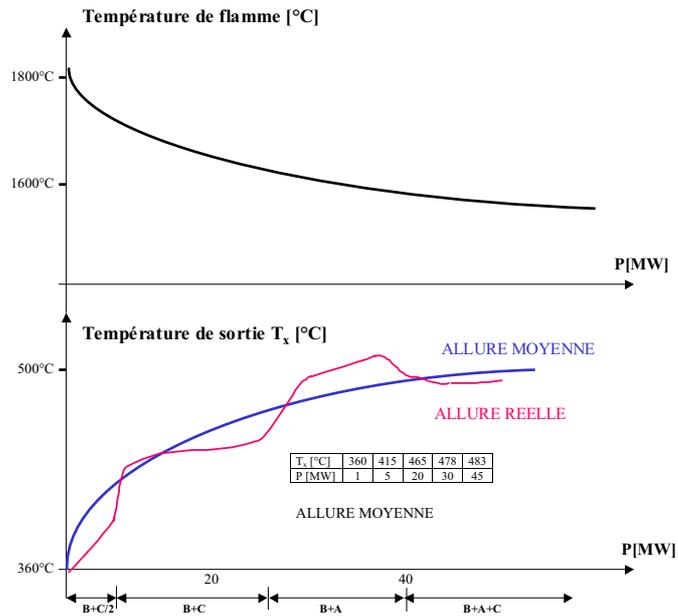


FIG. 1.10 – Détermination de la température de sortie.

La figure 1.11 présente une comparaison des résultats établis avec cette formule et ceux déduits des simulations avec le *Customer Model* pour 28 observations.

La méthode de détermination retenue conduit à des résultats satisfaisants. Les écarts les plus importants correspondent à une observation lors d'un basculement de mode de fonctionnement de la chambre de combustion. Cette température de sortie T_x , qui renferme tous les problèmes d'observabilité de la température à la sortie de la chambre de combustion, aura pour rôle de limiter la puissance maximale délivrée par la TAG surtout en fonction de la température ambiante.

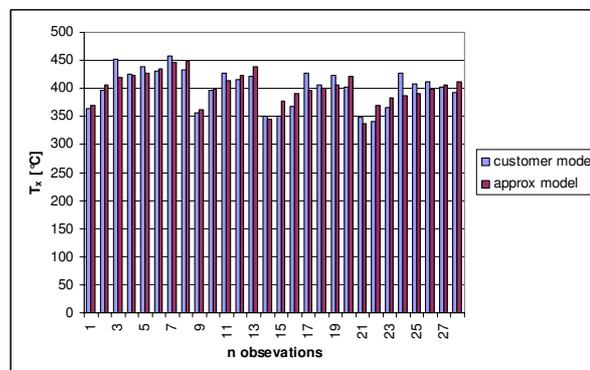


FIG. 1.11 – Comparaison des résultats pour la température de sortie.

1.3.4 Expression du débit d'air.

Dans le cas des turbines à plusieurs arbres, Rowen [ROW97] a défini une troisième équation statique, qui s'ajoute à celle du couple et à celle de la température de sortie. Cette équation lie le débit d'air W_X , à la température ambiante T_{amb} et au débit de gaz WF . Elle se présente sous la forme de l'équation (1.4). Les simulations effectuées avec le *Customer Model*, en observant le débit d'air à l'entrée de la turbine LP, ont montré de fortes similitudes avec l'évolution décrite par la formule de Rowen. L'équation (1.4) peut donc être considérée comme correcte pour notre cas, d'autant plus que le débit d'air est une sortie facultative de notre modèle permettant de simuler un fonctionnement en cycle combiné :

$$W_X = \frac{519}{273 + T_{amb}} \cdot \sqrt{WF} \quad (1.4)$$

1.3.5 Expression de la vitesse HP.

La dernière équation identifiée est celle de la vitesse de l'arbre HP en vue de la mise en place de la régulation. Il faut noter que l'arbre HP est un arbre possédant une très faible inertie. Sa vitesse varie dans de grande proportion en fonction de la puissance délivrée par la turbine (usuellement de 8300 à 10200 tr/mn). L'équation est recherchée dans un premier temps sous la forme de l'équation (1.5) avec simplement une dépendance au débit de gaz :

$$N_{HP1} = \beta_1 \cdot WF + \beta_2 \quad (1.5)$$

avec :

N_{HP1} = vitesse de rotation de l'arbre HP en [pu]

WF = débit de gaz en [pu]

β_i = coefficient à identifier ($i \in [1, 2]$)

Une analyse des coefficients par la méthode des moindres carrés, en prenant 5 observations avec une température ambiante de -4°C , a fourni les résultats suivants :

$\beta_1 = 0.2166$ pu et $\beta_2 = 0.7628$ pu.

Comme pour la température de sortie des gaz, la vitesse HP présente une dépendance vis à vis de la température ambiante, cette dépendance est mise en évidence sur la figure 1.12.

Le coefficient β_T , qui corrige la vitesse HP en fonction de la température ambiante, est déduit

par simulations. Au final, l'expression générale de la vitesse HP (N_{HP}) est donnée par :

$$N_{HP} = \beta_T \cdot N_{HP1} \quad (1.6)$$

avec $\beta_T = 1.0054 + 0.00135T_{amb}$

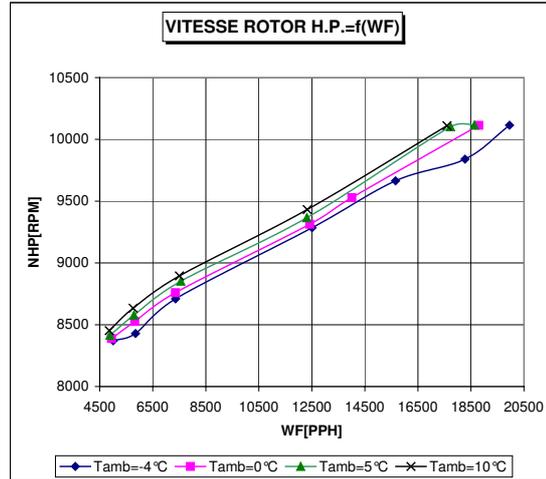


FIG. 1.12 – Evolution de la vitesse de rotation HP en fonction du débit de gaz (courbes relevées avec le *Customer Model*).

La figure 1.13 propose la comparaison des résultats sur un échantillon de 24 simulations, avec le *Customer Model*, convenablement choisies. Il apparaît donc une bonne concordance des deux vitesses juxtaposées avec des écarts maximums de l'ordre de $100tr/mn$ (vitesse de rotation nominale de $10260tr/mn$).

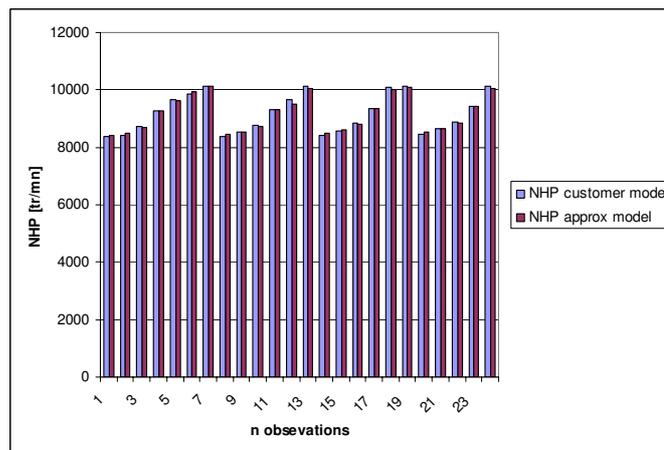


FIG. 1.13 – Comparaison des résultats pour la vitesse HP.

1.3.6 Conclusion sur l'identification statique.

L'identification statique a donc été menée en grande partie en s'inspirant des travaux dirigés par Rowen sur les modélisations simplifiées de turbines à gaz [ROW83a] [ROW83b]. Les équations ainsi établies semblent reproduire assez fidèlement la réalité même si des écarts apparaissent au niveau de la température de sortie, ce qui est un moindre mal étant donné que cette température de sortie ne joue pas un rôle prépondérant dans le fonctionnement de la TAG aux températures d'usage habituelles. A ce niveau de l'étude, l'élaboration d'un premier modèle sous EUROSTAG, sur base de celui proposé par Rowen [ROW83a], a permis de vérifier les résultats prévus. A présent, le comportement statique de la TAG semble maîtrisé. Il faut maintenant identifier son comportement dynamique par recherche des différentes fonctions de transfert.

1.4 Identification dynamique

Pour simuler le comportement dynamique d'une turbine à gaz des méthodes existantes [FAW71b] [FAW71a], mais elles se révèlent mal adaptées à notre situation avec notre modèle "boite noire" de référence. L'identification dynamique a été entreprise par une approche fréquentielle, par analyse des différents lieux de Bode relevés. Une identification par une sollicitation de type "échelon" est écartée, car il n'est pas possible de générer d'échelons avec les grandeurs de notre modèle étalon, le *Customer Model*.

1.4.1 Présentation simplifiée du processus.

Le schéma fonctionnel du processus est présenté à la figure 1.14. Sur ce schéma apparaissent les fonctions de transfert du système à identifier (G_1 , G_2 , G_3).

- Le bloc 1 (fonction de transfert G_1) traduit la dynamique du système d'alimentation de gaz, entre la demande de débit de gaz (WF_{DMD}) et le débit de gaz en temps réel (WF).
- Le bloc 2 (fonction de transfert G_2) concentre toute la dynamique du générateur de gaz qui regroupe entre autre toute la partie "Haute Pression" de la machine (cf figure 1.2).
- Dans le bloc 3, on retrouve les équations statiques de Rowen avec comme entrée principale le débit de gaz (WF).
- Le bloc 4 (fonction de transfert G_3) synthétise la dynamique de la vitesse de rotation HP (N_{HP}) par rapport au débit de gaz. Ceci en vue de la mise en place d'une régulation d'accélération (Γ_{HP}) et de décélération de cette vitesse de l'arbre HP.

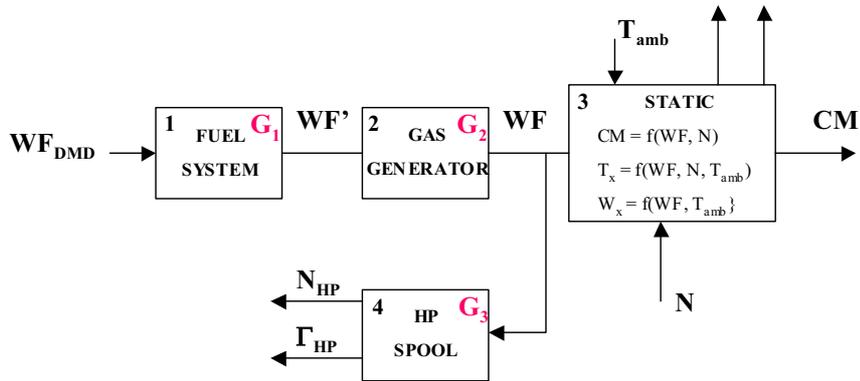


FIG. 1.14 – Schéma fonctionnel du processus.

1.4.2 Identification fréquentielle.

Méthode d'analyse

L'analyse fréquentielle est entreprise en insérant sur le réseau test, donné en figure 1.15, une charge au noeud *NTRANS* qui évolue de manière sinusoïdale en fonction du temps autour d'un niveau moyen de puissance. En ilotant la partie de réseau avec la TAG, on peut donc penser que les grandeurs du *Customer Model* vont présenter des variations sinusoïdales. On peut faire évoluer la fréquence et, en observant les variables (WF_{DMD} , CM et N_{HP}) du *Customer Model*, il est aisé de tracer les différents lieux de Bode afin d'en extraire les fonctions de transfert traduisant le comportement dynamique de cette TAG LM6000.

La recherche des pôles et des zéros des fonctions de transfert à partir des lieux de Bode relevés est, dans un premier temps, menée de manière asymptotique puis son approximation est affinée à l'aide d'Excel.

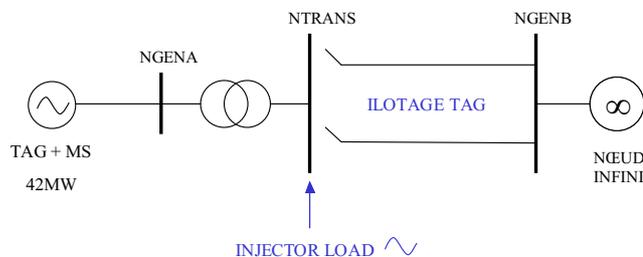


FIG. 1.15 – Présentation du réseau et de la méthode d'étude dynamique.

Choix du point de fonctionnement

Les premiers essais ont été réalisés avec une charge de 40MW, puis une charge de 30MW, présentant toutes les deux des variations sinususoïdales de 1MW d'amplitude et de fréquences variables. Travailler avec des amplitudes plus importantes n'aurait pas de sens, car l'étude vise à obtenir un modèle linéarisé autour d'un point de fonctionnement (théorie des petits signaux). Si, avec ses deux charges d'un domaine de puissance différent, les allures des variations du débit de gaz et du couple se rapprochent d'une sinusoïde, il n'en est pas de même pour la vitesse de l'arbre HP et la température de sortie. En effet, les changements de configuration de la chambre de combustion DLE, engendrés par la variation sinusoidale de charge, perturbent fortement ces deux variables. Il est donc difficile d'exploiter les résultats obtenus. En observant avec le *Customer Model*, les changements de mode de brûleurs lors d'une montée puis lors d'une baisse de puissance, une zone commune de stabilité de la chambre de combustion, et une seule, se dégage. Cette zone de stabilité est mise en évidence sur la figure 1.16. Elle se situe autour de 38MW, valeur autour de laquelle des variations sinusoidales de 1MW n'engendrent pas de changements de configuration au niveau de la chambre de combustion. Les différents lieux de Bode relevés dans cette zone sont beaucoup plus exploitables. En effet, l'ensemble des signaux observés présente des variations sinusoidales sur un domaine fréquentiel plus étendu. Une analyse est donc possible mais le domaine d'étude reste relativement restreint ($0.1\text{rd/s} < \omega < 20\text{rd/s}$), domaine imposé par les limites de simulation avec le *Customer Model*. De plus, la précision des résultats peut être remise en cause tant dans l'élaboration du lieu de Bode que dans son approximation.

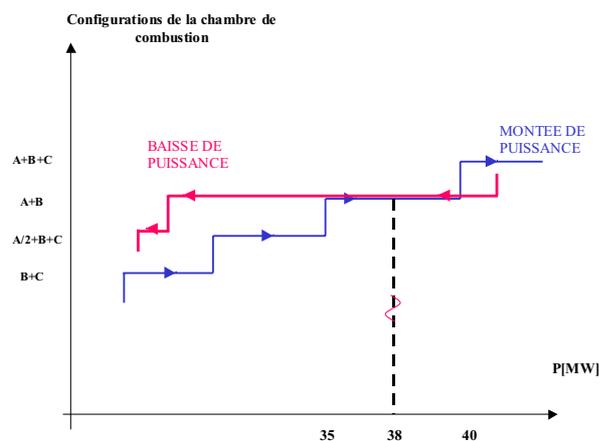


FIG. 1.16 – Configurations de la chambre de combustion et choix du point de fonctionnement.

1.4.3 Etude dynamique du couple en fonction du débit de gaz.

L'identification dynamique, effectuée avec le point de fonctionnement défini, a fourni la fonction de transfert suivante :

$$\frac{CM(s)}{WF_{DMD}(s)} = K_{CM} \cdot \frac{1}{1 + 0.5s} = G_1 \quad (1.7)$$

Le gain K_{CM} est le gain statique issu de l'équation de Rowen. Le lieu de Bode, relevé dans "la zone de stabilité", est proposé à la figure 1.17, où apparaît également le lieu approximé.

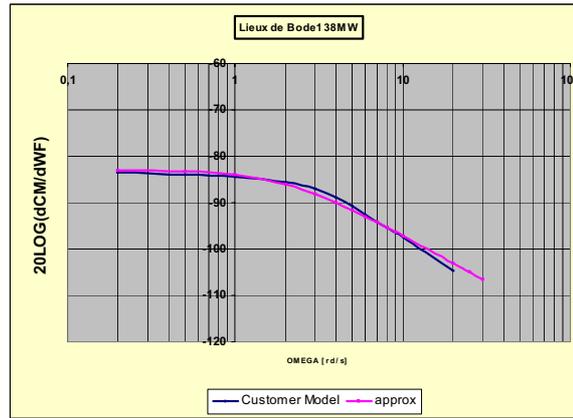


FIG. 1.17 – Lieux de Bode de CM/WF_{DMD} relevé et approximé dans la zone de fonctionnement autour de 38MW.

La fonction de transfert du couple (1.7) s'identifie donc à un premier ordre avec une constante de temps du même ordre de grandeur que celle annoncée par Rowen [ROW83a]. Cette constante de temps traduit la dynamique du système d'alimentation de gaz, c'est à dire la constante de temps entre la demande de débit de gaz et le débit de gaz en temps réel. L'influence du générateur de gaz semble anodine et n'est pas clairement mise en évidence sur le lieu de Bode de la figure 1.17. Par contre, la fonction de transfert du générateur de gaz apparaît d'une manière plus significative sur d'autres lieux de Bode tracés à des niveaux de puissance différents (les particularités de la chambre de combustion influencent peu l'allure du couple qui reste correctement sinusoïdale sur une plage de puissance étendue). La figure 1.18 présente le lieu de Bode de la fonction de transfert pour un point de fonctionnement autour de 20MW. On retrouve un mode dominant identique au lieu précédent mais il faut ajouter une fonction de transfert G_2 qui se présente sous la forme d'un zéro et d'un pôle de valeurs proches, ce qui explique en partie les difficultés d'observation :

$$G_2 = \frac{1 + 0.25s}{1 + 0.2s} \quad (1.8)$$

La forme de cette fonction de transfert identifiée du générateur de gaz, qui regroupe toute la partie HP de la machine, est la même que celle proposée par Rowen [ROW97], même si les valeurs du pôle et du zéro sont plus faibles dans notre cas.

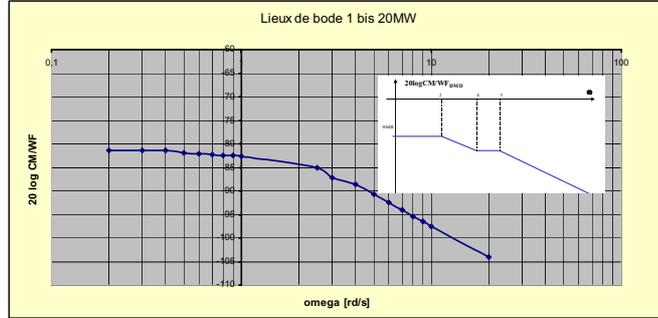


FIG. 1.18 – Lieux de Bode de CM/WF_{DMD} relevé et approximé dans la zone de fonctionnement autour de 20MW.

1.4.4 Etude dynamique de la vitesse HP en fonction du débit de gaz.

Pour la vitesse de rotation de l'arbre HP, l'identification dynamique effectuée avec le point de fonctionnement défini a fourni la fonction de transfert suivante :

$$\begin{aligned} \frac{N_{HP}(s)}{WF_{DMD}(s)} &= K_{NHP} \cdot \frac{(1 + 4.5s) \cdot (1 + s) \cdot (1 + 0.25s)}{(1 + 0.5s) \cdot (1 + 8s) \cdot (1 + 0.2s)^2 \cdot (1 + 0.009s)} \\ &= K'_{NHP} \cdot G_1 \cdot G_2 \cdot \frac{(1 + 4.5s) \cdot (1 + s)}{(1 + 8s) \cdot (1 + 0.2s) \cdot (1 + 0.009s)} \end{aligned} \quad (1.9)$$

Le lieu de Bode, relevé dans 'la zone de stabilité', est proposé à la figure 1.19, où apparaît également le lieu approximé.

On retrouve bien le pôle du système de gaz dans la fonction de transfert de la vitesse HP (G_1) et le pôle et le zéro du générateur de gaz (G_2), ce qui concorde avec la modélisation envisagée (cf figure 1.14). Cette dynamique de la vitesse de rotation HP est recherchée en vue de la mise en place d'un contrôle de l'accélération et de la décélération de cet arbre. Ce qui explique pourquoi la fonction de transfert sera plutôt exprimée sous la forme suivante :

$$\frac{\Gamma_{HP}(s)}{WF(s)} = K'_{NHP} \cdot \frac{(1 + 4.5s) \cdot (1 + s) \cdot s}{(1 + 8s) \cdot (1 + 0.2s) \cdot (1 + 0.09s)} = G_3 \quad (1.10)$$

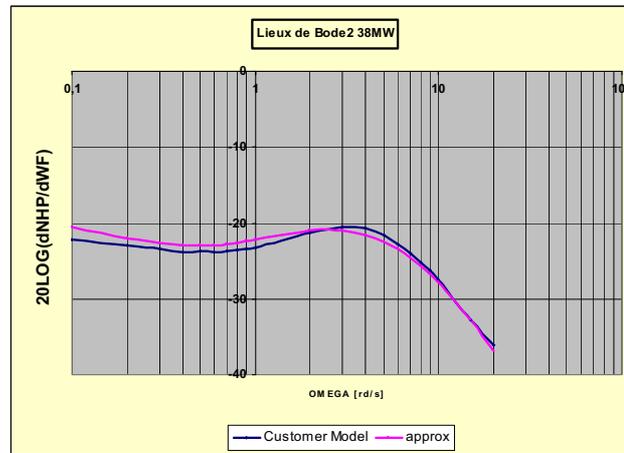


FIG. 1.19 – Lieu de Bode relevé et approximé dans la zone de stabilité pour la vitesse HP.

1.4.5 Conclusion sur l'identification dynamique.

La cohérence de la dynamique ainsi identifiée a été testée et validée avec MATLAB en comparant avec les relevés sinusoïdaux effectués avec le *Customer Model*. Pour des raisons de temps, seuls les lieux de Bode des amplitudes ont été tracés pour les différentes variables. Avec les problèmes de non linéarités dus aux particularités de la TAG LM6000, le domaine d'étude fréquentiel relativement restreint, l'approximation des lieux surtout pour un seul niveau de puissance autour de 38MW, l'identification dynamique ne peut se révéler d'une précision et d'une validité absolue. Après cette phase d'étude, la construction du modèle sous EUROSTAG, la mise en place de la régulation et sa validation sont à réaliser.

1.5 Mise en place de la régulation.

Après la mise en équation statique et l'identification dynamique du système, les travaux s'orientent vers la construction du modèle, en respectant la norme de modélisation d'EUROSTAG, et vers la mise en place de la régulation de la TAG. Après l'élaboration de ce modèle sur base du modèle proposé par Rowen [ROW83a] [ROW97], les différents gains et seuils des boucles de réglage et de régulation seront ajustés en comparant avec les simulations du *Customer Model*. Les simulations pour différentes situations de charges ou de défauts préciseront un domaine de validité de notre modèle.

1.5.1 Introduction.

La boucle de régulation principale contrôle la vitesse LP. Suivant l'évolution des grandeurs physiques du processus, d'autres commandes sont susceptibles d'entrer en action. Il existe au total 10 boucles de régulation qui agissent sur la commande de débit de gaz. Un regard d'ensemble du comportement met en évidence deux comportements prédominants au niveau des régulations : la régulation de vitesse LP et la régulation d'accélération et de décélération de la vitesse de l'arbre HP.

1.5.2 Régulation de vitesse LP.

La régulation de vitesse LP est mise en oeuvre comme le montre la figure 1.20. Les variations de la vitesse N (ou de la fréquence) engendrent des variations du débit de gaz et donc de la puissance délivrée par la turbine. Si aucune autre boucle n'entre en action, on retrouve ici la notion de réglage primaire, le statisme de la TAG étant dans le cas étudié de 4%. Une variation de la fréquence de 4% entraîne donc une variation de puissance de P_{max} à P_{min} . Le statisme est pris en compte dans le bloc 5.

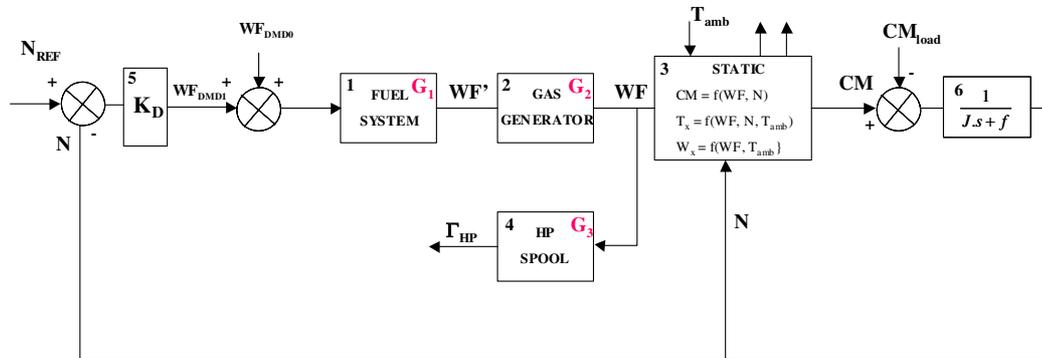


FIG. 1.20 – Mise en place de la régulation de vitesse LP.

En régime normal (si $N = \text{cte} = 1\text{pu}$), le débit de gaz est celui défini lors de l'initialisation (WF_{DMD0}). Si $N > 1\text{pu}$, la puissance délivrée par la turbine diminue et inversement si $N < 1\text{pu}$. Le schéma fonctionnel du processus a été présenté à la figure 1.14. La partie mécanique (bloc 6) est représentée par un premier ordre :

$$CM - CM_{load} = (J.s + f_r).\Omega \quad (1.11)$$

Remarque : Dans cette formule, $J = f(J_{turbine}, J_{alternateur}, J_{boitedevitesse})$ avec $J_{turbine} = 216.5kgm^2$ (ramenée sur l'arbre BP avec $H_{turbine} = 0.37s$), cette inertie est prise en compte dans le modèle de la machine synchrone associé à la TAG.

1.5.3 Contrôle de l'accélération et la décélération de l'arbre HP.

Le contrôle de l'accélération et de la décélération de l'arbre HP est mis en place comme le montre la figure 1.21. Si l'accélération ou la décélération de cet arbre HP dépasse certains seuils, identifiés avec les simulations du *Customer Model*, une demande de débit est générée (WDF_{DMD2}). Cette demande de débit de gaz issue du bloc 7 est comparée à la demande de débit de gaz issue de la boucle de réglage primaire de la TAG (WDF_{DMD1}).

Si $WDF_{DMD2} < WDF_{DMD1}$ alors c'est la boucle d'accélération de l'arbre HP qui est active. Cette boucle est surtout active en cas de défaut proche, ce qui correspond à des creux de tension de plus de 30%. Elle permet de contrôler l'allure du couple en cas d'apparition et de disparition du défaut.

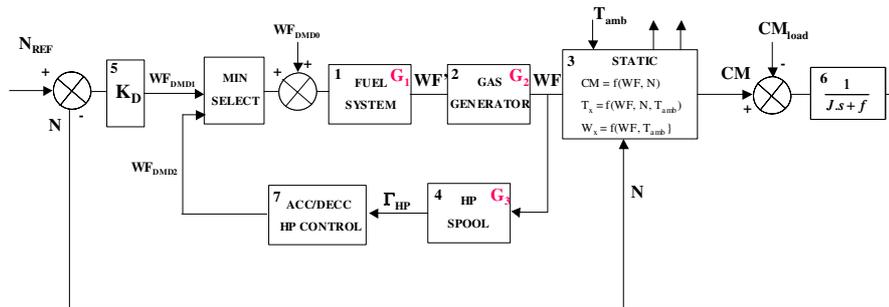


FIG. 1.21 – Mise en place du contrôle de l'arbre HP.

1.5.4 Limitation de la puissance délivrée par la turbine.

Tout d'abord pourquoi limiter la puissance de la LM6000? On pourrait très bien imaginer injecter une grande quantité de gaz dans la chambre de combustion pour que la machine fournisse plus de puissance. Cependant plusieurs limites existent. Tout d'abord, l'axe de la machine possède une limite mécanique et il existe une limite de débit de combustible. Ensuite, il existe aussi une limite du débit d'air que l'on peut faire passer dans le compresseur et une limite en température que le premier étage de la turbine HP ne peut supporter. Cette température s'avère être la limite la plus restrictive à la puissance maximale délivrable par la LM6000. Une observa-

tion de la température d'éjection des gaz (T_X) permet d'estimer cette température aux abords des premiers étages de la turbine HP. Il se trouve que l'un des paramètres qui influence le plus la température T_X est la température ambiante. La puissance maximale fournie par la TAG dépend assez sensiblement de la température ambiante de l'environnement dans lequel évolue la TAG. La figure 1.22 met en évidence cette limitation observée avec le *Customer Model*. A noter que plusieurs études (Tractebel) ont déjà montré que le modèle de *General Electric* était plutôt pessimiste à ce sujet.

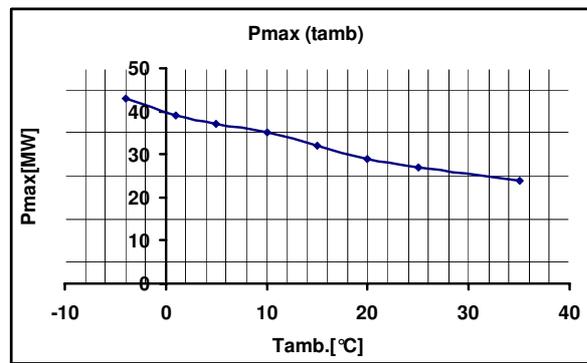


FIG. 1.22 – Observations de la puissance maximale délivrée par la TAG en fonction de la température ambiante.

La figure 1.23 présente le schéma bloc global du modèle simplifié de la TAG LM6000 avec cette boucle de limitation de puissance. L'analyse de la dynamique de la température de sortie T_X a été réalisée à partir du couple par la méthode décrite dans la partie sur l'identification statique. A partir de la caractéristique présentée à la figure 1.22, le bloc 8 définit le débit de gaz maximum à amener à la chambre de combustion ($WF_{DM D3}$) en fonction des écarts entre la température T_X et la température de référence ($T_r = 450^\circ C$). A noter qu'un premier ordre permet de tenir compte du capteur de température (thermocouple).

Pour résumer le fonctionnement global du modèle avec ses différentes régulations :

- en régime normal (sans défaut), ce sont les variations de fréquence qui régissent le fonctionnement du système (réglage primaire),
- en cas de défaut et selon la nature du défaut (proche ou lointain) un signal active éventuellement les autres boucles de régulation (accélération et décélération HP),
- enfin, si la température ambiante est importante, la puissance fournie par la turbine est limitée.

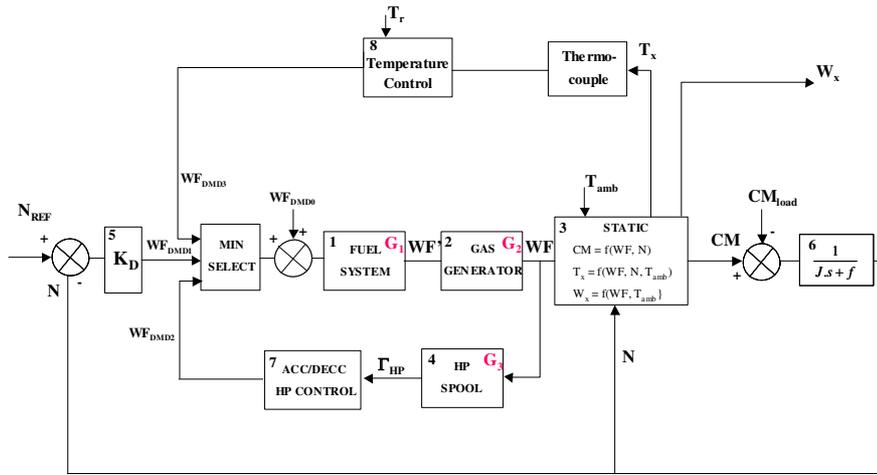


FIG. 1.23 – Schéma bloc final du modèle simplifié.

1.6 Validation du modèle.

1.6.1 Présentation du réseau test.

Le réseau, qui a permis la validation de notre modèle, est présenté à la figure 1.24. Sur ce réseau, de nombreuses situations sont testées (différents cas de défauts sur une des deux lignes entre les noeuds *NTRANS* et *NGENB*). Les simulations sont réalisées à chaque fois avec notre modèle et avec le *Customer Model*. Les défauts réalisés sont principalement des courts-circuits triphasés (le court-circuit triphasé représentant le défaut normalisé au niveau des pays industrialisés). L'élimination plus ou moins rapide de ces défauts permet d'analyser le comportement de l'unité soumise à des creux de tension de durées plus ou moins longues et de différentes profondeurs.

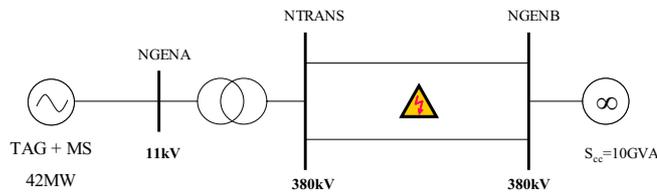


FIG. 1.24 – Présentation du réseau test.

1.6.2 Présentation des résultats.

Les simulations réalisées avec le modèle simplifié en comparaison avec les simulations réalisées avec le *Customer Model* ont fait l'objet d'un rapport regroupant toutes les courbes issues d'EUROSTAG. Notre modèle a été testé :

- pour des défauts de différentes durées (100-400ms), à différentes distances (10 à 90% de la ligne), pour différentes résistances et réactances de défaut (0-1pu) et à des niveaux de puissance différents (30-40MW),
- pour des changements d'inertie du générateur synchrone couplé à notre TAG,
- pour des variations de charge en réseau îloté.

Les premières conclusions qui apparaissent sont :

- pour les défauts proches, l'évolution du couple est correctement représentée dans les premiers instants après le défaut. Ceci laisse supposer une certaine fiabilité des temps critiques d'élimination de défaut trouvés avec le modèle simplifié,
- même s'il n'est pas toujours très précis, le modèle simplifié ne conduit jamais à des résultats aberrants comme il pouvait arriver dans les modélisations simplifiées développées jusqu'à présent,
- la double pente observée pendant la remontée du couple après défaut ne se trouve pas dans le modèle simplifié,
- lors de défauts plus lointains, les comportements sont différents. Ceci ne semble pas trop gênant à priori car les variations sur le couple sont alors très faibles.

Les figures 1.25 et 1.26 permettent d'illustrer ces quelques constations. Les courbes numérotées 1 sont celles du modèle simplifié et les courbes 2 sont celles du *Customer Model*. La première série de courbes traduit l'évolution du couple, la deuxième donne l'allure de la fréquence et la troisième de la vitesse HP, à chaque fois pour les deux modèles.

L'évolution du couple est donc correctement représentée même si la double pente observée pendant la remontée ne se retrouve pas dans le modèle simplifié.

L'allure de la vitesse LP pour les deux modèles est très proche (en régime normal, elle est imposée par le réseau).

Pour la vitesse HP, les différences qui apparaissent traduisent notamment l'action des purges qui n'est pas prise en compte dans le modèle simplifié.

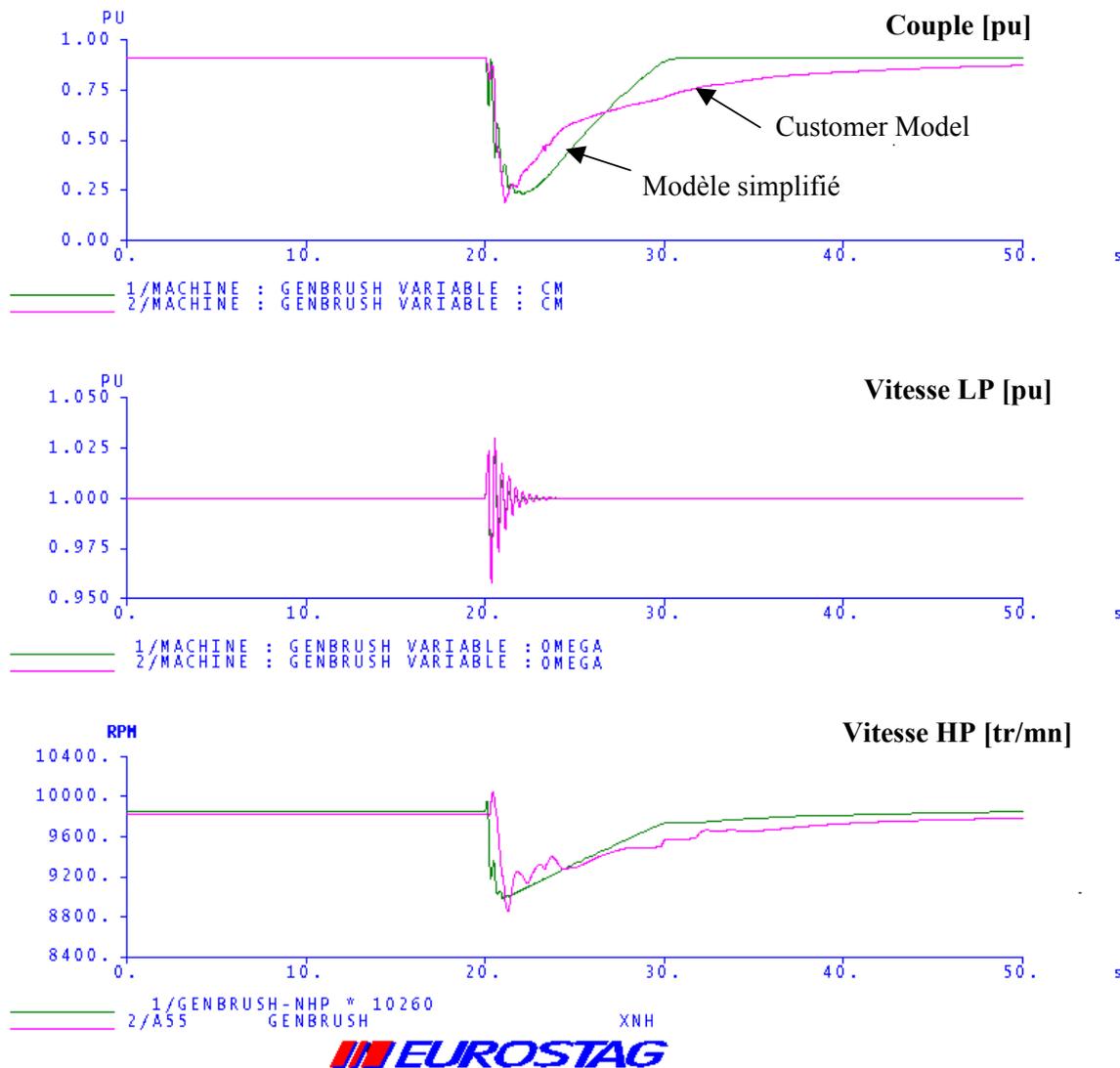


FIG. 1.25 – Comparaison des courbes du modèle simplifié et du *Customer Model* pour un défaut métallique de 200ms à 50% de la ligne, à 40MW et 0°C.

La figure 1.26 montre que pour des défauts plus lointains, les comportements sont différents, mais les variations du couple sont très faibles. Les régulations, qui interviennent dans le *Customer Model*, sont notamment celles de "la température ou de la pression de refoulement compresseur maxi", données qui ne sont pas représentées dans le modèle simplifié.

Remarque : En cas de défaut proche, la régulation d'arbre HP conditionne fortement le comportement dynamique de la TAG. Ce qui explique pourquoi ce comportement est fondamentalement différent de celui d'une turbine à un seul arbre (modèle type Rowen) ou d'un groupe diesel. En effet, les modèles de ces sources ne possèdent qu'une régulation primaire de vitesse.

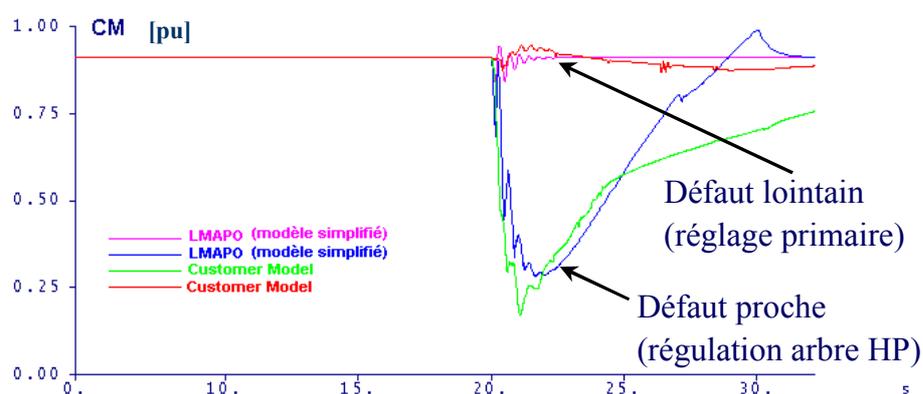


FIG. 1.26 – Comparaison du comportement en cas de défauts proche et lointain.

1.7 Conclusion.

Notre modèle couvre un domaine plus étendu de situations par rapport aux modèles de cette turbine développés jusqu'à présent et ne conduit jamais à des résultats incohérents. Le temps de simulation, comparé à celui du *Customer Model*, est très sensiblement amélioré (de 10 à 100 fois plus rapide). Les boucles de régulation prises en compte décrivent bien le fonctionnement du système dans un grand nombre de cas même si certaines situations sollicitent les limites de notre modèle et de ce genre d'approche en général. Toutes les simulations ont bien montré l'existence de deux comportements principaux que le modèle simplifié prend bien en compte et la frontière entre les deux est également bien représentée (basculement de régulation). Une comparaison des temps critiques d'élimination du défaut, calculés avec les deux modèles, a également vérifié sa validité. En effet, les écarts constatés entre le *Customer Model* et le modèle simplifié sont de l'ordre de 10ms et un temps critique ne peut être valable physiquement que dans une fourchette minimum de 10ms. En effet, le temps de coupure d'un disjoncteur est dépendant du passage à zéro du courant (toutes les 10ms à 50Hz).

Chapitre 2

Modélisation électromécanique des éoliennes.

2.1 Introduction.

Pour réaliser des éoliennes silencieuses, esthétiques et résistantes aux conditions météorologiques très capricieuses, plusieurs décennies furent nécessaires. Pour les usagers non raccordés au réseau, il s'agit d'un mode de production rentable, de petites machines de 100W à 30kW sont commercialisées. La production à grande échelle (actuellement turbines de 200kW à 3MW) devient également rentable dans les zones suffisamment ventées. La rentabilité économique d'un parc suppose encore actuellement des conditions de rachat de l'électricité produite préférentielles. Le taux de croissance moyen actuel est de 40% par an avec de fortes disparités selon les pays. Fin 2002, plus de 30GW éoliens étaient installés dans le monde à comparer aux 15MW qui étaient opérationnels en 1981. De plus, le continent européen produit 75% de la production mondiale. Les aérogénérateurs ne produisent encore que 0.4% de l'électricité mondiale. Le coût de revient du kWh éolien est compris entre 3 et 6 centimes d'euros selon les sites. En Allemagne plus de 12000MW étaient déjà en service à la fin 2002, au Danemark plus de 2300MW fournissent plus de 15% de la demande énergétique nationale.

Le potentiel français terrestre est du même ordre de grandeur que celui de l'hydraulique. La France, après avoir pris un certain retard sur ce plan, a lancé en 1996 le programme EOLE 2005, dans lequel il était prévu l'installation de 250 à 500MW d'éoliennes terrestres d'ici 2005. En septembre 2000, le Premier Ministre a même fixé un nouvel objectif de 3000MW pour 2010.

Mais, fin août 2004, seulement 282MW étaient en service.

Le potentiel offshore européen est estimé quasiment au double de la consommation européenne d'électricité. Celui de la France seule est évalué au niveau de sa production électrique. Le Danemark envisage de produire, à terme, 40% de son électricité grâce à l'éolien offshore. C'est dans ce domaine que les évolutions prochaines seront les plus importantes en terme de puissance installée. Il a été évoqué, à la conférence sur le climat de Buenos Aires, une possibilité de production éolienne à hauteur de 10% de l'électricité mondiale en 2017, ce qui signifie 800GW installés [MULT02].

Il est par conséquent prévisible que cette insertion massive de production d'origine éolienne va engendrer une modification dans le fonctionnement du réseau électrique global. Afin d'anticiper au mieux ces problèmes, des études préalables sont nécessaires mais il faut pour cela disposer de modèles fiables des générateurs éoliens tant pour le processus de conversion que pour la commande.

Ce chapitre contribue à définir un modèle générique du processus et de la commande des principales éoliennes actuelles. Nous nous intéresserons, dans un premier temps, au modèle du processus en partant des lois de la physique. Ensuite nous discuterons des lois de commande génériques qui peuvent être déduites de la modélisation du processus par inversion complète ou non du graphe de causalité de la partie puissance de l'éolienne. Nous étudierons ensuite les trois principaux types de générateurs éoliens (à couplage direct au réseau, à couplage électronique par le stator et à couplage électronique par le rotor) et présenterons leurs modèles en distinguant plusieurs niveaux de modélisation en fonction de l'étude considérée. Le comportement en cas de court-circuit sera ensuite analysé et nous proposerons une définition précise des modèles d'éoliennes pour des études de dynamique des réseaux.

2.2 Modélisation des éoliennes.

Dans cette partie, nous nous intéressons uniquement à la modélisation d'éoliennes à axe horizontal tri-pales. Aujourd'hui, pratiquement toutes les éoliennes sont à axe horizontal car, même si les éoliennes à axe vertical ont été prometteuses dans les années 80 et au début des années 90, leur faible rendement aérodynamique ainsi que les fluctuations élevées de la puissance électrique produite les ont écartées du marché. Une réalisation de 4MW au Canada (Cap-Chat) d'éolienne à axe vertical avait toutefois vu le jour mais des problèmes mécaniques ont définitive-

ment condamné l'installation. De plus, 80% des éoliennes actuelles comportent 3 pales, car les éoliennes bi-pales ont l'avantage d'être plus légères, mais produisent plus de fluctuations mécaniques et leur rendement énergétique est plus faible. De plus, elles provoquent un impact visuel important [HAU00].

2.2.1 Modèles de vent.

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. L'énergie cinétique contenue dans le vent est transformée en partie en énergie mécanique par la turbine, puis en énergie électrique par le générateur. La mesure exacte du vent à la hauteur des turbines est assez complexe. Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statistiques. De nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés [CAM03]. L'un des principes retenus consiste à générer l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert à déterminer. Les paramètres de cette fonction de transfert dépendent de grandeurs caractéristiques du site et de la nature du vent.

Expression du vent en un point fixe.

La vitesse du vent en un point $v_0(t)$ peut être décomposée en une somme d'une composante moyenne $V(t)$ (lentement variable) et d'une composante variable représentant les fluctuations $v_t(t)$:

$$v_0(t) = V(t) + v_t(t) \quad (2.1)$$

La composante représentant la turbulence $v_t(t)$ est caractérisée par l'échelle de longueur L_v et l'écart type σ_v de cette turbulence. L'échelle de longueur de la turbulence est associée à la taille moyenne des tourbillons. La définition de la composante turbulente se fait en 2 étapes :

- 1^{ère} étape : reconstitution du spectre de la turbulence à partir d'un bruit blanc filtré.

Von Karman [LEI91] a proposé d'utiliser une fonction de transfert d'ordre non entier. Il est possible de l'approcher sous la forme suivante [NIC02] :

$$\phi_v(s) = \frac{K_v \cdot (m_1 \cdot T_v \cdot s + 1)}{(1 + T_v \cdot s) \cdot (1 + m_2 \cdot T_v \cdot s)} \quad (2.2)$$

avec $m_1 = 0.4$ et $m_2 = 0.25$.

Le calcul des paramètres mathématiques K_v et T_v est assez complexe et est détaillé dans [NIC02]. Ils sont fonction de l'échelle de longueur de la turbulence.

- 2^{ème} étape : définition de l'écart type de la turbulence σ_v .

L'écart type dépend de la vitesse moyenne V et d'un coefficient k_σ qui représente l'intensité de la turbulence :

$$\sigma_v = k_\sigma \cdot V \quad (2.3)$$

Nichita [NIC02] donne des ordres de grandeurs de l'intensité et de l'échelle de longueur de la turbulence pour divers sites.

Ainsi à partir d'un bruit blanc gaussien en entrée, il est possible de déterminer la composante de la turbulence et donc de générer une série temporelle de la vitesse du vent en un point $v_0(t)$ comme présenté sur la figure 2.1. Le vent est défini par 3 paramètres :

- une vitesse moyenne V
- un coefficient de variance k_σ (compris entre 0.1 en mer et 0.25 dans une zone turbulente)
- une échelle de longueur de turbulence L_v (compris entre 100 en mer et 500 dans une zone turbulente)

Pour notre cas, nous avons choisi un jeu de paramètres correspondant à un site côtier ($k_\sigma = 0.13$ et $L_v = 125$).

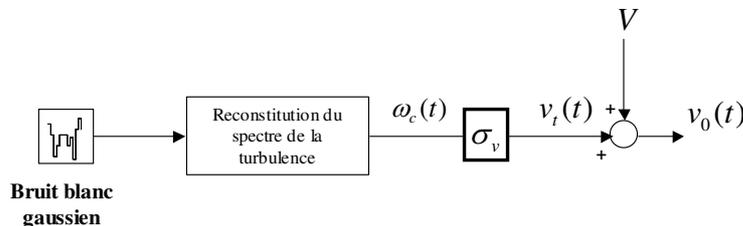


FIG. 2.1 – Construction de la vitesse de vent en un point.

Filtre spatial.

