



**HAL**  
open science

# Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique

Vincent Courtecuisse

► **To cite this version:**

Vincent Courtecuisse. Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique. Sciences de l'ingénieur [physics]. Arts et Métiers Paris-Tech, 2008. Français. NNT : 2008ENAM0027 . pastel-00004513

**HAL Id: pastel-00004513**

**<https://pastel.hal.science/pastel-00004513>**

Submitted on 27 Nov 2009

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

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



Ecole doctorale n° 432 : Sciences des Métiers de l'Ingénieur

# THÈSE

pour obtenir le grade de

## Docteur

de

# **l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers**

## **Spécialité "Génie électrique"**

*Présentée et soutenue publiquement  
par*

**Vincent COURTECUISSÉ**

**le 20 novembre 2008**

**Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de  
stockage d'énergie connectée au réseau électrique.**

*Directeur de thèse : Benoît ROBYNS*

Jury :

Nouredine Hadjsaïd - Professeur - Ecole Nationale Supérieure de l'Energie, l'Eau et l'Environnement.....	Rapporteur
Jean-Claude Maun - Professeur - Université Libre de Bruxelles.....	Rapporteur
Jacques Deuse - Chief Engineer - Docteur - Tractebel Engineering SUEZ.....	Examineur
Benoît Robyns - Directeur de la recherche - HDR - Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI).....	Examineur
Bruno François - Maître de conférence - HDR - Ecole Centrale de Lille.....	Examineur
Xavier Guillaud - Professeur - Ecole Centrale de Lille.....	Examineur
Vincent Rious - Professeur assistant - Docteur - SUPELEC.....	Examineur
Jonathan Sprooten - Enseignant – Chercheur – Docteur - Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI)	Examineur

**Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille**



## Table des matières

Introduction générale.....	9
----------------------------	---

### Première partie : Insertion de la production décentralisée dans le réseau de transport

Chapitre 1 : Etat de l'art des réseaux électriques .....	15
--	----

I) Introduction.....	15
II) Structure des « systèmes électriques ».....	15
a. Architecture du « système électrique ».....	15
b. Système interconnecté .....	16
c. Les niveaux de tension et de fréquence.....	18
d. Un réseau conçu et dimensionné de façon verticale et unidirectionnelle .....	19
e. La libéralisation du marché de l'électricité.....	21
III) La conduite des réseaux .....	25
IV) Les services système .....	27
a. Le réglage de fréquence .....	27
b. Le réglage de tension .....	33
V) Retour d'expérience sur l'incident du 4 novembre 2006 .....	36
a. Evénements conduisant à l'incident .....	36
b. Séparation du réseau de l'UCTE.....	37
c. Comportement de l'éolien durant l'incident .....	38
d. Conclusion .....	40

Chapitre 2 : Etat de l'art sur la production décentralisée : problématique vis-à-vis du réseau... 41
--

I) Introduction.....	41
II) Définitions.....	41
III) Les différentes technologies .....	42
a. Les énergies primaires fossiles.....	42
b. Les énergies renouvelables.....	43
IV) Problématique d'insertion de la production décentralisée .....	46
a. Impact de la production décentralisée sur le réseau .....	46
b. Problématique d'insertion .....	48

<b>Chapitre 3 : Capacité de réglage des éoliennes de grande puissance .....</b>	<b>49</b>
<b>I) Introduction .....</b>	<b>49</b>
<b>II) Etat des lieux des différentes technologies de turbine éolienne.....</b>	<b>50</b>
<b>a. Généralités .....</b>	<b>50</b>
<b>b. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne .....</b>	<b>52</b>
<b>III) Chaîne de conversion électrique des éoliennes de grande puissance .....</b>	<b>55</b>
<b>a. Eolienne à vitesse fixe .....</b>	<b>55</b>
<b>b. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation</b>	<b>56</b>
<b>c. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone .....</b>	<b>60</b>
<b>d. Bilan des capacités de réglages des différentes technologies d'éoliennes de grande puissance .....</b>	<b>63</b>

## **Deuxième partie : Modélisation**

<b>Chapitre 4 : Modélisation du réseau .....</b>	<b>69</b>
<b>I) Introduction .....</b>	<b>69</b>
<b>II) Modélisation sous simulink.....</b>	<b>69</b>
<b>a. Modélisation du jeu de barre.....</b>	<b>71</b>
<b>b. Modélisation de la charge .....</b>	<b>71</b>
<b>c. Modélisation d'une source classique .....</b>	<b>71</b>
<b>d. Simulation du modèle dans un réseau alimentant des charges passives .....</b>	<b>73</b>
<b>III) Modélisation sous EUROSTAG .....</b>	<b>75</b>
<b>a. Généralité.....</b>	<b>75</b>
<b>b. Réseaux carrés .....</b>	<b>77</b>
<b>Chapitre 5 : Modélisation du générateur éolien.....</b>	<b>79</b>
<b>I) Introduction .....</b>	<b>79</b>
<b>II) Modélisation de la turbine, du générateur et du convertisseur associé .....</b>	<b>80</b>
<b>a. Modélisation de la turbine.....</b>	<b>80</b>
<b>b. Modélisation de l'arbre de la machine .....</b>	<b>83</b>
<b>c. Modélisation de la machine synchrone .....</b>	<b>84</b>
<b>d. Détermination de la structure de commande maximale.....</b>	<b>85</b>

III)	Modélisation côté réseau .....	85
a.	Connexion du générateur sur le réseau .....	86
IV)	Stratégie de maximisation de la puissance .....	90
V)	Implantation du modèle sous EUROSTAG.....	95
a.	Simplification du modèle.....	97
<b>Chapitre 6 : Présentation du banc d’essais.....</b>		<b>103</b>
I)	Introduction.....	103
II)	Présentation de la plate forme d’essais.....	104
a.	L’Emulateur Turbine Eolienne .....	104
b.	La Machine Synchrone à Aimants Permanents : MSAP.....	105
c.	La connexion au réseau : CAR .....	105
III)	L’émulateur éolien .....	105
a.	Modèle .....	105
b.	Commande.....	106
c.	Résultats expérimentaux.....	107
IV)	La machine synchrone à aimant permanent .....	108
a.	Modèle .....	108
b.	Commande.....	109
V)	Essais expérimentaux de la stratégie MPPT .....	110
 <b>Troisième partie : Capacité des générateurs éoliens à participer aux réglages de fréquence</b>		
<b>Chapitre 7 : Présentation des stratégies de commande.....</b>		<b>121</b>
I)	Introduction.....	121
II)	Etat de l’art : réglage fréquence-puissance des générateurs éoliens .....	121
a.	Le cas Irlandais .....	122
b.	Le cas Dannois.....	124
c.	Etat de l’art des stratégies de contrôle .....	127
III)	Stratégie de commande en couple.....	129
a.	Stratégie de commande .....	130
IV)	Stratégie multivariables basée sur la logique floue .....	134
a.	Stratégie de commande .....	134

b.	Correcteur flou .....	138
c.	Supervision de l'angle de calage .....	139
d.	Supervision de la puissance de référence .....	142
f.	Comparaison des stratégies de commande .....	151
V)	Conclusion .....	152
<b>Chapitre 8 : Validation expérimentale .....</b>		<b>153</b>
I)	Introduction .....	153
II)	Stratégie de commande en couple .....	153
a.	Essais expérimentaux à vent moyen sans variation de la fréquence .....	154
b.	Essais expérimentaux à vent moyen avec variation fictif de la fréquence .....	155
c.	Essais expérimentaux à vent fort sans variation de la fréquence.....	156
d.	Essais expérimentaux à vent fort avec variation de la fréquence.....	157
III)	Stratégie de commande multivariables .....	158
a.	Implantation sur le banc d'essais .....	158
b.	Essais expérimentaux.....	160
c.	Comparaison des puissances générées sous différentes conditions de vent .....	168
d.	Influence de la dynamique du système d'orientation des pales.....	169
IV)	Conclusion .....	170
<b>Chapitre 9 : Participation au réglage primaire et secondaire de fréquence .....</b>		<b>171</b>
I)	Introduction .....	171
II)	Implantation de la stratégie de commande multivariables sur EUROSTAG.....	171
III)	Simulations.....	174
IV)	Conclusion .....	178
 <b>Quatrième partie : Supervision de systèmes multisources</b>		
<b>Chapitre 10 : Système de stockage d'énergie .....</b>		<b>183</b>
I)	Introduction .....	183
II)	Stockage long terme .....	183
a.	Stockage par système hydraulique .....	183

b.	Stockage sous forme d'air comprimé (CAES, Compressed Air Energy Storage) ...	185
c.	Stockage sous forme chimique .....	186
d.	Stockage sous forme d'hydrogène .....	188
e.	Stockage sous forme thermique .....	189
f.	Synthèse .....	189
III)	Stockage à court terme.....	191
a.	Volant d'inertie .....	191
b.	Supercapacité .....	192
c.	Inductance supraconductrice (SMES Superconducting Magnet Energy Storage)..	192
d.	Synthèse .....	192
IV)	Utilisation du stockage .....	193
V)	Modélisation du système de stockage dans le cadre de l'étude.....	196
 <b>Chapitre 11 : Supervision des systèmes multisources .....</b>		<b>200</b>
I)	Différentes problématiques pour différentes échelles de temps .....	201
a.	Dimensionnement .....	201
b.	Plan pluriannuel.....	202
c.	Supervision long terme.....	203
d.	Supervision moyen terme.....	204
e.	Supervision temps réel .....	204
f.	Synthèse .....	205
II)	Méthodologie .....	206
a.	Exemple de la gestion au niveau d'un bac d'eau.....	206
b.	Application à un système multisources.....	210
III)	Comparaison de différentes topologies.....	233
a.	Association générateur éolien, source prévisible, système de stockage à court terme et système de stockage à long terme .....	234
b.	Association d'un générateur éolien, d'une source prévisible, d'un système de stockage à court terme (2).....	239
c.	Association d'un générateur éolien et d'une source prévisible.....	245
d.	Association générateur éolien et d'un système de stockage à court terme .....	249
e.	Association d'un générateur éolien, d'un système de stockage à court et long terme	253
f.	Comparaison .....	259

<b>Conclusion générale et Perspectives .....</b>	<b>263</b>
<b>Annexe 1 : La Représentation Energétique Macroscopique (REM) .....</b>	<b>280</b>
<b>Annexe 2 : Le Graphe de Commande Etape - Transition : Grafcet .....</b>	<b>284</b>
<b>Annexe 3 : Graphe opérationnel et algorithme floue des différents cas d'étude .....</b>	<b>287</b>

## Introduction générale

La libéralisation du marché de l'électricité et le développement de la production décentralisée induisent de nombreux problèmes scientifiques et techniques nouveaux. Ces problèmes sont liés évidemment aux nouveaux types de sources, distribuées géographiquement et se développant rapidement, mais ils concerneront également, d'ici quelques années, la gestion, voire la structure des réseaux d'énergie.

Le problème majeur associé aux sources d'énergie décentralisées est qu'elles ne participent en général pas aux services système (réglage tension, fréquence, îlotage,...). Ceci est particulièrement vrai pour les sources à énergies renouvelables dont la source primaire est difficilement prévisible et très fluctuante.

Le fait de ne pas participer aux services système amène ce type de source à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue électrique. Le réglage de la tension et de la fréquence est dès lors reporté sur les alternateurs classiques. Augmenter le taux de pénétration des unités de production décentralisées sera donc possible si ce type de source :

- participe à la gestion du réseau (services système, dispatchabilité) ;
- présente une disponibilité accrue et fiabilisée malgré l'imprévisibilité de la source primaire d'énergie.

Il est actuellement envisageable d'atteindre ces objectifs :

- en développant de nouvelles stratégies de commande et de supervision des éoliennes à vitesse variable ;
- en développant le stockage d'énergie à court et à long terme ;
- en développant les systèmes multisources avec une gestion intégrée et optimisée de l'énergie.

Selon l'EWEA (European Wind Energy Association) le parc éolien en Europe pourrait atteindre une puissance installée de 180 000 MW en 2020, soit plus de trois fois la puissance installée en 2007 qui était de 57 000 MW.

Pour satisfaire aux objectifs de développement des énergies renouvelables de l'Union Européenne, la puissance éolienne installée en France en 2020 devrait atteindre 25 000 MW. L'impact de l'éolien sur le réseau de transport est cependant à considérer à une échelle européenne. D'après l'UCTE (Union for the Co-ordination of the Transmission of Electricity) [UCT 00], la concentration d'énergie éolienne dans le nord de l'Allemagne produit déjà d'importants flux discontinus de puissance sur les réseaux de transport voisins, du Benelux et d'Europe Centrale. Dans le futur, le

réseau de transport français risque de ne pas être épargné par ce phénomène : en effet d'ici 2010, 25 000 MW de puissance éolienne pourrait être installée en Allemagne et plus de 20 000 MW en Espagne, s'ajoutant aux 5300 MW qui seraient installés en France [PUR 08].

La gestion des réseaux électriques recouvre des problématiques avec différentes échelles de temps, le dimensionnement et l'investissement [année]. La supervision sur le long terme qui a pour objectif de déterminer le plan de production pour maximiser les profits [journal]. La supervision sur le moyen terme qui a pour objectif la détermination des puissances de référence des sources pour maximiser les profits [1/2 heure, 1 heure] et enfin la supervision en temps réel qui a pour objectif de fournir la puissance de référence et des services système [secondes, minutes].

Mes activités de recherche se sont focalisées sur la gestion temps réel de sources décentralisées. La supervision en temps réel recouvre les dimensions suivantes :

La **détermination de la puissance de référence en temps réel de chaque unité de production** ou de stockage (dont l'ensemble peut constituer une centrale multisources) afin de :

- Tenir les engagements en terme de puissances délivrées,
- Apporter des services système au réseau (réglage de la fréquence et de la tension, fonctionnement en îloté, gestion des congestions des lignes du réseau,...).

L'**implantation en temps réel** de ces fonctions nécessite de :

- Limiter les temps de calculs des algorithmes de supervision,
- Limiter le nombre de grandeurs à mesurer,
- Garantir une précision suffisante sur les actions de réglage à réaliser.

Un outil, l'optimisation implicite avec la logique floue, adapté à un traitement en temps réel a été exploré pour atteindre ces objectifs. Ce type d'outil est bien adapté à la gestion de systèmes « complexes » dépendant de grandeurs ou d'états difficilement prévisibles, donc mal connus en temps réel (vent, ensoleillement, fréquence et état du réseau,...).

La thèse est divisée en quatre parties, une première partie est consacrée à un état de l'art des systèmes électriques, elle traite plus particulièrement de l'insertion de la production décentralisée dans les systèmes électriques. L'objectif de cette première partie est de mettre en avant les bouleversements que rencontre le secteur de l'énergie électrique. En effet, les récentes évolutions dues à la libéralisation du marché de l'électricité ont transformé le système électrique conçu et dimensionné dans un cadre monopolistique et unidirectionnel en un système plus complexe entraînant la multiplication des acteurs.

Les évolutions technologiques, notamment celle de l'électronique de puissance, et la libre concurrence dans le domaine de l'électricité ont favorisé la prolifération des sources décentralisées. Les énergies renouvelables et notamment l'éolien se sont particulièrement développées. Le contexte du réchauffement climatique et les incitations financières importantes des différents pays ont très largement participé à cet essor. L'augmentation massive de ce type de source et plus particulièrement de l'éolien pose des problèmes techniques importants. Des incidents, comme a pu connaître le système électrique le 4 novembre 2006, ont montré que la production décentralisée ne pouvait plus être considérée comme marginale. Néanmoins des solutions pour améliorer l'intégration de ce type de source émergent. Un état de l'art des générateurs éolien discute des capacités de réglage de ces générateurs.

La deuxième partie de cette thèse présente la modélisation du réseau d'étude implanté sous Eurostag, du générateur éolien et du banc expérimental de 3 kW. Le banc expérimental est un émulateur éolien basé sur une génératrice synchrone à aimant permanent connectée au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs d'électronique de puissance.

La troisième partie traite des capacités de réglage fréquence-puissance des générateurs éoliens. Dans cette partie, deux stratégies de commande applicables aux générateurs éoliens à vitesse variable sont proposées afin qu'ils puissent participer aux réglages fréquence/puissance sans mesure ni prévision du vent. La difficulté est d'obtenir une réserve primaire de puissance régulière sur une large plage de fonctionnement. La première stratégie permet d'obtenir une réserve de puissance régulière uniquement lorsque l'on fonctionne en pleine la charge. La seconde stratégie de supervision s'appuie sur deux régulateurs flous et permet d'obtenir une réserve de puissance régulière sur une large plage de fonctionnement. Ces stratégies de commande sont développées et simulées à l'aide d'outils de simulation numérique orientés « contrôle-commande » (Matlab-Simulink). Une méthodologie d'implantation temps réel des régulateurs flous permettant de limiter le temps de calcul est ensuite proposée. Ces stratégies sont implantées sur un banc d'essais afin de valider les résultats obtenus par

la simulation. Les stratégies de commande sont implantées dans un logiciel orienté « système électrique » (EUROSTAG). L'implantation de ce type de stratégie sous EUROSTAG permet d'envisager des études sur des réseaux plus importants.

La dernière partie de cette thèse développe une méthodologie originale à base de logique floue pour déterminer des algorithmes de supervision adaptés à la supervision temps réel de systèmes multisources. La méthodologie de supervision se base sur un outil d'optimisation implicite (la logique floue). Cette méthodologie a été illustrée à l'aide d'un cas d'étude. L'avantage de cette méthode est qu'elle permet de faciliter, à l'aide d'un outil graphique, la détermination des algorithmes flous. Elle ne nécessite pas de modèles détaillés du système et permet d'obtenir des transitions lissées. Enfin, elle limite le nombre de lois de l'algorithme (gain en temps de calcul).

## Première Partie

# Insertion de la production décentralisée dans le réseau de transport

**Introduction** - L'organisation traditionnelle du secteur électrique est actuellement bousculée par l'apparition croissante de productions décentralisées. Deux raisons peuvent être évoquées pour expliquer ce phénomène. D'une part, la libéralisation du marché de l'électricité a attiré la convoitise de nouveaux producteurs. Ces producteurs ne pouvant pas investir dans des centrales thermiques (investissement trop lourd), ils se sont dirigés vers des productions moins onéreuses (cogénération, biomasse, éolien ...). D'autre part, le changement climatique dû à l'émission de gaz à effet de serre a entraîné une volonté politique visant à encourager le recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité. Le protocole de Kyoto en est l'illustration. Il y a donc eu un développement important de la production décentralisée. Cependant, l'intégration de sources décentralisées sur le réseau va perturber celui-ci. En effet, à l'origine le réseau a été conçu pour faire transiter un flux de puissance provenant de sites de production connectés sur le réseau de transport vers le réseau de distribution. Tandis que la production décentralisée est essentiellement connectée sur le réseau de distribution. Il y a donc une inversion de ce flux de puissance qui n'est pas sans conséquence sur le réseau (notamment sur les appareils de protection). L'énergie éolienne présente le gros avantage de s'appuyer sur une source d'énergie non épuisable et non polluante. En contre partie, cette énergie est très fluctuante, ce qui complique l'exploitation des générateurs éoliens. Dans un premier chapitre, un état des lieux du système électrique est dressé. Un deuxième chapitre s'intéresse à la production décentralisée. L'état de l'art des générateurs éoliens constitue le dernier chapitre de cette partie qui aura l'objet d'établir un bilan des capacités de réglage des éoliennes de grande puissance.



# Chapitre 1

## Etat de l'art des réseaux électriques

### I) Introduction

Ce premier chapitre a pour objectif de définir ce qu'est un système électrique (SE). Dans un premier temps, les aspects techniques des SE seront développés. Une seconde partie montrera que la tendance a été d'interconnecter les SE nationaux entre eux afin de développer les transits d'énergie entre les frontières. Un point important abordé dans ce chapitre sera la mutation des SE avec la mise en œuvre de la libéralisation du marché de l'électricité.

### II) Structure des « systèmes électriques »

#### a. Architecture du « système électrique »

Le terme « système électrique » est généralement utilisé pour définir l'ensemble des réseaux [BOR]. Le « système électrique » est l'ensemble des équipements électriques qui assurent la livraison à tous les consommateurs des kilowattheures produits.

Le système électrique peut être séparé en trois fonctions principales (Figure 1) :

- la production
- le transport
- la distribution

Le réseau de transport et d'interconnexion international forme un réseau maillé (THT, 380-220 kV). La fonction de base du réseau de transport est d'acheminer l'énergie électrique des grands groupes de production jusqu'aux grands centres de consommation. Le réseau de répartition (60 à 150 kV) fait le lien, entre les lignes de transport qui acheminent l'énergie des grandes centrales et le réseau de distribution. Ces réseaux sont généralement disposés en boucle. Le réseau de distribution a pour rôle de couvrir l'ensemble du territoire pour acheminer l'énergie électrique jusqu'au client ultime. Il est le plus conséquent en terme de taille [SAB 07], par exemple pour le réseau français le réseau de distribution compte 1 100 000 km contre 400 000 km pour le réseau de transport.

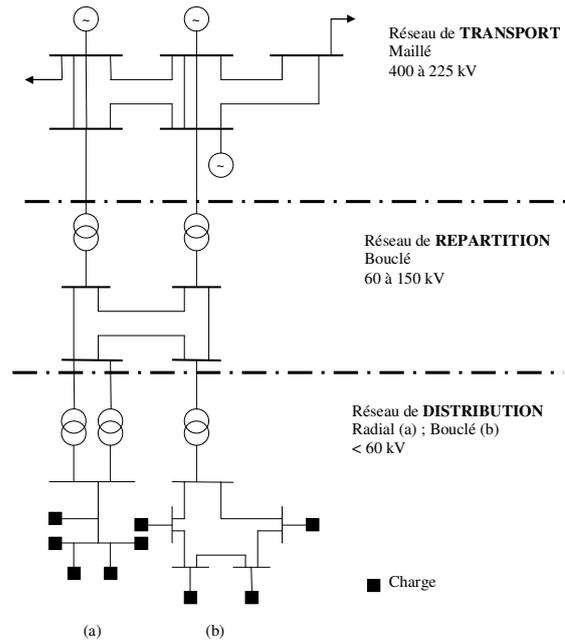
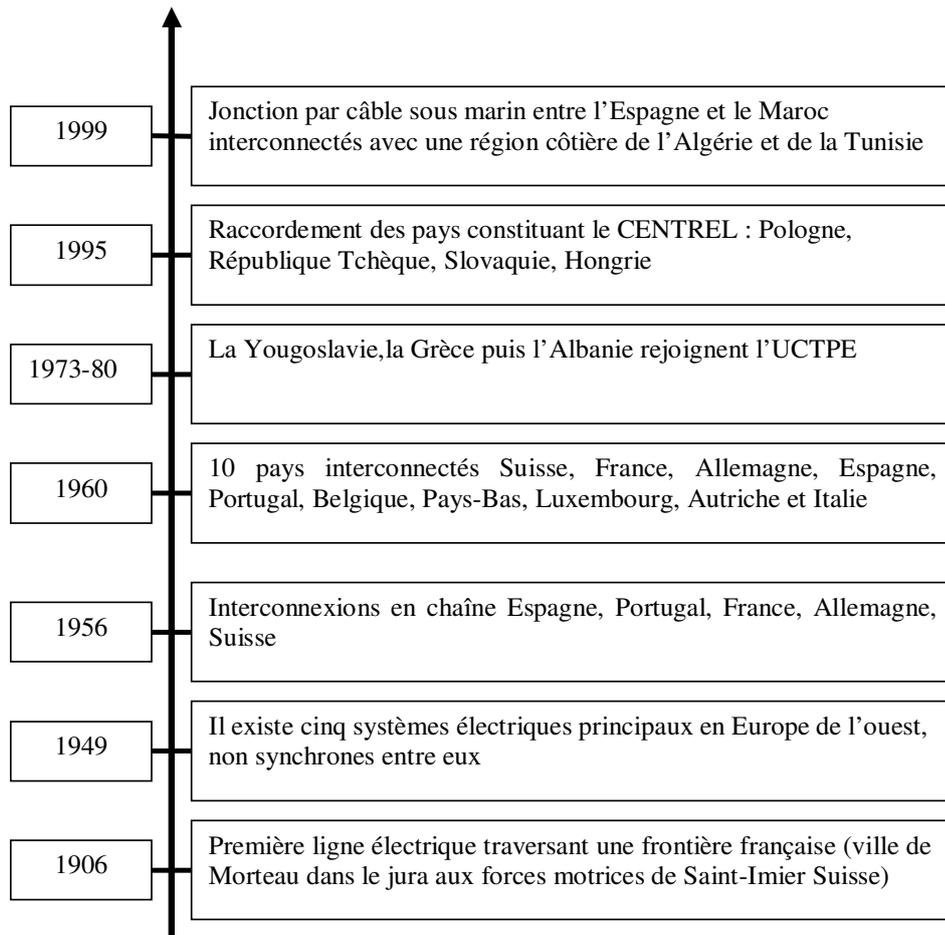


Figure 1 Architecture type de réseau [CRA 03a]

## b. Système interconnecté

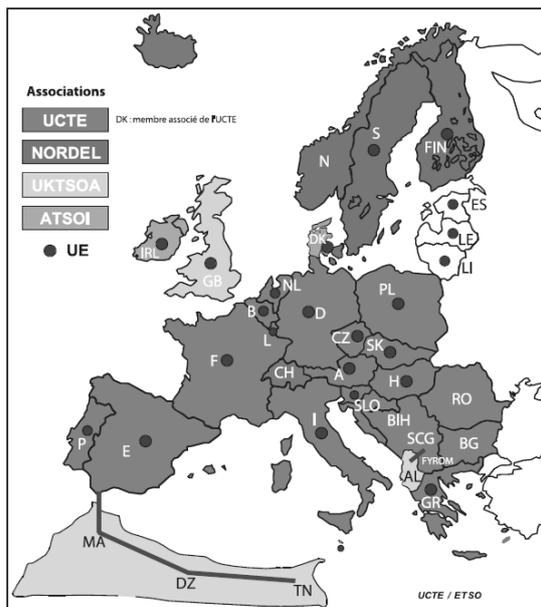
En Europe, le système électrique a connu un développement important des interconnexions aux frontières. Le but recherché de ces interconnexions est de bénéficier des avantages de la mutualisation [BOR TI]. En effet, la mutualisation permet de profiter de la souplesse de tous les groupes de production, l'effet de foisonnement (compensation des écarts de consommation, décalage horaire des habitudes de consommation des pays interconnectés) est ainsi augmenté. De plus, l'inertie du réseau étant plus importante, le déclenchement d'un groupe aura des répercussions amoindries sur la fréquence.

Depuis le début du XX<sup>ème</sup> siècle, l'Europe a connu une expansion des échanges transfrontaliers, la Figure 2 présente un historique des interconnexions. Quand les conditions techniques ne permettent pas de réaliser les interconnexions en alternatif l'interconnexion se fait à l'aide de liaisons à courant continu (1988 : liaison France Angleterre pouvant transiter 2000 MW). Ces liaisons n'apportent pas le même service de secours mutuel que les réseaux maillés en alternatif, mais permettent de créer des possibilités d'échange entre pays.



CENTREL : Groupement de régulateurs est-européens de l'énergie  
 UCTPE : L'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité

**Figure 2 Historique des interconnexions aux frontières**



**Figure 3 Réseau interconnecté [UCT 00]**

La Figure 3 présente la cartographie des principaux systèmes électriques en Europe, qui est divisée en cinq grandes parties :

- Le réseau UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), qui couvre la plaque continentale européenne [UCT 00]
- Le réseau NORDEL (Organisation for the Nordic Transmission System Operators) qui regroupe les pays scandinaves et une partie du Danemark [NOR 00]
- Le réseau de la Grande Bretagne (UKTSOA : United Kingdom TSO Association) [UKT 00]
- Le réseau irlandais (ATSOI : Association of TSOs in Ireland) [UKT 00]
- Le réseau des pays baltes (IPS UPS) [IPS 00]

Ces interconnexions, prévues à l'origine pour créer des conditions de solidarité, (notamment en terme de sûreté en offrant une possibilité de secours mutuels) sont aujourd'hui exploitées dans un cadre concurrentiel. Ce mode d'exploitation conduit à exploiter ces interconnexions aux limites de leurs capacités, ce qui peut engendrer des problèmes de congestion au niveau de certaines frontières. Une solution pour limiter ces congestions est de placer des transformateurs déphaseurs qui permettent de mieux contrôler le transit de flux et de dévier les «flux indésirables».

**c. Les niveaux de tension et de fréquence**

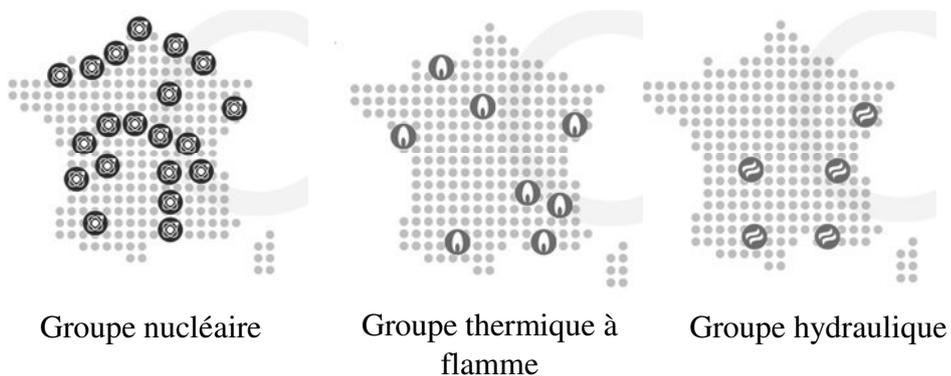
**Tableau 1. Niveau de tension normalisé**

Appellation normalisée	Niveau de tension	Réseau concerné
TBT	$U_n < 50 \text{ V}$	
BTA	$50 \text{ V} < U_n < 500 \text{ V}$	<b>Réseau de distribution (230 V, 400 V)</b>
BTB	$500 \text{ V} < U_n < 1000 \text{ V}$	
HTA	$1 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$	<b>Réseau de répartition (10 kV, 20 kV 45 kV)</b>
HTB	$50 \text{ kV} < U_n$	<b>Réseau de répartition ( 63, 90 kV) Réseau de transport (150, 220, 400 kV)</b>

Les deux grandeurs fondamentales pour l'exploitation d'un réseau sont la tension et la fréquence. Pour des fréquences de fonctionnement du réseau de 60 Hz (Amérique du Nord, une partie de l'Amérique du Sud, une partie du Japon) ou de 50 Hz (reste du monde) des organismes de normalisation comme la Commission Electrotechnique International (CEI) ont classé les réseaux par niveau de tensions normalisées (Tableau 1).

#### **d. Un réseau conçu et dimensionné de façon verticale et unidirectionnelle**

A l'origine, les réseaux ont été conçus et exploités dans un cadre monopolistique, qui a favorisé la construction d'unités de production à forte capacité (thermique à flamme, grande hydraulique, nucléaire ...). Les technologies de ces groupes nécessitaient d'être implantées dans des zones géographiques favorables. Ils ont été situés au plus près de leur ressource primaire (montagne, fleuve pour les centrales hydrauliques, mines de charbon, raffineries pour les centrales thermiques) ou comme dans le cas du nucléaire près d'un bord de mer ou d'un fleuve pour permettre leur refroidissement. La Figure 4 présente l'implantation des groupes les plus importants sur le territoire français.



**Figure 4. Implantation des principales centrales de production en France [EDF 00]**

Les réseaux ainsi constitués vont être dotés d'un parc de production, composé d'unités de forte capacité, localisées dans une zone géographique assez restreinte. Il a donc été nécessaire d'acheminer l'énergie produite à l'aide de lignes haute tension pour limiter les pertes, et pour transiter des flux importants de puissance. C'est le rôle du réseau de transport et de répartition montré à la Figure 5.

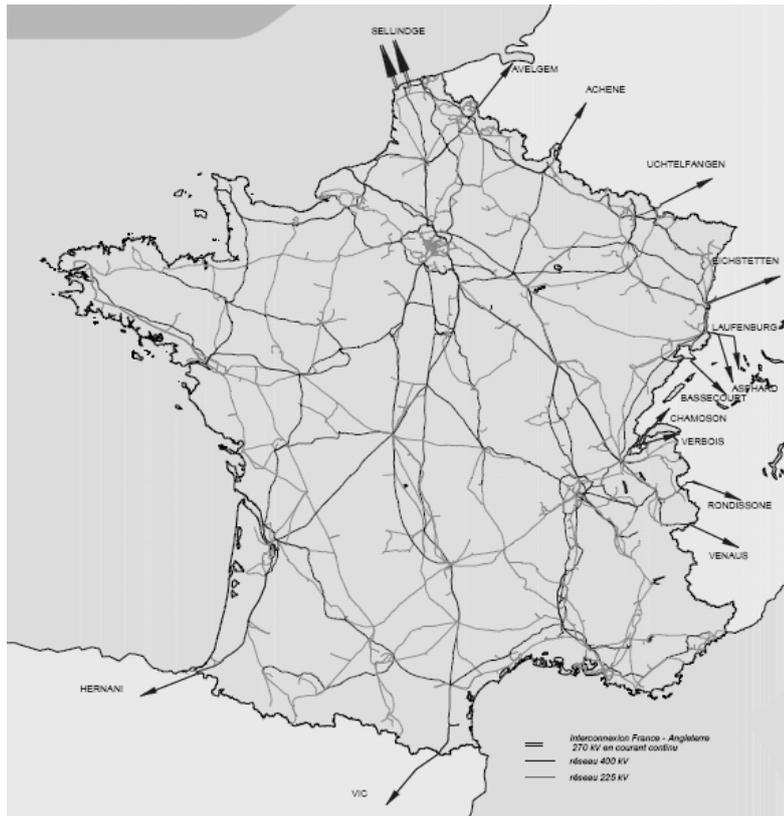


Figure 5. Carte du réseau 225-400 KV français [RTE 00]

Au contraire, la consommation d'électricité couvre tout le territoire afin d'alimenter le client ultime. Le réseau est donc très étendu. Il transite un flux de puissance réduit, c'est le rôle du réseau de distribution.

A l'origine le réseau a été conçu, dimensionné et exploité afin de transiter des flux de puissance des grandes zones de productions vers le réseau de distribution (Figure 6).

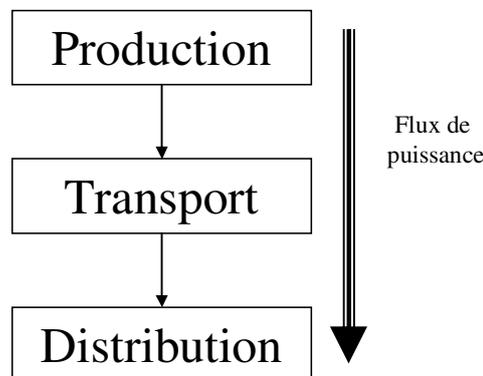
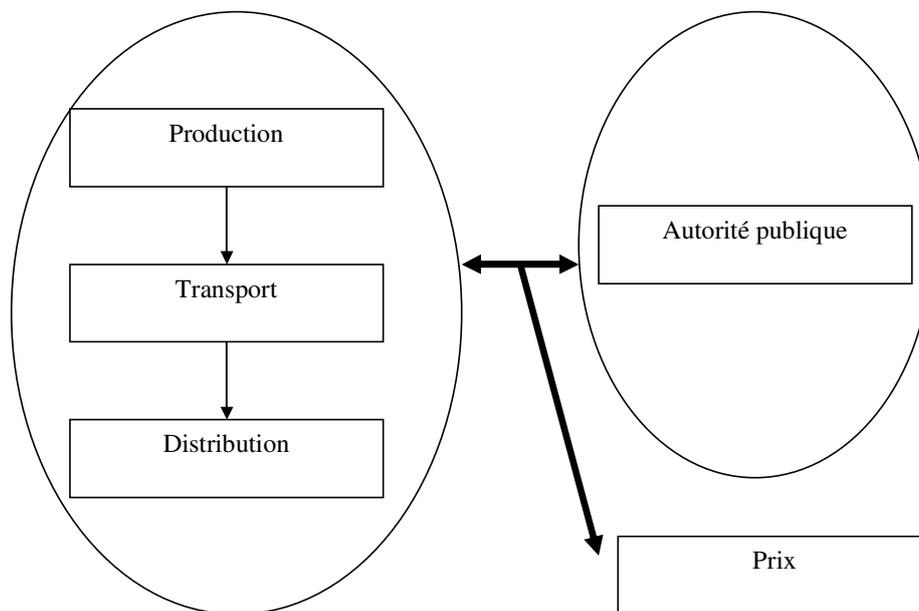


Figure 6. Organisation verticalement intégrée du réseau

Les chapitres suivants montreront que les récentes évolutions du système électrique sont en opposition avec ce fonctionnement.

#### e. La libéralisation du marché de l'électricité

Avant de décrire plus en profondeur les composants et la conduite des réseaux, il est important de présenter les profondes mutations du système électrique afin d'appréhender les problématiques qui en résultent. L'une des plus importantes étant bien sur la libéralisation.



**Figure 7. Organisation historique du marché de l'électricité**

Avant la libéralisation [CRA 03], on retrouve un modèle uniforme dans l'organisation des secteurs électriques européens (Figure 7). Une seule entité publique ou privée gère pour une zone géographique donnée, la production, le transport et la distribution. Cette fonction consiste en la minimisation des coûts liés tant aux transports qu'à la production d'électricité. Les tarifs sont alors fixés en concertation avec les autorités publiques. Dans ce cadre, l'exploitation, et la conduite des systèmes électriques ont deux finalités différentes :

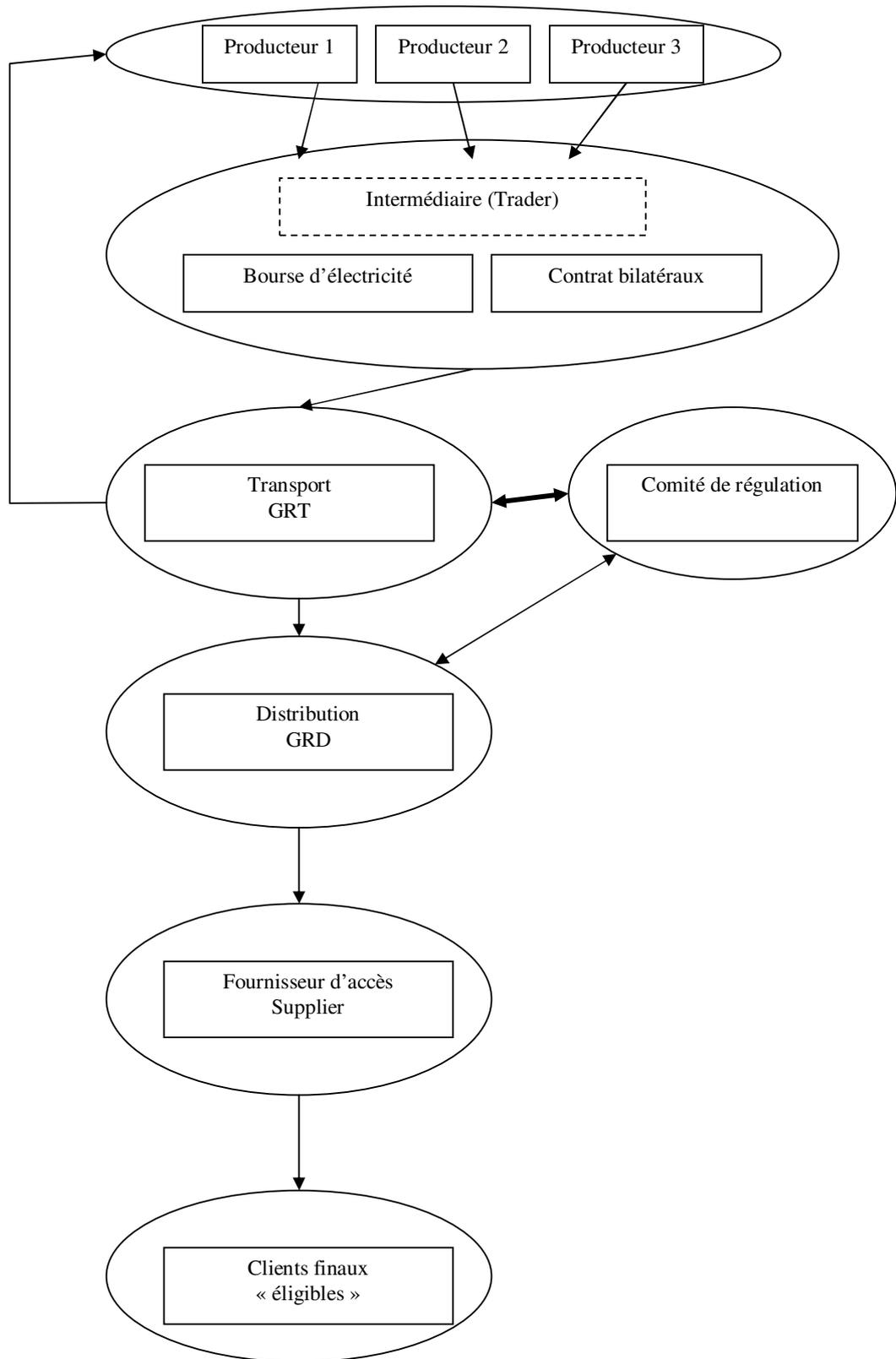
- Optimisation générale : minimiser le coût de transport et de production.
- Garantir l'approvisionnement des clients en assurant la sûreté du réseau.

La libéralisation du marché de l'énergie électrique a pour but de créer les conditions de la libre concurrence entre différents acteurs, afin de faire bénéficier au consommateur des meilleures conditions financières. Le premier effet de cette libéralisation a été de casser le monopole.

Les premières formes de libéralisation ont commencé avec le Chili et le Royaume-Uni dans les années 1980. En 1992, par l'intermédiaire du National Energy, les Etats-Unis ont ouvert leurs marchés de l'énergie. En Europe, cette ouverture a été officiellement lancée en 1996 par la directive 96/92/CE [DIR 96]. Chaque pays membre avait alors l'obligation de transposer cette directive dans son système législatif.

Le réseau de transport et la distribution sont par nature des monopoles. Leur gestion et exploitation doivent se faire afin de garantir la libre concurrence. Il est nécessaire de séparer les activités de transport, de production et de distribution. L'activité de transport est confiée à des GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport) tandis que la distribution est confiée aux GRD (Gestionnaire du Réseau de Distribution). Afin de garantir le bon fonctionnement de ces institutions, des organismes de régulation veillent au respect des principes de la libre concurrence.

La Figure 8 reprend l'architecture type d'un marché de l'électricité dit « dérégulé ». La dérégulation a pour premier effet de multiplier le nombre d'acteurs sur le marché et bien sûr les règles du jeu ont considérablement évolué. Elles sont d'ailleurs en constante évolution.



**Figure 8. Architecture type d'un marché de l'électricité dérégulé**

Les acteurs du marché de l'électricité dans un cadre « dérégulé »:

- **Les producteurs** d'électricité, ils vont gérer un portefeuille de clients ou offrir leur production sur des bourses d'électricité ou à des intermédiaires.
- Les **bourses d'électricité**, aucun schéma universel ne s'est imposé à ce jour. Le principe général est d'avoir un marché physique, traitant le plus souvent la commercialisation de l'électricité pour le lendemain.
- **Les intermédiaires** (trader) ; leur rôle est d'adosser un portefeuille de clients à des capacités de production qu'ils se procurent en arbitrant au dernier moment en fonction des prix.
- **Les gestionnaires du réseau de transport (GRT)** sont les exploitants, en Europe leurs rôles sont précisément définis par l'article 7 « exploitation du réseau de transport de la directive européenne 96/92/CE » concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.
- **Les régulateurs** contrôlent les GRT, leurs formes et leurs missions sont différentes selon les pays.
- **Les distributeurs** exploitent le réseau de distribution.
- **Les fournisseurs** : commercialisent l'énergie à travers ces réseaux
- **Les clients finaux** ayant accès au marché (éligibles).

Outre l'émergence de ces nouveaux acteurs, l'ouverture des marchés a entraîné un accroissement des échanges aux frontières grâce aux interconnexions. Les transferts souhaités ne sont pas toujours compatibles avec les capacités limitées de transit des lignes. Les GRT sous la surveillance des régulateurs ont du mettre en place des mécanismes d'allocation de ces capacités de transfert (enchère, premier arrivé premier servi etc....).

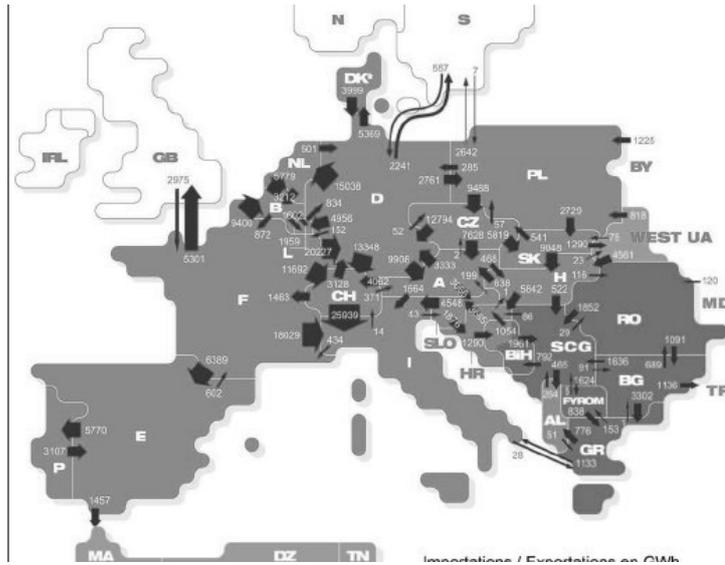


Figure 9. Echange physique d'électricité en Europe en 2003 [UCT 00]

La libéralisation du marché de l'électricité a transformé le système électrique conçu et dimensionné dans un cadre monopolistique et unidirectionnel en un système plus complexe qui a entraîné la multiplication des acteurs. Les interconnexions qui ont été exploitées jusque là dans un but d'assistance mutuelle, sont maintenant un outil qui a pour but d'aboutir à un marché de l'électricité unique en Europe. Les interconnexions, dans ce cadre, sont exploitées aux limites de leurs capacités. Des problèmes de congestion sont alors apparus.

### III) La conduite des réseaux

Le rôle du gestionnaire du réseau de transport, dans le contexte d'un marché dérégulé de l'électricité, est de créer les conditions de l'optimisation par le marché de l'électricité en assurant sa fluidité. Il doit assurer à tout moment une circulation aussi aisée que transparente entre les producteurs d'électricité et les clients. Il va donc être l'interface entre des échanges économiques provenant du marché, et des échanges énergétiques, qui répondent aux lois de la physique. En France c'est le RTE (Réseau de Transport de l'Electricité) qui a cette responsabilité.

Le RTE est né suite à la traduction dans le droit français de la directive européenne 96/92/CE. Il résulte de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, qui définit également les grandes missions de RTE. Pour garantir son indépendance et l'égalité de traitement vis-à-vis des différents producteurs et distributeurs, un organisme de régulation, la CRE (Commission de Régulation de l'Electricité) a été créé pour la surveiller.

Le Tableau 2 regroupe les principaux GRT européens et les organismes de régulation associés

**Tableau 2. Principaux GRT et régulateur de la zone UCTE**

<b>Pays</b>	<b>GRT</b>	<b>Régulateur</b>
<b>Allemagne</b>	<b>EnBW, E.ON, RWE et VET</b>	<b>BNA</b>
<b>Belgique</b>	<b>Elia</b>	<b>CREG</b>
<b>France</b>	<b>RTE</b>	<b>CRE</b>
<b>Grande Bretagne</b>	<b>NGET</b>	<b>Ofgem</b>
<b>Pays bas</b>	<b>TenneT</b>	<b>DTe</b>
<b>Nouvelle Zélande</b>	<b>Transpower</b>	<b>Electricity Commission</b>
<b>Espagne</b>	<b>REE</b>	<b>CNSE</b>
<b>Suisse</b>	<b>SvK</b>	<b>Stem</b>

Les différents GRT des pays membres de l'UCTE ont tous leurs propres règles de fonctionnement qui dépendent bien souvent du cadre législatif dans lequel ils ont été créés.

L'exploitation d'un système électrique vise à atteindre trois objectifs :

- garantir la sûreté de fonctionnement
- favoriser les performances économiques et l'ouverture du marché de l'électricité
- satisfaire les engagements contractuels vis-à-vis des clients raccordés au réseau de transport (qualité de fourniture)

## IV) Les services système

Rappelons que l'un des objectifs majeurs des GRT est de garantir la sûreté du système électrique. Pour atteindre cet objectif les GRT disposent ou achètent ce que l'on appelle des services systèmes (ancillary services) provenant des différents groupes de production.

La définition exacte de ces services peut varier selon les pays. Néanmoins, les services système peuvent être définis comme étant les capacités d'un groupe à :

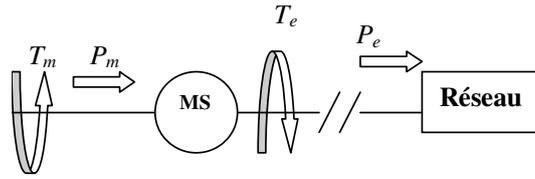
- participer aux réglages de la fréquence
- participer aux réglages de la tension
- démarrer sans source auxiliaire

La qualité des services système apportés par les groupes de production, dépend bien évidemment de leur technologie. Les aspects techniques du réglage fréquence puissance seront abordés dans la section suivante, par la suite le réglage de la tension sera évoqué de façon plus succincte.

### a. Le réglage de fréquence

La notion de fréquence sur le réseau est primordiale. Elle traduit à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation (soutirage des clients + pertes).

La Figure 10 représente schématiquement un alternateur connecté au réseau. Dans ce cas, le couple  $T_e$  représente la consommation d'électricité tandis que le couple  $T_m$  représente la production.



- $T_m$  : Couple de la turbine (N.m)
- $T_e$  : Couple électromagnétique (N.m)
- $P_e$  : Puissance électrique (W)
- $P_m$  : Puissance mécanique (W)
- MS : Machine synchrone

**Figure 10. Principe simplifié d'un alternateur**

Dans la grande majorité des situations, la production d'électricité est obtenue par un alternateur entraîné par une turbine. L'ensemble est raccordé électriquement au réseau. La définition même du principe d'un alternateur fait que la vitesse de rotation de celui-ci est directement liée à la pulsation du réseau. Une variation de la consommation se traduit par une modification du couple électromagnétique  $T_e$ . La différence entre le couple  $T_e$  et  $T_m$  crée un couple d'accélération  $T_a$  qui va modifier la vitesse de rotation  $\Omega_r$ . En effet, l'équation des masses tournantes est donnée par :

$$J \frac{d\Omega_r}{dt} = T_m - T_e = T_a \quad (1)$$

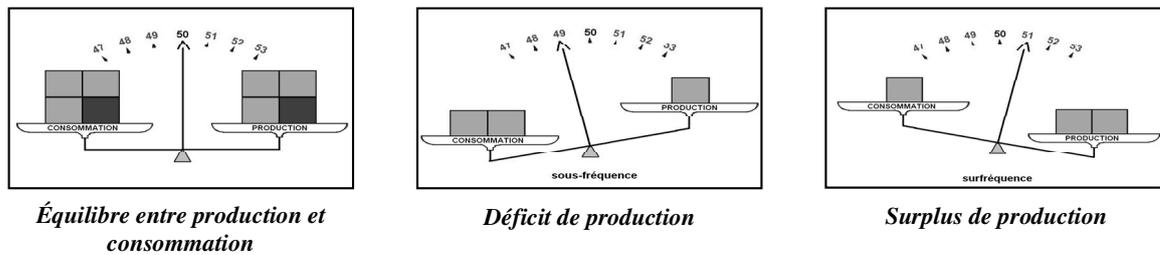
Avec :

- $T_a$  : couple d'accélération (N.m)
- $\Omega_r$  : vitesse de rotation du rotor (rad/s)
- $J$  : moment d'inertie équivalent (Kg.m<sup>2</sup>)

Si  $T_m = T_e$ , il en résulte une situation d'équilibre avec  $\frac{d\Omega_r}{dt} = 0$

Si  $T_m \neq T_e$  il y a une accélération  $\frac{d\Omega_r}{dt} = \frac{T_m - T_e}{J}$

La Figure 11 représente de façon schématique le principe énoncé précédemment.



**Figure 11. Représentation schématique de l'équilibre production/consommation [RTE 00]**

Face aux évolutions normales et aux aléas de la consommation, il faut adapter en permanence la production. La fréquence est une variable globale, qui peut être considérée uniforme sur tout le réseau. Sa valeur doit rester comprise dans une certaine plage afin de garantir un fonctionnement normal et optimal du matériel électrique connecté sur le réseau.

Les variations faibles de la fréquence, autour de sa valeur de référence, seront compensées par l'énergie cinétique des machines connectées au réseau. Par contre pour faire face à des variations de consommation plus importantes ou des aléas, les GRT disposent de trois niveaux d'action : le réglage primaire, secondaire et tertiaire de fréquence [RTE 04].

On peut noter également l'existence de relais de délestage fréquentiel, qui déconnectent des charges en cas de déviation positive de fréquence importante.

- Le réglage primaire de fréquence [CRAP 03b],[RTE 04],[REB 07a]

Le réglage primaire de fréquence est assuré par des boucles de régulation (Figure 12) situées au niveau des groupes de production. Il permet grâce à une action rapide (quelques secondes) de limiter les variations de fréquence lors d'un déséquilibre entre la production et la consommation.

L'action du réglage primaire, au niveau du groupe, est réalisée grâce à un régulateur de vitesse de type proportionnel qui agit sur les organes d'admission du fluide moteur de la turbine.

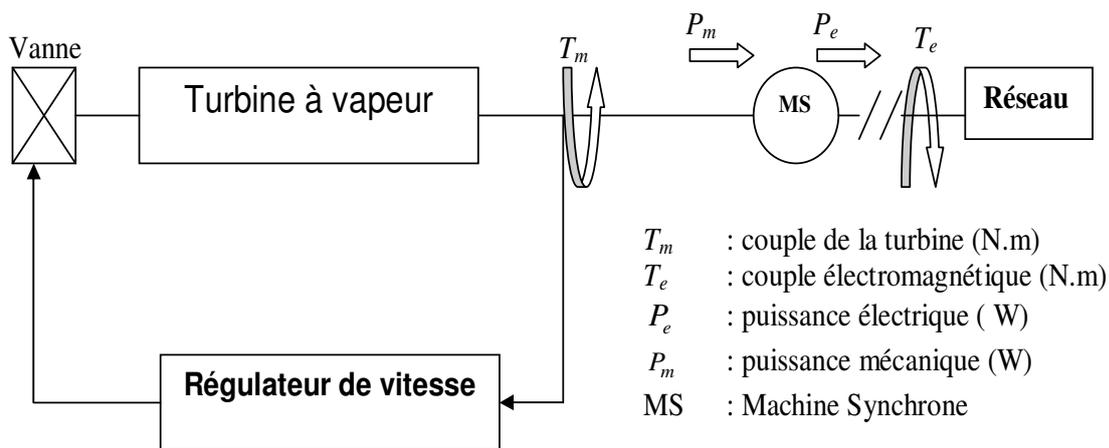


Figure 12. Turboalternateur

La caractéristique statique de ce réglage est donnée à la Figure 13 où  $P_{max}$  est la puissance maximale du groupe,  $P_l$  est la puissance maximale autorisée dans le cadre du réglage primaire,  $P_c$  est la puissance de consigne et  $f_o$  est la fréquence de référence.

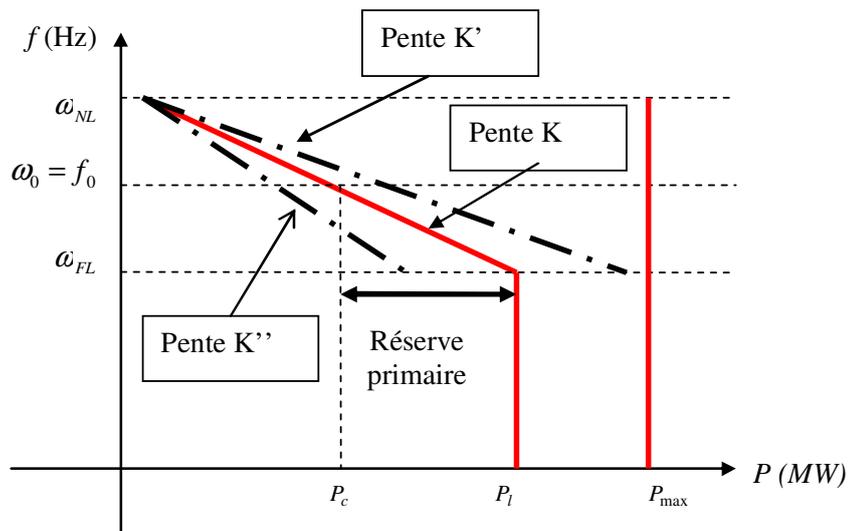


Figure 13. Caractéristique classique d'une droite de réglage

L'action proportionnelle du réglage introduit une relation linéaire entre la puissance et la fréquence.

$$P - P_c = K (f - f_o) \tag{2}$$

$K$  est l'énergie réglante du groupe et représente la pente de la droite de statisme.

On parle plus généralement du statisme  $\sigma$  :

$$\sigma = \frac{\frac{(f - f_0)}{f_0}}{\frac{P - P_0}{P_0}} \quad (3)$$

Au niveau de l'UCTE, la réserve primaire doit assurer la perte simultanée des deux groupes de production les plus importants, ce qui représente environ 3000 MW. Le Tableau 3 compare les réglementations techniques de trois pays (France, Espagne, Allemagne), ainsi que les prescriptions de l'UCTE. Du point de vue des réglementations techniques, hormis pour le choix du statisme et la précision sur la mesure de fréquence, les différents pays ont une réglementation similaire en accord avec l'UCTE.

**Tableau 3 Comparatif des réglementations techniques du réglage primaire de fréquence [REB 07a]**

	UCTE	Allemagne	Espagne	France
Pleine disponibilité	≤30 s	≤30 s	≤30 s	≤30 s
Fin du déploiement	≥ 15 min	≥ 15 min	≥ 15 min	≥ 15 min
Energie réglante	20,570 MW/Hz	4,2 MW/Hz	1,8 MW/Hz	4,2 MW/Hz
Statisme des générateurs	Pas de recommandation	Pas de recommandation	≤ 7,5 %	3-6 %
Statisme ajustable ?	Pas de recommandation	Oui	Pas de recommandation	Oui
Précision de la mesure de fréquence	± 10 mHz	± 10 mHz	Pas de recommandation	Pas de recommandation
Bande morte	± 10 mHz	± 10 mHz	± 10 mHz	± 10 mHz
Déploiement complet de la réserve pour une déviation de	± 200 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz

- Le réglage secondaire

Le réglage secondaire est un réglage automatique, qui a pour objectif de ramener la fréquence à sa valeur de référence et de rétablir les échanges aux frontières. Le réglage secondaire peut être organisé de trois façons différentes : centralisé, pluraliste ou hiérarchique.

Dans une organisation centralisée, la régulation va être effectuée par l'intermédiaire d'un seul contrôleur. Une organisation pluraliste va nécessiter un découpage du pays en plusieurs zones, chacune possède ses propres moyens de régulation tandis qu'une organisation hiérarchique est similaire à une organisation pluraliste avec un contrôleur principal qui va coordonner les différentes zones. Pour expliciter le principe du réglage secondaire, il sera considéré une organisation de type centralisée (cette situation correspond au cas de la France).

A la fin du réglage primaire, il persiste un écart de la fréquence par rapport à la fréquence de référence ainsi qu'une modification des échanges aux frontières. Ceci est dû au fait que toutes les machines, issues de différents pays connectées de façon synchrone, réagissent aux variations de fréquence.

Soit  $\Delta P_i$  l'écart entre le programme d'échange et les échanges réels entre deux pays

$$\Delta P_i = P_i - P_{i0} \quad (4)$$

$P_i$  est la puissance sur les lignes d'interconnexions du pays considéré,  $P_{i0}$  sont les échanges contractuels à respecter.

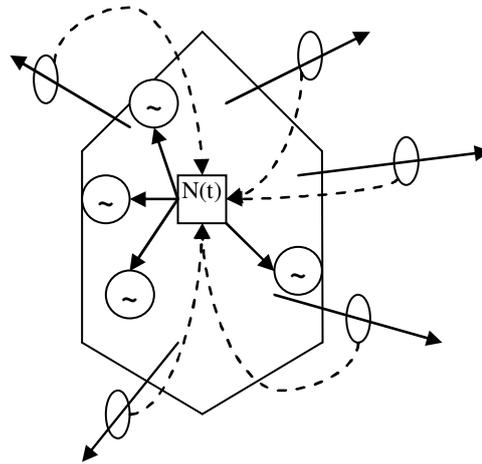


Figure 14 Réglage secondaire centralisé [RTE 00]

Le réglage secondaire va introduire une action intégrale pour annuler l'erreur sur la fréquence et sur l'écart des échanges. Le réglage secondaire va changer le programme de production des centrales participant au réglage secondaire. Pour cela un algorithme de calcul va, à partir de télémessure, envoyer un signal  $N(t)$  compris entre -1 et +1 [RTE 00] :

$$N(t) = -\frac{\alpha}{P_r} \int (\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda}) dt \quad (5)$$

avec :  $\alpha$  le gain intégral du réglage (MW/Tour),  $P_r$  demi pente de réglage,  $\lambda$  énergie réglante secondaire.

La Tableau 4 compare les paramètres du réglage secondaire pour différents pays, le tableau montre que contrairement au réglage primaire, le réglage secondaire est différent d'un pays à l'autre.

**Tableau 4. Comparatif des réglementations techniques du réglage secondaire de fréquence [REB 07a]**

	UCTE	Allemagne	Espagne	France
Début du déploiement	≤ 30 s	Immédiat ou ≤ 5 s min	Pas de recommandation	≤30 s
Pleine disponibilité	≤ 15 min	≤ 15 min	≤ 300-500 s	≤ 430 s ou ≤ 97 s
Fin du déploiement	Retour au 50 Hz	Retour au 50 Hz	> 15 min	Retour au 50 Hz
Organisation du réglage	Pas de recommandation	Pluraliste	Hiérarchique	Centralisé
Temps de cycle du régulateur	1-5 s	1-2 s	4 s	5 s
Type de régulateur	I ou PI	PI	P ou PI selon la zone	I
Terme proportionnel	0-0,5	Inconnue	Inconnue	0
Terme intégral	50-200 s	Inconnue	100 s	115-180 s

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

- Le réglage tertiaire

Suite à une perturbation, l'écart de fréquence peut ne pas être totalement résorbé, ou dans tous les cas les réserves secondaires et primaires sont entamées. Il est alors nécessaire de reconstituer les réserves. Le réglage tertiaire est un réglage manuel qui peut conduire à la mise en service de groupes de production.

La réserve tertiaire est donc constituée par l'intermédiaire de groupes qui ne fonctionnent pas à leur puissance maximale ou de groupes de production ayant la capacité de démarrer rapidement.

- Le délestage de charge

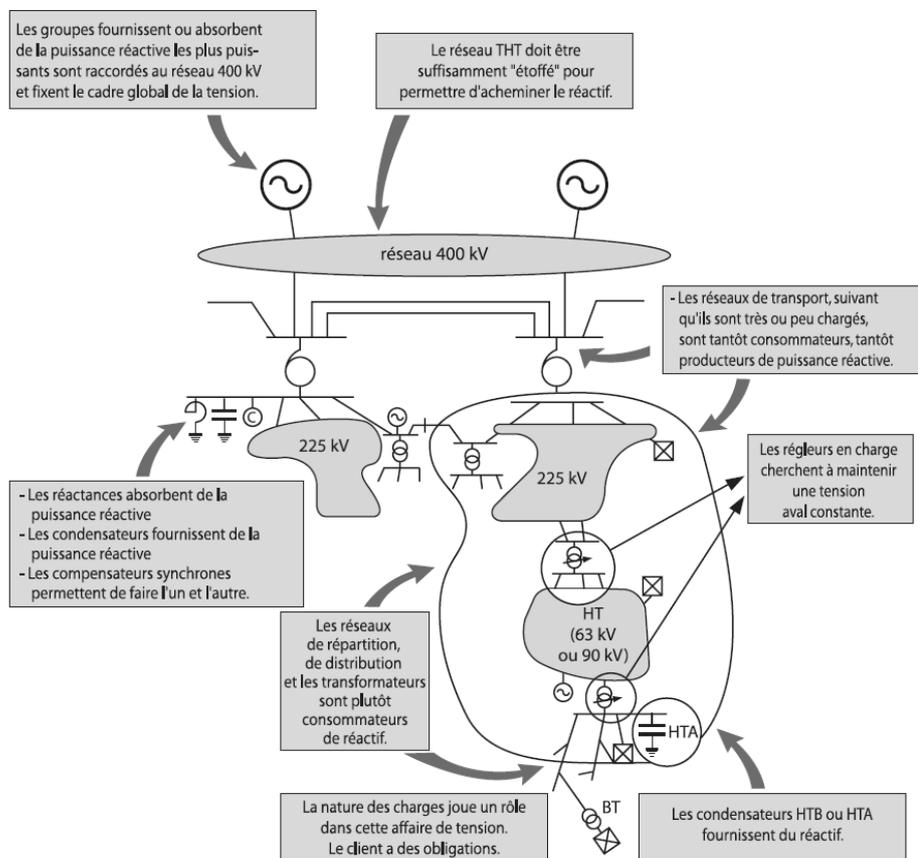
Lorsque les réserves de puissance ne sont pas suffisantes pour stabiliser la fréquence, les GRT ont recours au délestage de charge qui est effectué de façon automatique par niveau de priorité.

## **b. Le réglage de tension**

Le maintien de la tension dans une certaine plage est, là aussi, un élément essentiel pour les GRT. Le réglage de la tension est nécessaire pour satisfaire le bon fonctionnement du système électrique. La tension est une variable locale, qui sera réglée de façon décentralisée. Elle sera mesurée sur quelques noeuds de référence représentatifs de l'état du réseau.

Un maintien des tensions, dans des valeurs acceptables dans un réseau de transport, suppose une bonne maîtrise des flux de transit de la puissance réactive. Cette maîtrise des flux démarre au niveau de la distribution au plus près de la charge par des moyens de compensation statique (banc de condensateur).

Sur le réseau de transport, le réglage de la tension va être reporté sur trois éléments ; les moyens de compensation à l'aide de bancs de condensateur ; les régleurs en charge de transformateurs à prises variables et les groupes de production (Figure 15).



**Figure 15. Structuration du réglage de tension [RTE 04]**

Certains transformateurs sont munis de régleurs en charge automatiques. En fonction de la tension primaire, ces transformateurs ont la possibilité de modifier leur rapport de transformation afin de maintenir la tension secondaire autour de la valeur de consigne.

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

Comme dans le cas du réglage de la fréquence, trois types de réglages peuvent être distingués :

- Le réglage primaire, qui est un dispositif automatique, va réguler la tension (ou la puissance réactive) par l'intermédiaire de l'excitation de l'alternateur.
- Le réglage secondaire, qui est également un réglage automatique, permet de coordonner l'action de plusieurs groupes dans une zone donnée. Un ensemble de groupes va réguler la tension d'un point particulier d'une zone appelée nœud pilote.
- Le réglage tertiaire, qui est un réglage manuel, va permettre de coordonner le plan de tension entre différentes zones.

Selon le pays considérés, les exigences techniques diffèrent, même si elles restent en accord avec les recommandations de l'UCTE.

La rétribution financière de ces services [REB 07b] est elle aussi très différente d'un pays à l'autre selon les structures de marché adoptées. Cependant l'évolution actuelle est importante. Le secteur tend à terme à se doter d'un marché unique de l'électricité en Europe. La question du marché des services système est quant à elle beaucoup plus délicate car elle touche au coeur même de la sûreté du système électrique. Cependant, le système de rétribution français des services système exclut d'office la majorité des productions décentralisées ce qui bien entendu favorise l'opérateur historique et va à l'encontre du concept de libre concurrence que veut imposer l'Europe.

## V) Retour d'expérience sur l'incident du 4 novembre 2006

Dans cette partie, nous allons présenter un retour d'expérience d'une panne qui a privé d'électricité une partie de l'Europe, suite à un incident important sur le réseau très haute tension Allemand. La chronologie des faits de l'incident et le comportement du système électrique durant cet incident seront rapidement exposés afin de se focaliser sur le comportement de la production décentralisée, notamment de l'éolien.

L'accent sera mis sur l'une des conclusions partagées par les GRT et les commissions de régulations. Ils se rejoignent pour dire que le développement de la production décentralisée ne permet plus, en ce qui concerne la sûreté électrique, de considérer celle-ci comme marginale.

### a. Evénements conduisant à l'incident

Pour permettre le passage d'un paquebot sur le fleuve Ems, en Allemagne, le GRT EON Netz, gestionnaire du réseau de transport du nord de l'Allemagne, met hors tension une ligne double à très haute tension. Cette manœuvre, prévue initialement pour le 5 novembre 2006, a été avancée au 4 novembre de façon précipitée. La manœuvre de mise hors tension de la ligne (Figure 16) a entraîné une surcharge d'autres lignes de transport, ce qui a entraîné un phénomène de cascade et le déclenchement successif de lignes (Figure 17) jusqu'à la séparation brutale du réseau en trois zones.

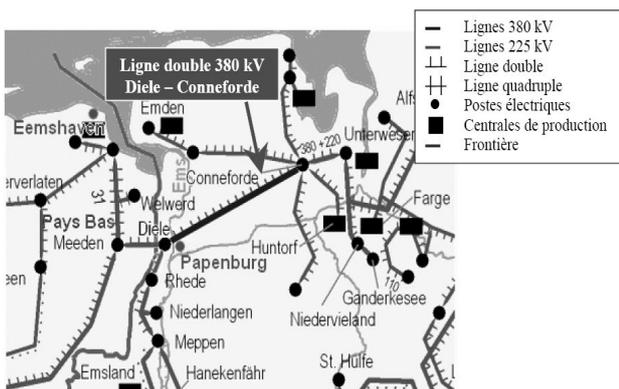


Figure 16. Carte du réseau de transport dans la région de l'incident [UCT 06]

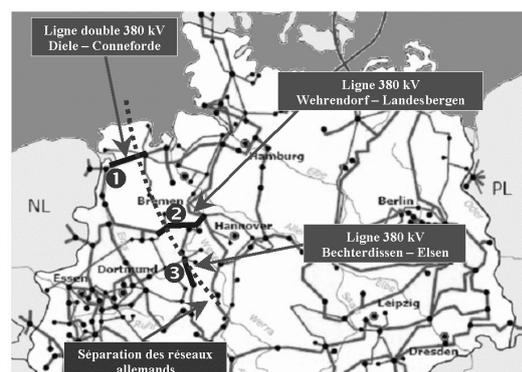
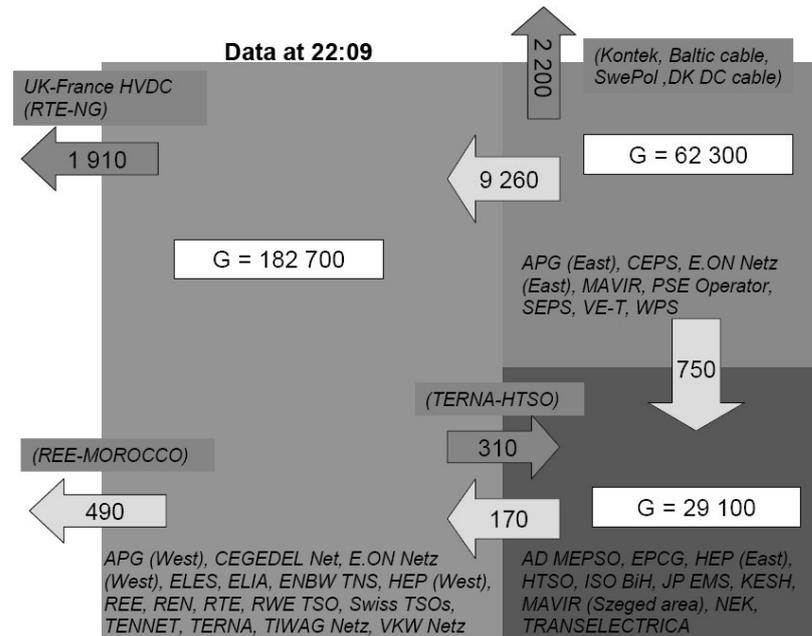


Figure 17. Premières lignes ayant déclenché et conduit à la partition du réseau allemand [CRE 07]

## b. Séparation du réseau de l'UCTE



**Figure 18. Echanges entre les zones juste avant la séparation du réseau [UCT 06]**

Les échanges aux frontières étaient considérés comme normaux pour cette période de l'année. La Figure 18 représente les échanges physiques avant la séparation du réseau. La séparation du réseau interconnecté en trois zones, a entraîné, pour chacune d'entre elles, un déséquilibre instantané entre la production et la consommation. En effet, il y avait des échanges entre ces zones avant l'incident, ce qui a conduit selon les zones à une augmentation ou une baisse de la fréquence. La Figure 19 présente la séparation du réseau de l'UCTE et la valeur des fréquences de ces différentes zones.

Dans la zone Nord-Est (Figure 20), la production d'électricité était supérieure d'environ 10.000 MW à la consommation d'électricité, ce qui a entraîné une augmentation instantanée de la fréquence du réseau de 50Hz à 51,4 Hz. L'action du réglage de la fréquence et la déconnexion d'un nombre significatif de la production décentralisée ont permis de ramener rapidement la fréquence à 50,3 Hz.

Dans la zone Ouest (Figure 21), la production était inférieure à la consommation d'environ 9000 MW. La fréquence a chuté immédiatement, jusqu'à 49 Hz. Le déficit de production étant supérieur aux réserves de puissance disponibles dans cette zone, le réglage a été complété par la mise en œuvre de délestage automatique. La chute de fréquence a également entraîné la coupure à l'interconnexion entre le Maroc et l'Espagne pour protéger le système du Maghreb.

La zone Sud-Est (Figure 22) a connu également un déficit de production d'environ 770 MW entraînant une chute de la fréquence jusqu'à 49,7 Hz. Le réglage de la fréquence et les ajustements de production ont permis de stabiliser en quelques minutes la fréquence à un niveau acceptable.

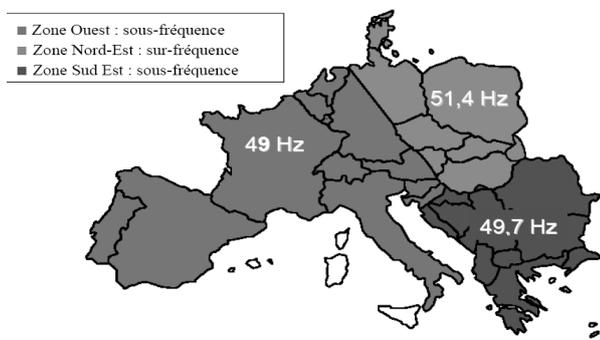


Figure 19. Séparation du réseau de l'UCTE [CRE 07]

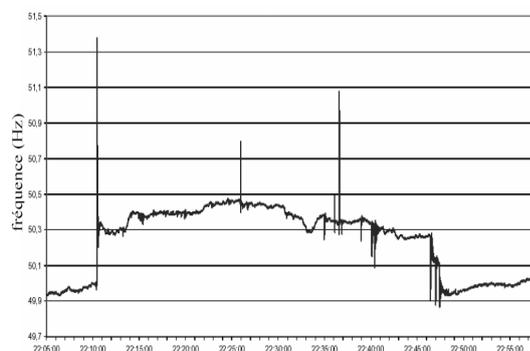


Figure 20. Evolution de la fréquence dans la zone Nord-Est [CRE 07]

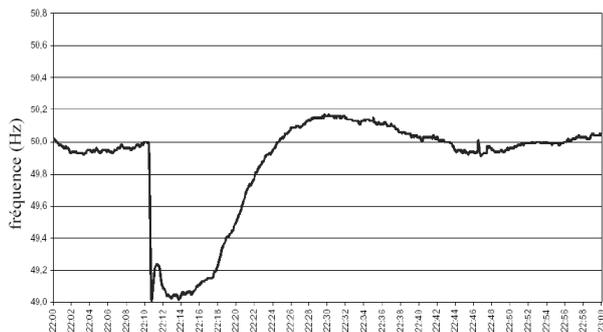


Figure 21. Evolution de la fréquence dans la zone Ouest [CRE 07]

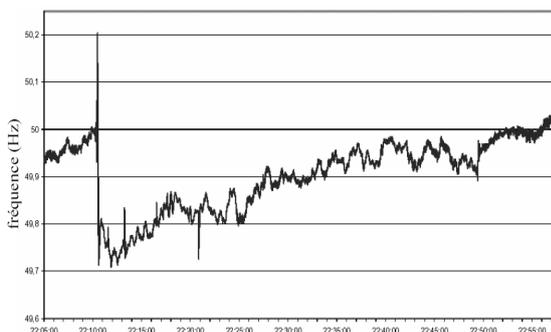


Figure 22. Evolution de la fréquence dans la zone Sud-Est [CRE 07]

### c. Comportement de l'éolien durant l'incident

Dans la zone Nord-Est, la production décentralisée et plus particulièrement l'éolien, a eu dans les premiers temps un effet positif sur l'évolution de la fréquence. En effet, suite à l'augmentation brutale de la fréquence, une grande partie de cette production a été déconnectée du réseau (Figure 23), ce qui a permis d'atténuer la montée en fréquence. Cependant, quelques minutes après l'incident, ces installations se sont reconnectées de manière automatique et incontrôlée sur le réseau, ce qui a eu pour effet de recréer un déséquilibre entraînant une nouvelle augmentation de la fréquence.

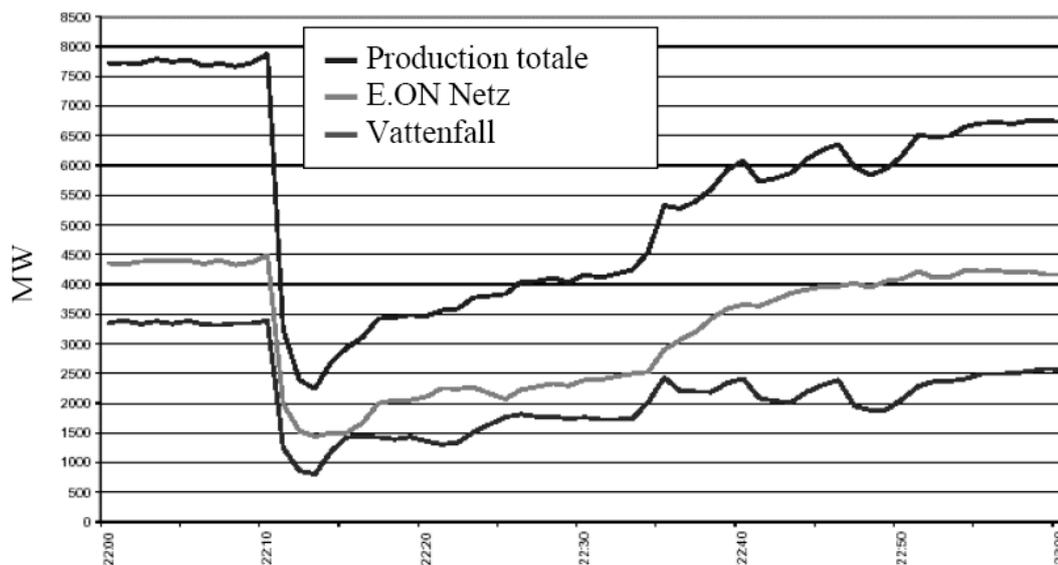


Figure 23. Evolution de la production éolienne en Allemagne (Zone Nord-Est) durant l'incident [CRE 07]

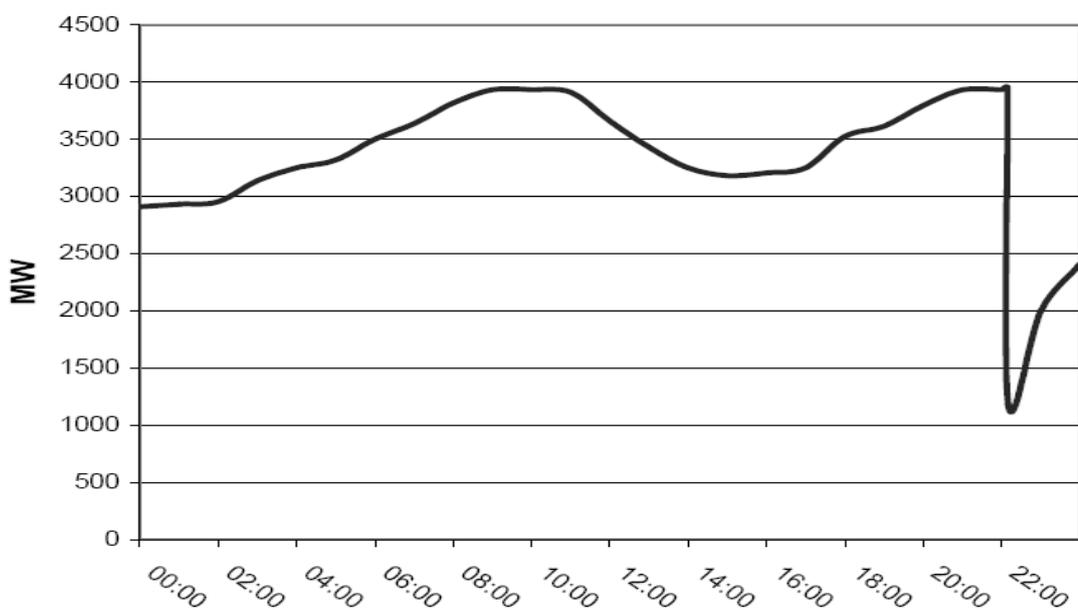


Figure 24. Evolution de la production éolienne en Espagne le 4 novembre 2006 [CRE 07]

Dans la zone Ouest, la production décentralisée, notamment l'éolien, a contribué de façon non négligeable, à creuser le déficit de production. Ces installations se sont déconnectées massivement suite à la chute de fréquence. On peut noter le cas de l'Espagne qui a perdu 2,82 GW de production éolienne (Figure 24). Globalement, environ 40 % de la production perdue pendant l'incident était d'origine éolienne.

#### **d. Conclusion**

La présentation de cet incident récent a mis en évidence l'impact négatif de la production décentralisée et notamment éolienne sur la sûreté du réseau en cas d'incident majeur. L'éolien n'est en aucun cas l'élément déclencheur de l'incident mais en est incontestablement un événement aggravant. En effet, dû à l'augmentation du taux de pénétration éolien, l'ensemble des acteurs, régulateurs, gestionnaires de réseau et l'UCTE s'accordent pour dire que le développement de la production décentralisée, et notamment de l'éolien, ne permet plus de la considérer comme marginale vis-à-vis du système électrique de l'UCTE.

## **Chapitre 2**

### **Etat de l'art sur la production décentralisée : problématique vis-à-vis du réseau**

#### **I) Introduction**

Le paragraphe précédent a montré que l'organisation traditionnelle du secteur électrique est actuellement bousculée. Ces bouleversements favorisent l'apparition croissante de production décentralisée. En effet, la libéralisation du marché de l'électricité a attiré la convoitise de nouveaux producteurs. Ces producteurs, ne pouvant pas investir dans des centrales thermiques (investissement trop lourd), sont dirigés vers des productions moins onéreuses (cogénération, biomasse, éolien ...). De plus, la médiatisation accrue des changements climatiques attribués à l'émission de gaz à effet de serre a entraîné une volonté politique visant à encourager le recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité (le protocole de Kyoto en est un exemple marquant). La première partie abordera les différents types de production décentralisée et la seconde partie s'intéressera aux problèmes engendrés par ces technologies sur la gestion du réseau électrique.

#### **II) Définitions**

Un moyen simple de définir la production décentralisée [CRAP 03a] est de l'opposer à la production classique de grosse puissance connectée au réseau HT, laquelle est gérée de façon centralisée par les gestionnaires de réseau. La production décentralisée, souvent située sur les réseaux de distribution, se caractérise par sa petite taille. Son exploitation n'est pas planifiée de manière centralisée, ni coordonnée et n'apporte généralement pas de services système. De nombreuses technologies, utilisant des énergies primaires très variées, sont mises en œuvre.

### III) Les différentes technologies

#### a. Les énergies primaires fossiles

##### La production décentralisée traditionnelle [ROB 04a], [CRAP 03a], [RICH 06] :

La production décentralisée traditionnelle est basée sur des technologies utilisant des énergies fossiles (gaz, charbon, pétrole) bien éprouvées. Les principales technologies utilisées sont : le thermique à flamme, les turbines à gaz, les moteurs diesel, ...

##### La cogénération [ROB 04a] [CRAP 03a]

Le principe de la cogénération est contenu dans son nom, elle consiste à produire, à partir d'une énergie primaire combustible, deux énergies secondaires utilisables, une énergie mécanique ou électrique et une énergie thermique.

Alors que dans une centrale électrique, c'est le rendement électrique maximum qui est recherché (rendement électrique de l'ordre de 40% avec un cycle simple et jusqu'à 55% avec un cycle combiné). Dans une installation de cogénération c'est le rendement global qui est privilégié, par l'utilisation prioritaire de l'énergie thermique, soit dans un processus industriel soit dans une chaufferie. L'énergie électrique est obtenue par conversion de l'énergie mécanique produite par une turbine ou moteur à gaz, ou turbine à vapeur, en énergie électrique.

##### Les piles à combustible [THI 06], [CRAP 03a]:

Une pile à combustible est une pile où la fabrication de l'électricité se fait grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple l'hydrogène) couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que l'oxygène de l'air. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur, qui est généralement du platine.

L'avantage de cette technologie est qu'elle possède un caractère prédictif équivalent aux centrales thermiques classiques, par contre cette technologie n'a pas encore atteint sa maturité et n'est pour l'instant que très peu exploitée. A l'heure actuelle, on ne peut pas considérer ce type de source comme renouvelable étant donné que la plupart de l'hydrogène est produite à partir d'énergie fossile.

## b. Les énergies renouvelables

L'énergie électrique produite à base d'énergie primaire renouvelable est une partie non négligeable de la production d'électricité. Elle regroupe de nombreuses technologies qui ont chacune leurs avantages et leurs inconvénients. La Figure 25 présente la production mondiale d'électricité en 2005 [EDF 06] et la Figure 26 fait un zoom sur les énergies renouvelables.

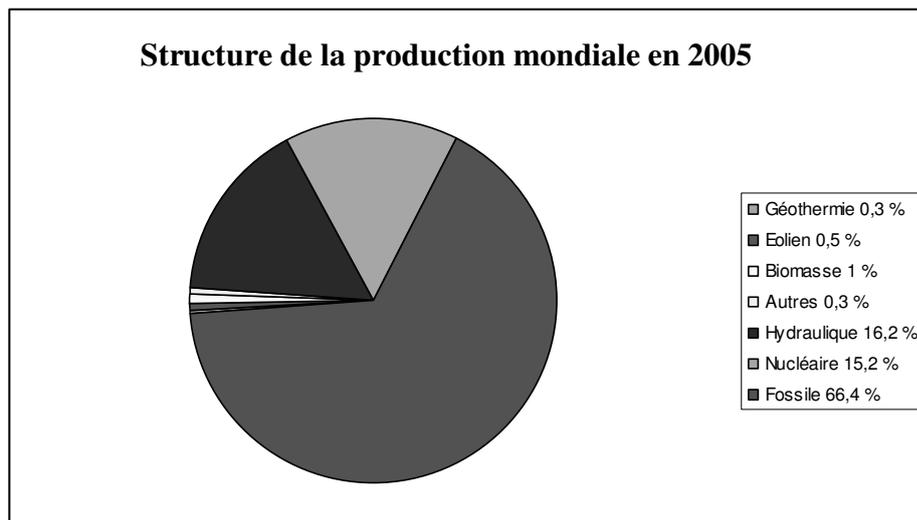


Figure 25. Structure de la production mondiale [EDF 06]

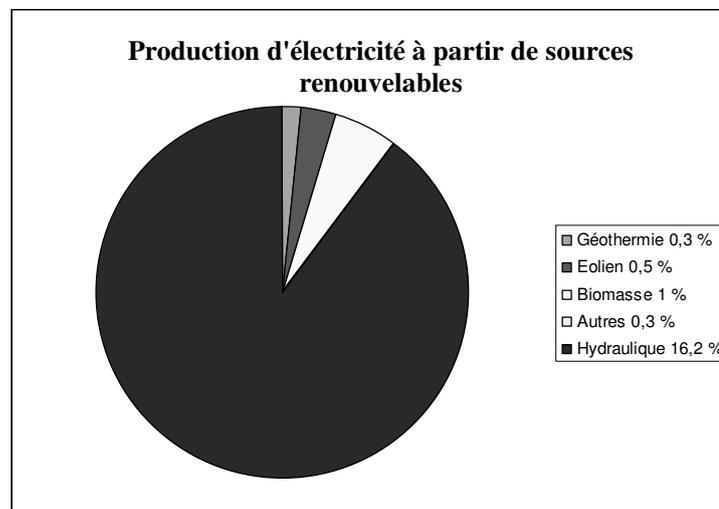


Figure 26. Production d'électricité à partir de sources renouvelables [EDF 06]

L'Hydraulique [ANS 04], [ANS 06a], [ANS 06b], [SAB 06] :

L'hydraulique est actuellement la première source renouvelable d'électricité. La puissance hydroélectrique installée dans le monde en 2004 était estimée à 715 gigawatts (GW), soit environ 19% de la puissance électrique mondiale. Près de 15 % de toute l'électricité installée en Europe est d'origine hydraulique. On discerne la petite hydraulique (inférieure à 10 MW) et la grande hydraulique (supérieure à 10 MW). Dans le cadre de la production décentralisée on va considérer essentiellement la petite hydraulique. La petite hydraulique [ROB 04], est constituée en grande majorité par des centrales au fil de l'eau ce qui les rend fortement dépendants du débit des cours d'eau.

On peut s'intéresser aussi aux centrales marémotrices qui exploitent la houle pour produire de l'énergie. La première installation de production d'électricité utilisant l'énergie marémotrice est l'usine marémotrice de la Rance en France (puissance installée totale de 240 mégawatt). L'usine produit 500 à 600 millions de kWh par an, soit entre 2000 et 2500 heures par an de fonctionnement en équivalent pleine puissance. On peut notamment citer des projets tels que «Mighty Whale», «AWS» (projet de démonstration de 2 MW au Portugal), «LIMPET», «DAVIS» (Blue Energy) et «Sea Snail».

La biomasse [ECR 02],[EDF 06]

La biomasse est répartie en quatre catégories : la biomasse sèche (bois, déchet agricoles ...), le biogaz, les déchets municipaux renouvelables solides et la biomasse humide (bioéthanol, biodiesel, huile végétal ...)

En 2005, la biomasse est la deuxième source d'électricité renouvelable mondiale avec 1 % de la production d'électricité mondiale (183,4 TWh).

L'Eolien [ACK 05] [ROB 05], [SAB 06], [HEI 06]

Selon le Global Wind Energy Council (GWEC), le parc éolien pourrait atteindre une puissance installée de 230 GW en 2020 [WIN 04], soit plus de 5 fois la puissance installée en 2005 qui était de 40 GW. Le principal inconvénient de cette source d'énergie est l'indisponibilité et l'imprévisibilité du vent. Cependant, l'éolien est la piste la plus sérieuse pour atteindre les objectifs fixés par la Commission Européenne en matière de production d'électricité à partir de source renouvelable.

### La géothermie [ECR 02],[EDF 06],[WIK 00]

Classiquement trois types de géothermie sont distingués selon le niveau de température disponible à l'exploitation :

- la géothermie à haute énergie ou géothermie privilégiée qui exploite des sources hydrothermales très chaudes, ou des forages très profonds où de l'eau est injectée sous pression dans la roche. Cette géothermie est surtout utilisée pour produire de l'électricité.
- la géothermie de basse énergie : géothermie des nappes profondes (entre quelques centaines et plusieurs milliers de mètres) aux températures situées entre 30 et 100°C. La principale utilisation est appliquée pour les réseaux de chauffage urbain.
- la géothermie de très basse énergie : géothermie des faibles profondeurs aux niveaux de température compris entre 10 et 30°C. Sa principale utilisation est le chauffage et la climatisation individuelle

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie de profondeur (haute et basse énergie), présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). C'est donc une source d'énergie quasi-continue, car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (30 à 50 ans en moyenne). La géothermie est la source d'énergie principale de l'Islande. Il y existe trois centrales électriques importantes qui fournissent environ 17% (2004) de la production d'électricité du pays. De plus, la chaleur géothermique fournit le chauffage et l'eau chaude d'environ 87% des habitants de l'île.

### Le Photovoltaïque [ECR 02], [PAN 04], [SAB 06]

Le solaire photovoltaïque consiste à produire de l'électricité à l'aide de cellules de silicium. Depuis plusieurs années, les installations de panneaux photovoltaïques sont accélérées par des programmes nationaux offrant des incitations financières telles que des tarifs de rachats bonifiés de l'électricité produite pour le réseau public, notamment en Allemagne, Japon, Espagne, É.-U., Australie.

En 2006, les nouvelles installations solaires photovoltaïques ont représenté, dans le monde, une puissance de 1500 MW, portant la totalité des installations mondiales à 6700 MW. Les installations connectées au réseau (sans stockage de l'électricité) représentent la majorité des nouvelles installations.

## **IV) Problématique d'insertion de la production décentralisée**

### **a. Impact de la production décentralisée sur le réseau**

Dans la littérature, plusieurs études ont été menées pour identifier les impacts de la production décentralisée (PDe), puis proposer des solutions : [SLO 02], [AZM 05], [ABB 06], [RIC 06], [PAN 04], [THI 06].

Nous allons, pour notre part, rappeler et définir succinctement les principaux impacts. A l'heure actuelle, la majorité des PDe sont raccordées au réseau de distribution. On s'intéressera d'abord à l'impact sur les réseaux de distribution, puis aux répercussions sur le réseau de transport.

#### **Réseau de distribution :**

##### **Impact sur le sens du transit de puissance [BLA 03],[CRAP 03a]:**

Les réseaux ont été dimensionnés pour transiter des flux de puissance du réseau de transport vers le réseau de distribution. L'injection de puissance par les PDe au niveau de la distribution va engendrer une inversion des flux. Les appareils de protection, à l'origine unidirectionnels, vont devoir alors être bidirectionnels. De plus, des problèmes de congestion locale peuvent apparaître et nécessiter un renforcement du réseau.

##### **Impact sur le plan de tension [MOG 05], [RICH 06], [ROB 04a]:**

La production décentralisée va fatalement modifier le plan de tension près de son point de connexion. Cependant, le gestionnaire de réseau doit être capable de conserver la tension dans des plages définies. Il est demandé aux centrales d'une puissance supérieure à 1 MW de pouvoir ajuster la tension à leur point connexion à la demande du gestionnaire.

## **Réseau de transport :**

### Incertitude sur la phase de planification [DOH],[EWEA], [ROB 06]:

Les sources intermittentes (éolien, micro hydraulique ...) représentent une part importante des PDe [EDF 06]. Le problème majeur de l'éolien est l'incertitude sur les prévisions de la vitesse du vent, sur les sites éoliens, induisant une incertitude sur la production des fermes éoliennes. Dans [ACK 05], des exemples de mauvaises prévisions concernant le Danemark sont illustrées. Les erreurs de prévisions à 24 h peuvent atteindre des valeurs de plus de 50% en négatif (sous-production) ou en positif (surproduction) avec des changements de signe rapides en cours de journée. Des capacités de production de réserves contrôlables sont alors nécessaires pour pallier ces incertitudes, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe. L'opérateur ELTRA, gérant le réseau à l'ouest du Danemark, et intégrant une forte capacité éolienne (2400 MW en 2003), a connu des situations critiques dues à une surproduction éolienne dont l'évacuation vers le réseau nordique (Nordel) ou vers le réseau UCTE (via l'Allemagne) posait problème du fait que les lignes d'interconnexion étaient déjà aux limites de leur capacité.

La prévision est globalement bonne en ce qui concerne l'amplitude mais présente une incertitude sur le moment où ce niveau de production sera atteint [HOL 04].

### Nécessité de renforcement du réseau [MER 05], [ROB 06] :

La capacité des lignes et des postes est limitée. Cette limitation peut constituer dans le cas de l'éolien un problème aigu, car les lieux de production (sites ventés) sont souvent éloignés des lieux de consommation. Afin d'éviter la congestion des lignes de transport et d'assurer la sécurité du réseau, de nouvelles lignes devraient être construites en particulier aux interconnexions entre les réseaux gérés par des opérateurs différents. Il faut cependant noter que le délai de renforcement d'un poste peut atteindre 5 ans et le délai de construction d'une nouvelle ligne peut atteindre 10 ans et faire l'objet d'oppositions importantes de la part des populations. RTE a évalué la capacité d'accueil du réseau français, sans adaptation importante, entre 6000 et 7000 MW d'éolien [MER 05].

## Sensibilité au déclenchement intempestif de la production décentralisée [UCTE 06],[UCTE 04] :

La non contrôlabilité des PDe amène les GRT à considérer les PDe comme des « charges négatives », ils doivent donc être déconnectés lors d'incidents arrivant sur le réseau.

Prenons, par exemple, les règles en vigueur sur le territoire français, l'arrêté de Mars 2003 sur les prescriptions techniques pour le raccordement prévoient que les PDe doivent être déconnectées si :

- La tension dépasse de 85 % à 115 % de la tension nominale
- La fréquence dépasse la fourchette de 49,5 à 50,5 Hz (pour une puissance installée < 1 MW) ou la fourchette de 47,5 à 51,5 Hz (pour une puissance installée > 1 MW).

Les effets négatifs de ces délestages ont pu être constatés lors de l'incident du 4 novembre 2006 mais aussi lors du black out italien du 28 Septembre 2003[UCTE 04].

### **b. Problématique d'insertion**

A l'heure actuelle, la majorité des PDe ne participe pas aux services système pour plusieurs raisons :

- Incapacité technique : certaines technologies ne sont pas à priori adaptées
- Pas de demande par les GRT
- Économiquement inintéressant

Le fait que cette production décentralisée ne participe pas aux services système va à terme limiter son taux de pénétration. Cependant, une prise de conscience importante a été prise au niveau des régulateurs et des GRT, suite aux différents incidents. Des études ont montré que certaines technologies ont la possibilité d'apporter des services système [MOR 05],[WIN 05],[JOO 00].

## Chapitre 3

# Etat de l'art sur l'éolien : Capacité de réglage des éoliennes de grande puissance

### I) Introduction

Les problèmes induits par l'intégration d'éoliennes dans le réseau électrique sont causés par :

- leur production aléatoire et difficilement prévisible ;
- une absence de réglage puissance - fréquence ;
- une participation au réglage de la tension limitée pour les éoliennes à vitesse variable, et aucune participation à ce réglage pour les éoliennes dont la génératrice est directement couplée au réseau ;
- une sensibilité élevée aux creux de tension et aux variations de fréquence pour certaines technologies ;
- une sensibilité importante aux variations rapides de la force du vent.

Les problèmes majeurs de l'éolien sont la grande variabilité de sa production et surtout la difficulté de prévoir cette production précisément plusieurs heures à l'avance. L'expérience allemande montre que des prévisions à 72 h sont impossibles, et que l'erreur sur des prévisions à 24 h est en moyenne de 10 % de la capacité installée et peut atteindre parfois 50 % [MER 05], [ACK 05].

En général, il y a plus de vent en hiver qu'en été, durant le jour que la nuit, ce qui correspond aux tendances de la consommation en France où le pic hivernal peut atteindre plus de 80 000 MW, le pic de l'été peut quant à lui atteindre plus de 50 000 MW. Cependant, il apparaît que durant les périodes de grandes chaleurs ou de grands froids, la puissance éolienne est très faible, voire nulle [MER 05]. La multiplicité des installations éoliennes sur un vaste territoire est néanmoins favorable à une corrélation entre la consommation et la production éolienne comme le montre des études sur le foisonnement éolien [RAP 05]. Le foisonnement éolien est le phénomène statistique qui fait que, par la multiplication spatiale des installations éoliennes sur un territoire donné, la valeur minimale de la puissance injectée par l'ensemble est supérieure à la somme des puissances minimales de chacune d'entre-elles. Ainsi, la multiplication d'éoliennes (soumises à des vitesses de vent différentes) conduit globalement à un lissage de la puissance générée. Les études prospectives réalisées sur un parc de 10000 MW installé en France, réparti entre le nord et le sud du territoire, montre l'existence d'une contribution minimale de l'éolien, par exemple de 25 % environ pendant les périodes de pointes

hivernales avec un niveau de probabilité de 90 %, car il y a toujours du vent qui souffle quelque part [RAP 05].

Le fait de ne pas participer aux services système (réglage de la tension, de la fréquence, démarrage en autonome ou black- start, possibilité de fonctionner en îlotage,...) amène les éoliennes à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue électrique [JEN 00]. Le réglage de la tension et de la fréquence est dès lors reporté sur les alternateurs classiques. Le taux de pénétration de l'éolien, c'est-à-dire la puissance que génèrent les éoliennes par rapport à la puissance totale consommée, doit alors être limité afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables [CRA 03a]. Certains retours d'expériences (par exemple au Danemark) indiquent que, pour des taux de pénétration supérieurs à 20 ou 30%, des problèmes de stabilité peuvent apparaître [CRA 03a]. Une solution évidente pour le gestionnaire du réseau consiste alors à « augmenter » les capacités classiques de réglage reposant sur des groupes rapides (Turbines à gaz, groupes diesels), ce qui va à l'encontre des motivations écologiques visant au développement de la production éolienne. La grande sensibilité de l'éolien aux perturbations du réseau, telles que les creux de tension ou les variations de fréquence, entraîne souvent une déconnexion de la production lors d'incidents sur le réseau. Cette déconnexion peut aggraver un déséquilibre production - consommation et par effet domino accélérer l'avènement d'un incident majeur dans le réseau.

Dans ce chapitre, une première partie s'intéressera aux différentes technologies de turbine éolienne, puis une seconde partie traitera des capacités de réglage des générateurs éoliens.

## **II) Etat des lieux des différentes technologies de turbine éolienne**

Dans ce premier paragraphe, un rapide état des lieux de la technologie utilisée dans les aérogénérateurs est établi. Dans une première partie, les différents types de turbine sont étudiés. Dans une deuxième partie, la régulation mécanique de la puissance éolienne est exposée. Une troisième partie est consacrée à la chaîne de conversion électrique des éoliennes de grande puissance.

### **a. Généralités**

Le principe de conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique et la description détaillée des différents types d'aérogénérateur sont présentés dans plusieurs références ([ECR 02], [ACK 05], [MAN 02], [HEI 06], [MUL TI], [MAR TI]). L'énergie éolienne provient de l'énergie

cinétique du vent. Si on considère une masse d'air,  $m$  (kg), qui se déplace avec la vitesse  $v$  (m/s), l'énergie cinétique de cette masse est :

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (6)$$

Si pendant une unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface  $A$  ( $m^2$ ), située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée fournie serait alors :

$$P_v = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (7)$$

$\rho$  : masse volumique de l'air.

Cependant on ne peut pas extraire la totalité de la puissance. On introduit donc, le coefficient de puissance du générateur éolien par la relation :

$$C_p = \frac{P_e}{P_v} \quad (8)$$

Ce coefficient caractérise l'aptitude du générateur éolien à capter l'énergie éolienne. La puissance correspondante est donc :

$$P_e = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3 C_p \quad (9)$$

$R$  (m) : Rayon de la turbine.

Le Tableau 5 présente une classification des turbines éoliennes selon leur puissance délivrée :

**Tableau 5. Classification des turbines éoliennes [ECR\_1]**

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
petite	moins de 12 m	moins de 40 kW
moyenne	12 m à 45 m	de 40 kW à 999 kW
grande	46 m et plus	1MW et plus

La valeur du coefficient de puissance  $C_p$  va dépendre de la vitesse de rotation de la turbine (qui peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ ) et de l'angle d'inclinaison des pâles  $\beta$  [SAB 06]:

$$C_p = C_p(\lambda, \beta) \quad (10)$$

avec :

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (11)$$

Avec  $R\Omega$  est la vitesse linéaire périphérique en bout de pales de l'hélice

### **b. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne**

L'objectif de cette régulation est double, d'une part de protéger l'éolienne par vent fort et d'autre part de délimiter la puissance. En effet, la turbine éolienne est dimensionnée pour fournir une puissance nominale  $P_n$  à une vitesse de vent nominale  $v_n$ , au delà de cette vitesse les paramètres de la turbine doivent évoluer afin de fournir la puissance nominale et de ne pas produire au delà d'une vitesse maximale  $v_m$  qui pourrait endommager la turbine. On peut définir quatre zones de fonctionnement :

- la zone I : le vent n'est pas suffisant pour faire fonctionner la turbine
- la zone II : la puissance fournie par l'arbre va dépendre de la vitesse du vent
- la zone III : la vitesse de rotation est maintenue constante par régulation de la vitesse et la puissance  $P$  fournie reste égale à  $P_n$
- la zone IV : la vitesse de vent est trop importante, pour ne pas détériorer le générateur éolien, les pales de la turbine sont mises en drapeaux ( $\beta=90^\circ$ )

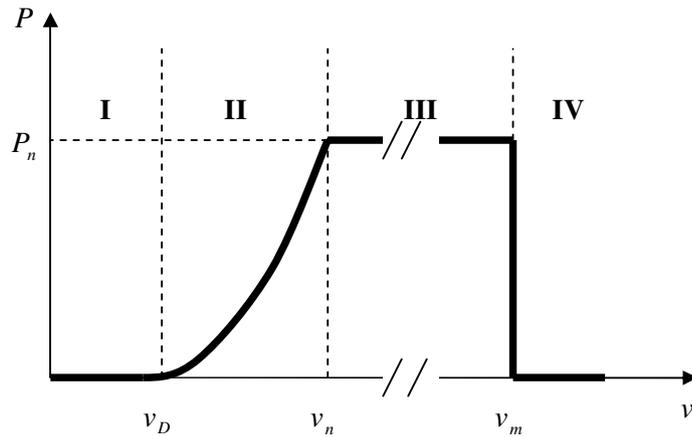


Figure 27. Caractéristique puissance/vitesse de vent d'une éolienne classique

Ils existent plusieurs systèmes de régulation de vitesse pour la turbine, on va s'intéresser pour notre part aux systèmes les plus couramment utilisés à savoir :

- Le système « pitch » ou « pas de calage variable »
- Le système « stall » ou « à décrochage aérodynamique »
- Le système « stall actif »

### Le système « pitch » :

La caractéristique  $C_p(\lambda)$  est directement liée à l'aérodynamisme des pales. La Figure 28 nous montre l'évolution de la caractéristique d'une éolienne en fonction de  $\beta$ . Plus l'angle de calage sera important, moins la turbine captera l'énergie cinétique du vent. Les pales sont face au vent pour des vents faibles afin d'en extraire le maximum de puissance puis lorsque le vent nominal  $v_n$  est atteint, elles s'inclinent pour atteindre la position « drapeau » à la vitesse de vent maximale.

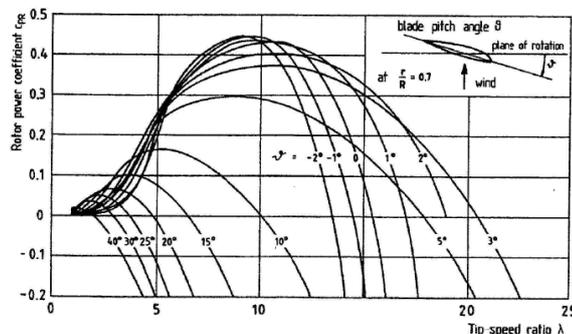


Figure 28. Caractéristique coefficient de puissance/vitesse spécifique de vitesse pour différents angles d'inclinaison des pales [HEI 06]

Le système « pitch » a pour avantage de permettre un contrôle actif de la puissance sous une large plage de vitesse du vent [SAB 06]. L'angle de calage des pales peut être déterminé afin d'optimiser la conversion d'énergie quand le vent évolue entre  $v_D$  et  $v_n$ , le contrôle de l'angle de calage permet également de réguler la vitesse lorsque  $v > v_n$  et le démarrage à vitesse de vent faible est facilité par le changement de l'angle de calage. La Figure 29 montre la caractéristique d'une éolienne utilisant le pitch control ( V80 NORDEX).

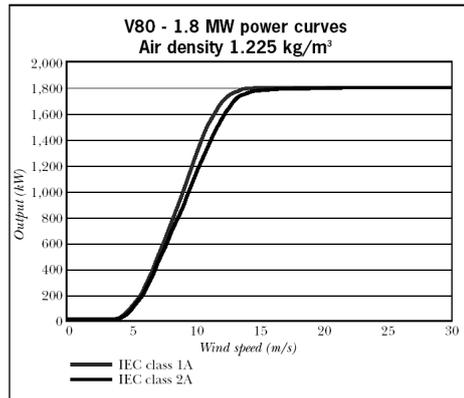


Figure 29. Caractéristique d'une éolienne utilisant le contrôle du pitch (V80 1,8 MW NORDEX) [NOR 00]

### Le système « stall » :

Le système « stall » est beaucoup moins lourd et moins coûteux que le système décrit précédemment. En effet, c'est le profil des pales établi lors de la construction qui fixe les caractéristiques aérodynamiques. Les pales sont conçues avec un profil, qui permet d'obtenir une décroissance brusque de la portance à partir d'une vitesse donnée pour laquelle la puissance doit être diminuée.

Les éoliennes munies du système stall génèrent une puissance électrique variable dont la valeur maximale correspond à la puissance nominale de la machine. En dessous de cette valeur, la puissance fournie croît avec la vitesse du vent. Au-delà, la puissance fournie décroît avec la vitesse du vent.

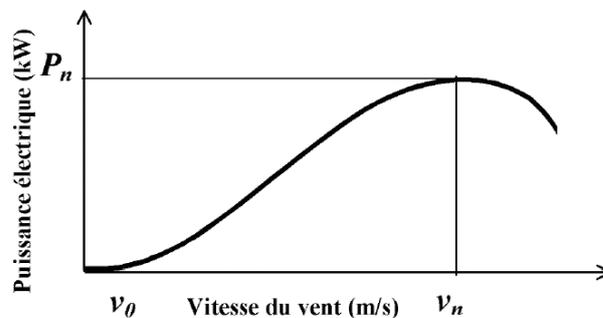


Figure 30. Caractéristique d'une éolienne à vitesse fixe avec décrochage aérodynamique

En comparaison avec le pitch, le « stall » a pour avantage l'absence de système de contrôle d'angle de calage. La construction est donc plus simple et moins coûteuse. Par contre la puissance active n'est pas contrôlable.

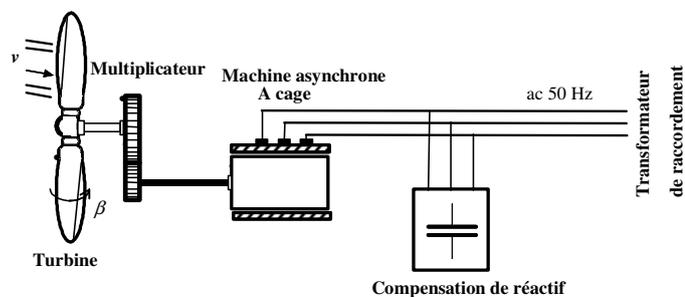
### **Le système « stall actif » :**

Le système stall actif est la combinaison des deux systèmes décrits précédemment, il est utilisé pour les machines de très forte puissance. Le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à un dispositif permettant un débattement des pales contre le vent. L'orientation des pâles étant très réduite, le dispositif mécanique est technologiquement plus simple et moins coûteux.

## **III) Chaîne de conversion électrique des éoliennes de grande puissance**

### **a. Eolienne à vitesse fixe**

Les premières éoliennes de grande puissance mises en œuvre reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique (Figure 31). Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales (pitch control).



**Figure 31. Eolienne à vitesse fixe**

La caractéristique de réglage théorique puissance-vitesse du vent est représentée en trait continu à la Figure 32, pour une éolienne de 300 kW. La dynamique relativement lente du pitch control (plusieurs dizaines de seconde) et les variations rapides de la vitesse du vent amènent ce type d'éolienne à suivre approximativement la caractéristique de réglage, comme illustré par les points reportés sur la Figure 32, mesurés sur une éolienne réelle (de l'ancien site éolien de Dunkerque). La Figure 33 montre un enregistrement de la puissance générée par cette éolienne soumise à un vent moyen de 12 m/s. Cet enregistrement, qui illustre le caractère très fluctuant de la puissance générée par

ce type d'éolienne, montre que cette puissance peut subir des variations de plus de 100 kW en 3 secondes et que la puissance nominale peut être dépassée de plus de 10 %. Ce type d'éolienne n'offre donc quasiment pas de possibilité de réglage de la puissance générée, d'autant plus que la connexion directe au réseau d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau.

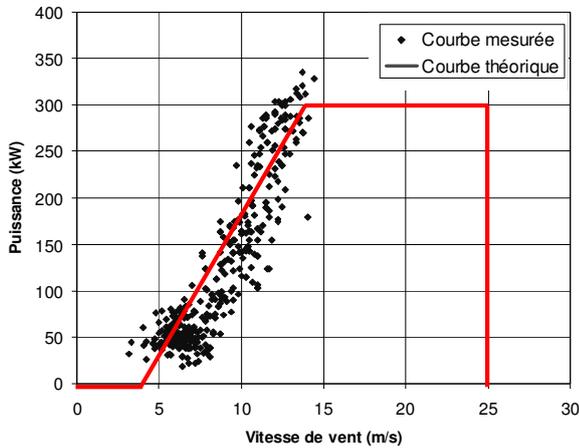


Figure 32. Caractéristique de réglage d'une éolienne à vitesse fixe

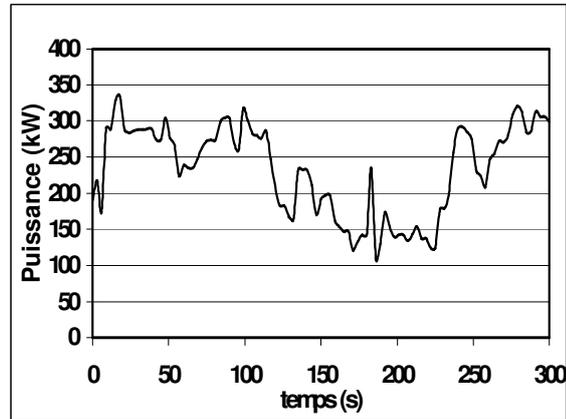


Figure 33. Puissance générée par une éolienne à vitesse fixe

### **b. Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation**

Sur la caractéristique en puissance d'une turbine (Figure 34), le lieu du point représentant le maximum de la puissance convertie (représenté par la courbe en pointillés) peut être obtenu et parcouru en adaptant la vitesse de la turbine (courbe épaisse). Ainsi, afin de maximiser la puissance convertie, la vitesse de la turbine doit donc être adaptée par rapport à la vitesse du vent. C'est pourquoi les éoliennes de forte puissance raccordées aux réseaux moyenne et haute tension fonctionnent de plus en plus fréquemment à vitesse variable. Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparées aux générateurs à vitesse fixe sont les suivants :

- Elles augmentent la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance est converti. Indirectement la disponibilité et la puissance générée du système sont augmentées.

- Elles nécessitent un système d'orientation des pales simplifié. En effet, la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de

vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe.

- Elles réduisent les efforts mécaniques de part le fait que lors de variations du vent, la vitesse de la turbine est adaptée. L'"élasticité" ainsi créée permet d'amoindrir l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée pour ce domaine de fonctionnement.

- Elles réduisent le bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est alors lente.

- Elles permettent une meilleure intégration de l'éolienne dans le réseau électrique.

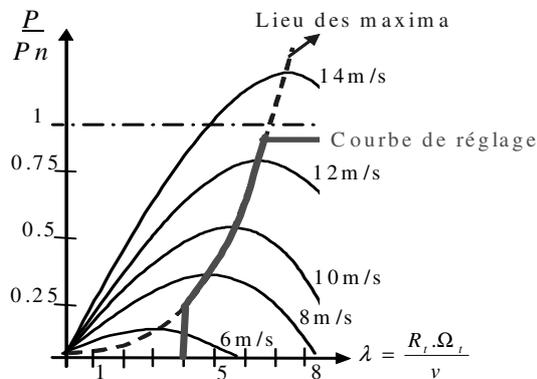


Figure 34 Exemple de caractéristique de réglage de la vitesse

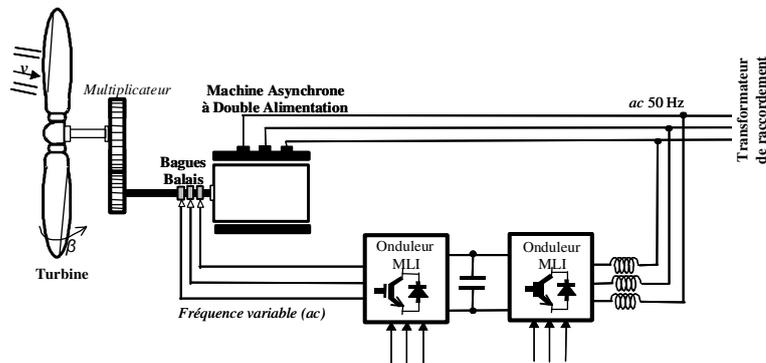


Figure 35. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation

Pour les générateurs à base de machine asynchrone, la différence entre la vitesse mécanique,  $\Omega$ , et la vitesse dite synchrone (imposée par la fréquence du réseau),  $\Omega_s$ , est définie par le glissement  $g$  :

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega_s} \quad (12)$$

Le glissement est fonction de la résistance que présente le circuit rotorique. Ainsi, pour les machines à circuit rotorique bobiné, une façon de rendre variable la vitesse mécanique de ce générateur est de

rendre variable le glissement en modifiant la résistance du circuit rotorique. Plutôt que de dissiper cette puissance, il est beaucoup plus intéressant de la renvoyer sur le réseau au moyen de deux convertisseurs électroniques de puissance reliés par un bus continu (Figure 35). Le circuit rotorique est rendu accessible grâce à un système de balais-bagues. En conséquence, la puissance transitant à travers le circuit rotorique est rendue variable et deux fonctionnements peuvent être distingués. Si la vitesse mécanique est supérieure à la vitesse synchrone ( $g < 0, \Omega > \Omega_s$ ), un fonctionnement hypersynchrone est obtenu pour lequel la puissance est extraite du circuit rotorique et est envoyée sur le réseau à travers les convertisseurs de puissance. Sinon ( $g > 0, \Omega < \Omega_s$ ), un fonctionnement hyposynchrone est obtenu et la puissance circule alors du réseau vers le circuit rotorique. Seule une variation de la vitesse de +/-30 % (correspondant à la valeur du glissement  $g$ ) autour de la vitesse de synchronisme est acceptable; ceci va engendrer une limitation de la puissance circulant dans le circuit rotorique ( $I_g.PI$ ). Comme, seule une fraction de la puissance est rendue variable, la chaîne de conversion électronique est dimensionnée pour une moindre puissance et présente donc un coût réduit.

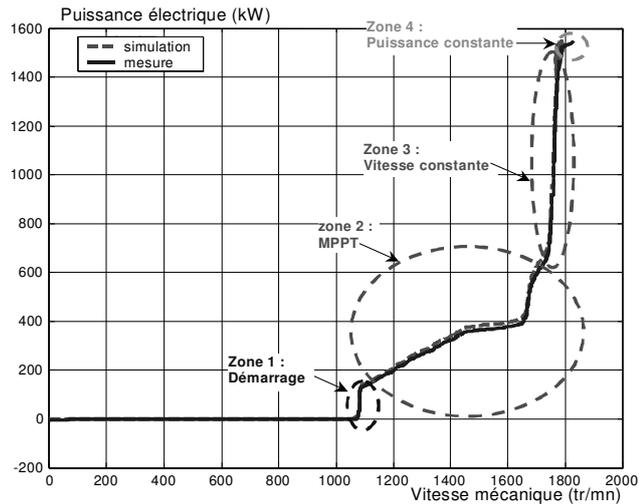
Le facteur de puissance peut être réglé car la génératrice peut être contrôlée pour fonctionner de façon similaire à celui d'un alternateur synchrone. En effet, la puissance active et la puissance réactive peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce au convertisseur connecté sur le circuit électrique du rotor [ELA 04] et [ELA 03].

La Figure 36 montre les zones de fonctionnement caractéristiques mesurées sur une éolienne de 1,5 MW [FRA 05] :

- La zone 2 est la zone pour laquelle une extraction maximale de la puissance est réalisée en adaptant la vitesse de la génératrice. La vitesse mécanique est très variable et correspond à une grande plage de variation de la puissance électrique produite. L'angle de calage des pales est maintenu constant, et seul le contrôle du couple électromagnétique de la génératrice est mis en œuvre dans cette zone.

- La zone 3 correspond à une vitesse mécanique quasiment constante de la génératrice. Dans cette zone, la puissance générée est proportionnelle au couple (d'origine éolien) appliqué. La vitesse moyenne de la turbine est réglée par action sur l'orientation des pales, la puissance débitée au réseau est « lissée » impliquant un stockage inertiel dans les masses en rotation.

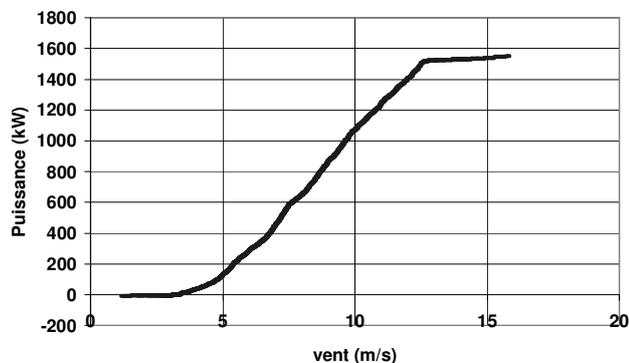
- Pour la zone 4, la puissance est limitée à sa valeur maximale (1550 kW) grâce au système d'orientation des pales.



**Figure 36. Zones de fonctionnements caractéristiques d'une éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone [ELA 04]**

Le contrôle de la puissance générée peut donc être réalisé en agissant sur l'orientation des pales, mais aussi en contrôlant le couple de la génératrice asynchrone au moyen du convertisseur de puissance connecté au rotor de celui-ci. Le contrôle de la puissance générée est dès lors nettement plus précis, comme illustré sur la caractéristique puissance-vitesse du vent mesurée à la Figure 37, à comparer aux mesures réalisées sur une éolienne à vitesse fixe (Figure 32). La Figure 38 représente la puissance générée par l'éolienne sur un intervalle de 10h alors qu'elle est soumise à un vent variant de 2 à 16 m/s. On peut remarquer que la puissance maximale n'est pas dépassée.

Il existe également une technologie d'éolienne basée sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné dans laquelle les bobinages rotoriques sont reliés à une résistance de dissipation via un redresseur à thyristor. Cette structure simplifiée permet un réglage limité de la vitesse, offre peu de possibilité de réglage de la puissance générée et présente un rendement moindre sur la plage de fonctionnement [ACK 05], [MUL TI].



**Figure 37. Puissance totale générée mesurée sur une éolienne à vitesse variable de 1,5 MW en fonction de la vitesse du vent**

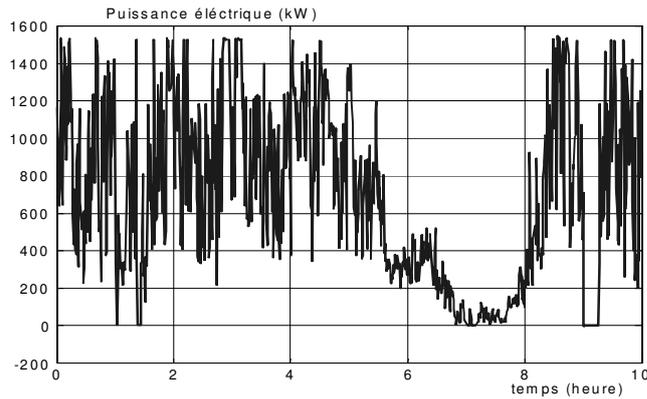


Figure 38. Enregistrement de la puissance électrique générée par une éolienne à vitesse variable de 1,5 MW

### c. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone

Les éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets off-shore situés en milieu marin. Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Si, de plus, la génératrice est équipée d'aimants permanents ; le système de bagues et de balais est éliminé. L'inconvénient de cette structure, représentée à la Figure 39, est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau, des convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage du point de vue du contrôle de l'éolienne. En effet, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le pitch control à une fonction de sécurité par grand vent. La courbe de réglage de ce type d'éolienne est généralement proche de celle présentée à la Figure 37.

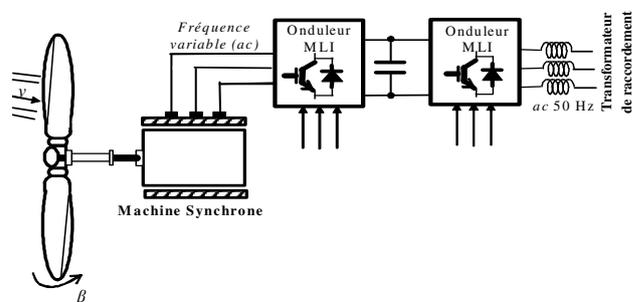
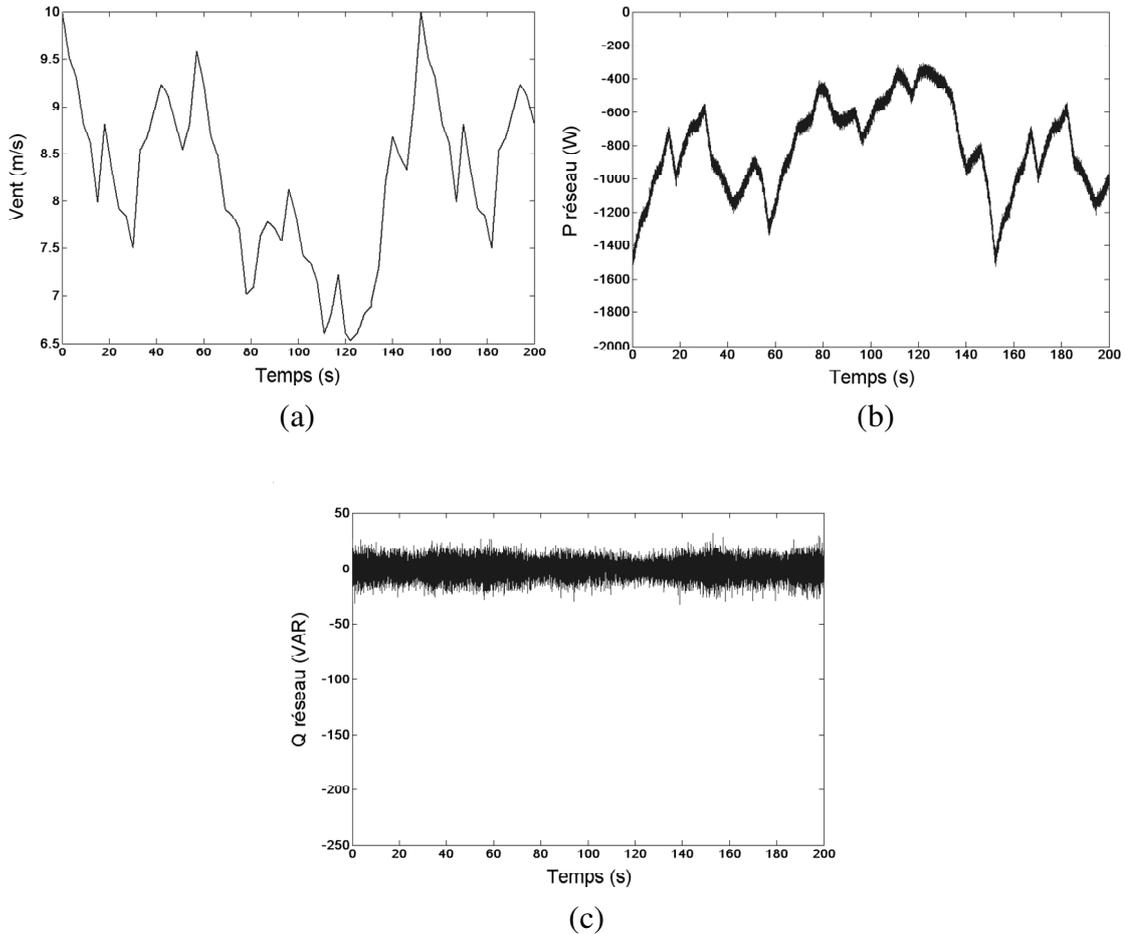


Figure 39. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles

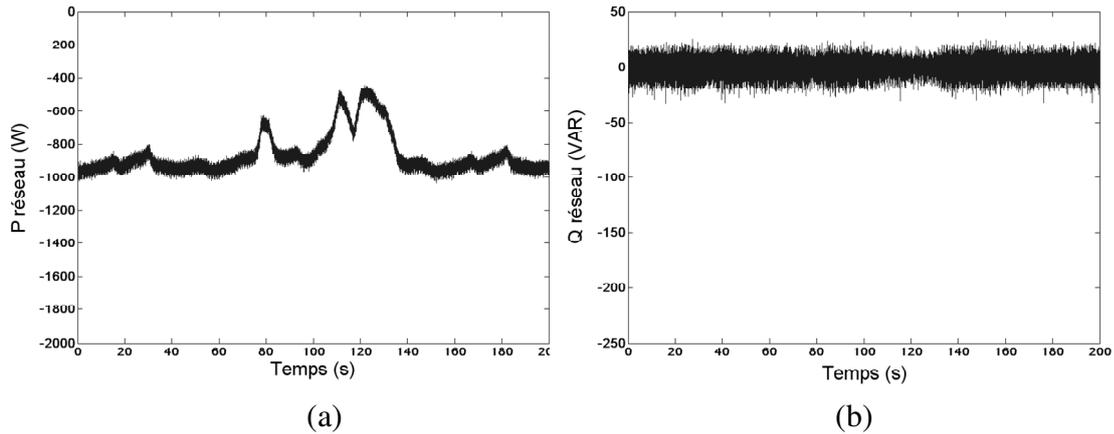


**Figure 40** Eolienne à vitesse variable émulée sur un banc d'essais de 3 kW  
 (a) : vitesse du vent. (b) Puissance en fonctionnement MPPT (c) : Puissance réactive maintenue nulle.

Les Figure 40, Figure 41 et Figure 42 présentent des résultats expérimentaux mesurés sur une éolienne de ce type émulée sur un banc d'essais de 3 kW [SAU 04], [SAU 05]. Les Figure 40a, Figure 40b et Figure 40c montrent la vitesse de vent très fluctuante à laquelle la turbine éolienne émulée est soumise, la puissance active renvoyée au réseau en extrayant le maximum d'énergie du vent, ainsi que la puissance réactive imposée nulle au point de connexion de l'éolienne (une puissance négative représente une puissance générée).

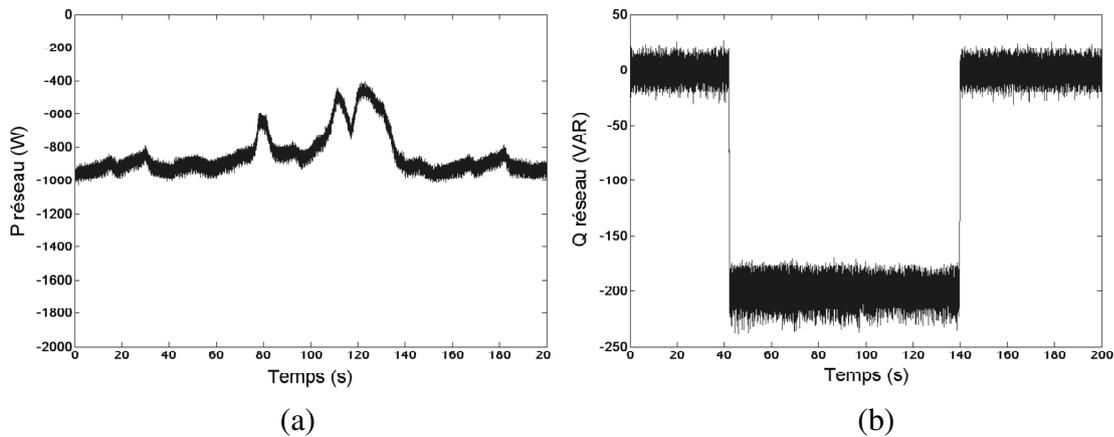
La puissance très fluctuante peut être lissée en contrôlant le couple de la génératrice afin d'imposer la vitesse de rotation de la turbine pour suivre une consigne de puissance. Cette technique revient à dégrader le coefficient de rendement  $C_p$  et est évidemment fonction du vent disponible.

La Figure 41a montre la puissance active envoyée au réseau lorsque sa valeur de référence est imposée à 1 kW pour le même profil de vitesse de vent (Figure 40a). Cette référence est relativement bien suivie tant que la vitesse du vent est suffisamment élevée. La Figure 41.b montre la puissance réactive qui est toujours maintenue nulle.



**Figure 41. Eolienne à vitesse variable émulée sur un banc d'essais de 3 kW**  
**(a) : Puissance active lissée. (b) : Puissance réactive maintenue nulle.**

L'essai illustré à la Figure 42.a est similaire à celui de la Figure 41.a en ce qui concerne la puissance active ; par contre un échelon de 200 VAR est imposé à la référence de la puissance réactive (Figure 42.b). Le réglage des puissances active et réactive apparaît bien découplé. Il faut toutefois noter que la puissance réactive, pouvant effectivement être générée ou absorbée par l'éolienne, est limitée par la valeur de la puissance active générée et par le niveau de tension du bus continu [BAR 96].



**Figure 42. Eolienne à vitesse variable émulée sur un banc d'essais de 3 kW**  
**(a) : Puissance lissée. (b) : Puissance réactive avec échelon de 200 VAR**

Ces essais illustrent les possibilités de réglage des puissances actives et réactives générées par les éoliennes à vitesse variable, laissant entrevoir un potentiel de participation au réglage de la tension et de la fréquence du réseau.

#### **d. Bilan des capacités de réglages des différentes technologies d'éoliennes de grande puissance**

La nature imprévisible et très fluctuante du vent, limite la participation des éoliennes aux services système [SAB 06]. La non participation aux services système limite leur taux de pénétration.

- Capacité de réglage de la tension et de la puissance réactive

Les capacités de réglage de la tension des générateurs éoliens vont dépendre principalement de leur technologie. Les technologies, se basant sur les machines asynchrones à cage, sont uniquement consommatrices de puissance réactive. Elles n'ont donc pas la capacité de régler la tension. Afin de compenser l'énergie réactive consommée, on l'associe avec des batteries de condensateur. Le réglage de réactif reste cependant approximatif, sa précision dépendra de la taille des gradins de condensateurs [SAB 06], [ACK 04].

Les machines asynchrones doublement alimentées et les machines synchrones ont la capacité de régler la puissance réactive à leurs bornes grâce à l'interface d'électronique de puissance. Il est donc possible, dans les limites du dimensionnement des convertisseurs, de régler la tension, plusieurs travaux se sont intéressés à ce type de réglage [HAN 05][AKH 07].

- Capacité de réglage de la fréquence

La production intermittente des générateurs éoliens limite leurs capacités à participer aux réglages de la fréquence. Certains GRT ne demandent une contribution qu'en cas de surfréquence en dégradant la puissance active produite [SAB 06],[MAT 04]. La tendance actuelle est de durcir les règles de connexion, en demandant une capacité de participation aux réglages fréquence-puissance semblable à celui des moyens décentralisés classiques [ACK 07]. En France, le réglage de la fréquence et la participation à la réserve primaire et secondaire ne sont pas encore demandés aux éoliennes [RTE 00]. Cette non participation se fait au détriment des sources classiques [LUO 06].

Des travaux ont étudiés les capacités des éoliennes à participer aux réglages de la fréquence. [MOR 06] propose d'utiliser l'énergie cinétique stockée dans les pales. [BOU 06] et [ALM 07] proposent à l'aide d'une technologie basée sur une MADA d'agir sur l'angle de calage des pales afin de constituer une réserve de puissance mobilisable lors de variation de fréquence. La technologie basée sur les MADA ne permet pas une participation aux réglages puissance-fréquence sur toute la plage de fonctionnement de l'éolienne (limitation sur la vitesse de rotation minimale de fonctionnement atteignable). Enfin [COU 06] propose deux stratégies de commandes basées sur la technologie MSAP qui permet une participation aux réglages primaires de la fréquence.

- Capacité de fonctionnement en isolé

Le découplage, crée par les convertisseurs d'électronique de puissance entre le réseau et le stator de la MSAP, permet un fonctionnement de ce type de technologie en isolé. [DAV 07] a étudié ce type de fonctionnement.

Le Tableau 6 dresse un bilan des capacités de réglages pour les différentes technologies d'éoliennes de grande puissance.

**Tableau 6. Capacités de réglage des différentes technologies éoliennes**

Type d'éolienne	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services système
<b>MAS (vitesse fixe)</b>	Facultatif Gradateur Bancs de condensateur	Pitch control	Contrôle de P (approximatif) et dynamique lente Contrôle de Q si condensateur	marginal
<b>MADA (vitesse variable)</b>	convertisseur AC-->AC dimensionner à 25 % de Pn (rotor)	Pitch control Couple génératrice	Contrôle P Contrôle Q	Réglage de f Réglage de U tant qu'il y a du vent
<b>MSAP (vitesse variable)</b>	convertisseur AC-->AC	Pitch control Couple génératrice	Contrôle P Contrôle Q Fonctionnement isolé	Réglage de f Réglage de U Ilottage tant qu'il y a du vent

L'interfaçage avec de l'électronique de puissance nous offre des possibilités de fonctionnement qui sont pour l'heure peu exploitées. Le réglage de la fréquence, qui est le réglage centralisé par excellence, sera étudié plus particulièrement dans le deuxième chapitre.

## Première Partie

# Insertion de la production décentralisée dans le réseau de transport

**Conclusion** - Dans cette partie, une présentation des systèmes électriques fait l'objet d'un premier chapitre. Ce chapitre a présenté brièvement ce que sont les systèmes électriques et notamment leurs évolutions suite à la libéralisation du marché de l'électricité. Dans un second temps, la notion de service système a été exposée en insistant plus particulièrement sur le réglage fréquence puissance qui fera l'objet d'une attention plus particulière dans la suite de la thèse. De plus, au travers d'un exemple d'incident sur le réseau, il a pu être mis en évidence que la production décentralisée ne devait et n'est plus considérée comme marginale dans un système électrique puissant interconnecté comme l'UCTE. Un second chapitre s'est donc intéressé à la production décentralisée et a dressé un bilan des différentes technologies employées ainsi que leurs impacts sur le réseau de transport et de distribution. Dans un dernier chapitre, un état des lieux des différentes technologies de turbines éoliennes est exposé, au niveau des technologies de générateur éolienne de grande puissance trois technologies s'imposent, les éoliennes à vitesse fixe basée sur une génératrice asynchrone, les éoliennes à vitesse variable basées sur des génératrices asynchrones à double alimentation et enfin les éoliennes à vitesse variable basées sur une génératrice synchrone à aimant permanent. Cette dernière technologie semble la plus prometteuse au niveau des capacités de réglages qu'elle propose. Dans la partie suivante, on propose de partir de cette technologie pour proposer des stratégies de commandes permettant une participation au réglage de la fréquence de ce type de commande.



## Deuxième Partie

# Modélisation

**Introduction** - L'objectif de cette partie est de présenter la modélisation des différents éléments utilisés dans cette étude. Ce chapitre est divisé en trois parties. Une première partie est consacrée à la modélisation du réseau. Une deuxième partie présente la modélisation du générateur éolien considéré dans l'étude, et enfin une dernière partie est consacrée à la présentation du banc d'essais qui permet de valider les différentes stratégies proposées.



# Chapitre 4

## Modélisation du réseau

### I) Introduction

L'objectif de ce premier chapitre est d'introduire les réseaux considérés dans les simulations. Deux réseaux simples sont considérés dans cette étude. Un réseau radial est d'abord considéré. Il permet de limiter le temps de calcul pendant la phase de développement des stratégies de commande. Ce réseau est modélisé sous Matlab-simulink<sup>TM</sup>. Puis un réseau maillé est modélisé sous un logiciel orienté réseau (EUROSTAG), ce qui permet de se rapprocher d'une structure de réseau plus réaliste, même si la taille du réseau reste relativement faible. Le problème du réglage de fréquence, abordé dans cette étude, ne nécessite pas de compliquer ce réseau.

Dans une première partie, la modélisation du réseau radial est exposée, puis, dans une seconde partie, le réseau maillé est présenté.

### II) Modélisation sous Simulink

Afin de limiter les temps de simulation dans la phase de développement des stratégies de commande, un réseau simple est modélisé sous Matlab Simulink. Ce réseau est présenté sur la Figure 43, il est constitué d'une source puissante connectée sur un jeu de barres auquel est raccordée la production décentralisée considérée et les charges.

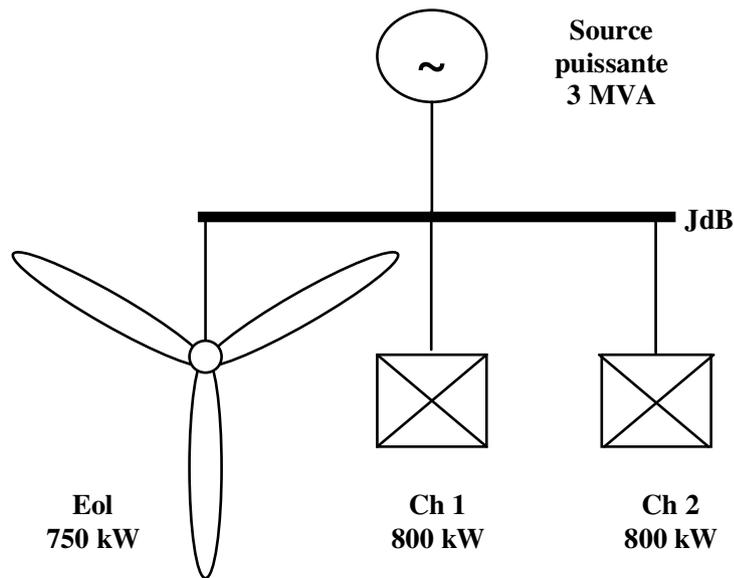


Figure 43. Réseau radial considéré

[Kama] a proposé une méthode pour modéliser ce type de réseau bien adapté à un logiciel orienté commande et système. La Figure 44 montre son application au réseau présenté à la Figure 43. Dans une première approximation, les lignes et les transformateurs sont négligés afin de limiter le temps de calcul.

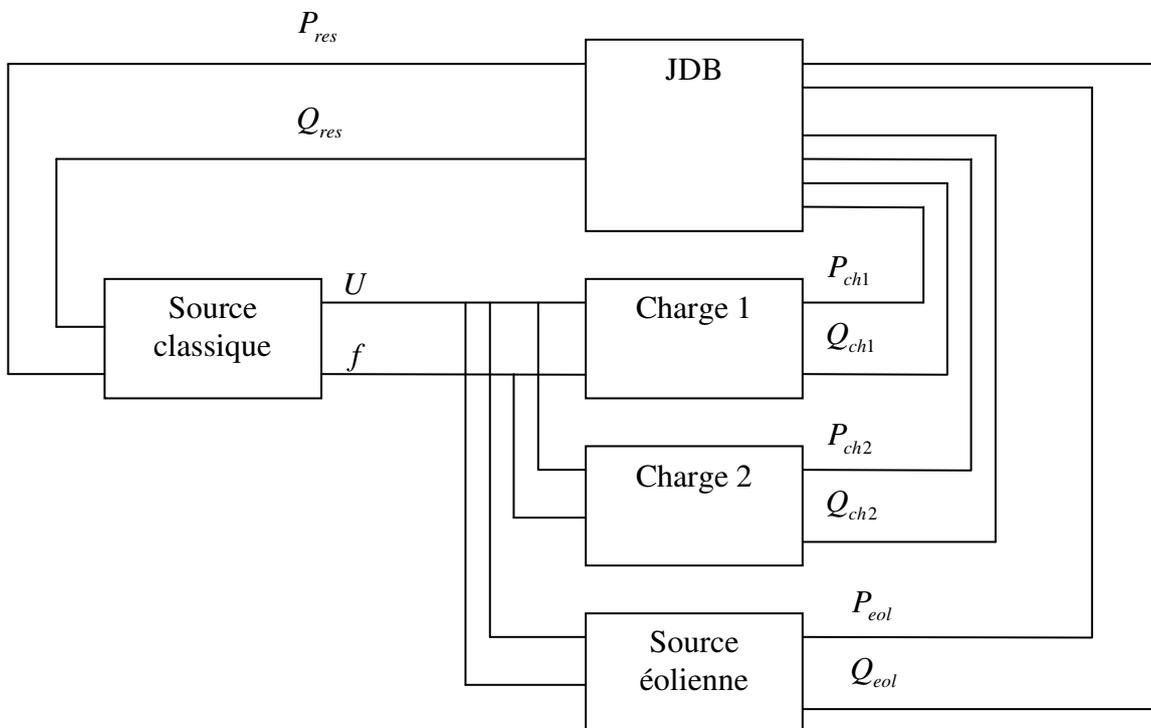


Figure 44. Modèle macroscopique du réseau présenté à la Figure 43

### a. Modélisation du jeu de barre

Le réseau ne comportant qu'un seul nœud, au niveau du jeu de barres (JDB), il sera réalisé un bilan de puissance.

$$\begin{aligned} P_{res} &= \sum P \\ Q_{res} &= \sum Q \end{aligned} \quad (13)$$

### b. Modélisation de la charge

La charge est modélisée par [KUN 97] :

$$\begin{aligned} P_{ch} &= P_{ch0} \cdot \left( \frac{V}{V_0} \right)^\alpha \cdot \left( \frac{f}{f_0} \right)^\beta \\ Q_{ch} &= Q_{ch0} \cdot \left( \frac{V}{V_0} \right)^\delta \cdot \left( \frac{f}{f_0} \right)^\varepsilon \end{aligned} \quad (14)$$

$P_{cho}$  : Puissance nominale de la charge

$V_o$  : Tension nominale de la charge

$f_o$  : Fréquence nominale de la charge

$\alpha$  : Coefficient de sensibilité puissance active-tension

$\beta$  : Coefficient de sensibilité puissance active-fréquence

$\delta$  : Coefficient de sensibilité puissance réactive-tension

$\varepsilon$  : Coefficient de sensibilité puissance réactive-fréquence

### c. Modélisation d'une source classique

La source classique représente un ensemble de sources constituant le réseau amont. Elle sera caractérisée par le comportement dynamique d'un groupe de production équivalent.

La Figure 45 reprend les éléments constitutifs de la chaîne de conversion [KUN 97] et [SAA 99]. Les éléments suivant seront modélisés :

- La machine synchrone
- La turbine à vapeur
- La régulation de vitesse

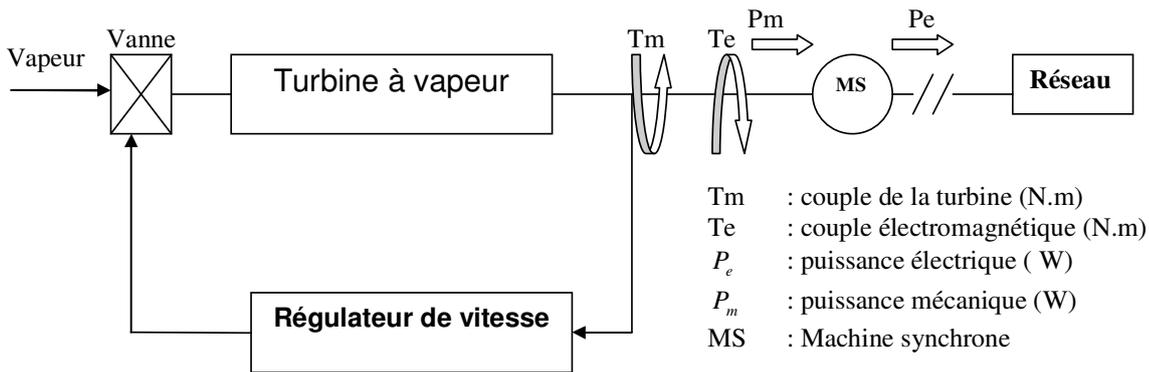


Figure 45. Schéma de principe d'une centrale classique

La Figure 46 présente la modélisation ([KUN 97],[ SAA 99]) du groupe équivalent lorsque celui-ci participe uniquement au réglage primaire de fréquence ( avec action proportionnelle du réglage de vitesse).

avec :

$T_{CH}$  : Constante de temps pour l'arrivée principale de vapeur (s)

$T_{RH}$  : Constante de temps pour le réchauffeur (s)

$F_{HP}$  : Fraction de la puissance totale générée par la turbine haute pression

$T_G = \frac{1}{KR}$  R : pente de la droite de statisme ( $\frac{1}{W.s}$ )

K : gain de la boucle de vitesse

$\Delta Y$  : Déviation de la vanne (pu)

$\Delta P_m$  : Déviation de la puissance mécanique (pu)

$\Delta P_L$  : Déviation de la charge (pu)

$H$  : Constante d'inertie cinétique (s)

$M = 2.H$

$D$  : Amortissement mécanique

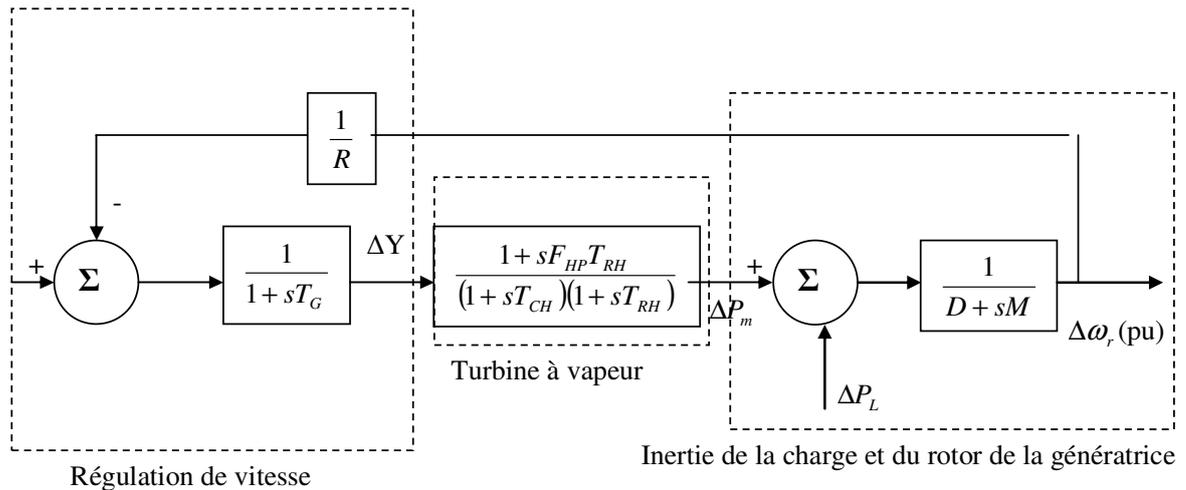


Figure 46. Modélisation du groupe équivalent participant au réglage primaire.

La Figure 47 présente la modélisation ([KUN 97],[ SAA 99]) du groupe équivalent lorsque celui-ci participe au réglage primaire et secondaire de fréquence (action proportionnelle et intégrale du réglage de vitesse).

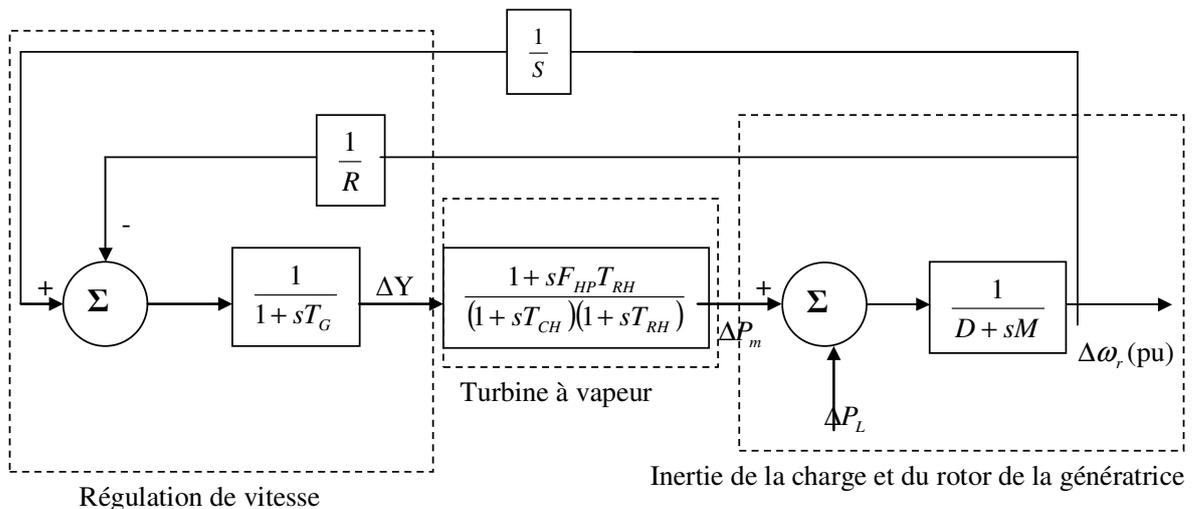


Figure 47. Modélisation du groupe équivalent participant au réglage primaire et secondaire.

#### d. Simulation du modèle dans un réseau alimentant des charges passives

Le réseau considéré dans les simulations est représenté sur la Figure 48. Il est constitué d'un groupe équivalent alimentant des charges passives. Le réseau a une fréquence nominale de 50 Hz pour une puissance initiale de 800 kW. La puissance apparente du groupe est de 3 MVA. A  $t = 120$  s, une charge de 800 kW est déclenchée.

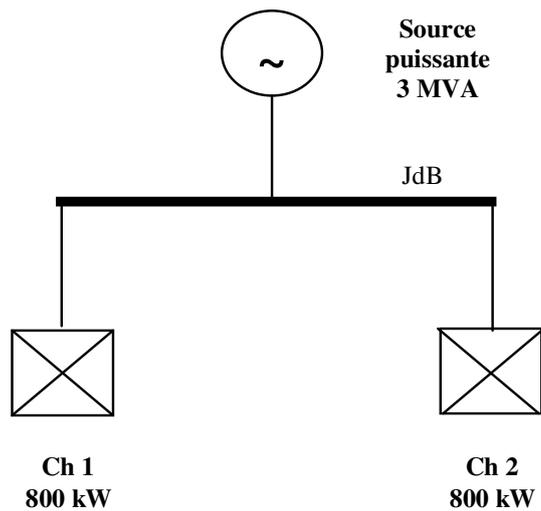


Figure 48. Schéma du réseau simulé

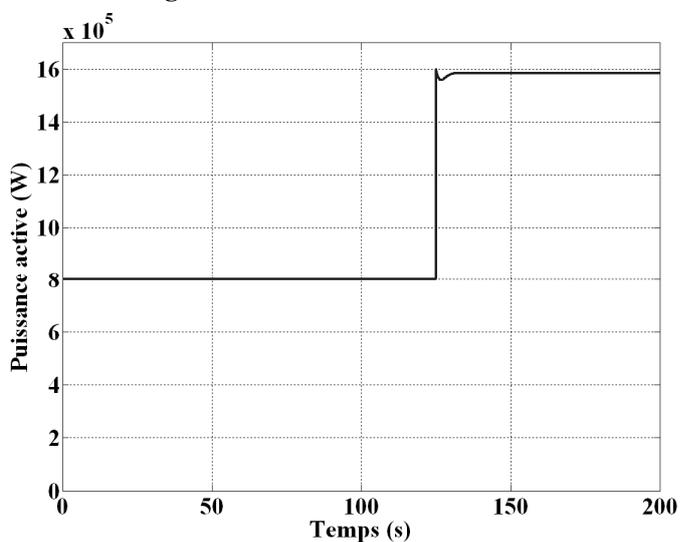


Figure 49. Echelon de puissance active

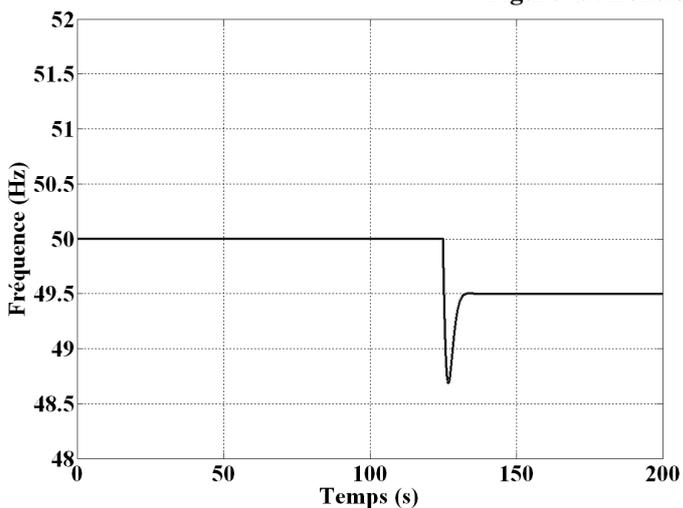


Figure 50. Fréquence en présence du réglage primaire

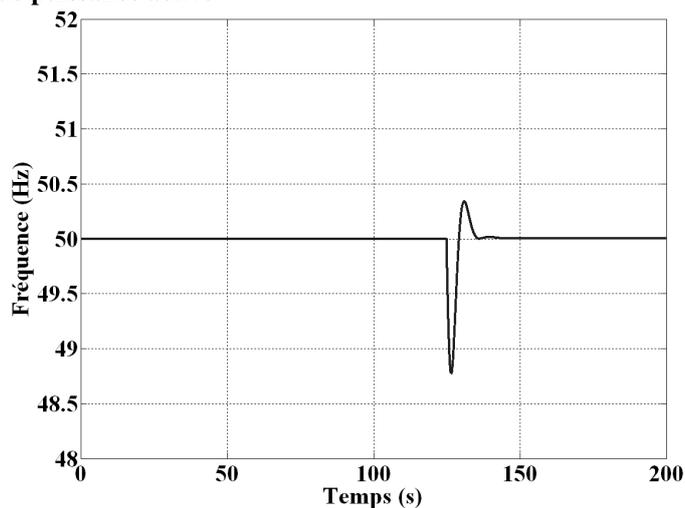


Figure 51. Fréquence en présence du réglage secondaire

La Figure 49 présente l'évolution de la puissance fournie par le groupe de production. Lors de l'enclenchement d'une charge, la fréquence du réseau va diminuer brusquement. Dans les premiers

instants, la chute de fréquence va être amortie grâce à l'inertie des machines, puis les régulateurs vont ramener la fréquence à des valeurs acceptables. Dans le cas du réglage primaire (Figure 50), une erreur statique va persister entre la fréquence de référence et la fréquence après perturbation. Dans le cas du réglage secondaire (Figure 51), l'erreur statique est nulle.

Le modèle développé permettra d'observer le comportement des générateurs éoliens lorsque la fréquence varie en fonction des variations du transit de puissance. Cependant, le modèle de la source reste encore très simplifié (notamment pour limiter les temps de calcul). Pour se rapprocher d'un comportement plus réaliste, un logiciel orienté réseau (EUROSTAG) est utilisé.

### **III) Modélisation sous EUROSTAG**

#### **a. Généralité**

Les phénomènes physiques d'un réseau peuvent être classifiés en différents régimes :

- Le régime permanent : il est basé sur les paramètres et les variables d'état supposées constantes durant le temps de l'étude (calcul des répartitions de puissance en régime permanent, courant de court-circuit ...).
- Les régimes des variations lentes des variables d'états correspondent aux variations des charges, des systèmes de conduites et du réglage secondaire de fréquence et de tension.
- Les régimes transitoires correspondent aux oscillations électromécaniques des alternateurs et aux actions de réglage primaire de fréquence et de tension.
- Les régimes transitoires rapides correspondent aux phénomènes transitoires électromagnétiques comme la foudre, les surtensions de manœuvre, la ferrorésonance...

La Figure 52 présente les plages temporelles de ces différents phénomènes.

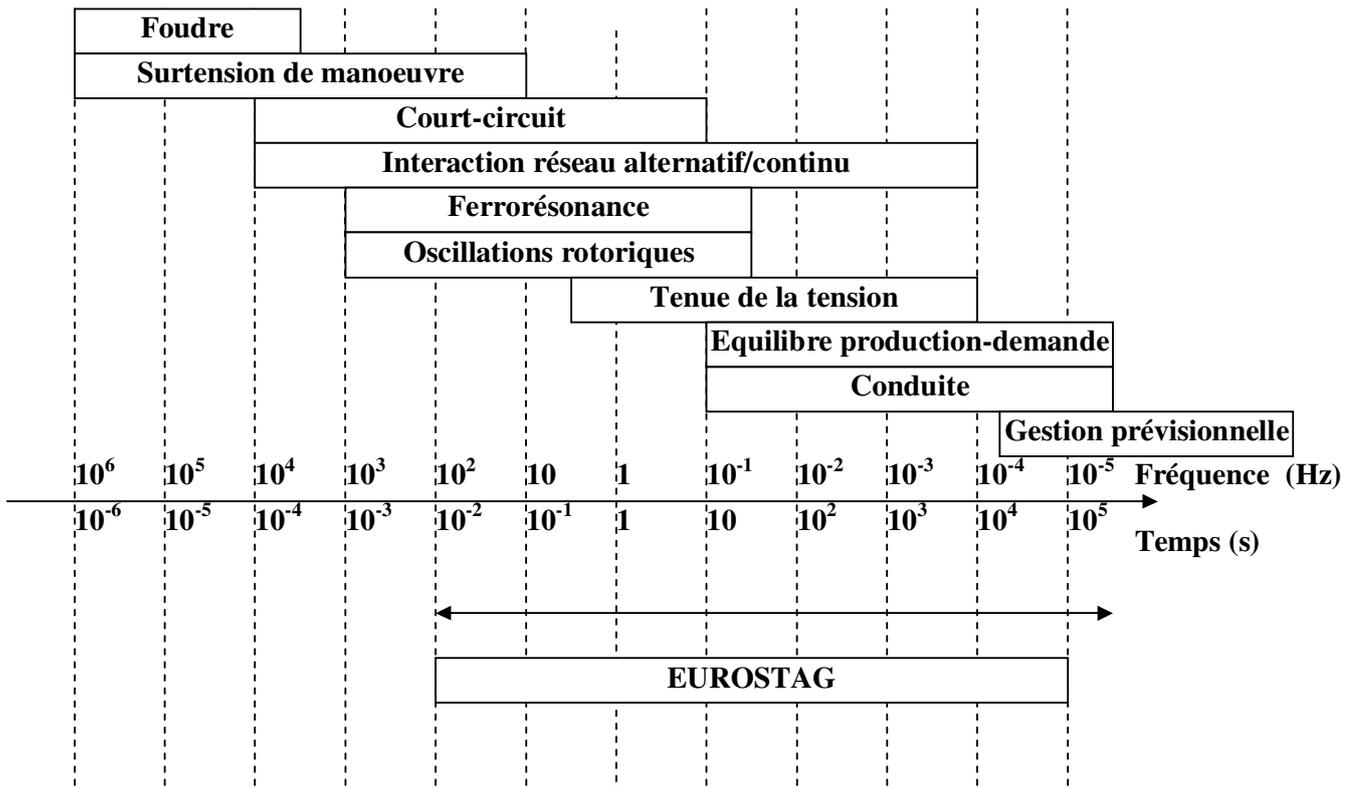


Figure 52. Plages temporelles des phénomènes électriques [BAR 97]

Pour une analyse correcte des phénomènes, il est nécessaire de choisir des outils de simulation adaptés. Dans le contexte de l'étude, les régimes transitoires correspondant aux phénomènes électromécaniques seront considérés. EUROSTAG apparaît comme un logiciel pertinent, il dispose d'une bibliothèque de modèles complète et détaillée qui permet de modéliser de façon simple et efficace des réseaux de transport [STU 89].

## b. Réseaux carrés

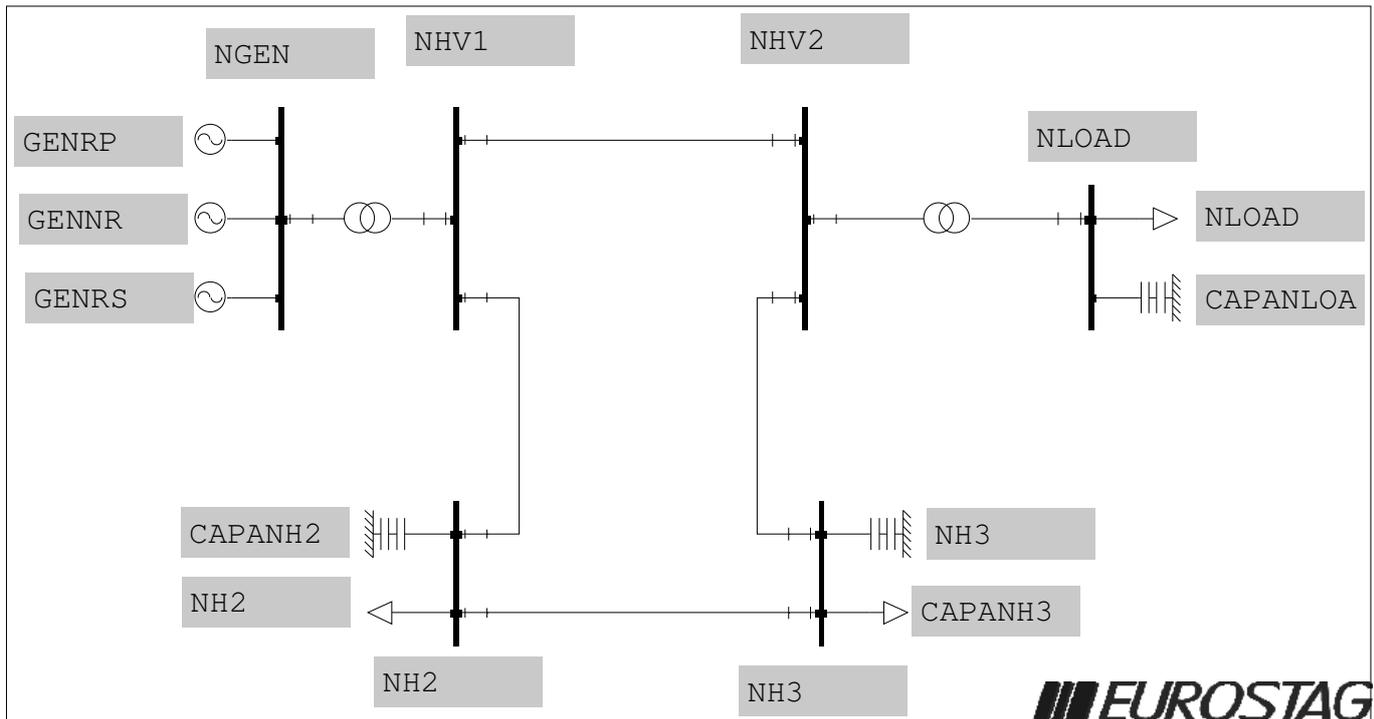


Figure 53. Réseau maillé considéré sur EUROSTAG

L'exemple traité au moyen de EUROSTAG considère un réseau maillé simple alimenté par de la production classique (Figure 53). Celle-ci est divisée en deux ensembles, représentés par deux unités équivalentes. Un premier groupe d'unités assure le réglage primaire (GENRP : 1150 MVA), un second ensemble d'unités fournit le réglage secondaire (GENRS : 1150 MVA). Le groupe restant permettra de créer un incident sur le réseau (GENNR : 150 MVA), le système est dimensionné pour assurer la continuité de service en cas de perte de ce groupe. La consommation considérée est de l'ordre de 600 MW.

La Figure 54 présente la puissance des groupes équivalents GENRP, GENRS, et du groupe incident GENNR et la fréquence du réseau. A  $t = 600$  s, le groupe incident déclenche ce qui a pour effet de faire brutalement chuter la fréquence. Cette chute de fréquence va être amortie dans les tous premiers instants grâce à l'inertie des masses tournantes du réseau puis par l'action du réglage primaire et secondaire.

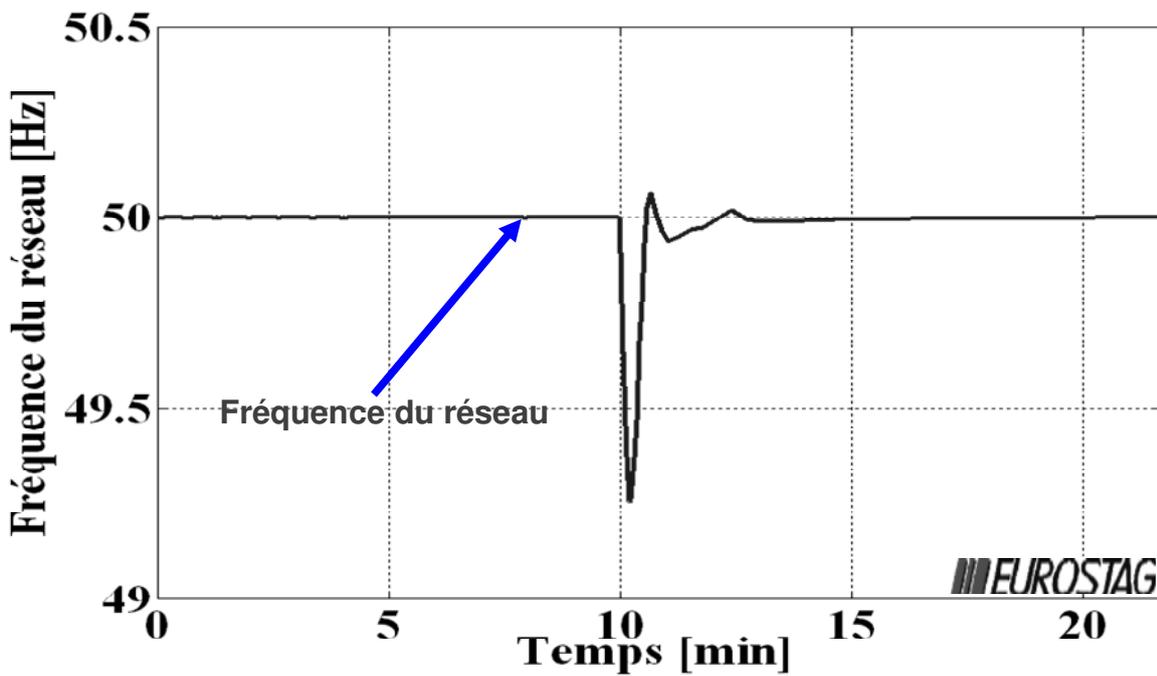
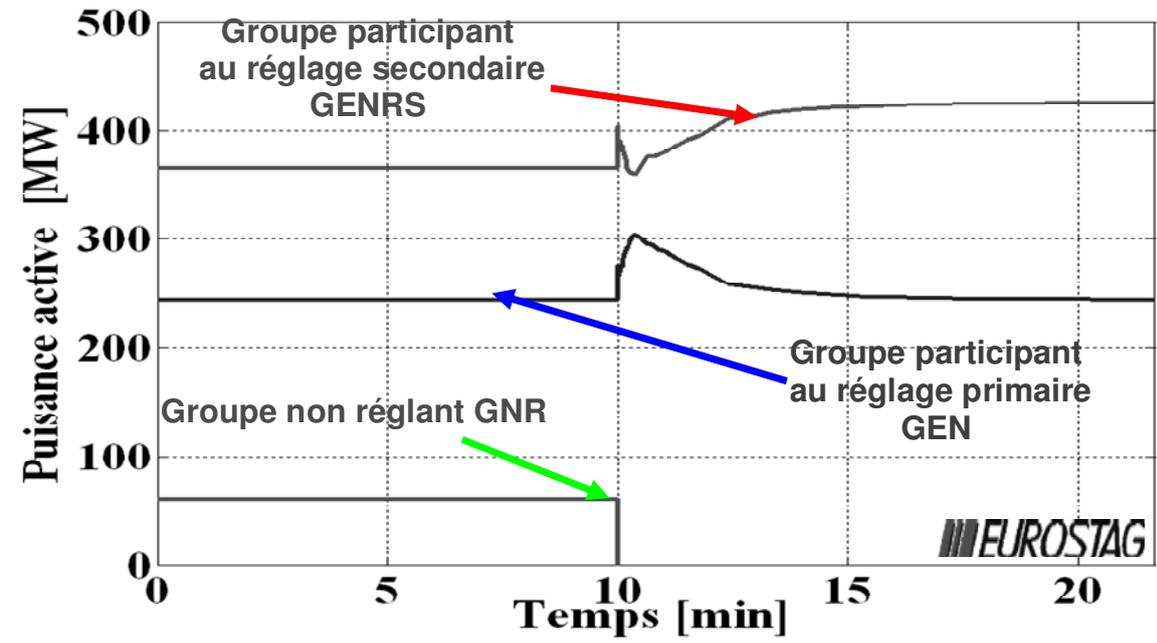


Figure 54. Puissance active des groupes de production et fréquence du réseau

## Chapitre 5

### Modélisation du générateur éolien

#### I) Introduction

L'objectif de cette partie est de modéliser le générateur éolien. La structure d'éolienne choisie a déjà fait l'objet de plusieurs études [LEC 04], [CIM 01], [DAV 07] qui ont conduit à développer un banc d'essais afin de valider les stratégies de commande développées.

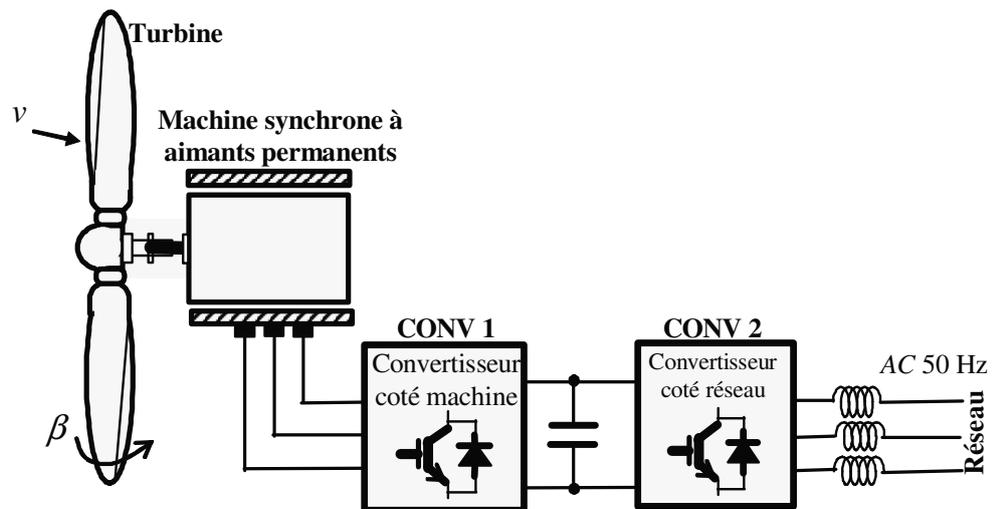


Figure 55. Générateur éolien considéré

Le générateur éolien considéré dans cette étude est une éolienne à attaque directe de 750 kW représentée à la Figure 55. L'alternateur utilisé est une machine synchrone à aimants permanents (MSAP), la commande de la machine est assurée par un convertisseur MLI AC/DC (CONV 1). Tandis que la connexion au réseau et le maintien du bus continu sont contrôlés par un deuxième convertisseur MLI DC/AC (CONV 2). Dans une première partie, les différents éléments constituant la chaîne du générateur éolien sont modélisés. La connexion au réseau ainsi que le pilotage de la machine sont ensuite étudiés. Une dernière partie est consacrée à une stratégie de commande de l'éolienne qui vise à extraire le maximum de puissance du vent.

## II) Modélisation de la turbine, du générateur et du convertisseur associé

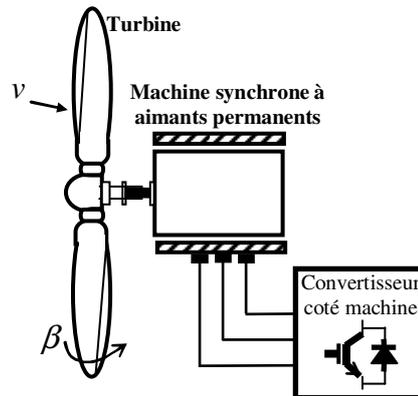


Figure 56. Générateur éolien coté machine

### a. Modélisation de la turbine

Le niveau de modélisation recherché pour la turbine doit nous permettre d'appréhender les phénomènes électriques. [SLO02], [HEI06], [ACK05] proposent des modèles numérisés du comportement aérodynamique de la turbine, comportement qui est donné par la courbe  $C_p(\lambda, \beta)$ . Les équations (15) et (16), permettent de modéliser les caractéristiques d'une turbine d'éolienne à vitesse fixe. Les caractéristiques sont représentées Figure 57 .

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,4}{\lambda_i}} \quad (15)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^3 + 1}} \quad (16)$$

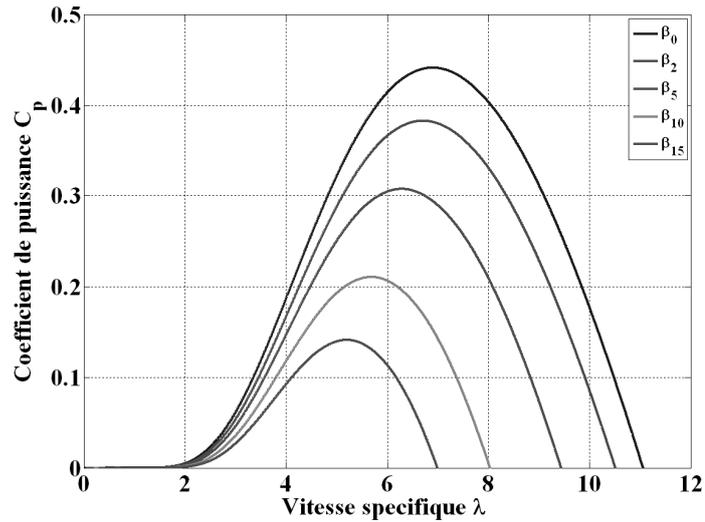


Figure 57. Caractéristique de la turbine éolienne considérée

La puissance cinétique extraite du vent s'exprime par la relation suivante :

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_t \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^3 \quad (17)$$

Avec :

$P_w$  : Puissance extraite du vent [w]

$\rho$  : Densité de l'air [ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ]

$S_t$  : Surface balayée par le rotor [ $\text{m}^2$ ]

$S_t = \pi \cdot R_t^2$        $R_t$  : Rayon de la turbine [m]

$C_p(\lambda, \beta)$  : Coefficient de puissance

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{v}$$

$\lambda$  : Vitesse spécifique

$\Omega_t$  : Vitesse de rotation de l'arbre de la turbine [ $\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$ ]

$\beta$  : Angle d'inclinaison des pales [ $^\circ$ ]

$v$  : Vitesse du vent [ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ]

Le couple de la turbine ( $T_t$ ) se déduit directement de (17) soit :

$$T_t = \frac{P_w}{\Omega_t} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot s \cdot v^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_t} \quad (18)$$

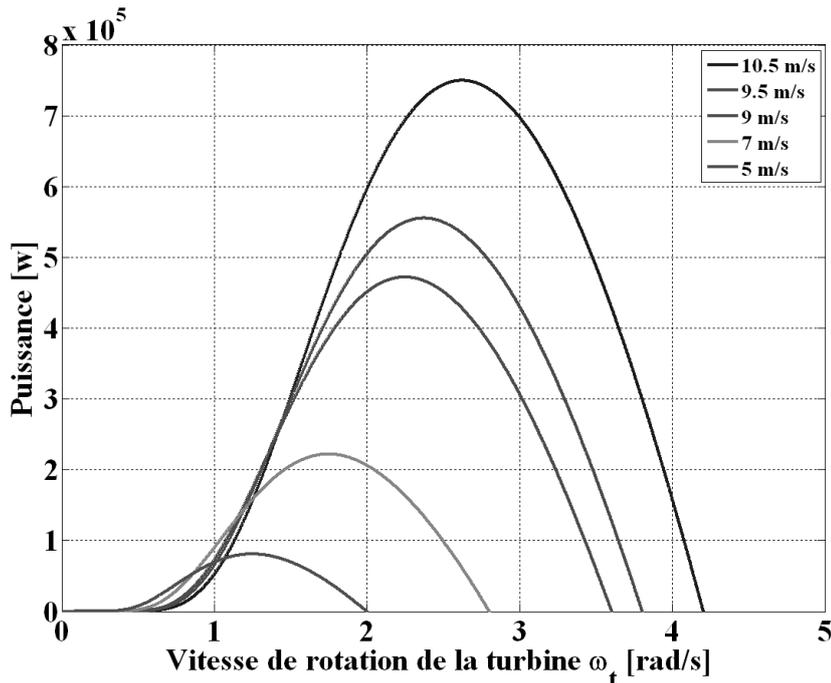


Figure 58. Caractéristique puissance/vitesse de rotation de la turbine

La relation (17) permet de déduire la caractéristique qui lie pour une vitesse de vent donnée, la puissance de la turbine en fonction de sa vitesse de rotation pour  $\beta=0$  (Figure 58).

La Figure 59 présente la Représentation Énergétique Macroscopique (REM ; voir Annexe 1) de la turbine éolienne, avec  $F_v$  la force du vent. Un premier moyen de réglage est mis en évidence par l'intermédiaire de l'angle de calage des pales  $\beta_{ref}$ .

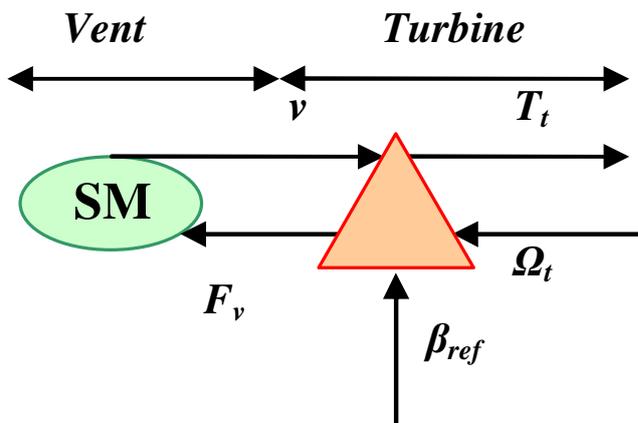


Figure 59. REM de la turbine éolienne

## b. Modélisation de l'arbre de la machine

Plusieurs modèles mécaniques pour modéliser l'arbre, sont proposés dans la littérature [LAV 05], [SAL 04][HEI 06][ACK 05]. Dans cette étude un modèle à masse unique est utilisé.

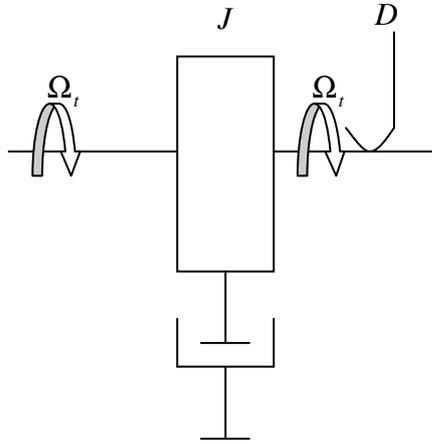


Figure 60. Modèle à masse unique

Ce fonctionnement se traduit par l'équation suivante :

$$\frac{T_t}{N} - T_{em} = \left( \frac{J_t}{N^2} + J_m \right) \cdot \frac{d\Omega_m}{dt} + \left( \frac{D_t}{N^2} + D_m \right) \cdot \Omega_m \quad (19)$$

$T_t$  : Couple de la turbine [N.m]

$T_{em}$  : Couple de la génératrice [N.m]

$J_t$  : Moment d'inertie de la turbine [kg.m<sup>2</sup>]

$J_G$  : Moment d'inertie de la génératrice [kg.m<sup>2</sup>]

$D_t$  : Coefficient de frottement de la turbine

$D_G$  : Coefficient de frottement de la génératrice

$N$  : Rapport du multiplicateur de vitesse

Avec  $N = 1$  pour un générateur à attaque directe soit :

$$\Omega_t = \frac{T_t - T_{em}}{J \cdot s + D} \quad (20)$$

Avec :  $J = J_t + J_G$  et  $D = D_t + D_G$

Soit :

$$\Omega_t = \frac{K}{\tau \cdot s + 1} \cdot (T_t - T_{em}) \quad (21)$$

Avec :

$$K = \frac{1}{D} \quad \tau = \frac{J}{D}$$

La Figure 61 présente la REM de la partie mécanique de la machine. Elle met en évidence un élément accumulateur dû à l'arbre de la machine.

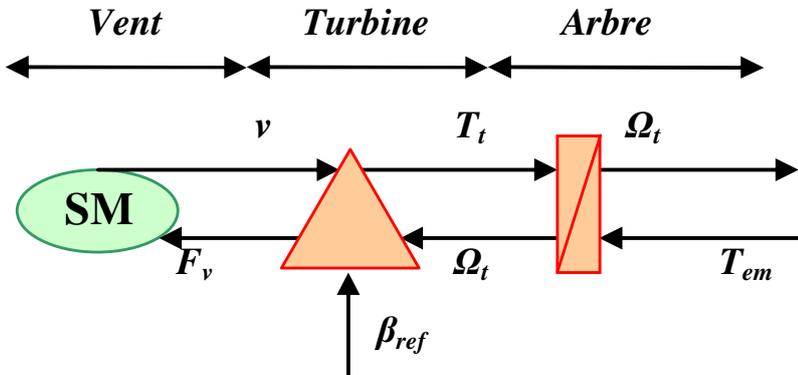


Figure 61. REM de la partie mécanique de l'aérogénérateur

### c. Modélisation de la machine synchrone

La machine synchrone à aimants permanents considérée, est, par hypothèse, une machine à aimantation de type radiale avec aimants montés en surface, le modèle de la machine sera donc équivalent à celui d'une machine à pôle lisse ( $L_d = L_q$ )

Les équations de la machine dans le domaine de Park sont rappelées ici :

$$V_d = (R_a + L_d \cdot s) \cdot i_d - L_q \cdot P \cdot \omega_m \cdot i_q \quad (22)$$

$$V_q = L_d \cdot P \cdot \omega_m \cdot i_d + (R_a + L_q \cdot s) \cdot i_q + K_t \cdot \omega_m \quad (23)$$

$$T_{em} = K_t \cdot i_q + P(L_d - L_q) \cdot I_d \cdot I_q \quad (24)$$

Avec dans notre cas  $L_d = L_q = L_s$ , donc  $T_{em} = K_t i_q$

La Figure 62 présente la REM de l'ensemble turbine, arbres et machine synchrone.

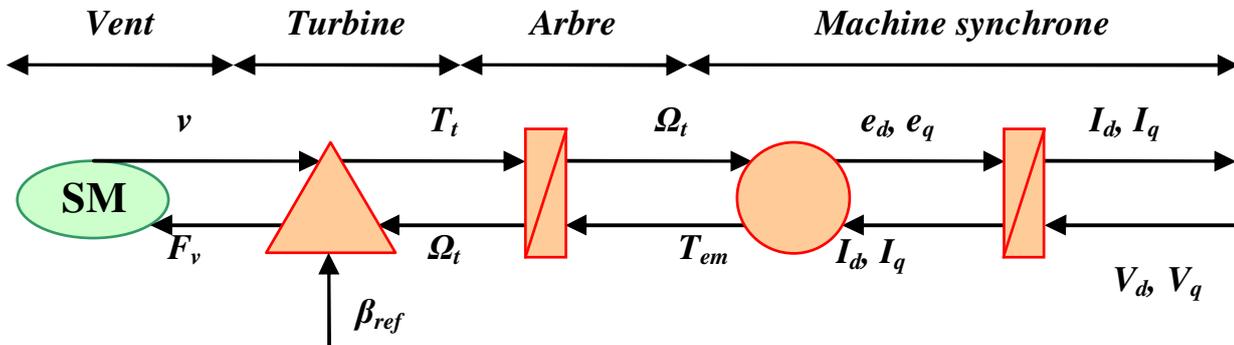


Figure 62. REM de l'ensemble turbine, arbres et machine synchrone

#### d. Détermination de la structure de commande maximale

La Figure 63 représente la REM de l'éolienne ainsi que son inversion, qui permet de faire apparaître la structure de commande maximale. Le convertisseur contrôle la MSAP à l'aide d'une commande en couple, tandis que la vitesse de rotation de la turbine sera commandée à partir de l'angle de calage. La REM fait apparaître deux moyens d'actions pour la commande. Le couple de la machine synchrone par l'intermédiaire d'un premier convertisseur, ainsi que l'angle de calage des pales. La détermination des grandeurs de référence va dépendre de la stratégie utilisée et sera présentée dans le paragraphe III.

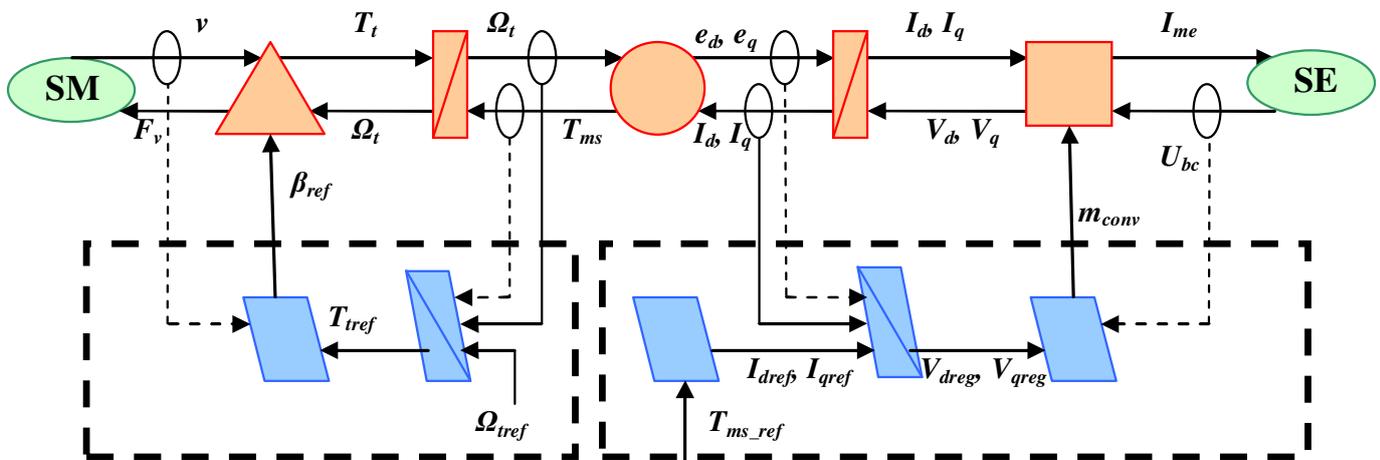


Figure 63. REM de l'aérogénérateur coté réseau et son inversion

### III) Modélisation côté réseau

Deux types de connexions peuvent être réalisées, soit on utilise un filtre LC, dans ce cas, pour régler les transits de puissance, la tension aux bornes du condensateur est régulée. Le générateur éolien se présente alors comme une source de tension [DAV 07]. La deuxième possibilité est de réguler le courant traversant l'impédance, afin de contrôler les transits de puissance. Le générateur éolien se présente alors comme une source de courant [LEC 04]. C'est cette dernière solution, actuellement la plus fréquemment mise en œuvre, qui a été choisie pour mener l'étude (Figure 64).

Avec  $i_m$  : le courant en sortie du bus continu

$k_{xy}$  : l'état de l'interrupteur de l'onduleur MLI

$U_{m1}, U_{m2}$  : les tensions en sortie du convertisseur

$i_s$  : Courant traversant le filtre

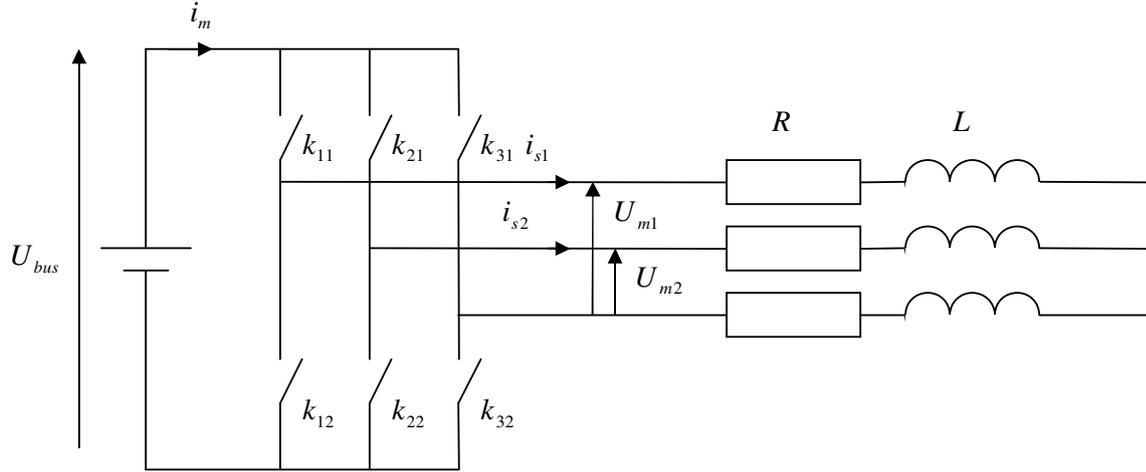


Figure 64. Convertisseur coté réseau + filtre

**a. Connexion du générateur sur le réseau**

Soit les fonctions de conversion  $m_1, m_2$  telles que :

$$U_{m1} = m_1 \cdot U_{bus} \quad (25)$$

$$U_{m2} = m_2 \cdot U_{bus} \quad (26)$$

Soit la relation entre les fonctions de connexion et les fonctions de conversion  $f_{ci}$  associées à  $k_{ci}$  :

$$U_{bus} \cdot i_m = U_{m1} \cdot i_{s1} + U_{m2} \cdot i_{s2} \quad (27)$$

$$i_m = m_1 \cdot i_{s1} + m_2 \cdot i_{s2} \quad (28)$$

Pour ne pas court-circuiter la source:

$$f_{11} + f_{12} = 1 \quad (29)$$

$$f_{21} + f_{22} = 1 \quad (30)$$

$$f_{31} + f_{32} = 1 \quad (31)$$

$$i_m = i_{k11} + i_{k21} + i_{k31} = f_{11} \cdot i_{s1} + f_{21} \cdot i_{s2} + f_{31} \cdot i_{s3} = (f_{11} - f_{31}) \cdot i_{s1} + (f_{21} - f_{31}) \cdot i_{s2} \quad (R_{im}) \quad (32)$$

Soit :

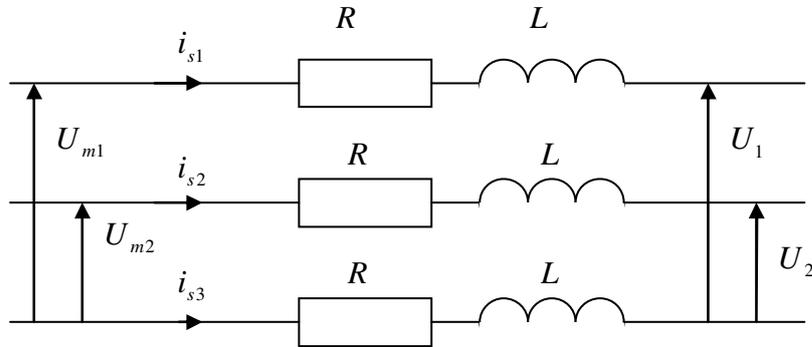
$$m_1 = f_{11} - f_{31} \quad (33)$$

$$m_2 = f_{21} - f_{31} \quad (34)$$

Par hypothèse, chaque cellule de commutation fonctionne en conduction continue [LEC 05], [LAV 05]. De plus, la notion de fonction de connexion génératrice qui est la valeur moyenne de la fonction de connexion sur une période de commutation est introduite (modèle moyen du convertisseur) [HAU 99] :

$$f_{cig} = \frac{1}{T_e} \int_{k.T_e}^{(k+1).T_e} f_{ci}(t).dt \quad (35)$$

**Elément de filtrage associé au convertisseur :**



**Figure 65. Filtre RL**

$$U_{m1} - U_1 = R.i_{s1} + L \frac{di_{s1}}{dt} - R.i_{s3} - L \frac{di_{s3}}{dt} \quad (36)$$

$$U_{m2} - U_2 = R.i_{s2} + L \frac{di_{s2}}{dt} - R.i_{s3} - L \frac{di_{s3}}{dt} \quad (37)$$

Ou encore :

$$\begin{pmatrix} U_{m1} - U_1 \\ U_{m2} - U_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} R.i_{s1} + L \frac{di_{s1}}{dt} \\ R.i_{s2} + L \frac{di_{s2}}{dt} \end{pmatrix} \quad (R_{filt}) \quad (38)$$

La Figure 66 présente la REM de l'ensemble convertisseur et filtre ainsi que son inversion qui permet d'en déduire la commande maximale. Les courants traversant les filtres, sont régulés à une valeur de référence déterminée pour maintenir la tension du bus continu constante, et régler le transit de puissance réactive.

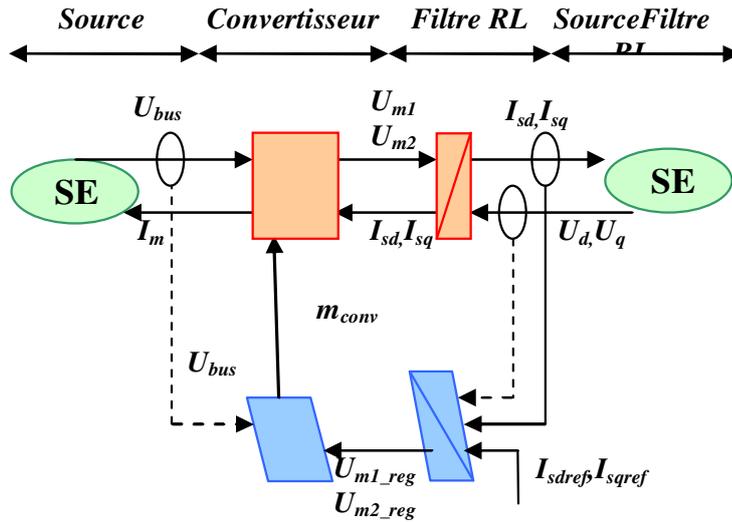


Figure 66. REM du générateur éolien coté réseau

### Régulation des puissances :

Soit  $P_{res}$  et  $Q_{res}$  les puissances transmises au réseau, on a :

$$P_{res} = U_d \cdot i_{sd} + U_q \cdot i_{sq} \quad (39)$$

$$Q_{res} = U_q \cdot i_{sd} - U_d \cdot i_{sq} \quad (40)$$

Par inversion on obtient :

$$i_{sdref} = \frac{P_{resref} \cdot U_{dmes} + Q_{resref} \cdot U_{qmes}}{U_{dmes}^2 + U_{qmes}^2} \quad (41)$$

$$i_{sqref} = \frac{P_{resref} \cdot U_{qmes} - Q_{resref} \cdot U_{dmes}}{U_{dmes}^2 + U_{qmes}^2} \quad (42)$$

### Régulation du bus continu :

La puissance délivrée par la génératrice est notée  $P_{mach}$  tandis que la puissance du condensateur est notée  $P_{condens}$ .

La tension du bus continu peut être réglée par l'intermédiaire de la puissance stockée dans le condensateur (Figure 67).

$$P_{condens} = U_{bus} \cdot i_c \quad (43)$$

Et donc :

$$P_{condensref} = U_{bus} \cdot i_{cref} \quad (44)$$

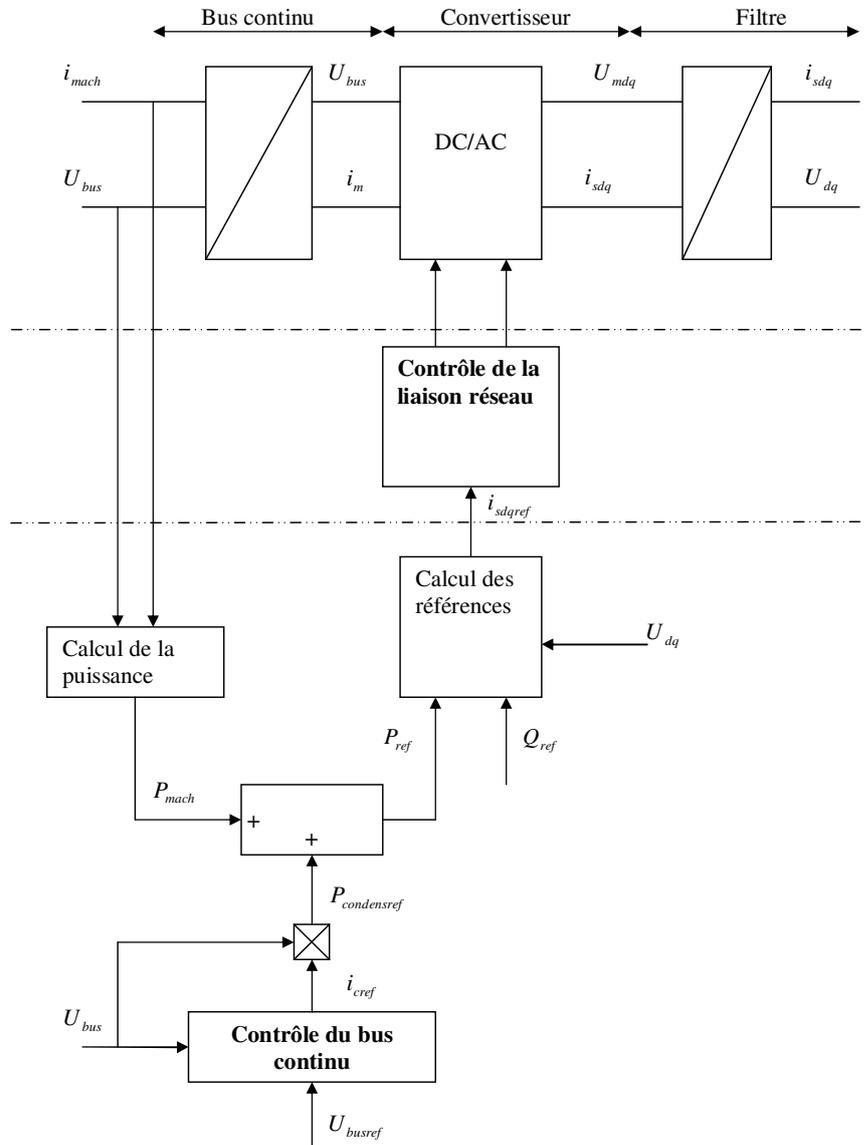


Figure 67. Schéma de principe de la régulation du bus continu [LEC 04]

Finalement, la structure maximale de commande est représentée Figure 68. L'angle de calage de référence, et le couple de référence sont obtenus à l'aide des différentes stratégies de commande développées dans les parties suivantes.

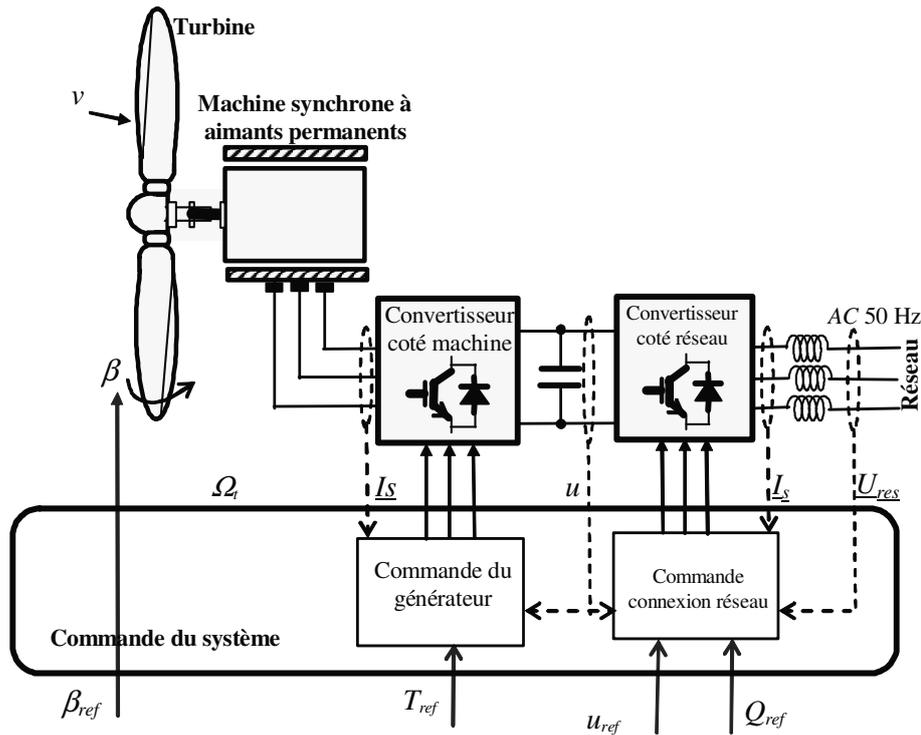


Figure 68. Structure maximale de commande du générateur éolien

#### IV) Stratégie de maximisation de la puissance

La commande d'un générateur éolien à vitesse variable se divise en deux parties : la commande mécanique par l'intermédiaire de l'angle de calage des pales et la commande de la machine électrique via l'électronique de puissance. Actuellement, les stratégies adoptées visent à extraire le maximum de puissance du vent. Cette puissance est extraite lorsque la turbine fonctionne au coefficient de puissance maximale. L'équation (45) donne l'expression de la puissance maximale obtenue en utilisant la stratégie MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui permet de régler automatiquement la vitesse spécifique à sa valeur optimale ( $\lambda_{opt}$ ), de manière à obtenir le coefficient de puissance maximale ( $C_{pmax}$ ) :

$$P_{MPPT} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R_t^5 C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \Omega_t^3 \quad (45)$$

Mais, dans le cas de vent important, il est nécessaire de dégrader une part de la puissance cinétique pour ne pas endommager la turbine et également la machine électrique. La limitation de vitesse est obtenue avec la commande de l'angle de calage. Quand la vitesse de l'éolienne devient trop

importante, l'angle de calage augmente de façon à faire diminuer la vitesse de la turbine et limiter la puissance générée à la puissance nominale ( $P_n$ ).

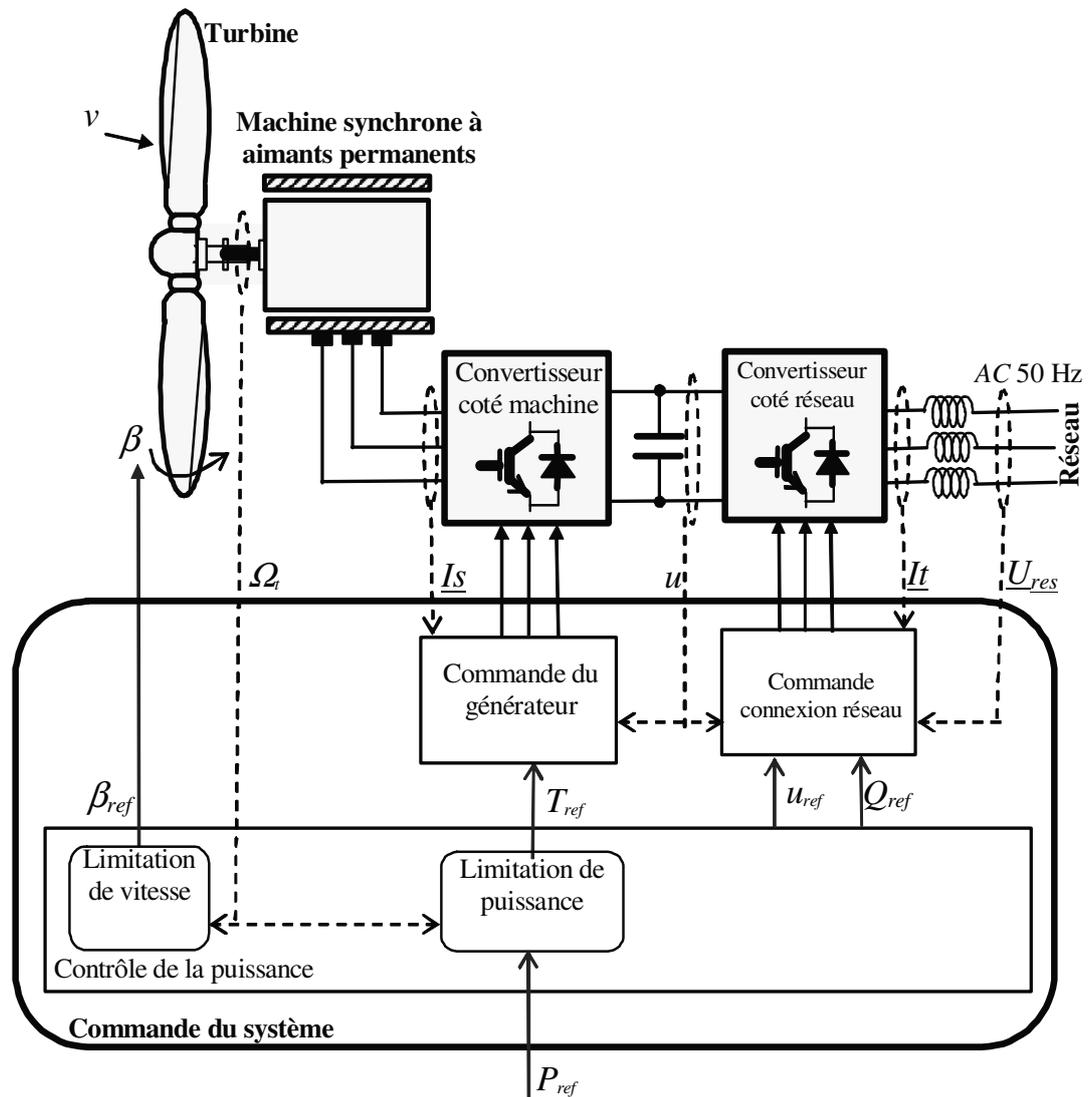


Figure 69. Commande du générateur éolien

- Limitation de puissance

Connaissant la vitesse de rotation, la puissance générée par le générateur éolien peut être fixée à sa valeur nominale en adaptant le couple de référence :

- si  $P_n < P_{MPPT}$ , alors on peut fournir  $P_{ref}$  et la puissance générée sera alors inférieure à la valeur maximale en fixant  $T_{ref} = \frac{P_n}{\Omega_t}$ .
- si  $P_n > P_{MPPT}$ , on ne peut pas fournir  $P_n$  et donc le maximum de puissance est extrait en fixant  $T_{ref} = \frac{P_{MPPT}}{\Omega_t} = T_{ref\ max}$ .

- Limitation de vitesse

Pour ne pas dégrader la machine, il est nécessaire de limiter sa vitesse. Cette limitation de vitesse sera obtenue à l'aide de l'angle de calage. Lorsque la vitesse de rotation de la turbine dépasse une vitesse  $\Omega_n$ , la commande va donner l'ordre d'augmenter l'angle de calage. La Figure 70 illustre la limitation de vitesse.

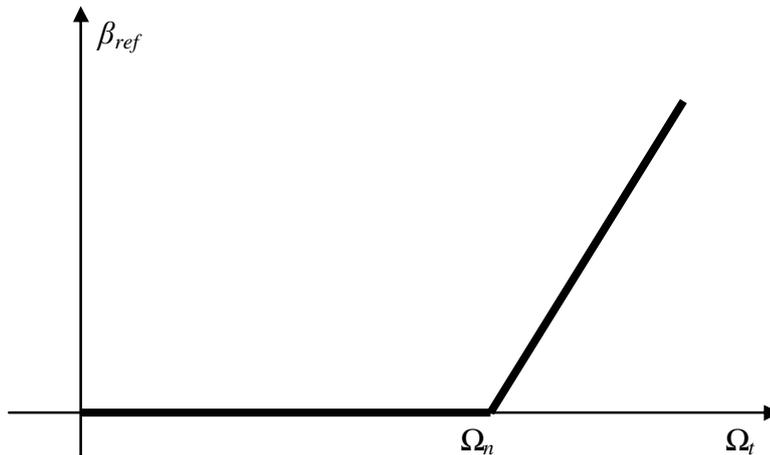


Figure 70. Angle de calage de référence en fonction de la vitesse de rotation de la turbine

La Figure 71 présente l'évolution de l'angle de calage en fonction du vent. La Figure 72 montre l'évolution de la puissance d'un générateur éolien de 750 kW en fonction de la vitesse du vent. Les courbes montrent que la puissance est limitée à 750 kW tandis que la vitesse de rotation est limitée à 2,6 rad/s ce qui correspond à la vitesse de rotation nominale de la machine soit 25 trs/min. La Figure 73 présente l'évolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine et enfin la Figure 74 superpose cette dernière caractéristique à la caractéristique puissance-vitesse de la turbine. Ces courbes montrent que la puissance extraite à l'aide de la stratégie MDP (Maximum Delivery Power), passe par les maximums de la caractéristique de la turbine.

La caractéristique générale de la puissance ( $P_{opt}$ ) fournie par l'éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la turbine (Figure 74), est une combinaison de la puissance générée par l'application de la stratégie MPPT ( $P_{max}$ ) pour les faibles vitesses en réglant le couple et de la limitation de puissance par réglage du couple et de l'angle de calage par vent fort. La puissance résultante est appelée par la suite puissance MDP.

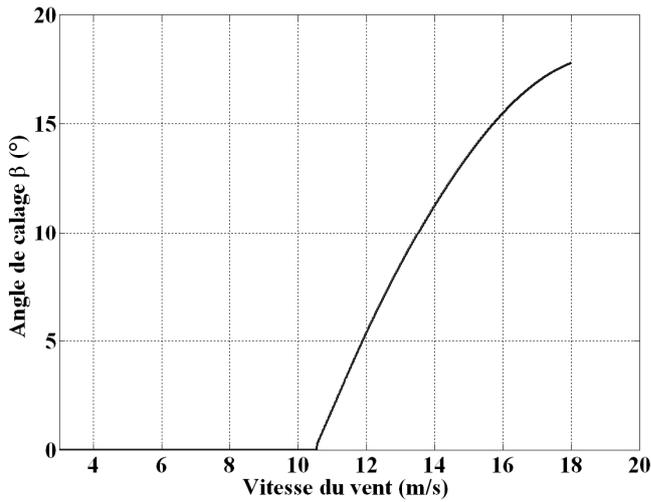


Figure 71. Evolution de l'angle de calage en fonction de la vitesse du vent

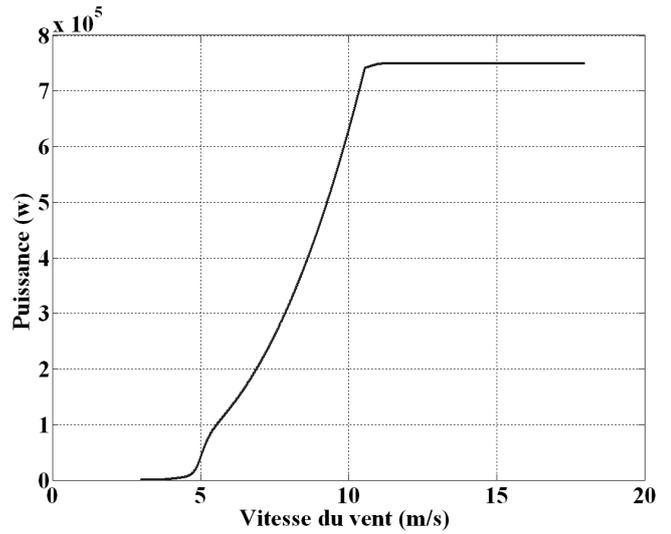


Figure 72. Evolution de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent

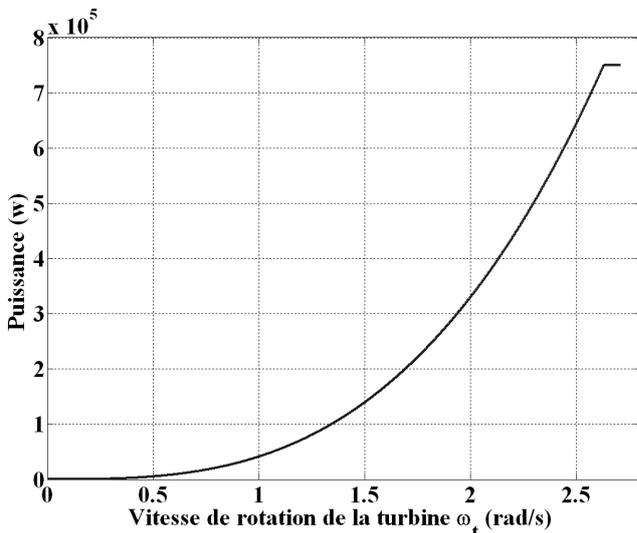


Figure 73. Evolution de la puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la turbine

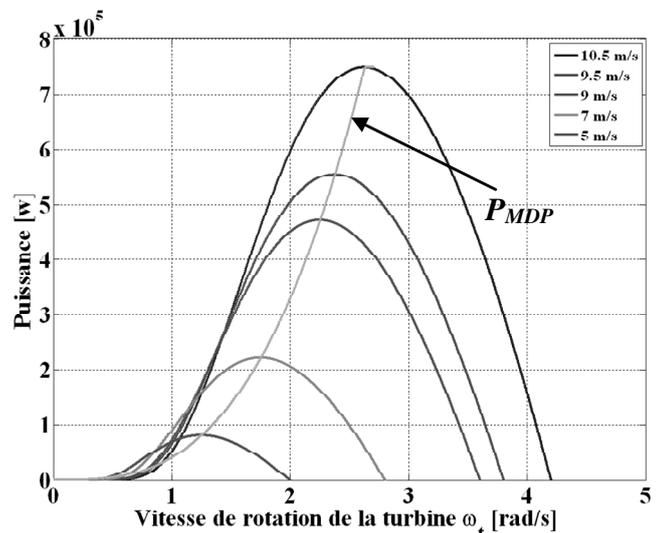


Figure 74. Evolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine

### Simulation sur Matlab Simulink :

La Figure 43 présente le réseau simulé. Les figures (Figure 75, Figure 76, Figure 77 et Figure 78) montrent respectivement l'évolution de la vitesse du vent, la puissance éolienne, la vitesse de rotation de la turbine et de l'angle de calage lorsque le générateur éolien est soumis à un vent faible. La puissance du générateur éolien n'atteint jamais sa valeur nominale, il n'y a donc pas de limitation de vitesse ou de puissance, l'angle de calage n'est donc jamais mis à contribution. La maximisation de la puissance est obtenue uniquement par l'intermédiaire du couple de référence de la machine.