La vitesse du vent en un point de l'aire balayée par l'aéroturbine doit permettre de retrouver le couple éolien proche de celui que produirait le champ de vitesse du vent réel incident sur toute l'aire balayée par le rotor. Il a été démontré expérimentalement que seules les composantes basses fréquences du vent incident se retrouvaient dans le couple total produit par les pales. Par contre, l'aéroturbine filtre les fluctuations hautes fréquences [LEI92]. On reconstitue cet effet en appliquant sur la vitesse instantanée du vent un filtre dont la fonction de transfert est donnée

ci-dessous :

$$H_{fs} = \frac{\sqrt{2} + b.s}{(\sqrt{2} + b.\sqrt{a}.s)(1 + \frac{b}{\sqrt{a}}.s)} \quad (2.4)$$

Le paramètre a est empirique et vaut 0.55. Le paramètre b est fonction entre autre du rayon des pales de l'éolienne R . La figure 2.2 montre l'évolution de la vitesse du vent avant et après le filtre spatial.

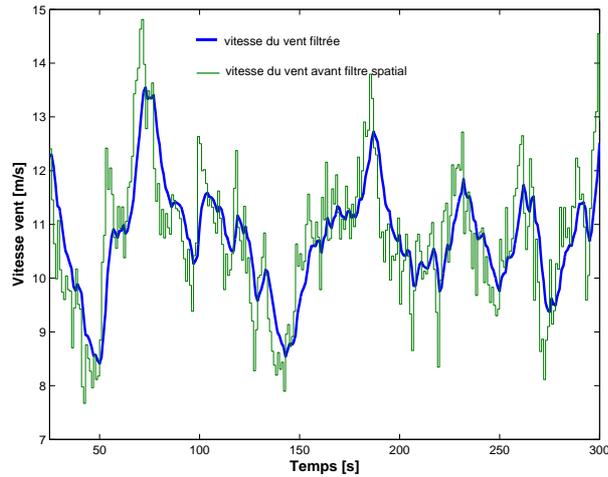


FIG. 2.2 – Evolution de la vitesse du vent avant et après le filtre spatial.

Rafales.

On considère que l'effet d'une rafale ne relève pas de la modélisation proposée précédemment. On vient donc superposer à la sortie du filtre spatial une composante qui représente cet effet. Une rafale $R_v(t)$ est définie par une amplitude ΔR_v , une durée τ et une fonction liée à sa forme [SPE95]. En général, on considère une forme sinusoïdale :

$$R_v(t) = \frac{1}{2} \cdot \Delta R_v \cdot [1 - \cos(\frac{2.\pi.t}{\tau})] \quad (2.5)$$

Autres phénomènes.

D'autres phénomènes peuvent également être superposés après le filtre spatial. C'est le cas de l'effet d'ombre de la tour, du cisaillement du vent, ... [CAM04]. Ces phénomènes entraînent des oscillations de puissance qui seront importantes dans le cas des éoliennes à vitesse fixe [CAM03].

Pour l'étude considérée, ces phénomènes ne seront pas pris en compte.

Au final, le modèle de vent utilisé sera celui décrit à la figure 2.3.

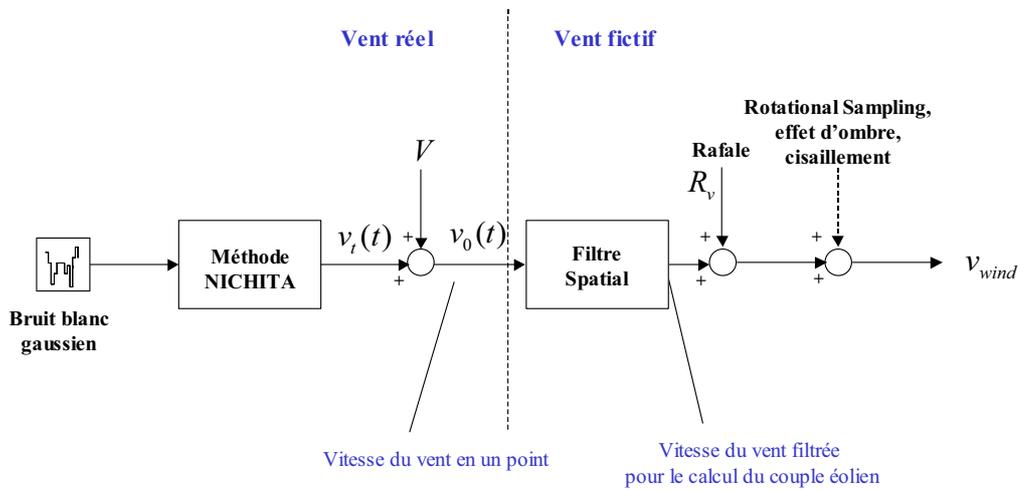


FIG. 2.3 – Caractérisation de la vitesse du vent fictif.

Nous allons utiliser 3 niveaux de vent (faible, moyen et fort) pour tester les modèles par la suite. La figure 2.4 présente ces 3 niveaux de vent (vitesse moyenne : $V = 6, 11, 18\text{m/s}$) ou $k_\sigma = 0.13$ et $L_v = 125$. Il apparaît distinctement sur cette figure que la variance des turbulences est fonction de la valeur moyenne du vent.

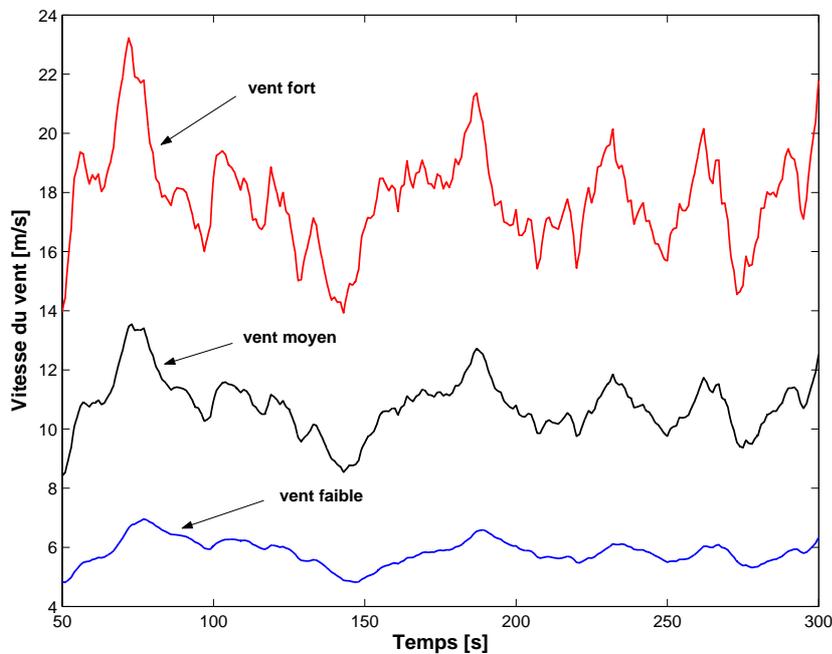


FIG. 2.4 – Définition de 3 niveaux de vent.

2.2.2 La conversion aérodynamique.

Expression du couple éolien, théorie de Betz.

La théorie de Betz [BET27] permet d'expliquer simplement le processus d'extraction de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Cette théorie est rappelée dans l'annexe B.1, elle aboutit à l'expression de la puissance de l'éolienne P :

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot v_{wind}^3 \quad (2.6)$$

avec :

v_{wind} = la vitesse du vent amont [m/s],

C_p = le coefficient de puissance de l'éolienne (valeur maximale 0.593),

ρ = la densité volumique de l'air [kg/m^3],

S = la section balayée par les pales [m^2] de rayon R [m].

Le coefficient C_p dépend de la vitesse du vent en amont v_{wind} , du nombre de pales, de leur rayon, de leur angle de calage β et de leur vitesse de rotation. En pratique, on atteint des valeurs de 0.45 à 0.5 pour les meilleures éoliennes actuelles.

On définit le coefficient de **vitesse spécifique** [GOU82] noté λ qui est égal au rapport entre la vitesse périphérique des pales U et la vitesse du vent v_{wind} :

$$\lambda = \frac{U}{v_{wind}} = \frac{\Omega_w \cdot R}{v_{wind}} \quad (2.7)$$

avec :

Ω_w = vitesse angulaire de rotation des pales [rd/s]

Pour des raisons de décollement des filets fluides sur les pales (régime de turbulence), et de vibrations, U doit rester inférieure à $100m/s$ (environ le tiers de la vitesse du son). Si l'on considère une vitesse moyenne du vent de $10m/s$, λ doit être inférieure à 10.

On déduit de l'équation 2.6 l'expression du couple éolien T_w en fonction de λ :

$$T_w = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p}{\lambda} \cdot \rho \cdot S \cdot R \cdot v_{wind}^2 \quad (2.8)$$

On utilisera par la suite le coefficient de couple C_t :

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} \quad (2.9)$$

Effet pitch et stall.

D'après la formule de Betz (2.6), la puissance captée par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. A partir d'une certaine vitesse de vent, la puissance mécanique transmise par l'aéroturbine est supérieure à la puissance nominale du générateur électrique. Les éléments de l'aérogénérateur sont dimensionnés autour de la puissance nominale, et ils ne peuvent donc pas supporter des grandeurs supérieures à certaines limites. Il faut donc limiter la puissance captée par l'éolienne lorsque le vent devient trop important.

Il existe deux grandes philosophies de contrôle de la puissance aérodynamique d'une éolienne :

- D'une part, le comportement aérodynamique de la turbine peut être contrôlé activement en modifiant l'angle de calage (également appelé "pas variable") des pales autour de leur axe longitudinal. Ce type de contrôle est appelé **pitch control** ou contrôle par variation de l'angle de calage [MUL01]. Ce système permet également de freiner la turbine si nécessaire.

- D'autre part, le comportement aérodynamique des pales peut évoluer de manière passive en fonction de la valeur du coefficient de vitesse spécifique. En effet, à partir de certaine vitesse de vent, la turbulence provoquée par le profil des pales entraîne un décrochage aérodynamique et par la suite une décroissance du couple capté par les pales. A noter que le point de décrochage dépend aussi de l'angle de calage. Le profil des pales peut être légèrement modifié pour provoquer ce décrochage. Ce genre de contrôle passif de la puissance captée est appelé **stall control** ou régulation par décrochage aérodynamique (effet stall) [VDP99] [MUL00]. Les éoliennes utilisant ce mode de régulation possèdent en général un mécanisme de freinage en bout de pale.

La figure 2.5 présente les caractéristiques statiques de puissance en fonction de la vitesse du vent pour les deux modes de contrôle. La régulation passive est liée au décrochage aérodynamique des pales provoqué par les turbulences pour des vitesses de vent élevées. Ce décrochage donne une allure peu stable à la courbe de puissance. La régulation active permet de maintenir constante la puissance fournie par l'éolienne pour les mêmes vitesses de vent. A noter que pour des vitesses de vent trop importantes (en général aux alentours de 25m/s), les éoliennes sont arrêtées.

Remarque : Certains aérogénérateurs combinent les avantages des deux systèmes, c'est ce qu'on nomme le contrôle **stall active**. Pour des faibles vents, l'angle de calage est modifié pour atteindre un bon rendement et un couple de démarrage suffisamment grand. Dans la zone de limitation de puissance, l'angle de calage est contrôlé en direction contraire de la stratégie "pitch control" de manière à provoquer l'effet stall [ACK02].

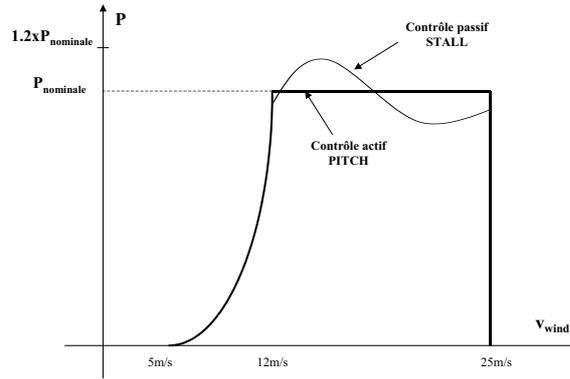


FIG. 2.5 – Caractéristiques de puissance pour les deux modes de régulation.

En 2000, environ 60% des éoliennes utilisaient la régulation stall mais les grandes machines actuelles utilisent presque exclusivement le contrôle à pas variable (pitch control).

2.2.3 Modèle de la partie mécanique.

Modèle rigide.

Les différents éléments d'un système éolien classique sont présentés à la figure 2.6. Il est donc composé d'une aéro turbine qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique, d'un multiplicateur de vitesse qui permet d'augmenter la vitesse de rotation et de diminuer le couple et d'un générateur électrique qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Le modèle de la partie mécanique est défini en considérant un seul arbre équivalent [SON00], le couple produit par les pales de l'éolienne T_w et le couple électromagnétique T_{em} sont liés par la relation :

$$J \cdot \frac{d\Omega_w}{dt} + D \cdot \Omega_w = \gamma \cdot T_{em} - T_w \quad (2.10)$$

avec :

$$J = J_w + \gamma^2 \cdot J_e \quad (2.11)$$

$$D = D_w + \gamma^2 \cdot D_e \quad (2.12)$$

$$\gamma = \frac{\Omega_e}{\Omega_w} \quad (2.13)$$

γ rapport de multiplication

J_w et D_w respectivement l'inertie de l'éolienne et le coefficient de frottement

J_e et D_e respectivement l'inertie du générateur et son coefficient de frottement

J et D l'inertie équivalente et le coefficient de frottement ramenés sur l'arbre lent

Ω_e la vitesse angulaire de rotation du générateur électrique

On supposera que les paramètres mécaniques sont constants quelle que soit la vitesse de rotation.

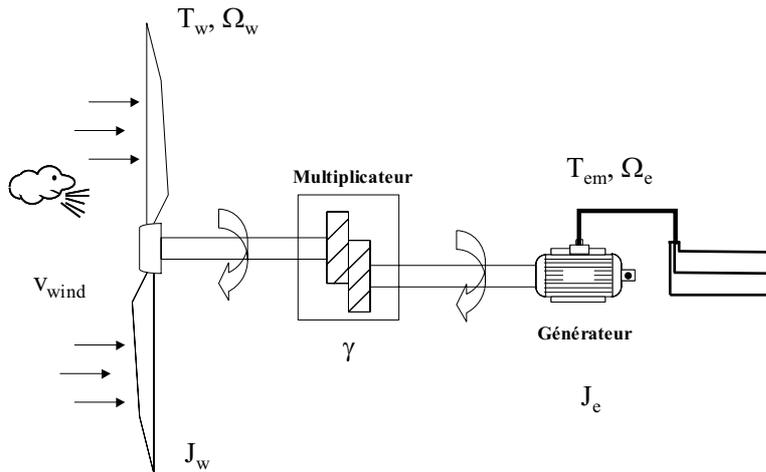


FIG. 2.6 – Présentation d'un système éolien.

Par la suite, dans un souci de simplifications, on utilisera le couple T_g (effet du couple électromagnétique sur l'arbre lent) dans les équations avec :

$$T_g = \gamma \cdot T_{em} \quad (2.14)$$

Le multiplicateur est supposé parfait c'est à dire sans pertes et d'inertie nulle. Cette approximation est d'ailleurs justifiée par les valeurs numériques des constantes d'inertie notées H données dans certains articles [MILL03] [RØS02] pour les éoliennes actuelles :

$$H_w=2.5s, H_e=0.5s \text{ et } H_g=0.1s$$

H_w , H_e et H_g étant respectivement les constantes d'inertie des pales de l'éolienne, du générateur électrique et du multiplicateur de vitesse.

Remarque : La constante d'inertie $H[s]$ s'exprime en fonction de $J[kg.m^2]$ [KUN93] :

$$H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J \cdot \Omega_{BASE}^2}{P_{BASE}} \quad (2.15)$$

avec P_{BASE} la puissance nominale et Ω_{BASE} la vitesse angulaire nominale.

La relation fondamentale de la dynamique s'écrit alors :

$$2.H.\frac{d\overline{\Omega_w}}{dt} = \overline{T_g} - \overline{T_w} \quad (2.16)$$

avec \overline{X} : la valeur en pu de la grandeur X .

Modèle souple et prise en compte des phénomènes de Vortex.

Certains auteurs présentent également des modèles souples [RØS02] [LED03] prenant en compte la souplesse de l'arbre. Mais les valeurs de ces coefficients de raideur sont souvent rattachées à un processus réel. V. Akhmatov [AKH99] est le seul qui ait développé un modèle "dynamique" complet d'une chaîne de conversion éolienne. Son modèle "dynamique" est fondé sur l'analyse spectrale de Fourier réalisée sur la mesure de la puissance active d'une éolienne.

A partir de cette analyse, il a identifié 10 modes de balancements et d'oscillations (oscillations des pales, torsion de l'arbre, phénomène de Vortex, ...) qui influencent la puissance active produite. Au final, selon lui, l'amplitude de ces perturbations peut atteindre 5 à 10% de la valeur efficace de la puissance active. Cependant, la prise en compte ou non de ces phénomènes ne présente pas de différences significatives sauf si les fréquences de ces phénomènes entrent en résonance avec des éléments du réseau.

Ne disposant pas de valeurs réalistes des coefficients de raideur et constatant le peu d'incidence des phénomènes pris en compte par Akhmatov, nous avons choisi de poursuivre notre étude avec le modèle rigide.

2.2.4 Modèle causal de l'éolienne.

En partant des équations présentées précédemment, on peut définir un modèle physique de la partie puissance d'une éolienne [ROG03]. Ce modèle est proposé à la figure 2.7 à l'aide du Graphe Informationnel Causal (G.I.C.) détaillé en annexe B.2.

La relation R_w définit le couple aérodynamique :

$$R_w \rightarrow T_w = \frac{1}{2} \cdot C_t \cdot \rho \cdot S \cdot R \cdot v_{wind}^2 \quad (2.17)$$

Il est important de noter qu'il s'agit d'une caractéristique de couple statique, ce qui limite sensiblement le domaine de validité du modèle utilisé.

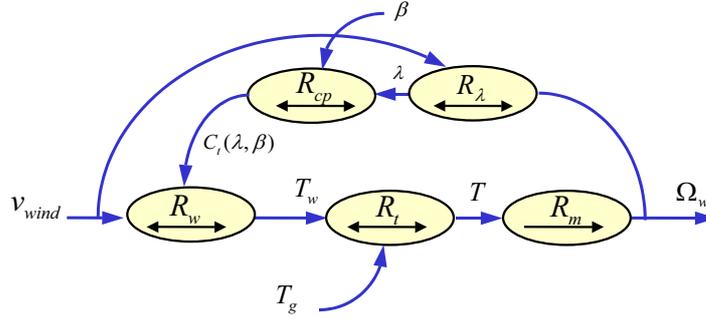


FIG. 2.7 – Graphe Informationnel Causal de l'éolienne.

Les relations R_t et R_m sont relatives au modèle de la partie mécanique et définissent respectivement le couple d'accélération et la modélisation de la partie mécanique de l'arbre :

$$R_t \rightarrow T = T_g - T_w \quad (2.18)$$

$$R_m \rightarrow J \cdot \frac{d\Omega_w}{dt} + D \cdot \Omega_w = T \quad (2.19)$$

Et les relations R_λ et R_{cp} décrivent les caractéristiques aérodynamiques de l'éolienne avec R_λ relative au coefficient de vitesse spécifique et R_{cp} relative au coefficient de transmission de puissance :

$$R_\lambda \rightarrow \lambda = \frac{\Omega_w \cdot R}{v_{wind}} \quad (2.20)$$

$$R_{cp} \rightarrow C_t = f(\lambda, \beta) \quad (2.21)$$

avec β : angle de calage des pales.

On peut conclure que le système possède trois entrées (v_{wind} , β et T_g), deux d'entre elles (β et T_g) permettent de contrôler la puissance de l'aéroturbine.

2.2.5 Synthèse sur les éoliennes de grande puissance actuelle.

Les éoliennes sont de plus en plus puissantes [BAR03]. Sur le marché de référence, le marché allemand, la taille moyenne des aérogénérateurs est passée de 470kW en 1995 à 1.5MW en 2004. Par conséquent, le segment des éoliennes de plus de 1.5MW dominé en 2001 par Enercon (all.), Vestas (dan.) et Bonus (dan.) est très concurrentiel (voir table 2.1).

Par exemple, en 2002, Nordex (all.) a présenté la N90 qui développe 2.3MW avec des pales de 45m de longueur. La réalisation de ce type d'éoliennes "géantes" est de nos jours rendue possible

grâce aux progrès de la technologie des nouveaux matériaux légers et robustes comme le carbone ou la fibre de verre. Gamesa (esp.) illustre aussi parfaitement cette tendance en enrichissant récemment sa gamme de la G80, une éolienne d'une puissance maximale de 2MW pour 40m de rayon de pales. Vestas est également très dynamique sur le plan technologique avec notamment sa V80 de 2MW et surtout la récente V90 de 3MW et reste le leader dans le domaine de l'éolien toutes puissances confondues.

Les constructeurs rivalisent de prouesses technologiques afin de se positionner au mieux sur un marché de l'éolien estimé à 12 Milliards d'euros à l'horizon 2007. Ainsi la taille des turbines est en constante augmentation et les éoliennes dites de troisième génération sont en train de voir le jour. Enercon a installé en septembre 2002 un prototype d'aérogénérateur de 4.5MW à Egeln en Allemagne. Neg-Micon (dan.) sera également présent sur ce marché avec sa NM110/4200 (4.2 MW et 55m de longueur de pales). GE Wind Energy vient aussi de connecter la première éolienne d'une puissance supérieure à 3MW pour une application commerciale avec la GE-3.6 offshore configurée pour les sites abondamment ventés (104 mètres de diamètre et 140m de hauteur de mat). GE a d'ailleurs installé cette éolienne sur le site de Dunkerque en 2003. Enfin, REpower et LM Glasfiber (le plus grand fabricant de pales au monde) développent ensemble une pale pour une machine de 5MW (125m de diamètre de rotor).

TAB. 2.1 – Les leaders sur les différents segments de puissance en 2001.

rang	Aérogénérateurs < 750kW	Aérogénérateurs compris entre 750kW et 1500kW	Aérogénérateurs de 1501kW à 2500kW
1	Vestas	GE (Enron)	Enercon
2	Gamesa	Neg-Micon	Vestas
3	Enercon	Bonus	Bonus

2.2.6 Description de l'éolienne de référence WKA-60.

Il est relativement difficile d'obtenir des informations sur les parties mécaniques et électriques des éoliennes [HOF00]. Cependant, il est possible de se référer à la bibliographie pour trouver un jeu de paramètres cohérents. Une éolienne est souvent citée, il s'agit de la WKA-60 [HAU00] [MULT02] [HEI98] d'une puissance nominale de 1.2MW d'un diamètre de rotor de 60m et d'une vitesse de rotation nominale de l'ordre de 23tr/mn. Comme nous l'avons vu précédemment (modèle de la partie mécanique), l'inertie des pales se situe aux alentours de 2.5s ($J_w = 1.03$

$10^6 kg.m^2$) [MILL03]. L'évolution du coefficient de puissance C_p en fonction du coefficient de vitesse spécifique λ pour différentes valeurs de l'angle de calage est également connue et est présentée à la figure 2.8. Pour simuler le comportement des modèles établis, ces données ont été utilisées.

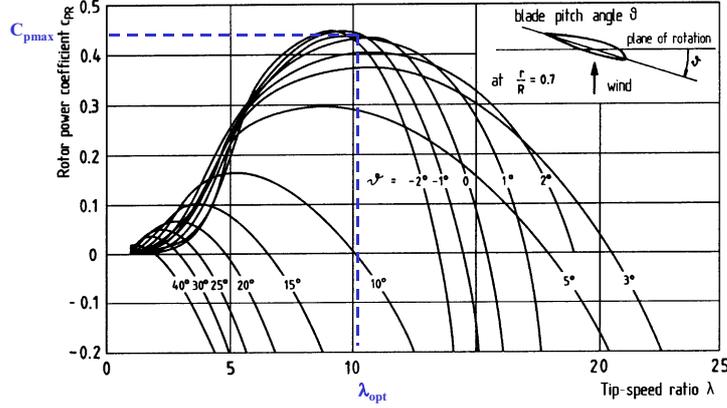


FIG. 2.8 – Caractéristiques du coefficient de puissance de l'éolienne WKA-60 en fonction de l'angle de calage β et du coefficient de vitesse spécifique λ (graphique issu du livre d'E. Hau [HAU00]).

Dans une première approche, on peut considérer que les caractéristiques des machines pitch sont sensiblement comparables et qu'il suffit de faire varier le rayon des pales R pour faire varier la puissance nominale. Il faut cependant prendre en compte, le coefficient de puissance maximal C_{pmax} qui peut être ajusté d'une éolienne à l'autre.

Dans le cadre d'études réseau, il est plus convivial de travailler avec des grandeurs réduites dans le système *per unit*. Ceci permet notamment une meilleure lisibilité et une comparaison plus aisée des résultats. Dans notre cas, il faut définir :

- une puissance de base $P_{BASE} = P_{nom} = 1.2MW$,
- une vitesse de rotation de base N_{BASE} et une vitesse angulaire de base Ω_{BASE} ,

$$N_{BASE} = N_{nom} = 23tr/mn \text{ et } \Omega_{BASE} \simeq 2.41rd/s$$

- un couple éolien de base T_{BASE} ,

$$T_{BASE} = \frac{P_{BASE}}{\Omega_{BASE}} \simeq 497925.31Nm$$

- une constante totale d'inertie H_T .

$$H_T = H_w + H_e = 3s \text{ (on néglige } H_g)$$

2.3 Principes généraux de contrôle des éoliennes à vitesse variable.

2.3.1 Introduction.

La figure 2.7 met en évidence les deux grandeurs de contrôle suivantes : le couple T_g et l'angle de calage des pales β .

Dans le cas d'une éolienne directement connectée au réseau via une machine asynchrone triphasée, le couple électromagnétique est alors quasiment proportionnel au glissement de la machine. De plus, la plupart de ces aérogénérateurs sont à pas fixe et par conséquent aucun contrôle n'est alors possible. La seule solution pour extraire plus de puissance consiste à modifier la vitesse de rotation de la machine (en changeant le nombre de pôles). Les éoliennes à couplage direct (vitesse fixe) ont connu un franc succès au début de la vague éolienne grâce notamment à leur robustesse et leur simplicité mécanique [BAU02], mais les grandes éoliennes modernes sont à vitesse variable ce qui justifie leur connexion au réseau par l'intermédiaire de dispositifs d'électronique de puissance [GER03] [JON97]. L'insertion de "cette électronique de puissance" rend possible un contrôle dynamique du couple T_g .

Cette entrée permet de réaliser un contrôle de la vitesse de rotation afin de maintenir le coefficient de vitesse spécifique de l'éolienne à une valeur proche de sa valeur optimale λ_{opt} (voir figure 2.8). En contrôlant ainsi la vitesse de rotation, on optimise la conversion énergétique car le coefficient de puissance de l'éolienne est alors égal à sa valeur maximale C_{pmax} . Ce contrôle à λ_{opt} est réalisé pratiquement en conservant un angle de calage fixe qui ne peut être effectif que pour les faibles vitesses de vent [PRA00] (en général $< 12\text{m/s}$). En effet, pour les vitesses de vent importantes, la priorité est de limiter cette conversion énergétique.

On peut envisager deux types de stratégie pour limiter la puissance suivant que l'on utilise une loi de contrôle de vitesse ou une loi de contrôle du couple. Si on utilise une loi de contrôle du couple, l'angle de calage reste fixe et l'effet stall va limiter cette puissance [ACK02], on parle alors de contrôle indirect de la vitesse [CAM03]. Par contre, si on utilise une loi de contrôle de vitesse, une action sur l'angle de calage permet de limiter cette puissance et on parle alors d'un contrôle direct de la vitesse.

2.3.2 Contrôle direct de la vitesse (boucle de vitesse).

Présentation de la commande générale.

Nous nous intéresserons ici au contrôle des éoliennes avec pitch control. Les caractéristiques d'une éolienne avec pitch control (en français : contrôle de l'angle de calage) sont présentées à la figure 2.9 [KRU01]. Ce type de contrôle peut aussi bien être appliqué sur une éolienne à couplage électronique par le stator qu'à une éolienne à couplage électronique par le rotor.

On distingue deux types de fonctionnement : le *partial load* ou fonctionnement à charge partielle et le *full load* ou fonctionnement à pleine charge.

Le fonctionnement en *partial load* vise à optimiser dans un premier temps la conversion énergétique jusqu'à limitation de la vitesse de rotation. Dans ce mode de fonctionnement, l'angle de calage des pales β est fixe. A noter que certains constructeurs utilisent des angles négatifs de très faible valeur que nous ne prendrons pas en compte.

On distingue alors deux zones :

- ZONE 1 (λ_{opt} , C_{pmax} , $\beta = 0$) : dans cette zone que l'on nomme *partial load 1*, on cherche à extraire le maximum de puissance du vent. Le contrôle vise à faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne de manière à rester aux alentours de λ_{opt} . Comme l'angle de calage est fixe, le coefficient de puissance de l'éolienne est alors égal à sa valeur maximale C_{pmax} .
- ZONE 2 (N_{nom} , $\beta = 0$) : cette zone fait toujours partie du mode de fonctionnement en *partial load*, on la nomme d'ailleurs *partial load 2*. Mais cette fois-ci on ne peut plus faire varier la vitesse de rotation de la machine car elle a atteint sa valeur nominale. La conversion énergétique ne peut donc plus être optimale et on va "dégrader" le coefficient de vitesse spécifique de l'éolienne.

Nous avons fixé l'angle de calage à 0 pour toute la zone de fonctionnement en *partial load*. Cependant, l'angle de calage peut prendre des valeurs légèrement négatives, soit pour optimiser davantage la conversion énergétique en *partial load 1*, soit pour limiter la vitesse de rotation de la machine en *partial load 2*.

Pour le *full load*, on cherche à maintenir constante la puissance électrique produite à sa valeur nominale en agissant sur l'angle de calage, on distingue une seule zone :

- ZONE 3 (N_{nom} , P_{nom}) : dans cette dernière zone, la vitesse de rotation est toujours égale à sa valeur nominale mais cette fois-ci la puissance délivrée par l'éolienne a atteint sa valeur nominale. Le contrôle en *full load* vise à conserver la puissance produite constante à cette valeur nominale en modifiant l'angle de calage des pales.

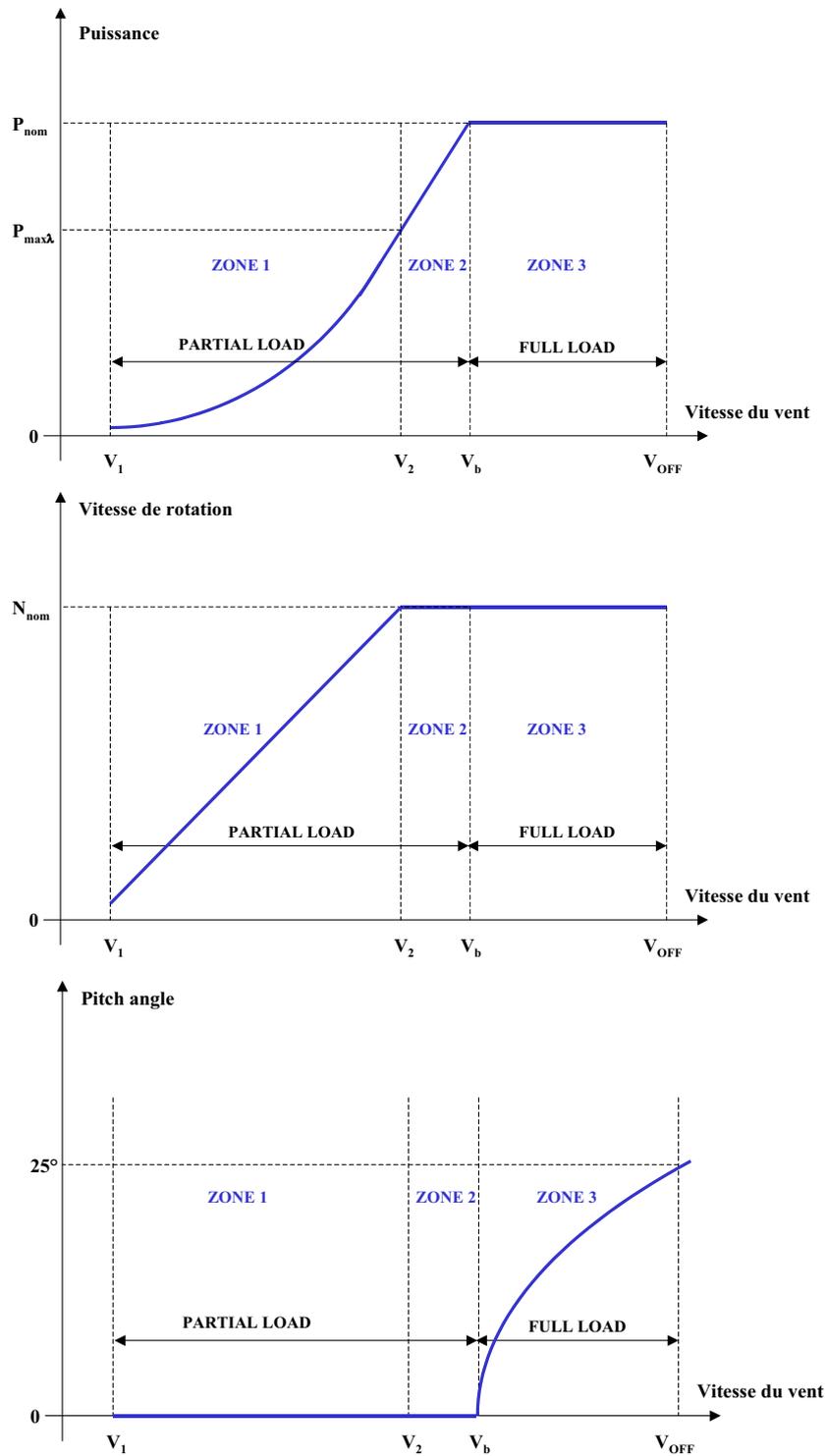


FIG. 2.9 – Caractéristiques d'une éolienne avec pitch control.

Zone1 : optimisation de la conversion énergétique (partial load 1).

Dans cette zone, on cherche donc à maintenir la valeur du coefficient de vitesse spécifique à son optimum notée λ_{opt} . Une boucle de régulation de vitesse est alors mise en oeuvre et sa vitesse de référence Ω_{wREF} est déduite de la relation :

$$\lambda_{opt} = \frac{R \cdot \Omega_{wREF}}{v_{wind}} \longrightarrow \Omega_{wREF} = \frac{\lambda_{opt} \cdot v_{wind}}{R} \quad (2.22)$$

Comme nous l'avons vu précédemment, ce contrôle de la vitesse de rotation peut être réalisé en agissant sur le couple T_g , ce qui suppose que le couple électromagnétique du générateur soit contrôlé dynamiquement. L'architecture de la commande peut être issue de l'inversion du graphe (figure 2.10). La première relation à inverser est la relation R_t , dans cette relation le couple éolien T_w apparaît comme une perturbation qui peut être compensée ou non dans la commande (R_{ct}) :

$$R_{ct} \rightarrow T_{gREG} = T_w + T_{REG} \quad (2.23)$$

La relation R_m est ensuite inversée, elle nécessite l'emploi d'un correcteur de vitesse $C_{\Omega 1}$:

$$R_{cm} \rightarrow T_{REG} = C_{\Omega 1} \cdot (\Omega_{wREF} - \Omega_w) \quad (2.24)$$

L'inversion du graphe fait apparaître l'intérêt de compenser le couple éolien.

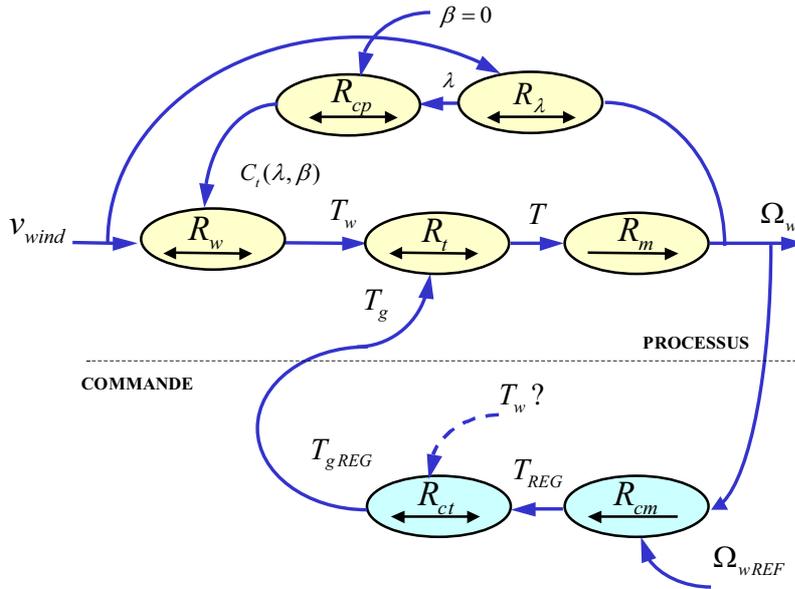


FIG. 2.10 – Graphe du partial load control.

la vitesse de référence Ω_{wREF} . Or la vitesse du vent est un paramètre très difficile à mesurer dans la réalité. Comme le capteur de vent se situe en général sur la nacelle derrière les pales, on peut penser que la mesure réalisée est très fortement perturbée. De plus, ce capteur ne donne que la vitesse du vent en un point de la surface balayée par les pales. L'information v_{wind} est cependant nécessaire dans la commande (pour le *partial load* et aussi pour le *full load*), il est donc indispensable de mettre en place un estimateur de vent.

H. Camblong [CAM03] propose une méthode en partant de l'équation de Betz. En effet, la loi de Betz permet d'écrire :

$$\frac{C_p}{\lambda^3}(\lambda, \beta) = \frac{2 \cdot \tilde{T}_w}{\rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \Omega_w^2} \quad (2.28)$$

Connaissant \tilde{T}_w , on en déduit la valeur de $\frac{C_p}{\lambda^3}$. Une table à 2 dimensions avec comme entrées $\frac{C_p}{\lambda^3}$ et β permet d'en déduire la valeur de λ puis l'estimation de la vitesse du vent \tilde{v}_{wind} . Par la suite, on confondra le couple éolien T_w et son estimation \tilde{T}_w ainsi que la vitesse du vent v_{wind} et \tilde{v}_{wind} .

On déduit du graphe du *partial load*, l'architecture de la commande présentée à la figure 2.12. Le couple T_w est une fonction non linéaire de Ω_w (fonction de Ω_w^2), la compensation de ce couple permet de linéariser le processus associé à sa commande. La synthèse du correcteur se trouve alors grandement simplifiée.

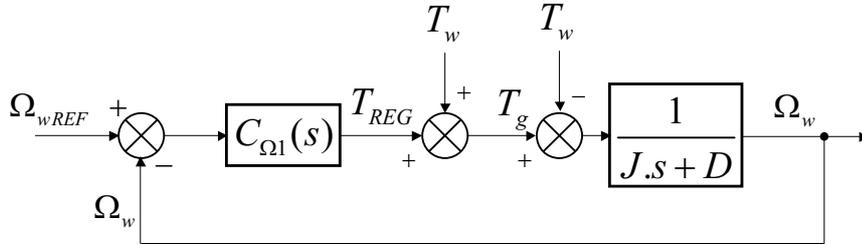


FIG. 2.12 – Schéma fonctionnel de l'asservissement pour le *partial load*.

Dans le cas où l'on ne compense pas le couple éolien dans la commande, le processus à contrôler est non linéaire. Nous présentons, dans l'annexe B.3.1, une méthode de synthèse d'une commande non linéaire. Il s'avère que l'adaptation des paramètres du correcteur en fonction du vent apporte peu de différences par rapport à un simple correcteur PI à coefficients constants. C'est pourquoi nous avons choisi cette dernière solution.

Le réglage de la dynamique optimale de la boucle de vitesse exige de faire un compromis entre

l'énergie produite, les fluctuations du couple électromagnétique et de la puissance électrique. Il faut aussi s'assurer que la puissance électrique produite, avec la dynamique choisie, reste toujours positive.

Dans le but de régler efficacement la dynamique de la boucle de vitesse, nous avons analysé l'effet de la constante de temps du système bouclé τ_{rpl} sur l'énergie produite et sur la variance des oscillations de la puissance électrique (σ_{pel}). La figure 2.13 présente les résultats obtenus. Comme il était difficile de représenter une courbe lisible et analysable avec une échelle temporelle, nous avons choisi de mettre en abscisse les 6 points d'analyse de τ_{rpl} . De plus, dans un souci de clarté, nous avons exprimé les grandeurs en pu, en divisant l'énergie et σ_{pel} par leurs valeurs maximales respectives.

Ainsi, à la lecture des courbes, il apparaît une cassure assez significative pour l'énergie captée au niveau du 4^{ème} point d'analyse ($\tau_{rpl} = 2s$ soit $\omega_n = 2.5rd/s$). Cette valeur de la constante de temps du système bouclé est donc la valeur optimale de réglage, car elle offre un compromis idéal entre énergie produite et oscillations. L'annexe B.3.2 propose un complément d'information sur ce choix de la dynamique de boucle dans cette zone de fonctionnement.

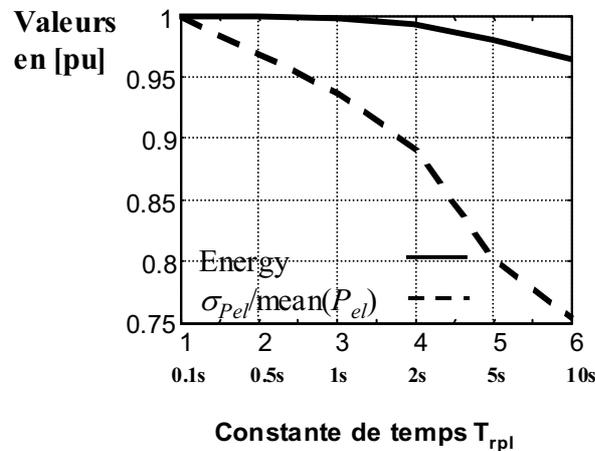
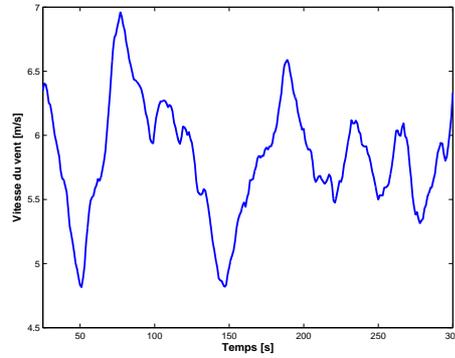
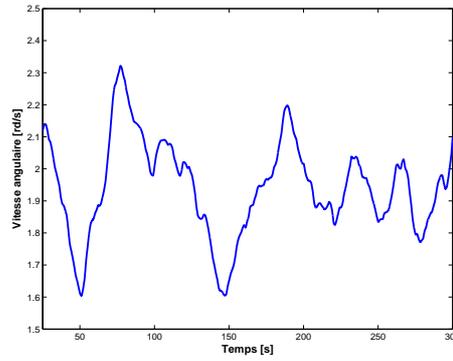
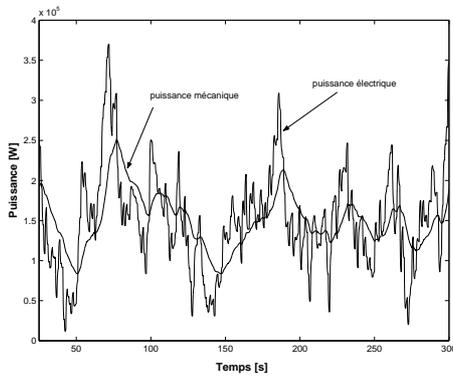


FIG. 2.13 – Etude du choix de la dynamique de boucle en *partial load*.

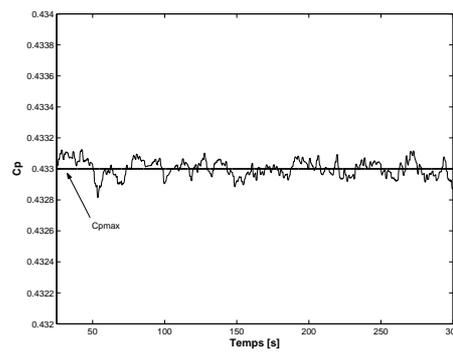
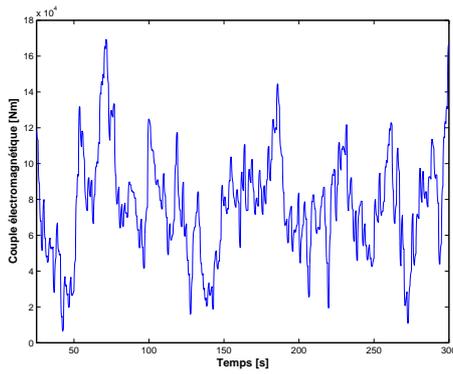
La figure 2.14 présente les résultats de simulation pour un fonctionnement en *partial load 1* avec compensation du couple éolien dans la commande et avec la dynamique optimale ($\tau_{rpl} = 2s$). La puissance électrique est toujours positive et l'éolienne fonctionne en vitesse variable dans le but d'optimiser la conversion énergétique. L'allure du coefficient de puissance de l'éolienne confirme un fonctionnement proche de sa valeur maximale.



(a) Vitesse du vent.



(b) Puissances mécanique et électrique produites. (c) Vitesse angulaire de rotation des pales et vitesse de référence.



(d) Couple électromagnétique.

(e) Coefficient de puissance.

FIG. 2.14 – Simulations en *partial load 1*.

Zone2 : limitation de la vitesse (*partial load 2*).

Quand la vitesse du vent augmente et atteint un certain niveau, la vitesse de rotation doit être limitée pour protéger les éléments mécaniques. Cette limitation est mise en oeuvre en saturant la vitesse de référence Ω_{REF} dans la commande. L'optimisation de la conversion énergétique n'est plus alors le critère principal. La synthèse du correcteur (sans compensation) n'est alors plus correcte puisque le coefficient de vitesse spécifique devient inférieur à sa valeur optimale. Toutefois, on peut s'autoriser à conserver la même dynamique ou la diminuer un peu pour limiter les fluctuations de puissance.

En *partial load 2*, nous avons conservé la même dynamique que pour le *partial load 1*. La figure 2.15 présente les résultats de simulation dans cette zone. Le vent utilisé dans la simulation a une valeur moyenne de l'ordre de 11m/s. Dans cette zone, l'angle de calage est fixe et la vitesse de rotation est maintenue à sa valeur nominale. On ne cherche plus à extraire le maximum d'énergie ($C_p \neq C_{pmax}$ et $\lambda \neq \lambda_{opt}$) mais bien à limiter la vitesse de rotation.

Zone3 : limitation de la puissance (*full load*).

Pour des vitesses de vent importantes (en général $> 12\text{m/s}$), on bascule en *full load*. Dans cette zone, le but est de limiter et de maintenir la production de puissance active à sa valeur maximale (P_{nom}) afin de préserver l'ensemble des éléments de la chaîne éolienne dimensionnés autour de cette puissance. Le couple de référence T_{gREG} est alors :

$$R_p \rightarrow T_{gREG} = \frac{P_{nom}}{\Omega_w} \quad (2.29)$$

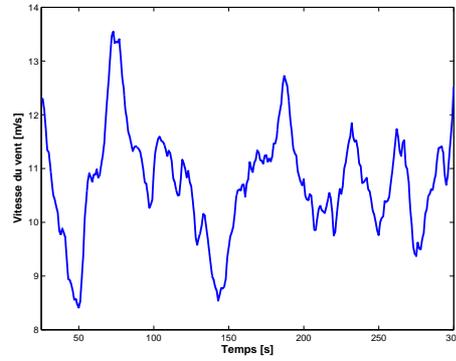
On considérera, comme précédemment, que $T_{gREG} \approx T_g$.

Une action sur l'angle de calage des pales permet maintenant de contrôler la vitesse de rotation de l'éolienne. On associe à chaque relation du processus, une relation inverse dans la commande (figure 2.16). Seule la relation R_β qui représente la dynamique de l'actionneur ne peut être inversée. Cet actionneur est modélisé par une fonction de transfert du premier ordre avec une constante de temps de 200ms [CAM03]. La synthèse globale de la commande a été réalisée en négligeant l'effet de cette dynamique.

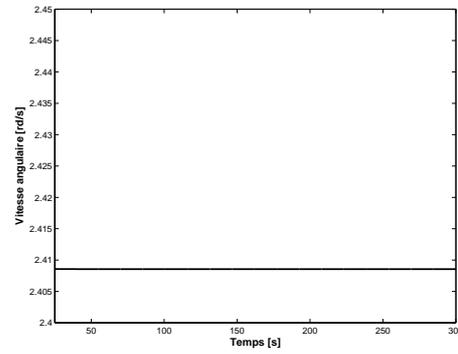
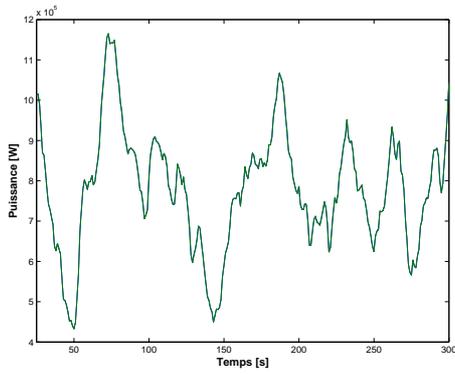
L'inversion des relations R_w et R_{cp} donne ainsi les relations R_{cw} et R_{ccp} :

$$R_{cw} \rightarrow C_{tREG} = \frac{2.T_wREG}{\rho.S.R.v_{wind}^2} \quad (2.30)$$

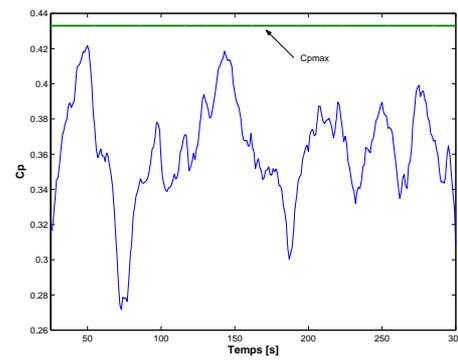
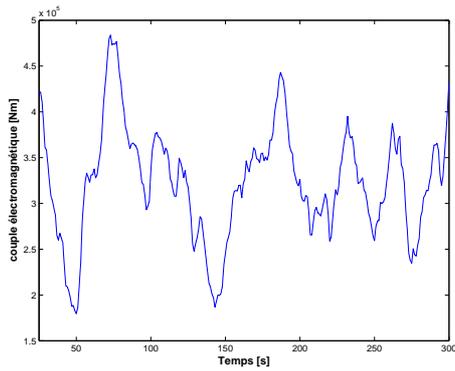
$$R_{ccp} \rightarrow \beta_{REG} = f^{-1}(C_{tREG}, \lambda) \quad (2.31)$$



(a) Vitesse du vent.