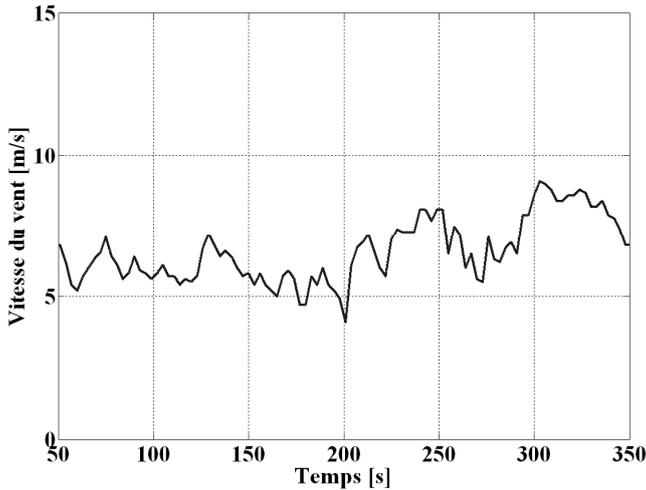


Figure 75. Vitesse du vent

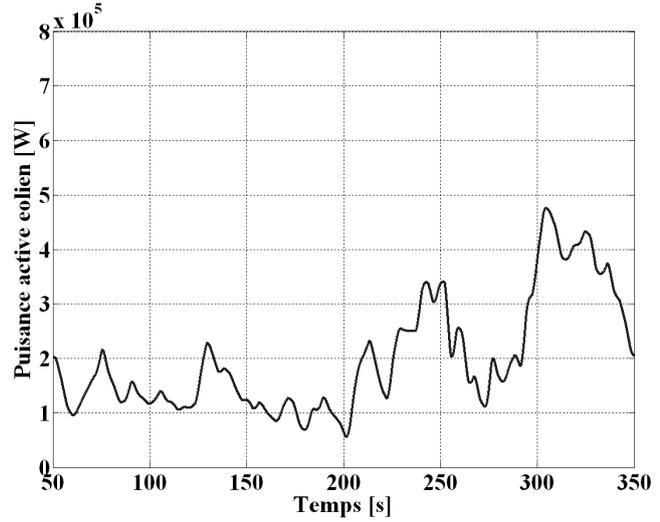


Figure 76. Puissance active éolienne

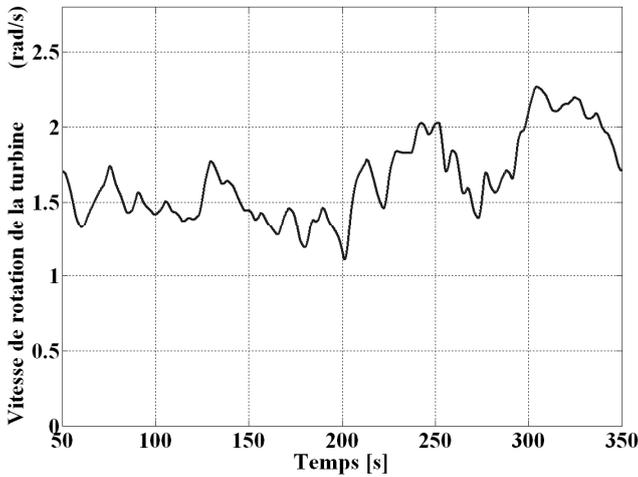


Figure 77. Vitesse de rotation de la turbine

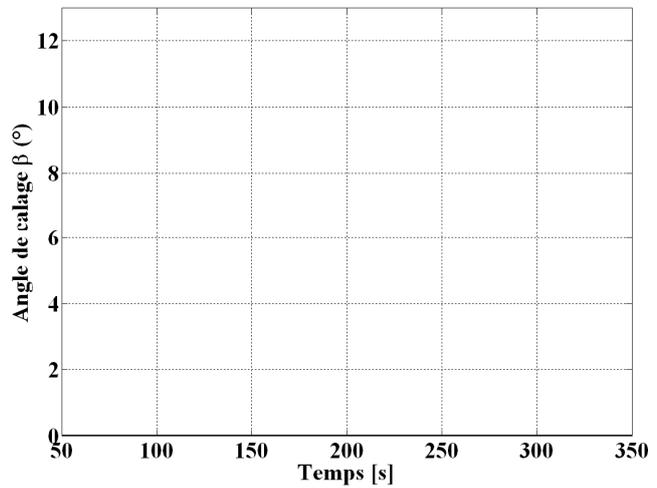


Figure 78. Angles de calage des pales

La Figure 43 présente le réseau simulé. Les figures (Figure 79, Figure 80, Figure 81 et Figure 82) montrent l'évolution de la vitesse du vent, la puissance éolienne, la vitesse de rotation de la turbine et de l'angle de calage lorsque le générateur éolien est soumis à un vent moyen. La puissance du générateur éolien est limitée lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale ; à ce moment la puissance de l'éolienne est limitée. La limitation de puissance va tendre à faire accélérer la machine, cette vitesse sera limitée par l'intermédiaire de l'angle de calage.

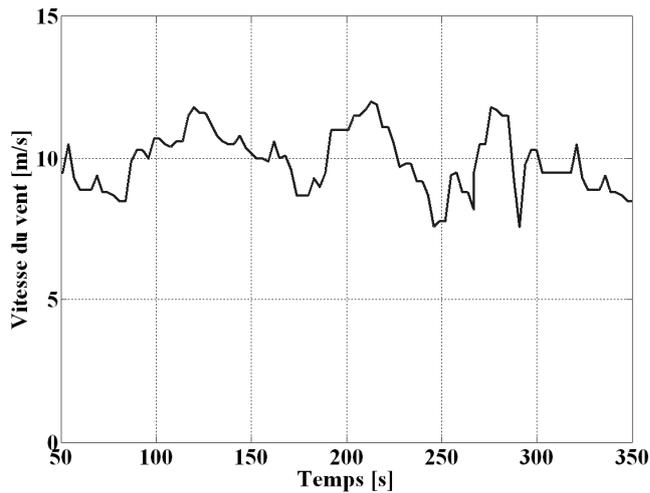


Figure 79. Vitesse du vent

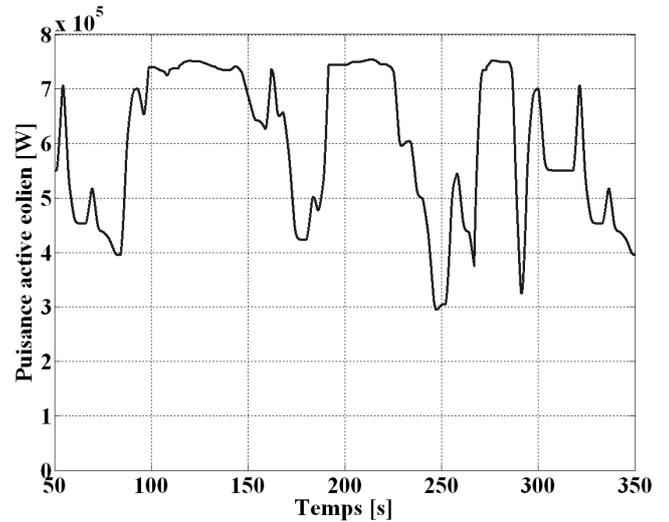


Figure 80. Puissance active éolien

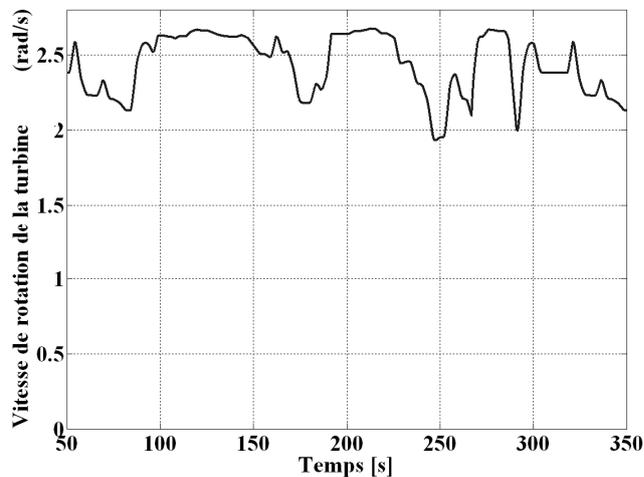


Figure 81. Vitesse de rotation de la turbine

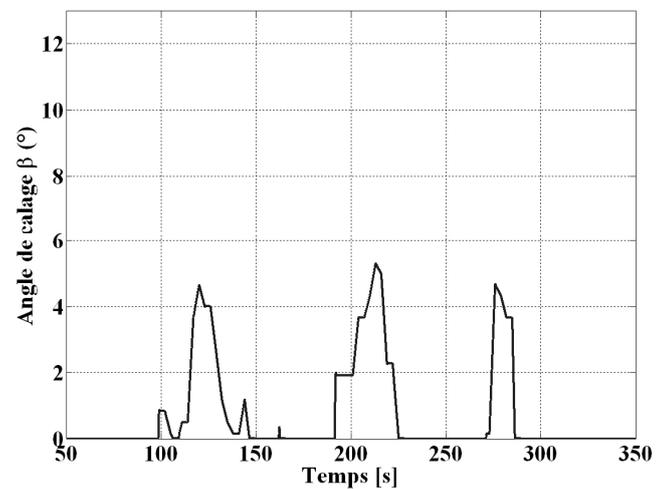


Figure 82. Angle de calage des pales

## V) Implantation du modèle sous EUROSTAG

Afin de simuler des fermes éoliennes de puissance significative, le modèle du générateur éolien de 750 kW a été converti en per unit. La valeur de base des puissances a été fixée à  $S_{base} = 2 \cdot V_n \cdot I_n$ .

Les Figure 83, Figure 84 et Figure 85 présentent une simulation du modèle en p.u pour un échelon de vent (Figure 83). La Figure 84 montre l'évolution de la vitesse de rotation de la machine qui est de 1 p.u pour un vent de 1 p.u. La Figure 85 présente l'évolution de la puissance qui atteint alors sa puissance nominale qui correspond à 1.39 p.u avec les valeurs de base considérées.

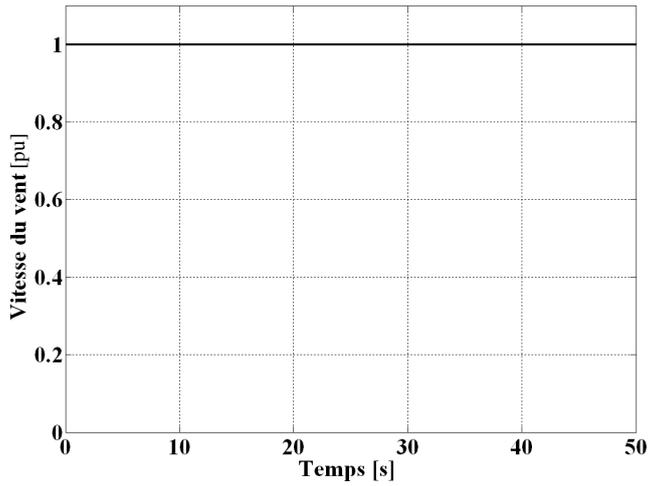


Figure 83. Vitesse du vent

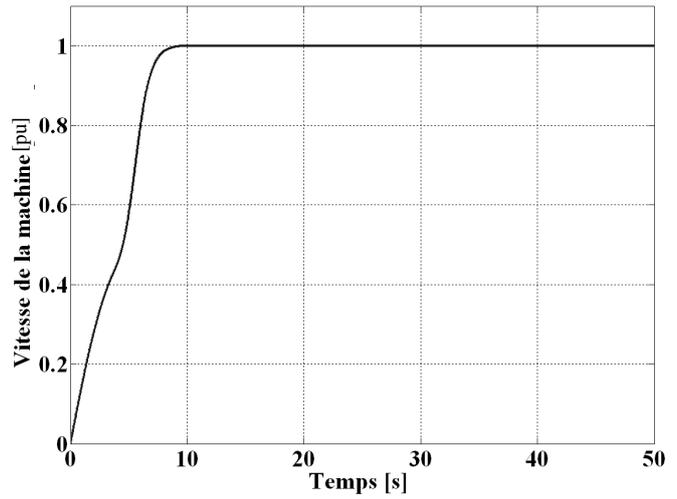


Figure 84. Vitesse de rotation de la machine

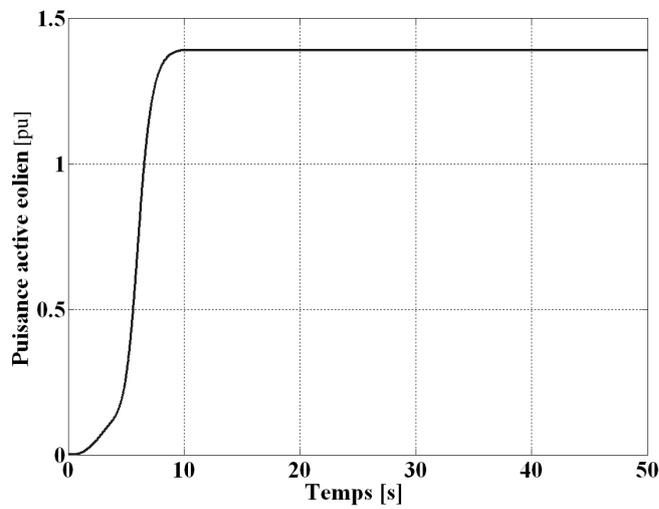


Figure 85. Puissance active éolienne

Figure 86, Figure 87 et Figure 88 présentent une simulation du générateur éolien lorsque la turbine est soumise à un vent moyen. L'évolution des grandeurs est identique aux courbes présentées Figure 80, Figure 79 et Figure 81.

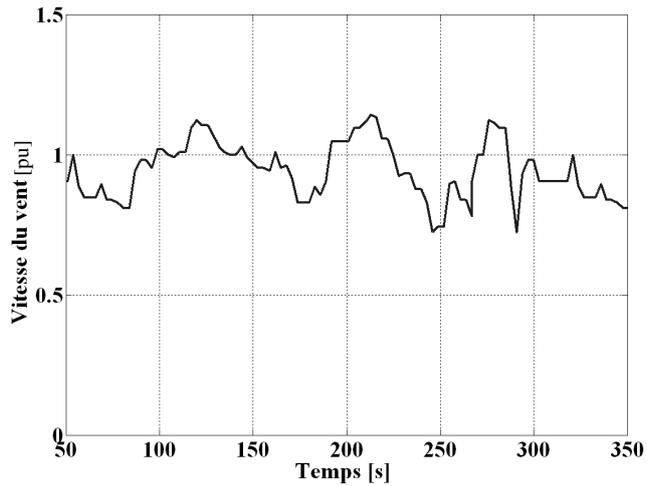


Figure 86. Vitesse du vent

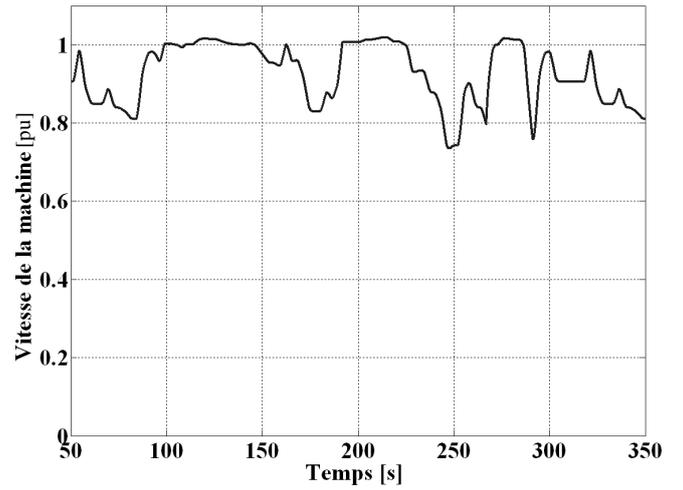


Figure 87. Vitesse de la turbine

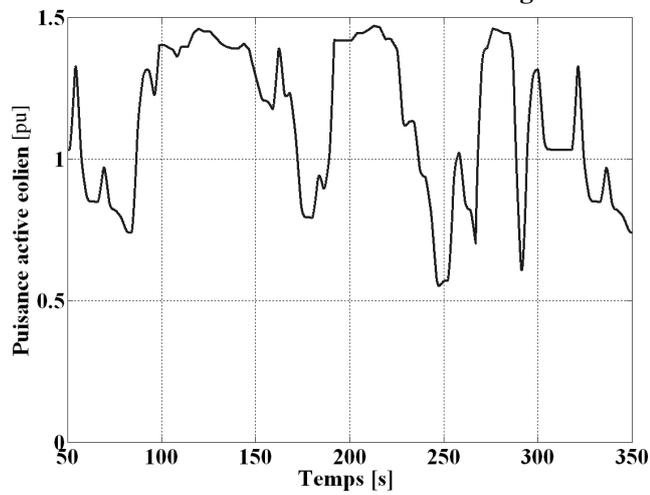


Figure 88. Puissance active éolien

a. Simplification du modèle

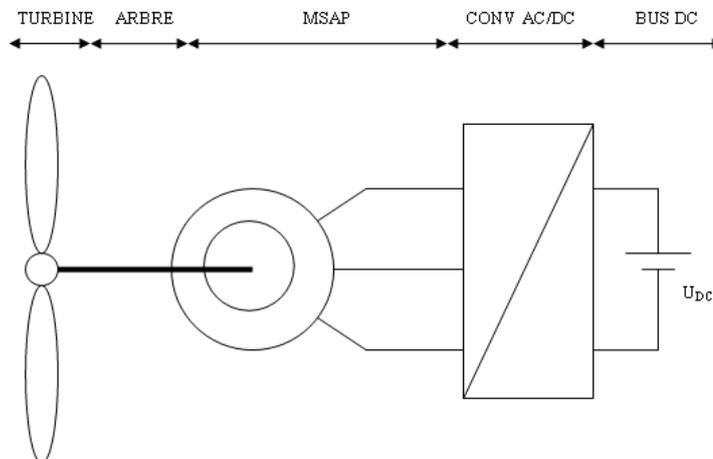


Figure 89. Modèle simplifié du générateur éolien

Pour gagner en temps de calcul, le modèle a été simplifié, seules les parties mécanique et électromécanique ont été conservées (Figure 89). On suppose donc que le bus continu est maintenu constant et que toute la puissance mécanique convertie par la machine est renvoyée aux réseaux. Dans les simulations réalisées sous EUROSTAG, les générateurs éoliens se présenteront comme des injecteurs de puissance active et réactive.

Les Figure 90, Figure 91 et Figure 92 représentent les simulations obtenues avec les simplifications. Elles sont à comparer aux figures (Figure 86, Figure 87 et Figure 88). Les simplifications effectuées n'affectent pas les résultats et permettent de gagner en temps de simulation.

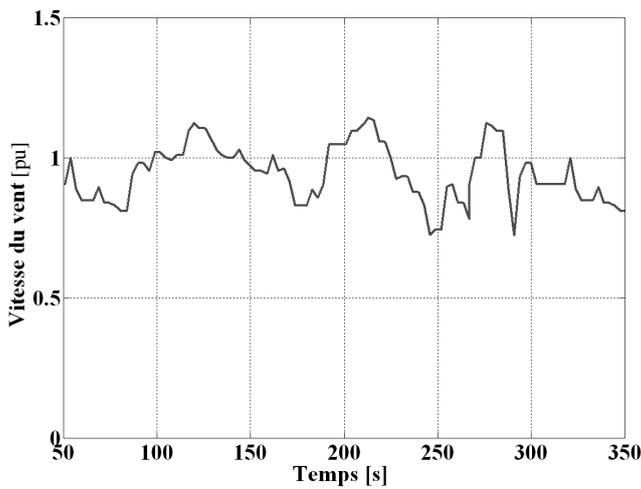


Figure 90. Vitesse du vent

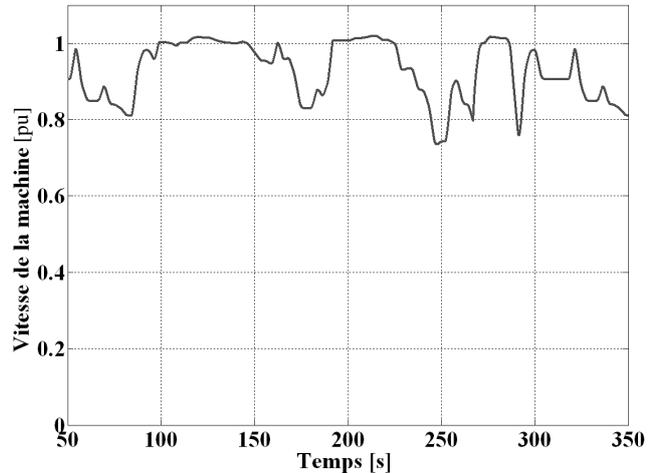


Figure 91. Vitesse de la machine

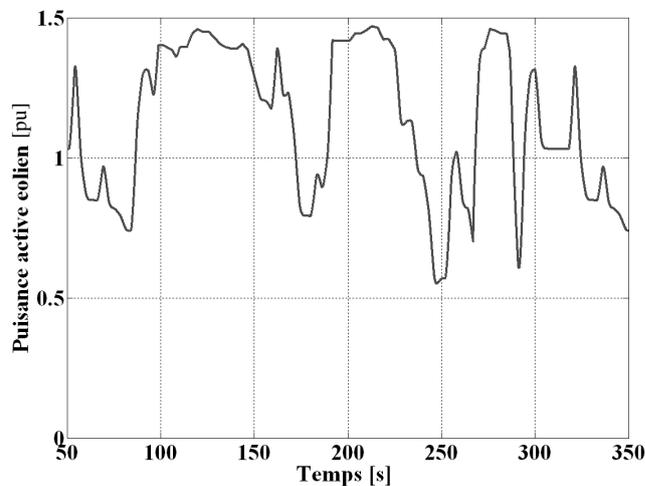
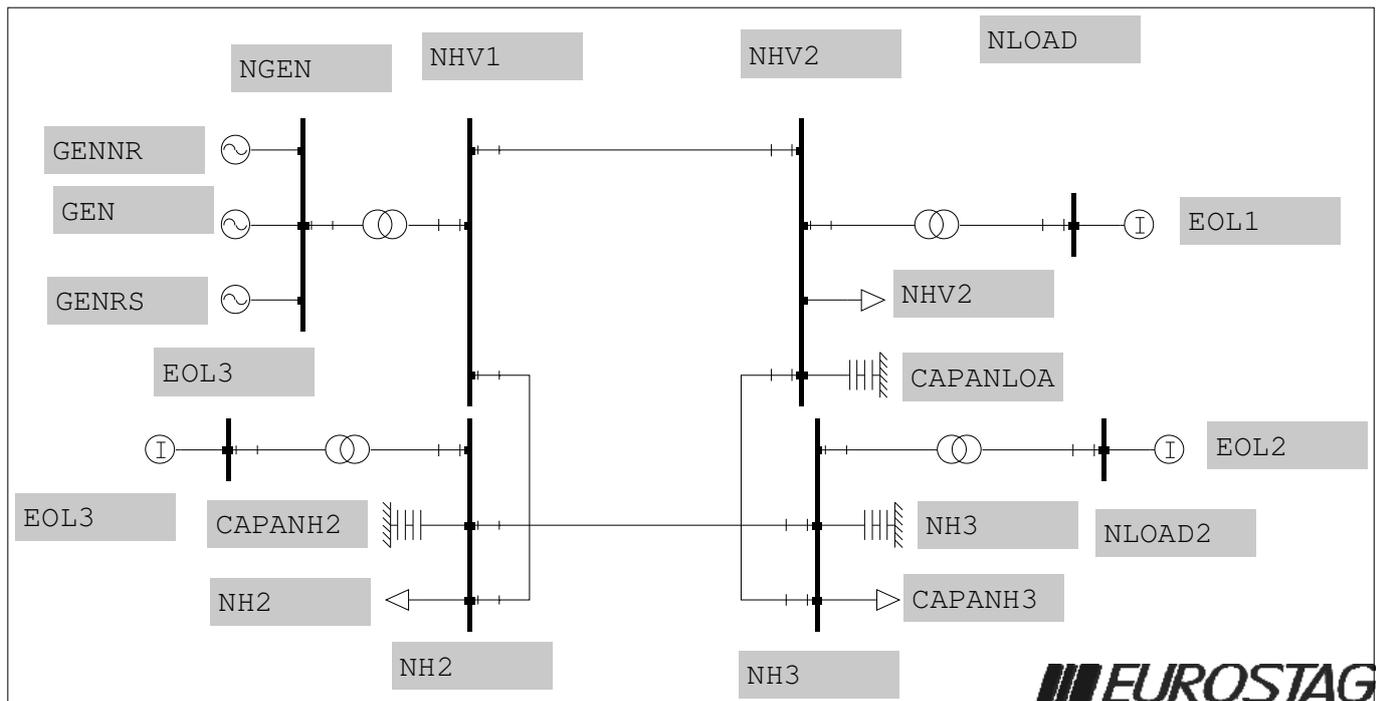
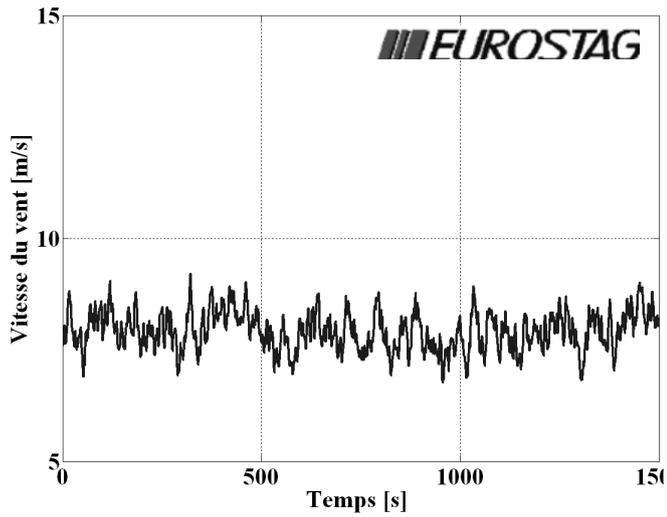


Figure 92. Puissance active éolienne

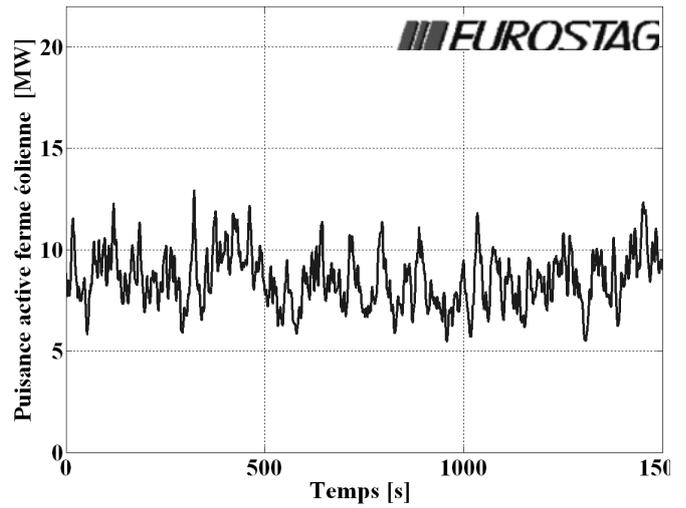


**Figure 93. Réseau maillé**

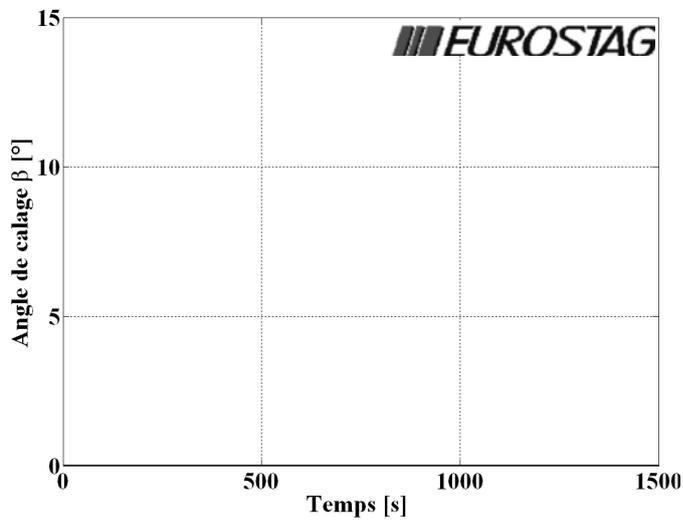
La Figure 93 présente le réseau considéré dans les simulations. Il correspond au réseau présenté à la Figure 53 auquel sont connectées trois fermes éoliennes de 20 MW. Les Figure 94 à 96 présentent la puissance débitée par les fermes lorsqu'elles sont soumises à un vent faible, moyen et fort ainsi que l'évolution de l'angle de calage. En cas de vent faible, le vent n'atteint jamais la vitesse nominale, les éoliennes fonctionnent alors en MPPT et l'angle de calage est nul. Par contre, pour les vents moyen et fort, les limitations de puissance et de vitesse sont actives quand le vent est supérieur à sa vitesse nominale.



(a)



(b)



(c)

Figure 94. Ferme éolienne soumise à un vent faible

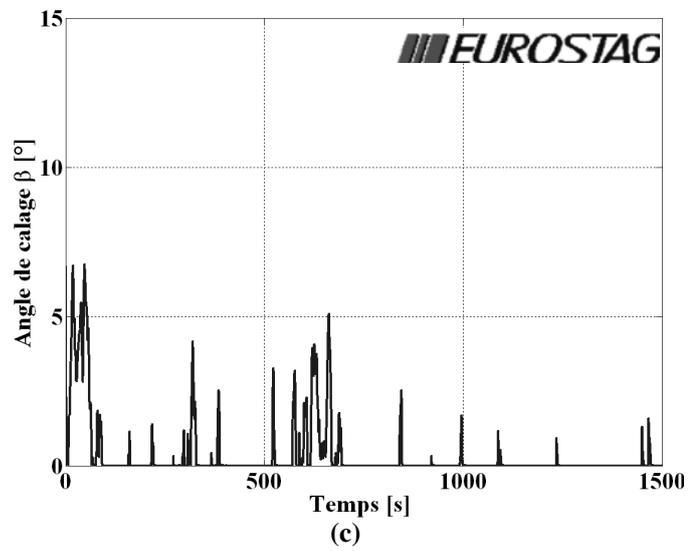
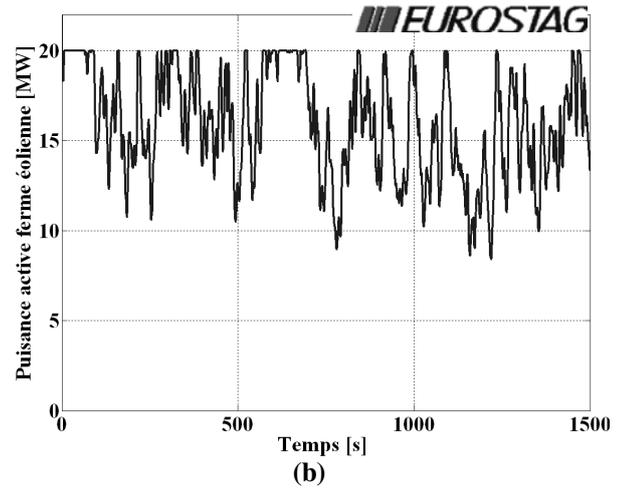
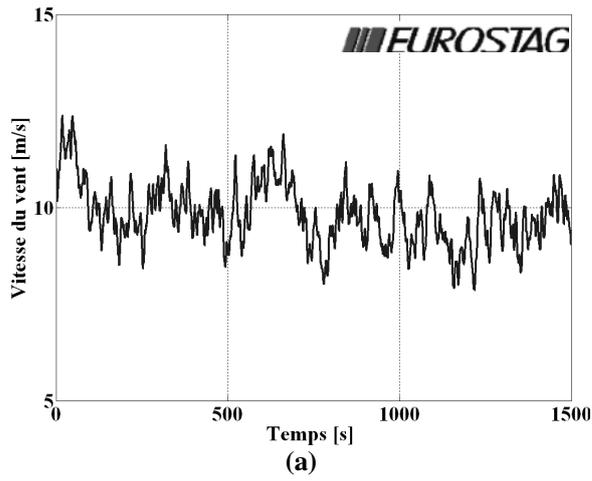


Figure 95. Ferme éolienne soumise à un vent moyen

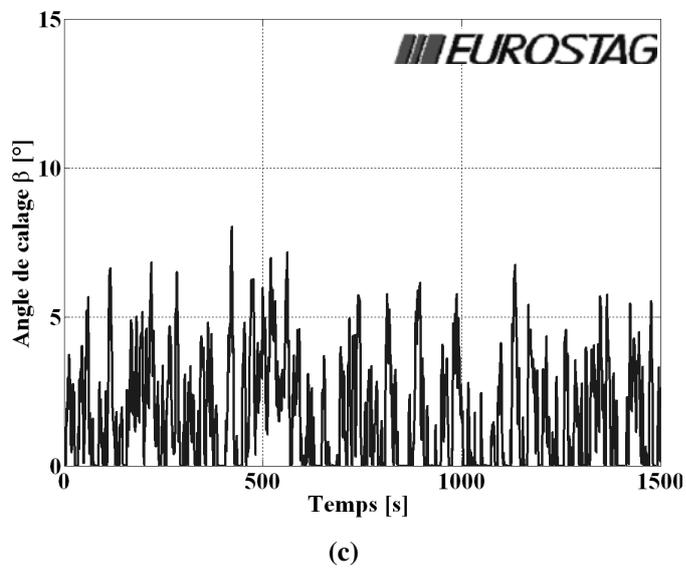
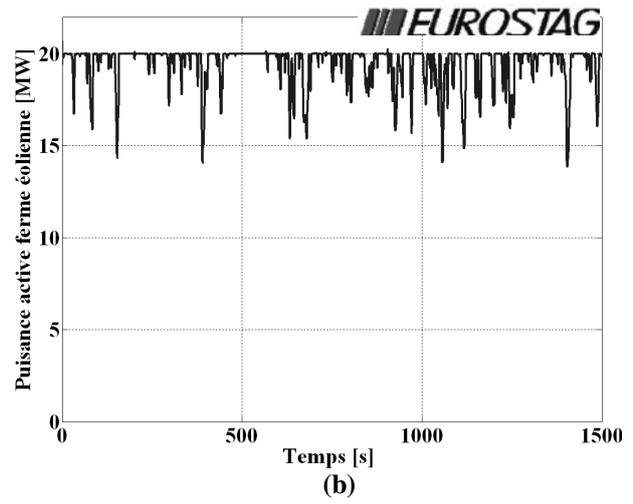
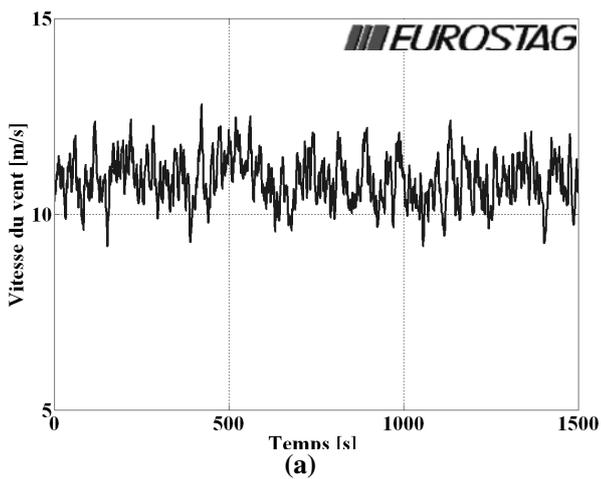


Figure 96. Ferme éolienne soumise à un vent fort

# Chapitre 6

## Présentation du banc d'essais

### I) Introduction

Le but de cette partie est de décrire un banc d'essais de 3 kW, basé sur la structure présentée à la Figure 55. Cette plate-forme d'essais permet d'expérimenter, en temps réel, le comportement d'une éolienne à vitesse variable reliée au réseau alternatif. Dans une première partie, la partie physique et matérielle de ce banc est décrite, en spécifiant le matériel retenu pour la réalisation des différentes parties : l'Emulateur de Turbine Eolienne (ETE), la Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) et la Connexion Au Réseau (CAR). Puis, dans une seconde partie, nous étudierons plus particulièrement la modélisation et la commande de l'ETE et de la MSAP. Pour chacune de ces parties, des relevés expérimentaux réalisés sur ce banc d'essais seront présentés.

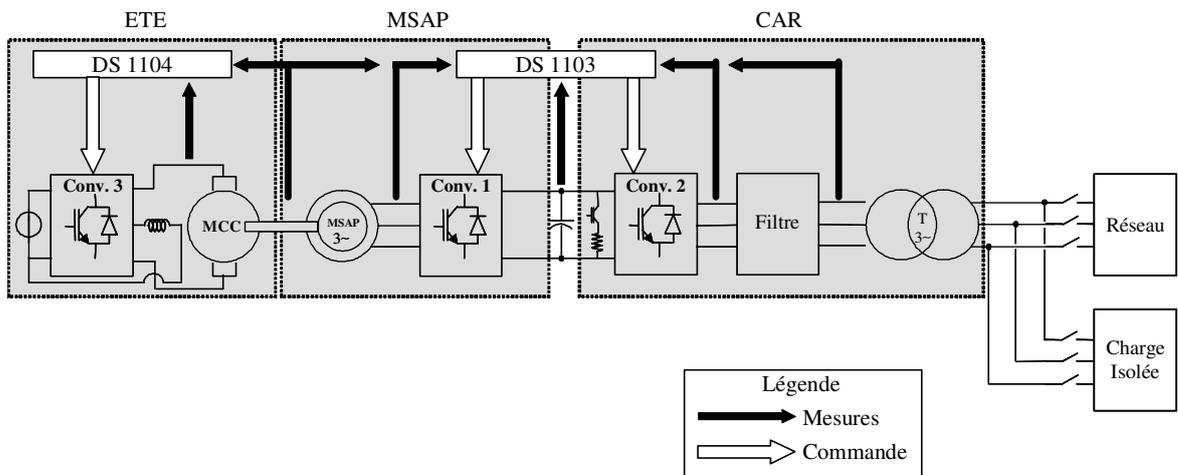


Figure 97. Description de la plate-forme expérimentale



**Figure 98. Plate-forme expérimentale**

## **II) Présentation de la plate forme d'essais**

Cette plate-forme, dont la description est présentée aux Figure 97 et Figure 98, comporte trois parties : un ETE, représentant le comportement d'une turbine éolienne réelle, une MSAP dont le fonctionnement en génératrice permet de convertir l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique et la connexion de cet ensemble de production d'énergie au réseau 230V triphasé de notre laboratoire, assurée par un filtre, de type RL. Tous les convertisseurs à Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) utilisés sur cette plate-forme sont identiques, de marque SEMIKRON™, construits autour d'IGBT 1200V/50A. Les interfaces de commande et de mesure associées à chaque convertisseur sont réalisées respectivement sur un modèle unique, offrant ainsi un aspect modulaire à ce banc d'essais. Ce banc d'essais est en développement depuis plusieurs années, plusieurs travaux ont déjà été validés grâce à cet outil [DAV 07],[CIM 01],[LEC 04],[SAU 04]

### **a. L'Emulateur Turbine Eolienne**

La base de cet émulateur est une Machine à Courant Continu (MCC) de 3 kW, 1500 T.min<sup>-1</sup>, alimentée par un convertisseur à MLI (Conv.3) : l'induit de la machine par deux bras du convertisseur (hacheur quatre quadrants) et l'excitation par le troisième bras. Ce dernier point a son importance, car lorsque le banc sera amené à travailler à puissance nominale, il sera nécessaire de réduire l'excitation de la MCC afin de lui faire atteindre des vitesses proches de 3000 T.min<sup>-1</sup>, vitesse de fonctionnement nominale de la machine synchrone. La commande de cet ensemble est assurée par une carte dSPACE™ 1104 (PowerPC603e/TI DSP™S320F240). Une interface de commande est placée entre cette carte et les drivers des IGBT, afin d'adapter les signaux présentés ou reçus des organes de commande (ordre de commutation et signaux d'erreur) et de réaliser de façon matérielle, les ordres

complémentaires de commutation des interrupteurs. Une interface de mesure, composée d'un capteur de tension et de trois capteurs de courant LEM<sup>TM</sup>, permet les relevés nécessaires à la commande de la machine. Enfin, une mesure de vitesse est réalisée grâce à un codeur incrémental implanté sur la MSAP, connecté à un port dédié sur la carte DS 1104.

### **b. La Machine Synchrones à Aimants Permanents : MSAP**

La MSAP (2,8 kW/3000 T.min<sup>-1</sup>) comporte trois paires de pôles. Elle est entraînée mécaniquement par la MCC émulant la turbine éolienne. L'énergie qu'elle fournit, est envoyée vers le bus de tension continue de 400V, constitué de condensateurs associés en série et en parallèle, offrant une capacité équivalente de 2200µF et une tension maximale de 800V. Ce transit de puissance est réalisé via un convertisseur MLI commandé par une carte dSPACE<sup>TM</sup> 1103 (PowerPC604e/TI DSPTMS320F240). Un codeur incrémental est nécessaire à la capture de la vitesse de la génératrice. Celui-ci est connecté à un slot dédié sur le bornier d'extension de la carte DS1103.

### **c. La Connexion Au Réseau : CAR**

Cet ensemble de production d'énergie est connecté au réseau triphasé 230V du laboratoire via un convertisseur MLI et un transformateur, entre lesquels s'insère un filtre triphasé. Celui-ci est de type L, constitué de trois inductances de 3mH chacune.

## **III) L'émulateur éolien**

### **a. Modèle**

Afin de simuler le comportement de la turbine éolienne, il est nécessaire de déterminer le couple que cette dernière exerce sur l'arbre mécanique.

Le couple de la turbine peut alors être obtenu en divisant l'expression de la puissance (17) par la vitesse de rotation de l'arbre mécanique  $\Omega_t$  :

$$C_{em_{mec}} = \frac{P}{\Omega_t} = \frac{\rho \cdot S \cdot C_p \cdot v^3}{2 \cdot \Omega_t} \quad (46)$$

L'expression (46) n'est pas satisfaisante dans la mesure où une indétermination du couple  $C_{em_{mcc}}$  au démarrage existe : en ce point de fonctionnement, la vitesse  $\Omega_t$  est nulle, ainsi que le coefficient  $C_p$ .

L'introduction du ratio de vitesse  $\lambda$  dans l'équation (46) mène à l'écriture (47):

$$C_{em_{mcc}} = \frac{\rho \cdot S \cdot C_p \cdot v^2 \cdot R_t}{2 \cdot \lambda} \quad (47)$$

ou encore à l'expression (49) en posant :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \quad (48)$$

$$C_{em_{mcc}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^3 \cdot C_m \cdot v^2 \quad (49)$$

$C_p$  est appelé coefficient de puissance. Son allure est représentée à la Figure 99.

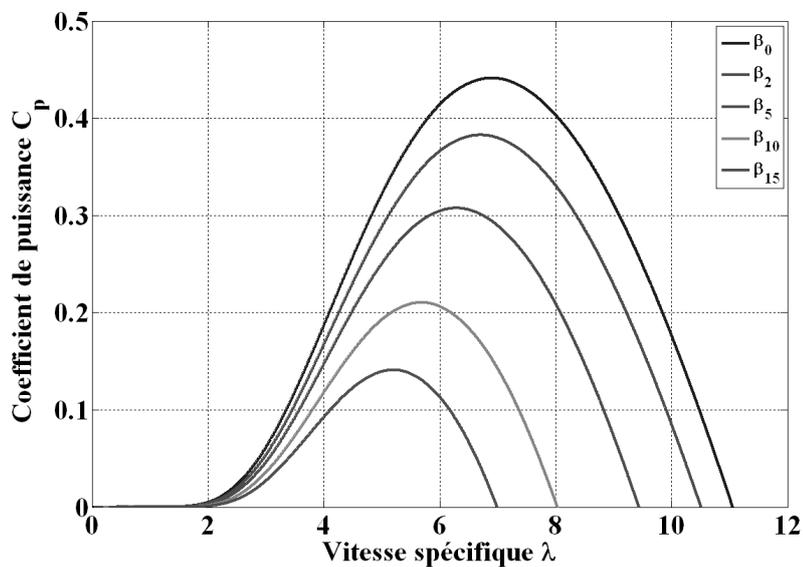


Figure 99. Coefficient de puissance pour différente valeur de l'angle de calage

## b. Commande

La MCC et la MSAP sont accouplées mécaniquement. Le couple électromagnétique de la MCC est réglé en régulant le courant d'induit tandis que le courant d'excitation de la machine est maintenu constant.

Le schéma bloc de la Figure 100 est introduit afin d'élaborer la consigne du couple électromagnétique permettant de reproduire sur l'arbre mécanique de la MCC le couple d'une turbine éolienne. L'expression du couple est obtenue à partir de (49) et de la courbe du coefficient de couple représentée à la Figure 99.

Le bloc  $v=f(t)$  est un tableau numérique reprenant des valeurs de vents faible, moyen ou fort mesurées sur un site réel. Dans notre cas, il s'agit du site éolien de Dunkerque.

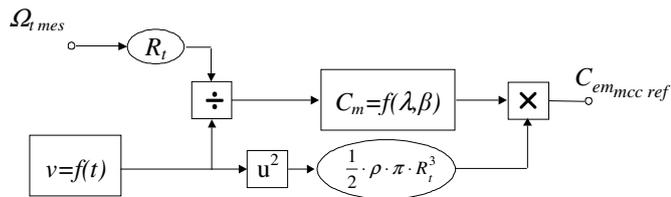


Figure 100 Schéma bloc implanté sous simulink™

### c. Résultats expérimentaux

La Figure 101 représente l'évolution de la vitesse du vent,  $v$ , pendant 300 secondes.

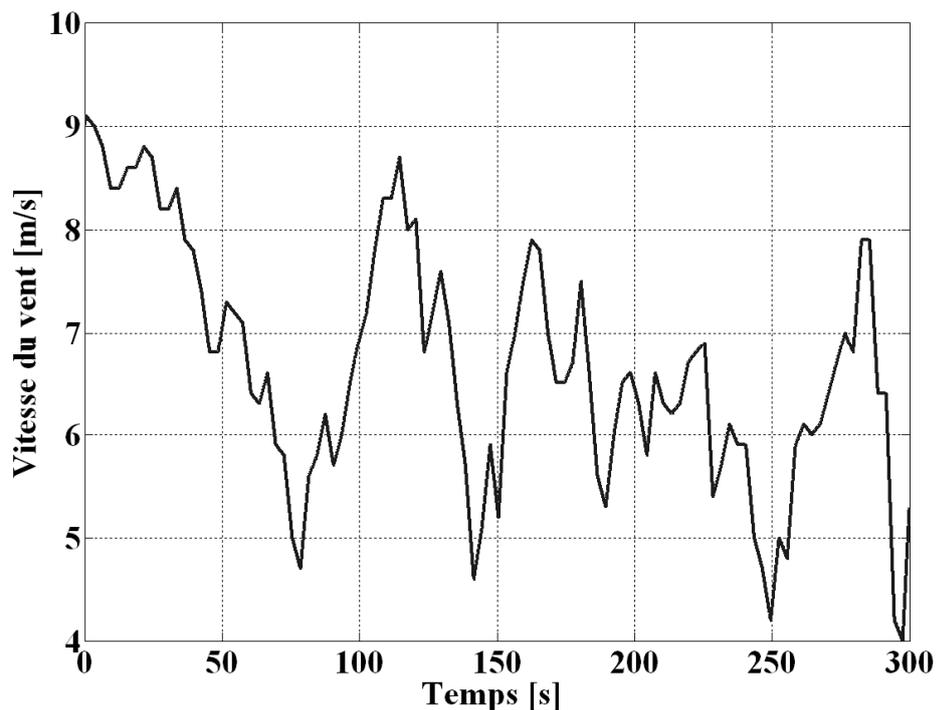


Figure 101. Courbe de vent

La Figure 102 montre l'évolution de la vitesse de la MCC, commandée par un couple de référence obtenu selon le schéma de la Figure 100.

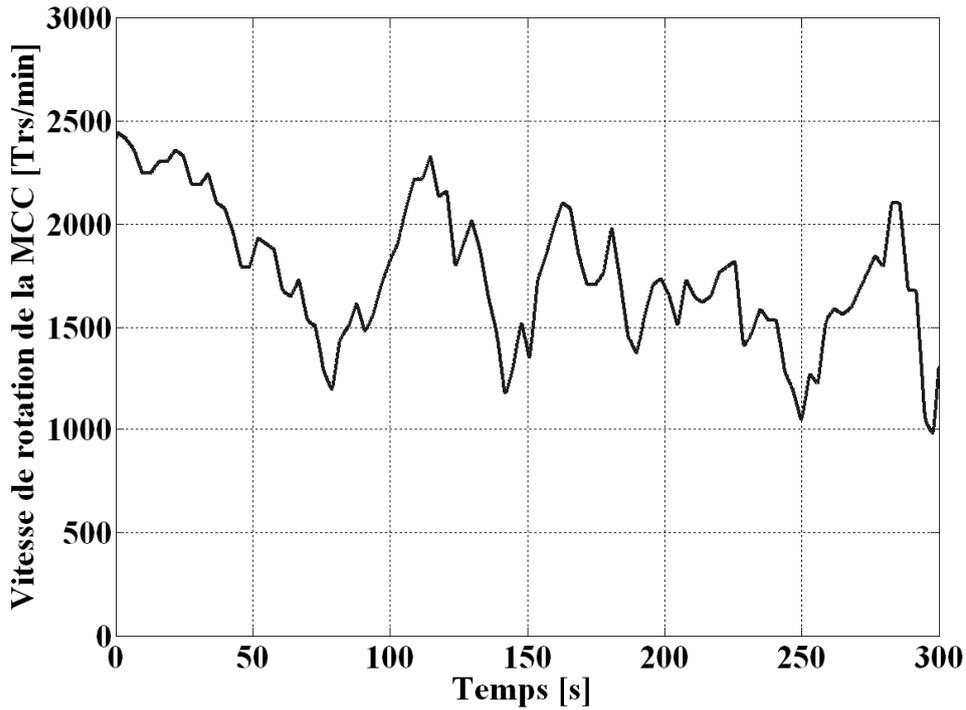


Figure 102. Vitesse de la MCC

Une turbine tournant à une telle vitesse suppose la présence d'un multiplicateur mécanique.

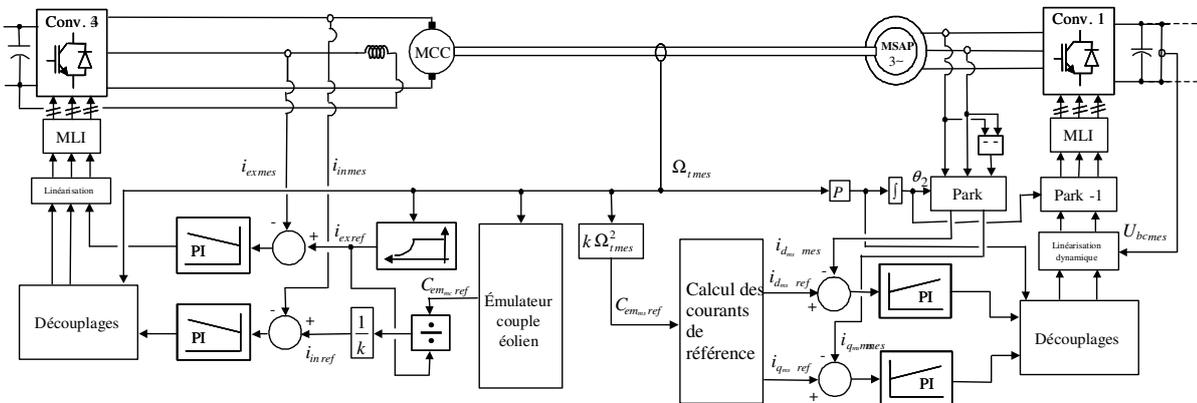


Figure 103. Schéma de commande du générateur éolien

#### IV) La machine synchrone à aimant permanent

##### a. Modèle

La MSAP, contrairement au modèle choisi pour les simulations, présente des pôles saillants. En vue de sa commande, elle est modélisée dans le repère de Park par (50), (51) et (52) :

$$U_{d_{ms}} = R_{s_{ms}} \cdot i_{d_{ms}} + L_{d_{ms}} \frac{di_{d_{ms}}}{dt} - p_{ms} \cdot \Omega_t \cdot L_{q_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} \quad (50)$$

$$U_{q_{ms}} = R_{s_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} + L_{q_{ms}} \frac{di_{q_{ms}}}{dt} + p_{ms} \cdot \Omega_t \cdot L_{d_{ms}} \cdot i_{d_{ms}} + \Omega_t \cdot k_{t_{ms}} \quad (51)$$

$$C_{em_{ms}} = k_{t_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} + p_{ms} (L_{d_{ms}} - L_{q_{ms}}) \cdot i_{d_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} \quad (52)$$

Avec :

$p_{ms}$  : Nombre de paires de pôles

$R_{s_{ms}}$  : Résistance statorique

$L_{d_{ms}}$  : Inductance directe

$L_{q_{ms}}$  : Inductance transversale

$k_{t_{ms}}$  : Coefficient de Couple

$J_{ms}$  : Inertie

$k_v$  : Coefficient de frottements visqueux

## b. Commande

Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à une machine synchrone, celle qui consiste à imposer une référence du courant direct  $i_{d_{ms}}$  à zéro est la plus répandue [ROB 95]. Cette stratégie de commande, permet de réduire les pertes joules. L'expression (52) du couple électromagnétique se réduit alors à (53). Ce dernier est alors réglé en agissant sur le courant en quadrature,  $i_{q_{ms}}$ .

$$C_{em_{ms}} = k_{t_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} \quad (53)$$

Le couple de référence de la commande de la machine synchrone est élaboré à partir de (47), considérant un fonctionnement au maximum de puissance :

$$C_{em_{ms_{ref}}} = k \cdot \Omega_t^2 \quad (54)$$

avec :

$$k = \frac{\rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \cdot C_{p_{max}}}{2 \cdot \lambda_{opt}^3} \quad (55)$$

$\lambda_{opt}$  correspondant à la valeur optimale du ratio de vitesse donnant la valeur maximale du coefficient de puissance ( $C_{p_{max}}$ ).

## V) Essais expérimentaux de la stratégie MPPT

Les Figure 104 et Figure 109 montrent respectivement la vitesse du vent, le couple de la machine à courant continu, la vitesse de rotation de l'arbre, la tension du bus continu et la puissance active de la machine synchrone à aimant permanent et l'angle de calage. Dans ce premier essai expérimental, la turbine virtuelle est soumise à un vent faible, qui se traduit par un couple au niveau de la MCC représenté à la Figure 105. La vitesse faible du vent va entraîner une puissance et une vitesse de rotation au niveau de la machine synchrone qui ne dépassera pas les valeurs nominales. La Figure 108 montre que la tension du bus continu est maintenue constante. La Figure 110 présente le point de fonctionnement statique et dynamique du coefficient de puissance, cette courbe montre que le coefficient de puissance se situe toujours autour du point de fonctionnement optimal  $C_{pmax}$ . En effet, la vitesse de rotation de la machine n'est jamais limitée, le générateur éolien fonctionne uniquement en MPPT.

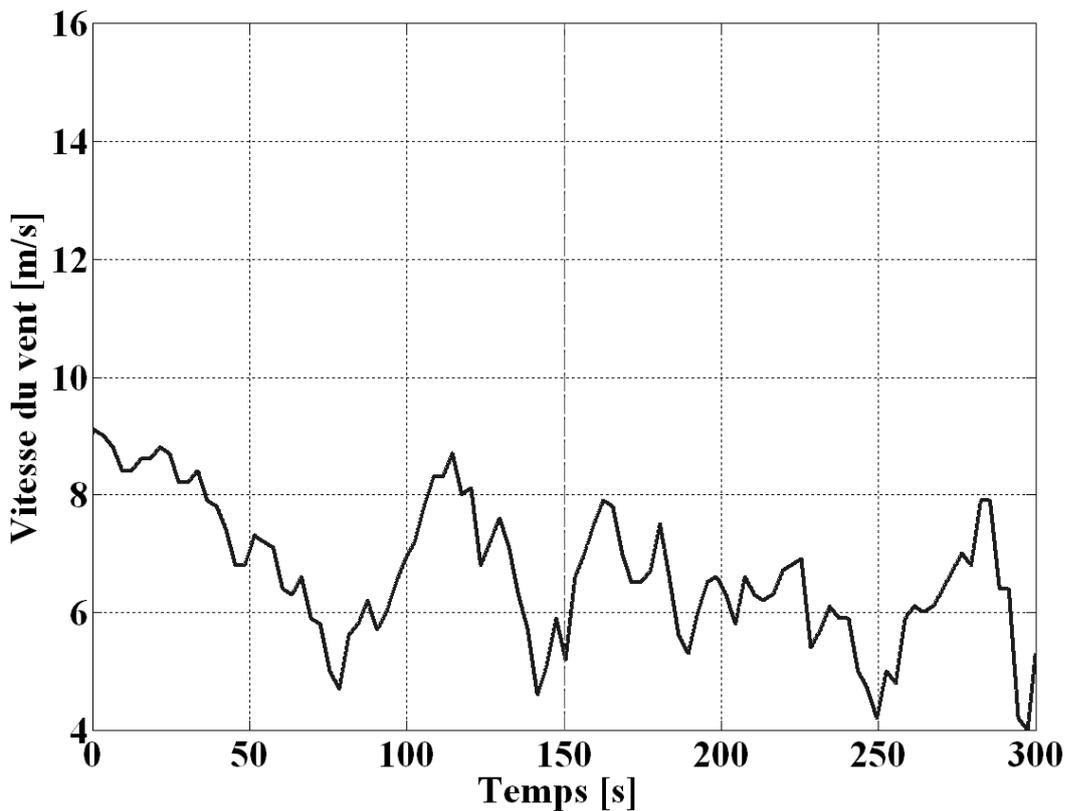


Figure 104. Vitesse du vent

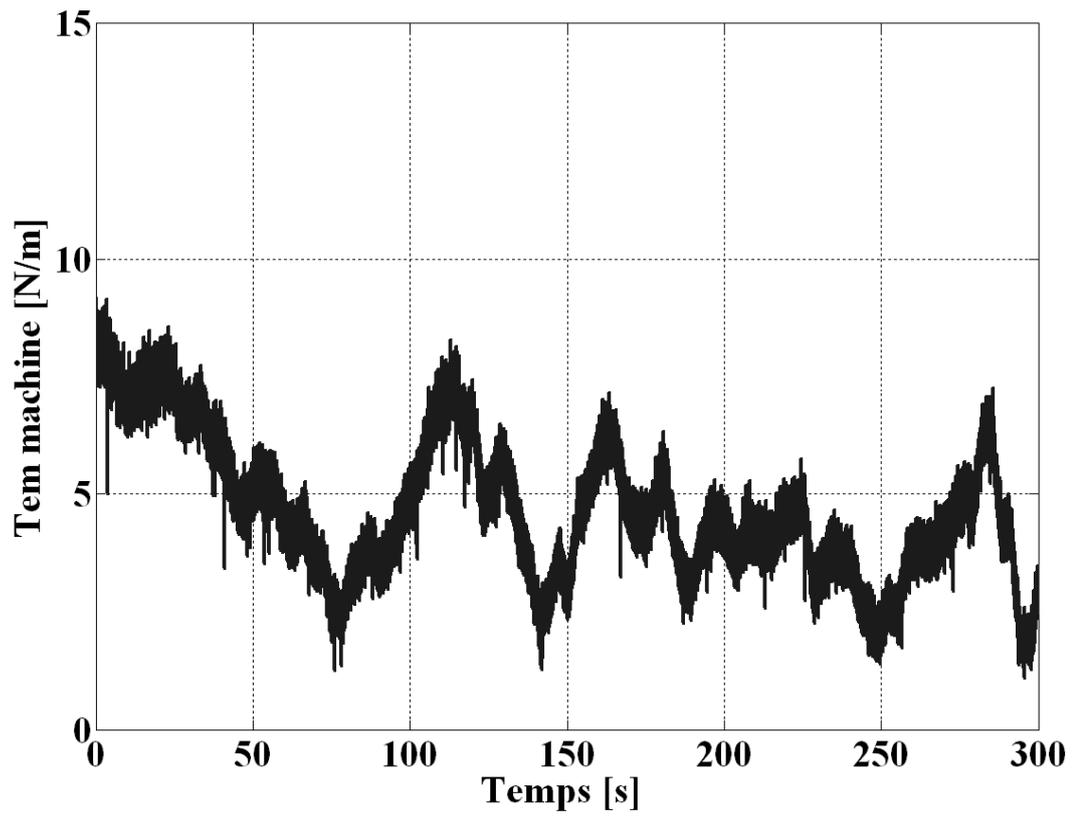


Figure 105. Couple de la machine à courant continu

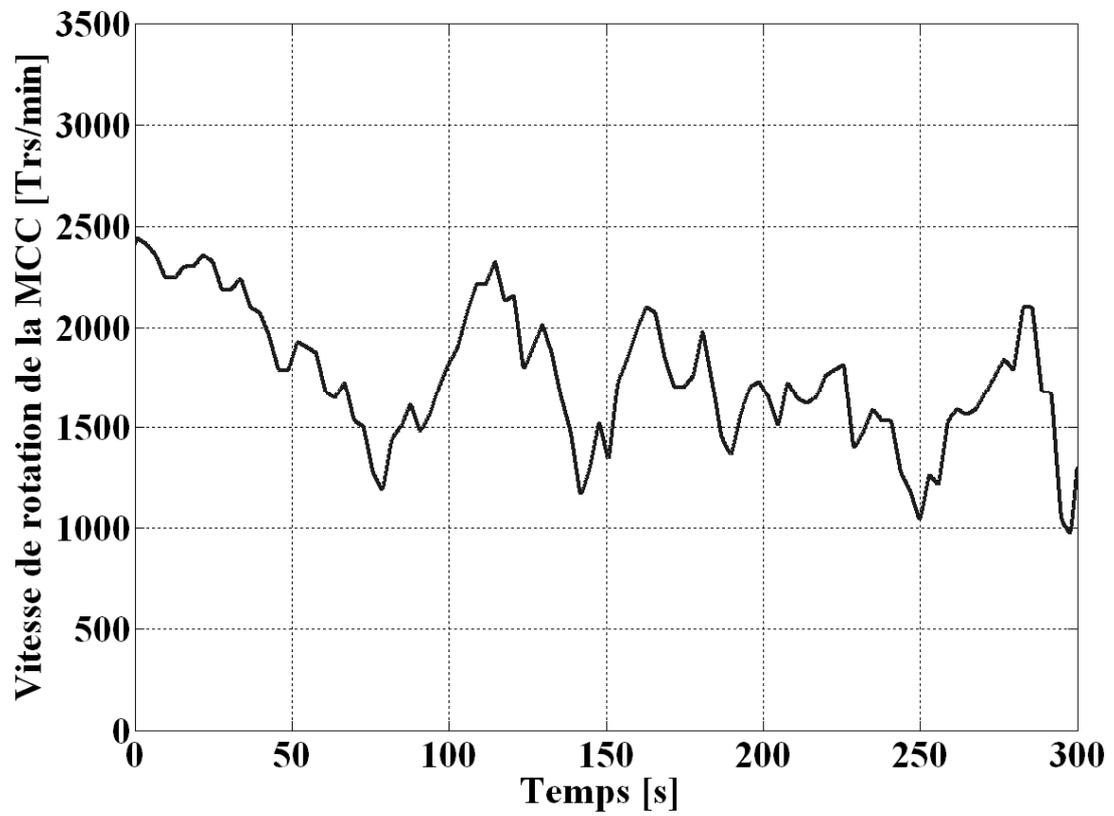


Figure 106. Vitesse de rotation de la MCC

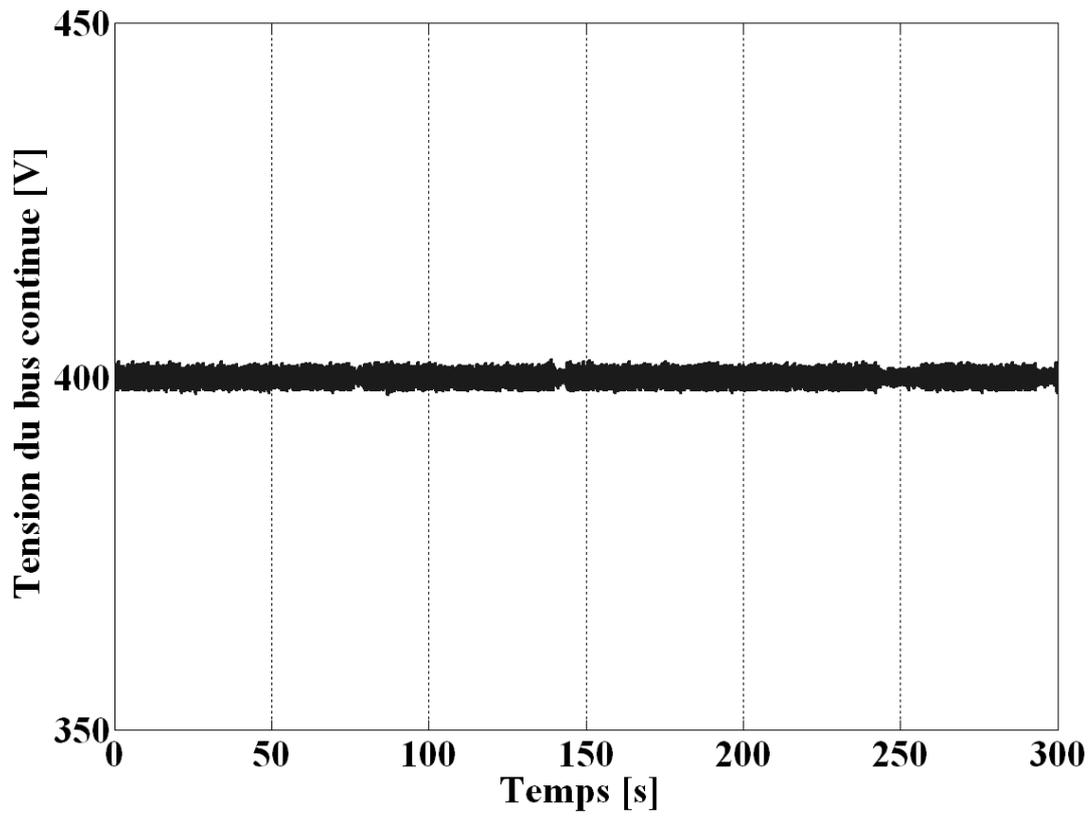


Figure 107. Tension du bus continue

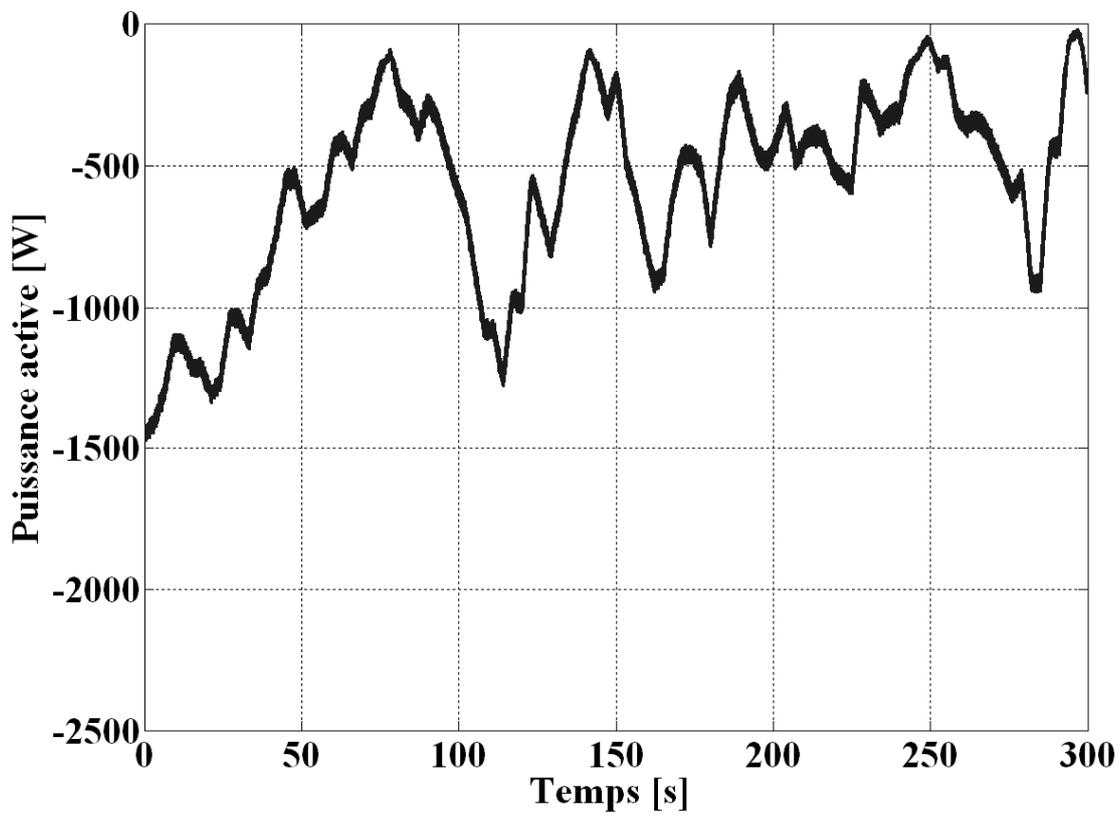


Figure 108. Puissance active de la MSAP

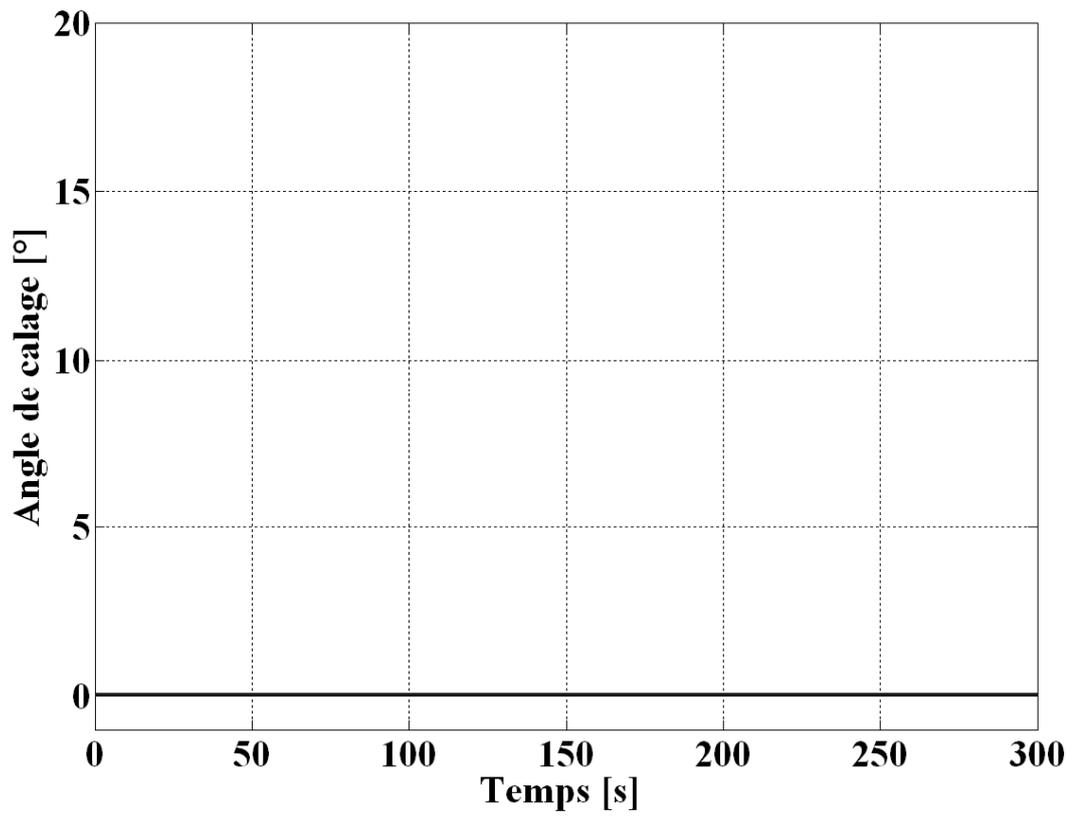


Figure 109. Evolution de l'angle de calage

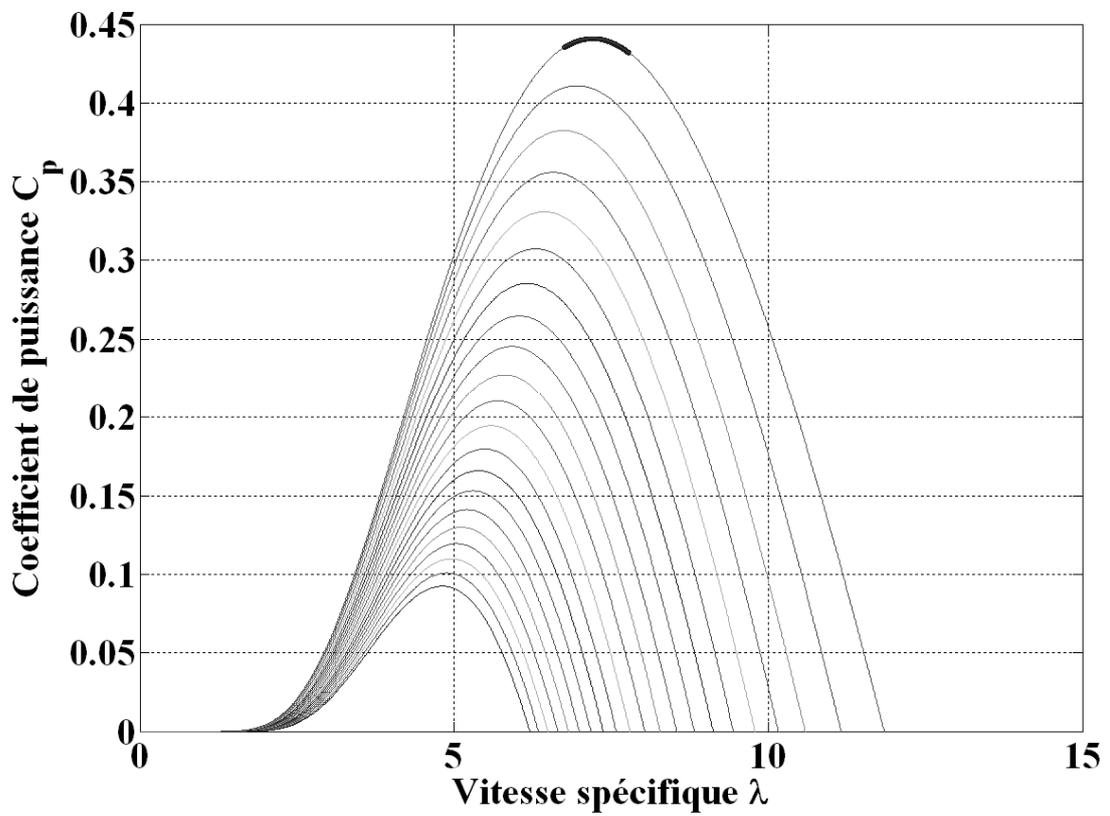


Figure 110. Evolution statique et dynamique du coefficient de puissance

Les Figure 111, Figure 113 et Figure 112 présentent respectivement la vitesse du vent, la vitesse de rotation de l'arbre de la machine et la puissance active de la machine synchrone à aimant permanent lorsque la turbine est soumise à un vent de vitesse moyenne et l'évolution de l'angle de calage. La Figure 113 montre que la puissance est bien limitée à la valeur de référence (2,2 kW). La limitation de vitesse est elle aussi bien respectée (3000 trs/min) à l'aide de l'angle de calage (Figure 114).

La Figure 115 montre l'évolution statique et dynamique du coefficient puissance, contrairement à l'essai précédent la vitesse du vent impose une limitation de vitesse de la machine. Le point de fonctionnement peut donc être divisé en deux zones ; lorsque le générateur fonctionne en MPPT, dans ce cas, le point de fonctionnement suit la courbe statique correspondant au  $\beta$  égal à zéro. En limitation de vitesse, le point de fonctionnement va être décalé vers le bas dû au changement de l'angle de calage.

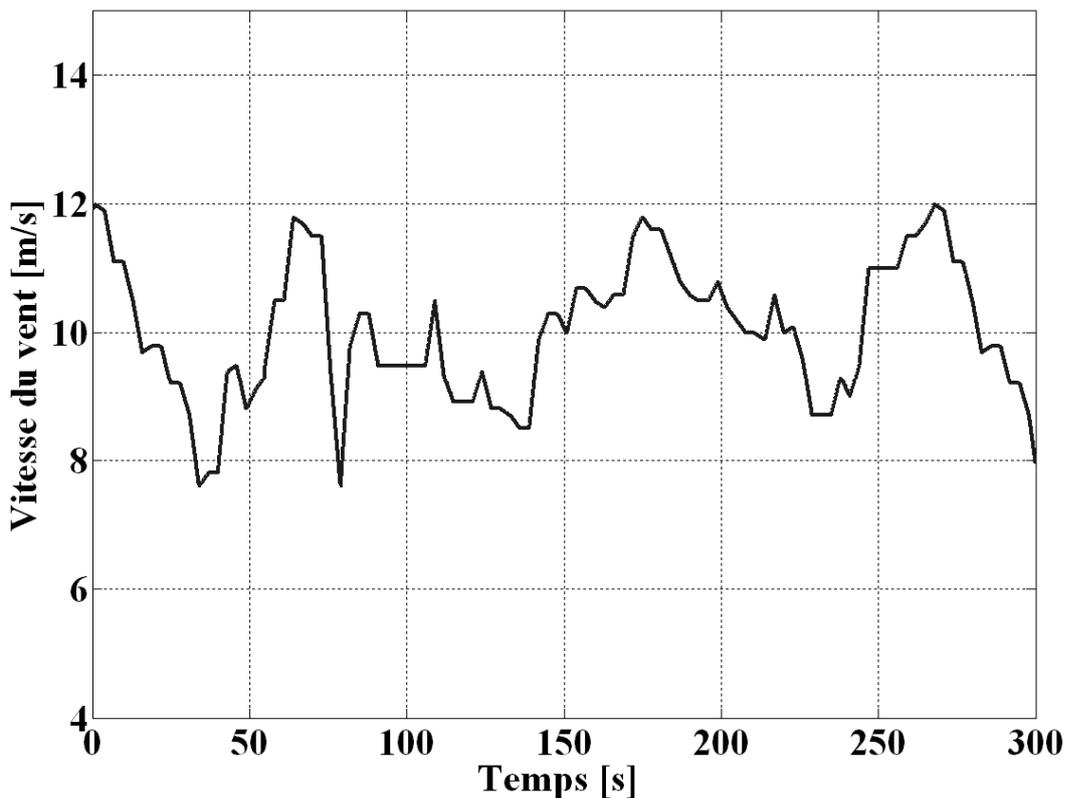


Figure 111. Vitesse du vent

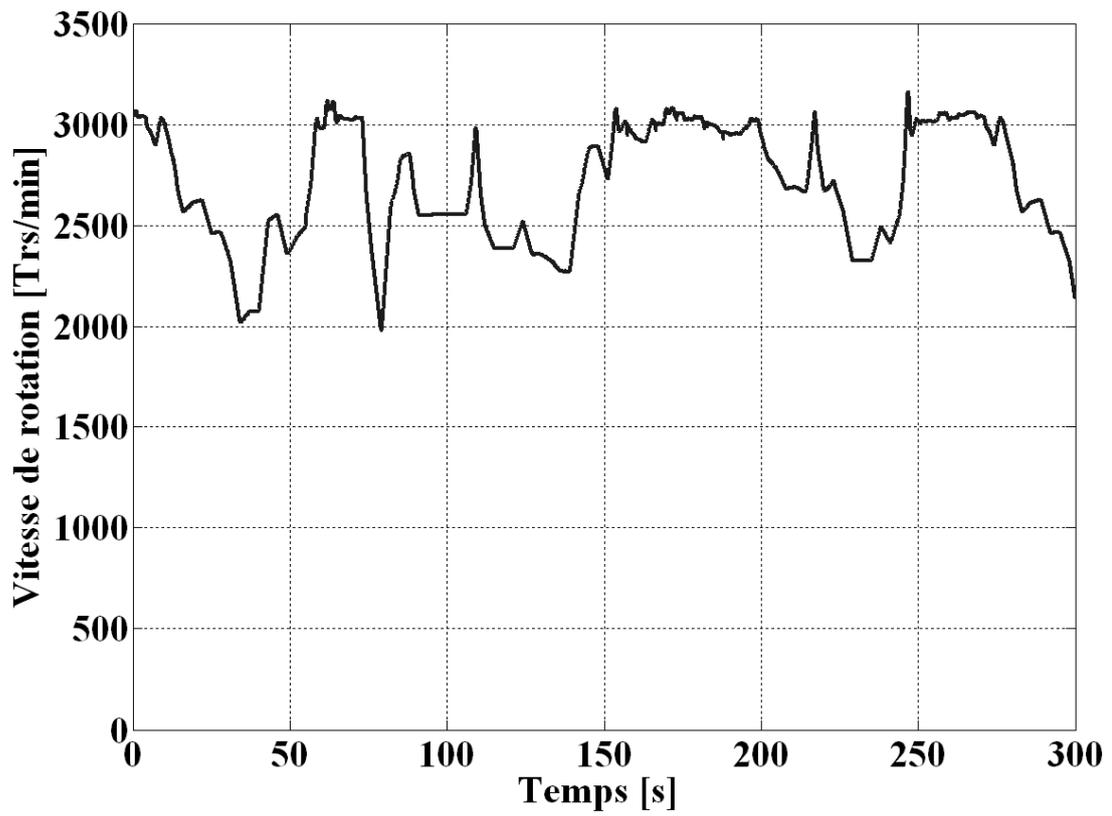


Figure 112. Vitesse de rotation de l'arbre

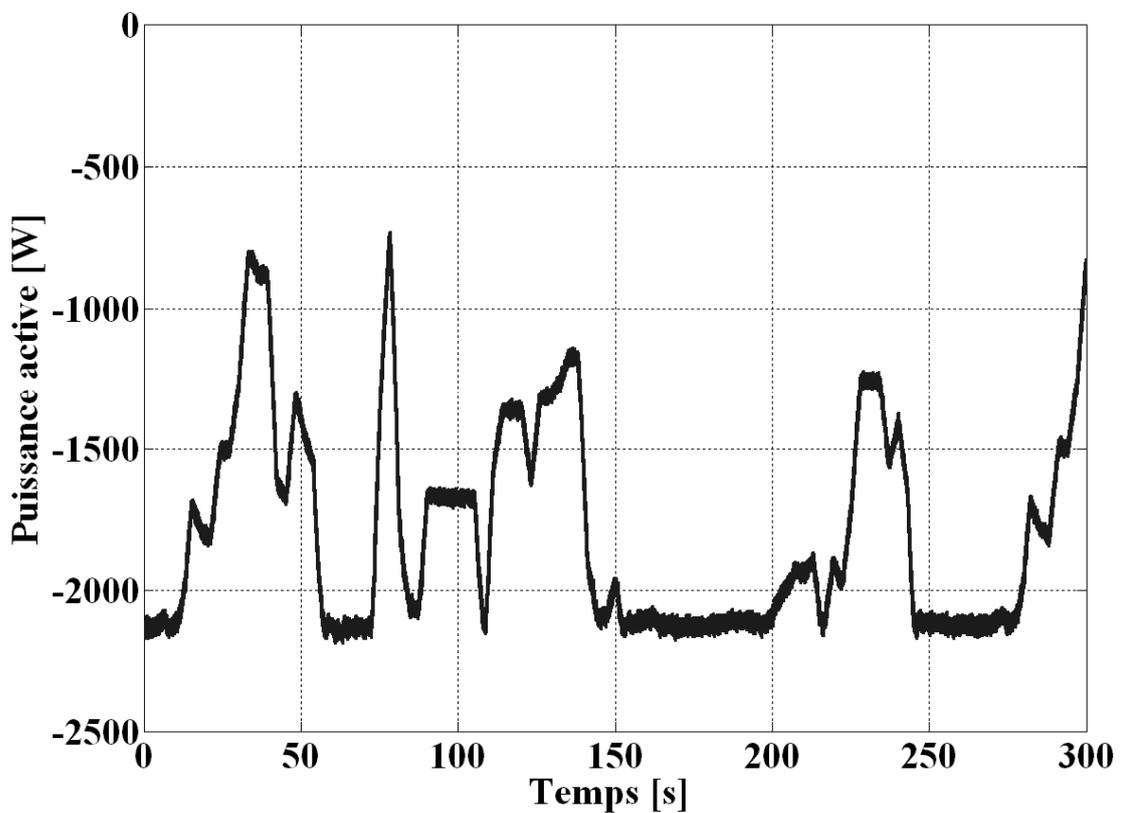


Figure 113. Puissance active de la machine synchrone à aimant permanent

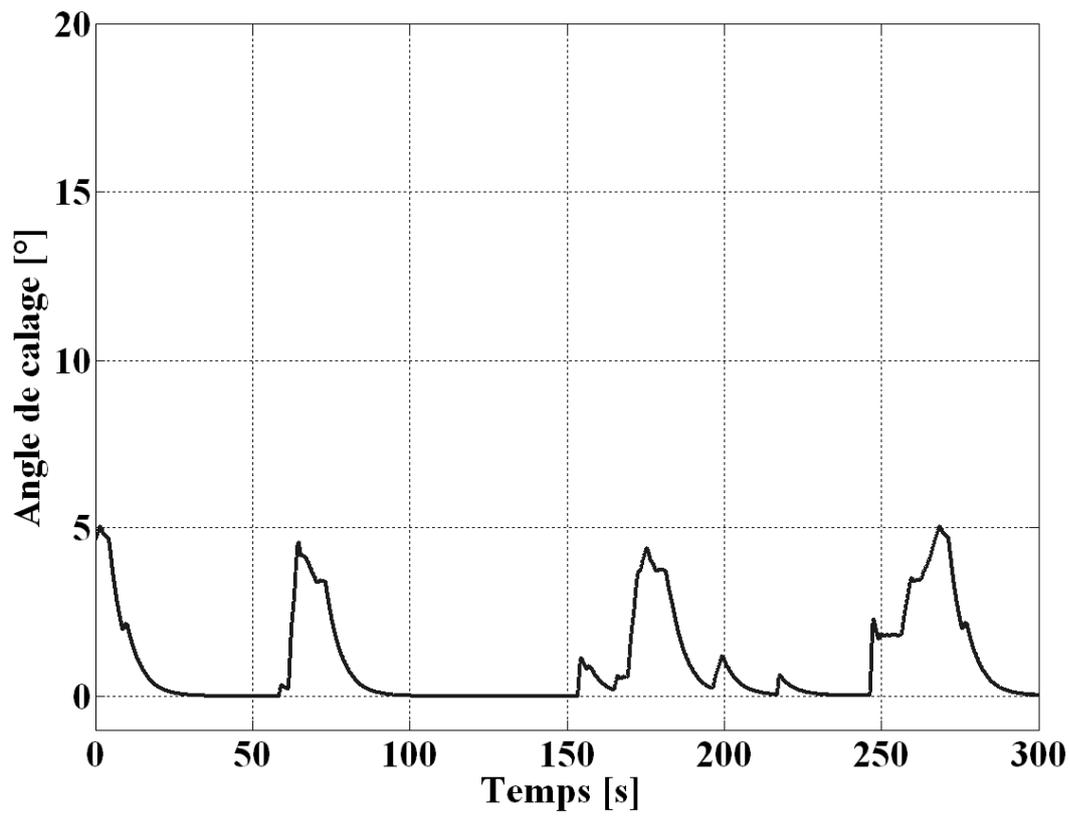


Figure 114. Evolution de l'angle de calage

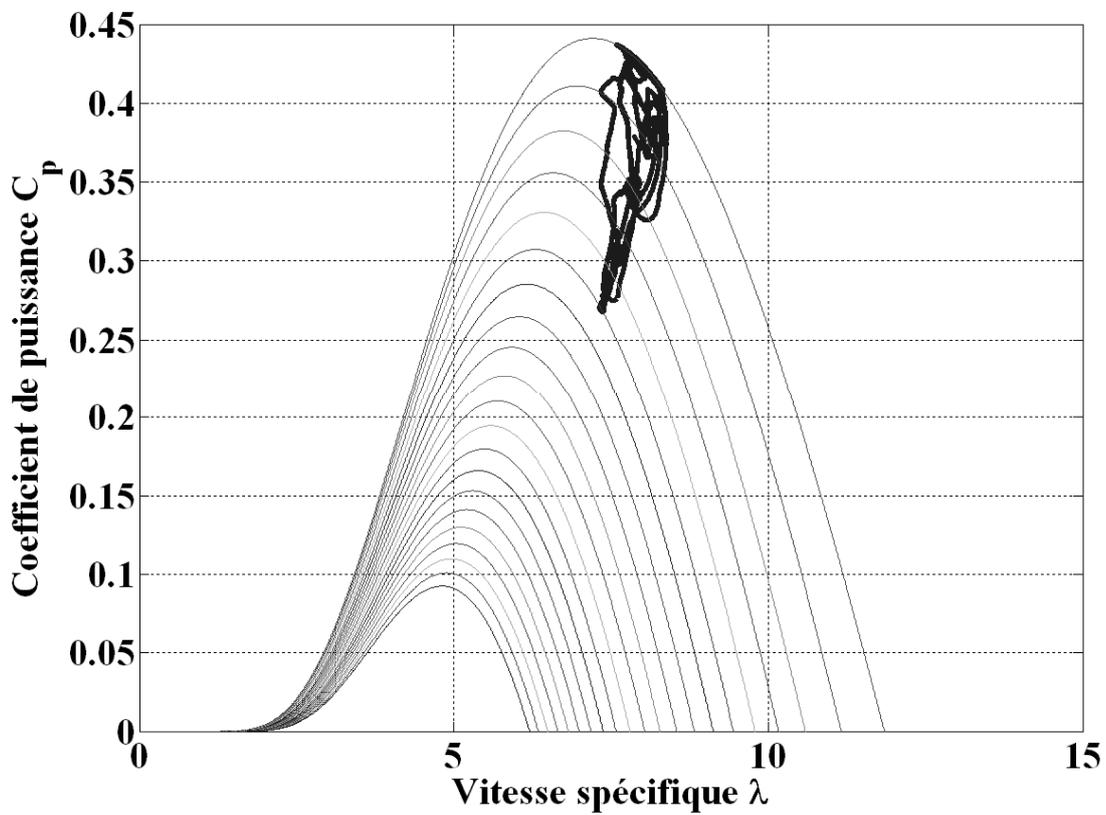


Figure 115. Evolution statique et dynamique du point de fonctionnement

## Deuxième Partie

# Modélisation

**Conclusion** - Dans cette partie, deux réseaux ont été modélisés, un premier réseau de type radial permet de développer les stratégies de commande, tout en limitant les temps de calcul. Un second réseau maillé va permettre de se rapprocher d'un réseau plus réaliste. Il est modélisé sous un logiciel orienté réseau (EUROSTAG). Cette étude s'intéressant au réglage de fréquence, il n'est pas utile dans un premier temps de considérer des réseaux plus importants. Il faut cependant rester vigilant sur la taille des groupes équivalents qui vont représenter l'inertie du réseau. Un second chapitre a été consacré à la modélisation du générateur éolien considéré. L'étude est partie d'un générateur éolien basé sur une MSAP de 750 kW interfacé par deux convertisseurs d'électronique de puissance, le modèle a été développé sur Matlab simulink<sup>TM</sup>. Dans un second temps, les variables ont été passées en per unit puis intégrées sur le logiciel EUROSTAG. Un dernier chapitre a permis de présenter un banc d'essais qui reproduit le générateur éolien de l'étude à échelle réduite. Le comportement de la turbine éolienne est émulé à l'aide d'une machine à courant continu solidaire de la génératrice synchrone à aimant permanent. La partie suivante va exposer les deux stratégies de commande imaginées pour faire participer les générateurs éoliens aux services système, le point de départ de ces stratégies repose sur la stratégie MPD présentée dans cette partie.



## Troisième Partie

# Capacité des générateurs éoliens à participer aux réglages de fréquence

**Introduction** - L'objectif de cette partie est d'étudier la capacité des générateurs éoliens à participer d'une façon régulière au réglage de la fréquence sans mesure ni prévision de la vitesse du vent, ni avoir recours à un système de stockage. Deux stratégies de commande sont présentées. La première, et la plus simple, va permettre une participation régulière au réglage de la fréquence uniquement lorsque l'on fonctionne en pleine charge, via le contrôle du couple de la génératrice. Pour assurer un réglage primaire quelle que soit la vitesse du vent, un superviseur multivariables basé sur la logique floue est ensuite proposé. Ce superviseur commande simultanément le couple de référence et l'angle de calage des pales. Cette stratégie permet de maintenir une réserve de puissance régulière sur une large plage de variation de la vitesse du vent sans utiliser la mesure de cette vitesse. Dans un premier chapitre le principe des commandes développées sous Matlab Simulink est exposé, une comparaison entre les stratégies de commande est proposée. Un deuxième chapitre est consacré à la validation expérimentale de ces stratégies. Enfin un dernier chapitre montre que dans le cas de réseaux à fort taux de pénétration, il est possible d'envisager un réglage secondaire de fréquence.



## Chapitre 7

### Présentation des stratégies de commande

#### I) Introduction

L'objectif de cette première partie est d'étudier la capacité d'un générateur éolien à participer d'une façon régulière au réglage de la fréquence sans mesure de la vitesse du vent ni recours à un système de stockage. Deux stratégies de commande sont présentées. La première, et la plus simple, va permettre une participation régulière au réglage de la fréquence uniquement lorsque l'on fonctionne en pleine charge via le contrôle du couple de la génératrice. Pour assurer un réglage primaire quelle que soit la vitesse du vent, un superviseur multivariables basé sur la logique floue est ensuite proposé. Ce superviseur commande simultanément le couple de référence et l'angle de calage des pales. Cette stratégie permet de maintenir une réserve de puissance régulière sur une large plage de variation de la vitesse du vent sans utiliser la mesure de cette vitesse.

Les performances de ces stratégies sont montrées au moyen de simulations en considérant un réseau simple limité à un jeu de barres et un réseau maillé intégrant trois éoliennes. Des données statistiques permettent une comparaison des deux stratégies considérées.

#### II) Etat de l'art : réglage fréquence-puissance des générateurs éoliens

Dans la majorité des pays, les règles de connexion en terme de réglage fréquence-puissance imposées aux éoliennes étaient quasiment inexistantes. Seule une dégradation de la puissance injectée au réseau en cas de surfréquence leur était imposée.

Cependant les pays ayant développé fortement l'éolien (Danemark, Allemagne, Espagne, Irlande), commencent à durcir leur réglementation. Le Tableau 7 présente les principales caractéristiques des ces systèmes électriques : la consommation de pointe, la consommation minimale, les capacités de transfert des interconnexions, les puissances éoliennes installées et produites et enfin le taux de pénétration maximum avec et sans prendre en compte les interconnexions. Les problématiques de réglage fréquence-puissance dépendent fortement des systèmes de production du réseau et des capacités de transfert des interconnexions. Dans le cas d'un pays ayant des fortes capacités de transfert de puissance par l'intermédiaire de ces interconnexions vis-à-vis de sa production, l'impact de l'éolien pourra être supporté en partie par les pays transfrontaliers.

Deux cas sont intéressants à ce sujet, l'Irlande et le Danemark.

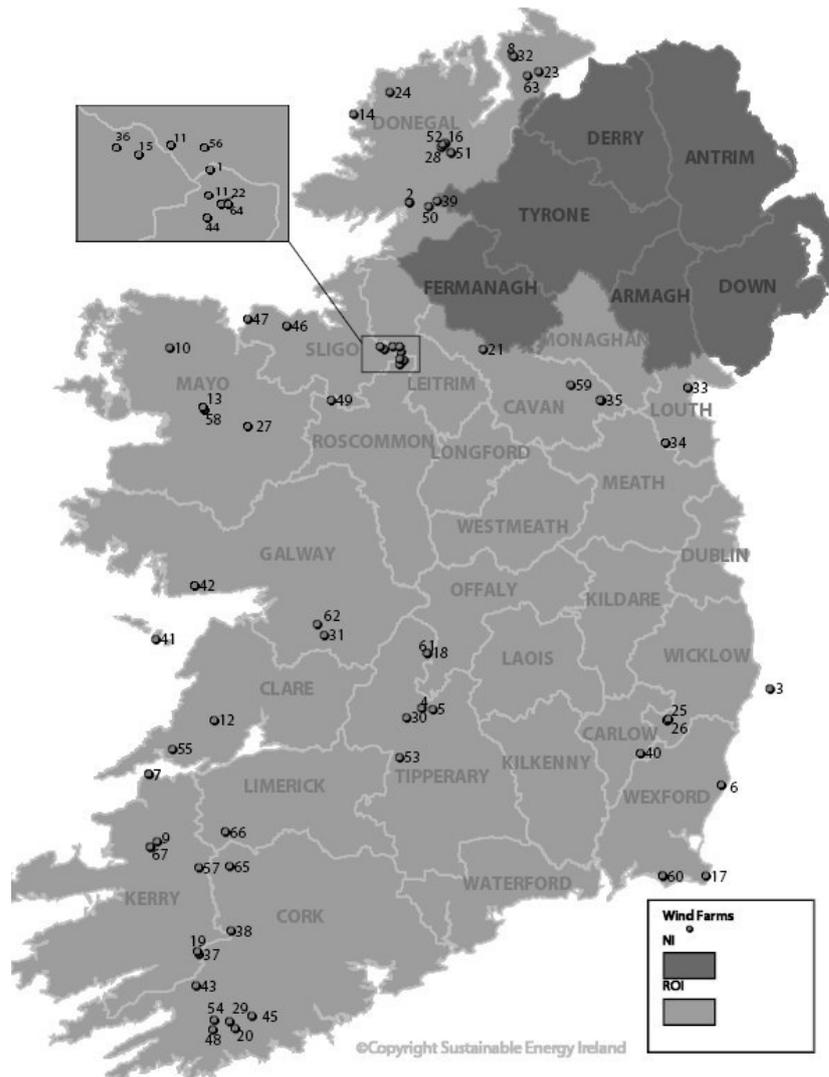
		Unité	Allemagne	Espagne	Irlande	Danemark
Consommation maximum		GW	77.2	38.2	4.5	6.3
Consommation minimum		GW	38	15.3	1.65	2.1
Capacité de transfert des interconnexions		GW	16.6	4.6	0.5	5.1
Générateur éolien	installé	GW	16.6	8.3	0.3	3.1
	Production	TWh	25	14.5	0.7	7.9
	Taux d'utilisation (Production réel/production max)	%	17.2	20	26.6	29
Taux de pénétration maximum (Générateur éolien installée/consommation minimum)		%	44	54.2	18.2	W : 200 E : 21.2
Taux de pénétration maximum avec interconnexions (Générateur éolien installée/consommation minimum)		%	30	48.5-45.8	13.9	W : 61.5 E : 21.2

Tableau 7 Caractéristiques des systèmes électriques (2004) [ERI 05]

#### a. Le cas Irlandais

Le cas du réseau Irlandais par sa situation insulaire est particulièrement intéressant. Les interconnexions avec les pays voisins sont négligeables vis-à-vis de la production. Le pic de demande du réseau atteint 6 GW tandis que le minimum est de l'ordre de 2.2 GW. Le taux de pénétration maximum que peut atteindre l'Irlande interconnexion comprise atteint 13,9 %. Le réseau irlandais est particulièrement sensible à l'augmentation du nombre de générateurs éoliens, lorsqu'ils remplacent la production classique, ils tendent à diminuer l'inertie globale du réseau. Ce dernier point est d'autant plus crucial que la majorité des éoliennes installées en Irlande utilise des MADA comme génératrice [ERI 05].

De plus, comme le montre la Figure 116, la production éolienne est fortement concentrée au nord-ouest et au sud ouest du pays [ACK 07], ce qui limite le lissage naturel de la production dû au foisonnement. La variation de la production éolienne va donc impacter de manière plus importante le réseau.



**Figure 116. Implantation des fermes éoliennes en Irlande [SEI 07]**

Suite à un moratoire concernant les règles de connexions en 2003, il en a été conclu que les règles de connexion n'étaient pas suffisamment contraignantes et que les modèles dynamiques mis à disposition des GRT ne permettaient pas d'avoir des études pertinentes sur l'impact de la génération éolienne. Les GRT, en coordination avec les constructeurs, ont établi et validé des modèles dynamiques qui ont permis d'effectuer plusieurs études sur ce réseau [GAR 03],[LAL 05],[LEI 06],[MUL 05],[DOH 05]. Il en a résulté que les générateurs éoliens de type MADA n'apportent pas d'inertie sur le réseau. Cependant, avec une commande adaptée, il est possible d'intégrer un lien artificiel entre la fréquence et la puissance débitée.

A partir de ces conclusions, le GRT a fait évoluer les règles de connexions, notamment en terme de réglage fréquence-puissance. La Figure 117 présente les capacités que doivent avoir les éoliennes afin d'être connectées au réseau de transport irlandais [FAG 04],[CER 04] et [ACK 07].

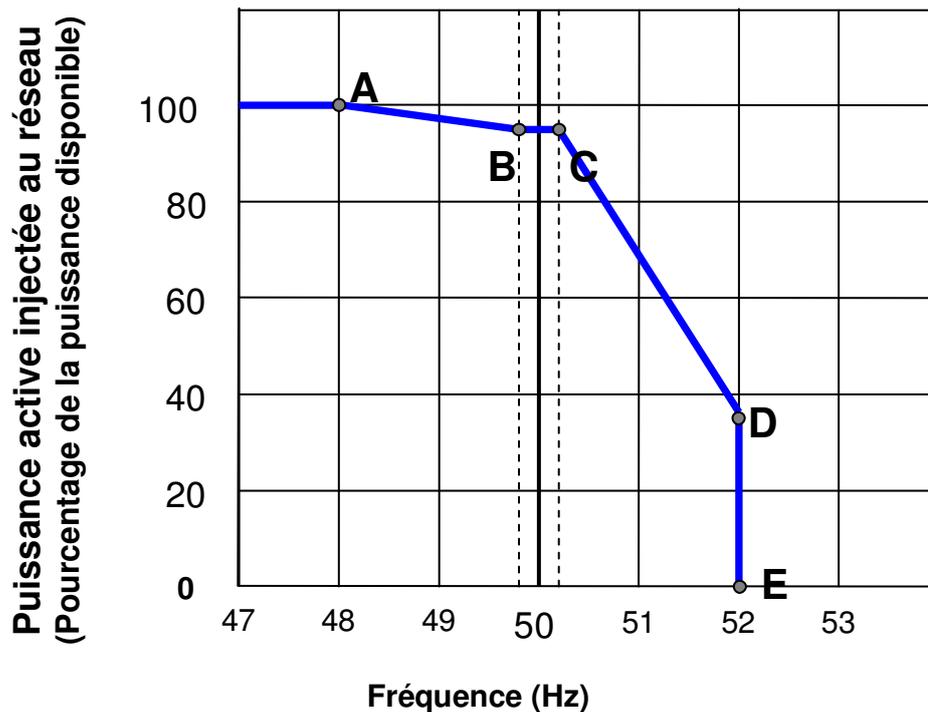


Figure 117. Caractéristique Fréquence-Puissance

En fonctionnement normal, la fréquence du réseau peut osciller entre 49.8 et 50.2 Hz. Les générateurs éoliens doivent alors fournir une puissance inférieure à la puissance disponible afin de conserver une réserve de puissance. Entre les points B et A, le générateur éolien doit augmenter sa production pour contribuer au réglage fréquence-puissance et en deçà du point A le générateur éolien doit rester connecté au réseau. De même, entre les points C et D, la ferme éolienne doit dégrader son point de fonctionnement, par contre pour une fréquence supérieure à 52 Hz, le générateur éolien doit être déconnecté.

Chaque ferme éolienne a sa propre caractéristique fréquence puissance déterminée par le GRT en fonction de sa taille et de sa localisation [CER 04].

### b. Le cas Danois

Le Danemark est historiquement l'un des pays qui a développé le plus l'éolien ([ACK 05],[ACK 07],[ERI 05],[AKH 07]. Aujourd'hui, il est celui qui a le taux de pénétration le plus important d'Europe. Dans certaines conditions, la production éolienne peut être supérieure à la consommation du pays, le surplus de production est alors exporté aux pays voisins à l'aide des interconnexions. Electriquement, le Danemark est séparé en deux zones de taille équivalente : la zone OUEST, synchronisée avec l'UCTE et la zone EST, synchronisée au système NORDEL. 75 % des installations éoliennes sont concentrées dans la zone OUEST. Au Danemark, la majorité des

installations éoliennes ont été construites avant 2001 et la technologie dominante est basée sur des éoliennes à vitesse fixe. Néanmoins quelques fermes offshore sont équipées de technologie à vitesse variable. La majorité étant basée sur des génératrices à double alimentation.

L'évolution des règles de connexions imposées par ELTRA (le GRT de la zone OUEST du Danemark) est née d'un projet d'une ferme éolienne située à 15 Km des côtes de Horn Rev. Après une concertation entre ELTRA et les différents acteurs du projet, notamment un constructeur de générateurs éoliens (VESTAS), la ferme a été désignée pour tester de nouvelles exigences en terme de réglage de la puissance injectée.

La ferme de Horn Rev a une puissance installée de 160 MW, elle est constituée de 80 Vestas V80 (2 MW). Les générateurs éoliens sont répartis sur 10 lignes de 8 turbines.

Les réglages proposés se basent sur une supervision centralisée de la ferme éolienne, qui va, à partir d'un signal envoyé par le GRT, modifier les puissances éoliennes de chaque générateur éolien.

Les réglages de puissances requis par le gestionnaire de réseau, présenté Figure 118, sont les suivants [ACK 07] :

- Limitation de puissance : le GRT va imposer une puissance de référence que la ferme ne doit pas dépasser (Figure 118.a)
- Réglage d'équilibre : le GRT va fixer une puissance de référence variable qui doit être garantie tant que le vent le permet, le signal envoyé par le GRT ayant pour but de garantir l'équilibre du réseau (Figure 118.b).
- Limitation par rampe : afin de limiter les brusques variations de la puissance injectée par la ferme, le GRT peut imposer une limitation qui se traduit par une rampe. Cette limitation n'est effective que pour une augmentation de la puissance injectée (Figure 118.c).
- Réglage par écart : ce contrôle va imposer à la ferme d'injecter une puissance sur le réseau inférieure à la puissance maximum qu'elle peut générer. L'objectif de ce contrôle est de garder une réserve primaire de puissance afin de participer au réglage fréquence-puissance (Figure 118.d).

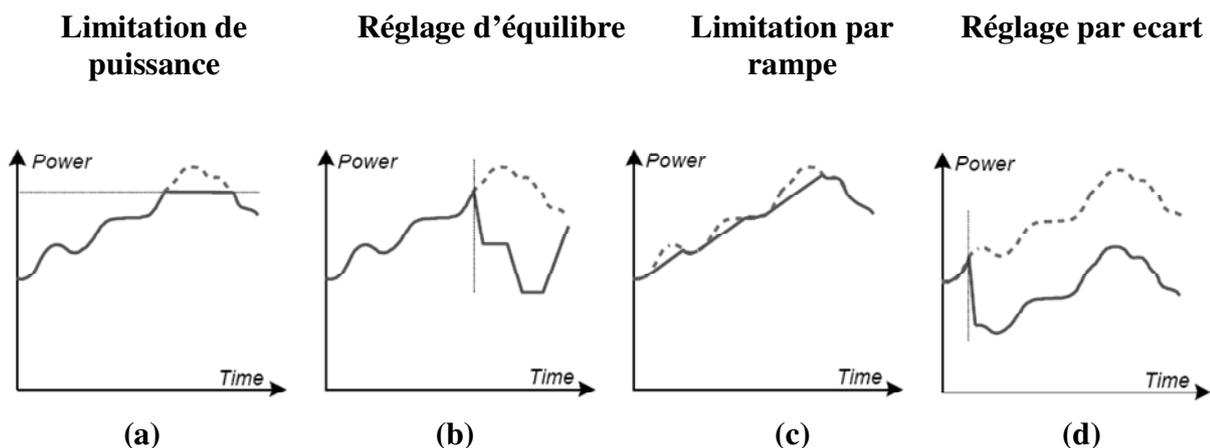


Figure 118. Contrôle imposé par le GRT danois à la ferme Horn Rev [ACK 07]

La Figure 119 présente des résultats expérimentaux mesurés sur le site de Horn Rev [ACK 07]. En trait foncé la consigne envoyée par le GRT. De 0 à 1 h, la ferme éolienne va injecter le maximum de puissance possible sur le réseau. Dans la zone 1, le GRT va imposer une consigne afin d'obtenir un réglage d'écart afin d'augmenter la réserve primaire globale du réseau. Dans la zone 2, le GRT va demander à la ferme éolienne de diminuer la puissance fournie par la ferme afin de participer à l'équilibrage du réseau.

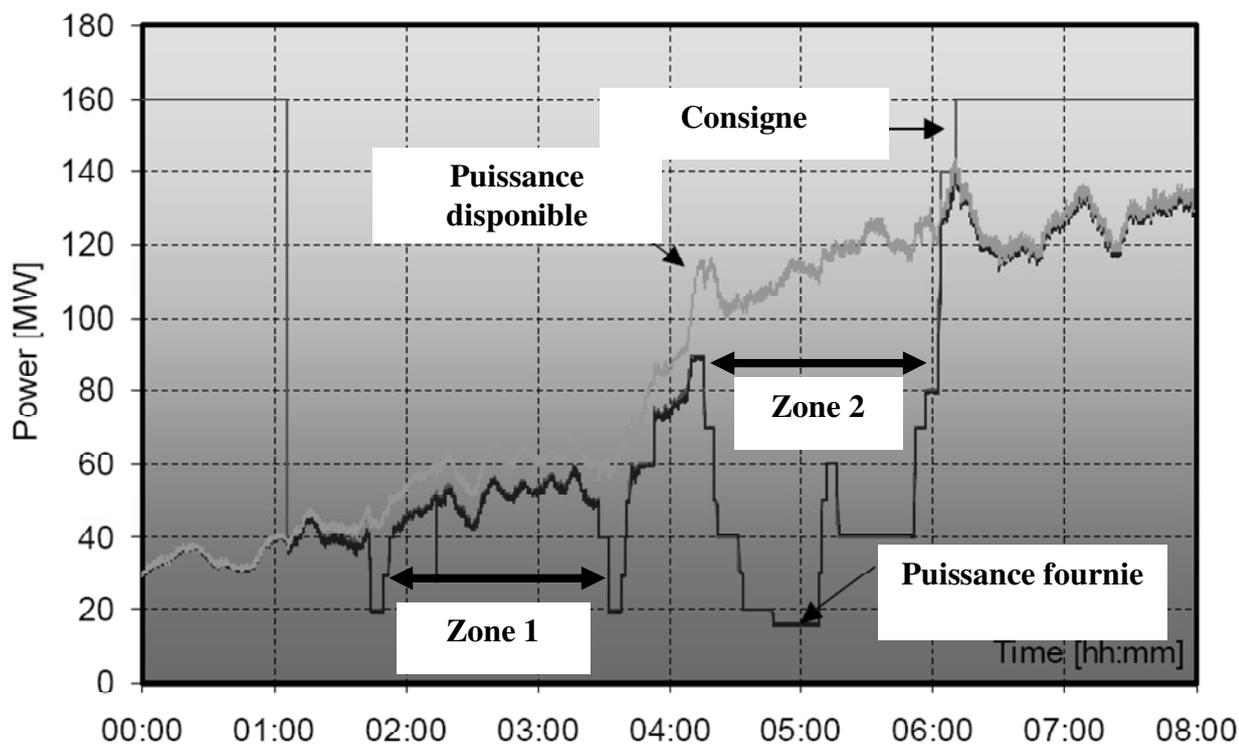


Figure 119. Puissance active injectée au réseau par la ferme de Horn Rev [ACK 07]

La ferme Horn Rev a permis une collaboration entre un producteur éolien et un GRT afin de faire évoluer les réglementations techniques en fonction des capacités de réglage des éoliennes. Ce travail de concertation intelligent a permis à Vestas de proposer un générateur éolien capable de participer aux réglages primaire et secondaire dans son catalogue. Tandis que le GRT dispose d'un moyen de réglage par l'intermédiaire des fermes éoliennes. Les performances de la Vestas V80 ont fortement influencé les règles de raccordements adoptées par l'Irlande.

### c. Etat de l'art des stratégies de contrôle

Deux types de supervision peuvent être envisagés afin de faire participer les générateurs éoliens au réglage fréquence-puissance, un réglage centralisé au niveau d'une ferme éolienne ou une supervision locale au niveau de chaque générateur éolien.

#### Supervision centralisée :

C'est la solution adoptée pour la ferme Horn Rev citée précédemment, la Figure 120 reprend le principe du contrôleur ([HAN 06],[ACK 05]) :

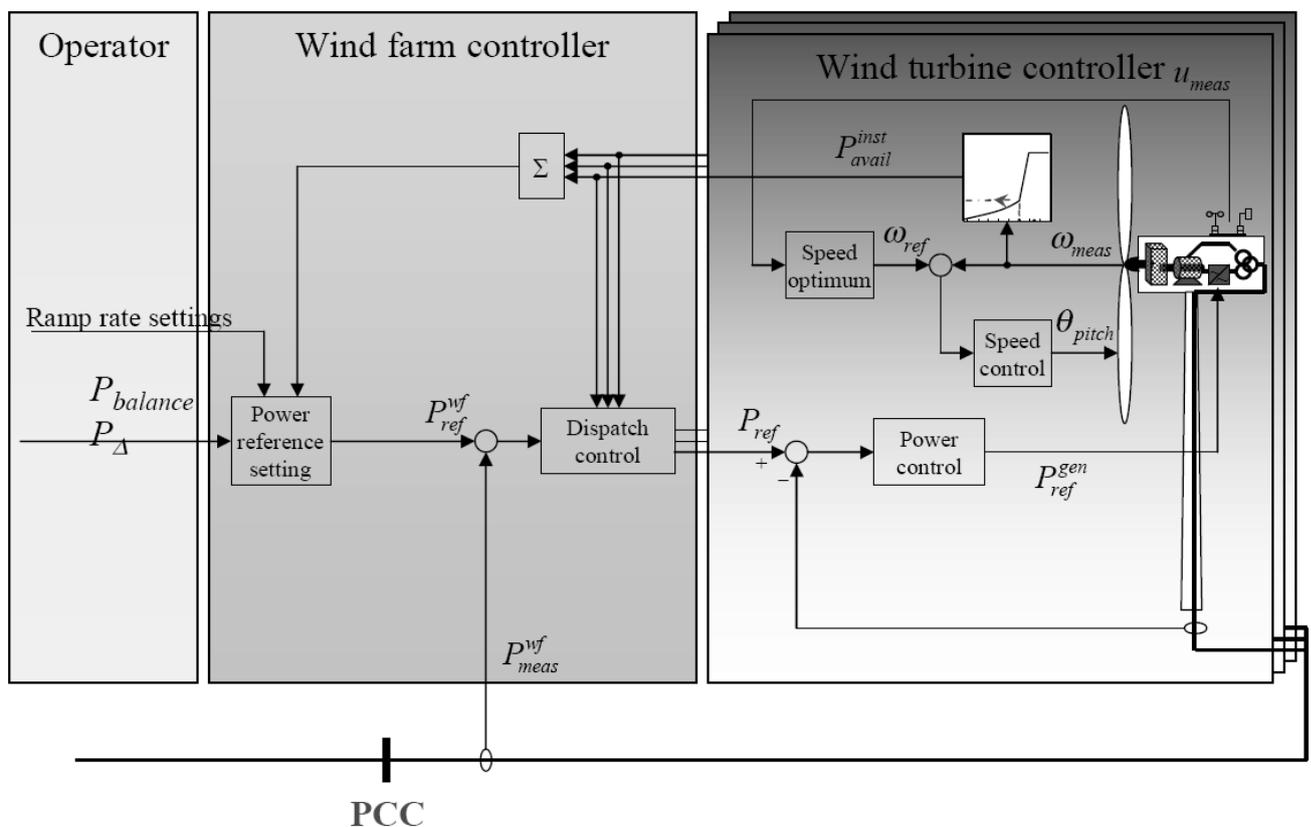


Figure 120. Supervision de la ferme de Horn Rev [ACK 05]

A partir d'une demande du GRT, de la puissance mesurée au point de connexion et du calcul de la puissance disponible de chaque générateur éolien, le superviseur va calculer la puissance de référence de chaque générateur éolien afin d'obtenir le fonctionnement désiré.

### **Supervision décentralisée :**

Le superviseur va, dans ce cas, gérer la puissance de référence d'un seul générateur éolien. Deux types de réglages peuvent être choisis pour fournir une contribution au réglage de la fréquence :

- Un réglage inertiel qui permet de compenser la perte d'inertie introduite par la connexion de générateur éolien interfacé par l'électronique de puissance. [BOU 06], [MOR 06], [ULL 08] proposent de stocker une partie de la puissance aérodynamique convertie sous forme inertielle dans les masses tournantes (pales et machines) comme réserve primaire. L'intérêt de cette approche est qu'elle ne nécessite pas de dégrader la puissance aérodynamique convertie pour constituer la réserve. Cependant cet apport au réglage primaire reste limité, il ne fait que palier partiellement au découplage électrique entre la machine et le réseau.
- Un réglage primaire de fréquence : qui va nécessiter de créer une réserve primaire de puissance. Les éoliennes à vitesse variable sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs d'électronique de puissance. Il n'y a donc plus de lien naturel entre la fréquence du réseau et la vitesse de la machine électrique, mais ce lien peut être créé artificiellement par l'intermédiaire de la commande de ces convertisseurs. [BOU 06] propose de constituer une réserve d'énergie lorsque l'éolienne est en pleine charge, au moyen du système d'orientation des pales en dégradant le rendement de la turbine. L'énergie n'est pas stockée dans la masse en rotation et dans ce cas, elle est irrémédiablement perdue. D'autre part, la durée de fonctionnement en pleine charge d'une éolienne ne constitue en général qu'une faible fraction de sa durée de fonctionnement. [ALM 07] et [ANA 06] proposent une stratégie de commande basée sur la mesure du vent, afin de calculer la puissance de référence du générateur éolien pour qu'il injecte une puissance inférieure à la puissance disponible. Il crée ainsi une réserve de puissance qui est mobilisable en cas de variation de fréquence.

Les stratégies proposées par la suite ont la particularité, d'une part, de ne pas nécessiter de mesure du vent, et d'autre part que le contrôle n'est pas centralisé au niveau d'une ferme.

### III) Stratégie de commande en couple

Pour développer ces stratégies de commande, l'éolienne modélisée dans le chapitre 5 est considérée. La structure de l'ensemble est rappelée à la Figure 121.

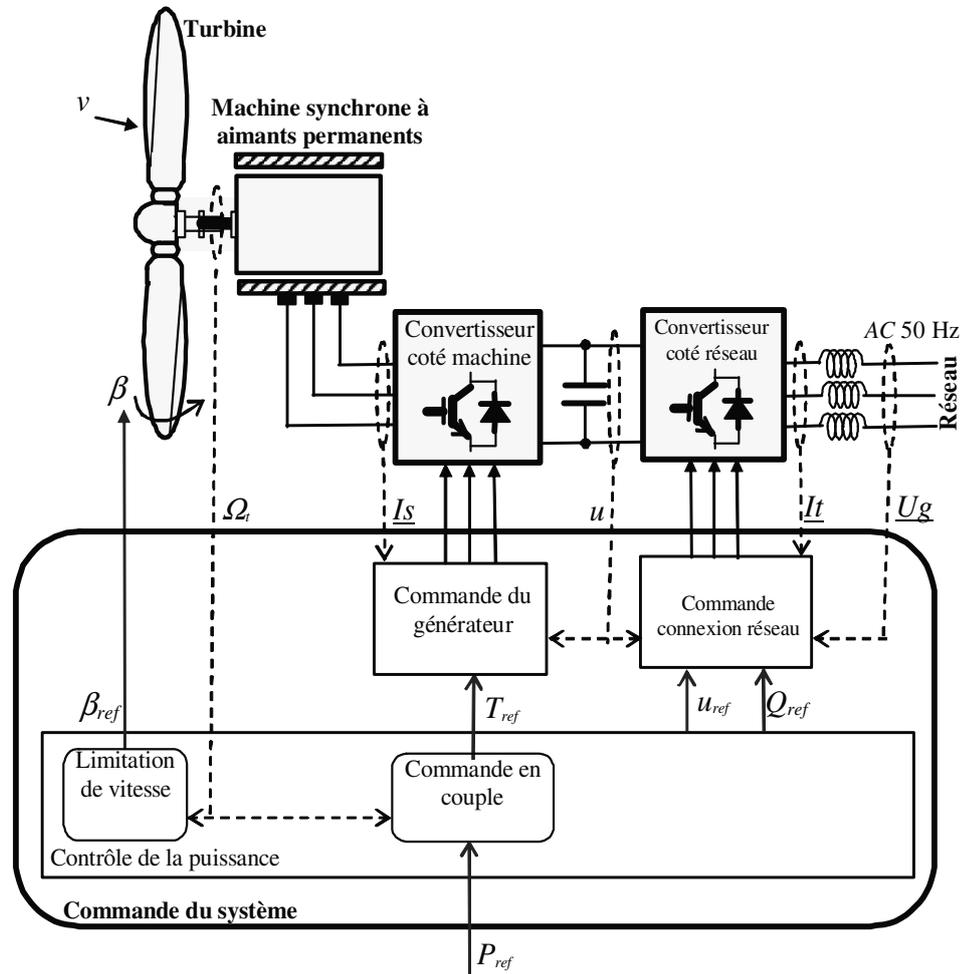


Figure 121. Structure de commande du générateur éolien

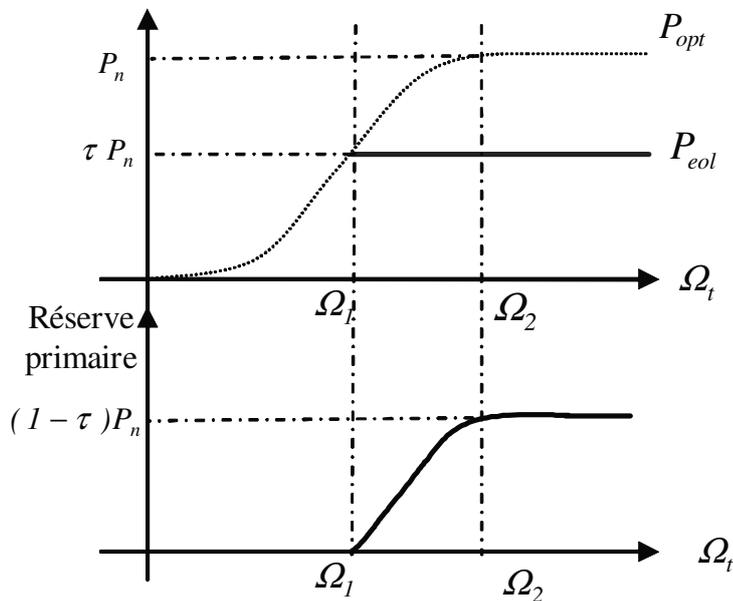
Pour obtenir une réserve de puissance, le point de fonctionnement du générateur éolien doit se situer en dessous du fonctionnement optimal. Pour dégrader la puissance aérodynamique convertie, deux moyens d'action sont possibles. Soit par l'intermédiaire de l'angle d'orientation des pales, dans ce cas la puissance dégradée est perdue, soit par l'intermédiaire de la vitesse de rotation de la turbine, dans ce cas une partie de la puissance dégradée sera stockée sous forme inertielle dans les masses tournantes. L'expression de cette puissance fait apparaître les deux difficultés majeures pour dégrader cette puissance : les variables d'action ( $\beta$  et  $\Omega_t$ ) sont couplées de manière non linéaire.

### a. Stratégie de commande

Pour obtenir une réserve de puissance, le point de fonctionnement du générateur éolien doit se situer en dessous du fonctionnement optimal. Une solution simple pour constituer cette réserve est d'imposer une puissance de référence inférieure à la puissance nominale de l'éolienne :

$$P_{ref} = \tau P_n \text{ avec } 0 \leq \tau \leq 1 \quad (56)$$

$(1 - \tau)$  est le pourcentage de réserve primaire tandis que  $P_n$  est la puissance nominale de la machine. La Figure 122 illustre les limites de cette approche. Dans cette figure, la courbe en trait continu représente la puissance générée avec la stratégie de commande en couple et la courbe en trait discontinu représente la puissance maximale que peut générer le générateur éolien. La réserve obtenue correspondra à celle souhaitée uniquement pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale de vent, variable pour des vitesses de vent permettant d'extraire une puissance comprise entre  $\tau P_n$  et  $P_n$ , puis nulle pour des vitesses de vent plus faible. Une seconde limite de cette stratégie réside dans la nécessité de déterminer a priori la puissance de référence.



Le réglage de la fréquence est obtenu en déterminant la valeur du couple de référence de la machine qui est la somme de deux termes :

- Le couple de référence déterminé à partir de (50) :

$$T_{ref1} = \frac{P_{ref}}{\Omega_t} \quad (57)$$

- le couple de référence qui assure le réglage primaire de la fréquence :

$$T_{ref2} = K_{reg}(f_0 - f) \text{ avec } K_{reg} = \frac{1}{k} \frac{P_n}{f_0} \quad (58)$$

Dans (58),  $f_0$  est la fréquence pour un fonctionnement normal,  $K_{reg}$  est le coefficient de puissance réglante et  $k$  le coefficient de statisme. La commande proposée est illustrée à la Figure 123.

Dans la zone de fonctionnement en MPPT, si  $P_{ref}$  est plus grand que la puissance maximale extractible, le couple de référence est alors fixé par :

$$T_{ref1} = \frac{P_{max}(\Omega_t)}{\Omega_t} \quad (59)$$

Il n'y a donc plus de réserve primaire de puissance :

$$T_{ref2} = 0 \quad (60)$$

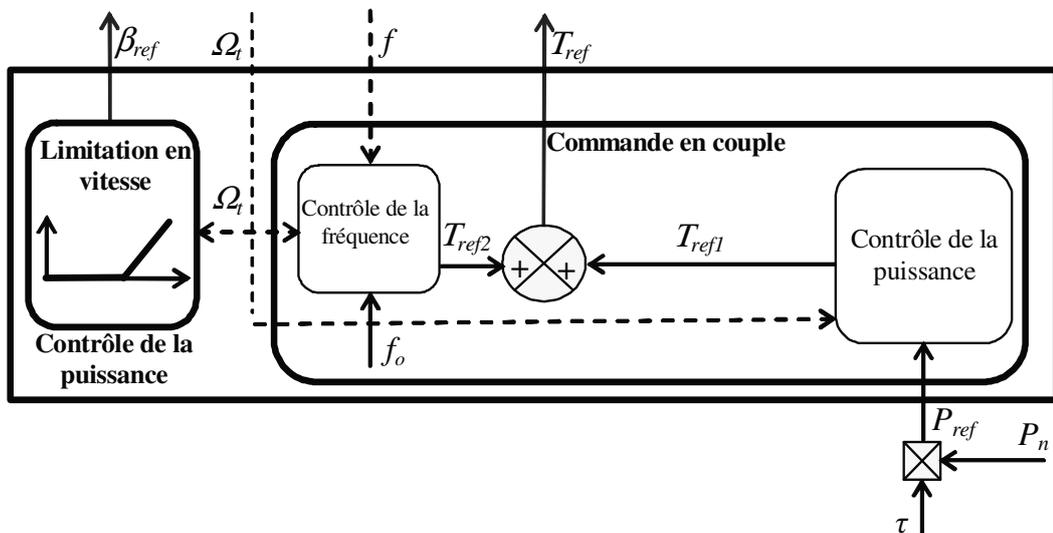
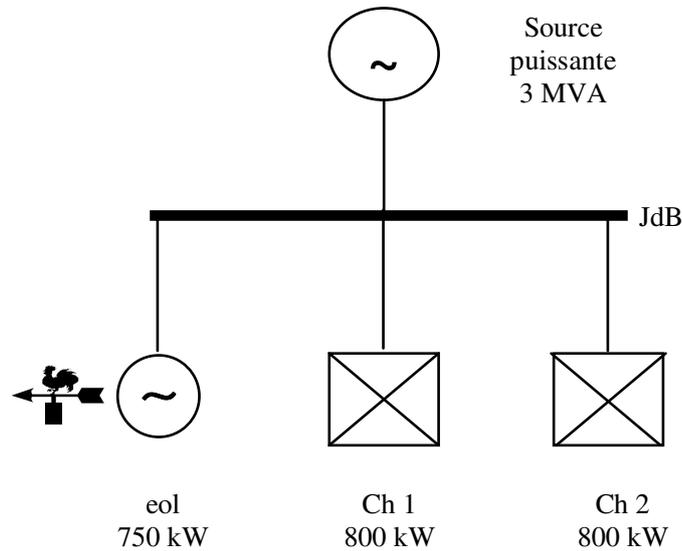


Figure 123. Réglage primaire de la fréquence à puissance de référence constante

La Figure 124 présente le réseau utilisé pour les simulations. Une source puissante (fréquence variable, tension fixe et de puissance apparente nominale  $S_n = 3\text{MVA}$ ) est connectée sur un jeu de barre. Sur ce même jeu de barre est connecté une éolienne et des charges. Les simulations sont obtenues à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Les modèles des charges et de la source classique sont présentés dans le Chapitre 4.



**Figure 124. Réseau considéré pour la simulation**

La Figure 125 montre l'évolution de la puissance générée par l'éolienne, la fréquence du réseau ainsi que la vitesse de la turbine quand l'éolienne est soumise à un vent constant (10,5 m/s).

Les courbes représentées en traits discontinus correspondent à la stratégie de commande consistant à extraire le maximum de puissance, tandis que les courbes en traits continus correspondent à la stratégie de commande en couple permettant de contribuer au réglage primaire de la fréquence. Une réserve de puissance de 15 %, correspondant à un  $\tau = 0.85$  dans (50), est considérée. A  $t=125$  s, on enclenche une charge, à ce moment la puissance générée par l'éolienne augmente rapidement ce qui permet de réduire les variations de fréquence du réseau. Le phénomène inverse apparaît lorsque l'on déleste une charge à  $t = 225$  s.

Les limites de la stratégie proposée sont, d'une part, que la détermination de  $P_{ref}$  doit être fixée a priori ou par le gestionnaire du réseau en fonction des prévisions météorologiques par exemple, et, d'autre part que la réserve n'est pas assurée pour toutes les vitesses de vent comme illustré dans [COU 06] et par des essais expérimentaux dans le chapitre suivant. La stratégie de commande développée dans la section suivante va pallier à ces inconvénients en mettant en œuvre une commande multivariable basée sur la logique floue (MLF).

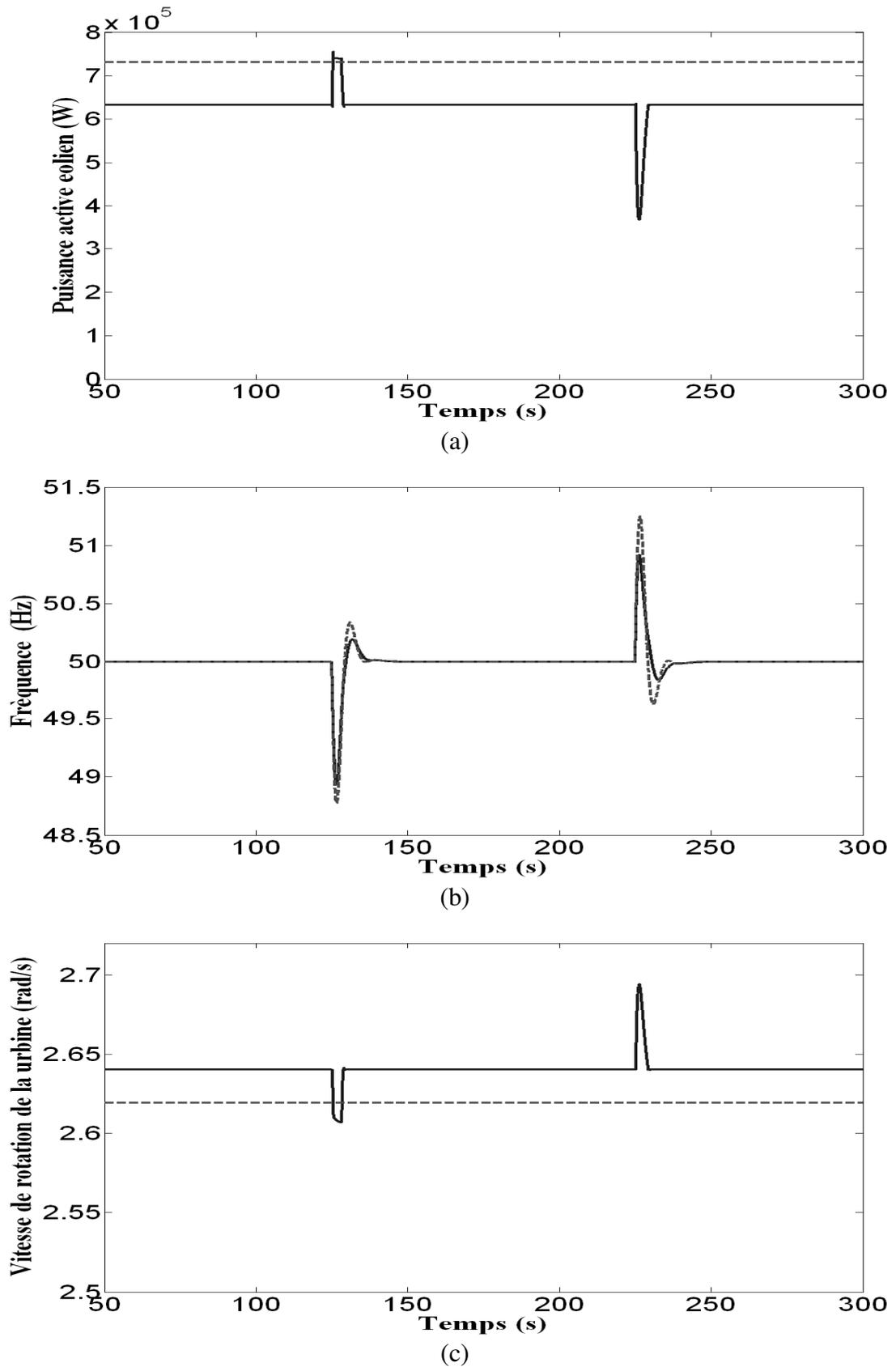


Figure 125. (a) Puissance générée par l'éolienne, (b) fréquence du réseau, (c) vitesse de la turbine.

## IV) Stratégie multivariables basée sur la logique floue

### a. Stratégie de commande

La complexité de la supervision d'un générateur éolien réside, d'une part, dans la difficulté d'obtenir un modèle mathématique détaillé du générateur éolien et, d'autre part, dans le caractère aléatoire et fluctuant des variables à gérer. En effet, le vent dépend des conditions météorologiques, tandis que la fréquence dépend des variations de charge sur le réseau. Si la fréquence du réseau peut être mesurée, la vitesse du vent ne peut pas être mesurée avec assez de précision pour être utilisée dans la commande du générateur éolien. En effet, toutes les parties des pales ne sont pas soumises à la même vitesse du vent. Pour une éolienne de 750 kW, la surface balayée par les pales représente environ 180 m<sup>2</sup>. Une mesure précise de la vitesse instantanée du vent nécessiterait la mise en œuvre d'une instrumentation assez lourde. En pratique, seul un anémomètre placé à l'arrière de la nacelle, soit derrière la turbine, fournit une mesure imprécise de la vitesse du vent. Cette mesure est cependant suffisante pour détecter les conditions de démarrage ou de mise en drapeau de l'éolienne.

Pour permettre une participation au réglage primaire de la fréquence, le générateur éolien doit être capable de maintenir une réserve primaire de puissance sur une plage de fonctionnement aussi grande que possible. Cette réserve peut être constituée au moyen de la commande en couple du générateur ou de l'angle de calage des pales. Idéalement ces deux méthodes pourraient être utilisées simultanément pour optimiser la commande, mais cette approche nécessite de développer une commande multivariables avec un superviseur adapté pour déterminer  $P_{ref}$ . Du fait des variables aléatoires (la vitesse de la turbine qui va dépendre du vent et de la fréquence du réseau), la logique floue apparaît comme un outil bien adapté pour construire les lois de commande du superviseur avec les objectifs suivants :

- Calculer la puissance de référence en fonction de la vitesse de rotation de la turbine, de la puissance générée par l'éolienne et de la fréquence du réseau ;
- Obtenir un réglage de la fréquence sur une large plage de variation de la vitesse du vent.

Le principe du superviseur à logique floue, introduit à la Figure 126, est de déterminer une puissance de référence et donc un couple de référence pour la génératrice, et de déterminer la référence de l'angle de calage des pales afin d'obtenir une réserve primaire dans toutes les zones de

fonctionnement. Pour les vitesses de vents faibles, la stratégie de contrôle en couple n'est pas adaptée du fait de la faible énergie cinétique disponible au niveau de la turbine; l'angle de calage sera alors utilisé pour constituer la réserve. Pour des vents de vitesse moyenne, on introduit une zone de fonctionnement intermédiaire dans laquelle la réserve sera constituée via la commande en couple et l'angle de calage des pales. Pour des vitesses élevées de vent, l'angle de calage est utilisé pour limiter la vitesse de rotation de la turbine, la stratégie de commande en couple sera alors utilisée pour constituer la réserve.

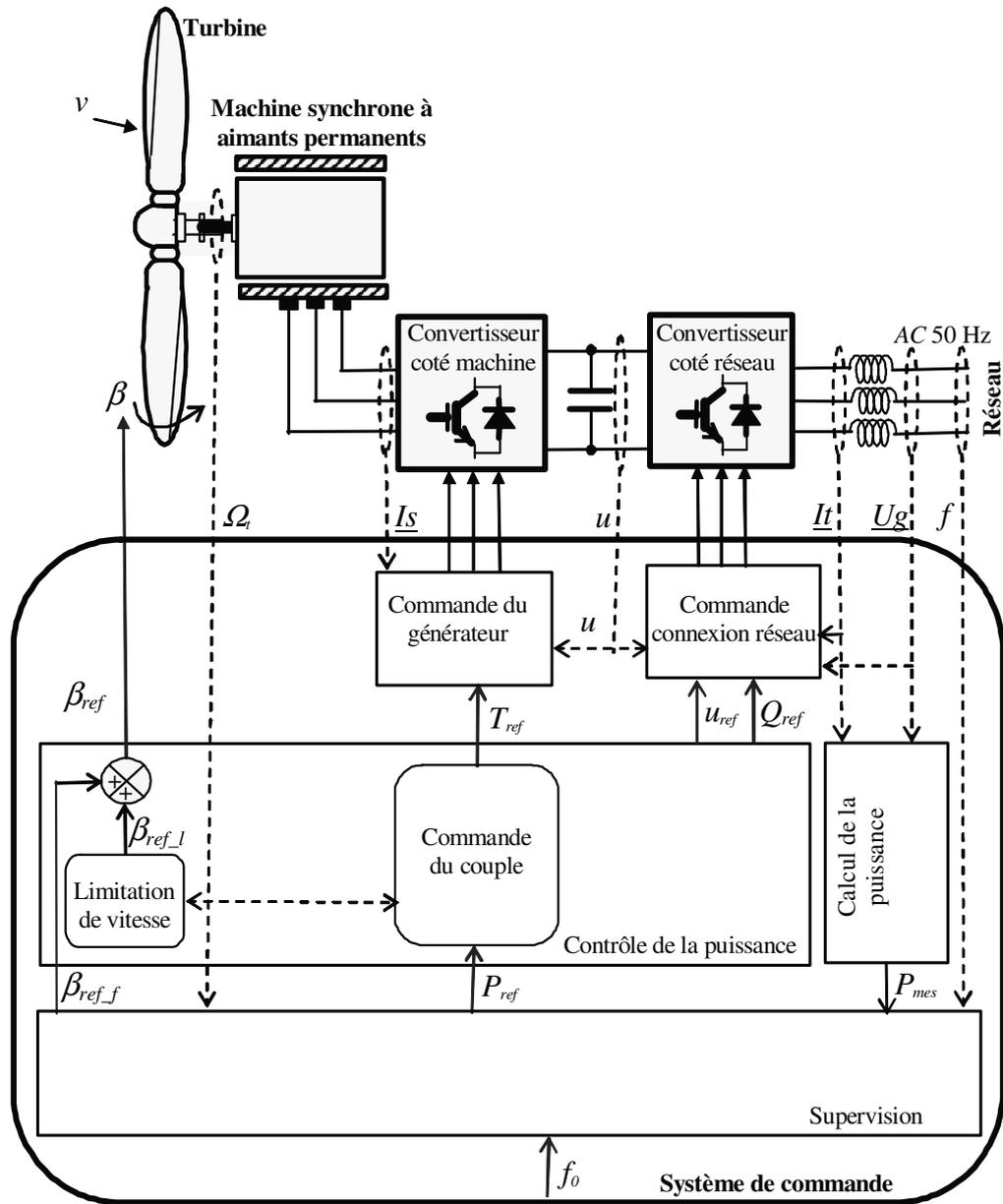


Figure 126. Stratégie multivariables basée sur la logique floue

La stratégie de commande est résumée à la Figure 127 dans laquelle trois zones de fonctionnement apparaissent :

- (1) Fonctionnement à vent faible: le réglage primaire est réalisé par l'intermédiaire de  $\beta_{ref}$ .
- (2) Fonctionnement à vent moyen : le réglage primaire est réalisé par l'intermédiaire de  $P_{ref}$  et  $\beta_{ref}$ .
- (3) Fonctionnement autour de la vitesse de vent nominale : le réglage primaire est réalisé par l'intermédiaire de  $P_{ref}$ .

La Figure 127 représente en traits discontinus, la puissance maximale que l'on peut extraire du vent, tandis que la courbe en trait continu représente de manière qualitative la puissance éolienne générée avec la stratégie de commande multivariables basée sur la logique floue.

Comme la mesure de la vitesse du vent ne peut pas être utilisée, la seule information qui peut être considérée au niveau de la turbine éolienne est la vitesse de rotation. La puissance générée et la fréquence du réseau sont également des variables d'entrée. Pour assurer le réglage primaire de la fréquence, l'erreur et la variation de l'erreur de ces quantités seront aussi des variables d'entrée du superviseur.

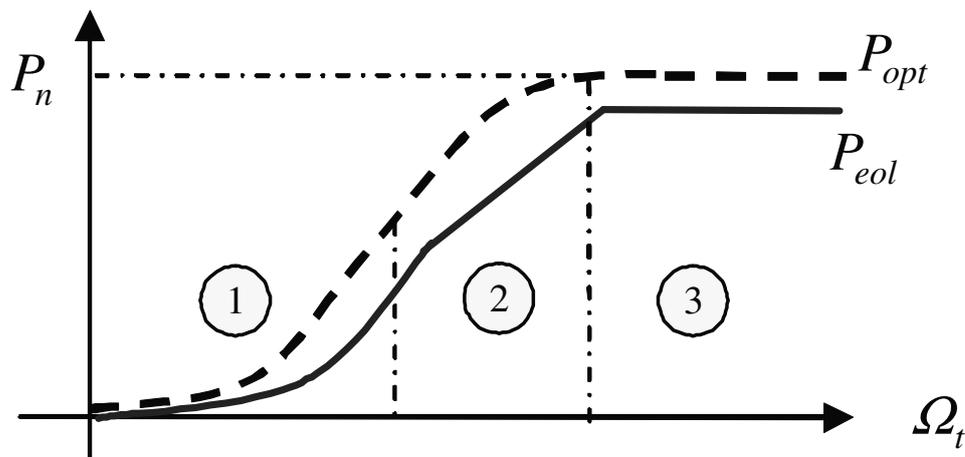


Figure 127. Puissance en fonction de la vitesse de rotation

La Figure 128 nous montre le principe du superviseur à logique floue avec :

$$e_p = P_{ref} - P_{mes} \quad : \text{Erreur sur la puissance}$$

$$\Delta e_p = e_p(t) - e_p(t-T) \quad : \text{Variation de l'erreur sur la puissance}$$

$$e_f = f_0 - f_{mes} \quad : \text{Erreur sur la fréquence}$$

$$\Delta e_f = e_f(t) - e_f(t-T) \quad : \text{Variation de l'erreur sur la fréquence}$$

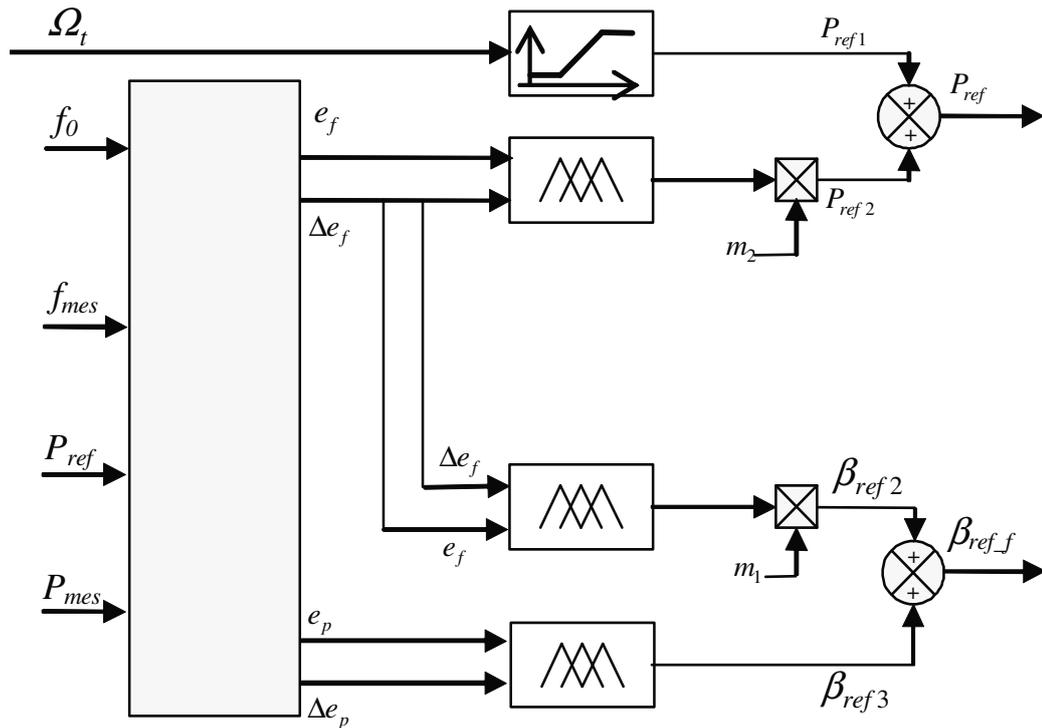


Figure 128. Superviseur multivariables à logique floue

La gestion de l'orientation des pales (l'angle de calage de référence) est divisée en trois parties :

- $\beta_{ref1}$  assure la limitation de vitesse pour les vitesses de vent élevées et une réserve d'énergie pour des vitesses de vent faibles ou moyennes.
- $\beta_{ref2}$  assure le réglage primaire de la fréquence pour des vitesses de vent faibles ou moyennes.
- $\beta_{ref3}$  assure la régulation de puissance en fonctionnement normal.

Finalement la variable de sortie  $\beta_{ref}$  est la somme de  $\beta_{ref1}$ ,  $\beta_{ref2}$  et  $\beta_{ref3}$  en introduisant  $m_1$  pour limiter l'action de  $\beta_{ref2}$  aux vitesses de vent moyennes et faibles:

$$\beta_{ref} = \beta_{ref1} + \beta_{ref2} + \beta_{ref3} \quad \text{si } \Omega_t \leq \Omega_2 \text{ alors } m_1 = 1 \text{ sinon } 0 \quad (61)$$

La gestion de la puissance de référence se décompose en deux parties :

- $P_{ref1}$  fixe la valeur de référence en fonctionnement normal et assure une réserve primaire pour des vitesses de vent moyen et faible ;
- $P_{ref2}$  assure le réglage primaire de la fréquence pour des vents importants.

Finalement  $P_{ref}$  est la somme de  $P_{ref1}$  et  $P_{ref2}$  en introduisant  $m_2$  qui permet de limiter l'action de  $P_{ref2}$  au vitesse de vent moyen et fort :

$$P_{ref} = P_{ref1} + m_2 P_{ref2} \quad \text{si } \Omega_i \geq \Omega_l \text{ alors } m_2 = 1 \text{ sinon } 0 \quad (62)$$

### b. Correcteur flou

Le superviseur proposé est composé de trois correcteurs flous. La construction d'une stratégie de commande basée sur la logique floue se divise classiquement en trois étapes : fuzzification, inférence et défuzzification.

La fuzzification consiste à définir les fonctions d'appartenance pour les différentes variables d'entrée. Elle réalise un passage des grandeurs physiques en variables linguistiques qui sont traitées par des inférences. Dans le cas du réglage, pour faciliter l'implantation en temps réel, on utilise en général des formes trapézoïdales et triangulaires pour les fonctions d'appartenance [BUH 94]. En général, on introduit pour une variable « x » trois, cinq ou sept ensembles. Le nombre d'ensembles dépend de la précision et de la dynamique du réglage désiré ; il influe également sur le temps de calcul. Une subdivision plus fine n'apporte, en général, aucune amélioration du comportement dynamique du réglage par logique floue. Si l'on considère pour chaque entrée, deux états flous « Positive » et « Négative », on admettra trois actions possibles pour la variation de la sortie de la commande floue définie par les sous-ensembles flous « Positive » (P), « Nul » (Z) et « Négative » (N) (Figure 129).

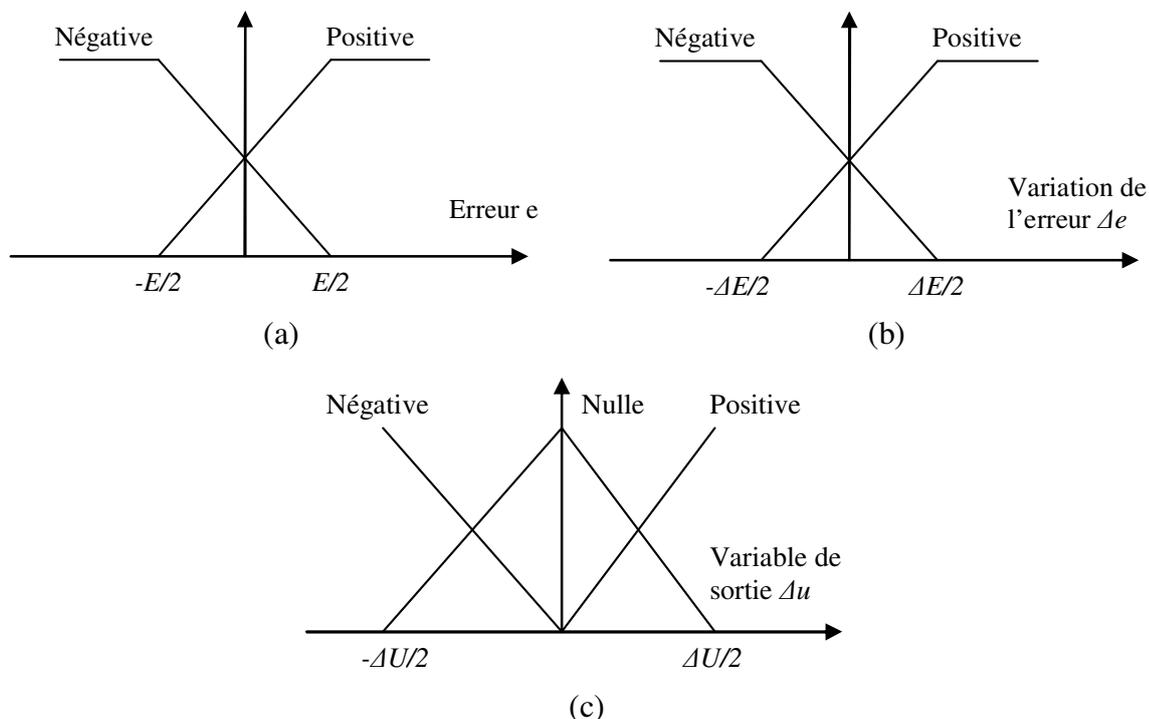


Figure 129. Sous ensembles flous classiquement utilisés : (a) Fonction d'appartenance de l'erreur  $e$ , (b) Fonction d'appartenance de la variation de l'erreur  $\Delta e$  et (c) Fonction d'appartenance de la variable de sortie  $\Delta u$

Les règles permettant d'annuler l'erreur et la variation de cette erreur sont alors :

Si	$e$ est Négative	ET	$\Delta e$ est Négative	Alors	$\Delta u$ est Négative
Si	$e$ est Négative	ET	$\Delta e$ est Positive	Alors	$\Delta u$ est Nulle
Si	$e$ est Positive	ET	$\Delta e$ est Négative	Alors	$\Delta u$ est Nulle
Si	$e$ est Positive	ET	$\Delta e$ est Positive	Alors	$\Delta u$ est Positive

On peut représenter ces règles sous la forme d'une table (Tableau 8).

		$\Delta e$	
		$\Delta u$	
$e$	N	N	Z
	P	Z	P

Tableau 8. Lois floues permettant d'annuler l'erreur et sa variation

### c. Supervision de l'angle de calage

$\beta_{ref1}$  assure la limitation de vitesse pour les vitesses de vent importantes ainsi que la gestion de la réserve primaire pour des vitesses de vent moyennes et faibles. Sa valeur est déterminée par une fonction présentée à la Figure 130. La réserve d'énergie est obtenue en maintenant  $\beta_{ref1}$  à une valeur constante pour des vitesses de rotation de la turbine inférieures à  $\Omega_2$ . Dans cette zone de fonctionnement la valeur de  $\beta_{ref0}$  est un paramètre de réglage qui permet de régler l'importance de la réserve. Plus cette valeur sera importante plus l'énergie extraite du vent sera réduite et donc plus la réserve constituée sera importante.

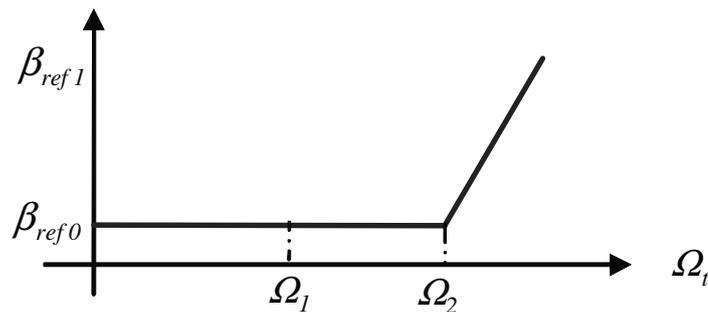


Figure 130. Evolution de l'angle de calage en fonction de la vitesse de rotation de la turbine

$\beta_{ref2}$  et  $\beta_{ref3}$  sont déterminés au moyen de correcteurs flous.

### Fuzzyfication:

La Figure 131 montre les fonctions d'appartenance des variables suivantes : erreur sur la puissance  $e_p$ , variation de l'erreur sur la puissance  $\Delta e_p$ , erreur sur la fréquence  $e_f$  et la variation de l'erreur sur la fréquence  $\Delta e_f$ . Ces variables permettent de réaliser la régulation de puissance en fonctionnement normal et le réglage primaire de la fréquence pour des vitesses de vent faibles et moyennes. Les constantes  $E_x$  et  $\Delta E_x$  déterminent les plages de variation des variables. En exploitant ces plages de variation, le temps de réponse du système peut être augmenté ou diminué. Pour la fonction d'appartenance de la fréquence, le même principe est utilisé. Un niveau intermédiaire pour  $e_f$  permet d'introduire une bande morte afin que le réglage primaire de la fréquence ne soit pas activé pour des faibles variations de celle-ci.

### Inférence:

Les lois floues considérées pour déterminer  $\beta_{ref2}$  et  $\beta_{ref3}$  sont présentées respectivement à l'aide des Tableau 9 et Tableau 10.

### Défuzzyfication:

La Figure 132 présente les fonctions d'appartenance des variables de sortie. Ces fonctions classiques permettent avec des lois adaptées d'annuler l'erreur et la variation de l'erreur. La valeur de  $\Delta U_x$  permet de définir les variations maximales de la commande, plus elle est importante plus la commande sera capable d'agir rapidement. Par contre, si elle est trop importante, des problèmes de dépassement ou d'oscillation peuvent apparaître.

		$\Delta e_f$	
		N	P
$e_f$	$\beta_{ref2}$	N	P
	N	N	Z
	Z	Z	Z
	P	Z	P

Tableau 9. Lois floues considérées pour déterminer  $\beta_{ref2}$

		$\Delta e_p$	
		N	P
$e_p$	$\beta_{ref3}$	N	P
	N	N	Z
	P	Z	P

Tableau 10. Lois floues considérées pour déterminer  $\beta_{ref3}$

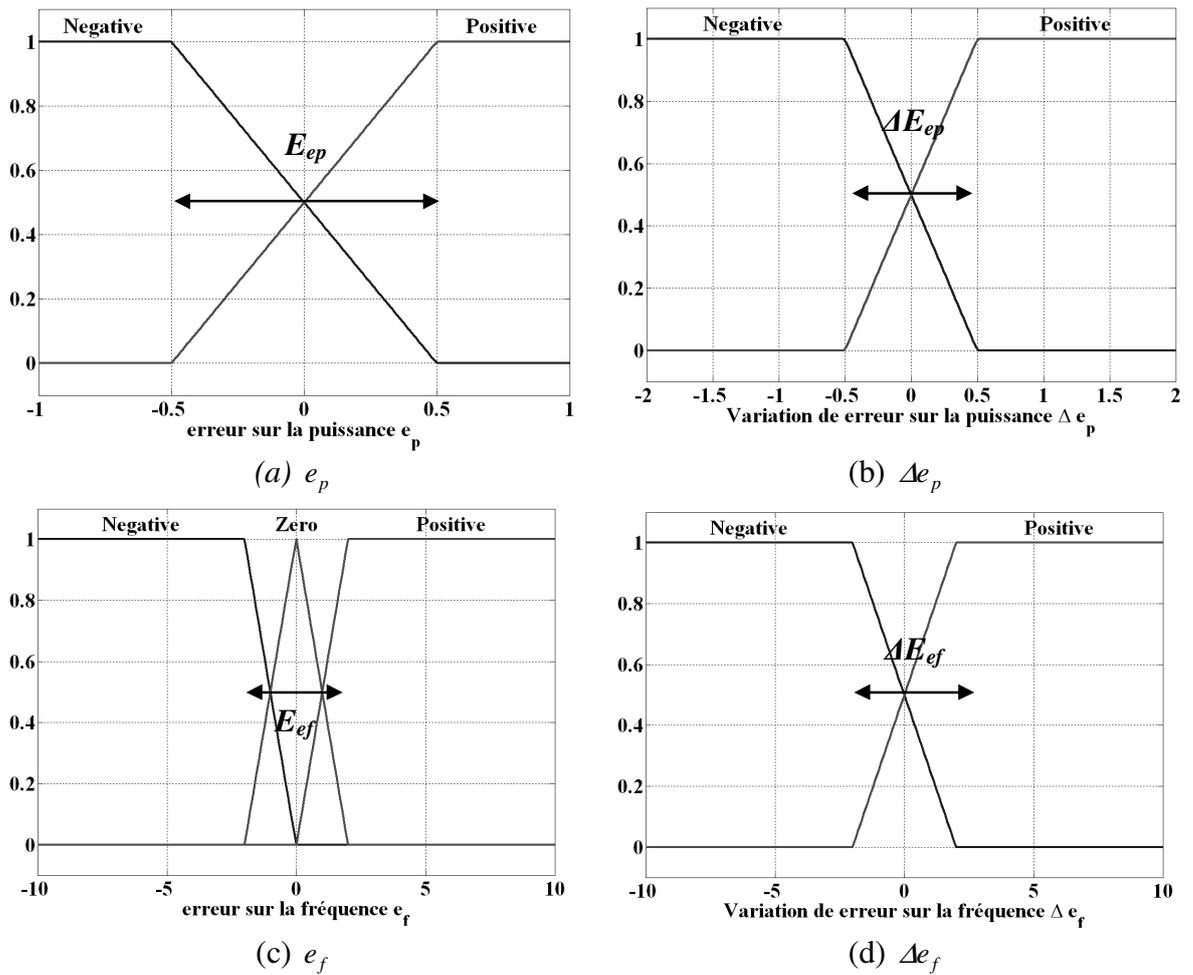


Figure 131. Fonction d'appartenance des variables d'entrées. (a) Erreur sur la puissance. (b) Variation de l'erreur sur la puissance. (c) Erreur sur la fréquence. (d) Variation de l'erreur sur la fréquence

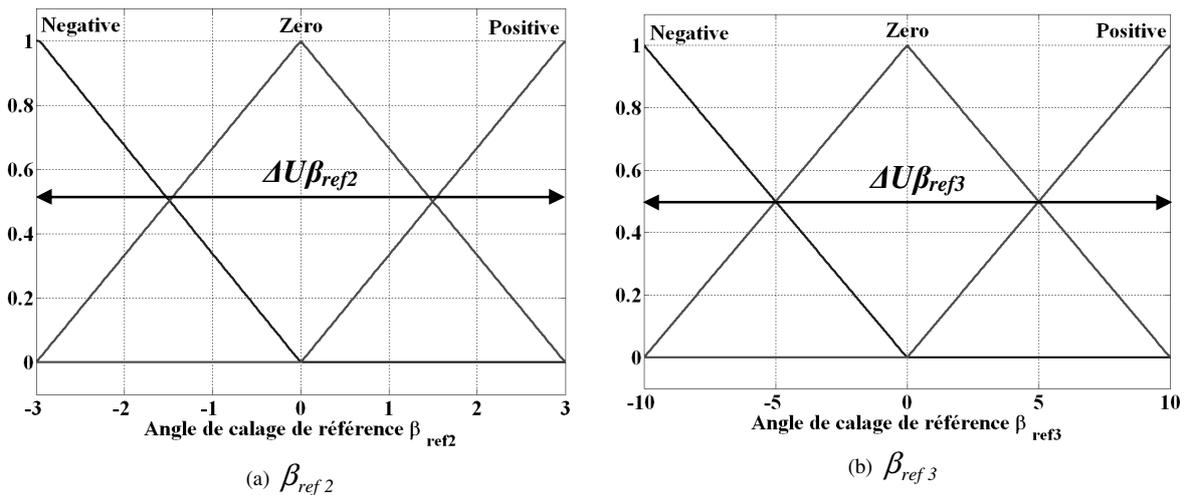
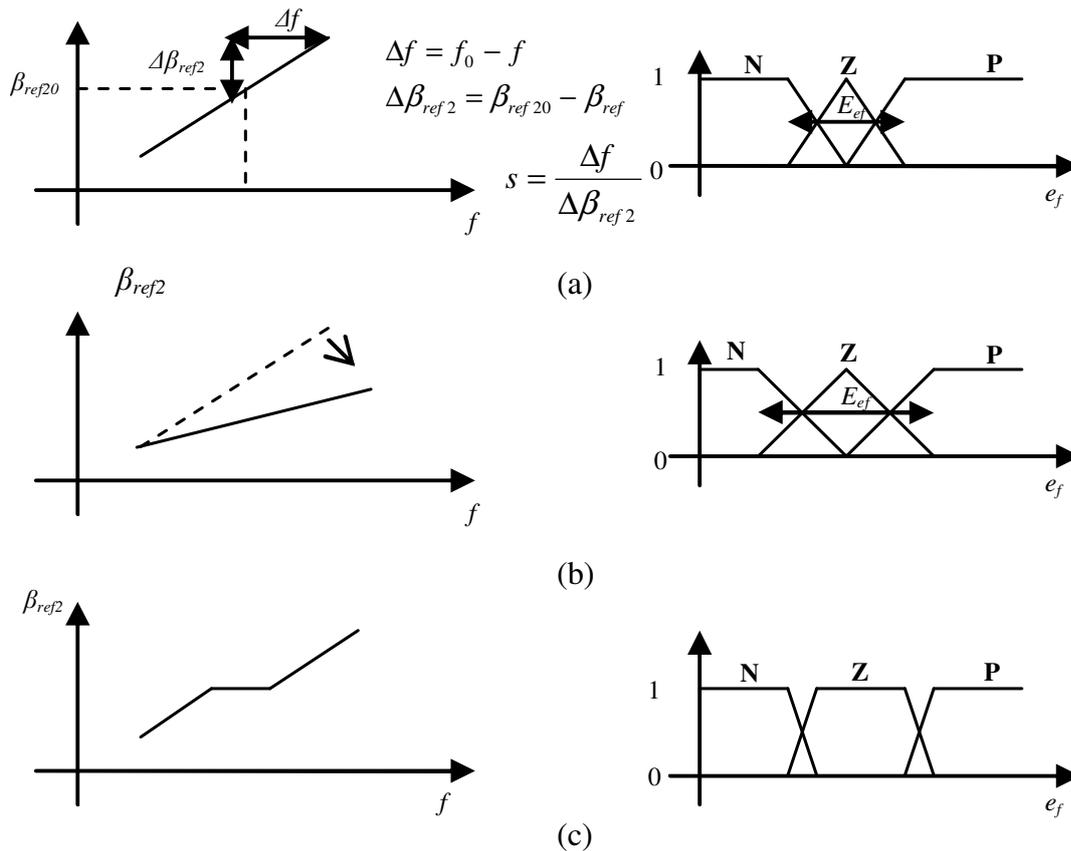


Figure 132. Fonction d'appartenance des variables de sortie. (a) Référence de l'angle de calage qui assure la réserve primaire. (b) Référence de l'angle de calage qui assure la boucle de régulation de puissance.



**Figure 133. Influence des paramètres de réglage sur la droite de statisme introduits par l'intermédiaire des régulateurs flous.**

La logique floue permet d'introduire l'équivalent d'une droite de statisme (Figure 133) qui lie l'angle de calage des pales et la fréquence du réseau. Les plages de variation  $E_{ef}$  et  $\Delta U_{\beta_{ref2}}$  (Figure 131.c et Figure 132.a) sont des paramètres de réglage qui permettent de fixer la pente de cette droite. L'augmentation de  $E_{ef}$  permet de réduire le statisme (Figure 133.b). Une forme trapézoïdale de la fonction d'appartenance zéro de la variable  $e_f$  (Figure 131.c) permet d'introduire une bande morte au niveau de la caractéristique (Figure 133.c).

#### **d. Supervision de la puissance de référence**

La valeur de  $P_{ref1}$  est déterminée par une fonction représentée à la Figure 134. Cette courbe met en évidence deux zones de fonctionnement :

- Pour des vitesses de rotation inférieures à  $\Omega_l$ , on impose une puissance de référence supérieure à ce que l'éolienne peut fournir, la commande du générateur éolien ne prendra donc pas en compte cette puissance. La valeur de  $P_{ref1}$  n'a alors pas de signification.

- Pour des vitesses de vent supérieures à  $\Omega_1$ , on impose une puissance de référence inférieure à ce que l'éolienne peut produire. Pour des vitesses comprises entre  $\Omega_1$  et  $\Omega_2$ , la réserve primaire sera déterminée par cette puissance de référence et l'angle de calage des pales. Pour des vitesses supérieures à  $\Omega_2$ , c'est la puissance de référence qui imposera la réserve.

Pour augmenter ou diminuer la valeur de la réserve, il faut donc traduire la caractéristique représentée à la Figure 134.

**Fuzzification:**

Les fonctions d'appartenance des variables d'entrées  $e_f$  et  $\Delta e_f$  sont présentées à la Figure 131.

**Inférence:**

Les lois floues considérées pour déterminer  $P_{ref2}$  sont présentées à l'aide du tableau 11.

**Défuzzification:**

La Figure 135 nous montre la fonction d'appartenance de la variable de sortie  $P_{ref2}$ .

		$\Delta e_f$	
		$P_{ref2}$	
		N	P
$e_f$	N	N	Z
	Z	Z	Z
	P	Z	P

Tableau 11 Règles floues pour  $P_{ref2}$

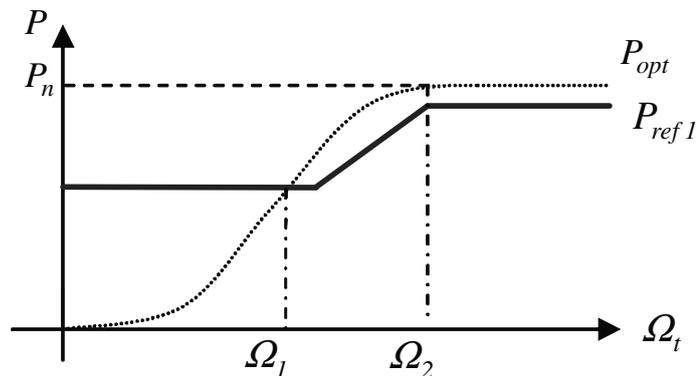


Figure 134. Puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine

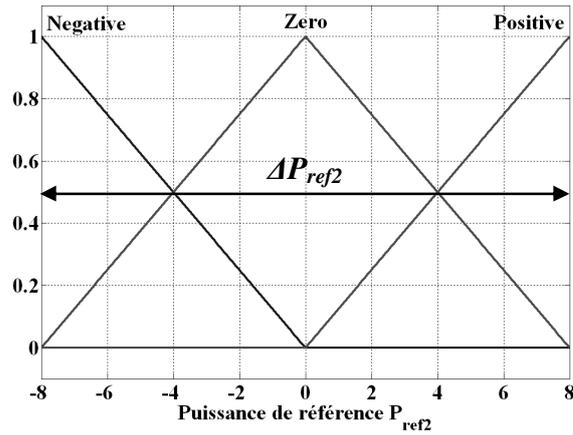


Figure 135. Fonction d'appartenance de la référence de puissance qui assure le réglage primaire de la fréquence

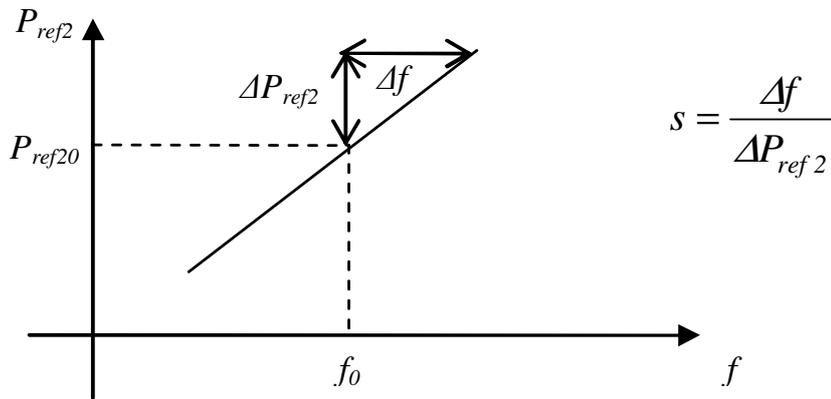
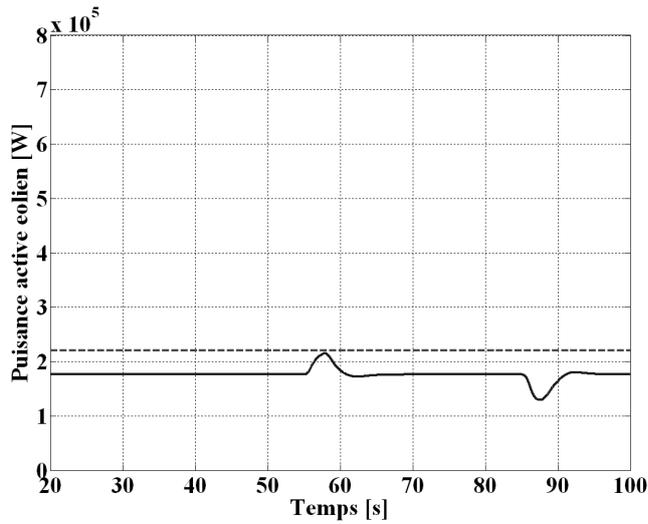


Figure 136. Droite de statisme introduit par l'intermédiaire de la logique floue

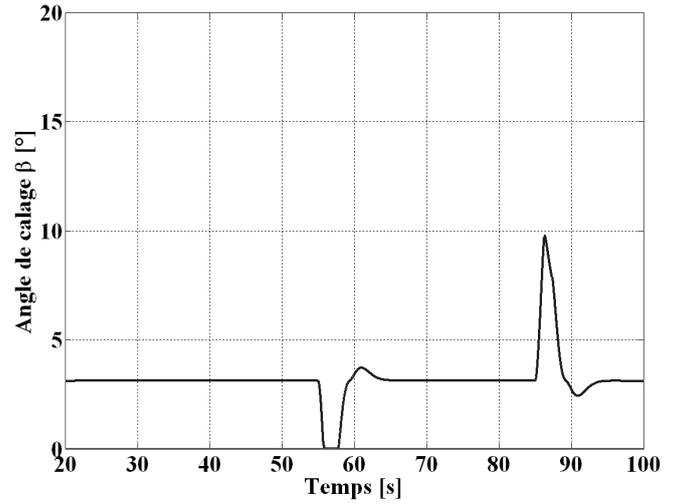
La logique floue permet d'introduire l'équivalent d'une droite de statisme (Figure 136) qui va lier la puissance de référence et la fréquence du réseau. Les plages de variations  $E_{ef}$  et  $\Delta UP_{ref2}$  (Figure 131.c et Figure 135) sont des paramètres de réglage qui permettent de régler la pente de cette droite suivant le même principe que celui présenté à la Figure 133.

Pour adapter la réserve à une consigne extérieure il faut modifier la puissance de référence  $\beta_c$  de l'angle de calage ainsi que la puissance de référence  $P_{ref1}$ .

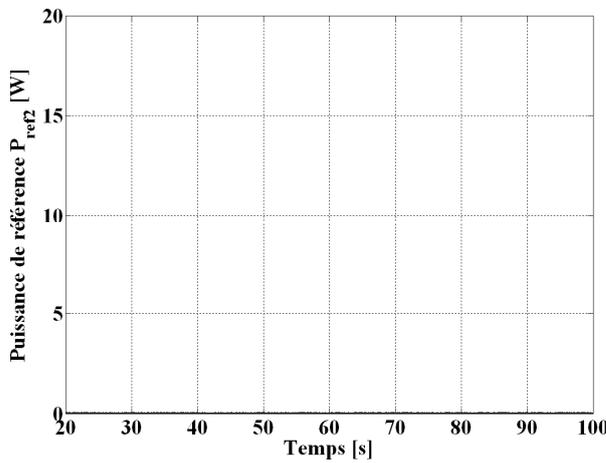
### e. Simulations



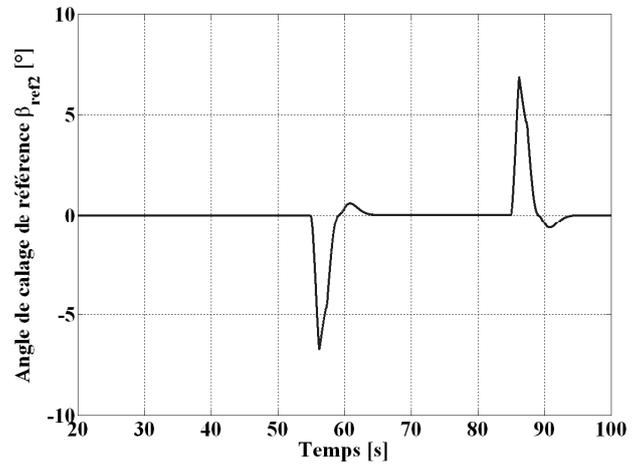
(a)



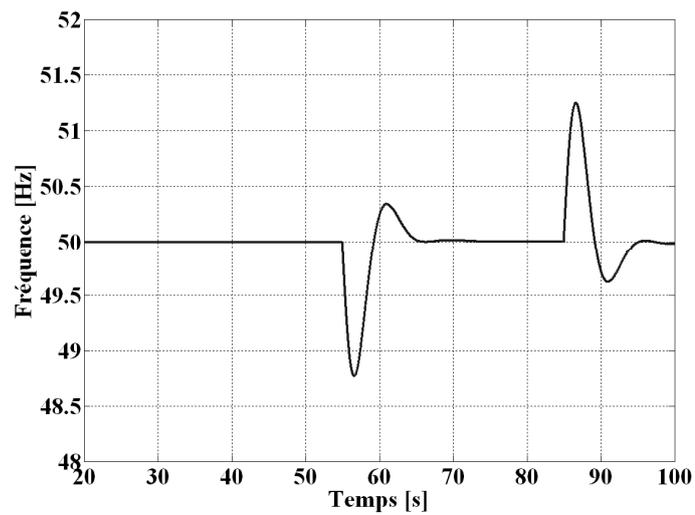
(b)



(c)

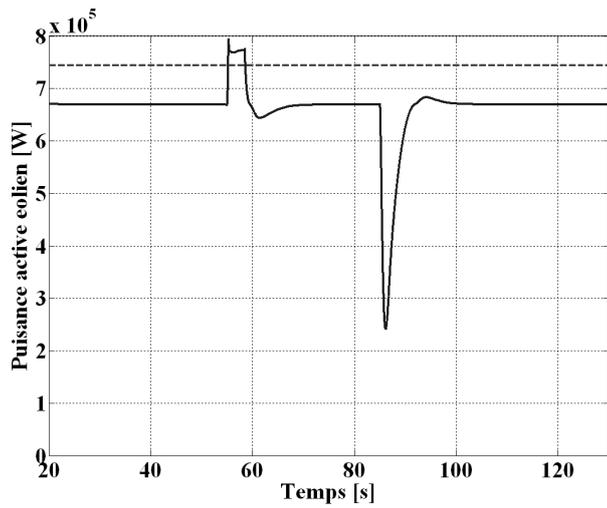


(d)

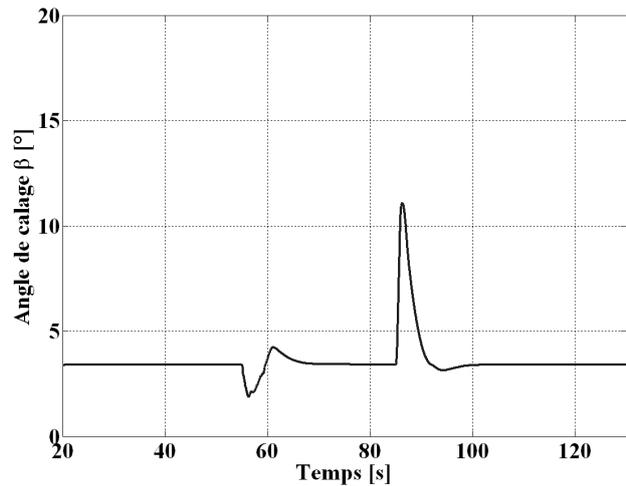


(e)

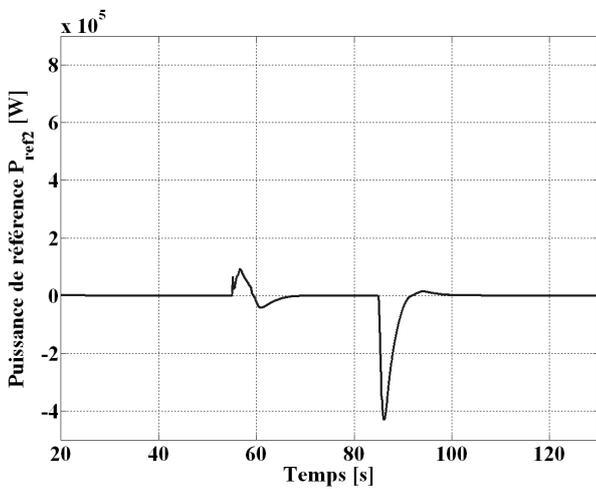
Figure 137 Eolienne soumise à un vent constant faible (a) Puissance générée par l'éolienne. (b) Angle de calage des pales. (c) Puissance de référence  $P_{ref2}$ . (d) Angle de calage de référence  $\beta_{ref2}$ . (e) Fréquence du réseau.



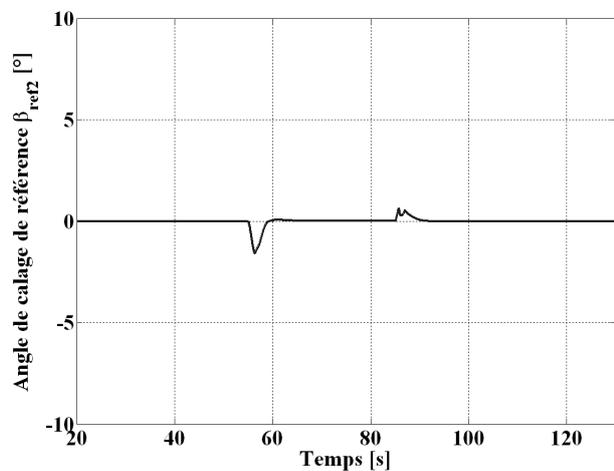
(a)



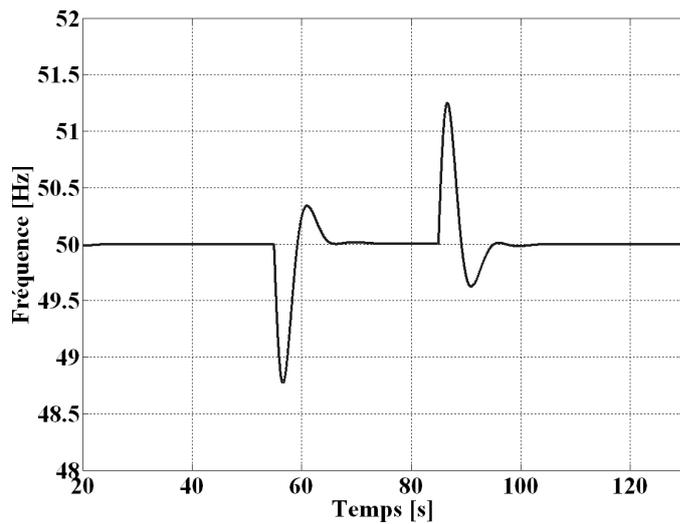
(b)



(c)

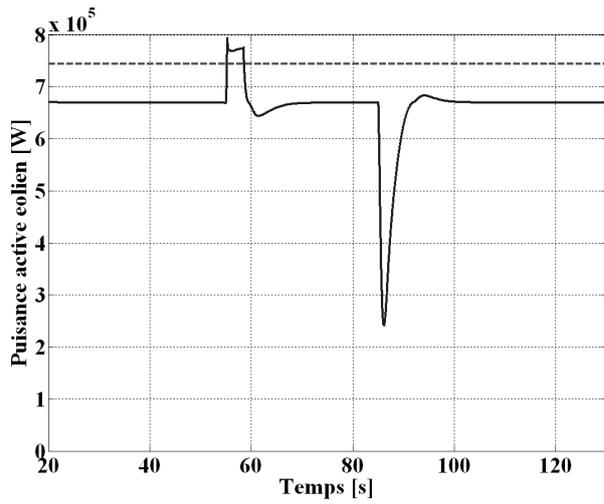


(d)

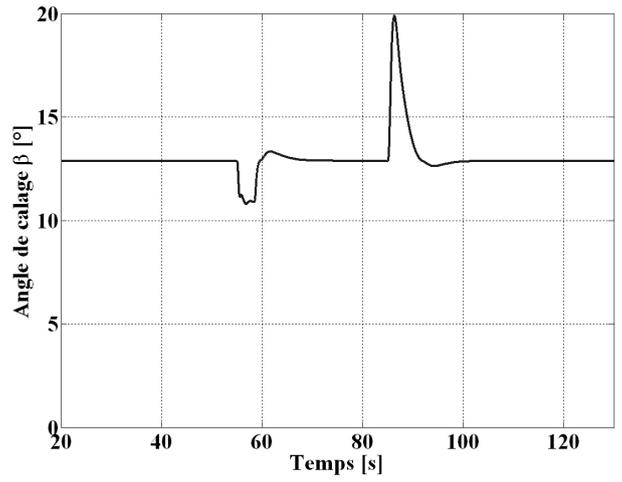


(e)

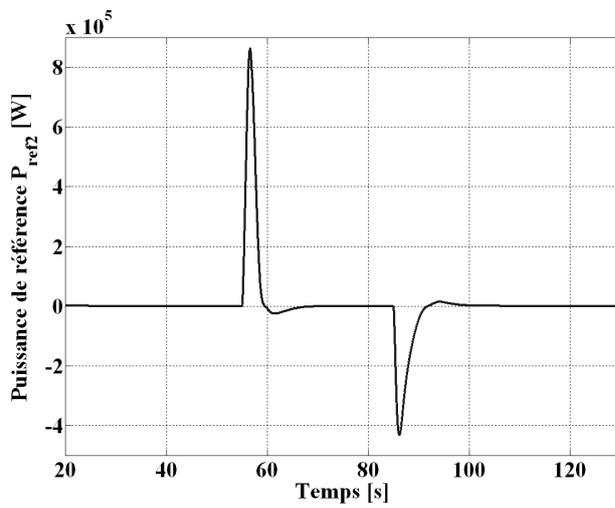
Figure 138 Eolienne soumise à une vitesse de vent constante moyenne (a) Puissance générée par l'éolienne. (b) Angle de calage des pales. (c) Puissance de référence  $P_{ref2}$ . (d) Angle de calage de référence  $\beta_{ref2}$ . (e) Fréquence du réseau.



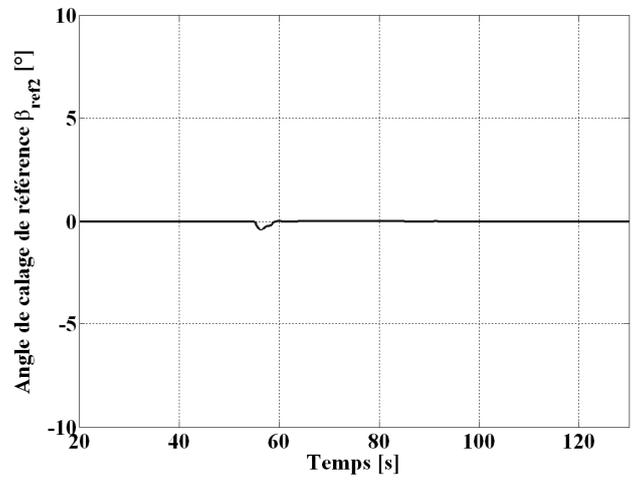
(a)



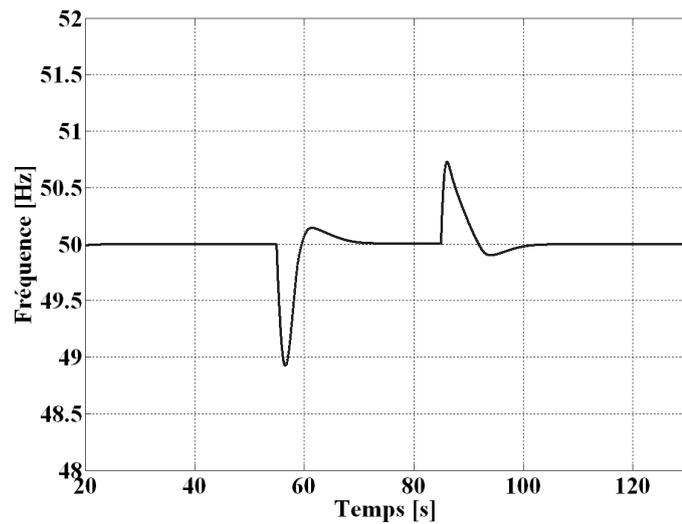
(b)



(c)

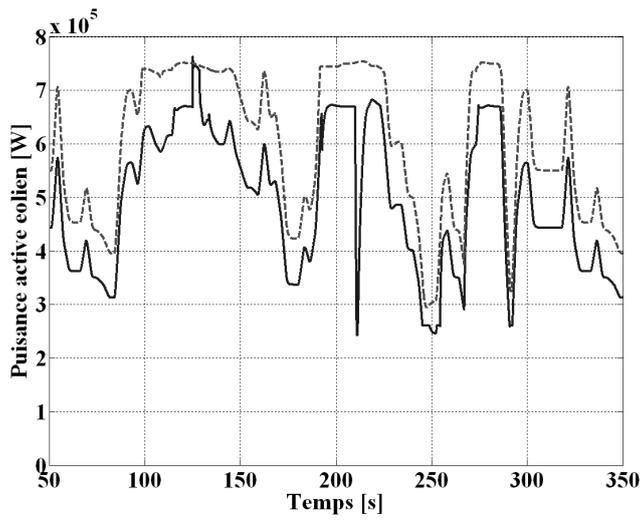


(d)

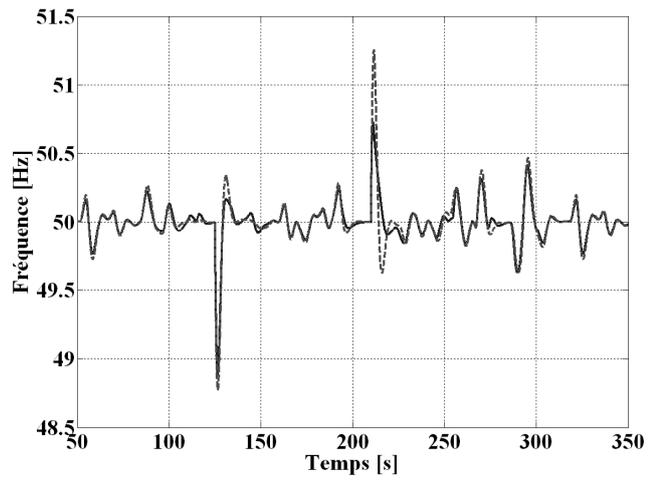


(e)

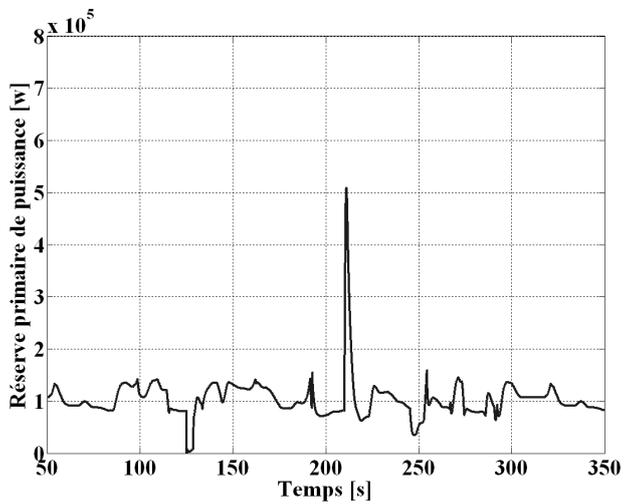
Figure 139 Eolienne soumise à une vitesse de vent constante forte (a) Puissance générée par l'éolienne. (b) Angle de calage des pales. (c) Puissance de référence  $P_{ref2}$ . (d) Angle de calage de référence  $\beta_{ref2}$ . (e) Fréquence du réseau.



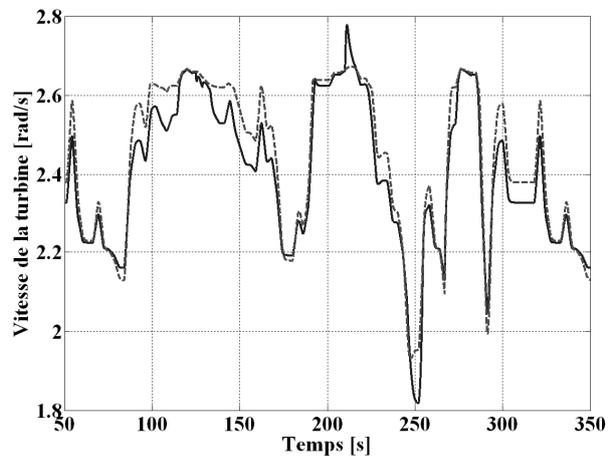
(a)



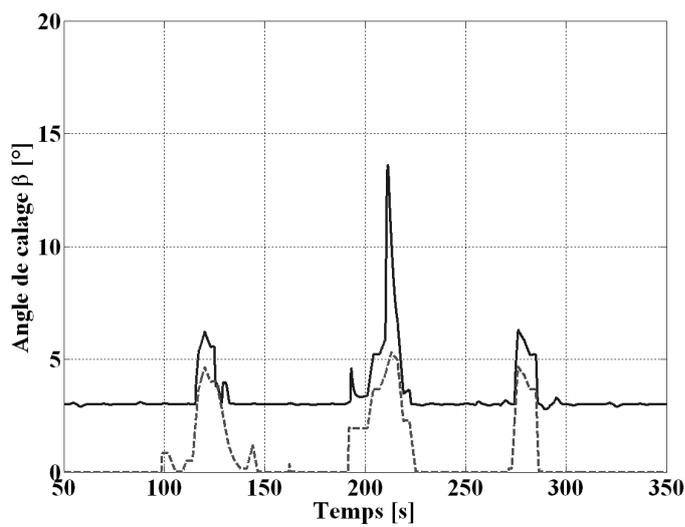
(b)



(c)

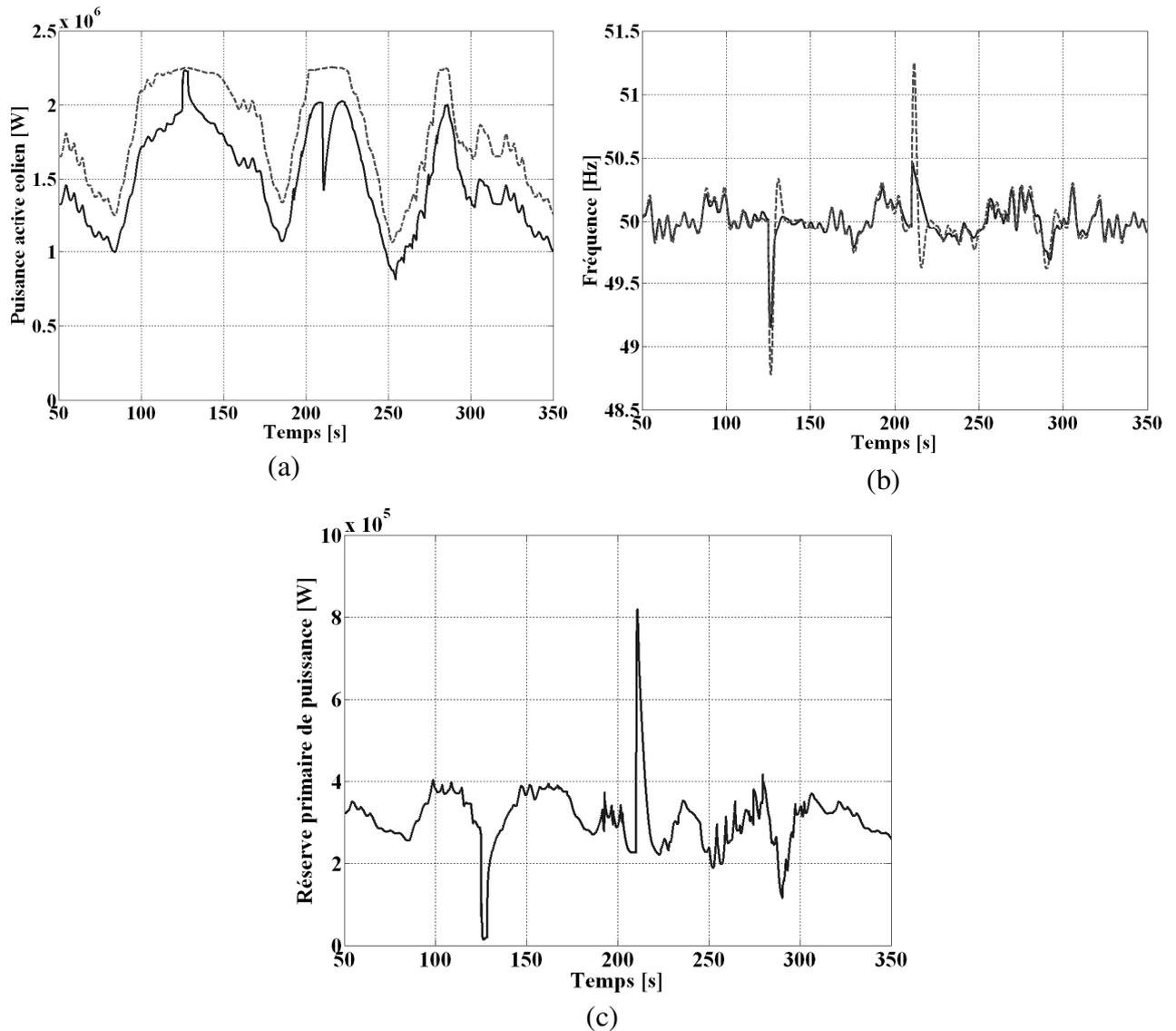


(d)



(e)

Figure 140 Eolienne soumise à une vitesse de vent variable. (a) Puissance générée par l'éolienne. (b) Fréquence du réseau. (c) Réserve primaire de puissance. (d) Vitesse de la turbine. (e) Angle de calage des pales



**Figure 141** Ferme éolienne soumise à une vitesse de vent variable. (a) Puissance de l'éolienne. (b) Fréquence du réseau et (c) Réserve primaire de puissance.

Le réseau considéré pour les simulations est présenté à la Figure 124. Dans les Figure 137, 138 et 139, une éolienne est connectée sur le jeu de barre. Elle est soumise respectivement à un vent faible de 7 m/s (Figure 137), un vent moyen de 11 m/s (Figure 138) et un vent fort de 12 m/s (Figure 139). Les figures 137.a, 138.a et 139.a montrent la puissance générée par l'éolienne, en traits discontinus dans le cas de l'extraction maximale de puissance, en trait continu dans le cas du fonctionnement avec réglage primaire. Les Figure 137.b, 138.b et 139.b montrent l'évolution de l'angle de calage des pales, les Figure 137.c, 138.c et 139.c montrent l'évolution de la puissance de référence  $P_{ref2}$  et les Figure 137.d, 138.d et 139.d montrent l'évolution de l'angle de calage de référence  $\beta_{ref2}$ . Une charge est connectée puis déconnectée respectivement à  $t=55$ s et  $t=85$  s. Les Figure 137.e, 138.e et 139.e montrent la fréquence du réseau.

Lorsqu'une charge est connectée, le générateur éolien doit libérer sa réserve pour amortir la chute de fréquence. Cette réserve est gérée uniquement par l'angle de calage  $\beta_{ref2}$  dans le cas d'une vitesse de vent faible (Figure 137.c et 137.d),  $P_{ref2}$  est alors nulle, et par l'intermédiaire de l'angle de calage de référence et de la puissance de référence  $P_{ref2}$  dans le cas d'un vent moyen (Figure 138.c et 138.d). Dans le cas d'une vitesse de vent forte la réserve est gérée par la puissance de référence  $P_{ref2}$ .

Dans la simulation de la Figure 140, une éolienne soumise à un vent variable. Dans cette figure sont montrées la puissance générée par l'éolienne (Figure 140.a), la fréquence du réseau (Figure 140.b), la réserve primaire de puissance (Figure 140.c), la vitesse de la turbine (Figure 140.d), et l'évolution de l'angle de calage (Figure 140.e). Les courbes présentées en traits discontinus correspondent à l'extraction maximale de puissance, tandis que les courbes en trait continu correspondent au fonctionnement avec réglage primaire de la fréquence. Une charge est connectée à  $t=125s$  puis déconnecté à  $t=210s$ . Les variations de fréquence sont effectivement réduites avec la stratégie de supervision assurant un réglage primaire. Contrairement à la stratégie précédente basée uniquement sur le contrôle du couple, on peut observer (Figure 140.c) qu'une réserve est assurée quelle que soit la vitesse du vent. La Figure 140.d nous montre que la vitesse de rotation de la turbine est généralement plus faible quand on fonctionne avec le superviseur à logique floue que lorsque l'on fonctionne en extraction maximale de puissance, sauf en cas de déconnexion de la charge.

Dans la simulation de la Figure 141, une ferme éolienne constituée de trois éoliennes est considérée. Les trois éoliennes sont soumises à trois vents différents prenant en compte les distances séparant les différentes éoliennes au sein d'une ferme. Les Figure 141.a et Figure 141.b montrent respectivement la puissance générée par l'éolienne et la fréquence du réseau, en traits discontinus dans le cas de l'extraction maximale de puissance et en trait continu avec le réglage primaire de fréquence. La Figure 141.b montre que les variations de fréquence sont atténuées quand une charge est connectée et déconnectée respectivement à  $t=125$  s et  $t=210$  s. La Figure 141.c montre l'évolution de la réserve primaire. Cette réserve est plus régulière quand on considère 3 éoliennes au lieu d'une seule du fait du foisonnement éolien. La réserve est maintenue à environ 300 kW pour une ferme éolienne dont la production varie entre 1 MW et 2 MW. Ce résultat confirme la possibilité de maintenir une réserve régulière avec la stratégie proposée et ce malgré les fluctuations du vent.

## f. Comparaison des stratégies de commande

Le tableau 12 permet de comparer les deux stratégies de commande développées précédemment en considérant trois vitesses de vent variables mesurées sur un site éolien du nord de la France. Les valeurs moyennes (qui peuvent être classées comme forte, moyenne et faible) ainsi que les écarts types de ces vents sont donnés dans le tableau.

De même, dans ce tableau sont donnés, pour chaque cas simulé, la valeur moyenne et l'écart type de la réserve exprimé en kW et en pourcentage de la puissance active fournie par la ferme. Le rapport « écart type sur valeur moyenne » est une information intéressante qui renseigne sur la régularité de la réserve. Plus ce ratio sera petit, plus la réserve sera régulière. La puissance installée de la ferme éolienne est de 2,25 MW.

Avec la stratégie de commande basée sur le contrôle du couple uniquement, dans laquelle la valeur de la puissance de référence est fixe et identique pour chaque éolienne, la réserve primaire est évidemment plus importante et plus régulière (écart type plus faible) pour la vitesse de vent la plus forte et insignifiante pour la vitesse de vent la plus faible.

		Ferme éolienne					
		Vent 1 M= 11,86 m/s $\sigma$ = 1,226 m/s		Vent 2 M = 10,02 m/s $\sigma$ = 1,007 m/s		Vent 3 M = 6,43 m/s $\sigma$ = 1,031 m/s	
		kW	%	kW	%	kW	%
Stratégie basée sur la commande en couple	Moyenne	316	16,7	145,1	7,788	2,264	0,410
	Ecart type	108,8	5,691	138,6	7,297	0,997	0,03
	Ecart type / Moyenne	0,344		0,95		0,44	
Stratégie multivariable à logique floue	Moyenne	285	15,13	309,8	20,97	114,4	26,19
	Ecart type	36,13	3,423	52,91	4,832	50,22	2,376
	Ecart type / Moyenne	0,127		0,171		0,439	

Tableau 12. Tableau comparatif des deux commandes

Le Tableau 12 montre qu'avec la stratégie multivariable basée sur la logique floue, une réserve de puissance est obtenue dans les trois cas avec une meilleure régularité qu'avec la stratégie basée sur la commande en couple. En effet le ratio écart type / valeur moyenne est systématiquement plus petit. Néanmoins, pour un vent très faible tel que celui considéré de 6,43 m/s en moyenne (une éolienne

démarre avec des vents de 4 m/s), la réserve est fatalement plus réduite, car les points de fonctionnement de l'éolienne se situent à gauche de la zone 1 dans la Figure 122. Il en est de même de la régularité de cette réserve qui reste toutefois meilleure que celle obtenue avec la commande en couple dans le cas d'un vent moyen.

## V) CONCLUSION

La capacité d'un générateur éolien à participer d'une façon régulière, au réglage de la fréquence, sans mesure de la vitesse du vent ni recours à un système de stockage, a été analysée dans cette partie. Deux stratégies de commande ont été présentées. La première, et la plus simple, permet une participation régulière au réglage de la fréquence, uniquement lorsque l'on fonctionne en pleine charge via le contrôle du couple de la génératrice. Les limites de cette première stratégie sont l'obtention d'une réserve fortement irrégulière et la détermination a priori de la puissance de référence. Pour assurer un réglage primaire quelle que soit la vitesse du vent, un superviseur multivariables basé sur la logique floue a été proposé. Ce superviseur commande simultanément le couple de référence et l'angle de calage des pales. Cette stratégie permet de maintenir une réserve de puissance régulière sur une large plage de variation de la vitesse du vent sans utiliser la mesure de cette vitesse. Les performances de ces stratégies ont été montrées au moyen de simulations en considérant un réseau simple limité à un jeu de barre. Des données statistiques ont permis une comparaison des deux stratégies considérées.

# Chapitre 8

## Validation expérimentale

### I) Introduction

L'objectif de ce chapitre est de valider expérimentalement les stratégies proposées précédemment. Dans une première partie, les essais expérimentaux intégrant la stratégie de commande en couple seront exposés et commentés. Une deuxième partie est consacrée à la stratégie multivariables à logique floue. Dans cette seconde partie, l'implantation des correcteurs flous est détaillée puis les résultats expérimentaux sont présentés.

### II) Stratégie de commande en couple

Les courbes présentées de la Figure 143 à Figure 152 correspondent aux résultats obtenus sur le banc expérimental, présenté au Chapitre 6 après implantation de la stratégie de commande en couple.

Le pourcentage de réserve ( $\tau$ ) est fixé à 15 % de la puissance nominale du générateur éolien (soit une puissance de référence de 1870 W). Deux essais sont effectués avec les profils de vent moyen et fort. La stratégie de commande en couple est comparée à la stratégie MDP.

Comme il est impossible d'induire des variations de fréquence sur le réseau, des échelons fictifs de fréquence sont induits sous forme d'échelon de  $\pm 1\text{Hz}$  d'une durée de 10s. La Figure 142 présente les échelons de fréquence considérés. Afin d'observer la libération de la réserve sous différentes conditions de vent à  $t = 50\text{s}$ ,  $150\text{s}$  et  $250\text{s}$ , des échelons de fréquence négatifs sont imposés tandis que  $100\text{s}$  et  $200\text{s}$  des échelons de fréquence positif sont imposés.

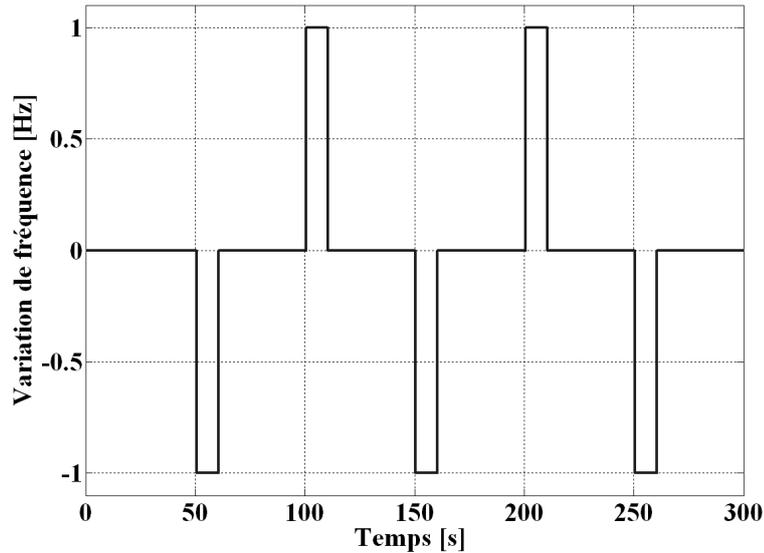


Figure 142 Echelon fictif de fréquence

a. Essais expérimentaux à vent moyen sans variation de la fréquence

Les courbes Figure 143 à Figure 146 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent moyen sans variation de la fréquence. La Figure 143 présente la puissance active renvoyée au réseau dans le cas de la stratégie MDP et de la stratégie de commande en couple. Cette figure montre que la puissance est bien limitée à 1870 W. Dans le cas où la vitesse du vent n'est pas suffisante pour fournir la puissance de référence, les deux courbes sont confondues. La différence entre ces deux courbes représente la réserve primaire de puissance active disponible montrée à la Figure 144.

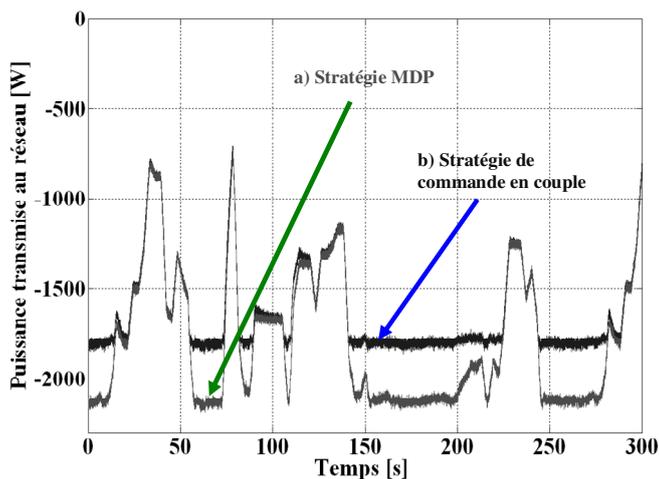


Figure 143 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MDP b) Stratégie de commande en couple sans variation de fréquence.

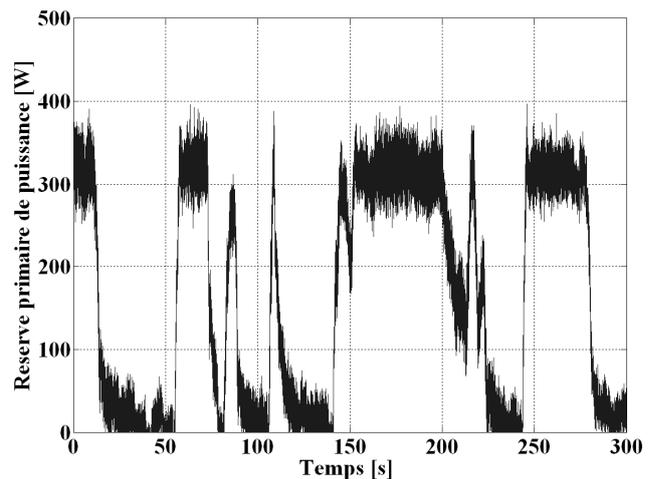


Figure 144 Réserve primaire de puissance

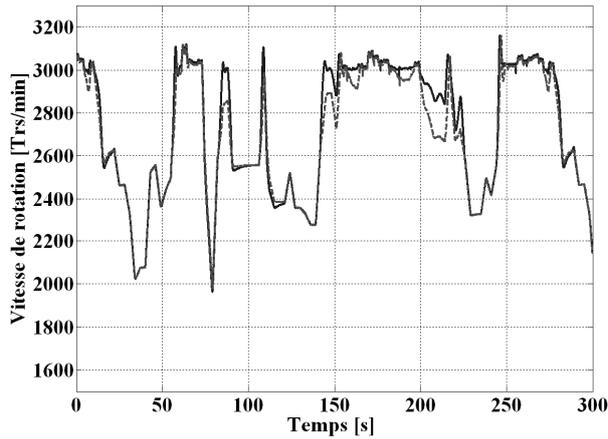


Figure 145 Vitesse de rotation de l'arbre

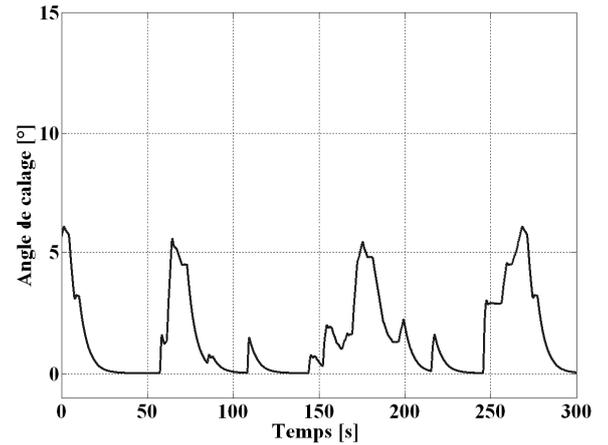


Figure 146 Angle de calage des pales

La Figure 145 montre l'évolution de la vitesse de rotation, la courbe en trait plein correspond au fonctionnement avec la stratégie en couple tandis que la courbe en trait interrompu correspond au fonctionnement en MDP. Durant les périodes de limitation de puissances, la vitesse de rotation en fonctionnement MDP est sensiblement plus faible qu'avec la stratégie en couple. Cette légère survitesse se traduit avec des valeurs de l'angle de calage, représentées à la Figure 146 plus importantes durant les périodes de limitation de puissance. Cependant, la vitesse est bien maintenue à 3000 Trs/min grâce à la limitation de vitesse effectuée par l'intermédiaire de l'angle de calage des pales.