(b) Puissances mécanique et électrique produite. (c) Vitesse angulaire de rotation des pales et vitesse de référence.



(d) Couple électromagnétique.

(e) Coefficient de puissance.

FIG. 2.15 – Simulations en *partial load 2*.

La relation R_{cw} est une relation non linéaire qui dépend de la vitesse du vent v_{wind} .

La relation R_{ccp} nécessite d'inverser les caractéristiques aérodynamiques de l'éolienne (voir annexe B.4).

L'inversion de la relation R_t fait apparaître cette fois-ci le couple électromagnétique T_g comme une perturbation. Il est facile de compenser cette perturbation puisque nous avons confondu ce couple T_g et sa référence T_{gREG} . Et en *full load*, cette référence peut être considérée comme quasiment constante.

$$R_{ct} \rightarrow T_{wREG} = T_g - T_{REG} \quad (2.32)$$

L'inversion de la relation R_m , R_{cm} représente le contrôle de la vitesse et $C_{\Omega 2}$ est un correcteur.

$$R_{cm} \rightarrow T_{REG} = C_{\Omega 2} \cdot (\Omega_{wREF} - \Omega_w) \quad (2.33)$$

avec $\Omega_{wREF} = \Omega_{wnom}$ (vitesse angulaire nominale de rotation)

La synthèse du correcteur $C_{\Omega 2}$ est grandement facilitée si les relations de compensation R_{ct} et de linéarisation R_{cw} et R_{ccp} sont mises en oeuvre. En effet, dans ces conditions, on peut considérer l'égalité entre T_{REG} et T , ce qui signifie que le processus associé aux fonctions de commande citées est linéaire.

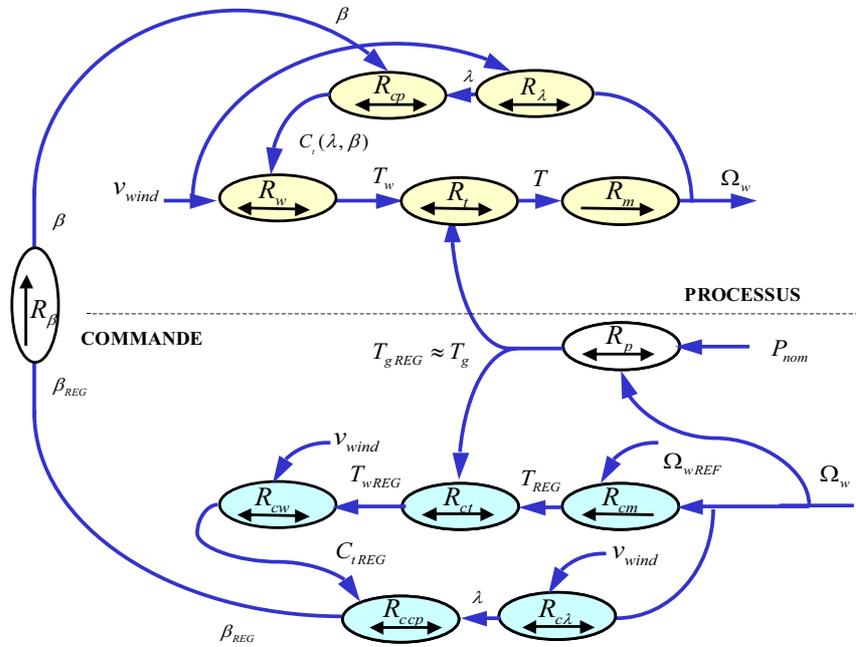


FIG. 2.16 – Graphe du *full load* control.

L'utilisation du principe d'inversion permet de linéariser le système associé à sa commande. Le système d'origine étant non linéaire, on introduit la fonction non linéaire inverse dans la commande (relations R_{cw} et R_{ccp}). Ceci revient à adapter le gain de la commande en fonction de la vitesse du vent. La figure 2.17 montre l'évolution de ce gain en fonction du vent. Si les relations de linéarisation ne sont pas mises en oeuvre, certains auteurs [SAL91] proposent d'adapter le gain du correcteur en fonction de la vitesse du vent (gain scheduling).

En *full load*, le choix de la dynamique vise à limiter les rampes de l'angle de calage (en général $10^\circ/s$ à $20^\circ/s$). La figure 2.18 montre les résultats de simulation pour un vent relativement fort (vitesse moyenne de $18m/s$). Le temps de réponse de la boucle de vitesse T_{rfl} est, dans la simulation présentée, de $10s$ soit, pour un coefficient d'amortissement unitaire, une pulsation naturelle de $0.5rd/s$.

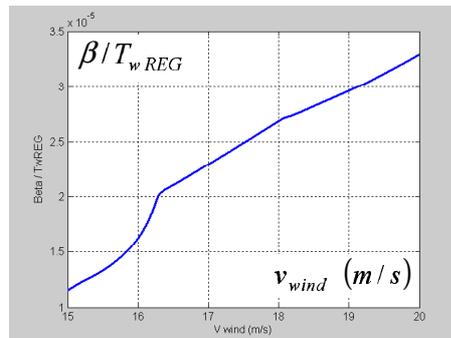
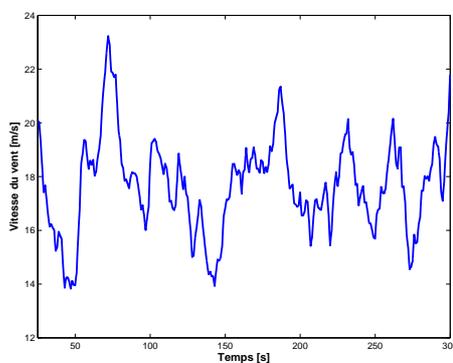


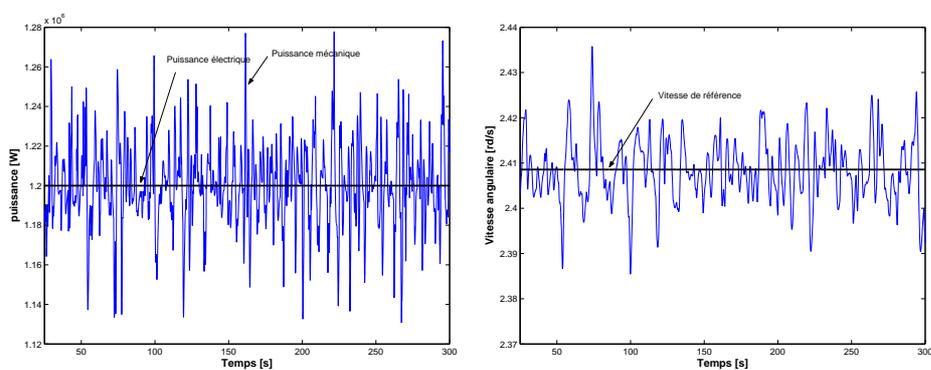
FIG. 2.17 – Evolution du gain en fonction du vent.

Supervision générale de la commande.

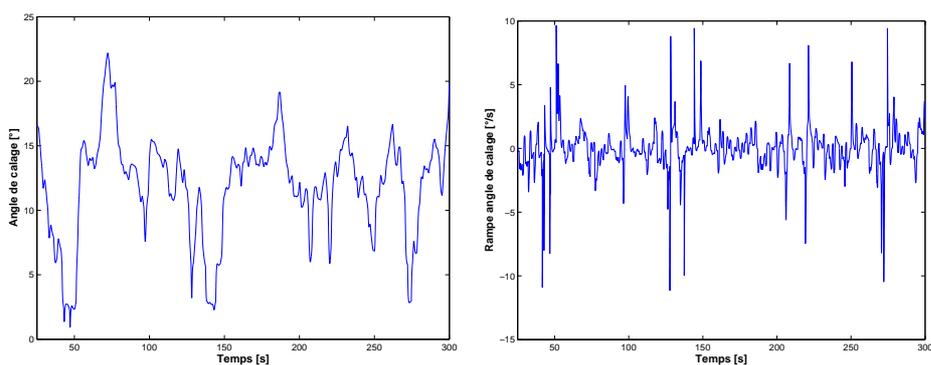
Le basculement d'un mode de fonctionnement à un autre nécessite la mise en oeuvre d'un superviseur. En fonction de la vitesse du vent, le superviseur commande le passage d'un mode de contrôle à un autre. Toutefois, seul le basculement entre le *partial load 2* et le *full load* justifie l'emploi de ce superviseur [HAN99]. En effet, le passage entre le *partial load 1 et 2* se fait "naturellement" par une saturation de la vitesse de rotation de référence dans la commande. Si la vitesse du vent augmente et dépasse un certain seuil pendant un certain temps (temporisation de 2 secondes choisie ici), pour éviter les successions de changements, le superviseur commande le basculement en *full load*, inversement si le vent diminue. A noter que le seuil de basculement peut être différent dans un sens ou dans l'autre. Dans le cas de l'éolienne WKA-60, le seuil de basculement en *full load* est de l'ordre de $14m/s$.



(a) Vitesse du vent.



(b) Puissances mécanique et électrique produite. (c) Vitesse angulaire de rotation des pales et vitesse de référence.



(d) Angle de calage.

(e) Rampe de l'angle de calage.

FIG. 2.18 – Simulations en *full load*.

La figure 2.19 présente les deux architectures de commande pour le *partial load* et pour le *full load*. Lors d'un basculement d'une commande à l'autre, le superviseur génère un signal d'initialisation de l'action intégrale du correcteur PI (signal *val com*).

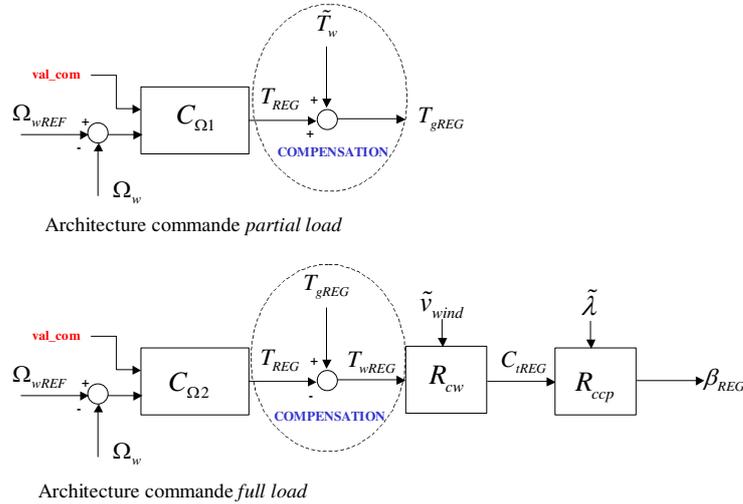
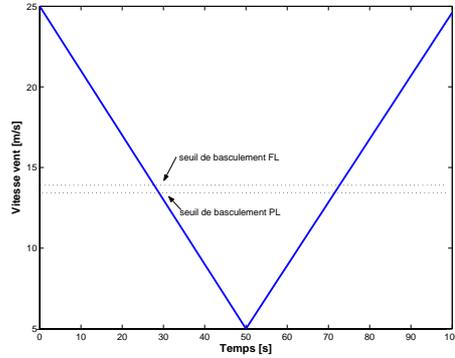


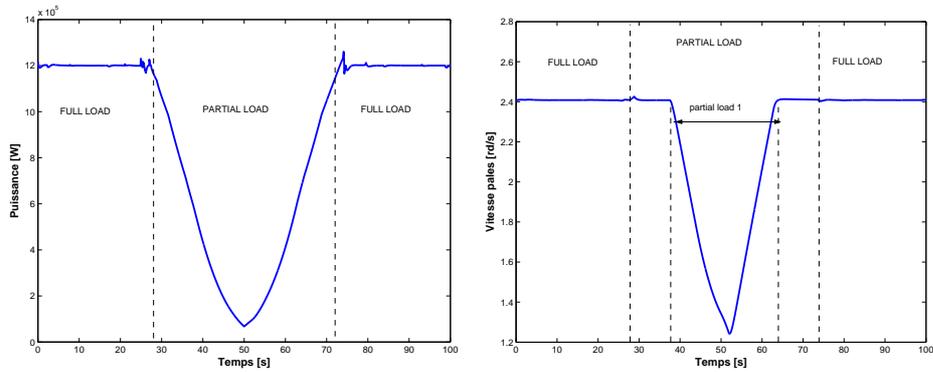
FIG. 2.19 – Les deux architectures de commande

La phase de basculement entre 2 modes de commande est toujours délicate car il est important d'éviter des discontinuités de couple lors de la transition. L'inversion complète du graphe de causalité (compensation de couple, linéarisation) est alors très intéressante car elle conduit à définir, dans les 2 types de commande, une grandeur de réglage T_{REG} qui n'est autre que le couple d'accélération appliqué à l'inertie de la turbine éolienne. Au moment de la transition, la vitesse est maintenue constante, on peut en déduire que ce couple est proche de zéro ce qui signifie qu'il suffit d'initialiser la sortie du correcteur à une valeur nulle pour que la transition soit correcte. Ainsi la compensation ou non du couple éolien joue un rôle fondamental au moment des basculements ceci est mis en évidence sur les figures 2.20 et 2.21. La figure 2.20 présente les résultats de simulation de l'ensemble face à une rampe de vent et dans le cas où la compensation est réalisée. La figure 2.21 montre la même simulation mais sans compensation du couple éolien. On constate des transitoires beaucoup plus sévères notamment sur l'évolution de la vitesse de rotation des pales lorsqu'il y a pas de compensation de couple. L'intérêt de mettre en oeuvre un observateur du couple éolien présente donc plusieurs avantages :

- une synthèse des correcteurs plus aisée,
- la mise en place d'un estimateur de vent en aval de cet observateur de couple,
- une gestion correcte des basculements.

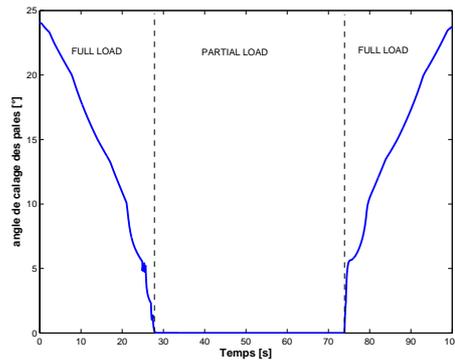


(a) Vitesse du vent.



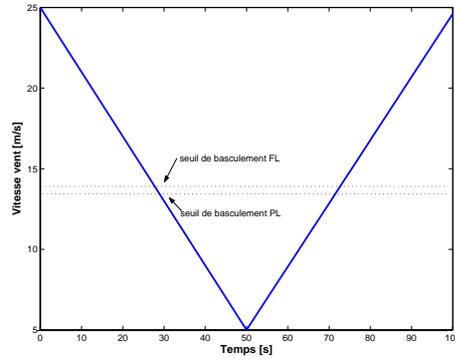
(b) Puissance mécanique produite.

(c) Vitesse angulaire de rotation des pales.

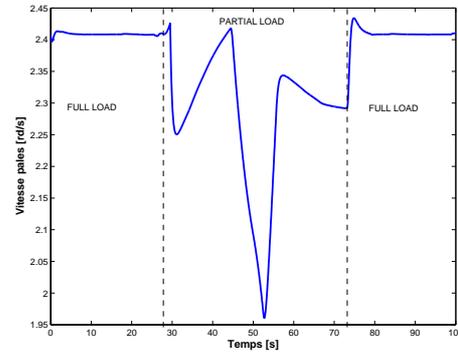
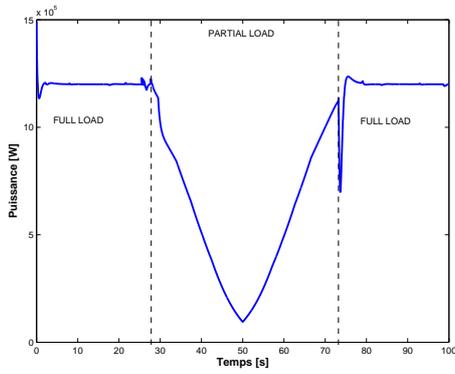


(d) Angle de calage des pales.

FIG. 2.20 – Comportement en cas de rampes de vent de l'éolienne avec contrôle direct de la vitesse (simulation) et compensation du couple éolien.

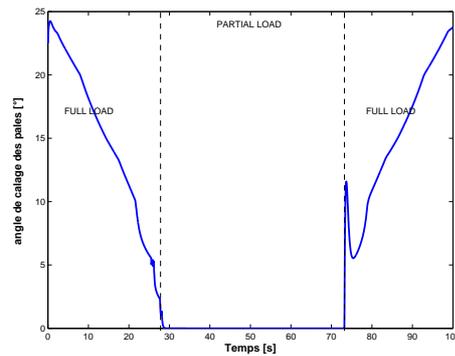


(a) Vitesse du vent.



(b) Puissance mécanique produite.

(c) Vitesse angulaire de rotation des pales.



(d) Angle de calage des pales.

FIG. 2.21 – Comportement en cas de rampes de vent de l'éolienne avec contrôle direct de la vitesse (simulation) sans compensation du couple éolien.

2.3.3 Contrôle indirect de la vitesse (loi de contrôle du couple).

Dans le cas d'une éolienne à pales fixes, la limitation est réalisée par le décrochage aérodynamique de la pale (effet stall).

On pourrait imaginer de réaliser une régulation de vitesse de la pale en fonction de la vitesse du vent dans un principe de commande analogue à celui présenté précédemment dans les modes *partial load* 1 et 2. Dans la pratique, on a, en général, recours à un type de commande fondé sur une simple caractéristique statique de couple en fonction de la vitesse [BOU02] (figure 2.23).

Le principe de l'inversion du graphe n'est pas utilisé pour déduire l'architecture de la commande d'une éolienne avec un contrôle passif (stall). La commande est issue de considérations uniquement statiques. Comme nous le verrons, avec ce principe de commande, les problèmes de basculement entre les différents modes sont évincés. De plus, la vitesse du vent v_{wind} n'intervient pas dans le schéma de commande, ce qui est aussi un réel avantage quand on connaît les difficultés liées à la mesure de cette vitesse de vent. Le graphe du stall control (*partial et full load*) est présenté à la figure 2.22. Dans le cas présent, l'utilisation du G.I.C. n'est pas indispensable, celui-ci est juste utilisé comme outil de représentation mettant clairement en évidence les entrées/sorties dans le schéma de commande.

Il est possible de mener exactement la même approche que pour l'éolienne avec contrôle direct de la vitesse en distinguant également deux modes de régulation, le *partial load* et le *full load* [WEL97].

Le *partial load* cherche à optimiser la puissance générée comme pour une éolienne pitch. En effet, l'optimisation de la conversion énergétique signifie que $\lambda = \lambda_{opt}$ et donc le couple éolien devient :

$$T_w = T_g = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot R \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}} \cdot v_{wind}^2 \quad (2.34)$$

En considérant la relation qui lie la vitesse du vent v_{wind} , le coefficient de vitesse spécifique λ et Ω_w , cette expression devient :

$$T_g = T_{gREG} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot R^3 \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3} \cdot \Omega_w^2 = K_\lambda \cdot \Omega_w^2 \quad (2.35)$$

avec :

$$K_\lambda = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot R^3 \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3} \quad (2.36)$$

Nous pouvons déduire de cette dernière expression une loi de contrôle du couple en *partial load* fonction du carré de la vitesse de rotation [PRA00].

Le *full load* pour une éolienne avec stall control est par contre fondamentalement différent puisque la puissance n'est pas contrôlée par orientation des pales. Le contrôle de la vitesse est alors réalisé en imposant un changement de pente sévère sur la courbe du couple de référence en fonction de la vitesse de rotation comme présenté à la figure 2.23 (a). Sur cette figure sont également tracées les caractéristiques de couple (figure 2.23 (a)) et de puissance (figure 2.23 (b)) de l'éolienne WKA-60 pour différentes vitesses de vent. Ces caractéristiques sont déduites de l'équation d'A. Betz et des caractéristiques de l'éolienne. On limite ainsi la vitesse de rotation de l'éolienne. La puissance produite est limitée par les caractéristiques aérodynamiques des pales.

De nouveau, on considère que $T_g = T_{gREG}$. La relation R_{cst} représente donc la loi de couple de la figure 2.23 (a).

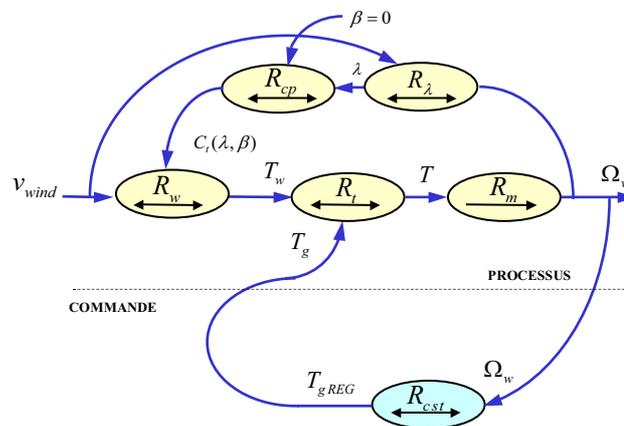
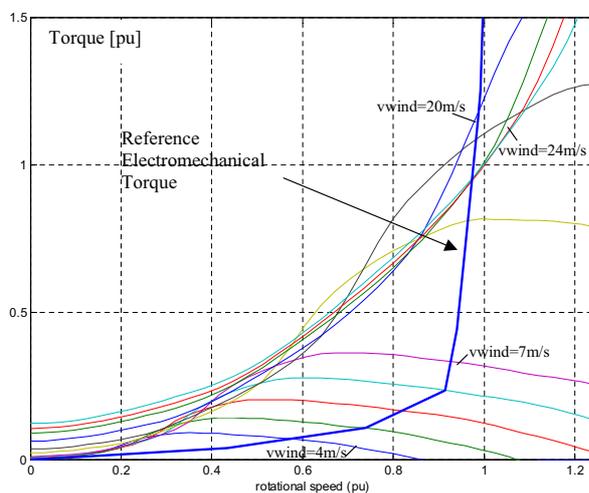


FIG. 2.22 – Graphe du *partial* et du *full load* pour une éolienne avec contrôle stall.

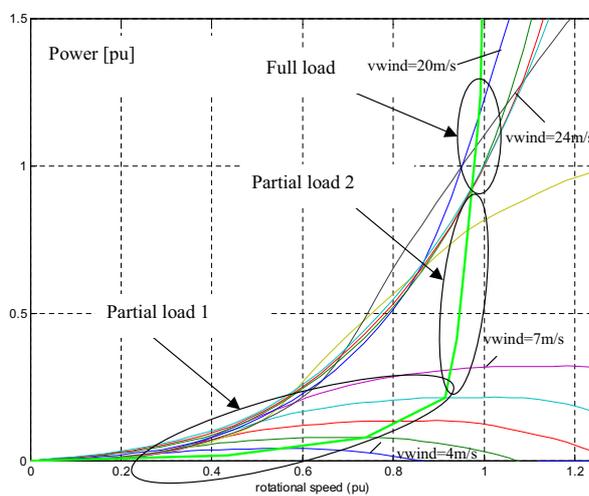
L'évolution de la puissance générée en fonction de la vitesse de rotation est présentée à la figure 2.23 (b), elle permet de bien interpréter les phénomènes et de distinguer trois zones :

- pour des vents faibles ($v_{wind} < 7\text{m/s}$), la conversion énergétique est optimisée. La loi de contrôle du couple est alors fonction du carré de la vitesse de rotation (équation 2.35). On retrouve ici le mode *partial load 1* pour faire le parallèle avec l'éolienne pitch.
- pour des vents importants ($v_{wind} > 20\text{m/s}$), la puissance générée par la chaîne de conversion éolienne est limitée par l'effet stall. L'effet stall est mis en évidence sur la figure 2.23 (b). En effet, sur cette courbe, nous pouvons remarquer que la caractéristique de puissance tracée pour un vent de 24m/s est en dessous de la caractéristique pour un vent de 20m/s . On retrouve ici le mode *full load*.
- pour des vents moyens ($7\text{m/s} < v_{wind} < 20\text{m/s}$), on retrouve une zone qui s'apparente au mode

partial load 2, où la conversion énergétique n'est plus optimisée et la puissance produite pas encore égale à sa valeur nominale.



(a) Caractéristique de couple électromagnétique de référence.



(b) Puissance générée en fonction de la vitesse de rotation.

FIG. 2.23 – stall control.

2.3.4 Etude comparative des lois de commande.

Le but de cette partie est de proposer une étude comparative de la même éolienne (WKA-60) avec un contrôle actif (pitch) ou passif (stall), tous deux présentés précédemment. Comme nous l'avons vu, ces deux contrôles dégagent trois zones distinctes (délimitées par la vitesse du vent). L'étude comparative portera donc sur l'analyse de ces trois zones [GUI04].

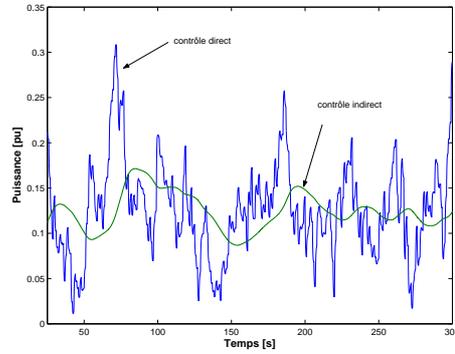
vent faible

Comme nous l'avons expliqué précédemment, la stratégie de contrôle en mode *partial load* est identique pour une éolienne avec contrôle passif ou actif. Deux lois de commande sont possibles pour le *partial load*, soit on réalise une boucle de vitesse (figure 2.10), soit on utilise une loi de contrôle du couple (figure 2.22). Ainsi, nous avons mis en oeuvre une boucle de vitesse pour le contrôle actif et une loi de couple pour le contrôle passif, le but des deux méthodes étant le même, optimiser la conversion énergétique.

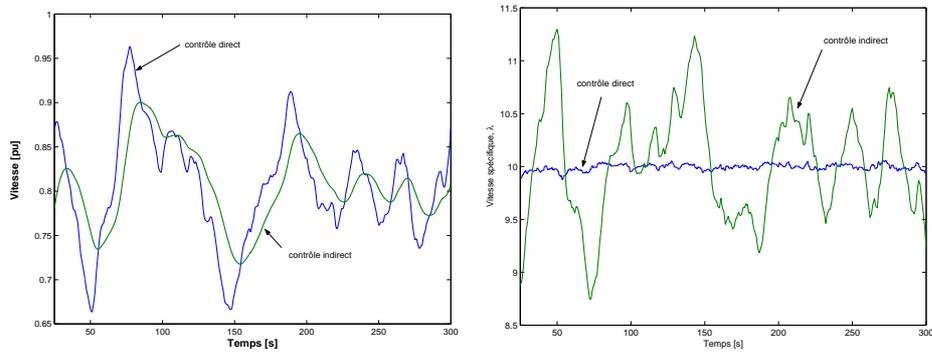
La figure 2.24 présente les résultats comparatifs de la commande directe avec dynamique optimale ($T_{rpl} = 2s$) et la commande indirecte avec loi de couple. Pour la figure présentée, nous avons utilisé, dans la simulation, une vitesse de vent d'entrée variant de 5 à 7m/s. La puissance électrique captée semble plus importante dans le cas d'une éolienne à commande directe de la vitesse car le contrôle du coefficient de vitesse spécifique autour de sa valeur optimale ($\lambda_{opt} = 10$) est meilleur. Cependant, ceci se fait au détriment des oscillations de couple, représentées sur la figure 2.24 (d) par la densité spectrale du couple, qui sont plus importantes dans le cas de la commande directe. On constate, après intégration de la puissance sur la durée de la simulation, que l'énergie produite n'est que très légèrement supérieure (de l'ordre de 2%) dans le cas de la commande directe. Ceci s'explique donc par un meilleur contrôle de la vitesse spécifique (figure 2.24 (c)).

C'est pourquoi, on peut penser qu'un contrôle indirect de la vitesse (contrôle plus doux) est préférable dans cette zone de fonctionnement. Toutefois, il est possible d'obtenir avec la commande directe quasiment les mêmes résultats qu'avec la commande indirecte en augmentant le temps de réponse de la boucle de vitesse.

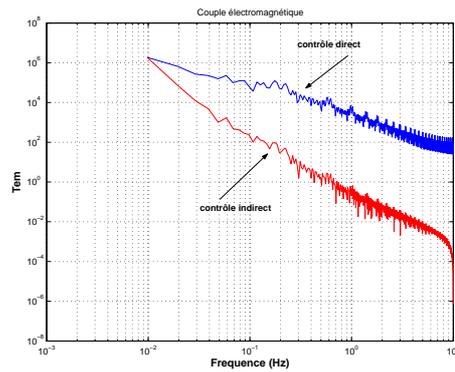
2.3. Principes généraux de contrôle des éoliennes à vitesse variable.



(a) Comparaison des puissances électriques produites.



(b) Comparaison des vitesses de rotation. (c) Comparaison des vitesses spécifiques.

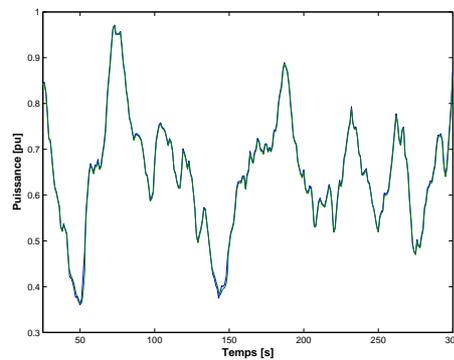


(d) Comparaison des densités spectrales du couple électromagnétique.

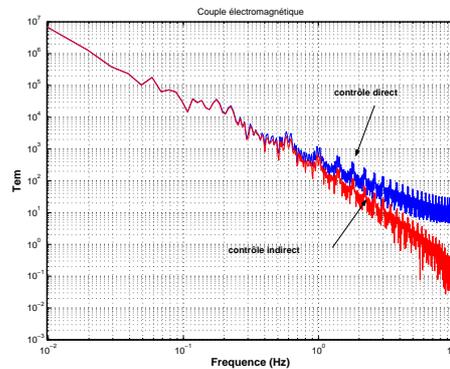
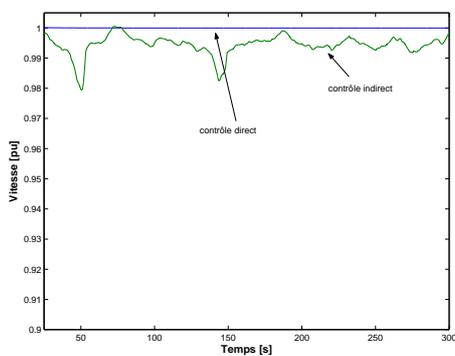
FIG. 2.24 – Comparaison de la commande directe et indirecte de vitesse pour le *partial load 1*.

vent moyen

Nous cherchons maintenant à comparer les deux types de contrôle pour un vent plus important que précédemment, ce qui induit, au niveau de la commande, le mode que nous avons appelé *partial load 2*. Nous avons introduit ce mode aussi bien pour le contrôle direct qu'indirect. Pour le contrôle direct, cela correspond à une saturation de la vitesse de référence dans la boucle de vitesse. Dans le cas du contrôle indirect, cela correspond à un changement de pente assez sévère dans la loi de contrôle du couple dans le but de limiter la vitesse de rotation. La figure 2.25 présente les résultats obtenus pour un vent compris entre 9 et 12m/s.



(a) Comparaison des puissances électriques produites.



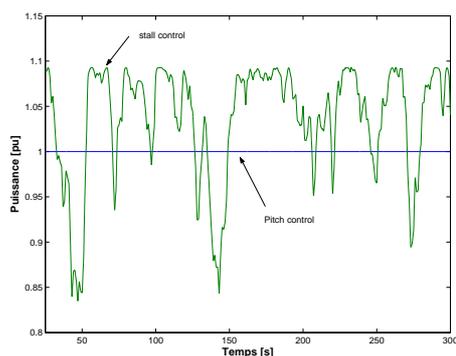
(b) Comparaison des vitesses de rotation. (c) Comparaison des densités spectrales du couple électromagnétique.

FIG. 2.25 – Comparaison de la commande directe et indirecte de vitesse pour le *partial load 2*.

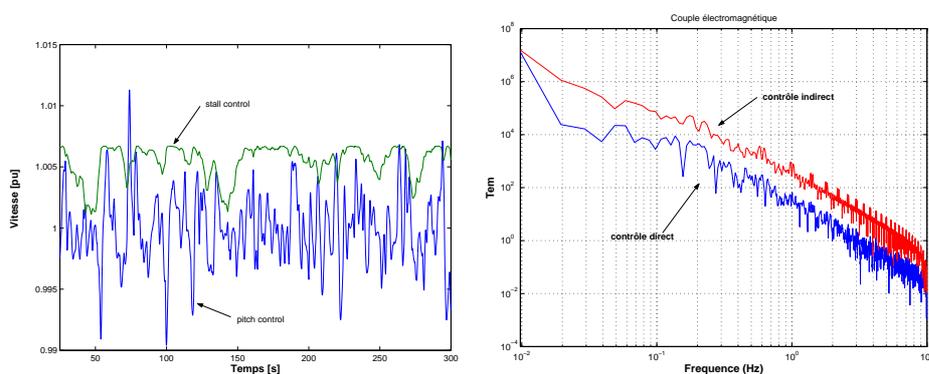
Les deux types de contrôle conduisent à des résultats très similaires en terme de qualité de puissance (power quality). Cependant, le contrôle de la vitesse est naturellement meilleur avec la commande directe. L'analyse des densités spectrales du couple montre des oscillations du couple du même ordre pour les deux contrôles.

vent fort

Le fonctionnement en *partial load* a révélé finalement assez peu de différences entre un contrôle direct et un contrôle indirect de la vitesse. En revanche, le fonctionnement en *full load* présente des différences fondamentales entre les deux contrôles. Pour une éolienne soumise à des vents importants ($>12\text{m/s}$), l'avantage du contrôle actif (pitch control) est indéniable comparé aux autres solutions (stall et stall active). En effet, le contrôle actif permet de maintenir la puissance produite constante pour des vents forts. La régulation de l'angle de calage permet de contrôler la vitesse de rotation. Le convertisseur contrôle la puissance électrique fournie au réseau et donc le couple électromagnétique. Dans le cas d'un contrôle passif, il n'est pas possible d'optimiser la qualité de puissance car la seule entrée du système, le couple électromagnétique, est utilisée pour réguler la vitesse de rotation. La puissance est alors limitée par l'effet stall. On peut mesurer, sur la figure 2.26, la différence entre les deux contrôles pour un vent fort.



(a) Comparaison des puissances électriques produites.



(b) Comparaison des vitesses de rotation. (c) Comparaison des densités spectrales du couple électromagnétique.

FIG. 2.26 – Comparaison de la commande directe et indirecte de vitesse pour le *full load*.

Dans le cas de l'éolienne avec un contrôle actif, la puissance électrique est parfaitement régulée et les oscillations de couple sont moins importantes que pour une éolienne avec une régulation passive. Dans cette zone de fonctionnement, l'avantage est indéniablement en faveur de l'éolienne avec un contrôle actif (contrôle direct de la vitesse).

2.3.5 Conclusion.

Dans cette partie, nous avons présenté, dans les grandes lignes, le contrôle d'éoliennes selon que les pales soient à pas fixe ou non. Deux grandes philosophies de réglage, le contrôle direct de la vitesse de rotation et le contrôle indirect utilisant une loi de couple, se sont dégagées de la bibliographie. Pour ces deux contrôles, nous avons identifié trois zones de fonctionnement : une zone d'optimisation de la conversion énergétique, une zone de limitation de la puissance produite et une zone intermédiaire. L'inversion du graphe informationnel causal nous a permis de déduire la structure de l'algorithme du contrôle actif. Celle du contrôle passif a été définie à partir de considérations purement statiques qui nous ont amenées à utiliser une simple caractéristique de couple.

La comparaison des deux grandes familles de contrôle montre un avantage certain en terme de qualité de puissance produite, pour des vents importants, de l'éolienne avec un contrôle actif [KAN02]. D'une manière générale, les éoliennes à vitesse variable génèrent moins de variations de puissance par rapport aux éoliennes à vitesse fixe, ce qui entraîne une réduction du phénomène de flicker [ARN03].

2.4 Génération d'énergie électrique.

2.4.1 Introduction.

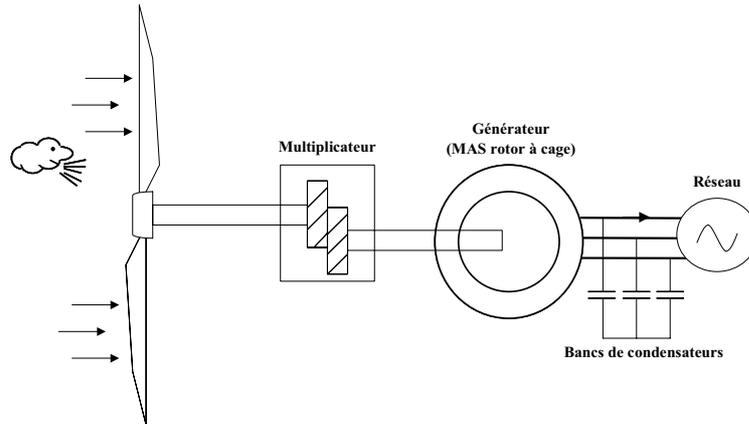
Certains auteurs présentent et comparent dans leurs publications un grand nombre de concepts et de structures de chaînes de conversion éolienne [PAP99] [SOU03] [HOF00]. Au final, il est cependant possible de ne considérer que 3 principaux types de générateurs éoliens [SLO02] [DAT02] :

- Tout d'abord, les éoliennes à vitesse fixe (figure 2.27 (a)) sont couplées au réseau via une machine asynchrone (MAS) à rotor à cage. Le couplage entre l'aéroturbine et le générateur se fait par le biais d'une boîte de vitesse. La puissance produite par ces générateurs est en général limitée par l'effet stall. Ce type de concept est à réserver aux installations inférieures à 1MW.
- Ensuite, les éoliennes à vitesse variable à couplage électronique par le stator (figure 2.27 (b)) utilisent le plus souvent une machine synchrone. Le couplage au réseau peut se faire soit par l'intermédiaire d'un double pont tout transistor (type Jeumont) soit avec un double pont transistor et diode (type Enercon). Il est possible de concevoir des machines synchrones avec un grand nombre de pôles afin d'éviter l'usage d'une boîte de vitesse.
- Enfin, les éoliennes à vitesse variable à couplage électronique par le rotor (figure 2.27 (c)) sont connectées au réseau par une MAS à double alimentation (rotor bobiné). De nouveau, une boîte de vitesse adapte la vitesse entre l'aéroturbine et le générateur électrique. Contrairement au concept précédent, le double pont est connecté au rotor. L'intérêt de cette solution est que la puissance du double pont est réduite par rapport à un couplage au stator ce qui en diminue le coût.

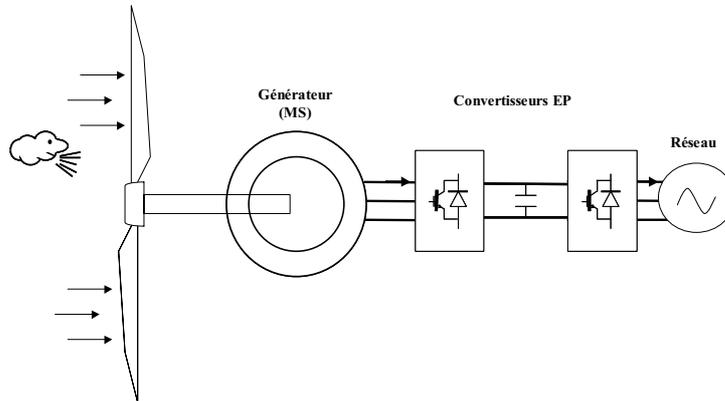
Afin d'intégrer ces modèles dans des études de grands réseaux, il est nécessaire d'envisager des modélisations simplifiées [SLO02b]. Dans cette partie, nous réaliserons une étude comparative des différents niveaux de modélisation des trois principaux types de générateurs éoliens.

2.4.2 Connexion directe.

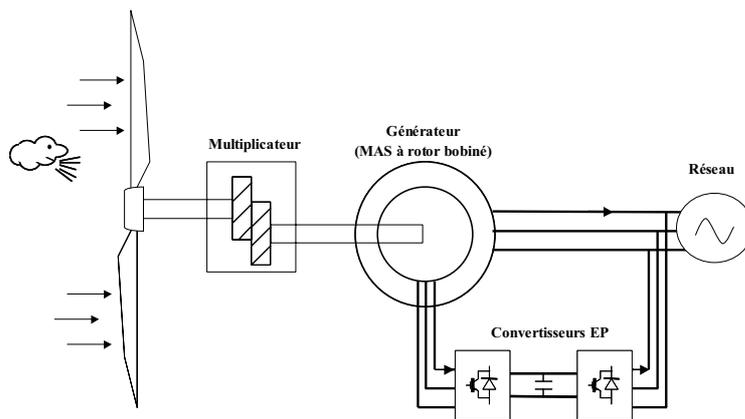
Pour modéliser une éolienne à couplage direct (sans contrôle), il suffit de relier le couple éolien T_w à une génératrice asynchrone. Cela suppose donc de disposer d'un modèle de MAS adapté avec un jeu de paramètres réalistes. Nous présenterons ici le modèle complet de la MAS ainsi que son modèle simplifié après avoir défini les ordres de grandeurs de ses paramètres.



(a) Eolienne à couplage direct et à vitesse fixe.



(b) Eolienne à couplage électronique par le stator.



(c) Eolienne à couplage électronique par le rotor.

FIG. 2.27 – Les 3 grands concepts de chaîne de conversion éolienne.

Paramètres.

Comme pour les caractéristiques des pales, il n'est pas aisé de trouver des paramètres réels des machines électriques utilisées pour les éoliennes. Nous nous sommes fondés sur des caractéristiques standards d'une machine de l'ordre du MW [KRA95]. Ces paramètres sont exprimés en pu, il est donc possible de les adapter à l'éolienne WKA-60 (puissance nominale de 1.2MW). La table 2.2 précise toutes les caractéristiques de cette machine.

TAB. 2.2 – Paramètres d'une MAS de 1.2MW 50Hz [KRA95].

Puissance nominale	1.2MW (1630CV)
Vitesse nominale	1500tr/mn
Pulsation de base ω_b	$2.\pi.50 = 314rd/s$
Couple de base	$7.6.10^3Nm$
Courant de base	301.2A
Tension de base (entre phases)	2300V
impédance de base	4.41 Ω
Inertie	0.67s(46kg.m ²)
R_s	0.00920pu
R_r	0.00698pu
$L_r.\omega_b$	4.21pu
$L_s.\omega_b$	4.21pu
$M.\omega_b$	4.14pu

Modèle simplifié de la MAS.

La modélisation causale de la MAS est présentée en annexe B.5. Dans son ouvrage, P.C. Krause [KRA95], discute des simplifications du modèle complet. Nous rappellerons ici les principaux résultats à la lumière de la modélisation causale. La figure 2.28 présente le graphe de la machine et fait apparaître les 4 variables d'état que représentent les flux statoriques et rotoriques d'axe d et q de la machine.

La simplification du modèle consiste à annuler les dérivées sur les flux statoriques de la machine. Dans ces conditions, la notion de variable d'état au stator disparaît. Les relations R_{1sd} et R_{1sq}

deviennent instantanées et s'écrivent alors :

$$0 = v_{sd} - R_s \cdot i_{sd} + e_{sd} \quad (2.37)$$

$$0 = v_{sq} - R_s \cdot i_{sq} + e_{sq} \quad (2.38)$$

A priori, les entrées et sorties d'une relation instantanée ne sont pas fixées, nous faisons alors le choix de présenter ces relations sous la forme suivante :

$$R'_{1sd} \rightarrow e_{sd} = -(v_{sd} - R_s \cdot i_{sd}) \quad (2.39)$$

$$R'_{1sq} \rightarrow e_{sq} = -(v_{sq} - R_s \cdot i_{sq}) \quad (2.40)$$

Ceci signifie que les forces électromotrices e_{sd} et e_{sq} sont les sorties de ces dernières relations.

De même les relations instantanées R_{g2sd} et R_{g2sq} peuvent être inversées et donner :

$$R'_{g2sd} \rightarrow \phi_{sq} = \frac{e_{sd}}{\omega_s} \quad (2.41)$$

$$R'_{g2sq} \rightarrow \phi_{sd} = -\frac{e_{sq}}{\omega_s} \quad (2.42)$$

Le graphe de causalité simplifié de la machine asynchrone prend alors la forme présentée sur la figure 2.29. Les entrées et sorties du système sont les mêmes mais les deux relations associées au stator ont disparu.

La figure 2.30 présente les comparatifs des couples, des courants statoriques et des vitesses des deux modèles lors de l'application du couple nominal sur l'arbre à $t=3.5s$.

L'analyse des résultats montre que le comportement dynamique est correctement reconstitué par le modèle simplifié. Les deux modèles conduisent sensiblement aux mêmes résultats.

Si l'on supprime les dérivées au niveau du rotor, on aboutit au modèle régime permanent (premier ordre), ce qui engendre, dans bien des cas, une simplification très grossière du comportement dynamique de la machine. Ceci est mis en évidence en fin d'annexe B.5.

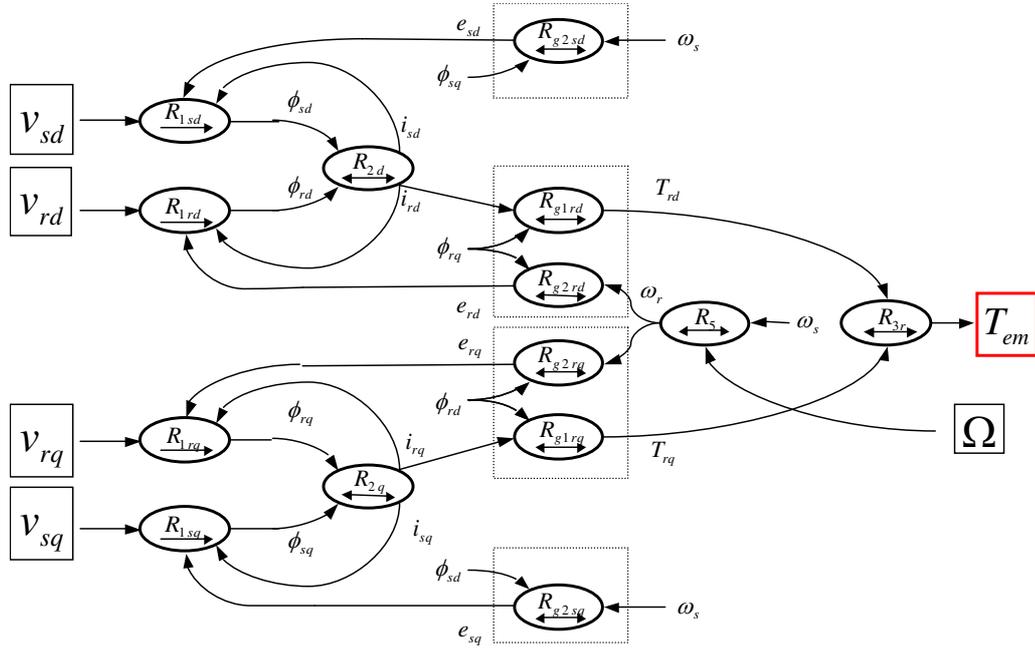


FIG. 2.28 – Graphe Informationnel Causal de la machine asynchrone.