### b. Essais expérimentaux à vent moyen avec variation fictif de la fréquence

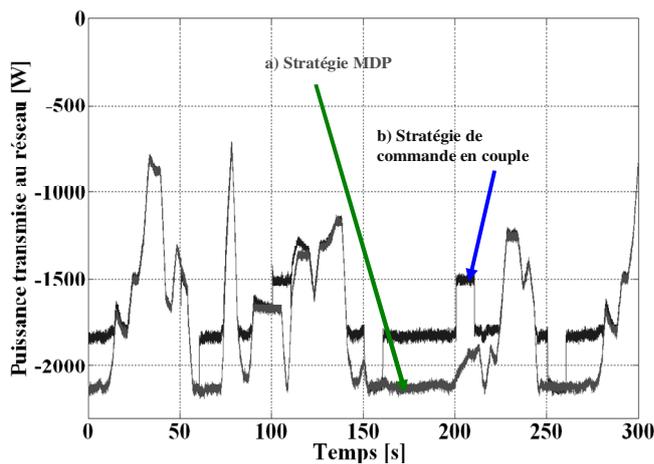


Figure 147 Puissance active renvoyée au réseau a) Stratégie MDP b) Stratégie de commande en couple avec variation de la fréquence

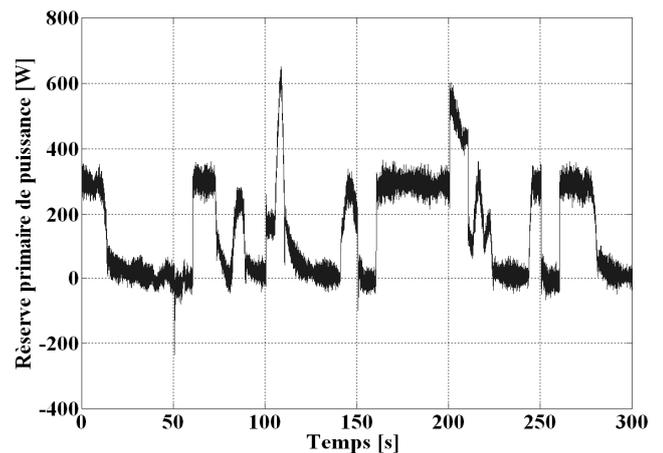


Figure 148 Réserve primaire de puissance

Les courbes des Figure 147 et Figure 148 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent moyen avec variation de la fréquence. La Figure 147 présente la puissance active renvoyée au

réseau, dans le cas de la stratégie MDP et de la stratégie de commande en couple. Lorsqu'une variation de fréquence négative apparaît (à  $t=50s$ ,  $150s$  et  $200s$ ), le générateur éolien va répondre en augmentant la puissance qu'il renvoie au réseau, durant ces instants les courbes correspondant à la MDP et la stratégie en couple sont confondues. En cas de variation positive de la fréquence à  $t = 100$  et  $200s$ , le générateur éolien diminue la puissance qu'il renvoie au réseau. La Figure 148 présente la réserve primaire de puissance. Lorsque des variations de fréquence apparaissent, le générateur va libérer ou augmenter sa réserve primaire de puissance.

### c. Essais expérimentaux à vent fort sans variation de la fréquence

Les courbes des Figures 149 et Figure 150 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent fort sans variation de la fréquence.

La Figure 149 présente la puissance active renvoyée au réseau dans le cas de la stratégie MDP et de la stratégie de commande en couple. Pour un vent fort, la vitesse du vent permet d'obtenir une puissance quasiment constante lorsque la puissance de référence est limitée. La réserve primaire de puissance présentée à la Figure 150 est donc quasiment constante. Cependant, il reste encore des moments où la réserve de puissance est nulle.

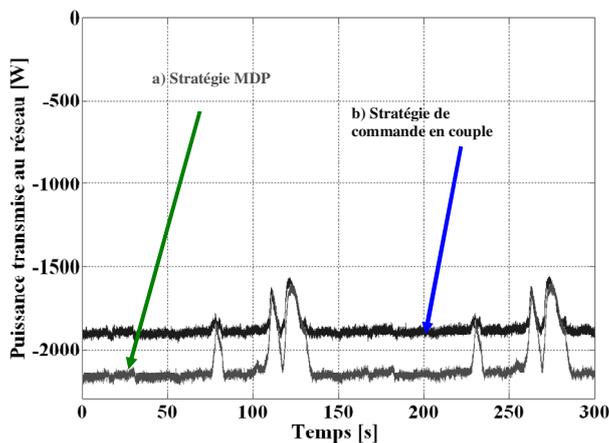


Figure 149 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MDP b) Stratégie de commande en couple sans variation de fréquence.

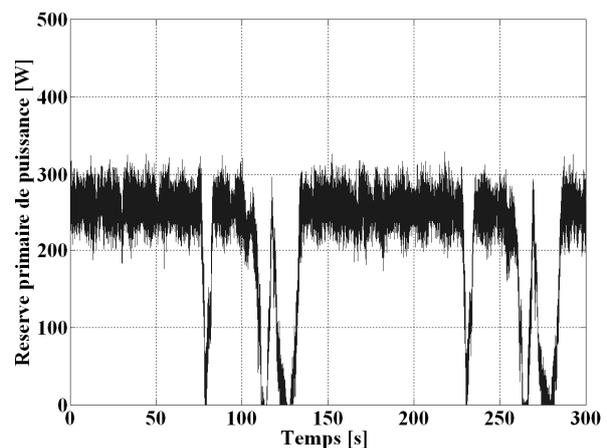


Figure 150 Réserve primaire de puissance

#### d. Essais expérimentaux à vent fort avec variation de la fréquence

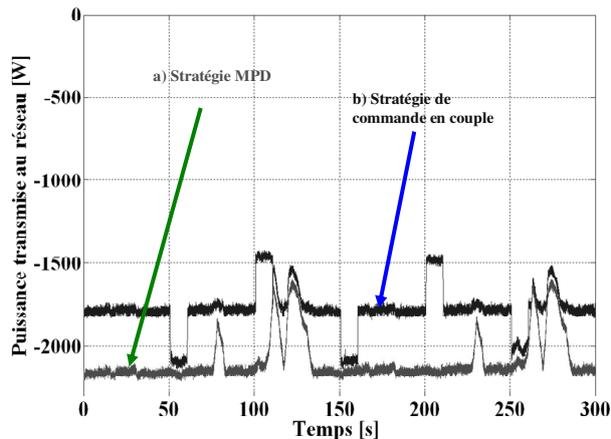


Figure 151 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MDP b) Stratégie de commande en couple avec variation de fréquence.

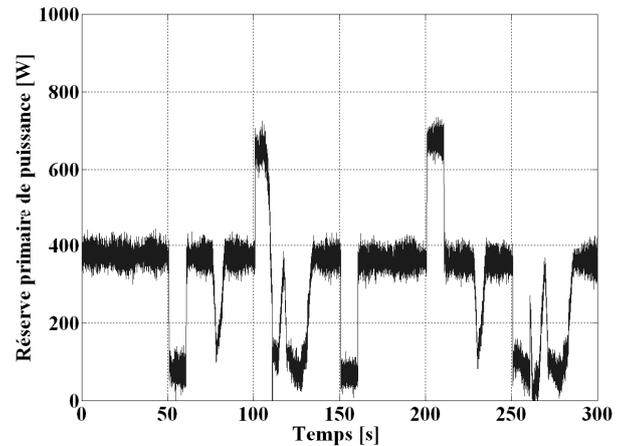


Figure 152 Réserve primaire de puissance

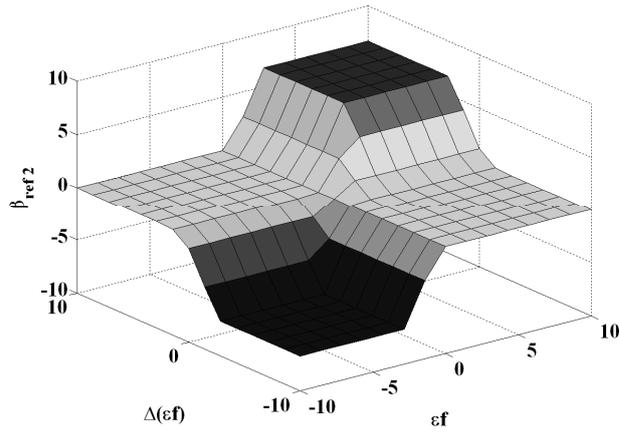
Les courbes des Figure 151 et Figure 152 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent fort avec variation de la fréquence. Lorsqu'une variation de fréquence négative apparaît (à  $t=50s$ ,  $150s$  et  $200s$ ), le générateur éolien va répondre en augmentant la puissance qu'il renvoie au réseau. En cas de variation positive (à  $t = 100$  et  $200s$ ) de la fréquence, le générateur éolien diminue la puissance qu'il renvoie au réseau. La Figure 152 présente la réserve primaire de puissance. Lorsque des variations de fréquence apparaissent, le générateur va libérer sa réserve primaire de puissance.

Les résultats expérimentaux confirment les résultats obtenus par simulation. La stratégie de commande en couple permet d'obtenir une réserve de puissance tant que l'on a un vent suffisant. Pour assurer un réglage primaire de la fréquence quelle que soit la vitesse du vent, la section suivante est consacrée aux essais expérimentaux du superviseur multivariables à logique floue développé dans le chapitre précédent.

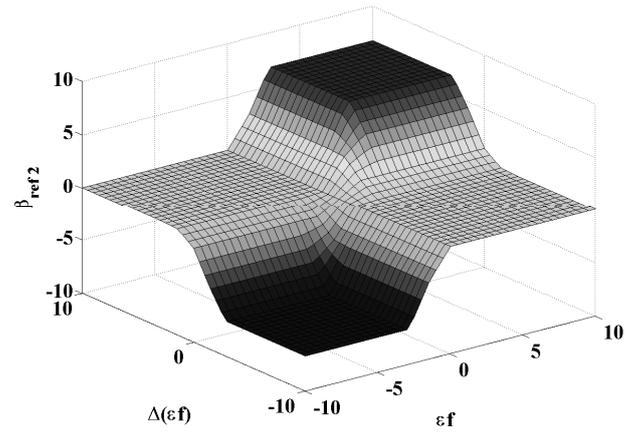
### III) Stratégie de commande multivariables

#### a. Implantation sur le banc d'essais

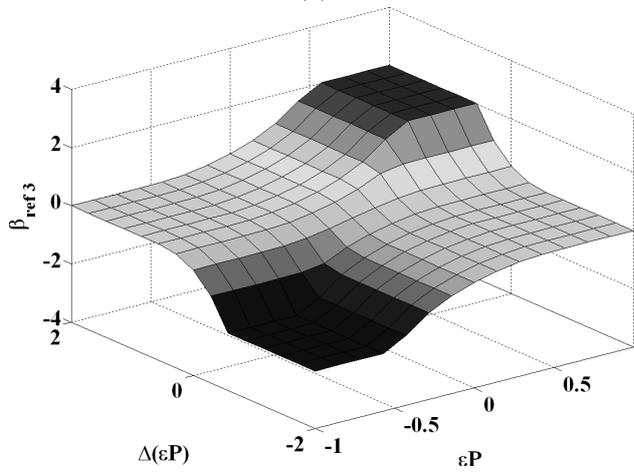
L'implantation du superviseur à logique floue dans la carte dSPACE DS1103 nécessite une séquence de calcul (acquisition, calcul et conversion) d'environ 1000  $\mu$ s. Ce temps de calcul important affecte la commande des machines électriques. Afin de réduire les temps de calcul, le superviseur multivariables à logique floue (MLF) peut être approximé en exploitant les surfaces générées par les régulateurs flous ( $\beta_{ref2}$ ,  $\beta_{ref3}$  et  $P_{ref2}$ ). Il suffit pour cela d'interpoler les surfaces avec un maillage assez fin pour ne pas commettre d'erreur trop importante, mais ayant une taille réduite pour limiter le temps de séquence de calcul. Les surfaces des régulateurs flous ainsi que leur interpolation sont présentées Figure 153. Grâce à cette méthode, le temps d'une séquence de calcul est ramené à 300  $\mu$ s, ce qui est acceptable pour un fonctionnement en temps réel.



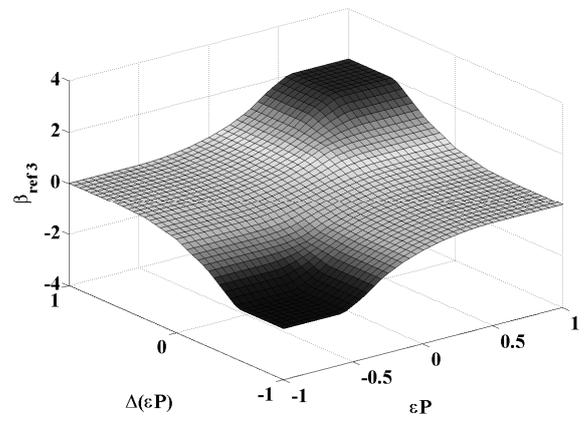
(a)



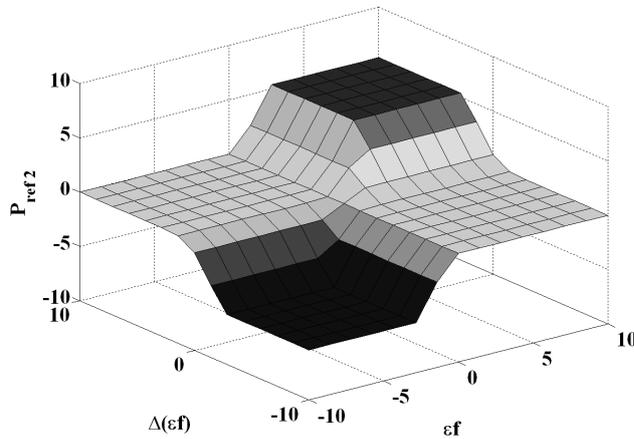
(b)



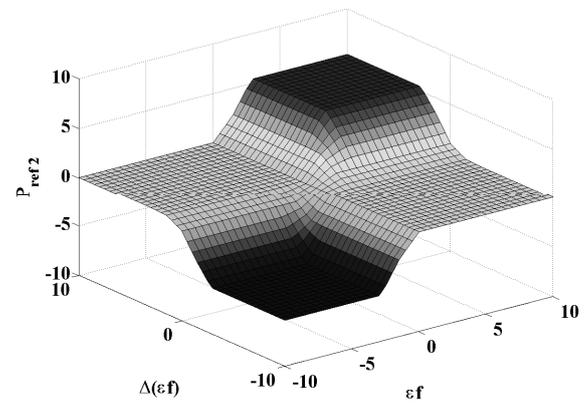
(c)



(d)



(e)



(f)

**Figure 153** Surface obtenue pour les régulateurs (a) Surface du régulateur floue  $\beta_{ref2}$  (b) Interpolation de la surface du régulateur floue  $\beta_{ref2}$  (c) Surface du régulateur floue  $\beta_{ref3}$  (d) Interpolation de la surface du régulateur floue  $\beta_{ref3}$  (e) Surface du régulateur floue  $P_{ref2}$  (f) Interpolation de la surface du régulateur floue  $P_{ref2}$

## b. Essais expérimentaux

Les courbes présentées de la Figure 154 à la Figure 173 correspondent aux résultats obtenus sur le banc expérimental présenté au Chapitre 6 après implantation de la stratégie de commande MLF. Trois essais sont effectués avec les profils de vent faible, moyen et fort. La stratégie de commande est comparée à la stratégie MDP. Le générateur éolien est soumis à des échelons fictifs de fréquence présentés à la Figure 142.

### i. Essais à vent faible sans variation de la fréquence

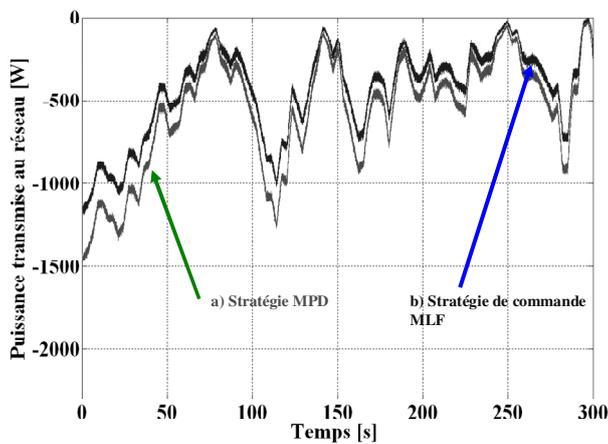


Figure 154 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MDP b) Stratégie de commande multivariables sans avec variation de fréquence.

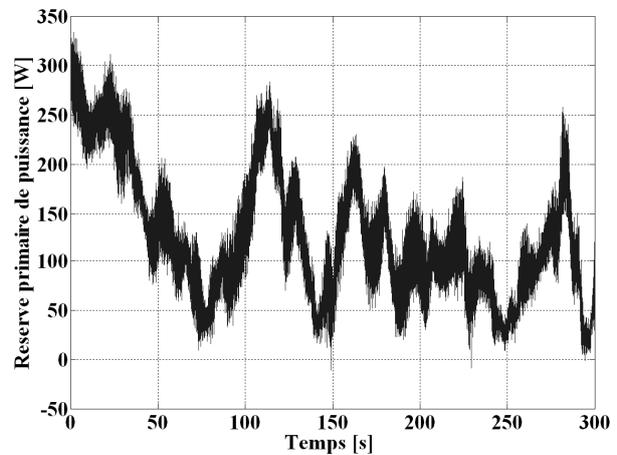


Figure 155 Réserve primaire de puissance

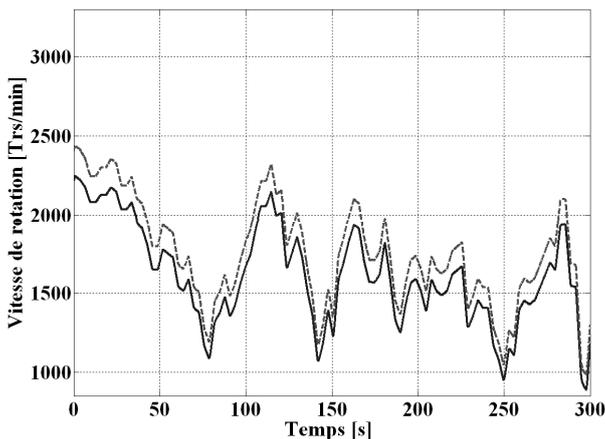


Figure 156 Vitesse de rotation de l'arbre

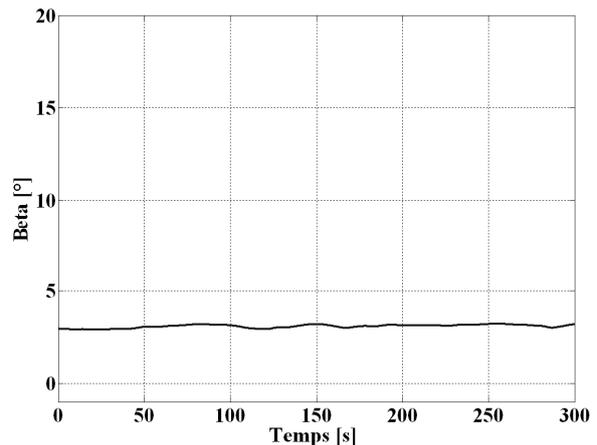


Figure 157 Angle de calage des pales

Les courbes des Figure 154 à Figure 157 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent faible sans variation de la fréquence. La Figure 156 présente la puissance active renvoyée au réseau dans le cas de la stratégie MDP et de la stratégie de commande MLF. Cette figure montre que la

puissance dans le cas de la MLF est toujours inférieure à la MDP. La différence entre ces deux courbes représente la réserve primaire de puissance active disponible montrée Figure 155. Cette réserve est présente sur une large plage de variation du vent. Pour des vents très faibles, la valeur de cette réserve est cependant proche de zéro.

La Figure 156 montre l'évolution de la vitesse de rotation, la courbe en trait plein correspond au fonctionnement MLF tandis que la courbe en trait interrompu correspond au fonctionnement en MDP. La vitesse de rotation de l'arbre est globalement plus faible en fonctionnement MLF qu'en fonctionnement MDP. Ceci est dû à l'angle de calage (Figure 157) qui est supérieur à zéro pour des vitesses de vent faible et moyen. Pour les vitesses de vent faible, la réserve est effectuée uniquement par l'intermédiaire de l'angle de calage.

## ii. Essais à vent faible avec variation de la fréquence

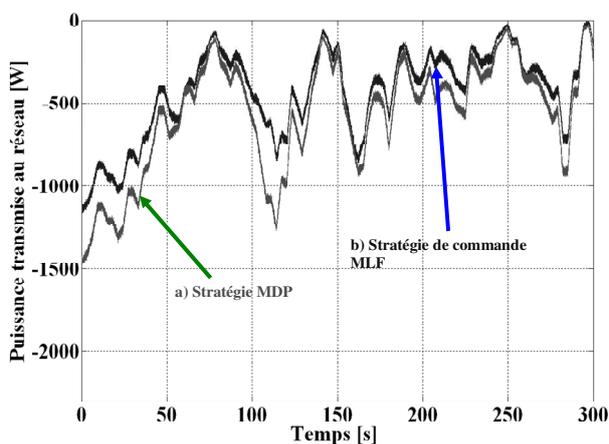


Figure 158 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MDP b) Stratégie de commande multivariables avec variation de fréquence.

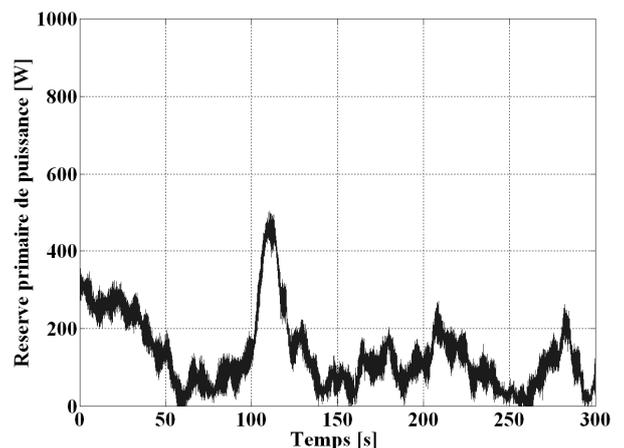


Figure 159 Réserve primaire de puissance

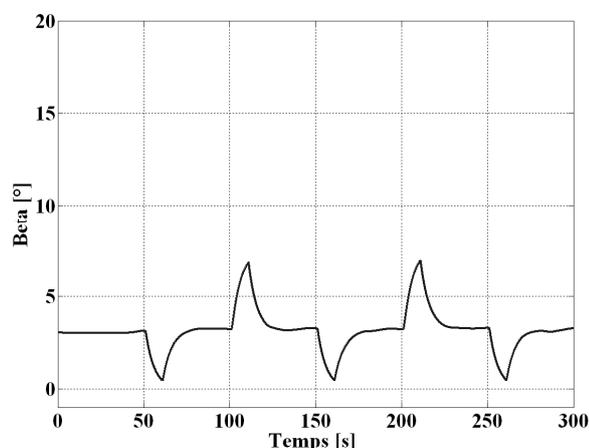


Figure 160 Evolution de l'angle de calage

Les courbes des Figure 158 à la Figure 160 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent faible avec variation de la fréquence. La Figure 158 présente la puissance active renvoyée au réseau dans le cas de la stratégie MDP et de la MLF. Lorsqu'une variation de fréquence négative apparaît (à  $t=50s$ ,  $150s$  et  $200s$ ), le générateur éolien va répondre en augmentant la puissance qu'il renvoie au réseau. En cas de variation positive (à  $t = 100$  et  $200s$ ) de la fréquence le générateur éolien diminue la puissance qu'il renvoie au réseau. La Figure 159 présente la réserve primaire de puissance, lorsque des variations de fréquence apparaissent, le générateur va libérer sa réserve primaire de puissance. La Figure 160 présente l'évolution de l'angle de calage, lors des variations de fréquence l'angle de calage va permettre de libérer la réserve de puissance. Pour des vitesses de vent faible, l'angle de calage est exploité uniquement pour créer et gérer la réserve primaire de puissance.

### iii. Essais à vent moyen sans variation de la fréquence

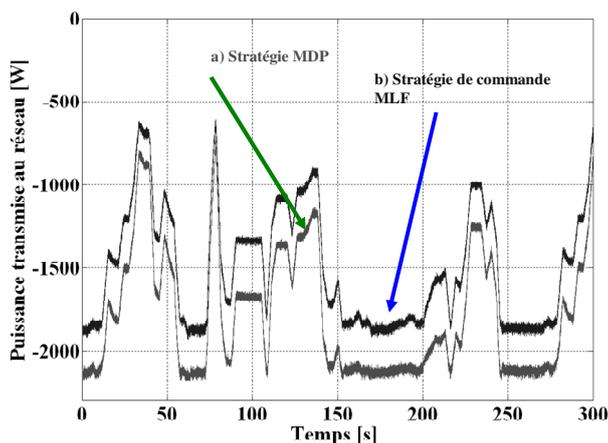


Figure 161 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MDP b) Stratégie de commande multivariables sans variation de fréquence.

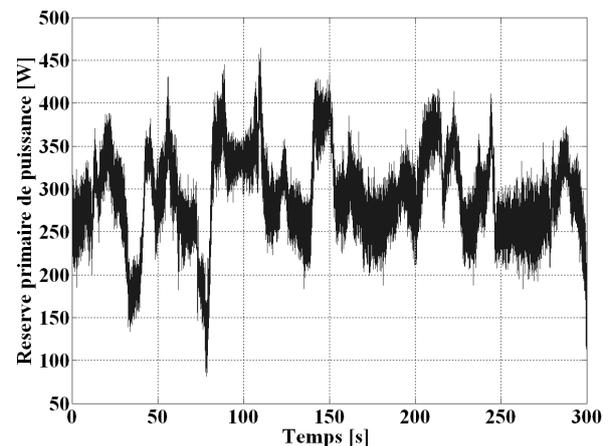


Figure 162 Réserve primaire de puissance

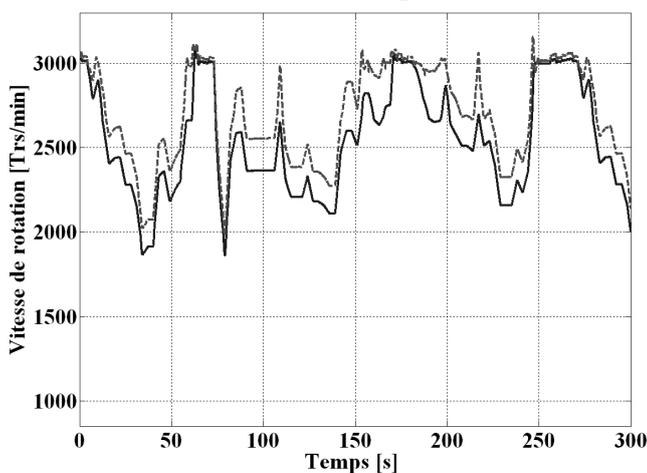


Figure 163 Vitesse de rotation de l'arbre

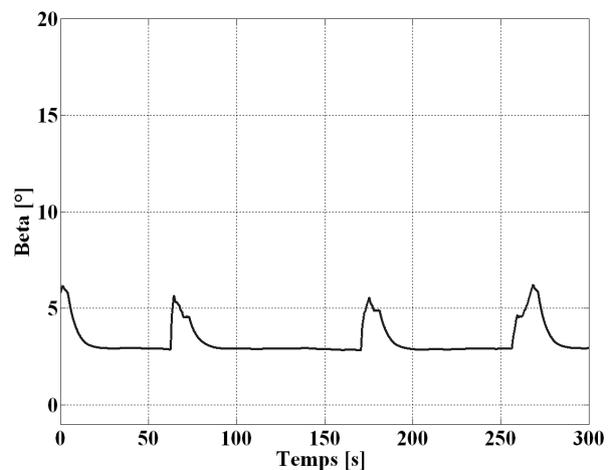


Figure 164 Angle de calage des pales

Les courbes des Figure 161 à Figure 164 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent moyen sans variation de la fréquence. La Figure 161 présente la puissance active renvoyée au réseau dans le cas de la stratégie MDP et de la stratégie de commande MLF. Cette figure montre que la puissance, dans le cas de la MLF, est toujours inférieure à la MDP. La différence entre ces deux courbes représente la réserve primaire de puissance active disponible montrée Figure 162. Cette réserve est présente sur une large plage de variation du vent. Pour le profil de vent considéré, la réserve primaire est régulière et a une valeur minimum d'environ 100 w.

La Figure 163 montre l'évolution de la vitesse de rotation, la courbe en trait plein correspond au fonctionnement MLF tandis que la courbe en trait interrompu correspond au fonctionnement en MDP. La vitesse de rotation de l'arbre est globalement plus faible en fonctionnement MLF quand fonctionnement MDP sauf lorsque la vitesse de rotation approche sa valeur nominal. La vitesse de rotation ne dépasse pas sa valeur nominale grâce à l'action de l'angle de calage montré Figure 164 .

#### iv. Essais à vent moyen avec variation de la fréquence

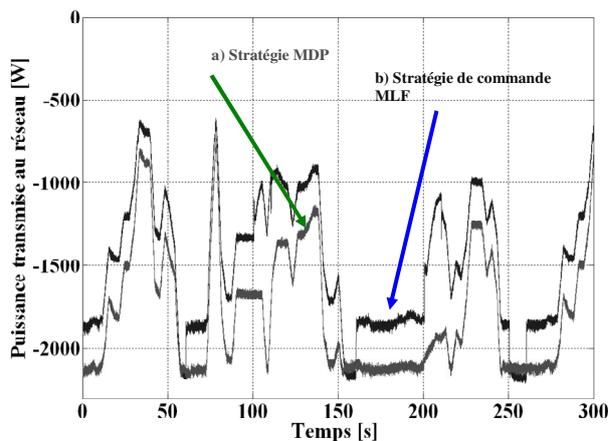


Figure 165 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MDP b) Stratégie de commande multivariables avec variation de fréquence.

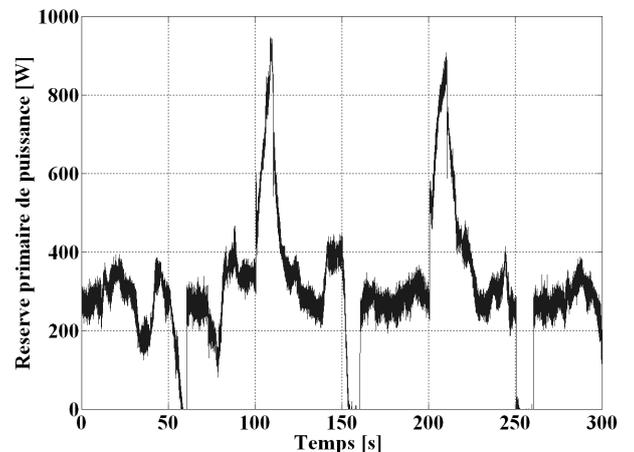


Figure 166 Réserve primaire de puissance

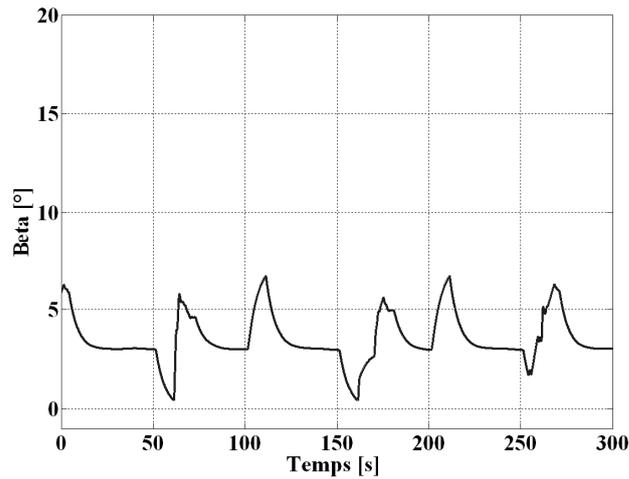


Figure 167 Angle de calage des pales

Les courbes des Figure 165 à la Figure 167 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent moyen avec variation de la fréquence. La Figure 165 présente la puissance active renvoyée au réseau dans le cas de la stratégie MDP et de la stratégie MLF. Lorsqu'une variation de fréquence négative apparaît (à  $t=50s$   $150s$  et  $200s$ ), le générateur éolien va répondre en augmentant la puissance qu'il renvoie au réseau. En cas de variation positive (à  $t = 100$  et  $200s$ ) de la fréquence, le générateur éolien diminue la puissance qu'il renvoie au réseau. La Figure 159 présente la réserve primaire de puissance. Lorsque des variations de fréquence apparaissent, le générateur va libérer sa réserve primaire de puissance. La Figure 160 présente l'évolution de l'angle de calage. La réserve primaire est gérée par l'intermédiaire de l'angle de calage et de la puissance de référence.

#### v. Essais à vent fort sans variation de la fréquence

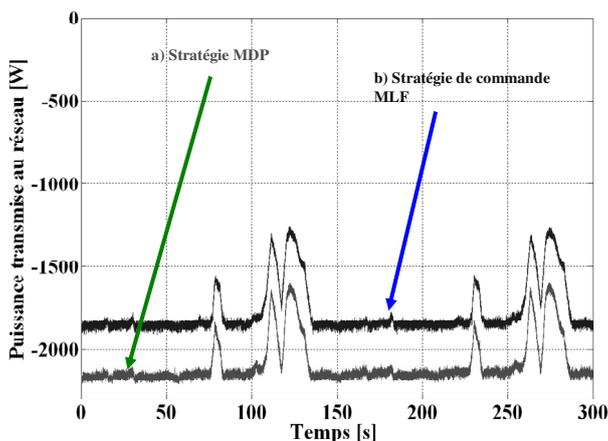


Figure 168 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MDP b) Stratégie de commande multivariables ans variation de fréquence.

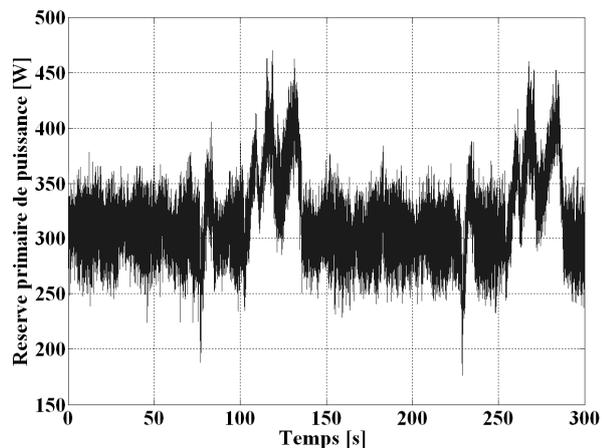
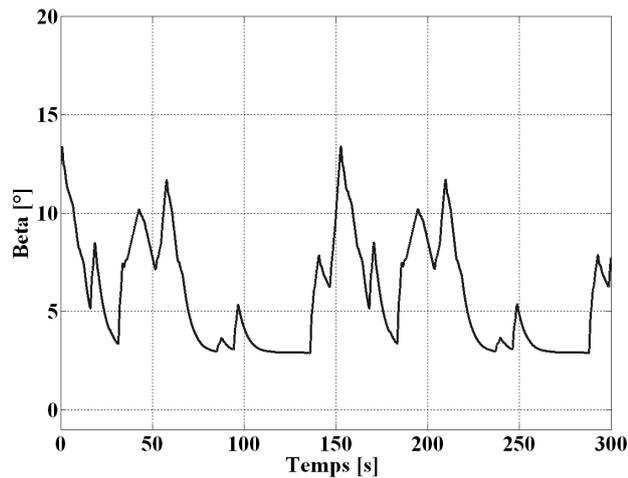


Figure 169 Réserve primaire de puissance



**Figure 170 Angle de calage des pales**

Les courbes des Figure 168 à Figure 170 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent fort sans variation de la fréquence. La Figure 168 présente la puissance active renvoyée au réseau dans le cas de la stratégie MDP et de la stratégie de commande MLF. Comme dans les essais précédents, la puissance renvoyée au réseau en mode MLF est toujours inférieure qu'en mode MDP. La différence représente la réserve primaire de puissance représentée à la Figure 169. Contrairement aux deux cas précédents, l'angle de calage (Figure 170) va principalement être utilisé pour limiter la vitesse de rotation de l'arbre. La réserve sera créée et gérée par l'intermédiaire de la puissance de référence qui est similaire à la stratégie de limitation de puissance. Il est donc normal de retrouver les allures des courbes de la Figure 149 sauf lorsque la vitesse du vent est inférieure à sa valeur nominale.

#### **vi. Essais à vent fort avec variation de la fréquence**

Les courbes des Figure 171 à Figure 173 correspondent au cas où le générateur éolien est soumis à un vent fort avec variation de la fréquence. La Figure 171 présente la puissance active renvoyée au réseau dans le cas de la stratégie MDP et de la stratégie de commande MLF. Lorsqu'une variation de fréquence négative apparaît (à  $t=50s$ ,  $150s$  et  $200s$ ), le générateur éolien va répondre en augmentant la puissance qu'il renvoie au réseau. En cas de variation positive (à  $t = 100$  et  $200s$ ) de la fréquence, le générateur éolien va diminuer la puissance qu'il renvoie au réseau. La Figure 172 présente la réserve primaire de puissance, lorsque des variations de fréquence apparaissent, le générateur va libérer sa réserve primaire de puissance. L'angle de calage Figure 173 est essentiellement utilisé pour limiter la vitesse de rotation. La réserve primaire de puissance est essentiellement gérée par l'intermédiaire de la puissance de référence.

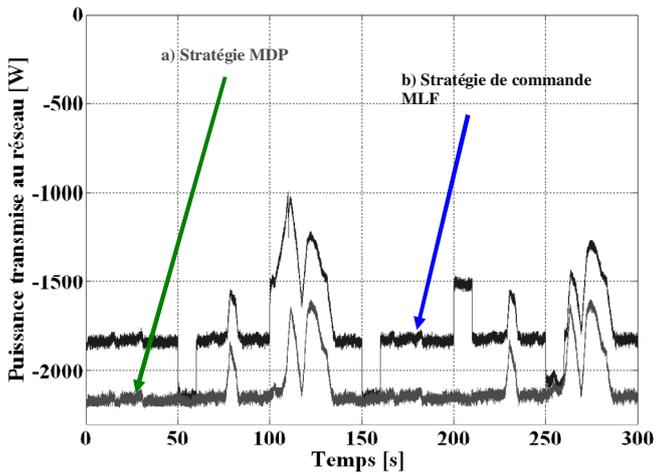


Figure 171 Puissance active renvoyée au réseau a) stratégie MPD b) Stratégie de commande multivariables avec variation de fréquence.

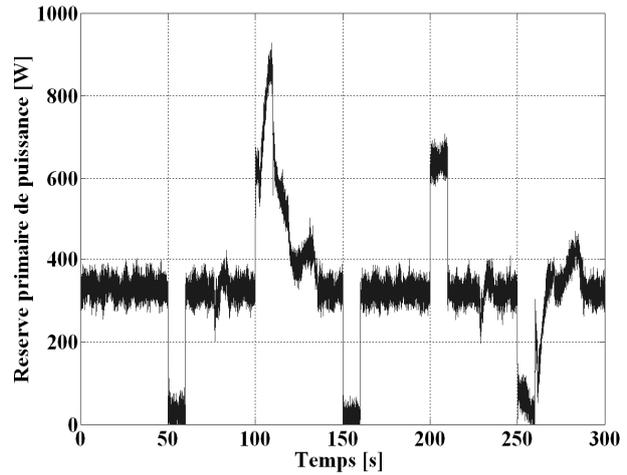


Figure 172 Réserve primaire de puissance

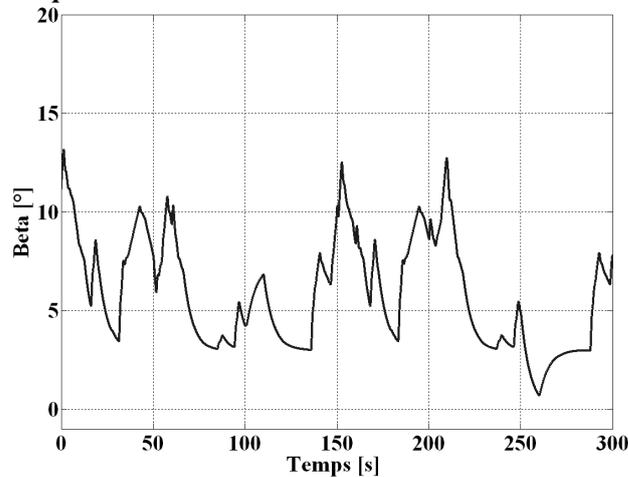


Figure 173 Angle de calage des pales

### vii. Evolution statique et dynamique du coefficient de puissance

La Figure 174 montre l'évolution dynamique du point de fonctionnement du générateur éolien lorsqu'il est soumis à un vent moyen sans variation de fréquence. Cette figure permet d'observer la contribution de la commande de l'angle de calage et du couple de la machine dans la constitution de la réserve. Une première partie de la réserve est constituée par l'intermédiaire de l'angle de calage, elle correspond à la différence entre le point de fonctionnement MPPT (situé au maximum de la courbe  $C_p = f(\lambda)$  pour un  $\beta = 0^\circ$  et le maximum de la courbe  $C_p = f(\lambda)$  pour un  $\beta = \beta_c = 3^\circ$ . Une seconde partie de la réserve est constituée par action sur le couple, dans ce cas la turbine va accélérer et le point de fonctionnement va être décalé vers la droite de la courbe. Durant ce fonctionnement une partie de la puissance produite par la génératrice éolienne est stockée sous forme inertielle dans les masses tournantes. Cependant, lorsque la vitesse de rotation atteint la vitesse nominale, l'angle de calage est utilisé pour limiter la vitesse de rotation, les points de fonctionnement correspondant à  $\beta < 3^\circ$

correspondent à cette limitation de vitesse. Ces résultats confirment la possibilité de maintenir une réserve avec la supervision à logique floue proposée sans mesure ni estimation du vent.

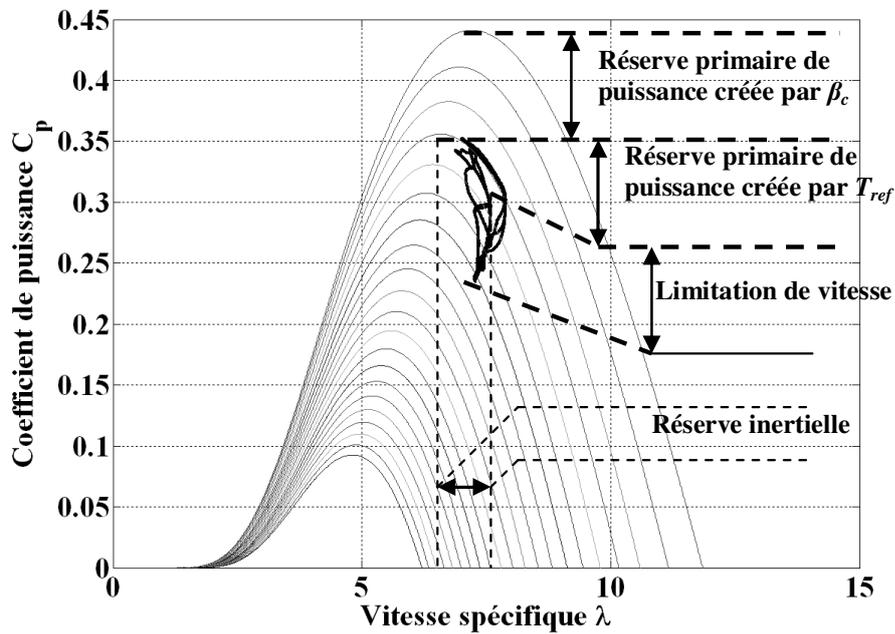


Figure 174. Evolution statique et dynamique du coefficient de puissance pour un fonctionnement à vent moyen sans variation de fréquence.

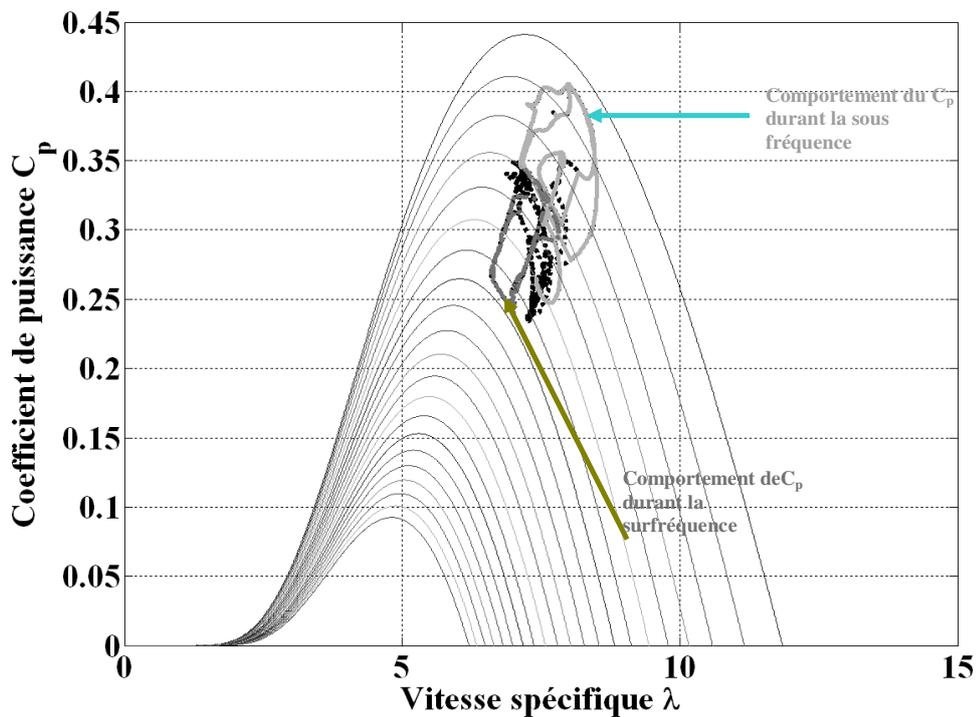


Figure 175. Evolution statique et dynamique du coefficient de puissance pour un fonctionnement à vent moyen avec variation de fréquence.

La Figure 175 montre l'évolution dynamique du point de fonctionnement du générateur éolien lorsqu'il est soumis à vent moyen avec variation de fréquence. La différence entre la Figure 174 et la Figure 175 correspond à l'évolution du coefficient de puissance pendant les variations de fréquence.

Dans le cas de sur fréquence (100-110s et 200-210s) le générateur éolien doit dégrader sa puissance, le coefficient de puissance est diminué par l'intermédiaire du couple de référence et de l'angle de calage. A l'inverse dans le cas de sous fréquence le coefficient de puissance est augmenté pour tendre vers le point MPPT, ce qui engendre une augmentation de la puissance produite.

**c. Comparaison des puissances générées sous différentes conditions de vent**

**Tableau 13 Valeur moyenne et écart type de la réserve primaire pour différentes conditions de vent**

		Vent faible $\mu_v = 6.43 \text{ m.s}^{-1}$ $\sigma_v = 1.031 \text{ m.s}^{-1}$	Vent moyen $\mu_v = 10.02 \text{ m.s}^{-1}$ $\sigma_v = 1.007 \text{ m.s}^{-1}$	Vent fort $\mu_v = 11.86 \text{ m.s}^{-1}$ $\sigma_v = 1.226 \text{ m.s}^{-1}$
$\mu_{\text{Preserve}}$	[W] [% of $P_n$ ] [% of $P_{MDP}$ ]	126.7 5.8% 22.5%	292.4 13.3% 19.5%	316.7 14.4% 15.2%
$\sigma_{\text{Preserve}}$	[W]	66.65	51.75	36.67
$\sigma_{\text{Preserve}} / \mu_{\text{Preserve}}$		0.53	0.17	0.12

Le Tableau 13 montre une analyse de la puissance générée sous 3 conditions de vent différentes avec  $\sigma$  l'écart type et  $\mu$  la valeur moyenne, ce tableau montre :

- La valeur moyenne et l'écart type de réserve primaire en % de la puissance nominale et en % de la puissance en MDP.
- Le rapport  $\sigma/\mu$  est un indicateur sur la régularité de la réserve. Plus ce ratio est faible, plus la réserve primaire peut être considérée comme régulière.

Ce tableau montre que excepté dans le cas d'un vent faible, la réserve primaire de puissance est comprise entre 13% et 14% de la puissance nominale avec un faible ratio  $\sigma/\mu$ . Par vent faible la réserve étant créée par l'angle de calage qui est maintenue constant, la réserve est moins régulière. Afin d'obtenir une réserve de puissance en W sur laquelle le gestionnaire du réseau peut compter quelles que soient les conditions de vent, la valeur moyenne de la réserve en % de  $P_{MDP}$  est plus importante par vent faible (22,5%) et plus faible pour un vent fort (15,2%). La stratégie proposée permet de réaliser un compromis entre une réserve à puissance constante et une réserve proportionnelle à la puissance disponible.

#### d. Influence de la dynamique du système d'orientation des pales

Afin d'observer l'influence de la dynamique du système d'orientation des pales, des essais expérimentaux ont été effectués en modifiant la constante de temps de l'actionneur du système d'orientation des pales  $\alpha$  émulé sur le banc d'essais.

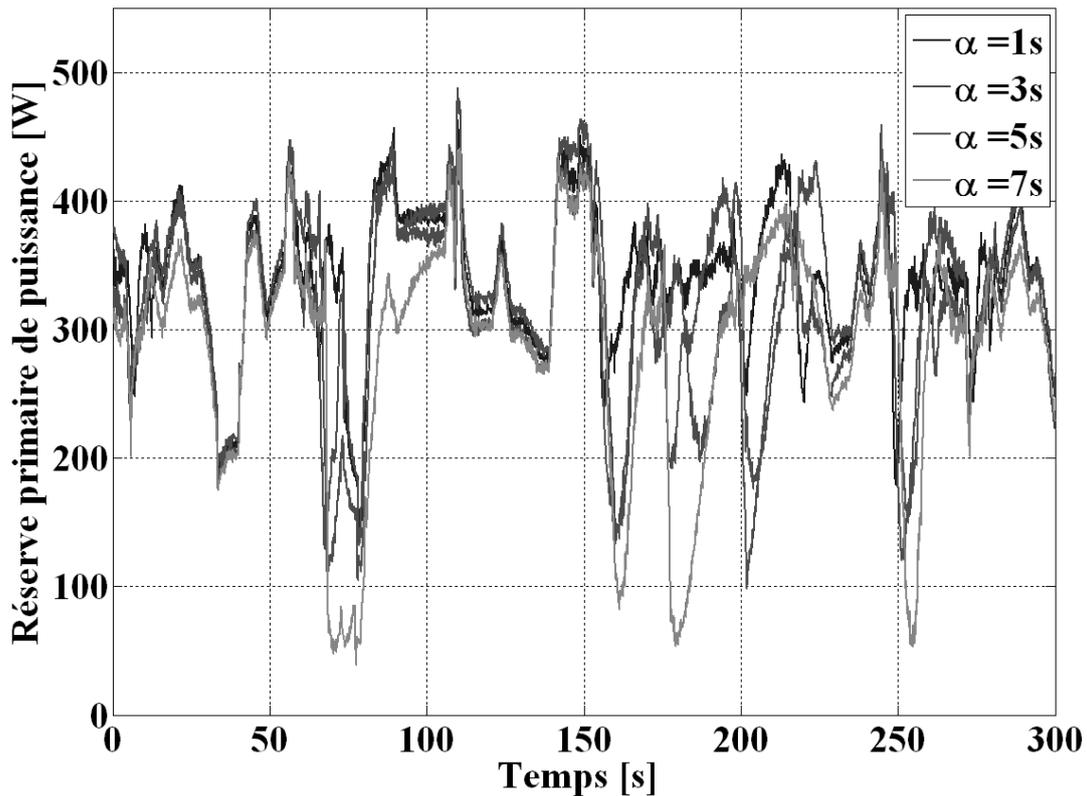


Figure 176 Réserve primaire de puissance

La Figure 176 montre l'évolution de la réserve, un vent moyen sans variation de fréquence a été considéré pour les essais. Le Tableau 14 montre la valeur moyenne et l'écart type de la réserve primaire de puissance. Ce tableau montre que la dynamique affecte principalement la régularité de la réserve, en effet le ratio  $\sigma/\mu$  est significativement affecté lorsque la constante de temps augmente. Néanmoins la dynamique de l'angle de calage n'a qu'une très faible influence sur la valeur moyenne de la réserve.

**Tableau 14 Valeur moyenne et écart type de la réserve en fonction de la constante de temps de l'angle de calage**

		Constante de temps de l'angle de calage $\alpha$			
		1s	3s	5s	7s
$\mu_{\text{Preserve}}$	[W]	340	310	330	291
$\sigma_{\text{Preserve}}$	[W]	57	71	78	89
$\sigma_{\text{Preserve}} / \mu_{\text{Preserve}}$		0.17	0.23	0.24	0.31

#### IV) Conclusion

Dans ce chapitre, deux stratégies de commande qui permettent de participer aux réglages primaires de la fréquence ont été implantées sur un banc d'essais de 2,2 kW. La première stratégie permet d'obtenir une réserve primaire de puissance, uniquement lorsque l'on fonctionne en pleine charge. Les résultats obtenus expérimentalement concordent avec les résultats obtenus par simulation.

Une méthodologie afin d'implanter expérimentalement un superviseur multivariables à logique floue à ensuite été proposée. La méthodologie consiste à transformer les surfaces de commande issues de la logique floue, sous forme de tables afin de limiter le temps de cycle de calcul.

Les résultats expérimentaux obtenus après l'implantation du superviseur, confirment la possibilité d'un générateur éolien à participer d'une façon régulière au réglage de la fréquence sans mesure de la vitesse du vent ni recours à un système de stockage.

Des résultats expérimentaux ont également mis en évidence que la dynamique du système d'orientation des pales n'a pas d'influence sur la qualité et la quantité de la réserve.

Le chapitre suivant s'intéresse à l'apport en terme de réglage secondaire, une seconde méthodologie d'implantation du superviseur à logique floue sera également proposée.

## Chapitre 9

### Participation au réglage primaire et secondaire de fréquence

#### I) Introduction

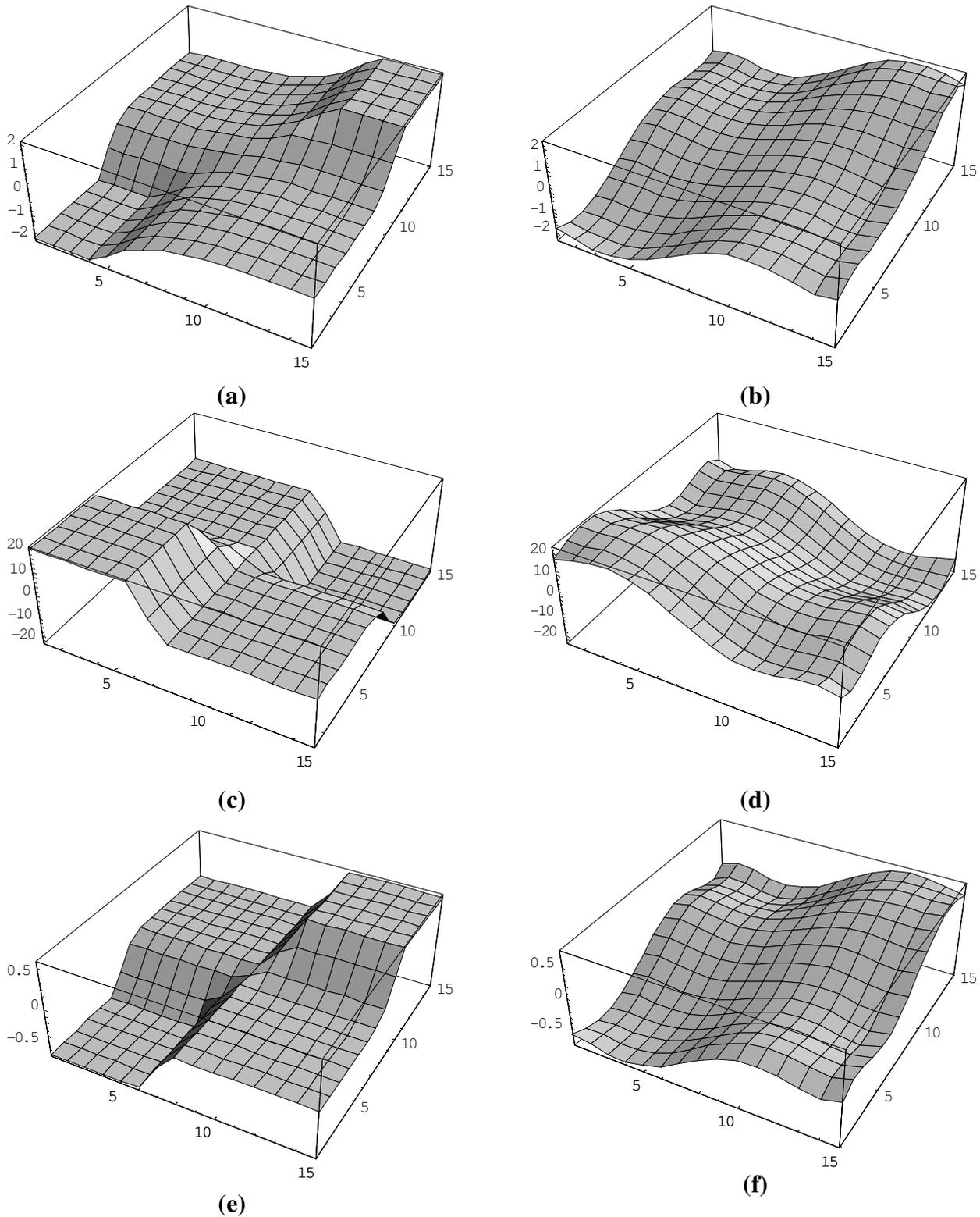
Cette partie a pour objectif de montrer que la réserve primaire de puissance obtenue à l'aide de la MLF peut être utilisée au niveau des réglages de fréquence pour participer aux réglages primaire et secondaire.

Dans une première partie, l'implantation du superviseur MLF est détaillée puis validée par une simulation sur un réseau infini soumis au profil de vent moyen présenté précédemment. Dans une deuxième partie, la capacité de participer au réglage secondaire est observée à l'aide de simulation sur EUROSTAG en considérant le scénario et le réseau présentés au chapitre 4.

#### II) Implantation de la stratégie de commande multivariables sur EUROSTAG

L'implantation des correcteurs flous dans le logiciel EUROSTAG n'est pas immédiate. En effet, il n'existe pas de module dédié comme la boîte à outils logique floue de SIMULINK<sup>TM</sup>. De plus, il n'est pas possible d'intégrer des tables à deux entrées, comme cela a été fait pour l'expérimentation. Il est donc nécessaire de déterminer des polynômes afin de reconstituer les surfaces des différents régulateurs flous. Cette opération a été effectuée à l'aide du logiciel de calcul formel « MATHEMATICA ».

La Figure 177 présente les surfaces issues de la logique floue et les surfaces obtenues avec une interpolation polynomiale limitée au cinquième ordre. Même si cette approximation paraît grossière, elle est suffisante pour notre application.



**Figure 177** Surface obtenue pour les régulateurs (a) Surface du régulateur flou  $\beta_{ref2}$  (b) Interpolation de la surface du régulateur flou  $P_{ref2}$  (c) Surface du régulateur flou  $\beta_{ref3}$  (d) Interpolation de la surface du régulateur flou  $\beta_{ref3}$  (e) Surface du régulateur flou  $P_{ref2}$  (f) Interpolation de la surface du régulateur flou  $P_{ref2}$

Les équations (63), (64) et (65) présentent les polynômes des trois régulateurs flous. Vu la taille et la complexité de l'expression, il devient assez délicat d'accéder aux paramètres de réglage. Il est donc nécessaire d'externaliser les paramètres de réglage. La Figure 178 présente l'implantation des

régulateurs dans EUROSTAG. Un gain G1 va permettre d'amplifier l'erreur vue des régulateurs, une bande morte permettra de régler la sensibilité des régulateurs.

$$\beta_{ref\ 3} = -0.000509257 + 1.51224 e_p + 0.000864913 e_p^2 - 1.2112 e_p^3 - 0.000583757 e_p^4 + 0.306051 e_p^5 + 0.983214 \Delta e_p \quad (63)$$

$$- 0.000764022 e_p \Delta e_p + 1.6813 e_p^2 \Delta e_p + 0.000793901 e_p^3 \Delta e_p - 0.999465 e_p^4 \Delta e_p + 0.000110297 \Delta e_p^2 + 0.46815 e_p \Delta e_p^2$$

$$+ 0.000129349 e_p^2 \Delta e_p^2 - 0.0434443 e_p^3 \Delta e_p^2 - 0.511368 \Delta e_p^3 + 0.0000580402 e_p \Delta e_p^3 - 0.112723 e_p^2 \Delta e_p^3 - 0.0000309658 \Delta e_p^4$$

$$- 0.0871516 e_p \Delta e_p^4 + 0.0791752 \Delta e_p^5$$

$$\beta_{ref\ 2} = 5.29072 e_f + 0.371494 e_f^3 - 0.00864165 e_f^5 - 2.32522 \Delta e_f - 0.13469 e_f^2 \Delta e_f - 0.00361792 e_f^4 \Delta e_f - 0.039734 e_f \Delta e_f^2 \quad (64)$$

$$+ 0.000332154 e_f^3 \Delta e_f^2 + 0.0473669 \Delta e_f^3 + 0.000309052 e_f^2 \Delta e_f^3 - 0.000271376 e_f \Delta e_f^4 - 0.000290801 \Delta e_f^5$$

$$P_{ref\ 2} = 0.176358 e_f - 0.0123831 e_f^3 + 0.000288055 e_f^5 + 0.0775077 \Delta e_f + 0.00448964 e_f^2 \Delta e_f - 0.000120597 e_f^4 \Delta e_f + 0.00132442 e_f \Delta e_f^2 \quad (65)$$

$$- 0.0000110714 e_f^3 \Delta e_f^2 - 0.00157891 \Delta e_f^3 - 0.0000103017 e_f^2 \Delta e_f^3 - 9.04554 \cdot 10^{-6} e_f \Delta e_f^4 + 9.69345 \cdot 10^{-6} \Delta e_f^5$$

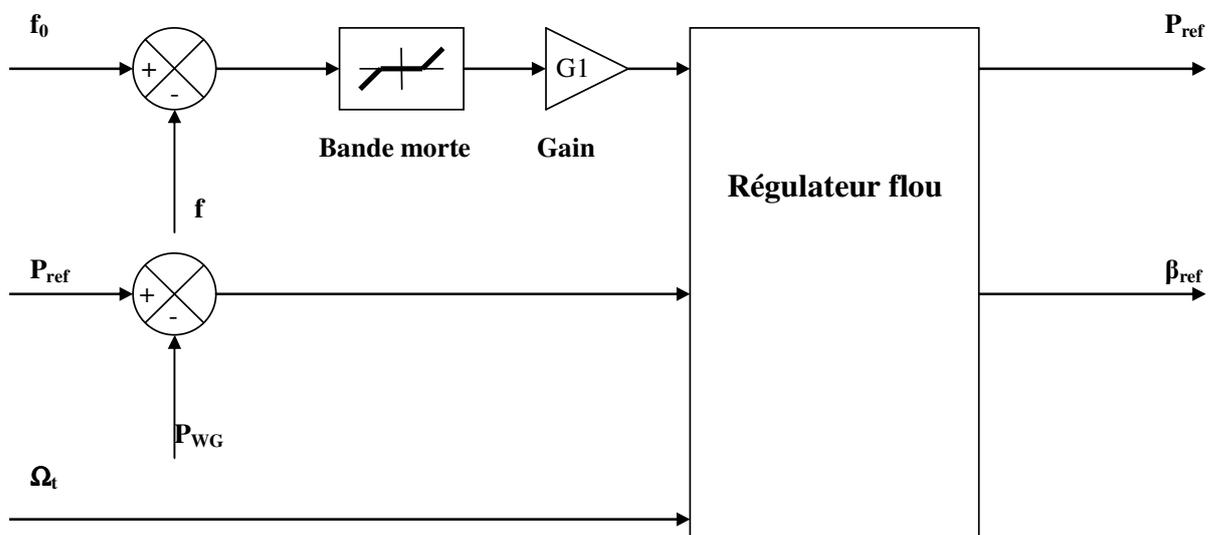


Figure 178 Implantation du superviseur

Afin de valider l'implantation, une simulation d'un générateur éolien soumis à un vent moyen connecté sur un réseau infini est présentée. La Figure 179 présente le réseau considéré. Comme pour l'expérimentation, un échelon fictif de fréquence présenté Figure 180 est soumis au générateur éolien.

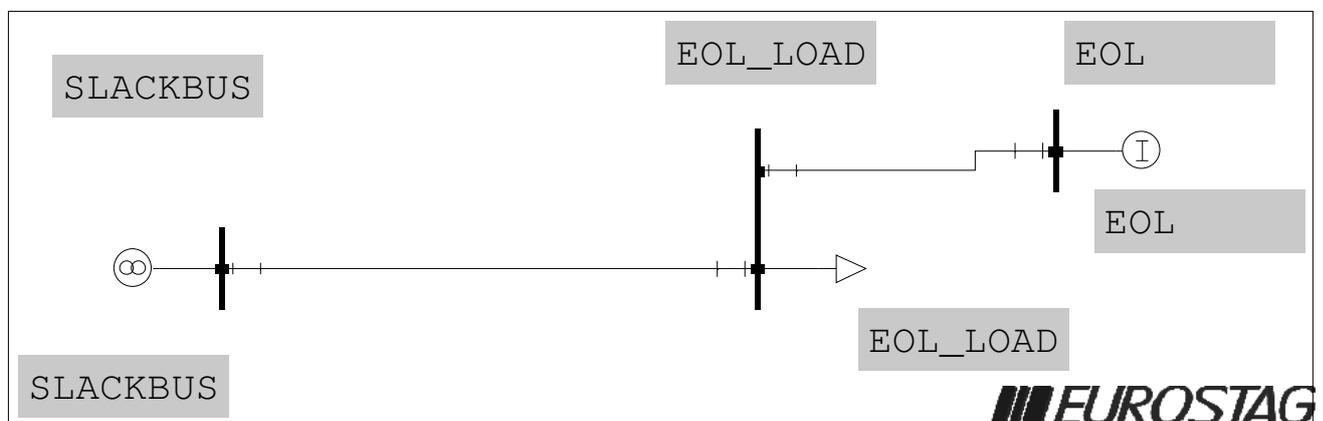


Figure 179 Réseau infini

La Figure 181 présente la puissance éolienne injectée au réseau, le cas MDP est représenté en trait interrompu et le cas MLF en trait plein. La réserve primaire de puissance est montrée à la Figure 182.

A  $t = 120$  s, le générateur est soumis à une variation de fréquence de 1 Hz. En réponse, il va libérer sa réserve de puissance. Lorsque le générateur éolien libère sa réserve primaire la puissance injectée sur le réseau est supérieure à la puissance MDP, en effet une part d'énergie cinétique est également libérée. Ces résultats sont en accord avec les essais expérimentaux obtenus précédemment.

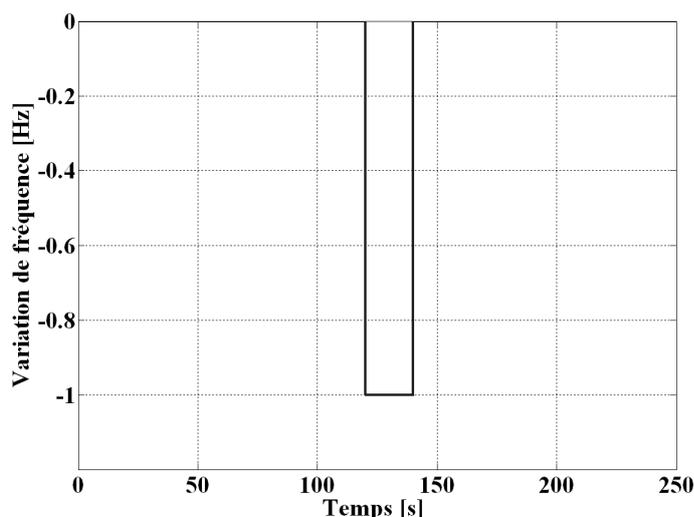


Figure 180 Variation de fréquence

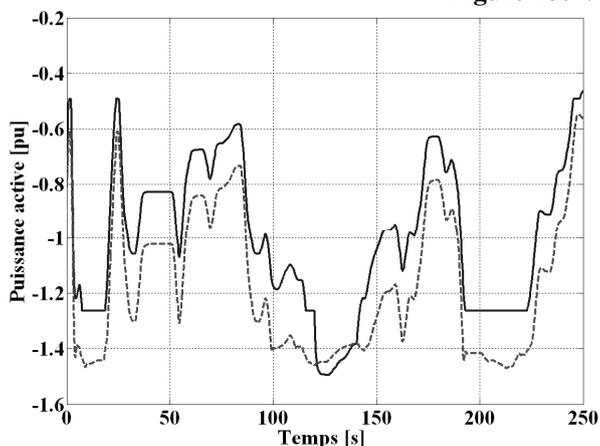


Figure 181 Puissance active renvoyée au réseau

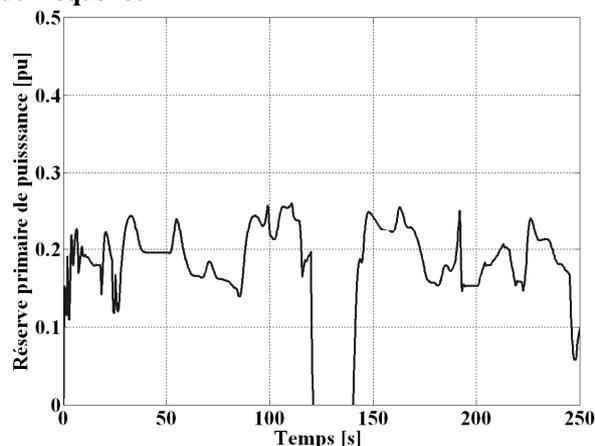


Figure 182 Réserve primaire de puissance

### III) Simulations

La Figure 183 présente le réseau considéré dans les simulations. Il correspond au réseau présenté au chapitre 4. Le scénario présenté au chapitre 4 est appliqué, les résultats obtenus sont comparés au cas MDP.

Deux simulations sont considérées :

- Un cas considère que les générateurs éoliens ne participent qu'au réglage primaire de fréquence. Les régulateurs flous auront alors le comportement d'un régulateur proportionnel (Gain  $G1 = 1$  et bande morte importante).
- Un cas considérera que les générateurs éoliens participeront aux réglages primaire et secondaire de fréquence. Les régulateurs flous auront alors le comportement d'un régulateur proportionnel intégral (Gain  $G1 = 100$  et bande morte faible).

Les fermes éoliennes, FEOL1, FEOL2 et FEOL3 sont soumises respectivement à un profil de vent faible présenté à la Figure 184, un vent moyen présenté à la Figure 185 et un vent fort présenté à la Figure 186.

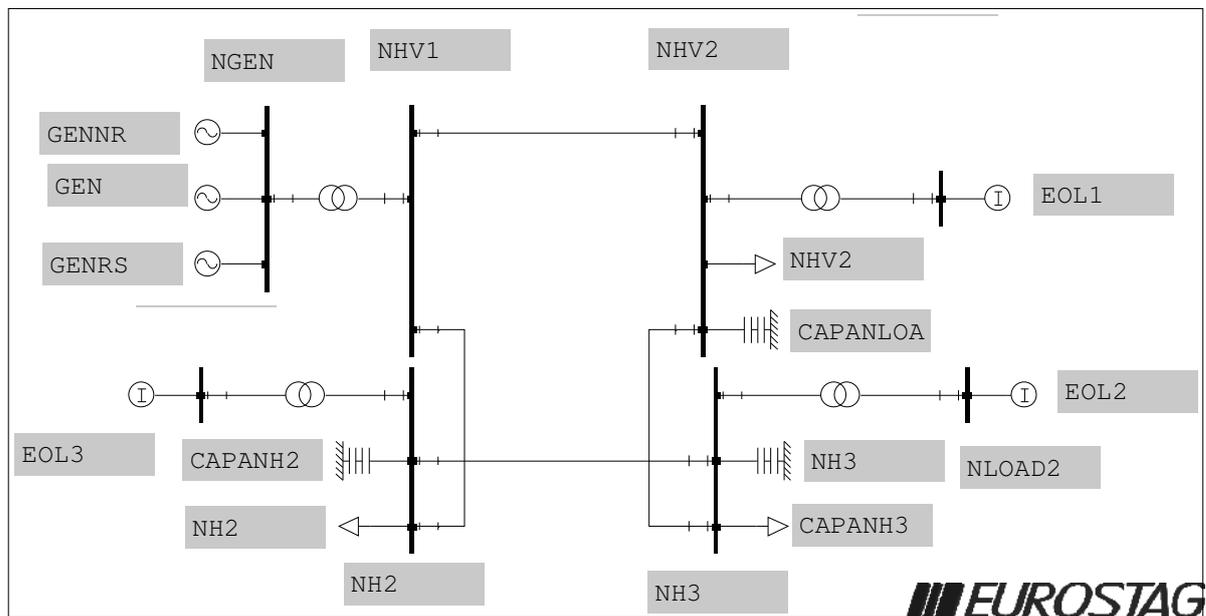
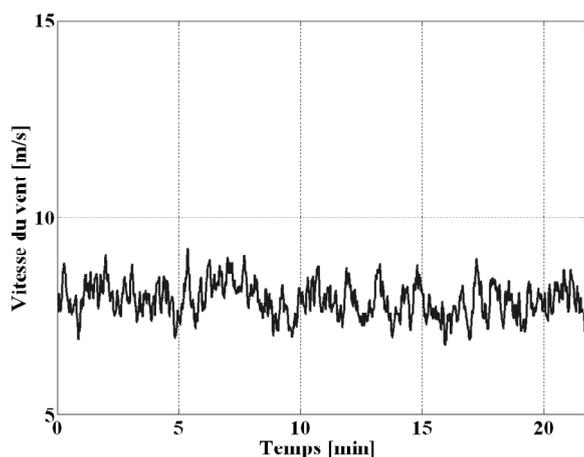
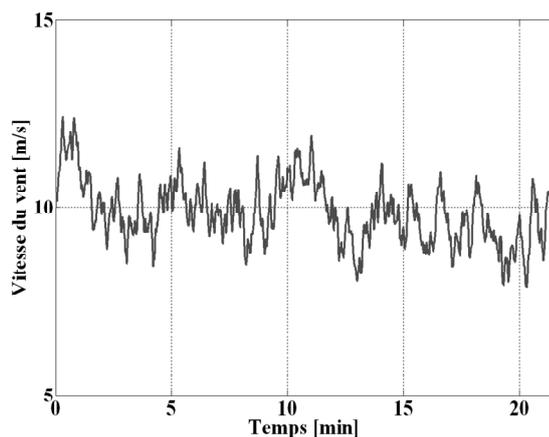


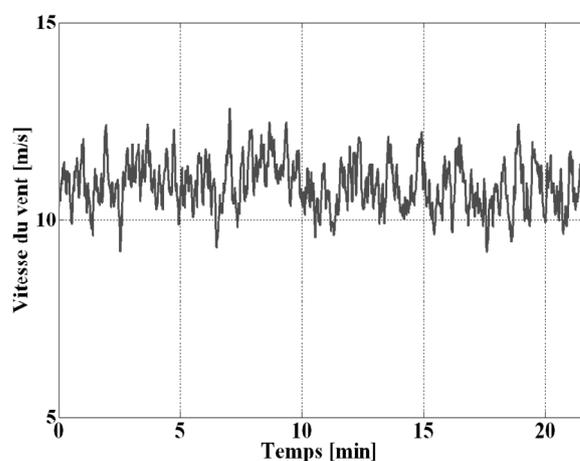
Figure 183 Réseau maillé



**Figure 184 Vent faible**



**Figure 185 Vent moyen**



**Figure 186 Vent fort**

Les Figure 187 à Figure 190 présentent les résultats de simulation lorsque les fermes éoliennes participent uniquement au réglage primaire de fréquence. Les Figure 187, Figure 188 et Figure 189 montrent respectivement la réserve primaire de FEOL1, FEOL2 et FEOL3. A  $t = 10$  min, le groupe non réglant GNR est déclenché. Suite à cet incident, pour amortir la chute de fréquence, les fermes éoliennes vont libérer leur réserve. La fréquence sera ramenée à 50 Hz grâce au réglage secondaire de GRS. La Figure 190 montre l'évolution de la fréquence dans le cas MDP en traits interrompus et MLF en traits pleins. Lorsque l'incident apparaît à  $t = 10$  min, la chute de fréquence est amortie d'environ 0.1 Hz grâce aux générateurs éoliens.

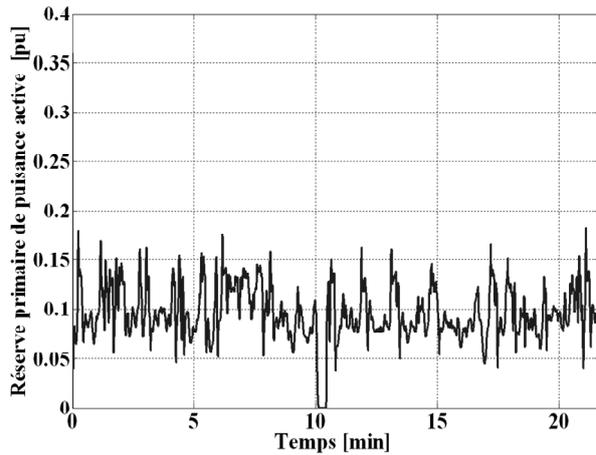


Figure 187 Réserve primaire de puissance de la ferme éolienne soumise à un vent faible

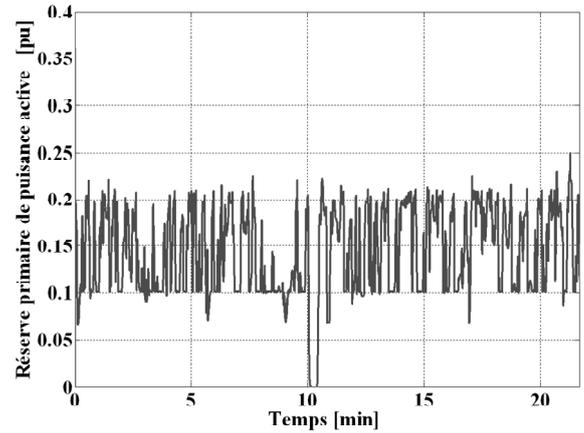


Figure 188 Réserve primaire de puissance de la ferme éolienne soumise à un vent moyen

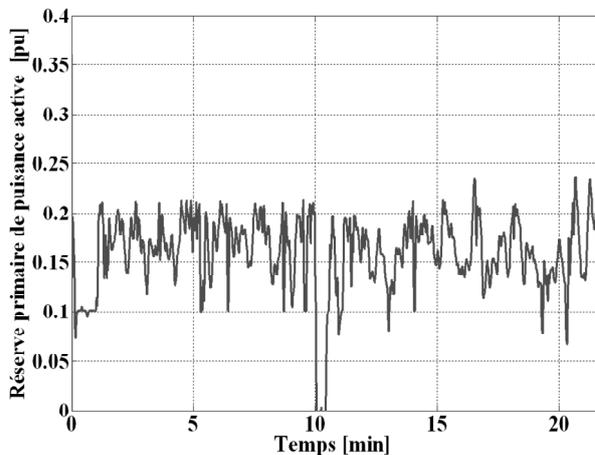


Figure 189 Réserve primaire de puissance de la ferme éolienne soumise à un vent fort

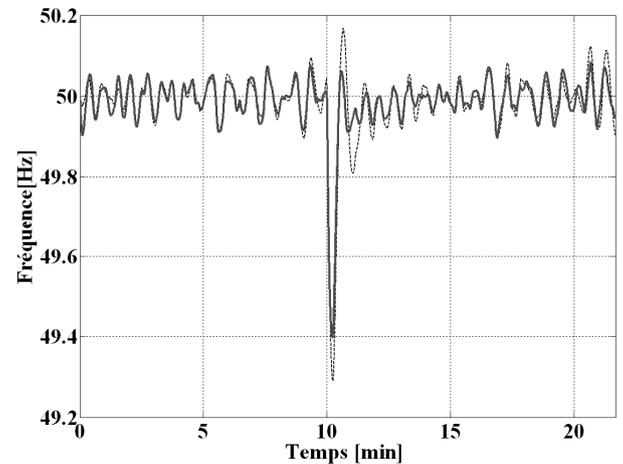


Figure 190 Fréquence du réseau

Les Figure 191 à Figure 194 présentent les résultats de simulations lorsque les fermes éoliennes participent aux réglages primaire et secondaire de fréquence. Les Figure 191, Figure 192 et Figure 193 montrent respectivement la réserve primaire de FEOL1, FEOL2 et FEOL3. L'évolution de la réserve est dans ce cas beaucoup moins régulière, en effet une partie de la réserve est utilisée pour compenser les fluctuations de puissance. A  $t = 10$  min, le groupe non réglant GNR est déclenché. Suite à cet incident, pour amortir la chute de fréquence, les fermes éoliennes vont libérer leur réserve, puis le point de consigne de l'éolienne va évoluer afin de participer au réglage secondaire jusqu'à ce que la fréquence soit ramenée à 50 Hz. De plus, l'action intégrale va permettre de lisser les fluctuations de fréquence. La Figure 194 montre l'évolution de la fréquence dans le cas MDP en traits interrompus et MLF en traits pleins. Lorsque l'incident apparaît à  $t = 10$  min, la chute de fréquence est comme dans le cas précédent amortie d'environ 0.1 Hz grâce aux générateurs éoliens.

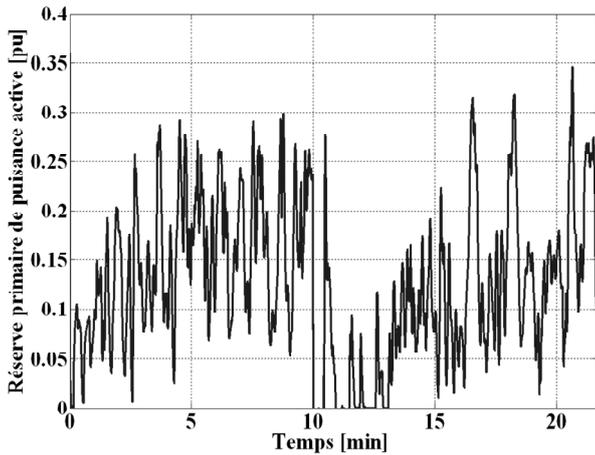


Figure 191 Réserve primaire de puissance de la ferme éolienne soumis à un vent faible

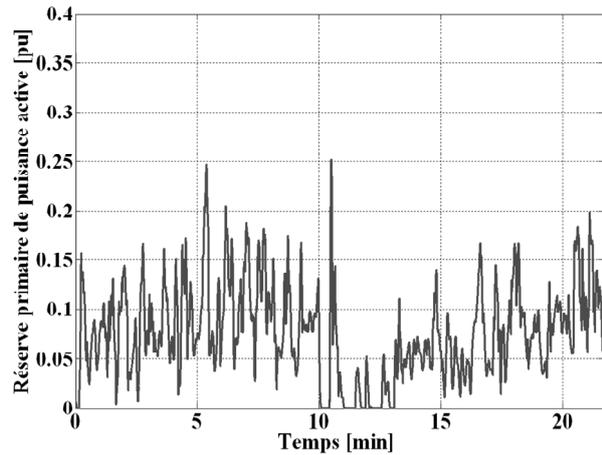


Figure 192 Réserve primaire de puissance de la ferme éolienne soumis à un vent moyen

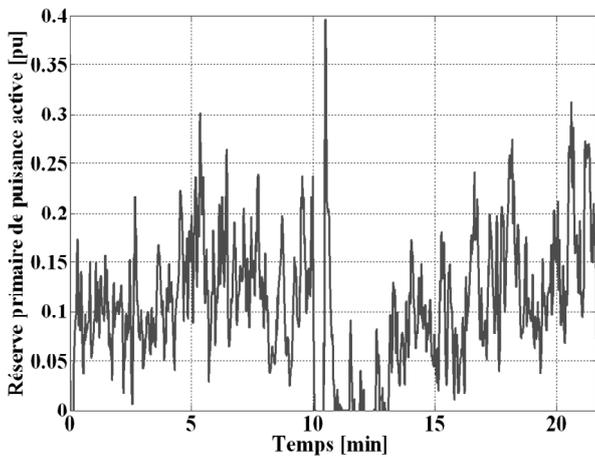


Figure 193 Réserve primaire de puissance de la ferme éolienne soumis à un vent fort

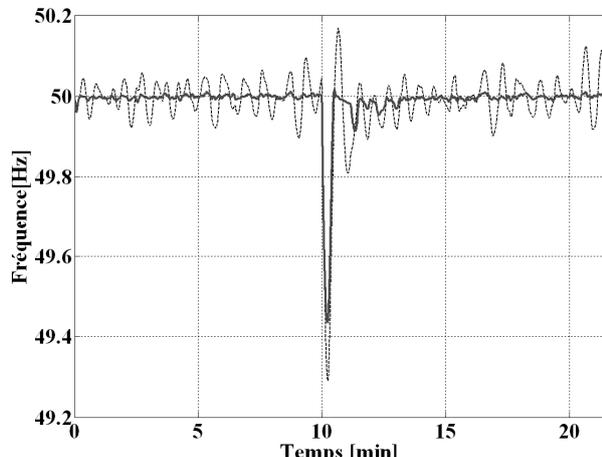


Figure 194 Fréquence

#### IV) Conclusion

Dans ce chapitre, la stratégie de commande multivariables à logique floue a été implantée dans EUROSTAG. L'implantation d'une telle commande dans ce logiciel a nécessité une interpolation des différentes surfaces de commande, afin d'obtenir des polynômes.

Ce chapitre a montré la capacité des générateurs éoliens à participer aux réglages primaire et secondaire de fréquence dans le cadre d'un réseau faiblement chargé, ayant un taux de pénétration éolien important ( exemple : réseau insulaire).

## Troisième Partie

# Capacité des générateurs éoliens à participer aux réglages de fréquence

**Conclusion** - Cette partie a mis en évidence la capacité d'un générateur éolien à participer d'une façon régulière au réglage de la fréquence sans mesure ni prévision de la vitesse du vent ni recours à un système de stockage. Deux stratégies de commande ont été présentées. La première, et la plus simple, va permettre une participation régulière au réglage de la fréquence uniquement lorsque l'on fonctionne en pleine charge via le contrôle du couple de la génératrice. Pour assurer un réglage primaire quelle que soit la vitesse du vent, un superviseur multivariables basé sur la logique floue est ensuite proposé. Ce superviseur commande simultanément le couple de référence et l'angle de calage des pales. Cette stratégie permet de maintenir une réserve de puissance régulière sur une large plage de variation de la vitesse du vent sans utiliser la mesure de cette vitesse. Ces deux stratégies ont été validées sur un banc d'essais expérimental de 2,2 kW puis intégrées dans le logiciel EUROSTAG. À l'aide d'un réseau maillé avec une proportion de production éolienne importante, il a été montré la capacité des générateurs éoliens à participer au réglage secondaire. La partie suivante va associer au générateur éolien des systèmes de production décentralisés plus classiques et des systèmes de stockage afin d'envisager des stratégies de supervision plus ambitieuses.



## Quatrième Partie

# Supervision de systèmes multisources

**Introduction** - L'ouverture à la concurrence de la production d'électricité a attiré de nouveaux producteurs. Ces producteurs, afin de s'implanter dans le marché de l'électricité, ont la nécessité d'investir dans des moyens de production peu onéreux. De plus l'ouverture du marché s'est effectuée dans un contexte de soutien financier aux énergies renouvelables, ce qui a favorisé un investissement massif vers ce type de source. Comme le souligne le chapitre 1, l'intégration massive de la production décentralisée sur le réseau va perturber celui-ci. Afin d'améliorer l'intégration de ce type de source dans les réseaux et d'augmenter leur performance économique, le concept de centrale multisources (incluant du stockage de l'énergie) a émergé [SAB 07\_4]. Le concept de centrale multisources a pour objectif de mutualiser la gestion de groupes décentralisés afin qu'ils soient économiquement plus rentables et mieux contrôlable par les gestionnaires du réseau. Le concept de systèmes multisources avec une gestion intégrée et optimisée de l'énergie est aussi connu sous le nom de centrale virtuelle. Ce type de centrale est constitué de différentes catégories de générateurs (par exemple : éolien, photovoltaïque, micro turbine hydraulique, micro turbine à gaz, pile à combustible,...) pouvant être associés à différents systèmes de stockage (par exemple : batterie, volant d'inertie, stockage électromagnétique ou SMES, supercondensateur, pompage hydraulique, compression d'air,...). Les générateurs et les systèmes de stockage peuvent être localisés en différents points du réseau, mais sont gérés par un opérateur industriel unique. Du point de vue des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, une centrale virtuelle doit pouvoir se comporter comme une centrale classique. Elle doit donc participer pleinement aux services système et le gestionnaire de la centrale doit pouvoir s'engager 24h à l'avance sur la quantité d'énergie électrique qu'il pourra produire. Le concept de centrale virtuelle permettra à moyen et long terme un développement significatif de la production décentralisée, ainsi qu'un accroissement du taux de pénétration des énergies renouvelables et en particulier de l'éolien. Des systèmes multisources associés à du stockage existent déjà dans des sites isolés (régions peu peuplées, îles,...). Des études ([AND 08], [ABA 06], [LEC 02A]) et des expériences ont été réalisées sur des réseaux isolés (par exemple en Alaska [DRO 02] et aux Açores

[AND 08]) associant des générateurs diesels et éoliens avec du stockage inertiel ou par batteries. L'objectif de ces études est l'augmentation du taux de pénétration de l'éolien en vue de diminuer la consommation de fuel. Les principaux problèmes posés par ces systèmes sont le choix et le dimensionnement du système de stockage, ainsi que la détermination des stratégies de supervision afin d'optimiser la consommation énergétique tout en assurant la stabilité du réseau. Un premier chapitre sera consacré à un état des lieux des systèmes de stockage, un second chapitre proposera une méthodologie pour construire des algorithmes de supervision adaptés à la gestion énergétique de centrale multisource en temps réel.

# Chapitre 10

## Système de stockage d'énergie

### I) Introduction

Les systèmes de stockage d'électricité peuvent se décomposer en deux grandes familles, les systèmes de stockage à long terme et les systèmes de stockage à court terme. L'électricité ne se stocke pas directement, mais elle peut se convertir en d'autres formes elles même stockables (potentielle, cinétique, chimique, magnétique ...).

Le stockage de l'énergie dans le cadre de l'utilisation de l'énergie électrique prend un relief particulier avec le développement des Energies Renouvelable (ENR). Les moyens de stockage sont nombreux, mais leurs efficacités et leurs importances économiques dépendent étroitement des conditions d'exploitations et de leur facilité de mise en œuvre. Les progrès en électronique de puissance ont contribué à l'essor des systèmes de stockage.

Dans ce chapitre, une première partie sera consacrée au stockage à long terme, une deuxième partie au stockage à court terme, l'utilisation du stockage dans le système électrique sera ensuite évoquée en se focalisant sur son utilisation dans les réseaux et dans les systèmes de production à Energie Renouvelable.

### II) Stockage long terme

Les systèmes de stockage ayant un horizon temporel d'une dizaine de minute à plusieurs années peuvent être considérés comme des stockages long terme. Ainsi, les types de stockage peuvent aller des barrages hydrauliques jusqu'aux batteries chimiques. Les systèmes de stockage électrochimique (batteries) marquent la frontière entre le court et le long terme. Ils seront présentés dans cette partie en sachant que le choix de la technologie ainsi que la taille des batteries est à prendre en considération dans leur classification. En effet, selon la technologie et la taille des éléments de stockage électrochimique, ils peuvent être considérés comme long ou court terme.

#### a. Stockage par système hydraulique

En France, environ 15 % de l'énergie électrique est produite grâce à des barrages qui utilisent la force motrice de l'eau. En gérant le niveau d'eau du barrage, une réserve d'énergie est créée, elle pourra alors être transformée en électricité selon les besoins du réseau. Ces réserves d'énergie sont

essentiellement utilisées pour lisser les pointes de consommation. La Figure 195 présente le principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique : un barrage permet de stocker un volume d'eau qui est libéré selon les besoins énergétiques afin d'entraîner une turbine solidaire à un alternateur afin de produire de l'électricité.

### PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE CENTRALE HYDRAULIQUE

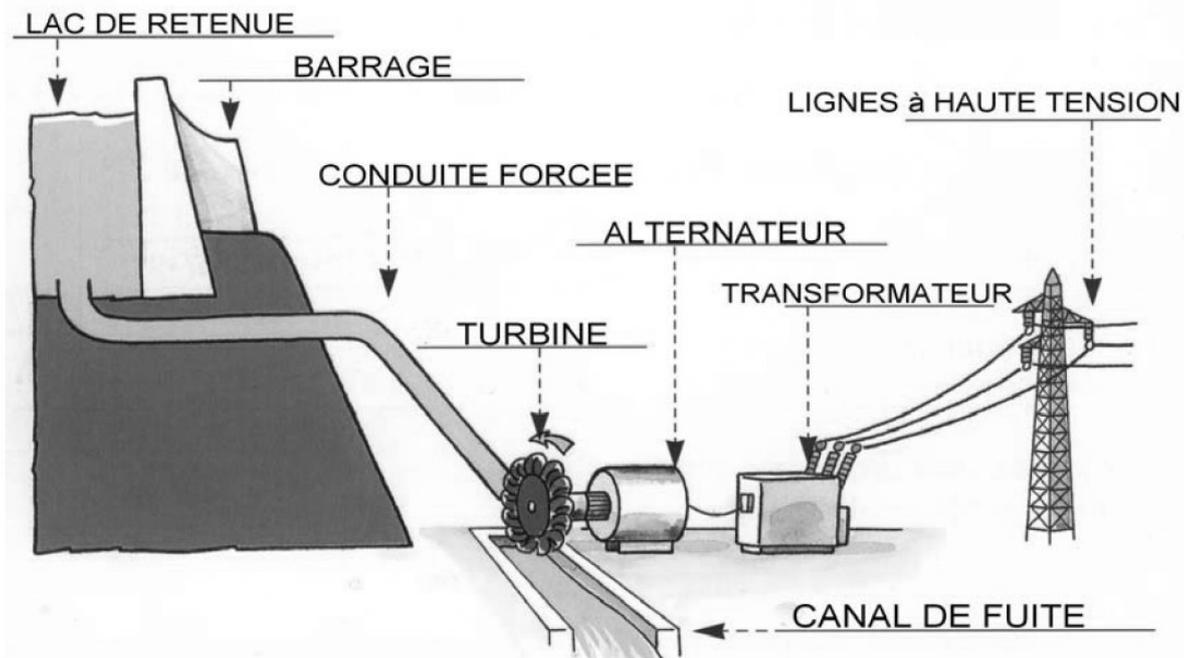


Figure 195 Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique [EDF 06]

La station de transfert d'énergie par pompage (STEP) est une seconde technologie de stockage utilisée couramment dans les réseaux. La Figure 196 présente le principe de fonctionnement d'une STEP. Une STEP est composée d'un bassin inférieur et d'un bassin supérieur, une pompe permet de pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur, et l'énergie potentielle du bassin supérieur permet ensuite de produire de l'électricité à l'aide d'une centrale hydraulique. Pendant les heures creuses, l'eau du bassin inférieur est pompée vers le bassin supérieur. Le rendement global d'une usine de montagne vu du réseau électrique se situe entre 65 % et 75 %.

L'usine hydroélectrique française la plus puissante est une STEP située à Grand Maison en Isère. Elle a été construite en 1985, elle peut développer une puissance de 1800 MW.

## Principe de fonctionnement d'une STEP

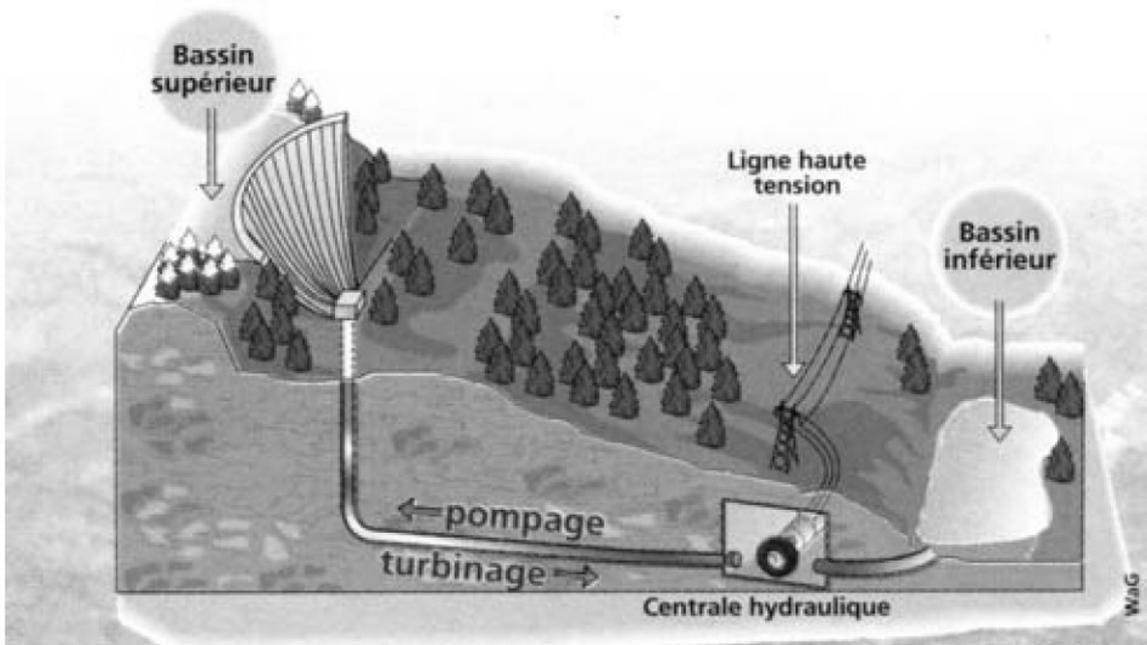


Figure 196 Principe de fonctionnement d'une STEP

La mise en œuvre de ces technologies suppose l'existence de retenue d'eau appropriée. En Europe, tous les sites potentiels sont pratiquement déjà équipés [ANS 06].

Cependant il est envisagé d'augmenter les capacités de pompage hydraulique en Norvège afin de réguler la production des éoliennes aux Danemark [ECRIN].

### **b. Stockage sous forme d'air comprimé (CAES, Compressed Air Energy Storage)**

Le principe de ces installations est de comprimer de l'air avec un turbocompresseur. L'air comprimé est stocké dans des cavernes situées à grande profondeur. Pour récupérer l'électricité, l'air comprimé est dirigé vers une machine semblable à une turbine à gaz. Pour être exploité, l'air est réchauffé dans une chambre de combustion grâce à un appoint de gaz naturel. La Figure 197 présente le principe de fonctionnement d'un stockage à air comprimé.

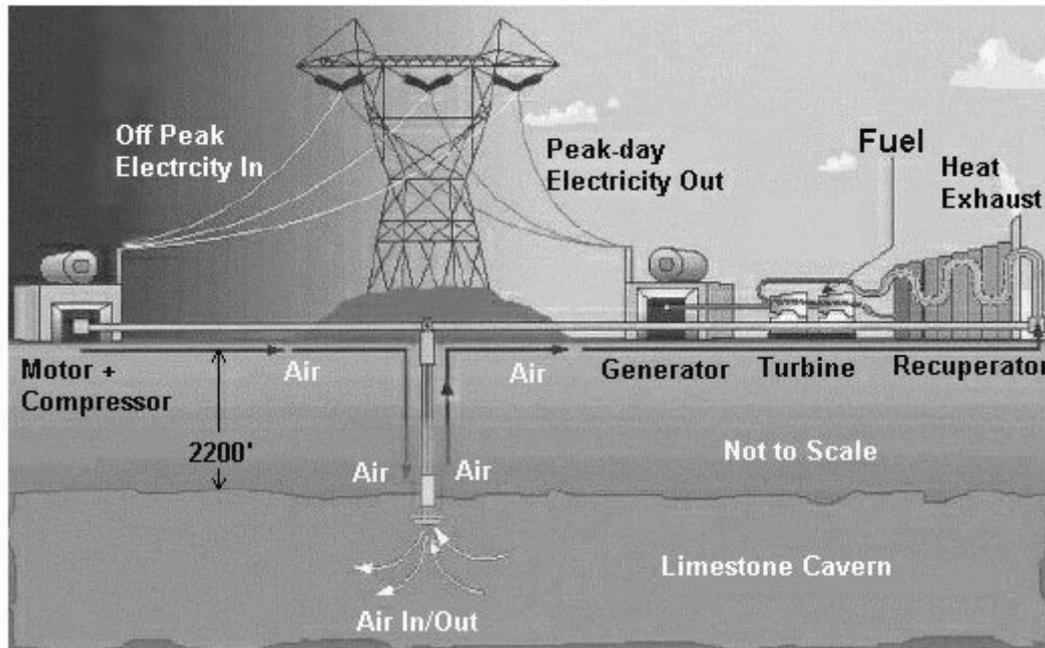


Figure 197 Principe de fonctionnement d'un CAES

Cette technique conduit à stocker de l'énergie sous forme d'air comprimé, soit dans de grandes cavités géologiques (par exemple mine de sel) soit à une échelle plus petite, dans des bouteilles de gaz sous pression.

Les inconvénients de cette technologie sont son rendement, la faible manœuvrabilité (mise en route environ 15 min), l'investissement élevé et la consommation de gaz.

### c. Stockage sous forme chimique

Une batterie produit de l'électricité à partir d'une réduction chimique d'oxydoréduction.

Une batterie est constitué d' :

- Une anode (électrode négative réductrice),
- Une cathode (électrode positive oxydante),
- Un électrolyte, c'est généralement une solution aqueuse ionique qui permet le déplacement des ions sous l'influence du champ électrique,
- Une membrane séparatrice.

La densité d'énergie stockée est proportionnelle au nombre d'électrons par mole et à la masse volumique des constituants. Les réactions chimiques sont très sensibles à la température et chaque type de batterie a une gamme de température de fonctionnement.

Le Tableau 15 présente les principales technologies utilisées pour les batteries électrochimiques.

**Tableau 15 Principales caractéristiques des batteries électrochimiques [SAB 07]**

Anode	Cathode	Réaction	Tension (V)	Densité d'énergie (Wh/kg)	Densité d'énergie (Wh/m <sup>3</sup> )
Zn	MnO <sub>2</sub>	$Zn + 2 MnO_2 \rightarrow ZnO + Mn_2O_3$	1,5	85	165
Zn	HgO	$Zn + HgO \rightarrow ZnO + Hg$	1,35	100	470
Zn	Air	$Zn + 1/2O_2 \rightarrow ZnO$	1,5	370	1300
Pb	PbO <sub>2</sub>	$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \rightarrow 2PbSO_4 + 2H_2O$	2	35	70
Cd	Ni	$Cd + 2NiOOH + 2H_2O \rightarrow Cd(OH)_2 + 2Ni(OH)_2$	1.2	35	100
MH	Ni	$MH + NiOOH \rightarrow M + Ni(OH)_2$	1.2	75	240
Zn	Br <sub>2</sub>	$Zn + Br_2 \rightarrow ZnBr_2$	1.6	70	60
L <sub>ix</sub> C <sub>6</sub>	L <sub>i(1-x)</sub> CoO <sub>2</sub>	$L_{ix}C_6 + L_{i(1-x)}CoO_2 \rightarrow LiCoO_2 + C_6$	4.1	150	400
Na	S	$2Na + 3S \rightarrow Na_2S_3$	2	170	345

Le stockage sous forme chimique le plus répandu est sous forme de batteries utilisées à très grande échelle dans l'industrie automobile (batterie plomb). Le rendement électrique global du stockage électrochimique est d'environ 70 %.

Les principales technologies utilisées sont :

Accumulateur au plomb-acide :

Il s'agit du système le plus ancien, mais aussi potentiellement l'un des plus polluants. C'est le dispositif de stockage d'énergie électrique utilisé dans la plupart des véhicules automobiles.

La durée de vie ainsi que les performances d'une batterie au plomb dépendent fortement de son utilisation. Ces batteries sont influencées par le type de cycle charge/décharge qu'on leur impose, elles supportent très mal les décharges profondes et nécessitent un système embarqué de contrôle très poussé afin de fournir les meilleures performances possibles.

Ce type d'accumulateur reste cependant bon marché mais son poids est un handicap.

Accumulateur au nickel à électrolyte (NiCd, Ni-métal-hydrure, NiMH, Ni-Fe ...) :

Ce type d'accumulateur est actuellement le plus couramment utilisé pour fabriquer des batteries d'accumulateur alimentant les appareils portatifs. Ce type d'accumulateur a la particularité d'être moins lourd mais il est sensiblement plus cher. De plus, il possède un effet mémoire.

Accumulateur au lithium-carbone :

Les accumulateurs à base de lithium ont la particularité d'être une technologie très légère et très énergétique. La durée de vie de ces accumulateurs n'est que de 2 à 3 ans après fabrication, indépendamment du nombre de cycles de charge/décharge.

#### **d. Stockage sous forme d'hydrogène**

Dans un futur plus lointain, le stockage de l'hydrogène, par exemple au moyen des techniques employées pour le gaz naturel, pourra certainement être envisagé. La récupération de l'électricité est réalisée grâce à des piles à hydrogène [PRI 97], [SAB 07].

Plusieurs solutions existent pour produire de l'hydrogène :

- hydrogène fossile, gazéification du charbon,
- électrolyse de l'eau,
- utilisation de phénomène de biophotosynthèse, de fermentation, de photo électrolyse,
- thermo chimie à haute température.

Le stockage de masse de l'hydrogène peut être envisagé par l'intermédiaire des cavités naturelles ou artificielles, ou encore il est possible de transformer l'hydrogène en hydrocarbure ou en alcool, sous forme liquide.

La récupération de l'électricité se fait à l'aide de Pile A Combustible (PAC) [PRI 97]. Une PAC peut utiliser l'hydrogène comme combustible et de l'oxygène ou de l'air comme comburant qu'elle convertit en électricité, en utilisant un procédé électrochimique contrôlé.

Elles peuvent être classées en 5 catégories : AFC (Alkaline Fuel Cell), PEMFC ( Polymer Exchange Membrane Fuel Cell), DMFC (Direct Méthanol Fuel Cell), MCFC (Molten carbonate fuel cell), SOFC (Solid Oxid Fuel Cell). Le Tableau 16 présente les principales caractéristiques des PAC actuellement commercialisées ou en étude.

**Tableau 16 Principales caractéristiques des piles à combustible [SAB 07]**

Type de pile	AFC	PEMFC	DMFC	MCFC	SOFC
Combustible	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	Méthanol	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>
Oxydant	O <sub>2</sub>	Air	Air	Air	Air
Niveau de développement	Utilisée	Prototypes	Prototypes	Prototypes	Prototypes
Coût d'investissement (euros / kW)	15 000	2000	10000 à 10000	8 500	15 000
Durée de vie (h)	2000	8000	5000	21 000	5000
Rendement	60	45	25	47	45

#### e. Stockage sous forme thermique

Le stockage sous forme thermique consiste à chauffer de l'air ou un fluide à haute température qui peut être ensuite stocké dans une enceinte thermiquement isolée (à faible échelle, les ballons d'eau chaude peuvent être considérés comme des moyens de stockage).

#### f. Synthèse

Plusieurs technologies de stockage à long terme sont déjà exploitées en France et à l'étranger, l'objectif de ces systèmes est de faciliter la gestion du réseau mais aussi de favoriser la pénétration des ENR. L'utilisation de certaines technologies sont liées à des sites particuliers et ne peuvent pas être appliquées partout.

Le Tableau 17 reprend les principales caractéristiques des systèmes de stockage à long terme.

Le frein majeur à un recours massif des systèmes de stockage est lié aux investissements importants nécessaires pour son implantation. Les investissements nécessaires dépendent :

- de la quantité d'énergie stockable,
- de la puissance installée souhaitée,
- des caractéristiques du projet,
- de la nature du site.

**Tableau 17 Synthèses des systèmes de stockage à grande échelle [ECR 06]**

	<b>Hydraulique</b>	<b>Air comprimé</b>	<b>Batteries</b>	<b>Thermique</b>
<b>Forme d'énergie</b>	Gravitaire	Air comprimé	Chimique	Chaleur
<b>Densité réalisable</b>	1 kWh/m <sup>3</sup> pour une chute de 360 m	12 kWh par m <sup>3</sup> de caverne à 100 bars	Batterie au plomb : 33 kWh/t Batterie Lition : 100 kWh/t	200 kWh/m <sup>3</sup>
<b>Capacité réalisable</b>	1000-100000 Mwh	1000-100000 Mwh	0.1-10 MWh	1000-100000 Mwh
<b>Puissance réalisable</b>	100 – 1000 MW	100-1000 MW	0.1- 10 MW	10 – 100 MW
<b>Rendement électrique</b>	65% - 80%	50 %	70 %	60 %
<b>Installation existante</b>	100 000 MWh 1000 MW	600 MWh 290 MW	40 MWh 10 MW	-

Le Tableau 18 reprend une estimation des valeurs d'investissement en fonction de la technologie.

**Tableau 18 Estimation des valeurs d'investissements en fonction de la technologie [ECR 06]**

	<b>Hydraulique</b>	<b>Air comprimé</b>	<b>Batteries</b>	<b>Batteries à circulation</b>	<b>Thermique</b>
<b>Investissement par unité d'énergie (€/kWh)</b>	60-150	30-60	200-500	800-2000	40-60
<b>Investissement par unité de puissance (€/kW)</b>	600-1500	450-1100	300-700	1500-3000	150-1000

Pour réaliser le dimensionnement d'un système de stockage une étude technico-économique doit être réalisée pour justifier les investissements engagés.

### III) Stockage à court terme

#### a. Volant d'inertie

Le principe du volant d'inertie est de stocker sous forme inertielle de l'énergie. Une masse est couplée mécaniquement à une machine électrique qui permet la transformation réversible d'énergie électrique en énergie mécanique. L'énergie cinétique emmagasinée par le volant se détermine comme suit :

$$W = \frac{1}{2} J \Omega^2$$

Avec  $J$  : moment d'inertie (kg.m<sup>2</sup>) et  $\Omega$  : vitesse angulaire de rotation (rad/s)

Cette équation met en évidence l'intérêt de fonctionner à très haute vitesse, car l'énergie est proportionnelle au carré de la vitesse. Afin de limiter les pertes par frottements le volant est placé dans une enceinte sous vide à l'aide de paliers magnétiques sans contact, éventuellement supraconducteurs.

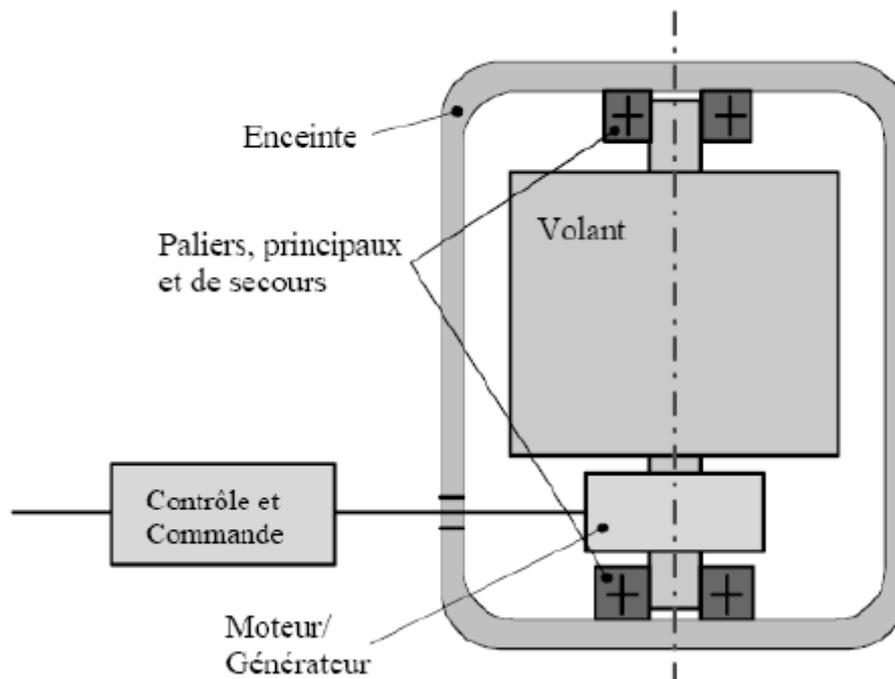


Figure 198 Principe du stockage inertielle [BEA WW]

Une machine électrique réversible est directement montée sur l'arbre afin d'entraîner le volant en survitesse de rotation et de récupérer l'énergie en freinant le volant.

Plusieurs réalisations industrielles, avec des volants uniques ou des parcs de volants, ont été installées afin de stabiliser des réseaux [BEA WW].

## **b. Supercapacité**

L'énergie électrique est accumulée dans le champ électrique de ses capacités. La technologies est connue depuis les années 80, elle était alors utilisée en électronique. Vers la fin des années 1990, la taille des dispositifs a permis d'envisager des applications à grande puissance. Les supercapacités (capacité à double couche) sont des composants dont le principe de fonctionnement est basé sur celui des condensateurs classiques, mais dont la technologie est issue de celles des batteries électrochimiques. Ils offrent des performances supérieures à celles des batteries en densité de puissance et des densités énergétiques plus élevées que les condensateurs. Cette technologie impose l'utilisation des convertisseurs d'électronique de puissance.

## **c. Inductance supraconductrice (SMES Superconducting Magnet Energy Storage)**

Les SMES sont des stockages magnétiques qui utilisent des matériaux supraconducteurs qui fonctionnent à très basse température, ce qui permet d'avoir une résistance quasi-nulle. L'absence de résistance dans les conducteurs permet de stocker de l'énergie dans un bobinage court-circuité sur lui-même pendant un temps théoriquement infini. La complexité de ce type de stockage réside dans la nécessité d'avoir un système de réfrigération. Ce système est commercialisé notamment aux Etats-Unis. Ce type de stockage a été utilisé pour la stabilisation des réseaux (contrôle de P et Q) ou pour améliorer la qualité du réseau.

## **d. Synthèse**

Le Tableau 19 reprend une estimation des investissements de stockage à court terme.

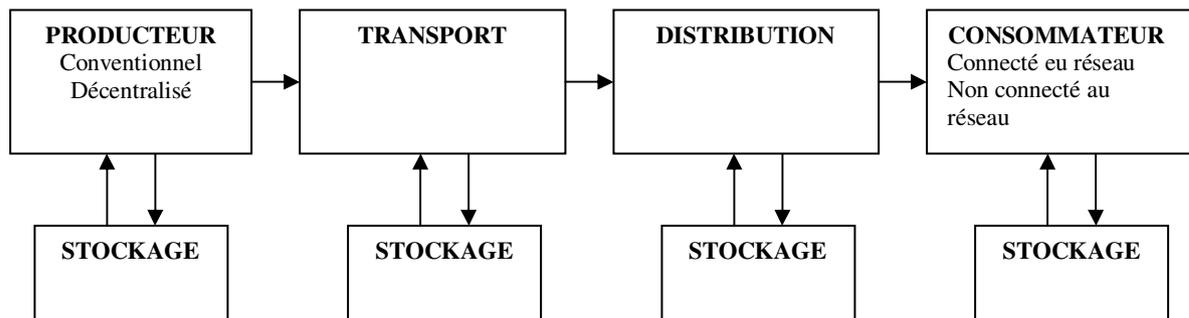
**Tableau 19 Estimation des investissements du stockage à faible échelle [ECR 06]**

	<b>Volant d'inertie</b>	<b>Supercapacité</b>	<b>SMES</b>
<b>Investissement par unité d'énergie (€/kWh)</b>	150 à 2000	10000 à 20000	500 à 72000
<b>Investissement par unité de puissance (€/kWh)</b>	300 à 350	250 à 1500	300

De la même manière que le stockage à long terme, l'utilisation de système de stockage à court terme doit répondre à un besoin qui justifie l'investissement nécessaire à ce genre d'installation.

#### IV) Utilisation du stockage

Si l'utilisation du stockage est indispensable dans les applications mobiles il n'en est pas de même dans les réseaux électriques. Dans le cadre d'un système électrique le recours à un système de stockage doit être justifié économiquement. Il n'en reste pas moins que sur un plan technique le stockage augmente la souplesse et la fiabilité des réseaux électriques et peut intervenir à tous les niveaux de la chaîne électrique :



- **La production conventionnelle** : Le stockage permet de réduire les coûts d'investissement et de fonctionnement [DRO 02], permet de fournir une réserve de puissance, de participer à la régulation de fréquence [BEA WW], et de reporter la nécessité d'investissement (lignes, centrales, etc...). Un stockage peut permettre de palier à une défaillance momentanée d'une unité de génération afin de satisfaire une obligation commerciale de fourniture d'énergie vendue à l'avance. Le dimensionnement du stockage dépendra alors de la durée de couverture souhaitée et des pénalités potentielles. Le prix de l'électricité étant variable en fonction des périodes du jour et de l'année, le stockage permet de lisser le coût de l'énergie, mais aussi de spéculer sur son coût.
- **La production décentralisée** : Le stockage apporte de la flexibilité et compense les intermittences des sources renouvelables et facilite l'intégration massive de celles-ci dans les réseaux [SAU 04],[SAU 05]. Ce stockage peut permettre de lisser la puissance, et de la rendre plus prévisible.
- **Le transport** : Le stockage permet de réduire les pertes en lignes [SAB 07], d'augmenter le taux d'utilisation des lignes de transports, de lutter contre les phénomènes de congestion, de retarder des investissements. Il apporte une souplesse supplémentaire dans le maintien de l'équilibre du réseau [BEA WW].
- **La distribution** : Le stockage permet de différer l'investissement dans de nouveaux équipements [ABO 05] et de participer à la régulation de tension [MOG 05].

- **Consommateur connecté à un réseau** : Le stockage permet d'éviter les inconvénients liés à une coupure d'alimentation aux niveaux de charge sensible (informatique ...). Le stockage doit alors être dimensionné pour les équipements à sauvegarder et garantir la qualité de l'énergie au niveau des usagers (UPS)
- **Consommateur non connecté à un réseau** : Le stockage permet l'alimentation de zones isolées. Le consommateur doit alors produire lui-même l'électricité, pour ce faire il peut utiliser un groupe électrogène et le coupler ou non à un système de stockage. Il peut aussi utiliser des systèmes à énergie renouvelable comme l'éolien ou le solaire, le stockage est alors indispensable [ISH 00][DRO 02].

Le Tableau 20 reprend l'utilisation du stockage avec les sources de productions intermittentes, il définit en fonction des objectifs les capacités nécessaires et les technologies envisageables.

**Tableau 20 Utilisation du stockage avec les sources de productions intermittentes [BAR 04]**

Capacité de stockage	Objectif	Technologies envisageable	Références
4 mois	Lissage annuel de la charge, PV, Eolien et petite hydraulique	Hydraulique, gravitaire	[MOR 06]
3 semaines	Lisser les effets météorologiques saisonniers	Hydraulique, gravitaire	[SAB 07]
3jours	Lissage de l'ordre de la semaine des prévisions météo	Hydraulique, gravitaire, batterie	[PER 08]
8 h	Cycle journalier	Hydraulique, gravitaire, batterie	[PER 08] [COU 07]
2 h	Palier au pic de charge, lissage de l'éolien minimiser les pénalités sur le marché de l'électricité	Batterie, volant d'inertie	[SEM 08] [SAB 07]
20 minutes	Réserve de puissance, lissage de l'éolien	Batterie, volant d'inertie	[ROB 05], [LEC 02B] [KIN 06], [OUD 07]
3 minutes	réglage U/f	Batterie, volant d'inertie, Super capacité, SMES	[HER 08], [BEA WW]
20 secondes	Lignes en défaut (creux de tension), réglage U/f	Batterie, volant d'inertie, Super capacité, SMES	[GOI 08]

## V) Modélisation du système de stockage dans le cadre de l'étude

Dans le cadre de ces travaux, un modèle mathématique simplifié et générique du système de stockage a été choisi afin de faire abstraction de la technologie choisie.

Deux modèles de stockage peuvent être identifiés [ABO 05] :

- Un modèle physique de son fonctionnement qui permet d'étudier le comportement du système de stockage,
- Un modèle économétrique du système qui permet d'étudier les aspects économiques.

D'un point de vue technique un système de stockage peut être caractérisé par [ABO 05] :

- $P_{max}$  : puissance maximale de charge/décharge
- $W_{max}$  : énergie stockée maximale
- $\eta$  : rendement du système de stockage
- $\tau_{ch}$  : constante de temps de charge
- $\tau_{dch}$  : constante de temps de décharge
- $P_{chmax}$  : puissance maximale de charge
- $P_{dchmax}$  : puissance maximale de décharge

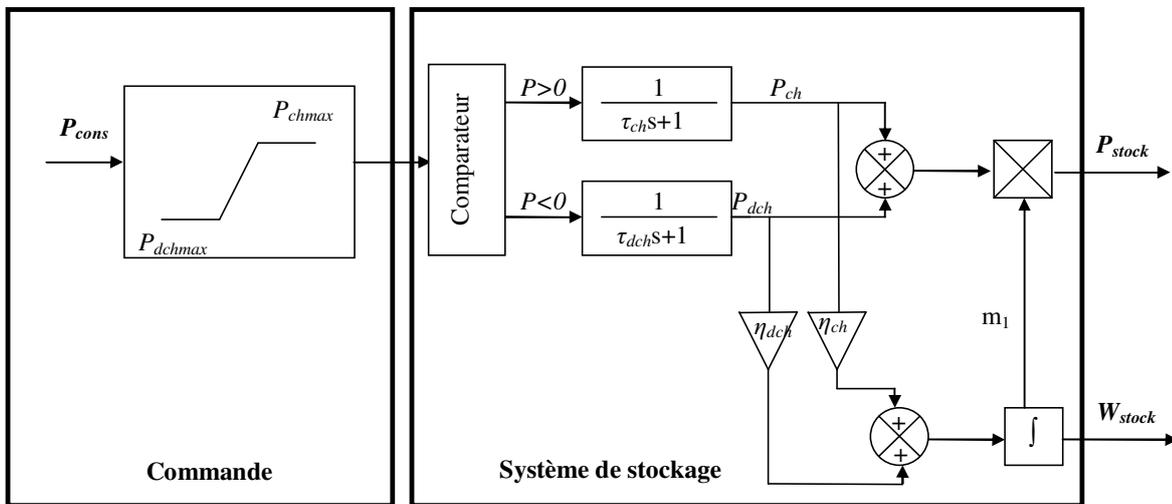


Figure 199 Modélisation du système de stockage

Pour simplifier au maximum le modèle, l'interfaçage réseau ainsi que la commande ont été occultés. Le modèle obtenu est représenté Figure 199.

Finalement la puissance du système de stockage ( $P_{stock}$ ) échangé avec le réseau sera :

$$P_{stock} = m_1 \left( \left( \frac{1}{\tau_{ch}s + 1} P_{cons} \right) + \left( \frac{1}{\tau_{dch}s + 1} P_{cons} \right) \right)$$

Et l'énergie stockée dans le système de stockage ( $W_{stock}$ ) sera :

$$W_{stock} = \int P_{ch} \eta_{ch} dt + \int P_{dch} \eta_{dch} dt$$

Avec  $P_{dchmax} < P_{cons} < P_{chmax}$  et  $m_I=0$  si  $W_{stock} = W_{max}$  où  $W_{stock} = 0$

Afin d'illustrer le fonctionnement du modèle, le réseau présenté Figure 200 est simulé. Les principales caractéristiques du système de stockage sont données dans le Tableau 21. La puissance de consigne (Figure 201.a) imposée au système de stockage est déterminée de manière à obtenir un cycle de charge et de décharge complet. La Figure 201.b montre l'évolution de l'énergie stockée dans le système, la Figure 201.c montre la puissance échangée avec le réseau.

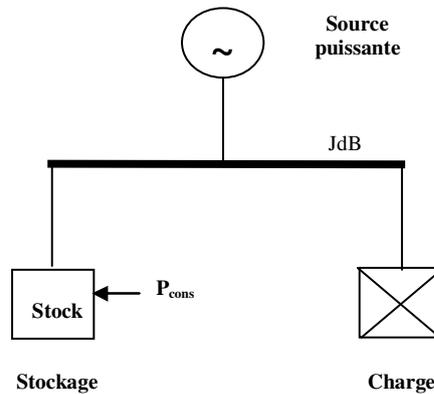


Figure 200 Schéma du réseau simulé

Tableau 21 Paramètres du système de stockage

Paramètres	Valeurs
$P_{chmax\_stor\_sht}$	300 kW
$P_{dchmax\_stor\_sht}$	-300 kW
$\tau_{ch\_stor\_sht}$	0.5 s
$\tau_{dch\_stor\_sht}$	0.5 s
$W_{max\_stor\_sht}$	15000 kJ
$\eta$	1

Pour un cycle complet de charge et de décharge, 4 zones de fonctionnement apparaissent :

- $t = 0 \text{ s}$  à  $t = 10 \text{ s}$  (zone 1) la consigne de puissance demandée est respectée ce qui permet de charger le stockage.
- $t = 10 \text{ s}$  à  $t = 20 \text{ s}$  (zone 2), le stockage atteint son niveau de saturation, la puissance échangée avec le réseau devient alors nulle et la puissance de consigne ne peut plus être respectée.
- $t = 20 \text{ s}$  à  $t = 30 \text{ s}$  (zone 3), la puissance de référence change de signe, le stockage va donc se décharger et la puissance de consigne sera à nouveau respectée.
- $t = 30 \text{ s}$  à  $t = 40 \text{ s}$  (zone 4), le stockage atteint son niveau de saturation, la puissance échangée avec le réseau devient alors nulle et la puissance de consigne ne peut plus être respectée.

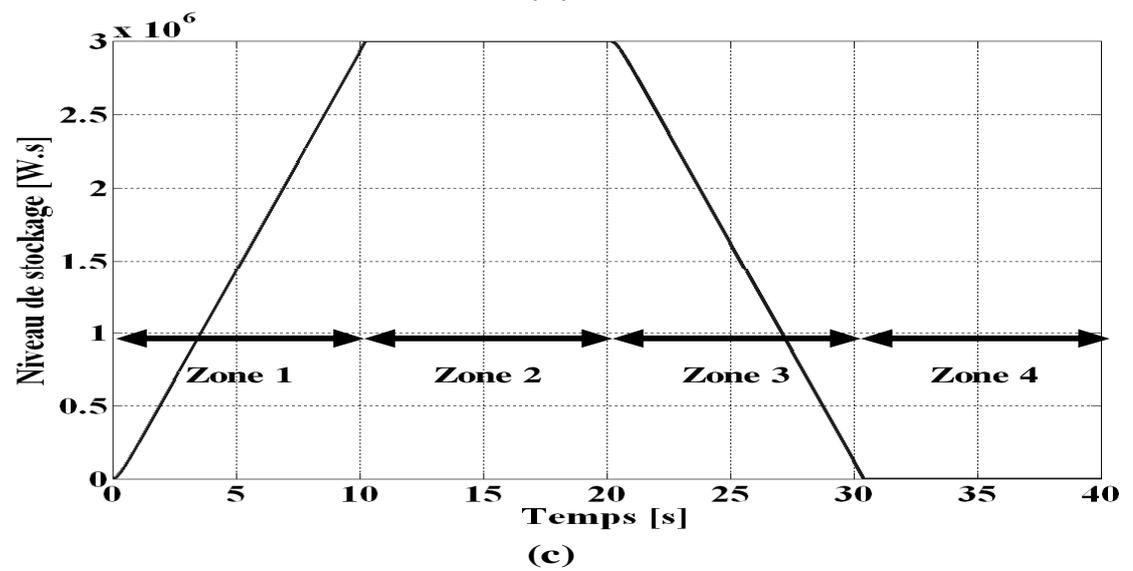
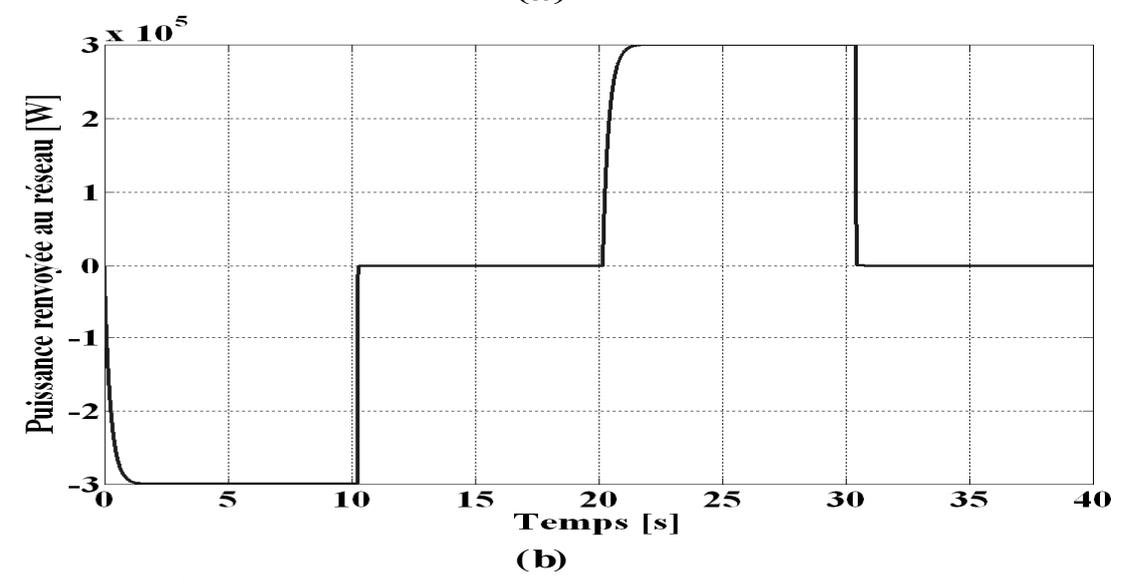
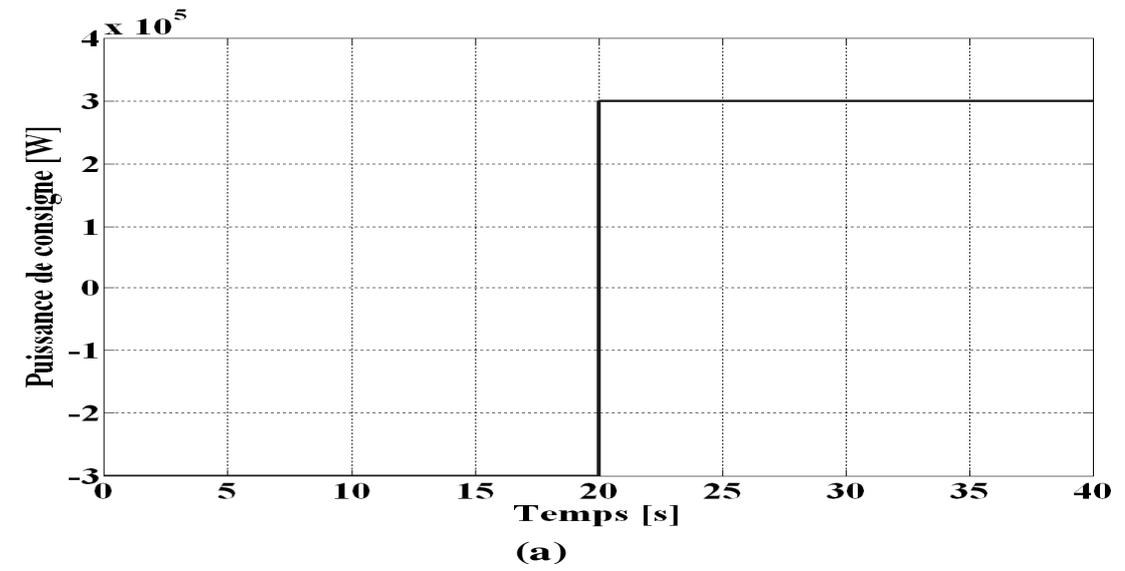


Figure 201 Simulation du système de stockage : (a) Puissance de consigne  $P_c$ , (b) Niveau de stockage, (c) Puissance transmise au réseau

# Chapitre 11

## Supervision des systèmes multisources

Comme il sera montré dans la première section de ce chapitre, la supervision d'un système multisources peut être divisée en plusieurs niveaux selon l'échelle de temps considérée. La seconde et dernière section de ce chapitre sera consacrée à la supervision temps réel. Cette dernière a pour objectif la détermination de la puissance de référence en temps réel de chaque unité de production ou de stockage (dont l'ensemble constitue une centrale multisources) afin de tenir des engagements en terme de puissances délivrées, et d'apporter des services système au réseau (réglage de la fréquence). L'implantation en temps réel de ces fonctions nécessite de limiter les temps de calculs des algorithmes de supervision ainsi que de limiter le nombre de grandeurs à mesurer.

L'objectif de mes travaux a donc été de développer une méthodologie de supervision :

- de systèmes « complexes » et de grande taille dont la modélisation complète et détaillée nécessite des temps de calcul important;
- en minimisant le nombre d'informations considérées ;
- en intégrant le caractère aléatoire de certaines de ces informations ;
- en déterminant les grandeurs de référence en temps réel permettant de satisfaire un ou plusieurs objectifs ;
- en intégrant des contraintes liées à l'implantation temps réel dès la phase de développement du superviseur.

Cette méthodologie sera illustrée à l'aide d'un exemple simple afin d'introduire le principe puis dans une troisième section la méthodologie est appliquée à un cas d'étude.

## I) Différentes problématiques pour différentes échelles de temps

La supervision d'un système multisources peut être divisée en plusieurs niveaux selon l'échelle de temps considérée comme le montre la Figure 202. Le premier niveau consiste au dimensionnement de l'installation, l'échelle de temps considérée est alors la durée de vie de l'installation. Cette étape consiste à déterminer les technologies, les tailles et les emplacements des groupes de production et de stockage qui vont constituer la centrale multisources. La deuxième étape consiste à la préparation du plan pluriannuel, l'échelle de temps est de l'ordre de l'année. Cette étape consiste à prévoir la production de chaque élément de la centrale en fonction des cycles annuels de demande et des programmes de maintenance.

La supervision à long terme, qui est considérée sur une échelle de temps allant d'une journée à une semaine. Cette étape consiste à déterminer le plan de production de la centrale à partir de données issues de la prévision et des contraintes inhérentes aux technologies utilisées. La supervision moyen terme, allant d'une heure à une journée, va permettre à partir d'une prévision réactualisée d'affiner la puissance de référence, et enfin la supervision temps réel doit permettre de déterminer la puissance de référence de chaque élément constituant la centrale multisources de manière à garantir les engagements pris sur la fourniture de puissance et les services système.

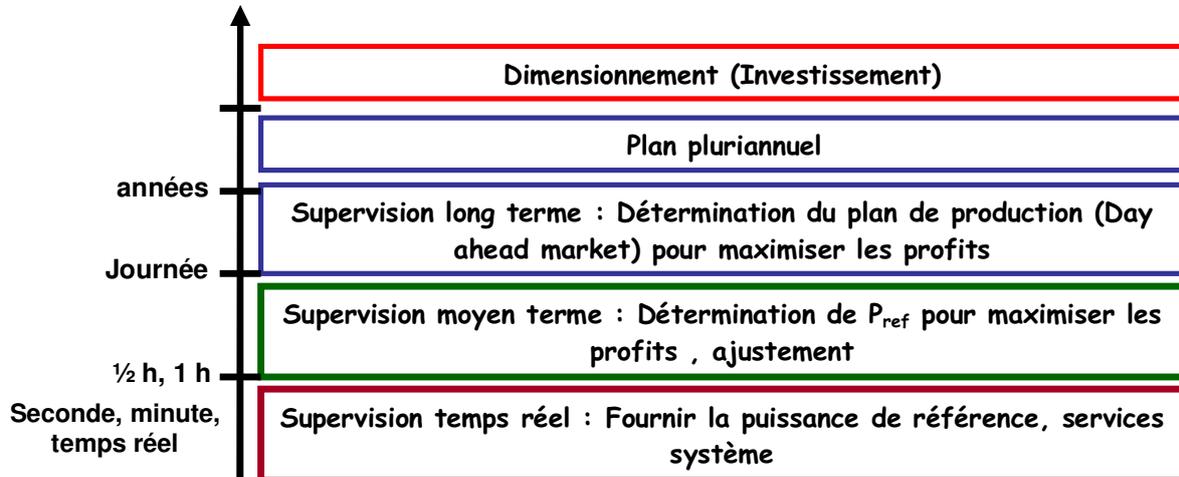


Figure 202 Supervision échelle de temps

### a. Dimensionnement

Le dimensionnement de l'installation est calculé pour la durée de vie de l'installation, il est déduit d'un calcul d'investissement. L'installation d'un nouveau groupe de production naît de la réponse à une demande énergétique et à une volonté politique. Le choix des technologies utilisées sera fortement influencé par les soutiens financiers accordés par les pouvoirs publics. Dans le cadre du

dimensionnement d'une centrale multisources, il faut distinguer la notion d'agrégation économique et d'agrégation technique.

L'agrégation économique vise à regrouper plusieurs petits producteurs afin de pouvoir entrer sur le marché de l'électricité par l'intermédiaire d'une « coopérative ». Ils s'engagent en contrepartie à apporter une certaine flexibilité dans leur production.

L'agrégation technique vise à regrouper plusieurs producteurs afin qu'ils puissent répondre aux contraintes techniques d'un réseau. Par exemple, à partir d'un objectif de production à base d'énergie renouvelable, il faut déterminer quels moyens doivent être ajoutés afin de répondre aux contraintes techniques requises.

Le dimensionnement va dépendre :

- De la prévision de la demande,
- Des incitations financières et politiques (par exemple une garantie d'achat de la production éolienne),
- Des contraintes physiques du réseau (capacité d'accueil),
- Du tarif de l'électricité du site considéré (très différent en milieu insulaire et réseau fortement interconnecté),
- Des contraintes techniques imposées par le gestionnaire de réseau...

### **b. Plan pluriannuel**

Il s'agit de programmer la production pour l'année voire le mois à venir. Des programmes de production doivent être prévus en fonction des périodes de l'année. Ce qui a peu de sens dans le cadre des centrales multisources intégrant une part importante de génération intermittente comme l'éolien et le solaire. En effet leurs variations de productions suivent des cycles journaliers voire des cycles horaires.

Par exemple, dans le cas de la grande hydraulique, la production va être planifiée en fonction de la pluviométrie afin de gérer le niveau des réservoirs.

Le plan pluriannuel va dépendre de :

- la prévision de la charge,
- prévision pluviométrique (cas de la grande hydraulique),
- prévision des opérations de maintenance,
- prévision des recharges de combustible (cas de l'uranium pour le nucléaire)...

Des études probabilistes sont souvent mises en œuvre pour traiter ces problématiques [MOR 05].

### c. Supervision long terme

La supervision à long terme doit permettre de planifier la production journalière voire hebdomadaire en fonction des technologies considérées pour la centrale multisources.

Si le système multisources considéré est constitué de systèmes de stockage de type pompage et/ou centrale à charbon, la planification sera de l'ordre de la semaine. Le pompage est utilisé la nuit et le week-end, tandis qu'une centrale à charbon nécessite un temps d'arrêt et de mise en service non négligeable dû à son inertie thermique.

Par contre une centrale multisources basée sur des sources intermittentes (type éolien ou solaire) et/ou des systèmes de stockage (types batterie, volant d'inertie...), l'horizon temporel pourra difficilement dépasser la journée.

La planification de la production sera alors basée sur la :

- prévision de la charge / prix du marché,
- prévision météorologique (à 24 h cas de l'éolien),
- Structure du marché,
- Capacité à jouer sur la demande...

En effet, à ce niveau de supervision, la structure de marché devient capitale et deux types de marché peuvent être dégagés :

- Le marché pool obligatoire (marché spot type Californien),
- Le marché pool + contrat bilatéraux ( NORDEL, BELPEX, NORDPOOL).

Dans un marché pool obligatoire, toute la production doit obligatoirement passer par le marché, l'objectif de la planification de la production sera alors de produire un maximum quand le prix est au plus haut, ce qui doit correspondre au moment où la demande est la plus importante. Par exemple, les centrales hydrauliques vont produire un maximum lorsque les prix sont hauts et les réserves d'eau seront remplies lorsque les prix sont bas.

Dans un marché pool non obligatoire, le producteur est libre de vendre sa production sur un marché spot ou/et de passer des contrats bilatéraux avec un fournisseur. Dans ce type de marché la détermination du plan de production devient plus subtile. Dans ce cas, le producteur établit des contrats de fourniture avec un client qui lui garantit de racheter une partie de sa production à un certain prix. Le prix est souvent légèrement inférieur au prix moyen du marché spot. Le plan de production

doit être établi de manière à garantir la fourniture d'énergie contractuelle et de vendre ou acheter de l'énergie sur le marché afin de maximiser son profit.

L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité jusqu'au client ultime a également apporté une flexibilité au niveau de la charge. Les fournisseurs peuvent proposer des contrats incitant le client à s'effacer à certains moments grâce à des tarifs d'incitation. Cela leur permet de dégager des capacités de production pendant les périodes de pointes et vendre leur production à un meilleur prix. Par contre de façon décentralisée, le management de la charge peut être plus fin et plus subtil pour s'adapter à la technologie des moyens de production du fournisseur associé.

Dans ce contexte, l'optimum économique va être pour un producteur de produire suffisamment pour honorer ses clients tout en produisant un maximum en période de pointe. Ces leviers d'actions sont alors, la flexibilité de ses moyens de production, de ses contrats bilatéraux, et des charges qu'il a sous sa responsabilité.

#### **d. Supervision moyen terme**

A partir des propositions obtenues par la supervision à long terme, des prévisions réactualisées à plus court terme, du marché court terme (infraday) si il existe, des offres d'ajustement du gestionnaire de réseau et des contraintes du réseau, il faut déterminer la puissance de référence de la centrale multisources.

#### **e. Supervision temps réel**

L'objectif de la supervision temps réel est de déterminer en temps réel la puissance de référence de chaque unité constituant la centrale multisources afin de tenir les engagements en terme de puissance délivrée, et de garantir les services système pour lesquels la centrale multisources s'est engagée. La supervision temps réel implique de limiter les temps de calcul des algorithmes de supervision et de limiter au maximum le nombre de grandeurs à mesurer. Les travaux de cette thèse se sont focalisés sur la supervision temps réel.

[DES 08] a constaté que dans la littérature de nombreux articles traitent des aspects dimensionnements sous un regard économique. Finalement l'aspect supervision temps réel n'est que peu traité. Cependant, trois méthodes émergent de la littérature afin de développer ce type de supervision.

- L'inversion du bilan de puissance [DEG 06],[ESK 06] : Cette méthode consiste à modéliser l'ensemble multisources à l'aide d'un bilan de puissance et de déterminer les puissances de

références à l'aide d'une inversion de ce bilan de puissance. Ce type de supervision à l'avantage d'être simple, cependant elle ne prend pas en compte la notion d'énergie.

- Algorithme d'optimisation [CAL 04] : Cette approche est nécessaire pour assurer le choix optimum permettant de garantir la maximisation, par exemple de l'énergie d'origine renouvelable produite. La minimisation d'une fonction de coût bien formulée est cependant difficile à mettre en œuvre en temps réel.
- La supervision à base de logique floue [CIM 06],[ESK 06],[BOU 07] et [ABB 06] : La supervision à l'aide d'algorithmes basés sur la logique floue s'avère être un outil bien adapté pour traiter ce genre de problèmes. La détermination des algorithmes se base sur l'expertise du système et permet d'intégrer des notions d'optimisation implicite. La logique floue s'avère également bien adaptée pour gérer des variables aléatoires. Cependant, lorsque le nombre de variables devient important, cette méthode devient difficile à mettre en œuvre. A partir de ce constat, les objectifs ont été de développer une méthodologie et un outil graphique qui permettent de faciliter l'analyse et la détermination de l'algorithme flou.

#### f. Synthèse

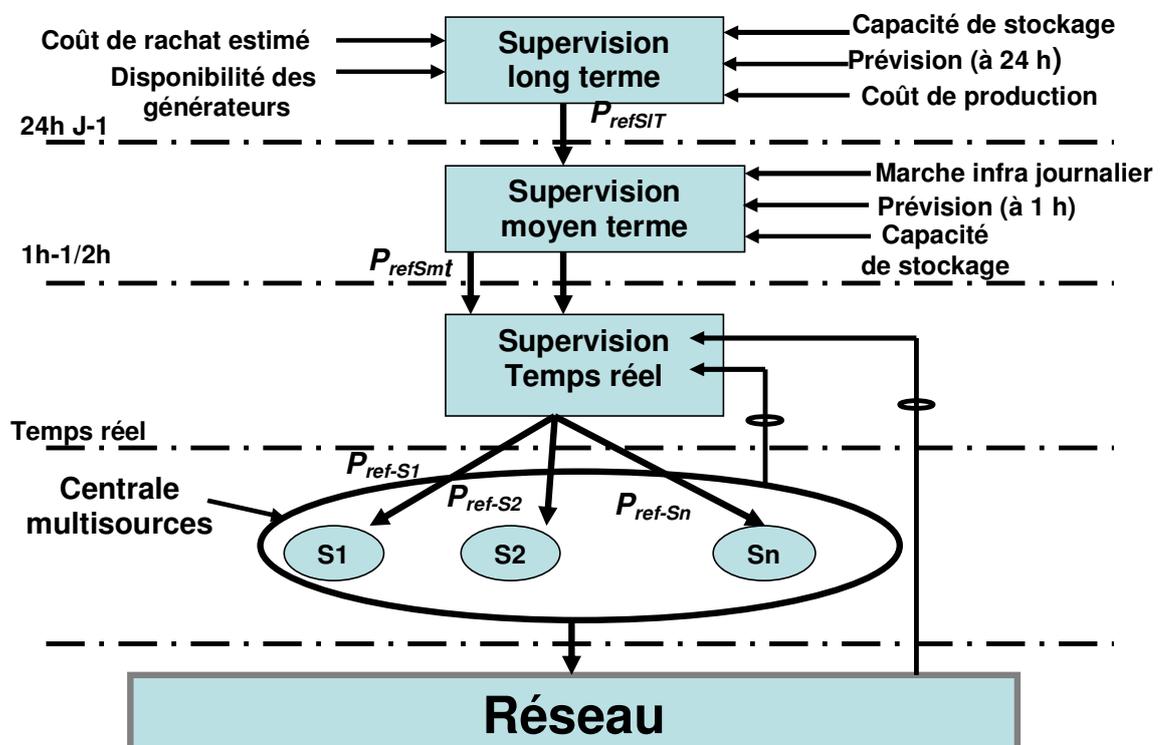


Figure 203 Principe de la supervision

La Figure 203 présente une synthèse des différents niveaux de supervision d'une centrale multisources avec :  $P_{refST}$  la puissance de référence de la supervision long terme,  $P_{refSmT}$  la puissance de référence de la supervision moyen terme et  $P_{ref-Sn}$  la puissance de référence de la source n. La supervision à long terme détermine une puissance de référence qui sera affinée par la supervision à moyen terme. A partir de cette puissance de référence et de mesures effectuées sur le réseau et sur les unités de production, la supervision temps réel doit déterminer la puissance de référence de chaque unité.

La section suivante aura pour objectif d'exposer une méthodologie et un outil graphique permettant de déterminer les algorithmes flous.

## II) Méthodologie

L'outil graphique proposé dans le cadre de cette thèse a pour objectif de faciliter la construction d'algorithmes de supervision temps réel. Cette méthode a été inspirée des grafquets qui sont des cas particuliers des Réseaux de Pétri. Le Grafquet est un outil graphique pour la commande de processus industriels automatisés [DAV 89]. Pour présenter cette méthodologie, un exemple simple est proposé, cet exemple sera traité dans un premier temps en utilisant les grafquets puis en utilisant une méthodologie plus originale. Dans un second temps la méthodologie sera appliquée à un système multisources.

### a. Exemple de la gestion au niveau d'un bac d'eau

#### i. Présentation du problème

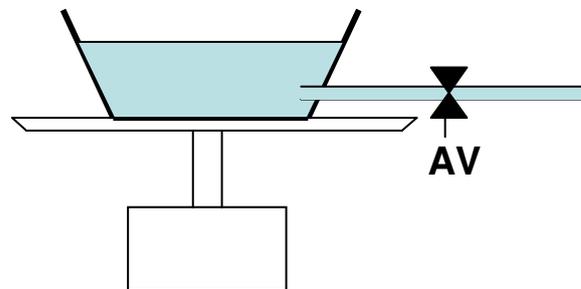


Figure 204 Exemple d'un bac récupérateur d'eau de pluie

L'exemple traité est présenté à la Figure 204, un bac de récupération d'eau rempli de façon aléatoire est considéré. Une électrovanne AV commandée entre 0 et 1 permet l'ouverture ( $AV=1$ ) ou la

fermeture ( $AV=0$ ) de la vanne qui permet de vider le bac d'eau. Le niveau du bac est déduit de sa masse, mesurée à l'aide d'une balance. Si la masse du bac atteint 10 kg, le bac est plein.

L'objectif de la supervision est d'éviter que le bac d'eau ne déborde, pour cela deux solutions sont proposées, la première solution est élaborée avec l'aide de Grafquets et la seconde solution est élaborée à partir de graphes flous. Cet exemple très simple va permettre de mettre en évidence les différentes étapes pour construire ces graphes flous, ainsi que leurs principes de fonctionnement. Les variables d'entrée et de sortie du système sont présentées à la Figure 205 où  $M_{bac}$  est la masse du bac et  $AV_{ref}$  est la référence de l'actionneur de la vanne.



Figure 205 Structure du superviseur

## ii. Résolution du problème avec les Grafquets

Le Grafquet peut être divisé en plusieurs niveaux [BAR 95] ; le Grafquet de niveau 1, appelé également Grafquet fonctionnel, ce Grafquet a pour but de décrire l'automatisme indépendamment de la technologie utilisée. Ces spécifications permettent au concepteur de définir les différentes actions à réaliser et leur enchaînement séquentiel. Pour le problème considéré, la Figure 206 présente le Grafquet fonctionnel. A toute étape  $i$ , nous associons une variable logique notée  $X_i$  telle que  $X_i=1$  si l'étape est active et  $X_i=0$  si l'étape est inactive.

A l'état initial  $X_0$ , représenté par un double carré, la vanne est fermée. Lorsque la masse du bac atteint 10 kg, l'étape  $X_1$  est activée, la vanne est commandée à l'ouverture jusqu'à ce que la masse du bac atteigne 8 kg.

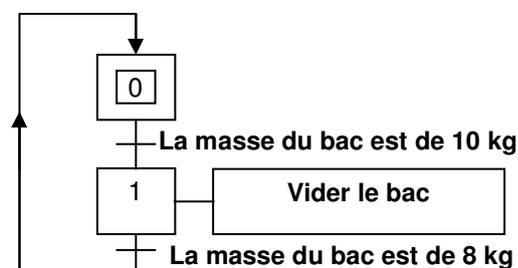


Figure 206 Grafquet fonctionnel

A partir du Grafquet fonctionnel, il est possible d'en déduire le Grafquet de niveau 2, appelé Grafquet opérationnel, dans lequel les actions et les transitions seront spécifiées par les caractéristiques

physiques des capteurs et des actionneurs. La Figure 207 présente le Grafcet opérationnel du problème considéré, c'est la traduction du Grafcet fonctionnel à l'aide des fonctions d'entrée et de sortie du système. Ce Grafcet peut ensuite être implanté directement par programmation.

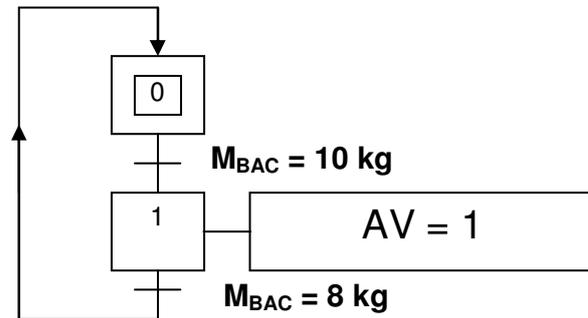


Figure 207 Grafcet opérationnel

A un instant donné, une étape peut être soit active, soit inactive. Lors du déroulement de l'automatisme, les étapes sont actives les unes après les autres. Une contrainte importante du Grafcet est que le passage d'une étape à une autre est soumis à des conditions strictes. Lorsqu'une transition est validée et que la réceptivité qui lui est associée est vraie, la transition est franchie, c'est à dire que les étapes qui précèdent la transition sont désactivées et les étapes qui suivent la transition sont activées simultanément. Par exemple, le passage de l'étape initiale  $X_0$  à  $X_1$  n'est possible que si la condition  $M_{bac} = 10 \text{ kg}$  est vraie ; l'activation de  $X_1$  entraîne immédiatement la désactivation de  $X_0$ .

### iii. Résolution du problème avec les graphes flous

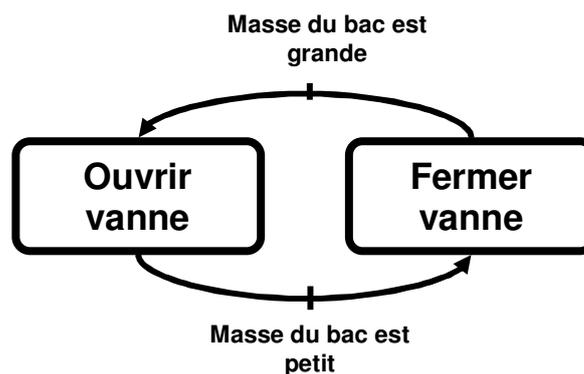


Figure 208 Graphe fonctionnel

De la même façon qu'avec la méthode du Grafcet, un graphe fonctionnel est tout d'abord déterminé. Celui-ci est présenté à la Figure 208. Les actions sont représentées par des rectangles arrondis, à chaque action correspond un jeu de lois floues déterminées à partir des fonctions d'appartenance des variables de sortie, dans cet exemple la commande de la vanne AV.

Les transitions sont représentées par des arcs orientés, les conditions dépendront de l'état des fonctions d'appartenance des variables d'entrées, dans cet exemple la masse du bac.

Afin de déterminer le graphe opérationnel, il est nécessaire de déterminer les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie du système défini à la Figure 209. La masse du bac est définie par deux états flous : Petit et Grand. Les fonctions d'appartenance de la variable de sortie sont définies à la Figure 210. L'ouverture de la vanne est définie par deux états : Zéro et Grand.

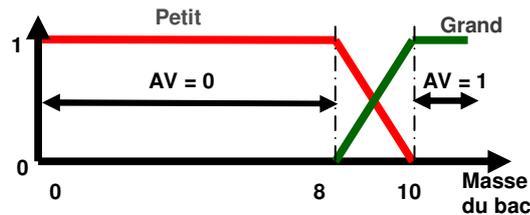


Figure 209 Fonction d'entrée: fonction d'appartenance de la masse du bac

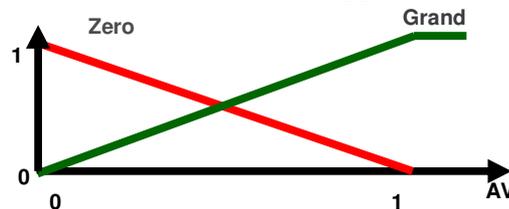


Figure 210 Fonction de sortie : fonction d'appartenance de l'actionneur de la vanne AV

Le graphe opérationnel est ensuite déduit à partir du graphe fonctionnel et des fonctions d'appartenances. Il est représenté à la Figure 211.

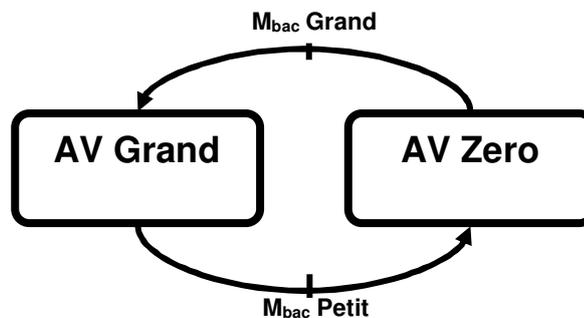


Figure 211 Graphe opérationnel

De ce graphe opérationnel, il est possible d'en déduire les différentes lois floues de l'algorithme de supervision. Dans cet exemple, elles sont au nombre de deux :

Si  $M_{bac}$  est Grand alors AV est Grand

Si  $M_{bac}$  est Petit alors AV est Zero

Au niveau du fonctionnement de l'algorithme, contrairement au Grafcet, le passage d'une action à une autre va s'effectuer progressivement.

#### **iv. Déroulement de la méthodologie**

L'objectif de cette partie est de dérouler le principe de la méthodologie proposée à l'aide d'un exemple très simple. Pour résumer, les différentes étapes de la méthodologie sont les suivantes :

- 1) **Détermination du cahier des charges** qui va permettre de déterminer les objectifs, les contraintes et les moyens d'actions du système considéré.
- 2) **Détermination de la structure du superviseur**. Cette étape permet d'identifier les variables d'entrées et de sorties du système.
- 3) **Détermination du graphe fonctionnel**, qui permet de déterminer les différents modes de marche et de les organiser.
- 4) **Détermination des fonctions d'appartenance des variables de sortie et d'entrée**, qui permettent de traduire les variables du système en variables floues.
- 5) **Détermination du graphe opérationnel**, qui permet d'obtenir l'algorithme flou à introduire dans le calculateur.
- 6) **Simulations** qui permettent de valider le fonctionnement de l'algorithme.

Dans la prochaine partie la méthodologie proposée sera appliquée à un système multisources.

#### **b. Application à un système multisources**

Le système multisources considéré est présenté à la Figure 212. Il est constitué d'un générateur éolien, de systèmes de stockage long et court terme ainsi que d'une source de production décentralisée prévisible (par exemple une micro-turbine à gaz). L'objectif de cette partie va être de déterminer les algorithmes de supervision temps réel de ce système. Pour atteindre cet objectif, la méthode présentée précédemment va être appliquée.

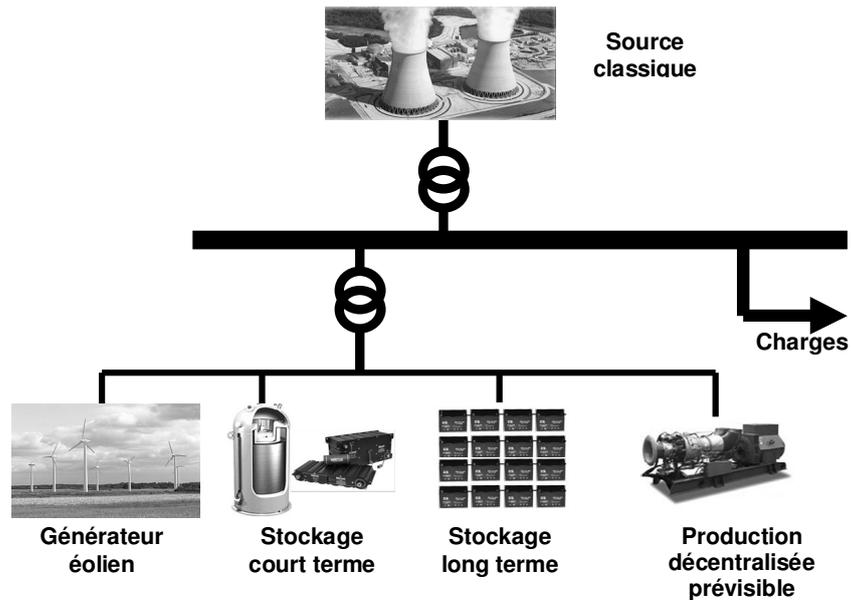


Figure 212 Réseau considéré

### i. Détermination du cahier des charges

L'objectif de la supervision de la centrale multisources est de déterminer les puissances de référence en temps réel afin de :

- Fournir la puissance de référence déterminée par la supervision moyen terme,
- Participer au réglage primaire de la fréquence (garantir une réserve primaire de puissance),
- Maximiser l'énergie éolienne,
- Minimiser le recours à la source prévisible, en particulier si elle est basée sur des combustibles fossiles.

Les contraintes du système sont les limites des capacités des différents groupes de production, les niveaux de stockage ainsi que les éventuelles variations de fréquence due à un dysfonctionnement du réseau.

## ii. Détermination de la structure de supervision

Les moyens d'action à notre disposition sont les puissances de référence des systèmes de stockage, de la source prévisible ainsi que l'angle de calage du générateur éolien. La Figure 213 résume les différentes entrées et sorties du système considéré.

Avec :  $P_{eol}$  la puissance du générateur éolien transmise au réseau,  $P_{stock\_CT}$  la puissance du système de stockage court terme échangée avec le réseau,  $P_{stock\_LT}$  la puissance du système de stockage long terme échangée avec le réseau,  $P_{SP}$  la puissance de la source prévisible transmise au réseau,  $P_{eol\_mes}$  la puissance du générateur éolien mesurée,  $P_{stock\_CT\_mes}$  la puissance du système de stockage court terme mesurée,  $P_{stock\_LT\_mes}$  la puissance du système de stockage long terme mesurée,  $P_{SP}$  la puissance de la source prévisible mesurée,  $f_{mes}$  la fréquence du réseau mesurée,  $P_{multi\_mes}$  la puissance de la centrale multisource mesurée qui est la somme des puissances des éléments constituant la centrale multisources,  $Niv_{stock\_CT}$  qui est le niveau de stockage court terme,  $Niv_{stock\_LT}$  qui est le niveau de stockage long terme,  $f_{cons}$  la fréquence de consigne,  $P_{ref\_SmT}$  puissance de référence du superviseur provenant de la supervision moyen terme,  $P_{eol\_ref}$  la puissance du générateur éolien de référence,  $P_{stock\_CT\_ref}$  la puissance du système de stockage court terme de référence,  $P_{stock\_LT\_ref}$  la puissance du système de stockage long terme de référence,  $P_{SP\_ref}$  la puissance de la source prévisible de référence.

Le schéma bloc de la supervision est présenté à la Figure 214. La supervision sera séparée en deux parties :

- Un superviseur à logique floue aura pour objectif de déterminer les puissances de référence de l'angle de calage ( $\beta_{ref}$ ), de la source prévisible ( $P_{SP\_ref}$ ), du système de stockage à court terme ( $P_{stock\_CT\_ref1}$ ) et du système de stockage à long terme ( $P_{stock\_LT\_ref1}$ ).
- Les droites de statisme vont permettre de mettre en œuvre le réglage primaire par l'intermédiaire des systèmes de stockage à court ( $P_{stock\_CT\_ref2}$ ) et à long terme ( $P_{stock\_LT\_ref2}$ ).

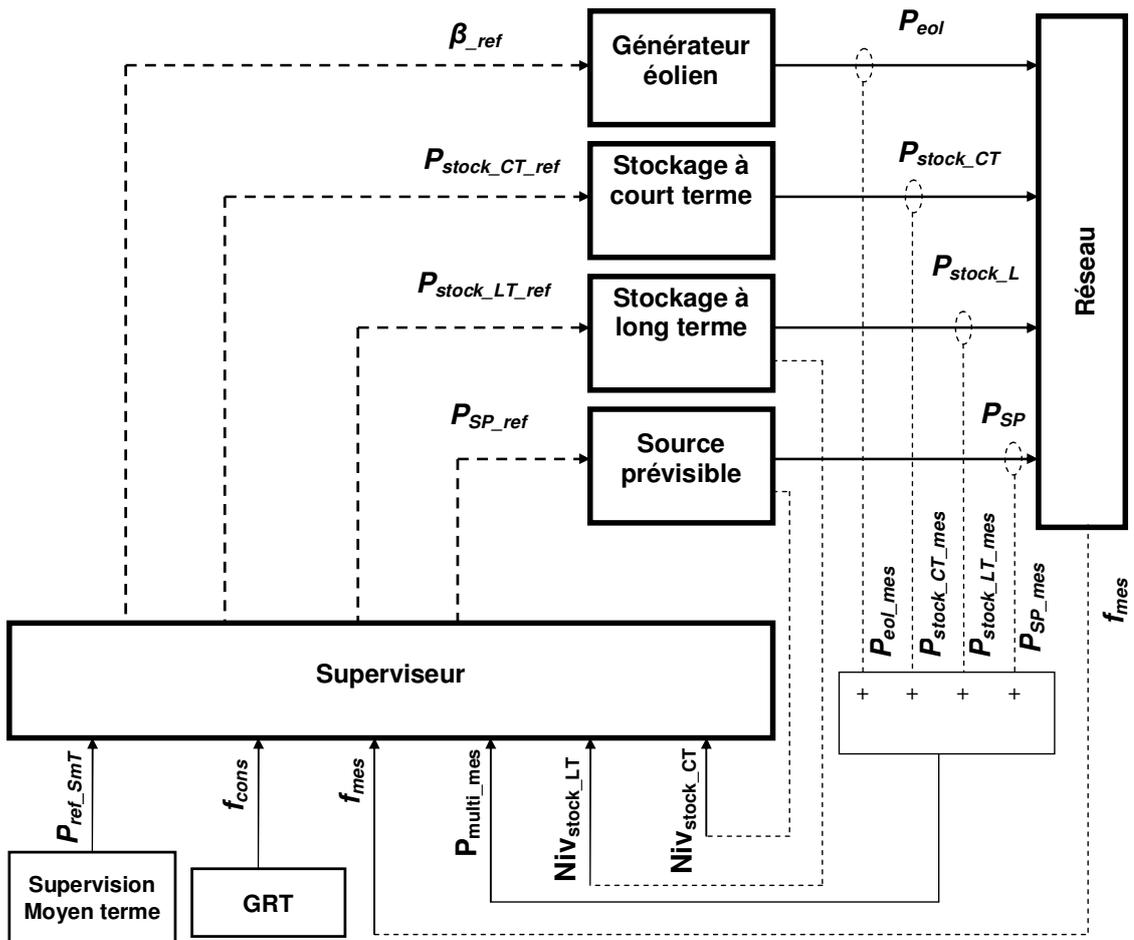


Figure 213 Système étudié

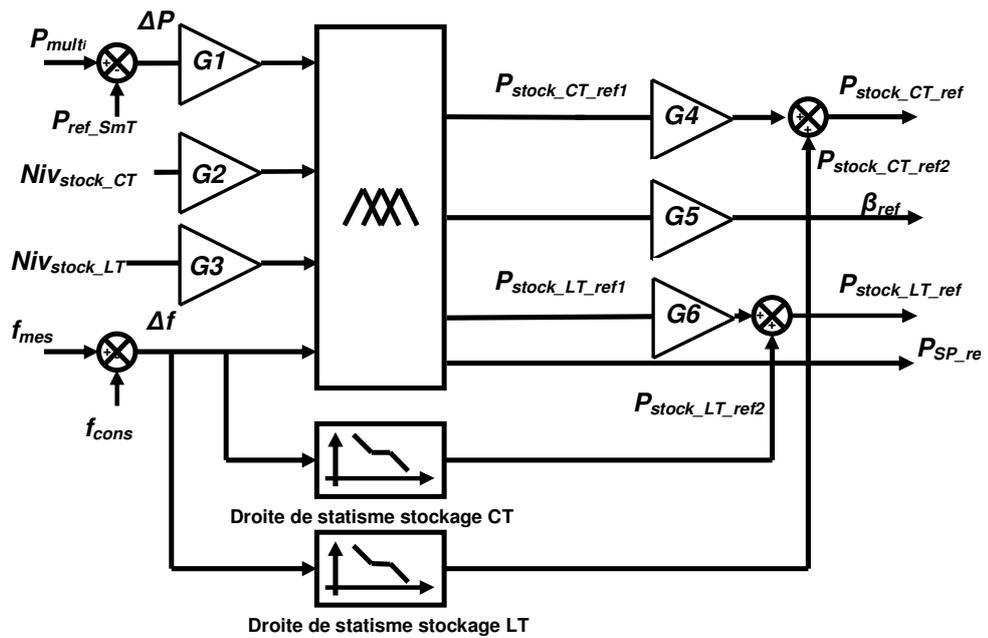


Figure 214 Schéma bloc de la supervision

Les entrées du superviseur seront,  $\Delta P$  qui est l'écart entre la puissance de référence ( $P_{ref\_SmT}$ ) et la puissance de la centrale multisources ( $P_{multi}$ ), le niveau du système de stockage à court terme ( $Niv_{stock\_CT}$ ), ainsi que le niveau du système de stockage à long terme ( $Niv_{stock\_LT}$ ) et  $\Delta f$  qui est l'écart entre la fréquence de référence ( $f_{cons}$ ) et la fréquence du réseau ( $f_{mes}$ ).

Dans l'objectif de normaliser les fonctions d'appartenance des entrées et des sorties du superviseur, les gains G1, G2, G3, G4 et G5 sont introduits. Le gain G1, appliqué à l'entrée  $\Delta P$  du superviseur sera utilisé comme un paramètre de réglage du superviseur. En effet ce gain va influencer la dynamique de réglage du superviseur.

Afin de maîtriser la dynamique du réglage primaire de la centrale multisources, deux droites de statisme sont directement appliquées aux niveaux des systèmes de stockage.

Finalement les puissances de référence des éléments de stockage (66) sont la somme de deux termes ;  $P_{stock\_ref1}$  provenant du superviseur à logique floue et  $P_{stock\_ref2}$  qui provient de la droite de statisme.

$$P_{stock\_ref} = P_{stock\_ref1} + P_{stock\_ref2} \quad (66)$$

Avec  $P_{stock\_ref1} = 0$  pour  $50-BM < f < 50+BM$

$$P_{stock\_ref2} = k \Delta f \text{ pour } f < 50-BM \text{ où } f > 50 + BM$$

Où  $k$  est la pente de la droite de statisme et  $BM$  correspond à la bande morte de réglage.

### iii. Détermination des graphes fonctionnels

Vu la complexité du système; le graphe fonctionnel est composé d'un graphe principal présenté à la Figure 215 et d'un sous graphe présenté Figure 216. La représentation en graphe principal et sous graphe permet une meilleure lisibilité du fonctionnement.

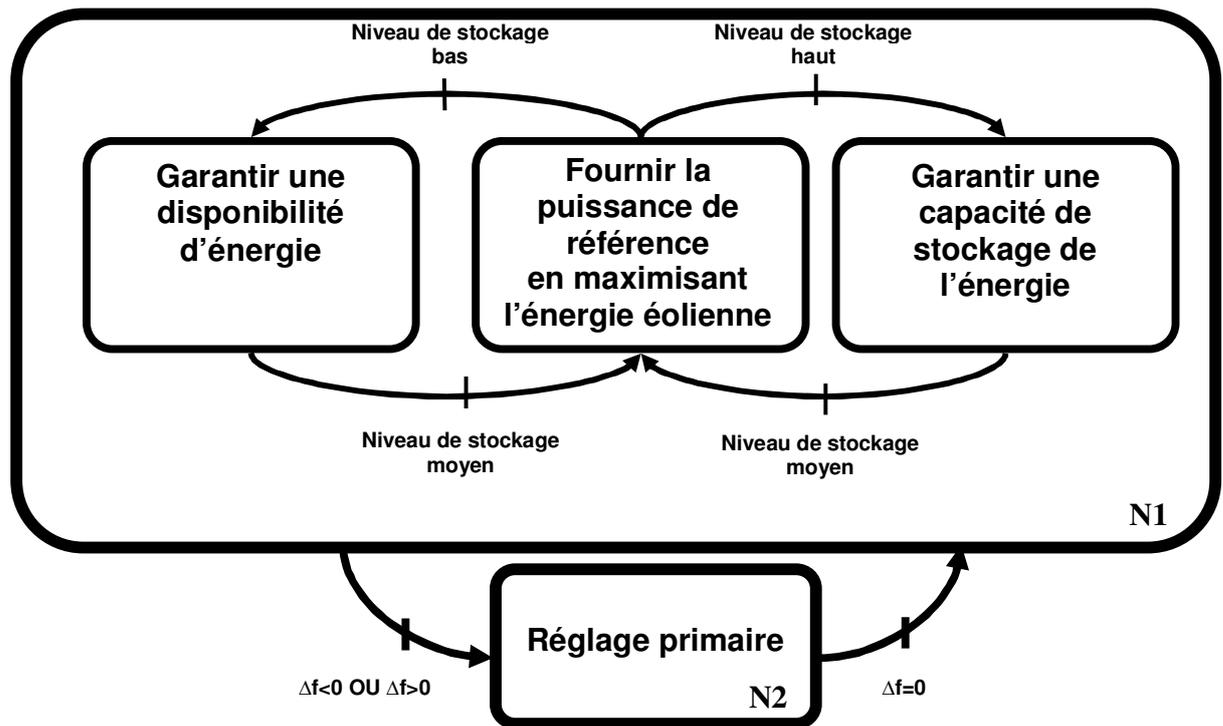


Figure 215 Graphe fonctionnel principal

La supervision peut être séparée en deux parties N1 et N2. La partie N1 qui a pour but de garantir la fourniture de puissance de référence en maximisant la puissance éolienne et de garantir une disponibilité d'énergie ainsi qu'une capacité d'absorption d'énergie. La stratégie de supervision est basée sur la gestion des systèmes de stockage. Ces systèmes de stockage constituent les premiers niveaux d'action. En effet, le passage d'un graphe à l'autre dépend du niveau de stockage.

La Figure 216 présente les graphes détaillés des modes de fonctionnement N1 et N2. Le mode de fonctionnement N1 est divisé en deux parties : N1.1 qui détermine les puissances de référence en fonction du niveau de stockage à court terme et N1.2 qui détermine les puissances de référence en fonction du niveau de stockage à long terme.

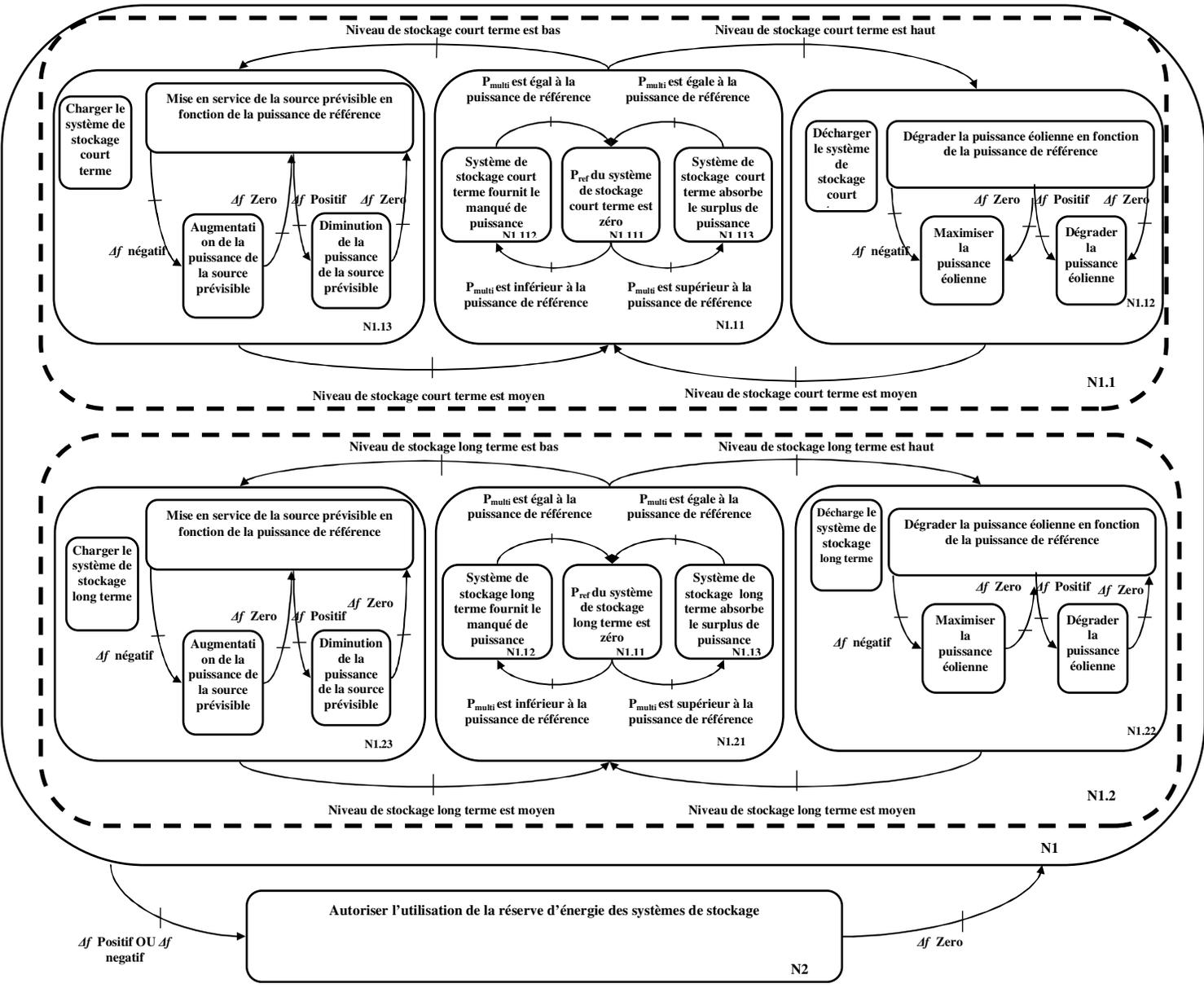


Figure 216 Sous-Graphe fonctionnel

La Figure 217 montre le graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N1.11. Quand le niveau de stockage à court terme est moyen, les systèmes de stockage ont pour objectif de compenser les fluctuations de puissance du générateur éolien qui fonctionne en MDP. Lorsque la puissance de la centrale multisources ( $P_{multi}$ ) est égale à la puissance de référence la puissance de référence du système de stockage court terme doit être nulle (N1.111). Si la puissance  $P_{multi}$  est inférieure à la puissance de

référence le système de stockage court terme doit fournir le manque de puissance (N1.113) afin de fournir la puissance de référence. Si la puissance  $P_{multi}$  est supérieure à la puissance de référence, le système de stockage court terme doit absorber le surplus de puissance (N1.112). Comme le montre la Figure 216, le mode de fonctionnement (N1.11) est activé lorsque le niveau de stockage est moyen. De part la dynamique du stockage à court terme, celui-ci aura tendance à filtrer les fluctuations rapides de puissance.

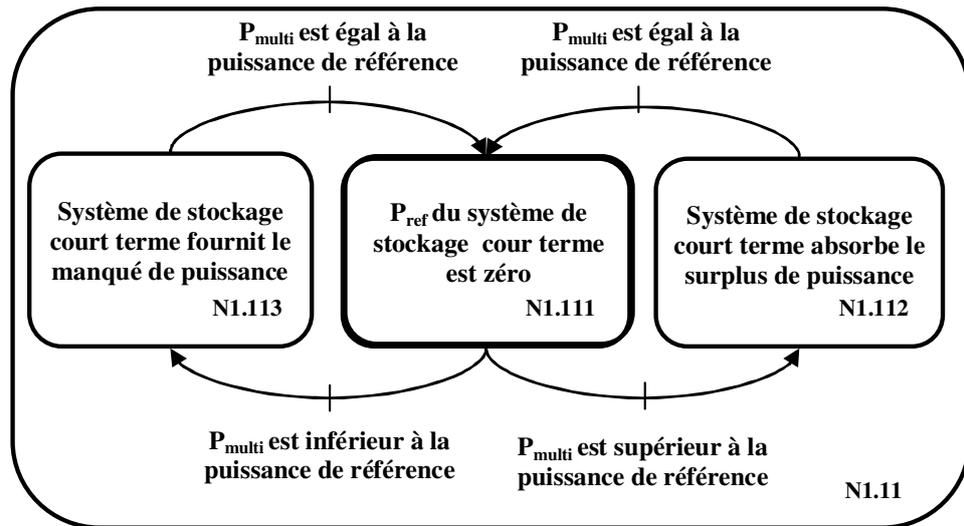
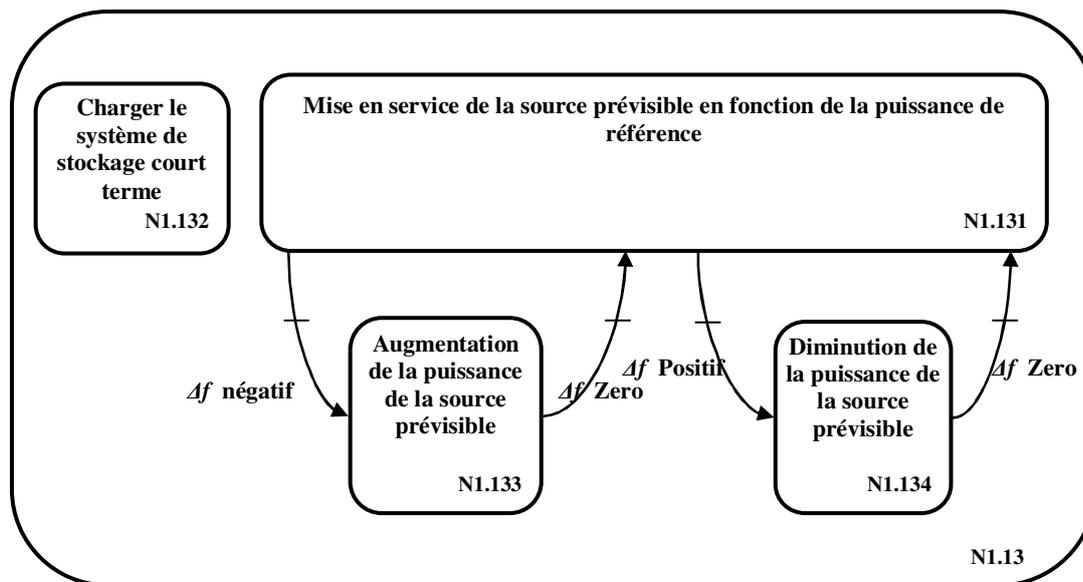


Figure 217 Graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N1.11

La Figure 218 montre le graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N1.13. Si le niveau de stockage devient bas (N1.13), cela signifie qu'en moyenne, l'éolienne seule ne produit pas suffisamment de puissance pour respecter la puissance de référence ; la source décentralisée prévisible doit donc être mise en service afin de garantir la fourniture de la puissance de référence (N1.131) et de recharger les systèmes de stockage (1.132). La mise en route de la source prévisible crée un moyen d'action supplémentaire en terme de réglage fréquence-puissance. Si une variation de fréquence apparaît durant ce mode de fonctionnement, la source classique pourra être utilisée pour participer au réglage fréquence puissance, soit en augmentant la puissance de la source prévisible (N1.133), soit en diminuant la puissance de la source prévisible (N1.134). Comme le montre la Figure 216, le mode de fonctionnement (N1.13) est activé lorsque le niveau de stockage est bas.



**Figure 218 Graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N1.13**

La Figure 219 montre le graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N1.12. De façon analogue, si le niveau de stockage devient haut (N1.12), cela signifie que l'éolienne produit en moyenne plus que la puissance de référence. Le superviseur va alors agir sur l'angle de calage des pales pour dégrader la puissance éolienne afin de garantir la puissance de référence (N1.121) et de décharger les systèmes de stockage (N1.122). Lorsque la puissance du générateur éolien est dégradée, une réserve primaire de puissance est disponible au niveau du générateur éolien et celle-ci est exploitée en cas d'événement sur la fréquence, soit en maximisant l'énergie éolienne (N1.123), soit en dégradant la puissance éolienne (N1.124). Comme le montre la Figure 216, le mode de fonctionnement (N1.12) est activé lorsque le niveau de stockage est haut.

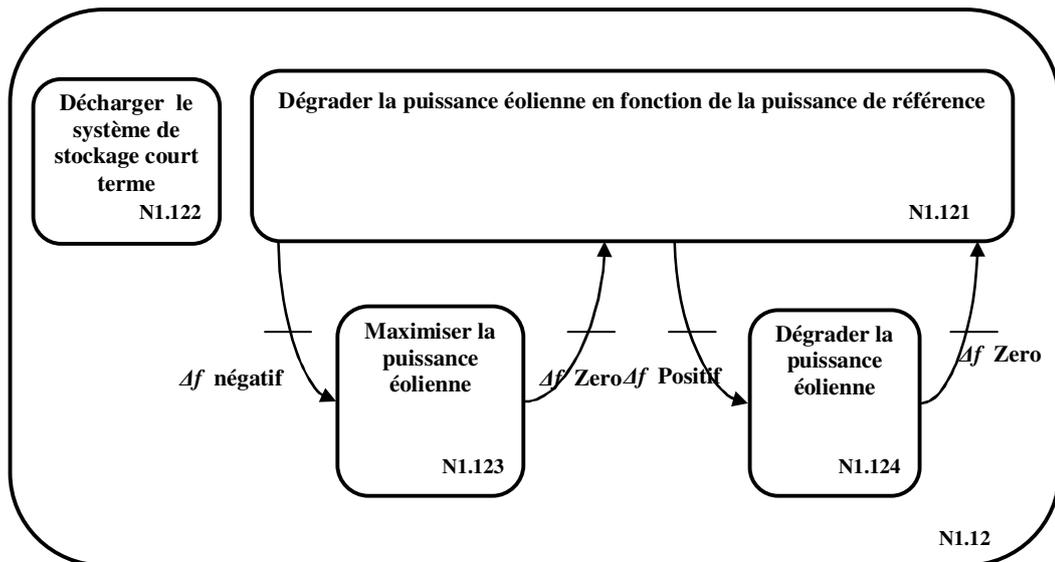


Figure 219 Graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N1.12

Un fonctionnement identique est utilisé pour le stockage à long terme (N1.2). Dû à la dynamique lente du système de stockage long terme celui-ci aura tendance à filtrer les fluctuations lentes de puissance.

Lorsqu'une variation de fréquence apparaît, le mode de fonctionnement N2 autorise l'utilisation de la réserve d'énergie des systèmes de stockage en annulant les puissances de référence des systèmes de stockage.

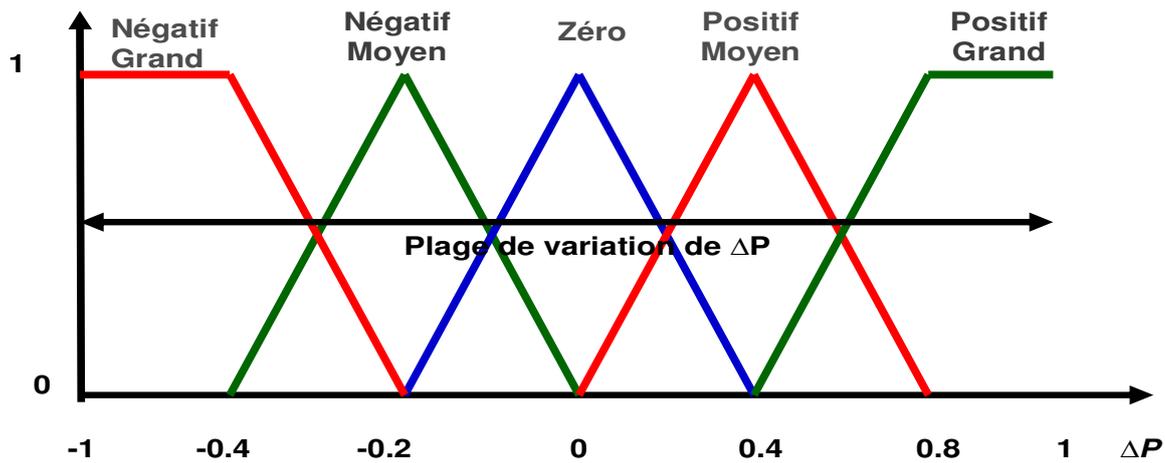
#### iv. Détermination des fonctions d'appartenance

Deux types de fonctions d'appartenance peuvent être distinguées :

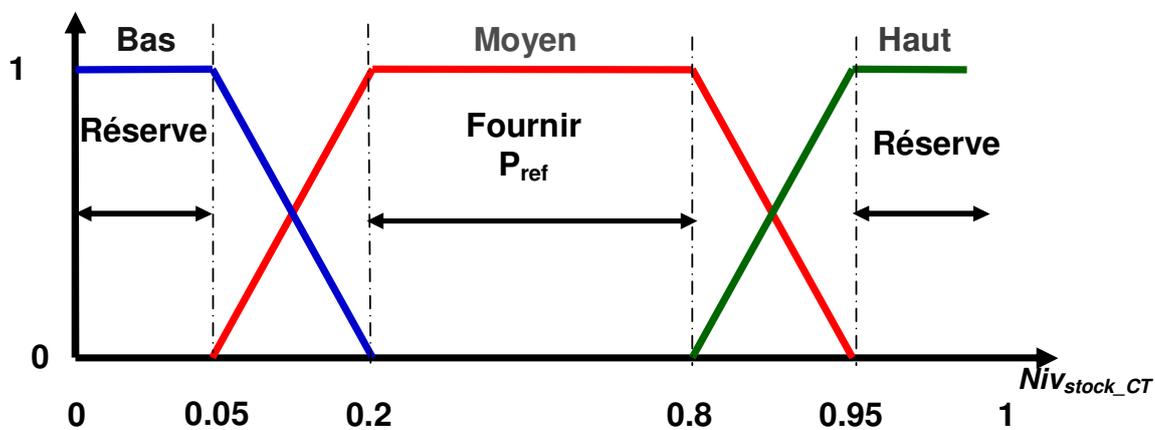
- Les fonctions d'appartenance d'entrée qui correspondent à la fuzzyfication des variables d'entrée du système. La détermination de ces fonctions permet de régler le passage d'un mode de fonctionnement à un autre.
- Les fonctions d'appartenance de sortie qui correspondent à la fuzzyfication des variables de sortie. La détermination de ces fonctions permet de régler les dynamiques du système.

- Détermination des fonctions d'appartenance d'entrée

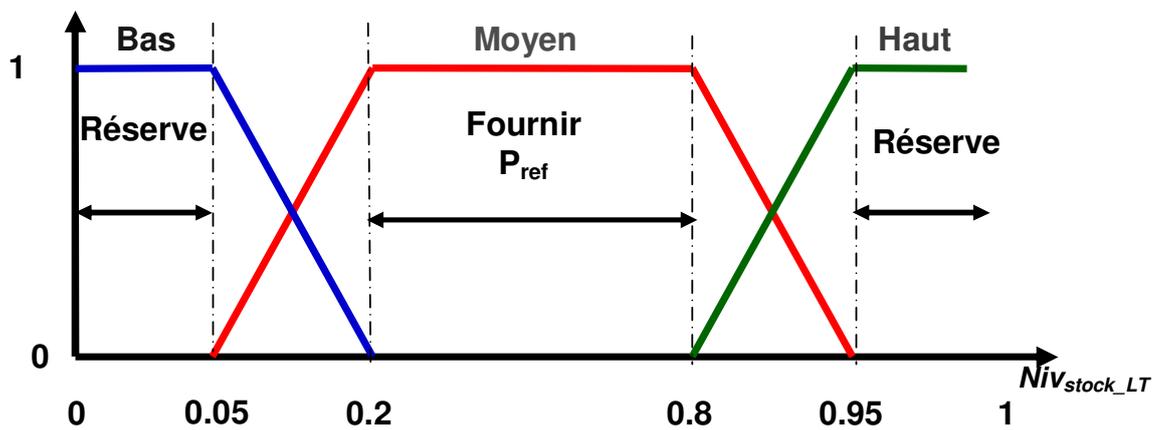
La Figure 220 présente les fonctions d'entrée du système considéré exprimées en grandeur réduite.



(a)



(b)



(c)

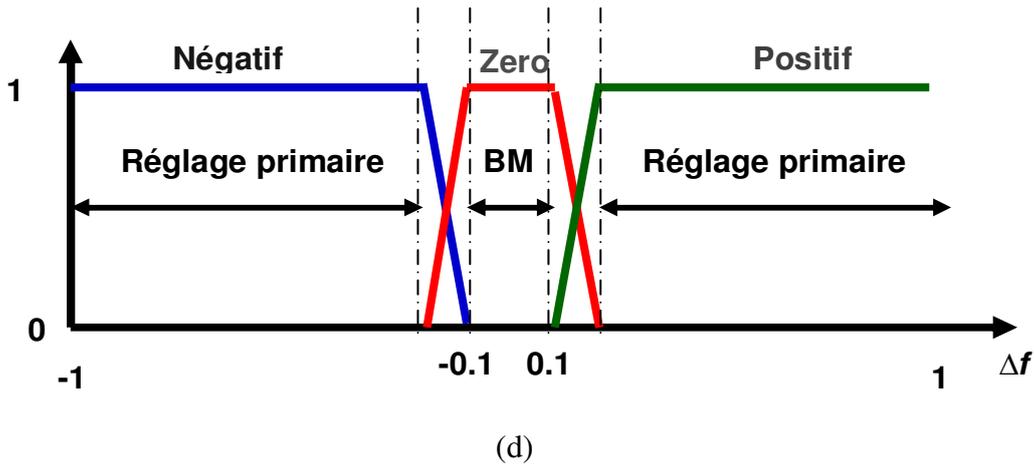


Figure 220 Fonctions d'appartenance d'entrée: (a) Fonction d'appartenance de l'erreur sur la puissance  $\Delta P$ , (b) Fonction d'appartenance du niveau du système de stockage à court terme, (c) Fonction d'appartenance du niveau du système de stockage à long terme, (d) Fonction d'appartenance de l'erreur sur la fréquence.

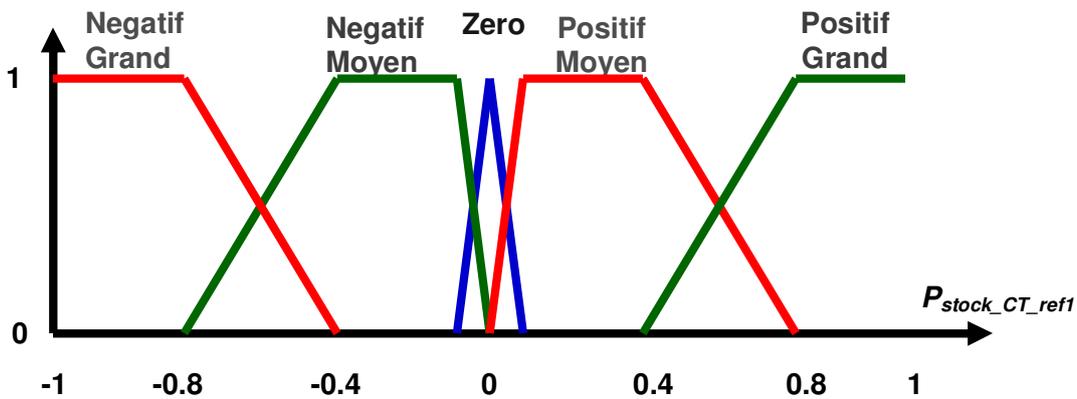
La fonction d'appartenance de  $\Delta P$  (Figure 220.a) a pour but de donner une indication sur l'erreur entre la puissance de référence et la mesure, trois moyens d'actions peuvent être utilisés pour influencer la dynamique de réglage du système : la plage de variation  $\Delta P$  [BUH 94], la pente des différents niveaux de la fonction d'appartenance et le gain  $G1$  définis dans la section précédente. Afin de conserver des fonctions d'appartenance normées, le réglage de la dynamique sera effectué par l'intermédiaire du gain  $G1$  et des pentes des niveaux de la fonction d'appartenance. L'augmentation de la valeur du gain  $G1$  va augmenter la dynamique de réglage tandis qu'une diminution du gain entraînera une diminution de la dynamique. De la même manière, des pentes plus raides au niveau des fonctions d'appartenance entraîneront une dynamique plus importante.

Les paramètres de réglage des fonctions d'appartenance des niveaux des systèmes de stockage (Figure 220.b et Figure 220.c) permettent de régler la réserve d'énergie que l'on désire consacrer aux réglages fréquence-puissance. Dans notre application le système de stockage va garder une réserve d'énergie de  $0,05 * G2$  pour le réglage fréquence-puissance. De la même façon une réserve de  $0,05 * G3$  est conservée par le système de stockage à long terme. Afin de conserver des fonctions d'appartenance normées, la valeur des gains  $G2$  et  $G3$  est fixée respectivement à l'énergie maximum des systèmes de stockages à court et long terme.

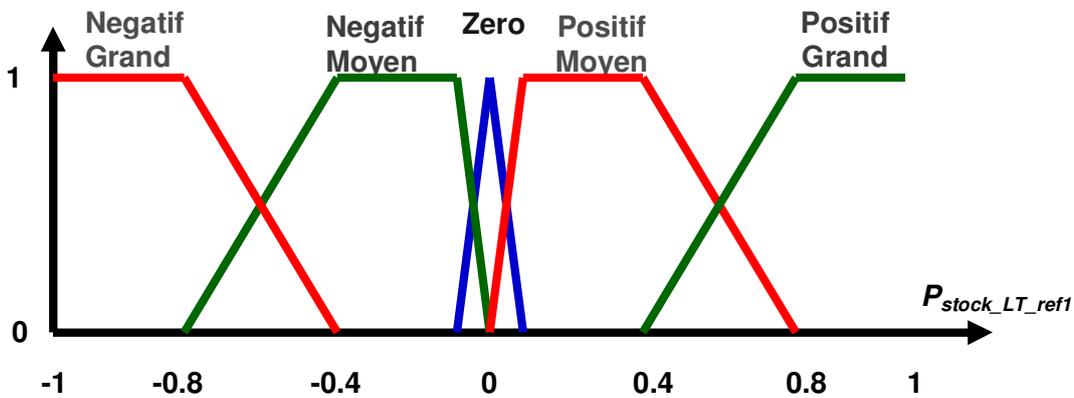
Enfin, la fonction d'appartenance qui traduit l'erreur sur la fréquence (Figure 220.d) permet de déterminer les variations de fréquence critiques pour lesquelles le réglage primaire de fréquence sera mis en œuvre. Dans l'application étudiée une bande morte de  $\pm 0,1$  Hz est choisie.

- Détermination des fonctions d'appartenance des variables de sortie

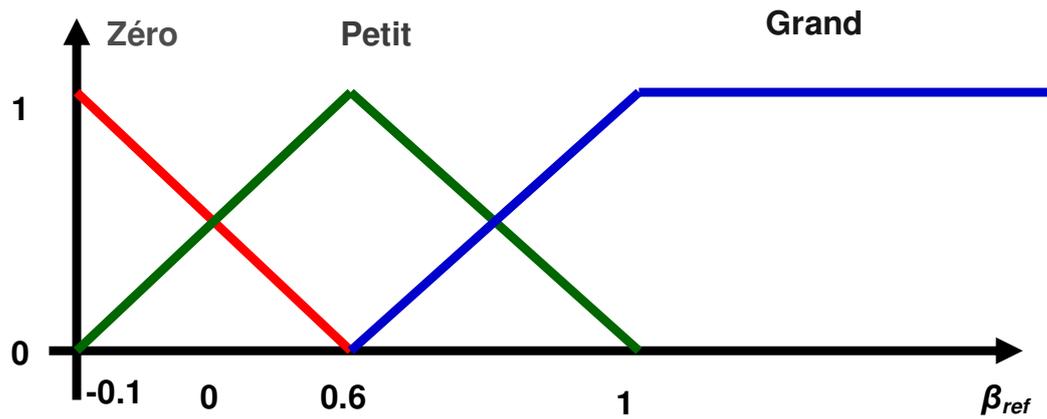
La Figure 221 présente les fonctions d'appartenance de la puissance de référence du système de stockage à long terme (Figure 221.a), à court terme (Figure 221.b), de l'angle de calage (Figure 221.c) et de la source décentralisée prévisible (Figure 221.d). Le nombre de niveaux caractérisant chaque entrée (« Négatif Grand », « Négatif Moyen », ...) est un compromis entre la précision de la régulation obtenue et le nombre de règles qui va en résulté [BOR 98]. Classiquement, en commande floue on peut compter 3, 5 voire 7 niveaux dans les cas extrêmes.



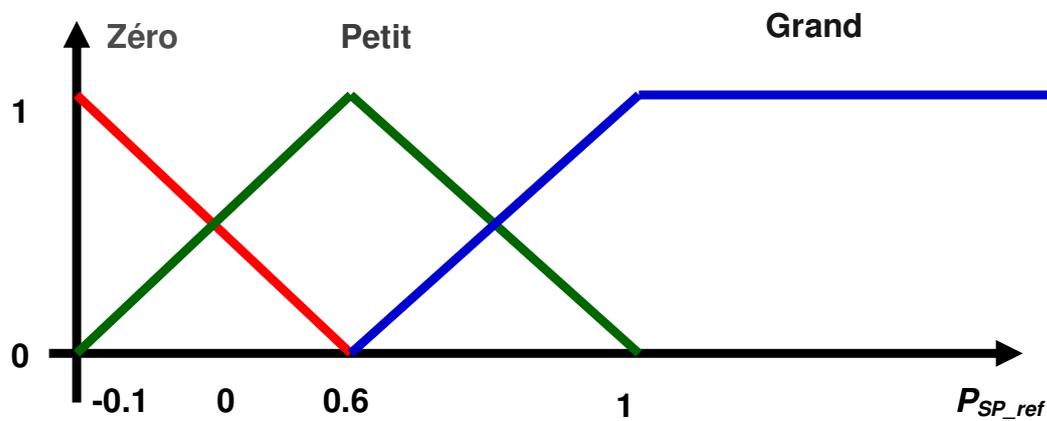
(a)



(b)



(c)



(d)

**Figure 221** Fonction d'appartenance des fonctions de sortie : (a) fonction d'appartenance de la puissance de référence du système de stockage à court terme, (b) fonction d'appartenance de la puissance de référence du système de stockage à long terme, (c) fonction d'appartenance de l'angle de calage de référence et (d) fonction d'appartenance de la source décentralisée prévisible.

Pour une variable de sortie, le nombre de lois possibles est le produit du nombre de niveaux de chaque fonction d'appartenance d'entrée. Ce qui représente 135 lois ( $3 \times 3 \times 3 \times 5$ ) pour le cas d'étude considéré. Soit pour 4 variables de sortie, il y a 540 combinaisons de lois possibles. La représentation sous forme de graphe fonctionnel va permettre naturellement de limiter le nombre de lois à considérer.

## V. Détermination des graphes opérationnels

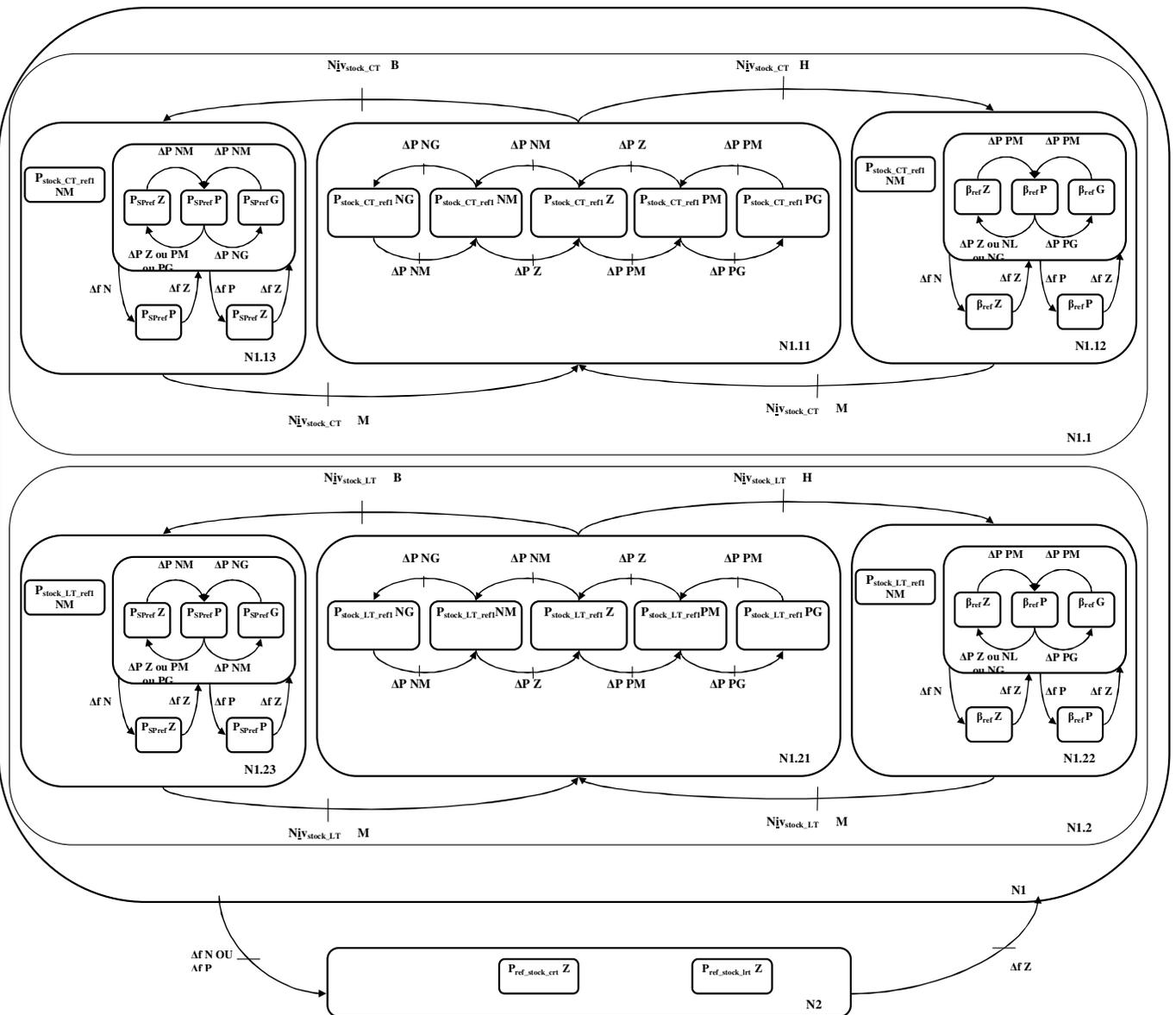


Figure 222 Graphe opérationnel du système considéré

Les graphes opérationnels constituent la traduction des graphes fonctionnels à l'aide des variables des fonctions d'appartenance définies précédemment. Il est analogue au Grafcet opérationnel. La Figure 222 représente le graphe opérationnel du système multisources considéré. A partir de ce graphe les différentes lois floues peuvent être directement déterminées. La Figure 223 représente le graphe opérationnel NI.11. A titre d'exemple, il est possible de déduire le jeu de lois

floues à partir de ce graphe, il suffit de détailler pour chaque condition l'action résultante. Le nombre d'actions va déterminer le nombre de lois floues résultantes. Les lois correspondantes à N1.11 sont donc :

Si  $Niv_{stock\_CT}$  est M et  $\Delta f$  est Z et  $\Delta P$  est NG alors  $P_{stock\_CT\_refl}$  est NG

Si  $Niv_{stock\_CT}$  est M et  $\Delta f$  est Z et  $\Delta P$  est PG alors  $P_{stock\_CT\_refl}$  est PG

Si  $Niv_{stock\_CT}$  est M et  $\Delta f$  est Z et  $\Delta P$  est NM alors  $P_{stock\_CT\_refl}$  est NM

Si  $Niv_{stock\_CT}$  est M et  $\Delta f$  est Z et  $\Delta P$  est PM alors  $P_{stock\_CT\_refl}$  est PM

Si  $Niv_{stock\_CT}$  est M et  $\Delta f$  est Z et  $\Delta P$  est Z alors  $P_{stock\_CT\_refl}$  est Z

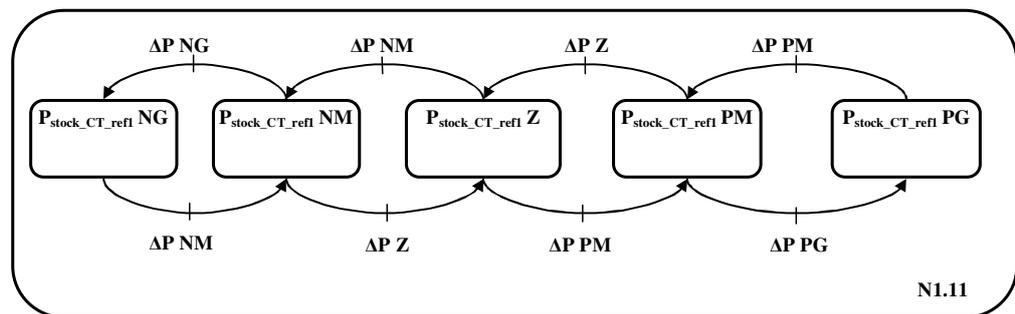


Figure 223 Graphe opérationnel N1.11

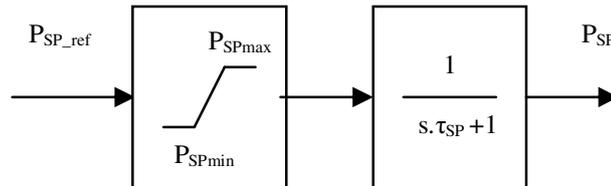
Le Tableau 22 présente les différentes lois de l'algorithme flou. A chaque mode de fonctionnement est associé (N1.11, N1.12, N1.13, N1.21, N1.22, N1.23, N2) un jeu de lois floues correspondant au fonctionnement désiré. Finalement 44 lois floues sont nécessaires, la détermination classique sous forme d'une table du cinquième ordre aurait mené à considérer 560 lois. En effet la représentation graphique permet d'éliminer des lois n'ayant aucun intérêt pour la supervision par exemple, lorsque une variation de fréquence apparaît, quel que soit le niveau de stockage et l'erreur sur la puissance, la puissance de référence des systèmes de stockage ( $P_{ref\_stock\_1}$ ) doit être annulées.

Tableau 22 Lois floues

<b>N1</b>	<b>N1.1</b>	<b>N1.11</b>	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $P_{stock\_CT\_refl}$ est NG
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $P_{stock\_CT\_refl}$ est PG
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $P_{stock\_CT\_refl}$ est NM
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $P_{stock\_CT\_refl}$ est PM
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $P_{stock\_CT\_refl}$ est Z
		<b>N1.12</b>	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z alors $P_{stock\_CT\_refl}$ est NM
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $\beta_{ref}$ est Z
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $\beta_{ref}$ est Z
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $\beta_{ref}$ est Z
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $\beta_{ref}$ est P
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $\beta_{ref}$ est G
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est N alors $\beta_{ref}$ est Z
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est P alors $\beta_{ref}$ est P
		<b>N1.13</b>	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est Z alors $P_{stock\_CT\_refl}$ est PM
			Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $P_{SP\_ref}$ est G
	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $P_{SP\_ref}$ est P		
	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $P_{SP\_ref}$ est Z		
	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $P_{SP\_ref}$ est Z		
	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $P_{SP\_ref}$ est Z		
	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est P est alors $P_{SP\_ref}$ est Z		
	Si $N_{iv\_stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est N est alors $P_{SP\_ref}$ est P		
	<b>N1.2</b>	<b>N1.21</b>	Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $P_{stock\_LT\_refl}$ est NG
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $P_{stock\_LT\_refl}$ est PG
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $P_{stock\_LT\_refl}$ est NM
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $P_{stock\_LT\_refl}$ est PM
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $P_{stock\_LT\_refl}$ est Z
		<b>N1.22</b>	Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est Z alors $P_{stock\_LT\_refl}$ est NM
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $\beta_{ref}$ est Z
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $\beta_{ref}$ est Z
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NZ alors $\beta_{ref}$ est Z
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $\beta_{ref}$ est P
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $\beta_{ref}$ est G
			Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est N alors $\beta_{ref}$ est Z
Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est P alors $\beta_{ref}$ est P			
<b>N1.23</b>		Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est Z alors $P_{stock\_LT\_refl}$ est PM	
		Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $P_{SP\_ref}$ est G	
		Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $P_{SP\_ref}$ est P	
		Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $P_{SP\_ref}$ est Z	
		Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $P_{SP\_ref}$ est Z	
		Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $P_{SP\_ref}$ est Z	
		Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est P est alors $P_{SP\_ref}$ est Z	
		Si $N_{iv\_stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est N est alors $P_{SP\_ref}$ est P	
		<b>N2</b>	Si $\Delta f$ est P alors $P_{stock\_CT\_refl}$ est Z
Si $\Delta f$ est N alors $P_{stock\_LT\_refl}$ est Z			

## vi. Simulation

Le réseau simulé est celui représenté à la Figure 212. Comme nous montre la Figure 224; la source prévisible est modélisée par une fonction du premier ordre où  $P_{SPmax}$  et la puissance maximale de la source prévisible,  $P_{SPmin}$  et la puissance minimale de la source prévisible,  $s$  l'opérateur de Laplace et  $\tau_{sp}$  et la constante de temps de la source prévisible.



**Figure 224** Modèle de la source prévisible

Les principales caractéristiques des éléments sont représentées dans le Tableau 23 où  $S_{conv}$  est la puissance apparente de la source classique. La source classique représente une agrégation des groupes participants aux réglages primaire et secondaire sur le réseau. Le rapport entre la puissance apparente de ce groupe et la puissance de la centrale multisources va influencer la sensibilité de la fréquence du réseau face aux variations de puissance. En effet plus la puissance de la source classique est importante moins la fréquence du réseau sera affectée par les variations de puissance. Un cycle de vent moyen répété trois fois est considéré dans la simulation. La puissance de référence est fixée à 600 kW de  $t = 0$  à  $t = 280$  s ce qui correspond à la puissance moyenne extractible du vent. De  $t = 280$ s à  $t = 580$ s, la puissance de référence est fixée 400 kW qui est une valeur inférieure à la puissance extractible en moyenne du vent et pour  $t = 580$ s à  $t = 880$ s la puissance de référence est fixée à une valeur (800 kW) supérieure à la puissance extractible en moyenne du vent. A  $t = 125$ s, 225s, 425s, 525s, 725s et 825s un enclenchement ou un déclenchement de la charge  $P_{ch2}$  est effectué, comme le montre la Figure 225, pour créer des événements sur la fréquence. Un enclenchement de la charge va entraîner une diminution de la fréquence tandis qu'un déclenchement de la charge entraînera une chute de fréquence.

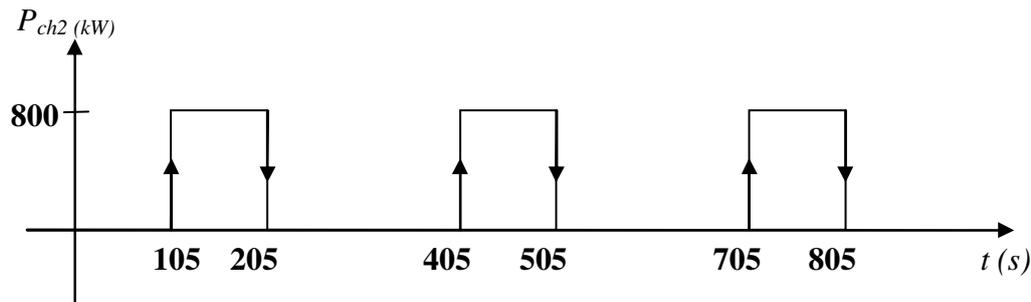


Figure 225 Cycle de la charge  $P_{ch2}$

Tableau 23 Paramètres de la simulation

Source classique	$S_{conv} : 3 \text{ MVA}$
Générateur éolien	$P_{eol\_n} : 750 \text{ kW}$
Système de stockage court terme	$P_{stock\_CT\_chmax} : 300 \text{ kW}$ $P_{stock\_CT\_dchmax} : -300 \text{ kW}$ $\tau_{stock\_CT\_ch} : 0.5 \text{ s}$ $\tau_{stock\_CT\_dch} : 0.5 \text{ s}$ $W_{max\_stock\_CT} : 15 \cdot 10^3 \text{ kJ soit } 4.167 \text{ kWh}$
Système de stockage long terme	$P_{stock\_LT\_chmax} : 230 \text{ kW}$ $P_{stock\_LT\_dchmax} : -230 \text{ kW}$ $\tau_{stock\_LT\_ch} : 5 \text{ s}$ $\tau_{stock\_LT\_dch} : 5 \text{ s}$ $W_{max\_stock\_LT} : 15 \cdot 10^5 \text{ kJ soit } 416.7 \text{ kWh}$
Source prévisible	$P_{SPmax} : 750 \text{ kW}$ $P_{SPmin} : 0 \text{ kW}$ $\tau_{SP} : 5 \text{ s}$
Charges	$P_{ch1} : 800 \text{ kW}$ $P_{ch2} : 800 \text{ kW}$

La Figure 226 montre en trait interrompu la puissance éolienne, et en trait plein la puissance de la centrale multisources qui correspond à la somme de la puissance fournie au réseau par les systèmes de stockages, le générateur éolien et la source prévisible. Cette figure montre que la puissance de référence est bien respectée et que la centrale répond aux variations de fréquence du réseau présentées à la Figure 227 ( $t = 105\text{s}, 205\text{s}, 405\text{s}, 505\text{s}, 705\text{s}$  et  $805\text{s}$ ).

La Figure 228 à la Figure 233 montrent respectivement le niveau de stockage à court terme (Figure 228), la puissance du système de stockage à court terme (Figure 229), le niveau de stockage à long terme (Figure 230), la puissance du système de stockage à long terme (Figure 231), l'angle de calage des pales (Figure 232) et la puissance de la source contrôlable (Figure 233).