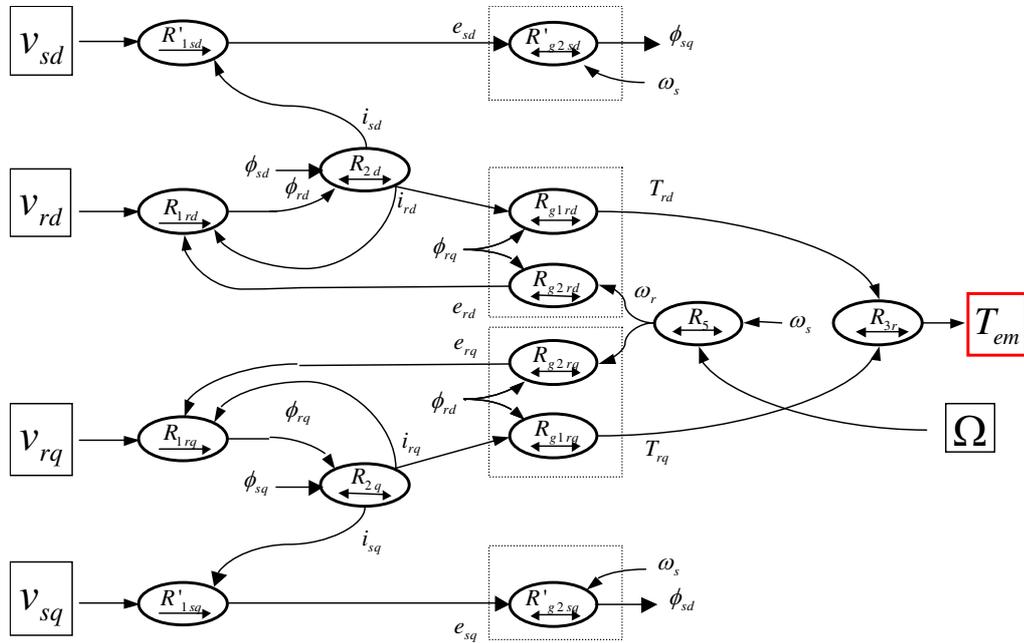
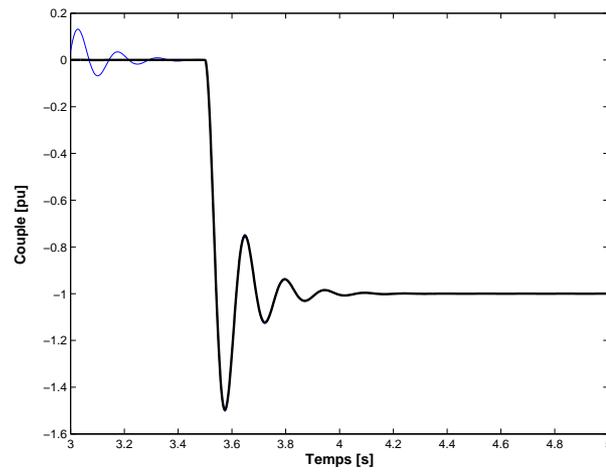
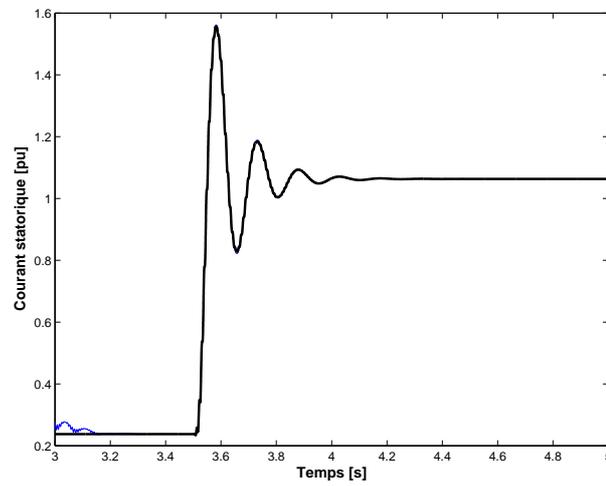


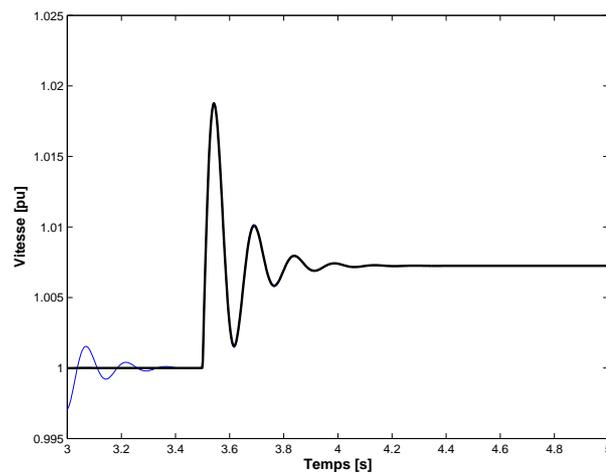
FIG. 2.29 – Graphe Informationnel Causal simplifié de la machine asynchrone.



(a) Couple électromagnétique.



(b) Courant statorique (valeur efficace).



(c) Vitesse.

FIG. 2.30 – Simulation comparative du fonctionnement d’une MAS de forte puissance - Comparaison modèle complet et modèle simplifié lors d’une variation de couple de charge.

2.4.3 Éolienne commandée par le stator.

Présentation du modèle complet.

Le développement du modèle complet de la chaîne de conversion éolienne commandée par le stator a déjà fait l'objet de travaux [DEL03] et le modèle est donc par conséquent connu. Pour cette raison, nous ne détaillerons pas ici le modèle de cette chaîne dont l'architecture est présentée à la figure 2.31. Le modèle établi que nous appellerons "modèle complet" est nécessaire pour la simulation du comportement électromagnétique des dispositifs électrotechniques et notamment pour analyser des problèmes de qualité de l'énergie en terme d'harmoniques.

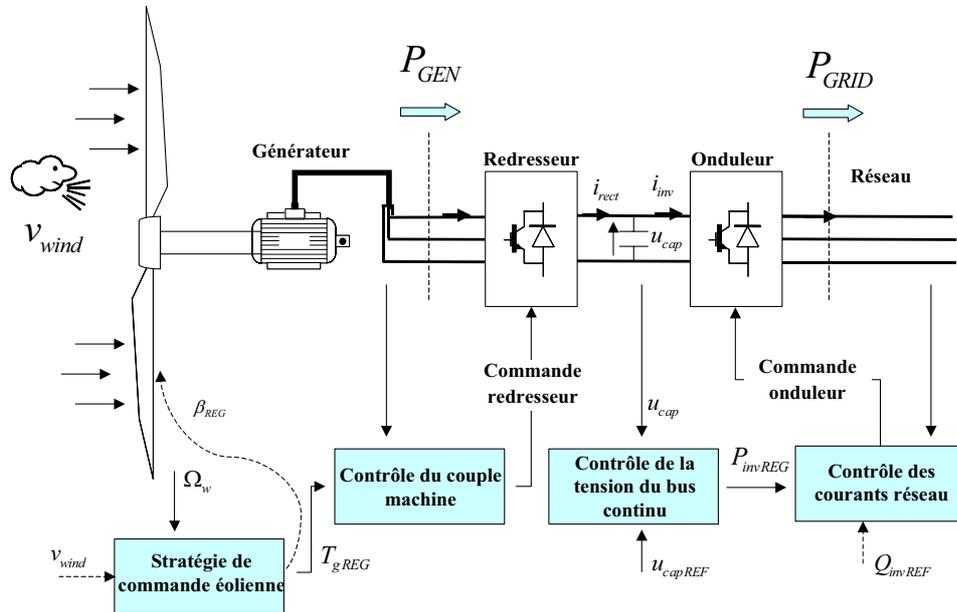


FIG. 2.31 – Architecture de la chaîne de conversion éolienne commandée par le stator.

Présentation du modèle simplifié.

Pour étudier, par exemple, les problèmes liés à une association d'éoliennes dans un réseau MT, il est nécessaire de simplifier le modèle précédent. Nous proposons une modélisation simplifiée, fondée sur un bilan des puissances [ROG03].

La modélisation de la partie éolienne (modèle + contrôle) a déjà été présentée dans les parties précédentes avec les deux grandes familles de contrôle (stall et pitch). La puissance générée par

la machine électrique notée P_{GEN} peut être calculée selon la formule :

$$R_{pm} \rightarrow P_{GEN} = \Omega_w \cdot T_g \quad (2.43)$$

avec :

Ω_w , la vitesse angulaire de rotation des pales [rd/s],

T_g , l'effet du couple électromagnétique ramené sur l'arbre lent [Nm].

Nous supposons que le contrôle de la machine électrique est vectoriel, ce qui implique que la fonction de transfert entre le couple T_g et sa référence T_{gREG} peut être assimilée à un premier ordre. Dans le cas d'un modèle simplifié qui ne regroupe que les modes électromécaniques, la constante de temps de ce premier ordre est négligeable et nous pouvons considérer que :

$$T_g \approx T_{gREG}$$

La partie "machine électrique", "redresseur" et "contrôle du couple machine" est donc simplifiée, par contre la partie "bus continu" doit être conservée dans son intégralité. En effet, la suppression du bus continu dans le modèle simplifié, entraîne une perte d'information majeure sur le comportement du système global, surtout en cas de court-circuit. La figure 2.31 montre qu'il joue un rôle indispensable et peut être considéré comme le "pivot de la commande". Il rend notamment possible la prise ne compte de la saturation des courants réseau. De plus, il est essentiel de préserver le modèle du bus continu, si nous voulons intégrer par la suite des modèles de dispositifs de dissipation ou de stockage sur ce même bus.

Le bus continu est un élément d'accumulation de l'énergie. La tension à ses bornes u_{cap} est fonction du courant sortant du pont redresseur i_{rect} et du courant entrant dans l'onduleur i_{inv} :

$$R_{cap} \rightarrow C_{cap} \cdot \frac{du_{cap}}{dt} = i_{rect} - i_{inv} \quad (2.44)$$

avec C_{cap} la capacité du bus continu.

Par le bilan des puissances moyennes sur une période d'échantillonnage t_e au niveau du bus continu, en supposant u_{cap} constante, il vient :

$$P_{GEN} = \langle i_{rect} \rangle_{t_e} \cdot u_{cap} \quad (2.45)$$

On notera $\langle z \rangle_{t_e}$, la valeur moyenne de z sur une période d'échantillonnage t_e .

Le courant i_{rect} est donc obtenu à partir de la puissance électrique P_{GEN} :

$$R_{ir} \rightarrow \langle i_{rect} \rangle_{t_e} = \frac{P_{GEN}}{u_{cap}} \quad (2.46)$$

Le courant i_{inv} est lui déduit de la puissance injectée au réseau notée P_{GRID} :

$$R_{ii} \rightarrow \langle i_{inv} \rangle_{te} = \frac{P_{GRID}}{u_{cap}} \quad (2.47)$$

Pour le contrôle, l'inversion de la relation R_{cap} donne la référence du courant entrant dans l'onduleur i_{invREG} . L'inversion de cette relation nécessite l'emploi d'un correcteur :

$$R_{ccap} \rightarrow i_{invREG} = -C(s) \cdot [u_{capREF} - u_{cap}] + \langle i_{rect} \rangle_{te} \quad (2.48)$$

avec :

- $C(s)$: le correcteur (synthétisé par placements de pôles)
- u_{capREF} : la tension du bus de continu de référence.

La puissance de référence injectée au réseau par le système éolien $P_{GRIDREG}$ est alors déduite de la relation :

$$R_{cii} \rightarrow P_{GRIDREG} = u_{cap} \cdot i_{invREG} \quad (2.49)$$

La partie 'bus continu' apparaît donc sans simplification par rapport au modèle complet. Par contre la partie "connexion réseau" regroupant l'onduleur et son contrôle est simplifiée. La figure 2.32 synthétise le graphe de la partie bus continu et connexion réseau.

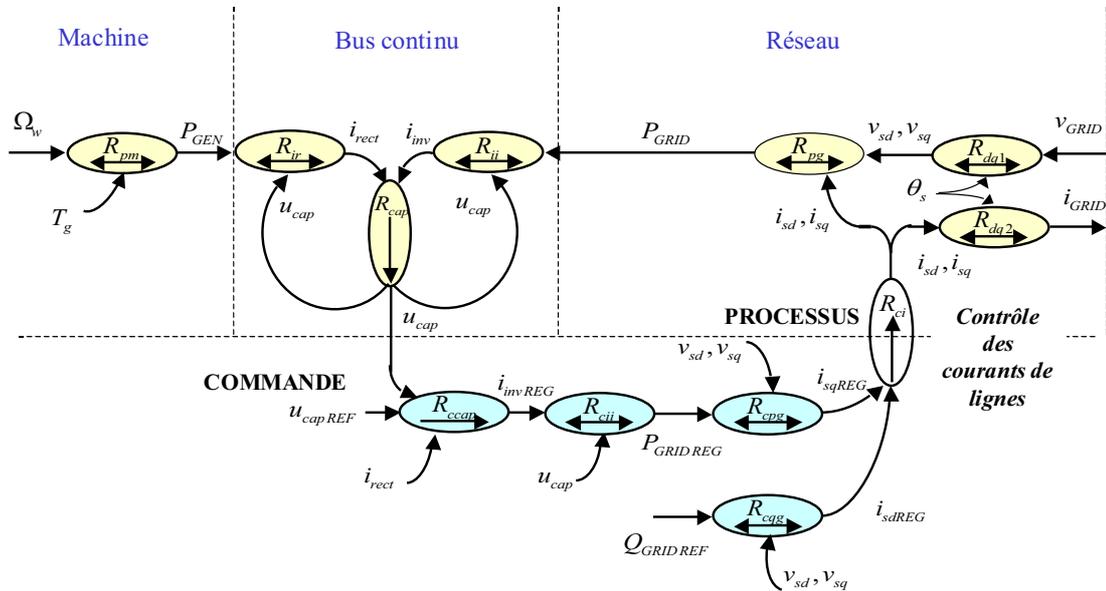


FIG. 2.32 – Graphe de la partie bus continu et connexion au réseau.

Le graphe montre l'importance de conserver le bus continu dans sa globalité pour le contrôle du système. Par ailleurs, il est important que le modèle tienne compte d'éventuelles variations de tension pouvant se produire sur le réseau. Par conséquent, la tension du réseau notée v_{GRID} doit être une entrée dans le modèle. Les relations R_{dq1} et R_{dq2} représentent les transformations de Park respectivement pour v_{GRID} et i_{GRID} . En négligeant l'énergie stockée ou dissipée dans les inductances de ligne, la puissance injectée au réseau s'écrit :

$$R_{pg} \rightarrow P_{GRID} = v_{sq} \cdot i_{sq} + v_{sd} \cdot i_{sd} = v_{sq} \cdot i_{sq} \quad (v_{sd} = 0) \quad (2.50)$$

avec (v_{sd}, v_{sq}) et (i_{sd}, i_{sq}) les transformées de Park de v_{GRID} et i_{GRID} . L'inversion de cette relation permet de déduire le courant de référence i_{sqREG} :

$$R_{cpg} \rightarrow i_{sqREG} = \frac{P_{GRIDREG}}{v_{sq}} \quad (2.51)$$

Le courant de référence i_{sdREG} peut être calculé selon la relation :

$$R_{cqq} \rightarrow i_{sdREG} = \frac{-Q_{GRIDREF}}{v_{sq}} \quad (2.52)$$

La puissance réactive de référence $Q_{GRIDREF}$ peut être calculée par un système de régulation de tension.

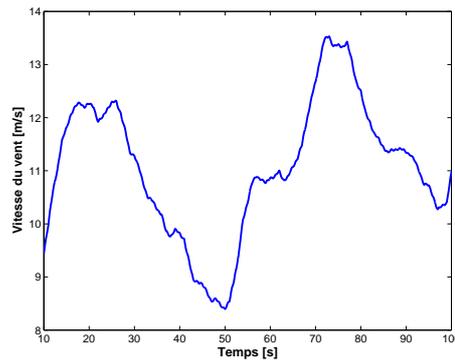
La simplification de la partie connexion réseau est construite en englobant le modèle de l'onduleur et de son contrôle dans un premier ordre. La constante de temps de ce premier ordre τ_{Rci} correspond au temps de réponse du système réel bouclé :

$$R_{ci} \rightarrow \frac{i_{sq,d}}{i_{sq,dREG}} = \frac{1}{1 + \tau_{Rci} \cdot s} \quad (2.53)$$

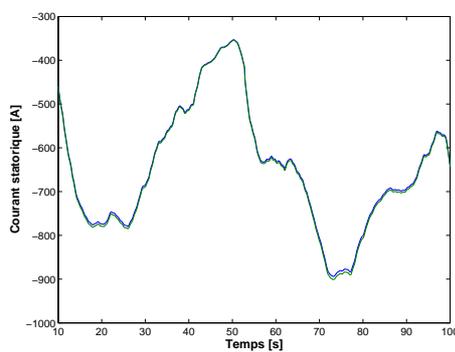
Comparaison des deux modèles.

Pour comparer les deux niveaux de modélisation, une simulation est réalisée avec l'éolienne WKA-60 avec un contrôle indirect de la vitesse à l'aide de MATLAB. Le profil de vent moyen est utilisé (vitesse moyenne 11m/s). La durée de la simulation est d'environ 100 s (figure 2.33 (a)). Avec la convention choisie, le courant injecté au réseau par le générateur éolien est négatif quand elle produit de l'énergie (figure 2.33 (b) et (c)). Avec ce profil de vent, l'éolienne ne produit pas sa puissance nominale.

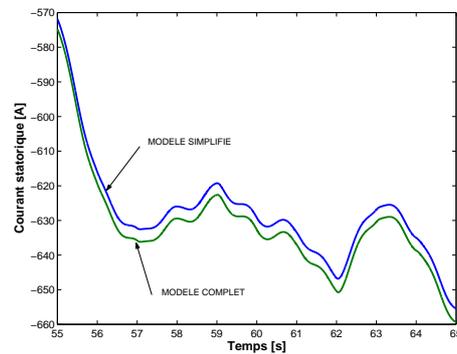
Les résultats de simulation entre les deux modèles montrent une différence de l'ordre de 1%. Pour cette simulation, le gain en temps de calcul était de l'ordre de 3 en faveur du modèle simplifié. Ce temps de simulation sera encore davantage diminué avec un logiciel d'étude de réseau comme EUROSTAG.



(a) Vitesse du vent.



(b) Courant réseau (RMS).



(c) Courant réseau zoom.

FIG. 2.33 – Comparaison des modèles de générateurs éoliens commandés par le stator avec l'éolienne WKA-60 et un contrôle indirect de la vitesse.

2.4.4 Éolienne commandée par le rotor.

Présentation du modèle complet.

Le modèle complet de cette chaîne de conversion éolienne a déjà fait l'objet de nombreux articles [ELA03] [RØS02]. C'est pourquoi nous ne détaillerons pas ici le modèle complet de la machine et de son contrôle vectoriel. De plus, il est possible de modéliser l'électronique de puissance au rotor en utilisant le même principe que pour l'éolienne commandée au stator. Le schéma d'ensemble de l'éolienne commandée au rotor est présenté à la figure 2.34.

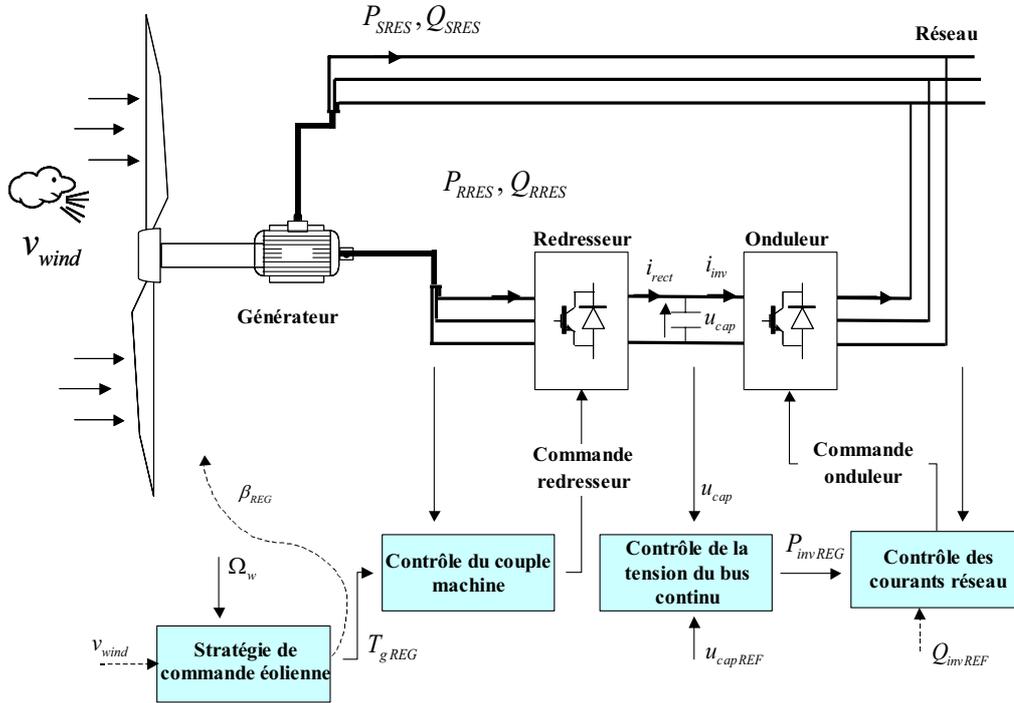


FIG. 2.34 – Architecture de la chaîne de conversion éolienne commandée par le rotor.

Rappel sur les principes de commande de la machine à double alimentation.

Tout d'abord, le contrôle vectoriel de la machine, identique au modèle complet, s'effectue au travers des grandeurs rotoriques. Ce contrôle vectoriel assure trois fonctions [ELA04] :

- **L'autopilotage angulaire**, tout d'abord, permet en choisissant judicieusement la position du repère de Park par rapport au repère des tensions réseaux, d'annuler la composante ϕ_{sq} en annulant v_{sd} . Ainsi, en régime permanent, il est possible d'écrire :

$$\phi_{sd} = \frac{v_{sq}}{\omega_s} \quad (2.54)$$

Ceci montre que le flux statorique est imposé par la tension réseau.

- **Le fluxage de la machine**, ensuite, qui peut être réalisé soit par le stator, soit par le rotor. Dans le cas présent, le contrôle de la puissance réactive au stator peut se faire par la composante i_{rd} du courant rotorique. En effet, la puissance réactive au stator Q_s vaut :

$$Q_s = v_{sd} \cdot i_{sq} - v_{sq} \cdot i_{sd} \quad (2.55)$$

En tenant compte de l'autopilotage angulaire ($v_{sd} = 0$), cette relation devient :

$$Q_s = -v_{sq} \cdot i_{sd} \quad (2.56)$$

En remplaçant l'expression de v_{sq} (relation 2.54), on obtient :

$$Q_s = -(\phi_{sd} \cdot \omega_s) \cdot i_{sd} \quad (2.57)$$

L'expression du flux statorique d'axe d vaut (annexe B.5) :

$$\phi_{sd} = L_s \cdot i_{sd} + M \cdot i_{rd} \quad (2.58)$$

D'où l'expression de la puissance réactive au stator :

$$Q_s = \frac{-v_{sq}}{L_s} \cdot \left[\frac{v_{sq}}{\omega_s} - M \cdot i_{rd} \right] \quad (2.59)$$

Cette dernière relation montre bien que le contrôle de la puissance réactive au stator peut se faire par le biais de la composante i_{rd} .

- **Le contrôle du couple** se fait par l'intermédiaire de la composante i_{rq} du courant rotorique.

En effet, si on reprend l'expression du couple électromagnétique T_{em} (annexe B.5) :

$$T_{em} = p \cdot (-\phi_{sq} \cdot i_{sd} + \phi_{sd} \cdot i_{sq}) \quad (2.60)$$

avec p le nombre de paires de pôles de la machine.

De nouveau, en tenant compte de l'autopilotage angulaire cette relation se simplifie de la manière suivante :

$$T_{em} = p \cdot \phi_{sd} \cdot i_{sq} \quad (2.61)$$

De même ($\phi_{sq} = 0$), l'expression du flux statorique d'axe q donne une relation entre les courants :

$$\phi_{sq} = L_s \cdot i_{sq} + M \cdot i_{rq} = 0 \iff i_{sq} = \frac{-M}{L_s} \cdot i_{rq} \quad (2.62)$$

En remplaçant i_{sq} dans l'expression du couple, on obtient ainsi l'expression du courant rotorique d'axe q pour la commande :

$$i_{rqREG} = \frac{-T_{emREG}}{p \cdot \frac{M}{L_s} \cdot \phi_{sd}} \quad (2.63)$$

Enfin, en tenant compte de l'autopilotage angulaire cette relation devient :

$$i_{rqREG} = \frac{-T_{emREG} \cdot L_s \cdot \omega_s}{p \cdot M \cdot v_{sq}} \quad (2.64)$$

Le contrôle du couple est donc réalisé par la composante i_{rq} et le contrôle de la puissance réactive au stator par la composante i_{rd} .

Présentation du modèle simplifié.

On peut alors imaginer un modèle simplifié pour la machine asynchrone à double alimentation de même nature que celui réalisé pour la machine avec contrôle au stator. On suppose, pour cela, que les courants rotoriques i_{rd} , i_{rq} sont parfaitement contrôlés et sont alors assimilables à leurs références i_{rdREF} , i_{rqREF} . Dans ces conditions, ces 2 grandeurs deviennent des entrées pour le modèle de la machine asynchrone associée à sa commande. Il est alors nécessaire d'adapter le modèle naturel dont les entrées au rotor sont les tensions v_{rd} et v_{rq} .

Cette modification a une incidence principale sur les relations entre les flux et les courants :

$$\begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{rd} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \phi_{sd} \\ \phi_{rd} \end{pmatrix} \quad (2.65)$$

$$\begin{pmatrix} i_{sq} \\ i_{rq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \phi_{sq} \\ \phi_{rq} \end{pmatrix} \quad (2.66)$$

Dans le modèle naturel, on déduit les courants des flux. Dans le modèle simplifié, les courants i_{rd} et i_{rq} sont des entrées, les flux ϕ_{rd} et ϕ_{rq} seront par conséquent des sorties. On adapte alors les équations 2.65 et 2.66 pour faire apparaître en sortie les grandeurs (i_{sd}, ϕ_{rd}) et (i_{sq}, ϕ_{rq}) .

$$R_{2d} \rightarrow \begin{pmatrix} i_{sd} \\ \phi_{rd} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1/L_s & -M/L_s \\ M/L_s & L_r - M^2/L_s \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \phi_{sd} \\ i_{rd} \end{pmatrix} \quad (2.67)$$

$$R_{2q} \rightarrow \begin{pmatrix} i_{sq} \\ \phi_{rq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1/L_s & -M/L_s \\ M/L_s & L_r - M^2/L_s \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \phi_{sq} \\ i_{rq} \end{pmatrix} \quad (2.68)$$

On propose un modèle simplifié de la machine et de sa commande sous la forme du graphe de la figure 2.35. (rappel : la modélisation de la machine asynchrone est détaillée dans l'annexe B.5).

Remarques :

- La vitesse angulaire des axes d, q dans le repère rotorique ω_r n'apparaît plus dans le modèle dit simplifié de la machine et de sa commande.
- L'ensemble des calculs du modèle simplifié s'opère dans le repère de Park.
- On peut reprendre la simplification proposée pour le stator en supprimant les équations différentielles au rotor. On aboutit alors à des relations purement algébriques pour le modèle de cette machine.

Le schéma du modèle de l'ensemble de la chaîne de conversion éolienne commandée par le rotor (éolienne + machine) est présenté à la figure 2.36.

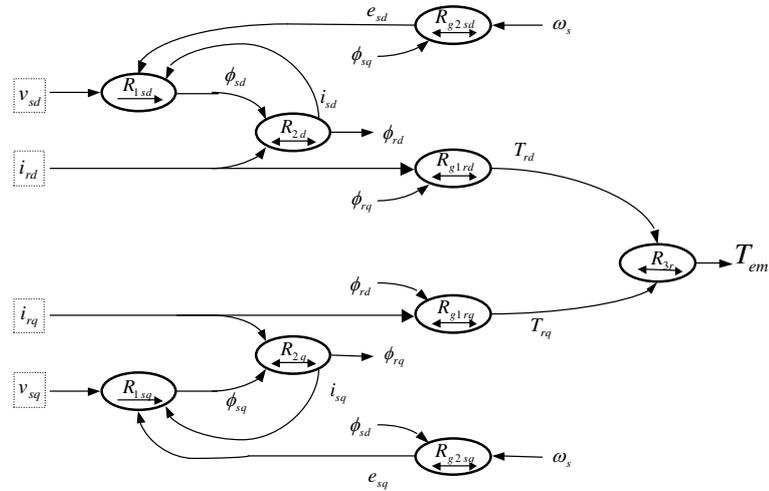


FIG. 2.35 – Graphe informationnel Causal du modèle simplifié de l'éolienne commandée au rotor.

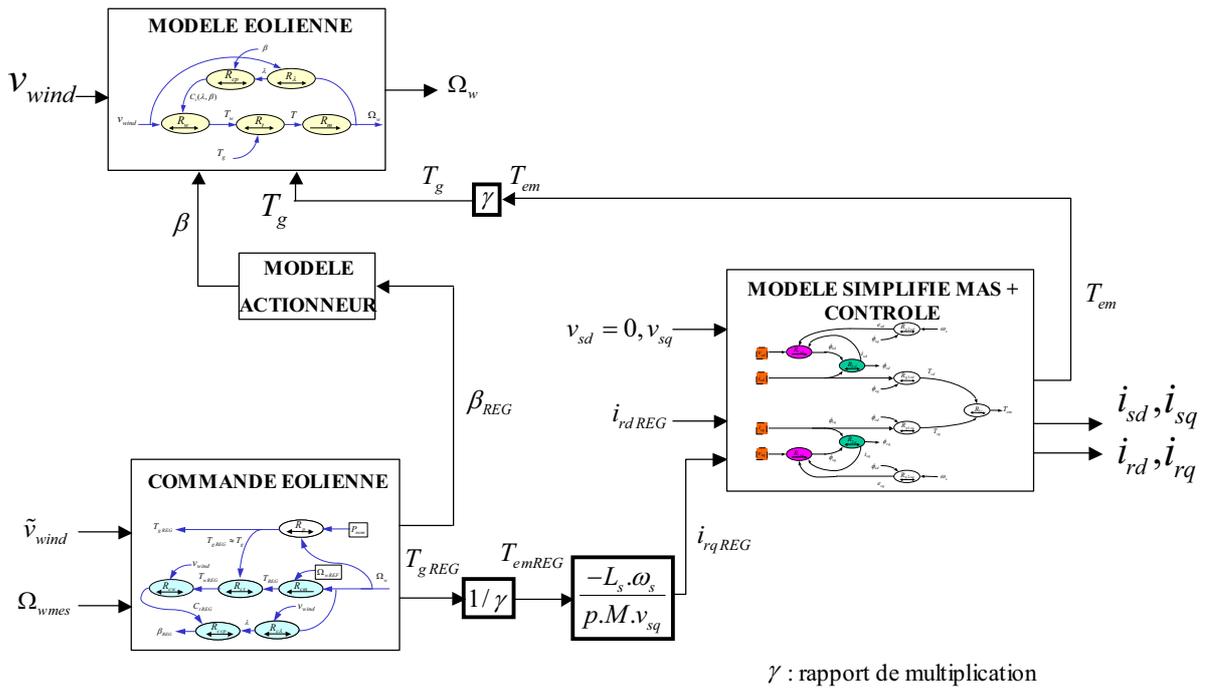


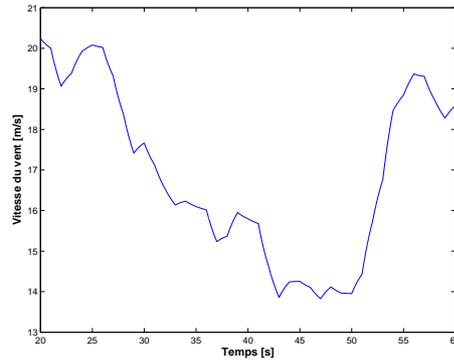
FIG. 2.36 – Schéma d'ensemble du modèle simplifié de l'éolienne commandée au rotor.

Comparaison.

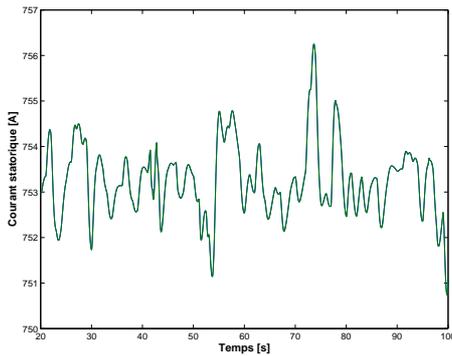
Pour comparer les deux niveaux de modélisation, une simulation est réalisée avec l'éolienne WKA-60 avec un contrôle direct de la vitesse à l'aide de MATLAB. Le profil de vent, relativement

fort est utilisé (figure 2.42 (a)) en entrée. A ce niveau de vent, l'éolienne fonctionne en *full load*. Les évolutions des courants statoriques et rotoriques sont présentées pour le modèle complet et simplifié (figures 2.42 (b) et (d)).

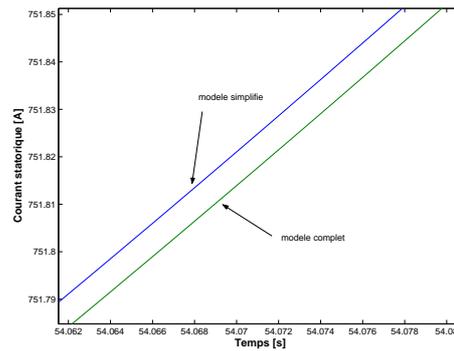
Les résultats de simulation entre les deux modèles montrent une différence infime. De plus, le gain en temps de calcul avec MATLAB est de l'ordre de 5 en faveur du modèle simplifié.



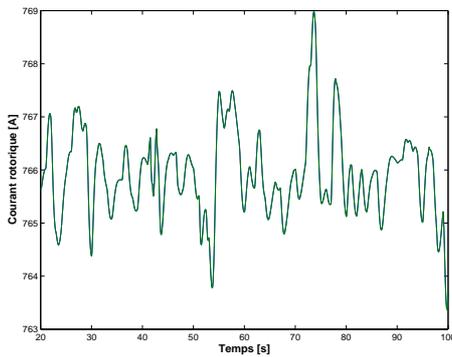
(a) Vitesse du vent.



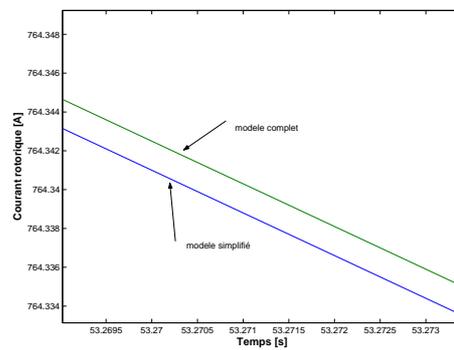
(b) Courant statorique (RMS).



(c) Courant statorique zoom (RMS).



(d) Courant rotorique (RMS).



(e) Courant rotorique zoom (RMS).

FIG. 2.37 – Comparaison des modèles de générateurs éoliens commandés par le rotor avec l'éolienne WKA-60.

2.5 Etude du comportement en cas de court-circuit.

2.5.1 Introduction.

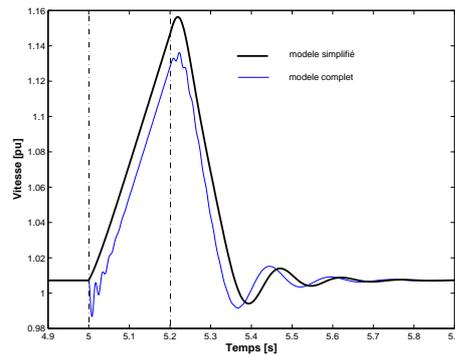
Le court-circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles de systèmes connectés sur un réseau électrique. Au niveau des pays industrialisés, le défaut de référence est le court-circuit triphasé. En clair, les installations connectées au réseau doivent être capable de tenir des court-circuits triphasés d'une certaine amplitude et d'une certaine durée. A ce jour, il n'existe pas d'harmonisation des normes en vigueur concernant le raccordement d'éoliennes au réseau mais chaque pays définit ses propres spécifications. La norme la plus sévère en Europe (Allemagne) contraint une éolienne connectée en MT, à tenir un court-circuit triphasé franc (ou métallique) d'au moins 200ms [BOL03]. C'est pourquoi nous nous limiterons à la comparaison des réponses des modèles (complets et simplifiés) des trois grandes familles d'éoliennes pour des court-circuits triphasés équilibrés de 200ms.

2.5.2 Connexion directe.

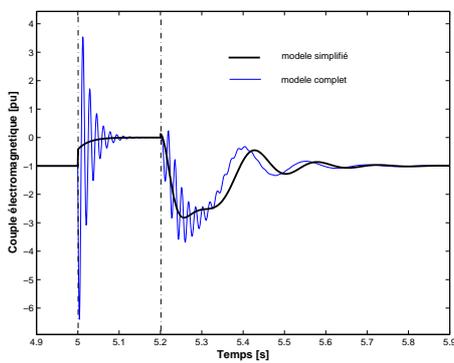
La figure 2.38 présente les évolutions de la vitesse de rotation, du courant statorique (valeur efficace) et du couple électromagnétique face à un creux de tension franc de 200ms pour les deux modèles (simplifié et complet) dans le cas d'une machine asynchrone en connexion directe. Les paramètres utilisés dans la simulation sont ceux de la table 2.2.

On peut constater en figure 2.38 (a) que l'évolution de la vitesse est correctement représentée et de ce fait, le modèle simplifié représente également correctement l'allure du couple moyen (figure 2.38 (b)). On constate, par contre, une sous-estimation significative (40% lors de la démagnétisation et de la magnétisation) de la pointe du courant statorique avec le modèle simplifié (figure 2.38 (c)).

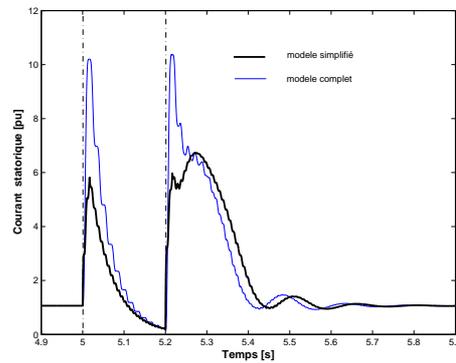
L'éolienne à couplage direct serait donc capable de tenir des creux de tension proches (100% pendant 200ms) d'un point de vue électrique.



(a) Vitesse de rotation.



(b) Couple électromagnétique.



(c) Courant statorique (RMS).

FIG. 2.38 – Comportement d’une éolienne à couplage direct en cas de court-circuit franc de 200ms à $t=5$ s (comparaison modèles complet et simplifié).

2.5.3 Éolienne commandée par le stator.

Dans le cas d’un générateur éolien connecté au réseau avec des convertisseurs statiques au stator, il faut intégrer un dispositif sur le bus continu pour dissiper la puissance en cas de creux de tension côté réseau. La solution la plus simple consiste à évacuer la puissance au travers d’une résistance pendant le défaut.

Présentation du dispositif de dérivation.

On pourrait proposer un dispositif simple fondé sur une commande à hysteresis : dès que la tension du bus continu dépasse un seuil fixé, la résistance de dissipation est enclenchée. Nous proposons une solution qui consiste à évacuer le maximum de puissance possible vers le réseau (limitation de la valeur efficace des courants) et dissiper le reste de cette puissance dans une résistance de décharge dont on peut régler le courant. Le schéma du dispositif de dérivation de

l'énergie est représenté à la figure 2.39. Nous cherchons à établir un modèle du dispositif en vue de concevoir sa commande. Celui-ci est adapté du modèle présenté au paragraphe 2.4.3.

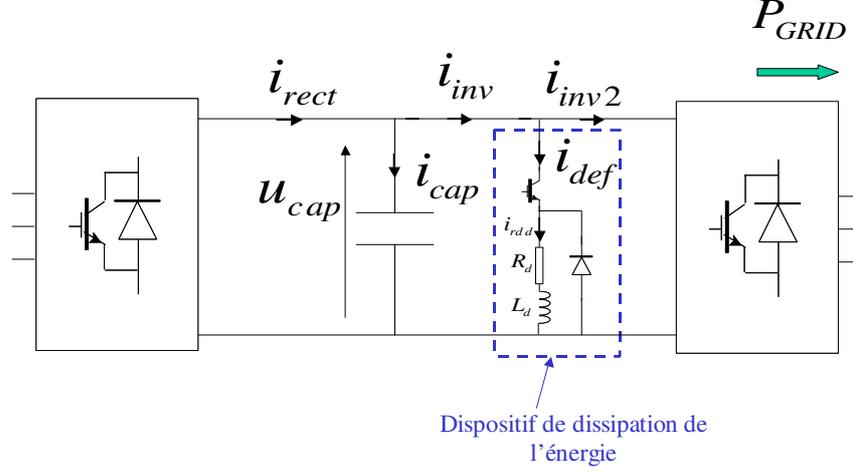


FIG. 2.39 – Présentation du dispositif de dérivation.

Comme précédemment, nous construisons un modèle moyen sur une période d'échantillonnage. Nous considérons qu'il existe une boucle de courant sur i_{rdd} (courant dans la résistance de dissipation R_d) et que celui-ci est égal à sa valeur de référence i_{rddREG} . Cette grandeur représente donc la variable d'entrée du processus réglant la puissance à dissiper.

En supposant que le courant i_{rdd} est constant pendant une période d'échantillonnage t_e , on détermine la puissance moyenne :

$$R_{pr} \rightarrow P_{rd} = R_d \cdot \langle i_{rdd} \rangle_{t_e}^2 \quad (2.69)$$

En admettant que la tension du bus continu soit quasiment constante sur une période d'échantillonnage, on déduit alors :

$$R_{id} \rightarrow \langle i_{def} \rangle_{t_e} = \frac{P_{rd}}{u_{cap}} \quad (2.70)$$

avec : i_{def} , le courant dérivé dans le dispositif

En appliquant la loi des noeuds sur le bus continu, on peut écrire en grandeurs instantanées :

$$i_{cap} = i_{rect} - i_{inv2} - i_{def} \quad (2.71)$$

On obtient la même équation en valeurs moyennes :

$$\langle i_{cap} \rangle_{t_e} = \langle i_{rect} \rangle_{t_e} - \langle i_{inv2} \rangle_{t_e} - \langle i_{def} \rangle_{t_e} \quad (2.72)$$

Une fois le modèle établi, il est possible de déterminer la commande du dispositif. En fonctionnement normal, la boucle de contrôle de la tension du bus continu définit une référence (i_{sqREG}) pour le courant réseau. Dès que cette référence tend à dépasser une valeur maximale i_{sqmax} définie par le dimensionnement du convertisseur, il est nécessaire d'activer le dispositif de dérivation. Dans ces conditions, on calcule la puissance maximale échangée avec le réseau ($P_{GRIDmax}$) en fonction de la tension (v_{sq}) et i_{sqmax} :

$$R_{cd} \rightarrow P_{GRIDmax} = v_{sq} \cdot i_{sqmax} \quad (2.73)$$

La puissance à dissiper dans la résistance (R_d) est donc le complément entre $P_{GRIDREG}$ et $P_{GRIDmax}$:

$$R_{cc} \rightarrow P_{rdREG} = P_{GRIDREG} - P_{GRIDmax} \quad (2.74)$$

On en déduit alors le courant de consigne i_{rddREG} :

$$R_{cpr} \rightarrow i_{rddREG} = \sqrt{\frac{P_{rdREG}}{R_d}} \quad (2.75)$$

A noter enfin qu'il est possible de tenir compte d'une constante de temps pour le contrôle du courant i_{rdd} (relation R_{ci2}).

Ce type de commande permet donc d'assurer le contrôle de la tension du bus continu et de maximiser la puissance échangée avec le réseau tout en protégeant le convertisseur lors d'un creux de tension. L'ensemble de la commande est présentée sur la figure 2.40.

Remarque : Il serait possible d'adapter ce principe de commande pour faire du stockage d'énergie au niveau du bus continu.

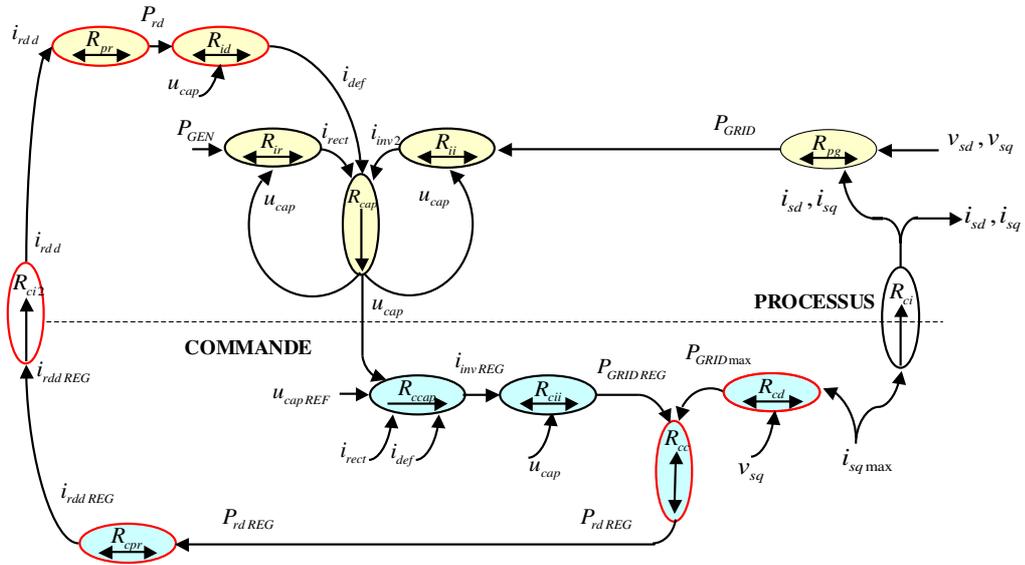


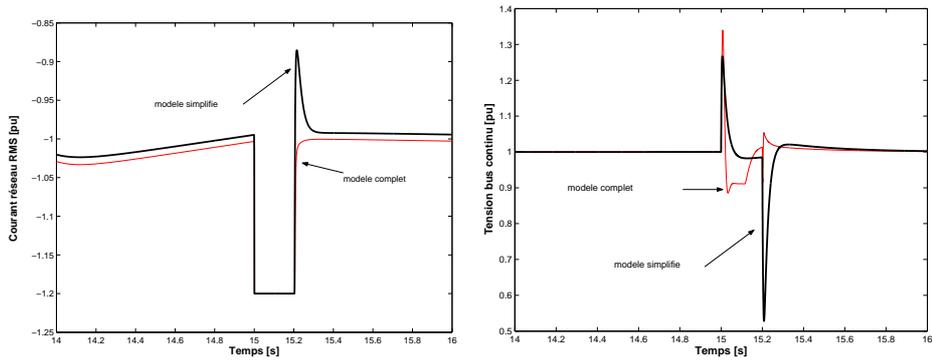
FIG. 2.40 – Présentation de la stratégie de commande en cas de défaut.

Résultats comparatifs de simulation.

Le modèle simplifié de l'électronique de puissance a été utilisé pour synthétiser la commande. Cependant, nous pouvons appliquer cette loi de commande au modèle complet ou simplifié. La figure 2.41 présente les résultats de simulation pour un court-circuit franc de 200ms à la sortie du convertisseur et fait apparaître des comportements très proches pour l'évolution des courants réseau (figure 2.41 (a)).

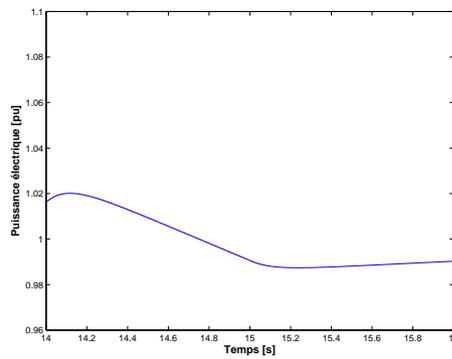
Pour les deux modèles, le courant fourni au réseau est limité par le dispositif de dérivation à 1.2 fois sa valeur nominale. La pointe du bus continu atteint environ 1.3 fois sa valeur nominale et elle se retrouve correctement sur les deux niveaux de modélisation (figure 2.41 (b)). Le dispositif de dissipation est indispensable pour limiter cette pointe du bus continu. L'étude en court-circuit montre que le comportement de la chaîne éolienne est fortement conditionné par l'évolution de la tension du bus continu.

Le creux de tension est donc absorbé par le bus continu et le dispositif de dérivation, la puissance électrique P_{GEN} produite par la machine n'est donc pas affectée par le défaut (figure 2.41 (c)). Le modèle simplifié conduit donc à des résultats très similaires à ceux du modèle complet même lors d'un creux de tension. Ceci justifie son utilisation dans un logiciel d'étude de réseau.



(a) Courant réseau (RMS).

(b) Tension du bus continu.



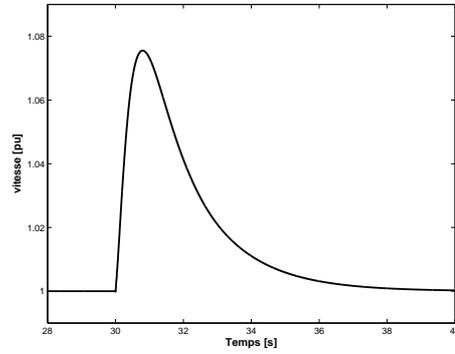
(c) Puissance électrique P_{GEN} .

FIG. 2.41 – Comportement d’une éolienne commandée par le stator en cas de court-circuit à $t=15s$ pour un fonctionnement à puissance nominale.

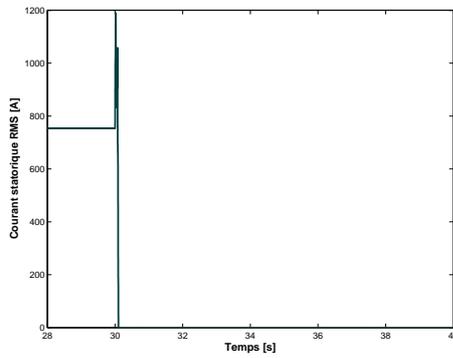
2.5.4 Éolienne commandée par le rotor.

Le comportement d’une éolienne à couplage électronique par le rotor est fondamentalement différent de celui de l’éolienne à couplage électronique par le stator vu précédemment [BOL03]. En cas de défaut proche, le courant rotorique croît rapidement et le rotor est court-circuité pour protéger le double pont (protection crow bar). Pour protéger les enroulements statoriques, le stator est découplé du réseau. L’angle de calage des pales va alors agir pour limiter la vitesse de la machine (figure 2.42 (a) et (d)).

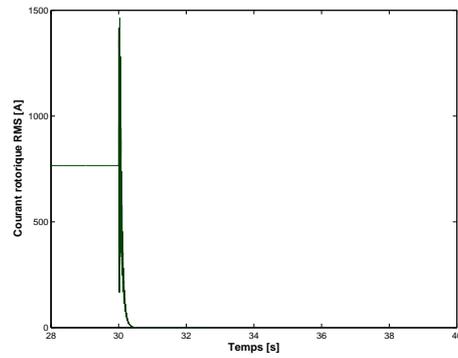
Le re-couplage de l’éolienne au réseau n’est pas présenté ici mais peut avoir lieu après plusieurs dizaines de seconde si la tension du réseau est redevenue proche de sa valeur nominale. Les évolutions récentes dans ce domaine concernent la re-connexion rapide de l’éolienne (environ 5s) ou même le non découplage de l’éolienne lors d’un tel défaut [VES03].



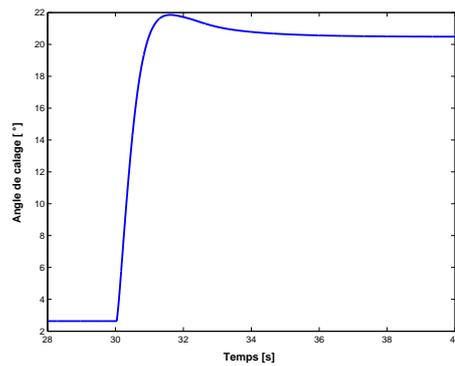
(a) Vitesse de rotation.



(b) Courant statorique (RMS).



(c) Courant rotorique (RMS).



(d) Angle de calage des pales.

FIG. 2.42 – Comportement d'une éolienne PITCH commandée par le rotor en cas de court-circuit à $t=30$ s de 200ms (limitation de la variation de l'angle de calage à $20^\circ/s$)

2.5.5 Synthèse.

Les trois grands concepts de générateurs éoliens ont un comportement différent face à un creux de tension :

- L'éolienne à couplage direct (vitesse fixe) est capable de supporter des défauts significatifs. Mais le courant de défaut qu'elle peut délivrer est susceptible d'activer les protections du réseau. De plus, quand la tension ré-apparaît, la machine consomme alors une grande quantité de puissance réactive qui peut perturber la restauration du plan de tension [POL03].
- Les éoliennes à couplage électronique par le stator sont en mesure de supporter des défauts prononcés, mais il convient d'ajouter un dispositif de dérivation de l'énergie. Ce dispositif permet de protéger l'électronique de puissance et la capacité du bus continu. A noter aussi que dans ce cas, le défaut n'affecte pas la machine électrique.
- Enfin, en cas de défaut, les éoliennes à couplage électronique par le rotor sont, pour l'instant, déconnectées très rapidement. En effet, le courant rotorique croît très sensiblement et il est nécessaire de protéger l'électronique de puissance.

2.6 Initialisation des modèles.

2.6.1 Positionnement du problème

Dans le cadre "d'études réseau", il est indispensable d'initialiser les grandeurs pour partir d'un régime permanent. Ceci est réalisé classiquement sur les dispositifs électrotechniques (machine asynchrone, synchrone). Nous avons cherché à élaborer une démarche d'initialisation des modèles d'éoliennes. Il convient de séparer trois démarches d'initialisation différentes de la partie éolienne selon que celle-ci soit à couplage direct, avec un contrôle indirect de la vitesse (stall control) ou alors avec un contrôle direct de la vitesse (pitch control).

2.6.2 Présentation de l'initialisation sous EUROSTAG.

Pour initialiser les variables d'état des différents processus connectés au réseau, le logiciel EUROSTAG se base sur les résultats du load flow (régime établi initial). Pour réaliser le load flow, l'algorithme d'EUROSTAG doit connaître pour chaque noeud au moins 2 des 4 grandeurs suivantes : P , Q , φ et V . Ces grandeurs sont respectivement pour chaque noeud, les puissances active et réactive consommées et/ou produites, la phase de la tension par rapport au noeud de référence

et la valeur efficace de la tension au noeud considéré. A partir de deux de ces grandeurs, le load flow détermine les deux autres. Ainsi, il existe 3 types de noeud :

- le noeud PQ : les puissances actives et réactives sont fixées (généralement une charge),
- le noeud PV : la puissance active est connue ainsi que la tension V (généralement une production),
- le slack bus qui est le noeud de référence en tension V et en phase φ (il permet de maintenir l'équilibre production/consommation).

Pour chacun de ces noeuds, l'utilisateur doit rentrer deux variables fonction du type de noeud utilisé. Ainsi, pour un noeud PQ par exemple, l'utilisateur doit rentrer les puissances active et réactive produites et/ou consommées sur ce noeud. La figure 2.43 résume le principe de l'initialisation sous EUROSTAG en fonction du type de noeud choisi.

Les modèles d'éoliennes que nous avons étudiés peuvent être rattachés à un noeud PQ ou PV . A partir de la puissance active définie au noeud de raccordement, il faut initialiser la vitesse de rotation de l'éolienne Ω_w et remonter tout le modèle pour en déduire la vitesse initiale du vent qui permet d'obtenir cette puissance active en tenant compte des lois de réglage.

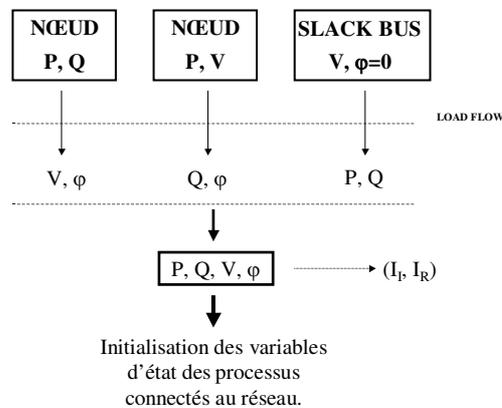


FIG. 2.43 – Principe de l'initialisation sous EUROSTAG.

2.6.3 Initialisation du modèle d'éolienne à couplage direct.

La procédure d'initialisation d'EUROSTAG permet de définir la vitesse de rotation de la machine et donc Ω_w à partir des puissances active et réactive et de la tension au noeud de connexion.

A noter que, compte tenu de la puissance nominale de ces machines, la vitesse de rotation varie

très peu (environ 1%) autour de sa valeur nominale.

Connaissant la puissance active au noeud P , il est alors facile de calculer le couple éolien T_w :

$$T_w = \frac{P}{\Omega_w} \quad (2.76)$$

Une phase intermédiaire consiste à déterminer le coefficient de vitesse spécifique λ en fonction de T_w .

Dans un premier temps, pour simplifier la phase d'initialisation, nous avons approché l'allure de la caractéristique aérodynamique de l'éolienne par un polynôme. Un polynôme de degré 3 suffit, on a ainsi :

$$C_p = a_1\lambda + a_2\lambda^2 + a_3\lambda^3 + a_4 \quad (2.77)$$

Dans le cas de l'éolienne WKA-60 pour $\beta = 0$, les différents coefficients valent :

$$a_1 = +0.144713492$$

$$a_2 = -0.003986905$$

$$a_3 = -0.000286111$$

$$a_4 = -0.342590476$$

La figure 2.44 montre une comparaison de l'approximation de la courbe réalisée avec la courbe réelle. L'approximation est optimisée dans la zone utile de la courbe soit pour :

$$3 < \lambda < 9$$

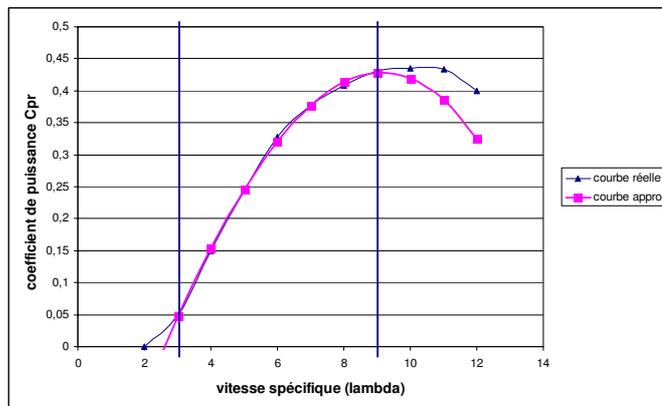


FIG. 2.44 – Comparaison de l'approximation du coefficient de puissance $C_p = f(\lambda)$.

Nous intégrons l'expression 2.77 dans l'expression du couple à savoir :

$$T_w = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p}{\lambda} \cdot \rho \cdot S \cdot R \cdot v_{wind}^2 \quad (2.78)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\lambda^3} \cdot \rho \cdot S \cdot R^3 \cdot \Omega_w^2 \cdot C_p \quad (2.79)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\lambda^3} \cdot \rho \cdot S \cdot R^3 \cdot \Omega_w^2 \cdot (a_1 \lambda + a_2 \lambda^2 + a_3 \lambda^3 + a_4) \quad (2.80)$$

Il vient un polynôme de degré 3 en λ :

$$\lambda^3 + a\lambda^2 + b\lambda + c = 0 \quad (2.81)$$

avec

$$a = \frac{K_1 \cdot a_2}{K_2} \quad (2.82)$$

$$b = \frac{K_1 \cdot a_1}{K_2} \quad (2.83)$$

$$c = \frac{K_1 \cdot a_4}{K_2} \quad (2.84)$$

$$K_1 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot R^3 \cdot \Omega_w^2 \quad (2.85)$$

$$K_2 = a_3 \cdot K_1 - T_w \quad (2.86)$$

Cette équation possède 3 solutions réelles, c'est pourquoi nous avons utilisé une méthode de résolution trigonométrique (voir annexe B.6).

Connaissant la valeur initiale de λ , on en déduit alors la valeur initiale de la vitesse du vent :

$$v_{wind} = \frac{\Omega_w \cdot R}{\lambda} \quad (2.87)$$

L'algorithme de toute cette phase d'initialisation, indispensable dans le cadre d'étude de réseau, est synthétisé à la figure 2.45. Une initialisation correcte est un critère de validation des données.

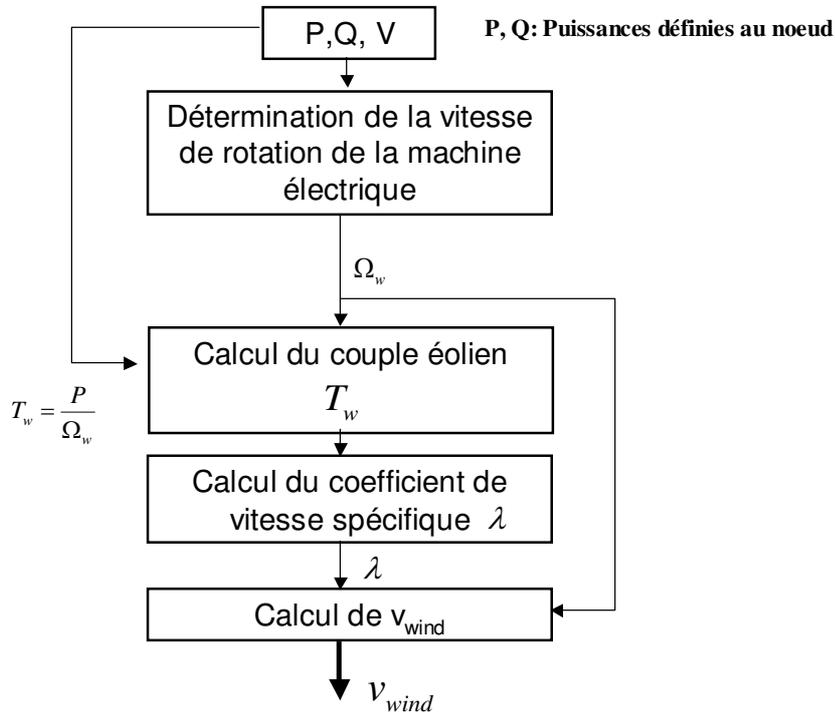


FIG. 2.45 – Présentation algorithmique de la phase d’initialisation pour un modèle d’éolienne à couplage direct.

2.6.4 Initialisation du modèle d’éolienne avec contrôle indirect de la vitesse.

L’algorithme de toute la phase d’initialisation de l’éolienne avec contrôle indirect de la vitesse est le même que pour l’éolienne à couplage direct. La seule différence dans la séquence d’initialisation se situe au niveau du calcul de la vitesse de rotation initiale de la machine. De nouveau, il faut donc partir de la puissance définie au noeud et remonter tout le modèle pour initialiser la vitesse du vent.

Pour initialiser la vitesse de rotation, nous faisons l’hypothèse de confondre le couple éolien et sa référence. La caractéristique du couple de référence est connue (figure 2.23 (a)) et on peut en déduire la caractéristique de la puissance de référence en fonction de la vitesse de rotation (figure 2.23 (b)). En assimilant la puissance P définie au noeud à la puissance de référence, on peut ainsi, en inversant la courbe, déterminer la vitesse de rotation des pales Ω_w . Puis, on peut reprendre la même démarche d’initialisation que pour l’éolienne à vitesse fixe.

2.6.5 Initialisation du modèle d'éolienne avec contrôle direct de la vitesse.

Pour initialiser le modèle de cette éolienne, il faut se baser sur ses caractéristiques données à la figure 2.9. En fonction de la puissance définie au noeud P , la séquence d'initialisation est différente :

- $0 < P < P_{max\lambda}$: Si la puissance définie au noeud est inférieure à $P_{max\lambda}$, cela signifie que l'éolienne fonctionne en *partial load 1*. On sait que dans cette zone de fonctionnement, on travaille à λ_{opt} et donc C_{pmax} ($\beta \approx 0$). Connaissant la puissance produite P ainsi que la valeur du coefficient de puissance C_{pmax} , on peut donc facilement en déduire la valeur initiale de la vitesse du vent v_{wind} :

$$v_{wind} = \left(\frac{2.P}{C_{pmax} \cdot \rho \cdot S} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.88)$$

A partir de la vitesse du vent, on peut alors initialiser la vitesse de rotation des pales Ω_w :

$$\Omega_w = \frac{\lambda_{opt} \cdot v_{wind}}{R} \quad (2.89)$$

- $P_{max\lambda} < P < P_{nom}$: Cette plage de puissance correspond à un fonctionnement en *partial load 2*. Dans cette zone, on sait que la vitesse de rotation est égale à la vitesse nominale donc :

$$\Omega_w = \Omega_{nom} \quad (2.90)$$

Comme la puissance produite est connue, il est donc facile d'initialiser le couple éolien T_w . La vitesse étant connue, on se retrouve alors dans le même cas de figure que pour l'éolienne à couplage direct.

- $P = P_{nom}$: Sans information supplémentaire sur le calage des pales, il n'est pas possible de déterminer cet angle. Par défaut, nous supposons qu'il est nul. Dans ce cas, la vitesse du vent est choisie juste supérieure à la vitesse de basculement.

La figure 2.46 présente la procédure d'initialisation du modèle d'éolienne avec contrôle direct de la vitesse.

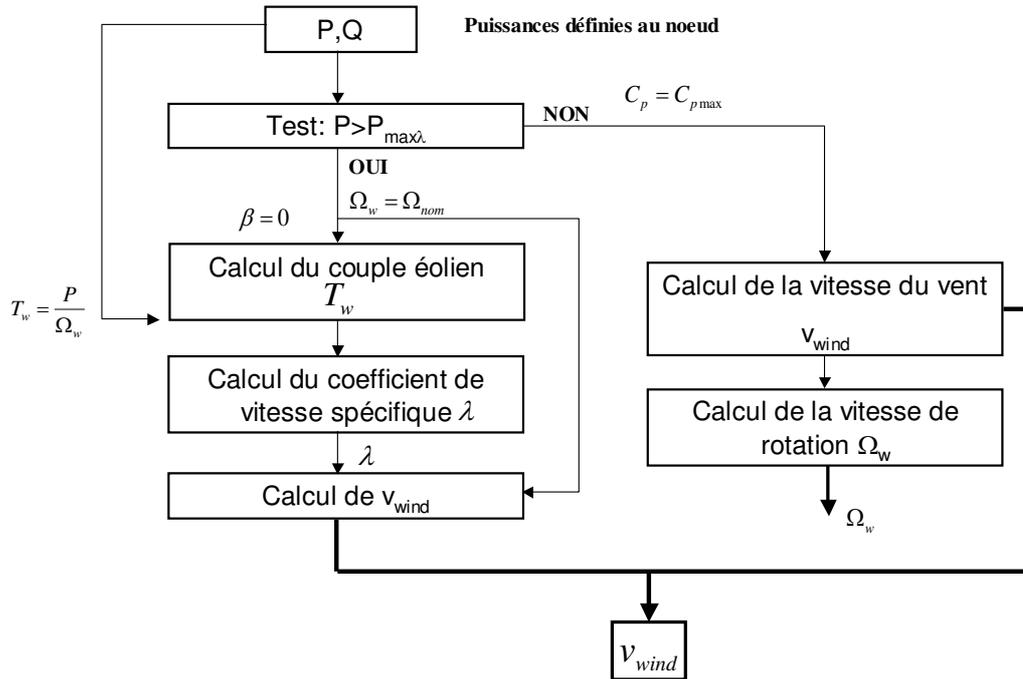


FIG. 2.46 – Présentation algorithmique de la phase d’initialisation pour un modèle d’éolienne avec contrôle direct de la vitesse.

2.7 Conclusion.

Dans cette partie, nous nous sommes attachés à définir des modèles génériques des parties puissance et commande des principales éoliennes actuelles. Ne disposant pas de processus physique réel à modéliser, nous avons recherché dans la bibliographie un jeu de paramètres réaliste pour le vent, les pales de l’éolienne et le générateur électrique. Avec ces paramètres, nous avons développé des modèles simplifiés des différentes chaînes de conversion éolienne pour des études de dynamique des réseaux. Nous avons aussi discuté du comportement des différentes technologies d’éoliennes en cas de défauts.

Deuxième partie

Insertion des sources dans un réseau.

Chapitre 1

Etude du réglage de tension dans un réseau de distribution.

1.1 Introduction.

Dans le cadre de l'étude de l'intégration, dans les réseaux électriques, des modèles simplifiés d'éoliennes développés dans le chapitre précédent, nous allons présenter l'incidence d'une production éolienne sur un réseau de distribution de taille relativement faible. La structure de ce réseau est fortement inspirée d'un réseau existant, celui du Mont Dore de Nouméa. C'est un réseau îlien semblant parfaitement adapté aux études qui sont envisagées. Les données de ce réseau ont été communiquées par *Tractebel Engineering*.

1.2 Présentation du réseau d'étude.

1.2.1 Structure du réseau.

Le réseau étudié comporte :

- une seule source d'alimentation pouvant fournir 15MVA qui, par la suite, est distribuée sous deux niveaux de tension différents (34kV et 15.5kV). Cette source présente une puissance de court-circuit de 120MVA en 34kV. Cette puissance de court-circuit apparaît comme faible vis à vis de celle d'un réseau européen, ceci est la conséquence d'une faible densité de charge.
- des lignes aériennes en aluminium de section de $93.3mm^2$. Les valeurs des résistance et réactance linéiques sont respectivement de $0.48\Omega/km$ et $0.448\Omega/km$

- deux parcs éoliens connectés sur ce réseau aux deux niveaux de tension. Un parc de 2.5MW en 34kV et un parc de 4.5MW en 15.5kV.

La modélisation du réseau 15kV a été volontairement simplifiée suite au manque d'informations sur les différents tronçons. Cette modélisation a fait appel à l'application de quelques hypothèses simplificatrices qui se situent à quatre niveaux :

- modélisation des charges : les charges en 15.5kV sont constituées de charges impédantes (à impédances constantes) tandis que celles en 34kV sont constituées à 50% de charges impédantes et 50% de moteurs asynchrones.

- modélisation des transformateurs : dans un premier temps, ils sont supposés ne pas être équipés de régleur en charge.

- modélisation des lignes : celles-ci étant de longueurs relativement faibles, leur effet capacitif peut être négligé.

- modélisation des fermes éoliennes : toutes les éoliennes d'une ferme sont, dans un premier temps, considérées comme étant soumises, à chaque instant, au même vent. Ceci implique qu'une ferme peut être modélisée par une seule et unique éolienne équivalente dont les caractéristiques de la partie mécanique seront celle de la WKA60, ramenées à la puissance de la ferme. L'éolienne équivalente sera équipée d'une machine asynchrone à couplage direct sur le réseau.

Le réseau évoqué ci-avant, muni d'un certain nombre d'informations (noms des noeuds, distances, charges,...), est donné à la figure 1.1. Les deux fermes éoliennes, connectées aux noeuds moyenne tension PRONY et NEGANDY, se voient, du côté basse tension, équipées de bancs de capacités de manière à relever le facteur de puissance en ces noeuds. En effet, comme les éoliennes sont équipées de machines asynchrones, il est nécessaire de diminuer l'absorption de puissance réactive (pour minimiser les pertes). Sur ce réseau, il apparaît des déséquilibres de consommation entre les parties en 34kV et en 15.5kV. La puissance maximale consommée sur la branche en 34kV est au maximum de 5MVA sans production éolienne. Sur la branche 15.5kV, la consommation maximale, là encore sans production éolienne, est de 9.9MVA, dont 90% sur le jeu de barres du secondaire du transformateur 34/15.5kV. Le taux de charge de la ligne qui va de ST LO15 à CH13 puis de CH13 à NEGANDI est faible. L'adjonction d'une ferme éolienne de 4.5MW au bout de cette ligne laisse entrevoir des éventuels problèmes de stabilité du plan de tension qui sera étudié par la suite.

facteur de puissance unitaire au niveau des noeuds basse tension EOL PRO1 et EOL NEG. Les puissances réactives générées par ces bancs de capacités sont respectivement de 1.9 et 3.2MVAR.

NOEUDS	Tension en [pu]		Tension en [pu]	
	sans éoliennes		avec éoliennes	
	charge min	charge max	charge min	charge max
ST LOUIS	1.000	1.000	1.000	1.000
ST LO33	1.000	1.000	1.000	1.000
ST LO15	0.973	0.963	0.963	0.962
CH13	0.961	0.922	1.038	1.010
NEGANDI	0.954	0.901	1.124	1.081
EOL NEG	0.986	0.931	1.182	1.132
PIROGUES	0.999	0.997	1.000	0.998
X66	0.996	0.992	0.999	0.993
X66 2	0.996	0.992	0.999	0.993
PRONI	0.996	0.992	0.999	0.993
X174	0.990	0.983	0.993	0.990
X174 2	0.990	0.983	0.993	0.990
X178	0.990	0.983	0.993	0.990
X178 2	0.990	0.983	0.993	0.990
X184	0.990	0.983	0.993	0.990
X184 2	0.990	0.983	0.993	0.990
BVG	0.990	0.983	0.993	0.990
TDF	0.990	0.983	0.992	0.989
EOL PRO1	0.996	0.992	0.997	0.993

TAB. 1.1 – Présentation des niveaux de tension avec et sans production éolienne sur les différents noeuds du réseau et pour différents niveaux de charge.

Pour pouvoir étudier convenablement le plan de tension, il convient de rappeler que la norme EN50160 fixe, pour le réseau moyenne tension, une variation maximale de plus ou moins 5% autour du point nominal. Les valeurs minimale et maximale sont respectivement de 0.95 et 1.05 pu. Différentes simulations ont été effectuées. Elles permettent de déduire les points suivants

concernant le plan de tension :

- Lors de l'étude sans éolienne, des problèmes surviennent sur la ligne 15.5 kV. En effet, lors de la charge maximale, les noeuds CH13 et NEGANDY ont des tensions inférieures à la valeur minimale fixée par la norme EN50160. La variation de tension au noeud NEGANDY atteint une valeur proche du double de la limite autorisée par celle-ci.
- Etant donné la faible section des lignes, la chute de tension dépend fortement de la circulation de puissance active dans le réseau.
- Dans le cas de l'intégration d'éoliennes et lorsque celles-ci développent leur puissance maximale, là encore, il peut être constaté que, quelque soit la charge (minimale ou maximale), les limites supérieures de la norme sont très largement dépassées pour les noeuds NEGANDY et EOL NEG. Le noeud CH13 reste dans les limites de normes. De ces simulations, il peut être conclu que l'intégration d'éoliennes sur la ligne 34kV ne pose aucun problème. On note que la production éolienne sur cette ligne est presque égale à la moitié de celle sur la ligne 15.5kV.

De manière à compléter l'étude sur le plan de tension, des simulations ont montré que, si les bancs de capacités ne fournissaient que la moitié de la puissance réactive consommée par les éoliennes, tous les noeuds du réseau restaient dans des plages admissibles imposées par la norme quel que soit le niveau de charge. De plus, les transformateurs 34/15.5kV du réseau réel sont équipés de régulateurs en charge (pour maintenir la tension) que nous n'avons pas pris en compte dans cette première étude.

Celle-ci peut être qualifiée d'étude statique. De manière à mieux caractériser ce réseau, des études dynamiques s'avèrent nécessaires afin d'étudier le comportement et les régimes transitoires lors de l'apparition de variations de charge ou lors de l'apparition de défaut.

Impact d'un défaut sur le réseau.

Avant d'étudier de manière plus approfondie le plan de tension, il paraît important d'estimer l'influence, sur le réseau 34kV, d'un défaut sur le 15.5kV et vice-versa. La figure 1.2 montre l'influence d'un défaut (court-circuit triphasé) sur la ligne 15.5kV et son impact sur la ligne 34kV. Les évolutions des courants et tensions aux noeuds CH13 et PIROGUES montrent que le défaut sur la ligne 15.5kV influence peu le réseau 34kV. Ce découplage est réalisé par le transformateur MT et par la source principale d'alimentation.

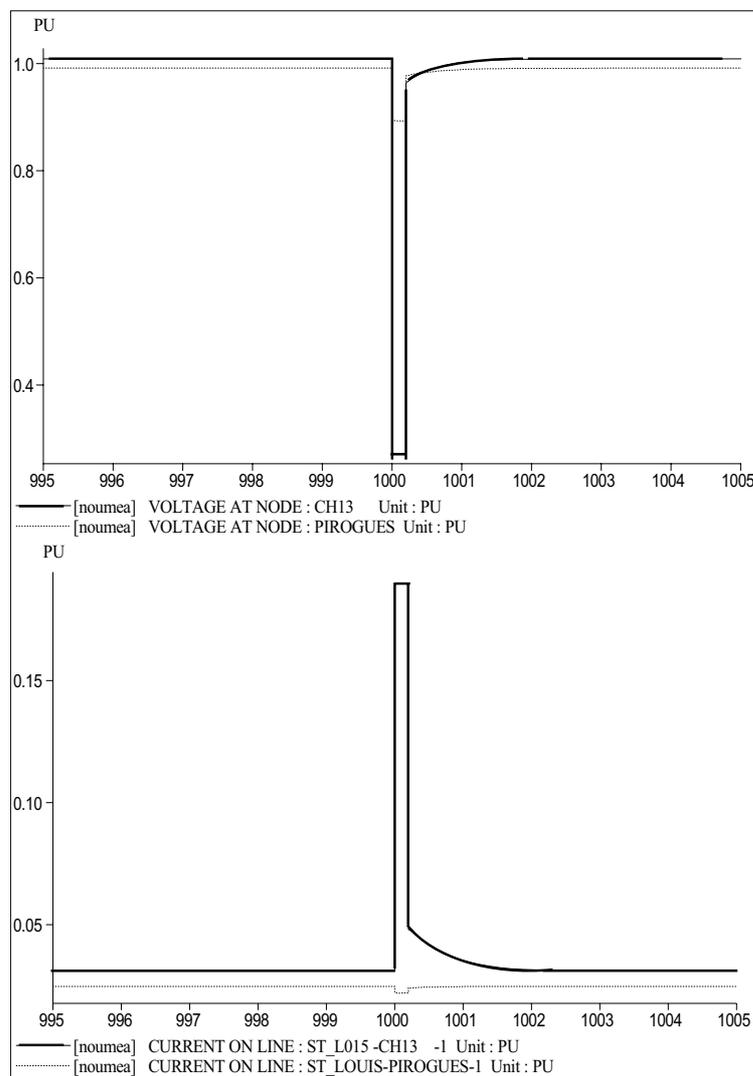


FIG. 1.2 – Influence d'un défaut en 15.5kV au milieu de la ligne CH13-NEGANDY dans le réseau 34kV. Allure des tensions et courants sur les noeuds CH13 et PIROGUES

Conclusion.

De cette première étude, quelques conclusions peuvent être réalisées. Dans un premier temps, quelque soit les niveaux de charges et de production éolienne dans le réseau 34kV, aucun problème n'apparaît. Par contre, pour le 15.5kV, des problèmes surviennent en bout de ligne (NEGANDY) quelque soit les niveaux de charges et de production éolienne. Sans production éolienne, il s'avère nécessaire d'ajouter une compensation de puissance réactive en bout de ligne pour rester dans les limites imposées par les normes. De plus, il a été montré qu'il existait un certain découplage entre les réseaux 34 et 15.5kV. De ces premières conclusions, pour pouvoir mieux étudier l'influence de la production éolienne sur le réglage du plan de tension, le choix de l'étude se porte uniquement sur le réseau 15.5kV tel que décrit à la figure 1.3.

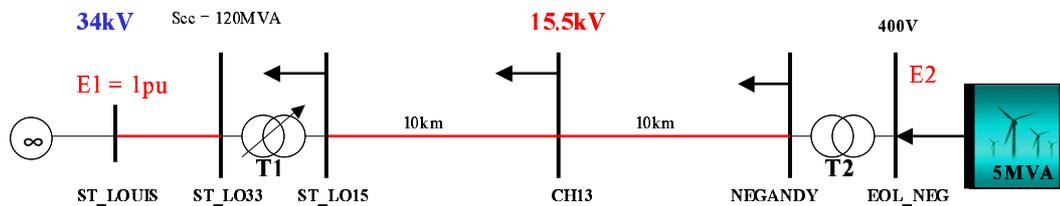


FIG. 1.3 – Présentation du réseau d'étude.

1.3 Etude du réglage de tension dans le réseau 15.5kV.

La configuration du réseau choisie présente l'avantage d'être très simple. Celle-ci va nous permettre d'aborder certaines études de manière théorique et d'anticiper les résultats de simulation. Après avoir situé le réseau par rapport à la stabilité en tension, son réglage en tension, en présence de production décentralisée d'origine éolienne, sera étudié.

1.3.1 Etude théorique de la stabilité de tension dans le réseau 15.5kV.

Modèle de calcul ramené sur le réseau 15.5kV

Bien que l'instabilité ou l'effondrement de tension soient des phénomènes dynamiques, la stabilité à long terme peut souvent être analysée par une modélisation quasi-statique du réseau électrique [TRE00]. On peut d'ailleurs mettre en évidence théoriquement cette instabilité en tension, sur notre réseau sans charge, en ramenant toutes les impédances (impédance de court-circuit, transformateurs, lignes) du côté du secondaire du transformateur sur le réseau 15.5kV

(en négligeant le courant consommé par les impédances magnétisantes des transformateurs et en supposant leurs rapports de transformation fixes). La figure 1.4 présente le modèle de calcul ainsi obtenu.

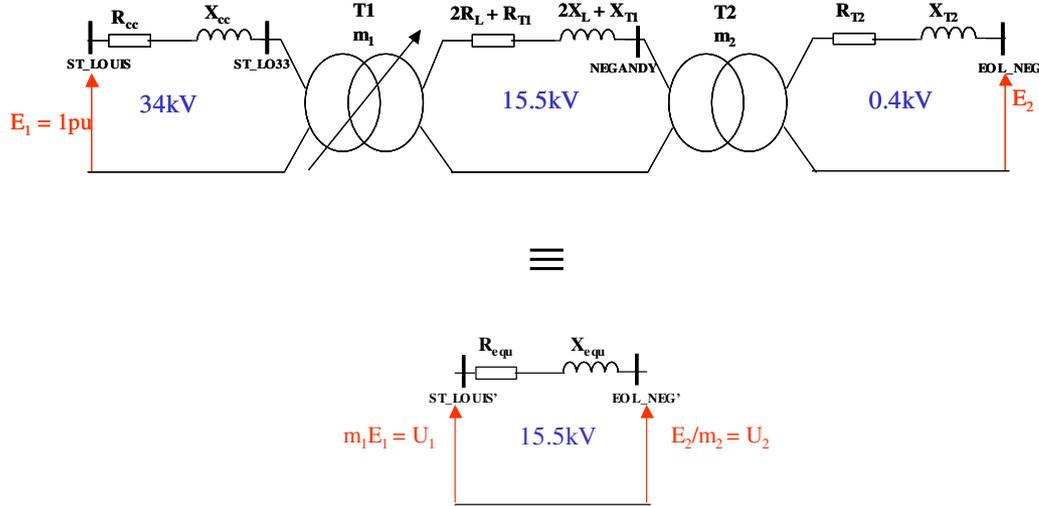


FIG. 1.4 – Présentation du modèle de calcul.

Les expressions des impédances ramenées en 15.5kV sont :

$$R_{equ} = (2.R_L + R_{T1} + m_1^2.R_{cc}) + R_{T2}/m_2^2$$

$$X_{equ} = (2.X_L + X_{T1} + m_1^2.X_{cc}) + X_{T2}/m_2^2$$

avec :

m_1 : rapport de transformation du transformateur T1,

m_2 : rapport de transformation du transformateur T2,

R_L : résistance des lignes en 15.5kV (tronçons *ST LO15-CH13* et *CH13-NEGANDY*),

X_L : réactance des lignes en 15.5kV (tronçons *ST LO15-CH13* et *CH13-NEGANDY*),

R_{T1} : résistance ramenée au secondaire des enroulements du transformateur T1,

X_{T1} : réactance ramenée au secondaire des enroulements du transformateur T1,

R_{T2} : résistance ramenée au secondaire des enroulements du transformateur T2,

X_{T2} : réactance ramenée au secondaire des enroulements du transformateur T2,

R_{cc} : résistance de court-circuit en 34kV,

X_{cc} : réactance de court-circuit en 34kV.

Remarque : Les lignes *ST LO15-CH13* et *CH13-NEGANDY* sont identiques (même longueur, même section).

Définition des paramètres.

L'ensemble des paramètres du réseau est exprimé dans le système *per unit* dans la base de 100MVA. Les différentes valeurs sont alors :

- Paramètres de l'interconnexion ($U_{1base} = 34kV$) :

$$R_{cc} = 0.3814pu, X_{cc} = 0.6747pu$$

- Paramètres des lignes en $93.3mm^2$ Al ($U_{2base} = 15.5kV$) :

$$R_L = 2.0027pu, X_L = 1.8681pu$$

- Paramètres du transformateur T1 de 10MVA ($U_{2base} = 15.5kV$) :

$$R_{T1} = 0.07pu, X_{T1} = 1pu, m_1 = 1.07pu$$

On note, qu'en réalité, le transformateur T1 possède un rapport de transformation variable. Dans cette partie d'étude, celui-ci est choisi fixe et égal à sa valeur initiale.

- Paramètres du transformateurs T2 de 5.2MVA ($U_{3base} = 0.4kV$) :

$$R_{T2} = 0.1343pu, X_{T2} = 1.875pu, m_2 = 1.033pu$$

- Paramètres équivalents :

$$R_{equ} = 4.638pu, X_{equ} = 7.302pu$$

Expression de la chute de tension.

Si on se place dans le cas critique où la production et la charge se trouvent en bout de ligne, l'expression de la tension en bout de ligne (U_2) se présente sous la forme d'un polynôme d'ordre 4 [RUJ03] :

$$U_2^4 + U_2^2 \cdot (2 \cdot (R_{equ} \cdot P + X_{equ} \cdot Q) - U_1^2) + (R_{equ} \cdot P + X_{equ} \cdot Q)^2 + (X_{equ} \cdot P - R_{equ} \cdot Q)^2 = 0 \quad (1.1)$$

avec $P = P_g + P_{load}$ et $Q = Q_g + Q_{load}$

P_g = puissance active générée (<0) par la production éolienne [pu]

Q_g = puissance réactive générée (<0) ou consommée (>0) par la production éolienne [pu]

P_{load}, Q_{load} = puissances active et réactive consommées (>0) par la charge [pu]

U_2 = tension en bout de ligne en [pu] dans le cas présent $U_2 = E_2/m_2$

U_1 = tension en amont [pu] dans le cas présent $U_1 = E_1.m_1$

A noter qu'il est possible de définir un modèle de calcul plus complexe prenant en compte la répartition des charges sur les noeuds [DAI03]. Ce modèle de calcul est alors régi par un système d'équations nécessitant une méthode de résolution itérative.

En supposant un déphasage petit entre les deux tensions, on peut se ramener à un polynôme d'ordre 2 :

$$U_2^2 - U_1.U_2 + (R_{equ}.P + X_{equ}.Q) = 0 \quad (1.2)$$

Au regard de cette formule, on peut conclure que la chute de tension est nulle si :

$$R_{equ}/X_{equ} = -Q/P$$

Dans le réseau étudié, les puissances active et réactive générées par le parc éolien P_g et Q_g peuvent varier respectivement de 0 à -5MW et de -5MVAR à +5MVAR (puissance apparente ≤ 5 MVA). Avec la convention choisie, une puissance générée est négative. Nous supposons que la charge maximale du réseau (P_{load} et Q_{load}) est d'environ 2MVA avec un facteur de puissance de 0.8 AR connectée en bout de ligne.

Etude de la stabilité de tension avec le modèle complet.

A l'aide de l'expression non simplifiée (équation 1.1), il est possible de tracer l'évolution de la tension E_2 en fonction de la puissance active P qui est la somme de la puissance générée ($P_g < 0$) et de puissance de la charge ($P_{load} > 0$) pour différentes valeurs de la puissance réactive Q ($Q = Q_g + Q_{load}$). Ces courbes sont présentées à la figure 1.5. L'analyse des courbes montre un effet bénéfique de la production éolienne sur la stabilité de tension. De plus, même si on assiste à une disparition totale de la charge alors que le parc éolien fournit sa puissance maximale ($P_g = P$), la tension en bout de ligne reste bien éloignée des points critiques de stabilité en tension. Par contre, les limites admissibles en tension sont très facilement dépassées.

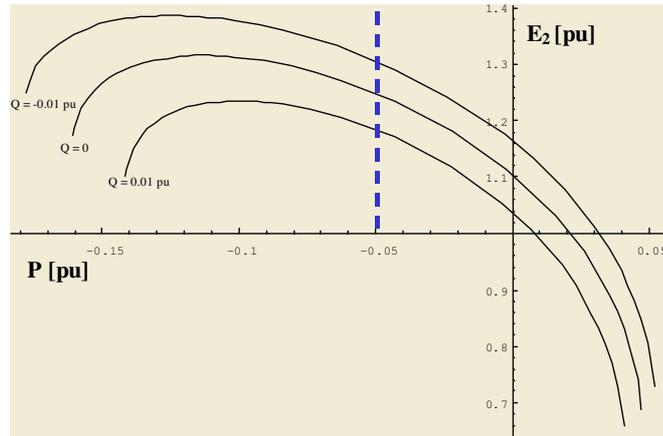


FIG. 1.5 – Courbes théoriques des variations de la tension en bout de ligne E_2 en fonction de P et Q (puissance de base 100MVA).

1.3.2 Etude du réglage de tension avec la configuration existante.

Après cette étude du plan de tension dans le réseau sans charge, nous proposons d'étudier le réglage de tension pour différents niveaux de charge du réseau avec production éolienne.

Mise en évidence du type de génération.

Grâce à la simulation, il est possible de tracer l'évolution de la tension en bout ligne E_2 (noeud *EOL NEG*) en fonction de la puissance produite par les éoliennes et pour différents niveaux de charge du réseau. Nous avons considéré un niveau de charge maximal et un niveau minimal équivalent à 1/3 du niveau maximal. Il est rappelé que les charges possèdent un facteur de puissance de 0.8. La figure 1.6 présente ces courbes dans le cas où le parc éolien ne produit que de la puissance active.

Le noeud *EOL NEG* est un noeud 400V et est soumis aux normes BT classiques ($Un \pm 10\%$). Sur cette figure, on constate que, si la charge du réseau est maximale, on ne peut produire qu'environ 3.5MW sans dépasser les normes en vigueur. Pour maintenir la tension dans les plages admissibles indépendamment de la charge, il est donc indispensable que la production éolienne travaille avec un facteur de puissance arrière. A noter qu'on retrouve, lors de l'étude sans charge, les mêmes résultats que précédemment (figure 1.5). La figure 1.7 présente l'évolution de la tension lorsque la production éolienne possède différents facteurs de puissance arrières.

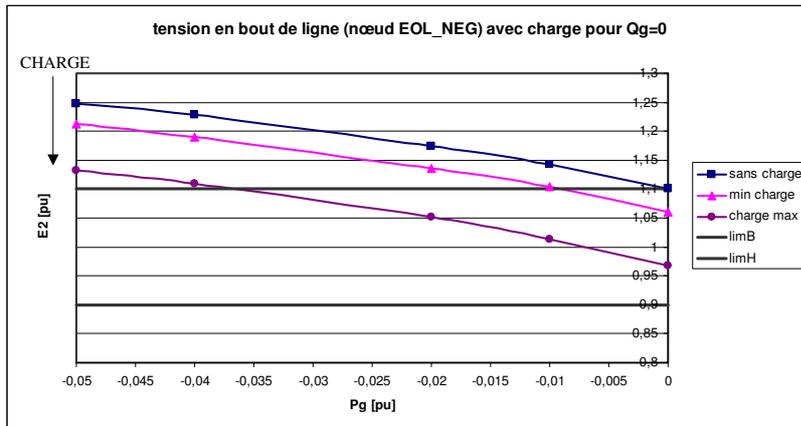


FIG. 1.6 – Evolution de la tension en bout de ligne avec les différents niveaux de charge du réseau pour $Q_g = 0$.

Comme des charges sont connectées au noeud MT *NEGANDY*, il est impératif de respecter la norme EN50160 en ce noeud, soit des variations maximales de $\pm 5\%$, plus restrictives qu'en BT. De nouveau, ceci ne sera rendu possible que si la production éolienne est à facteur de puissance AR.

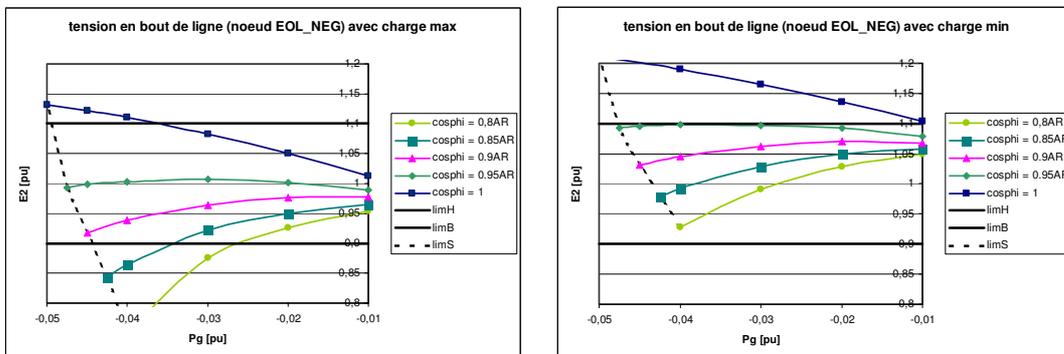


FIG. 1.7 – Evolution de la tension en bout de ligne pour deux niveaux de charge et avec une génération sous différents facteurs de puissance AR.

De ces observations, on peut conclure que la tension peut être ramenée dans les plages admissibles, indépendamment des puissances produites par le parc éolien et celles consommées par les charges, à condition que la production s'effectue avec un facteur de puissance arrière compris entre 0.85 et 0.95.

Remarque sur la configuration existante : Les aérogénérateurs présents dans le réseau existant sont des éoliennes à couplage direct via une MAS. Ce type de machine implique que le facteur de

puissance évolue naturellement aux alentours des 0.9 à puissance nominale. Le choix de ce type d'aérogénérateur semble particulièrement bien adapté à ce réseau. En effet, la consommation de puissance réactive peut être bénéfique pour le réglage de tension dans le cas de l'insertion d'une production décentralisée (au détriment des pertes). Dans ce cas, les éoliennes à couplage direct peuvent être bénéfiques pour le réglage de tension [BUS01] [MCEE02].

Analyse de l'efficacité du réglage actuel.

Dans le réseau existant, un régulateur de tension (régleur en charge) est associé au transformateur 34/15.5kV. Cet élément doit assurer à lui seul le réglage de la tension dans tout le réseau 15.5kV. Un modèle de cet élément est proposé dans la bibliothèque d'EUROSTAG [EUR0].

Le fonctionnement de ce régulateur est fondé sur une mesure de la tension au noeud à réguler. Dans notre cas d'étude, le noeud réglé est le noeud *ST LO15*. La mesure de cette tension est ensuite comparée à une valeur de consigne (1pu dans notre cas). Le régulateur va alors ordonner un changement de prise si la tension mesurée s'écarte de la valeur de consigne d'au moins $x\%$ (x =paramètre du régleur en charge) pendant un temps t_1 (bande morte). Après le premier changement de prise, si la tension est encore en dehors des plages admissibles, après un certain temps (t_{int}), un nouveau changement de prise a lieu. Cette opération se renouvelle jusqu'à obtenir un niveau de tension correct sur le noeud réglé. La figure 1.8 présente les résultats de simulation dans le cas d'une élimination totale de la charge à $t=1000s$ sur le noeud *ST LO15*. Cela a pour conséquence de provoquer une brutale montée de tension sollicitant l'action du régleur. Dans cette simulation, nous avons choisi de régler la tension autour de 1% de sa valeur de consigne (1pu). Le temps de réaction (t_1) est fixé à 30s et le temps entre deux changements de prises successifs à 10s (t_{int}).

Pour tester l'efficacité du régleur en charge dans notre réseau d'étude sur le réglage de tension, une montée de celle-ci en bout de ligne est simulée en injectant une rampe de puissance active sur le noeud *EOL NEG*. Les résultats de simulation pour différents niveaux de charge sont présentés à la figure 1.9.

Quelque soit le niveau de charge, lors de l'observation de l'évolution de la tension sur le noeud réglé (*ST LO15*), on constate que cette tension varie peu et n'engendre, au maximum, dans le cas le plus défavorable, qu'un seul changement de prise de ce régleur. Le noeud réglé reste bien à une tension quasi-constante ($\pm 1\%$). Par contre, la tension en bout de ligne se trouve rapidement en dehors des limites permises (jusque 1.15pu).

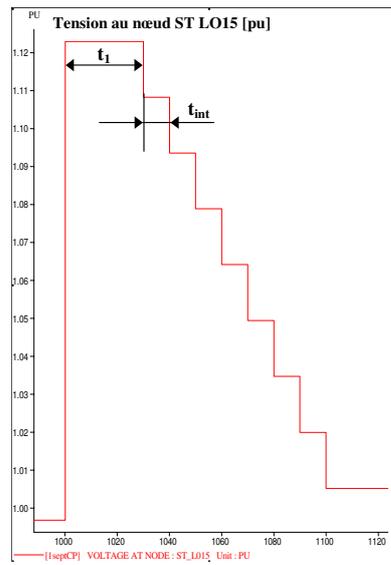


FIG. 1.8 – Mise en évidence de l’action du régulateur en charge lorsque la tension au nœud régulé (ST LO15) s’écarte des plages admissibles.

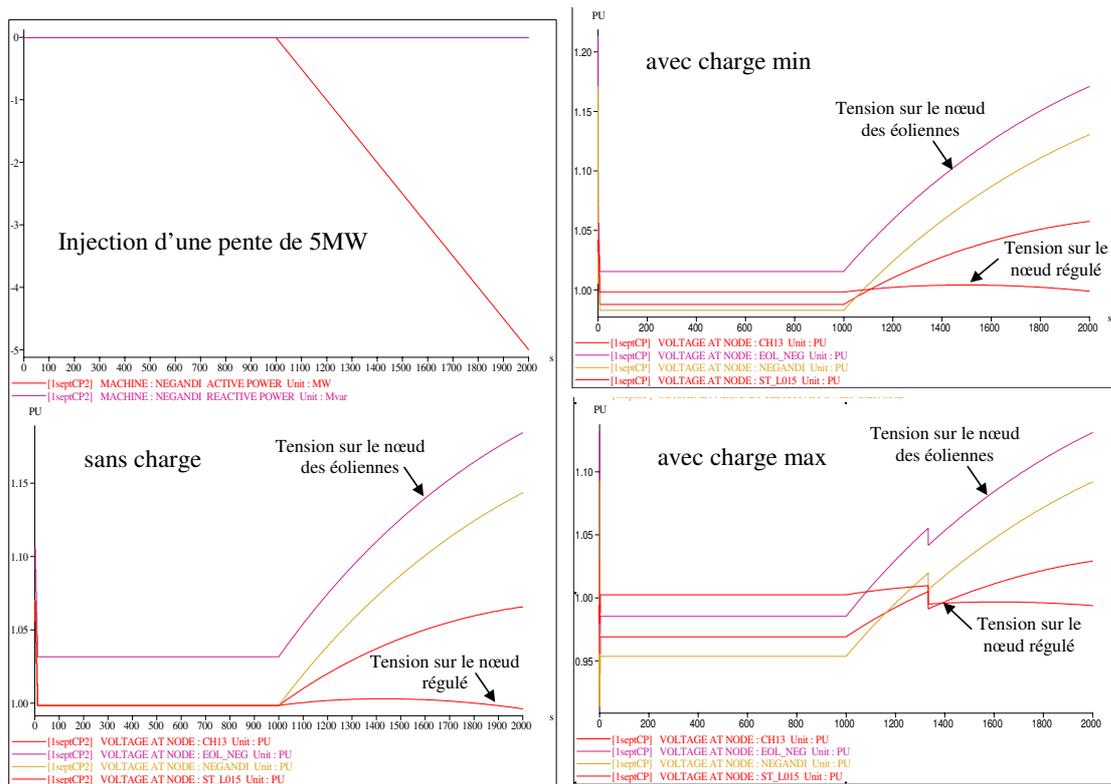


FIG. 1.9 – influence du régulateur en charge sur la tension en bout de ligne.

Conclusion.

Les études précédentes ont montré que les sources d'énergie dispersée doivent produire avec un facteur de puissance arrière pour que les niveaux de tension restent dans les plages admissibles sur tous les noeuds du réseau et surtout en bout de ligne. Par conséquent, l'utilisation d'éoliennes à couplage direct apporte une aide naturelle au réglage de tension dans le réseau existant. Les simulations montrent que le régulateur en charge (tel qu'il est réglé) ne permet pas de régler la tension en bout de ligne si on ne produit que de la puissance active. Les variations sur le noeud de réglage (*ST LO15*) sont insignifiantes, car la puissance de court-circuit du réseau amont est suffisante pour imposer la tension. En tout état de cause, même si la commande du régulateur était fondée sur la tension en bout de ligne, il serait impossible de maintenir le plan de tension dans les limites acceptables sur l'ensemble de la ligne.