De  $t=0$  à 380s, les niveaux de stockage sont moyens, le générateur éolien fonctionne en MDP et l'angle de calage est utilisé uniquement pour limiter la vitesse de la machine. La source prévisible est à l'arrêt, le stockage à court terme va lisser les fluctuations rapides de l'éolien tandis que le stockage à long terme va lisser les fluctuations lentes. A  $t=380$  s le niveau de stockage à court terme atteint un niveau de stockage haut, la puissance éolienne va être dégradée par l'intermédiaire de l'angle de calage. Durant cette période à  $t=505$ s la fréquence augmente suite à la variation de la charge  $P_{ch2}$ , pour participer aux réglages le stockage à court terme va puiser dans sa réserve tandis qu'au même moment l'angle de calage va augmenter afin de participer au réglage. Au contraire à  $t=780$  s, le stockage à court terme atteint un niveau bas et la source classique sera mise en service. Le système de stockage à long terme a durant toute la simulation un niveau de stockage moyen.

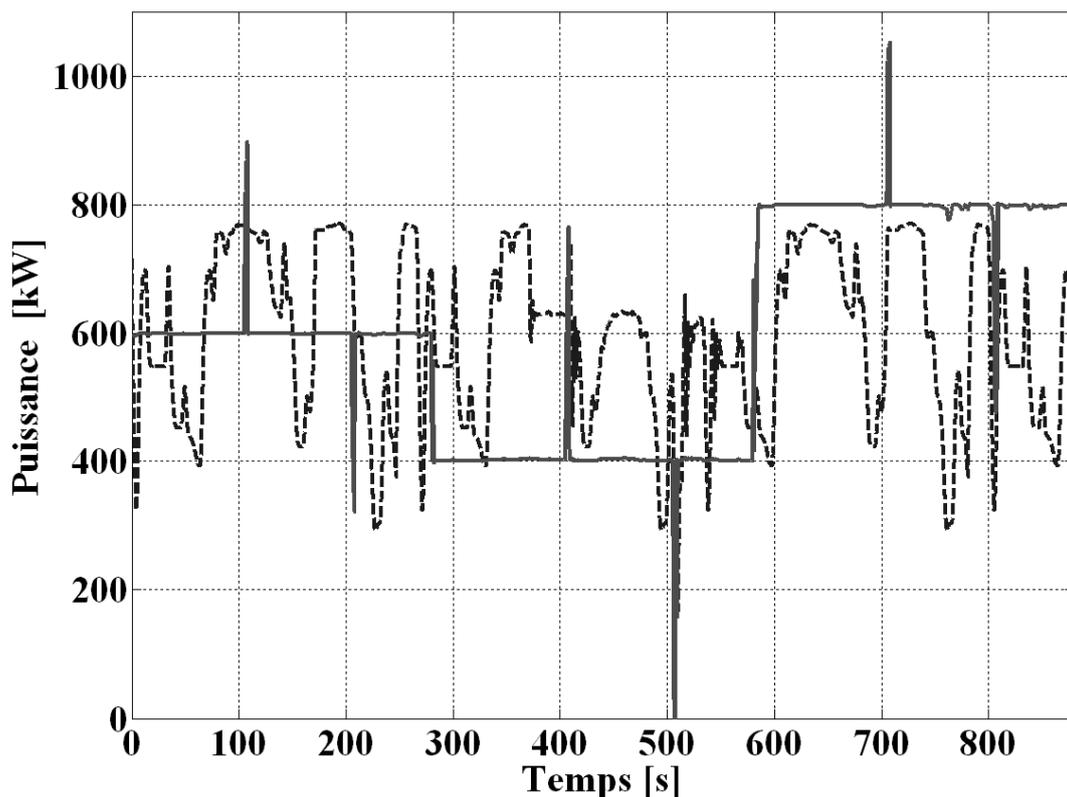


Figure 226 Puissance de la centrale multisources et du générateur éolien

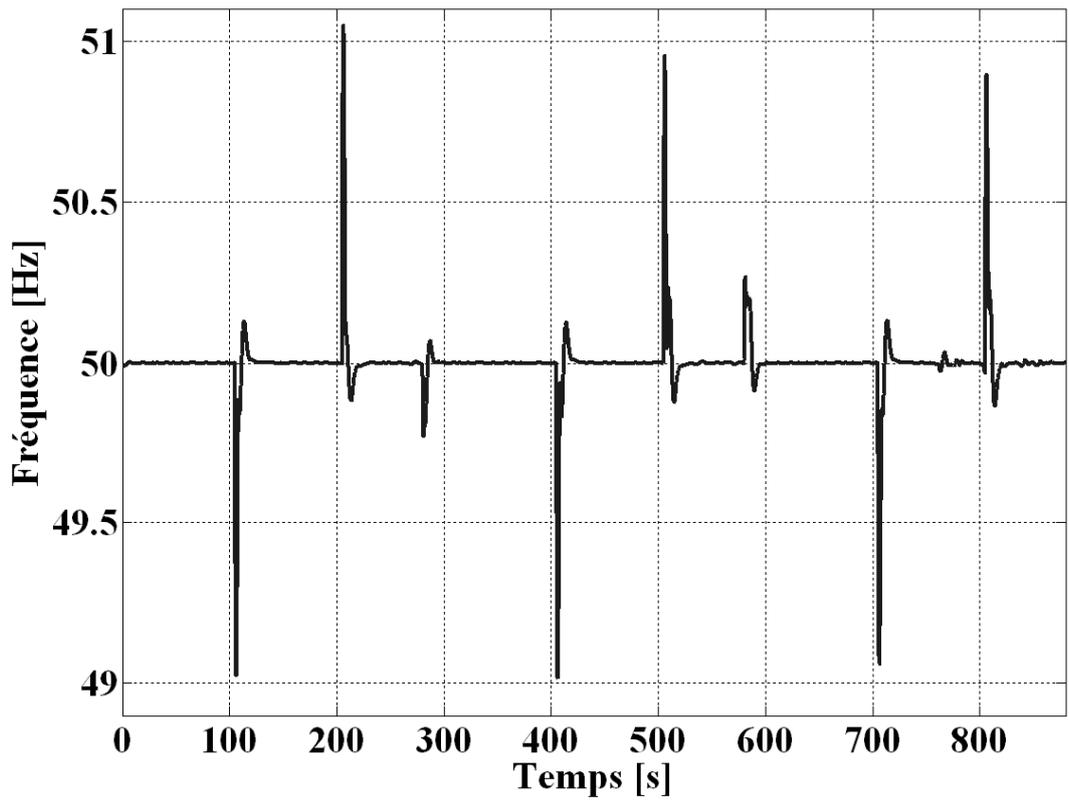


Figure 227 Fréquence du réseau

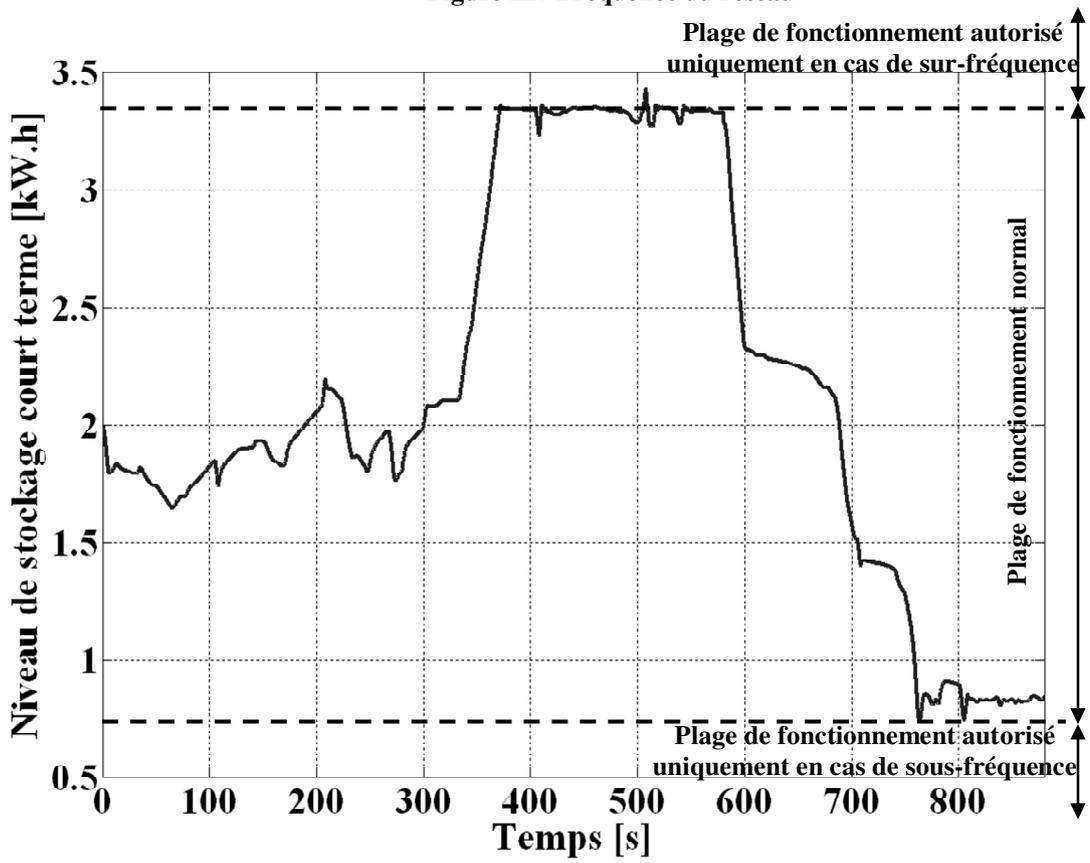


Figure 228 Niveau de stockage à court terme

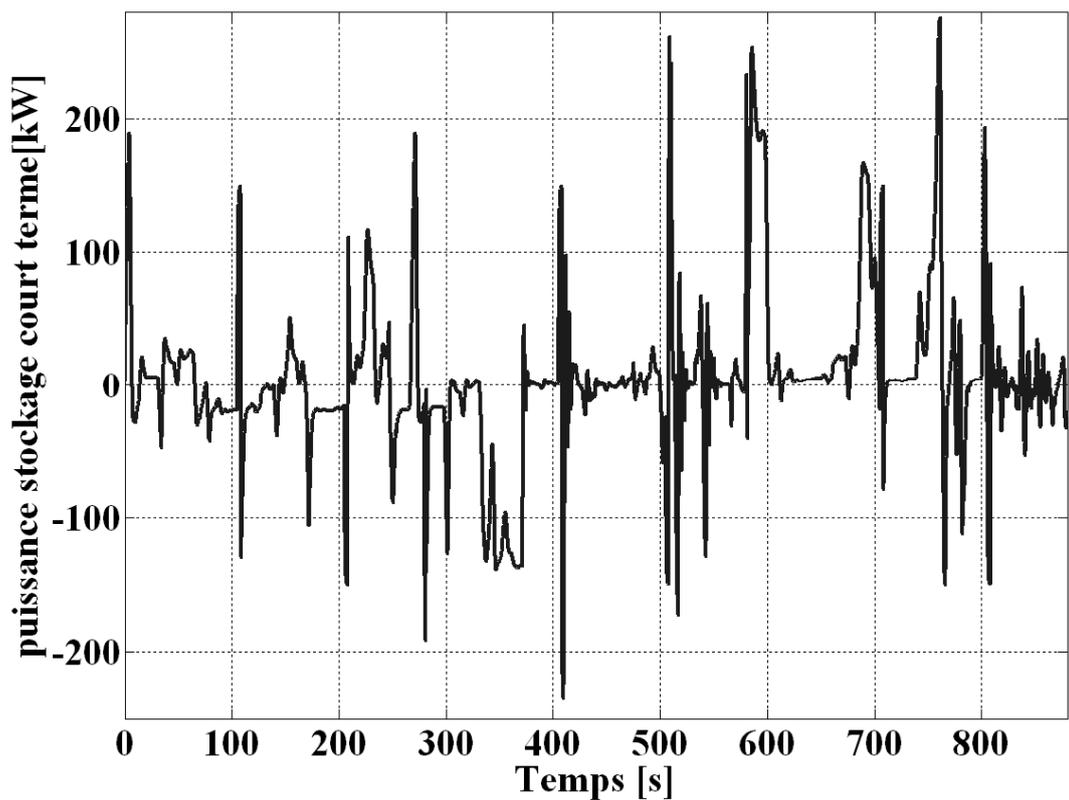


Figure 229 Puissance du système de stockage à court terme

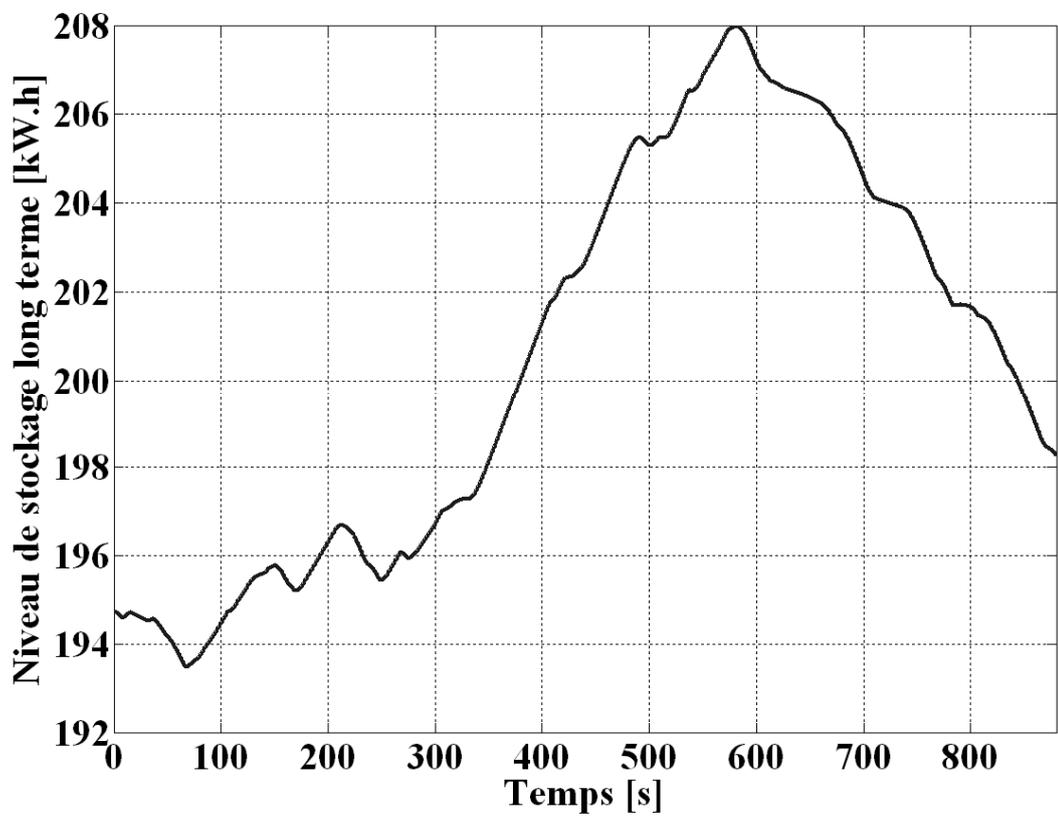


Figure 230 Niveau du stockage à long terme

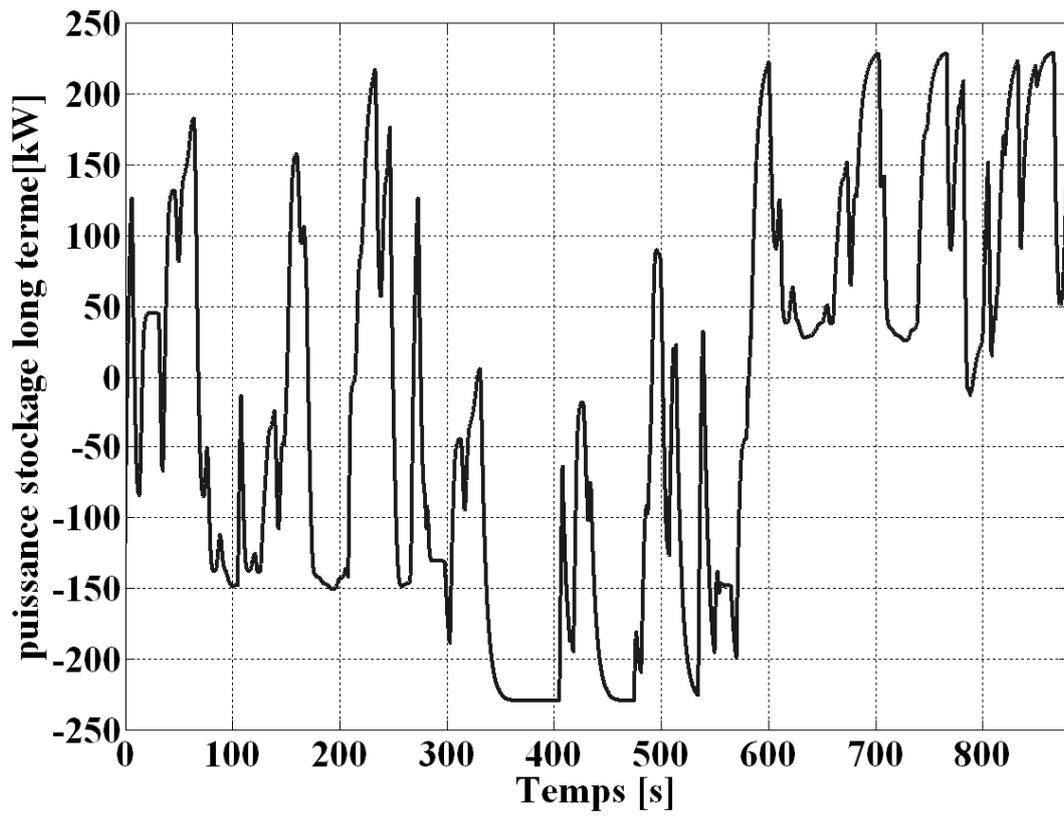


Figure 231 Puissance du système de stockage à long terme

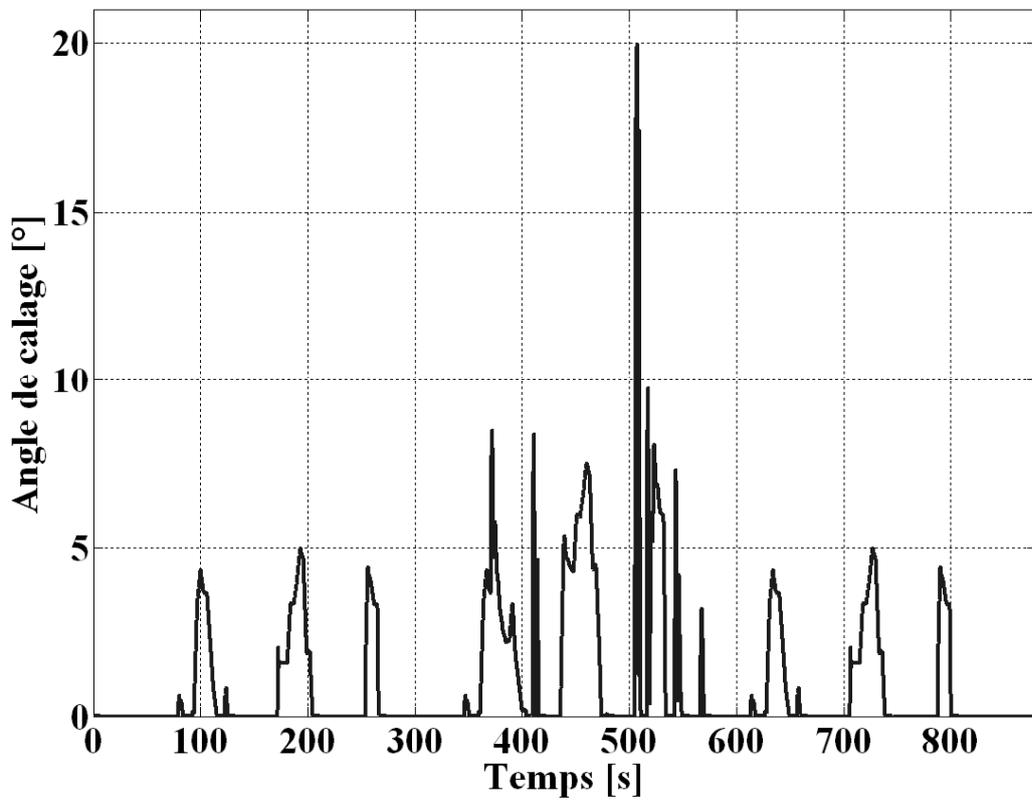


Figure 232 Angle de calage des pales

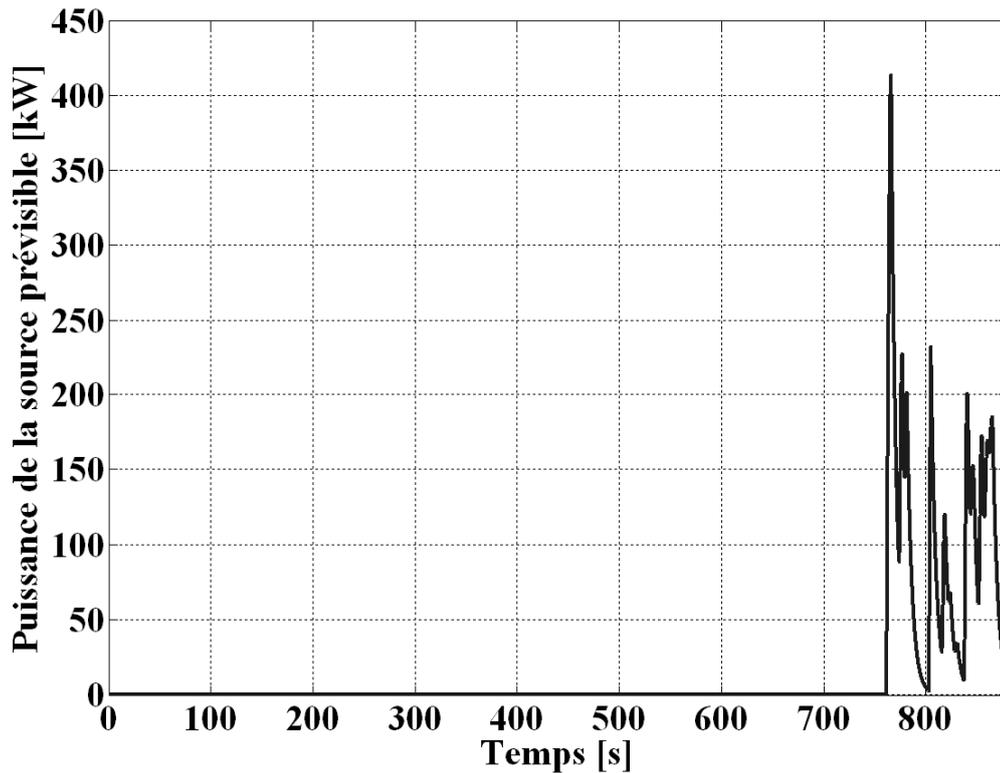


Figure 233 Puissance de la source prévisible

### III) Comparaison de différentes topologies

L'objectif de cette partie est de proposer une comparaison entre différentes topologies de centrale multisources. La méthodologie développée précédemment sera appliquée dans les différents cas de figure proposés.

Cinq topologies sont considérées :

- (a) Association générateur éolien, source prévisible, système de stockage à court et long terme
- (b) Association générateur éolien, source prévisible, système de stockage à court terme
- (c) Association générateur éolien et source prévisible
- (d) Association générateur éolien, système de stockage à court et long terme
- (e) Association générateur éolien et système de stockage à court terme

Trois autres associations auraient pu être considérées : l'association éolien et stockage long terme ; l'association source prévisible et stockage long terme ; source prévisible et stockage court terme. Cependant, le principe de supervision se base sur les niveaux de stockages et l'objectif de

maximisation de l'éolien, le principe de supervision ne se prête pas à l'étude de ces cas. En effet, le principe de supervision tend à maximiser la puissance éolienne, l'absence de générateur éolien dans la centrale multisources considérée n'a pas de sens. La taille du système de stockage à long terme ne permet pas quand il est seul de baser la supervision sur son niveau de stockage.

La supervision des différentes topologies proposées est déterminée à l'aide de la méthodologie présentée précédemment. Les objectifs de la supervision ne restent identiques que dans la partie précédente c'est à dire; déterminer la puissance de référence en temps réel de chaque élément afin de garantir la puissance de référence déterminée par la supervision à moyen terme et de participer au réglage primaire de fréquence. La supervision des différents cas d'étude est développée dans les parties suivantes, pour chaque topologie le graphe fonctionnel, et les résultats de simulation sont présentés. Les fonctions d'appartenance du système sont identiques à celles présentées précédemment (Figure 220 et Figure 221). Une dernière partie est consacrée à la comparaison en terme d'énergie et de suivi des cinq topologies présentées. Afin de faciliter la comparaison, le scénario de simulation est identique pour les différents cas. La durée de simulation est de 3 h. A chaque heure la puissance de référence est modifiée, durant la première heure la puissance de référence est environ égale à la valeur moyenne de la puissance maximale extractible du vent, durant la deuxième heure la puissance de référence sera inférieure à la valeur moyenne de puissance maximale extractible du vent, et enfin durant la dernière heure la puissance de référence sera supérieure à la valeur moyenne extractible du vent.

a. **Association générateur éolien, source prévisible, système de stockage à court terme et système de stockage à long terme**

Le système multisource considéré est présenté à la Figure 212, la supervision a été détaillée dans la section précédente. La Figure 234 montre la puissance de référence de la centrale multisources en trait interrompu et la puissance de la centrale multisources en trait plein. Comme dans la section précédente, la puissance de référence est globalement bien respectée. La Figure 235 présente la puissance éolienne lorsqu'elle soumise au vent considéré. Cette figure montre que lorsque le niveau de stockage court terme (Figure 239) atteint un niveau haut la puissance éolien est dégradée (pour l'intervalle de temps de  $t=1$  à 2h). La Figure 236 montre l'angle de calage des pales, cette figure montre que l'angle de calage qui permet de dégrader la puissance éolienne ou de limiter sa vitesse est beaucoup plus sollicité lorsque le système de stockage à court terme atteint un niveau haut. La Figure 237 montre la puissance de la source classique Cette figure montre que la source prévisible est

sollicitée uniquement quand le système de stockage court terme atteint à un niveau bas. La Figure 238 montre la puissance du système de stockage à court terme. La Figure 240 montre la puissance du système de stockage long terme. Durant la première heure la puissance moyenne du système de stockage est relativement faible, le niveau de ce système de stockage, présenté Figure 241, reste quasiment constant. Durant la deuxième heure la puissance moyenne est globalement négative le niveau de stockage va donc augmenter. Par contre durant la dernière heure la puissance moyenne est globalement positive, le niveau du système de stockage va donc diminuer.

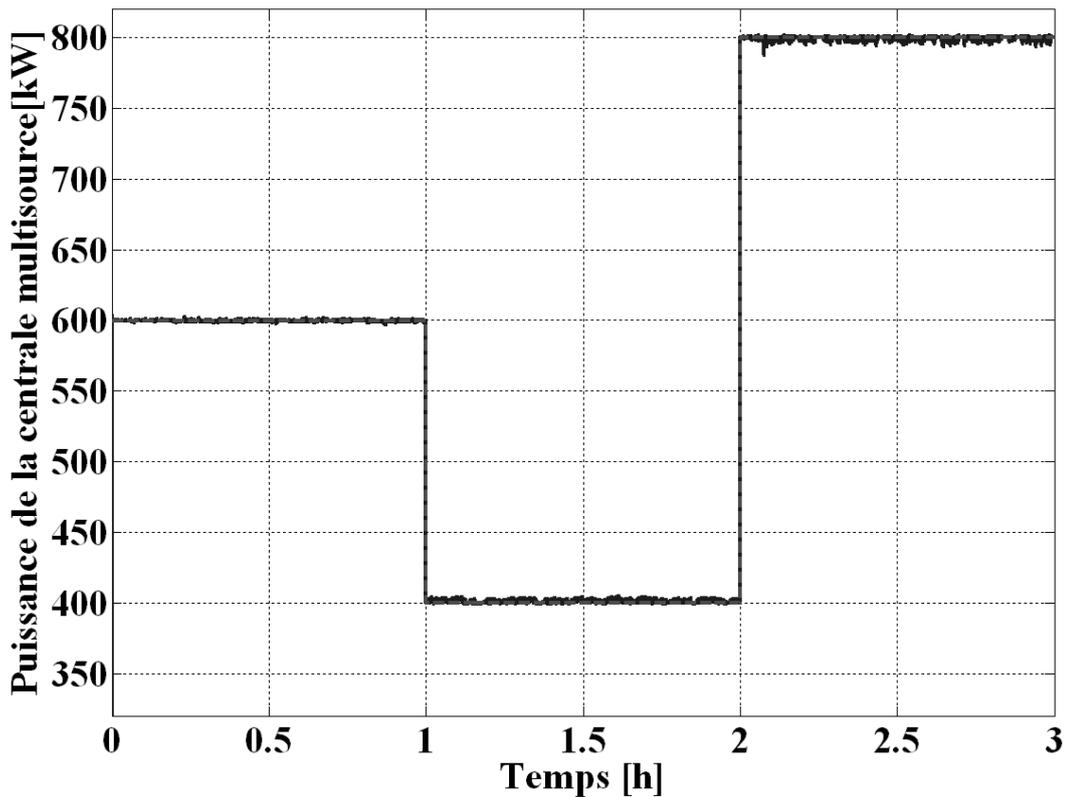


Figure 234 Puissance de la centrale multisources

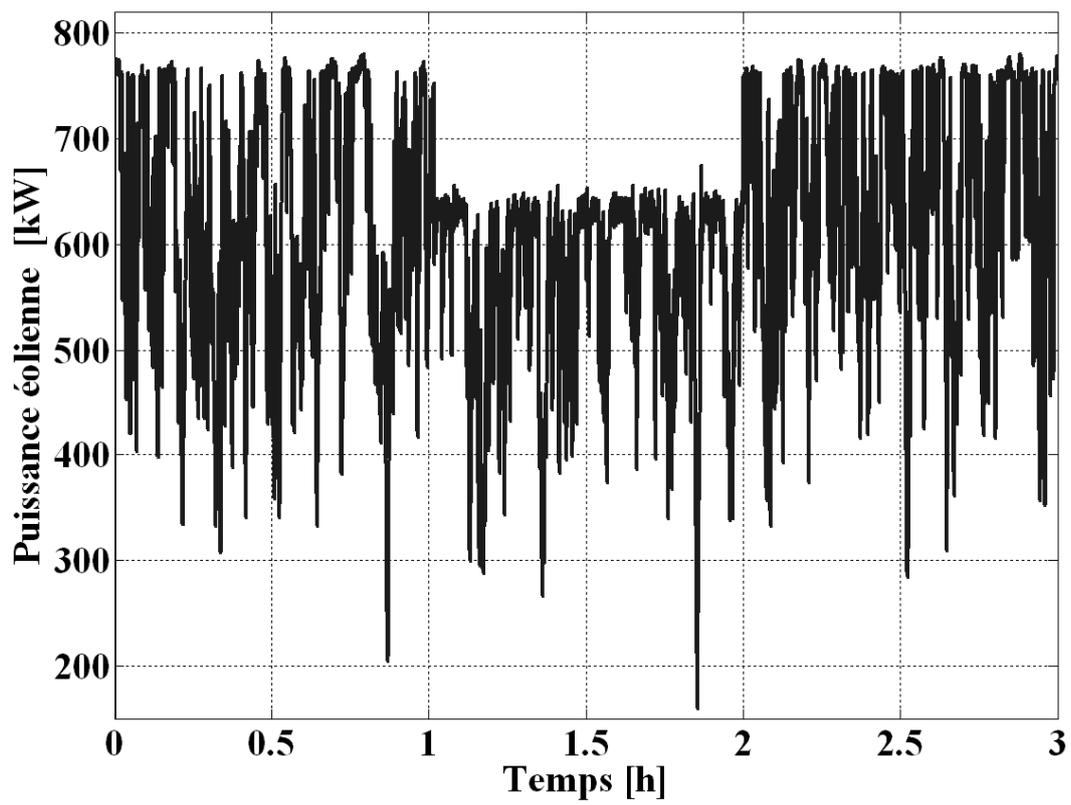


Figure 235 puissance éolienne

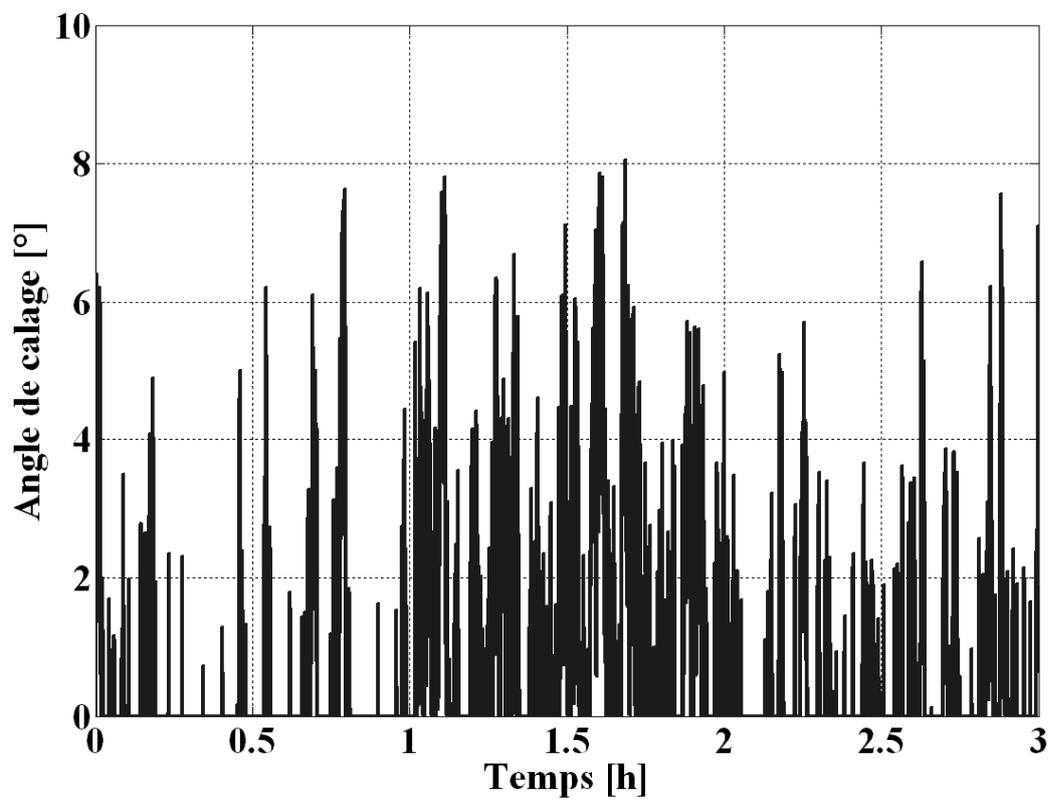


Figure 236 Angle de calage

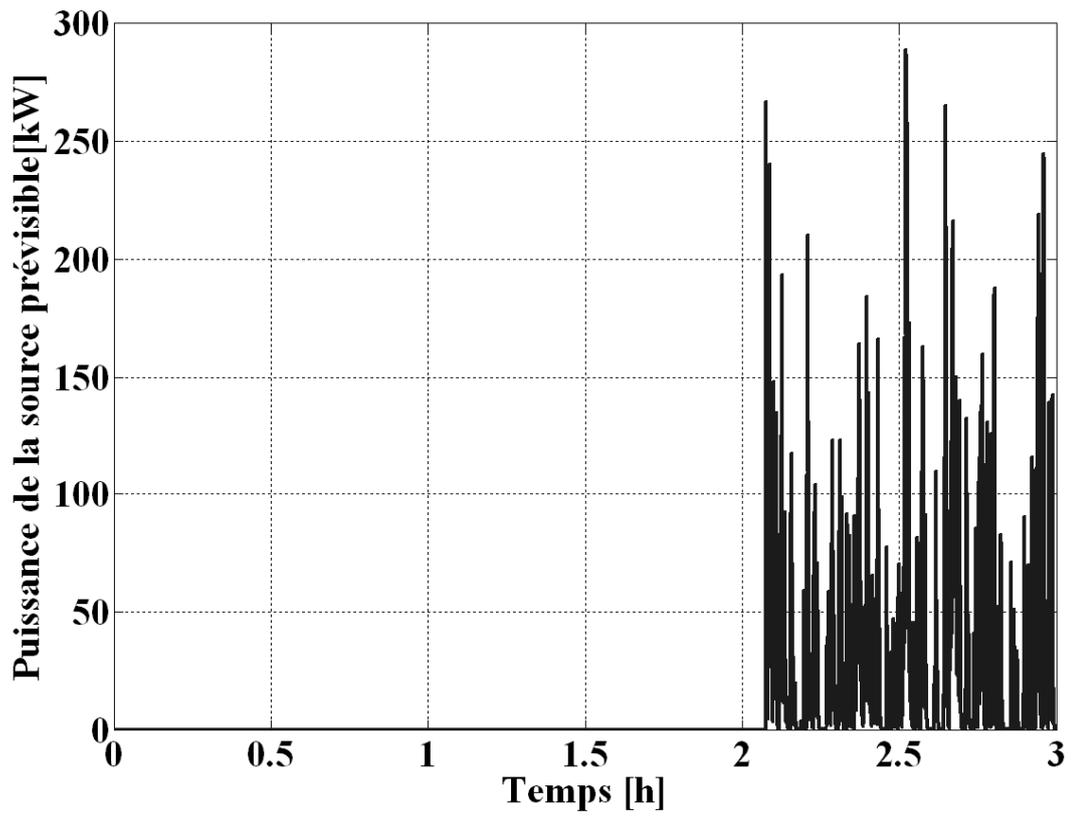


Figure 237 Puissance de la source prévisible

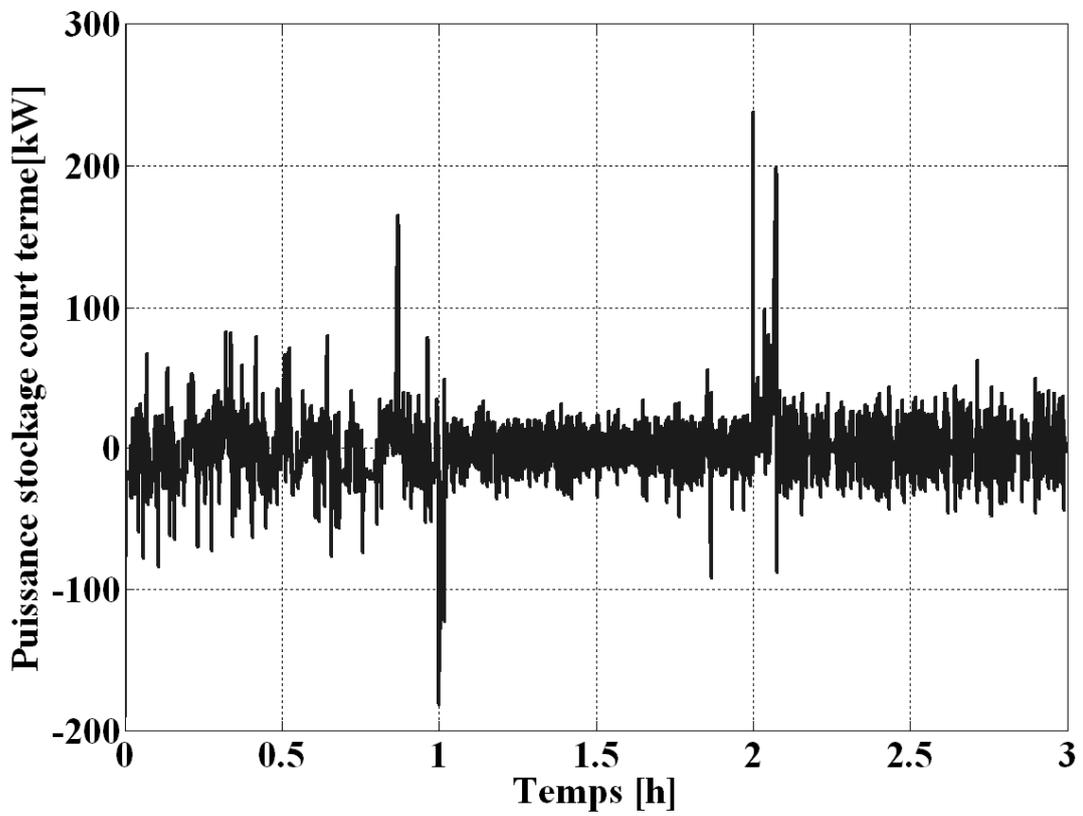


Figure 238 Puissance stockage court terme

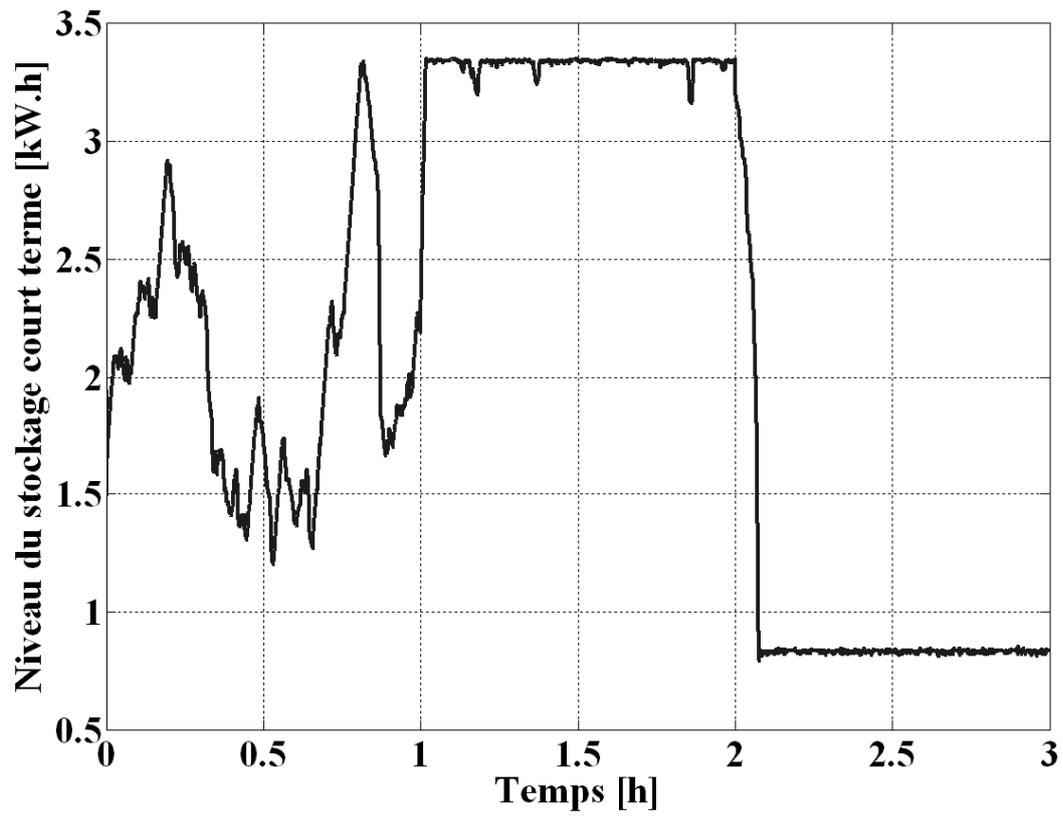


Figure 239 Niveau du stockage court terme

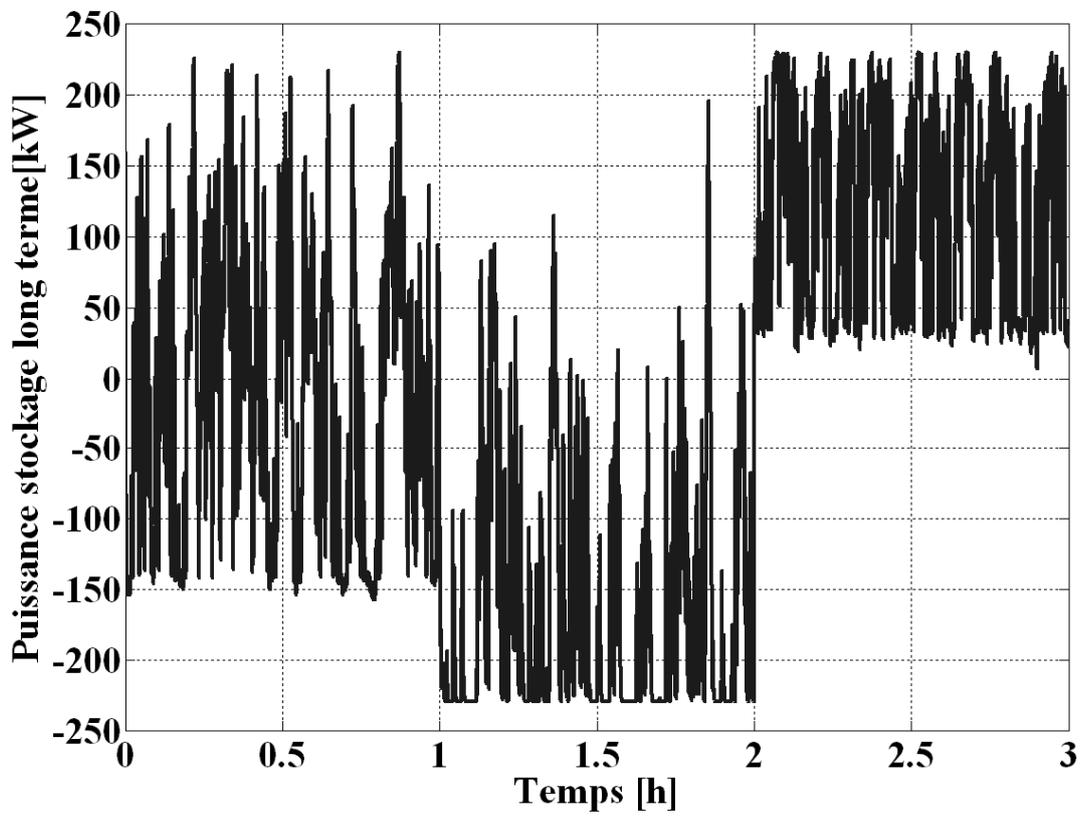


Figure 240 Puissance stockage long terme

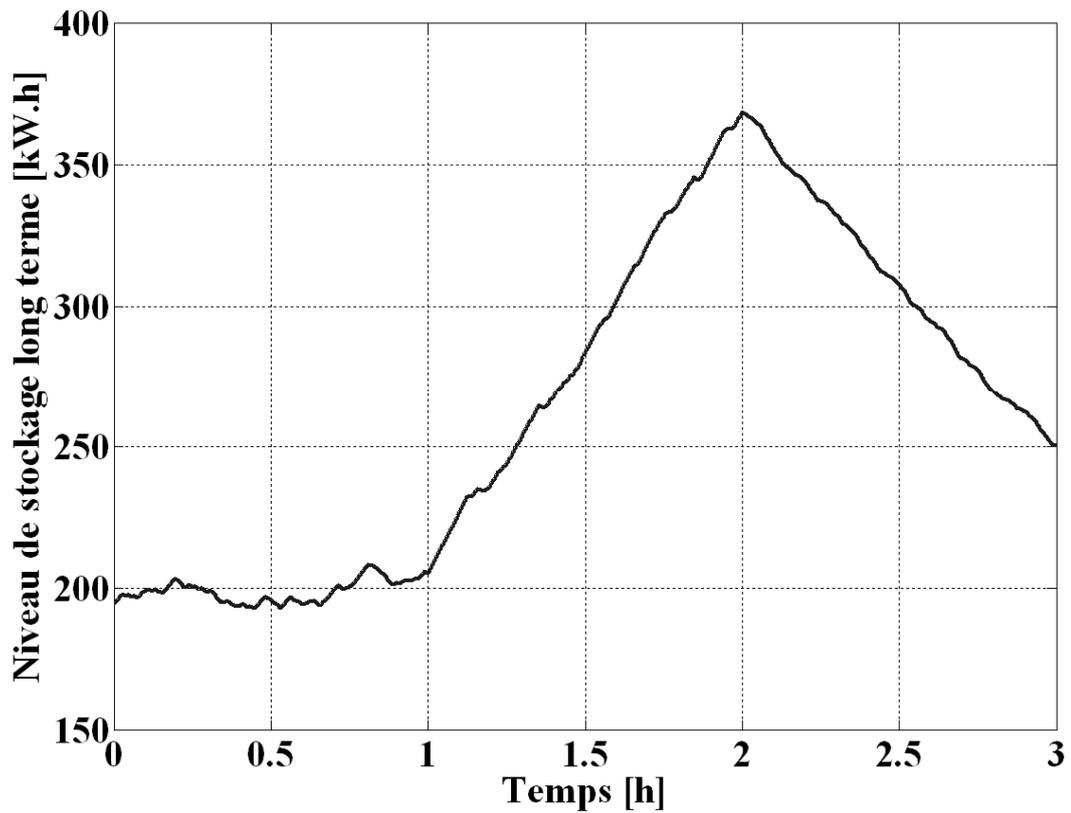


Figure 241 Niveau de stockage long terme

b. Association d'un générateur éolien, d'une source prévisible, d'un système de stockage à court terme (2)

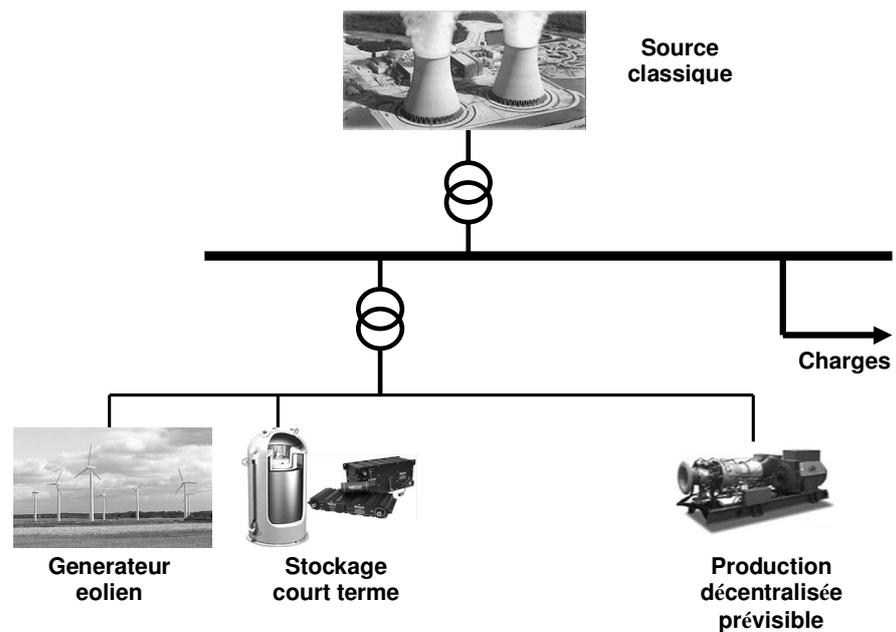


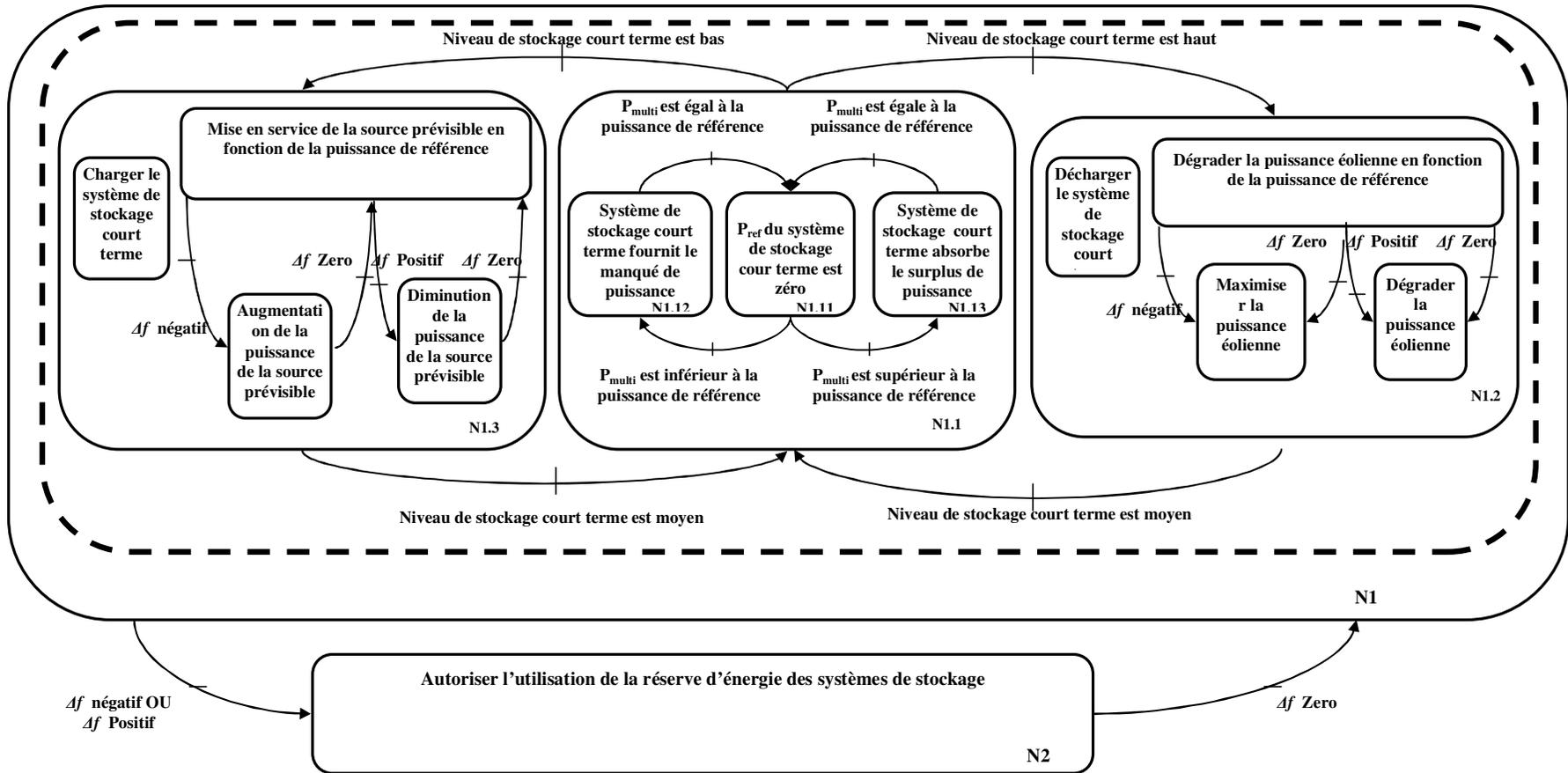
Figure 242 Association générateur éolien, stockage court terme et source décentralisée prévisible

Le système multisources considéré est présenté à la Figure 242, elle comprend un générateur éolien, un système de stockage à court terme et un système de production décentralisé prévisible. Les moyens d'action disponible sont l'angle de calage des pales, les puissances de références de la source prévisible et du système de stockage à court terme.

Le graphe fonctionnel du superviseur est représenté à la Figure 243. Ce graphe est similaire à celui de la Figure 216 en supprimant le mode de fonctionnement relatif au système de stockage à long terme.

La Figure 244 présente la puissance de référence de la centrale multisources en traits interrompus et la puissance de la centrale multisources en trait plein. La Figure 245 montre la puissance éolienne, la Figure 246 montre l'évolution de l'angle de calage des pâles, la Figure 247 montre la puissance de la source prévisible, la Figure 248 montre la puissance du stockage court terme, et la Figure 249 montre le niveau du système de stockage court terme.

Figure 243 Graphe fonctionnel du cas 2



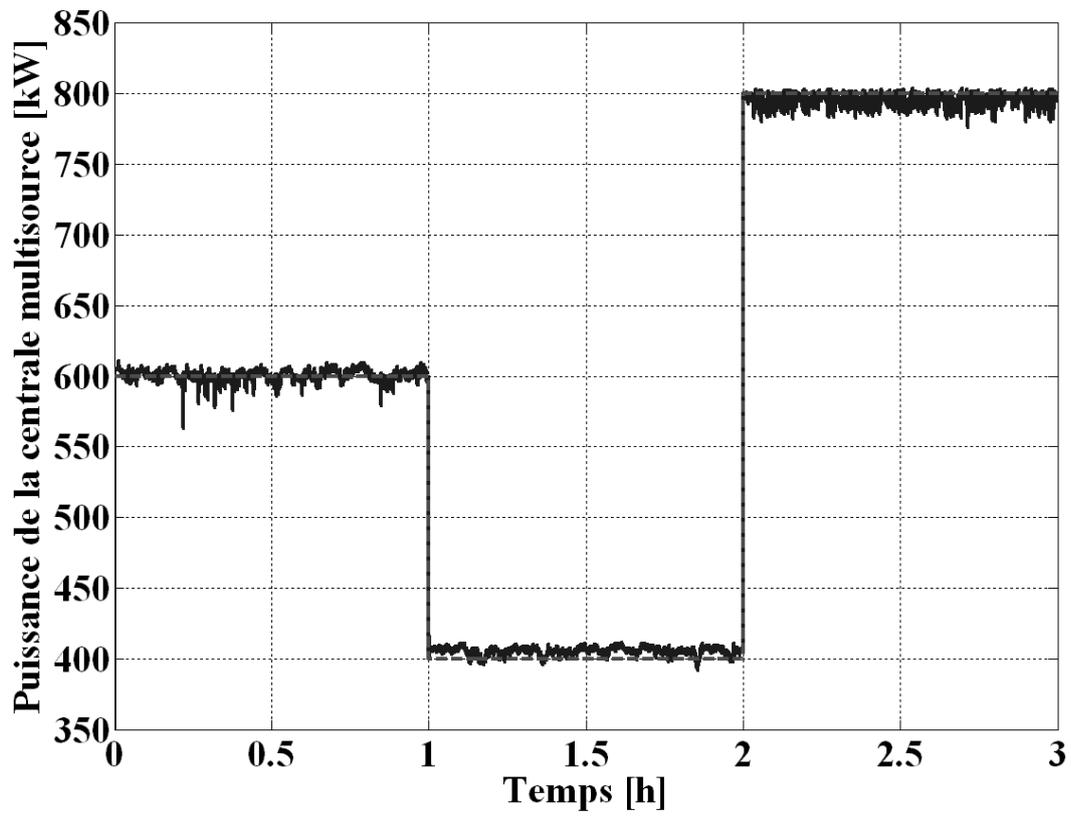


Figure 244 Puissance de la centrale multisources et puissance de référence

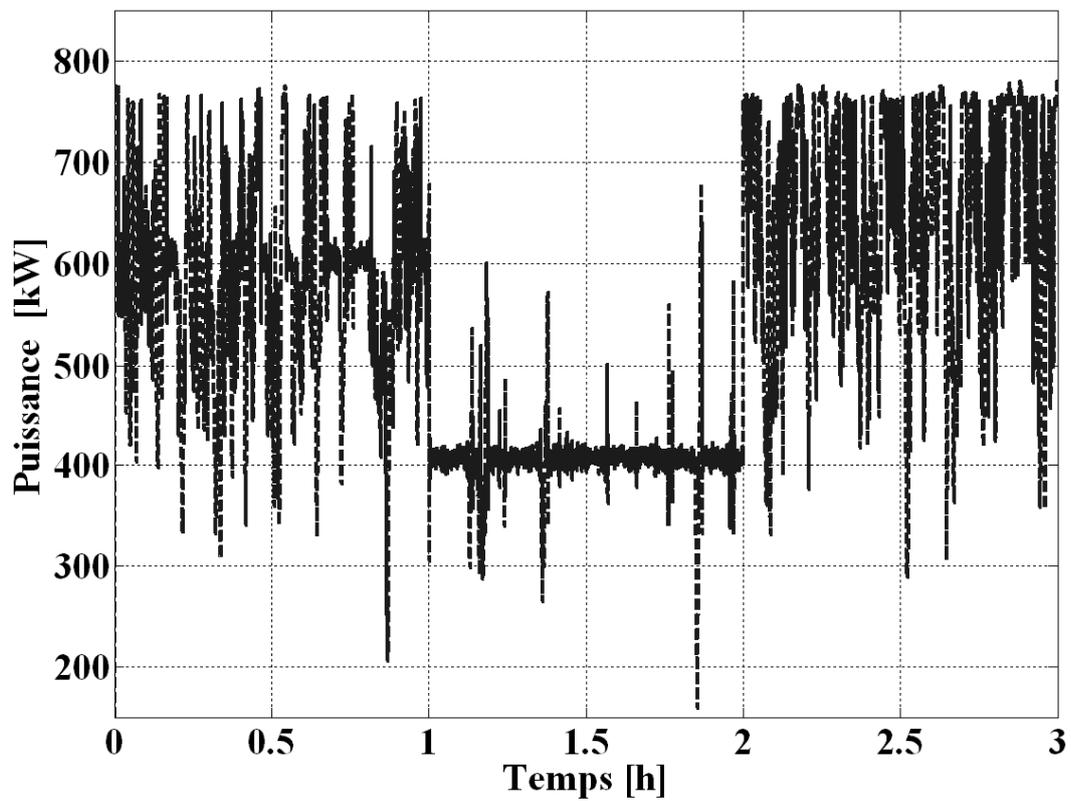


Figure 245 Puissance de l'éolienne

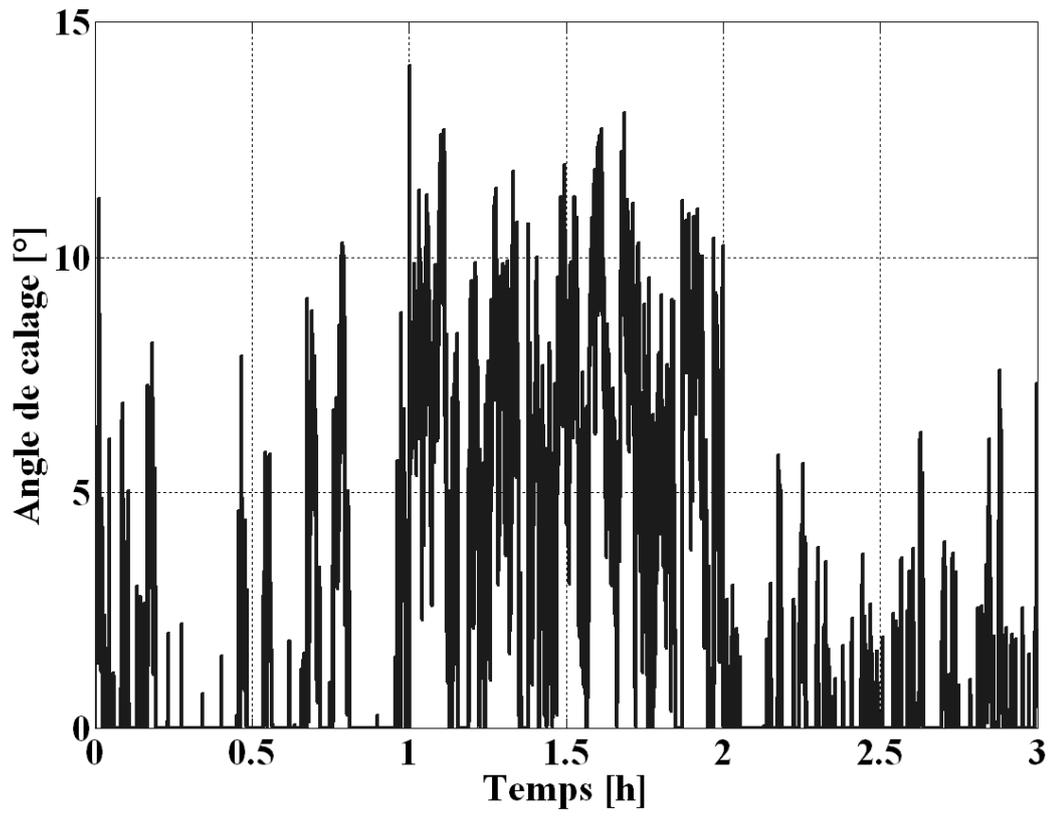


Figure 246 Angle de calage des pales

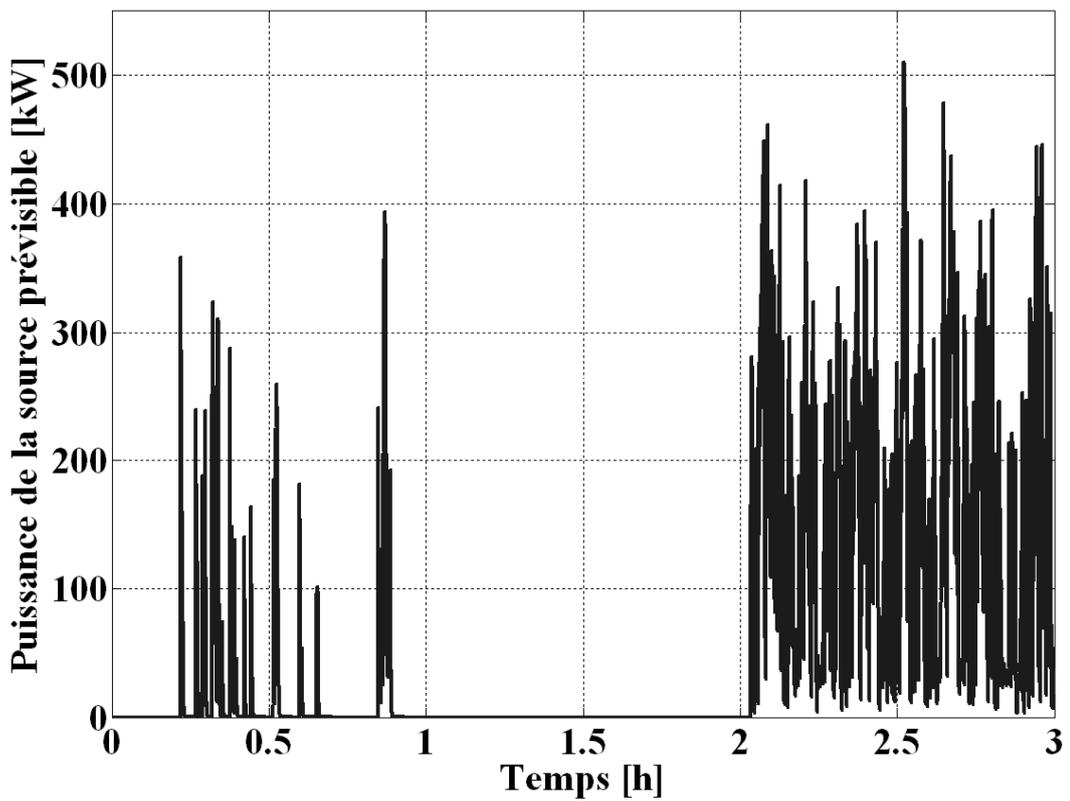


Figure 247 Puissance de la source prévisible

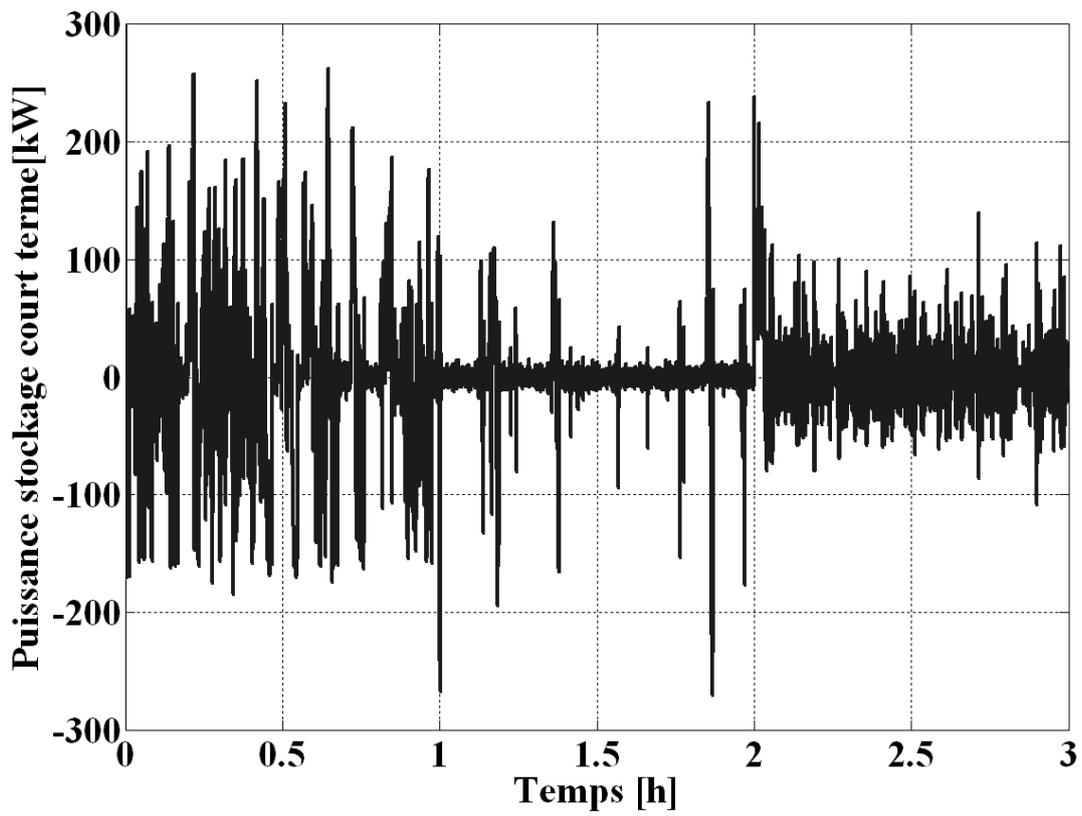


Figure 248 Puissance du système de stockage court terme

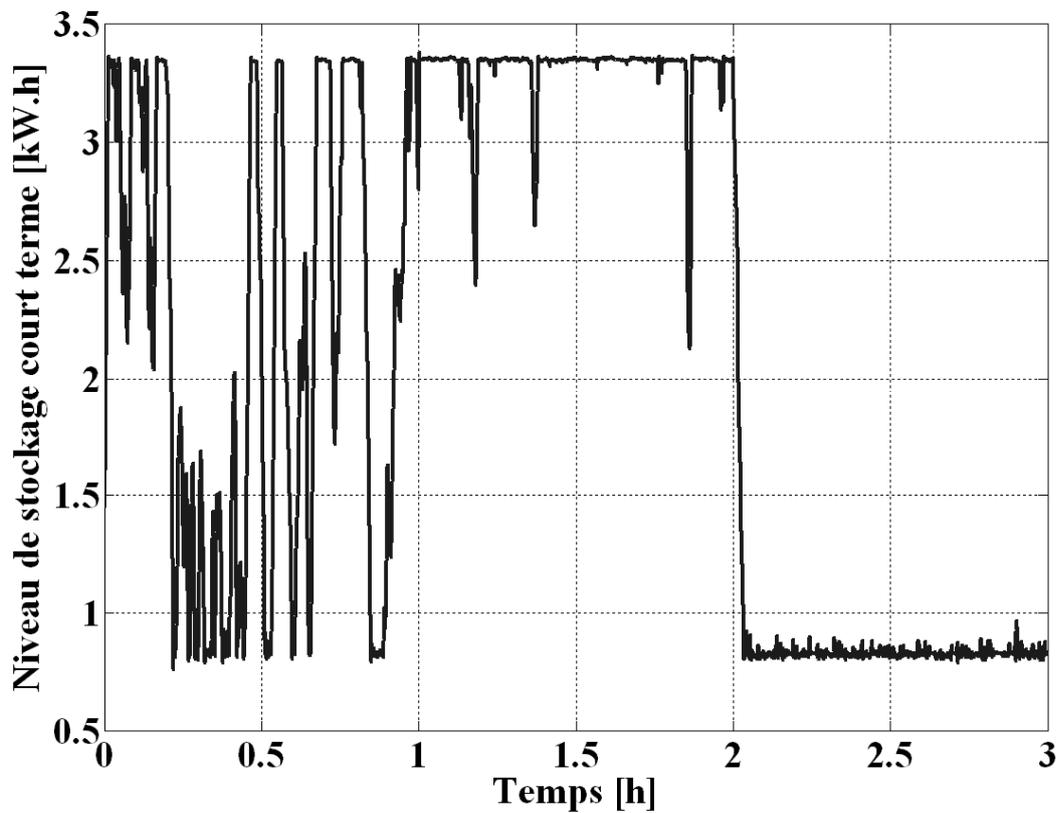
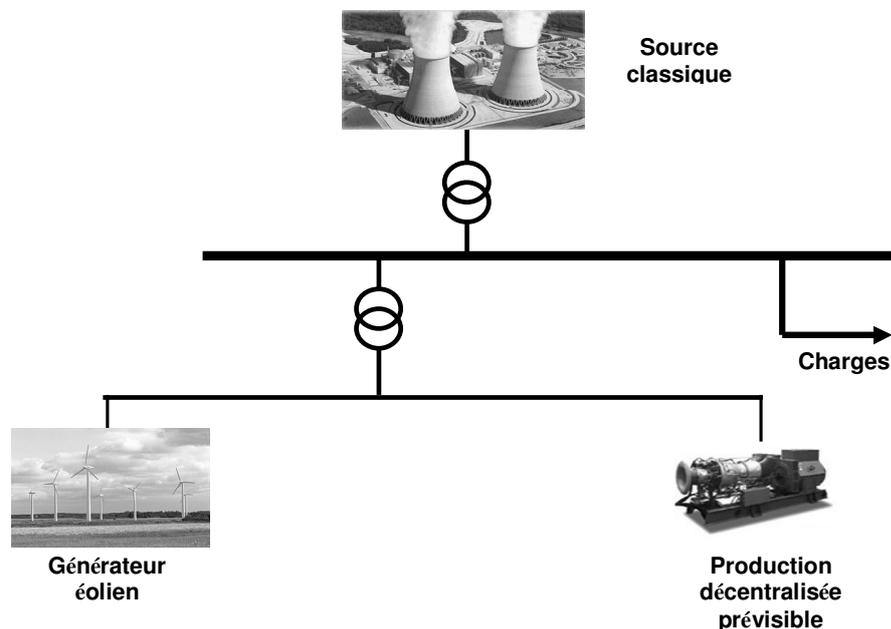


Figure 249 Niveau du système de stockage court terme

De  $t=0$  à  $t=1h$ , le niveau du système de stockage oscille entre un niveau haut et bas. Lorsque le niveau de stockage est moyen, seul l'élément de stockage court terme compense les fluctuations de la puissance éolienne. Cependant la capacité du stockage étant faible par rapport aux sources son niveau va atteindre relativement vite des niveaux haut et bas. Lorsque le niveau de stockage atteint un niveau haut, cela signifie qu'en moyenne (vis-à-vis de la capacité énergétique du stockage) la puissance éolienne est supérieure à la puissance de référence. L'angle de calage est alors commandé afin de dégrader la puissance de référence de manière à dégrader la puissance éolienne afin de décharger le système de stockage et de réguler la puissance de la centrale multisources. Dans ce cas, de l'énergie éolienne est perdue. Ce fonctionnement se produit essentiellement quand la puissance de référence est fixée à 400 kW ( $t=1h$  à  $2h$ ). Au contraire lorsque le niveau de stockage atteint un niveau bas, cela signifie qu'en moyenne la puissance éolienne est inférieure à la puissance de référence. Dans ces conditions la source prévisible va être commandée afin de compenser les fluctuations de l'éolienne et de charger le système de stockage. Ce fonctionnement peut être observé essentiellement lorsque la puissance de référence est fixée à 800 kW ( $t=2h$  à  $3h$ ).

**c. Association d'un générateur éolien et d'une source prévisible**



**Figure 250 Association générateur éolien et source de production décentralisée prévisible**

Le système multisources considéré est présenté à la Figure 250, il comprend un générateur éolien et un système de production décentralisé prévisible. Les moyens d'actions à notre disposition sont l'angle de calage des pales et la puissance de référence de la source prévisible.

Le graphe fonctionnel du superviseur est représenté à la Figure 251. Ce graphe est similaire à celui de la Figure 216 en supprimant le mode de fonctionnement relatif aux systèmes de stockage à long et court terme. Il reste alors deux modes de fonctionnement, dans un premier mode de fonctionnement (N1.2) le générateur éolien fonctionnera en MDP tandis que la source prévisible compensera les fluctuations de la puissance éolienne. Au contraire, dans le mode de fonctionnement N1.1 la puissance éolienne sera dégradée afin que la puissance de référence de la centrale multisources soit respectée.

La Figure 252 présente la puissance de référence de la centrale multisources en traits interrompus et la puissance de la centrale multisources en trait plein. La Figure 253 montre l'évolution de l'angle de calage des pales, la Figure 254 montre la puissance du générateur éolien et la Figure 255 montre la puissance de la source prévisible.

Pour l'association considérée, afin de garantir la puissance de référence, la puissance générée par l'éolienne devra être limitée à la valeur de la puissance de référence. La Figure 254 montre que pour une puissance de référence de 400 kW et de 600 kW ( $t=0$  à 2 h), la puissance sera limitée respectivement à 400 kW et 600 kW. La source prévisible fournit si nécessaire le complément de puissance pour atteindre la puissance de référence. Avec cette association la puissance de référence est respectée mais beaucoup de puissance éolienne est perdue alors que la source classique est fortement sollicitée ce qui est fortement pénalisant.

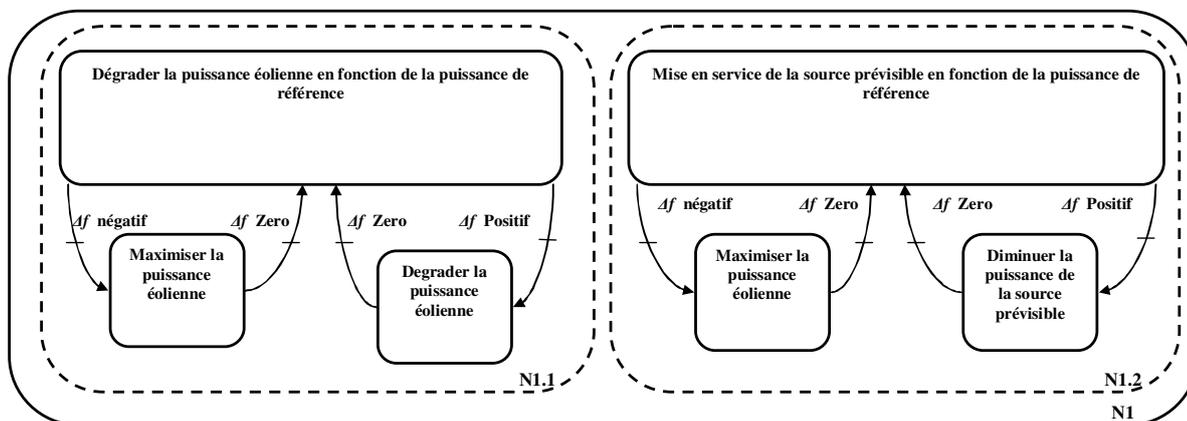


Figure 251 Graphe fonctionnel du cas 3

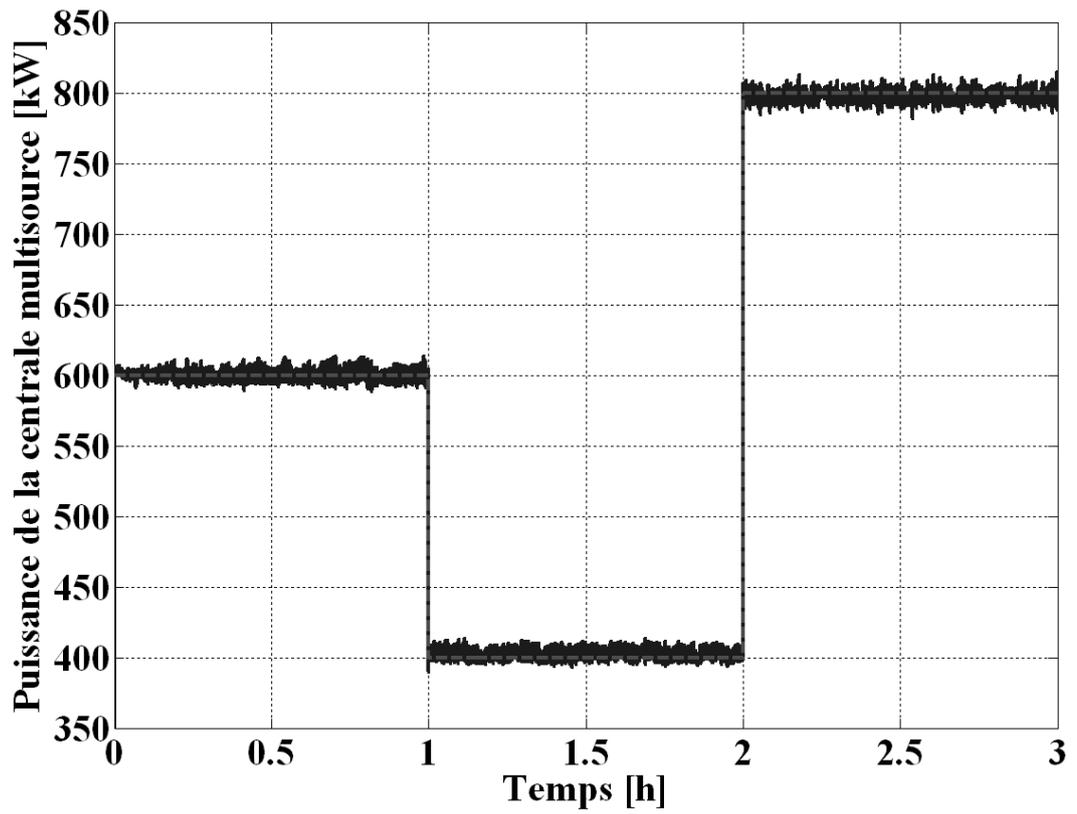


Figure 252 Puissance de la centrale multisources

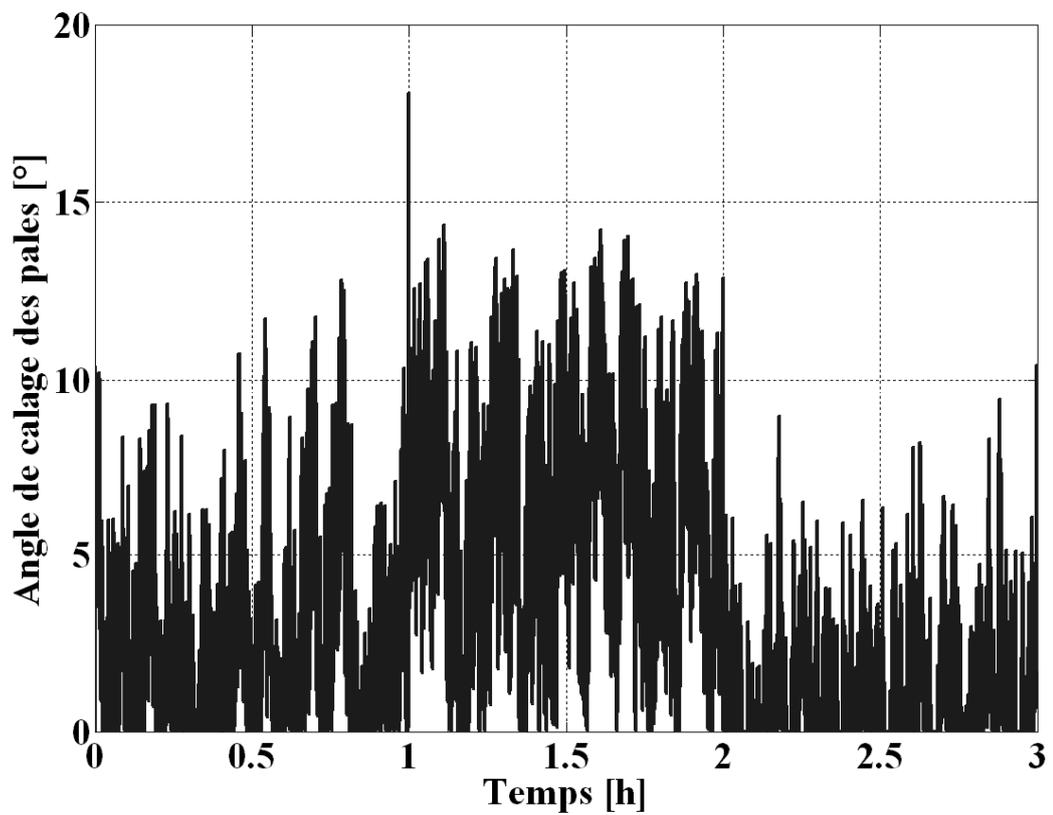


Figure 253 Angle de calage des pales

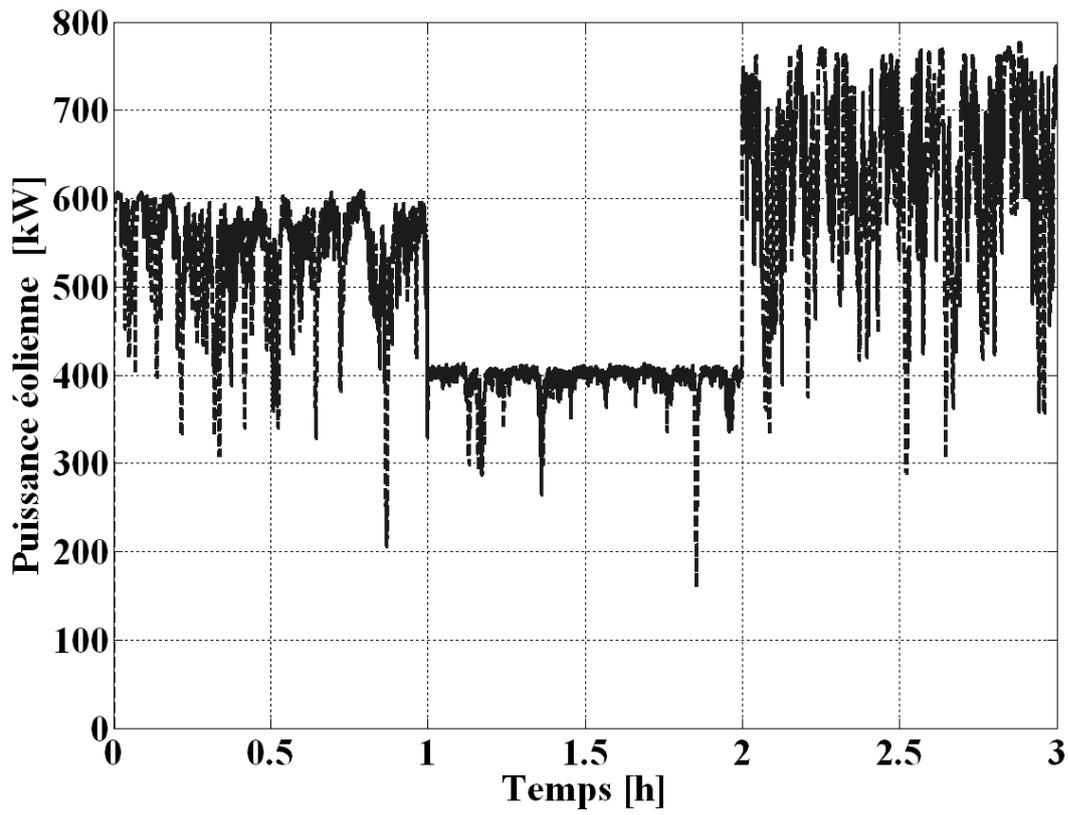


Figure 254 Puissance du générateur éolien

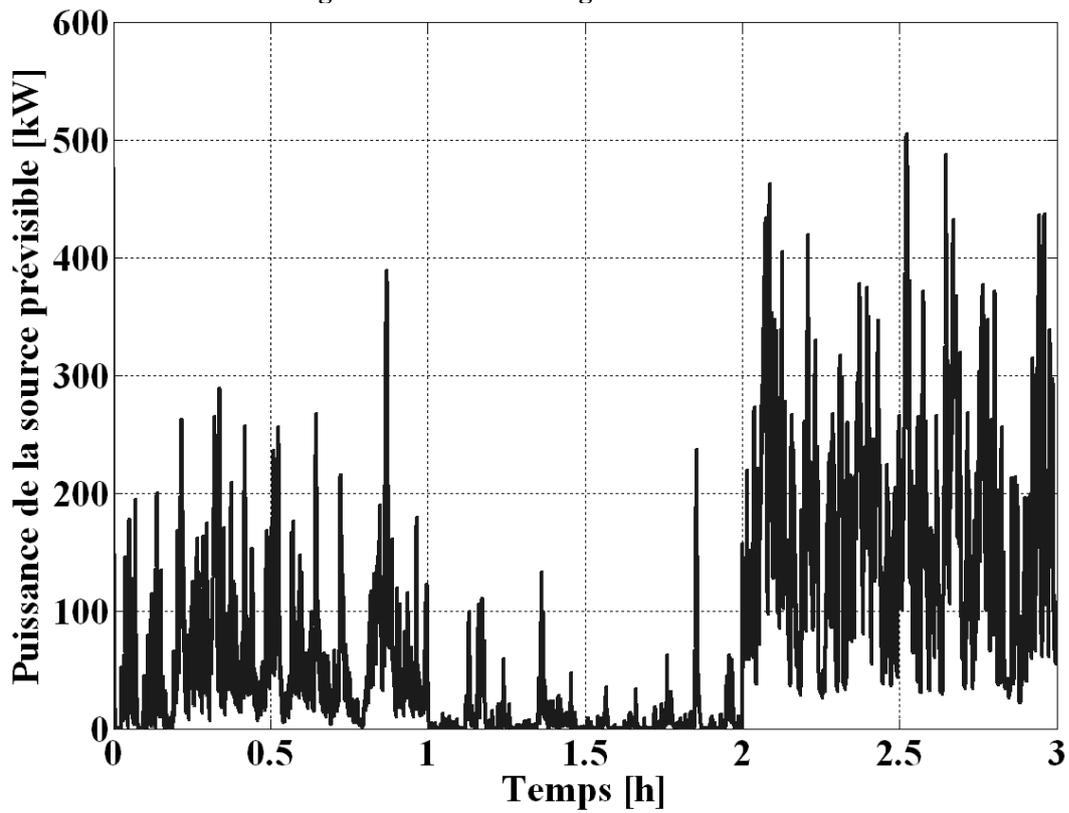


Figure 255 Puissance de la source prévisible

d. Association générateur éolien et d'un système de stockage à court terme

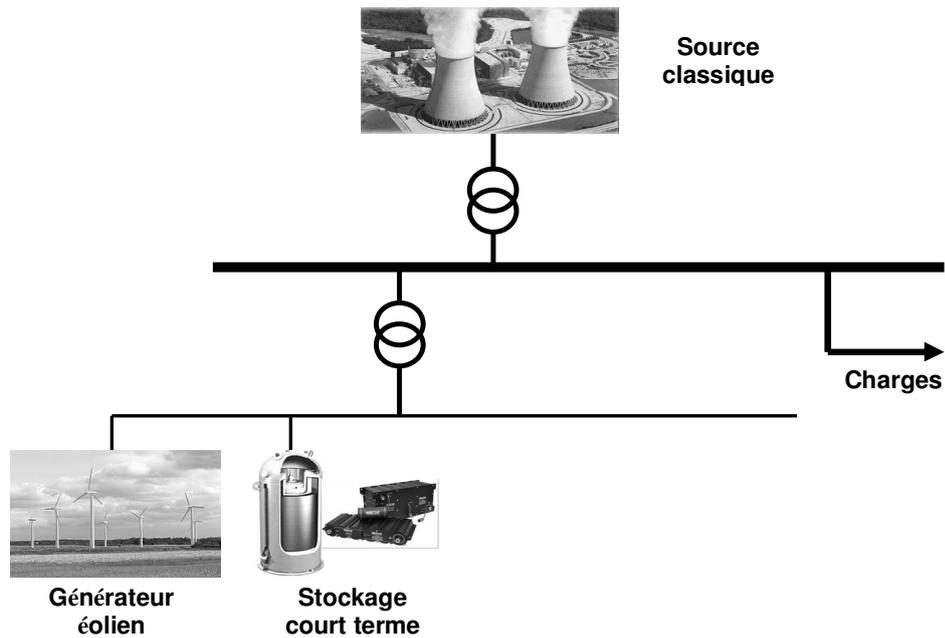
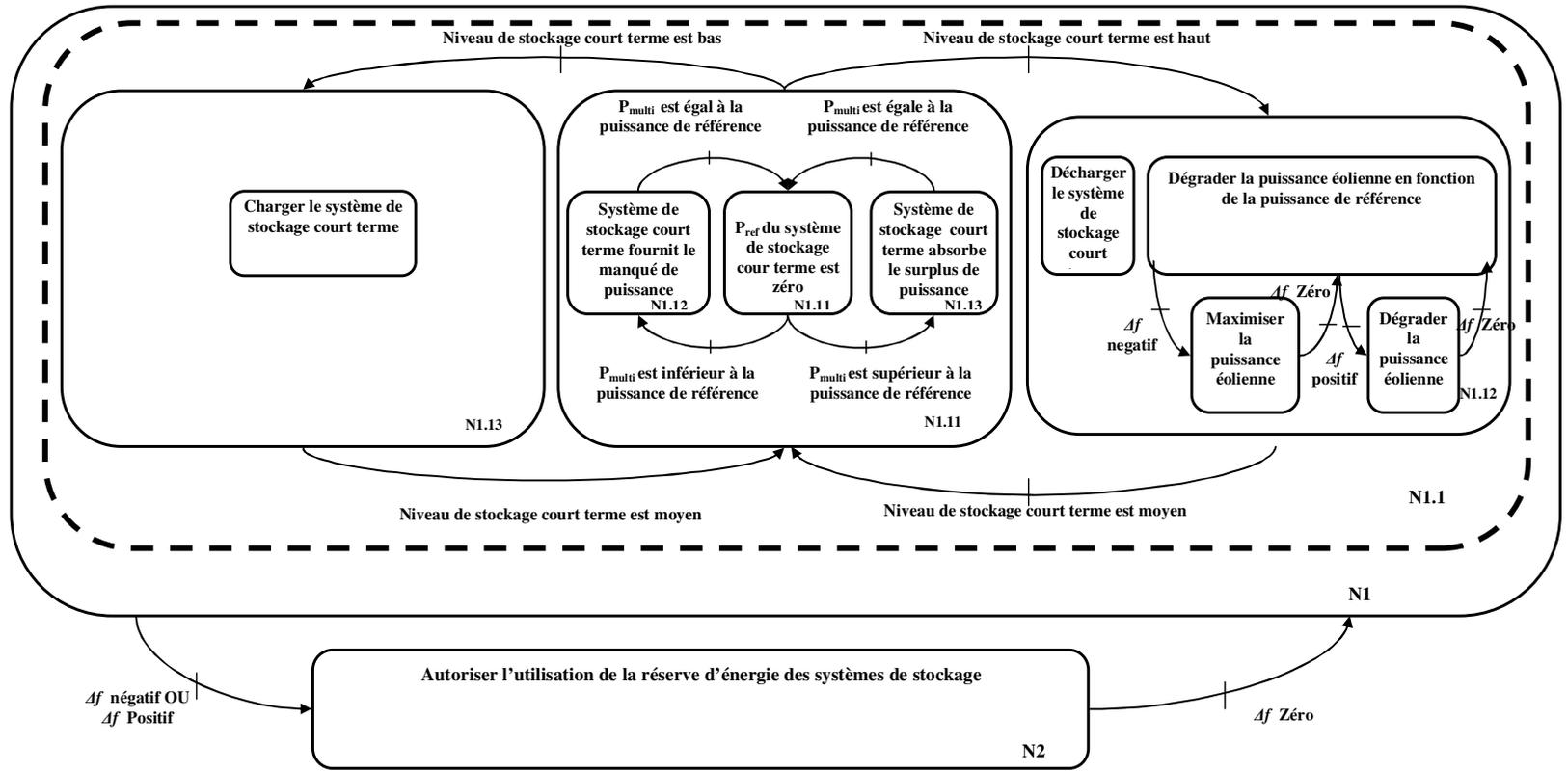


Figure 256 Association générateur éolien et système de stockage à court terme

Le système multisources considéré est présenté à la Figure 256, il comprend un générateur éolien et un système de stockage à court terme. Les moyens d'action à notre disposition sont l'angle de calage des pales et la puissance de références du système de stockage à court terme.

Le graphe fonctionnel du superviseur est représenté à la Figure 257. Ce graphe est similaire à celui de la Figure 216 en supprimant les modes de fonctionnement relatif au système de stockage à long terme et à la source prévisible.

Figure 257 Graphe fonctionnel du cas 3



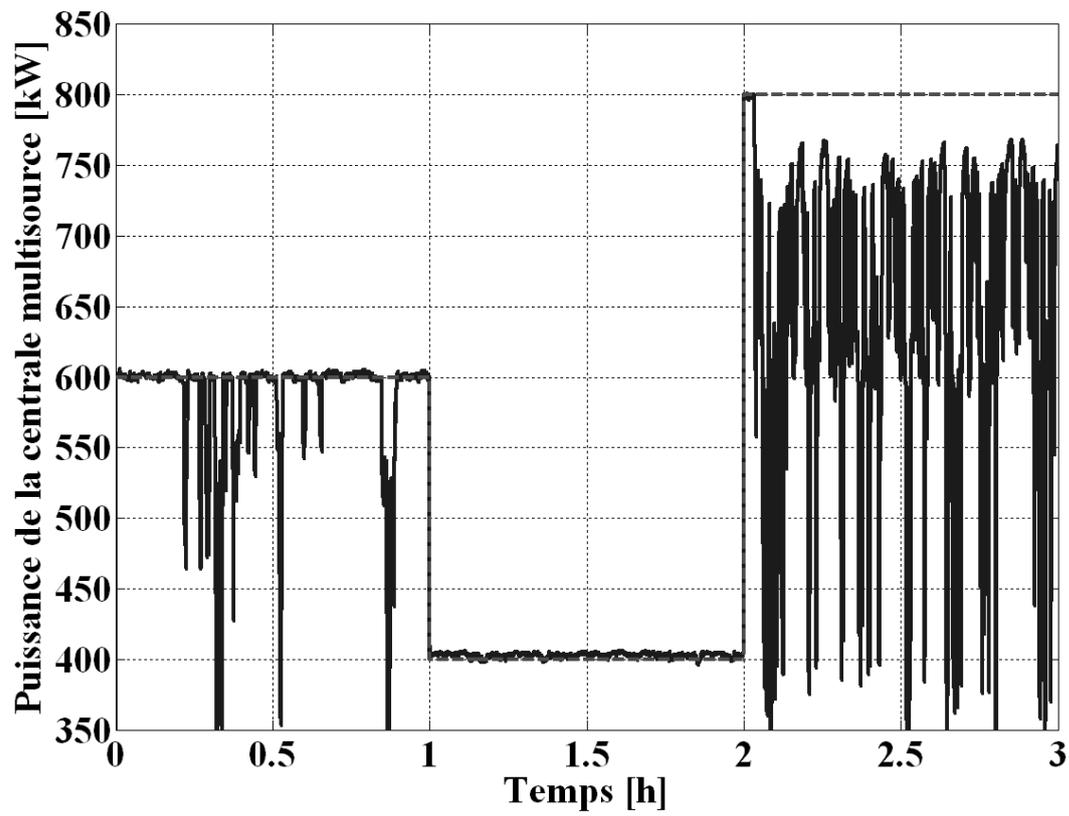


Figure 258 Puissance de la centrale multisources

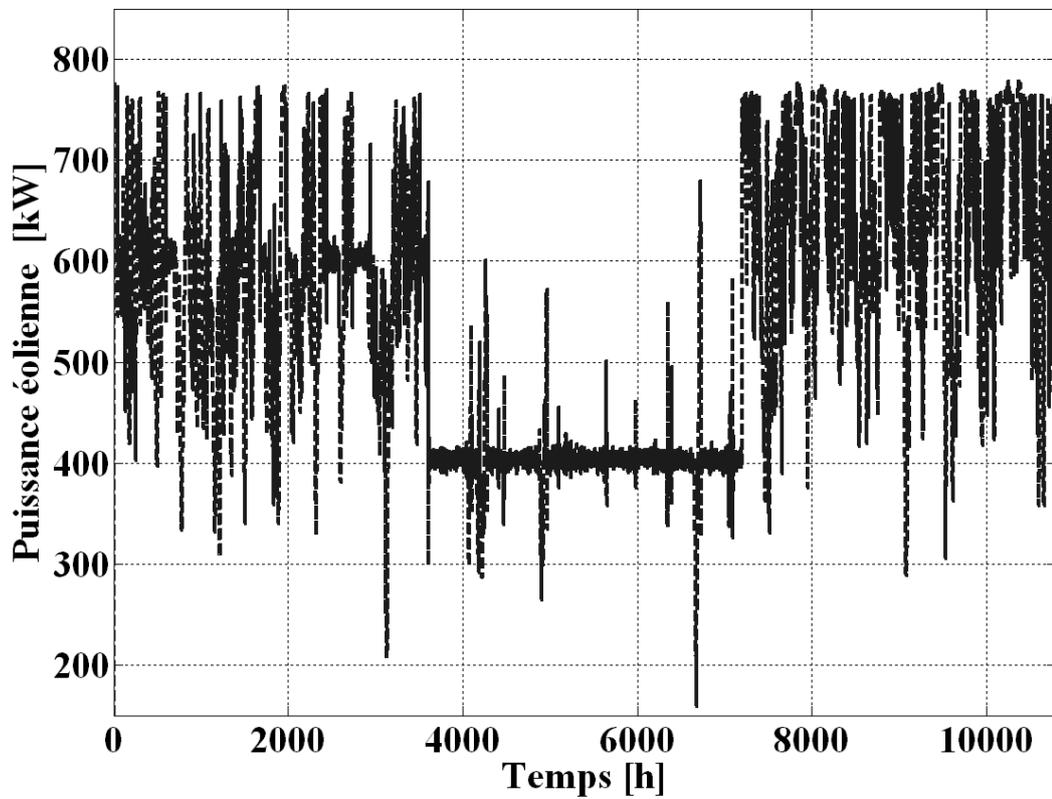


Figure 259 Puissance éolienne

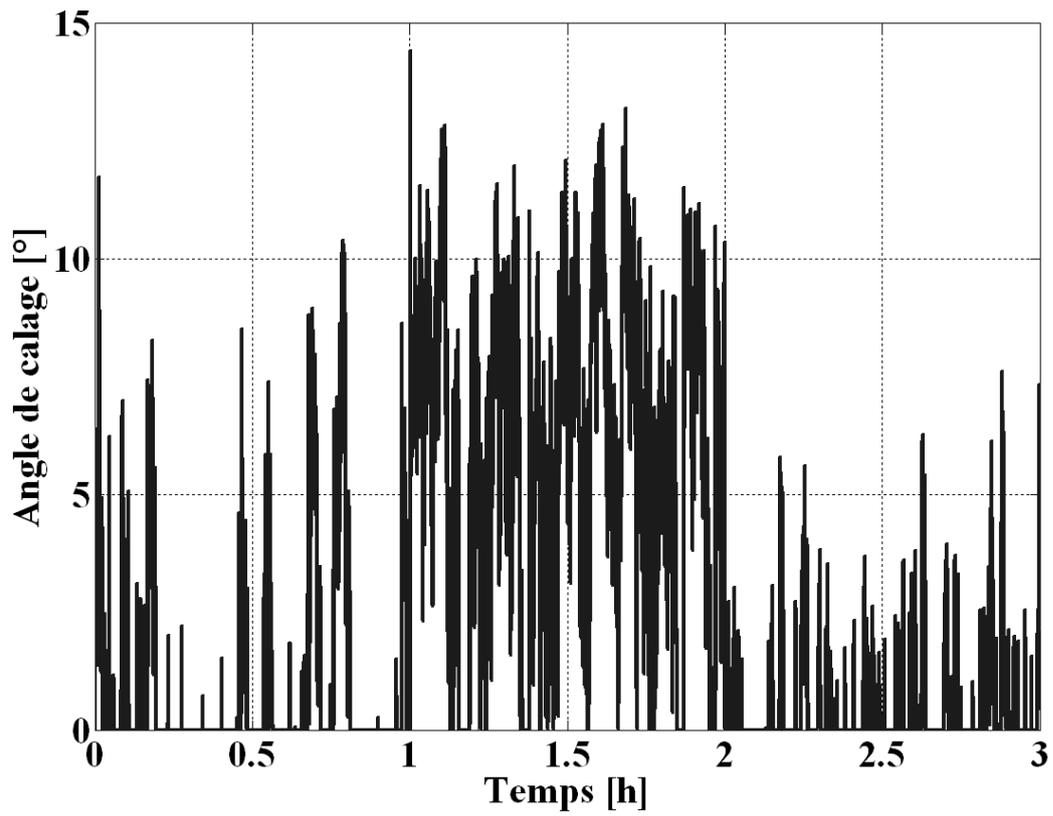


Figure 260 Angle de calage

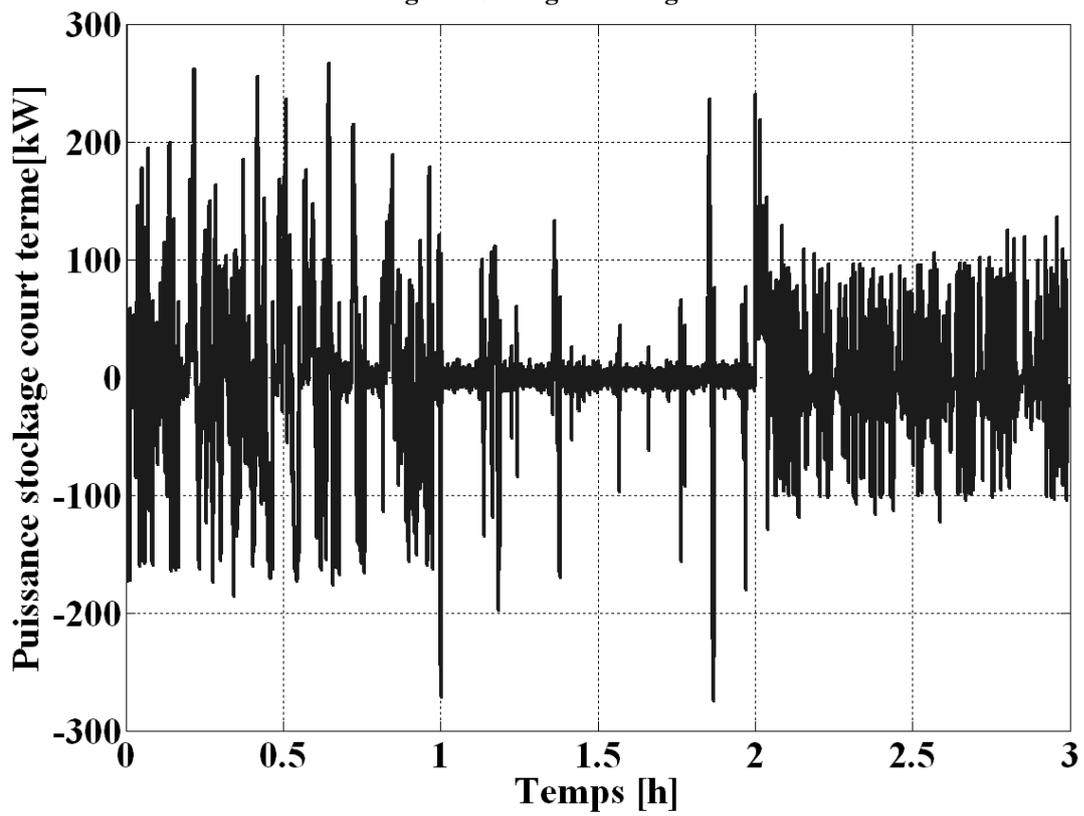


Figure 261 Puissance du stockage à court terme

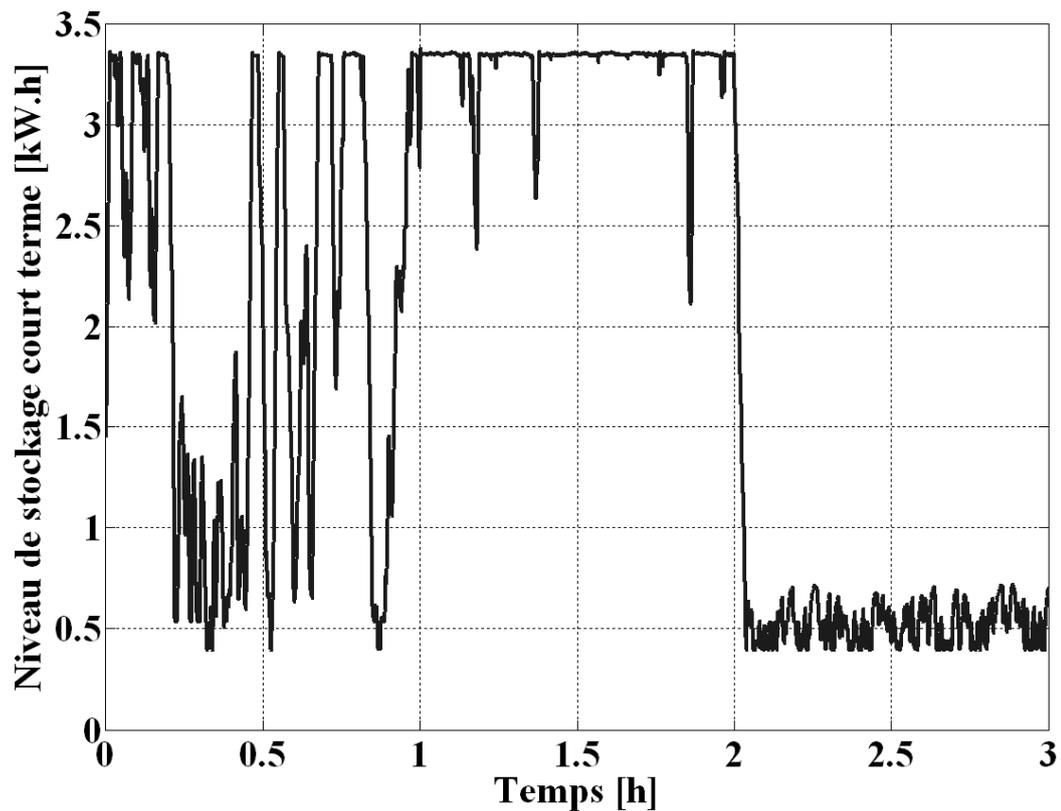


Figure 262 Niveau de stockage court terme

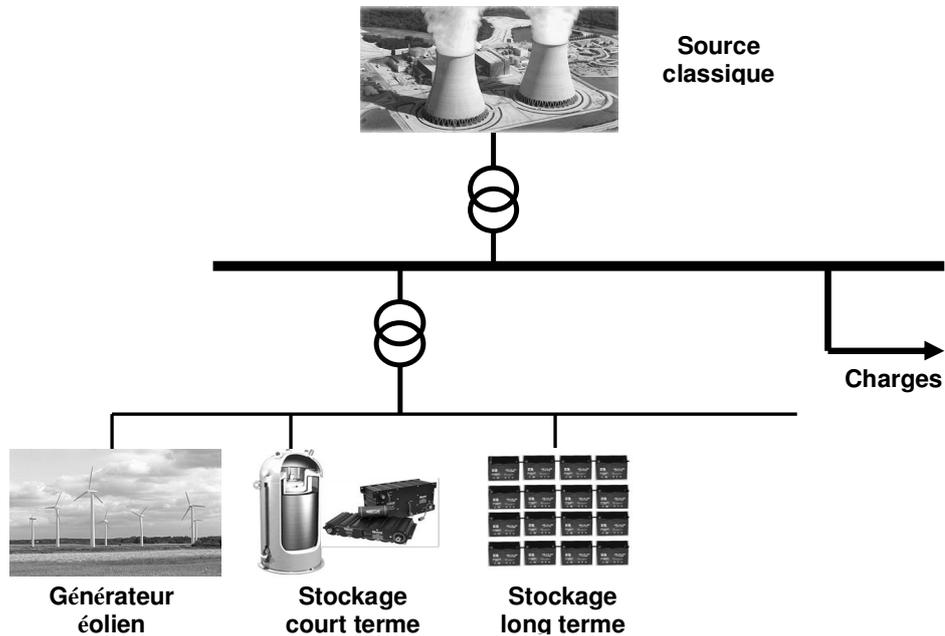
La Figure 258 présente la puissance de référence de la centrale multisources en traits interrompus et la puissance de la centrale multisources en trait plein. La Figure 259 montre la puissance éolienne, la Figure 260 montre l'angle de calage, la Figure 261 montre la puissance du système de stockage à court terme et la Figure 262 montre l'évolution du niveau de stockage court terme.