Des conclusions précédentes, on peut se demander si le fait d'avoir une ligne spécifique dédiée à la connexion du parc éolien ne serait pas plus favorable pour ce réseau.

1.3.3 Etude de l'impact d'une ligne spécifique dédiée à la production éolienne.

L'architecture du réseau est modifiée et présentée à la figure 1.10. Le parc éolien est connecté sur le jeu de barres du transformateur MT par une ligne aérienne spécifique dédiée de longueur L . Les paramètres de cette ligne (R_{LD} et X_{LD}) sont fonction de L . Evidemment, la configuration présentée suppose une proximité géographique des éoliennes par rapport au transformateur (en général $L < 10\text{km}$).

De nouveau, nous avons cherché à anticiper les résultats de simulation en définissant un modèle de calcul simplifié. Pour cela, nous avons fait abstraction des charges dans le réseau et de la branche *ST LO15/CH13*. Le modèle de calcul devient celui de la figure 1.11. Cette fois-ci, nous avons fait apparaître le noeud intermédiaire *ST LO15*. L'expression des éléments du modèle de calcul devient alors :

$$\begin{aligned} R_1 &= m_1^2 \cdot R_{cc} + R_{T1}, & X_1 &= m_1^2 \cdot X_{cc} + X_{T1} \\ R_2 &= R_{LD} + R_{T2}/m_2^2, & X_2 &= X_{LD} + X_{T2}/m_2^2 \end{aligned}$$

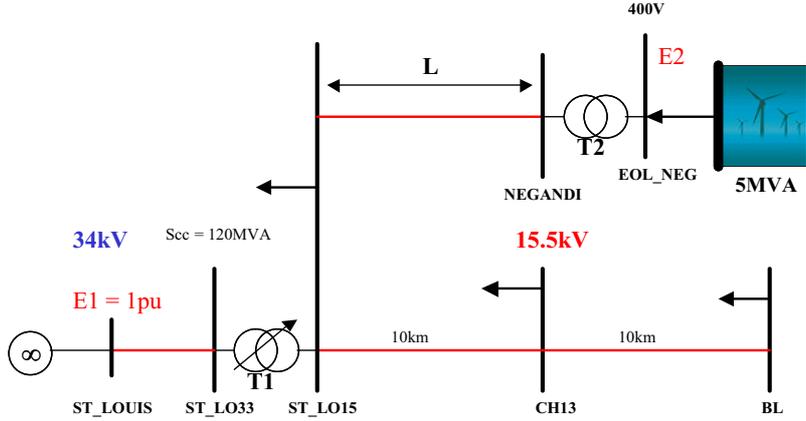


FIG. 1.10 – Connexion de la production éolienne sur le jeu de barres du transformateur MT.

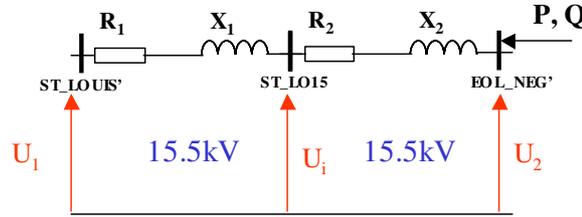


FIG. 1.11 – Nouveau modèle de calcul.

L'expression de la tension U_2 en fonction de la puissance active produite P_g , de la puissance réactive consommée ou produite Q_g par les aérogénérateurs et des impédances définies précédemment devient alors :

$$U_2^4 + U_2^2 \cdot (2 \cdot (R_{equ2} \cdot P + X_{equ2} \cdot Q) - U_1^2) + (R_{equ2} \cdot P + X_{equ2} \cdot Q)^2 + (X_{equ2} \cdot P - R_{equ2} \cdot Q)^2 = 0 \quad (1.3)$$

avec :

$$R_{equ2} = R_1 + R_2$$

$$X_{equ2} = X_1 + X_2$$

Dans le cas d'une ligne spécifique dédiée à la production éolienne, aucune charge ne sera placée sur cette ligne. De ce fait, nous avons considéré que :

$$P = P_g \text{ et } Q = Q_g$$

De la même manière, on peut exprimer la tension $U_2 = f(U_i, P, Q, R_2, X_2)$:

$$U_2^4 + U_2^2 \cdot (2 \cdot (R_2 \cdot P + X_2 \cdot Q) - U_i^2) + (R_2 \cdot P + X_2 \cdot Q)^2 + (X_2 \cdot P - R_2 \cdot Q)^2 = 0 \quad (1.4)$$

D'où une expression de la tension U_i :

$$U_i = \sqrt{\frac{1}{U_2^2} \cdot [U_2^4 + (R_2 \cdot P + X_2 \cdot Q)^2 + (X_2 \cdot P - R_2 \cdot Q)^2] + 2 \cdot (R_2 \cdot P + X_2 \cdot Q)} \quad (1.5)$$

La tension en bout de ligne U_2 peut alors être déterminée en résolvant l'équation 1.3. En connaissant U_2 , la valeur de U_i est déduite de la relation 1.5. La détermination de l'évolution des tensions sur les noeuds *EOL NEG* (E_2) et *ST LO15* (U_i) en fonction des paramètres de la ligne dédiée (longueur et section) peut être réalisée. La figure 1.12 présente l'évolution de ces tensions pour une injection de 5MW en bout de ligne, pour différentes sections et longueurs de la ligne. Le rapport de transformation m_1 est fixé à 1 pour toutes les simulations. Les paramètres utilisés pour la ligne sont ceux de la table 1.2. Il s'agit des caractéristiques classiques de lignes aériennes en aluminium.

Ainsi, la figure 1.12 montre que la tension en bout ligne (E_2) reste dans les plages acceptables pour une ligne inférieure à 20km possédant une section minimale de $117mm^2$. Par contre, la tension sur le noeud régulé (U_i) ne varie quasiment pas dans toutes les configurations.

Dans le cas d'une ligne de 20km de longueur en $93.3mm^2$, on retrouve une configuration analogue à celle existante. Les résultats de simulation du réseau sans charge (figure 1.9) confirment les résultats obtenus avec le modèle de calcul. En effet, pour une ligne dédiée de 20km en $93.3mm^2$, la tension en bout de ligne atteint environ 1.18pu alors que la tension au secondaire du transformateur varie d'environ 1%.

section en mm^2	R [Ω/km]	X [Ω/km]
93.3	0.48	0.448
117	0.28	0.448
148	0.224	0.448
228	0.146	0.448

TAB. 1.2 – Paramètres de lignes aériennes en Aluminium.

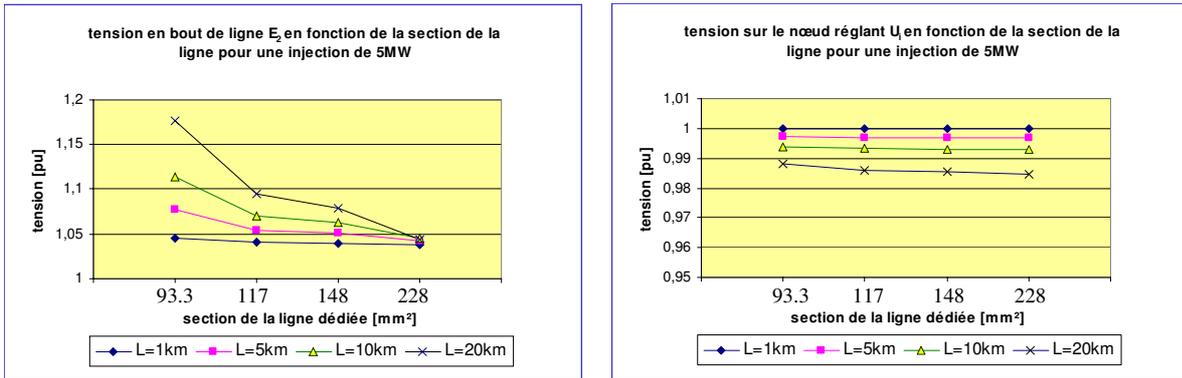


FIG. 1.12 – Evolutions des tensions E_2 et U_i en fonction de la section et de la longueur de la ligne dédiée pour une injection de 5MW.

1.3.4 Conclusion.

L'étude du réglage de tension dans le réseau 15.5kV, avec les paramètres actuels de ligne, montre que le régulateur en charge est incapable de régler la tension en bout ligne dans le cas d'une production décentralisée avec un facteur de puissance unitaire. De même, si on modifie l'architecture existante en dédiant une ligne spécifique à la production éolienne, les conclusions sont identiques. Le choix d'équiper ce réseau d'une ferme éolienne avec des machines asynchrones à couplage direct sur le réseau a un effet bénéfique : en effet, l'une des caractéristiques de ces aérogénérateurs est d'absorber une puissance réactive fonction de la puissance active qu'ils fournissent. Comme il a été montré précédemment, cet aspect permet une gestion correcte du plan de tension du réseau actuel. Le remplacement de ce type d'aérogénérateurs par des éoliennes à vitesse variable avec des convertisseurs d'électronique de puissance, connectés au stator ou au rotor, implique qu'il faudrait prévoir un dispositif de régulation de tension au noeud de connexion par action sur le facteur de puissance.

1.4 Mise en oeuvre d'une régulation de tension pour des éoliennes à vitesse variable.

1.4.1 Introduction.

L'analyse des études précédentes montre que l'apparition de la Génération d'Énergie Dispersée (GED) peut poser des problèmes de gestion du plan de tension [KOJ03]. Les GED de puissance supérieure à 1MW sont en général équipées d'un dispositif de réglage de la tension au noeud de connexion [LOM01].

Dans cette partie, nous nous intéresserons au réglage de tension dans le réseau considéré avec des éoliennes à vitesse variable (commande électronique par le stator ou le rotor).

1.4.2 Principe de fonctionnement d'un dispositif de réglage de tension.

Le fonctionnement du dispositif de réglage de tension détaillé dans [LOM01] ne peut être appliqué qu'aux éoliennes équipées d'électronique de puissance. Le schéma de principe est présenté à la figure 1.13. Le dispositif de régulation détermine les valeurs de consigne des puissances active (P_{REF}) et réactive (Q_{REF}) ou du facteur de puissance ($\cos\varphi_{REF}$) de la production à partir d'une mesure de la tension au noeud de connexion (U).

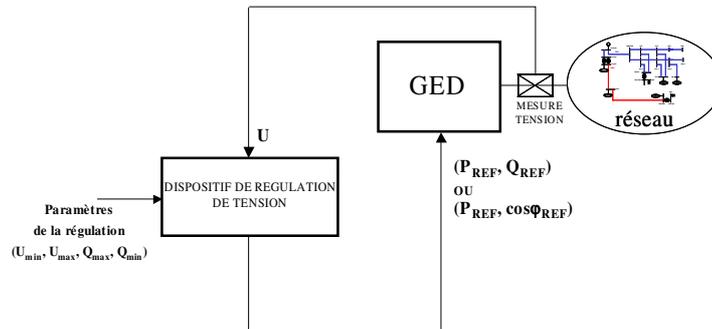


FIG. 1.13 – Schéma de principe de la régulation de tension avec une GED.

Il existe deux principes de régulation [LOM01] :

- soit le dispositif de régulation détermine les puissances active et réactive de référence (P_{REF} , Q_{REF}),
- soit le dispositif de régulation détermine la puissance active et le facteur de puissance de référence (P_{REF} , $\cos\varphi_{REF}$).

Dans le cas de la production éolienne, la consigne de puissance active P_{REF} est directement liée

à la vitesse du vent. De plus, l'étude précédente a montré qu'une production avec un facteur de puissance constant permettait au réseau de demeurer dans les limites acceptables en tension. La régulation la mieux adaptée est celle qui fournirait le facteur de puissance de référence $\cos\varphi_{REF}$ fonction de la tension mesurée. Cette régulation posséderait une certaine pente de réglage de manière à éviter les problèmes d'instabilité et/ou d'interaction en présence d'un autre moyen de réglage.

1.4.3 Mise en oeuvre de la régulation de tension simplifiée.

Une loi de réglage en tension simplifiée, mise en oeuvre sur une éolienne à vitesse variable, est présentée à la figure 1.14. Le correcteur $C(s)$ est un correcteur proportionnel de gain K_T . La synthèse de ce correcteur a été réalisée en tenant compte du facteur de puissance minimum de la source de production éolienne ($\cos\varphi_{min}$) et de la variation de tension maximale autorisée (ΔU). Cette synthèse donne :

$$K_T = \frac{\cos\varphi_0 - \cos\varphi_{min}}{\Delta U} \quad (1.6)$$

avec :

$\cos\varphi_0$: facteur de puissance initial de référence de la production éolienne.

En se fixant, $\cos\varphi_0 = 1$, $\cos\varphi_{min} = 0.85$ et $\Delta U = 0.1$, il vient :

$$K_T = 1.5$$

La fonction de transfert $F(s)$ permet de prendre en compte le temps de réponse du dispositif de régulation.

$$F(s) = \frac{1}{1 + \tau_T s} \quad (1.7)$$

Dans notre cas, la constante de temps τ_T a été fixée à 10ms (demi période du réseau).

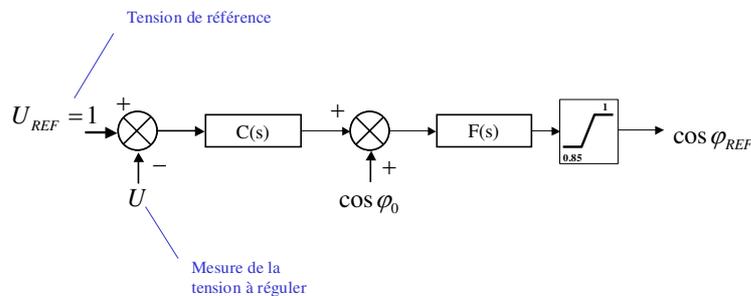


FIG. 1.14 – Loi de réglage en tension pour une éolienne à vitesse variable.

Les résultats de simulation de la figure 1.15 présentent le comportement du dispositif de régulation de tension face à une variation de charge dans le réseau (à $t=2000s$ sur le noeud ST LO15). Pour cette simulation, la production éolienne est modélisée par un injecteur de puissances (active et réactive). Nous avons considéré que les éoliennes fournissaient une puissance active constante de 4MW. Le dispositif de régulation détermine le facteur de puissance de référence ($\cos\varphi_{REF}$) pour réguler la tension au noeud EOL NEG autour de 1pu. A partir de $\cos\varphi_{REF}$, on peut déduire la puissance réactive de référence. Comme nous l'avons vu précédemment, cette puissance réactive doit être consommée.

On retrouve les résultats mis en avant à la figure 1.7 à savoir :

- si la charge du réseau est minimale, le facteur de puissance de la génération doit évoluer entre 0.85 et 0.9 pour maintenir la tension sur le noeud de connexion autour de 1pu,
- si la charge du réseau est maximale, le facteur de puissance de la génération doit évoluer entre 0.9 et 0.95 pour maintenir la tension sur le noeud de connexion autour de 1pu.

La loi de réglage simplifiée a ensuite été mise en oeuvre pour le modèle d'éolienne commandée par le stator dans le réseau d'étude. Les résultats de simulation de la figure 1.16 présentent le comportement du dispositif de régulation de tension face à une variation de vent. Dans la simulation présentée, la charge du réseau est maximale. De nouveau pour maintenir la tension autour de 1pu , le facteur de puissance de la génération se situe entre 0.9 et 0.95.

1.5 Conclusion.

Dans cette partie, nous avons étudié, le réglage en tension du réseau d'étude. Nous avons montré que, dans ce réseau, les éoliennes à couplage direct étaient bénéfiques pour le réglage de tension. Par contre, nous avons mis en évidence l'inefficacité du réglage actuel dans le cas de l'insertion d'autres types d'aérogénérateurs, notamment à couplage électronique. C'est pourquoi nous proposons une loi de réglage en tension pour les éoliennes commandées par le stator ou par le rotor. Enfin, nous avons mis en oeuvre, dans ce réseau, une loi de réglage sur le modèle d'éolienne à couplage électronique par le stator avec une commande indirecte de la vitesse (modèle développé dans la partie modélisation des éoliennes). Après cette étude du réglage en tension avec éoliennes dans ce réseau de distribution, nous allons maintenant nous intéresser au réglage de fréquence dans un réseau insulaire.

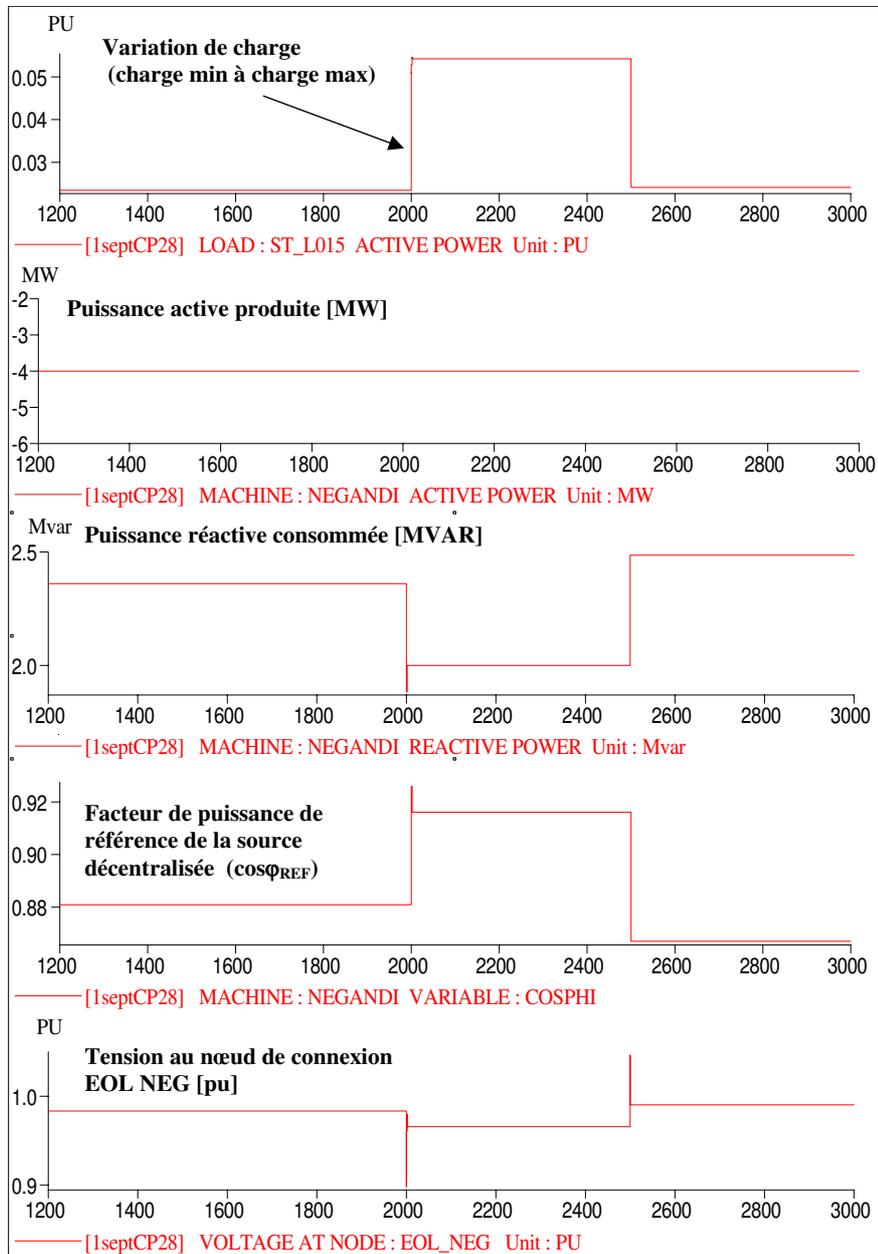


FIG. 1.15 – Fonctionnement du dispositif de régulation de tension. Cas d’une variation de charge à t=2000s (passage charge min à charge max) et à t=2500s (passage de charge max à charge min) pour une production éolienne à puissance active constante.

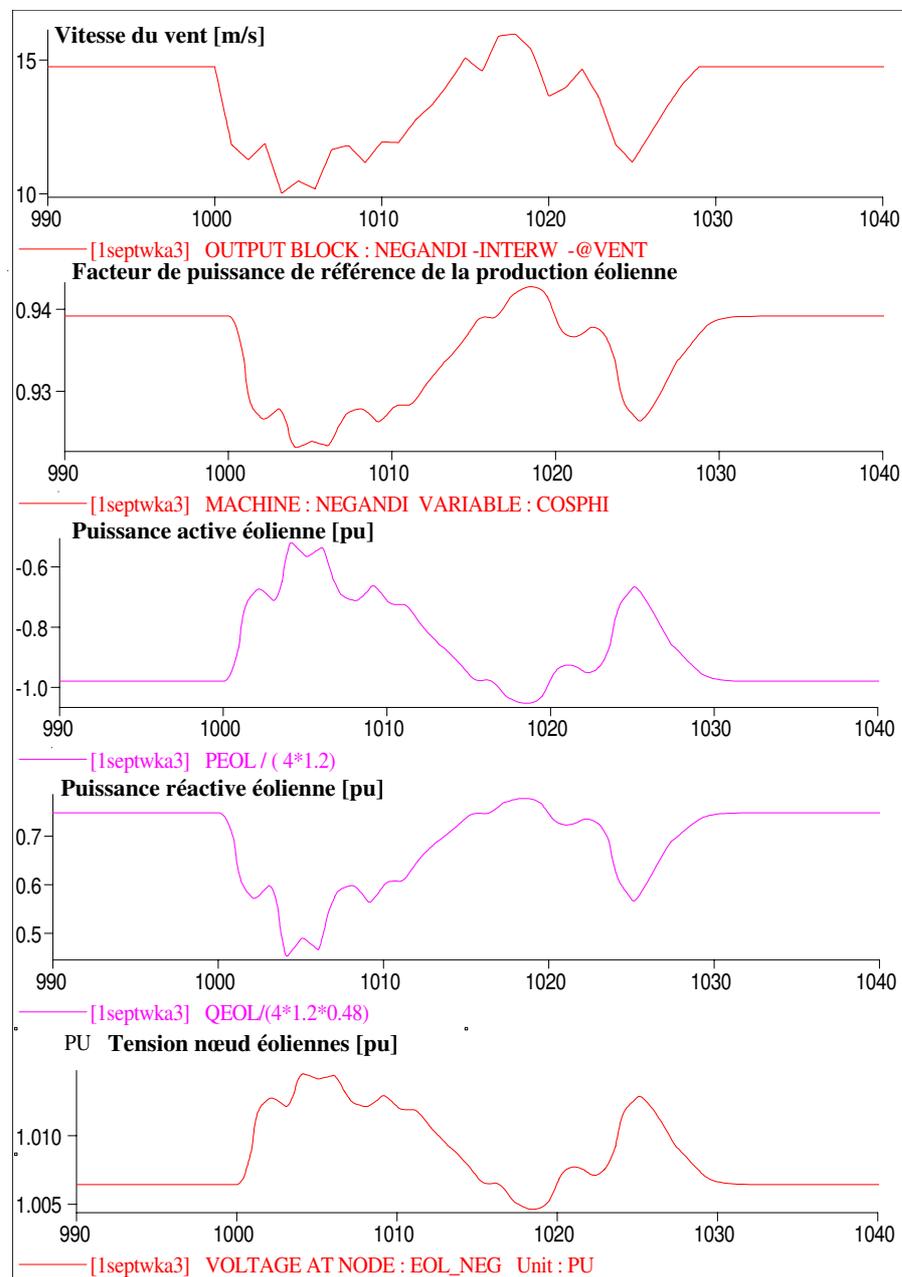


FIG. 1.16 – Simulation du réseau avec une éolienne à commande au stator possédant un dispositif de régulation de tension. Cas d’une variation de vent.

Chapitre 2

Etude d'un reseau insulaire.

2.1 Introduction.

Dans la partie sur l'étude du plan de tension d'un réseau de distribution, nous avons évoqué le fait que le réglage de tension dépendait des puissances réactives mises en jeu au niveau du réseau. De nombreux ouvrages [KUN93] traitent du lien existant entre le réglage de fréquence et le réglage de puissance active (réglage de Watt). Dans cette partie, nous n'étudierons que le réglage en fréquence dans un réseau insulaire. Le choix de ce réseau permet, du fait de sa petite taille et des puissances mises en jeu relativement modestes, de pouvoir mettre en oeuvre et en évidence les différentes stratégies du réglage de fréquence. Les variations de fréquence d'un réseau sont dues à des déséquilibres entre la production et la consommation d'énergie. Ces déséquilibres engendrent des variations de fréquence qui, selon le type de charge, modifient notablement leur comportement en puissances active et réactive. Les charges passives (lampes, chauffage résistif, ...) sont peu sensibles à ces variations. Par contre, les transformateurs, les machines électriques en sont fortement dépendantes. Une baisse de fréquence provoque une hausse des pertes fer (modification de la saturation), ainsi qu'une élévation de la production d'harmoniques. Dans ce contexte, il est nécessaire d'éviter de trop fortes variations en fréquence. A noter qu'il est tout à fait possible de réaliser des prévisions de charge sur un réseau en fonction d'une certaine expérience (consommations annuelles antérieures, prévisions météorologiques, ...) mais ces prévisions ne peuvent être d'une fiabilité absolue.

Le réglage de la fréquence est qualifié de réglage global, car la fréquence est la même dans tout le réseau. Les normes européennes en vigueur imposent une variation de $50Hz \pm 1Hz$ en réseaux interconnectés et $50Hz \pm 2Hz$ pour un réseau isolé [NOR99]. Dans un premier temps, nous pré-

senterons les principes de réglage de la fréquence, puis nous définirons un réseau d'étude. Dans ce dernier sera intégrée une production d'énergie d'origine éolienne pouvant participer au réglage de la fréquence.

2.2 Généralités sur le réglage de fréquence.

En Europe, le réglage de fréquence se décompose en trois niveaux :

- **le réglage primaire** agit localement sur chaque groupe participant à celui-ci. Le réglage primaire correspond à la correction de l'écart entre production et consommation. Si cette dernière varie, on aboutit à un nouvel équilibre dans le réseau mais à une fréquence différente de celle de référence. La participation d'un groupe n est fonction de son statisme δ_n [KUN93] défini par :

$$P_n = P_{nREF} + \frac{1}{\delta_n} \cdot (f_{REF} - f) \quad (2.1)$$

avec :

P_n : la puissance produite par le groupe n en [pu],

P_{nREF} : la puissance de consigne du groupe n en [pu] (produite quand $f = f_{REF}$),

δ_n : le statisme du groupe n [%] (généralement entre 2 et 6%),

f : la fréquence du réseau en [pu],

f_{REF} : la fréquence de référence du réseau en [pu].

La relation linéaire 2.1 permet de tracer la caractéristique puissance/fréquence d'un groupe. Elle est décrite à la figure 2.1. L'action seule du réglage primaire permet donc d'aboutir à un nouvel équilibre entre production et consommation (P_i, f_i).

On définit aussi l'énergie réglante K_n en [MW/Hz] qui est l'inverse de la pente de la caractéristique de la figure 2.1 :

$$K_n = \left| \frac{\Delta P_n}{\Delta f} \right| = \frac{P_{nnom}}{\delta_n \cdot f_{nom}} \quad (2.2)$$

avec :

P_{nnom} : la puissance nominale du groupe [MW],

f_{nom} : la fréquence nominale du réseau (50Hz),

La France seule aurait une énergie réglante de l'ordre de 10000MW/Hz, le réseau européen en 1993 en avait une de 30000MW/Hz [TI93].

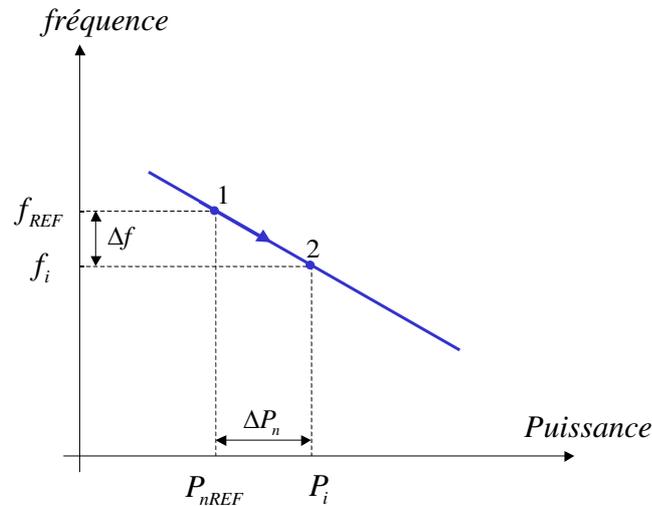


FIG. 2.1 – Caractéristique de régulation primaire de fréquence.

- le **réglage secondaire** a pour fonction de ramener la fréquence à sa valeur de consigne (ainsi que les puissances échangées entre pays interconnectés). Pour cela, on modifie la puissance de consigne du groupe n (P_{nREF}) qui participe au réglage secondaire suivant la relation :

$$P_{nREF} = P_{n0} + N \cdot P_{nr} \quad (2.3)$$

avec :

P_{n0} : Puissance de référence programmée,

N : niveau de participation ($-1 < N < 1$)

P_{nr} : variation de puissance maximale disponible sur le groupe n en réglage secondaire par rapport à sa puissance programmée initiale.

Dans sa configuration la plus simple (1 groupe, 1 charge), le réglage secondaire permet de déplacer la caractéristique de statisme parallèlement à elle-même. Après l'action du réglage primaire, dont la constante de temps est de quelques secondes, une translation de la droite de statisme initiale permet un réajustement de la fréquence à sa valeur de consigne en quelques minutes. La figure 2.2 illustre la succession d'événement (1-2-3) pour une variation ΔP_n de puissance appelée après les actions successives des réglages primaire et secondaire. Les courbes présentées sont des caractéristiques statiques, sur lesquelles, dans la réalité, viennent se superposer des variations instantanées.

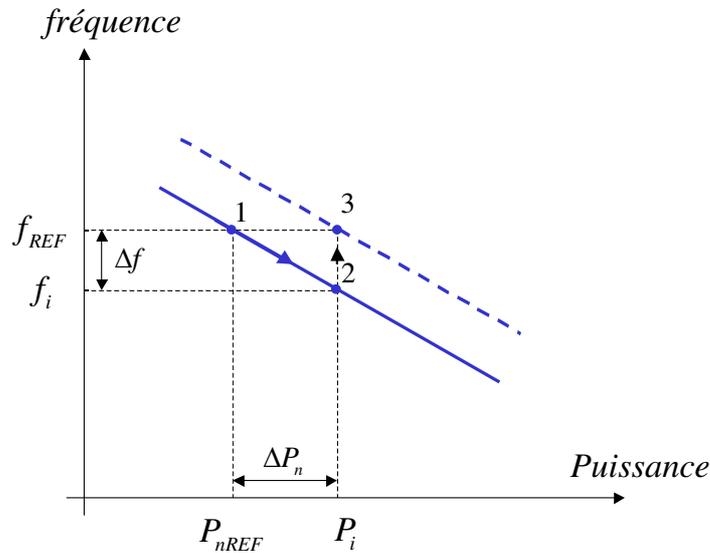


FIG. 2.2 – Effet du réglage secondaire de fréquence.

- le **réglage tertiaire** agit essentiellement en prenant en compte les considérations économiques. Son rôle est de compléter éventuellement l'action du réglage secondaire et de réajuster les consignes de puissance des groupes sur une période de temps plus élevée.

En France, en période de pointe, la réserve tertiaire est d'environ 3000MW. Sur une journée, en moyenne, on peut constater environ 50 modifications de programme.

Dans le cas d'un réseau insulaire, nous ne considérerons que les réglages primaire et secondaire de fréquence.

2.3 Présentation du réseau.

Pour étudier le réglage de fréquence dans un réseau avec production éolienne, nous avons repris la configuration du réseau de Nouméa étudiée précédemment et nous avons remplacé le noeud infini (modèle de l'interconnection) par des groupes de production diesel comme le montre la figure 2.3. La charge maximale du réseau est toujours de l'ordre de 10MVA, par conséquent nous avons choisi la configuration de groupes électrogènes suivante :

- 1 unité de 2.25MW (statisme 4%)
- 8 unités de 1.08MW (statisme 6%)

Chaque groupe électrogène, qualifié d'unité diesel, est composé d'un moteur diesel couplé à un générateur synchrone (dont les paramètres sont donnés en annexe C.1) associé à sa régulation de tension normalisée (annexe C.2). La puissance nominale des diesels choisis correspond à des puissances de groupes existants sur le marché de la marque *Wärtsillä*.

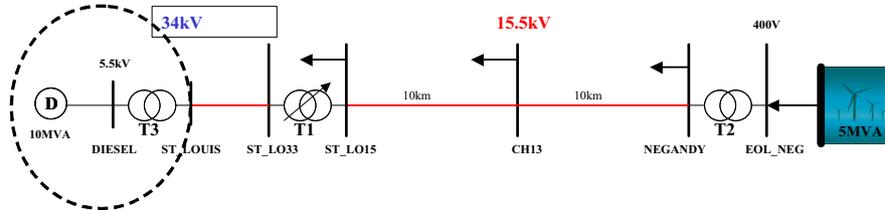


FIG. 2.3 – Présentation du réseau d'étude.

2.4 Présentation des groupes diesel.

2.4.1 Présentation du modèle.

Dans cette partie, l'objectif visé est de disposer d'un modèle de moteur diesel (de plusieurs MW) avec ses paramètres qui simule assez fidèlement le comportement des principaux groupes actuels.

Papadopoulos [PAP99] propose un modèle rudimentaire (premier ordre) avec ses paramètres pour un groupe de 500 kW. Il paraît difficile d'utiliser ce modèle simple pour simuler un groupe de quelques MW, car les paramètres donnés semblent peu flexibles. De plus, la tendance est au moteur diesel avec un turbo à rampe commune et cet élément n'est pas intégré dans le modèle de Papadopoulos.

Yeager [YEA93] présente le modèle d'un groupe de 3.125 MVA. Ce modèle, issu d'une publication originale de 1982, ne semble pas non plus représentatif des groupes de production actuels.

Claeys [CLA01] a développé un modèle plus détaillé en tenant compte des diverses relations thermodynamiques qui régissent le système sans en donner les paramètres pour un groupe particulier.

Enfin, Roy [ROY91] propose un modèle universel de moteur diesel avec turbo (puissance inférieure à 20.9 MW) et des ordres de grandeurs des différents paramètres. Ce modèle a d'ailleurs servi de référence à l'élaboration du modèle disponible dans la bibliothèque d'EUROSTAG. Ce modèle a été utilisé pour la suite de cette étude. Son schéma d'ensemble est donné à la figure 2.4.

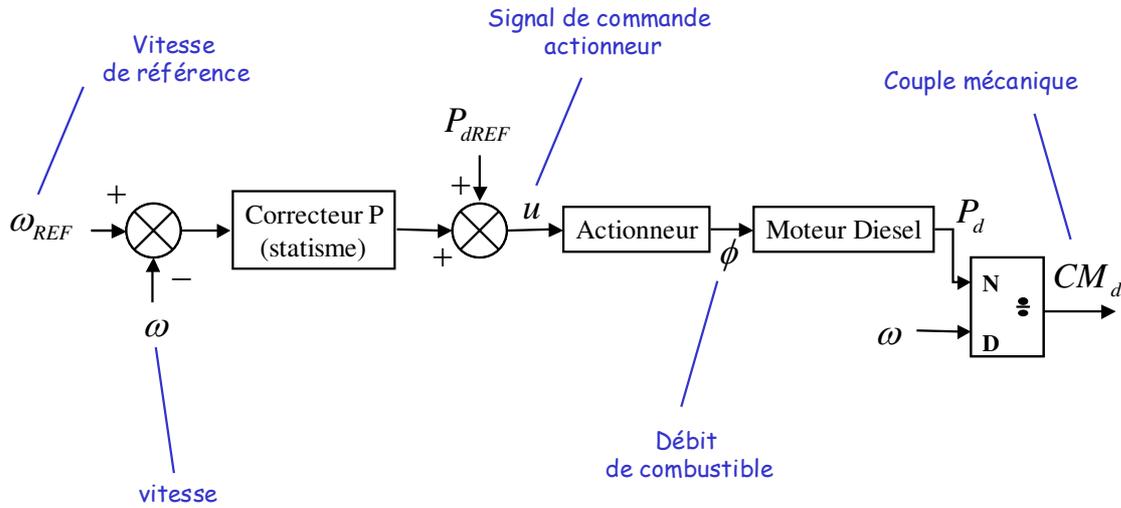


FIG. 2.4 – Schéma d'ensemble du modèle de Roy.

Toutes les grandeurs du modèle sont exprimées dans le système *per unit* (pu). L'entrée du modèle est la vitesse de rotation ω et la sortie est le couple mécanique CM_d fourni par le moteur diesel. On retrouve la loi de contrôle correspondant au réglage primaire de la fréquence :

$$P_d = P_{dREF} + \frac{1}{\delta_d} \cdot (\omega_{REF} - \omega) \quad (2.4)$$

avec :

δ_d : le statisme du moteur diesel,

ω : la vitesse de rotation du moteur en pu.

ω_{REF} : la vitesse de rotation de référence en pu.

L'actionneur est modélisé par un premier ordre :

$$\frac{\phi}{u} = \frac{1}{1 + \tau_a \cdot s} \quad (2.5)$$

avec :

$\tau_a = 0.09s$,

ϕ : le débit de combustible,

u : le signal de commande de l'actionneur.

Les limitations de l'actionneur (*TO* et *TF*) sur les variations du débit de combustible sont également prises en compte comme le montre la figure 2.5.

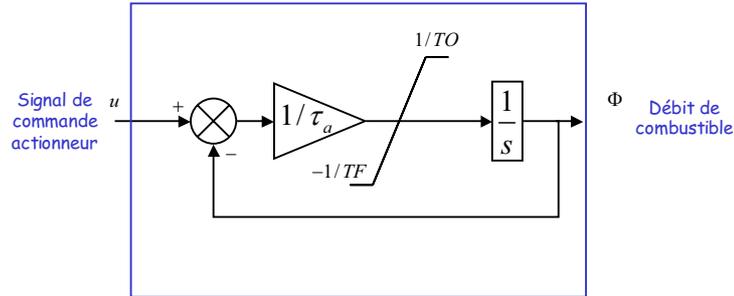


FIG. 2.5 – Schéma de l'actionneur.

Enfin, la modélisation du moteur diesel incluant un turbo est réalisée avec la fonction de transfert suivante :

$$\frac{P_d}{\phi} = \frac{1 + \tau_1 \cdot s}{1 + \tau_2 \cdot s} \quad (2.6)$$

avec $\tau_1 = 5.56s$ et $\tau_2 = 7.52s$ et P_d : la puissance mécanique.

Comme pour la TAG LM6000, le modèle est ensuite couplé à une machine synchrone de puissance équivalente avec sa régulation de tension normalisée de type IEEE AC1 [IEE92] (voir annexe C.2).

Remarque : Contrairement à la TAG, la température ambiante n'intervient pas dans le modèle, car elle influence beaucoup moins le comportement du moteur.

2.4.2 Participation au réglage secondaire de fréquence.

Dans un réseau isolé, le but du réglage secondaire est de ramener la fréquence à sa valeur de consigne. Pour considérer une participation au réglage secondaire de la fréquence d'un groupe diesel, il est nécessaire de modifier le modèle présenté précédemment. Pour notre cas, nous avons considéré que seule l'unité de 2.25MW pouvait participer au réglage secondaire. Par conséquent, nous avons modifié le modèle de ce groupe comme montré sur la figure 2.6.

La détermination du niveau de participation du groupe au réglage secondaire s'effectue alors de manière automatique en fonction des variations de fréquence Δf et de puissance produite ΔP_d . L'action de réglage secondaire est plus lente que celle du réglage primaire [KUN93]. Nous avons imposé que le réglage secondaire soit effectif lorsque la fréquence du réseau s'écarte d'au moins 1% (bande morte) de sa valeur de consigne pendant 30s.

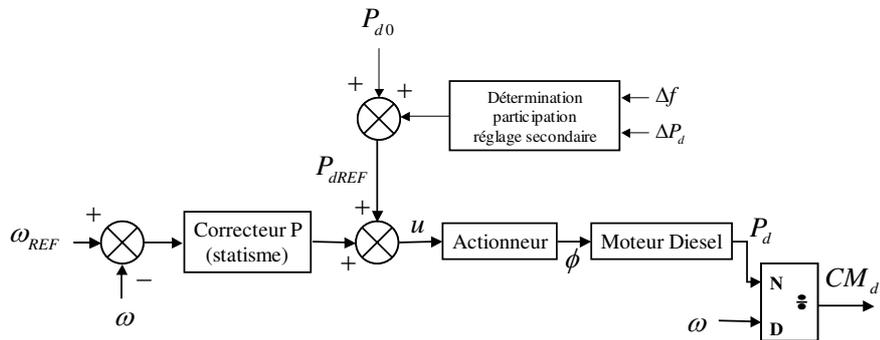


FIG. 2.6 – Prise en compte de la participation au réglage secondaire.

Pour tester le modèle mis en oeuvre, nous avons réalisé une simulation dans laquelle nous avons effectué des variations de charge. La figure 2.7 présente les résultats de simulation obtenus et met en évidence l'action des réglages primaire et secondaire de fréquence lors d'un passage de la charge du réseau de sa valeur maximale à sa valeur minimale et inversement.

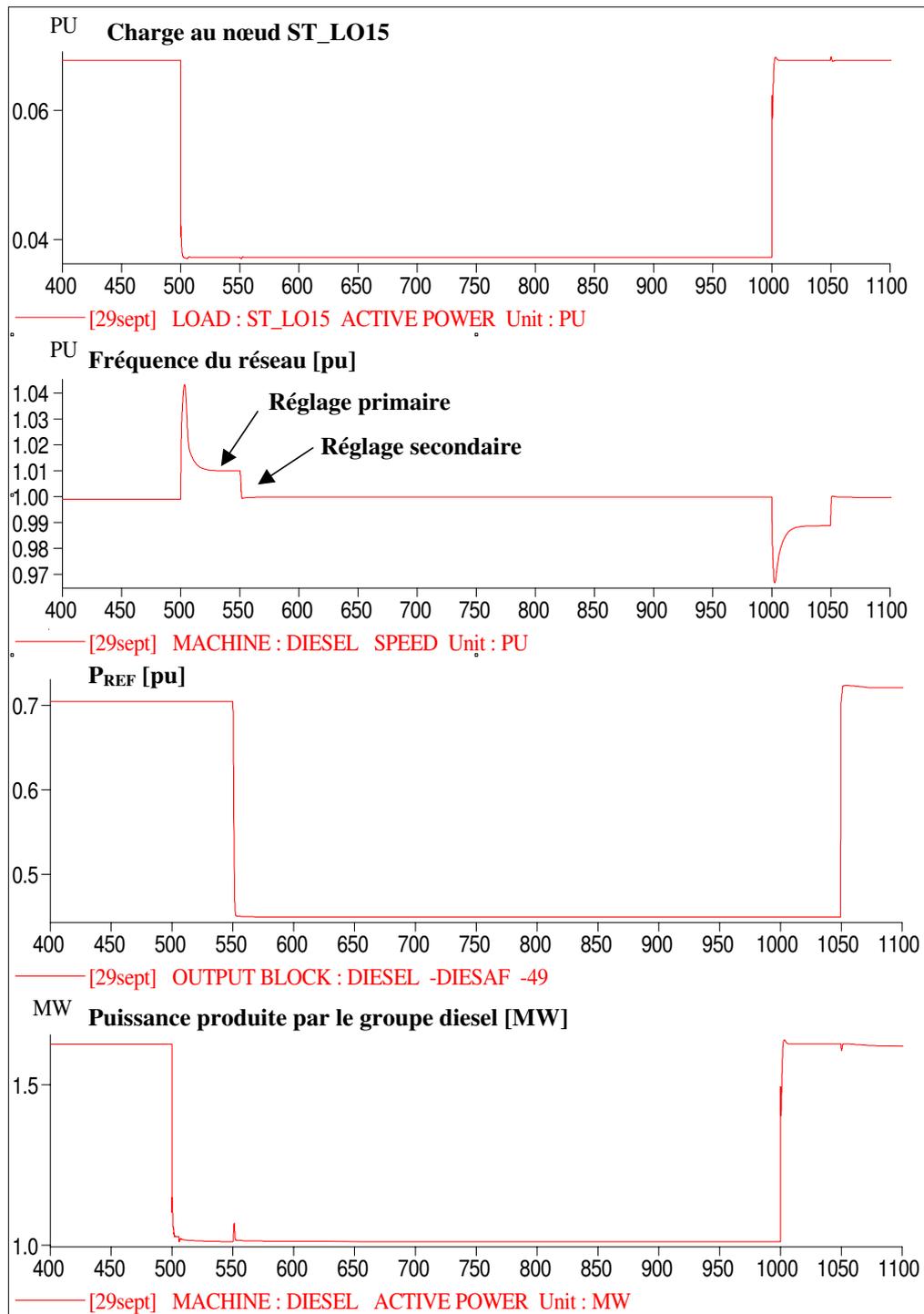


FIG. 2.7 – Mise en évidence de l'action du réglage secondaire avec le groupe diesel lors de variations de charge.

2.5 Etude de la contribution des éoliennes au réglage de fréquence.

2.5.1 Introduction.

Il est évident que des éoliennes à connexion directe (sans contrôle) ne peuvent pas contribuer au réglage de fréquence. Une participation au réglage de la fréquence n'est envisageable que pour les éoliennes à couplage électronique. On peut encore restreindre ce choix aux éoliennes avec réglage de l'angle de calage. En effet, dans le cas d'une éolienne à pas fixe, il n'est pas possible de contrôler à la fois la puissance fournie par l'éolienne et la vitesse de celle-ci.

Dans un premier temps, nous proposerons une loi de commande pour participer au réglage de fréquence. Puis, nous analyserons le comportement dynamique de cette éolienne, participant au réglage de la fréquence, dans un réseau (en considérant un couplage à un groupe de production diesel). Enfin, nous comparerons les résultats de simulation avec une éolienne ne participant pas au réglage.

2.5.2 Proposition d'une loi de commande.

Participer au réglage de fréquence nécessite d'agir sur la puissance produite par la chaîne de conversion éolienne. Nous rappelons, à la figure 2.8, la caractéristique générale en puissance d'une éolienne avec contrôle direct de la vitesse. On distingue 2 zones : l'une où la puissance produite dépend de la vitesse du vent, l'autre où cette puissance est maintenue constante grâce à une action combinée sur le couple électromagnétique et sur l'angle de calage. Dans le mode de fonctionnement habituel, la puissance est maintenue égale à la puissance nominale dans la 2^{ème} zone. On qualifie alors ce mode de fonctionnement en pleine charge ou en *full load*.

D'un point de vue fonctionnel, il est possible de réaliser cette même commande pour une puissance plus faible (P_{LIM}). On peut alors définir deux zones de fonctionnement (figure 2.8) :

- zone 1 (puissance variable),
- zone 2 (puissance constante).

La seule différence se situe au niveau du superviseur qui détermine le seuil de basculement. Dans un premier temps, nous supposons que P_{LIM} sera comprise entre P_{nom} et $P_{nom}/2$. Dans ces conditions, on remarque sur la figure 2.8 que, en fonction des caractéristiques de l'éolienne choisie, la vitesse de rotation est toujours maintenue constante et égale à Ω_{nom} .

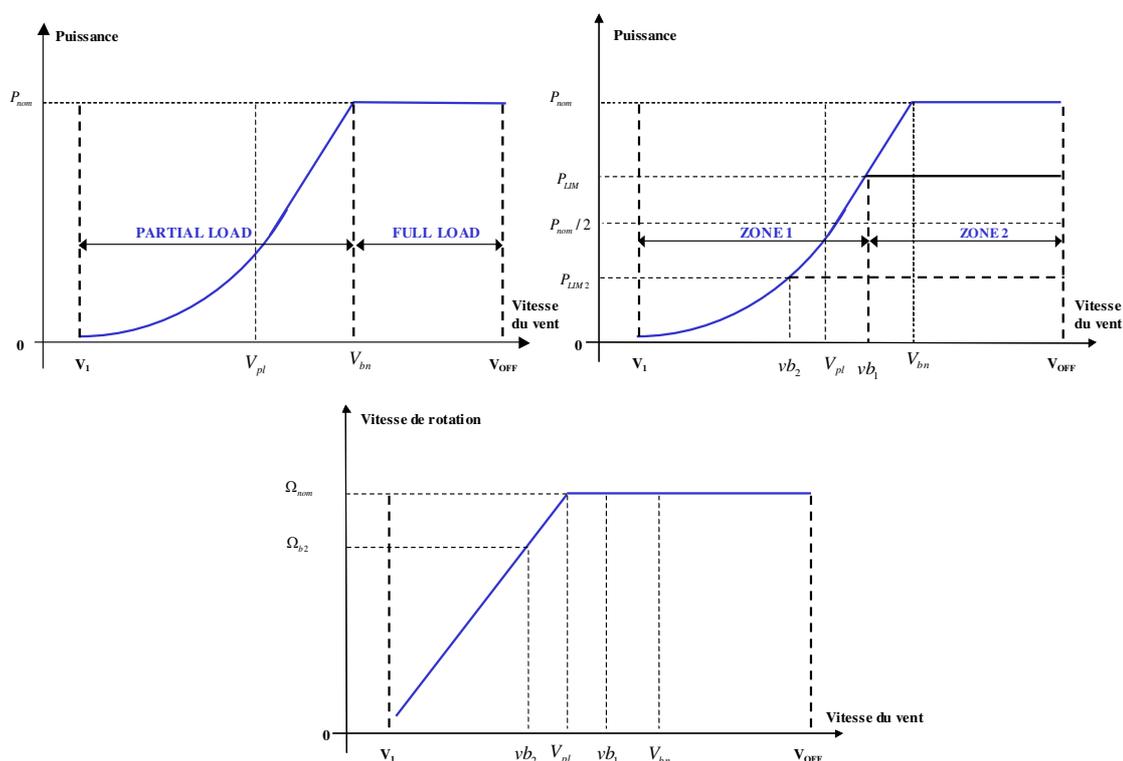


FIG. 2.8 – Caractéristiques d'une éolienne avec contrôle direct de la vitesse.

Il est donc nécessaire de calculer la vitesse minimale du vent (v_{b1}) qui permet de produire la puissance souhaitée P_{LIM} . On reprend alors le principe de la procédure d'initialisation (partie 1 chapitre 2 paragraphe 2.6). L'objectif était de définir la vitesse du vent qui permettait de produire une puissance donnée. Nous avons alors envisagé plusieurs cas de figures suivant le niveau de puissance considéré. Dans le cas présent, il est aussi nécessaire de distinguer deux cas :

- Tant que la puissance demandée correspond à une vitesse de rotation constante, on a recours à la procédure de la figure 2.9, qui rappelle les différentes étapes envisagées. Il faut notamment résoudre un polynôme de degré 3 en λ (voir annexe B.6).
- Dans le cas où nous souhaiterions limiter P_{LIM} à une valeur encore inférieure notée P_{LIM2} (figure 2.8), en plus de la vitesse de basculement en ZONE 2 (v_{b2}), il est nécessaire de recalculer la vitesse de rotation de référence (Ω_{b2}), cette fois-ci différente de la vitesse nominale. La démarche de calcul de la vitesse du vent de basculement diffère de celle de la figure 2.9. En effet, le basculement se situe alors entre une zone où la puissance est constante et une zone où l'éolienne vise à optimiser la conversion énergétique en maintenant le coefficient λ à sa valeur optimale λ_{opt}

de manière à obtenir le coefficient de puissance maximal (C_{pmax}). Ainsi, on peut écrire :

$$P_{LIM2} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot C_{pmax} \cdot (v_{b2})^3 \quad (2.7)$$

d'où la vitesse de basculement :

$$v_{b2} = \left(\frac{2 \cdot P_{LIM2}}{C_{pmax} \cdot \rho \cdot S} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.8)$$

La détermination de la vitesse de rotation de référence $\Omega_{REF} = \Omega_{b2}$ se fait également en tenant compte des spécificités de ce mode de fonctionnement :

$$\Omega_{b2} = \frac{v_{b2} \cdot \lambda_{opt}}{R} \quad (2.9)$$

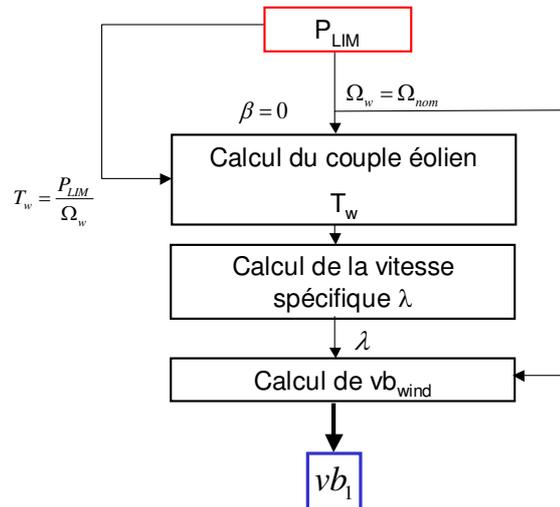


FIG. 2.9 – Calcul du seuil de basculement en ZONE 2 en fonction de la puissance limite.

Nous avons vu qu'il était possible de limiter la puissance maximale de l'éolienne à une valeur P_{LIM} . La loi de commande pour le réglage primaire en fréquence peut alors s'écrire :

$$P_{LIM} = P_{eREF} + \frac{1}{\delta_e} \cdot (\omega_{REF} - \omega) \quad (2.10)$$

avec :

δ_e : le statisme de l'éolienne,

P_{eREF} et P_{LIM} : les puissances de référence et maximale de l'éolienne en pu,

ω : la fréquence du réseau en pu.

ω_{REF} : la fréquence de référence en pu.

On peut envisager une discussion sur la valeur de P_{eREF} :

- si $P_{eREF} = P_{nom}$, la participation de l'éolienne au réglage de fréquence ne pourra être effective que lorsque $\omega > \omega_{REF}$ (diminution de la charge). Dans le cas où la fréquence du réseau diminue ($\omega < \omega_{REF}$), l'éolienne ne pourra pas participer au réglage car sa production ne peut pas dépasser P_{nom} .

- si $P_{eREF} < P_{nom}$, l'éolienne est susceptible de participer au réglage en cas de diminution ou d'augmentation de la charge. Cependant, si la charge du réseau augmente ($\omega < \omega_{REF}$) et si le vent le permet, la production éolienne pourra dépasser sa valeur de consigne P_{eREF} .

Selon les normes en vigueur dans les réseaux insulaires [NOR99], les groupes de production décentralisée, participant au réglage de la fréquence, doivent garder une marge de 15% par rapport à leur puissance nominale.

La figure 2.10 présente les résultats de simulation dans le cas d'une limitation de la puissance de l'éolienne WKA-60 à 600kW ($P_{nom}/2$) avec le modèle de vent moyen (vitesse moyenne 11m/s, figure 2.10 (a)). A $t=100s$, on limite la puissance à 600kW (figure 2.10 (b)), l'éolienne bascule alors en ZONE 2 (figure 2.10 (f)). Jusqu'à $t=100s$, les plages de variations du vent correspondent au cas où la puissance potentielle est inférieure à la puissance nominale ce qui explique que la puissance n'est pas contrôlée. Pour une puissance de 600kW, le vent de basculement calculé est égal à 9.6m/s. La puissance est donc correctement contrôlée tant que le vent réel reste supérieur à cette limite. Dans le cas contraire, l'éolienne retrouve un fonctionnement 'normal' et adapte la puissance produite à la vitesse du vent. On constate un passage furtif dans cette zone aux alentours de $t=140s$. Bien évidemment, le réglage de la puissance se fait au détriment de la conversion énergétique et suppose de modifier l'angle de calage des pales (figure 2.10 (d)).

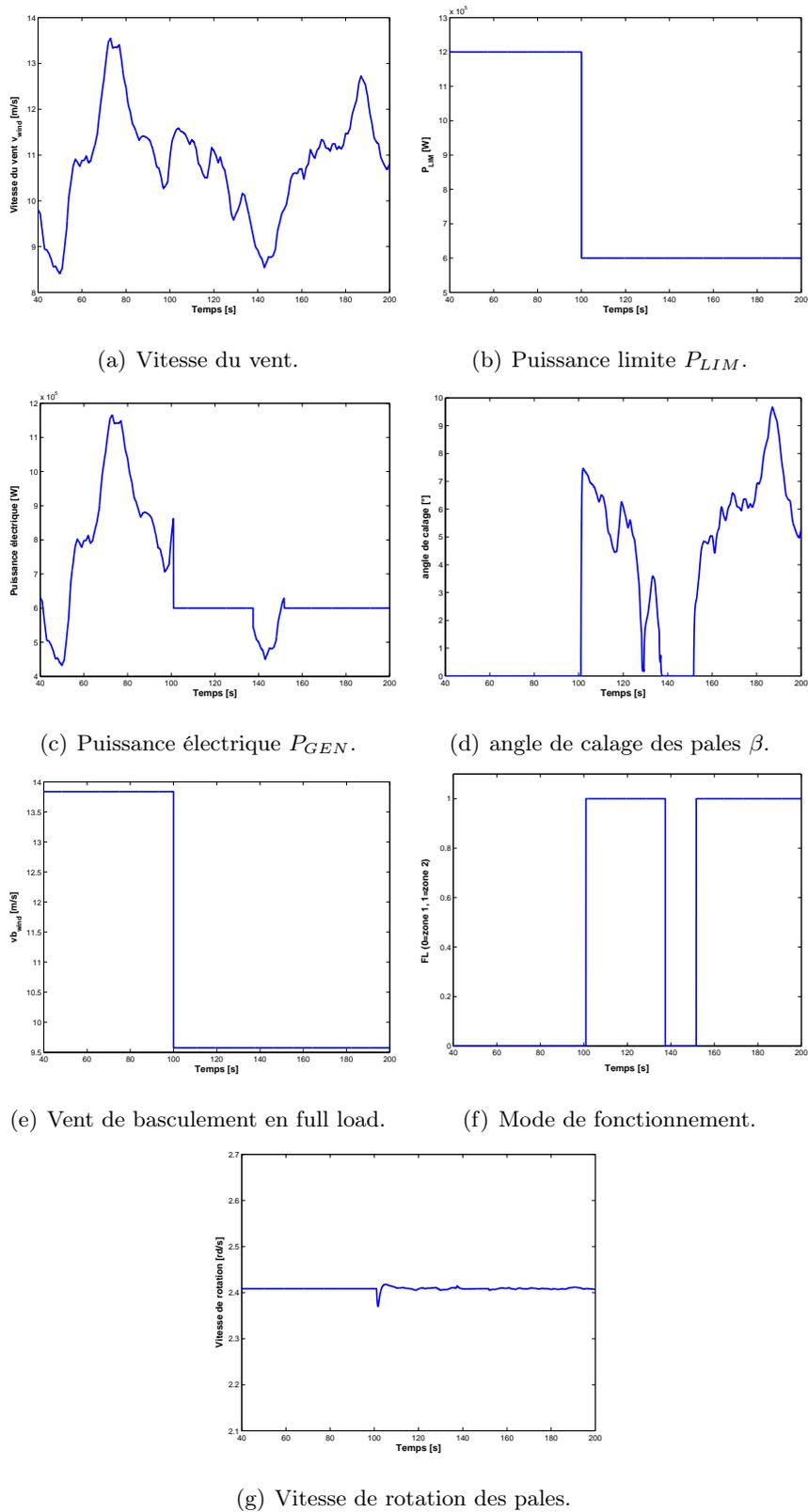


FIG. 2.10 – Limitation de la puissance d'une éolienne PITCH pour la participation au réglage de la fréquence.

2.5.3 Etudes dynamiques.

Afin d'étudier le comportement dynamique d'une éolienne avec la loi de réglage en fréquence développée précédemment, nous avons inséré, dans le réseau d'étude (figure 2.3), une éolienne commandée par le rotor avec cette loi de réglage. Nous avons cherché à étudier séparément le réglage de tension et de fréquence, c'est pourquoi nous avons choisi une configuration de charge et de production éolienne ne nécessitant pas la mise en oeuvre de dispositif de régulation de tension. Lors de l'étude du plan de tension du réseau (partie 2 chapitre 1), nous avons montré à la figure 1.7 qu'une production éolienne de 2MW sous un facteur de production unitaire avec le niveau de charge maximal conduisait à des niveaux de tension acceptables sur tous les noeuds du réseau (la tension est alors aux environs de 1.05 sur le noeud des éoliennes). Comme lors de l'étude du réglage de tension, nous avons modélisé la ferme éolienne par une seule et unique éolienne équivalente de 2MW et le modèle de l'éolienne à commande au rotor est celui développé dans la partie modélisation des éoliennes.

La figure 2.11 présente les résultats de simulation obtenus avec EUROSTAG pour une succession d'événements dynamiques. Dans la simulation présentée, nous avons fixé la puissance de référence de l'éolienne à sa valeur nominale et l'éolienne est soumise à un vent constant de 15m/s. Le statisme de l'éolienne est fixé à 4%. La séquence d'événements est la suivante :

- à $t=1000s$, une diminution de 20% de la charge sur le noeud *ST LO15* se produit. La tension sur le noeud *ST LO15* augmente et un changement de prise du transformateur 34/15.5kV la ramène autour de 1pu. La puissance fournie par la production éolienne diminue alors et celle produite par les groupes diesel également. La fréquence augmente et se stabilise à une valeur proche de 1.005pu.
- à $t=2000s$, une perte d'une première unité diesel de 1.08MW se produit provoquant une diminution de la fréquence de réseau et une augmentation de la puissance produite par le parc éolien et par les groupes diesel.
- à $t=3000s$, enfin, un deuxième groupe de production diesel de 1.08MW s'arrête. Cette fois-ci, la fréquence du réseau redescend en dessous de 1pu et l'éolienne fournit alors sa puissance nominale (car le vent est suffisant). A noter que la tension est peu affectée par la perte des groupes de production car la réserve de puissance est suffisante.

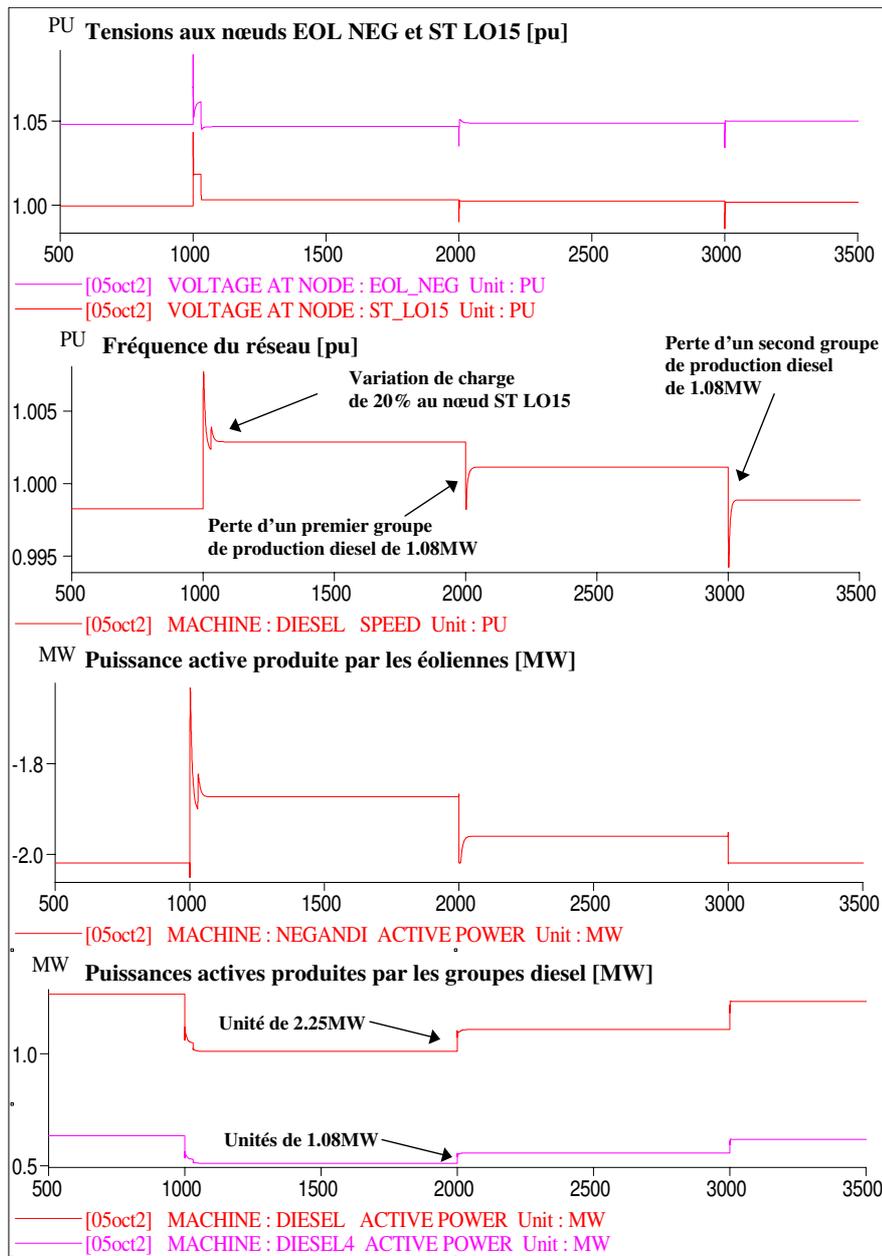


FIG. 2.11 – Simulation du réseau avec éolienne commandée par le rotor et loi de réglage en fréquence. Cas d'une variation de charge et de pertes de groupe diesel.

La figure 2.12 présente une comparaison des résultats de simulation pour la même séquence d'événements dans le cas où les éoliennes ne participent pas au réglage de la fréquence. Dans ce cas, la puissance produite par les éoliennes est indépendante des variations de fréquence du réseau. Comme le vent le permet, cette puissance est maintenue constante et égale à la valeur nominale. On remarque que, si les éoliennes participent au réglage, la tenue en fréquence est

meilleure car l'énergie réglante est plus grande.

Ainsi, nous avons montré que les éoliennes pouvaient participer au réglage de la fréquence et apporter une contribution au réseau en énergie réglante. Cet apport d'énergie réglante permet notamment d'améliorer les transitoires de la fréquence en cas d'événements dans le réseau.

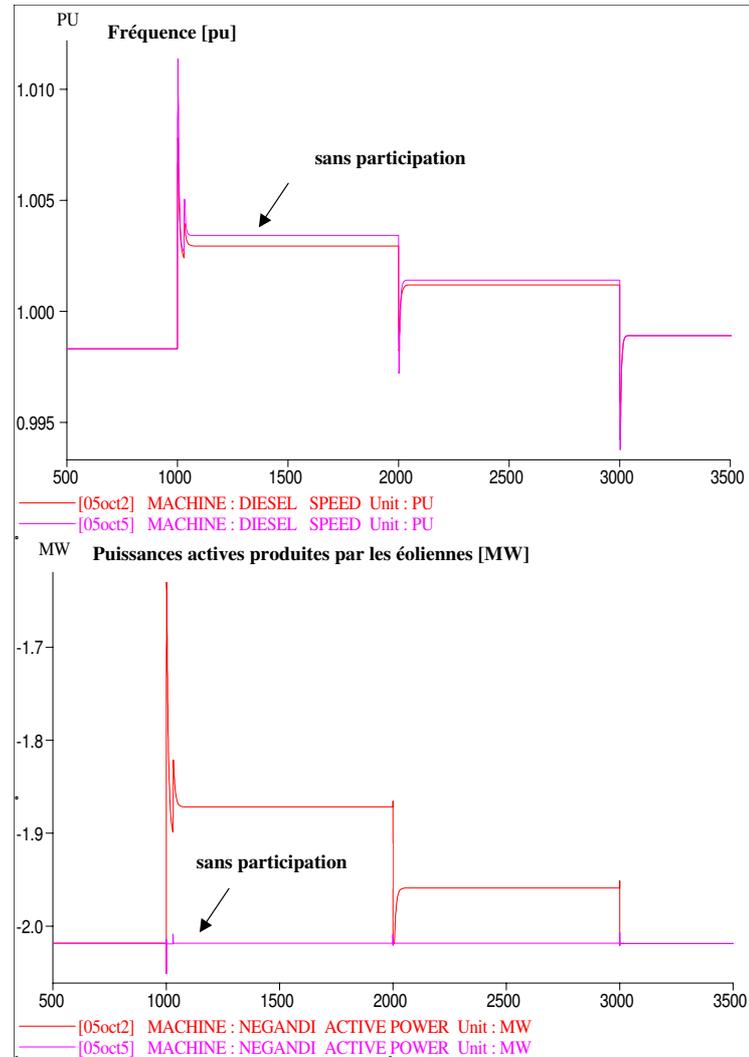


FIG. 2.12 – Comparaison des résultats si les éoliennes ne participent pas au réglage.

2.6 Conclusion.

Dans cette partie, nous avons présenté une étude sur le réglage de fréquence d'un réseau îlien simplifié. Les principes fondamentaux du réglage de fréquence d'un réseau ont été rappelés, puis nous avons proposé une loi de régulation destinée aux éoliennes à pas variable (pitch control). Cette dernière a été implantée et testée dans le cas où la source principale de production d'énergie était constituée d'une association de groupes électrogènes diesels. L'éolienne équivalente choisie est équipée d'une machine asynchrone à double alimentation. Il a été mis en évidence que la régulation proposée jouait parfaitement son rôle, c'est à dire participer au réglage de fréquence. L'objectif de cette étude était donc d'évaluer les possibilités de participation au réglage de fréquence offertes par une éolienne seule. Il faut évidemment soulever le problème de la disponibilité de la ressource. Ce type de réglage ne peut être envisagé de manière réaliste que si il y a un délestage possible de la charge dans le cas où le vent est trop faible. On peut envisager aussi d'utiliser du stockage (batteries, volant d'inertie) comme le préconisent de nombreux auteurs [SEN02] [CHE03] [LEC04]. Les considérations économiques réservent cette solution à des dispositifs expérimentaux pour l'instant.

Conclusion générale

L'OBJECTIF de cette thèse a été de développer des modèles simplifiés des sources d'énergie dispersée que l'on rencontre usuellement dans un réseau de distribution puis d'utiliser ces modèles dans une étude de réseau.

La première partie de la thèse est relative à la modélisation des sources d'énergie dispersée. Tout d'abord, nous avons modélisé une turbine à gaz qui, de nos jours, connaît un certain essor dans les pays industrialisés (notamment en Belgique). Il s'agit de la TAG LM6000 de *General Electric*. Notre modèle a été construit en s'appuyant sur les travaux de Rowen et a été validé en comparant avec le modèle fourni par son constructeur. Les simulations réalisées avec ce dernier sont considérées comme étant équivalentes à des enregistrements réels, mais les temps de simulation sont conséquents. Ce dernier point justifie la nécessité d'établir un modèle simplifié de cette source. Les résultats obtenus se sont avérés satisfaisants, car le modèle établi reproduit assez fidèlement les principaux comportements de la TAG avec des temps de simulation conforme à l'outil utilisé (gain de 10 à 100).

Nous nous sommes ensuite attachés à définir des modèles génériques des principales éoliennes actuelles avec leur commande. Trois grands concepts de chaîne de conversion éolienne peuvent être considérés :

- les éoliennes à couplage direct,
- les éoliennes à couplage électronique par le stator,
- les éoliennes à couplage électronique par le rotor.

La modélisation de ces structures éoliennes a été réalisée à l'aide de l'outil 'Graphe Informationnel Causal'. Cet outil nous a permis de représenter les modèles des aérogénérateurs et de réfléchir à la conception de leur commande. Ainsi, nous avons pu définir l'architecture complète de la commande d'une éolienne avec réglage de l'angle de calage (pitch control). Nous avons aussi proposé une étude comparative de cette loi de contrôle actif avec une loi de contrôle passif (stall

control). Nous avons utilisé un jeu de paramètres de la bibliographie. Pour le vent, tout d'abord, nous nous sommes appuyés sur les travaux de Nichita pour définir trois niveaux de vent (faible, moyen et fort). En ce qui concerne les pales de l'éolienne, nous avons utilisé les caractéristiques aérodynamiques de l'éolienne WKA-60, éolienne de 1.2MW avec des pales de 30m de longueur. Pour le générateur électrique, enfin, nous nous sommes fondés sur des paramètres standards d'un générateur de puissance équivalente à celle de la turbine éolienne. Avec l'ensemble de ces paramètres, nous avons développé des modèles simplifiés des différentes chaînes de conversion éolienne pour des études de réseau. Une discussion sur le comportement des différentes technologies d'éoliennes en cas de défaut a également été engagée. Enfin, nous avons cherché à élaborer une démarche d'initialisation des différents modèles d'éolienne en vue de leur implantation dans un logiciel d'étude de réseau.

Dans la deuxième partie de la thèse, nous présentons une étude de l'intégration d'éoliennes dans un réseau de distribution avec les modèles simplifiés présentés précédemment. Le réseau d'étude et ses données nous ont été communiqués par **Tractebel Engineering**. Il s'agit d'un réseau de distribution de taille relativement limitée qui concentre deux parcs de production éolienne. Tout d'abord, nous nous sommes intéressés à l'étude du réglage de tension dans ce réseau. Cette étude a permis de mettre en avant l'action bénéfique des éoliennes à couplage direct sur le plan de tension. Nous avons également mis en évidence, dans le réseau d'étude, l'inefficacité du réglage de tension actuel fondé sur l'utilisation exclusive du régulateur en charge. C'est pourquoi, nous proposons une loi de réglage en tension pour les éoliennes avec électronique de puissance (au stator ou au rotor). Nous avons testé le fonctionnement de cette loi de réglage sur le modèle d'éolienne à couplage électronique par le stator.

Ensuite, nous avons entrepris l'étude du réglage de fréquence dans le cas d'un réseau isolé. Pour cette étude, la source principale d'alimentation du réseau a été remplacée par des groupes de production diesel. Après une présentation des modèles des unités diesel, nous avons proposé une adaptation de la loi de commande des éoliennes pour leur participation au réglage de la fréquence. Puis nous avons ensuite testé cette loi de commande sur le modèle d'éolienne à couplage électronique par le rotor avec réglage de l'angle de calage des pales. Ainsi, nous avons montré qu'une éolienne pouvait, dans la limite de disponibilité du vent, participer au réglage de fréquence au même titre qu'un groupe diesel.

Ce travail se veut une première approche à la modélisation puis à l'insertion de certaines sources de production décentralisées pouvant éventuellement participer au réglage du plan de tension et/ou de la fréquence d'un réseau. Il permet de poser les principes fondamentaux qui, par la suite, peuvent conduire à de nombreuses perspectives.

Le modèle de TAG, proposé ici, atteint les limites d'une représentation avec des fonctions linéaires. Pour une représentation plus précise de la réalité, d'autres approches sont certainement à investiguer (réseaux de neurones). On peut toutefois envisager, avec le modèle développé, l'étude d'un réseau industriel à forte proportion de TAG aéro-dérivées.

Il est envisageable d'apporter des compléments à la modélisation des éoliennes. Tout d'abord, au niveau du modèle de la partie mécanique, il est possible d'intégrer l'élasticité de l'arbre. Cette dernière n'a pas été prise en compte, mais il serait intéressant d'en évaluer les conséquences sur la commande de l'éolienne et sur le réseau (flickers). Ensuite, il serait intéressant de compléter la bibliothèque de modèles par l'analyse de fonctionnement d'une éolienne de type ENERCON où la conversion alternatif/continu est réalisée par un simple pont de diodes. Enfin, il faudrait approfondir l'étude du comportement de l'éolienne commandée par le rotor en cas de défaut. En effet, un avenir proche imposera à cette technologie d'éolienne de rester connecter au réseau le plus longtemps possible et il convient d'analyser les solutions techniques pour y parvenir et de les intégrer dans les modèles.

Par ailleurs, il serait intéressant de compléter l'étude concernant les lois de commande génériques des éoliennes que nous avons établies, par une analyse de robustesse (face à des variations paramétriques au cours du temps).

Concernant les études de réseau, on peut envisager de nombreuses suites à partir de ce travail. Parmi les plus intéressantes, nous retiendrons l'étude d'un réseau avec un dispositif de stockage de l'énergie ainsi que l'étude d'un réglage coordonné de tension entre le régulateur en charge du transformateur et le dispositif de régulation du parc éolien. Il serait aussi intéressant de déterminer, dans le cas d'un couplage éolien/diesel, le taux de pénétration limite qui mettrait en péril la sécurité du système global et la qualité de l'énergie produite. Ce taux de pénétration pourrait très certainement être augmenté en mettant en oeuvre un système de réglage coordonné global (supervision) de ce réseau. Une autre solution envisageable est la remise en cause de la structure radiale des réseaux de distribution en considérant une structure bouclée favorisant une meilleure répartition de la puissance pour une zone géographique déterminée. Il faudrait alors estimer le coût supplémentaire de l'ensemble des ces modifications.

FIN

Annexe A

Identification statique de la TAG.

A.1 Méthode d'analyse de régression linéaire.

Cette méthode permet d'établir une relation linéaire "plausible" sur la base de n observations entre une variable aléatoire y désignée au préalable et appelée "variable dépendante" et k variables aléatoires indépendantes x_j appelées "variables explicatives".

La relation linéaire cherchée est :

$$y = \sum_{j=1}^k \xi_j . x_j + \xi_0 \quad (\text{A.1})$$

Cette équation se traduit par l'équation matricielle :

$$\mathcal{Y} = \mathcal{X} . \xi + \varepsilon \quad (\text{A.2})$$

avec :

\mathcal{Y} = matrice colonne des n observations de y

\mathcal{X} = matrice de $n.(k + 1)$ éléments des n observations des variables explicatives (la dernière colonne est constituée de 1 qui sont les facteurs de ξ_0)

ξ = matrice colonne des $(k + 1)$ coefficients à identifier ξ_j

ε = matrice des résidus de la relation suivante

La méthode des moindres carrés qui sert à estimer les valeurs ξ_j consiste à minimiser $\varepsilon^T . \varepsilon$, cela conduit à :

$$\xi = (\mathcal{X}^T . \mathcal{X})^{-1} . \mathcal{X}^T . \mathcal{Y} \quad (\text{A.3})$$

L'indice T signifie que ce sont des matrices transposées.

A.2 Test de Fisher-Snédecor.

La variance de l'estimation ξ peut être calculée. La variance des y observées constitue une mesure de validité de la régression effectuée entre y et x_j . La validité de la relation A.1 augmente quand R_{FS} augmente avec :

$$R_{FS} = \sqrt{\frac{\mathcal{V}_{\mathcal{X}\mathcal{Y}}^T \cdot \mathcal{V}_{\mathcal{X}\mathcal{X}}^{-1} \cdot \mathcal{V}_{\mathcal{X}\mathcal{Y}}}{\mathcal{V}_{\mathcal{Y}\mathcal{Y}}}} \quad (\text{A.4})$$

avec :

$\mathcal{V}_{\mathcal{X}\mathcal{X}}$ = matrice des covariances des variables explicatives x_j

$\mathcal{V}_{\mathcal{Y}\mathcal{Y}}$ = variance de la variable dépendante y

$\mathcal{V}_{\mathcal{X}\mathcal{Y}}$ = vecteur colonne des covariances de la variable dépendante avec chacune des variables explicatives

On calcule ces matrices à l'aide des formules suivantes :

$$\mathcal{V}_{\mathcal{X}\mathcal{X}} = \frac{1}{n} \cdot \mathcal{X}'^T \cdot \mathcal{X}' \quad (\text{A.5})$$

$$\mathcal{V}_{\mathcal{Y}\mathcal{Y}} = \frac{1}{n} \cdot \mathcal{Y}'^T \cdot \mathcal{Y}' \quad (\text{A.6})$$

$$\mathcal{V}_{\mathcal{X}\mathcal{Y}} = \frac{1}{n} \cdot \mathcal{X}'^T \cdot \mathcal{Y}' \quad (\text{A.7})$$

L'indice ' signifie que ce sont des matrices centrées $\mathcal{X}' = \mathcal{X} - \bar{\mathcal{X}}$, avec $\bar{\mathcal{X}}$ la matrice des valeurs moyennes de \mathcal{X} .

Pour tester la signification de (A.1), on utilise le test de Fisher-Snédecor. On détermine F :

$$F = \frac{\frac{R^2}{p_n}}{\frac{1-R^2}{n-p_n-1}} \quad (\text{A.8})$$

avec :

p_n = nombre de variables explicatives

n = nombre d'échantillons

Si $F_{0\gamma}$ est la valeur de F associée à la probabilité γ , la régression est significative au seuil de $\gamma\%$ pour au moins une des variables explicatives si la condition suivante est remplie $F > F_{0\gamma}$. Les valeurs de $F_{0\gamma}$ sont recherchées dans des tables.

A.3 Exemple : recherche de l'expression statique du couple mécanique.

L'expression statique du couple mécanique fourni par la turbine (A.9) est recherchée sous la même forme que celle proposée par Rowen [ROW83a] à laquelle est juste ajoutée une dépendance à la température ambiante.

$$CM = \alpha_1.WF + \alpha_2.N + \alpha_3.T_{amb} + \alpha_4 \quad (\text{A.9})$$

avec :

CM = couple mécanique en [pu] ($1pu = 117146Nm$)

WF = débit de gaz en [pu] ($1pu = 8690kg/h$)

N = vitesse du rotor LP en [pu] ($1pu = 3600tr/mn$)

T_{amb} = température ambiante en [°C]

α_i = coefficient linéaire à identifier

A.3.1 Méthode d'analyse de régression linéaire appliquée à l'équation du couple.

Les simulations avec le *Customer model* ont permis de construire les matrices \mathcal{X} et \mathcal{Y} à partir d'un échantillon de 12 simulations convenablement choisies :

$$\mathcal{X} = \begin{pmatrix} 2174 & 3600 & -4 & 1 \\ 7823 & 3600 & -4 & 1 \\ 7841 & 3600 & 0 & 1 \\ 4851 & 3600 & 20 & 1 \\ 6361 & 3629 & 0 & 1 \\ 6275 & 3629 & 20 & 1 \\ 7690 & 3550 & -4 & 1 \\ 8691 & 3780 & -4 & 1 \\ 2626 & 3600 & 5 & 1 \\ 3428 & 3600 & 5 & 1 \\ 4974 & 3600 & 5 & 1 \\ 6353 & 3600 & -4 & 1 \end{pmatrix}; \mathcal{Y} = \begin{pmatrix} 2831 \\ 106718.6 \\ 106718.59 \\ 53335.3 \\ 79307.8 \\ 79307.8 \\ 106735.235 \\ 106735.235 \\ 13446.545 \\ 26728.18 \\ 53335.1798 \\ 79998.6 \end{pmatrix}$$

La première colonne de \mathcal{X} correspond aux variations du débit de gaz WF en [kg/h], la deuxième à la vitesse de rotation N en [tr/mn] et la troisième à la température ambiante T_{amb} en [°C]. La matrice \mathcal{Y} est constituée des valeurs correspondantes du couple CM en [Nm].

On peut alors en déduire la matrice ξ :

$$\xi = (\mathcal{X}^T \cdot \mathcal{X})^{-1} \cdot \mathcal{X}^T \cdot \mathcal{Y}$$

$$\xi = \begin{pmatrix} 18.21 \\ -80.19 \\ 104.87 \\ 252698.15 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1.35pu \\ -2.45pu \\ 0.0008^\circ C^{-1} \\ 2.15pu \end{pmatrix}$$

D'où l'expression du couple en [pu] :

$$CM = 1.35WF - 2.45N + 0.0008T_{amb} + 2.15$$

A.3.2 Test de Fisher Snédécour réalisé sur l'équation statique du couple.

Les matrices centrées \mathcal{X}' et \mathcal{Y}' sont :

$$\mathcal{X}' = \begin{pmatrix} -3583.12 & -15.68 & -6.91 & 0 \\ 2065.91 & -15.68 & -6.91 & 0 \\ 2083.36 & -15.68 & -2.91 & 0 \\ -906.26 & -15.68 & 17.08 & 0 \\ 603.95 & 13.41 & -2.91 & 0 \\ 517.71 & 13.41 & 17.08 & 0 \\ 1933.06 & -65.69 & -6.91 & 0 \\ 2934.08 & 164.3 & -6.91 & 0 \\ -3131.35 & -15.68 & 2.083 & 0 \\ -2329.45 & -15.68 & 2.083 & 0 \\ -783.22 & -15.68 & 2.083 & 0 \\ 595.31 & -15.68 & -6.91 & 0 \end{pmatrix}; \mathcal{Y}' = \begin{pmatrix} -65102.18 \\ 38785.41 \\ 38785.4 \\ -14597.85 \\ 11374.65 \\ 11374.65 \\ 38802.05 \\ 38802.05 \\ -54486.63 \\ -41205 \\ -14598 \\ 12065.43 \end{pmatrix}$$

On en déduit alors \mathcal{V}_{XX} , \mathcal{V}_{XY} et \mathcal{V}_{YY} :

$$\mathcal{V}_{XX} = \begin{pmatrix} 4287208.65 & 38672.89 & -4564.34 & 0 \\ 38672.89 & 2803.33 & -40.56 & 0 \\ -4564.34 & -40.56 & 71.07 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}; \mathcal{V}_{XY} = \begin{pmatrix} 74521907.16 \\ 475457.98 \\ -72443.59 \\ 0 \end{pmatrix}$$
$$\mathcal{V}_{YY} = \begin{pmatrix} 1312941165 \end{pmatrix}$$

On peut maintenant calculer R_{FS} :

$$R_{FS} = \sqrt{\frac{\mathcal{V}_{XY}^T \cdot \mathcal{V}_{XX}^{-1} \cdot \mathcal{V}_{XY}}{\mathcal{V}_{YY}}} = 0.999594$$

La valeur de R_{FS} est donc très proche de 1, ce qui confère à la formule établie une très grande validité. A titre indicatif, on trouve une valeur de F nettement supérieure à celle de $F_{0\gamma}$ donnée dans la table de Fisher.

Annexe B

Modélisation des éoliennes.

B.1 Théorie de Betz.

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par Albert Betz [BET27]. A. Betz suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse V et à l'infini en aval d'une vitesse v . La production d'énergie ne pouvant se faire que par la conversion de l'énergie cinétique, la vitesse v est nécessairement inférieure à V . Il en résulte que la veine de fluides traverse le générateur éolien en s'élargissant.

Soit donc V la vitesse de l'air en amont, v celle en aval et V' celle au travers de S , la section balayée par les pales de l'éolienne (comme présenté à la figure B.1) et M la masse d'air qui traverse l'éolienne, la variation d'énergie cinétique de l'air Δ_E est :

$$\Delta_E = \frac{1}{2}.M.(V^2 - v^2) \quad (\text{B.1})$$

La puissance de l'éolienne P est alors :

$$P = \frac{1}{2}.\rho.S.V'.(V^2 - v^2) \quad (\text{B.2})$$

avec ρ la densité volumique de l'air.

Par ailleurs, la force de l'air (F) sur l'éolienne est :

$$F = \rho.S.V'.(V - v) \quad (\text{B.3})$$

d'où :

$$P = F.V' = \rho.S.V'^2.(V - v) \quad (\text{B.4})$$

En identifiant les équations B.2 et B.4, il vient :

$$V' = \frac{V + v}{2} \quad (\text{B.5})$$

Et donc :

$$P = \frac{1}{4}.\rho.S.(V^2 - v^2).(V + v) \quad (\text{B.6})$$

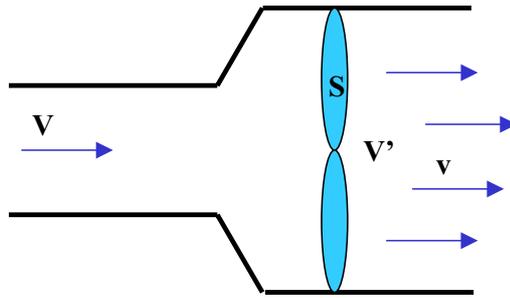


FIG. B.1 – théorie de Betz : schéma de principe.

La puissance de l'éolienne sera alors maximale quand sa dérivée $\frac{\partial P}{\partial v}$ sera nulle, soit pour $v = \frac{V}{3}$. La puissance est alors maximale et vaut :

$$P = P_{max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho.S.V^3}{2} \quad (\text{B.7})$$

On peut donc en déduire que même si la forme des pales permet d'obtenir $v = \frac{V}{3}$, on ne récupère au mieux que 0.593 fois l'énergie cinétique de la masse d'air amont. On écrira en notant la vitesse du vent amont $V = v_{wind}$:

$$P = C_p \cdot \frac{\rho.S.v_{wind}^3}{2} \quad (\text{B.8})$$

où C_p est le coefficient de puissance de l'éolienne (valeur maximale 0.593).

Le coefficient C_p dépend de la vitesse du vent en amont v_{wind} , du nombre de pales, de leur rayon,

de leur angle de calage et de leur vitesse de rotation.

En pratique, on atteint des valeurs de 0.45 à 0.5 pour les meilleures éoliennes actuelles.

B.2 Présentation de l’outil de modélisation.

Parce que la notion de causalité joue un rôle important dans la compréhension des phénomènes physiques [KLE86], nous avons utilisé un outil graphique d’ordonnement causal.

Cet outil est appelé : le Graphe Informationnel Causal (GIC) [GUI00] [HAU04]. Il nous permet de représenter le modèle d’un système avec des objets élémentaires définis par des considérations énergétiques. Il existe 2 types de modèle pour les objets élémentaires :

- un processeur causal est associé à un objet stockant de l’énergie (ex : capacité, inductance, masse, ressort) et est représenté par une flèche orientée (figure B.2 (a)),
- une flèche bidirectionnelle (figure B.2 (b)) est associée à une relation instantanée, le modèle correspond à des objets dissipateurs d’énergie (ex : résistance, amortisseur).



(a) Relation causale.

(b) Relation instantanée.

FIG. B.2 – Objets élémentaires.

L’organisation de la structure de commande du modèle du processus peut être déduite par un concept d’inversion. Les processeurs causaux étant différents des processeurs instantanés, naturellement leurs inversions obéissent à des lois différentes :

- L’inversion d’un processeur causal (figure B.3 (a)) nécessite une inversion indirecte (asservissement) :

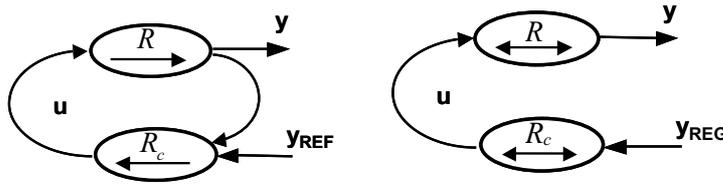
$$R \rightarrow y = f(u) \implies R_c \rightarrow u = C(y_{REF} - y) \quad (\text{B.9})$$

C correspond à une fonction de correction dont la structure dépend des règles de l’automatique. Il a été démontré que dans le cas d’une inversion maximale une correction à action proportionnelle (avec éventuellement une action intégrale pour supprimer l’erreur statique) suffit.

- Par contre (figure B.3 (b)), il est possible d'inverser directement une relation instantanée (permutation) :

$$R \rightarrow y = f(u) \implies R_c \rightarrow u = f_c(y_{REG}) \quad (\text{B.10})$$

avec $f_c = f^{-1}$



(a) Cas d'une relation causale, inversion indirecte. (b) Cas d'une relation instantanée, inversion directe.

FIG. B.3 – Principes d'inversion du Graphe Informationnel Causal.

B.3 Synthèse de la commande dans la zone 1.

B.3.1 Synthèse du correcteur.

Dans le cas où le couple éolien T_w n'est pas compensé dans la commande, il est nécessaire d'utiliser un modèle du processus pour la synthèse du correcteur $C_{\Omega 1}$. Ce modèle est fondé sur les spécificités du *partial load 1*. En effet, dans cette zone :

$$\lambda = \lambda_{opt} \text{ et } C_p = C_{pmax}$$

le couple éolien peut s'exprimer sous la forme :

$$T_w = K_{wt} \cdot v_{wind} \cdot \Omega_w \quad (\text{B.11})$$

avec :

$$K_{wt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot R^2 \cdot \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^2} \quad (\text{B.12})$$

On peut définir un modèle linéarisé autour d'un vent donné v_{wind0} pour la zone 1 sous la forme du schéma de la figure B.4. On peut alors en déduire la fonction de transfert du système :

$$F_{pl}(s) = \frac{\Omega_w}{T_g} = \frac{1}{K_{wt} \cdot v_{wind0}} \cdot \frac{1}{1 + \tau_{iw} \cdot s} \quad (\text{B.13})$$

avec :

$$\tau_{iw} = \frac{J}{K_{wt} \cdot v_{wind0}} \quad (\text{B.14})$$

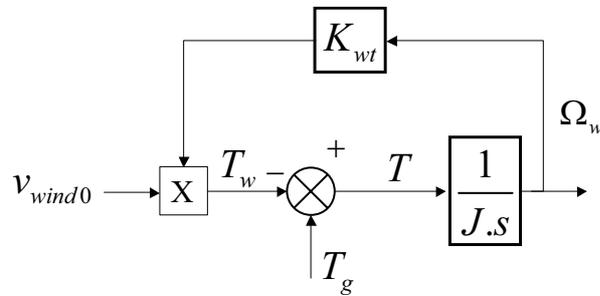


FIG. B.4 – Modèle du processus pour la zone (λ_{opt} et C_{pmax}).

Le schéma fonctionnel de l'asservissement (figure B.5) peut alors être établi. Si on choisit de mettre un correcteur PI, $C_{\Omega 1}$ aura la forme suivante :

$$C_{\Omega 1}(s) = K_{ipl} \cdot \frac{1 + \tau_{ipl} \cdot s}{\tau_{ipl} \cdot s} \quad (\text{B.15})$$

La fonction de transfert du système est alors :

$$C_{\Omega 1}(s) \cdot F_{pl}(s) = \frac{K_{ipl}}{K_{wt} \cdot v_{wind0}} \cdot \frac{1 + \tau_{ipl} \cdot s}{\tau_{ipl} \cdot s \cdot (1 + \tau_{iw} \cdot s)} \quad (\text{B.16})$$

La constante de temps du PI, τ_{ipl} , peut alors être déterminée par compensation du pôle :

$$\tau_{ipl} = \tau_{iw} = \frac{J}{K_{wt} \cdot v_{wind0}} \quad (\text{B.17})$$

On remarque donc que la constante de temps du PI est fonction de la vitesse du vent. On choisira plutôt de définir τ_{ipl} pour une vitesse moyenne de vent (constante) et d'adapter le gain du correcteur en fonction du vent. La synthèse complète du correcteur montre alors que :

$$\frac{K_{ipl}}{v_{wind}} = cte$$

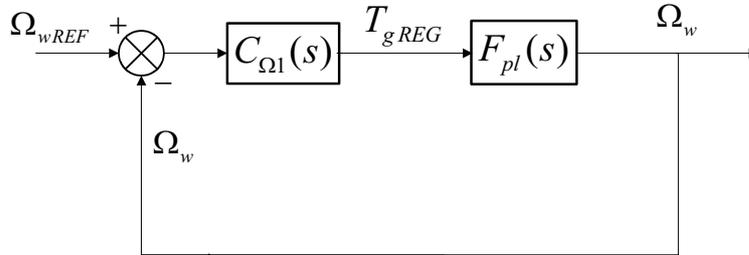


FIG. B.5 – Schéma fonctionnel de l'asservissement.

Les résultats de simulation montrent que la compensation du couple éolien dans la commande ou l'adaptation du gain du correcteur en fonction de la vitesse du vent conduit exactement aux mêmes résultats en terme de puissance générée par l'éolienne.

B.3.2 Choix de la dynamique.

Le choix de la dynamique dans la zone 1 apparaît donc comme un compromis entre oscillations de la puissance électrique et énergie captée par l'aéroturbine. La figure B.6 montre l'évolution de la puissance électrique produite par l'aéroturbine pour différentes dynamiques de la boucle de vitesse pour un fonctionnement en *partial load 1*. Il apparaît relativement peu de différences pour des temps de réponse en boucle fermée (τ_{rpl}) inférieure à la dynamique optimale ($\tau_{rpl} = 2s$). Par contre, pour des constantes de temps supérieures, les oscillations sont plus faibles au détriment de l'énergie captée.

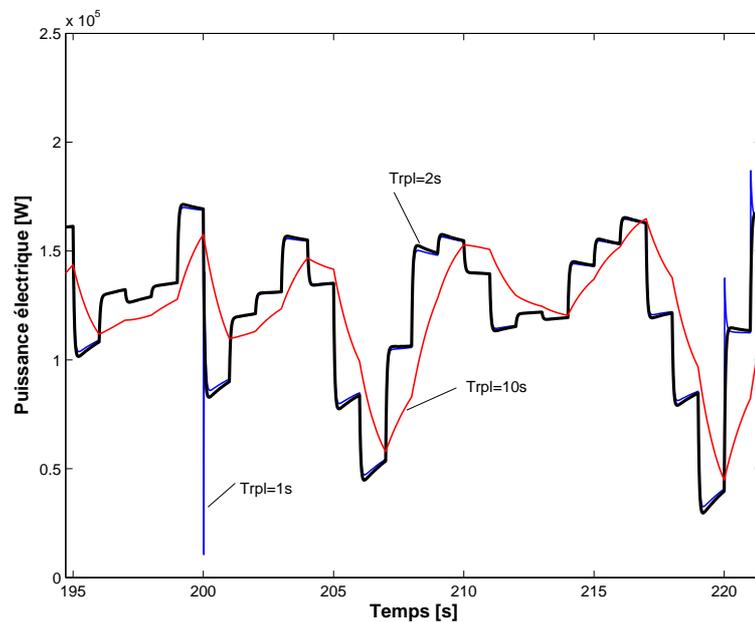


FIG. B.6 – Evolution de la puissance électrique pour différentes dynamiques de boucle.

B.4 Inversion des caractéristiques aérodynamiques.

B.4.1 Rappel des caractéristiques de l'éolienne.

L'éolienne WKA-60 est référencée dans de nombreux ouvrages et les caractéristiques aérodynamiques de cette éolienne sont connues. Elles sont présentées à la figure B.7. Ces courbes présentent l'évolution du coefficient de puissance C_p en fonction du coefficient de vitesse spécifique λ pour différentes valeurs de l'angle de calage β . Cette éolienne de 1.2MW possède des pales de 30 m de rayon et sa vitesse de rotation nominale est de 23 tr/mn.

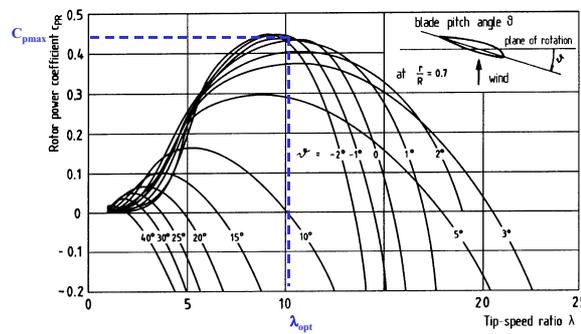


FIG. B.7 – Caractéristiques du coefficient de puissance de l'éolienne WKA-60 en fonction de l'angle de calage β et du coefficient de vitesse spécifique λ (graphique issu du livre d'E. Hau [HAU00]).

B.4.2 Positionnement du problème.

Pour la commande de cette éolienne en pitch, il est nécessaire d'inverser ces caractéristiques $C_p=f(\lambda,\beta)$. En effet, dans le cas de la commande en full load, on cherche à déterminer l'angle de calage connaissant les coefficients de puissance et de vitesse spécifique. La figure B.8 précise l'objectif de l'inversion.