Ces courbes montrent que lorsque l'association éolienne et système de stockage court terme est considérée la puissance de référence ne peut être garantie que si la puissance de référence est inférieure à la valeur moyenne de la puissance maximale que l'on peut extraire du vent. Effectivement, en l'absence d'une source prévisible le stockage court terme est insuffisant pour satisfaire les objectifs fixés lorsque le niveau de stockage atteint un niveau bas.

#### e. Association d'un générateur éolien, d'un système de stockage à court et long terme

Le système multisources considéré est présenté à la Figure 263, il compte un générateur éolien, un système de stockage à court terme ainsi qu'un système de stockage long terme. Les moyens d'action à notre disposition sont l'angle de calage des pales, les puissances de références des systèmes de stockage.

Le graphe fonctionnel du superviseur est représenté à la Figure 264. Ce graphe est similaire à celui de la Figure 216 en supprimant le mode de fonctionnement relatif à la source classique.

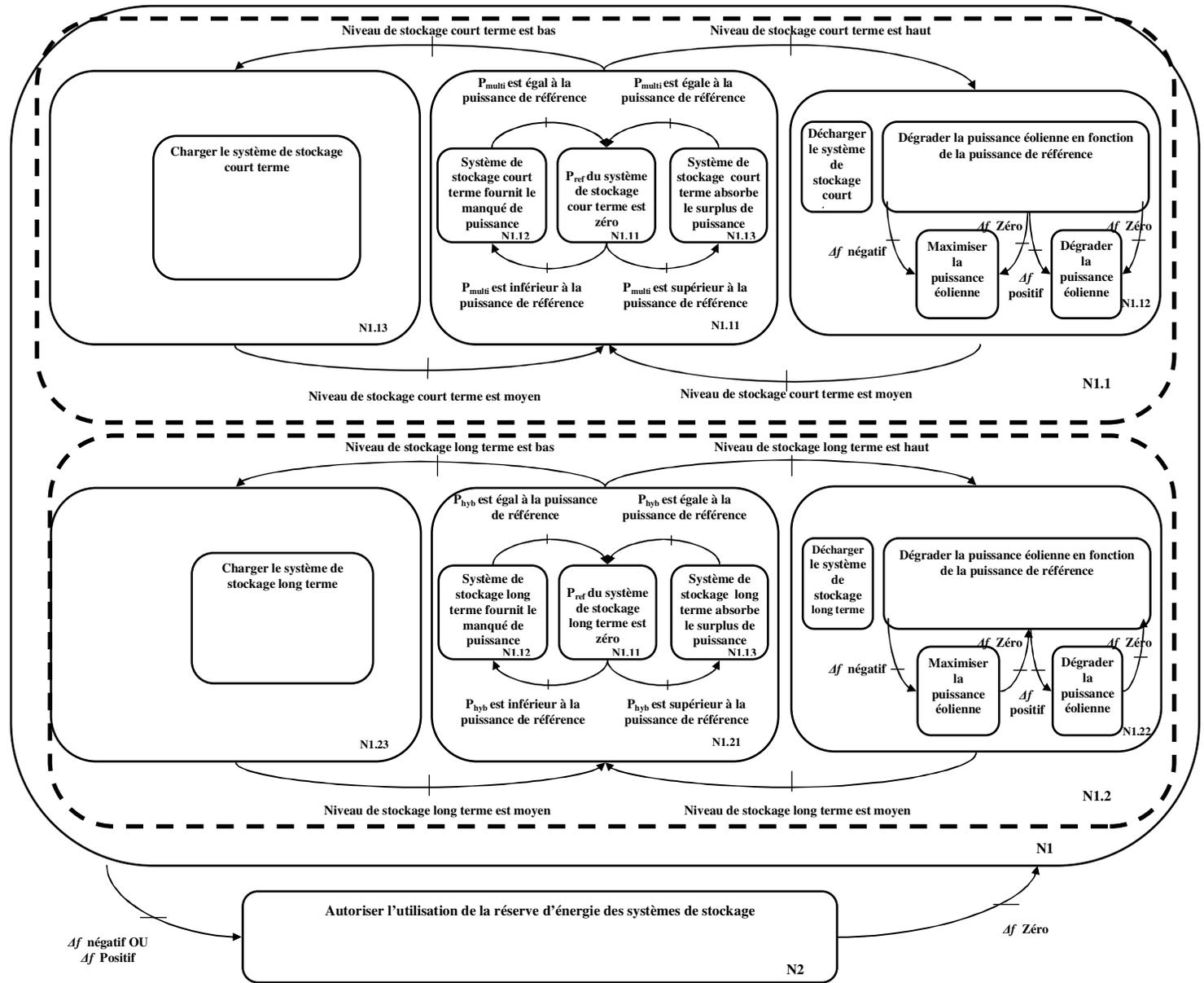


**Figure 263 Association générateur éolien, système de stockage court terme et long terme**

La Figure 265 présente la puissance de référence de la centrale multisources en traits interrompus et la puissance de la centrale multisources en trait plein. La Figure 266 montre la puissance éolienne, la Figure 267 montre l'angle des calages des pales, la Figure 268 montre la puissance du système de stockage court terme, la Figure 269 montre le niveau du système de stockage court terme, la Figure 270 montre la puissance du système de stockage long terme et la Figure 271 montre le niveau du stockage long terme.

Ces figures montrent que la puissance de référence pourra être garantie dans le cas où la puissance de référence est inférieure à la puissance moyenne exploitable du vent. En effet lorsque le niveau de stockage court terme est élevé, la puissance sera dégradée par l'angle de calage des pales. A contrario, lorsque la puissance de référence est supérieure à la puissance éolienne disponible, la puissance de référence est respectée dans les limites de capacité des systèmes de stockage.

Figure 264 Graphe fonctionnel du cas 4



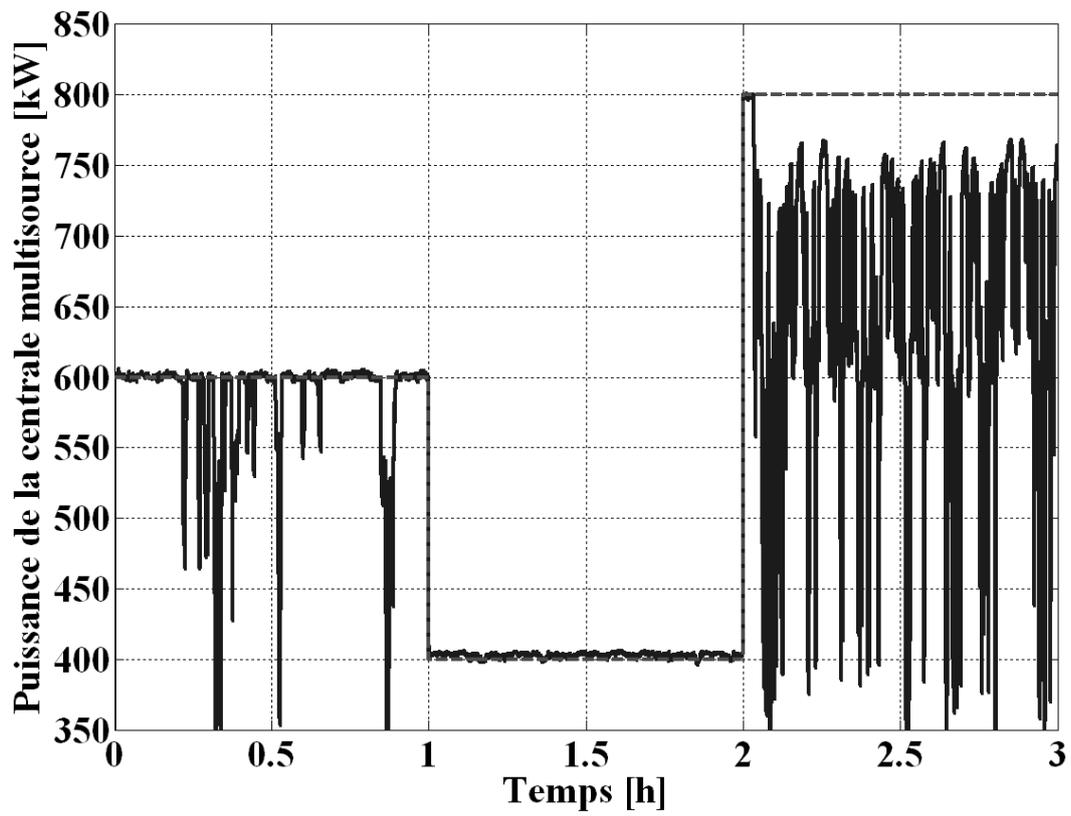


Figure 265 Puissance de la centrale multisources

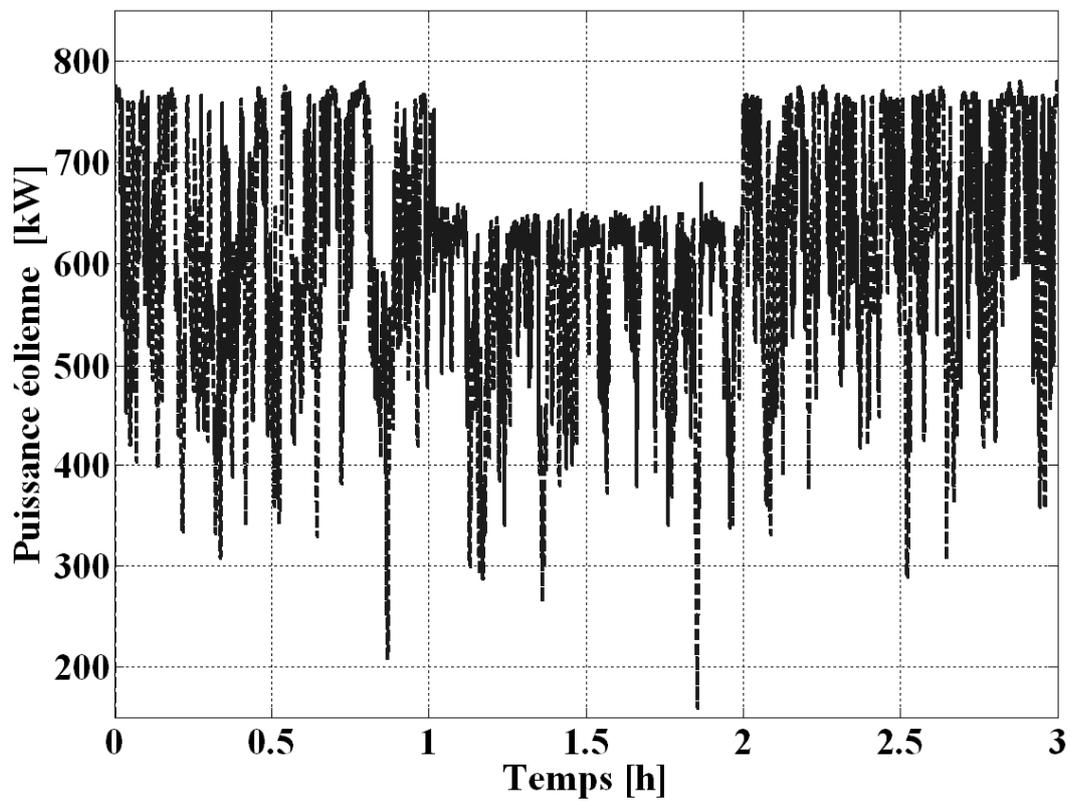


Figure 266 Puissance éolienne

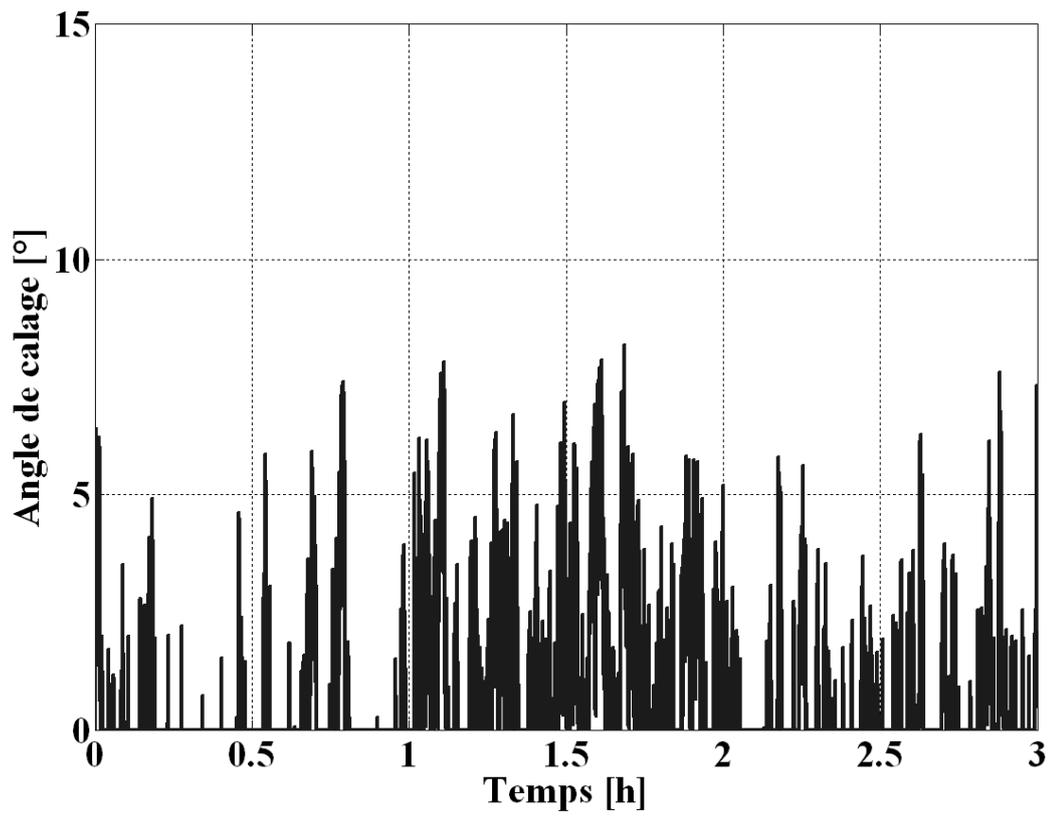


Figure 267 Angle de calage des pales

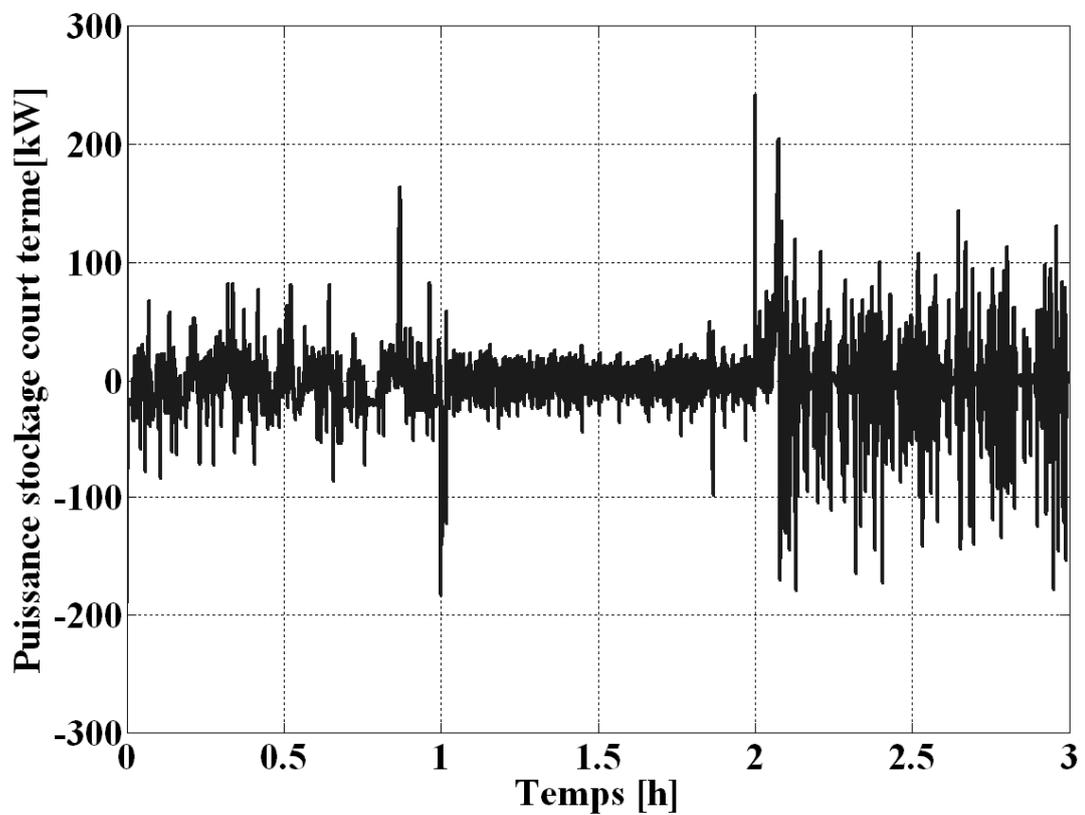


Figure 268 Puissance du système de stockage court terme

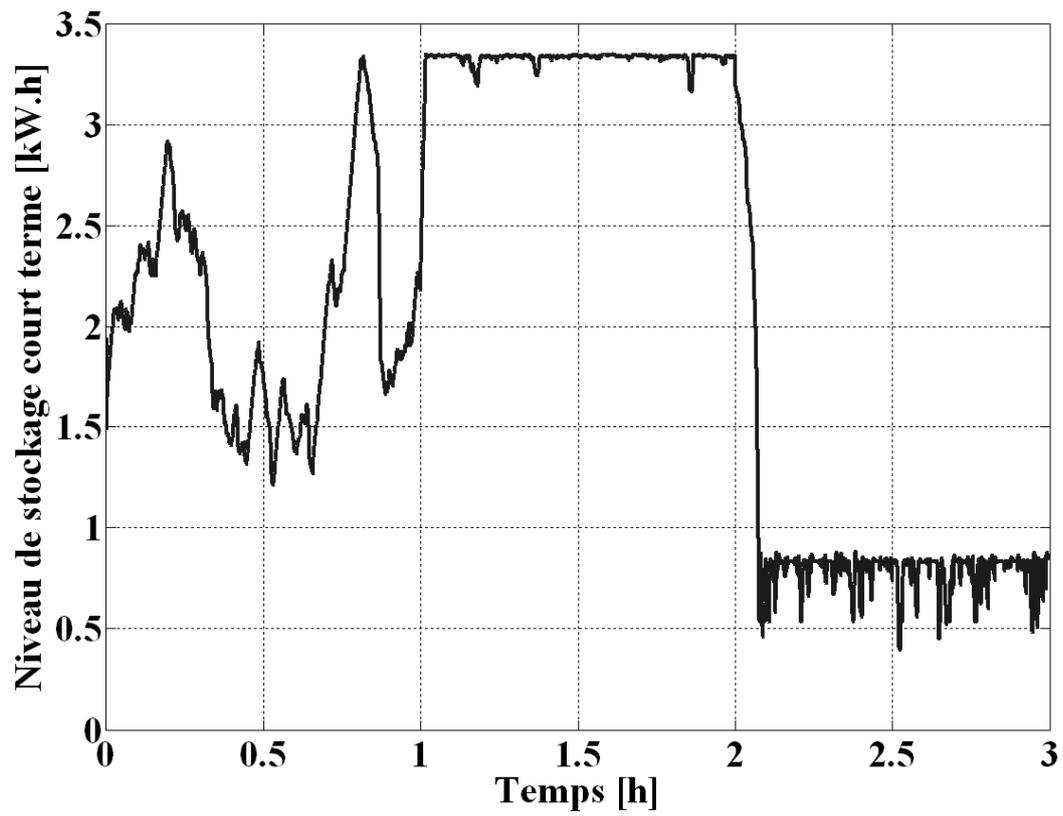


Figure 269 Niveau de stockage court terme

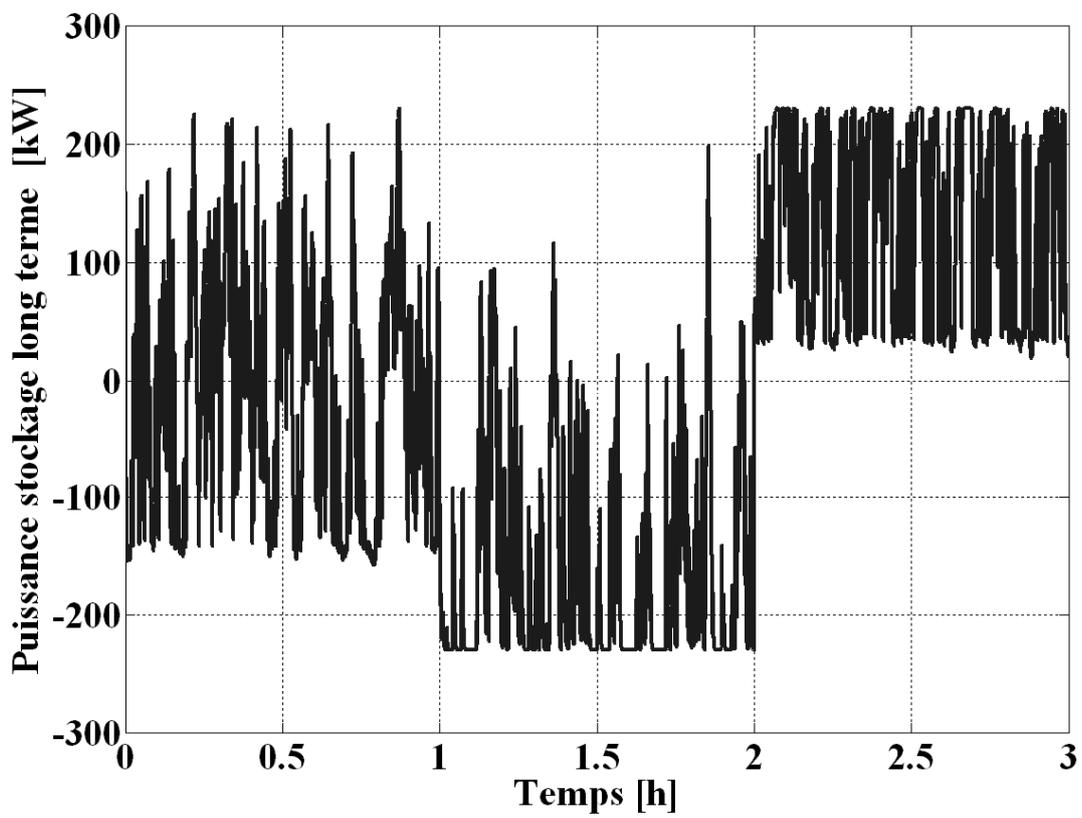


Figure 270 Puissance du système de stockage long terme

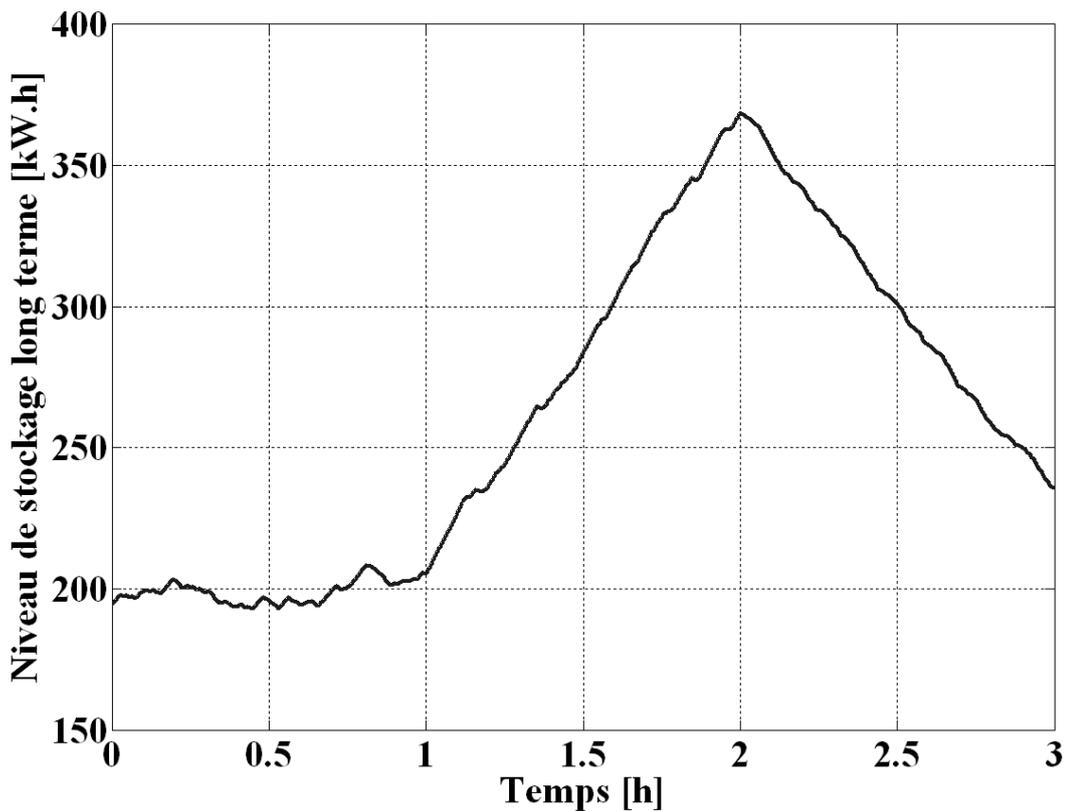


Figure 271 Niveau du stockage long terme

#### f. Comparaison

Le Tableau 24 propose une comparaison des cinq topologies sont considérées :

- association générateur éolien, source prévisible, système de stockage à court et long terme (1)
- association générateur éolien, source prévisible, système de stockage à court terme (2)
- association générateur éolien, source prévisible (3)
- association générateur éolien, système de stockage à court et long terme (4)
- association générateur éolien et système de stockage à court terme (5)

Les conditions de simulations sont identiques aux précédentes à l'exception de la fréquence qui est considérée constante à 50 Hz. Les critères de comparaison choisis sont; l'énergie renvoyée au réseau par la centrale multisources, l'énergie d'origine éolienne, l'énergie produite par la source prévisible et les écarts par rapport aux engagements (calculé sur 1 heure). Le Tableau 24 montre que pour les cas (1), (2) et (3), les énergies renvoyées au réseau sont identiques, par contre les systèmes de stockage permettent de maximiser l'énergie éolienne et de minimiser le recours à la source classique tout en ayant des écarts faible. Pour les cas (4) et (5), il apparaît que lorsque la source classique n'est plus présente la puissance de référence n'est garantie qu'à hauteur des capacités des systèmes de

stockages. Il y a donc une diminution de l'énergie renvoyée au réseau et des écarts par rapport au engagement. Rappelons que dans ce cas le producteur peut être financièrement pénalisé.

**Tableau 24 Comparaison des différentes topologies**

Cas étudié		Energie renvoyée au réseau (kW.h)			Energie éolienne (kW.h)			Energie source classique (kW.h)			Ecart (kW.h)		
(1)	Heure/heure	600	400	800	611	565	647	0	0	31	0	0	0
	Total	1800			1823			31			0		
(2)	Heure/heure	600	405	795	582	406	648	18	0	145	0	5	5
	Total	1800			1636			163			10		
(3)	Heure/heure	600	403	797	535	394	633	64	8	164	0	3	3
	Total	1800			1563			237			6		
(4)	Heure/heure	600	400	783	610	565	648	0	0	0	0	0	17
	Total	1783			1823			0			18		
(5)	Heure/heure	582	403	650	582	403	648	0	0	0	18	3	150
	Total	1635			1633			0			170		

Quelle que soit la structure de la centrale multisources, elle arrive à fournir sa puissance de référence de 400 kW ( $t=2-3$  h). En effet durant cette période de temps, la puissance de référence est globalement inférieure à ce que peut fournir le vent. Une fois le système de stockage court terme rempli, la puissance sera régulée par l'intermédiaire de l'angle de calage des pales. Par contre l'énergie éolienne extraite pendant ce fonctionnement sera plus importante lorsque des systèmes court et long terme de stockage sont présents (cas (1) et (4)). En effet dans ces cas, une partie de la puissance éolienne fournie est stockée avant d'être dégradée. Cette conclusion est toujours valable lorsque la puissance de référence est fixée à 600 kW; on peut remarquer que l'énergie éolienne extraite ne dépend alors que de la présence des systèmes de stockage (cas (1) et (4) puis cas (2) et (5)). Lorsque l'on a uniquement l'association éolienne et source prévisible, une part de l'énergie éolienne est perdue. Durant la dernière heure de fonctionnement, la puissance est fixée à 800 kW, pour les différents cas, la puissance éolienne extraite du vent est quasiment identique, la présence de la source classique (Cas (1), (2) et (3)) va permettre de fournir la puissance de référence. Par contre pour les cas (4) et (5), la puissance de référence ne peut plus être garantie dû aux limites des systèmes de stockage. En effet l'éolienne fonctionne alors exclusivement en MDP.

## Quatrième Partie

# Supervision de systèmes multisources

**Conclusion** - Dans cette partie après une brève synthèse des différentes technologies de stockage, une méthodologie de supervision intégrant un outil d'optimisation implicite (la logique floue) a été proposée. L'objectif de la supervision est la gestion temps réel d'un système multisources décentralisé ayant une part de générateurs éoliens importante et donc un fonctionnement dépendant fortement de conditions aléatoires (le vent). La méthodologie a été développée et appliquée à plusieurs cas qui ont permis d'une part de mettre en avant le caractère systématique de la méthode de création du superviseur et d'autre part une comparaison entre différentes topologies. Des exemples d'applications à d'autres cas d'études ont été étudiés [HER 08][COU 07].

Les avantages de cette méthode est qu'elle :

- facilite, à l'aide d'un outil graphique, la détermination des algorithmes flous
- ne nécessite pas de modèles détaillés du système
- permet d'obtenir des transitions lissées
- limite le nombre de lois de l'algorithme (gain en temps de calcul)



## Conclusion générale et perspectives

Il est maintenant admis par tous les acteurs du système électrique que le développement de la production décentralisée et plus particulièrement de l'éolien impacte de manière non négligeable le réseau. Une solution émergente est d'associer des productions décentralisées de technologies différentes et éventuellement des systèmes de stockage afin qu'elles soient mieux contrôlables par les gestionnaires du réseau et économiquement plus rentable.

Ces travaux de thèse se sont focalisés sur la problématique de la supervision temps réel de systèmes multisources. Pour ce faire, avant d'associer des générateurs éoliens à d'autres types de source, il a semblé intéressant d'explorer les capacités de réglage des générateurs éoliens. Dans un premier temps, les générateurs éoliens ont donc été au cœur de mes préoccupations avec comme objectif de proposer des solutions contribuant à augmenter leur taux de pénétration.

A ce sujet j'ai proposé :

- Le développement d'une stratégie de supervision permettant aux générateurs éoliens de garantir une réserve primaire de puissance sur une large plage de fonctionnement. L'originalité étant que cette supervision ne nécessite pas de mesure ni de prévision du vent. Elle se base sur la combinaison de correcteurs flous.

- Le développement de méthodologies d'implantation qui a permis de valider les stratégies proposées avec des moyens expérimentaux (émulateur d'éolienne) et d'intégrer des stratégies sur des logiciels orientés réseaux (EUROSTAG).

Je me suis ensuite orienté vers la gestion de systèmes mutisources-multistockages en vue d'optimiser les services fournis au réseau électrique afin d'en améliorer la fiabilité tout en augmentant l'efficacité énergétique. Pour traiter cette problématique, j'ai proposé une méthodologie de supervision intégrant un outil d'optimisation implicite, la logique floue, dans le but d'augmenter l'efficacité énergétique, d'améliorer la qualité de la puissance générée et de fournir des services au réseau (réglage de la fréquence) afin de contribuer à leur fiabilité.

## **Perspectives des travaux :**

### ***Réglage fréquence puissance des générateurs éoliens***

Afin d'approfondir la stratégie de supervision proposée, quelques pistes mériteraient encore d'être explorées. Je pense notamment aux choix des paramètres des fonctions d'appartenance, à l'extrapolation de la supervision sur des éoliennes de type MADA avec des caractéristiques de turbine éolienne différentes. De manière plus générale, le réglage fréquence puissance des installations est sans doute intéressant dans les réseaux insulaires. Cependant une étude sur ce type de réseau serait intéressante afin de montrer dans quelles mesures et quelles conditions il est intéressant de faire participer les générateurs éoliens à ce réglage. Dans les réseaux de grande taille, une analyse économique devrait être faite pour examiner l'intérêt du réglage, même avec un taux de pénétration important.

### ***Supervision temps réel de la centrale multisources***

Dans ces travaux une méthodologie de supervision intégrant un outil d'optimisation implicite (la logique floue) a été proposée.

La suite logique de ces travaux serait d'introduire des aspects techniques et économiques plus réalistes dans les contraintes du superviseur temps réel. Il serait en effet judicieux de prendre en compte des coûts de fonctionnement, de mise en service etc....

Il reste cependant encore des points à explorer comme l'implantation expérimentale de ce type de superviseur qui est délicate lorsque l'on ne peut plus extraire des surfaces des superviseurs flous, la comparaison de ce type de supervision avec d'autres méthodes de commande (commande optimal, réseau de Pétri, etc.), et une étude sur la détermination optimale des différentes lois d'appartenance qui est pour l'instant intuitive. A ce sujet, une thèse [FAU 06] propose l'utilisation des plans d'expériences pour le réglage de commandes floues. Cette méthode pourrait s'appliquer afin d'optimiser le choix des fonctions d'appartenance.

### ***Supervision moyen et long terme***

La poursuite de ces travaux devrait naturellement s'orienter vers la supervision à moyen et long terme de la centrale multisources ainsi qu'aux aspects dimensionnements. Pour ces aspects des approches probabilistes sont envisagées afin d'élaborer des modèles sur le moyen terme (quelques jours) et le long terme (de la semaine à l'année). Les simulations long terme auront pour objectif d'offrir un outil d'aide à la décision dans le choix de l'emplacement et du dimensionnement des éléments constituant la centrale multisources (éolien, stockage ...). Les simulations moyen terme couplées à des algorithmes de supervision permettront d'optimiser le fonctionnement de cette centrale par une meilleure planification des courbes de production des différentes sources impliquées. Il est évident que les supervisions moyen et long terme vont influencer la supervision temps réel.

### ***Impact du marché de l'électricité sur la supervision***

Il serait nécessaire d'introduire le comportement des marchés et des aspects économiques réalistes dans le superviseur temps réel. A ce sujet une thèse, traitant de l'intégration de centrale multisources à base d'éolien dans les marchés de l'électricité, a démarré en 2007. Ces perspectives devraient être étudiées dans le futur et cela pourra s'appuyer sur les simulateurs numériques et expérimentaux qui ont été utilisés dans ces travaux



## Liste de publications

### Type : Revue internationale avec comité de lecture

- [1] Vincent COURTECUISE, Mostafa EL MOKADEM, Benoît ROBYNS, Bruno FRANCOIS, Marc PETIT, Jacques DEUSE, "*Supervision par logique floue d'un système éolien à vitesse variable en vue de contribuer au réglage primaire de fréquence*", Revue Internationale de Génie Electrique, Hermès, n°4-5, Octobre 2008
- [3] Vincent COURTECUISE, Benoît ROBYNS, Bruno FRANCOIS, M PETIT, J DEUSE, "**Variable speed wind generators participation in primary frequency control**" Wind Engineering, Vol 32, n°3, 2008, pp299-318.
- [2] Mostafa EL MOKADEM, Vincent COURTECUISE, Christophe SAUDEMONT, Benoît ROBYNS, Jacques DEUSE, "*Experimental study of variable speed wind generator contribution to primary frequency control*", Renewable Energy, Elsevier, 2008 Disponible sur <http://www.science-direct.com/science>
- [4] Vincent COURTECUISE, Jonathan SPROOTEN, Benoît ROBYNS, Jacques DEUSE, "**Experiment of a wind generator participation to frequency control**", EPE Journal, Vol. 18, N°. 3, 10-2008
- [5] Mostafa EL MOKADEM, Vincent COURTECUISE, Christophe SAUDEMONT, Benoît ROBYNS, Jacques DEUSE, "**Fuzzy Logic Supervisor Based Primary Frequency Control Experiments of a Variable Speed Wind Generator**", Accepté pour publication dans IEEE Transactions on Power Systems, 2009

### Type : Conférence internationale avec acte

- [6] M NASSER, S BREBAN, Vincent COURTECUISE, A VERGNOL, Benoît ROBYNS, M.RADULESCU, "*Experimental results of a hybrid wind/hydro power system connected to isolated loads* ", 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2008, Poznan, 1-3 septembre 2008, 9-2008
- [7] Vincent COURTECUISE, Benoît ROBYNS, M PETIT, Bruno FRANCOIS, J DEUSE, "*Performance comparison of different wind generator based hybrid systems* ", 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2008, Poznan, 1-3 septembre 2008, 9-2008
- [8] Vincent COURTECUISE, Mostafa EL MOKADEM, Xavier GUILLAUD, F SALHA, Benoît ROBYNS, "*Use of real time simulation to validate primary frequency control with wind turbine*", 2008 IEEE PES General Meeting, Pittsburg, 20-24 juillet 2008, 7-2008
- [9] Vincent COURTECUISE, Benoît ROBYNS, Marc PETIT, Bruno FRANCOIS, Jacques DEUSE, "*Methodology to build fuzzy logic based supervision of hybrid renewable energy systems*", 9th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems, ELECTRIMACS 2008, 9-11 juin 2008, Québec, 6-2008
- [10] Stefan BREBAN, Mehdi NASSER, Arnaud VERGNOL, Vincent COURTECUISE, Benoît ROBYNS, M.RADULESCU, "*Study of a grid-connected hybrid wind/micro-hydro power system* ", 11th International Conference on Optimization of Electric and Electronic Equipment, OPTIM'08, Brasov, Roumanie, 22-24 mai 2008, 5-2008
- [11] J HERBRETEAU, Vincent COURTECUISE, Peng LI, Philippe DEGOBERT, Benoît ROBYNS, B.FRANCOIS, "*Association of PV, gas micro turbine and short term storage system to participate in frequency control* ", ICREPQ'08, Santander, 12-14 mars 2008, 3-2008
- [12] Vincent COURTECUISE, M EL MOKADEM, Christophe SAUDEMONT, Benoît ROBYNS, J DEUSE, "*Experiment of a wind generator participation to frequency control*", First EPE-Wind Energy Chapter, Delft, 27-28 mars 2008, 3-2008
- [13] Vincent COURTECUISE, Mostafa EL MOKADEM, Benoît ROBYNS, Bruno FRANCOIS, Marc PETIT, Jacques DEUSE, "*Association of wind turbine based dispersed generators and storage systems to participate in primary frequency control* ", 12th Conference EPE 2007, Aalborg, 2 – 5 septembre 2007, 9-2007

[14] Mostafa EL MOKADEM, **Vincent COURTECUISSSE**, Christophe SAUDEMONT, Benoît ROBYNS, Jacques DEUSE, "Experimental Study of Wind Generator Participation to Primary Frequency Control", Electromotion'07, Bodrum, Turquie, 10-12 septembre 2007, 9-2007

[15] **Vincent COURTECUISSSE**, Benoît ROBYNS, Bruno FRANCOIS, Sophie PLUMEL, Jacques DEUSE, "*Fuzzy logic based primary frequency control of variable speed wind generators*", International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, POWERENG07, Setubal, Portugal, 12-14 avril 2007, 4-2007

[16] **Vincent COURTECUISSSE**, Benoît ROBYNS, Sophie PLUMEL, Bruno FRANCOIS, Jacques DEUSE, "*Capacity of a variable wind speed turbine to participate in primary frequency control*" Sixth international workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind farms, Delft, 10-2006

#### **Type : Conférence nationale avec acte**

[17] **Vincent COURTECUISSSE**, Stefan BREBAN, Mehdi NASSER, Arnaud VERGNOL, Benoît ROBYNS, Mircea RADULESCU, "*Supervision d'une centrale multisources basée sur l'association éolien, micro hydraulique et stockage d'énergie*", Colloque Electrotechnique du Futur, EF07, Toulouse, 6-7 septembre 2007, 9-2007

[18] Arnaud DAVIGNY, **Vincent COURTECUISSSE**, Mostafa EL MOKADEM, Benoît ROBYNS, Jacques DEUSE, "*Minimisation des fluctuations de fréquence dues aux générateurs éoliens*", Colloque Electrotechnique du Futur, EF07, Toulouse, 6-7 septembre 2007, 9-2007

#### **Type : Conférence invitée**

[19] Benoît ROBYNS, Arnaud DAVIGNY, Christophe SAUDEMONT, Aymeric ANSEL, **Vincent COURTECUISSSE**, B. FRANCOIS, S. PLUMEL, J. DEUSE, "*Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie*"» Actes des Journées Electrotechnique du Club EEA « Ouverture des marchés de l'Electricité », Gif-sur-Yvette, 15-16 mars 2006, 3-2006

#### **Type : Autre publication**

[20] Benoît ROBYNS, **Vincent COURTECUISSSE**, Arnaud DAVIGNY, Mostafa EL MOKADEM, Christophe SAUDEMONT, "*Comportement de l'éolien et perspectives*", Journée SRBE-SEE « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité », Lille, 31 mai 2007., 5-2007

## Bibliographie

### A.

- [ABA 06] A abarit, A. Ben Ahmed, A.H. Clément, V. Debusschere, G. Duclos, B. Multon, G. Robin (2006): Simulation of electricity supply of an Atlantic island by offshore wind turbines and wave energy converters associated with a medium scale local energy storage; *Renewable Energy*, Vol 31, pp.153-160.
- [ABB 06] Abbey, C.; Katiraei, F.; Brothers, C.; Dignard-Bailey, L.; Joos, G. "Integration of distributed generation and wind energy in Canada", *Power Engineering Society General Meeting*, 2006. IEEE, 18-22 June 2006.
- [ABO 05] ABOU CHACRA Fouad, Valorisation et optimisation du stockage d'énergie dans un réseau d'énergie électrique, Thèse de doctorat de l'Université Paris-Sud 11, le 4 juillet 2005.
- [ACK 05] T. Ackerman, « Wind power in power systems », Wiley, 2005
- [ACK 07] Ackermann, T.; Abbad, J.R.; Dudurych, I.M.; Erlich, I.; Holttinen, H.; Kristoffersen, J.R.; Sorensen, P.E.; "European Balancing Act", *Power and Energy Magazine*, IEEE, Volume 5, Issue 6, Nov.-Dec. 2007 Page(s):90 – 103.
- [AIM 04] S. El Aimani, Modélisation de différentes technologie d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. Thèse présentée le 06 décembre 2004.
- [AKH 07] Akhmatov, V.; Eriksen, P.B.; "A Large Wind Power System in Almost Island Operation— A Danish Case Study", *Power Systems, IEEE Transactions on*, Volume 22, Issue 3, Aug. 2007 Page(s):937 - 943
- [ALM 07] De Almeida, R.G.; Lopes, J.A.P.; "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation Power Systems", *IEEE Transactions on* Volume 22, Issue 3, Aug. 2007 Page(s):944 – 950
- [ANA 06] Anaya-Lara O., Hughes F.M., Jenkins N. et Strbac G., « Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation
- [AND 08] Paulo André, José Mendes, « Integration of flywheels in the electrical system with the aim of maximising the penetration of renewable energy », 15 Avril 2008, Corse, France
- [ANS 04] A. Ansel, B. Robyns, 'Production décentralisée d'électricité au moyen d'une micro centrale hydraulique au fil de l'eau', 3EI, décembre 2004, p46-57
- [ANS 06a] A. Ansel, B. Robyns, "Small hydroelectricity : from fixed to variable speed electromechanical drives," *Electromotion*, vol.13, n°2, 2006

- [ANS 06b] A. Ansel, B. Robyns, "Modelling and simulation of an autonomous variable speed micro hydropower station." Mathematics and computers in simulation, vol. 71, issues 4 – 6, 19 June 2006.
- [ANS 06] A. Ansel, B. Robyns, "Small hydroelectricity : from fixed to variable speed electromechanical drives," Electromotion, vol.13, n°2, 2006.
- [AZM 05] Azmy, A.M.; Erlich, I. "Impact of distributed generation on the stability of electrical power system", Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, 12-16 June 2005 Page(s):1056 - 1063 Vol. 2

## **B.**

- [BAR 04] Barton, J.P.; Infield, "Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy" Energy Conversion, IEEE Transaction on Volume 19, Issue 2, June 2004 Page(s): 441 – 448
- [BAR 96] P. Bartholomeus, P. Lemoigne, C. Rombaut, « Etude des limitations en puissance des convertisseurs et apport des techniques multiniveaux », Actes du colloque Electronique de puissance du Futur, EPF'96, Grenoble, 1996, pp. 121 -126.
- [BAR 97] J-P Barret, P. Bornard et B. Meyer, « Simulation des réseaux électriques », Collection de la Direction des Etudes et Recherche d'Electricite de France, Edition EYROLLES,1997
- [BEA WW] <http://www.beaconpower.com/>
- [BLA 03] Alexandre Blatter, "Placement optimal de centrales de production et de stockage d'énergie électrique décentralisées dans un réseau électrique", Travaux d'étudiants réalisés au LRE, Responsable(s): Stéphane Gerbex, Prof. Alain Germond , 2003
- [BOR 98] J. Borne, J. Rozinoer, J.-Y. Dieulot et L.Dubois, « Introduction à la commande floue », Edition Technip, 1998, ISBN : 2-7108-0721-1
- [BOR] P. BORNARD, « Conduite d'un système de production-transport », TI D4080
- [BOU 00] A. Bouscayrol, X. Guillaud, J-P. Hautier, P. Delarue, « Macro Modélisation des conversions électromécaniques – Application à la commande des machines électrique », RIGE, Volume 3, n°2/2000, pp. 257-282.
- [BOU 06] Bousseau P., Belhome R., Monnot E., Laverdure N., Boëda D., Rove D., Bacha S., « Contribution of wind farms to ancillary service », CIGRE 2006, Paris, 27 août-1 septembre 2006
- [BOU 07] G. Boukettaya, L. Krichen, A. Ouali, "Fuzzy logic supervisor for power control of an isolated hybrid energy production unit", International Journal of Electrical and Power Engineering" p 279-285, 2007
- [BUH 94] Bühler H., « Réglage par logique floue », Lausanne, Presses polytechniques et universitaires romandes, 1994.

## C.

- [CAL 04] Roberto Caldon and Andrea Rossi Patria and Roberto Turri, « Optimal Control of a Distribution System with a Virtual Power Plant», Bulk Power System Dynamics and Control, Cortina. d'Ampezzo, Italy, August 2004.
- [CER 04] “Wind farm transmission grid code provisions” Rapport de commission de régulation de l'énergie Irlandais, juillet 2004
- [CIM 05] G. Cimuca "Système inertiel de stockage d'énergie associé a des générateurs éoliens", Thèse présentée le 14 Décembre 2004.
- [CIM 06] G. Cimuca, C. Saudemont, B. Robyns, M. Radulescu, “Control and performance evaluation of a flywheel energy storage system associated to a variable speed wind generator”, IEEE Transactions on Industrial Electronics. Vol. 53, No. 4, June 2006, pp:1074 – 1085.
- [COU 06] V. Courtecuisse, B. Robyns, S. Plumel, B. Francois and J. Deuse, “Capacity of a variable speed turbine to participate in primary frequency control”, Sixth international workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind farms, Delft, October 26-27, 2006.
- [COU 07] V. Courtecuisse, S. Breban, M. Nasser, A. Vergnol, B. Robyns, M. Radulescu, "Supervision d'une centrale multisources basée sur l'association éolien, micro hydraulique et stockage d'énergie ", Colloque Electrotechnique du Futur, EF07, Toulouse, 6-7 septembre 2007, 9-2007.
- [CRAP 03a] Michel Crappe « Commande et régulation des réseaux électriques», edition Lavoisier, 2003
- [CRAP 03b] Michel Crappe « Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques », edition Lavoisier, 2003
- [CRE 06] “Rapport d'enquête de la commission de régulation de l'énergie sur la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006”, Paris, le 7 février 2007. Disponible en ligne : [http://www.cre.fr/fr/documents/publications/rapports\\_thematiques](http://www.cre.fr/fr/documents/publications/rapports_thematiques)

## D.

- [DAV 89] R. David et H. Alla, “Du grafctet aux réseau de Petri”, Edition Hermes, 1989, ISBN 2-86601-195-3.
- [DAV 07] A. Davigny « Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie » Thèse soutenue le 11 décembre 2007

[DEG 06] Ph. Degobert, S. Kreuawan, X. Guillaud, « Micro-grid powered by photovoltaic and micro turbine, International Conference on Renewable Energy and Power Quality », (ICREPQ'06), CD-ROM, Palma de Mallorca, Spain, April, 2006

[DES 08] M.K. Deshmukh and S.S. Deshmukh "Modeling of hybrid renewable energy systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 12, Issue 1, January 2008, Pages 235-249

[DEG 06] Ph. Degobert, S. Kreuawan, X. Guillaud, Micro-grid powered by photovoltaic and micro turbine, International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ'06), CD-ROM, Palma de Mallorca, Spain, April, 2006

[DOH 05] Doherty R., O'Malley M., « A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity », IEEE Transactions on power systems, vol. 20, n° 2, 2005, pp. 587-595.

[DRO 02] S.Drouilhet, M.Shirazi, "Wales, Alaska, High-penetration wind-diesel hybrid power system", Rapport du National Renewable Energy Laboratory, Colorado, NREL/TP-500-31755, mai 2002.

## E.

[ECR 02] Recherche ECRIN entreprise, « L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », rapport de synthèse, mai 2002.

[EDF 06] "Worldwide electricity production from renewable energy sources", Eight inventory, Edition 2006, disponible sur: <http://www.energiesrenouvelables.org/observer/html/inventaire/Eng/methode.as>

[ELA 04] S. El Aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse soutenue le 06 décembre 2004.

[ELA 03] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, F. Minne, « Modeling and Simulation of Doubly Fed Induction Generators for Variable Speed Wind Turbines integrated in a Distribution Network », Proceedings of the 10th European Conference on Power Electronics and Applications : EPE'2003, September 2 - 4, 2003, Toulouse (France), CD, ISBN 90-75815-07-7.

[ERI 05] Eriksen P. B, Ackermann T., Abildgaard H., Smith P., Winter W. et Garcia J. R., "System operation with High wind penetration" IEEE power and energy magazine, novembre-décembre 2005.

[EUR 01] "Energy storage. A key technology for decentralized power, power quality and clean transport", European Communities, 2001, ISBN 92-894-1561-4

[ESK 06] M. N.Eskander, T. F.El-Shatter, M. T.El-Hagry "Energy flow management of a hybrid Wind/PV/Fuel cell generation system" Energy Conversion and Management, Volume 47, Issues 9-10, June 2006, Pages 1264-1280

[EWE 05] European Wind Energy Association “Grids integration report » December 2005.

## **F.**

[FAG 04] E. Fagan, S. Grimes, J.McArdle, P.Smith et M.Stronge, « Grid code provision for wind generation in ireland », rapport de l’ESB National Grid, decembre 2004

[FAU 06] J.Fauchet, « Les plans d’expériences pour le réglage de commandes `a base de logique floue », Thèse de doctorat soutenue le 26 septembre 2006, N° ordre : 2371

[FRA 06] B. Francois, B. Robyns, E. De Jaeger, F. Minne, « Technologies d’éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension », REE, n°5, mai 2005, pp 65-74.

[FU 91] Y. Fu, B. Robyns, “Digital Control of a PM Synchronous Actuator Drive System with a Good Power Factor”, 13th IMACS Worl Congress on Computation and Applied Mathematics, 22-26 July 1991, Dublin.

## **G.**

[GAR 03] Gardner P., McGoldrick, Higgins T et O Gallachoir, « The effect of increasing wind penetration on the electricity systems of the Republic of Ireland and Northern Ireland”, Proceeding of the European Wind Energy council 2003, 16-19 juin, Madrid

[GOI 08] A. Goikoetxea, M. Rodriguez, H. Bindner and A. Milo, “Design of control strategies to improve grid integration in fixed speed wind energy systems with battery storage”, ICREPQ’08, Santander, 12-14 mars 2008, 3-2008.

## **H.**

[HAN 05] A. Hansen, P. Sørensen, F. Iov, F. Blaabjerg, “Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators.”, Renewable Energy, Volume 31, Issue 7, Pages 935-951.

[HAU 99] J-P Hautier et J-P Caron, “Convertisseurs statiques, méthodologie causale de modélisation et de commande”, Edition technip, 1999.

[HEI 06] S. Heier, “Wind energy conversion systems”, Wiley, 2006.

[HER 08] J. Herbreteau, V. Courtecuisse, L. Peng, Ph. Degobert, B. Robyns et B. Francois, “Association of PV, gas micro turbine and short term storage system to participate in frequency control” ICREPQ’08, Santander, 12-14 mars 2008, 3-2008.

[HOL 04] Hannele Holttinen, « The impact of large scale wind power production on the Nordic electrical system », VTT Processes, Finlande, Décembre 2004.

## I.

[IPS 00] [www.ucte-ipsups.org](http://www.ucte-ipsups.org)

[ISH 00] William Isherwood, J. Ray Smitha, Salvador M. Acevesa, Gene Berrya, Woodrow Clarka, Ronald Johnsonb, Deben Dasb, Douglas Goeringb and Richard Seifertb ,”Remote power systems with advanced storage technologies for Alaskan villages “,Energy Volume 25, Issue 10, October 2000, Pages 1005-1020.

## J.

[JOO 00] Joos, G.; Ooi, B.T.; McGillis, D.; Galiana, F.D.; Marceau, R, “The potential of distributed generation to provide ancillary services”, Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, Volume 3, 16-20 July 2000 Page(s):1762 - 1767 vol. 3

[JEN 00] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, « Embedded generation », The Institution of Electrical Engineers (IEE), London, 2000.

## K.

[KAN 01] C. Kana, M. Thamodharan, A. Wolf, "System management of a wind-energy converter", IEEE on Power Electronics, vol. 16, no 3, may 2001.

[KIN 06 ] Kinjo, T.; Senjyu, T.; Urasaki, N.; Fujita, H.”Output levelling of renewable energy by electric double-layer capacitor applied for energy storage system”, nergy Conversion, IEEE Transaction on Volume 21, Issue 1, March 2006.

[KUN 97] Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*, WCB/McGraw-Hill 1997.

## L.

[LAF](Lafaille et al.) Hervé LAFAILLE, Jean Michel TESSERON, Jean-Yves DELABRE et Jean-Marie COULONDRE « Gestion des interconnexions électrique en europe », Technique de l'ingénieur

[LAL 05] Lalor G., Mullane A., O'Malley M., « Frequency control and wind turbine technologies », IEEE Transactions on power systems, vol. 20, n° 4, 2005, pp. 1905-1913.

[LAV 05] N. Laverdure, Intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaire. Thèse présentée le 09 décembre 2005.

[LEC 04] L. Leclercq, Apport du stockage inertiel associe à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes. Thèse présentée le 14decembre 2004.

- [LEC 02A] L.Leclercq, B.Robyns, J.M.Grave, « Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators”, Mathematics and Computers in Simulation, 63, 2003, pp.271-280, 2002
- [LEC 02B] L.Leclercq, B.Robyns, J.M.Grave, “Fuzzy logic based control of a flywheel energy storage system based on an induction machine associated with wind and diesel generators” Proceedings of the 10th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPEPEMC, 2002, Dubrovnik, 9-11 septembre 2002 (CD Rom).
- [LEI 06] Lei Y., Mullane A., Lightbody G. et Yacamini R., “Modeling of the wind turbine with double fed induction generator for grid integration studies”. IEEE transactions on energy conversion, Volume 21, n°1, Mars 2006
- [LUO 06] Luo C., Ooi B-T., « Frequency deviation of thermal power plants due to wind farms », IEEE Transactions on power systems, vol. 21, n° 3, 2006, p 708-716.

## **M.**

- [MAN 02] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L.Rogers, “Wind energy explained”, Wiley, 2002
- [MAR] J.Martin, « Energies éoliennes », Technique de l'ingénieur
- [MAT 04] J. Matevosyan, T. Ackermann, L. Söder, S. Bolik, ‘Comparison of International Regulations for Connection of Wind Turbines to the Network,’ Nordic Wind Power Conference NWPC'04, 1-2, March 2004, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden
- [MER] André MERLIN Electricité et énergies renouvelables : jusqu'où le réseau électrique actuel peut-il gérer des sources décentralisées ?, La Jaune et La Rouge, revue de l'amicale des anciens élèves de l'Ecole polytechnique,
- [MER 05] A. Merlin, « Renewables : to what extent can the existing French system cope with dispersed generation ? », Electra (CIGRE), n° 219, avril 2005, pp. 4 - 11.
- [MOG 05] Mogos, Emmanuel Florin (2005) Production décentralisée dans les réseaux de distribution, Doctorat génie électrique ENSAM, soutenue le 20 juillet 2005
- [MOR 05] Morren, J.; de Haan, S.W.H.; Ferreira, J.A., “Contribution of DG units to primary frequency control”, Future Power Systems, 2005 International Conference on
- [MOR 06] J. Morren, S W.H. de Haan and J.A. Ferreira, “Primary Power/Frequency control with wind turbine and fuel cells”, IEEE PES General Meeting 2006, Montreal, Canada, June 2006.
- [MOG 05] Mogos, Emmanuel Florin (2005) Production décentralisée dans les réseaux de distribution, Doctorat génie électrique ENSAM, soutenue le 20 juillet 2005
- [MOR 06] MORALES Dario, « Définition optimale des éléments d'un système décentralisé de production d'énergie électrique », Soutenu le 5 juillet 2006

[MOR 06] J. Morren, S. W.H. de Haan, W. L. Kling, J. A. Ferreira, “ Wind turbine emulating inertia and supporting primary frequency control,” IEEE Transactions on power systems, vol.21, N°1, February 2006, pp. 433-434.

[MUL] B. Multon, X. Roboam, «Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'ingénieur

[MUL 05] Mullane A., O'Malley M., « The inertial response of induction machine based wind turbines », IEEE Transactions on power systems, vol. 20, n° 3, 2005, pp 1496-1503.

## **N.**

[N96 96] Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, Journal officiel n° L 027 du 30/01/1997 , p. 0020 – 0029 Disponible en ligne : <http://www.ilr.etat.lu/elec/legal/pdf/dir-96-92.pdf>

[NOR 00] [www.nordel.org](http://www.nordel.org)

## **O.**

[OUD 07] A. Oudalov, D. Chartouni and C. Ohler, “ Optimizing a battery storage system for primary frequency control”, IEEE Transaction on power system, VOL. 22, N°3, Août 2007

## **P.**

[PAN 04] Yann PANKOW "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque", Thèse, ENSAM, 12-2004

[PER 08] J. I.Perez, J. R. Wilhelmi et L. A. Arévalo, “Unit Commitment and generation dispatch of a hydropower plant in a competitive electricity market”, ICREPQ'08, Santander, 12-14 mars 2008, 3-2008.

[PRIG 97] « Les piles à combustible, Etat du développement et des recherches en cours », Michel Prigent, Editions TECHNIP, 1997, ISBN 2-7108-0792-0

[PUR 08] « Pure power : Wind energy scenario up to 2030, European Wind Energy Association, Mars 2008

## **R.**

[RAP 05] C. Rap, « Variable localement, régulière globalement », Systèmes solaires, n°165, 2005, pp.36-38.

[REB 07a] Y. G.Rebours, D. S.Kirschen, M. Trotignon and S. Rossignol, „A survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Service-Part I: Technical Feature“, IEEE transaction on power system, Vol.22, N°1., February 2007

- [REB 07b] Y. G.Rebours, D. S.Kirschen, M. Trotignon and S. Rossignol, „A survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Service-Part II: Technical Feature“, IEEE transaction on power system, Vol.22, N°1., February 2007.
- [RIC 06] O. Richardo “ Réglage coordonné de Tension dans les Réseau de Distribution à l’aide de la Production Décentralisée” Thèse soutenue le 10 octobre 2006
- [ROB 04a] Benoit Robyns, Patrick Bastard, “Production decentralise d’électricité : contexte et enjeux techniques”, La revue 3EI n°39, Decembre 2004.
- [ROB 04b] Robyns B., Davigny A., Saudemont C., Ansel A., **Courtecuisse V.**, Plumel S., Deuse J., « Impact de l’éolien sur le réseau de transport et la qualité de l’énergie », Actes des journées du club EEA , Gif sur Yvette, 26-28 mai 2004, Paris, Hermès, p. 53-68.
- [ROB 05] Benoît ROBYNS, Aymeric ANSEL, Christophe SAUDEMONT, Arnaud DAVIGNY, Gabriel CIMUCA, Mircea RADULESCU, Jean-Michel GRAVE, "Apport du stockage de l’énergie à l’intégration des éoliennes dans les réseaux électriques. Contribution aux services systèmes", Revue de l’Electricité et de l’Electronique, REE, N°. 5, pages. 77-85, 5-2005.
- [ROB 95] B. Robyns, Y. Fu, F. Labrique, H. Buyse, “Commande numérique de moteurs synchrones à aimants permanents de faible puissance”, Journal de Physique III – T5, n°8, August 1995.
- [RTE 04] RTE, France, Mémento de la sûreté électrique 2004. Disponible en ligne : <http://www.rte-france.com>.

## S.

- [SAA 99] Hadi Saadat, *Power System Analysis*, WCB/McGraw-Hill 1999
- [SAB 07\_a] J-C. Sabonnadière, N. Hadjsaïd, « Lignes et réseaux électrique 1 » edition lavoisier, 2007
- [SAB 07\_b] J-C. Sabonnadière, N. Hadjsaïd, « Lignes et réseaux électrique 2 » edition lavoisier, 2007
- [SAB 06] Sabonadière et al, “ Nouvelle technologies de l’énergie 1 : les énergies renouvelables », edition lavoisier, 2006
- [SAB 07\_2] « Nouvelles technologies de l’énergie 2 : stockage et technologies à émission réduite », Jean-Claude Sabonnadière, Edition Hermes Lavoisier, 2007, ISBN 978-2-7462-1502-3
- [SAB 07\_4] J-C Sabonnadière « Nouvelles technologies de l’énergie 4 », Edition Hermes, 2007, ISBN 978-2-7462-1502-3
- [SAU 04] C. Saudemont, L. Leclercq, B. Robyns, G. Cimuca, M. Radulescu, « Développement d’un émulateur temps réel d’un système de génération éolienne associé à un stockage d’énergie », REE, n°11, décembre 2004, pp. 49-59.

- [SAU 05] C. Saudemont, G. Cimuca, B. Robyns, M. Radulescu, « Grid connected or stand-alone real-time variable speed wind generator emulator associated to a flywheel energy storage system », Proceedings of the 11th Conference EPE 2005, Dresde, 11 – 14 septembre 2005.
- [SEM 08] Sebastijan Seme, Gorazd Štumberger, Jože Voršič, “Energy storage device as a part of electric energy production system based on renewable energy sources”, ICREPQ’08, Santander, 12-14 mars 2008, 3-2008.
- [SLO 02] Sloopweg, J.G.; Kling, W.L.”Impacts of distributed generation on power system transient stability”, Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Volume 2, 25-25 July 2002 Page(s):862 - 867 vol.2
- [SLO 03] J. G. Sloopweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, W. L. Kling, “General Model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations”. IEE transactions on power systems, VOL. 18, No. 1, february 2003.
- [STU 89] Stubbe, M.; Bihain, A.; Deuse, J.; Baader, J.C., "STAG-a new unified software program for the study of the dynamic behaviour of electrical power systems," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.4, no.1, pp.129-138, Feb 1989

## T.

- [THI 06] Thi Thu Hà PHAM, « Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance »Thèse soutenue le 26 octobre 2006

## U.

- [UCT 06] « Final Report System Disturbance on 4 November 2006 », 4 novembre 2006 Disponible en ligne : [http://www.ucte.org/\\_library/otherreports/Final-Report-20070130.pdf](http://www.ucte.org/_library/otherreports/Final-Report-20070130.pdf)
- [UCTE 03] “Final report of the investigation committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy”, UCTE, Avril 2004.
- [UCT 00] [www.ucte.org](http://www.ucte.org)
- [UKT 00] [www.etso-net.org](http://www.etso-net.org)

## W.

- [WIN 05a] « Wind Force 12. A Blueprint to achieve 12% of the world’s electricity from wind power by 2020 », Global Wind Energy Council (GWEC) report, Jun. 2005.

[WIN 05b] Winjnbergen, S.; de Haan, S.W.H.; Sloopweg, J.G. "A System for Dispersed Generator Participation in Voltage Control and Primary Frequency Control of the grid", Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th, 2005 Page(s):2918 – 2924

# Annexe 1

## La Représentation Énergétique Macroscopique (REM)

La Représentation Énergétique Macroscopique (REM), ([BOU 00]) est un outil graphique basé sur le principe d'action-réaction. Les éléments de base de la REM, au nombre de 3, sont :

- les sources d'énergie,
- les éléments de conversion,
- les éléments d'accumulations.

En ce qui concerne les variables, on peut les classer suivant deux catégories utilisées dans la modélisation par Bond Graph :

- variables d'effort  $e$ .
- variables de flux  $f$  (grandeur d'état).

### I) Élément de modélisation de la REM

#### Les sources d'énergie :

Les sources d'énergie sont représentées en un cercle ovale de couleur verte (Figure 272). Elles peuvent être génératrices ou réceptrices.

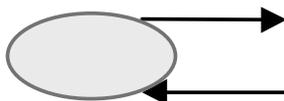
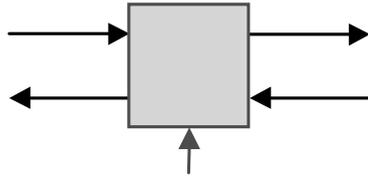


Figure 272 Source d'énergie

#### Les éléments de conversion :

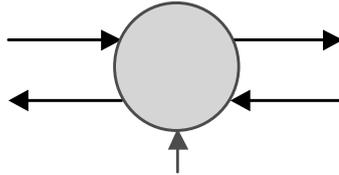
Les éléments de conversion assurent la conversion de l'énergie sans accumulation d'énergie. Il existe trois éléments de conversion de natures différentes :

- un élément de conversion électrique (Figure 273) qui peut être un onduleur de tension par exemple,



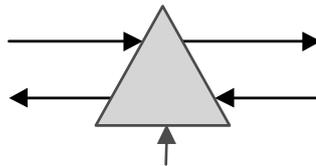
**Figure 273** Élément de conversion électrique

– un élément de conversion électromécanique (Figure 274) qui est une partie de machine électrique,



**Figure 274** Élément de conversion électromécanique

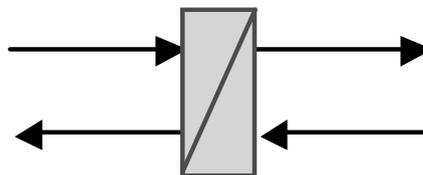
– et un élément de conversion mécanique (Figure 275) qui peut être une boîte de vitesse par exemple.



**Figure 275** Élément de conversion mécanique

**Les éléments d'accumulation :**

Les éléments d'accumulation sont représentés par des rectangles bleus barrés et sont naturellement sources de flux (grandeur d'état). Il peut s'agir d'une bobine, d'un condensateur ou encore d'une masse tournante.



**Figure 276** Élément d'accumulation

## II) Détermination de la commande

En plus de proposer une modélisation basée sur le principe d'action-réaction montrant l'interaction entre les différentes variables de flux et d'effort, le REM permet, par inversion des éléments de conversion et d'accumulation, de déterminer la structure de la commande maximale.

### Inversion direct sans asservissement :

La Figure 277 montre le principe d'inversion des éléments de conversion.

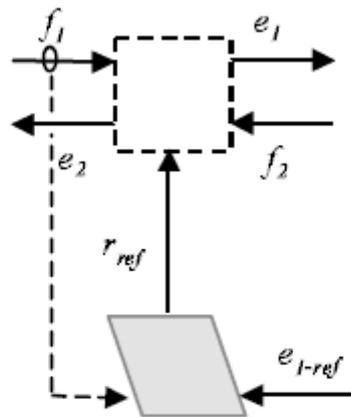


Figure 277 Inversion des direct

### Inversion des éléments d'accumulation :

La Figure 278 montre le principe d'inversion d'un élément d'accumulation permettant de contrôler la variable de flux. Ceci implique la présence d'un correcteur adapté pour une bonne régulation de la consigne en raison du caractère causal de l'élément d'accumulation.

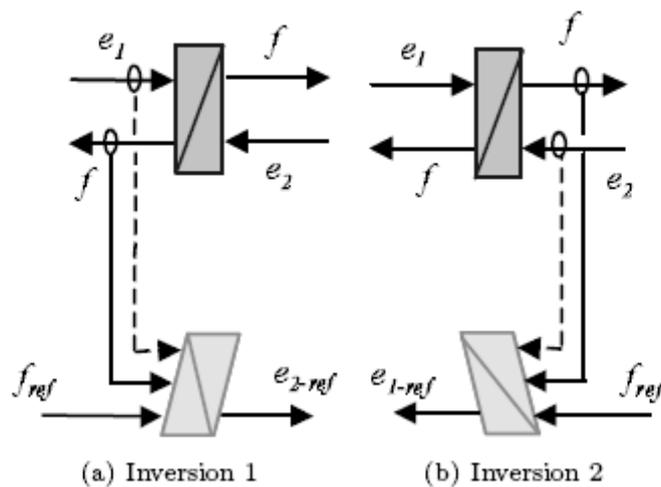
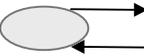
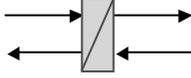
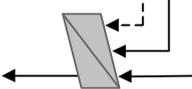
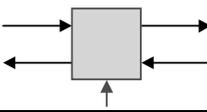
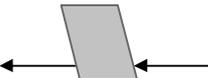
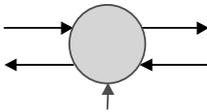
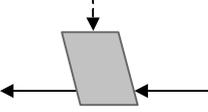
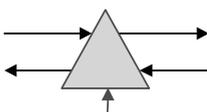
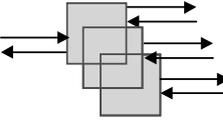
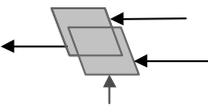
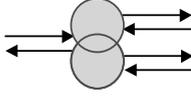
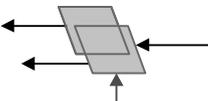
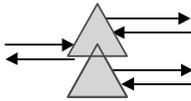
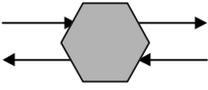


Figure 278 Inversion d'un élément d'accumulation

Le Tableau 25 présente l'ensemble des éléments graphique de la REM.

**Tableau 25 Représentation graphique de la REM**

<b>REPRESENTATION ENERGETIQUE MACROSCOPIQUE (REM)</b>			
La REM est une extension du GIC, basé sur le principe d'action-réaction.			
	variables d'action et de réaction		Source d'énergie
	accumulateur d'énergie		inversion avec asservissement
	convertisseur électrique		inversion directe (sans asservissement)
	convertisseur électromécanique		inversion directe avec rejet de perturbation
	convertisseur mécanique		bloc de stratégie
	couplage électrique (double)		inversion d'un couplage amont (pondération)
	couplage électromécanique (simple)		inversion d'un couplage aval (répartition)
	couplage mécanique		modèle ou estimateur (quelle que soit la forme)

## **Annexe 2**

### **Le Graphe de Commande Etape - Transition : Grafcet**

Le Grafcet : Graphe de Commande Etape - Transition, élaboré en 1977 par l'AFCEC, il est appliqué exclusivement aux automates.

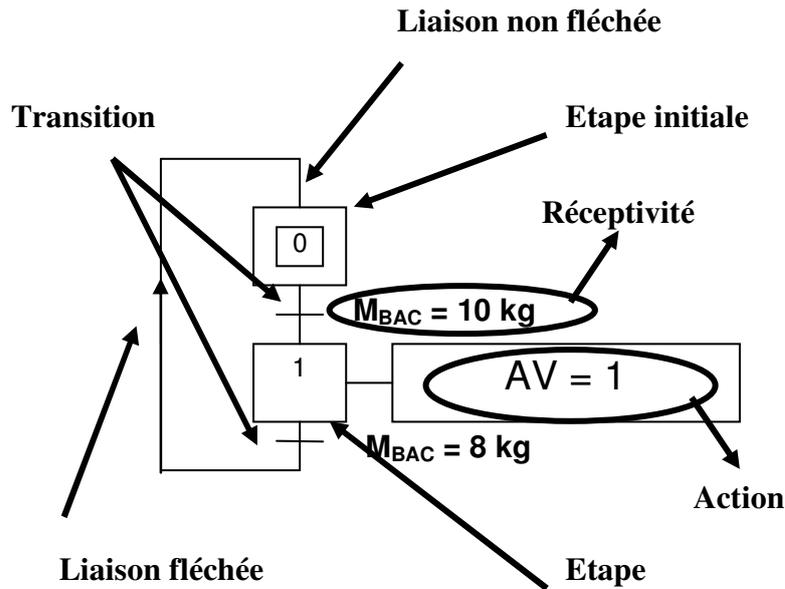
#### **I) Représentation graphique du fonctionnement d'un automatisme**

Différentes représentations graphiques sont proposés pour décrire le fonctionnement d'un automatisme, on peut citer :

- L'organigramme : élaboré en 1948 il est appliqué essentiellement à l'informatique (logiciels) puis à l'électronique (architecture des ordinateurs et API numériques).
- Les langages à contact : ladder, contact, relais.
- Les langages booléens : logigrammes.
- Les réseaux de Pétri : élaborés en 1970, ils sont particulièrement bien adaptés à l'étude des fonctionnements simultanés, ou pour des circuits complexes.
- Le Grafcet : (Graphe de Commande Étapes - Transitions), élaboré en 1977 par l'AFCEC, il est appliqué exclusivement aux automates.

#### **II) Les éléments de base du Grafcet**

Le Grafcet s'appuie sur l'alternance étape - transition avec tel ou tel enchaînement selon la valeur de la réceptivité associée à une transition. Le Grafcet est constitué des éléments suivants : les étapes, les transitions, les actions et les réceptivités.



**Figure 279 Grafcet**

La représentation par Grafcet répond à des normes strictes, la Figure 279 illustre ces normes. Les étapes sont représentées par des carrés, les étapes initiales sont représentées par des doubles carrés. Les liaisons orientées de haut en bas ne sont pas fléchées, les liaisons orientées de bas en haut sont fléchées. Les transitions sont représentées par des segments orthogonaux aux liaisons orientées de haut en bas. Les actions s'écrivent à droite des étapes, les réceptivités s'écrivent à droite des transitions.

**Les étapes :**

A un instant donné une étape peut être soit active, soit inactive. La situation d'un automatisme est définie par l'ensemble de toutes les étapes actives. Lors du déroulement de l'automatisme, les étapes sont actives les unes après les autres. A toute étape  $i$ , il est associé une variable logique notée  $X_i$  telle que  $X_i=1$  si l'étape est active et  $X_i=0$  si l'étape est inactive.

**Les actions :**

A chaque étape est associées une ou plusieurs actions. Ces actions sont réalisées à chaque fois que nous activons l'étape à laquelle elles sont associées. Ces actions peuvent être externes (sortie de automatisme pour commander le procédé) ou internes (temporisation, comptage, calcul). Une étape peut n'avoir aucune action (attente d'un événement externe ou la fin d'une temporisation).

**Les transitions :**

Elles expriment les possibilités d'évolution entre une ou plusieurs étapes. Une transition peut être validée lorsque toutes les étapes immédiatement reliées à cette transition sont actives ou non

validées dans le cas contraire. Enfin, elle peut être franchie lorsqu'elle est validée et que la condition logique associée à cette transition est vraie.

### **Les réceptivités**

Nous associons à chaque transition une condition logique appelée réceptivité qui peut être soit vraie, soit fausse. Elle peut être fonction des variables externes (entrées, consignes affichées par l'opérateur) ou internes (compteurs, temporisations, étapes actives ou inactives).

## **III) Règles de fonctionnement du Grafcet**

### **Mécanisme de franchissement d'une transition :**

La règle générale du franchissement d'une transition est que lorsqu'une transition est validée et que la réceptivité qui lui est associée est vraie la transition est franchie c'est à dire que les étapes précédant la transition sont désactivées et les étapes suivant la transition sont activées simultanément.

- L'initialisation précise les étapes actives au début du fonctionnement. Elles sont activées inconditionnellement et repérées sur le Grafcet par un double carré.
- Une transition est soit validée soit non validée. Elle est validée lorsque toutes les étapes immédiatement précédentes sont actives. Elle peut alors être franchie que lorsqu'elle est validée et que la transition est vraie. La transition est alors obligatoirement franchie.
- Le franchissement d'une transition entraîne l'activation de toutes les étapes immédiatement suivantes et la désactivation de toutes les étapes immédiatement précédentes.
- Plusieurs transitions simultanément franchissables sont simultanément franchies.
- Si au cours du fonctionnement une même étape doit être activée et désactivée simultanément, elle reste active.

## Annexe 3

### Grphe opérationnel et algorithme floue des différents cas d'étude

#### I) Association générateur éolien, source prévisible, système de stockage à court terme

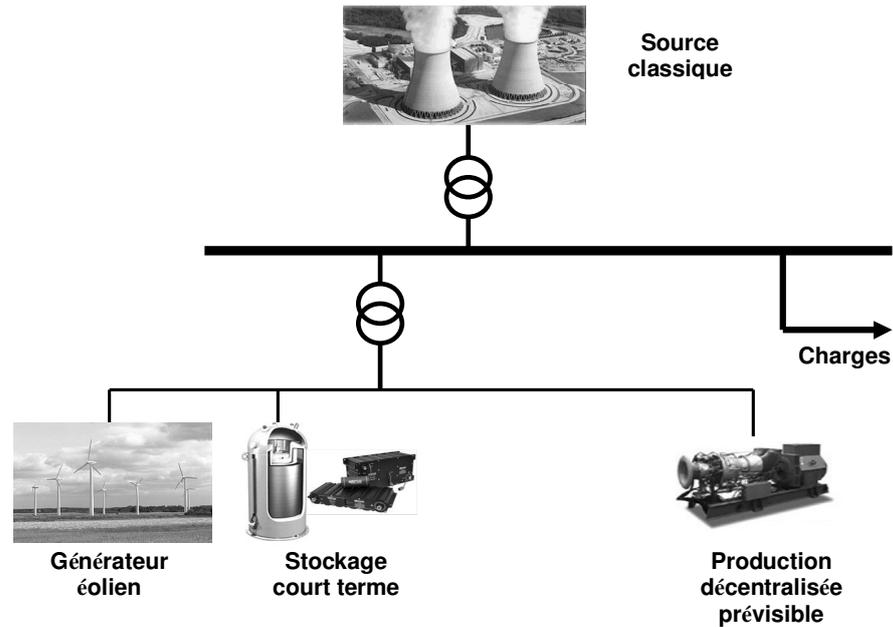


Figure 280 Association générateur éolien, stockage court terme et source décentralisée prévisible

Le système multisources considéré est présenté à la Figure 280, il comprend un générateur éolien, un système de stockage à court terme et un système de production décentralisé prévisible. Les moyens d'action à notre disposition sont l'angle de calage des pales, les puissances de références de la source prévisible et du système de stockage à court terme.

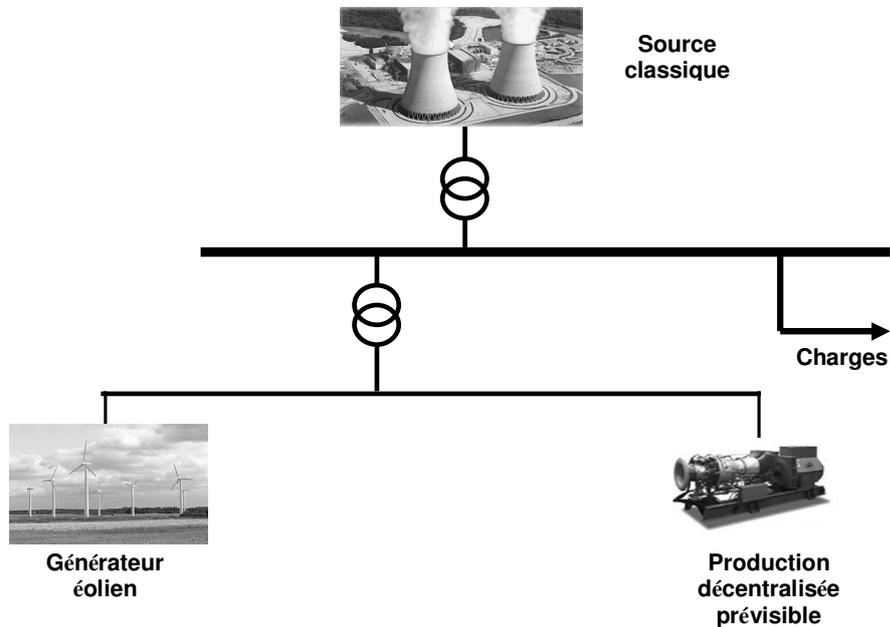
La Figure 281 présente le graphe opérationnel qui est la traduction du graphe fonctionnel. Le Tableau 26 présente les lois floues du superviseur qui sont ici un nombre de 22.



**Tableau 26 Lois floues du cas 2**

<b>N1</b>	<b>N1.1</b>	<p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NG alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est NG</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PG alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est PG</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NM alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est NM</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PM alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est PM</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est Z alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est Z</p>
	<b>N1.2</b>	<p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est NM</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est Z alors <math>\beta_{ref}</math> est Z</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NM alors <math>\beta_{ref}</math> est Z</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NG alors <math>\beta_{ref}</math> est Z</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PM alors <math>\beta_{ref}</math> est P</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PG alors <math>\beta_{ref}</math> est G</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est N alors <math>\beta_{ref}</math> est Z</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est P alors <math>\beta_{ref}</math> est P</p>
	<b>N1.3</b>	<p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est P et <math>\Delta f</math> est Z alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est PM</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est P et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NG alors <math>P_{SPref}</math> est G</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est P et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NM alors <math>P_{SPref}</math> est P</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est P et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PG alors <math>P_{SPref}</math> est Z</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est P et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PM alors <math>P_{SPref}</math> est Z</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est P et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est Z alors <math>P_{SPref}</math> est Z</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est P et <math>\Delta f</math> est P est alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est Z</p> <p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est P et <math>\Delta f</math> est N est alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est P</p>
<b>N2</b>	<p><math>\Delta f</math> est P alors <math>P_{stock\_CT\_ref1}</math> est Z</p>	

## II) Association générateur éolien, source prévisible



**Figure 282 Association générateur éolien source de production décentralisé prévisible**

Le système multisources considéré est présenté Figure 282, il comprend un générateur éolien et un système de production décentralisé prévisible. Les moyens d'action à notre disposition sont l'angle de calage des pales et la puissance de référence de la source prévisible.

La Figure 283 présente le graphe opérationnel qui est la traduction du graphe fonctionnel. Le Tableau 27 présente les lois floues du superviseur qui sont au nombre de 14.

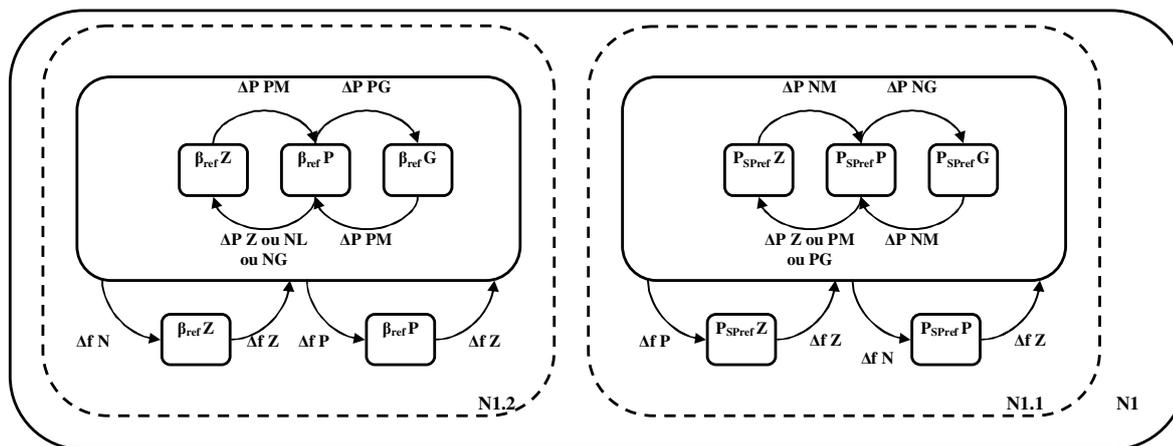


Figure 283 Graphe opérationnel du cas 3

Tableau 27 Lois floues du cas 3

<b>N1.1</b>	Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $\beta_{ref}$ est Z Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $\beta_{ref}$ est Z Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $\beta_{ref}$ est Z Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $\beta_{ref}$ est P Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $\beta_{ref}$ est G Si $\Delta f$ est N alors $\beta_{ref}$ est Z Si $\Delta f$ est P alors $\beta_{ref}$ est P
<b>N1.2</b>	Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $P_{SPref}$ est G Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $P_{SPref}$ est P Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $P_{SPref}$ est Z Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $P_{SPref}$ est Z Si $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $P_{SPref}$ est Z Si $\Delta f$ est P est alors $P_{SPref}$ est Z Si $\Delta f$ est N est alors $P_{SPref}$ est P

### III) Association générateur éolien et système de stockage à court terme

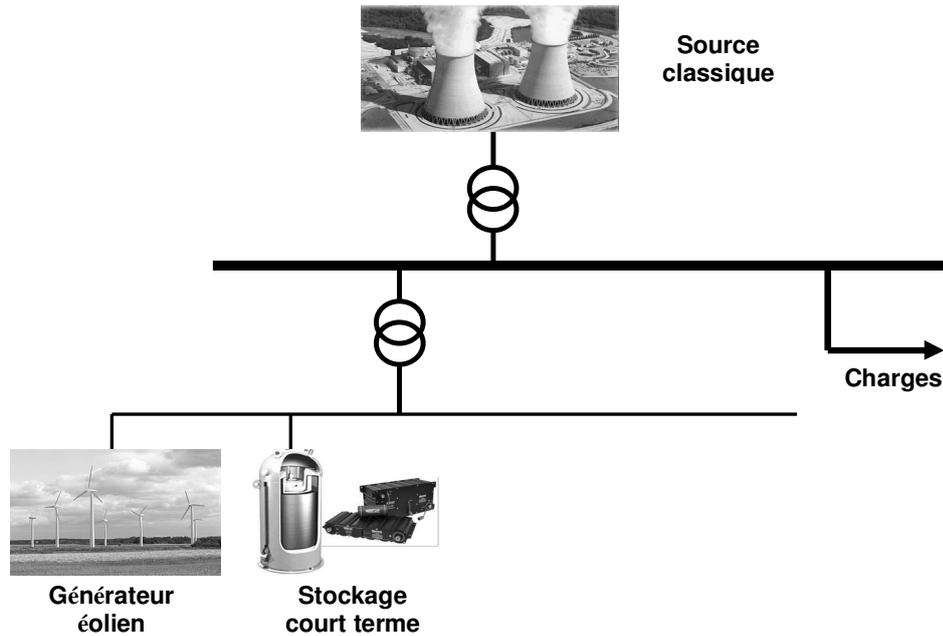


Figure 284 Association générateur éolien et système de stockage à court terme

Le système multisources considéré est présenté à la Figure 284, elle comprend un générateur éolien et un système de stockage à court terme. Les moyens d'action à notre disposition sont l'angle de calage des pales, la puissance de référence du stockage à court terme.

La Figure 285 présente le graphe opérationnel qui est la traduction du graphe fonctionnel. Le Tableau 28 présente les lois floues du superviseur qui sont au nombre de 16.

Tableau 28 Lois floues du cas 4

N1	N1.1	Si $Niv_{stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $P_{stock\_CT\_ref1}$ est NG Si $Niv_{stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $P_{stock\_CT\_ref1}$ est PG Si $Niv_{stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $P_{stock\_CT\_ref1}$ est NM Si $Niv_{stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $P_{stock\_CT\_ref1}$ est PM Si $Niv_{stock\_CT}$ est M et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $P_{stock\_CT\_ref1}$ est Z
	N1.2	Si $Niv_{stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z alors $P_{stock\_CT\_ref1}$ est NM Si $Niv_{stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est Z alors $\beta_{ref}$ est Z Si $Niv_{stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NM alors $\beta_{ref}$ est Z Si $Niv_{stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $\beta_{ref}$ est Z Si $Niv_{stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PM alors $\beta_{ref}$ est P Si $Niv_{stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est PG alors $\beta_{ref}$ est G Si $Niv_{stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est N alors $\beta_{ref}$ est Z Si $Niv_{stock\_CT}$ est G et $\Delta f$ est P alors $\beta_{ref}$ est P
	N1.3	Si $Niv_{stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est Z alors $P_{stock\_CT\_ref1}$ est PM
N2		$\Delta f$ est N alors $P_{ref\_stock\_crt1}$ est Z
		$\Delta f$ est P alors $P_{ref\_stock\_crt1}$ est Z

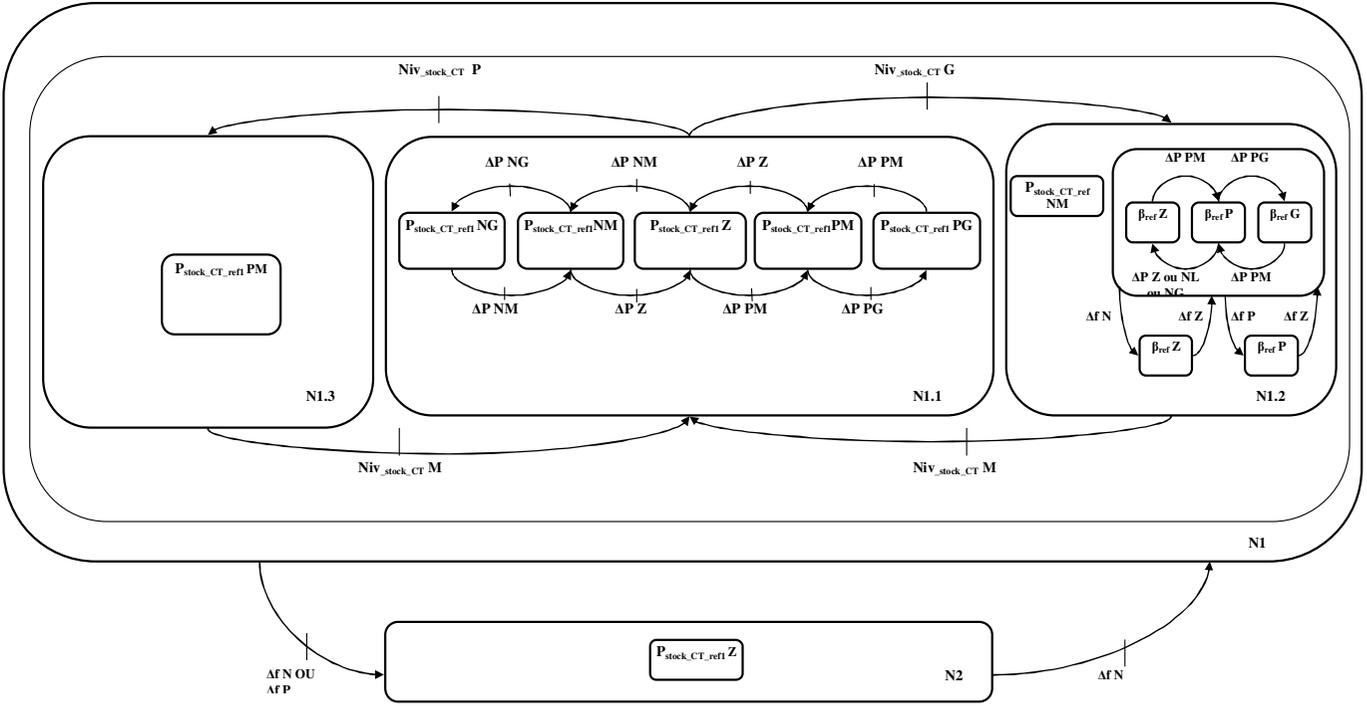


Figure 285 Graphe fonctionnel du cas 4

#### IV) Association générateur éolien, système de stockage à court et long terme

Le système multisources considéré est présenté à la Figure 286, il comprend un générateur éolien, un système de stockage à court terme et un système de stockage à long terme. Les moyens d'action à notre disposition sont l'angle de calage des pales, les puissances de références des systèmes de stockage.

La Figure 287 présente le graphe opérationnel qui est la traduction du graphe fonctionnel. Le Tableau 29 présente les lois floues du superviseur qui sont au nombre de 30.

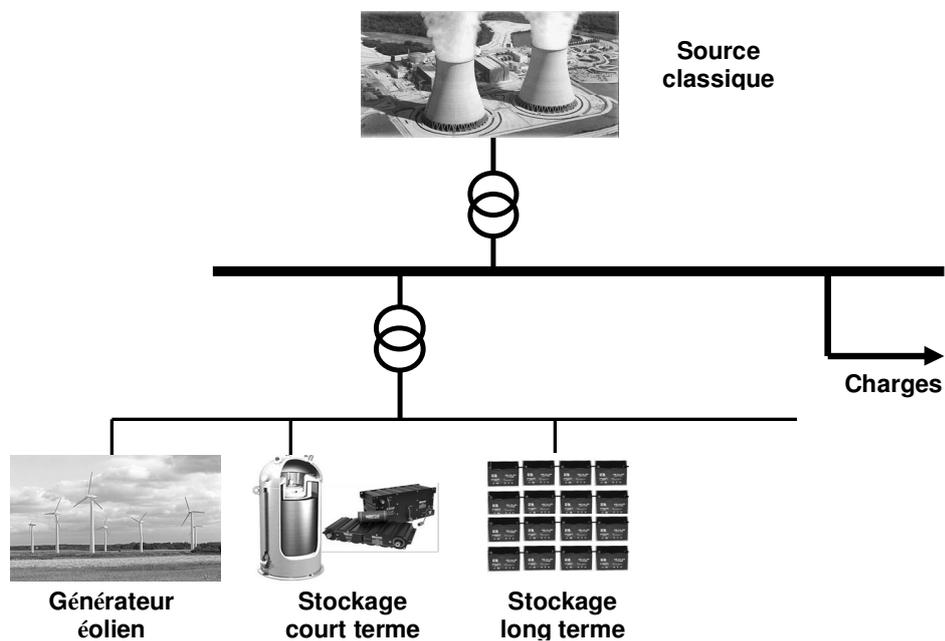
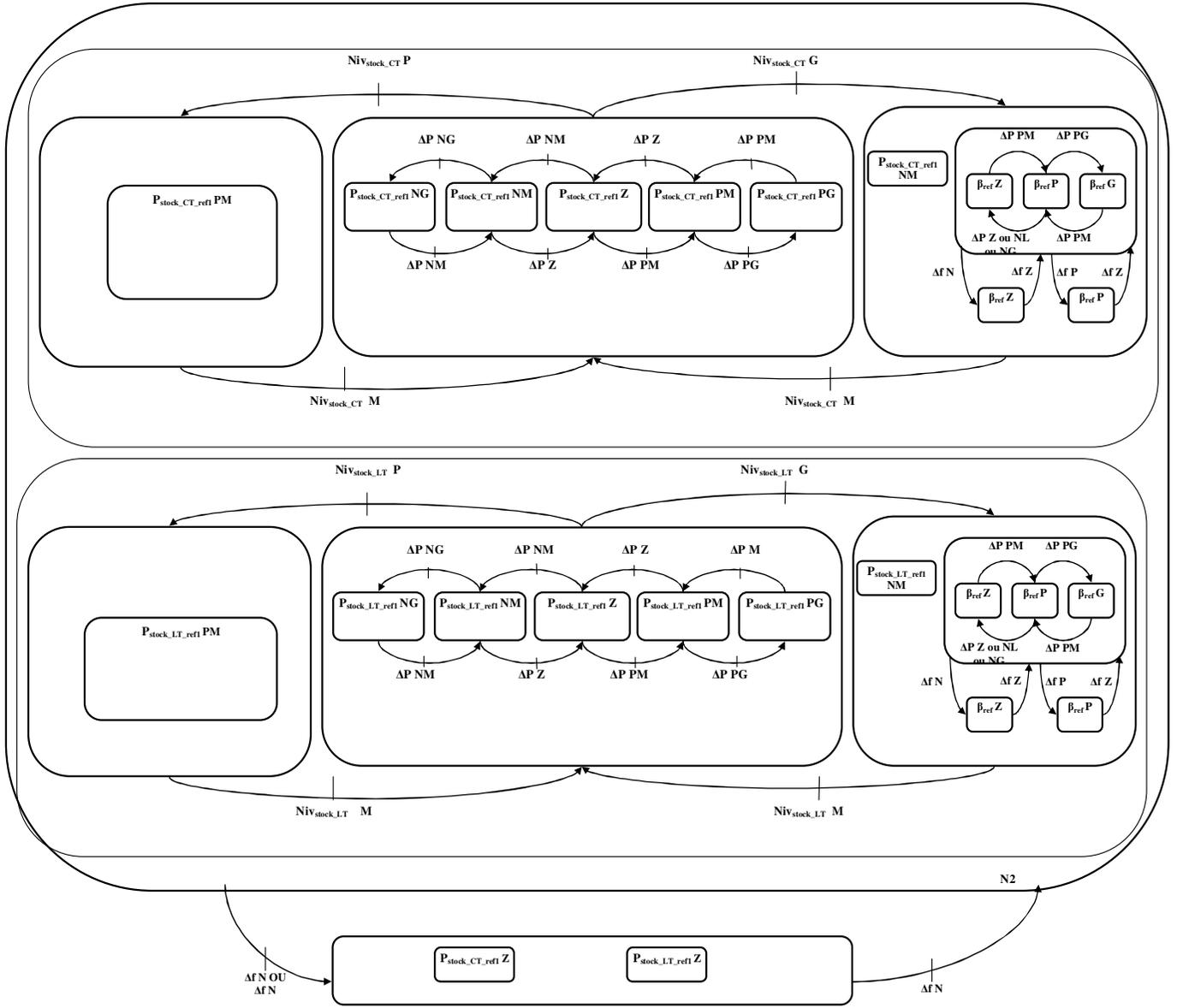


Figure 286 Association générateur éolien, système de stockage court terme et long terme

Figure 287 Graphe fonctionnel du cas 5



**Tableau 29 Lois floues du cas 5**

<b>N1</b>	<b>N1.1</b>	<b>N1.11</b>	<p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NG alors <math>P_{ref\_stock\_crt1}</math> est NG                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PG alors <math>P_{ref\_stock\_crt1}</math> est PG                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NM alors <math>P_{ref\_stock\_crt1}</math> est NM                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PM alors <math>P_{ref\_stock\_crt1}</math> est PM                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est Z alors <math>P_{ref\_stock\_crt1}</math> est Z</p>
		<b>N1.12</b>	<p>Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z alors <math>P_{ref\_stock\_crt1}</math> est NM                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est Z alors <math>\beta_{ref}</math> est Z                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NM alors <math>\beta_{ref}</math> est Z                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NG alors <math>\beta_{ref}</math> est Z                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PM alors <math>\beta_{ref}</math> est P                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PG alors <math>\beta_{ref}</math> est G                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est N alors <math>\beta_{ref}</math> est Z                  Si <math>Niv_{stock\_CT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est P alors <math>\beta_{ref}</math> est P</p>
		<b>N1.13</b>	Si $Niv_{stock\_CT}$ est P et $\Delta f$ est Z alors $P_{ref\_stock\_crt1}$ est PM
	<b>N1.2</b>	<b>N1.21</b>	<p>Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NG alors <math>P_{ref\_stock\_lrt1}</math> est NG                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PG alors <math>P_{ref\_stock\_lrt1}</math> est PG                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NM alors <math>P_{ref\_stock\_lrt1}</math> est NM                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PM alors <math>P_{ref\_stock\_lrt1}</math> est PM                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est M et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est Z alors <math>P_{ref\_stock\_lrt1}</math> est Z</p>
		<b>N1.22</b>	Si $Niv_{stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est Z alors $P_{ref\_stock\_lrt1}$ est NM
			Si $Niv_{stock\_LT}$ est G et $\Delta f$ est Z et $\Delta P$ est NG alors $\beta_{ref}$ est Z
			<p>Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est Z alors <math>\beta_{ref}</math> est Z                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est NZ alors <math>\beta_{ref}</math> est Z                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PM alors <math>\beta_{ref}</math> est P                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est Z et <math>\Delta P</math> est PG alors <math>\beta_{ref}</math> est G                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est N alors <math>\beta_{ref}</math> est Z                  Si <math>Niv_{stock\_LT}</math> est G et <math>\Delta f</math> est P alors <math>\beta_{ref}</math> est P</p>
		<b>N1.23</b>	Si $Niv_{stock\_LT}$ est P et $\Delta f$ est Z alors $P_{ref\_stock\_lrt1}$ est PM
	<b>N2</b>		<p>Si <math>\Delta f</math> est P alors <math>P_{ref\_stock\_crt1}</math> est Z                  Si <math>\Delta f</math> est N alors <math>P_{ref\_stock\_lrt1}</math> est Z</p>

## Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique.

**RESUME:** Le concept de systèmes multisources (incluant du stockage de l'énergie) avec une gestion intégrée et optimisée de l'énergie est aussi connu sous le nom de centrale virtuelle. Ce type de centrale est constituée de différentes catégories de générateurs (par exemple : éolien, photovoltaïque, micro turbine hydraulique, micro turbine à gaz, pile à combustible,...) pouvant être associés à différents systèmes de stockage (par exemple : batterie, volant d'inertie, stockage électromagnétique ou SMES, supercondensateur, pompage hydraulique, compression d'air,...). Du point de vue des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, une centrale virtuelle doit pouvoir se comporter comme une centrale classique. Elle doit donc participer pleinement aux services système et le gestionnaire de la centrale doit pouvoir s'engager 24h à l'avance sur la quantité d'énergie électrique qu'il pourra produire.

Des systèmes multisources associés à du stockage existent déjà dans des sites isolés (régions peu peuplées, îles,...). Des études et des expériences ont été réalisées sur des réseaux isolés associant des générateurs diesels et éoliens avec du stockage inertiel ou par batteries. L'objectif de ces études est l'augmentation du taux de pénétration de l'éolien en vue de diminuer la consommation de fuel. Les principaux problèmes posés par ces systèmes sont le choix et le dimensionnement du système de stockage, ainsi que la détermination des stratégies de supervision afin d'optimiser la consommation énergétique tout en assurant la stabilité du réseau.

**Mots-clés:** *Production décentralisée, énergies renouvelables, centrale multisources, stockage de l'énergie électrique, services système, optimisation, supervision.*

## Supervision to a multisource power plant including wind generator and energy storage connect to network

**ABSTRACT:** The concept of multisource system (with energy storage) with integrated and optimised energy control it's also knows as a virtual power plant. These types of power plants are constituted from different class of generators which can be associated with different types of energy storage systems. From the point of view of network managing, a virtual power plant must behave as a classical power plant. It must participate to the ancillary service and also the manager has to know 24h ahead the quantity of electrical energy he can produce.

The multisource systems associated with storage system exists already in isolated sites, many studies and experimentations have been developed for isolated networks using diesel generators associated with wind turbines and flywheel energy storage systems or using batteries. The objective of this project is to increase the penetration rate of the wind power plants to decrease the fuel consumption. The mains problems of this system are the choice of storage system and the determination of the supervisory control in order to optimize the energetic consumption and to assure the network stability.

**Keywords:** *Decentralised production, energy storage, ancillary services, optimisation, supervisory control, multisource power plant, renewable energy*