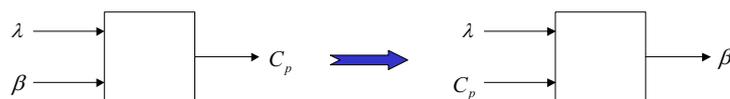


FIG. B.8 – Présentation de l'inversion.

B.4.3 Domaine de validité de la formule.

L'inversion de la courbe n'est donc nécessaire que pour un fonctionnement en full load, ce qui inclut des vitesses de vent importantes. Dans le cas de notre étude, on considère qu'en full load :

$$12m/s < v_{wind} < 25m/s \quad (\text{B.18})$$

Un des critères importants en terme de dimensionnement d'une éolienne est la vitesse périphérique des pales U . Pour des raisons de décollement des filets fluides sur les pales (régime de turbulence) et de vibrations :

$$U < 120m/s \quad (\text{B.19})$$

120 m/s étant le tiers de la vitesse du son. Dans notre cas d'étude, on remarque que notre vitesse périphérique vaut :

$$U = \Omega.R = \frac{2.\pi.N}{60}.R \approx 75m/s \quad (\text{B.20})$$

D'où la plage de variation de λ en full load :

$$3 < \lambda < 6.25 \quad (\text{B.21})$$

B.4.4 Inversion des caractéristiques aérodynamiques par approximation des courbes.

La figure B.9 présente les variations du coefficient de puissance C_p en fonction de l'angle de calage des pales β pour différentes valeurs du coefficient de vitesse spécifique λ . L'allure des courbes semble dégager une expression simplifiée sous la forme :

$$C_p = a_1(\lambda).\beta + a_2(\lambda) \quad (\text{B.22})$$

La recherche des coefficients $a_1(\lambda)$ et $a_2(\lambda)$ est optimisée pour la plage de variation de λ considérée (4). De plus, il est important que l'approximation soit exacte :

- pour des vents forts (zone 2) et des angles de calage importants soit pour β grand (entre 15 et 25 °) et λ faible (3 à 4)
- pour des vents moyennement forts (zone 1) et des angles de calage faibles (0 à 5°).

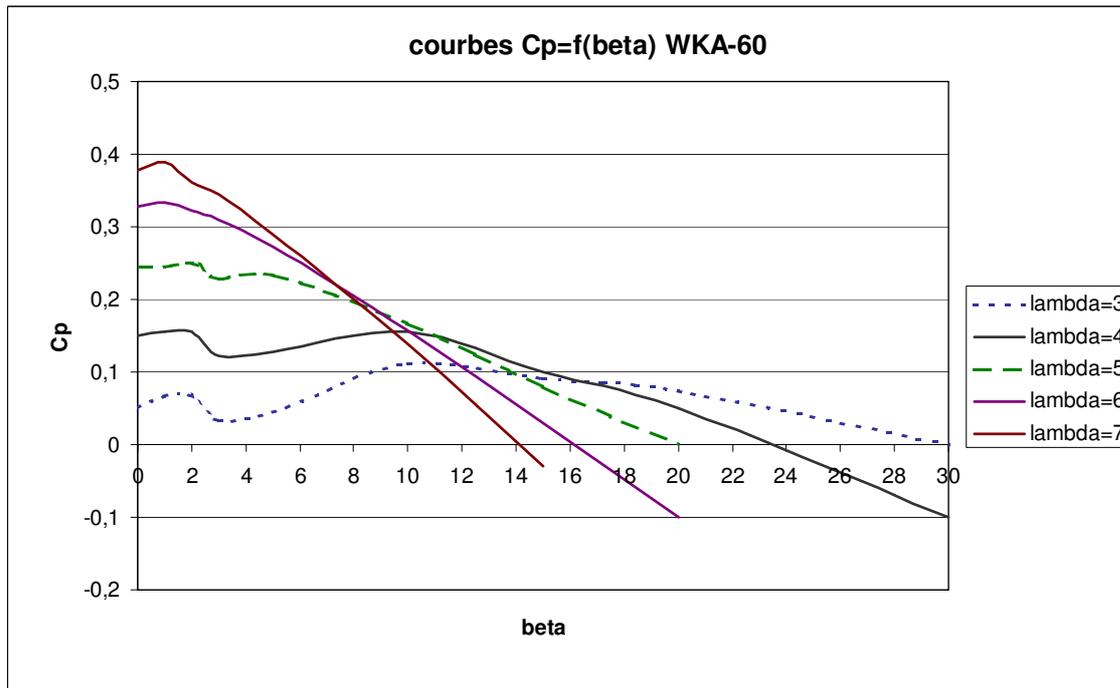


FIG. B.9 – Variation du coefficient de puissance en fonction de β et pour différents λ .

Les coefficients ont été calculés en tenant de compte de ces considérations. Les expressions des deux coefficients trouvées sont :

$$a_1(\lambda) = -0.00427517.\lambda + 0.00633867 \quad (\text{B.23})$$

$$a_2(\lambda) = 0.04894917.\lambda + 0.06944333 \quad (\text{B.24})$$

La figure B.10 montre une comparaison des résultats avec la formule approchée (5) et met en évidence une bonne cohérence dans les deux zones concernées (zone 1 et 2).

L'inversion de la formule identifiée donne alors :

$$\beta = \frac{C_p - a_2(\lambda)}{a_1(\lambda)} \quad (\text{B.25})$$

Les résultats obtenus avec cette méthode ont été satisfaisants mais peuvent être améliorés en inversant rigoureusement la table par une méthode informatique.

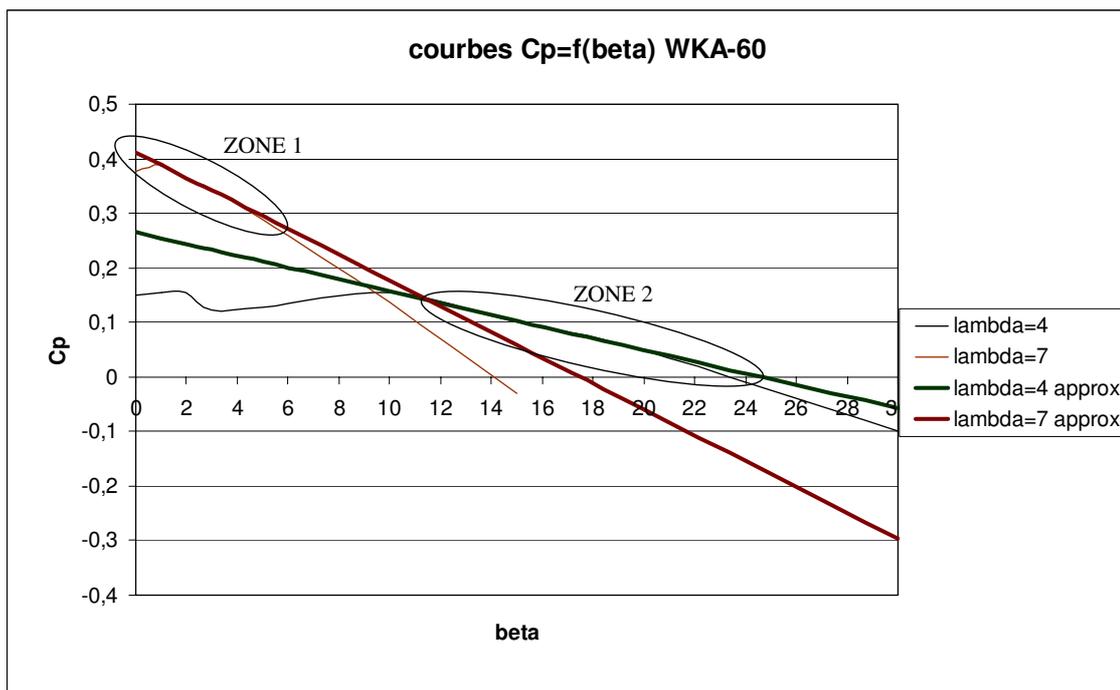


FIG. B.10 – Variation du coefficient de puissance en fonction de β et pour différents λ .

B.4.5 Inversion des caractéristiques aérodynamiques par une méthode informatique.

Dans le cas où la simulation du fonctionnement de l'aérogénérateur s'effectue avec MATLAB, il est possible de réaliser par programmation (sous la forme d'une S-fonction écrite en C^{++}) l'inversion rigoureuse des caractéristiques aérodynamiques $C_p = f(\lambda, \beta)$ de l'éolienne. Nous présenterons ici l'architecture du programme mis en oeuvre.

Présentation de la table à 2 dimensions de MATLAB.

Les caractéristiques aérodynamiques de l'éolienne sont stockées dans un tableau à 2 dimensions issu directement de la bibliothèque de MATLAB. Pour comprendre le principe d'inversion de cette table, il est utile d'analyser son principe de fonctionnement. Pour cela, prenons les valeurs fictives simples de la figure B.11. Si on rentre un couple de valeurs d'entrée qui ne se trouve pas directement dans la table, MATLAB procède classiquement par interpolation pour rechercher la bonne valeur de sortie. La figure B.12 reprend l'exemple précédent et illustre le principe du calcul.

		λ	
		3	4
β	1	1	2
	2	3	4

FIG. B.11 – Exemple d’une table 2D.

		λ		
		3	3.4	4
β	1	1	1.4	2
	1.7	2.4	2.8	3.4
	2	3	3.4	4
		(3-1).(1.7-1)+1		(4-2).(1.7-1)+2
		(3.4-2.4).(3.4-3)+2.4		

FIG. B.12 – Recherche des valeurs par interpolation.

Architecture du programme d’inversion.

La seule entrée commune à la table et au programme d’inversion est la valeur du coefficient de vitesse spécifique d’entrée que nous noterons λ_e . Soit α_i l’indice des colonnes de la table d’origine. Pour chaque valeur de α_i est associée une valeur de λ (figure B.13) sachant que :

$$\lambda(\alpha_{i+1}) > \lambda(\alpha_i)$$

		λ		
		$\lambda(\alpha_{i-1})$	$\lambda(\alpha_i)$	$\lambda(\alpha_{i+1})$
β				

FIG. B.13 – Notations des colonnes.

La première étape du programme consiste à encadrer λ_e par rapport à $\lambda(\alpha_i)$ et $\lambda(\alpha_{i+1})$ à savoir :

$$\lambda(\alpha_i) < \lambda_e < \lambda(\alpha_{i+1})$$

Si la valeur de λ_e ne correspond pas à une valeur de la table initiale, il faut recalculer par interpolation les valeurs de la table par le principe de la figure B.12 pour chaque valeur de β .

Connaissant ensuite la valeur du coefficient de puissance C_{pe} , l'étape suivante est de trouver dans la colonne correspondante à λ_e , la ou les valeurs de l'angle de calage. De nouveau, il faut avoir recours à l'interpolation si cette valeur ne se trouve pas directement dans la table. De plus, il est possible que plusieurs couples (C_{pe}, λ_e) conduisent à différentes valeurs de β . Pour lever cette indétermination, il faut éliminer les valeurs qui ne sont pas physiques. Ainsi, nous avons défini des encadrements réalistes des valeurs de l'angle de calage par rapport aux plages de la vitesse spécifique :

si $6 < \lambda_e < 10$ alors $0 < \beta_e < 2$

si $4.5 < \lambda_e < 6$ alors $0 < \beta_e < 10$

si $2 < \lambda_e < 4.5$ alors $10 < \beta_e < 30$

Au final, l'architecture du programme qui permet de déterminer la valeur réaliste de l'angle de calage β_e est présentée sous forme algorithmique à la figure B.14.

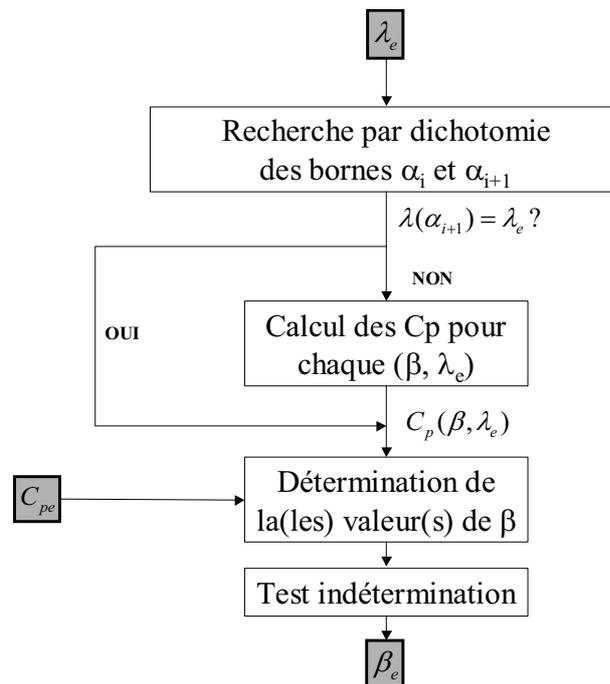


FIG. B.14 – Architecture du programme d'inversion.

B.5 Modélisation de la MAS.

Notations.

Voici les notations utilisées dans les équations qui suivent :

s, r : indices respectifs du stator et du rotor,

d, q : indices respectifs d'axes d et q ,

p : nombre de paires de pôles,

v_{sd}, v_{sq} : tensions statoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}) ,

v_{rd}, v_{rq} : tensions rotoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}) ,

i_{sd}, i_{sq} : courants statoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}) ,

i_{rd}, i_{rq} : courants rotoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}) ,

ϕ_{sd}, ϕ_{sq} : flux statoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}) ,

ϕ_{rd}, ϕ_{rq} : flux rotoriques dans le référentiel de Park (\vec{d}, \vec{q}) ,

R_s, l_s : résistance et inductance propre d'une phase statorique,

R_r, l_r : résistance et inductance propre d'une phase rotorique,

M_s : coefficient de mutuelle inductance entre deux phases du stator,

M_r : coefficient de mutuelle inductance entre deux phases du rotor,

M_{sr} : coefficient de mutuelle inductance entre une phase du stator et une phase du rotor ; il est obtenu lorsque les axes sont alignés,

ω_s : vitesse angulaire des axes d, q dans le repère statorique (s, abc),

ω_r : vitesse angulaire des axes d, q dans le repère rotorique (r, abc),

Ω : vitesse angulaire de rotation du rotor,

ω : vitesse angulaire électrique, $\omega = p.\Omega$,

T_{em} : couple électromagnétique,

α : angle électrique entre \vec{r}_a et \vec{s}_a ,

θ_s : angle électrique (\vec{s}_a, \vec{d}) ,

θ_r : angle électrique (\vec{r}_a, \vec{d}) ,

$L_s = l_s - M_s$: inductance cyclique statorique,

$L_r = l_r - M_r$: inductance cyclique rotorique,

$M = 3.M_{sr}/2$: inductance cyclique entre stator et rotor.

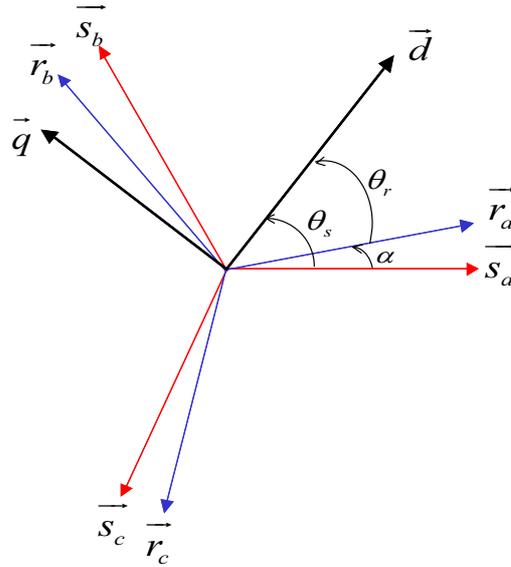


FIG. B.15 – Positionnement des référentiels.

Equations des tensions statoriques et rotoriques dans le référentiel de Park.

$$v_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \cdot \phi_{sq} \quad (\text{B.26})$$

$$v_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \frac{d\theta_s}{dt} \cdot \phi_{sd} \quad (\text{B.27})$$

$$v_{rd} = R_r \cdot i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \cdot \phi_{rq} \quad (\text{B.28})$$

$$v_{rq} = R_r \cdot i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \frac{d\theta_r}{dt} \cdot \phi_{rd} \quad (\text{B.29})$$

On note :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s \quad \text{et} \quad \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r$$

De plus, au regard de la figure B.15, on peut en déduire que :

$$\theta_s - \theta_r = \alpha \quad \text{donc} \quad \frac{d\alpha}{dt} = \frac{d\theta_s}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt}$$

D'où :

$$R_5 \rightarrow \omega = \omega_s - \omega_r = p \cdot \Omega \quad (\text{B.30})$$

Par la suite on notera :

$$R_{g2sd} \rightarrow e_{sd} = \dot{\phi}_{sq} \cdot \omega_s \quad (\text{B.31})$$

$$R_{g2sq} \rightarrow e_{sq} = -\dot{\phi}_{sd} \cdot \omega_s \quad (\text{B.32})$$

$$R_{g2rd} \rightarrow e_{rd} = \dot{\phi}_{rq} \cdot \omega_r \quad (\text{B.33})$$

$$R_{g2rq} \rightarrow e_{rq} = -\dot{\phi}_{rd} \cdot \omega_r \quad (\text{B.34})$$

D'où les nouvelles expressions des équations de tension :

$$R_{1sd} \rightarrow \frac{d\phi_{sd}}{dt} = v_{sd} - R_s \cdot i_{sd} + e_{sd} \quad (\text{B.35})$$

$$R_{1sq} \rightarrow \frac{d\phi_{sq}}{dt} = v_{sq} - R_s \cdot i_{sq} + e_{sq} \quad (\text{B.36})$$

$$R_{1rd} \rightarrow \frac{d\phi_{rd}}{dt} = v_{rd} - R_r \cdot i_{rd} + e_{rd} \quad (\text{B.37})$$

$$R_{1rq} \rightarrow \frac{d\phi_{rq}}{dt} = v_{rq} - R_r \cdot i_{rq} + e_{rq} \quad (\text{B.38})$$

Réduction de la matrice des inductances.

Un calcul long et fastidieux aboutit à la relation suivante entre les vecteurs flux et les courants d'axes d, q :

$$\begin{pmatrix} \phi_{sd} \\ \phi_{sq} \\ \phi_{rd} \\ \phi_{rq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} l_s - M_s & 0 & 3.M_{sr}/2 & 0 \\ 0 & l_s - M_s & 0 & 3.M_{sr}/2 \\ 3.M_{sr}/2 & 0 & l_r - M_r & 0 \\ 0 & 3.M_{sr}/2 & 0 & l_r - M_r \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{pmatrix} \quad (\text{B.39})$$

Remarques importantes :

- la transformée de Park rend les coefficients de la matrice des inductances indépendants du temps.

- On peut réduire le nombre des paramètres magnétiques. Ce sont :

$L_s = l_s - M_s =$ inductance cyclique statorique.

$L_r = l_r - M_r =$ inductance cyclique rotorique.

$M = 3.M_{sr}/2 =$ inductance cyclique entre stator et rotor.

D'où :

$$\begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \phi_{sd} \\ \phi_{sq} \\ \phi_{rd} \\ \phi_{rq} \end{pmatrix} \quad (\text{B.40})$$

On peut alors découper en deux cette matrice :

$$R_{2d} \rightarrow \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{rd} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \phi_{sd} \\ \phi_{rd} \end{pmatrix} \quad (\text{B.41})$$

$$R_{2q} \rightarrow \begin{pmatrix} i_{sq} \\ i_{rq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_s & M \\ M & L_r \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \phi_{sq} \\ \phi_{rq} \end{pmatrix} \quad (\text{B.42})$$

Expression du couple.

Le calcul de la puissance instantanée p_e donne :

$$p_e = v_{sd} \cdot i_{sd} + v_{sq} \cdot i_{sq} + v_{rd} \cdot i_{rd} + v_{rq} \cdot i_{rq} \quad (\text{B.43})$$

En développant les équations de tensions statoriques et rotoriques, on obtient une somme de trois termes :

$$\begin{aligned} p_e = & \\ & [R_s \cdot (i_{sd}^2 + i_{sq}^2) + R_r \cdot (i_{rd}^2 + i_{rq}^2)] \\ & [i_{sd} \cdot \frac{d\phi_{sd}}{dt} + i_{sq} \cdot \frac{d\phi_{sq}}{dt} + i_{rd} \cdot \frac{d\phi_{rd}}{dt} + i_{rq} \cdot \frac{d\phi_{rq}}{dt}] \\ & [\frac{d\theta_s}{dt} \cdot (-\phi_{sq} \cdot i_{sd} + \phi_{sd} \cdot i_{sq}) + \frac{d\theta_r}{dt} \cdot (-\phi_{rq} \cdot i_{rd} + \phi_{rd} \cdot i_{rq})] \end{aligned} \quad (\text{B.44})$$

- le premier terme correspond à la puissance dissipée par effet Joule.
- le deuxième s'apparente à la puissance d'échanges d'énergie électromagnétique avec les sources.
- le troisième représente la puissance mécanique p_m .

$$p_m = \frac{d\theta_s}{dt} \cdot (-\phi_{sq} \cdot i_{sd} + \phi_{sd} \cdot i_{sq}) + \frac{d\theta_r}{dt} \cdot (-\phi_{rq} \cdot i_{rd} + \phi_{rd} \cdot i_{rq}) \quad (\text{B.45})$$

D'après l'équation B.40, on a

$$\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd} = -(\phi_{rd} \cdot i_{rq} - \phi_{rq} \cdot i_{rd})$$

d'où

$$p_m = (\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd}) \cdot \frac{d(\theta_s - \theta_r)}{dt} = (\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd}) \cdot \omega$$

comme $P_m = T_{em} \cdot \omega / p$, on obtient l'expression du couple électromagnétique T_{em} :

$$T_{em} = p \cdot (\phi_{sd} \cdot i_{sq} - \phi_{sq} \cdot i_{sd}) \quad (\text{B.46})$$

soit :

$$R_{3s} \rightarrow T_{em} = p \cdot (T_{sd} + T_{sq}) \quad (\text{B.47})$$

en notant :

$$R_{g1sd} \rightarrow T_{sd} = -\phi_{sq} \cdot i_{sd} \quad (\text{B.48})$$

$$R_{g1sq} \rightarrow T_{sq} = \phi_{sd} \cdot i_{sq} \quad (\text{B.49})$$

De même on montre que :

$$R_{3r} \rightarrow T_{em} = p \cdot (T_{rd} + T_{rq}) \quad (\text{B.50})$$

avec :

$$R_{g1rd} \rightarrow T_{rd} = \phi_{rq} \cdot i_{rd} \quad (\text{B.51})$$

$$R_{g1rq} \rightarrow T_{rq} = -\phi_{rd} \cdot i_{rq} \quad (\text{B.52})$$

Les equations développées précédemment conduisent au schéma de la figure B.16 représenté à l'aide de l'outil de modélisation Graphe Informationnel Causal.

Comparaison modèle complet et modèle régime permanent.

Si l'on supprime les dérivées au niveau du rotor et du stator, on aboutit au modèle en régime permanent (premier ordre), ce qui engendre dans bien des cas une simplification très grossière du comportement dynamique de la machine. Ceci est mis en évidence sur la figure B.17.

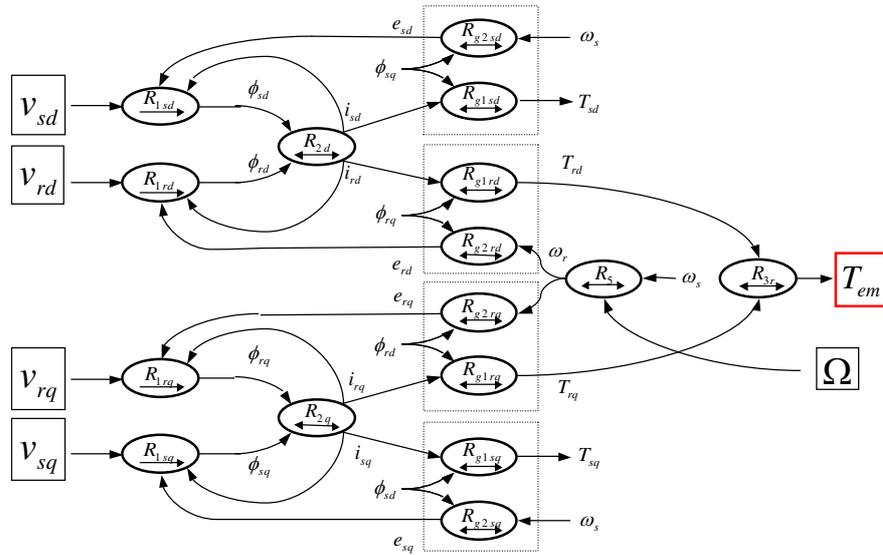
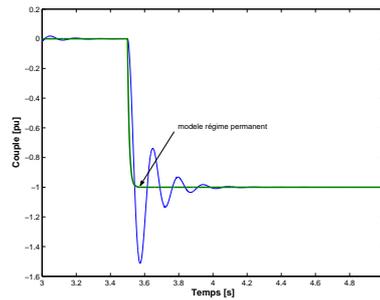
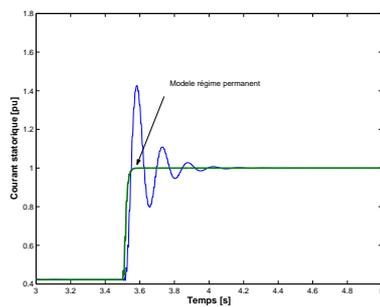


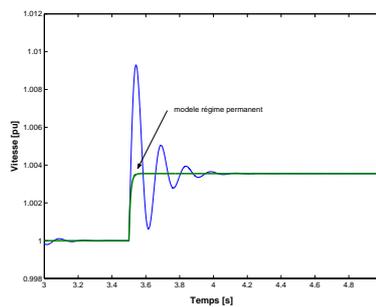
FIG. B.16 – Graphe Informationnel Causal de la machine asynchrone.



(a) Couple électromagnétique.



(b) Courant statorique (RMS).



(c) Vitesse.

FIG. B.17 – Simulation comparative du fonctionnement d'une MAS de forte puissance - Comparaison modèle complet et modèle régime permanent lors d'une variation de couple de charge.

B.6 Méthode de résolution trigonométrique d'un polynôme du 3^{eme} ordre.

Pour résoudre l'équation $\lambda^3 + a\lambda^2 + b\lambda + c = 0$, il faut effectuer le changement de variable suivant :

$$\Lambda = \lambda + \frac{a}{3} \quad (\text{B.53})$$

Le polynôme à résoudre devient ainsi :

$$\Lambda^3 + p' \cdot \Lambda + q' = 0 \quad (\text{B.54})$$

avec

$$p' = b - \frac{a^2}{3} \quad (\text{B.55})$$

$$q' = \frac{a}{27} \cdot (2 \cdot a^2 - 9 \cdot b) + c \quad (\text{B.56})$$

On remarque que les termes en Λ^2 ont disparu. Il suffit maintenant de poser :

$$\Lambda = \sqrt{\frac{-4 \cdot p'}{3}} \cdot \cos \theta \quad (\text{B.57})$$

et de remplacer Λ dans l'équation B.54 qui devient :

$$4 \cdot \cos^3 \theta - 3 \cdot \cos \theta = \cos 3\theta = -q' \cdot \sqrt{\frac{-27}{4 \cdot p'^3}} \quad (\text{B.58})$$

A partir de cette expression, il est donc possible d'en déduire l'angle θ et par conséquent la valeur de Λ et donc celle de λ qui sera :

$$\lambda = \Lambda - \frac{a}{3} \quad (\text{B.59})$$

Connaissant la valeur initiale de λ , on en déduit alors la valeur initiale de la vitesse du vent :

$$v_{wind} = \frac{\Omega_w \cdot R}{\lambda} \quad (\text{B.60})$$

Annexe C

Etude de réseaux.

C.1 Paramètres machines synchrones.

Pour simuler le comportement d'un groupe de production diesel, nous avons utilisé le modèle de la machine proposé dans la librairie d'EUROSTAG. Ce modèle est fondé sur la méthode de Shackshaft et Henser [SHA79] et les paramètres que nous avons utilisés (jeu de paramètres fournis par Tractebel Engineering) sont donnés dans la table C.1.

C.2 Modèle du système d'excitation.

Les modèles utilisés doivent correspondre aux performances des systèmes d'excitation aussi bien en cas de petites perturbations (variation de charge) que lors de l'apparition de perturbations plus sévères (court-circuit). Les systèmes d'excitation incluent en général : le régulateur automatique de tension, la source d'excitation et dans quelques cas la composante de stabilisation (PSS).

Lors de l'apparition de grandes perturbations, le rôle du système d'excitation consiste à modifier rapidement la tension d'excitation de la machine synchrone jusqu'au plafond de celle-ci contribuant au maintien au synchronisme de la machine. Son rôle en régime de petites perturbations sera de régler la tension au plus proche de la tension de consigne, et d'assurer un amortissement suffisant des oscillations.

Puissance nominale	2.25MW et 1.08MW
résistance d'une armature statorique R_a	0.0053pu
réactance directe X_d	2.25pu
réactance directe transitoire X'_d	0.234pu
réactance directe subtransitoire X''_d	0.173pu
constante de temps transitoire directe T'_{d0}	9.6s
constante de temps subtransitoire directe T''_{d0}	0.04s
réactance de fuites statoriques X_l	0.124pu
réactance en quadrature X_q	2.04pu
réactance en quadrature transitoire X'_q	0.33pu
réactance en quadrature subtransitoire X''_q	0.21pu
constante de temps transitoire en quadrature T'_{q0}	2.95s
constante de temps subtransitoire en quadrature T''_{q0}	0.04s
constante d'inertie (moteur diesel + machine) H_{dg}	1.69s
coefficient md de la courbe de saturation	0.09756
coefficient mq de la courbe de saturation	0.09756
coefficient nd de la courbe de saturation	7.188
coefficient nq de la courbe de saturation	7.188

TAB. C.1 – Paramètres machine synchrone.

Les systèmes d'excitation sont divisés selon les grandes catégories suivantes :

- systèmes d'excitation à courant continu, qui utilise des générateurs à courant continu comme source d'alimentation de l'enroulement d'excitation de la machine,
- systèmes d'excitation à courant alternatif, qui utilise des générateurs à courants alternatifs pour l'alimentation des ponts redresseurs (à diodes ou thyristors) qui fournissent le courant continu nécessaire à l'excitation de la machine,
- systèmes d'excitation statiques qui ne contiennent pas d'excitatrices rotatives, l'alimentation du pont de redressement étant réalisée en soutirage aux bornes du générateur synchrone ou de certains enroulements auxiliaires (alternateur inversé).

Des représentations normalisées, adoptées au niveau international, sont proposées dans [IEE92].

Dans notre cas, nous avons considéré un système d'excitation ayant pour source une excitatrice à courant alternatif qui alimente un pont de thyristors pour fournir le courant d'excitation de la

machine synchrone. Un schéma simplifié de ce système d'excitation est proposé à la figure C.1. V_C représente la tension de consigne et V la tension aux bornes du générateur. V_F est une tension supplémentaire fournie par le dispositif de stabilisation et E_f est la f.e.m. proportionnelle à la tension d'excitation de la machine.

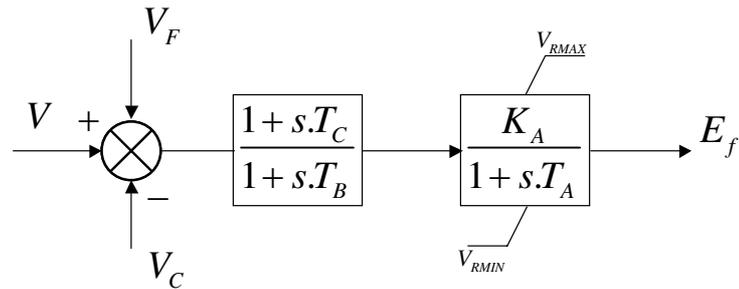


FIG. C.1 – Schéma bloc d'un système d'excitation à excitatrices à courant alternatif et pont de thyristors.

Voici les valeurs utilisées des paramètres de la figure C.1 :

$$T_B = T_C = 1$$

$$K_A = 400 \text{ et } T_A = 0.02$$

$$V_{RMAX} = 14.5 \text{ et } V_{RMIN} = -14.5$$

Bibliographie

- [ACK02] T. Ackermann, L. Söder, *An Overview of Wind Energy Status 2002.*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 6, pp. 67-128, 2002.
- [AKH99] V. Akhmatov, H. Knudsen, *Dynamic Modelling of Windmills.*, IPST'99, Budapest, 1999.
- [ARN03] S. Arnaltes, *Comparison of Variable Speed Wind Turbine Control Strategies.*, ICREPQ, Vigo, 2003.
- [BAR03] EurObserv'ER, *Wind Energy Barometer.*, Systèmes solaires n°153, 2003.
- [BAU02] P. Bauer, S.W.H. de Haan, M.R. Dubois, *Windenergy and Offshore Windparks : State of the Art and Trends.*, EPE-PEMC, Dubrovnik, 2002.
- [BET27] A. Betz, *Die Windmühlen im Lichte neuerer Forschung.*, Die Naturwissenschaften, Berlin, 1927.
- [BOL03] S.M. Bolik, *Grid Requirements Challenges for Wind Turbines.*, Proceedings fourth International Workshop on Large-scale. Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Billund, 2003.
- [BOU02] A. Bouscayrol, P. Delarue, *Simplifications of the Maximum Control Structure of a Wind Energy Conversion System with an induction generator.*, Int. J. Renewable Energy Eng., Vol. 4, pp. 479-485, 2002.
- [BUS01] G. Strbac, J. Mutale, T. Bopp, *Analysis of Distributed Generation Characteristics.*, Project BUSMOD, 2001.
- [CAM03] H. Camblong, *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable.*, Thèse de doctorat, ENSAM Bordeaux, 2003.

- [CAM04] H. Camblong, M. Rodriguez Vidal, J.R. Puiggali, *Principles of a Simulation Model for a Variable-Speed Pitch-Regulated Wind Turbine.*, Wind Engineering, Vol. 28, pp. 157-175, 2004.
- [CHE03] Z. Chen, Y. Hu, *A Hybrid Generation System Using Variable Speed Wind Turbines and Diesel Units.*, Industrial Electronics Society, the 29th conference IEEE, Vol. 3, pp. 2729-2734, 2003.
- [CLA01] G. Claeys, N. Retiere, N. Hadjsaïd, P. Lemerle, E. Varret, R. Belhomme, *Dynamic Modeling of Turbo-charged Diesel Engine for Power System Studies.*, 22nd IEEE Power Engineering Society, pp. 312-317, 2001.
- [COH96] H. Cohen, G.F.C. Rogers, H.I.H. Saravanamutto, *Gas Turbine Theory.*, Longman, 1996.
- [DAI03] C. Dai, Y. Baghzouz, *On the Voltage Profile of Distribution Feeders with Distributed Generation.*, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, 2003.
- [DAT02] R. Datta, V.T. Ranganathan, *Variable Speed Wind Power Generation Using Doubly Fed Wound Rotor Induction Machine - A comparison with alternative schemes.*, IEEE trans. on Energy Conversion, Vol.17, pp. 414-421, 2002.
- [DEL03] P. Delarue, A. Bouscayrol, A. Tounzi, X. Guillaud, G. Lancigu, *Modelling, control and simulation of an overall wind energy conversion system.*, Renewable Energy, Vol. 28, pp. 1169-1185, 2003.
- [ELA03] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, F. Minne, *Modelling of generated harmonics from a wind energy conversion system based on a doubly fed induction generator.*, ELECTROMOTION 2003, Marrakesh, 2003.
- [ELA04] S. El Aimani, *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau MT.*, Thèse de doctorat, ENSAM Lille, 2004.
- [EUR0] EUROSTAG V4.2, *Package documentation.*, part I, pp. 1-151-1-152, 2002.
- [FAW71a] A.J. Fawke, H.I.H. Saravanamuttoo, *Experimental Investigation of Methods for Improving the Dynamic Response of a Twin-Spool Turbojet Engine.*, Transactions of ASME, Jrl. of Engineering for Power, Vol. 93, pp. 418-424, 1971.
- [FAW71b] A.J. Fawke, H.I.H. Saravanamuttoo, *Digital Computer Methods for Prediction of Gas turbine Dynamic Response.*, Transactions of the Society of Automatic Engineers, Vol. 80, 1971.

-
- [GER03] L. Gertmar, *Power Electronics and Wind Power.*, EPE, Toulouse, 2003.
- [GOU82] D. Le Gourières, *Energie éoliennes, Théorie, conception et calcul pratique des installations.*, Eyrolles, Paris, 1982.
- [GRI04] E. Lightner, *GRIDWISE : Electric Distribution Transformation Program.*, <http://www.electricity.doe.gov/documents/TRPeerReviewOverviews/lightner.pdf>, oct. 2004.
- [GUI00] X. Guillaud, P. Degobert, J.P. Hautier, *Modeling Control and Causality : the Causal Ordering Graph.*, 6th IMACS Control Engineering, Lausanne, 2000.
- [GUI04] X. Guillaud, V. Rogez, E. Vandenbrande, J. Deuse, *Influence of Wind Turbines Control Strategies on the Power Quality.*, PCIM, Nuremberg, 2004.
- [HAN99] A.D. Hansen, H. Bindner, A. Rebsdorf, *Improving Transition between Power Optimization and Power Limitation of Variable Speed/Variable Pitch Wind Turbines.*, European Wind Energy Conference, pp. 889-892, Nice, 1999.
- [HAU00] E. Hau, *Wind Turbines, Fundamentals, technologies, Application, Economics.*, Springer, Paris, 2000.
- [HAU04] J.P. Hautier, P.J. Barre, *The Causal Ordering Graph, A Tool for System modelling and Control law synthesis.*, Studies in Informatics and Control Journal, Vol. 13 (4), dec. 2004.
- [HAU95] J.P. Hautier, J.P. Caron, *Modélisation et commande de la machine asynchrone.*, Editions Technip, Paris, 1995.
- [HEI98] S. Heier, *Grid integration of Wind Energy Conversion Systems.*, Wiley, Paris, 1998.
- [HOF00] R. Hoffmann, P. Mutschler, *The Influence of Control Strategies on the Energy Capture of Wind Turbines.*, IAS 2000, Rome, 2000.
- [HUI99] J. Huisman, *manuel de formation-cours sur la turbine à gaz General Electric LM6000PD.*, octobre 1999.
- [IEE92] IEEE Std, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.*, IEEE Std 421.5, 1992.
- [JON97] R. Jones, *Power Electronic Converters for Variable Speed Wind Turbines.*, IEE colloquium on, 1997.

- [KAN02] F.D. Kanellos, N.D. Hatziargyriou, *The Effect of Variable-Speed Wind Turbines on the Operation of Weak Distribution Networks.*, IEEE trans. on Energy Conversions, Vol. 17, pp. 543-548, 2002.
- [KLE86] J. de Kleer, J.S. Brown, *Theories of causal ordering.*, Artificial Intelligence, Vol.29, pp. 33-61, 1986.
- [KOJ03] L. Kojovic, *Impact of DG and voltage regulator interaction on distribution system voltage regulation.*, CIRED, Barcelone, 2003.
- [KRA95] P.C. Krause, O. Wasynczuk, S.D. Sudhoff, *Analysis Of Electric Machine.*, IEEE Press, NYC, 1995.
- [KRU01] T. Kruger, B. Andersen, *Vestas Optispeed - Advanced Control Strategy for Variable Speed Wind Turbines.*, European Wind Energy Conference Proceedings, Copenhagen, 2001.
- [KUN93] P. Kundur, *Power System Stability and Control.*, Electric Power Research Institute, McGraw-Hill, New York, 1993.
- [LEC04] L.Leclercq, A.Davigny, A.Ansel, B.Robyns *Grid connected or islanded operation of variable speed wind generators associated with flywheel energy storage systems.*, Proceedings of the 11th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2004, Riga, 2004 (CD Rom).
- [LED03] P. Ledesma, J. Usaola, J.L. Rodriguez, *Transient stability of a fixed speed wind farm.*, Renewable Energy, Vol. 28, pp. 1341-1355, 2003.
- [LEI91] W.E Leithead, S. Salle, D. Reardon, *Role and Objectives of Control for Wind Turbines.*, IEE Proceedings, Vol. 138, 1991.
- [LEI92] W.E Leithead, *Effective Wind Speed Models for Simple Wind Turbine Simulations.*, 14th British Wind Energy Association Conference Proceedings, pp. 321-326, 1992.
- [LIP04] LIPAedge, *LIPAedge Direct Load Control Program Implementation Contractor.*, <http://www.lipower.org/pdfs/papers/rfp/lipaedge.contractor.pdf>, oct. 2004.
- [LM6000] General Electric, *documentations techniques LM6000.*
- [LOM01] P. Lemerle, I. Pascaud, X. Lombard, S. Nguefeu, *Procédé et installation de régulation de la tension d'un dispositif décentralisé de production d'énergie électrique*, brevet n°2823381, Paris, 2001.

-
- [MCEE02] G. Strbac, N. Jenkins, M. Hird, P. Djapic, G. Nicholson, *Integration of operation of embedded generation and distribution networks.*, Project MCEE, 2002.
- [MILL03] N.W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca, W.W. Price, R.W. Delmerico, *Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine Generators for Stability Simulations.*, IEEE PES 2003, NYC, 2003.
- [MUL00] E. Muljadi, K. Pierce, P. Migliore, *Soft-stall control for variable-speed stall-regulated wind turbines.*, Journal of Wind Eng. and Industrial Aerodynamics, vol. 85, pp. 277-291, 2000.
- [MUL01] E. Muljadi, C.P. Butterfield, *Pitch-controlled Variable speed Wind Turbine Generation.*, IEEE trans. on Industry Applications, vol. 37 (1), pp. 240-246, 2001.
- [MULT02] B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nichita, *Etat de l'art dans les aérogénérateurs électriques.*, rapport ECRIN, pp. 97-152, 2002.
- [NEL04] W. Neldner, Y. Saßnick, *Integration of Large Wind Power Plants in the German Network.*, ELECTRA, N. 214, pp. 12-17, 2004.
- [NIC02] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo, E. Ceanga, *Large Band Simulation of the Wind Speed for Real-Time Wind Turbine Simulators.*, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 17, pp. 523-529, 2002.
- [NOR99] NOR : ECOI9900230A, *Arrêté du 15 avril 1999 relatif aux conditions techniques de raccordement des installations de production autonome d'énergie électrique aux réseaux publics HTA et BT non relié à un réseau interconnecté.*, www.industrie.gouv.fr, 1999.
- [PAP99] S.A. Papathanassiou, M.P. Papadopoulos, *Dynamic Behavior of Variable Speed Wind Turbines under Stochastic Wind.*, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 14, pp. 1617-1623, 1999.
- [POL03] H. Polinder, M.R. Dubois, J.G. Sloopweg, *Generator systems for wind turbines.*, PCIM, Nuremberg, 2003.
- [PRA00] M.A.M. Prats, J.M. Carrasco, E. Galvan, J.A. Sanchez, L.G. Franquelo, C. Batista, *Improving transition between power optimization and power limitation of variable speed, variable pitch wind turbines using Fuzzy control techniques.*, IEEE trans. on Energy Conversions, pp. 1497-1502, 2000.

- [ROG03] V. Rogez, E. Vandenbrande, X. Guillaud, *Simplified Model for Power Electronic Devices in Electrical Grid :applications for renewable energy systems.*, CESA 2003, Lille, 2003.
- [RØS02] H.Ø. Røstøen, T.M. Undeland, T. Gjengedal, *Doubly Fed Induction Generator in a wind Turbine.*, Workshop on Wind Power, Oslo, 2002.
- [ROW83a] W.I. Rowen, *Simplified Mathematical Representation of Heavy-Duty Gas Turbine.*, ASME, paper 83-GT-63, 1983.
- [ROW83b] W.I. Rowen, *Accounting for Varying Ambient Temperature with Simplified Turbine Models.*, ASME, 1983.
- [ROW97] W.I. Rowen, *IGTI Tutorial on Gas Turbine Simulation.*, The Turbine Engineering Consultancy, New York, 1997.
- [ROY91] S. Roy, O.P. Malik, G.S. Hope, *An Adaptative Control Scheme For Speed Control Of Diesel Driven Power-Plants.*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 6(4), december 1991.
- [ROY93] S. Roy, O.P. Malik, G.S. Hope, *Adaptative Control Of Speed And Equivalence Ratio Dynamics Of A Diesel Power-Plant.*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8(1), march 1993.
- [RUJ03] A.A.B. Rujula, J.M. Amanda, J.S. Arasanz, *Active system for voltage control in wind generation units.*, EPE, Toulouse, 2003.
- [SAL91] S.A. De La Salle, W.E. Leithead, D. Reardon, M.J. Grimble, *A review of wind turbine control.*, Int. J. Control, Vol. 52, pp. 1295-1310, 1991.
- [SEN02] T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato, T. Funabashi, *A Hybrid Power System with using Alternative Energy Facilities in Isolated Island.*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002 : Asia Pacific, Vol. 2, pp. 954-959, 2002.
- [SHA79] G. Shackshaft, P.B. Henser, *Model of Generator Saturation of use in Power System Studies.*, Proceedings IEE, Vol. 126, pp. 759-763, 1979.
- [SHI72] M. Shinozuka, C.M. Jan, *Digital Simulation of Random Process and Its Applications.*, Journal of Sound and Vibration, Vol. 25, pp. 111-128, 1972.
- [SLO01] J.G. Sloopweg, H. Polinder, W.L. Kling, *Initialisation of Wind Turbine Models in Power System Dynamics Simulations.*, IEEE Power Tech Conference, Porto, 2001.

-
- [SLO02] J.G. Slootweg, W.L. Kling, *Modeling of Large Wind Farms in Power System Simulations.*, IEEE PES 2002, New York, 2002.
- [SLO02b] J.G. Slootweg, *Representing Distributed Ressources in Power System Dynamics Simulations.*, IEEE PES 2002, New York, 2002.
- [SON00] Y.D. Song, B. Dhinakaran, X.Y. Bao, *Variable speed control of wind turbines using nonlinear and adaptative algorithms.*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, pp. 293-308, 2000.
- [SOU03] C. Sourkounis, H.P. Beck, *Electromechanical Power Converter Systems for 5MW Off Shore Wind Energy Converters.*, EPE03, Toulouse, 2003.
- [SPE95] D. Spera, *Wind Turbine Technology - Fundamental Concepts of Wind Turbine Technology.*, ASME Press, New York, 1995.
- [TI93] P. Bornard, M. Pavard, *Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement.*, Techniques de l'Ingénieur, D4 090, 1993.
- [TRE00] J. Trecat, M. Eremia, A. Germond, *Réseaux électriques.*, editura tehnica, bucarest, 2000.
- [VDP99] P. Vandeplanque, *Les éoliennes, Principes-Caractéristiques-Réglages.*, Séminaire sur l'énergie éolienne, Béthune, 1999.
- [VES03] Vestas, *The Window.*, www.vestas.com, N.12, sept.2003.
- [VIV65] L. Vivier, *Turbines à vapeur et à gaz.*, éditions Albin Michel, 1965.
- [WEL97] E. Welfonder, R. Neifer, M. Spanner, *Development and Experimental Identification of Dynamic Models for Wind Turbines.*, Control Eng. Practice, Vol. 5, pp. 63-73, 1997.
- [YEA93] K.E. Yeager, J.R. Willis, *Modeling of Emergency Diesel Generators in an 800 Megawatt Nuclear Power Plant.*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8(3), september 1993.

Résumé

Depuis un peu plus de dix ans, le secteur électrique est confronté à un flux continu de directives européennes le concernant. Ces dernières sollicitent notamment un recours accru aux énergies renouvelables et en particulier à l'énergie éolienne. Ces mutations ont une incidence notable sur le fonctionnement du système électrique car ces nouveaux moyens de production présentent des capacités de production incertaines, souvent fluctuantes et non corrélées à la charge. Par conséquent, il convient d'étudier la faisabilité d'un réseau aux sources d'énergie dispersées diverses. L'étude du fonctionnement du système électrique implique la mise au point de modèles de ces unités de production nouvelles. Ces modèles doivent être simples car leur utilisation s'envisage dans le cadre d'études à l'échelle d'un pays voire d'un réseau interconnecté continental. Ils doivent cependant être conçus pour permettre la prise en compte d'une large plage de fonctionnement allant du régime établi à la réponse transitoire en cas de court-circuit proche. Les modèles développés dans le cadre de ce travail répondent à ces deux exigences contradictoires. Ainsi, dans ce travail de thèse, il est proposé un modèle d'une turbine à gaz aérodérivée qui connaît un engouement important au niveau des pays industrialisés et qui est quasiment systématiquement associée à une cogénération. Des modèles génériques de la partie puissance et de la commande des principales chaînes de conversion éolienne actuelles sont également proposés. L'architecture complète de la commande d'une éolienne avec réglage de l'angle de calage (pitch control) a notamment été développée. Enfin, une étude de l'intégration d'éoliennes dans un réseau de distribution isolé est présentée. Cette étude a permis de définir des lois de commande pour la participation de la production éolienne aux réglages de tension et de fréquence.

Mots-clés: modélisation, turbine à gaz aérodérivée, éolienne, réglage de tension, réglage de fréquence, réseaux.

Abstract

For about ten years, the electric sector has been confronted with more and more European directives. They request, in particular, a high penetration of renewable energies and especially of wind energy. The insertion of these new technologies in the current power system induces new problems such as power quality, flickers, stability... According to these new problems, specific studies must be carried out. Consequently, it is essential to use simplified models of dispersed generation systems. In this thesis, a simplified model of aero-derivative gas turbine is proposed. This gas turbine is very successful and is almost always used jointly with a combined cycle application. Generic models of wind generators are also presented. In particular, the complete architecture ordering of a pitch control wind turbine is developed. Finally, a study of the integration of wind turbines in an insular electrical grid is presented. This study has made it possible to define control laws for the participation of wind production in voltage and frequency control.

Keywords: modelling, aero-derivative gas turbine, wind turbine, voltage regulation, frequency regulation, electrical grid.